Marktconsultatie kernenergie

1 juli 2021

Rapportage

KPMG Advisory N.V.
Postbus 74500
1070 DB Amsterdam
KvK: 33263682
IBAN: NL83RABO0364231912

Laan van Langerhuize 1
1186 DS Amstelveen
Telefoon (020) 656 7890
BTW: nl8056.83.258.B.01

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
T.a.v. Maaike van Asten
Per e-mail

Amstelveen, 1 juli 2021

Betreft: Rapportage KPMG inzake marktconsultatie kernenergie

Geachte mevrouw Van Asten,

In overeenstemming met de overeengekomen Gunningsbeslissing gedateerd 31 januari 2021 delen wij graag ons rapport met de resultaten van de marktconsultatie kernenergie.

Aard van de opdracht

De marktconsultatie beoogd om de drie hoofdvragen uit de motie van het lid Dijkhoff c.s. te beantwoorden:

1. Onder welke voorwaarden zijn nationale en internationale marktpartijen bereid te investeren in kerncentrales in Nederland?
2. Welke publieke ondersteuning is daarvoor nodig?
3. In welke regio's is er belangstelling voor de realisatie van een kerncentrale?

De reacties uit de consultatie zijn door ons gechallenged, geanalyseerd en samengebracht. Daarnaast is, waar mogelijk, onderbouwing van de in de interviews opgetekende standpunten gezocht in de literatuur. Vervolgens zijn de uitkomsten verwerkt in voorliggende onafhankelijke rapportage.

U dient zich er bewust van te zijn dat onze bevindingen geen aanbevelingen aan u inhouden ten aanzien van het wel of niet nemen van een besluit ten aanzien van mogelijke uitbreiding van kernenergie in Nederland.

Verspreidingskring en belangrijke opmerkingen

De rapportage is uitsluitend bedoeld voor u als opdrachtgever. KPMG aanvaardt geen aansprakelijkheid van derden voor het gebruik van deze rapportage.

De belangrijke opmerkingen, zoals op de volgende pagina opgenomen, dienen gelezen te worden in samenhang met dit rapport.

Dankwoord

Graag willen wij de geïnterviewde marktpartijen en regio's bedanken voor het delen van hun inzichten. Tevens bedanken we het ministerie van Economische Zaken en Klimaat voor de prettige samenwerking.

Hoogachtend,

Marc Roels
Partner

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Belangrijke opmerkingen

Onze werkzaamheden zijn aangevangen op 8 februari 2021 en zijn op 1 juli 2021 afgerond. Ons rapport is gebaseerd op de uitkomsten van de marktconsultatie; de diepte-interviews en de door ons verrichte deskresearch tot en met 1 juli 2021. We hebben het rapport niet aangepast naar aanleiding van gebeurtenissen, omstandigheden en aangeleverde data van na die datum.

Dit rapport krijgt voorrang boven alle voorafgaande mondelinge, voorlopige of tussentijdse rapporten en presentaties. Gebruik maken van dergelijke mondelinge, voorlopige of tussentijdse rapporten en presentaties is geheel op eigen risico.

Dit rapport is gebaseerd op respons uit de diepte-interviews en publiekelijk beschikbare informatiebronnen. Bij het opstellen van dit conceptrapport hebben wij vertrouwd op de juistheid en volledigheid van de respons tijdens de interviews en de informatiebronnen, zonder deze onafhankelijk te hebben geverifieerd. Wij aanvaarden geen aansprakelijkheid voor dergelijke respons en informatie. Wij hebben alles in het werk gesteld om ons, voor zover mogelijk, ervan te vergewissen dat de in ons rapport weergegeven informatie overeenstemt met andere informatie(bronnen) die gedurende onze werkzaamheden overeenkomstig de voorwaarden van onze dienstverleningsovereenkomst zijn verkregen/onderzocht. Wij hebben echter geen nadere werkzaamheden verricht teneinde de betrouwbaarheid van de bronnen te verifiëren.

Dit document verwijst naar ‘KPMG-analyse’; deze verwijzing vormt uitsluitend een aanduiding van het feit dat wij (waar aangegeven) bepaalde analyses hebben uitgevoerd op de onderliggende data teneinde tot de voorliggende informatie te komen; wij aanvaarden geen verantwoordelijkheid voor de onderliggende data.

De aard van de werkzaamheden houdt in dat wij geen accountantscontrole, beoordelingsopdracht of andere assuranceopdracht hebben uitgevoerd. Daarom kan aan dit rapport geen zekerheid met betrekking tot de getrouwheid van financiële of andere informatie worden ontleend. Ons advies in dit rapport is uitsluitend gebaseerd op de overeengekomen werkzaamheden en de uitkomsten daarvan. Indien wij aanvullende werkzaamheden hadden verricht, of een controle-, een beoordelings- of een assuranceopdracht zouden hebben uitgevoerd, waren wellicht andere onderwerpen geconstateerd die voor rapportering in aanmerking zouden zijn gekomen.

Wij accepteren geen enkele verantwoordelijkheid voor het gebruik van het rapport voor een ander doel, anders dan het doel waarvoor het rapport is opgesteld: de beantwoording van de drie vragen uit de motie Dijkhoff. Voor zover wettelijk toegestaan, aanvaarden wij geen aansprakelijkheid voor het gebruik van het rapport door een partij anders dan jegens het ministerie van EZK.

De inhoud van dit rapport mag niet (geheel of in delen) gekopieerd worden, of voor andere doeleinden gebruikt worden, zonder de schriftelijke goedkeuring van KPMG.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Inhoudsopgave

Inhoudsopgave

#	Hoofdstuk	Pagina
	Managementsamenvatting	6
	Introductie	26
1	Keuze technologie	32
2	Financiering en garanties	61
3	Wet- en regelgeving	86
4	Wijze van inzet kerncentrale	110
5	Borssele	124
6	Impact lokale economie	130
7	Locatie kerncentrale	133
	Bijlagen	147

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Relevante afkortingen

Overzicht relevante afkortingen

BWR	Boiling Water Reactor (kokendwaterreactor)
CAPEX	Capital expenditures (investeringen)
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine (stoom- en gascentrale)
CfD	Contract for Difference (zie pagina 80 voor meer details)
EMEA	Europe, Middle East & Africa (Europa, Midden-Oosten en Afrika)
ESG	Environment, Social and Governance (milieu, maatschappij en bestuur)
FOAK	First Of A Kind (eerste van een soort, een FOAK-reactor is de eerste reactor dat van dat type gebouwd is)
HTR	High Temperature Reactor (hogetemperatuurreactor, zie pagina 40 voor meer details)
kV	Kilovolt
kWh	Kilowatt per uur
LCOE	Levelised Cost Of Electricity (zie pagina 38 voor meer details)
LFR	Lead cooled Fast Reactor (loodgekoelde snelle reactor, zie pagina 40 voor meer details)
MSR	Molten Salt Reactor (gesmoltenzoutreactor, zie pagina 40 voor meer details)
MW / GW / TW / kW	Megawatt / Gigawatt / Terrawatt / Kilowatt
MWh	Megawatt per uur
NOAK	Nth Of A Kind (zoveelste van een soort, bij een NOAK-reactor zijn er reeds meerdere reactoren van dat type gebouwd)
O&M-kosten	Operation & Maintenance-kosten (bedienings- en onderhoudskosten)
PJ	Petajoule
PPA	Power Purchase Agreement (zie pagina 80 voor meer details)
PWR	Pressurized Water Reactor (drukwaterreactor)
RAB-model	Regulated Asset Based-model (zie pagina 79 voor meer details)
SDE	Stimuleringsregeling Duurzame Energieproductie
SMR	Small Modular Reactor (kleine modulaire reactor, zie pagina 54 voor meer details)

KPMG

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Management samenvatting
Introductie
Keuze technologie
Financiering en garanties
Wet- en regelgeving
Wijze van inzet kerncentrale
Borssele
Impact lokale economie
Locatie kerncentrale
Bijlagen

Management samenvatting

Managementsamenvatting

Managementsamenvatting	
Onderwerp	Samenvatting
Introductie	**Dit onderzoek kijkt naar hoe kernenergie economisch zo optimaal mogelijk gerealiseerd kan worden en welke rol de overheid daarbij kan spelen. Dit onderzoek onderzoekt nadrukkelijk niet de vraag of Nederland wel of niet moet overgaan tot verdere uitbreiding van kernenergie** — Aanleiding voor het onderzoek is de motie Dijkhoff,[1)] waarin de volgende onderzoeksvragen gesteld worden: - Onder welke voorwaarden zijn nationale en internationale marktpartijen bereid te investeren in kerncentrales in Nederland? - Welke publieke ondersteuning is daarvoor nodig? - In welke regio's is er belangstelling voor de realisatie van een kerncentrale? — Dit onderzoek kijkt naar hoe kernenergie economisch zo optimaal mogelijk gerealiseerd kan worden. Daartoe zijn de hoofdvragen uit de motie door het ministerie van EZK aangevuld met deelvragen. KPMG heeft deze deelvragen verder uitgewerkt. — Daarnaast wordt in de motie Dijkhoff gevraagd (zie ook de derde deelvraag hierboven) om te peilen waar een kerncentrale eventueel gerealiseerd kan worden. Dit betreft een beknopte consultatie bij provincies, een tweetal gemeentes en de haven van Rotterdam en betreft geen uitgebreide planologische studie. **Het onderzoek is uitgevoerd door middel van een marktconsultatie bij nucleaire marktpartijen uit de volledige waardeketen** — De marktconsultatie is uitgevoerd door interviews te houden met diverse relevante (inter)nationale marktpartijen. Dit betreft o.a. aannemers, kerntechnologieleveranciers, exploitanten, ontmantelingsspecialisten en financiers. — Er zijn in totaal 41 marktpartijen geïnterviewd. Per categorie betreft dit interviews met 4 aannemers, 8 kerntechnologieleveranciers, 10 exploitanten, 2 ontmantelingsspecialisten, 8 financiers en 9 in de categorie 'overige' (Rijkswaterstaat, TenneT, andere overheden, experts, etc.). — Deze marktconsultatie kent primair de vorm van een interviewprogramma waarbij KPMG de reacties heeft *gechallenged,* geanalyseerd en gebundeld en dit vervolgens in de rapportage heeft verwerkt. Daarnaast is, waar mogelijk, onderbouwing van de in de interviews opgetekende standpunten gezocht in de literatuur.

Bron: (1) Nota 35570-11, Tweede Kamer der Staten-Generaal (2020).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Managementsamenvatting

Managementsamenvatting	
Onderwerp	Samenvatting
Overzicht technologie	**Reactortechnologie kan grofweg in vier generaties onderverdeeld worden, en daarnaast in traditioneel ontwerp en modulair ontwerp (Small Modular Reactor)** — Generatie II reactoren zijn reactoren die grofweg tussen eind jaren zestig en eind jaren negentig zijn gebouwd. De huidige Borssele-centrale is een (modern) generatie II ontwerp. — Generatie III centrales zijn een 'evolutionaire verbetering' van generatie II reactoren. Ook wordt er gesproken over generatie III+ reactoren; dit beschrijft in zijn algemeenheid de (veiligheids)aanpassingen die gedaan zijn naar aanleiding van de ramp bij Fukushima. In dit rapport wordt geen onderscheid gemaakt tussen generatie III en III+ en wordt alleen gesproken over post-Fukushima-ontwerpen, aangezien de meeste ontwerpen aangepast zijn qua veiligheid na Fukushima. — Generatie IV reactoren zijn nieuwe ontwerpen die veelal of op een andere koeltechniek gebaseerd zijn (bijvoorbeeld op basis van zout in plaats van water) of een andere energiebron kennen (bijvoorbeeld thorium in plaats van uranium), waardoor mogelijk minder afval geproduceerd wordt en/of ze veiliger zijn. — Daarnaast kan een onderscheid gemaakt worden in het engineeringconcept tussen een traditionele (vaak grote) reactor en een zogenaamde Small Modular Reactor (SMR). Het grootste onderscheid van een SMR is dat deze (vaak) kleiner is en modulair is opgebouwd. - Door hun modulaire ontwerp wordt beoogd dat een SMR meer gestandaardiseerd gebouwd kan worden, waardoor de constructietijd van SMR's mogelijk korter en meer voorspelbaar is dan die van traditionele reactoren. - Het gestandaardiseerde bouwproces, dat deels in een fabrieksomgeving kan plaatsvinden, moet de schaalnadelen van het kleinere ontwerp compenseren ten opzichte van de traditionele (grote) ontwerpen. - De reactortechnologie in een SMR is veelal generatie III+ of generatie IV. **De huidige operationele reactoren in Europa zijn grotendeels generatie II reactoren; de reactoren in aanbouw, of gepland, zijn grotendeels generatie III+ reactoren** — Er zijn 141 nucleaire reactoren operationeel in Europa, grotendeels bestaande uit generatie II reactoren welke veelal gebouwd zijn tussen de jaren zestig en negentig.[1)] In 2020 leverden deze reactoren gezamenlijk zo'n 26% van de elektriciteit van de EU.[2)] - Van de 141 operationele reactoren staat ongeveer de helft in Frankrijk (56) en het Verenigd Koninkrijk (15). — Sinds 2005 zijn er diverse reactoren in aanbouw in Europa. In 2005 (Olkiluoto 3 in Finland), 2007 (Flamanville 3 in Frankrijk), 2013 (Ostrovets in Wit-Rusland) en 2018 (Hinkley Point C in het Verenigd Koninkrijk en Akkuyu in Turkije) is gestart met de constructie van de eerste generatie III+ reactoren in Europa. [2)] — De in de (nabije) toekomst geplande reactoren in Europa zijn grotendeels generatie III+ (zoals Hanhikivi in Finland en Paks in Hongarije). Ook overwegen een aantal landen een SMR (zoals het VK, Frankrijk, Denemarken en Estland). [2)]

Bron: (1) Nuclear power in the European Union, World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/others/european-union.aspx, geraadpleegd op 28 mei 2021). (2) Info graphics, FORATOM (2020). 2) Reactor database, World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/Information-Library/Facts-and-Figures/Reactor-Database.aspx, geraadpleegd op 28 mei 2021).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Managementsamenvatting

Managementsamenvatting	
Onderwerp	Samenvatting
Keuze technologie	**Een overgroot deel van de marktpartijen benadrukt het belang van het kiezen voor bewezen technologie die voldoet aan de geldende veiligheidseisen, waarbij er brede consensus is om voor een generatie III+ reactor te kiezen** — Er is brede consensus onder marktpartijen dat Nederland voor een generatie III+ reactor met een bewezen ontwerp moet kiezen. Op deze manier beschikt de Nederlandse overheid over bewezen, veilige en reeds beschikbare technologie, en zijn er naar verwachting minder problemen met 'first of a kind' (FOAK)-problematiek die leiden tot kostenoverschrijdingen en vertragingen. — Een modern en gestandaardiseerd generatie II reactorontwerp is mogelijk een economisch aantrekkelijke optie, omdat dit goedkopere en reeds bewezen ontwerpen zijn. Dit wordt echter door bijna alle marktpartijen als onhaalbaar gezien qua maatschappelijk draagvlak, omdat deze niet voldoen aan de extra veiligheidseisen die na Fukushima gevraagd worden. — Generatie IV reactoren hebben potentie met mogelijke voordelen op het gebied van veiligheid en/of afval, maar komen naar verwachting pas op de markt na 2040, waardoor ze (te) laat komen voor het behalen van de klimaatdoelstellingen in 2050. Marktpartijen geven dan ook breed aan dat Nederland beter nu voor een generatie III+ reactor kan kiezen en te zijner tijd voor een generatie IV reactor nadat de technologie bewezen is. - Marktpartijen suggereren dat het verstandig kan zijn voor de Nederlandse overheid om wel al te investeren in (de ontwikkeling van) generatie IV technologie wanneer de overheid zou kiezen voor uitbreiding van kernenergie. **Er is brede consensus dat een generatie III+ reactor in Nederland niet de problemen hoeft te hebben als in het buitenland qua kosten en vertragingen en daarnaast significant besparingspotentieel kent** — Om problemen qua kosten en vertragingen zo veel mogelijk te vermijden zal gekozen moeten worden uit generatie III+ ontwerpen waarvan reeds een (aantal) reactoren gebouwd zijn, of in aanbouw zijn. In EMEA en Noord-Amerika zijn dat reactortechnologieën van EDF (Olkiluoto, Flamanville, Hinkley Point C), Westinghouse (Vogtle), KEPCO (Barakah) en Rosatom (Ostrovets, Akkuyu, Hahnikivi, Paks II). - Rosatom is op aangeven van het ministerie van EZK buiten scope geplaatst, net zoals de Chinese reactortechnologieën. — Marktpartijen geven aan dat alle bovenstaande ontwerpen robuust zijn. Een definitieve keus kan naar verwachting pas gemaakt worden in 2021-2023 als van alle ontwerpen één of meerdere reactoren gerealiseerd zijn. — Doordat de ontwerpen van deze generatie III+ reactoren volwassen zijn en kennis en expertise in Europa opgebouwd worden, zullen kosten naar verwachting lager uitvallen. Het is naar schatting mogelijk om in een optimistisch scenario tot ~28-40% per MW [1)] te besparen ten opzichte van een FOAK-reactor bij de bouw een kerncentrale met twee reactoren op basis van een bewezen ontwerp. - Het voorkomen van FOAK-problematiek in engineering en bouw kan naar schatting een besparing opleveren van ~20-30%.[1), 2)] Deze besparing zit hem in leereffecten met het ontwerp tijdens de bouw en het voortbouwen op vergunningen uit de eerdere trajecten. - Productiviteitseffecten bij het bouwen in serie kunnen de bouwkosten verlagen van ~2% bij een tweede reactor, oplopend naar ~8-13% bij een vijfde reactor.[3)] Als die tweede reactor in dezelfde centrale wordt gebouwd, levert dat in potentie nog eens ~6-8% besparingen op.[1), 3)] — Deze besparingen worden ondersteund door ervaringen in onder andere Frankrijk en de Verenigde Arabische Emiraten (VAE). - Een model van NEA laat zien dat besparingen door het in serie bouwen kunnen oplopen tot ~33-45% per MW ten opzichte van FOAK.[3)] - De tweede KEPCO-reactor in Barakah (VAE) is naar verwachting ~25% per MW goedkoper dan de eerste reactor in Barakah (VAE).[4)]

Bron: (1) Synthesis on the economics of nuclear energy, William D'haeseleer voor de Europese Commissie (2013). (2) KPMG-interviewprogramma (2021). (3) Reduction of capital costs of nuclear power plants, OECD-NEA (2000). (4) The ETI nuclear cost drivers project – full technical report, Energy Technologies Institute (2020).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Managementsamenvatting

Managementsamenvatting

Onderwerp	Samenvatting
Keuze 'groot' versus SMR's	**Daarnaast worden SMR's door veel marktpartijen als een interessante optie gezien…** — Marktpartijen zien SMR's als een interessante optie, omdat deze mogelijk sneller gebouwd kunnen worden en beperkter in investeringsomvang zijn, waardoor ze mogelijk makkelijker te financieren zijn. - De precieze kosteninschatting voor een SMR kent grote onzekerheid en is afhankelijk van verscheidene factoren. De verwachte benodigde investering voor een SMR van 300 MW zou ongeveer tussen de EUR 1,4 en 2,7 miljard kunnen liggen.[1)] Ter vergelijking, recente westerse FOAK-generatie III+ reactoren van 1.200-1.500 MW kosten tussen de EUR 7,0 en 13,2 miljard.[a), 2)] — SMR's hebben over het algemeen een vermogen tussen 10 MW en 300 MW. Door het combineren van meerdere SMR's in een geïntegreerde centrale kan dit oplopen tot 900 MW. SMR's kunnen gebaseerd zijn op zowel bestaande generatie III+ reactortechnologie als nieuwe generatie IV reactortechnologie. — SMR's worden beoogd per MWh ongeveer net zo veel te kosten als een traditionele grote reactor. Door standaardisatie wordt beoogd om via serieproductie leereffecten te genereren die mogelijk de schaalnadelen van een kleinere reactor compenseren. - De verwachte 'levelised cost of electricity' (LCOE) voor SMR's ligt met EUR 40 tot 91 per MWh[3)] grotendeels in dezelfde range als de LCOE van traditionele grote reactoren (EUR 35 tot 84 euro per MWh).[4)] — Door de kleine omvang zijn SMR's makkelijker in te passen in het energiesysteem en mogelijk dichter bij afnemers. Dit levert voordelen op qua investeringen in de infrastructuur. Doordat er meer kerncentrales neergezet kunnen worden, wordt ook meer flexibiliteit gecreëerd in de inzet van de centrales (o.a. als regelbaar vermogen). **… maar commerciële beschikbaarheid van SMR's laat nog (even) op zich wachten…[b)]** — Er zijn wereldwijd meer dan 70 SMR-concepten in ontwikkeling. Volgens het International Atomic Energy Agency (IAEA) zijn op dit moment de ontwerpen van NuScale Power, GE-Hitachi Nuclear Energy, KAERI en Terrestrial Energy Inc. in hun licentiefase en daarmee het meest kansrijk om op relatief korte termijn commercieel beschikbaar te komen.[b) 5)] Daarnaast wordt door de marktpartijen de UK SMR van Rolls-Royce genoemd als mogelijk interessant door de steun vanuit de Britse overheid en de NUWARD SMR welke door EDF wordt ontwikkeld. — De verwachting is dat in de periode van 2027 tot 2033 [b), 5), 6)] de eerste SMR's volledig operationeel kunnen zijn als FOAK-centrale. **… waardoor nog onduidelijkheid is hoe kwetsbaar ze zijn voor FOAK-problematiek** — De verwachting is dat SMR's efficiënter te bouwen zijn dan traditionele grote reactoren. Dit moet zich in de praktijk echter nog bewijzen. Daarnaast is van groot belang dat SMR's in serie geproduceerd gaan worden, om zo de schaalnadelen van een kleinere reactor te compenseren. Dat kan alleen gerealiseerd worden door een succesvolle ontwikkelaar die op meerdere locaties SMR's kan gaan bouwen. — Nederland zal naar verwachting het minst risico lopen indien er gewacht wordt tot eventuele FOAK-problematiek voorbij is en duidelijk wordt welke ontwikkelaars succesvol SMR's weten te bouwen. In dat geval kan er pas na 2027-2033, als de eerste SMR's operationeel worden, gestart worden met een eventueel traject voor de bouw van een SMR. Samenwerking met andere Europese landen is daarbij een optie.

Notitie: (a) Gebaseerd op Flamanville 3, Hinkley Point C, Olkiluoto 3, Hahnikivi en Vogtle. (b) Op verzoek van het ministerie van EZK worden Chinese en Russische technologieën buiten beschouwing gelaten.

Bron: (1) Economics and finance working group report, Canada's SMR Roadmap (2018). (2) Rapportages van o.a. EDF, Fennovoima, de Engelse overheid en de World Nuclear Association. (3) Economics and finance of Small Modular Reactors, Mignacca & Locatelli (2020). (4) Projected costs of generating electricity 2020 edition, IEA & OECD-NEA (2020). (5) Advances in small modular reactor technology developments, IAEA (2020). (6) Rapportages en persberichten van de desbetreffende ontwerpers.

KPMG

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Managementsamenvatting

Managementsamenvatting	
Onderwerp	Samenvatting
Overzicht financiering	**Als onderdeel van de marktconsultatie zijn de (on)mogelijkheden van private financiering onderzocht, alsmede de randvoorwaarden die private financiers hierbij naar verwachting zullen stellen** — Voor dit onderdeel van de marktconsultatie is onder meer gesproken met vermogensbeheerders, (investerings)banken, overheden, exportfinanciers en pensioenfondsen. Deze gesprekken zijn aangevuld met onderzoek naar de financiering bij bestaande kernenergieprojecten. — De analyse omvat niet-financiële randvoorwaarden en mogelijke financiële (overheids)garanties en bijdrages. Hierbij komen de ESG *(Environment, Social and Governance)*-karakteristieken (waaronder een groene taxonomie), een stabiel politiek beleid, maatschappelijk draagvlak en de afhandeling van afvalaanbod, alsmede mogelijke garanties op het commerciële (omzet)risico, bouwrisico (regulier en vergunningen) en op de toekomstige ontmantelingskosten. **Uit het interviewprogramma volgt dat marktpartijen naar verwachting diverse voorwaarden zullen stellen aan een eventuele participatie** — Kerncentrales kennen een gemiddelde looptijd voor ontwerp en constructie van circa 11 tot 15 jaar, met substantiële vertragingsrisico's. Dit betekent dat het relatief lang duurt alvorens inkomsten uit de verkoop van energie kunnen worden gerealiseerd. Op het moment van investering dient een beeld van de energiemarkt gevormd te worden over meer dan 10 jaar, wat voor veel partijen (te) lang is. — Bestaande (FOAK-)generatie III+ projecten zijn veelal in belangrijke mate door de overheid en/of de leverancier van nucleaire technologie (*vendor*) gefinancierd. Waar sprake is van gedeeltelijke private financiering, is de overheid betrokken via diverse garanties. De verwachting is dat *vendors* niet of nauwelijks zullen kunnen/willen financieren, waardoor ook bij een Nederlands nucleair project de overheid naar verwachting een belangrijke (financiële) rol zal moeten spelen.
Non-financiële elementen: Maatschappelijk draagvlak, politiek klimaat, ESG en afhandeling afval	**Voldoende maatschappelijk draagvlak en een stabiel overheidsbeleid zijn randvoorwaardelijk voor private financiering** — De niet-financiële risico's zijn in de ogen van een groot gedeelte van de private financiers afzonderlijk randvoorwaardelijk. Door de lange looptijd en substantiële investeringsomvang is een politiek stabiel beleid, ondersteund door voldoende maatschappelijk draagvlak ten aanzien van kernenergie, een belangrijke vereiste van private financiers. Het ontbreken hiervan creëert een te groot risico op tussentijdse beleidswijzigingen. De politiek kan commitment tonen door kernenergie in beleid te verankeren, alsmede door een financieel belang te nemen in een reactorproject. Naar verwachting zullen private financiers minimaal een investeringsbescherming eisen (voor het geval het project vroegtijdig wordt stopgezet als gevolg van bijvoorbeeld beleidswijzigingen). **De propositie dient te passen binnen ESG-kaders van investeerders om goedkeuring te krijgen voor een investering in kernenergie. Het classificeren van kernenergie als een groene, duurzame investering wordt gezien als een pre** — Bij een investeringsbesluit kijken private financiers naar de brede ESG-karakteristieken van de propositie. Mede vanuit reputationeel oogpunt dient de ESG-casus (zowel milieuaspecten als sociaal-maatschappelijke aspecten) op orde te zijn. Indien dit niet het geval is, is het de verwachting dat een investering niet door het *investment committee* of interne besluitvorming komt. Investeerders hechten een steeds sterker belang aan *net-zero investments*. De EU zou een positieve bijdrage kunnen leveren door een groene taxonomie voor kernenergie af te geven. — Als onderdeel van de ESG-beoordeling, geven private financiers aan dat nucleair afval een belangrijk reputationeel risico vormt en dat om over te gaan tot financiering van een kerncentrale het belangrijk is om zicht te hebben op een langetermijnoplossing.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Managementsamenvatting

Managementsamenvatting	
Onderwerp	Samenvatting
Garanties en risicobereidheid private financiers	**Op basis van de interviewfeedback is het de verwachting dat private financiers diverse garanties zullen vragen van de overheid. Private financiers zijn bereid om risico's te lopen die zij kunnen beheersen. Overige risico's zullen private financiers bij de overheid willen beleggen** — Private financiers geven nagenoeg unaniem aan dat omzetzekerheid van belang is en dat via het financieringsmodel en/of overheidsgaranties hier invulling aan gegeven moet worden. Partijen geven onder voorbehoud van omzetgarantie, en wanneer sprake is van een niet-FOAK-reactor, aan dat bereidheid bestaat om 'reguliere' bouwrisico's te lopen. Naar verwachting is een garantie op substantiële kostenstijgingen, mede als gevolg van *black swan*-risico's, nodig. Private financiers zijn bereid om reguliere operationele risico's na start van de exploitatie te lopen. — Hoewel bereidheid bestaat tot het lopen van regulier bouwrisico, eisen private financiers een garantie op vergunningsrisico's tijdens de bouw. Diverse private financiers geven daarnaast aan pas in te stappen zodra er een vergunning is. Wijzigingen in vergunningsvereisten (tijdens de bouw) kunnen leiden tot substantieel hogere kosten en langere doorlooptijden. Private financiers geven aan dat de overheid dit risico moet dragen, aangezien de private financier geen invloed heeft op beleidswijzigingen bij toezichthouders. — Marktpartijen geven aan bereid te zijn tot de verplichte fondsvorming in het kader van de toekomstige ontmanteling, zolang het rendement van de totale businesscase passend blijft. Private financiers geven aan dat het risico op stijging van ontmantelingskosten substantieel is en dat men niet bereid is te voorzien voor aanvullende ontmantelingskosten bovenop de initiële inschatting dan wel kosten te dragen als gevolg van zogeheten '*black swan* events' (bijvoorbeeld bij een faillissement of incident). Een black swan leidt al tot verlies van (een belangrijk deel van) de investering en zou dan tevens tot aanvullende verliezen leiden. Deze risico's kunnen substantieel zijn en kunnen niet door private financiers worden ingeschat en beheerst. Derhalve dient dit middels een garantie te worden afgedekt. Private financiers verlangen vanuit reputationeel oogpunt dat het ontmantelingsplan op orde is.
Rendement en cashflows	**Private financiers geven aan dat omzetgaranties onvermijdelijk zijn in het geval van private financiering. Aan deze wens kan via diverse financieringsstructuren invulling worden gegeven** — Mede gegeven de beperkte betrokkenheid van private financiers bij bestaande nucleaire projecten, is een indicatie van een vereist rendement lastig. - Uit de interviews en het deskresearch volgt dat de rendementseis op eigen vermogen van private financiers varieert van circa 7-9% (Hinkley Point C) tot circa 10-15%.[1)] De rendementseisen zijn mede afhankelijk van het risicoprofiel van het project, alsmede van het type private financier. Een lager vereist rendement kan mogelijk leiden tot een lagere LCOE. — Marktpartijen behoeven een zekere mate van rendementszekerheid. Hiertoe worden in de markt diverse financieringsstructuren toegepast, die prijsgaranties omvatten (*Contract for Difference*, 'CfD', of *Power Purchase Agreement*, 'PPA') dan wel zekerheid bieden over de afname (Mankala-model of PPA). — Marktpartijen geven aan dat veelal de voorkeur uitgaat naar het (bij kernenergie onbeproefde) *Regulated Asset Based* ('RAB')-model. Hierbij wordt tijdens de constructiefase reeds een vergoeding betaald (door de overheid) aan de investeerder en wordt tevens in de exploitatiefase omzetzekerheid geboden. De toepassing van het RAB-model bij een Nederlands kerncentraleproject kent de nodige uitdagingen.

Bron: (1) Hinkley Point C – report by the comptroller and auditor general, National Audit Office (2017).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Managementsamenvatting

Managementsamenvatting	
Onderwerp	Samenvatting
Financierings-structuren	**Bij vrijwel alle praktijkvoorbeelden wordt een financieringsstructuur toegepast, waar de overheid en/of leverancier van nucleaire technologie direct en/of indirect bij betrokken is** — Naast volledige overheidsfinanciering, worden in de markt diverse financieringsstructuren toegepast zoals het Finse Mankala-model, een CfD en een PPA. Daarnaast wordt het RAB-model als interessante optie genoemd. Het RAB-model is in de praktijk vooralsnog hoofdzakelijk toegepast bij de financiering van grote infrastructuurprojecten in het Verenigd Koninkrijk.[1)] **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 (waaronder circa 50-60 grootverbruikers van elektriciteit) worden gedragen** — Het Mankala-model betreft een kostprijsmodel waarbij een consortium wordt gevormd van meerdere private partijen die gezamenlijk een meerderheid van de aandelen in de kernreactor voor hun rekening nemen. Deze partijen zijn na oplevering verplicht tot het tegen kostprijs afnemen van energie bij de kerncentrale. De af te nemen energie gebruiken zij veelal voor eigen activiteit. Het deel dat resteert mag door deze partijen aan niet-participerende afnemers verkocht worden. — Tijdens de bouw wordt in de huidige praktijk (bijvoorbeeld bij Hanhikivi [2)]) een substantieel deel van de financiering verstrekt door de leverancier van nucleaire technologie (via eigen vermogen of achtergestelde leningen), mogelijk in combinatie met exportfinanciering. Hierdoor ligt het bouwrisico grotendeels bij de ontwikkelaar en *vendor*. — Dit model lijkt in Nederland minder goed toepasbaar, onder meer door het ontbreken van voldoende participanten (i.e. grootverbruikers). **Andere financieringsstructuren richten zich hoofdzakelijk op het bieden van omzetzekerheid** — Ter beperking van het omzetrisico maakt men in de praktijk gebruik van een PPA- of CfD-overeenkomst. PPA's voorzien in afspraken tussen een energieleverancier en een (grote) afnemer over de prijs en het afnamevolume. In de huidige markt kennen PPA's een gemiddelde looptijd van 10-15 jaar. PPA's kennen over het algemeen een startdatum binnen nu en enkele jaren. Het afsluiten van een PPA met een startdatum over 11-15 jaar is niet mogelijk. Hiervoor bestaat geen actieve markt. — Een CfD biedt een langjarige (bijvoorbeeld 35 jaar) garantie voor de exploitant op een '*strike price*'. Indien de marktprijs onder de *strike price* komt, vult de overheid dit verschil aan. Wanneer de marktprijs boven de *strike price* komt, betaalt de leverancier dit verschil aan de overheid. — In aanvulling op omzetzekerheid via een PPA of CfD, is het de verwachting dat financiers diverse garanties van de overheid zullen vragen. Een situatie zoals bij Hinkley Point C, waarbij het volledige bouwrisico bij de *vendor* (EDF) ligt, is naar verwachting niet reëel voor een nieuw project. **In het RAB-model worden reeds tijdens de bouw inkomsten gegenereerd. Deze moeten een redelijk rendement bieden aan financiers ter compensatie van onder meer bouwrisico en ontmantelingsrisico** — De RAB-vergoeding is opgebouwd uit verschillende componenten. In het RAB-model wordt reeds tijdens de bouwfase een opbrengst vergoed. De vergoeding dient 'redelijke' kosten (waaronder afschrijvingslasten, operationele lasten en kosten in het kader van ontmanteling tot een bepaald niveau) te dekken en een redelijk rendement op gereguleerde activa te bieden. Binnen het RAB-model kunnen daarnaast bouwrisico's voor private financiers worden beperkt. De overheid kan hierbij een garantie afgeven ('*funding cap*'), 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.

Bron: (1) Consultation on a regulated asset base (RAB) model for nuclear, Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2019). (2) Mankala Principle, Finse ministerie van economische zaken (2018).

KPMG
© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Managementsamenvatting

Managementsamenvatting	
Onderwerp	Samenvatting
Financieringsmix	**Door de substantiële investeringsomvang, substantiële risico's en lange doorlooptijd lijkt betrokkenheid van de overheid onvermijdelijk** — De meeste bestaande projecten kennen een sterke betrokkenheid van de overheid, vaak via directe financiering, alsmede een belangrijke mate van financiering door de leverancier van nucleaire technologie. — In diverse bestaande projecten is sprake van een belangrijke mate van financiering door de leverancier van nucleaire technologie. Marktpartijen geven aan dat dit voor nieuwe projecten niet reëel is, vanwege de financiële capaciteit van deze partijen. Daarnaast had de financiering veelal als doel voor de leverancier om een eerste reactor (FOAK) te ontwikkelen met de eigen technologie om deze technologie te bewijzen. - Russische of Chinese leveranciers zijn mogelijk wel nog bereid tot financiering. Deze partijen zijn echter op verzoek van EZK geen onderdeel van dit onderzoek. — Marktpartijen geven aan dat private financiering zonder vergaande garanties vanuit de overheid niet of lastig haalbaar is. Veelal wordt in aanvulling op diverse overheidsgaranties verwacht dat de overheid deelneemt in het project en een (belangrijk) deel van de (eigen vermogen) financiering invult. Hierbij komt dat een grote kerncentrale voor veel private investeerders te groot is en een te lange horizon kent. — Een aantal marktpartijen geven in overweging dat de overheid een nieuwe reactor in eigen beheer bouwt en grotendeels zelf financiert (via eigen vermogen, met (goedkope, mogelijk 0%-)leningen of een combinatie van beide). Bij oplevering en na start van de exploitatie neemt het risicoprofiel van de reactor voor private financiers af, en zou dan derhalve een verkoop overwogen kunnen worden. — Kanttekening hierbij is dat private partijen niet alleen kapitaal inbrengen, maar tevens kennis. Daarnaast kan betrokkenheid van private financiers disciplinerend werken. Dit kan een reden zijn om naast de overheidsinvestering, private financiering via pensioenfondsen, institutionele beleggers en/of een *vendor*/energieleverancier te overwegen. **Indien de juiste randvoorwaarden worden gecreëerd, en wanneer sprake is van een bewezen technologie en design, biedt de ontwikkeling van een SMR mogelijk meer mogelijkheden voor private financiering** — Hoewel SMR's nog in ontwikkeling zijn, biedt dit mogelijk kansen voor private financiering. Dit vanwege de kortere bouwtijd en beperktere investeringsomvang. Dit onder de premisse dat de ESG-case op orde is en voldoende draagvlak en een stabiel politiek beleid bestaan. Financiering zou in zo'n geval bijvoorbeeld een combinatie van institutionele investeerders en een energieleverancier kunnen zijn. De overheid zal ook in dit geval diverse eerder genoemde garanties moeten verstrekken. — Marktpartijen geven hierbij aan dat private financiering pas reëel is nadat (in Europa) enkele SMR's met succes zijn gerealiseerd en sprake is van een bewezen technologie en design, welke in serie wordt gebouwd (i.e. na 2033). FOAK-risico's worden ook bij SMR's bij de overheid belegd.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Managementsamenvatting

Managementsamenvatting	
Onderwerp	Samenvatting
Regelgeving	**In het recente verleden zijn kosten- en tijdsoverschrijdingen als gevolg van het vergunningverleningsproces veelvoorkomend geweest. Het ontwerp en vergunningsproces leveren zo een groot risico op en daarmee een barrière om een kerncentrale te ontwikkelen** — Vertragingen en kostenoverschrijdingen door het vergunningverleningsproces komen o.a. door aanpassingen aan het ontwerp als gevolg van specifieke gestelde veiligheidseisen door een land (bijvoorbeeld brandveiligheidseisen bij Hinkley Point C) en aanpassingen aan de veiligheidseisen tijdens de bouw (bijvoorbeeld Olkiluoto 3 door o.a. Fukushima). — Daarnaast kan het model van besluitvorming omtrent vergunning en investeringsbeslissing voor hoge kosten en risico's zorgen en zo een toetredingsbarrière vormen. In het geval van Hinkley Point C is volgens diverse marktpartijen door de ontwikkelaar grofweg EUR 1 miljard aan de ontwerpfase gespendeerd voordat de investeringsbeslissing gemaakt werd en nog eens EUR 1 miljard aan voorbereidende bouwwerkzaamheden.[1)] **Marktpartijen pleiten dan ook vooral voor transparantie, harmonisering en voorspelbaarheid in het Nederlandse vergunning-verleningsproces** — Het verlenen van een vergunning voor een kerncentrale is geen eenvoudig proces. Elk land kent – naast internationale regelgeving – eigen ontwerp- en veiligheidseisen. — Om kosten te drukken, geven marktpartijen aan een sterke wens te hebben dat Nederland zo veel als mogelijk aansluit bij internationale standaarden en daarnaast zo veel mogelijk bewijs toelaat dat gebruikt is in het vergunningverleningsproces in andere westerse landen. — Een andere belangrijke wens van marktpartijen is om geen wijzigingen in het ontwerp gedurende de bouw te eisen als vergunningverlener. Echter, de bouwduur van een kerncentrale is lang en er bestaat een grote kans dat er relevante ontwikkelingen zijn in die periode (bijvoorbeeld beleidsveranderingen, of een incident). Het is belangrijk om vooraf te bepalen hoe daarmee wordt omgegaan en wie de kosten draagt. — Verder adresseren marktpartijen dat bij een positief besluit om een kerncentrale te ontwikkelen de vergunningverlener zo snel mogelijk in gesprek moet gaan met de mogelijke leveranciers om de klokken gelijk te zetten en verwachtingen over en weer af te stemmen. **Marktpartijen zijn voorzichtig optimistisch dat dit in Nederland zal gebeuren** — De Nederlandse vergunningverlener (ANVS) geeft aan zo veel mogelijk aan te sluiten bij internationale standaarden en dat het Nederlandse wettelijke kader doelstellend is. Dit biedt ruimte voor het gebruik van buitenlandse ontwerpcodes, standaarden, en bewijsvoering. Mits geschikt voor de locatie en er wordt voldaan aan de Nederlandse (en Europese) eisen. Wel zijn (nieuwe) nucleaire installaties verplicht continu te verbeteren. Nieuwe inzichten kunnen dus (binnen redelijkheid) leiden tot aangescherpte eisen; de ANVS is hiervoor het bevoegd gezag. — Het daadwerkelijk realiseren van de kostenbesparingen in het vergunningverleningsproces wordt door marktpartijen als uitdagend beschouwd. De realisatie daarvan hangt volgens marktpartijen in sterke mate af van de mate van open communicatie, samenwerking en vertrouwen dat regelgevers hebben in buitenlandse collega's (om informatie van over te nemen). — Marktpartijen geven aan op basis van ervaringen elders dat vaak toch additionele vragen en eisen gesteld worden, welke een kostenopdrijvend effect hebben.

Bron: (1) EDF's Hinkley Point seen overrunning budget – Le Monde | Reuters (geraadpleegd op 10 juni 2021).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Managementsamenvatting

Managementsamenvatting	
Onderwerp	Samenvatting
Bouwtijd	**Een generatie III+ kerncentrale kan naar verwachting gerealiseerd worden na 11-15 jaar vanaf de start van het vergunningstraject** — Een kerncentrale op basis van een bewezen ontwerp kent een verwacht vergunningstraject van 3-5 jaar. — Generatie III+ kerncentrales kennen op basis van recente bouwprojecten buiten de EU een bouwtijd van ongeveer 8-10 jaar. De lopende projecten binnen de EU van generatie III+ kerncentrales in Finland en Frankrijk zijn nog niet afgerond en laten nu uitschieters zien naar 15-16 jaar.[1)] Marktpartijen geven aan dat ze verwachten dat met de opgedane ervaring de bouwtijd mogelijk gereduceerd kan worden tot 6-8 jaar. **Voor een SMR op basis van een generatie III+ reactorontwerp duurt het naar verwachting zo'n 10 jaar vanaf de start van het vergunningstraject, maar zal een bewezen ontwerp pas op zijn vroegst in 2027-2033 beschikbaar worden** — Het vergunningstraject van een SMR op basis van een bewezen generatie III+ reactorontwerp zal naar verwachting ~5 jaar kosten. Bij een ontwerp op basis van een generatie IV reactor is deze tijd naar verwachting ~10 jaar. — De verwachte bouwtijd van een FOAK-SMR ligt rond de 4-5 jaar, maar deze bouwtijden zijn nog niet bewezen.[2)] — Generatie III+ SMR's zullen naar verwachting op zijn vroegst in 2027-2033 een bewezen operationeel ontwerp kennen (naar verwachting in Canada of de VS).[3)] Rond 2045 wordt pas voor de eerste generatie IV technologieën (grootschalige) commerciële implementatie verwacht.[4), 5)] Daarbij is de verwachting dat modellen die op basis van uranium zijn naar verwachting als eerste zullen komen. - Marktpartijen geven aan dat Nederland al eerder kan kiezen voor een SMR-ontwerp, maar dan zijn de opties kleiner en pakt Nederland alle potentiële FOAK-kosten en -vertragingen.

Bron: (1) Unlocking reductions in the construction costs of nuclear: a practical guide for stakeholders, OECD-NEA (2020). (2) Economics and finance of Small Modular Reactors: A systematic review and research agenda, Mignacca & Locatelli (2020). (3) Advances in small modular reactor technology developments, IAEA (2020). (4) Preparing the future through innovative nuclear technology: outlook for generation IV technologies, GIF (2018). (5) GIF R&D outlook for generation IV nuclear energy systems: 2018 update, GIF (2018).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Managementsamenvatting

Managementsamenvatting	
Onderwerp	Samenvatting
Ontmanteling	**Het ontmantelen van een kerncentrale is een complex en langdurig proces dat tot 20 jaar kan duren (bij directe ontmanteling)** — In Nederland moeten kerncentrales direct worden ontmanteld nadat de normale bedrijfsvoering is beëindigd. Afhankelijk van de omvang van de centrale, de beoogde eindstaat en lokale wet- en regelgeving kan het proces van (directe) ontmanteling tot 20 jaar duren.[1), 2), 3)] — In Nederland is daarnaast afgesproken dat ontmantelingswerkzaamheden zo snel als redelijkerwijs mogelijk is moeten worden voltooid, waarbij deze moeten leiden tot een *'green field'*, of 'groene weide' geschikt voor alternatieve doeleinden.[2), 3)] **De gemiddelde kosten van directe ontmanteling voor Europese kerncentrales worden geschat op ~EUR 0,6 miljoen per MW** — De kosten voor directe ontmanteling van Europese kerncentrales worden geschat op gemiddeld ~EUR 0,6 miljoen per MW.[1)] De daadwerkelijke kosten van ontmanteling zijn onder meer afhankelijk het type ontmanteling, doorlooptijd, loonkosten en omvang van de centrale. — Kosten voor ontmanteling in Nederland zijn voor rekening van de vergunninghouder, die moet kunnen aantonen over voldoende financiële middelen te beschikken. Iedere 5 jaar moeten hiertoe het ontmantelingsplan en de financiële zekerheidsstelling worden goedgekeurd door de rijksoverheid.[3), 4)] — De financiële zekerheidsstelling kan worden ingevuld middels fondsvorming, een bankgarantie of enige andere voorziening die voldoende waarborg biedt dat de ontmantelingskosten gedekt zijn.[3), 4)] **In Nederland wordt de voorkeur gegeven aan financiële zekerheidsstelling middels fondsvorming** — In Nederland wordt de voorkeur gegeven aan fondsvorming boven andere vormen van zekerheidsstelling. Vorming van een fonds waarin periodiek gelden worden gestort biedt de meeste zekerheid omdat gelden daadwerkelijk gereserveerd zijn.[5)] — Een alternatief model voor het waarborgen van financiële zekerheidsstelling dat in sommige landen wordt toegepast betreft het aanhouden van een reservering voor ontmantelingskosten op de balans van de vergunninghouder (waartegenover liquide middelen staan). — Marktpartijen geven de voorkeur aan fondsvorming; zij geven aan dat dit robuuster en minder gevoelig is voor faillissementen. Fondsvorming in een separate entiteit wordt in Nederland bijvoorbeeld in Borssele toegepast via de Stichting Beheer Ontmantelingsgelden Kerncentrale Borssele (BOKB). [6)]

Bron: (1) The cost of decommissioning nuclear power plants, OECD-NEA (2016). (2) Besluit kerninstallaties, splijtstoffen en ertsen. (3) De verwijdering van energie-installaties (Deel II): kerninstallaties, van Beuge (2016). (4) Kernenergiewet. (5) Financiële Zekerheidsstelling Kernenergiewet, KPMG (2005). (6) Jaarverslag 2020, N.V. Elektriciteitsproductiemaatschappij Zuid-Nederland EPZ.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Managementsamenvatting

Managementsamenvatting	
Onderwerp	Samenvatting
Ontmanteling	**Marktpartijen zien daarbij over het algemeen wel graag aanvullende garanties van de overheid om risico's af te dekken waar ze beperkt controle over hebben en welke grote financiële gevolgen hebben** — Marktpartijen zien graag een garantie vanuit de overheid voor het afdekken van ontmantelingskosten bij vroegtijdig faillissement van de exploitant. In het geval van een faillissement verliezen aandeelhouders hun investering, daarnaast draaien zij mogelijk op voor de tekorten en resterende bijdragen in het ontmantelingsfonds. — Marktpartijen geven aan dat het risico op onvoorziene kostenstijging in het kader van ontmanteling moet worden gedragen door de overheid. Daarbij geven zij aan dat de kosten voor ontmanteling zich moeilijk op voorhand laten voorspellen. - Technische onzekerheden die gepaard gaan met ontmantelingen worden mogelijk minder naarmate wereldwijd meer kennis en ervaring worden opgedaan met ontmanteling. COVRA zal in 2021 starten met het ontwerp van de benodigde toekomstige ontmantelings- en afvalinfrastructuur en berekeningen/inschattingen maken van de investeringen die daarmee gepaard gaan. Uitkomsten van deze verkenning kunnen worden meegenomen in de inschatting van benodigde fondsvorming voor ontmanteling. - Mogelijke tussentijdse veranderingen in wet- en regelgeving en veranderingen in de kosten van afvalverwerking zullen echter naar verwachting altijd tot een bepaalde mate van onzekerheid leiden over daadwerkelijke ontmantelingskosten. — Daarnaast verlangen marktpartijen een garantie op het afdekken van black swan-risico's (zoals een incident), evenals voor het vergoeden van kosten bij ontmanteling voor het volledig afronden van de bouwfase (bijvoorbeeld wanneer naar aanleiding van een incident door de overheid wordt besloten om de bouw van de centrale te staken).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Managementsamenvatting

Managementsamenvatting	
Onderwerp	Samenvatting
Afval	**Nuclear afval wordt in Nederland centraal afgehandeld door COVRA** — Nederland voorziet via COVRA, een 100% staatsdeelneming, in een middellange termijn opslag van ongeveer 100 jaar voor nucleair afval. COVRA is de enige erkende organisatie in Nederland die radioactief afval mag inzamelen, verwerken, verpakken en opslaan.[1)] — COVRA brengt aan haar klanten een tarief in rekening waarbij het nucleaire afval tegen finale kwijting wordt geaccepteerd. Het langetermijn-beheerrisico inclusief eindberging wordt daarmee door COVRA gedragen en producenten van radioactief afval kunnen niet op een later moment worden geconfronteerd met hogere, onvoorziene kosten.[1), 2)] Dit is belangrijk voor private financiers. **Opslagcapaciteit van COVRA wordt regelmatig uitgebreid waarmee voldoende capaciteit ontstaat om het huidige verwachtte afval op te slaan** — COVRA beschikt over een terrein van 20 hectare waar 5 opslaggebouwen geplaatst zijn. Een deel van de opslag is bestemd voor laag- en middelradioactief afval, en een deel voor (nucleair) hoogradioactief afval.[1)] — Het radioactief afval van onder meer Borssele, de HFR in Petten en de reactor in Delft wordt opgeslagen in het Hoogradioactief Afval Behandelings- en Opslag Gebouw (HABOG). Momenteel vinden uitbreidingswerkzaamheden plaats voor de HABOG.[1), 3)] — Na deze uitbreiding is er voldoende capaciteit om het nucleaire afval uit Borssele tot aan de voorgenomen sluiting van 2034 op te slaan, mogelijk voldoende voor een verdere bedrijfstijdverlenging en is voldoende capaciteit beschikbaar voor afval van de mogelijk nieuwe Pallas reactor.[1), 2)] **Bij de realisatie van een nieuwe kerncentrale moet de capaciteit verder worden uitgebreid** — Een generatie III+ reactor met een capaciteit van 1.600 MW levert mogelijk per jaar ~10 tot ~11,5 m3 extra hoogradioactief afval en mogelijk ~230 tot ~250 m3 laag- en middelradioactief afval op.[2)] — Omdat de opslagcapaciteit volgens COVRA modulair is opgezet, is verdere uitbreiding van de capaciteit technisch gezien relatief eenvoudig te realiseren. Wel zal er bij de ontwikkeling van nieuwe kerncentrales naar verwachting een extra industrieterrein aangekocht moeten worden, voor opslag van laag en middel actief materiaal. Die ruimte lijkt er te zijn, maar vergt wel maatschappelijk draagvlak. [2)] **Ondergrondse (geologische) eindberging is volgens marktpartijen de enige reële en technisch haalbare lange termijn oplossing voor radioactief afval, maar lijkt in Nederland pas in 2130 gerealiseerd om techno-economische redenen** — In Europa is momenteel nog geen ondergrondse eindberging voor langlevend hoogradioactief afval in bedrijf. Wel wordt in Finland, Zweden en Frankrijk gewerkt aan de realisatie van eindbergingsfaciliteiten. De eerste faciliteit zal naar verwachting operationeel zijn in 2025 in Finland.[2), 3), 4)] — Volgens onderzoek van COVRA is eindberging in Nederland goed mogelijk. Nederland heeft voldoende geschikte zout en kleilagen waar op 500 meter een eindberging gerealiseerd kan worden.[2)] — De Nederlandse overheid heeft besloten dat COVRA radioactief afval minimaal 100 jaar moet opslaan voordat overgegaan wordt op eindberging. Rond 2130 is geologische eindberging voorzien. Rond 2100 wordt een besluit genomen over o.a. de definitieve locatie.[5)] — Volgens COVRA kan een eindberging technisch eerder gerealiseerd worden, maar is latere realisatie mogelijk economischer (lagere kosten per m3 afval en langer renderen van financiële voorzieningen) en geeft het mogelijkheid om nieuwe technologische ontwikkelingen mee te nemen. [2)]

Notitie: (a) . Kerncentrale Borssele produceert ~3 tot ~3,5 m3 hoog radioactief afval per jaar, en ~70 tot ~75 m3 laag- en middelradioactief afval per jaar . Een extrapolatie van dit volume voor een EPR met een capaciteit van 1.600 levert mogelijk ~10 tot ~11,5 m3 hoog radioactief afval en ~230 tot ~250 laag- en middelradioactief afval per jaar op (KPMG-analyse, indicatief).

Bron: (1) Jaarverslag 2020, COVRA (2020). (2) Interviewprogramma KPMG (2021). (3) Opslaggebouw voor hoogradioactief afval wordt uitgebreid (https://www.covra.nl/nl/organisatie/nieuws/uitbreiding-habog/, geraadpleegd op 15 juni 2021).

KPMG
© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Managementsamenvatting

Managementsamenvatting	
Onderwerp	Samenvatting
Inzet kerncentrale	**Een kerncentrale kan worden ingezet als basislast of als regelbaar vermogen** — Een net kent een basislast en een pieklast. De basislast (of baseload) is het minimaal benodigde elektriciteitsaanbod op het netwerk voor een bepaalde periode gezien de vraag. De pieklast is het maximale benodigde elektriciteitsaanbod op het netwerk voor een bepaalde periode. — Een kerncentrale kan ingezet worden om de basislast te leveren, daarmee draait de centrale volcontinu. Een kerncentrale kan ook ingezet worden als regelbaar vermogen om de pieklast op te vangen. Daarnaast kan hij gebruikt worden als combinatie van die twee. — Kerncentrales worden grotendeels ingezet als basislastcentrales met een capaciteitsfactor van >80%.[1)] — Frankrijk en Duitsland zijn voorbeelden waar kerncentrales (deels) ingezet worden als regelbaar vermogen. In Duitsland dient dit als achtervang voor het relatief hoge percentage zon- en windenergie, die een variabel productieprofiel kennen. In Frankrijk is dit het geval omdat de mix van kernenergie in het totale systeem met 71% groot is.[1), 2)] **Marktpartijen adviseren om een kerncentrale in Nederland te laten draaien als basislast** — Marktpartijen geven aan dat inzet als basislast de meest economische wijze van inzet is. De vaste kosten (bouwkosten) zijn erg hoog en de variabele kosten relatief laag (uranium is goedkoop per MWh).[3), 4), 5)] Op basis hiervan is het economischer om een kerncentrale veel uren te laten draaien. Daardoor kan een kerncentrale goedkopere elektriciteit leveren (LCOE) bij een hogere capaciteitsfactor.[5)] — Verder sluit het draaien als basislast beter aan op technische aspecten van de huidige kerncentrales. Technisch is het ingewikkeld om aan/uit te zetten en op/af te schalen. De technologie is niet heel flexibel en snel in vergelijking met bijvoorbeeld een gascentrale.[2), 6), 7)] Moderne centrales kunnen dit weliswaar steeds beter (de meeste centrales kunnen lastvariaties opvangen tussen 50-100% van het nominaal vermogen, met een tempo van 3-5% per minuut), maar het levert extra kosten op door bepaalde benodigde technische handelingen, en het levert meer extra onderhoudskosten (meer 'wear and tear').[2), 8), 9), 10)] **Wil de overheid dat een kerncentrale volcontinu kan draaien, dan is overheidsingrijpen in de markt noodzakelijk** — Kernenergie kent lagere marginale kosten dan fossiele alternatieven. Echter, wind en zon kennen nog lagere marginale kosten. Daardoor bestaat de mogelijkheid dat wind en zon kernenergie (en fossiel) uit de markt drukken bij piek productie (als er veel zon en/of wind is) en onvoldoende vraag om piekaanbod af te nemen. Dit zal in de toekomst naar verwachting vaker gebeuren naarmate het aandeel wind en zon toeneemt in de totale productie.[11), 12),] - Volgens een prognose van TenneT zal een kerncentrale in 2030 mogelijk nog maar 68% van de tijd kunnen draaien.[13)] — Wil de overheid dat de kerncentrale toch volcontinu kan draaien, dan zal er een prijsgarantie moeten komen (bijvoorbeeld een CfD) om de kerncentrale onder de kostprijs te laten produceren. Marktpartijen geven daarnaast aan dat kernenergie gesubsidieerd kan worden, bijvoorbeeld middels SDE++.

Bron: (1) World nuclear performance report 2020, World Nuclear Association (2020). (2) Non-baseload operation in nuclear power plants, IAEA (2018). (3) Unlocking reductions in the construction costs of nuclear: a practical guide for stakeholders, OECD-NEA (2020). (4) Uranium markets, World Nuclear Association (2020). (5) Projected costs of generating electricity 2020 edition, IEA & OECD-NEA (2020). (6) Nuclear energy and renewables, OECD-NEA (2012). (7) Load following capabilities of nuclear power plants, Sustainable Nuclear Energy Technology Platform (2017). (8) Technical and economic aspects of load following with nuclear power plants, OECD-NEA (2011). (9) Additional costs for load-following nuclear power plants, Elforsk (2012). (10) Load-following with nuclear power plants, Lokhov (2011). (11) Energy transition model. (12) Nuclear energy economics, TNO (2018). (13) Monitoring leveringszekerheid 2020, TenneT (2020).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Managementsamenvatting

Managementsamenvatting

Onderwerp	Samenvatting
Inzet kerncentrale	**Kernenergie kan ook als CO_2-vrij regelbaar vermogen worden ingezet om het net stabiel te houden, maar dit is een relatief dure oplossing** — Elektrificatie en de sterke stijging van het aandeel hernieuwbare energie zetten de netstabiliteit onder druk. Netbeheerder TenneT geeft aan dat in de toekomst meer regelbaar vermogen nodig is om vraag en aanbod te kunnen balanceren, mogelijk 24-27 GW in 2030.[1)] — Regelbaar vermogen wordt in Nederland traditioneel ingevuld door met name aardgascentrales, welke in beleidsprognoses worden afgebouwd. Marktpartijen geven aan dat er verschillende alternatieven voor aardgas beschikbaar zijn om te voorzien in CO_2-vrij regelbaar vermogen, waaronder waterstof, groen gas en kernenergie.[2), 3), 4)] — Met name moderne kerncentrales beschikken over aanzienlijke flexibiliteit en kunnen worden ingezet als achtervang voor zon- en windenergie, maar zijn daar minder goed in dan gascentrales, maar beter dan kolencentrales.[5), 6), 7)] — Marktpartijen geven aan dat kerncentrales als regelbaar vermogen ingezet kunnen worden, maar dat dit een zeer dure manier van inzet is. - De LCOE neemt met ~10% toe wanneer de capaciteitsfactor daalt van 80% (basislast) naar 70% (regelbaar vermogen). De gemiddelde kosten stijgen onder andere omdat de relatief hoge vaste (investerings)kosten moeten worden verdeeld over minder productieve uren.[8)] Daarnaast brengt de inzet van een kerncentrale als regelbaar vermogen aanvullende onderhouds- en brandstofkosten met zich mee.[6)] — Om exploitatie rendabel te maken, zal de overheid met subsidie moeten komen om het gebrek aan productie-uren te compenseren. — Marktpartijen geven aan dat voor regelbaar vermogen beter gekozen kan worden voor meerdere kleine SMR's dan één grote kerncentrale. Dit geeft meer flexibiliteit in af- en opschalen en geeft ook meer zekerheid bij productieproblemen van een enkele kerncentrale. **Bij inzet als regelbaar vermogen kan nucleaire capaciteit (overschot) mogelijk worden benut voor waterstofproductie om de rentabiliteit van kerncentrales te verbeteren** — Waterstof gaat mogelijk een belangrijke rol spelen in de transitie naar een klimaatneutrale energievoorziening. Prognoses laten zien dat de vraag naar waterstof in 2050 mogelijk stijgt naar maximaal ~1.600 petajoule per jaar.[9)] — Kerncentrales kunnen waterstof produceren op momenten dat andere technologieën (met lagere marginale kosten) voldoende elektriciteit produceren. Hierdoor hoeven kerncentrales mogelijk minder vaak af te schalen. — Hoewel de technologie nog niet op grote schaal is bewezen,[10), 11)] geven diverse marktpartijen aan dat kerncentrales bij uitstek geschikt zijn voor de productie van waterstof. — Sommige marktpartijen en studies geven aan dat waterstof geproduceerd uit kernenergie mogelijk niet kan concurreren met andere technologieën. Andere prognoses voorspellen dat met name nieuwe generatie kerncentrales richting 2030 juist relatief goedkope waterstof kunnen leveren.[10), 12)]

Bron: (1) Elektrificatie en vraagprofiel 2030, TenneT (2020). (2) Klimaat- en Energieverkenning 2020, PBL (2020). (3) Scenario's voor klimaatneutraal energiesysteem, TNO (2020). (4) Het energiesysteem van de toekomst, Netbeheer Nederland (2021). (5) Nuclear energy and renewables, OECD, NEA (2012). (6) Non-baseload operation in nuclear power plants, IAEA (2018). (7) Load following capabilities of nuclear power plants, Sustainable nuclear energy technology platform (2017). (8) Projected costs of generating electricity 2020 edition, IEA & OECD-NEA (2020). (9) Hydrogen in the Netherlands, TNO (2020). (10) De rol van kernenergie in de energietransitie van Noord-Brabant, TNO (2020). (11) Hydrogen production and uses, World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/hydrogen-production-and-uses.aspx, geraadpleegd op 1 juni 2021. (12) Missing link to a livable climate, Catalyst (2020).

KPMG
© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Managementsamenvatting

Managementsamenvatting	
Onderwerp	Samenvatting
Borssele	**Marktpartijen adviseren levensduurverlenging van Borssele vanuit financiële overwegingen en het behoud van kennis / value chain in Nederland** — Uit diverse studies blijkt dat elektriciteit opgewekt uit kerncentrales met levensduurverlenging, lagere elektriciteitskosten kent dan elektriciteit uit nieuwe kerncentrales (in sommige gevallen ruim 65% lager).[1)] — Marktpartijen benadrukken daarnaast dat het belangrijk is om de in Nederland aanwezige kennis en expertise (zowel bij partijen in de waardeketen als bij de toezichthouder ANVS) te behouden. Dit geeft Nederland flexibiliteit om nu of in de toekomst kernenergie aan de energiemix toe te voegen. **Bij een levensduurverlenging zal gekeken moeten worden naar de financierings- en eigenaarsstructuur van Borssele** — De kerncentrale Borssele kent commerciële risico's, omdat marktprijzen soms onder de kostprijs duiken en Borssele geen gegarandeerde minimumafnameprijs kent. In die gevallen moeten de aandeelhouders het verlies opvangen. Aandeelhouders zullen naar verwachting niet bereid zijn om bij levensduurverlenging deze commerciële risico's te blijven dragen. - RWE en PZEM kopen elektriciteit van de kerncentrale Borssele tegen een vastgelegde (kost)prijs (tollingsovereenkomst) van EUR 43 per MWh. EPZ ontvangt daarmee een kostprijs-plus-vergoeding voor de geproduceerde elektriciteit.[2)] - RWE en PZEM zetten de elektriciteit af op de vrije markt. Omdat de marktprijzen van elektriciteit soms lager liggen dan de kostprijs-plus-vergoeding die beide organisaties betalen bij inkoop,[3)] wordt op die momenten verlies gemaakt op het belang in de centrale. — Vergelijkbaar met de financiering van een nieuwe kerncentrale, zal er bij verlenging naar verwachting gekeken moeten worden naar een overheidsbijdrage. Dit kan door een overheidsdeelname en/of bijvoorbeeld een CfD (of een SDE++ subsidie) waarbij een minimumafnameprijs gegarandeerd wordt. **Borssele zal nog een veiligheidsevaluatie moeten ondergaan om te kunnen verlengen, maar marktpartijen geven aan daar geen problemen te verwachten** — Voor het langer in bedrijf houden van de kerncentrale Borssele moet de Kernenergiewet aangepast worden en moet de huidige vergunning worden aangepast. Voor bedrijfsvoering na 2033 moet het onderliggende veiligheidsrapport worden geactualiseerd. In het veiligheidsrapport moet de vergunninghouder aantonen dat de kerncentrale aan de technische veiligheidseisen kan voldoen.[4)] — Marktpartijen geven aan dat zij niet verwachten dat dit problemen zal opleveren voor Borssele. Borssele heeft door de jaren heen diverse veiligheidsaanpassingen doorgevoerd en een recente benchmark geeft aan dat Borssele behoort tot de 25% meest veilige drukwater-kerncentrales van de westerse wereld.[5)]

Bron: 1) Projected costs of generating electricity 2020 edition, IEA & OECD-NEA (2020). (2) Advies financiële problematiek provincie Zeeland, Tijdelijke commissie-Jansen (2017). (3) Bloomberg (2021). (4) Autoriteit Nucleaire Veiligheid en Stralingsbescherming (https://www.autoriteitnvs.nl/, geraadpleegd op 31 mei 2021). (5) Veiligheidsbenchmark Borssele, Borssele Benchmark Commissie (2018).

KPMG
© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Managementsamenvatting

Managementsamenvatting	
Onderwerp	Samenvatting
Impact lokale economie	**Marktpartijen geven aan dat zij verwachten dat de bouw van een kerncentrale in Nederland een positieve bijdrage kan leveren aan de Nederlandse economie. Inschattingen lopen uiteen van circa 20% tot 80% van de totale werkzaamheden** — Voor de bouw van een kerncentrale van 1.000 MW zijn ongeveer 12.000 directe arbeidsjaren nodig.[1)] — Marktpartijen geven aan dat in potentie tijdens de constructiefase van een kerncentrale grote hoeveelheden lokale leveranciers betrokken kunnen worden. Dit hangt onder andere af van lokale kennis en expertise, regelgeving en financieringsstructuur. Inschattingen lopen uiteen van circa 20% tot 80%. - Bij de bouw van Hinkley Point C is ongeveer 64% van de werkzaamheden bij lokale bedrijven belegd.[2)] — Lokaal in te kopen werkzaamheden betreffen voornamelijk civiel werk. Marktpartijen geven aan dat ongeveer 60% van de bouw van een kerncentrale bestaat uit civiel werk. Daarnaast kunnen ondersteunde werkzaamheden als catering, beveiliging, gereedschap, etc. lokaal ingekocht worden. — Bij de bouw van een SMR worden mogelijk minder werkzaamheden lokaal ingekocht, daar beoogd wordt dat een groot deel van de constructie in een fabrieksomgeving plaatsvindt. — Marktpartijen geven aan dat alles wat aan capaciteit, kennis of kunde niet direct beschikbaar is, in principe geïmporteerd kan worden, maar dat dit van lokale (arbeids)wetgeving afhangt. **Ook na ingebruikname levert een kerncentrale een bijdrage aan de (lokale) economie en werkgelegenheid** — De operatie van een kerncentrale van 1.000 MW levert gemiddeld 600 voltijdsbanen op per jaar uitgaande van een levensduur van 50 jaar. Over de gehele levensduur van een kerncentrale van deze grootte levert deze ook 1.000 indirecte banen op.[1)] — Gecreëerde banen zijn veelal goedbetaald en hoogopgeleid. Dat kan voor sommige regio's buiten de Randstad een belangrijke overweging zijn. — Marktpartijen geven verder aan dat de bouw van een nieuwe kerncentrale een impuls zal geven aan de Nederlandse nucleaire kennisinfrastructuur.

Bron: (1) Measuring employment generated by the nuclear power sector, OECD-NEA & IAEA (2018). (2) How construction of Hinkley Point C is supporting companies in Britain, EDF (https://www.edfenergy.com/energy/nuclear-new-build-projects/hinkley-point-c/for-suppliers-and-local-businesses/built-in-britain, geraadpleegd op 30 mei 2021).

KPMG
© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Managementsamenvatting

Managementsamenvatting	
Onderwerp	Samenvatting
Locatie	**Op basis van de interviews zijn er twee mogelijke locaties te definiëren waarbij één het meest kansrijk is** — De Nederlandse overheid hield tot voor kort drie locaties vrij voor de mogelijke komst van een kerncentrale. Dit betreft de Eemshaven, de Maasvlakte I en Borssele. Eemshaven is recentelijk bij motie komen te vervallen. [1)] Echter, andere locaties zijn niet per definitie uitgesloten. — In het kader van de beantwoording van de derde hoofdvraag van de marktconsultatie zijn de provincies en een aantal overheidsorganisaties benaderd voor een interview. Met deze partijen is afgesproken enkel met hun toestemming de opgehaalde informatie, zoals weergegeven in deze rapportage in het hoofdstuk 'Locatie kerncentrale', te delen. — Op basis van de interviews en relevante randvoorwaarden komt er één mogelijke locatie, de gemeente Borssele binnen de provincie Zeeland, naar voren waar zowel één of meerdere grote kerncentrales als SMR('s) mogelijk zijn. Deze locatie kent lokale steun, lijkt vanuit koelwaterperspectief het meest kansrijk, en lijkt geen problemen met netaansluitingen te hebben. — Er is nog een additionele locatie, de provincie Noord-Brabant, waar (op termijn) een kerncentrale een mogelijkheid kan zijn. Daar is de uitdaging op het vlak van lokale steun, koelwater en inpassing naar verwachting groter ten opzichte van de mogelijke locatie in Zeeland. **De twee mogelijke locaties hebben naar verwachting geen uitdagingen qua congestie op het electriciteitsnet** — Marktpartijen geven aan dat de locatie van een grote kerncentrale aan het hoofdnet voor de hand ligt, daar dit naar verwachting de minste infrastructuurinvesteringen vergt en het makkelijkst inpasbaar is, daar er dan geen of beperkt infrastructuur aangelegd hoeft te worden. - De kosten van een standaarddubbelcircuitverbinding hebben als kengetal een bedrag van ongeveer EUR 10 miljoen per kilometer.[2)] — Bij grote kerncentrales zal gekeken moeten worden naar lokale congestie. Bijvoorbeeld op plekken waar offshore wind aan land komt. — SMR's kennen meer flexibiliteit door lagere vermogensoutput (10-300 MW) en zijn qua inpasbaarheid in het net vergelijkbaar met kleinere kolencentrales (bijvoorbeeld de voormalige Maasvlakte-centrales). — Voor Borssele lijkt er ruimte voor 1 à 2 grote kerncentrales (1.200-1.500 MW) door de reeds geplande uitbreiding van het hoofdnet. Eventuele elektrificatie van lokale industrie biedt mogelijk nog meer ruimte.[a), b), 3)] — In West-Brabant (Moerdijk/Geertruidenberg) lijkt met diezelfde geplande uitbreiding ook voldoende transportcapaciteit te zijn. — Voor beide locaties geldt de relatie met en afhankelijkheid van mogelijke toekomstige ontwikkelingen aan zowel de productiezijde als de vraagzijde bovenop hetgeen waar nu rekening mee is gehouden.

Notitie: (a) Na uitbreiding is er ongeveer 6.500 MW aan netcapaciteit. Rekening houdend met offshore wind (~3.500 MW) en de huidige Borssele-kerncentrale (~500 MW) blijft er nog 3.000 MW over. Mogelijke toekomstige ontwikkelingen (aan zowel de productiezijde als de vraagzijde) bovenop deze capaciteitsvraag vanuit o.a. offshore wind kunnen gevolgen hebben voor de capaciteit op het net. (b) Bij aansluiting van twee kerncentrales moet wel rekening gehouden worden met de bouw van een nieuw transformatorstation om ervoor te zorgen dat de uitval van het station niet leidt tot onderbreking van de elektriciteitslevering. Als vuistregel wordt door TenneT hiervoor een maximum van 5,5 tot 6 GW productievermogen per station aangehouden.

Bron: (1) Motie van het lid Beckerman c.s. over geen kerncentrale in Groningen, (4 maart 2021). (2) Het energiesysteem van de toekomst: Integrale infrastructuurverkenning 2030-2050, Netbeheer Nederland (2021). (3) Motie van het lid Beckerman c.s. over geen kerncentrale in Groningen, (4 maart 2021). (3) TenneT.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Managementsamenvatting

Managementsamenvatting	
Onderwerp	Samenvatting
Locatie	**Voor een mogelijke locatie is de beschikbaarheid van koelwater essentieel, en vanuit dat oogpunt is een locatie aan de zee naar alle waarschijnlijkheid het best inpasbaar** — Te hoge temperatuur van het oppervlaktewater is met het oog op koelwaterlozing de meest knellende randvoorwaarde voor een nieuwe kerncentrale. Daarnaast speelt ook het effect op vis bij inzuiging van koelwater mee als mogelijk knelpunt. — Regionale oppervlaktewateren (de kleinere waterlichamen, in beheer bij een waterschap) lijken gezien de geringe omvang sowieso niet in beeld te komen. Van de grote wateren is ook het IJsselmeer met het oog op onder andere de slechte doorstroming en de maximale toegestane stijging van de watertemperatuur geen wenselijke locatie. — Daarnaast kennen vrijwel alle grote rivieren in Nederland uitdagingen met betrekking tot de watertemperatuur en hebben die naar verwachting geen ruimte om als koelwater te dienen voor een grote kerncentrale. — Wanneer er gekozen wordt voor een SMR kan onderzocht worden of deze op de locatie van een te sluiten kolencentrale geplaatst kan worden, om vervolgens gebruik te maken van diens vrijgekomen koelwaterbeslag. Het is – gezien de knellende situatie qua temperatuur en het gegeven dat ieder nieuw initiatief (ook wanneer dat een bestaande centrale vervangt) opnieuw getoetst moet worden aan het wettelijk kader – echter niet vanzelfsprekend dat er op die locaties ruimte ontstaat voor het gebruik van koelwater. — Wanneer gekozen wordt voor het realiseren van een nieuwe kerncentrale lijkt een locatie aan zee de meeste kansen voor inpassing te bieden. Wel geldt dat wanneer een precieze locatie bekend is, meer specifiek gekeken moet worden naar de precieze lokale effecten van het koelwater op de ecologie (m.n. de gevolgen van inzuiging van koelwater op vis en de gevolgen van de warmtelozing op het ecosysteem). — Dit beeld betreft nadrukkelijk een globale inschatting op basis van algemene informatie en uitgangspunten. Het beoordelen van de effecten op de waterkwaliteit ten behoeve van vergunningverlening vergt voor elke potentiële locatie een specifieke en zorgvuldige ecologische afweging. **De realisatie van meerdere kerncentrales (SMR's) op meerdere locaties in Nederland lijkt op basis van de interviews niet haalbaar** — Provincies geven aan dat ruimtelijke inpasbaarheid van een kerncentrale in diverse delen van het land een enorme uitdaging is gezien de verdichtende bebouwing en reeds andere bestemmingen voor geschikte locaties. — Ook als het (veiligheids)technisch gezien mogelijk blijkt op een of meerdere locaties een kerncentrale te realiseren kan er maatschappelijke weerstand ontstaan. Vanuit dit oogpunt ligt het meer voor de hand om te kiezen voor één of enkele (grote) kerncentrale(s) op één locatie. — De verwachting vanuit de regio's en marktpartijen is dat hiervoor onvoldoende maatschappelijk draagvlak is. Zelfs al worden deze SMR's ingetekend op de locatie van een kolencentrale.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Management samenvatting
Introductie
Keuze technologie
Financiering en garanties
Wet- en regelgeving
Wijze van inzet kerncentrale
Borssele
Impact lokale economie
Locatie kerncentrale
Bijlagen

Introductie

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft KPMG verzocht een marktconsultatie uit te voeren naar kernenergie in Nederland

Motie Dijkhoff

Centrale vragen uit de motie Dijkhoff[1)]

… verzoekt de regering, een marktconsultatie te houden:

1. Onder welke voorwaarden zijn nationale en internationale marktpartijen bereid te investeren in kerncentrales in Nederland?
2. Welke publieke ondersteuning is daarvoor nodig?
3. In welke regio's is er belangstelling voor de realisatie van een kerncentrale?

Naar aanleiding van de motie Dijkhoff[1)] heeft het ministerie van EZK KPMG gevraagd een markconsultatie uit te voeren omtrent kernenergie in Nederland

- Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) geeft in de offerteaanvraag aan dat kernenergie mogelijk een rol kan spelen in de energiemix in de transitie naar een CO_2-arme energievoorziening.[2)]
- Tot nu heeft de overheid het initiatief tot mogelijke bouw van nieuwe kerncentrales aan marktpartijen gelaten. Dit heeft niet geleid tot interesse uit de markt.
  - Hierbij hebben potentieel de lange bouwtijd, hoge investeringen, financieringsmogelijkheden, het reguleringsrisico in combinatie met de lange doorlooptijd en mogelijke belemmeringen van de overheid een rol gespeeld.
- In de Tweede Kamer is op 17 september 2020 een motie aangenomen (motie Dijkhoff) die de regering verzoekt een marktconsultatie te houden onder welke voorwaarden marktpartijen bereid zijn te investeren in kerncentrales in Nederland, te onderzoeken welke publieke ondersteuning daarvoor nodig is en te verkennen in welke regio's er belangstelling is voor de realisatie van een kerncentrale.[a)]
- Het ministerie van EZK heeft KPMG gevraagd deze marktconsulatie uit te voeren. Het resultaat van de marktconsultatie is een onafhankelijke rapportage met daarin een uitwerking van en inzicht in nevenstaande vragen.

Notitie (a) Eerder is de regering in de motie Yesilgoz-Zegerius/Mulder op 26 juni 2019 verzocht om onderzoek te doen naar de mogelijke rol van kernenergie in de energiemix en daarbij de kosten en voorwaarden van de bouw van nieuwe kerncentrales in andere landen in beeld te brengen. De vragen uit deze motie kennen een ander karakter en scope dan de vragen uit de motie Dijkhoff. Wel bestaan er raakvlakken en mogelijk bieden de resultaten van voorliggende marktconsultatie relevante inzichten en/of aanknopingspunten voor dit onderzoek.

Bron: (1) Nota 35570-11, Tweede Kamer der Staten-Generaal (2020). (2) Offerteaanvraag ministerie van EZK, onderzoek marktkernenergie (17 december 2020).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

De marktconsultatie kijkt daarbij naar voorwaarden waaronder marktpartijen bereid zijn te investeren in kerncentrales in Nederland en welke rol de overheid daarbij kan spelen

Inhoudelijke onderwerpen marktconsultatie

Inhoudelijke deelonderwerpen marktconsultatie

1. Onder welke voorwaarden zijn nationale en internationale marktpartijen bereid te investeren in kerncentrales in Nederland?
   - In hoeverre zien marktpartijen in de huidige regelgeving beperkingen voor het ontwikkelen van kernenergie?
   - Welke bestuurlijke/politieke beperkingen zien marktpartijen voor het ontwikkelen van kernenergie?
   - Welke commerciële beperkingen zien marktpartijen voor het ontwikkelen van kernenergie in Nederland?
   - Welke generatie reactortechnologie past het beste in Nederland?
   - Welke specifieke kansen en uitdagingen kennen SMR's ten opzichte van grote reactoren?
   - Welk tijdsschema zou realistisch zijn tot operationele vergunning?
   - Wat adviseren marktpartijen te doen met betrekking tot de huidige reactor in Borssele?

2. Welke publieke ondersteuning is daarvoor nodig?
   - Welke bijdrage zal de overheid moeten leveren in de financiering?
   - Welke garanties zal de overheid moeten afgeven?
   - Wat zijn de belangrijkste financiële overwegingen van marktpartijen bij investering in kerncentrales?
   - Welke bijdrage aan de economie (en werkgelegenheid) zien marktpartijen in ruil voor deze overheidssteun?

3. In welke regio's is er belangstelling voor de realisatie van een kerncentrale?
   - In welke provincie(s)/gemeente(n) zijn de vestigingskans en bereidheid voor een kerncentrale het grootst?
   - Wat zijn de voorwaarden voor de provincie/gemeente om een kerncentrale te plaatsen?
   - Is er interesse vanuit de huidige aanwijsgebieden?

In de marktconsultatie staan (zoals verzocht in de motie Dijkhoff) drie hoofdvragen centraal

— Het ministerie van EZK heeft in lijn met de motie Dijkhoff drie hoofdvragen geformuleerd voor de marktconsultatie. Daarnaast heeft het ministerie van EZK diverse (aanvullende) deelvragen geformuleerd.

— KPMG heeft deze onderzoeksvragen verder gestructureerd, gedetailleerd en uitgebreid waar dit waarde toevoegde aan de marktconsultatie (zie figuur links).

— De (deel)vragen hebben op hoofdlijnen betrekking op een aantal inhoudelijke onderwerpen. Voorliggende rapportage is opgebouwd en gestructureerd langs deze onderwerpen, zie pagina 31 voor de leeswijzer en een nadere toelichting op de opbouw van de rapportage.

Dit onderzoek kijkt niet naar de vraag of Nederland de inzet van kernenergie moet uitbreiden, maar slechts naar hoe kernenergie economisch zo optimaal mogelijk gerealiseerd kan worden

— Bij de beantwoording van de vragen van de marktconsultatie is slechts gekeken naar hoe volgens marktpartijen kernenergie economisch zo optimaal mogelijk gerealiseerd kan worden.

— Dit onderzoek kijkt niet naar de vraag of Nederland de inzet van kernenergie moet uitbreiden. Tevens is niet onderzocht (dit is geen onderdeel van de onderzoeksvragen) hoe kernenergie zich verhoudt tot hernieuwbare energiebronnen en/of andere technologieën.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Het onderzoek is uitgevoerd door middel van een marktconsultatie onder nucleaire marktpartijen uit de volledige waardeketen, aangevuld met bronnenonderzoek

Voor de uitvoering van de marktconsultatie zijn interviews afgenomen met nucleaire marktpartijen en provincies

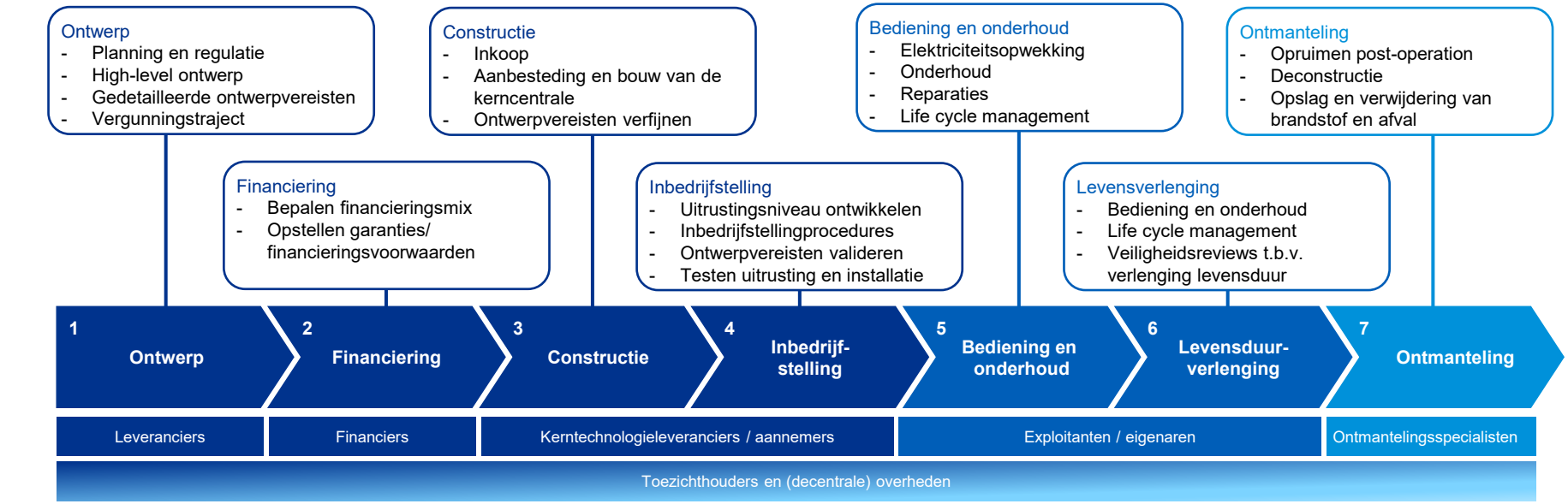
— De marktconsultatie is uitgevoerd door interviews te houden met de diverse relevante (inter)nationale marktpartijen. Marktpartijen zijn geselecteerd door te bepalen wat over de levensloop van een reactor (bouw, kerntechnologie, financiering, energieproductie en ontmanteling) de belangrijkste spelers zijn voor kerncentrales (zie onderstaande figuur).

— Daarnaast zijn diverse regiopartijen geconsulteerd. Allereerst zijn alle provincies benaderd voor een interview, waarna een selectie gemaakt is van de relevante gemeenten voor aanvullende interviews op basis van de uitkomsten van het gesprek met de betreffende provincie. Daarbij zijn de gemeenten met waarborglocaties meegenomen. Eemshaven is niet meegenomen, daar deze recentelijk bij motie is komen te vervallen. [1)]

— De reacties uit de consultaties zijn door KPMG *gechallenged,* geanalyseerd en samengebracht. Daarnaast is, waar mogelijk, onderbouwing van de in de interviews opgetekende standpunten gezocht in de literatuur. Vervolgens zijn de uitkomsten verwerkt in voorliggende rapportage.

— In de bijlage op pagina 148 en 149 is een integraal overzicht opgenomen van de geïnterviewde marktpartijen en de belangrijkste geraadpleegde bronnen voor dit onderzoek.

Nucleaire waardeketen

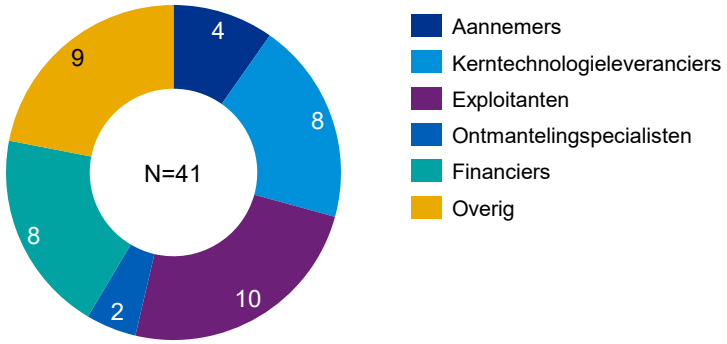


Bron: (1) Motie van het lid Beckerman c.s. over geen kerncentrale in Groningen, (4 maart 2021).

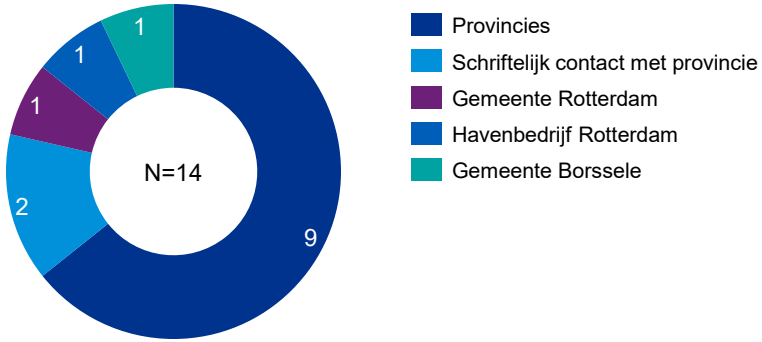
© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Er zijn in totaal 41 nationale en internationale marktpartijen geïnterviewd, daarnaast zijn 14 regio's geïnterviewd

Overzicht aantal geïnterviewde marktpartijen



Overzicht aantal geïnterviewde regio's



Voorbeeld van een quote

"De overheid kan nu – met het oog op CO2 reductie – kiezen voor een generatie III/bewezen technologie centrale. En tegelijkertijd investeren in de ontwikkeling van een generatie IV technologie, voor op de echt lange termijn."

Er zijn in totaal 41 nationale en internationale marktpartijen geïnterviewd

— De marktconsultatie is uitgevoerd door interviews af te nemen met diverse relevante (inter)nationale marktpartijen, in de breedste zin van het woord.

— Er zijn in totaal 41 marktpartijen geïnterviewd. Per categorie betreft dit interviews met 4 aannemers, 8 kerntechnologieleveranciers, 10 exploitanten, 2 ontmantelingsspecialisten, 8 financiers en 9 in de categorie 'overige' (onder meer netbeheerders, experts en buitenlandse overheidspartijen).

— Op verzoek van het ministerie van EZK zijn Chinese en Russische marktpartijen buiten beschouwing gelaten.

Daarnaast zijn 14 regio's geïnterviewd om te achterhalen in welke regio's belangstelling is voor de realisatie van een kerncentrale

— Er heeft een beknopte consultatie plaatsgevonden bij diverse relevante regiopartijen om te achterhalen in welke regio's mogelijk belangstelling is voor de realisatie van een kerncentrale. Er is geen onafhankelijk technisch en/of planologisch onderzoek uitgevoerd (is geen onderdeel van de onderzoeksvragen).

— Alle provincies zijn benaderd voor een interview. Uiteindelijk hebben 9 interviews plaatsgevonden met provincies (verder hebben 2 provincies schriftelijk gereageerd, en is van 1 provincie geen reactie ontvangen). Daarnaast is gesproken met 2 gemeenten en het Havenbedrijf Rotterdam.

— In het kader van de consultatie van regio's zijn Rijkswaterstaat en TenneT benaderd om hun feedback te vragen over de beschikbaarheid van koelwater en elektriciteitsinfrastructuur.

Inzichten uit het interviewprogramma

— Omwille van bescherming van privacy is alle informatie verkregen uit het interviewprogramma anoniem verwerkt, of waar dit niet mogelijk is, met toestemming gebruikt.

— Ter illustratie zijn quotes uit de interviews weergegeven in dit rapport. De weergegeven quotes zijn slechts een selectie ter illustratie en geen volledige weergave van alle respons. Zie links voor een voorbeeld van een quote.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

De rapportage is gestructureerd op basis van de inhoudelijke onderwerpen van de marktconsultatie

Leeswijzer

#	Hoofdstuk	Pagina
	Managementsamenvatting	6
	Introductie	26
1	Keuze technologie	32
2	Financiering en garanties	61
3	Wet- en regelgeving	86
4	Wijze van inzet kerncentrale	110
5	Borssele	124
6	Impact lokale economie	130
7	Locatie kerncentrale	133
	Bijlagen	147

Het rapport is op de volgende manier opgebouwd:

— **Hoofdstuk 1** geeft een toelichting op de verschillende kernreactortechnologieën en welke technologie marktpartijen het best geschikt achten voor Nederland.

— **Hoofdstuk 2** gaat in op de financiering, randvoorwaarden van financiering, mogelijke financieringsstructuren en financieringsmix van kerncentrales, en de mogelijke rol van de overheid daarbij.

— **Hoofdstuk 3** geeft een overzicht van relevante regelgeving op het gebied van ontmanteling en afval en daarnaast het vergunningverleningsproces en de gevolgen voor de bouwtijd van een kerncentrale.

— **Hoofdstuk 4** gaat in op de verschillende manieren waarop kerncentrales kunnen worden ingezet en wat volgens marktpartijen de meest economische manier is.

— **Hoofdstuk 5** gaat in op de kerncentrale Borssele en de overwegingen van marktpartijen ten aanzien van eventuele levensduurverlenging.

— **Hoofdstuk 6** gaat in op wat de impact op de lokale economie is bij de bouw van een kerncentrale en na ingebruikname.

— **Hoofdstuk 7** gaat in op locaties waar mogelijk interesse is in de realisatie van een kerncentrale in Nederland, waarbij wordt gekeken naar algemene randvoorwaarden zoals koelwater en netcapaciteit.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

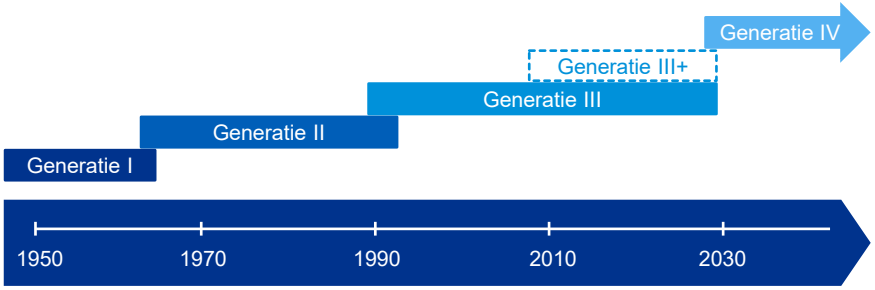
Management samenvatting
Introductie
Keuze technologie
Financiering en garanties
Wet- en regelgeving
Wijze van inzet kerncentrale
Borssele
Impact lokale economie
Locatie kerncentrale
Bijlagen

Overzicht technologieën
Keuze van generatie
Keuze groot vs. SMR's

Overzicht technologieën

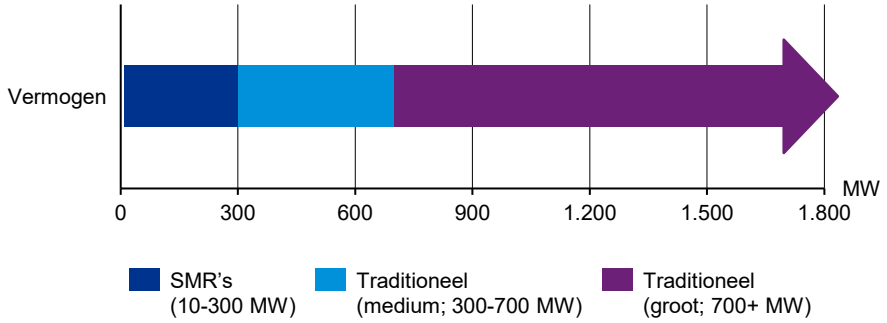
Reactortechnologie kan grofweg in 4 generaties onderverdeeld worden en daarnaast in traditioneel ontwerp en modulair ontwerp (SMR's)

Generaties nucleaire reactors



Bron: Nuclear Energy Outlook 2008, NEA (2008). KMPG-analyse.

Vermogen van SMR's en traditionele reactoren (in MW)



Bron: (1) Small nuclear power reactors, World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/small-nuclear-power-reactors.aspx, geraadpleegd op 25 mei 2021). (2) Small modular reactors: challenges and opportunities, OECD-NEA (2021). KMPG-analyse.

Reactortechnologie kan grofweg in vier generaties onderverdeeld worden

— Generatie II reactoren zijn ontwerpen van reactoren die grofweg tussen eind jaren zestig en eind jaren negentig zijn gebouwd. De huidige Borssele-centrale is een (modern) generatie II ontwerp.

— Generatie III reactoren zijn een 'evolutionaire verbetering' van generatie II reactoren. Ook wordt er gesproken over generatie III+ reactoren; dit beschrijft in zijn algemeenheid de (veiligheids)aanpassingen die gedaan zijn naar aanleiding van de ramp bij Fukushima. In dit rapport wordt geen onderscheid gemaakt tussen generatie III en III+ en wordt alleen gesproken over post-Fukushima-ontwerpen, aangezien de meeste ontwerpen aangepast zijn qua veiligheid na Fukushima.

— Generatie IV reactoren zijn nieuwe ontwerpen die veelal op een andere koeltechniek gebaseerd zijn (bijvoorbeeld op basis van zout in plaats van water) of een andere energiebron kennen (bijvoorbeeld thorium in plaats van uranium), waardoor mogelijk minder afval geproduceerd wordt en/of ze veiliger zijn.

Daarnaast kan onderscheid gemaakt worden tussen een traditioneel ontwerp en een modulair ontwerp (SMR's)

— Er kan onderscheid gemaakt worden tussen een traditionele (vaak grote) reactor en een zogenaamde Small Modular Reactor (SMR).
  - SMR's worden over het algemeen gedefinieerd als reactoren met een vermogen tussen de 10 en 300 MW.[1)] Door het combineren van meerdere SMR's in een geïntegreerde centrale kan dit oplopen tot 900 MW.
  - Door hun modulaire ontwerp wordt beoogd dat een SMR meer gestandaardiseerd gebouwd kan worden, waardoor de constructietijd van SMR's mogelijk korter en meer voorspelbaar is dan die van traditionele reactoren.
  - De reactortechnologie in een SMR is veelal generatie III+ of generatie IV.
  - Zie vanaf pagina 52 voor meer informatie over SMR's.

— Het overgrote deel van traditionele reactoren die nu in aanbouw zijn betreffen grote reactoren met een vermogen van meer dan 700 MW.[2)]

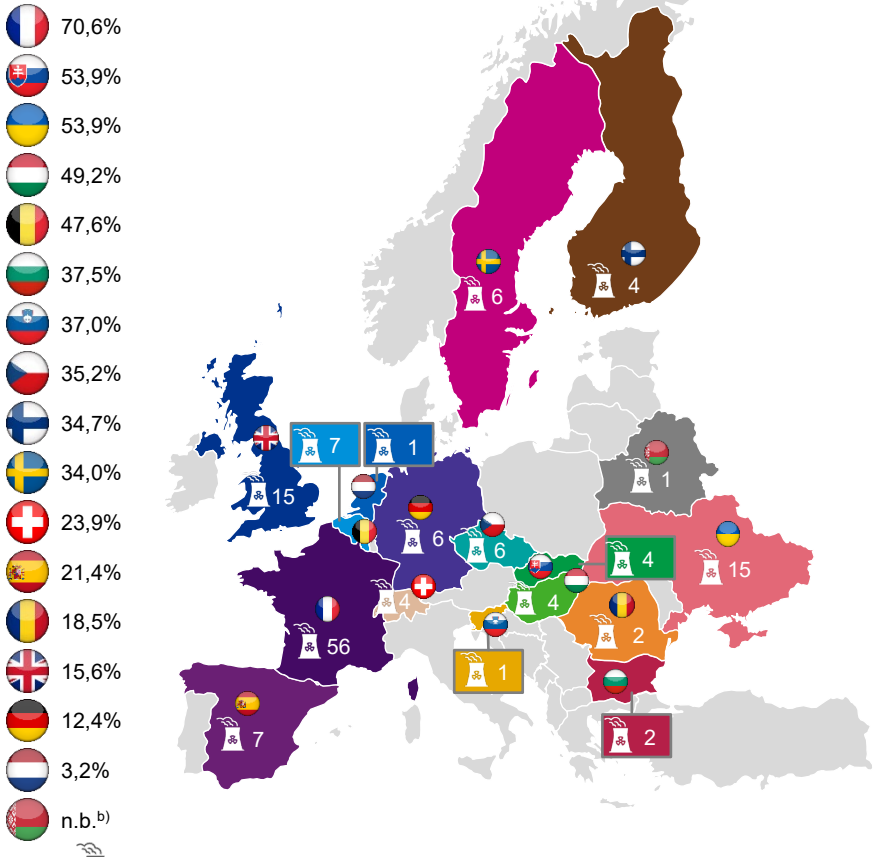
Bron: (1) Small modular reactors: challenges and opportunities, OECD-NEA (2021). (2) Plans for new reactors worldwide, World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/plans-for-new-reactors-worldwide.aspx (geraadpleegd op 28 mei 2021).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

De huidige kerncentrales in Europa bestaan grotendeels uit generatie II reactoren die gebouwd zijn tussen de jaren zestig en negentig

Actieve nucleaire reactoren in Europa [a)]

% van de huidige elektriciteitsmix van nucleaire oorsprong (in 2019)



Key: Aantal actieve nucleaire reactoren.

Notitie: (a) Situatie in februari 2021. (b) Zeer recent geopend dus exacte aandeel nog onbekend.

Bron: Nuclear power in the European Union, World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/others/european-union.aspx, geraadpleegd op 28 mei 2021).

Er zijn 141 nucleaire reactoren operationeel in Europa, grotendeels bestaande uit generatie II reactoren

— In Europa zijn 141 nucleaire reactoren operationeel.[1)] Deze zijn grotendeels gebouwd in de periode tussen de jaren zestig en negentig.

— De operationele nucleaire reactoren in Europa zijn vrijwel allemaal generatie II reactoren.

- Er zijn geen generatie I reactoren meer operationeel in Europa.[2)]
- Sinds 2020 is er een generatie III+ reactor operationeel in Wit-Rusland.[3)]

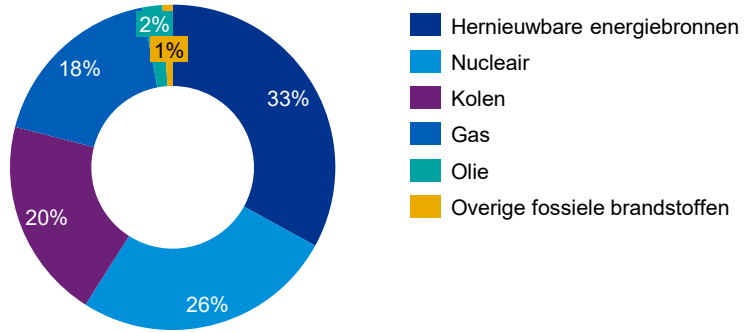
In 2020 leverden nucleaire reactoren gezamenlijk 26% van de elektriciteit van de EU

— In 2020 werd 26% van de elektriciteitsvoorziening in de EU geleverd door nucleaire reactoren.

— Ter vergelijking, in 2020 leverden hernieuwbare energiebronnen 33% van de elektriciteitsvoorziening en kolen en gas respectievelijk 20% en 18% van de elektriciteitsvoorziening in de EU.

Bron: Nuclear power in the European Union, World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/others/european-union.aspx, geraadpleegd op 28 mei 2021). (2) Nuclear reactors: generation to generation, American Academy of Arts and Sciences (2011). (3) Reactor database, World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/Information-Library/Facts-and-Figures/Reactor-Database.aspx, geraadpleegd op 28 mei 2021).

Percentage van de elektriciteitsvoorziening in EU (in 2020)

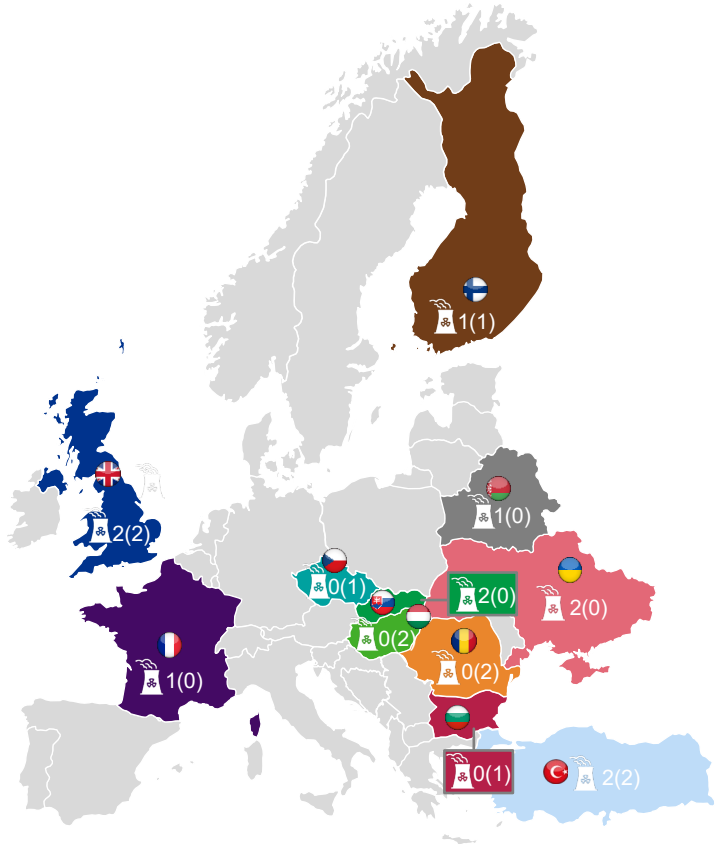


Bron: Info graphics, FORATOM (2020). KMPG-analyse.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

De kerncentrales welke op dit moment in aanbouw of gepland zijn, bestaan grotendeels uit generatie III+ reactoren

Nucleaire reactoren in aanbouw of gepland in Europa [a)]



Key: Aantal nucleaire reactoren in aanbouw (aantal geplande nucleaire reactoren).
Notitie: (a) Situatie in februari 2021.
Bron: Nuclear power in the European Union, World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/others/european-union.aspx, geraadpleegd op 28 mei 2021).

Vanaf de jaren negentig heeft de constructie van nucleaire reactoren in Europa grotendeels stil gelegen

— Vanaf de jaren negentig heeft de constructie van nucleaire reactoren in Europa grotendeels stil gelegen. Dit heeft te maken met de veranderde publieke opinie na de ramp in Tsjernobyl, welke samen met het eerdere incident in Three Mile Island het vertrouwen in kernenergie schaadde.

Sinds 2005 zijn er 11 nucleaire reactoren in aanbouw in Europa

— In 2005 (Olkiluoto 3 in Finland) en 2007 (Flamanville 3 in Frankrijk) is gestart met de constructie van de eerste generatie III+ reactoren in Europa.[2)]
  - De constructie van deze reactoren kent de nodige problemen,[3)] zie ook pagina 46. Dit heeft mogelijk ook impact gehad op het relatief lage aantal Europese nucleaire nieuwbouwprojecten in die periode.[1)]

— Sinds 2014 zijn er in Europa nog eens 5 generatie III+ reactoren in aanbouw en is er 1 generatie III+ reactor gebouwd (voltooid).
  - Ostrovets 1 in Wit-Rusland is gebouwd tussen 2013 en 2020.[2)]
  - Overige generatie III+ reactoren in aanbouw zijn Ostrovets 2 in Wit-Rusland (sinds 2014), Hinkley Point C1 en C2 in het VK (sinds 2018 en 2019) en Akkuyu 1 en 2 in Turkije (sinds 2018 en 2020).[2)]

— De overige 4 reactoren in aanbouw zijn generatie II reactoren (Mochovce 3 en 4 in Slowakije en Khmelnitski 3 en 4 [a)] in Oekraïne).[2)]

Daarnaast zijn er nog eens 11 nucleaire reactoren gepland in Europa

— Er zijn 7 generatie III+ reactoren gepland in Europa.
  - Generatie III+ reactoren gepland in Europa zijn: Akkuyu 3 en 4 in Turkije, Hanhikivi 1 in Finland, Paks 5 en 6 in Hongarije en Sizewell C1 en C2 in het VK.[4)]

— Daarnaast zijn 2 geüpdatete generatie II reactoren gepland (Roemenië) en 2 reactoren waarvan het type nog onbekend is (Bulgarije, Tsjechië).[4)]

Notitie: (a) De constructie van deze reactoren is opgeschort.
Bron: (1) Nuclear energy in the European Union after Fukushima: political and economic considerations, Kiyar & Wittneben (2012). (2) Reactor database, World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/Information-Library/Facts-and-Figures/Reactor-Database.aspx, geraadpleegd op 28 mei 2021). (3) Unlocking reductions in the construction costs of nuclear: a practical guide for stakeholders, OECD-NEA (2020). (4). Country profiles, World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles.aspx, geraadpleegd op 28 mei 2021).

KPMG
© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Management samenvatting
Introductie
Keuze technologie
Financiering en garanties
Wet- en regelgeving
Wijze van inzet kerncentrale
Borssele
Impact lokale economie
Locatie kerncentrale
Bijlagen

Overzicht technologieën
Keuze van generatie
Keuze groot vs. SMR's

Keuze van generatie

Een overgroot deel van de marktpartijen benadrukt het belang van het kiezen voor bewezen technologie die voldoet aan de geldende veiligheidseisen

"Maak de keuze voor een bestaand ontwerp, en maak/vraag geen wijzigingen aan het design."

"Ik zou kiezen voor generatie III+, want dat is bewezen technologie. Daar zijn we nu juist supply chain voor aan het optuigen. OECD laat zien dat je daar nu ook de eerste 'economies of scale'-leereffecten ziet."

"Een generatie II reactor zou ik niet kiezen. Als je nu een nieuwe nucleaire reactor wilt, dan moet je generatie III+ doen."

"De discussie die je moet voeren is, ga je voor groot of ga je voor een SMR."

Een overgroot deel van de marktpartijen benadrukt het belang van het kiezen voor een generatie III+ reactor met een bewezen ontwerp

— Een modern en gestandaardiseerd generatie II reactorontwerp is volgens sommige marktpartijen mogelijk een economisch aantrekkelijke optie, maar wordt door veruit de meeste marktpartijen als onhaalbaar gezien omdat dit niet voldoet aan de extra veiligheidseisen die na Fukushima gevraagd worden.

— Er is brede consensus onder marktpartijen dat Nederland voor een generatie III+ reactor met een bewezen ontwerp moet kiezen.
  - Er zijn verscheidene generatie III+ ontwerpen die reeds bewezen zijn en daarom naar verwachting minder problemen met 'first of a kind' (FOAK)-problematiek hebben die leiden tot kostenoverschrijdingen en vertragingen.
  - Een generatie III+ reactor voldoet aan de strengere veiligheidseisen na 9/11 en na de ramp in Fukushima.
  - Een generatie III+ reactor kan op tijd beschikbaar zijn om voor 2050 een bijdrage te leveren aan het realiseren van klimaatdoelstellingen.

— Generatie IV reactoren hebben potentie met mogelijke voordelen op het gebied van veiligheid en/of afval, maar komen naar verwachting pas op de markt na 2040, waardoor ze (te) laat komen voor het behalen van de klimaatdoelstellingen in 2050.
  - Marktpartijen suggereren dat het verstandig kan zijn voor de Nederlandse overheid om wel al te investeren in (de ontwikkeling van) generatie IV technologie wanneer de overheid ervoor zou kiezen voor uitbreiding van kernenergie te gaan.

Daarnaast worden Small Modular Reactors (SMR's) door marktpartijen genoemd als een interessante optie

— Marktpartijen zien SMR's als een interessante optie, omdat deze mogelijk sneller gebouwd kunnen worden en beperkter in investeringsomvang zijn.

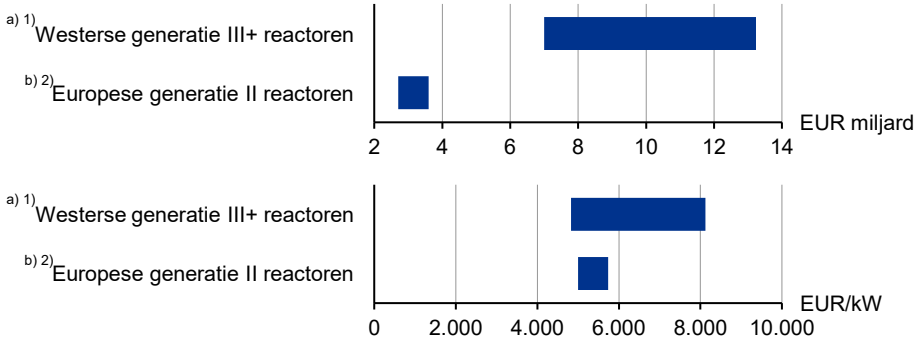
— Een nadeel van SMR's is dat pas in de periode van 2027 tot 2033 [2)] de eerste SMR's volledig operationeel kunnen zijn als FOAK-centrale. Zie vanaf pagina 52 voor meer informatie over de keuze tussen SMR's en traditionele reactoren.

Bron: (1) De rol van kernenergie in de energietransitie van Noord-Brabant, TNO (2020). (2) Advances in small modular reactor technology developments, IAEA (2020).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Een moderne generatie II reactor is mogelijk een economisch aantrekkelijke optie...

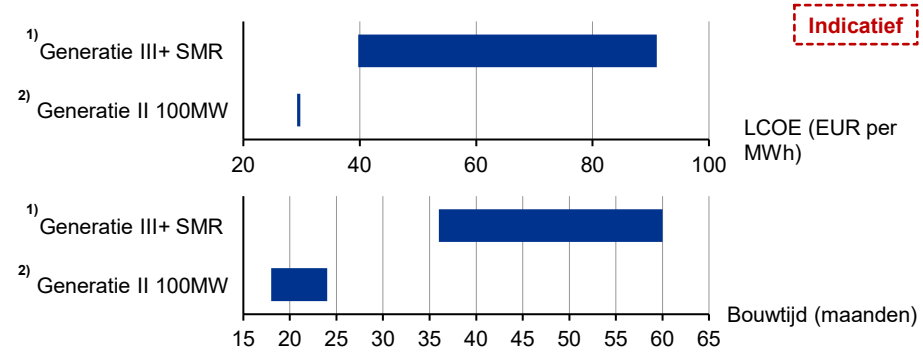
Benodigde investering van recente (Oost-)Europese generatie II reactoren vergeleken met westerse generatie III+ reactoren



Notitie: (a) Gebaseerd op westerse generatie III+ reactoren: Flamanville 3, Hinkley Point C, Olkiluoto 3, Hahnikivi en Vogtle. (b) Gebaseerd op de generatie II projecten in Slowakije en Roemenië.

Bron: (1) Rapportages van o.a. EDF, Fennovoima, de Engelse overheid en de World Nuclear Association. (2) Country profiles, World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles.aspx, geraadpleegd op 28 mei 2021). KMPG-analyse.

Potentiële voordelen van een 100 MW generatie II reactor ten opzichte van een generatie III+ SMR



Bron: (1) Economics and finance of Small Modular Reactors: A systematic review and research agenda, Mignacca & Locatelli (2020). (2) Fact sheet OPEN100, Energy Impact Center (2020). KMPG-analyse.

Een modern en gestandaardiseerd generatie II reactorontwerp is mogelijk een economisch aantrekkelijke optie, omdat dit een goedkoper en reeds bewezen ontwerp is

- Enkele marktpartijen geven aan dat een (geüpdatet) generatie II ontwerp veilig genoeg kan zijn. Doordat er geen sprake is van (te) ver doorgevoerde complexe veiligheidsmaatregelen post-Fukushima kan het ontwerp goedkoper zijn.
- De investeringsomvang per reactor ligt bij generatie II projecten in Slowakije en Roemenië ongeveer tussen de EUR 2,7 en 3,6 miljard. Per kW liggen de kosten van deze reactoren tussen de EUR 5.000 en 5.732.[a)]
  - Ter vergelijking, recente westerse generatie III+ reactoren kosten tussen de EUR 7,0 en 13,2 miljard. Per kW liggen de kosten van deze reactoren tussen de EUR 4.826 en 8.122.[a)]
- Een voorbeeld van een modern generatie II ontwerp is het OPEN100-initiatief.[1)] Hierbij wordt beoogd een generatie II ontwerp te moderniseren en vergaand te standaardiseren, zodat maximale leereffecten gerealiseerd kunnen worden. Omdat dit een 100 MW-ontwerp is, wordt dit vergeleken met generatie III+ SMR's, zodat de schaalgrootte vergelijkbaar is. Geadverteerde voordelen zijn:
  - Een generatie II ontwerp heeft zich al bewezen en kan daardoor FOAK-problematiek voorkomen.
  - De *Levelised Cost of Electricity* (LCOE) [b)] kan naar verwachting rond de EUR 30 per MWh liggen.[1)] Dat zou een stuk lager zijn dan de verwachte LCOE van SMR's die ligt tussen de EUR 40 en 91 per MWh (zie ook pagina 57).[2)]
  - De geadverteerde bouwtijd is slechts 18 tot 24 maanden, terwijl de verwachte bouwtijd van een SMR 4-5 jaar is voor een FOAK-reactor en 3-4 jaar voor volgende reactoren.[2)]

"Je hoeft niet letterlijk voor generatie II te gaan. Je kunt een generatie II ontwerp upgraden, waarbij het kernconcept hetzelfde is."

Notitie: (a) Zie voor de bron de notities bij de grafiek linksboven. (b) De LCOE is een maatstaf voor het gemiddelde van alle kosten per elektriciteitseenheid die gemaakt worden gedurende de gehele levensduur van een centrale. Dit staat gelijk aan de minimumprijs waartegen energie verkocht moet worden om break-even te draaien.

Bron: (1) Fact sheet OPEN100, Energy Impact Center (2020). (2) Economics and finance of Small Modular Reactors: A systematic review and research agenda, Mignacca & Locatelli (2020).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

… maar een generatie II reactor wordt als onhaalbaar gezien na de ramp in Fukushima door gebrek aan maatschappelijk draagvlak

"Technisch gezien kan een generatie II, maar maatschappelijk is dat lastig. Leg maar eens uit dat je voor een onveiliger ontwerp gaat."

"Geen enkel land suggereert op dit moment generatie II. Iedereen doet generatie III+, omdat die ontworpen zijn om straling in de reactor te houden. Het ontwerp houdt rekening met externe factoren zoals vliegtuigen en terrorisme."

"Het is maatschappelijk niet uitlegbaar als je voor een goedkopere maar minder veilige kerncentrale gaat."

Een generatie II reactorontwerp wordt echter door bijna alle marktpartijen als onhaalbaar gezien qua maatschappelijk draagvlak, omdat dit niet voldoet aan de extra veiligheidseisen die na Fukushima gevraagd worden

— Interviewfeedback suggereert dat een generatie II ontwerp wellicht een interessant idee is, maar door bijna alle marktpartijen als onhaalbaar gezien wordt.

- Ook al zijn generatie II ontwerpen wellicht veilig genoeg, zo'n ontwerp voldoet volgens de meeste marktpartijen niet aan de meest strenge veiligheidseisen die na de ramp in Fukushima gevraagd worden.
- Om kernenergie te realiseren is het naar verwachting nodig dat voor voldoende maatschappelijk draagvlak het ontwerp aan de allerhoogste eisen voldoet.
- Daarbij is generatie II oude technologie en raken generatie III+ ontwerpen inmiddels ook bewezen en voorbij FOAK-problematiek.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Generatie IV reactoren hebben potentieel door de mogelijke voordelen op het gebied van kernafval...

Generatie IV afvalaspecten [a)]

Tech.	Voordelen	Uitdagingen
HTR	✓ Het grafiet waar de splijtstof in zit kan tegelijkertijd dienen als basis voor veilige opslag	× Splijtstof moeilijk uit grafiet te halen. Betekent een groot volume aan afval
MSR	✓ Mogelijkheden tot hergebruik ✓ Kleiner volume afval ✓ Bij gebruik thorium verdere reductie afval	× Koelmiddel zal als laag- of middelradioactief afval behandeld moeten worden
LFR	✓ Mogelijkheden tot hergebruik ✓ Kleiner volume afval	× Afval heeft hogere intensiteit straling

Notitie: (a) Selectie van mogelijke voordelen en uitdagingen, zie het IRSN-rapport voor een volledig overzicht.
Bron: (1) De rol van kernenergie in de energietransitie van Noord-Brabant, TNO (2020). (2) Review of generation IV nuclear energy systems, IRSN (2015). KMPG-analyse.

Drie verschillende generatie IV technologieën kunnen naar verwachting een mogelijke rol spelen in Nederland

— Er zijn zes verschillende generatie IV technologieën die op dit moment ontwikkeld worden.[1)] Drie van deze zes generatie IV technologieën worden als meest kansrijk gezien voor Nederland.[2)]
  - High Temperature Reactors (HTR's, hogetemperatuurreactoren) zijn door grafiet gemodereerde heliumgekoelde reactoren.[3)]
  - Molten Salt Reactors (MSR's, gesmoltenzoutreactoren) gebruiken gesmolten zout voor zowel koeling als om de brandstof in op te lossen.[3)]
  - Lead cooled Fast Reactors (LFR's, loodgekoelde snelle reactoren) zijn snelle neutronenreactoren die gekoeld worden met vloeibaar metaal.[3)]

— Deze technologieën zijn mogelijk kansrijk omdat er reeds een bestaande kennisbasis is in Nederland voor deze technologieën. [2)] Daarnaast bieden ze mogelijkheden voor proceswarmtetoepassingen (vooral HTRs) en mogelijkheden tot hergebruik en reductie van afval (MSRs en LFRs). [2)]

Generatie IV ontwerpen kunnen op het gebied van afval bepaalde voordelen hebben als ze de uitdagingen op het gebied van afval kunnen oplossen

— Bij de ontwikkeling van generatie IV reactoren is als doel gesteld dat deze nucleair afval minimaliseren en vooral minder langlevend afval produceren.[1)] Hoewel de potentie groot is, kennen de verschillende technieken diverse uitdagingen op het gebied van afval die via R&D-programma's eerst nog opgelost moeten worden voordat mogelijke voordelen benut kunnen worden.[4), 5)]
  - Bij HTR's is de splijtstof ingebed in grafiet. Dit kan als voordeel hebben dat dit een basis kan zijn voor veilige opslag.[4)] Tegelijkertijd zorgt het grafiet voor een groot volume aan afval. Er zijn R&D-programma's die hiervoor alternatieve oplossingen onderzoeken.[5)]
  - LFR's kunnen uit dezelfde hoeveelheid brandstof circa 20 maal zo veel energie halen als huidige reactoren. Door efficiënt gebruik van de brandstof leidt dit tot veel minder radioactief afval. De keerzijde is dat het afval wel een hogere intensiteit straling heeft.[4), 5)]
  - Bij MSR's kan splijtstof continu hergebruikt worden, wat zorgt voor een klein volume afval.[4)] Tegelijkertijd dient er nog veel R&D plaats te vinden naar de verwerking van al het geproduceerde afval, zoals ook het koelmiddel.[5)]

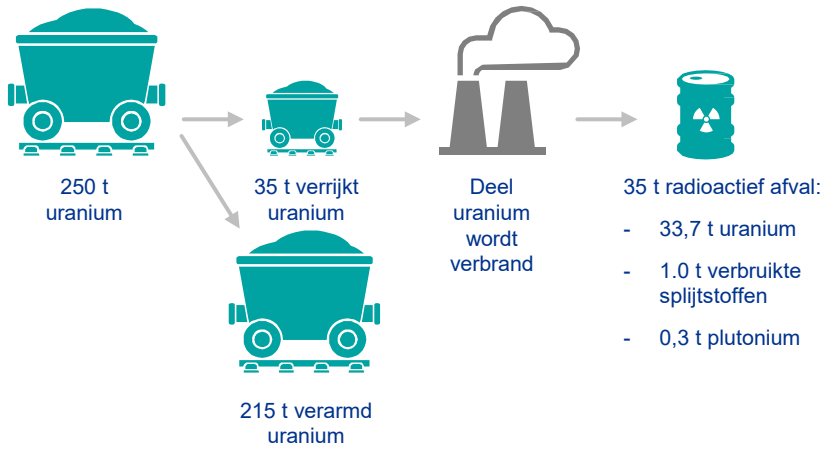
Bron: (1) Technology roadmap update for generation IV nuclear energy systems, GIF (2014). (2) Kernenergie voor onze toekomst – Roadmap voor de rol van kernenergie binnen een CO_2-vrije energievoorziening in Nederland, Nucleair Nederland (2017). (3) The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World: An Interdisciplinary MIT Study, MIT (2018). (4) De rol van kernenergie in de energietransitie van Noord-Brabant, TNO (2020). (5) Review of generation IV nuclear energy systems, IRSN (2015).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

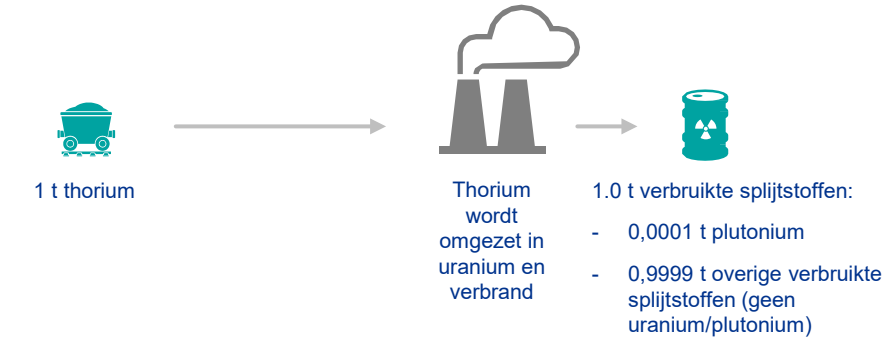
… waarbij gebruik van thorium als brandstof het afval nog verder kan reduceren

Brandstof en radioactief afval LWR versus thoriumreactor (MSR)

LWR op uranium



MSR op thorium



Notitie: Op basis van een 1 GW-LWR en 1 GW-MSR.

Bron: Liquid fluoride thorium reactors, Hargraves and Moir (2010).

Het gebruik van thorium als nucleaire brandstof kan langlevend radioactief afval verder beperken

— Thorium is een licht radioactief metaal dat geschikt is als nucleaire brandstof en in de natuur 3 tot 4 keer meer voorkomt dan uranium.[1), 2)] De geschatte hoeveelheid economisch te winnen reserves zijn echter ongeveer gelijk, ~6.150.000 ton uranium en ~6.355.000 ton thorium.[3), 4), 5)]

— Vooral MSR's en HTR's zijn zeer geschikt voor het gebruik van thorium, maar andere technieken waaronder watergekoeld (generatie II/III+) kunnen thorium ook gebruiken als brandstof.[2), 3)]

— Het gebruik van thorium kan leiden tot veel minder radioactief afval, ~250 maal minder ton radioactief afval met daarin ~3000 maal minder plutonium.[6), 7)] Dit komt omdat thorium niet hoeft te worden verrijkt en daarbij vrijwel volledig in splijtstof kan worden omgezet om vervolgens te worden benut.[1), 6), 7)]

- Uranium moet worden verrijkt voordat het kan worden gebruikt als brandstof in een reactor. Afhankelijk van het verrijkingsproces levert 100 ton uranium 14 ton verrijkt uranium op, geschikt als brandstof. Ruim 85% van het oorspronkelijk materiaal kan niet worden gebruikt en moet als verarmd uranium (licht radioactief) worden verwerkt en opgeslagen.[6), 8)] Een beperkt deel kan worden herbruikt.[3), 9)]

— Daarnaast blijft het afval veel minder lang radioactief. Na 300 jaar is het afval uit een thoriumreactor onschadelijk en circa 10.000 maal minder radioactief dan afval uit uranium of plutonium (~85% van het afval is na 10 jaar al stabiel en geschikt voor recycling).[6)] Wel heeft het afval dat overblijft in sommige gevallen (op korte termijn) een hogere intensiteit straling.[10)]

— Vooralsnog is er beperkte ervaring met (grootschalig en/of commercieel) gebruik van thorium. Daarnaast is het omzetten van thorium in bruikbare brandstof een complex proces wat tot aanvullende kosten kan leiden voor kerncentrales.[3)]

Bron: (1) Thorium fuel cycle, potential benefits and challenges, IAEA (2005). (2) De rol van kernenergie in de energietransitie van Noord-Brabant, TNO (2020). (3) Thorium, World Nuclear Association (https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/thorium.aspx, geraadpleegd op 1 juni 2021). (4) Uranium 2020: Resources, production and demand, NEA-IAEA (2020). (5) Uranium 2016: Resources, production and demand, NEA-IAEA (2016. (6) Liquid fluoride thorium reactors, Hargraves and Moir (2010). (7) Introduction of thorium in nuclear fuel, OECD-NEA (2015). (8) Enrichment process, Urenco (https://www.urenco.com/about/nuclear-fuel-supply-chain/enrichment-process, geraadpleegd op 15 juni 2021). (9) Mix Oxide (MOX) Fuel, World Nuclear Association (https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/fuel-recycling/mixed-oxide-fuel-mox.aspx, geraadpleegd op 15 juni 2021). (10) 232 and the Proliferation-Resistance of U-233 in Spent Fuel, Kand en von Hippel (2001).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Daarnaast hebben generatie IV reactoren mogelijk voordelen op het gebied van passieve en inherente veiligheid

Generatie IV veiligheidsaspecten [a)]

Tech.	Voordelen	Uitdagingen
HTR	✓ Grote mogelijkheden voor inherente veilige systemen ✓ Kernsmelting kan niet optreden, want de warmte kan volledig opgenomen worden door het aanwezige grafiet	× Binnendringend lucht of water kan gevaren veroorzaken, zoals de productie van ontvlambaar gas
MSR	✓ Grote mogelijkheden voor inherente veilige systemen ✓ Kernsmelting kan niet optreden, want de splijtstof is al opgelost in het koelmiddel ✓ Systeem op lage druk	× De gesmolten zouten stollen al op hoge temperatuur, wat kan leiden tot vastgelopen leidingen × Het niet op tijd draineren van gesmolten zout kan leiden tot ineenstorting van het systeem door de hoge temperaturen
LFR	✓ Grote mogelijkheden voor inherente veilige systemen ✓ Systeem op lage druk ✓ Metalen kunnen veel warmte opnemen, want hebben een hoog kookpunt	× De metalen stollen op hoge temperatuur, waardoor het temperatuurbereik waarbinnen de reactor kan opereren klein is × De metalen corroderen en eroderen roestvrijstalen constructies

Notitie: (a) Selectie van mogelijke voordelen en uitdagingen, zie het IRSN-rapport voor een volledig overzicht.
Bron: (1) De rol van kernenergie in de energietransitie van Noord-Brabant, TNO (2020). (2) Review of generation IV nuclear energy systems, IRSN (2015).

De generatie IV technologieën HTR, MSR en LFR hebben mogelijk significante voordelen op het gebied van veiligheid…

— HTR's, MSR's en LFR's hebben in potentie een hogere mate van passieve of inherente veiligheid dan generatie III+ technologieën.[1), 2)]
  - De ramp bij Fukushima heeft het belang van passieve veiligheid (veiligheid waarbij geen elektriciteit of menselijk handelen nodig is) vergroot.
  - Generatie III+ reactoren vergroten veiligheid veelal door het gebruik van passieve veiligheidssystemen die op basis van zwaartekracht of natuurlijke convectie [a)] de impact van abnormale gebeurtenissen mitigeren.[1), 3)]
  - Generatie IV reactoren gaan nog een stap verder door nog meer passieve veiligheidssystemen te gebruiken en door het gebruik van inherente veiligheidsvoorzieningen die voortvloeien uit de basiseigenschappen van het gebruikte materiaal en de chemische kenmerken van systeemcomponenten.[1)]

… maar er zijn daarnaast ook uitdagingen op het gebied van veiligheid en de (inherente) veiligheid van technologieën moet in grote mate nog bewezen worden

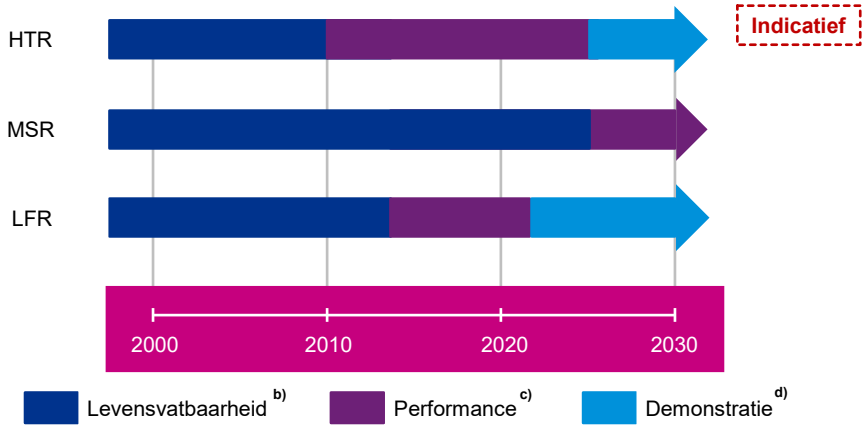
— De (inherente) veiligheid van generatie IV technologieën moet zich in grote mate nog wel bewijzen.[1), 4)] Er zijn nog de nodige uitdagingen op het gebied van veiligheid voordat de mogelijke voordelen benut kunnen worden.[1), 2), 4)]
  - De belangrijkste uitdaging voor HTR-technologie is het bewezen versterken van de verdediging tegen ongelukken met het binnendringen van water of lucht.[4)]
  - De MSR-technologie is erg anders dan alle andere generatie III+/IV technologieën door het gebruik van brandstof welke vloeibaar is en gecombineerd wordt met het koelmiddel.[1), 4)] Veel R&D is nodig voordat de veiligheid van MSR-technologie bewezen kan worden.[1), 4)]
  - Er moet veel R&D plaatsvinden voordat de veiligheid van LFR-technologie voldoende bewezen kan worden, bijvoorbeeld in wat de mogelijke gevolgen zijn van het stollen van de metalen in een reactor.[4)]

Notitie: (a) Convectie is de warmtestroming van een gas of vloeistof.
Bron: (1) The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World: An Interdisciplinary MIT Study, MIT (2018). (2) De rol van kernenergie in de energietransitie van Noord-Brabant, TNO (2020). (3) Nuclear reactors: generation to generation, Goldberg & Rosner (2011). (4) Review of generation IV nuclear energy systems, IRSN (2015).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Generatie IV reactoren komen naar verwachting pas op de markt na 2040, waardoor ze (te) laat komen voor het behalen van de klimaatdoelstellingen in 2050

De technologie-roadmap [a] voor de generatie IV technologieën HTR, MSR en LFR



Notitie: (a) De geüpdatete technologie-roadmap voor generatie IV technologieën uit 2014 was in 2018 nog actueel. (b) Tijdens de levensvatbaarheidfase worden de concepten, technologieën en processen getest, zodat potentiële showstoppers geïdentificeerd en opgelost kunnen worden. (c) Nadat de levensvatbaarheid is bewezen start de performancefase. In deze fase worden de processen en materiaalmogelijkheden op technische schaal geverifieerd en geoptimaliseerd onder prototypische omstandigheden. (d) Na een succesvolle performancefase start de demonstratiefase die naar verwachting minstens 10 jaar duurt. In deze fase vinden de vergunningverlening, en de bouw en de exploitatie van prototypen of demonstratiesystemen plaats. Tevens zal in deze fase het gedetailleerde ontwerp worden voltooid. Pas na deze fase kunnen de technologieën voor het eerst commercieel op de markt komen.

Bron: Preparing the future through innovative nuclear technology: outlook for generation IV technologies, GIF (2018). KMPG-analyse.

"We kunnen het ons niet veroorloven om te wachten tot generatie IV online komt. Het risico is dat je heel lang moet wachten. Je weet niet wanneer de technologie bewezen is."

"De overheid kan nu – met het oog op CO_2-reductie – kiezen voor een generatie III/'bewezen technologie'-centrale. En tegelijkertijd investeren in de ontwikkeling van een generatie IV technologie, voor op de echt lange termijn."

De generatie IV technologieën komen naar verwachting pas op de markt na 2040, waardoor ze geen significante bijdrage aan klimaatdoelstellingen in 2050 kunnen leveren

— Marktpartijen geven aan dat zij verwachten dat generatie IV reactoren pas na 2040 op de markt komen.
  - Marktpartijen verwachten dat MSR's die uranium gebruiken mogelijk als eerst een bewezen operationeel ontwerp zullen kennen in een SMR-toepassing.
  - Volgens de technologie-roadmap van de Generation IV International Forum (GIF) is de verwachting dat in 2030 de generatie IV technologieën HTR en LFR zich in de demonstratiefase bevinden en de MSR-technologie pas in de performancefase (zie de figuur links). [1)]
  - Rond 2045 wordt voor de eerste generatie IV technologieën (grootschalige) commerciële implementatie verwacht.[1), 2)]

— Hierdoor geven marktpartijen aan dat het onverstandig is om op generatie IV te wachten als kernenergie voor 2050 een significante bijdrage aan klimaatdoelstellingen moet leveren.
  - Wachten wordt als onverstandig gezien, want er is geen zekerheid wanneer de technologieën daadwerkelijk bewezen zijn.

— Daarnaast is naar verwachting 10-20 jaar benodigd om nieuwe vergunningskaders voor deze technologieën op te stellen (zie pagina 96).

Marktpartijen suggereren dat het verstandig kan zijn voor de Nederlandse overheid om wel al te investeren in (de ontwikkeling van) generatie IV technologie wanneer de overheid zou kiezen voor uitbreiding van kernenergie

— Meerdere marktpartijen maken de suggestie om nu een generatie III+ ontwerp te bouwen, om zo nucleaire kennis op peil te houden en uit te breiden en om daarnaast voor de lange termijn te investeren in generatie IV technologieën.

— Er is in Nederland reeds een sterke kennisbasis op het gebied van de generatie IV technologieën HTR, LFR als MSR, bij zowel NRG als de TU Delft.[3)]

— De combinatie van generatie III+ nieuwbouw op de korte termijn en investeren in generatie IV technologie op de lange termijn kan Nederland volgens marktpartijen mogelijk een leidende rol geven in generatie IV technologieën.

Bron: (1) Preparing the future through innovative nuclear technology: outlook for generation IV technologies, GIF (2018). (2) GIF R&D outlook for generation IV nuclear energy systems: 2018 update, GIF (2018). (3) Kernenergie voor onze toekomst – Roadmap voor de rol van kernenergie binnen een CO_2-vrije energievoorziening in Nederland, Nucleair Nederland (2017).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Er is brede consensus dat een generatie III+ reactor in Nederland niet de problemen hoeft te hebben als in het buitenland qua kosten en vertragingen

Om problemen qua kosten en vertragingen zo veel mogelijk te vermijden zal gekozen moeten worden uit generatie III+ ontwerpen waarvan reeds een (aantal) reactoren gebouwd zijn

- Marktpartijen adviseren om een generatie III+ ontwerp te kiezen waarvan reeds een (aantal) reactoren gebouwd zijn.
- Doordat de ontwerpen van deze generatie III+ reactoren volwassen zijn en kennis en expertise in Europa opgebouwd worden, verwachten marktpartijen dat de kosten lager zullen uitvallen en er minder vertragingen zullen zijn dan de eerste generatie III+ projecten in Europa.

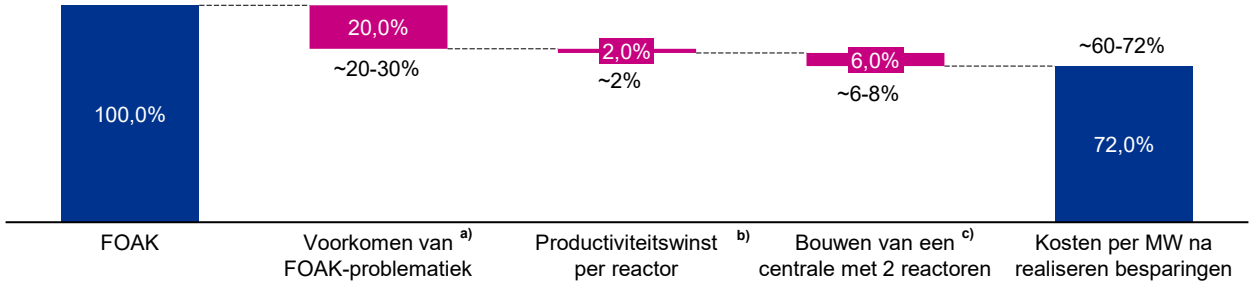
"Als je voor een FOAK-ontwerp gaat, dan krijg je waarschijnlijk dezelfde budgetoverschrijdingen als in Frankrijk en de VS."

Door gebruik te maken van een bewezen ontwerp en eventueel meerdere reactoren te bouwen kan het besparingspotentieel naar schatting oplopen tot ~28-40% per MW in het meest optimistische scenario

- Het voorkomen van FOAK-problematiek in engineering en bouw met een bewezen ontwerp kan naar schatting een besparing opleveren tot ~20-30% (zie pagina 48).
  - Deze besparing zit hem in leereffecten met het ontwerp tijdens de bouw en het voortbouwen op vergunningen uit de eerdere trajecten. Dit laatste is wel op voorwaarde dat ontwerpaanpassingen voor het verkrijgen van een vergunning zo veel mogelijk worden vermeden (zie pagina 48).
- Het bouwen van meerdere reactoren in serie levert in potentie ~2% productiviteitswinst op per reactor (zie pagina 49). Na het bouwen van 5 reactoren kan de productiviteitswinst oplopen tot ~8-13% (zie pagina 49).
- Als een tweede reactor in dezelfde centrale als de eerste reactor wordt gebouwd, levert dat in potentie ~6-8% besparingen op (zie pagina 50).
- Uitgaande van de bouw van twee reactoren in één kerncentrale op basis van een bewezen ontwerp, kunnen kostenbesparingen tussen de ~28 en 40% liggen.

Potentiële besparingen per MW ten opzichte van de kosten per MW van een FOAK-reactor

Indicatief



Notitie: (a) Het voorkomen van FOAK-problematiek in engineering en bouw met een bewezen ontwerp kan naar schatting een besparing opleveren tot ~20-30% (zie pagina 48). (b) Het bouwen van meerdere reactoren in serie levert in potentie ~2% productiviteitswinst op per reactor (zie pagina 49). (c) Als een tweede reactor in dezelfde centrale als de eerste reactor wordt gebouwd, levert dat in potentie ~6-8% besparingen op (zie pagina 50).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Daarvoor zal gekozen moeten worden uit generatie III+ ontwerpen waarvan reeds een (aantal) kerncentrales gebouwd zijn

Generatie III+ projecten in EMEA (excl. Rusland) [a] en Noord-Amerika

Ontwikkelaar (Type)	Land	Reactor	Start van bouw	Netaansluiting
EDF (EPR)	Finland	Olkiluoto 3	2005	2021 [b]
	Frankrijk	Flamanville 3	2007	2023 [b]
	VK	Hinkley Point C1	2018	2026 [b]
	VK	Hinkley Point C2	2019	2027 [b]
Westinghouse (AP1000)	VS	Vogtle 3	2013	2021 [b]
	VS	Vogtle 4	2013	2022 [b]
KEPCO (APR-1400)	VAE	Barakah 1	2012	2020
	VAE	Barakah 2	2013	2021 [b]
	VAE	Barakah 3	2014	2022 [b]
	VAE	Barakah 4	2015	2023 [b]
Rosatom (VVER-1200 en VVER-TOI)	Wit-Rusland	Ostrovets 1	2013	2020
	Wit-Rusland	Ostrovets 2	2014	2022 [b]
	Turkije	Akkuyu 1	2018	2023 [b]
	Turkije	Akkuyu 2	2020	2024 [b]
	Turkije	Akkuyu 3	2021	2025 [b]

Notitie: (a) Europa, Midden-Oosten en Afrika, exclusief projecten in Rusland. (b) Meest recent gepubliceerde of geschatte jaar van netaansluiting per maart 2021.

Bron: (1) Reactor database, World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/Information-Library/Facts-and-Figures/Reactor-Database.aspx, geraadpleegd op 28 mei 2021). (2) 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 (geraadpleegd op 28 mei 2021).

In EMEA en Noord-Amerika worden op dit moment door 4 partijen generatie III+ reactoren gebouwd (EDF, Westinghouse, KEPCO en Rosatom)

- Het EPR-ontwerp van EDF wordt gebouwd in Finland (Olkiluoto 3), Frankrijk (Flamanville 3) en het Verenigd Koninkrijk (Hinkely Point C1 en C2). De eerste netaansluiting wordt in 2021 verwacht bij de Olkiluoto-reactor.
- Het AP1000-ontwerp van Westinghouse wordt gebouwd in de Verenigde Staten (Voglte 3 en 4). De eerste netaansluiting wordt verwacht in 2021.
- Het APR-1400-ontwerp van KEPCO wordt gebouwd in de Verenigde Arabische Emiraten (Barakah 2, 3 en 4). De Barakah 1-reactor is reeds klaar en is in 2020 aan het net aangesloten.
- De VVER-1200 en VVER-TOI-ontwerpen van Rosatom worden gebouwd in Wit-Rusland (Ostrovets 2) en in Turkije (Akkayu 1, 2 en 3). De Ostrovets 1-reactor is reeds klaar en is in 2020 aan het net aangesloten. Daarnaast staan deze ontwerpen gepland in Finland (Hahnikivi) en in Hongarije (Paks 5 en 6).

Er is geen consensus over welk ontwerp het beste is; de bovengenoemde generatie III+ reactoren worden door marktpartijen als degelijk gezien

- Marktpartijen hebben verschillende voorkeuren voor een specifiek ontwerp, maar geven tegelijkertijd aan dat de ontwerpen van EDF, Westinghouse, KEPCO en Rosatom degelijke ontwerpen zijn.
- Indien een generatie III+ ontwerp serieus wordt overwogen, zal er uitgezocht moeten worden welk van de ontwerpen het meest geschikt is voor Nederland. Hierbij liggen de ontwerpen van EDF, Westinghouse en KEPCO voor de hand.
  - Rosatom is op aangeven van het ministerie van EZK buiten scope geplaatst, net zoals de Chinese reactortechnologieën.

Een keuze kan pas gemaakt worden als er voldoende projecten daadwerkelijk zijn afgerond

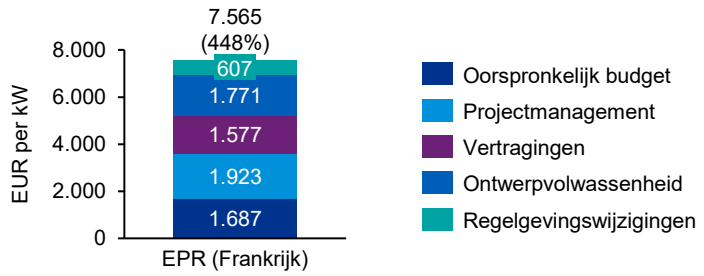
- Naar verwachting zijn er in 2021-2023 voldoende kerncentrales gerealiseerd van alle types om een keus te maken uit bewezen ontwerpen.

"Er zijn geen goede of slechte ontwerpen. Waar het om gaat is dat hoe meer centrales je bouwt, hoe minder risico je loopt. Dat is wat zorgt dat de kosten lager worden."

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

De eerste FOAK-generatie III+ projecten zijn duurder uitgevallen dan oorspronkelijk begroot…

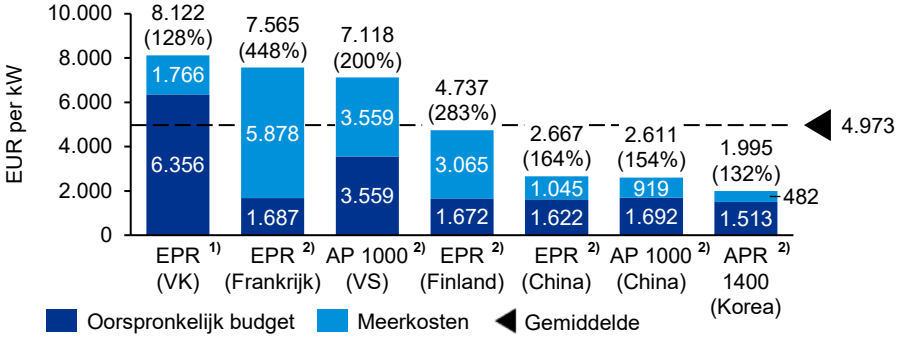
Belangrijkste drijfveren van de kostenoverschrijdingen bij de constructie van de EPR-reactor Flamanville 3 in Frankrijk



Notitie: De percentages laten de totale kosten zien ten opzichte van het oorspronkelijke budget (in EUR per kW).

Bron: Unlocking reductions in the construction costs of nuclear: a practical guide for stakeholders, OECD-NEA (2020). KMPG-analyse.

Constructiekosten selectie (FOAK-)generatie III+ projecten



Notitie: De percentages laten de totale kosten zien ten opzichte van het oorspronkelijke budget (in EUR per kW).

Bron: (1) O.a. rapportages UK GOV, zie bijlage voor meer details. (2) Unlocking reductions in the construction costs of nuclear: a practical guide for stakeholders, OECD-NEA (2020). KMPG-analyse.

"Er waren in Europa zo'n 20 jaar geen centrales gebouwd, daardoor zijn de ketens verdwenen. De mensen die de eerdere 20 centrales in Frankrijk hebben gebouwd, zijn met pensioen."

De eerste FOAK-generatie III+ projecten zijn duurder uitgevallen dan oorspronkelijk begroot door onvolwassenheid in de ontwerpen,…

— De constructie van een van de eerste generatie III+ reactoren, Flamanville 3, valt naar verwachting fors duurder uit dan begroot. Uitgedrukt als percentage van het oorspronkelijke budget zijn de verwachte totale kosten 448%. Daarmee is het de reactor met procentueel de grootste kostenoverschrijding.[1)]

- Waarschijnlijk heeft dit kunnen gebeuren doordat bij aanvang van de constructie naar schatting nog maar ~40% van het ontwerp compleet was. Dit zorgde voor vertragingen en ontwerpaanpassingen. Daarnaast hebben regelgevingswijzigingen en projectmanagement ook een rol gespeeld.[1)]

— Ook de constructiekosten van andere generatie III+ reactoren vallen naar verwachting hoger uit dan begroot. Uitgedrukt als percentage van het oorspronkelijke budget variëren de verwachte totale kosten tussen de 128% (voor een EPR-project in het VK) en 283% (voor een EPR-project in Finland).[1)]

- Ook bij aanvang van de bouw bij het EPR-project in Finland (Olkiluoto 3) was slechts enkel een deel van het ontwerp en de engineeringonderzoeken gereed.[1)] Daarbij was bij aanvang de toeleveringsketen nog niet klaar.[1)]

… kostenonderschattingen met als gevolg te lage budgetten, en…

— Daarnaast zijn de oorspronkelijke budgetten mogelijk te optimistisch geweest, waardoor budgetoverschrijdingen onvermijdelijk waren.

- Volgens onderzoek uit 2013 kost een FOAK-reactor naar schatting tussen de EUR ~4.100 en ~6.600 per MW (inclusief budgetoverschrijdingen), waarbij een FOAK-reactor in Europa waarschijnlijk niet in de onderkant van die range valt.[2)] De oorspronkelijke budgetten liggen vrijwel allemaal onder deze range.

… een gebrek aan kennis en gevestigde toeleveringsketens

— Marktpartijen geven aan dat een belangrijke verklaring voor de kosten-overschrijdingen bij de FOAK-generatie III+ projecten, zeker in Europa, het gebrek aan kennis, expertise en het ontbreken van een gevestigde toeleveringsketen is.[1), 2)]

- Doordat er bijna 20 jaar geen kerncentrales gebouwd waren, is kennis verdwenen en is de toeleveringsketen uitgehold.

Bron: (1) Unlocking reductions in the construction costs of nuclear: a practical guide for stakeholders, OECD-NEA (2020).
(2) Synthesis on the economics of nuclear energy, William D'haeseleer voor de Europese Commissie (2013).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

… maar doordat de ontwerpen van de generatie III+ reactoren nu volwassen zijn en kennis in Europa weer is opgebouwd, zullen kosten naar verwachting lager uitvallen

"Fouten die we in het verleden gemaakt hebben, zullen we niet opnieuw meer maken."

"Als je voor een recent bewezen ontwerp gaat kun je veel van de toeleveringsketen hergebruiken."

"De tweede reactor is naar verwachting 20% tot 25% goedkoper."

"We kunnen op de volgende reactor 20% besparen omdat het ontwerp staat en we geen veiligheidstesten meer hoeven te doen."

"Als je twee reactoren bouwt, kun je 30% besparen op de tweede reactor vanwege leereffecten en omdat activiteiten voor de vergunning niet opnieuw hoeven."

Marktpartijen geven aan dat Nederland kan profiteren van de meer volwassen ontwerpen en de weer opgebouwde kennis, expertise en toeleveringsketens in Europa

— Marktpartijen geven aan dat door de eerdere ervaringen de generatie III+ ontwerpen nu meer volwassen zijn.

— Daarnaast worden kennis, expertise en toeleveringsketens met de bouw van de generatie III+ reactoren weer opgebouwd in Europa, nadat dit sinds de jaren negentig was afgekalfd door gebrek aan bouw van kerncentrales.[1)]

Daarom verwachten marktpartijen dat generatie III+ reactoren met een bewezen ontwerp ~20-30% goedkoper zullen zijn dan deze generatie III+ projecten

— De verwachting van marktpartijen is dat projecten met de bewezen generatie III+ ontwerpen ~20-30% goedkoper kunnen zijn.

- Dit komt omdat het ontwerp volwassen is en de veiligheid bewezen is.
- Voor vergunningen kan worden voortgebouwd op de eerdere trajecten.
- Daarnaast wordt er geleerd van de eerdere trajecten, waardoor fouten vermeden kunnen worden en de productiviteit hoger kan worden (zie ook pagina 49). Daarvoor is het wel van belang om (een deel van de) toeleveringsketens te hergebruiken.

— Ook verwachten marktpartijen dat er minder vertragingen zullen zijn dan bij de eerste generatie III+ projecten in Europa.

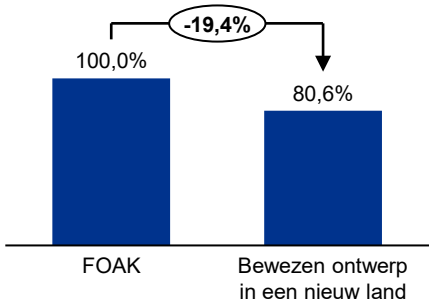
Bron: (1) The cost of new nuclear power plants in France, SFEN (2018).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Het voorkomen van FOAK-problematiek in ontwerp en bouw kan naar schatting een besparing opleveren van ~20% tot ~30% ten opzichte van een gemiddelde FOAK-reactor

Relatieve kosten per MW voor een bewezen ontwerp in een nieuw land ten opzichte van de kosten per MW van een FOAK-reactor

Indicatief



Notitie: Betreft een schatting van de orde van grootte.

Bron: Synthesis on the economics of nuclear energy, William D'haeseleer voor de Europese Commissie (2013). KMPG-analyse.

"Het is van belang om eerst een keus te maken voor een bestaand ontwerp en niet gedurende het traject aan het ontwerp te sleutelen. Als je dat wel doet krijg je overruns en vallen de kosten niet goed in te schatten."

Door het voorkomen van FOAK-problematiek in ontwerp en bouw kan een bewezen ontwerp zo'n ~20-30% kostenbesparingen opleveren ten opzichte van een geheel nieuw ontwerp

— De leereffecten met betrekking tot het ontwerp tijdens de bouw en het voortbouwen op vergunningen uit de eerdere trajecten kunnen naar verwachting zo'n ~20% tot 30% besparingen opleveren ten opzichte van de kosten van een gemiddelde FOAK-reactor (inclusief budgetoverschrijdingen).

- Marktpartijen geven aan dat door te kiezen voor een bewezen ontwerp besparingen mogelijk zijn van ~20-30% (zie vorige pagina).
- Vergeleken met een FOAK-reactor is de constructie van een ontwerp dat zich reeds bewezen heeft en in een nieuw land wordt gebouwd volgens onderzoek naar verwachting 19,4% per MW lager.[1)]

Echter, deze kostenbesparingen kunnen alleen gerealiseerd worden als de ontwerpaanpassingen voor het verkrijgen van een vergunning, zowel voor als tijdens het traject, zo veel mogelijk worden vermeden

— Marktpartijen geven aan dat in sommige gevallen tot wel 25% van het ontwerp opnieuw gedaan moet worden om aan andere nationale regelgevingskaders te voldoen.

- De bijbehorende meerkosten kunnen (grotendeels) voorkomen worden als de regelgever bewijs van andere vergunningverleningstrajecten accepteert (zie ook pagina 91).

— Marktpartijen benadrukken het belang om niet tijdens het traject het ontwerp aan te passen vanwege veranderende vergunningseisen, omdat dit tot grote vertragingen en kostenstijgingen kan leiden (zie ook pagina 91).

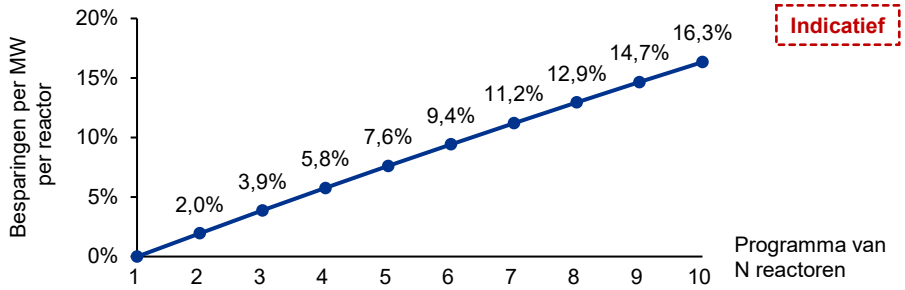
— Daarnaast kan het kiezen voor een bewezen ontwerp ontwerpaanpassingen door problemen tijdens de bouw voorkomen, omdat deze aanpassingen al in een eerder traject zijn gemaakt.

Bron: (1) Synthesis on the economics of nuclear energy, William D'haeseleer voor de Europese Commissie (2013).
(2) Unlocking reductions in the construction costs of nuclear: a practical guide for stakeholders, OECD-NEA (2020).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Productiviteitseffecten bij het bouwen in serie kunnen de bouwkosten verlagen van ~2% bij een tweede reactor, oplopend naar ~8-13% bij een vijfde reactor

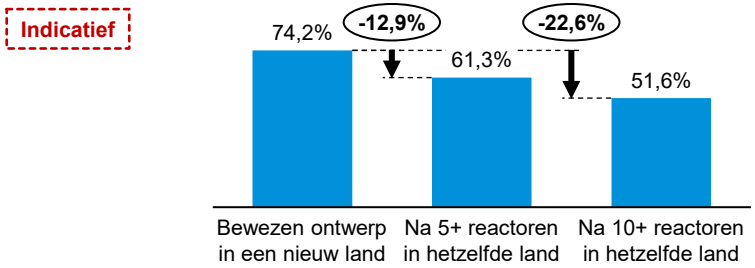
Besparingen per MW per reactor in een programma van N reactoren als gevolg van productiviteitseffecten [a)]



Notitie: (a) Betreft een schatting van de orde van grootte. Onder de aanname dat de productiviteitseffecten vanaf de tweede reactor al plaatsvinden.

Bron: Reduction of capital costs of nuclear power plants, NEA (2000). KMPG-analyse.

Relatieve kosten per MW bij het bouwen van reactoren [a)] in serie (FOAK-reactor = 100%) [b)]



Notitie: (a) Op basis van het bouwen van kerncentrales met 2 reactoren. (b) Betreft een schatting van de orde van grootte.

Bron: Synthesis on the economics of nuclear energy, William D'haeseleer voor de Europese Commissie (2013). KPMG-analyse.

"Wanneer je ervoor kiest 2 reactoren in serie te bouwen pluk je al de vruchten van de leereffecten. Met een vertraging van een jaar tussen reactor 1 en reactor 2 kan je optimaal geschakeld bouwen."

Door productiviteitseffecten bij het bouwen in serie kunnen de besparingen oplopen van ~2% voor een tweede reactor, naar ~8-13% bij een vijfde reactor en ~16-23% bij een tiende reactor

— Marktpartijen geven aan dat het in serie bouwen van meerdere reactoren kan leiden tot significante besparingen per reactor, vanwege het ontstaan van productiviteitseffecten.
  - Deze productiviteitseffecten kunnen ontstaan door leereffecten tijdens het ontwerp, tijdens de constructie en tijdens de fabricatie van onderdelen in de ketentoevoer.[1)]

— NEA heeft een model gemaakt dat indicatief berekent welke besparingen er mogelijk zijn door het bouwen in serie. Dit model is gebaseerd op ervaringen van EDF in Frankrijk met generatie II reactoren. [2)]
  - Het bouwen in serie wil zeggen dat precies hetzelfde ontwerp meermaals gebouwd wordt door dezelfde partijen. Dit is vaak binnen één land, maar kan ook een grotere regio zijn, mits aan deze voorwaarden wordt voldaan. Dat vereist ook dat aangesloten wordt op bestaande licentie-eisen.

— Het NEA-model laat zien dat de besparingen door productiviteitseffecten bij het bouwen in serie kunnen oplopen van ~2% voor een tweede reactor, naar ~8% bij een vijfde reactor en tot ~16% bij een tiende reactor.[a), 2)]

— Een model van William D'haeseleer laat zien dat de besparingen per MW kunnen oplopen van ~13% (na 5+ reactoren) tot ~23% (na 10+ reactoren) ten opzichte van een FOAK-reactor.[3)]

Daarbij moet de timing van de constructie van de verschillende reactoren goed op elkaar aansluiten

— Marktpartijen geven aan dat het belangrijk is om op de timing van de constructie van verschillende reactoren te letten, waarbij het idee is om de reactoren geschakeld te bouwen omdat op die manier de productiviteitseffecten geoptimaliseerd kunnen worden.
  - Geschakeld bouwen wil zeggen dat als bijvoorbeeld het betonstorten bij de ene reactor is afgerond, dit start bij de tweede.

Notitie: (a) Onder de aanname dat de productiviteitseffecten vanaf de tweede reactor al plaatsvinden.

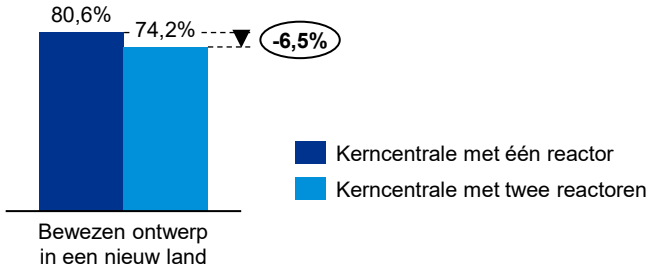
Bron: (1) Unlocking reductions in the construction costs of nuclear: a practical guide for stakeholders, OECD-NEA (2020). (2) Reduction of capital costs of nuclear power plants, NEA (2000). (3) Synthesis on the economics of nuclear energy, William D'haeseleer voor de Europese Commissie (2013).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Door twee reactoren in één kerncentrale te bouwen kan er ~6-8% bespaard worden door het optimaal alloceren van resources en het verdelen van terreinkosten

Relatieve kosten per MW voor een kerncentrale met één reactor versus een kerncentrale met twee reactoren (FOAK-kerncentrale met één reactor = 100%)

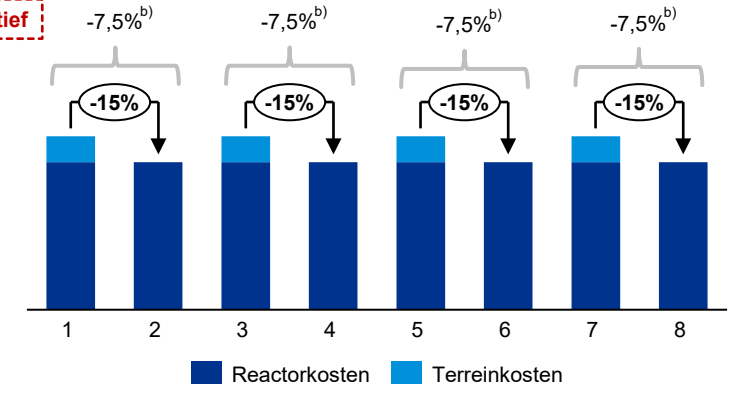
Indicatief



Notitie: Betreft een schatting van de orde van grootte.
Bron: Synthesis on the economics of nuclear energy, William D'haeseleer voor de Europese Commissie (2013). KPMG-analyse.

Relatieve kosten per reactor bij het bouwen van 2 reactoren per kerncentrale [a)]

Indicatief



Notitie: (a) Betreft een schatting van de orde van grootte. Zonder productiviteitseffecten en FOAK-kosten. (b) Verdeeld over beide reactoren levert de 15% een besparing op van 7,5% per MW.
Bron: Reduction of capital costs of nuclear power plants, NEA (2000). KPMG-analyse.

Het bouwen van twee reactoren in één kerncentrale kan in potentie tot ~6-8% per MW aan besparingen opleveren

— Het bouwen van twee reactoren in één kerncentrale kan leiden tot een besparing van ~6% tot ~8% per MW.
  - Bij een bewezen ontwerp in een nieuw land kan volgens een model van William D'haeseleer het bouwen van een kerncentrale met twee reactoren leiden tot een besparing van 6,5% per MW ten opzichte van een FOAK-reactor.[1)]
  - Volgens NEA kan er 15% bespaard worden op de tweede reactor bij het bouwen van een centrale met twee reactoren. Verdeeld over beide reactoren levert dat een besparing op van 7,5% per MW.[2)]

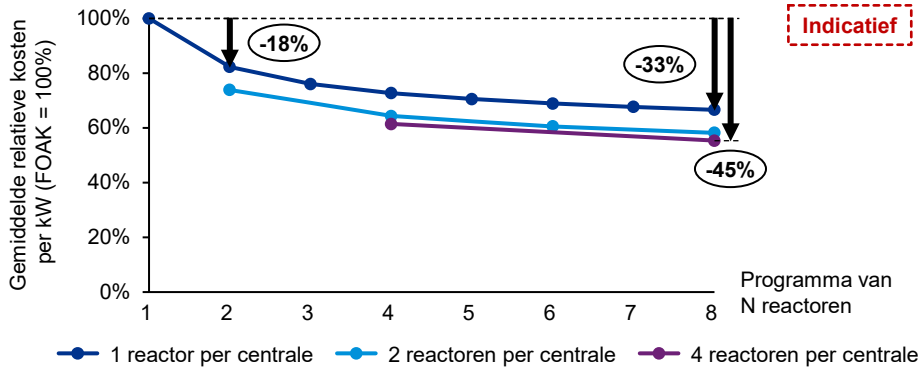
— Door het hergebruiken en optimaal alloceren van resources tijdens de bouw van twee reactoren binnen eenzelfde centrale en het verspreiden van terreinkosten over twee reactoren kunnen kosten worden bespaard.[3)]
  - Ongeveer 90% van de generatie II kerncentrales wereldwijd bestaan uit twee of meer reactoren.[2)]

Bron: (1) Synthesis on the economics of nuclear energy, William D'haeseleer voor de Europese Commissie (2013). (2) Reduction of capital costs of nuclear power plants, NEA (2000). (3) Unlocking reductions in the construction costs of nuclear: a practical guide for stakeholders, OECD-NEA (2020).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

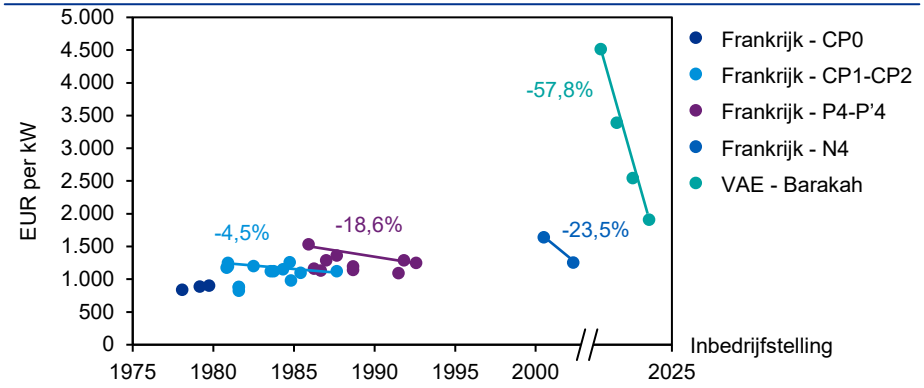
De mogelijke besparingen ten opzichte van een FOAK-kerncentrale worden ondersteund door ervaringen in onder andere Frankrijk en de Verenigde Arabische Emiraten

Gemiddelde relatieve kosten per kW in een programma van N reactoren (FOAK-kerncentrale met één reactor = 100%) [a)]



Notitie: (a) Betreft een schatting van de orde van grootte. Gebaseerd op ervaringen van EDF.
Bron: Reduction of capital costs of nuclear power plants, NEA (2000). KMPG-analyse.

Constructiekosten voor de Franse nucleaire vloot [a), 1)] en de Barakah-reactoren in de Verenigde Arabische Emiraten [2)] (in EUR per kW) [b)]



Notitie: (a) De datapunten voor de Franse nucleaire vloot zijn het gemiddelde van 2 reactoren. (b) De getoonde percentages geven het percentuele verschil in kosten per kW tussen de eerste en de laatste uit een serie.
Bron: (1) Les coûts de la filière électronucléaire, Cour des Comptes (2012). (2) The ETI nuclear cost drivers project – full technical report, Energy Technologies Institute (2020). KMPG-analyse.

Een model van NEA, gebaseerd op ervaringen van EDF in Frankrijk, laat zien dat de besparingen door het bouwen in serie kunnen oplopen tot ~33% per kW vergeleken met een FOAK-kerncentrale

— Het NEA-model (zie pagina 49) laat zien dat de gemiddelde kosten per kW binnen een programma van reactoren met 1 reactor per kerncentrale kunnen dalen van ~18% per kW bij de bouw van een tweede reactor tot ~33% bij het bouwen van de achtste reactor vergeleken met een FOAK-kerncentrale.[1)]
  - De kosten per kW bij een serie van 8 reactoren met 2 of 4 reactoren per centrale zijn ~45% lager dan bij een FOAK-kerncentrale met 1 reactor.[1)]
  - De gemiddelde kosten dalen vooral omdat de FOAK-kosten over meer reactoren verdeeld worden. Daarnaast dalen de kosten door productiviteits-effecten van ~2% per reactor (zie pagina 49).

Historische cijfers in Frankrijk laten zien dat besparingen tot ~23% gerealiseerd zijn bij generatie II reactoren

— Bij de bouw van de Franse nucleaire vloot van generatie II reactoren, is het mogelijk geweest om kostenbesparingen te realiseren tussen het eerste en het laatste paar van bijna elke reactorreeks.[1), 2)]
  - De besparingen tussen het eerste en het laatste paar van de reactorreeks in Frankrijk variëren tussen de 4,5 en 23,5%.[2)]

Naar verwachting wordt er in de Verenigde Arabische Emiraten (VAE) bij het bouwen van de tweede generatie III+ reactor 25,0% aan kosten bespaard, oplopend tot 57,8% bij de vierde reactor

— De tweede KEPCO-reactor in Barakah in de VAE zal naar verwachting ~25% per kW goedkoper zijn dan de eerste reactor in Barakah.[3)]
— De vierde KEPCO-reactor in Barakah in de VAE zal naar verwachting ~58% per kW goedkoper dan de eerste reactor in Barakah.[3)]

"De projecten in de VAE laten een duidelijk leereffect zien. Een absolute les dus om in serie te bouwen."

Bron: (1) Reduction of capital costs of nuclear power plants, NEA (2000). (2) Les coûts de la filière électronucléaire, Cour des Comptes (2012). (3) The ETI nuclear cost drivers project – full technical report, Energy Technologies Institute (2020).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Management samenvatting
Introductie
Keuze technologie
Financiering en garanties
Wet- en regelgeving
Wijze van inzet kerncentrale
Borssele
Impact lokale economie
Locatie kerncentrale
Bijlagen

Overzicht technologieën
Keuze van generatie
Keuze groot vs. SMR's

Keuze groot vs. SMR's

SMR's worden door veel marktpartijen als een interessante optie gezien, maar er is nog onduidelijkheid over hoe bewezen en hoe kwetsbaar ze zijn voor FOAK-problematiek

"Het businessmodel van SMR's is revolutionair."

"Door de schaalgrootte van een SMR lijkt deze op termijn beter financierbaar voor private partijen."

"Als Nederland gaat voor een SMR, dan zou Nederland moeten aansluiten bij andere landen. Door te zorgen dat het ontwerp hetzelfde is, kan er geprofiteerd worden van schaalvoordelen."

"Wanneer gekozen wordt voor proven tech, betekent dat ook dat SMR's voor nu geen optie zijn."

Er is brede consensus onder marktpartijen dat SMR's een interessante optie kunnen zijn

— Veel marktpartijen zien SMR's als een interessante optie, omdat deze mogelijk sneller gebouwd kunnen worden en beperkter in investeringsomvang zijn, waardoor ze mogelijk makkelijker te financieren zijn.

— Door de kleine omvang zijn SMR's beter in staat om de efficiëntie van passieve veiligheidssystemen te verhogen en is het mogelijk om SMR's op locaties te bouwen waar een grote generatie III+ reactor niet gebouwd kan worden.

— Daarnaast zijn SMR's flexibeler door verbeterde mogelijkheden in de toepassing van regelbaar vermogen.

… maar commerciële beschikbaarheid van SMR's laat nog (even) op zich wachten…

— De verwachting is dat in de periode van 2027 tot 2033 de eerste SMR's volledig operationeel kunnen zijn als FOAK-centrale (zie pagina 59).[1)]

… waardoor er nog onduidelijkheid is hoe kwetsbaar ze zijn voor FOAK-problematiek

— Indien Nederland interesse heeft in een SMR wordt door marktpartijen aangegeven dat Nederland zou moeten kiezen voor een – naar verwachting – succesvolle ontwikkelaar die op meerdere locaties SMR's kan bouwen. Daarbij zou Nederland kunnen samenwerken met andere (Europese) landen.

- De verwachting is dat SMR's efficiënter te bouwen zijn dan traditionele grote generatie III+ reactoren. Dit moet zich in de praktijk echter nog bewijzen.
- Daarnaast is het van groot belang dat SMR's in serie geproduceerd worden, om zo de schaalnadelen van een kleinere reactor te compenseren.

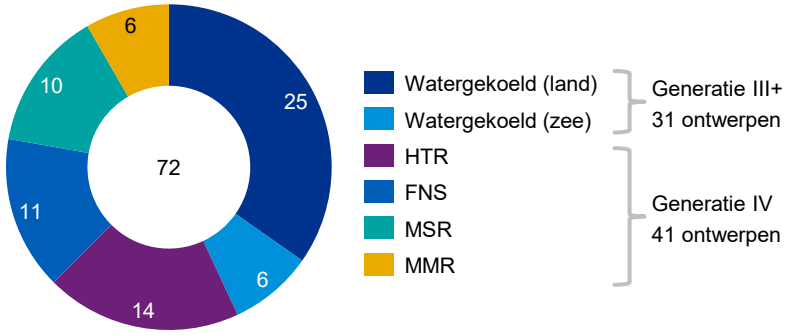
— Nederland zou naar verwachting het minst risico lopen indien er gewacht wordt tot eventuele FOAK-problematiek voorbij is en duidelijk wordt welke ontwikkelaars succesvol SMR's weten te bouwen. In dat geval kan er pas na 2027-2033 gestart worden met een eventueel traject voor de bouw van een SMR.

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

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Een SMR is een modulaire reactor met een vermogen tussen de 10 en 300 MW met een mogelijk aantrekkelijke waardepropositie

Wereldwijd aantal SMR-ontwerpen per type technologie



Notitie: HTR staat voor High Temperature Reactor (hogetemperatuurreactor), FNS staat voor Fast Neutron Spectrum-reactor (snelle neutronenspectrumreactor) en bestaat uit de groep snelle reactoren met verschillende koelingsopties zoals natrium, lood of gas. MSR staat voor Molten Salt Reactor (gesmoltenzoutreactor). MMR staat voor Micro Modular Reactor (micromodulaire reactor), dit zijn reactoren met een vermogen van minder dan 10 MW.

Bron: Advances in small modular reactor technology developments, IAEA (2020). KMPG-analyse.

"Niet alle SMR-ontwerpen zijn passief veilig, maar de meest geloofwaardige (nieuwe) ontwerpen gebruiken passieve veiligheid."

Small Modular Reactors (SMR's) zijn reactoren met een vermogen tussen de 10 en 300 MW met een modulair ontwerp

— SMR's worden over het algemeen gedefinieerd als reactoren met een vermogen tussen de 10 en 300 MW.[1] Door het combineren van meerdere SMR's in een geïntegreerd ontwerp kan dit oplopen tot 900 MW.

Wereldwijd zijn er meer dan 70 SMR-ontwerpen in ontwikkeling, voor een groot deel gebaseerd op generatie III+ technologie

— SMR's kunnen gebaseerd zijn op zowel bestaande generatie III+ reactortech-nologietechnieken als nieuwe generatie IV reactortechnologie.[1]

— Wereldwijd zijn er ten minste 72 SMR-ontwerpen in ontwikkeling, waaronder 31 ontwerpen gebaseerd op watergekoelde generatie III+ reactortechnologie en 41 ontwerpen gebaseerd op generatie IV reactortechnologie.[2]

- Zie pagina 40 voor een korte uitleg over generatie IV reactortechnologie.

Door hun waardepropositie kunnen SMR's een aantrekkelijk alternatief zijn voor grote traditionele generatie III+ reactoren

— SMR's kunnen een aantrekkelijk alternatief zijn voor traditionele grote generatie III+ reactoren vanwege de volgende kenmerken:

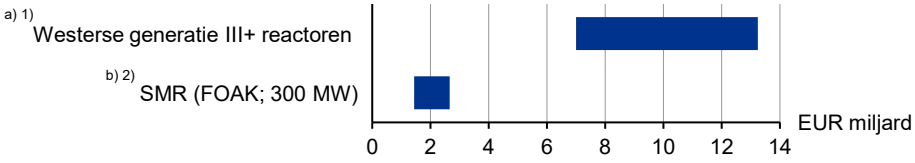
- Door de kleinere omvang en het modulaire ontwerp kunnen SMR's naar verwachting sneller gebouwd worden en zijn ze mogelijk gemakkelijker te financieren.[1]
- De efficiëntie van passieve veiligheidssystemen kan worden verhoogd vanwege de kleinere omvang van SMR's, wat leidt tot verbeterde passieve veiligheid.[1]
- Mede door de kleinere kernen kan mogelijk een kleinere noodplanningszone gebruikt worden, waardoor SMR's mogelijk op meer locaties gebouwd kunnen worden.[1]
- SMR's zijn flexibel door verbeterde mogelijkheden in de toepassing van regelbaar vermogen (zie ook pagina 122). SMR's kunnen dit bereiken door specifieke ontwerpfacetten en door het gebruik van meerdere SMR's in één geïntegreerd kerncentraleontwerp.[1]

Bron: (1) Small modular reactors: challenges and opportunities, OECD-NEA (2021). (2) Advances in small modular reactor technology developments, IAEA (2020).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

SMR's zijn beperkter in investeringsomvang dan grote traditionele reactoren en kunnen bepaalde voordelen hebben qua financiering en risico's

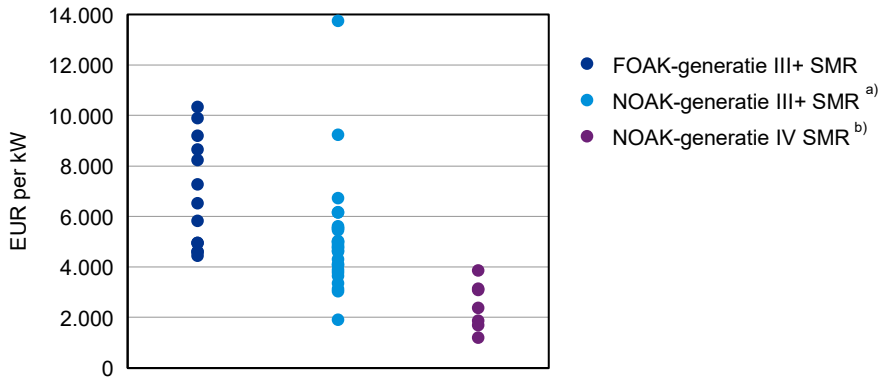
Benodigde investering voor een FOAK-SMR van 300 MW vergeleken met westerse generatie III+ reactoren (in EUR miljard)



Notitie: Gebaseerd op westerse generatie III+ reactoren: Flamanville 3, Hinkley Point C, Olkiluoto 3, Hahnikivi en Vogtle. (b) Gebaseerd op een FOAK-SMR van 300 MW.

Bron: (1) Rapportages van o.a. EDF, Fennovoima, de Engelse overheid en de World Nuclear Association. (2) Economics and finance working group report, Canada's SMR Roadmap (2018). KMPG-analyse.

Bereik van inschattingen van de benodigde investering per kW voor SMR's



Notitie: (a) NOAK staat voor *Nth Of A Kind*; dat houdt in dat er reeds meerdere reactoren van dat type gebouwd zouden zijn. (b) Dat de schattingen voor generatie IV SMR-ontwerpen een stuk lager zijn dan voor generatie III+, kan komen door een gebrek aan ontwerpvolwassenheid. In het algemeen geldt, hoe groter het gebrek aan ontwerpvolwassenheid, hoe groter de onzekerheid en hoe vaker de kosten onderschat worden, zie bijvoorbeeld Unlocking reductions in the construction costs of nuclear: a practical guide for stakeholders, OECD-NEA (2020).

Bron: Economics and finance working group report, Canada's SMR Roadmap (2018). KMPG-analyse.

De precieze kosteninschatting voor een SMR kent grote onzekerheid, maar zal naar verwachting meer beperkt in omvang zijn dan grote traditionele reactoren

— De verwachte benodigde investering voor een SMR van 300 MW zal ongeveer tussen de EUR 1,4 en 2,7 miljard liggen.[1)]
  - De bedragen die genoemd zijn door de marktpartijen liggen in dezelfde orde van grootte.
  - Ter vergelijking, recente westerse traditionele generatie III+ reactoren kosten tussen de EUR 7,0 en 13,2 miljard, maar zijn 1.200-1.500 MW.[a)]

— Echter, de precieze kosteninschatting voor een SMR kent grote onzekerheid en uit literatuuronderzoek [1)] blijkt dat inschattingen sterk uiteen kunnen lopen. Deze grote verschillen worden veroorzaakt doordat de onderliggende aannames sterk kunnen verschillen.
  - De inschattingen voor de benodigde investering voor een FOAK-generatie III+ SMR variëren tussen de EUR 4.444 en 10.336 per kW.[b)]
  - Ter vergelijking, een traditionele westerse generatie III+ FOAK-reactor kost naar schatting tussen de EUR ~4.826 en ~8.122 per kW (inclusief budgetoverschrijdingen, zie pagina 46).[a)]
  - Voor een NOAK [c)]-generatie III+ SMR variëren de inschattingen tussen de EUR 1.904 en 13.739 per kW.[d)]

Marktpartijen verwachten dat de relatief beperkte investeringsomvang en de relatief korte bouwtijd van een SMR kunnen leiden tot een aantal voordelen qua financiering en risico's

— Financiering kan mogelijk gemakkelijker te realiseren zijn doordat er minder kapitaal nodig is voor een SMR (vanwege de kleinere omvang). Daarnaast is door de kortere bouwperiode sprake van minder bouwrisico en wordt er sneller cash flow gegenereerd uit de investering.
  - Zie het hoofdstuk 'Financiering en garanties' op pagina 61 voor meer informatie over financiering en de bijbehorende risico's.

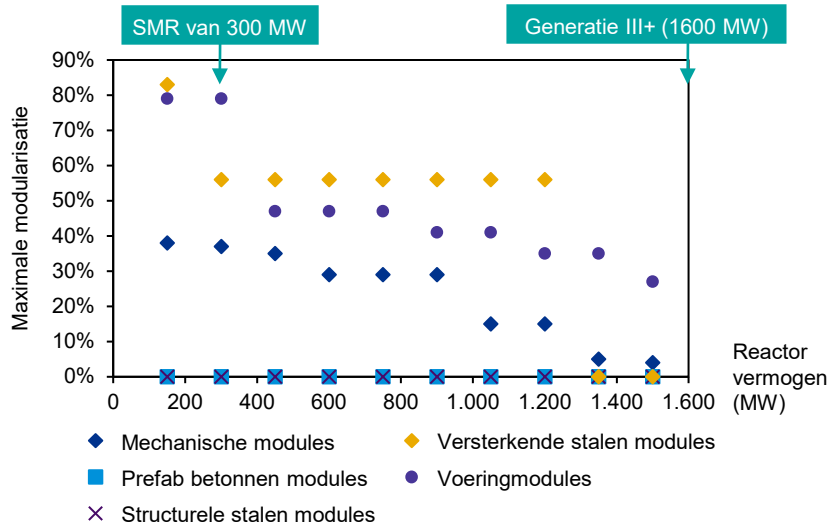
Notitie: (a) Zie voor de bron de notities bij de grafiek linksboven. (b) De laagste inschatting is afkomstig van een verkoper, de hoogste inschatting is van een onderzoek dat expliciet ervan uitgaat dat het bij de eerste FOAK-SMR niet mogelijk is om goede inkoop, productie en levering te bewerkstelligen. (c) NOAK staat voor *Nth Of A Kind*, dat houdt dat er reeds meerdere reactoren van dat type gebouwd zouden zijn. (d) De laagste inschatting is afkomstig van een verkoper, de hoogste inschatting is van een onderzoek op basis van expertinschattingen.

Bron: (1) Economics and finance working group report, Canada's SMR Roadmap (2018).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Door hun kleinere omvang, modulair ontwerp en gedeeltelijk fabrieksmatige bouw, wordt beoogd dat SMR's sneller gebouwd kunnen worden dan traditionele ontwerpen...

Maximumpercentage van modularisatie voor verschillende componenten in het ontwerp van een reactor



Bron: The impact of modularisation strategies on small modular reactor cost, Lloyd, Roulstone & Middleton (2018). KMPG-analyse.

"Een voordeel van SMR's is dat veel van de bouw offsite kan, zoals in scheepswerven of fabrieken. Het fabriekselement geeft meer controle op kwaliteit en bouwtijden."

"Een SMR-ontwerp is veel simpeler. Het is daardoor veel eenvoudiger om een SMR te bouwen."

SMR's kunnen naar alle waarschijnlijkheid relatief snel gebouwd worden

— Naar verwachting is de bouwtijd 4-5 jaar voor een FOAK-SMR en 3-4 jaar voor volgende SMR's.[1)] Dit komt overeen met wat marktpartijen aangeven in het interviewprogramma.

— Ter vergelijking, de bouwtijd van grote traditionele generatie III+ reactoren is ten minste 6 jaar.[1)] Recente ervaringen in Europa laten zien dat dit kan oplopen tot 16 jaar voor een FOAK-reactor (zie pagina 95).

Dit is mogelijk omdat SMR's vergaand modulair ontworpen kunnen worden vanwege hun kleinere omvang en de bouw deels fabrieksmatig is

— Hoe minder vermogen een reactorontwerp heeft, hoe meer modularisatie er mogelijk is. Daardoor kunnen onderdelen van SMR's tot ~80% modulair worden ontworpen.[2), 3)]

- SMR's hebben meer modularisatiemogelijkheden bij voering- en mechanische modules dan grote reactoren.
- Versterkende stalen modules zijn zelfs vrijwel geheel modulair te maken, terwijl dit bij de grootste reactoren geheel niet mogelijk is.[3)]

— Ook geven marktpartijen aan dat bij het bouwen van SMR's er meer controle mogelijk is op de kwaliteit en de bouwtijden, omdat SMR's deels in een fabriek gebouwd kunnen worden.

- Door het modulaire ontwerp van SMR's kunnen de verschillende modules getransporteerd worden en op locatie in elkaar gezet worden, wat leidt tot voorspelbaarheid en besparingen in constructietijd.[4)]

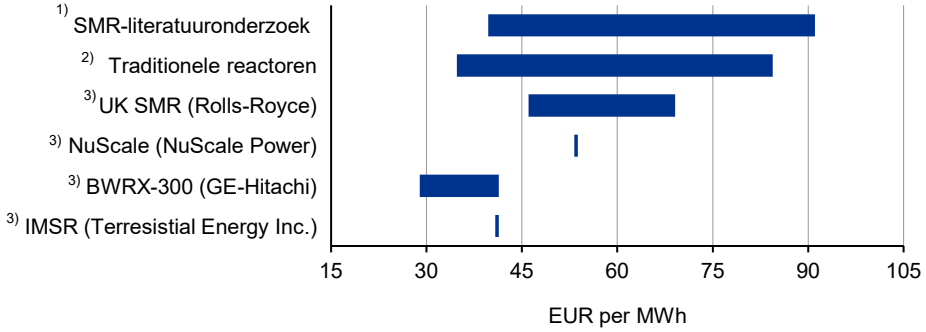
Bron: (1) Economics and finance of Small Modular Reactors: A systematic review and research agenda, Mignacca & Locatelli (2020). (2) Unlocking reductions in the construction costs of nuclear: a practical guide for stakeholders, OECD-NEA (2020). (3) The impact of modularisation strategies on small modular reactor cost, Lloyd, Roulstone & Middleton (2018). (4) Small modular reactors: challenges and opportunities, OECD-NEA (2021).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

… daarmee kunnen ze mogelijk de schaalnadelen ten opzichte van grote reactoren compenseren, mits ze in serie gebouwd worden

Minimale en maximale levelised cost of electricity (in EUR per MWh)

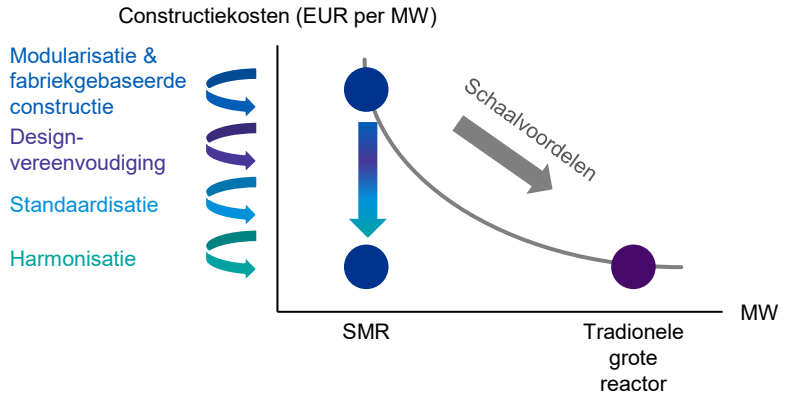
Indicatief



Notitie: De LCOE voor NUWARD (EDF) en SMART (KAERI & K.A.CARE) is onbekend, dus zijn hier niet weergegeven.

Bron: (1) Economics and finance of Small Modular Reactors: A systematic review and research agenda, Mignacca & Locatelli (2020). (2) Projected costs of generating electricity 2020, IEA (2020). (3) Rapportages en persberichten van de ontwerpers. KMPG-analyse.

Economische drijfveren van SMR's die kunnen helpen bij het compenseren van schaalnadelen



Bron: Unlocking reductions in the construction costs of nuclear: a practical guide for stakeholders, OECD-NEA (2020). KMPG-analyse.

Het is het streven dat SMR's ongeveer net zo veel gaan kosten per MWh als traditionele grote reactoren…

— Markpartijen geven aan dat het het streven is dat SMR's ongeveer net zo veel gaan kosten per MW als een traditionele grote reactor.
  - Volgens literatuuronderzoek ligt de LCOE voor SMR's naar verwachting tussen de EUR 40 en 91 per MWh.[1)] Dit is grotendeels dezelfde range als de LCOE van grote reactoren (EUR 35 tot 84 per MWh).[2)]
  - De geadverteerde minimale en maximale LCOE van een selectie van veelbelovende SMR-ontwerpen [a)] valt aan de benedenkant van deze ranges of soms zelfs daaronder.

… maar dan moeten SMR's wel in serie geproduceerd gaan worden, om zo de schaalnadelen van een kleinere reactor te compenseren

— De verwachting is dat SMR's efficiënter te bouwen zijn dan traditionele grote reactoren. Dit moet zich in de praktijk echter nog bewijzen.

— Ten opzichte van een grote reactor heeft een SMR gebrek aan schaalvoordelen. SMR's kunnen dit compenseren door de economische voordelen van serie-productie te maximaliseren.
  - SMR's kunnen mogelijk sterk profiteren van de voordelen van het bouwen in serie, doordat SMR's meer mogelijkheden hebben in het versimpelen van het ontwerp en naar verwachting het ontwerp minder vaak aangepast hoeft te worden aan lokale omstandigheden.[3)]
  - Daarvoor is wel wereldwijde harmonisatie nodig in beleid en regelgeving, omdat er een wereldwijde markt nodig is om de voordelen van serieproductie werkelijk te maximaliseren.[3)]

Bij een FOAK-SMR kan het moeilijk blijken om de schaalnadelen te compenseren, aangezien er dan nog geen sprake is van serieproductie

— Bij een eerste SMR zullen de voordelen van serieproductie nog niet mogelijk zijn, waardoor de kosten per MWh mogelijk hoger zullen uitvallen dan van een traditionele generatie III+ reactor.
  - De effecten van serieproductie kunnen daarom pas getoetst worden nadat meerdere SMR's van een bepaald ontwerp zijn gerealiseerd.

Notitie: (a) Zie pagina 59 voor uitleg hoe deze selectie tot stand is gekomen.

Bron: (1) Economics and finance of Small Modular Reactors, Mignacca & Locatelli (2020). (2) Projected costs of generating electricity 2020, IEA (2020). (3) Unlocking reductions in the construction costs of nuclear: a practical guide for stakeholders, OECD-NEA (2020).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

De kleinere omvang van SMR's geeft flexibiliteit in de locatie en inzet, er is echter naar verwachting beperkt draagvlak voor meerdere reactoren verspreid door het land

"Voor een reguliere centrale moeten vaak dure aanpassingen worden gedaan aan de netinfrastructuur. Omdat een SMR veel minder capaciteit vraagt vallen die kosten weg."

"De veiligheidsrisico's van een SMR zijn kleiner waardoor je de centrale waarschijnlijk dichter bij een woonkern kunt neerzetten."

"Zet een centrale op de juiste plaats. Voor stoom moet je hem naast de gebruiker plaatsen. Als je kijkt naar industriële hubs, kun je de hele fabriek zo ontwerpen dat ze de gebruikers van dat gebied kunnen aanspreken."

"Het bouwen van meerdere SMR's op meerdere locaties heeft als grootste voordeel dat het flexibiliteit inbrengt in het netwerk."

"SMR's verspreiden door het land lijkt geen optimale oplossing. Dan zullen zaken als koelwater, milieueffectrapportages, etc. allemaal meerdere keren bekeken moeten worden."

"Nederland is erg dichtbevolkt, ook voor een kleinere SMR is slechts een handvol locaties beschikbaar."

Door de kleine omvang zijn SMR's naar verwachting makkelijker in te passen in het energiesysteem en dichter bij de afnemers…

— Marktpartijen geven aan dat SMR's door hun kleinere omvang makkelijker in het energiesysteem te passen zijn. Mogelijk zijn minder aanpassingen in de netinfrastructuur nodig in vergelijking met een grote kerncentrale. Daarbij kunnen SMR's eenvoudiger op andere plekken dan aan het hoofdnet worden neergezet.

— Vanwege de beperkte omvang van een SMR en de gehanteerde generatie III+ veiligheidsstandaarden kunnen SMR's naar verwachting makkelijker relatief dicht bij een industriegebied of woonkern worden geplaatst.[1), 2)]

… hiermee kan meer flexibiliteit gecreëerd worden in de inzet van de centrales

— Doordat SMR's mogelijk relatief dicht bij industriegebieden en woonkernen te plaatsen zijn ontstaan er mogelijkheden voor het toepassen van thermische warmte in industriële processen of voor de gebouwde omgeving.
  - De mogelijkheden voor proceswarmtetoepassingen van SMR's is primair relevant voor generatie IV SMR's.[3), 4)]

— Marktpartijen geven aan dat SMR's flexibel zijn en relatief eenvoudig kunnen worden ingezet als regelbaar vermogen, zeker als er meerdere neergezet worden. SMR's kunnen daarmee helpen het net stabiel te houden.[5)]

Naar verwachting is er onvoldoende maatschappelijk draagvlak om meerdere SMR's verspreid neer te zetten door het land heen

— Voor een vergelijkbare elektriciteitoutput moeten er 5-15 SMR's neergezet worden (afhankelijk van grootte) als alternatief voor een centrale van 1.500 MW.

— Nederland is relatief dichtbevolkt, wat betekent dat het aantal mogelijke locaties volgens marktpartijen voor een SMR relatief beperkt is. Niet alleen qua fysieke ruimte, maar ook qua milieuruimte.

— Daarnaast bestaat er weinig animo voor de komst van een kerncentrale in de provincies (zie hoofdstuk 'Locatie kerncentrale' op pagina 133).

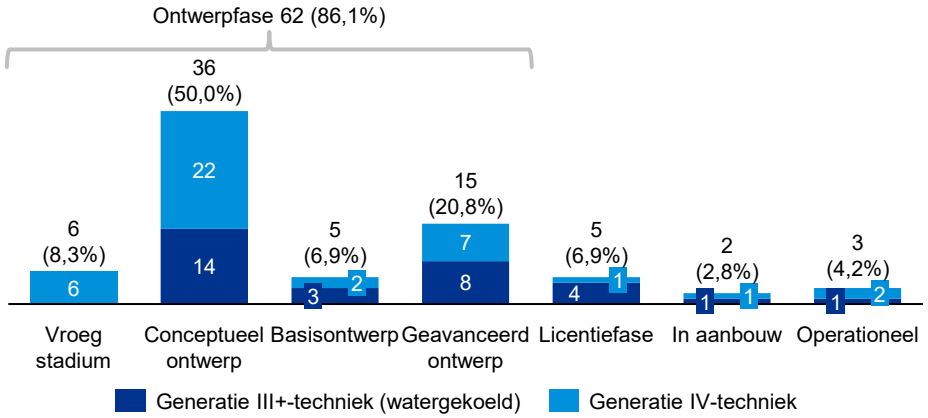
— Een mogelijkheid is om meerdere SMR's op één locatie te bouwen. Dit kan vanuit financiering en regelbaar vermogen interessant zijn, maar lijkt volgens marktpartijen suboptimaal qua schaalvoordelen ten opzichte van een grote reactor.

Bron: (1) Emergency Planning Zone Sizing for Small Modular Reactors, Nuclear Regulatory Commission (2018). (2) Risk and regulatory considerations for small modular reactor emergency planning zones based on passive decontamination potential, Carless et al (2018). (3) The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World: An Interdisciplinary MIT Study, 2018 (MI). (4) SMR Techno-Economic Assessment Project 3: SMR's Emerging Technology, National Nuclear Laboratory (2016). (5) Small modular reactors: challenges and opportunities, OECD-NEA (2021).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

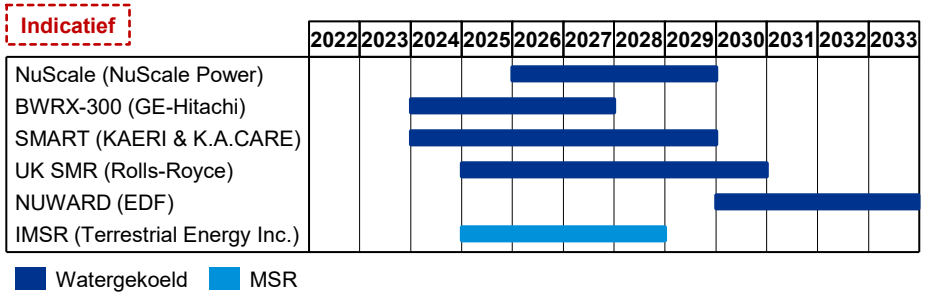
Commerciële beschikbaarheid van SMR's laat nog (even) op zich wachten

Wereldwijde SMR-ontwerpen per type technologie en per ontwikkelfase



Bron: Advances in small modular reactor technology developments, IAEA (2020). KMPG-analyse.

Verwachte tijdslijn van start constructie tot start operatie van eerste FOAK-reactors voor SMR-ontwerpen die zich in de licentiefase bevinden [a) b)]



Notitie: (a) UK SMR en NUWARD zijn nog niet in de licentiefase, die zijn toegevoegd omdat marktpartijen ze genoemd hebben als veelbelovend. (b) Op verzoek van het ministerie van EZK worden Chinese en Russische technologieën buiten beschouwing gelaten.

Bron: (1) Advances in small modular reactor technology developments, IAEA (2020). (2) Advanced Reactors Information System, IAEA (https://aris.iaea.org/sites/overview.html, geraadpleegd op 26 mei 2021) (3) Rapportages en persberichten van de desbetreffende ontwerpers. KMPG-analyse.

Er zijn wereldwijd zo'n 72 SMR-concepten in ontwikkeling, waarbij 62 (86,1%) van die ontwerpen zich in de ontwerpfase bevinden[1)]

— 3 SMR-ontwerpen zijn operationeel. Dit betreft 1 generatie III+ SMR uit Rusland die in 2020 in bedrijf is genomen en 2 generatie IV-demonstratie SMR's die in de jaren negentig tot begin 2000 zijn gebouwd in China en Japan.

— 2 SMR-ontwerpen zijn in aanbouw. Dit betreft 1 generatie III+ demonstratie-SMR uit Argentinië waarvan constructie in 2014 is gestart en 1 generatie IV SMR uit China waarvan constructie in 2012 is gestart.

— 5 SMR-ontwerpen bevinden zich in de licentiefase. Hiervan betreft 1 ontwerp een generatie III+ SMR uit Rusland. De andere 4 ontwerpen worden hieronder nader beschreven.

De verwachting is dat in de periode van 2027 tot 2033 de eerste SMR's volledig operationeel kunnen zijn als FOAK-centrale [a)]

— De ontwerpen van KAERI, NuScale Power, GE-Hitachi Nuclear Energy en Terrestrial Energy Inc. zitten in hun licentiefase en zijn daarmee het meest kansrijk om op relatief korte termijn commercieel beschikbaar te komen.[b)]

— Daarnaast wordt door de marktpartijen de UK SMR van Rolls-Royce genoemd als mogelijk interessant door de steun vanuit de Britse overheid en de NUWARD SMR welke door EDF wordt ontwikkeld.

— De verwachting is dat in de periode van 2027 tot 2033 de eerste FOAK-SMR's van deze ontwikkelaars volledig operationeel kunnen zijn.[b)]

Notitie: (a) Op verzoek van het ministerie van EZK worden Chinese en Russische technologieën buiten beschouwing gelaten. (b) Zie de bronnen bij de grafiek linksonder.

Bron: (1) Advances in small modular reactor technology developments, IAEA (2020). (2) De rol van kernenergie in de energietransitie van Noord-Brabant, TNO (2020).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Nederland wordt geadviseerd te kiezen voor een succesvolle ontwikkelaar die op meerdere locaties SMR's kan bouwen, of zelf serieproductie te garanderen

Marktpartijen adviseren te kiezen voor een succesvolle ontwikkelaar die op meerdere locaties SMR's kan bouwen

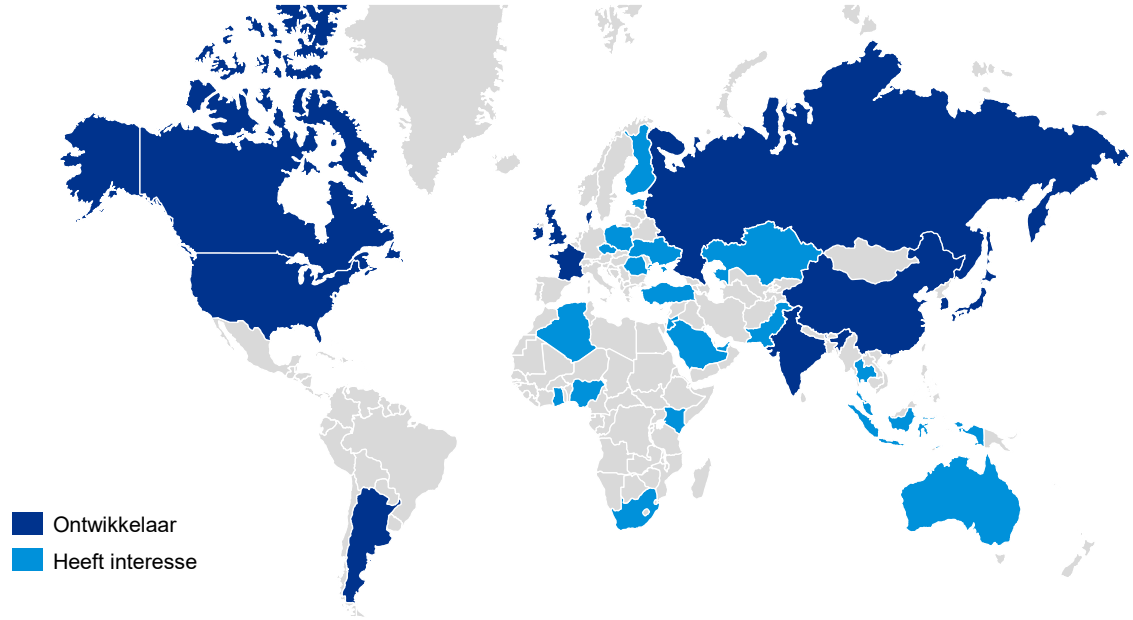
— Om de voordelen van een SMR te behalen, is het niet genoeg om een bewezen ontwerp te kiezen, maar moet ook een ontwerp gekozen worden dat succesvol is waardoor serieproductie mogelijk is.
  - Alleen met serieproductie kan de beloofde LCOE gehaald worden (zie pagina 57).

— In dat geval kan er mogelijk pas later dan de periode 2027-2033 (als de eerste SMR's operationeel worden) gekozen worden, want het moet eerst duidelijk worden van welk ontwerp serieproductie gerealiseerd zal worden.

Nederland zou ook alleen of samen met andere (Europese) landen zelf serieproductie kunnen realiseren

— Bij de keuze voor een SMR-ontwerp en een ontwikkelaar zou Nederland kunnen samenwerken met andere (Europese) landen, om zo zelf het bouwen in serie te kunnen garanderen.
  - Er zijn 11 landen die vooroplopen in het ontwikkelen van SMR's. In Europa betreft dit Frankrijk, het VK en Denemarken.[1)] Ook de Verenigde Staten en Canada lopen hierin voorop. Bij de Amerikaans nucleaire regelgever (NRC) zijn enkele SMR ontwerpen in verschillende stadia van goedkeuring.[2)]
  - Daarnaast zijn er ten minste 20 landen die interesse hebben in een SMR. In Europa betreft dit: Finland, Estland, Polen, Tsjechië, Roemenië en Oekraïne.[1)]

Overzicht van de wereldwijde ontwikkeling in SMR's



Bron: (1) The rise of nuclear technology 2.0 – Tractebel's vision on small modular reactors, Tractebel (2020). (2) Possible role of nuclear in the Dutch energy mix of the future, ENCO (2020).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Management samenvatting
Introductie
Keuze technologie
Financiering en garanties
Wet- en regelgeving
Wijze van inzet kerncentrale Borssele
Impact lokale economie
Locatie kerncentrale
Bijlagen

Introductie
Politiek klimaat, maatschappelijk draagvlak en ESG
Garanties en risicobereidheid private financiers
Rendement en cash flows
Financieringsstructuren
Financieringsmix

Financiering en garanties

De overheid is vaak direct betrokken bij (FOAK-)generatie III+ projecten, in combinatie met een *vendor*. Grootschalige *vendor financing* voor nieuwe reactoren lijkt niet reëel…

Financieringsmix – Gerealiseerde en lopende projecten

Project	Bouwtijd [a] / *Vertraging [b]*	Kosten [a] / *Overrun [b]*	Financiering
Flamanville 3 [1), 3)] *1 × 1.600 MW EPR*	2007-2023 *10 jaar*	EUR 12,1 miljard *EUR 9,4 miljard*	De kerncentrale wordt gefinancierd en gebouwd door EDF.[1)]
Hinkley Point C [2)] *2 × 1.600 MW EPR*	2018-2027 *Geen vertraging*	EUR 26,5 miljard *EUR 5,8 miljard*	EDF (66,5%; tevens vendor) en het Chinese overheidsbedrijf CGN (33,5%).[2)]
Hanhikivi [3), 4), 5)] 1 × 1.200 MW	2021-2028 *1 jaar*	EUR 7,0-7,5 miljard *EUR ~1,0 miljard*	Russische Rosatom (34%; vendor) en consortium Volmaosakeyhtiö SF dat bestaat uit 44 (Finse) aandeelhouders.[5)]
Olkiluoto 3 [1), 3), 5)] 1 × 1.600 MW EPR	2005-2022 *11 jaar*	EUR 7,7 miljard *EUR 5,0 miljard*	Consortium Teollsuuden voima oyi SF dat bestaat uit 16 (Finse) aandeel-houders, en EDF (vendor levert turnkey-centrale op).[5)]
Voglte 3 & 4 [3), 5)] 2 × 1.117 MW AP	2013-2022 *5 jaar*	EUR 15,9 miljard *EUR 8,0 miljard*	Financiering door een viertal overheid-gerelateerde energiebedrijven. Het US Department of Energy verstrekt voor USD 12 miljard aan leninggaranties.[5)]
Barakah [3), 5)] 4 × 1.345 MW APR	2015-2021 *4 jaar*	EUR ~20,0 miljard *Geen overrun*	Gefinancierd door staatsbedrijf ENEC (80%) en KEPCO (vendor; 20%) ondersteund door exportfinanciering.[3)]
Akkuyu [5), 6)] 4 × 1.200 MW	2018-2026 *Geen vertraging*	EUR ~21,0 miljard *Geen overrun*	Rosatom is zowel bouwer, eigenaar (99,2%) als exploitant van de centrale. Wel zijn er afspraken met Turkije over afname en prijs van energie.[6)]

Bestaande projecten betreffen vaak FOAK-reactoren die veelal door de overheid en/of leverancier van nucleaire technologie zijn gefinancierd…

— De generatie III+ kerncentrales die sinds 2005 in aanbouw / gebouwd zijn in Europa, Midden-Oosten en Noord-Amerika zijn grotendeels FOAK-reactoren. De technologie van een FOAK-reactor is nog niet bewezen. Dit brengt grote risico's met zich mee ten aanzien van onder meer doorlooptijd en kosten.

— Private financiers zijn over het algemeen niet bereid tot het lopen van FOAK-risico's. Als gevolg zijn bestaande projecten vaak veelal gefinancierd door de overheid en/of de leverancier van nucleaire technologie (vendor). Voor vendors is het (deels) financieren van een FOAK-reactor een manier om de technologie bewezen te krijgen.

- Flamanville 3 en Hinkley Point C kennen EDF als belangrijkste financier. Hinkley Point C wordt deels gefinancierd door het Chinese staatsbedrijf CGN.[1), 2), 3)]
- Het Russische staatsbedrijf Rosatom is een andere belangrijke financier. Rosatom is betrokken bij Hanhikivi (33% van de financiering, restant privaat via belangrijkste afnemers), Paks (volledig via Rosatom, met een garantie van de Hongaarse staat) en de Akkuyu-reactor in Turkije (waarvoor de Russische bank Sovcombank tevens twee leningen heeft verstrekt).[3), 4), 6)]

… marktpartijen verwachten echter dat vendors niet langer bereid zijn tot grootschalige financiering van nieuwe generatie III+ reactorprojecten

— De financiële posities van reactorbouwers staan het naar verwachting niet toe om nieuwe grote (generatie III+) kerncentrales te financieren. Daarnaast lijken zij financiering voornamelijk te hebben gedaan om de technologie te bewijzen. Als de technologie bewezen is en het risicoprofiel van de kerncentrale veranderd, verwachten vendors dat financiering van andere financiers zal komen.

- Alleen Russische en Chinese (staatsgesteunde) vendors zouden mogelijk kunnen financieren, maar deze zijn op verzoek van EZK geen onderdeel van deze marktconsultatie.

Notitie: (a) Totaaloverzicht van de kosten en bouwtijd op basis van informatie per 2020. (b) De roodgekleurde informatie geeft de kostenoverschrijding en vertraging t.o.v. de originele inschatting weer.
Bron: (1) O.a. rapportages EDF. (2) O.a. rapportages UK GOV. (3) O.a. rapportages OECD NEA. (4) Hanhikivi-1 design documents submitted to Finish customer. (5) O.a. artikelen World nuclear news. (6) O.a. rapportages ROSATOM. KPMG-analyse.
Waar in het hoofdstuk 'Financiering en garanties' bronnen verkort zijn weergegeven, wordt verwezen naar de bijlage voor nadere details.

KPMG
© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

... waardoor andere typen financiers nodig kunnen zijn. Deze partijen verlangen alle betrokkenheid van de overheid en stellen diverse randvoorwaarden...

Financieringsbereidheid en investeringsbeleid marktpartijen

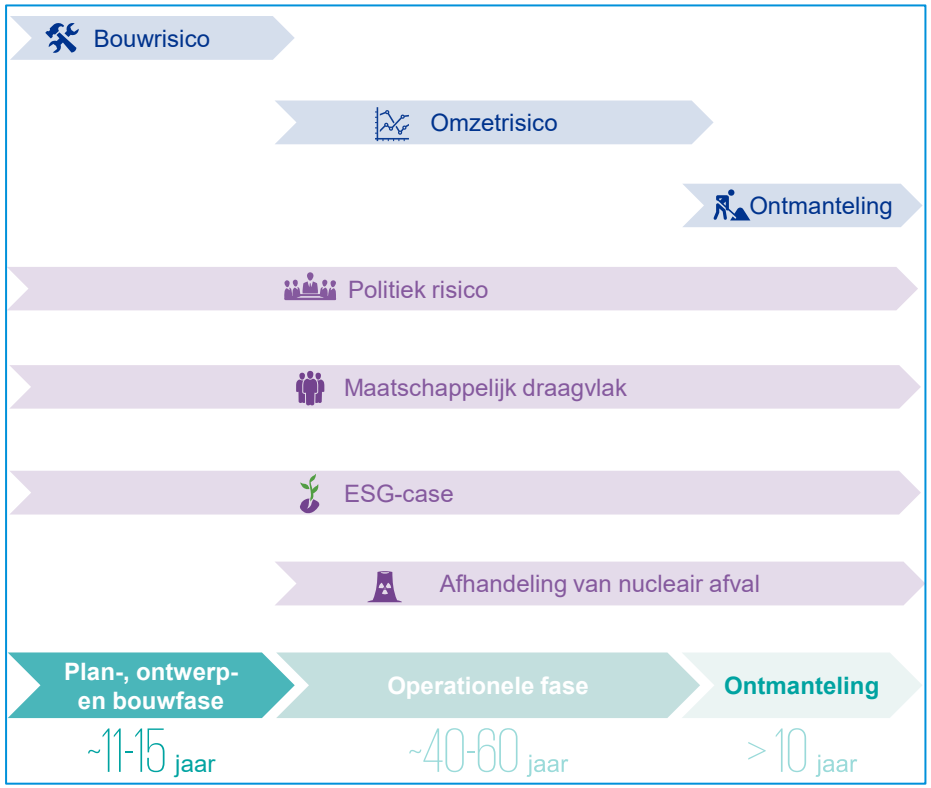
Type partij	Capaciteit	Horizon	Overheidsparticipatie	Verwachte gewenste garanties	Overige relevante overwegingen
Pensioen-fondsen	Mandaten tot circa EUR 1,0 tot 1,5 miljard	20 – 30 jaar	✓ Pensioenfondsen zijn geregeld partij in publiek-private samenwerking	Pensioenfondsen zullen naar verwachting vragen om diverse garanties op: omzet (langjarig met bij voorkeur al rendement tijdens bouw), *black swans* (gebeurtenissen met een kleine kans, maar grote gevolgen), vergunningsrisico, ontmanteling	De ESG-case is van groot belang (mede gegeven maatschappelijk positie pensioenfondsen), waarbij een groene taxonomie mogelijk vereist is. Hetzelfde geldt voor een langetermijnoplossing voor afval. Mogelijk stappen pensioenfondsen pas in als er een vergunning is en het project gestart is.
Institutionele investeerders	Mandaten tot enkele miljarden	5 – 10 jaar	✓ Institutionele partijen vragen over het algemeen om overheidsparticipatie	Dit type investeerder verlangt naar verwachting over het algemeen omzetzekerheid (reeds tijdens bouw), in combinatie met een garantie op ontmantelingskosten en vergunningsrisico's.	Vaak wordt lokale commitment gevraagd (i.e. investering van Nederlandse financiers). Voor (net-zero) investeerders moet de ESG-case op orde zijn om goedkeuring te krijgen van *investment committees*.
Vendors / energie-leveranciers	Beperkt	Langjarig bij bestaande projecten	✓ Bij nieuwe projecten wordt naar verwachting deelname door de overheid of een lokale partij verlangd	Vendors vragen mogelijk om garanties op: investering bij vroegtijdig stoppen project, omzet, vergunnings-risico en een backstop vanuit de overheid op bouwkosten. Wanneer exportfinanciers (zie onder) worden betrokken zal een leninggarantie worden gevraagd.	*Vendor financing* kan mogelijk worden aangevuld met lening(garanties) van exportfinanciers. De horizon van vendors is onduidelijk. Bij bestaande projecten treedt de vendor vaak op als energieleverancier. De belangrijkste vendors zijn niet als energieleverancier in Nederland actief.
Banken (commerciële en exportbanken)	Maximaal circa 10 – 30% projectkosten	10 – 20 jaar	✓ Banken verlangen dat de overheid participeert (mogelijk tot 70 – 80%)	Banken wensen zekerheid omtrent het betalen van rente en aflossing. In dat kader is omzetzekerheid van belang en zullen naar verwachting leninggaranties van de overheid worden gevraagd, alsmede garanties op voltooiing van de reactor. Mogelijk wordt een vrijwaring bij nucleaire incidenten gevraagd.	Commerciële banken zullen naar verwachting later in het project (einde bouw / start exploitatie) financieren of met een garantie van bijvoorbeeld een ECA. Exportfinanciering is gekoppeld aan betrokkenheid van een buitenlandse vendor.

Bron: KPMG interviewprogramma 2021

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

… waarbij de private financiers met name risico's accepteren die zij kunnen beheersen. Voor de overige zaken zal de verantwoordelijkheid bij de overheid worden gelegd

Overzicht risico's en looptijden generatie III+ reactor [1), 2)]



Notitie: (a) Betreft een inschatting welke rekening houdt met overruns zoals bij recente projecten waargenomen in Noord-Europa en de Verenigde Staten.

Bron: (1) O.a. rapportages EDF, Fennovoima en Engelse overheid, gebaseerd op Flamanville 3, Hahnikivi, Voglte III en IV, HPC en Olkiluoto. (2) Economics and finance working group report, Canada's SMR Roadmap (2018). (3) Economics and finance of Small Modular Reactors: A systematic review and research agenda, Mignacca & Locatelli (2020). KPMG-analyse.

Bij de ontwikkeling van een grote kerncentrale zal de overheid diverse randvoorwaarden moeten scheppen en risico's moeten afdekken om private financiering mogelijk te maken

— Grote westerse generatie III+ kerncentrales kennen een investeringsomvang van circa EUR 7,0-13,2 miljard[1), a)], met een doorlooptijd van circa 11 tot 15 jaar.[1)]

— Marktpartijen geven aan dat voor financiering van een kerncentrale diverse randvoorwaarden door private financiers zullen worden gesteld in het kader van politieke stabiliteit en ESG (*Environment, Social and Governance*):

- Een politiek stabiel kernenergiebeleid en voldoende maatschappelijk draagvlak is een vereiste voor veel private financiers.
- Een goed onderbouwde ESG-case die past binnen het investeringsbeleid van private financiers is nodig voor private financiers om een investering te kunnen doen.
- Als onderdeel van de ESG-toets zullen private financiers kijken naar de beschikbaarheid van een langetermijnoplossing voor nucleair afval.

— Private financiers zijn bereid om risico's te lopen die zij kunnen beheersen, zoals regulier bouwrisico en het operationele risico na afronding bouw. Overige risico's zullen private financiers bij de overheid willen beleggen.

- Dit betreft onder meer omzetrisico's (gegeven relatief lange bouwperiode en volatiele energiemarkt) en zogenoemde *'black swan'*-risico's (kleine kans, heel groot gevolg) in zowel bouw als ontmanteling. De financieringsstructuur in combinatie met af te geven garanties zal hier invulling aan moeten geven.

De risicobereidheid van private financiers zal bij SMR's anders zijn dan voor een nieuwe generatie III+ reactor

— SMR's kennen in verhouding een lagere investeringsomvang van circa EUR 1,4 tot 2,7 miljard[2)] en een kortere verwachte bouwtijd van rond de 4-5 jaar.[3)]

— De randvoorwaarden rondom politiek en ESG zijn onverminderd belangrijk bij SMR's. Vanuit financieel oogpunt en financiële risico's zullen private financiers, gegeven de beperkte omvang en doorlooptijd, echter anders naar een SMR kijken.

— In deze sectie zijn generatie III+ reactoren als uitgangspunt genomen. Op diverse plekken wordt specifiek ingegaan op de mogelijkheden voor private financiering van SMR's.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Management samenvatting
Introductie
Keuze technologie
Financiering en garanties
Wet- en regelgeving
Wijze van inzet kerncentrale Borssele
Impact lokale economie
Locatie kerncentrale
Bijlagen

Introductie
Politiek klimaat, maatschappelijk draagvlak en ESG
Garanties en risicobereidheid private financiers
Rendement en cash flows
Financieringsstructuren
Financieringsmix

Politiek klimaat, maatschappelijk draagvlak en ESG

Een stabiel en consistent politiek beleid ten aanzien van kernenergie is een belangrijke randvoorwaarde voor private financiers

Visie marktpartijen op politiek risico

"Politieke stabiliteit is vereist, mede gegeven de lange doorlooptijd."

"Overheid moet zelf ook instappen."

"Is kernenergie voor de lange termijn of een transitietechnologie?"

Recente voorbeelden politieke beleidswijzigingen

'Eerste kamer akkoord met een verbod per 2030 op steenkolenstook in kolencentrales'

Trouw, 10 december 2019

'Duitsland compenseert energiebedrijven voor vervroegd sluiten kerncentrales'

NOS, 5 maart 2021

'Stoppen met subsidies biomassa onhaalbaar tot 2030'

Parool, 18 december 2020

'Spain loses first arbitration claim over cuts to renewable energy subsidies'

El Pais, 5 mei 2017

Bron: (1) Trouw. (2) NOS. (3) het Parool. (4) EL Pais. (5) Wet verbod op kolen bij elektriciteitsproductie (https://wetten.overheid.nl/BWBR0042905/2019-12-20, geraadpleegd op 15 juni 2021).

De ontwikkeling van een nieuwe kerncentrale is een langjarig project. Mede gegeven recente voorbeelden van beleidswijzigingen, zijn voor private financiers een stabiel beleid en politieke steun essentieel

— Gegeven de omvang (in EUR), doorlooptijd en relatief lange terugverdientijd van een reactorproject, zijn politieke steun en een stabiel beleid voor de lange termijn (tot 2050) essentieel voor het mogelijk maken van private financiering.

— De risicoperceptie van private financiers wordt gevoed door diverse recente voorbeelden van beleidswijzigingen in Europa, zoals:

- het besluit van Duitsland, als gevolg van Fukushima, om alle Duitse kerncentrales te sluiten voor 2022. Dit heeft tot gevolg dat zes kerncentrales vroegtijdig moeten sluiten. Dit dossier heeft een lange (juridische) nasleep gekend, met uiteindelijk een schikking van EUR 2,4 miljard in maart 2021;[2)]
- de Wet verbod op kolen bij elektriciteitsproductie die ertoe heeft geleid dat Nederlandse kolencentrales, waaronder enkele in 2015 en 2016 in bedrijf genomen centrales, voor 2030 moeten sluiten;[5)]
- de beleidswijziging van Spanje voor de tarieven op duurzame energie.[4)]

Hierbij is het een sterk signaal als de overheid participeert. Private financiers zullen mogelijk garanties verlangen op vroegtijdig stopzetten van het project

— Hoewel brede politieke steun voor de ontwikkeling van een kerncentrale voor private financiers een belangrijke vereiste is, is alleen politieke steun niet voldoende. Private financiers (die via eigen vermogen participeren) zullen mogelijk aan de voorkant afspraken willen maken met de overheid over financiële compensatie bij vroegtijdige stopzetting (i.e. voor afronden bouw of te vroeg na start operatie), waarmee voor private financiers de risico's van politieke onzekerheid en wijzigingen in beleid worden beperkt.

— Banken en andere verstrekkers van vreemd vermogen geven aan dat leninggaranties (op het betalen van rente en aflossing) gevraagd zullen worden van de overheid om het risico om niet te worden terugbetaald in te perken.

— Naast het formuleren van stabiel beleid en verstrekken van garanties, geven marktpartijen aan dat het een sterk signaal is wanneer de overheid een financieel belang neemt in een Nederlands kerncentraleproject. Dit kan zowel een meerderheids- als minderheidsbelang zijn. Dit toont commitment naar de markt en zorgt (in hogere mate) voor gelijkgestelde belangen tussen de overheid en de private financiers.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Om reputatierisico te mitigeren en het risico op beleidswijzigingen te beperken, is breed maatschappelijk draagvlak essentieel voor private financiers

Visie marktpartijen op maatschappelijk draagvlak en reputatierisico

"Reputatierisico is belangrijk voor institutionele investeerders."

"Het is belangrijk wat de publieke opinie is, zodat er voldoende breed draagvlak is. Het helpt indien nucleair onderdeel wordt van het Klimaatakkoord."

"Voor private investeerders is van belang zeker te zijn dat de politiek het beleid niet wijzigt onder druk van de publieke opinie."

"Brede publieke support nodig, onder meer door samenwerking met NGO's."

"Om een stabiel politiek beleid te bevorderen, is brede publieke steun nodig."

Breed maatschappelijk draagvlak is essentieel voor private financiers, mede vanuit het oogpunt van reputatie. Draagvlak draagt tevens bij aan een stabiel politiek beleid

— Marktpartijen geven nagenoeg unaniem aan dat breed maatschappelijk draagvlak nodig is om een investering in een kernreactor mogelijk te maken. Niet alleen kan voldoende maatschappelijk draagvlak het risico op beleidswijzigingen (onder publieke druk) deels mitigeren, ook is bij het ontbreken van voldoende maatschappelijk draagvlak het reputatierisico voor private financiers te hoog. Dit geldt voor verstrekkers van eigen vermogen, maar eveneens voor banken en andere vreemdvermogenverstrekkers.

- Een goed voorbeeld is Duitsland, waar kernenergie sinds de Fukushima-ramp in 2011 een besmet thema is en de publieke druk ertoe leidt dat Duitse financiers zich afzijdig houden van het financieren van buitenlandse kernenergieprojecten.[1)]

De overheid kan hieraan bijdragen, onder meer via uitgesproken politieke steun, alsmede middels het verstrekken van voldoende informatie en het classificeren van kernenergie als groene energiebron

— Het creëren van voldoende politiek draagvlak kan bijdragen aan het maatschappelijk draagvlak en vice versa. De overheid kan een belangrijke rol vervullen in de beeldvorming omtrent kernenergie, bijvoorbeeld door te informeren over veiligheid van generatie III+ reactoren en door comfort te geven over een langetermijnoplossing voor nucleair afval (zie volgende pagina).

— Marktpartijen geven aan dat een EU-classificatie van kernenergie als groene energiebron kan helpen. Nederland kan Europees lobbyen en (vooruitlopend daarop) kernenergie in Nederland als zodanig formeel classificeren (zie later in deze sectie).

Bron: (1) Duitsland compenseert energiebedrijven voor vervroegd sluiten kerncentrales, NOS (2021).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Financiers hanteren strikte ESG-eisen en kijken kritisch naar de langetermijnimpact van nucleaire projecten

Visie op ESG (Environmental, Social and Governance)

"ESG is zeer belangrijk voor financiers, voornamelijk op het gebied van afval. De overheid kan dit dus verzorgen voor private financiers."

"Op een bepaald punt is een beleid op nucleair gebied vereist. Hierbij wordt een goede ESG/taxonomie als een belangrijke voorwaarde gezien."

"Langetermijnopslag is belangrijk, wij willen geen milieuprobleem creëren."

De *ESG-case* van een nieuw kerncentraleproject moet op orde zijn voor private investeerders om goedkeuring te krijgen voor een investering in kernenergie

— Over het algemeen kennen private financiers vanuit het investeringsbeleid geen restricties ten aanzien van nucleair, zoals bijvoorbeeld geldt voor kolen. Diverse financiers geven aan dat het beleid voor nucleair nader uitgewerkt moet worden.

— Bij een investeringsbesluit kijken marktpartijen echter naar de ESG-karakteristieken (*'Environmental, Social and Governance')* van het project. Dit is breder dan de impact op het milieu, maar ziet tevens op de sociale impact (waaronder veiligheid, maar ook zaken als werkgelegenheid).

— Een investeringsbesluit komt volgens marktpartijen waarschijnlijk niet door de *investment committee* of krijgt geen interne goedkeuring, wanneer de *ESG-case* niet op orde is. Om private financiering mogelijk te maken moeten uitgewerkte en toetsbare oplossingen beschikbaar zijn, voor onder meer:

- (nucleaire) veiligheid en de impact op de lokale gemeenschap: hierbij is onder meer van belang dat helder is hoe de Nederlandse overheid de veiligheid heeft beoordeeld (inclusief bijvoorbeeld evacuatieplannen);
- milieuaspecten, waaronder de impact op de (koel)watervoorziening en de lokale biodiversiteit, zoals deze onder meer bij Hinkley Point C speelden waar aanvullende maatregelen zijn getroffen om de lokale visstand te beschermen (tegen substantiële kosten);
- een langetermijnoplossing voor nucleair afval (zie onder).

Mede omdat zij vanuit reputationeel oogpunt niet met afvalproblematiek willen worden geassocieerd, wensen private financiers zekerheid omtrent een langetermijnoplossing voor nucleair afval

— De problematiek rondom het door kernreactoren geproduceerde radioactieve, nucleaire afval is voor veel private financiers een belangrijk onderwerp. Onvoldoende zicht op een langetermijnoplossing vormt over het algemeen een drempel in het ESG-assessment van een investering in kernenergie.

— Er is brede consensus onder private financiers dat zonder (reëel zicht op) een langetermijnoplossing voor nucleair afval een investering in kernenergie lastig te verantwoorden is bij *investment committees*, achterban en het publiek. Investeerders wensen niet betrokken te zijn bij een project dat op de lange termijn milieuproblematiek zou kunnen opleveren.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Een groene EU-taxonomie voor kernenergie kan de financieringsbereidheid verhogen. Nederland kan daarnaast overwegen zelf een taxonomie te introduceren

Recente ontwikkelingen inzake taxonomie

'EU komt met groene lijst voor beleggers, besluiten over gas en kernenergie doorgeschoven'

NOS, 21 april 2021

'EU experts to say nuclear power qualifies for green investment label'

Reuters, 27 maart 2021

'Brussel ruziet over vraag: zijn gas en kernenergie duurzaam te noemen'

RTL nieuws, 20 april 2021

'Kernenergie is hete aardappel die Europese Commissie liever nog even doorschuift'

FD, 2 april 2021

Net Zero Asset Managers-initiatief [1)]

"Wells Fargo is de laatste van de 'Grote Zes' banken die de belofte tot klimaatneutraliteit doet." [1), a)]

"Macquarie Asset Management treedt toe tot het Net Zero Asset Managers-initiatief." [2), a)]

"APG sluit zich aan bij het Net Zero Asset Managers-initiatief. De partijen die deel uitmaken van NZAM vertegenwoordigen samen ruim 36% van het totale beheerde vermogen in de wereld." [3)]

"We zijn vastbesloten om steeds meer mensen financieel welzijn te laten ervaren, en we geloven dat de overgang naar klimaatneutraliteit tegen 2050 een groot deel van die ambitie is." [4), a)]

Notitie: (a) Citaat afkomstig uit een Engelstalige publicatie en door KPMG vertaald naar het Nederlands.

Bron: (1) Wells Fargo is the last of the big six banks to issue a net–zero climate pledge, Fortune (2021). (2) Macquarie Asset Management joins Net Zero Asset Managers initiative, Macquarie (2021). (3) APG zet nieuwe stap naar CO_2-neutrale beleggingsportefeuille, APG (2021). (4) Getting to net zero, Blackrock (2021). (5) As EU delays taxonomy ruling, experts split on value of green label for nuclear, S&P (2021). (6) Motie van het lid Erkens c.s., 21501-33-864, 10 juni 2021. (7) UK government (https://www.gov.uk/government/news/chancellor-sets-out-ambition-for-future-of-uk-financial-services; geraadpleegd op 8 juni 2021). (8) NOS, 21 april 2021, (https://nos.nl/l/2377637, geraadpleegd op 7 juni 2021).

Het op EU-niveau classificeren van kernenergie als duurzame, groene investering kan positief bijdragen aan de interesse van private financiers

- Voor grote institutionele partijen is het van steeds groter belang om op duurzame wijze te investeren. Om dit kracht bij te zetten heeft een groot aantal institutionele investeerders zich verenigd in het Net Zero Asset Management-initiatief met als doel een klimaatneutrale beleggingsportefeuille voor 2050.
- Private financiers geven aan dat een EU-besluit om kernenergie als duurzame investering te zien een belangrijke stap kan zijn. Dit zorgt ervoor dat een investering in kernenergie beter aansluit bij (duurzame) investeringsmandaten en zorgt voor een onderscheid tussen 'echt groene' investeringen en andere als duurzaam betitelde investeringen.[8)] Enkele partijen zien dit als een harde eis.
- Marktpartijen geven aan dat een duurzame EU-taxonomie voor kernenergie kan bijdragen aan het maatschappelijk draagvlak. Wanneer een groene EU-taxonomie tevens leidt tot een stabieler politiek beleid, en daarmee een lager risicoprofiel voor het project, zal dit een positieve invloed hebben op de vereiste rendementen.

Dit besluit is door de EU echter vooruitgeschoven. Dit kan mogelijk aanleiding geven voor de Nederlandse overheid om hierin reeds zelf een stap te zetten

- Een besluit hierover is door de EU vooralsnog vooruitgeschoven (net als voor gascentrales), met name omdat hierover tussen lidstaten nog grote verschillen van inzicht bestaan.[5)]
- Een aantal marktpartijen geeft aan dat Nederland zou kunnen, of moeten, aandringen in Europa op het classificeren van kernenergie als groen.
  - Recent is een motie[6)] aangenomen waarin het Kabinet wordt gevraagd om in Europa samen met enkele andere lidstaten te lobbyen om kernenergie onderdeel van een groene EU-taxonomie te laten zijn.
- Daarnaast zou de Nederlandse overheid, met het oog op het stimuleren van private investeringen in kernenergie, kunnen overwegen om zelf een groene taxonomie in te voeren, zoals het Verenigd Koninkrijk in november 2020 heeft besloten te gaan doen.[7)] Hierbij is onzeker hoeveel waarde internationale private financiers hechten aan een lokale taxonomie.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Management samenvatting
Introductie
Keuze technologie
Financiering en garanties
Wet- en regelgeving
Wijze van inzet kerncentrale
Borssele
Impact lokale economie
Locatie kerncentrale
Bijlagen

Introductie
Politiek klimaat, maatschappelijk draagvlak en ESG
Garanties en risicobereidheid private financiers
Rendement en cash flows
Financieringsstructuren
Financieringsmix

Garanties en risicobereidheid private financiers

In bestaande FOAK-projecten loopt de vendor relatief veel risico. De overheid biedt omzetgaranties. Voor een nieuw project is de verdeling van risico's mogelijk anders

Risicoverdeling bij recente (FOAK-)generatie III+ reactoren

Bestaande projecten betreffen veelal FOAK-projecten waar de vendor als financier betrokken is en een belangrijk deel van de bouwrisico's op zich neemt. Het belang hierbij voor de vendor is het realiseren van een bewezen werkende reactor. De verwachting van marktpartijen is dat dit bij nieuwe (niet-FOAK-)projecten niet haalbaar zal zijn en derhalve andere financiering zal moeten worden betrokken. De verwachting van marktpartijen is dat in dat geval, naast omzetgaranties, de overheid diverse aanvullende garanties zal moeten verstrekken om private financiering mogelijk te maken. Dit wordt in deze sectie verder toegelicht.

Risico	Flamanville 3 [1]	Hinkley Point C [2, 3]	Barakah [3]	Hanhikivi [3]	Akkuyu [5]
Omzet	Geen specifieke afspraken, marktrisico bij EDF.	Gedekt middels een CfD tussen EDF en de Britse overheid.	De overheid draagt (via een PPA gesloten door staatsonderneming EWEC) het energieprijsrisico.	De afnemers dragen het risico middels een afnameverplichting tegen kostprijs.	TETAS (staatsbedrijf) draagt 70% van het omzetrisico middels een PPA.
Bouwrisico (Regulier)	EDF als vendor en voornaamste financier is verantwoordelijk voor het constructierisico.	EDF als (vendor en financier) en CGN (als financier) dragen het constructierisico.	KEPCO als (vendor en financier) en ENEC (als financier) dragen het technische bouwrisico.	Rosatom levert een *turnkey*-centrale op en draagt het grootste deel van het reguliere bouwrisico.[4]	Rosatom is 99%-eigenaar van de centrale en draagt het technische constructierisico.
Bouwrisico (vergunning)	EDF draagt als vendor en financier het vergunningsrisico.	EDF en CGN dragen als vendor en financier het vergunningsrisico.	KEPCO en ENEC dragen als vendor en financier het vergunningsrisico.	Rosatom levert een turnkey-centrale op en draagt het vergunningsrisico.[4]	Rosatom draagt als eigenaar tevens het vergunningsrisico.
Ontmanteling	De last van ontmanteling zal eveneens op EDF vallen (als operator van de centrale).	EDF en CGN zijn verantwoordelijk voor het ontmantelingsplan en voor een hieraan gekoppelde fondsvorming.	ENEC treft fondsvoorziening en stelt ontmantelingsplan op (in opdracht van FANR).	Fennovoima treft fondsvoorziening en stelt een ontmantelingsplan op (in opdracht van STUK).	Rosatom treft fondsvoorziening en stelt ontmantelingsplan op (onder toezien van TAEK). Rosatom verzorgt de ontmanteling.
Rol staat	De directe betrokkenheid van de overheid is beperkt. Tevens zijn er geen leninggaranties afgegeven.	De overheid draagt het energieprijsrisico en verstrekt een garantie (van GBP 2 miljard).	De overheid is de belangrijkste financier, biedt leninggaranties aan KEPCO en is partij bij de PPA.	De rol van de staat is relatief beperkt. Wel wordt de ontmanteling door de staat uitgevoerd.	Overheid is partij bij de PPA. Het project is onderdeel van een bilaterale overeenkomst tussen Turkije en Rusland.[a]

Notitie: (a) Betreft een verdrag waarbij de Russische overheid 6.000 Turkse medewerkers zal opleiden in Rusland, deze gaan vervolgens aan het werk in Akkuyu.

Bron: (1) O.a. rapportages EDF. (2) O.a. rapportages UK GOV. (3) O.a. rapportages OECD NEA. (4) Hanhikivi-1 design documents submitted to Finnish customer, WNN (2020). (5) Akkuyu nuclear power plant in Turkey, WANO. KPMG-analyse.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Private financiers accepteren regulier bouwrisico, maar slechts voor zover deze risico's voor hen beheersbaar zijn. Het vergunningsrisico wordt bij de overheid neergelegd

Visie marktpartijen op bouwrisico (CAPEX-risico)

"Het is akkoord om een deel van het bouwrisico te dragen, indien het design helder is."

"Het normale constructierisico is wel voor een privaat consortium. Echter, het zijn met name risico's volgend uit wet- en regelgeving welke private partijen niet willen nemen."

"Een verandering in het regulatoire kader is een zeer grote zorg voor een financier. Wij vinden het heel belangrijk dat er vroeg in het project een consensus dient te zijn tussen de toezichthouder en de financier."

Over het algemeen zijn private financiers bereid om regulier bouwrisico te lopen, waarbij *black swan*-risico's moeten worden afgedekt en bij voorkeur sprake is van een bestaand en goedgekeurd design

- Mede als gevolg van substantiële kostenoverschrijdingen en langere doorlooptijden bij bestaande projecten zullen private partijen naar verwachting kritisch zijn over inschattingen van bouwkosten en bouwrisico's. Ondanks dat geven private financiers aan bereid te zijn reguliere bouwrisico's, die door deze partijen kunnen worden beheerst, te lopen.
- Hierbij wordt wel opgemerkt dat een bewezen technologie en design voor private financiers een harde eis kan zijn. In diverse gevallen hebben FOAK-risico's ertoe geleid dat private financiering niet of nauwelijks haalbaar is gebleken. Bij een bestaand design kan een onderbouwde inschatting van de kosten worden gemaakt. Wanneer een bestaand ontwerp kan worden gebruikt, zijn er mogelijke leereffecten die kunnen zorgen voor kostenefficiëntie.
- Daarnaast geven diverse marktpartijen aan dat bepaalde *black swan*-risico's door de overheid gedekt dienen te worden, dan wel dat er een backstop (i.e. maximum waarboven de overheid de kosten dekt) op de bouwkosten moet zijn. Deze risico's zijn vooraf niet door private financiers in te schatten en kunnen leiden tot substantiële additionele kosten en daarmee een sterk lager rendement.

Daarnaast verlangen private financiers een garantie van de overheid voor hogere bouwkosten die het gevolg zijn van vergunningsrisico's

- Een belangrijk 'bouwrisico' schuilt in het risico dat vergunningseisen gedurende de bouw wijzigen met impact op design en daarmee op bouwkosten en doorlooptijd. Dit is een risico dat private financiers niet accepteren en waarvoor een overheidsgarantie wordt verlangd.
- In aanvulling op bovenstaande geven diverse private financiers aan pas in te stappen als er een vergunning is, dan wel wanneer de overheid instaat voor alle kosten bij het niet doorgaan van het project vóór afgifte vergunning.
  - Zo lang er geen vergunning is, bestaat een risico op het verloren gaan van de investering (bij niet verkrijgen vergunning of stopzetten project) of substantiële aanvullende kosten als gevolg van aangescherpte vergunningseisen.[1]
  - Bij substantiële kostenstijgingen is de investering mogelijk niet langer passend binnen investeringsmandaten en/of dalen rendementen te sterk.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Hoewel marktpartijen bereid zijn tot fondsvorming voor ontmanteling, wordt een garantie van de overheid verlangd voor stijgingen boven de initiële raming en *black swan*-risico's

Black swan-risico ontmantelingskosten

"De onzekerheidsmarge in ontmantelingskosten kan zelfs hoger zijn dan het geval is bij bouwkosten."

"Kostenstijgingen in het kader van ontmanteling zijn het risico van de overheid."

"De overheid moet 'black swan'-risico's afdekken."

Upfront fondsvorming of opbouw over tijd?

"Voor ontmanteling kan voorzien worden zolang de businesscase het goed maakt."

"Een upfront storting is geen optie, de voorziening dient over tijd te worden opgebouwd."

Private financiers zijn bekend met de verplichting tot fondsvorming voor ontmantelingskosten en zijn hiertoe bereid…

— De ontmanteling van een kernreactor is een proces met een doorlooptijd van ~15 jaar. De kosten voor directe ontmanteling van Europese kerncentrales worden geschat op gemiddeld ~EUR 0,6 miljoen per MW.[1)] Personeel is de belangrijkste kostenpost (~70%). De geraamde kosten voor ontmanteling kennen een grote onzekerheidsmarge, waarbij de uiteindelijke doorlooptijd een belangrijke factor is.

— Private financiers geven aan bereid te zijn tot de verplichte fondsvorming [a)] ter dekking van de ontmantelingsvoorziening, zolang het rendement van de totale businesscase passend blijft gegeven het risicoprofiel van het project. Hierbij is een zekere mate van vrijheid in het beleggingsbeleid voor het ontmantelings-fonds een duidelijke pre.

— In veel gevallen wordt het ontmantelingsfonds over tijd opgebouwd. Private financiers zijn hiertoe bereid. Indien gevraagd wordt om bij de start van een project het (volledige) ontmantelingsfonds te vormen, zijn private financiers verdeeld. Over het algemeen zijn financiers hier niet toe bereid, enkele partijen stellen echter dat het mogelijk is zolang het rendement van de businesscase van de nieuwe kerncentrale voldoende is.

... waarbij risico's op kostenstijgingen en *black swan*-risico's niet te beheersen zijn en vragen om een garantie van de overheid…

— Private financiers geven over het algemeen aan niet bereid te zijn tot het dekken van aanvullende kosten boven de initiële inschatting en kosten van *black swan*-risico's (zoals een faillissement of incident, waarbij het risico het tekort in het ontmantelingsfonds plus de totale gemaakte investering bedraagt). Voor beide is een overheidsgarantie vereist, evenals voor het vergoeden van kosten bij vroegtijdig ontmantelen door beleidswijziging.

... en dat het ontmantelingsplan op orde moet zijn, zodat private financiers geen reputatierisico lopen

— Vanuit reputationeel oogpunt is het voor private financiers van belang dat het ontmantelingsplan (van de vergunninghouder) op orde is. Indien dit niet het geval is, lopen private financiers (weliswaar vaak pas ver in de toekomst) het risico dat hun naam verbonden wordt aan een problematische ontmanteling van een nucleaire installatie.

Notitie: (a) Voor een toelichting op de in Nederland toegepaste systematiek en eisen (o.b.v. artikel 15f van de Kernenergiewet) wordt verwezen naar het hoofdstuk over ontmanteling.

Bron: (1) The cost of decommissioning nuclear power plants, OECD-NEA (2016).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

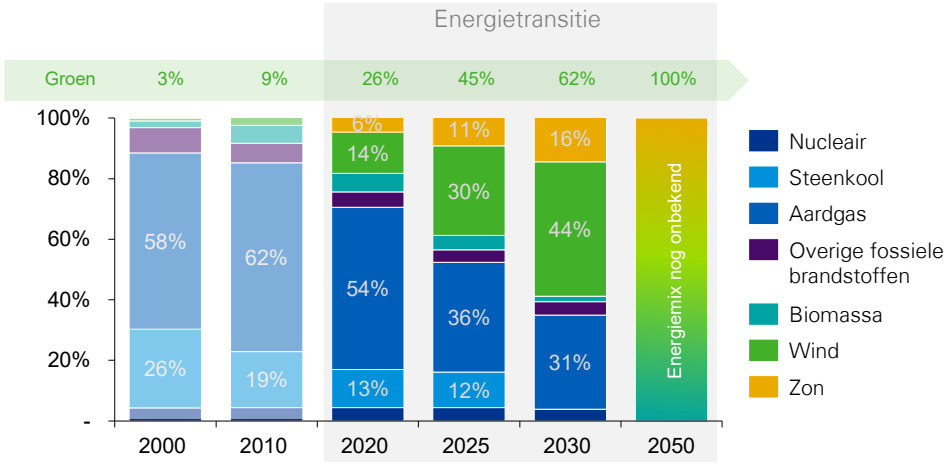
Management samenvatting
Introductie
Keuze technologie
Financiering en garanties
Wet- en regelgeving
Wijze van inzet kerncentrale
Borssele
Impact lokale economie
Locatie kerncentrale
Bijlagen

Introductie
Politiek klimaat, maatschappelijk draagvlak en ESG
Garanties en risicobereidheid private financiers
Rendement en cash flows
Financieringsstructuren
Financieringsmix

Rendement en cash flows

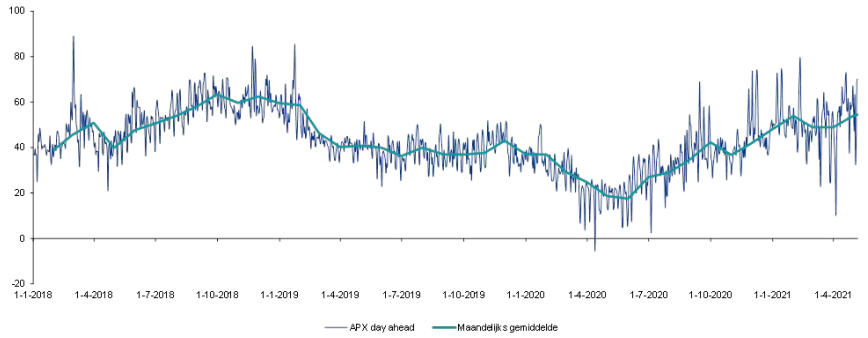
Mede gegeven de lange doorlooptijd tot start van de operatie, geven marktpartijen aan dat omzetzekerheid vereist is om de investering en risico's te dekken

Productiemix elektriciteit van 2000 tot 2050 1)a)



Notitie: (a) Betreft de voorziene mix van binnenlandse elektriciteitsproductie en bevat geen import van energie.
Bron: (1) Klimaat en energieverkenning 2020. KPMG-analyse.

Grafiek volatiliteit elektriciteitsprijs 2)



Bron: (2) Bloomberg Database.

Private financiers geven aan dat omzetgaranties onvermijdelijk zijn in het geval van private financiering

- De toekomstige omzet van een kerncentrale is inherent onzeker. De toekomstige omzetstromen zijn afhankelijk van een volatiele energieprijs. Daarnaast is, gegeven de lange looptijd van de bouwfase, de onzekerheid op dit punt hoog. Marktpartijen wordt gevraagd een visie te vormen op de elektriciteitsprijs over circa 11-15 jaar. Dit is voor marktpartijen niet mogelijk en niet acceptabel.
- Daarnaast is de daadwerkelijke afname van kernenergie afhankelijk van de voorkeur in de energiemix, de *merit order*. De positie van kernenergie in de *merit order* wordt mede bepaald door de marginale kosten, waarbij energie als eerst geleverd wordt door bronnen met de laagste marginale kosten (zon en wind). Mede door de verwachte opkomst van zonne- en windenergie, alsmede andere duurzame bronnen, is de toekomstige inzet van kerncentrales onzeker.
- Eén van de kernelementen van een investeringsbesluit van een private financier is dat voldoende zicht is op het vereiste rendement. Een investering in een kerncentrale is een langjarige investering met een hoge investeringsomvang, waarbij de eerste inkomsten pas na een lange bouwperiode worden gegenereerd.
- Gegeven voorgaande verlangen private financiers een zekere mate van zekerheid over de (langjarige) toekomstige kasstromen. In dit kader geven private financiers aan dat een belangrijke mate van omzetzekerheid vereist is. Dit is conform de aanpak bij grote infrastructuurprojecten.

Aan deze wens kan via diverse financieringsstructuren invulling worden gegeven

- Bij bestaande en in ontwikkeling zijnde reactoren, zijn hier diverse instrumenten voor ontwikkeld waarmee (gedeeltelijke) omzetzekerheid kan worden gegeven aan private financiers. Deze kunnen in drie categorieën worden verdeeld:
  - Prijsgaranties, waaronder een CfD en PPA of eventueel een overheids-subsidie (niet nader behandeld in dit rapport).
  - Garanties op rendement en investeringsomvang: Dit kan met name via het RAB-model worden geregeld.
  - Afname-/volumegaranties, onder meer in het Mankala-model en bij een PPA.
- De financieringsstructuren zijn in de volgende sectie nader toegelicht.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Looptijd, investeringsomvang en substantiële risico's leiden tot een relatief hoog vereist rendement, bijvoorbeeld in vergelijking met reguliere infrastructuurprojecten

Kostenstructuur

"Bij nucleair gaat het om kapitaaluitgaven en de vermogenskosten omdat het zo kapitaalintensief is."

"De vermogenskostenvergoeding bij een RAB voor infrastructuurprojecten binnen de UK bedraagt ~5% zonder premium, voor nucleair is dit circa 8-9%."

"Indien de overheid meefinanciert en risico's op zich neemt, moet er ook een upside realiseerbaar zijn."

Financiers eisen een marktconform rendement, gegeven het risicoprofiel van een nucleair project

— Mede gegeven de beperkte betrokkenheid van private financiers bij bestaande nucleaire projecten, is een indicatie van een vereist rendement lastig.
  - Uit de interviews en het deskresearch volgt dat de rendementseis op eigen vermogen van private financiers varieert van circa 7-9%[1)] (Hinkley Point C) tot circa 10-15%. De rendementseisen zijn mede afhankelijk van het risicoprofiel van het project, alsmede van het type private financier.

— De rendementseis van private financiers wordt in belangrijke mate bepaald door het risicoprofiel van een project. Wanneer meer zekerheden en garanties gegeven kunnen worden, zal dit naar verwachting leiden tot een lager vereist rendement.
  - Een lager vereist rendement kan mogelijk leiden tot een lagere LCOE.

— Diverse factoren die invloed hebben op het risicoprofiel van het project zijn:
  - zekerheid omtrent succesvolle afronding van het project (i.e. vergunnings-risico en politiek klimaat en stabiliteit van beleid): Politiek commitment in combinatie met een garantie op vroegtijdig stopzetten dempt het risico. Financiering na vergunning kent een lager risicoprofiel;
  - mate van participatie door de overheid en geboden garanties: Overheids-participatie en het verstrekken van overheidsgaranties verlagen het risicoprofiel;
  - doorlooptijd en verwachte tijd tussen de eerste investering en de eerste opbrengsten: Hoe langer deze periode is, hoe groter de onzekerheid. Vergoedingen tijdens de bouwperiode, zoals in het RAB-model, hebben een positief effect; en
  - financieringsinstrument en zekerhedenpositie: Eigen vermogen kent een hoger risicoprofiel dan leningen. Leninggaranties vanuit de overheid of een ECA (export credit agency) kunnen het risicoprofiel van een lening verlagen.

— Rendementen voor andere instrumenten, waaronder (achtergestelde) leningen of exportfinanciering, zijn niet bekend. Marktpartijen zijn terughoudend met het delen van informatie en geven aan dat rendementen (of rentetarieven) projectspecifiek worden bepaald.

Bron: (1) Hinkley Point C, NAO (2018).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

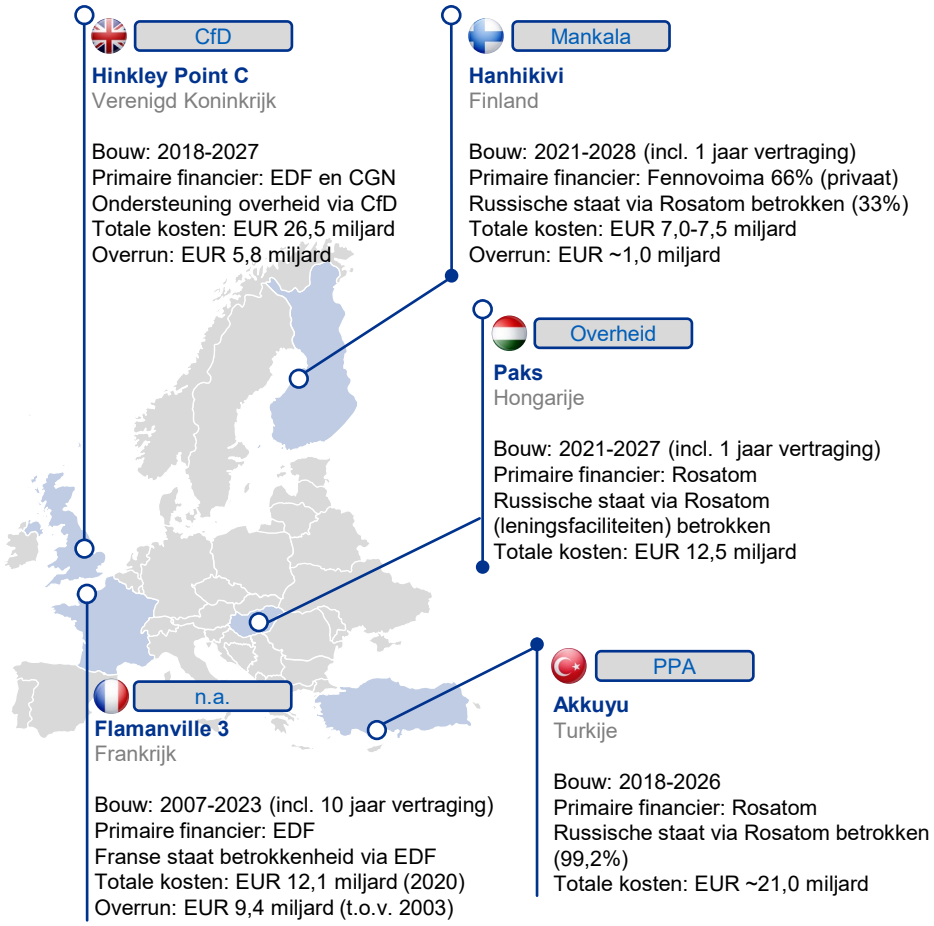
Management samenvatting
Introductie
Keuze technologie
Financiering en garanties
Wet- en regelgeving
Wijze van inzet kerncentrale
Borssele
Impact lokale economie
Locatie kerncentrale
Bijlagen

Introductie
Politiek klimaat, maatschappelijk draagvlak en ESG
Garanties en risicobereidheid private financiers
Rendement en cash flows
Financieringsstructuren
Financieringsmix

Financieringsstructuren

In de markt worden zes verschillende financieringsstructuren waargenomen die mogelijk kunnen worden toegepast bij private financiering

Overzicht financieringsstructuren [1), 2), a)]



In bestaande projecten is, mede gegeven het FOAK-karakter van deze reactoren, veelal sprake van een belangrijke mate van overheidsfinanciering in combinatie met financiering door de vendor

- De bestaande projecten betreffen veelal FOAK-projecten. In gevallen waar geen, zoals in China vaak het geval is, sprake is van volledige overheidsfinanciering wordt over het algemeen gewerkt met een combinatie van (directe) financiering door de overheid en financiering vanuit de vendor.
- Van private financiering is bij bestaande generatie III+ projecten, met uitzondering van Hanhikivi, niet of nauwelijks sprake.

Op basis van bestaande projecten en lopende initiatieven kunnen in de markt diverse financieringsstructuren worden waargenomen

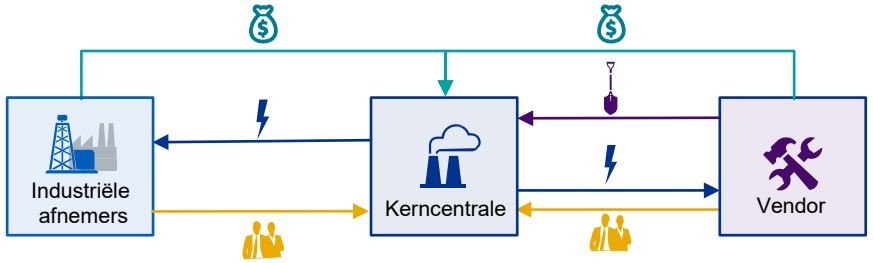
- In de jaren zeventig is in Finland het Mankala-model ontwikkeld, waarbij lokale industriële afnemers van energie tevens financier zijn in de kerncentrale. Dit vaak in combinatie met vendor financing. Hoewel dit in essentie een privaat gefinancierd model betreft, zijn in de praktijk geregeld partijen betrokken waarin (decentrale) overheden een belang houden.
- Een Contract for Difference (‘CfD’) en een Power Purchase Agreement (‘PPA’) zijn modellen die worden toegepast om omzetzekerheid te bieden. Deze modellen regelen niet expliciet de verdeling van overige risico’s. Marktpartijen geven aan dat hiervoor veelal aanvullende garanties zullen worden gevraagd (van de overheid).
- In het Verenigd Koninkrijk wordt daarnaast onderzocht of het Regulated Asset Base-model (‘RAB-model’) kan worden toegepast voor kernenergie, zoals dat reeds het geval is bij grootschalige infrastructuurprojecten. Het RAB-model geeft een gegarandeerd rendement op de gereguleerde activawaarde, verdeelt risico’s tussen financiers en overheid (onder meer via de verdeling van redelijke kosten) en zorgt voor een inkomensstroom tijdens de bouw.
- In deze sectie zijn de diverse financieringsmodellen nader beschreven en wordt een toelichting gegeven op de risicoverdeling en mogelijke rol van de overheid.

Notitie: (a) De gepresenteerde kerncentrales kennen alle een hoge of volledige mate van vendor-financiering. Enkel bij Flamanville 3 is een binnenlandse vendor (EDF) betrokken, bij de overige voorbeelden betreft de vendor een buitenlandse partij.
Bron: (1) o.a. rapportages EDF, UK Gov, Rosatom, Fennovoima, MVM en WNN. (2) Modern financial models of nuclear power plants, Terlikowski et al. (2019). KPMG-analyse.

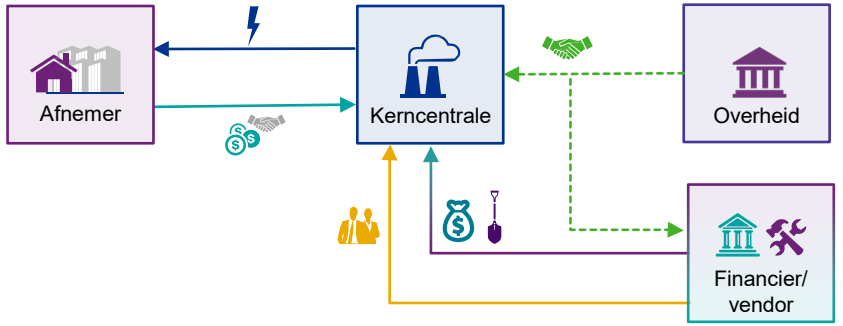
© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Het Mankala-model is een coöperatief kostprijsmodel. Het RAB-model biedt een vergoeding op basis van redelijke kosten die wordt betaald over gereguleerde activa

Mankala [1), 2)]



RAB [2), 3)]



Energie | Bouw | Financiering | Omzet uit energieverkoop | Participatie in centrale | Prijsafspraken

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.

— Dit model, dat slechts in Finland is toegepast, is één van de voorbeelden waarbij private partijen participeren in de financiering van nucleaire energie.
— Een consortium wordt gevormd van meerdere private partijen welke gezamenlijk een meerderheid van de aandelen in de kernreactor voor hun rekening nemen. De private investeerders voorzien in de behoefte van zowel het in te brengen eigen als vreemd vermogen. Bij Hanhikivi is sprake van een combinatie van vendor-financiering en export credit, naast financiering door de private participanten. De vendor (Rosatom) dient een turnkey-reactor op te leveren en loopt daarmee het bouwrisico. De overheid heeft geen garanties verstrekt.[1)]
— De participanten zijn verplicht om de gegenereerde stroom af te nemen naar rato van het eigen aandeel in de Mankala-vennootschap. Vervolgens kunnen deze partijen de energie gebruiken voor hun eigen activiteit of deze voor verkoop aanbieden op de energiemarkt.[2] De verdeling van de overige risico's is afhankelijk van separate afspraken en eventuele garanties.

In het RAB-model worden reeds tijdens de bouw inkomsten gegenereerd. Deze moeten een redelijk rendement bieden aan financiers ter compensatie van onder meer bouwrisico's en ontmantelingsrisico

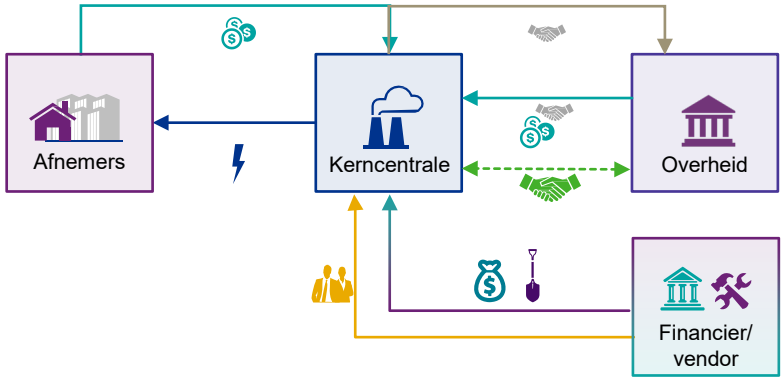
— Binnen het RAB-model worden de bouwkosten verdeeld tussen de private financiers en de partij(en) die de RAB-vergoeding betalen (bijvoorbeeld de overheid). De RAB-vergoeding wordt vanaf de start van het project betaald over zogeheten 'gereguleerde activa'. De vergoeding wordt zo bepaald dat de 'redelijke' 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 resulteert. Een regulator (onafhankelijke derde) bepaalt wat 'redelijke kosten' zijn. Kosten boven het redelijke niveau zijn voor rekening van de private financier. Hiermee wordt een zekere mate van risicospreiding bereikt.
— In het RAB-model kunnen 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.

Bron: (1) Mankala Principle, Finse ministerie van economische zaken (2018). (2) Modern financial models of nuclear power plants, Terlikowski et al. (2019). (3) RAB model for nuclear, Department for Business, Energy & industrial strategy (2020). KPMG-analyse.

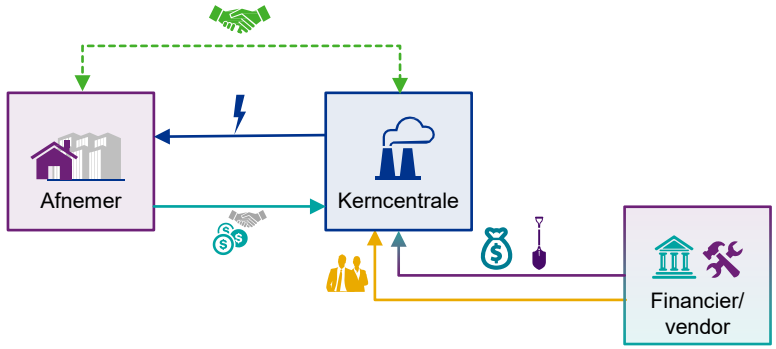
© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Een CfD biedt omzetzekerheid tot een bepaalde strike price. Een PPA is een langjarige volume- en prijsafspraak tussen een energieleverancier en afnemer

CfD [1]



Power Purchase Agreement ('PPA') [2]



Energie | Bouw | Financiering | Omzet uit energieverkoop | Participatie in centrale | Prijsafspraken

Bij een Contract for Difference (CfD) staat de overheid langjarig (30-35 jaar) garant voor een prijs per MWh[1)]

- Een CfD werkt op basis van een '*strike price*' per MWh welke de exploitant van de kerncentrale in de toekomst ontvangt voor de geproduceerde energie. Indien de marktprijs beneden dit niveau ligt, vult de tegenpartij (i.e. overheid) dit verschil aan ten gunste van de exploitant en indien de marktprijs boven de *strike price* ligt, komt dit ten gunste van de tegenpartij (i.e. de overheid).
- De *strike price* zal mede afhankelijk zijn van de risico's die bij de private financiers blijven, alsmede het deel van de investering dat door deze partijen wordt ingevuld.
- Een CfD biedt slechts omzetzekerheid. Het afsluiten van een CfD dekt niet risico's op bijvoorbeeld ontmanteling, vergunningsrisico en bepaalde *black swan*-risico's tijdens de bouw. Op basis van interviews is het dan ook de verwachting dat private financiers om additionele garanties zullen vragen.
- Een afspraak zoals bij Hinkley Point C, waar EDF het volledige bouwrisico loopt en een *strike price* krijgt die rekening houdt met dat investeringsrisico, wordt door marktpartijen voor toekomstige projecten niet als reëel gezien.

Door middel van een vooraf bepaalde energieafname tegen een vaste prijs biedt een PPA (gedeeltelijke) omzetzekerheid

- PPA's zijn de meest voorkomende vorm van langetermijngaranties in de huidige energiemarkt. Hierbij worden vaste, voorafgaande, afspraken gemaakt over de afname en (eventueel) prijs tussen een energieleverancier en een afnemer van energie voor een periode van 10-15 jaar. PPA's kennen over het algemeen een startdatum binnen nu en enkele jaren. Het afsluiten van een PPA met een startdatum over 11-15 jaar is niet mogelijk. Hiervoor bestaat geen actieve markt.
- Evenals een CfD biedt een PPA slechts omzetzekerheid. Het belangrijkste verschil tussen een CfD en een PPA is dat een PPA tevens een volumeverplichting omvat, naast prijsafspraken. Omdat een PPA slechts het omzetrisico afdekt, zijn aanvullende garanties naar verwachting gewenst.
- In Turkije (Akkuyu) is een PPA toegepast waarbij voor een deel van het productie-volume met TETAS (gerelateerd aan de Turkse staat) een vaste prijsafspraak gemaakt is voor een periode van 15 jaar. In Nederland lijkt een vergelijkbare afspraak niet mogelijk, aangezien er geen overheidsenergiebedrijf is.

Bron: (1) Hinkley Point C, NAO (2018). (2) Akkuyu nuclear power plant in Turkey, WANO (2020). KPMG-analyse.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Indien naast overheidsfinanciering private financiering wordt gezocht, achten marktpartijen het RAB-model en/of een CfD met garanties mogelijk het meest opportuun

"Door de veiligheid van het RAB-model maakt dit model het aantrekkelijker om te investeren. Nieuwe ontwikkelingen worden automatisch onderdeel van de nieuwe assetbasis."

"Een kerncentrale kent een onzekere marktafname. Zodoende zal je met capaciteitsbetalingen moeten werken of met directe subsidie. Het RAB-model kan dit faciliteren."

"We zijn niet bereid het gehele marktrisico te nemen, hiervoor heb je bijvoorbeeld een CfD nodig in aanvulling van garanties tijdens de bouwfase. Een RAB is eveneens aantrekkelijk."

Voor private financiering van een nieuwe grote kerncentrale stellen diverse marktpartijen een RAB-model voor

- Marktpartijen geven aan dat bij een nieuw te ontwikkelen generatie III+ kerncentrale, overheidsfinanciering naar verwachting een belangrijke component zal zijn.
- Indien private financiers kunnen worden betrokken, zijn diverse financierings-structuren mogelijk. Private financiers geven aan dat het RAB-model hierbij mogelijk het meest aantrekkelijk is. Dit vooral vanwege het feit dat reeds tijdens de bouw rendement wordt betaald en er relatief veel duidelijkheid bestaat over vergoeding, risicoverdeling en rendement (zie volgende pagina).
- Financiering op basis van een CfD geeft invulling aan de wens van private financiers om omzetrisico te beperken, maar lijkt op basis van de interviews met private financiers en andere marktpartijen pas interessant wanneer de overheid bereid is om diverse garanties te verstrekken.
- Voor een Nederlands reactorproject lijken het Mankala-model (als gevolg van ontbreken voldoende participanten) en een PPA (gegeven illiquide markt en ontbreken overheidsenergiebedrijf) minder goed toepasbaar.

Uiteindelijk is de keuze voor een bepaalde structuur echter een tweede stap en van secundair belang. Het financieringsvraagstuk begint met de risicobereid-heid van private financiers en in hoeverre de overheid hier invulling aan wenst te geven

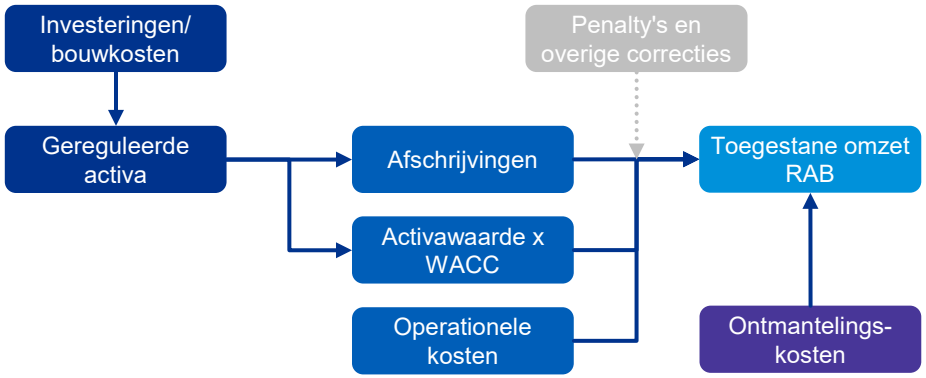
- Marktpartijen geven aan dat voor private financiering allereerst sprake moet zijn van een bewezen design, een goede ESG-case, voldoende maatschappelijk draagvlak en een stabiel politiek beleid ten aanzien van kernenergie. Als één of meerdere van deze zaken niet op orde is, lijkt private financiering niet reëel.
- Daarnaast ontstaat een duidelijk beeld over het gewenste risicoprofiel voor private financiers. Private financiers zijn bereid om risico's te lopen die door hen te beheersen zijn, zoals regulier bouwrisico en regulier operationeel risico tijdens de exploitatie. Andere risico's dienen afgedekt te worden. In alle modellen (met uitzondering van Mankala)[1)] kan dit gestructureerd worden en zal dit om overheidsbetrokkenheid vragen. Dit maakt de discussie over structurering secundair, waarbij de overheid eerst zal moeten bepalen welke bijdrage deze bereid is te leveren.

Bron: (1) Modern financial models of nuclear power plants, Terlikowski et al. (2019).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Het RAB-model kan voor private financiers aantrekkelijk zijn, omdat het rendement biedt vanaf de start van de bouw en zorgt voor een nauwkeurige verdeling van risico's

Schematisch overzicht RAB-model [1)]



Bron: (1) RAB model for nuclear, Department for Business, Energy & industrial strategy (2019).

Visie marktpartijen op RAB-model

"Het RAB-model heeft als voordeel dat betalingen op dag één gemaakt worden, waardoor niet 10 jaar risico gelopen wordt zonder kasstromen."

"Een deel van de RAB-vergoeding zal vanuit de overheid moeten komen in de vorm van subsidie."

Om invulling te geven aan de behoefte van private financiers van rendement vroegtijdig in het project, stellen veel marktpartijen een RAB-model voor…

- Langetermijninfrastructuurprojecten hebben en behoeven normaliter een laag risicoprofiel. In het Verenigd Koninkrijk is voor de financiering van dit soort grootschalige projecten het *Regulated Asset Based model* ('RAB') ontwikkeld.
- De belangrijkste voordelen van het RAB-model voor een investeerder zijn:
  - In het RAB-model wordt reeds tijdens de bouwfase een opbrengst vergoed.
  - Het model biedt een hoge mate van zekerheid ten aanzien van het rendement door een vaste vergoeding te bieden (inclusief een rendement op de gereguleerde activa) over een redelijk kostenniveau dat afschrijvingen op investeringen, operationele kosten en kosten voor ontmanteling omvat.
  - 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.
- Private financiers en andere marktpartijen geven aan dat het RAB-model ook voor een Nederlands reactorproject mogelijk interessant kan zijn.

… echter, het RAB-model is nog niet eerder toegepast bij kerncentrales en de toepassing bij een Nederlands kerncentraleproject kent de nodige uitdagingen

- Het is van belang om aan de voorkant de haalbaarheid van het project in te schatten. Immers, de overheid vergoedt vanaf de start opbrengsten aan de private financiers die bij vroegtijdig stopzetten volledig afgeschreven worden.
- 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. Het is vooralsnog onduidelijk hoe dit gestructureerd dient te worden en bij wie dit resultaat terechtkomt.
- In de marktconsultatie die wordt uitgevoerd in het Verenigd Koninkrijk worden diverse opties genoemd, maar is nog geen keuze gemaakt. Dit vraagt ook in de Nederlandse context om een nadere uitwerking.[1)]
- Uitgewerkt dient te worden hoe de RAB-vergoeding wordt gedekt. In het Verenigd Koninkrijk is dit vooralsnog via de energie- of waterrekening. Dit lijkt niet te passen in een geliberaliseerde energiemarkt. Een alternatief is het verstrekken van een subsidie.[1)]

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Voor de private financiering van SMR's zijn de mogelijkheden wellicht breder en is private financiering mogelijk meer opportuun

"Door de schaalgrootte van een SMR lijkt deze op termijn beter financierbaar voor private partijen."

"Bij de eerste SMR(s) is overheidsbetrokkenheid meer voor de hand liggend."

"Is het acceptabel om 10 jaar zonder cashflow af te dekken? Eigenlijk moet je modulair bouwen, om een ramp-up te creëren."

Gegeven de beperktere investeringsomvang en kortere looptijd zijn de private financieringsmogelijkheden wellicht breder voor SMR's dan bij grote kerncentrales

— De specifieke karakteristieken van een SMR maken dat private financiering op basis van een RAB, PPA of CfD in de toekomst wellicht mogelijk is:
  - De gemiddelde investeringskosten (EUR 1,4-2,7 miljard)[1)] liggen lager dan bij grote generatie III+ kerncentrales en zijn daardoor beter te dragen door één of enkele private financiers.
  - De doorlooptijd van de bouw is gemiddeld 4-5 jaar na vergunningverlening,[2)] waardoor de periode waarin bouwrisico wordt gelopen beperkter is. Daarnaast is de periode tussen start van de bouw en de eerste opbrengsten uit verkoop van elektriciteit korter dan bij grote kerncentrales. Dit betekent dat private financiers eerder rendement ontvangen.
  - Bovenstaande leidt ertoe dat diverse marktpartijen verwachten dat op de langere termijn private financiering van SMR's een mogelijkheid zou kunnen zijn. Het is hierbij te verwachten dat een aantal garanties, bijvoorbeeld op *black swan*-risico's, onverminderd relevant blijft voor private financiers. Deze risico's blijven immers niet beheersbaar voor private partijen.

— Net als bij grote kerncentrales geven marktpartijen aan dat private financiers niet bereid zullen zijn om FOAK-risico's te lopen. Indien Nederland niet wil wachten tot een bewezen ontwerp gebouwd en bewezen is, dan zal overheidsbetrokkenheid en/of vendor-financiering gewenst zijn.

Bron: (1) Economics and finance working group report, Canada's SMR Roadmap (2018). (2) Economics and finance of Small Modular Reactors: A systematic review and research agenda, Mignacca & Locatelli (2020).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Management samenvatting
Introductie
Keuze technologie
Financiering en garanties
Wet- en regelgeving
Wijze van inzet kerncentrale Borssele
Impact lokale economie
Locatie kerncentrale
Bijlagen

Introductie
Politiek klimaat, maatschappelijk draagvlak en ESG
Garanties en risicobereidheid private financiers
Rendement en cash flows
Financieringsstructuren
Financieringsmix

Financieringsmix

Bij een grote kerncentrale lijkt een substantieel deel overheidsfinanciering onvermijdelijk. Bij een SMR zijn de mogelijkheden voor private financiering wellicht beter

"Grote projecten zijn voor private projectfinanciering te groot, het kan enkel door middel van gecombineerde infrastructuurfondsen en met overheidsgarantie."

"Mogelijk is een private partij bij een SMR bereid om marktrisico te nemen. Echter niet voor een FOAK en ten vroegst medio 2030"

"Grote generatie III reactoren zijn niet meer nieuw, ontwikkelaars hebben reeds een goedgekeurd design. Voor kleinere SMR's is eerst een lang R&D-traject nodig."

Het is de verwachting van marktpartijen dat bij een grote kerncentrale de mogelijkheden voor private financiering beperkt zijn en de overheid een substantieel deel zal moeten bijdragen

— Marktpartijen geven aan dat private financiering zonder vergaande garanties vanuit de overheid niet of lastig haalbaar is. Veelal wordt in aanvulling op diverse overheidsgaranties verwacht dat de overheid deelneemt in het project en een (belangrijk) deel van de (eigen vermogen) financiering invult. Hierbij komt dat, los van de risico's, een grote kerncentrale voor veel private investeerders te groot is en een te lange horizon kent.

— Gegeven de substantiële overheidsbijdrage geven meerdere marktpartijen aan dat 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. Marktpartijen geven aan dat de overheid op dat moment een verkoop zou kunnen overwegen.

— Kanttekening hierbij is dat private partijen niet alleen kapitaal inbrengen, maar tevens kennis. Daarnaast kan betrokkenheid van private financiers disciplinerend werken. Dit kan een reden zijn om, naast de overheidsinvestering, private financiering via pensioenfondsen, institutionele beleggers en/of een vendors/energieleverancier te overwegen.

Op termijn biedt de ontwikkeling van een SMR mogelijk meer mogelijkheden voor private financiering

— Hoewel SMR's nog in ontwikkeling zijn, biedt de ontwikkeling van SMR's mogelijk kansen voor private financiering. Marktpartijen geven hierbij aan dat private financiering pas reëel is nadat (in Europa) enkele SMR's met succes zijn gerealiseerd en sprake is van een bewezen technologie en design (i.e. na 2030). FOAK-risico's worden ook bij SMR's bij de overheid belegd.

— Door de beperktere omvang en kortere doorlooptijd, zijn mogelijk meerdere typen partijen geïnteresseerd en zou bijvoorbeeld een combinatie van institutionele investeerders en een energieleverancier een mogelijkheid kunnen zijn.

— Ook in dit geval zal de overheid naar verwachting altijd betrokken moeten zijn via diverse garanties op risico's die niet door private financiers zijn te beheersen.

Bron: (1) Deeds not words: Barriers and remedies for Small Modular nuclear Reactors, Mignacca et al. (2020).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Management samenvatting
Introductie
Keuze technologie
Financiering en garanties
Wet- en regelgeving
Wijze van inzet kerncentrale Borssele
Impact lokale economie
Locatie kerncentrale
Bijlagen

Vergunning
Bouwtijd
Ontmanteling
Afval

Vergunning

In het recente verleden zijn kosten- en tijdsoverschrijdingen als gevolg van het vergunningverleningsproces veelvoorkomend geweest

"De kosten die gemaakt zijn in het VK als gevolg van aangescherpte nationale veiligheidseisen leveren grote risico's op voor de ontwikkelaar. Dat heeft Hitachi aan den lijve ondervonden."

"Er ontbreekt een internationaal framework waaraan elke nationale vergunningverlener zich 100% conformeert. Zolang dat er niet is, blijft het onzekerheid troef."

"Maak de keuze voor een bestaand ontwerp, en maak/vraag geen wijzigingen aan het design."

"De veiligheidseisen blijven zich ontwikkelen. Als deze veranderen tijdens de bouw, dan levert dat vertragingen op door naar verwachting aangescherpte eisen van de vergunningverlener. Hier moet aan de voorkant maximale transparantie over zijn."

"In Finland daar heeft Fukushima heel erg gespeeld. Als zoiets gebeurt, dan moet de vergunningverlener daarvan leren en er acties aan verbinden. Dan gaat de vergunningverlener toch tijdens de bouw in gesprek over aanvullende eisen."

De specifieke ontwerpeisen per land en de mogelijke wijzigingen aan het ontwerp tijdens de bouw leveren (grote) risico's op

— Marktpartijen identificeren een aantal risico's als gevolg van het vergunningverleningsproces, zoals de specifieke ontwerpeisen per land en mogelijk gevraagde wijzigingen aan het ontwerp tijdens de bouw welke tot vertragingen en kostenoverschrijdingen kunnen leiden.

- Voorbeeld van het eerstgenoemde zijn de door marktpartijen genoemde specifieke brandveiligheidseisen bij Hinkley Point C.
- Een voorbeeld van wijzigingen tijdens de bouw aan het ontwerp trad op toen de Finse vergunningverlener aanpassingen aan de veiligheidseisen maakte tijdens de bouw van Olkiluoto 3 als gevolg van Fukushima.[1)]
- Een ander voorbeeld van wijzigingen tijdens de bouw kwam toen de Amerikaanse vergunningverlener 7 jaar na de aanvraag van de vergunning voor Vogtle nieuwe vereisten (eerst op het vlak van vliegtuiginslag, en later op het vlak van tornado's en aardbevingen) introduceerde. Dit resulteerde in onvoorziene uitdagingen in engineering, en het kostte uiteindelijk bijna 2 jaar om hieraan te voldoen. Met als gevolg vertragingen en kostenoverschrijdingen.[1)]

Hoe besluitvorming omtrent de vergunning plaatsvindt is niet in elk land hetzelfde en kan hierdoor een toetredingsbarrière vormen

— Daarnaast kan het besluitvormingsmodel omtrent de vergunning en de investeringsbeslissing voor hoge kosten en risico's zorgen en zo een toetredingsbarrière vormen.

- In het geval van Hinkley Point C is volgens diverse marktpartijen door de ontwikkelaar grofweg EUR 1 miljard aan de ontwerpfase gespendeerd voordat de finale investeringsbeslissing door de overheid gemaakt werd. Daarnaast is volgens marktpartijen nog eens EUR 1 miljard gespendeerd aan voorbereidende bouwwerkzaamheden. Diverse nieuwsberichten bevestigen de uitgegeven bedragen en noemen een range van EUR 1-3 miljard.[2)]
- Eenzelfde soort problematiek heeft ertoe geleid dat in Wales, Wylfa Newydd, Hitachi zich in 2020 heeft teruggetrokken uit het project, met als gevolg een afschrijving van USD 2,8 miljard.[3)] De ontwikkelaar had bijvoorbeeld al het land aangekocht en voorbereidingen getroffen, om er vervolgens niet uit te komen met de Britse vergunningverlener (die nog een aantal eisen stelde).

Bron: (1) Unlocking reductions in the construction costs of nuclear: a practical guide for stakeholders, OECD-NEA (2020). (2) EDF's Hinkley Point seen overrunning budget - Le Monde, Reuters (https://www.reuters.com/article/uk-edf-hinkley-overun/edfs-hinkley-point-seen-overrunning-budget-le-monde-idUKKBN19F0BF, geraadpleegd op 10 juni 2021). (3) Hitachi withdraws from UK new-build project, World Nuclear News (https://world-nuclear-news.org/Articles/Hitachi-withdraws-from-UK-new-build-project, geraadpleegd op 10 juni 2021).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Marktpartijen pleiten dan ook vooral voor transparantie, harmonisering en voorspelbaarheid in het Nederlandse vergunningverleningsproces

De tien geldende veiligheidsprincipes van de IAEA

Verantwoordelijkheid voor veiligheid	Beperking risico's individuen	Voorbereiding en respons op noodsituaties
Overheidsrol	Bescherming van huidige en toekomstige generaties	Beschermende acties ter vermindering van bestaande of ongereguleerde stralingsrisico's
Leiderschap en management van veiligheid	Het voorkomen van ongelukken	Optimalisatie van bescherming
Rechtvaardiging van faciliteiten en activiteiten		

Bron: IAEA Nuclear Security Series No. 20, IAEA (2013).

"In de ideale wereld gaat de nucleaire sector beschikken over een soort gold standard waaraan in zijn algemeenheid voldaan moet worden. Zodat overal ter wereld een uniform kader geldt."

"Nederland kan gebruikmaken van het harde werk van de vergunningverlener in het Verenigd Koninkrijk."

Het advies van de marktpartijen is om transparantie en voorspelbaarheid te creëren over het vergunningverleningsproces voor en tijdens de bouw

— Het is volgens marktpartijen belangrijk om aan de voorkant zo goed als het kan duidelijk te hebben wat de procedure is, welke gevraagde informatie beschikbaar gesteld moet worden en wat het kader is waaraan voldaan moet worden.

— Marktpartijen hebben daarnaast een breed gedragen wens om geen extra wijzigingen in het design gedurende de bouw te eisen als vergunningverlener; dit brengt extra kosten met zich mee.

- Ze roepen op om belangengroepen zo min mogelijk het beleid te laten beïnvloeden tijdens de bouw en structureel en consequent beleid te voeren.
- Daarnaast verzoeken ze om helder te zijn over hoe omgegaan wordt met voortschrijdend inzicht in de veiligheidstechnieken – bijvoorbeeld door een incident, of nieuwe technologische ontwikkelingen – en van tevoren afspraken te maken hoe ermee om te gaan, mochten deze optreden.

— Marktpartijen willen bij een positief besluit om een kerncentrale te ontwikkelen, zo snel als mogelijk met de ANVS om tafel om de klokken gelijk te zetten en de informatie-uitwisseling te starten.

Om kosten te drukken, geven marktpartijen aan een sterke wens te hebben dat Nederland zo veel als mogelijk aansluit bij internationale standaarden…

— Om kosten te drukken, geven marktpartijen aan een sterke wens te hebben dat Nederland zo veel als mogelijk aansluit bij internationale standaarden, zoals van de IAEA, en standaarden die door andere westerse landen zijn opgesteld naar aanleiding van de bouw van een generatie III+ kerncentrale.

… en daarnaast zo veel mogelijk bewijs toelaat dat gebruikt is in het vergunningverleningsproces in andere westerse landen

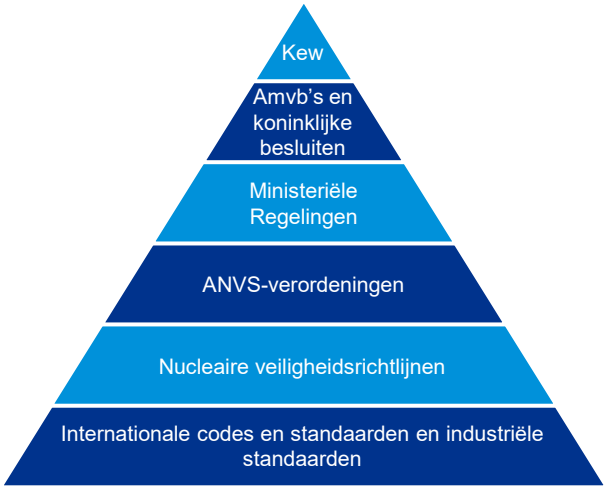
— Marktpartijen geven aan dat het toestaan van bewijs uit vergunningverlenings-trajecten in andere westerse landen (zoals VK, Finland, VS en Frankrijk) behulpzaam kan zijn om de doorlooptijd en kosten te drukken.

— Ook de harmonisering van het vergunningverleningsproces op Europees niveau is wenselijk (zie pagina 90).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Nederland kent, naast eisen uit internationale regelgeving, eigen ontwerp- en veiligheidseisen

Het Nederlandse wettelijke kader kent onder de Kernenergiewet deze opbouw



Bron: Wegwijzer Nationaal beleid Nucleaire Veiligheid en stralingsbescherming 2018, ANVS (2018). KMPG-analyse.

De Kernenergiewet vormt de basis voor vergunningverlening in Nederland, waarbij de ANVS bevoegd gezag is

— De Kernenergiewet legt de basis voor regelgeving en voorschriften omtrent nucleaire veiligheid en stralingsbescherming. De Kernenergiewet doet dit onder meer door een vergunning te verplichten voor inrichtingen waar kernenergie kan worden vrijgemaakt en/of splijtstoffen worden opgeslagen en voor de meeste handelingen met bronnen van ioniserende straling. Deze wet bepaalt dat de ANVS deze vergunningen kan verlenen en bevoegd gezag is.

— De onderwerpen in de Kernenergiewet zijn uitgewerkt in een aantal Algemene Maatregelen van Bestuur (Amvb), ministeriële regelingen en ANVS-verordeningen. Zie de figuur links voor een overzicht van de opbouw van het Nederlandse wettelijke kader.[1)]

De ANVS maakt gebruik van de eigen Handreiking VOBK om te toetsen

— De Handreiking VOBK (een Veilig Ontwerp en het veilig Bedrijven van Kernreactoren)[2)] uit 2015 is een uitwerking van de striktere veiligheidsprincipes en geldt als handreiking voor de werkwijze van de ANVS. Mede aan de hand van dit document toetst de ANVS de vergunningsaanvraag en de ingeleverde informatie. De Handreiking VOBK is samengesteld op basis van een combinatie van Duitse, Finse en IAEA-vereisten. In 2020 zou deze geactualiseerd worden, maar dit is nog niet gebeurd.

— In de Handreiking VOBK wordt het principe van '*comply or explain*' gehanteerd. Dit betekent dat ontwikkelaars de ruimte hebben alternatieven aan te reiken, zolang aangetoond wordt dat de juiste mate van veiligheid gerealiseerd wordt.

Nederlandse regelgeving en beleidsvorming sluiten zo veel mogelijk aan op internationale codes en standaarden, zoals actuele IAEA *requirements* en guidelines en de kaders (Reference Levels) van de WENRA

— Nederland sluit zo veel mogelijk aan bij internationaal geaccepteerde beginselen, aanbevelingen, praktijken en afspraken omtrent nucleaire veiligheid.[a)] Nationale omstandigheden, waaronder de specifieke Nederlandse context en beleidswensen, zijn soms aanleiding voor een specifieke invulling.

— Nederland heeft bijvoorbeeld de *requirements* en *guidelines* van IAEA en de kaders (Reference Levels) van de WENRA (Western European Regulators Association) vertaald in eigen regelgeving.[3)] Nederland geeft daarnaast bijvoorbeeld met zijn beleid en regelgeving invulling aan het Euratom-verdrag voor nucleaire veiligheid en stralingsbescherming.[1)]

Notitie: (a) Deze zijn met inbreng van en in overleg met Nederland tot stand gekomen onder leiding van Euratom, IAEA, OECD/NEA, VN3, WHO, ILO, OSPAR, ENSRA, ESARDA, HERCA, EACA, ENSREG en de WENRA.

Bron: (1) Wet- en regelgeving, ANVS (https://www.autoriteitnvs.nl/onderwerpen/wet--en-regelgeving, geraadpleegd 10 juni 2021). (2) Handreiking VOBK, ANVS (autoriteitnvs.nl/onderwerpen/nucleaire-veiligheid/handreiking-vobk, geraadpleegd 10 juni 2021). (3) IAEA Nuclear Security Series No. 20, IAEA (2013).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

ANVS geeft aan zo veel als mogelijk open te staan voor internationale harmonisering, maar dat zij niet kan uitsluiten dat er wijzigingen plaatsvinden tijdens de bouw

Handreiking continu verbeteren van de nucleaire veiligheid

'Sinds 2011 is de Regeling implementatie richtlijn nr. 2009/71/Euratom inzake nucleaire veiligheid in werking getreden. Deze regeling legt vergunning-houders van nucleaire installaties op grond van […] de Kernenergiewet een aantal verplichtingen op. […] Het doel van deze verplichtingen is ervoor te zorgen dat kerninstallaties gaan voldoen en blijven voldoen aan de stand van de techniek en de wetenschap.'

Bron: Handreiking continu verbeteren van de nucleaire veiligheid, ANVS (2015).

"Elke nationale vergunningverlener zal specifiek willen kijken naar de locatie en de vereisten aan de veiligheid die daar zullen gelden."

"In Finland zagen wij allemaal wat voor effect Fukushima had op het vergunningverleningstraject."

De ANVS geeft aan zo veel als mogelijk aan te sluiten bij internationale standaarden en als het kan gebruik te maken van eerdere bewijsvoering

- De ANVS geeft aan zo veel mogelijk aan te sluiten bij internationale standaarden. Ontwerpen die daaraan voldoen kunnen dan ook bewijsvoering om dat aan te tonen gebruiken in Nederlandse context.
- De ANVS geeft aan dat het Nederlandse wettelijke kader doelstellend is. Dit biedt ruimte voor het aansluiten bij buitenlandse ontwerpcodes en standaarden, in het toestaan van bewijsvoering uit eerdere projecten.
- De door de ANVS gehanteerde Handreiking VOBK zal naar verwachting het meest aansluiten op Europese vergunningsvereisten en minder op eisen uit de VS.
  - Zo kent de VS bijvoorbeeld een normstellend kader als het gaat om stralingsbescherming. Als de norm gehaald wordt, is het ontwerp akkoord. EU-normen geven aan dat bovenop de norm nog dosisoptimalisatie moet plaatsvinden en zijn daarmee potentieel strenger.
- Daarnaast zal te allen tijde rekening gehouden moeten worden met locatie-specifieke omstandigheden (bijvoorbeeld aardbevingsrisico of overstromings-kansen). In Nederland vindt de typegoedkeuring van een ontwerp tezamen met de locatiegoedkeuring plaats (in tegenstelling tot de VS).
  - In Nederland kan bijvoorbeeld specifiek gekeken moeten worden naar bouw op kleigrond, of dat de centrale onder zeespiegelniveau gebouwd wordt.
  - Daarnaast is Nederland een dichtbevolkt land. Dit kan leiden tot strengere eisen qua acceptatie van stralingsdosis buiten de terreingrens.

Nieuwe inzichten op het gebied van nucleaire veiligheid kunnen binnen redelijkheid leiden tot aangescherpte eisen tijdens en na de bouw

- Nucleaire installaties zijn in Nederland verplicht de veiligheid continu te verbeteren (vergelijkbaar met Finland). Nieuwe inzichten kunnen dus (binnen redelijkheid) leiden tot aangescherpte eisen voor, tijdens en na de bouw.
- Wanneer er bijvoorbeeld ergens een nucleair incident plaatsvindt, zal de ANVS bekijken of het nodig is aanvullende veiligheidseisen te stellen. Ook tijdens de bouw. Hetzelfde vraagt zij van de vergunninghouder, die primair verantwoordelijk is voor de nucleaire veiligheid en de continue verbetering daarvan.
- De ANVS kan dus niet uitsluiten dat er wijzigingen plaatsvinden tijdens de bouw. Dit zal altijd binnen redelijkheid zijn waarin de veiligheidswinst afgewogen moet worden tegen de kosten van een veiligheidsverhogende aanvullende eis.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Marktpartijen zijn voorzichtig optimistisch dat het aansluiten bij andere vergunningverleners daadwerkelijk tot kostenbesparingen zal leiden

"De ANVS is naar verwachting goed in staat om op een degelijke wijze – onder andere op basis van de ervaringen met Borssele – het vergunningstraject te managen."

"De praktijk is weerbarstig. De kans dat er alsnog aanvullende vereisten tijdens de bouw gesteld worden is groot."

"Zonder stabiel beleid van de overheid zal het vergunningstraject onzeker en spannend worden."

Marktpartijen beoordelen het standpunt van de ANVS overwegend positief, maar verwachten toch kostenopdrijvende vragen, eisen en aanpassingen

— Marktpartijen zijn over het algemeen positief over het kader, de werkwijze en het standpunt van de ANVS ten aanzien van de mogelijkheid om bewijs uit andere projecten te kunnen gebruiken in Nederlandse context.

— Er is dus waardering vanuit de marktpartijen voor de pogingen van o.a. de ANVS om waar mogelijk harmonisatie na te streven van internationale vergunnings-vereisten. Echter, er wordt ook vastgesteld dat er nog geen zekerheid is voor een marktpartij dat deze met reeds eerder (elders) gebruikte informatie/bewijs het vergunningverleningsproces in Nederland danig kan versimpelen voor de aanvrager.

  - De locatiespecifieke eisen zijn een voorbeeld waar toch significante additionele eisen uit kunnen komen.

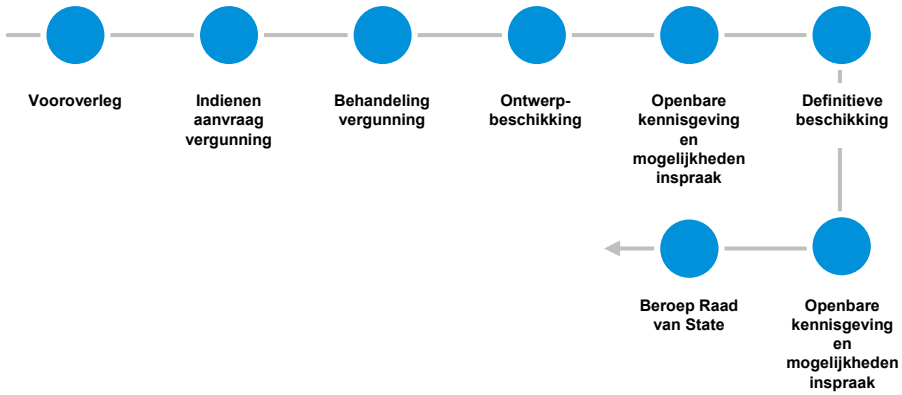
— Marktpartijen zijn voorzichtig in hun verwachting als het gaat om het daadwerke-lijk kunnen realiseren van kostenbesparingen in het vergunningverleningsproces en tijdens de bouw. De ervaring leert dat in de praktijk toch aanvullende vragen gesteld worden en specifieke aanpassingen geëist worden. Zeker met het oog op het principe van 'continu verbeteren' (zie vorige pagina). De ANVS sluit dit ook niet uit.

— Ook blijft een stabiel politiek beleid een aandachtspunt dat marktpartijen adresseren. Marktpartijen constateren dat de ANVS als gevolg van een veranderend politiek klimaat mogelijk haar vereisten kan/moet aanscherpen.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Een kerncentrale op basis van een bewezen ontwerp kent een verwacht vergunningstraject van ~3-5 jaar, wat in lijn is met buitenlandse trajecten

Vergunningverleningsproces voor een kerncentrale in Nederland



Bron: Vergunningenbeleid ANVS (2019). KMPG-analyse.

De wettelijke termijn voor vergunningverlening (vanaf aanvraag) is 6 maanden, maar het hele proces inclusief vooroverleg en procedures zal naar verwachting ~3-5 jaar kosten

— De wettelijke termijn voor het behandelen (ontwerpbeschikking, inspraak, definitieve beschikking) van een vergunningsaanvraag voor een kerncentrale is 6 maanden. Indien de aanvraag een zeer ingewikkeld of omstreden onderwerp betreft, kan de beslistermijn met een redelijke termijn verlengd worden.

— Dit biedt in de praktijk te weinig tijd gezien de complexiteit, daarom organiseert de ANVS een uitgebreid informeel vooroverleg van een aantal jaar.

- Hierin wordt gesproken met de ontwikkelaar en uitgewisseld welke informatie benodigd is om een ontvankelijke formele aanvraag in te dienen. De ANVS geeft in dit vooroverleg duidelijkheid over haar verwachtingen aan de veiligheidsonderbouwing en noodzakelijke vergunningsstukken.

— Na de ontvangst van de vergunningsaanvraag heeft de ANVS 6 maanden om het besluit tot vergunningverlening te nemen. Daar kan dan vervolgens beroep tegen aan worden getekend bij de Raad van State.

— Veelal parallel aan de vergunningsprocedure op grond van de Kernenergiewet kunnen de andere benodigde procedures doorlopen worden. Denk hierbij aan procedures als de MER-procedure, bestemmingsplan, natuurwetvergunning (o.a. stikstof), vergunningen ten behoeve van het onttrekken en lozen van water, de Flora- en faunawet en een bouwvergunning. Een deel hiervan valt naar verwachting onder Rijkscoördinatie.

— De verwachte doorlooptijd ligt rond de 3-5 jaar, waarbij 3 jaar uitgaat van een proces waarin veel aangesloten kan worden bij eerder bewijs en er geen beroep wordt aangetekend tegen de vergunning.

- Voorwaarde voor een korte doorlooptijd is de kwaliteit, volledigheid en volwassenheid van de veiligheidsdocumentatie, analyses en het reactorontwerp van de initiatiefnemer.
- Deze doorlooptijd is volgens marktpartijen vergelijkbaar met buitenlandse trajecten zoals in het VK.

— Dit proces beschrijft slechts het vergunningsproces voor een vergunning voor de bouw van een kerncentrale. Een ontwikkelaar zal ook op een later moment een vergunning moeten aanvragen voor het in gebruik nemen van de kerncentrale. Deze procedure verloopt parallel aan de bouw van de installatie.

KPMG
© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Een keuze voor een generatie IV reactorontwerp, of een SMR, zal naar verwachting leiden tot een langer vergunningstraject, omdat een kader (deels) ontbreekt

"Generatie IV-modellen die gaan draaien op uranium lijken het meest logisch om als eerste een goedkeuring ergens ter wereld te gaan krijgen. Maar dat gaat nog lang duren."

"Als Nederland voor een SMR wil gaan, dan moeten ze absoluut oplijnen met andere Europese landen die een SMR willen neerzetten. En zo gezamenlijk profiteren van de leereffecten, zoals op het vlak van vergunningverlening."

"Generatie IV is extreem veelbelovend. We hebben echter nog geen idee hoe dat precies moet gaan werken in de praktijk, laat staan aan welke eisen van vergunningverleners ze moeten voldoen."

Een generatie III+ SMR kent naar verwachting een vergunningsproces van ~5 jaar, waarbij de reactortechnologie bewezen moet zijn…

— Diverse marktpartijen geven aan dat bepaalde SMR-ontwerpen wat betreft de reactortechniek vergelijkbaar zijn met bekende en reeds vergunde grote kerncentrales met generatie III+ reactoren.

— Omdat er dan geen (grote) afwijkingen zijn met betrekking tot de reactor-ontwerpen waar de ANVS bekend mee is, kan het vergunningsproces mogelijk een vergelijkbare duur kennen, waarbij de verwachting is dat het eerder richting de 5 jaar zal gaan (afhankelijk van hoe 'conventioneel' de gebruikte technieken in een SMR-ontwerp zijn).

— Er zijn echter nog geen vergunde westerse voorbeelden waaruit met zekerheid geput kan worden. Het is dus geen zekerheid dat er niet aanvullende regelgeving ontwikkeld moet worden door de wetgever en/of de ANVS.

- Wel kan naar verwachting aangesloten worden bij de ervaringen die in de VS, Canada en het VK worden opgedaan door de vergunningverlener met SMR's die daar ontwikkeld worden.

… echter, generatie IV reactortechnieken zijn zodanig nieuw dat er een volledig nieuw vergunningskader opgesteld moet worden

— De generatie IV technologieën zijn dusdanig anders dan de huidige generatie II- en III+ reactoren dat er naar verwachting een geheel nieuw vergunningskader opgesteld moet worden.[1)] De Handreiking VOBK en het IAEA-kader zijn vooral geschreven voor de watergekoelde reactoren (PWR, BWR), en daardoor enkel op hoofdlijnen te gebruiken voor generatie IV technologie.

— Op dit moment is de IAEA aan het inzetten op het versneld ontwikkelen en het creëren van support voor generatie IV reactoren.[2)] Desondanks is de verwachting dat een vergunningskader pas over 10-20 jaar beschikbaar zal zijn.[1)]

- Marktpartijen verwachten dat generatie IV-modellen die op uranium draaien de eerste van deze generatie zullen zijn. Zie voor verwachting qua vergunningskaders pagina 96.

— Afhankelijk van hoeveel FOAK-ontwerpkeuzes gemaakt worden en in hoeverre bestaande regelgeving, technische codes en *requirements* bruikbaar zijn, dan wel opnieuw ontwikkeld moeten worden, zal het vergunningsproces naar verwachting zo'n ~10 jaar kosten.

Bron: (1) De rol van kernenergie in de energietransitie van Noord-Brabant, TNO (2020). (2) Next Generation Nuclear Reactors: IAEA and GIF Call for Faster Deployment | IAEA (geraadpleegd 06-06-2021).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

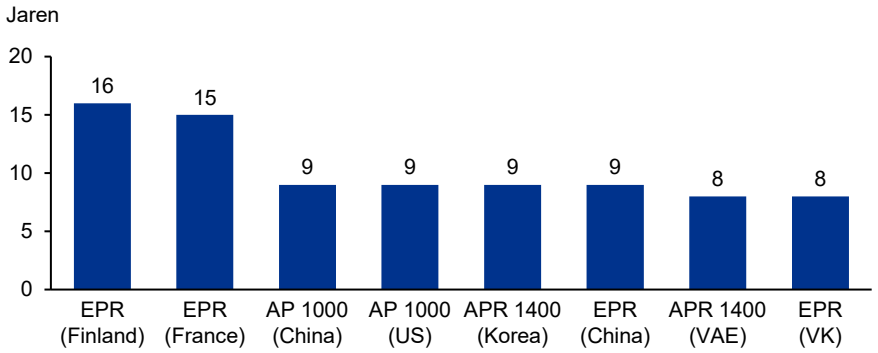
Management samenvatting
Introductie
Keuze technologie
Financiering en garanties
Wet- en regelgeving
Wijze van inzet kerncentrale
Borssele
Impact lokale economie
Locatie kerncentrale
Bijlagen

Vergunning
Bouwtijd
Ontmanteling
Afval

Bouwtijd

Een generatie III+ kerncentrale kan naar verwachting gerealiseerd worden na 11-15 jaar vanaf de start van het vergunningstraject

Bouwtijden voor een selectie van recente (FOAK-)generatie III+-projecten



Bron: (1) Unlocking reductions in the construction costs of nuclear: a practical guide for stakeholders, OECD-NEA (2020).
(2) 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 (geraadpleegd op 28 mei 2021).
(3) Possible role of nuclear in the Dutch energy mix of the future, ENCO (2020).

"Een vergunning voor een bewezen ontwerp is waarschijnlijk mogelijk binnen 3 jaar (optimistisch) of 5 jaar (pessimistisch)."

"Voor de bouw voor ons ontwerp hebben we nu een planning van 78 maanden."

"De bouwtijd is ongeveer 6 jaar. Door meer te bouwen kunnen we dit mogelijk nog verder naar beneden halen."

Een kerncentrale op basis van een bewezen ontwerp kent een verwacht vergunningstraject van 3-5 jaar

— Het vergunningstraject voor een kerncentrale op basis van een bewezen ontwerp duurt naar verwachting 3 jaar in het meest optimistische scenario en 5 jaar in een conservatief scenario.
  - De variatie in de verwachte tijd voor het vergunningstraject heeft te maken met de duur van het benodigde vooroverleg en de duur van eventuele beroepsprocedures (zie pagina 92).

Een generatie III+ kerncentrale met een bewezen ontwerp kan naar verwachting gebouwd worden in ongeveer 8-10 jaar

— Generatie III+ centrales kennen op basis van recente bouwprojecten buiten de EU een bouwtijd van ongeveer 8-10 jaar. De lopende projecten binnen de EU van generatie III+ centrales in Finland en Frankrijk zijn nog niet afgerond en laten nu uitschieters zien naar 15-16 jaar.[1)]
  - Zie pagina 46 voor een analyse over de vertragingen bij de generatie III+ centrales in Frankrijk (Flamanville 3) en Finland (Olkiluoto 3).

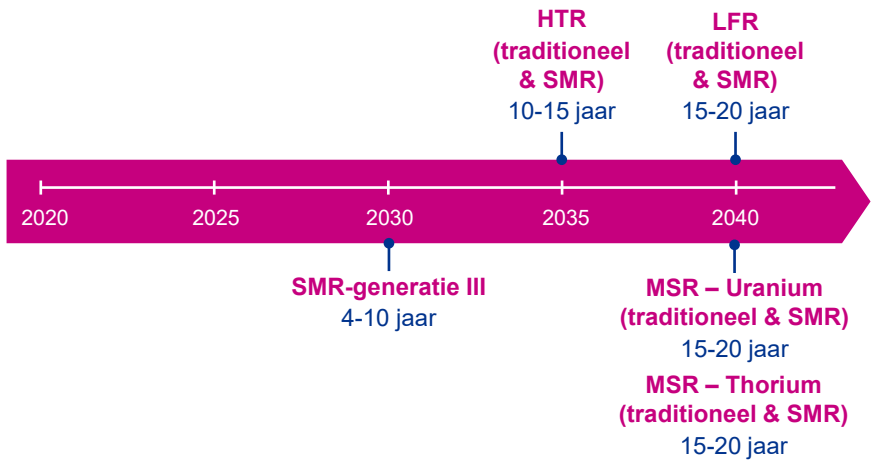
— Marktpartijen geven aan dat ze verwachten dat met de opgedane ervaring de bouwtijd mogelijk gereduceerd kan worden tot 6-8 jaar.
  - Marktpartijen verwachten de bouwtijden te kunnen reduceren doordat er ervaring is opgebouwd met vergunningen en de bouw. Ontwerpen zijn volwassen en de kennis van dit soort bouwprojecten wordt weer opgebouwd, net als de supply chain.

Bron: (1) Unlocking reductions in the construction costs of nuclear: a practical guide for stakeholders, OECD-NEA (2020).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Een generatie III+ SMR is mogelijk in ~10 jaar vanaf de start van het vergunningstraject te realiseren, maar een bewezen ontwerp zal pas op zijn vroegst in 2027-2033 komen

Geschatte doorlooptijd tot beschikbaarheid van een passend vergunningskader [a]



Notitie: (a) Zie notitie rechtsonder.
Bron: De rol van kernenergie in de energietransitie van Noord-Brabant, TNO (2020). KMPG-analyse.

"Voor een SMR is de tijd tussen de start van het project en het einde de helft van een grote reactor. De bouwperiode zal minder een sleur zijn."

"We verwachten ons SMR-ontwerp in 3 jaar te kunnen bouwen."

Een generatie III+ SMR is naar verwachting in ~10 jaar vanaf de start van het vergunningstraject te realiseren. Een start zal naar verwachting niet voor 2027-2033 kunnen plaatsvinden

- Het vergunningstraject van een SMR op basis van een bewezen generatie III+ reactorontwerp zal naar verwachting ~5 jaar kosten (zie pagina 93).
- De verwachte bouwtijd van een FOAK-SMR ligt rond de 4-5 jaar en is 3-4 jaar voor volgende reactoren,[1)] maar deze bouwtijden zijn nog niet bewezen.
  - Markpartijen verwachten bouwtijden van 3-5 jaar voor SMR's.
- Generatie III+ SMR's zullen naar verwachting op zijn vroegst in 2027-2033 een bewezen operationeel ontwerp kennen, naar verwachting in Canada of de VS (zie pagina 59).
- Een passend vergunningskader [a)] kan binnen 4-10 jaar voor een generatie III+ SMR gerealiseerd worden, wat een vergelijkbare tijdsperiode kent, indien op korte termijn begonnen wordt om dit te realiseren.[2)]

Een generatie IV SMR is naar verwachting in ~15 jaar vanaf de start van het vergunningstraject te realiseren. Een start zal naar verwachting niet voor 2035-2040 kunnen plaatsvinden

- Een vergunningstraject van een SMR op basis van een generatie IV ontwerp zal naar verwachting meer tijd kosten, daar er minder kennis en ervaring zijn met betrekking tot dat soort ontwerpen. De schatting is ~10 jaar (zie pagina 93).
- De verwachte bouwtijd is net als een generatie III+ SMR-ontwerp ~3-5 jaar.
- Rond 2045 wordt voor de eerste generatie IV technologieën (grootschalige) commerciële implementatie verwacht (zie pagina 43). Voor die tijd is er ook 10-20 jaar nodig voor de ontwikkeling van passende vergunningskaders.
  - De componenten, systemen en structuren van deze nieuwe technologieën dienen op hun veiligheid en prestatie getoetst te worden. Hiervoor zijn (grootschalige) experimenten nodig met een doorlooptijd van ongeveer 5-10 jaar. Dit kan alleen succesvol gerealiseerd worden als internationale overheden en de industrie daarin met elkaar samenwerken.[2)]

Notitie: (a) Een vergunningskader is een conceptueel model waartegen de componenten, systemen en structuren van een ontwerp op hun veiligheid en prestatie getoetst en beoordeeld kunnen worden.
Bron: (1) Economics and finance of Small Modular Reactors: A systematic review and research agenda, Mignacca & Locatelli (2020). (2) De rol van kernenergie in de energietransitie van Noord-Brabant, TNO (2020).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Management samenvatting
Introductie
Keuze technologie
Financiering en garanties
Wet- en regelgeving
Wijze van inzet kerncentrale
Borssele
Impact lokale economie
Locatie kerncentrale
Bijlagen

Vergunning
Bouwtijd
Ontmanteling
Afval

Ontmanteling

Er bestaan verschillende strategieën waarop de ontmanteling van een kerncentrale kan worden uitgevoerd

Mogelijke voor- en nadelen van type ontmanteling

Mogelijke voor- en nadelen van type ontmanteling

	Directe ontmanteling	Uitgestelde ontmanteling
Voordelen	✓ Kennis en expertise met betrekking tot de specifieke installatie en centrale zijn beschikbaar ✓ Meest kosteneffectieve manier van ontmantelen ✓ Locatie kan eerder worden gebruikt voor andere doeleinden	✓ Minder (hoog)radioactieve materialen en straling ✓ Mogelijke synergievoordelen door het gelijktijdig ontmantelen van verschillende centrales ✓ Meer tijd om voor voldoende financiering te zorgen
Nadelen	× Hogere radioactieve blootstelling tijdens ontmanteling waardoor verregaande veiligheidseisen gelden × Meer (hoog)radioactief afval dat moet worden verwijderd en verwerkt	× Meer onderhoud en controle gedurende de uitgestelde periode × Wet- en regelgeving kunnen veranderen en/of kosten voor ontmanteling kunnen tussentijds stijgen × Mogelijk moet nieuw gekwalificeerd personeel worden geworven

Notitie: Betreft een selectie van mogelijke voor- en nadelen van directe en uitgestelde ontmanteling van een kerncentrale.
Bron: The cost of decommissioning nuclear power plants, OECD-NEA (2016).

"In Nederland moeten kerncentrales direct worden ontmanteld, uitgestelde ontmanteling is geen optie, daarbij moet alles worden opgeruimd totdat een 'groene weide' overblijft die kan worden gebruikt voor andere doeleinden."

Er kan worden gekozen voor directe of uitgestelde ontmanteling van de kerncentrale

— De ontmanteling van een kerncentrale is een specialistische taak die relatief veel voorbereiding en planning vraagt.

— Er bestaan op hoofdlijnen twee strategieën voor het ontmantelen van een kerncentrale:

- Bij directe ontmanteling worden na het sluiten van de centrale alle delen van de nucleaire infrastructuur gereinigd en/of verwijderd zodat de locatie zo spoedig mogelijk in de oorspronkelijk staat wordt teruggebracht.[1), 2), 3)]
- Bij uitgestelde ontmanteling wordt de definitieve ontmanteling uitgesteld (meestal 40-60 jaar) waarbij een toestand van 'veilige insluiting' wordt gecreëerd en de locatie tussentijds veilig wordt bewaard.[1), 2), 3)]

— Mogelijke voordelen van uitgestelde ontmanteling zijn onder meer dat radioactieve straling na verloop van tijd afneemt, daarbij geeft deze strategie (indien nodig) meer tijd om voor voldoende financiële middelen te zorgen. Daar staat tegenover dat bij directe ontmanteling de locatie eerder kan worden gebruikt voor andere doeleinden.[1)]

In Nederland moeten kerncentrales direct worden ontmanteld nadat de normale bedrijfsvoering is beëindigd

— In het Besluit kerninstallaties, splijtstoffen en ertsen ('Bkse') is bepaald dat de vergunninghouder van een kerncentrale direct aanvangt met de buitengebruikstelling en de ontmanteling van de kerncentrale nadat de normale bedrijfsvoering is beëindigd.[4), 5)]

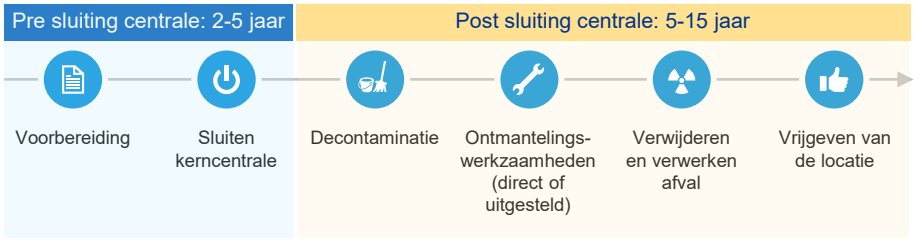
— Het creëren van een toestand van 'veilige insluiting' en het hanteren van een wachttijd tot wordt begonnen met de daadwerkelijke ontmanteling is in Nederland niet toegestaan.[4), 5)]

Bron: (1) The cost of decommissioning nuclear power plants, OECD-NEA (2016). (2) Decommissioning of nuclear power plants, research reactors and other nuclear fuel cycle facilities, IAEA (2018). (3) The decommissioning process, IAEA (2006). (4) Besluit kerninstallaties, splijtstoffen en ertsen. (5) De verwijdering van energie-installaties (Deel II): kerninstallaties, van Beuge (2016).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Het ontmantelen van een kerncentrale is een complex en langdurig proces dat tot 20 jaar kan duren (bij directe ontmanteling)

Proces ontmanteling kerncentrale



Notitie: (a) De daadwerkelijke doorlooptijd kan sterk variëren afhankelijk van de omvang van de kerncentrale, staat, gewenste eindsituatie en lokale wet- en regelgeving. Mogelijke doorlooptijd in deze figuur is op basis van directe ontmanteling.

Bron: (1) The decommissioning process, IAEA (2006). (2) The cost of decommissioning nuclear power plants, OECD-NEA (2016). KPMG-analyse.

"Recente ontmantelingen van kerncentrales in Duitsland hadden een gemiddelde doorlooptijd van circa 15 jaar, dit is inclusief voorbereidingstijd."

"Het ontmantelen van een kerncentrale vraagt om een goede voorbereiding, zo moet er bijvoorbeeld een vergunning worden verkregen voor de ontmantelingswerkzaamheden, waar veel in tijd in kan gaan zitten."

Afhankelijk van de omvang van de centrale en beoogde eindstaat kan het proces van (directe) ontmanteling tot 20 jaar duren

- De daadwerkelijke doorlooptijd van ontmanteling is onder meer afhankelijk van de omvang van de centrale, gewenste eindsituatie en lokale wet- en regelgeving.[1), 2)]
- Voordat de centrale buiten bedrijf wordt gesteld en kan worden gestart met ontmanteling moeten onder meer vergunningen worden aangevraagd en afspraken worden gemaakt met ontmantelingsspecialisten. Deze voorbereidingsperiode kan mogelijk 2-5 jaar duren.[1)]
- De daadwerkelijke decontaminatie- en ontmantelingswerkzaamheden vinden plaats na sluiting van de centrale. Installaties worden gereinigd en radioactief afval wordt verwijderd en afgevoerd. Deze periode kan 5-15 jaar duren.[1)]
- Ervaringen met recente ontmantelingen van kerncentrales in Duitsland laten zien dat directe ontmanteling gemiddeld 15 jaar kan duren (circa 4 jaar voorbereiding, 4 jaar afkoelperiode en 7 jaar voor de daadwerkelijke ontmanteling).

In Nederland worden eerste voorbereidingen voor ontmantelen reeds getroffen voordat de centrale in gebruik wordt genomen

- Nederlandse wet- en regelgeving schrijft voor dat vergunninghouders van kerncentrales bij de start van nucleaire operaties reeds moeten beschikken over een ontmantelingsplan (inclusief financiële onderbouwing).[3), 4)]
- De eerste voorbereidingen voor ontmanteling worden daarmee al getroffen voordat de kerncentrale in gebruik wordt genomen.

Ontmanteling moet daarbij zo snel mogelijk plaatsvinden tot een 'groene weide' overblijft

- Het is in Nederland verboden zonder vergunning een kerncentrale buiten gebruik te stellen en/of te ontmantelen. De vergunninghouder dient de vergunning aan te vragen bij de ANVS en als onderdeel van de aanvraag onder meer aan te tonen op welke wijze de veiligheid wordt geborgd en schade wordt voorkomen bij ontmantelingswerkzaamheden.[3), 4), 5)]
- In Nederland is daarbij afgesproken dat ontmantelingswerkzaamheden zo snel als redelijkerwijs mogelijk moeten worden voltooid en moet leiden tot een *'green field'*, of 'groene weide' geschikt voor alternatieve doeleinden.[3), 4)]

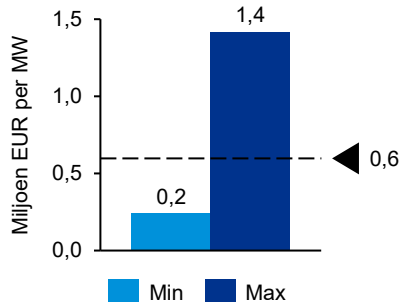
Bron: (1) The cost of decommissioning nuclear power plants, OECD-NEA (2016). (2) Decommissioning of nuclear power plants, research reactors and other nuclear fuel cycle facilities, IAEA (2018). (3) Besluit kerninstallaties, splijtstoffen en ertsen. (4) De verwijdering van energie-installaties (Deel II): kerninstallaties, van Beuge (2016). (5) Kernenergiewet.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

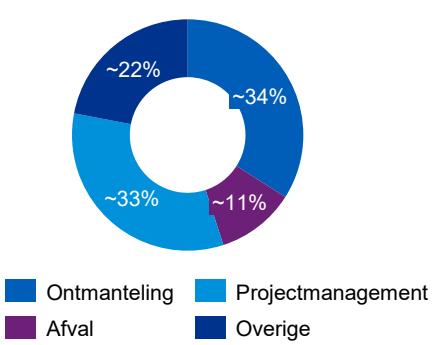
De gemiddelde kosten van directe ontmanteling worden daarbij geschat op ~EUR 0,6 miljoen per MW

Mogelijke kosten voor directe ontmanteling

Range mogelijke kosten ontmanteling (EUR mln. per MW)



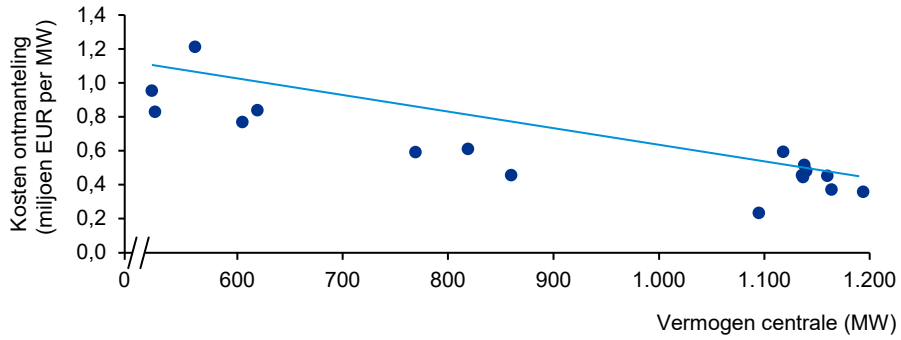
Uitsplitsing mogelijke kosten ontmanteling



Notitie: (a) Kosten zijn op basis van inschattingen voor toekomstige ontmanteling uit (ontmantelings)plannen, aangeleverd in het kader van een enquête aan OECD-NEA. Kerncentrales met een vermogen van <160 MW zijn niet meegenomen in de berekening.

Bron: (1) The cost of decommissioning nuclear power plants, OECD-NEA (2016). KMPG-analyse.

Relatie mogelijke kosten directe ontmanteling en vermogen kerncentrale



Notitie: (a) Kosten zijn op basis van gerealiseerde ontmantelingen en inschattingen van toekomstige ontmanteling voor kerncentrale in de Verenigde Staten.

Bron: (1) The cost of decommissioning nuclear power plants, OECD-NEA (2016). KMPG-analyse.

De gemiddelde mogelijke kosten van directe ontmanteling worden geschat op ~EUR 0,6 miljoen per MW

- Wereldwijd zijn (per 2016) slechts 16 kerncentrales volledig ontmanteld.[1)] Cijfers en informatie over het ontmantelingsproces op basis van praktijkervaring zijn beperkt beschikbaar. Veelal zijn slechts inschattingen van doorlooptijden en bijbehorende kosten van het ontmantelingsproces beschikbaar.
- De kosten voor directe ontmanteling van Europese kerncentrales worden geschat op gemiddeld ~EUR 0,6 miljoen per MW.[1)] De daadwerkelijke kosten van ontmanteling zijn onder meer afhankelijk het type ontmanteling, doorlooptijd, loonkosten en omvang van de centrale.
- Onderzoek naar de relatie tussen ontmantelingskosten en het vermogen van centrales suggereert dat het ontmantelen van een kleinere centrale relatief duur is. De kosten per MW nemen af naarmate het vermogen van de centrale toeneemt.[1)]

Kosten voor ontmanteling in Nederland zijn voor rekening van de vergunninghouder, die moet kunnen aantonen over voldoende financiële middelen te beschikken

- In Nederland is bepaald dat de vergunninghouder de kosten van ontmanteling moet dragen. Wet- en regelgeving schrijft daarbij voor dat de vergunninghouder van de kerncentrale bij sluiting van de centrale voldoende kapitaal moet hebben om de directe ontmanteling van de kerncentrale te kunnen financieren.[2), 3)]
- Iedere 5 jaar moeten hiertoe het ontmantelingsplan en de financiële zekerheidsstelling worden goedgekeurd door de rijksoverheid.[2), 3)]
- De financiële zekerheidsstelling kan worden ingevuld middels fondsvorming, een bankgarantie of enige andere voorziening die voldoende waarborg biedt dat de ontmantelingskosten gedekt zijn.[2), 3)]

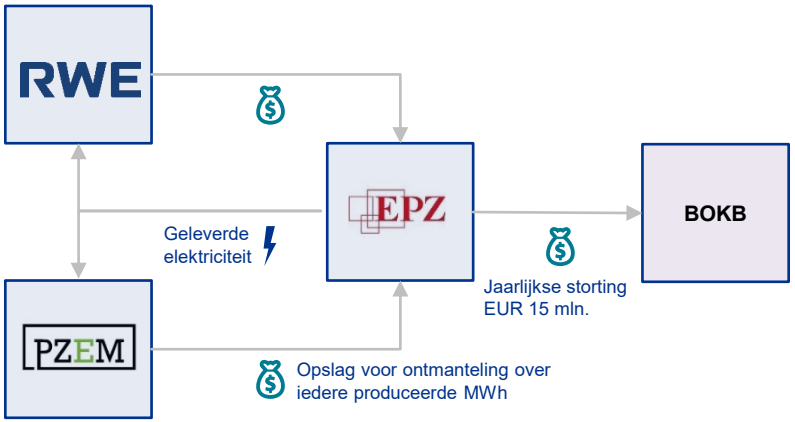
"Naast bouwkosten kunnen de kosten voor ontmanteling een groot deel vormen van de totale kosten van een kerncentrale."

Bron: (1) The cost of decommissioning nuclear power plants, OECD-NEA (2016). (2) Kernenergiewet. (3) De verwijdering van energie-installaties (Deel II): kerninstallaties, van Beuge (2016).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

In Nederland wordt de voorkeur gegeven aan financiële zekerheidsstelling middels fondsvorming

Overzicht fondsvorming kerncentrale Borssele



Bron: (1) Jaarverslag 2019, EPZ (2019). (2) De verwijdering van energie-installaties (Deel II): kerninstallaties, van Beuge (2016). KPMG-analyse.

"Ten behoeve van de ontmanteling van de kerncentrale wordt in Nederland door eigenaren een fonds opgebouwd, met het opgebouwde kapitaal wordt de ontmanteling gefinancierd."

"Iedere 5 jaar moeten de plannen voor ontmanteling en financiering daarvan worden voorgelegd aan de overheid waarin wordt uitgelegd hoe en wanneer de ontmanteling plaatsvindt en hoe dat wordt gefinancierd."

In de praktijk vindt ontmantelingsbekostiging in Nederland plaats via een ontmantelingsfonds

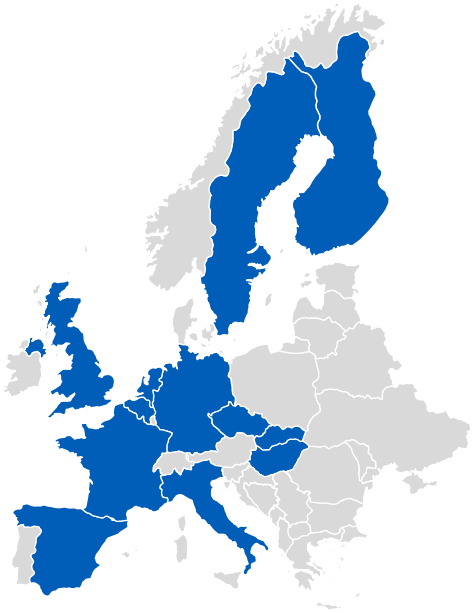
- In Nederland wordt de voorkeur gegeven aan fondsvorming boven andere vormen van zekerheidsstelling. Vorming van een fonds waarin periodiek gelden worden gestort biedt de meeste zekerheid omdat gelden daadwerkelijk gereserveerd zijn.[1)]
- Het fonds kan over de operationele levensduur van de kerncentrale geleidelijk worden opgebouwd.[1), 2), 3)] Het fonds kan worden aangehouden in cash, aandelen, obligaties of andersoortige investeringen.[1)]
- Er kan worden gekozen voor fondsvorming buiten het faillissementsrisico van de vergunninghouder (fenced fund-structuur). Het fonds wordt daarbij juridisch afgescheiden van de overige activa en passiva van de vergunninghouder.[1), 3)]
  - EPZ bouwt bijvoorbeeld aan een zelfstandig fonds waaruit de ontmanteling van de kerncentrale Borssele moet worden gefinancierd. Op iedere geproduceerde MWh wordt een opslag voor ontmanteling bij de klanten van EPZ in rekening gebracht. Deze inkomsten stort EPZ jaarlijks in een in 2012 opgerichte stichting die juridisch afgezonderd is van de reguliere bedrijfsvoering van EPZ. Gelden worden door de stichting vervolgens belegd.[3)]
- De overheid kan voorschriften verbinden aan het ontmantelingsfonds om te verzekeren dat de staat de beschikking heeft (krijgt) over het tot zekerheid gestelde bedrag indien de vergunninghouder om wat voor reden dan ook zijn verplichtingen niet nakomt. Zo kan op het fonds ten behoeve van de staat een eerste pandrecht worden gevestigd.[2), 3)]
- Indien de ontmantelingskosten (ondanks fondsvorming en voorschriften) niet (volledig) door de vergunninghouder kunnen worden gedragen, is onduidelijk wie opdraait voor de kosten.[1), 2), 3)]

Bron: (1) Financiële Zekerheidsstelling Kernenergiewet, KPMG (2005). (2) Kernenergiewet. (3) De verwijdering van energie-installaties (Deel II): kerninstallaties, van Beuge (2016).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Het systeem van ontmantelingsbekostiging in Nederland via een ontmantelingsfonds is conform internationale *best practices*

Overzicht fondsvorming voor ontmanteling in de EU



Bron: (1) The cost of decommissioning nuclear power plants, OECD-NEA (2016).

"Fondsvorming om de ontmanteling te bekostigen is gangbaar. In veel Europese landen wordt een vorm van fondsvorming toegepast."

In het buitenland worden vergelijkbare systemen gehanteerd voor (de financiering van) het ontmantelen van een kerncentrale

- Fondsvorming in het kader van financiële zekerheidsstelling voor de ontmanteling van kerncentrales is de norm (binnen OECD-landen). Tussen en binnen landen bestaan wel verschillen in regels en de wijze waarop de regels voor fondsvorming zijn vormgegeven.[1), 2)]
- Opbouw van het fonds vindt meestal plaats over de levensduur van kerncentrale, (in sommige gevallen wordt een kortere periode aangehouden) middels periodieke stortingen in extern beheerde fondsen. De mate van onafhankelijk beheer en/of de mate waarin de vergunninghouder invloed heeft op bijvoorbeeld het beleggingsbeleid verschilt daarbij.[1), 2)]
- De regels voor samenstelling van de fondsen (mate waarin het fonds moet worden aangehouden in cash, aandelen, obligaties of andersoortige investeringen) verschillen sterk tussen landen.[1), 2)]
- De fondsen worden in de meeste gevallen door een overheidsorgaan of onafhankelijke instantie periodiek gecontroleerd.[1), 2)]

Een alternatief model voor financiële zekerheidsstelling anders dan fondsvorming heeft niet de voorkeur

- Een alternatief model voor het waarborgen van financiële zekerheidsstelling dat in sommige landen wordt toegepast betreft het aanhouden van een reservering voor ontmantelingskosten op de balans van de vergunninghouder (waartegenover liquide middelen staan). De financiële middelen worden intern beheerd en zijn daarbij niet afgescheiden van de overige activa en passiva van de vergunninghouder.
- Marktpartijen geven de voorkeur aan fondsvorming; zij geven aan dat dit robuuster en minder gevoelig is voor faillissementen.

Bron: (1) Financiële Zekerheidsstelling Kernenergiewet, KPMG (2005). (2) De verwijdering van energie-installaties (Deel II): kerninstallaties, van Beuge (2016).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Marktpartijen zien daarbij wel graag aanvullende garantie van de overheid om risico's af te dekken waar ze beperkt controle over hebben en grote financiële gevolgen hebben

"De daadwerkelijk ontmantelingskosten zijn erg lastig te voorspellen. Het risico op onvoorziene kostenstijgingen in het kader van de ontmanteling moet wat ons betreft worden gedragen door de overheid."

"In het geval van een faillissement waarbij nog niet voldoende geld is gereserveerd is het onduidelijk wie opdraait voor de kosten van de ontmanteling."

"Black Swan risico's moeten worden afgedekt door de overheid."

Marktpartijen zien graag een garantie vanuit de overheid voor het afdekken van ontmantelingskosten bij vroegtijdig faillissement van de exploitant

— Marktpartijen geven aan dat in het kader van ontmanteling een vroegtijdig faillissement van de exploitant/vergunninghouder als groot risico wordt gezien.

— In het geval van een faillissement verliezen aandeelhouders hun investering, daarnaast draaien zij mogelijk op voor de tekorten in het ontmantelingsfonds.

— Marktpartijen geven daarbij aan dat in de huidige situatie onvoldoende duidelijk is in welke mate aandeelhouders aansprakelijk zijn voor tekorten.

Marktpartijen geven aan dat het risico op onvoorziene kostenstijging in het kader van ontmanteling moet worden gedragen door de overheid

— De kosten voor ontmanteling laten zich moeilijk op voorhand voorspellen. Sommige marktpartijen geven aan dat de onzekerheidsmarge in ontmantelingskosten in sommige gevallen hoger is dan bij bouwkosten.

— Ontmanteling is het natuurlijk einde van een asset lifecycle. De technische, financiële en compliance onzekerheden die gepaard gaan met ontmantelingen worden mogelijk minder naarmate wereldwijd meer kennis en ervaring wordt opgedaan met ontmanteling.

  - COVRA zal in 2021 starten met het ontwerp van de benodigde toekomstige ontmantelings- en afvalinfrastructuur en berekeningen/inschattingen maken van de investeringen die daarmee gepaard gaan. Uitkomsten van deze verkenning kunnen worden meegenomen in de inschatting van benodigde fondsvorming voor ontmanteling.

— Mogelijke tussentijdse veranderingen in wet- en regelgeving en veranderingen in de kosten van afvalverwerking zullen naar verwachting altijd tot een bepaalde mate van onzekerheid leiden over daadwerkelijke ontmantelingskosten.

— Over het algemeen zijn marktpartijen niet bereid om tot het dekken van aanvullende kosten boven de initiële inschatting.

Daarnaast verlangen zij een garantie op het afdekken van *black swan* risico's

— Marktpartijen geven aan over het algemeen aan niet bereid te zijn tot het dekken van risico's en gevolgen van *black swans* (zoals een incident). Hiervoor is een overheidsgarantie vereist, evenals voor het vergoeden van kosten bij ontmanteling voor het volledig afronden van de bouwfase (bijvoorbeeld wanneer naar aanleiding van een incident door de overheid wordt besloten om de bouw van de centrale te staken).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Management samenvatting
Introductie
Keuze technologie
Financiering en garanties
Wet- en regelgeving
Wijze van inzet kerncentrale
Borssele
Impact lokale economie
Locatie kerncentrale
Bijlagen

Vergunning
Bouwtijd
Ontmanteling
Afval

Afval

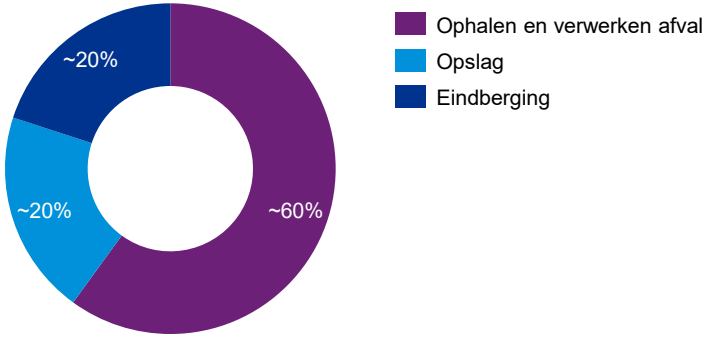
Het Nederlandse systeem met centrale verwerking en opslag van nucleair afval voor de middellange termijn wordt als positief ervaren door marktpartijen

Afhandeling nucleair afval in Nederland door COVRA

Bron: Jaarverslag 2019, Covra (2019).

Schatting uitsplitsing factuur voor afhandeling nucleair afval door COVRA

Indicatief



Bron: Interviewprogramma KPMG (2021).

Nucleair afval wordt in Nederland centraal afgehandeld door COVRA

- Nederland voorziet via COVRA, een 100% staatsdeelneming, in een middellange termijn opslag van ongeveer 100 jaar voor nucleair afval. Rond 2130 wordt een eindberging gerealiseerd door COVRA. COVRA is de enige erkende organisatie in Nederland die radioactief afval mag inzamelen, verwerken en opslaan.[1)]
- Het radioactief afval van onder meer de kerncentrale Borssele, en de onderzoeksreactoren (HFR) in Petten en (HOR) in Delft wordt opgeslagen in het Hoogradioactief Afval Behandelings- en Opslag Gebouw (HABOG) van COVRA.[1)]
- Marktpartijen geven aan dat een centrale opslagfaciliteit zoals COVRA, die door bijdragen vanuit de afvaldienstverlening volledig gefinancierd wordt, een goede oplossing is. De meeste Europese landen kennen een vorm van centrale verwerking en opslag van nucleair afval.

COVRA brengt daarbij een tarief in rekening waarbij het nucleaire afval tegen finale kwijting wordt geaccepteerd

- Bij de overdacht van afval aan COVRA wordt een tarief in rekening gebracht dat haar diensten over de gehele afvalketen tot en met eindberging dekt. Het lange termijn beheerrisico wordt daarmee door COVRA gedragen.[1), 2)]
- Financiële risico's van afvalverwerking worden door COVRA overgenomen inclusief eindberging. Daardoor lopen producenten van nucleair afval geen risico en hoeven ze geen reservering te maken voor onvoorziene hogere kosten voor de verwerking van nucleair afval. Dit is belangrijk voor private financiers.

"Nederland moet doorgaan met COVRA als 100% staatsdeelneming in lijn met de wettelijke verplichting van afvalopslag."

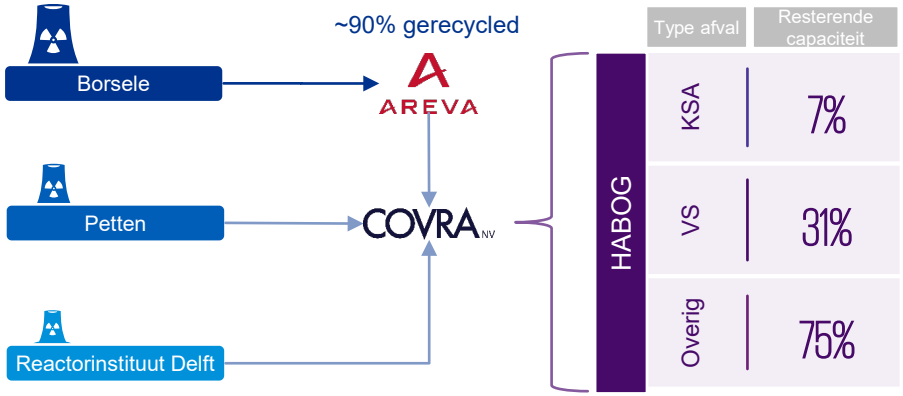
"Producenten van nucleair afval krijgen van COVRA één rekening waarmee betaald wordt voor het ophalen, verwerken, opslaan en eindbergen van afval. Dit is uniek in Europa"

Bron: (1) Jaarverslag 2020, Covra (2020). Interviewprogramma KPMG (2021).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

De huidige opslagcapaciteit van COVRA is ingericht op de verwachte afvalstroom van de huidige (geplande) reactoren…

Afhandeling nucleair afval in Nederland (COVRA) [1]



Notitie: (a) HABOG is het gebouw voor hoogradioactief afval. (b) KSA staat voor kernsplijtingsafval, VS staat voor verbruikte splijtstof.

Bron: Jaarverslag 2019, Covra (2019).

"De hoeveelheid hoog radioactief afval dat in Nederland wordt geproduceerd is heel beperkt, daarbij wordt tot 90% gerecycled in Frankrijk."

"Door de huidige uitbreiding van de capaciteit kan COVRA al het nucleaire afval van Borssele opslaan tot de kerncentrale uit bedrijf wordt genomen"

De opslagcapaciteit van COVRA wordt regelmatig uitgebreid waarmee voldoende capaciteit ontstaat om al het huidige verwachtte afval op te slaan

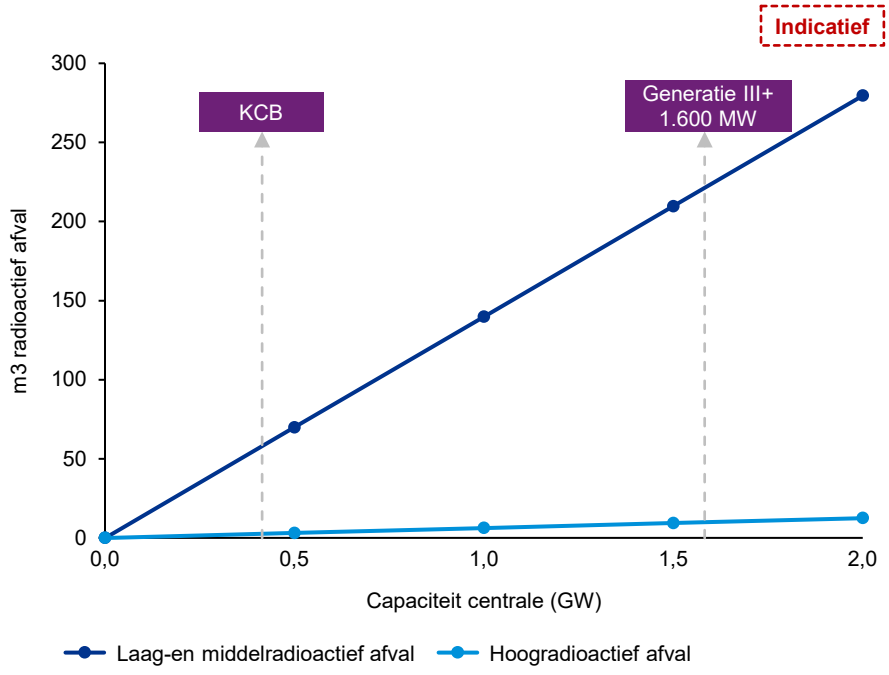
- COVRA beschikt over een terrein van 20 hectare waar momenteel 5 opslaggebouwen geplaatst zijn. Een deel van de opslag is bestemd voor laag- en middelradioactief afval, en een deel voor (nucleair) hoogradioactief afval.[1)]
- Het hoogradioactief afval van onder meer Borssele, de HFR in Petten en de onderzoeksreactor in Delft wordt opgeslagen in het Hoogradioactief Afval Behandelings- en Opslag Gebouw (HABOG).[1)]
- Gebruikte splijtstoffen vanuit Borssele gaan eerst naar Frankrijk om daar te worden opgewerkt. Tot ~90% wordt hergebruikt in Frankrijk. Overgebleven 10% komt terug als afval.
- Er ligt momenteel ~110m3 hoogradioactief afval opgeslagen in de HABOG. Gemiddeld komt daar jaarlijks ~4,5 m3 bij (waarvan 70% afkomstig is van Borssele). De resterende opslagcapaciteit van dit gebouw is relatief beperkt, nog 7% voor kernsplijtingsafval en 31% voor verbruikte splijtstof.[1),2)]
- Momenteel vinden uitbreidingswerkzaamheden plaats voor HABOG. De huidige capaciteit wordt uitgebreid met 50m3 extra opslagcapaciteit voor hoogradioactief afval.[1),3),4)]
- Na deze uitbreiding is er voldoende capaciteit om het nucleaire afval uit Borssele tot aan de voorgenomen sluiting van 2034 op te slaan, mogelijk voldoende voor een verdere bedrijfstijdverlenging en er is voldoende capaciteit beschikbaar voor afval van de mogelijk nieuwe Pallas reactor in Petten.[1), 5)]

Bron: (1) Jaarverslag 2020, Covra (2020). (2) Jaarverslag 2019, Covra (2019). (3) Aanvraag revisievergunning COVRA, COVRA (2014). (4) Opslaggebouw voor hoogradioactief afval wordt uitgebreid (https://www.covra.nl/nl/organisatie/nieuws/uitbreiding-habog/, geraadpleegd op 15 juni 2021). (5) Interviewprogramma KPMG (2021).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

...opschaling om het extra radioactief afval van een nieuwe kerncentrale te kunnen verwerken en opslaan lijkt echter goed mogelijk

Totale verwachte jaarlijkse productie radioactief afval kerncentrale



Notitie: (a) Voor alle reactoren geldt dat de hoeveelheid splijtingsproducten ongeveer evenredig is met de energieproductie. Dat betekent dat de hoeveelheid radioactief afval proportioneel is met het vermogen van de reactor. Kerncentrale Borssele produceert ~3 tot ~3,5 m3 hoog radioactief afval per jaar, en ~70 tot ~75 m3 laag- en middelradioactief afval per jaar . Een extrapolatie van dit volume voor een generatie III+ met een capaciteit van 1.600 levert mogelijk ~10 tot ~11,5 m3 hoog radioactief afval en ~230 tot ~250 laag- en middelradioactief afval per jaar op. (b) In Bovenstaande figuur is het gemiddelde van de range gepresenteerd (c) KCB: Kerncentrale Borssele, EPR: European Pressurized Reactor.

Bron: (1) Interviewprogramma KPMG (2021). (2) KPMG analyse.

Bij de realisatie van een nieuwe kerncentrale moet de capaciteit verder worden uitgebreid

— COVRA geeft aan dat bij het bouwen van een nieuwe kerncentrale de capaciteit moet worden uitgebreid.[1)]
  - Een generatie III+ reactor met een capaciteit van 1.600 MW levert mogelijk per jaar ~10 tot ~11,5 m3 extra hoogradioactief afval op. Over de aangenomen levensduur van 60 jaar mogelijk ~600 tot ~700 m3 extra hoogradioactief afval in totaal.[a)]
  - Daarnaast levert een kerncentrale (midden- en laag) radioactief bedrijfsafval op dat ook door COVRA moet worden verwerkt en opgeslagen. Mogelijk ~230 tot ~250 m3 per jaar voor een generatie III+ met een capaciteit van 1.600 MW. Over de aangenomen levensduur van 60 mogelijk ~14.000 tot ~15.000 m3 extra midden- en laag radioactief afval in totaal.[a)]

— Omdat de opslagcapaciteit volgens COVRA modulair is opgezet, is verdere uitbreiding van de capaciteit technisch gezien relatief eenvoudig te realiseren. Wel zal er naar verwachting een extra industrieterrein aangekocht moeten worden voor laag en middel actief materiaal. Die ruimte lijkt er te zijn, maar vergt wel maatschappelijk draagvlak.[1)]

"Opslagcapaciteit is modulair opgezet waardoor deze technisch gezien relatief eenvoudig is uit te breiden"

Bron: (1) Interviewprogramma KPMG (2021).

Notitie: (a) Kerncentrale Borssele produceert ~3 tot ~3,5 m3 hoog radioactief afval per jaar, en ~70 tot ~75 m3 laag- en middelradioactief afval per jaar . Een extrapolatie van dit volume voor een generatie III+ met een capaciteit van 1.600 levert mogelijk ~10 tot ~11,5 m3 hoog radioactief afval en ~230 tot ~250 laag- en middelradioactief afval per jaar op (indicatieve KPMG analyse).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Ondergrondse (geologische) eindberging is volgens marktpartijen de enige reële en technisch haalbare lange termijn oplossing voor radioactief afval …

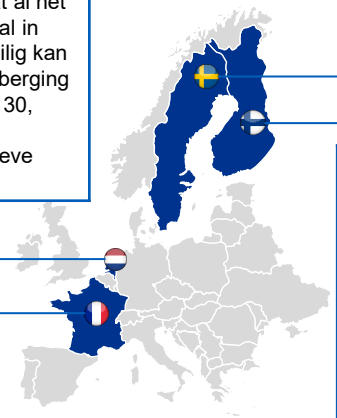
Overzicht concrete projecten Europa ondergrondse eindberging

Nederland

In Nederland is met het onderzoeksprogramma Eindberging Radioactief Afval (OPERA) onderzoek gedaan naar ondergrondse eindberging van radioactief afval. De resultaten van het onderzoek zijn begin 2018 gepubliceerd. Conclusie is dat al het Nederlandse radioactieve afval in diepe klei- en of zoutlagen veilig kan worden opgeborgen. De eindberging in Nederland is voorzien in 2130, rond 2100 wordt een besluit genomen over o.a. de definitieve locatie.

Zweden

In Zweden wordt op een diepte van 500 meter in granietlagen een geologische eindberging gerealiseerd voor de eindberging van radioactief afval. De constructie van de eindberging, nabij de kerncentrale van Forsmark, start in 2025 en zal 10 jaar duren.



Finland

In Finland wordt momenteel gebouwd aan de constructie van Onkalo, een opslagfaciliteit voor radioactief afval op een diepte van circa 450 meter. In granietlagen worden diverse tunnels gegraven waarin het radioactief afval kan worden opgeslagen. Werkzaamheden worden naar verwachting circa 2022 afgerond. In circa 2025 kan worden gestart met de eerste opslag van afval.

Frankrijk

In Frankrijk zijn plannen voor een ondergrondse eindberging van radioactief afval. Eindberging is voorzien in Cigeo, een faciliteit met opslagmogelijkheden in kleilagen op een diepte van 500 meter. In circa 2025 zal worden gestart met de bouw van Cigeo.

Bron: (1) Eindberging, COVRA (https://www.covra.nl/nl/radioactief-afval/eindberging/, geraadpleegd op 15 juni 2021). (2) Cigeo, Andra (https://international.andra.fr/solutions-long-lived-waste/cigeo, geraadpleegd op 15 juni 2021). (3) Final respository for long-lived waste, SKB (https://www.skb.com/future-projects/the-last-repository/, geraadpleegd op 15 juni 2021). (4) Developing the First Ever Facility for the Safe Disposal of Spent Fuel, IAEA (2019). (5) Interviewprogramma KPMG (2021). KPMG-analyse.

Ondergrondse eindberging is een (bijna) bewezen technologie

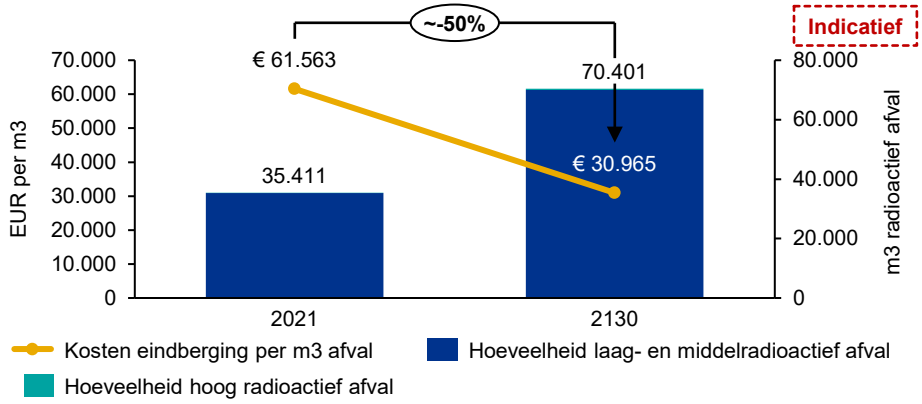
- Er is momenteel in de wereld één ondergrondse eindberging voor radioactief afval in gebruik,. In New Mexico, Verenigde Staten wordt sinds 1999 militair nucleair afval opgeslagen in zoutlagen.[1)]
- In Europa is momenteel nog geen ondergrondse eindberging voor langlevend hoogradioactief afval in bedrijf. Wel worden in Finland, Zweden en Frankrijk gewerkt aan de realisatie van eindbergingsfaciliteiten. Projecten bevinden zich in verschillende stadia van gereedheid. Naar verwachting zal de eerste eindberging van hoogradioactief afval in Europa rond 2025 plaatsvinden in Finland.[2),3),4)]
- Volgens onderzoek van COVRA is eindberging in Nederland goed mogelijk. Nederland heeft voldoende geschikte zout en kleilagen waar op 500 meter een eindberging gerealiseerd kan worden.[5)]

Bron: (1) Eindberging, COVRA (https://www.covra.nl/nl/radioactief-afval/eindberging/, geraadpleegd op 15 juni 2021). (2) Cigeo, Andra (https://international. andra.fr/solutions-long-lived-waste/cigeo, geraadpleegd op 15 juni 2021). (3) Final respository for long-lived waste, SKB (https://www.skb.com/future-projects/the-last-repository/, geraadpleegd op 15 juni 2021). (4) Developing the First Ever Facility for the Safe Disposal of Spent Fuel, IAEA (2019). (5) Interviewprogramma KPMG (2021).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

… maar lijkt in Nederland pas in 2130 gerealiseerd om techno-economische redenen

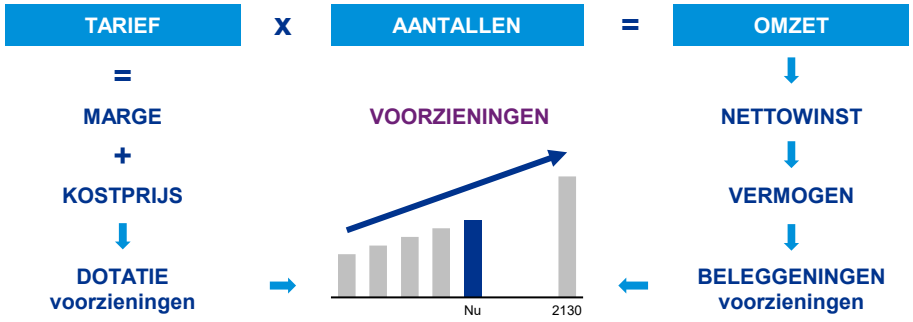
Mogelijke kostendaling eindberging per m3 radioactief afval in Nederland



Notitie: Kosten eindberging per m3 op basis van een kosteninschatting voor eindberging in Nederland van EUR 2,18 miljard (raming onderzoeksprogramma OPERA). Hoeveelheden hoog-, middel- en laagradioactief afval in 2130 op basis van schattingen COVRA, daarbij is uitgegaan van een situatie waarbij al het radioactief afval naar eindberging gaat, de kerncentrale Borssele sluit in 2034 en de PALLAS reactor in Petten wordt gerealiseerd. Een eventuele nieuwe kerncentrale is niet meegenomen in de analyse.

Bron: (1) Jaarverslag 2020, Covra (2020). (2) Inventaris radioactief afval in Nederland, COVRA (2014). (3) KPMG analyse

Groei voorzieningen COVRA ten behoeve van eindberging



Notitie: Omdat eindberging naar verwachting pas gerealiseerd wordt in 2130 moet COVRA voorzieningen treffen voor deze lange termijn financiële verplichting. Vanuit de kostprijs voor de dienstverlening van COVRA (via dotaties) en beleggingen worden de voorzieningen aangevuld, deze neme met ~4,3% per jaar toe.

Bron: Jaarverslag 2020, Covra (2020).

Het pas realiseren van eindberging in 2130 lijkt een overheidsbeslissing op techno-economische gronden

- De Nederlandse overheid heeft besloten dat radioactief afval minimaal 100 jaar moet worden opgeslagen voordat overgegaan wordt op eindberging. Rond 2130 is geologische eindberging voorzien. Rond 2100 wordt een besluit genomen over onder meer de definitieve locatie van de eindberging.[1), 2)]
- Volgens COVRA kan een eindberging technisch eerder gerealiseerd worden, maar dat is een politieke en techno-economische afweging in het kader van het Nederlands radioactiefafvalbeleid.[3)]
  - De periode van minimaal 100 jaar is erop gebaseerd dat het volume aan afval in die periode kan groeien (Nederland produceert relatief weinig afval), zodat de kosten per eenheid dalen. [3)]
  - Daarnaast kan technische vooruitgang plaatsvinden om het afval op een efficiëntere manier te bergen. [3)]
  - De periode kan tevens gebruikt worden om het fonds voor eindberging, wat gevoed uit het afvaltarief, te laten renderen. [3)]
  - Ten slotte schept de periode de ruimte om mogelijkheden voor internationale samenwerking te onderzoeken en eventueel te ontwikkelen. [3)]
- Voor realisatie van een eindberging wordt een duale strategie gevolgd. Hierbij wordt een nationale route naar eindberging uitgewerkt maar wordt de mogelijkheid om samen te werken met andere Europese lidstaten voor de realisatie van een eindberging niet uitgesloten.[1), 2)]
- De verwachting van marktpartijen is dat een gezamenlijke Europese eindberging niet waarschijnlijk is om politieke redenen en verschillen in regelgeving. COVRA verwacht dat wanneer geologische eindberging in Finland, Zweden, Frankrijk enige tijd operationeel is, er een initiatief zal ontstaan voor een internationale oplossing voor kleinere landen.
  - Hetzij een gezamenlijk initiatief, hetzij in aansluiting bij één van de dan gevestigde eindbergingen.[3)]

Bron: (1) Eindberging, COVRA (https://www.covra.nl/nl/radioactief-afval/eindberging/, geraadpleegd op 15 juni 2021). (2) National report for the Council Directive 2011/70/EURATOM, ANVS (2016). (3) Interviewprogramma KPMG (2021).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

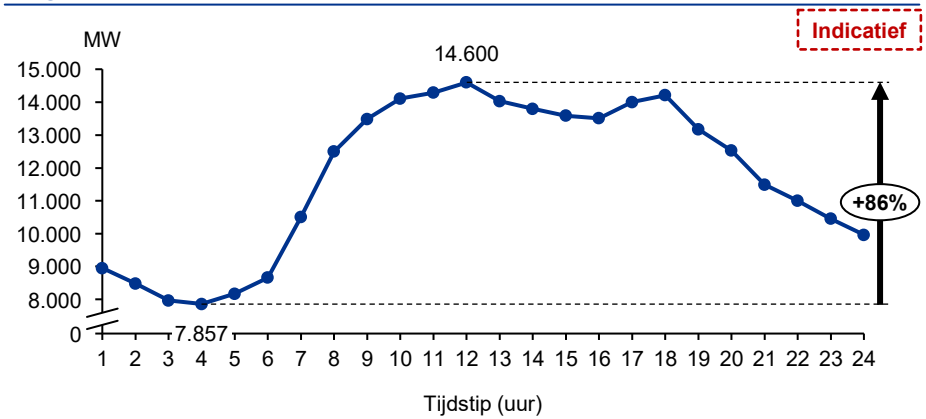
Management samenvatting
Introductie
Keuze technologie
Financiering en garanties
Wet- en regelgeving
Wijze van inzet kerncentrale
Borssele
Impact lokale economie
Locatie kerncentrale
Bijlagen

Introductie
Basislast
Regelbaar vermogen

Wijze van inzet kerncentrale

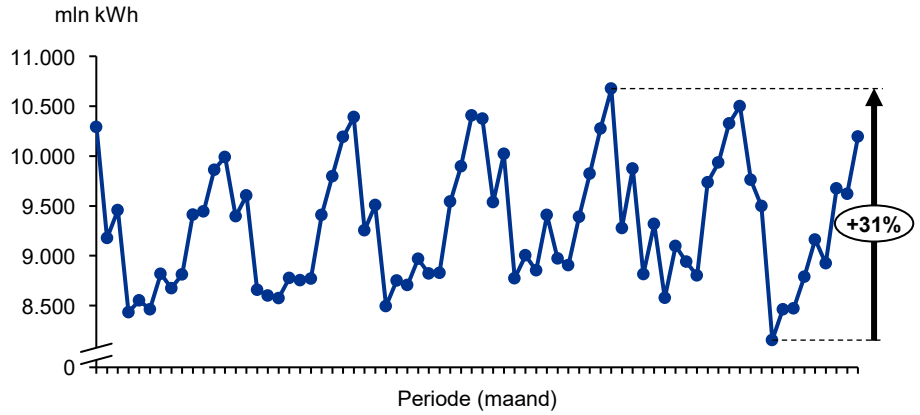
Een kerncentrale kan op hoofdlijnen worden ingezet als basislast of als regelbaar vermogen

Dagvariatie elektriciteitsverbruik Nederland (per uur) [a)]



Notitie: (a) Dagpatroon elektriciteitsverbruik Nederland typische najaarsdag.
Bron: Markt en flexibiliteit, CE Delft (2016). KPMG-analyse.

Seizoensvariatie elektriciteitsverbruik Nederland (2015-2020)



Bron: Elektriciteitsbalans, aanbod en verbruik, CBS (2021). KPMG-analyse.

Een (elektriciteits)net kent een basislast en een pieklast

— De basislast (of baseload) is het minimaal benodigde elektriciteitsaanbod op het netwerk voor een bepaalde periode. De pieklast is het maximaal benodigde elektriciteitsaanbod op het netwerk voor een bepaalde periode.

— De behoefte aan basislast en regelbaar (piek) vermogen ontstaat door variatie in het elektriciteits- en energieverbruik.

- Elektriciteitsverbruik in Nederland kent een typisch verloop en piekt doorgaans rond het middaguur. Het verschil tussen het minimale en maximale verbruik op een typische najaarsdag kan 86% zijn.[1)]
- Ook seizoenen hebben een grote invloed op de basislast en piekbelasting. Het elektriciteitsverbruik kan in wintermaanden tot 31% hoger zijn.[2)]

Een kerncentrale kan worden ingezet om te voorzien zowel in de basislast als in de pieklast

— Een kerncentrale kan ingezet worden om de basislast te leveren, daarmee draait de centrale volcontinu.

— Een kerncentrale kan ook ingezet worden als regelbaar vermogen om de pieklast op te vangen, de centrale levert dan alleen stroom wanneer andere bronnen onvoldoende energie leveren.

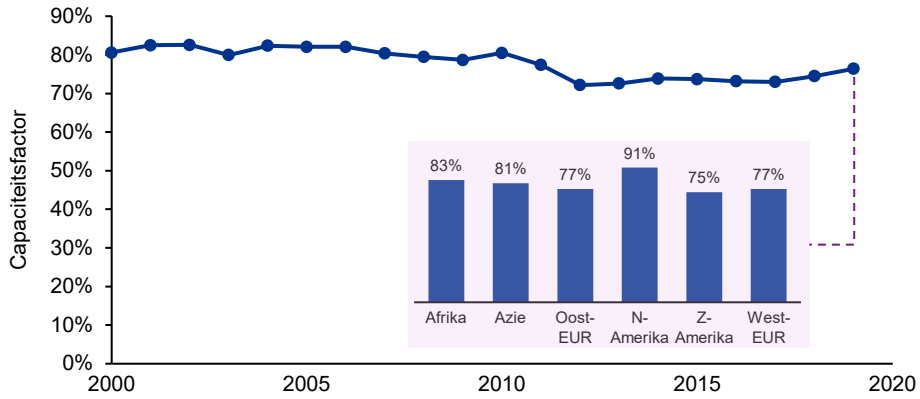
— Daarnaast kan hij gebruikt worden als een combinatie van die twee.

Bron: (1) Markt en flexibiliteit, CE Delft (2016). (2) Elektriciteitsbalans, aanbod en verbruik, CBS (2021).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

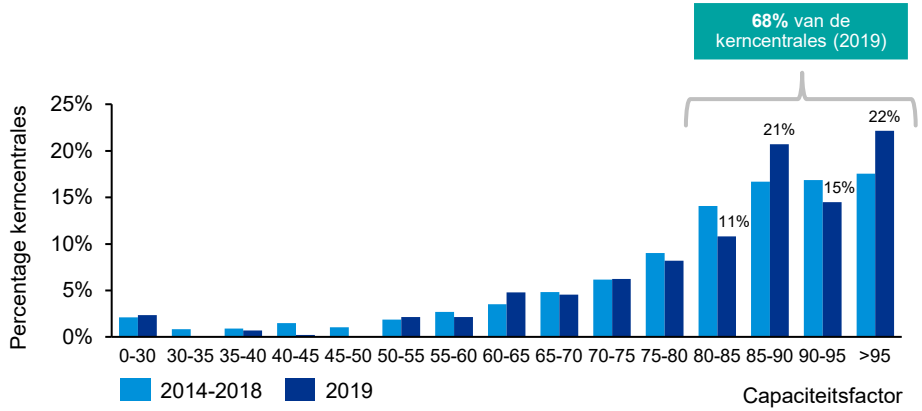
Kerncentrales worden in het buitenland doorgaans ingezet als basislastcentrales

Wereldwijd gemiddelde capaciteitsfactor kerncentrales



Bron: (1) World nuclear performance report 2020, World Nuclear Association (2020). KPMG-analyse.

Percentage centrales per categorie capaciteitsfactor



Bron: World Nuclear Performance Report, World Nuclear Association (2020). KPMG-analyse.

Hoge capaciteitsfactoren wijzen erop dat kerncentrales doorgaans worden ingezet als basislastcentrales en grotendeels volcontinu draaien

— Marktpartijen geven aan dat de meeste centrales draaien om te voorzien in de basislast, omdat dit het meest economisch is (zie pagina 115).

— De afgelopen 20 jaar ligt wereldwijd de gemiddelde capaciteitsfactor van kerncentrales rond de 80%.[1), 2)]

— In 2019 heeft 68% van de centrales wereldwijd een capaciteitsfactor van >80%. Het beeld is vergelijkbaar met voorgaande jaren.[1)]

- Capaciteitsfactoren in Noord-Amerika liggen gemiddeld boven de 90%. Hier worden centrales vrijwel zonder uitzondering ingezet om te voorzien in de basislast (uitzondering is de Columbia Generating Station (CGS, 1.170 MW, Richland, Washington).[1), 3)]
- In Europa liggen capaciteitsfactoren lager; hier zetten een aantal landen centrales ook (deels) in als regelbaar vermogen (zie volgende pagina).[1)]

— Hoge capaciteitsfactoren wijzen erop dat kerncentrales een hoge mate van betrouwbaarheid hebben en volcontinu kunnen draaien.[1)]

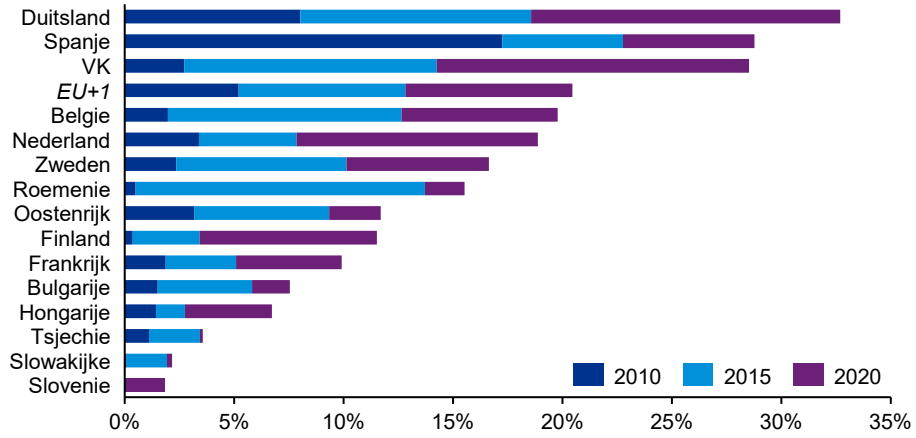
"De meeste centrales draaien om te voorzien in de basislast."

Bron: (1) World Nuclear Performance Report 2020, World Nuclear Association (2020). (2) Power Reactor Information System, IAEA (https://pris.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/WorldTrendinAverageLoadFactor.aspx, geraadpleegd op 1 mei 2021). (3) Can nuclear power and renewables be friends?, Ingersoll et. al. (2015).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Door de toename van zonne- en windenergie worden kerncentrales vaker ingezet als regelbaar vermogen

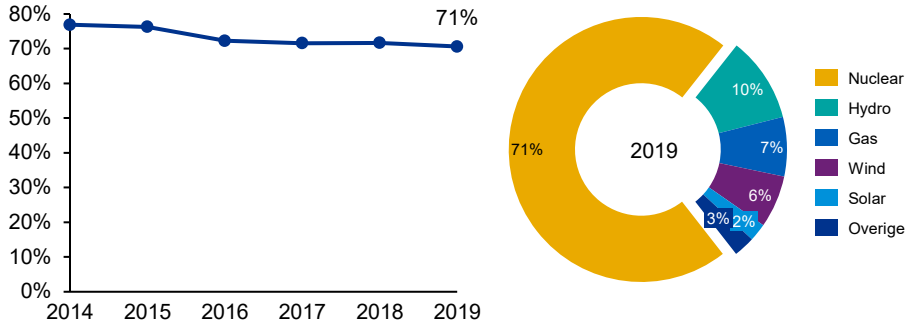
Aandeel zonne- en windenergie in elektriciteitsproductie



Notitie: EU-landen met kernenergie. Tevens is het aandeel zonne- en windenergie in elektriciteitsproductie voor het Verenigd Koninkrijk (VK) weergegeven. EU+1 heeft betrekking op EU, inclusief VK

Bron: EU Power sector in 2020, Ember (2021).

Aandeel kernenergie in energieproductie Frankrijk



Bron: Power reactor information system, IAEA (https://pris.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=FR, geraadpleegd op 1 mei 2021). KPMG-analyse.

Kerncentrales lijken met name door de sterke groei van hernieuwbare energiebronnen vaker te worden ingezet als regelbaar vermogen

— Hernieuwbare energiebronnen maken een sterke groei door. Het aandeel zonne- en windenergie in de elektriciteitsproductie in de EU is in 2020 gestegen tot ~20%.[1)]

— Hernieuwbare bronnen, met name zon en wind, hebben een onvoorspelbaar productieprofiel, waardoor regelbaar vermogen nodig is om vraag en aanbod te balanceren. In sommige landen worden kerncentrales steeds vaker ingezet als regelbaar vermogen waarbij kerncentrales soms meermaals per dag op- en afschakelen, afhankelijk van de specifieke vraag en het beschikbare aanbod.[2), 3)]

- Duitsland (en in mindere mate België, Zweden) is een voorbeeld van een land met een relatief groot aandeel zonne- en windenergie waar kerncentrales regelmatig als regelbaar vermogen worden ingezet.[2), 3), 4)]

Ook wanneer kernenergie een relatief groot aandeel heeft in de energiemix worden kerncentrales ingezet als regelbaar vermogen

— In sommige landen is het aandeel van kernenergie in de energiemix dermate groot, dat deze naast basislast ook als regelbaar vermogen moet optreden om de variërende vraag (zie ook pagina 120) en het aanbod te kunnen balanceren.

- Frankrijk is een voorbeeld van een land waar kernenergie een relatief groot aandeel (71%) heeft in de energiemix en waar centrales regelmatig worden ingezet als regelbaar vermogen.[2), 3), 4).]

"Door de toename van renewables zie je dat kerncentrales nu ook steeds vaker worden ingezet als regelbaar vermogen."

"Bijvoorbeeld in Duitsland, waar ze veel zon en wind hebben staan, worden kerncentrales gebruikt als achtervang."

Bron: (1) EU Power sector in 2020, Ember (2021). (2) World Nuclear Performance Report, World Nuclear Association (2020). (3) Non-baseload operation in nuclear power plants, IAEA (2018). (4) Additional costs for load-following nuclear power plants, Elforsk (2012)

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

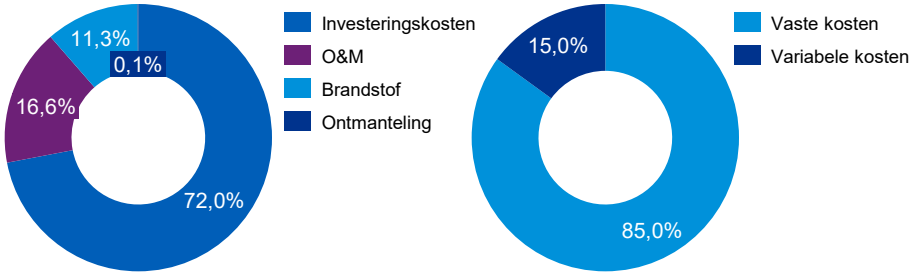
Management samenvatting
Introductie
Keuze technologie
Financiering en garanties
Wet- en regelgeving
Wijze van inzet kerncentrale
Borssele
Impact lokale economie
Locatie kerncentrale
Bijlagen

Introductie
Basislast
Regelbaar vermogen

Basislast

Marktpartijen adviseren om een kerncentrale in Nederland te laten draaien als basislast, zij geven aan dat dit de meest economische wijze van inzet is

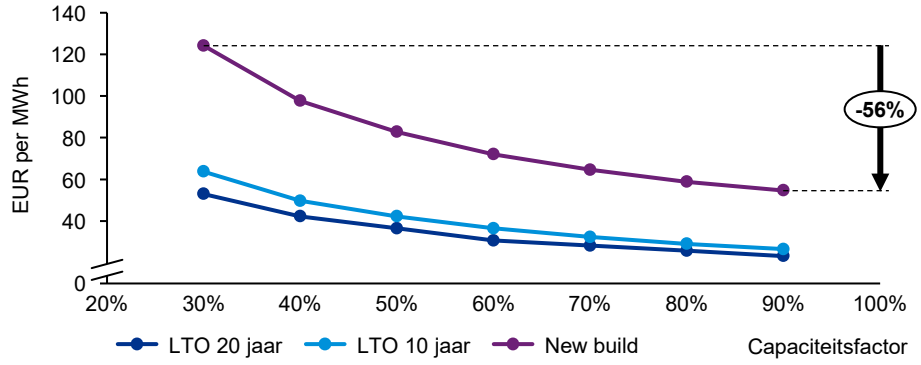
Uitsplitsing totale kosten kerncentrale



Notitie: Met totale kosten worden alle kosten bedoeld die relateren aan het financieren, bouwen, exploiteren en ontmantelen van een kerncentrale.

Bron: (1) Unlocking reductions in the construction costs of nuclear: a practical guide for stakeholders, OECD-NEA (2020).

LCOE kernenergie afgezet tegen capaciteitsfactor



Notitie: LTO staat voor levensduurverlenging.

Bron: (1) Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition, IEA & OECD-NEA (2020). KPMG-analyse.

"Omdat uranium zo goedkoop is moet je een centrale volcontinu laten draaien, dit is verreweg het meest voordelig."

Marktpartijen geven aan dat basislast de meest economische modus operandi is voor een kerncentrale

— Het bouwen van een kerncentrale is relatief kapitaalintensief, de kosten voor het laten draaien van de centrale zijn echter relatief beperkt.

- Investeringskosten vormen 72% van de totale kosten van een kerncentrale. Dit zijn grotendeels vaste kosten die worden gemaakt bij de bouw van de centrale.[1] De kosten van een westerse generatie III+ FOAK-reactor liggen naar schatting tussen de EUR ~4.826 en ~8.122 per kW (inclusief budgetoverschrijdingen, zie pagina 38). Ook O&M-kosten ("*Operation & Maintenance* kosten") zijn grotendeels vaste kosten.
- Operationele kosten zijn echter relatief laag. De variabele brandstofkosten vormen slechts ~11% van de totale kosten.[1] Door de lage prijs van uranium variëren brandstofkosten van EUR 0,4 cent per kWh tot EUR 1,2 cent per kWh.[2] Het draaien van meer uren leidt slechts tot een beperkte stijging van operationele kosten.

— Een kerncentrale is daarom in principe meer winstgevend wanneer deze volcontinu draait.

Daardoor kan een kerncentrale goedkopere elektriciteit leveren (LCOE) bij een hogere capaciteitsfactor

— Om bovenstaande redenen kunnen kerncentrales goedkopere elektriciteit leveren wanneer zij volcontinu draaien. De relatief hoge en vaste investeringskosten worden dan over meer productieve uren verdeeld wat leidt tot een lagere LCOE. Kerncentrales zijn dan meer concurrerend.

— De LCOE van kerncentrales kan tot 56% afnemen wanneer de capaciteitsfactor toeneemt van 30% naar 90%.[2]

"Een kerncentrale heeft met name hoge vaste kosten, slechts een klein deel is variabel."

Bron: (1) Unlocking reductions in the construction costs of nuclear: a practical guide for stakeholders, OECD-NEA (2020).
(2) Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition, IEA & OECD-NEA (2020).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Daarnaast sluit het volcontinu laten draaien beter aan op technische eigenschappen van een kerncentrale

"Het is veel eenvoudiger en efficiënter om een kerncentrale als basislast in te zetten. De centrale draait dan volcontinu."

"Met name oudere kerncentrales zijn primair gebouwd als basislastcentrale en kunnen het beste op vol vermogen draaien."

"Het continu op- en afschalen van een kerncentrale leidt tot meer slijtage en onderhoud en is ook daarom erg duur. Je kunt de centrale daarom beter volcontinu laten draaien."

Marktpartijen geven aan dat het technisch eenvoudiger en efficiënter is om een kerncentrale volcontinu te laten draaien

— Kerncentrales werken het meest efficiënt bij een stabiele temperatuur. Het is veel eenvoudiger om een constante temperatuur te bewaken in de reactor bij minder aanpassingen in het vermogen, i.e. als de centrale volcontinu draait met beperkte op- en afschakelmomenten.[1)]

— Daarnaast maakt een kerncentrale die draait als basislast efficiënter gebruik van nucleaire brandstof.[1)] Zie pagina 122 voor meer informatie over extra brandstofkosten bij het toepassen van kerncentrales als regelbaar vermogen.

— Verder vindt bij een constante belasting en gebruik van de reactor minder slijtage plaats en zijn (mede hierdoor) minder inspecties en onderhoud nodig.[1)] Zie pagina 122 voor meer informatie over extra onderhoud bij het toepassen van kerncentrales als regelbaar vermogen.

Daarbij hebben met name oudere kerncentrales beperkte flexibele eigenschappen

— Kerncentrales hebben beperkingen in de mate waarin ze snel vermogen op- en af kunnen schakelen.

- Moderne kerncentrales kunnen lastvariaties opvangen tussen 50-100% van het nominaal vermogen, met een tempo van 1-5% per minuut.[2), 3)] Zie ook pagina 121 voor een nadere toelichting op de flexibele eigenschappen van kerncentrales.

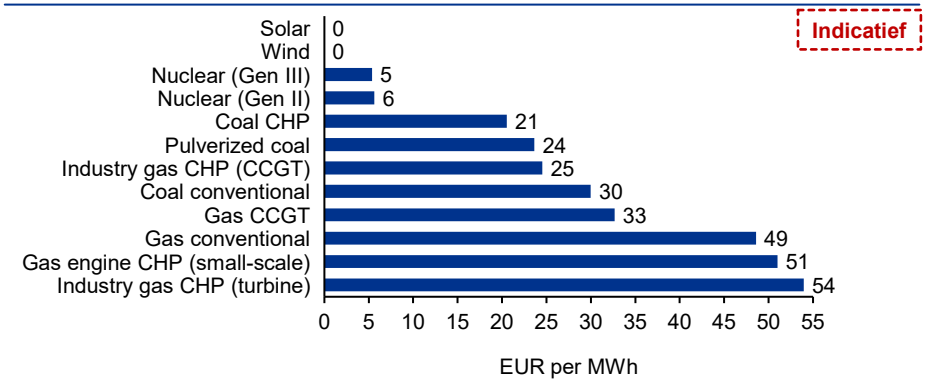
— Met name oudere kerncentrales hebben daarnaast beperkingen in de mate waarin het vermogen voor langere tijd kan worden afgeschaald.[3)]

Bron: (1) Non-baseload operation in nuclear power plants, IAEA (2018). (2) Load following capabilities of nuclear power plants, Sustainable Nuclear Energy Technology Platform (2017). (3) Nuclear energy and renewables, OECD-NEA (2012).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Echter, in een geliberaliseerde markt concurreert kernenergie met zon en wind en wordt op basis van de merit order bij piekproductie verdrongen

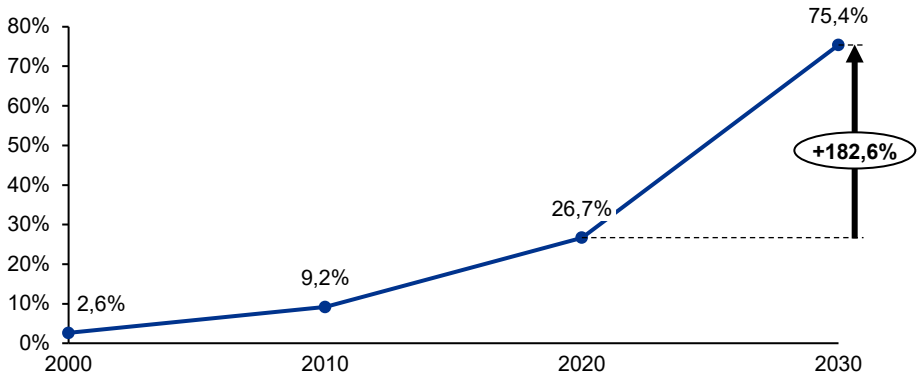
Marginale kosten Nederland (EUR/MWh)



Notitie: (a) Technologieën met een geïnstalleerde capaciteit van >500 MW. Marginale kosten op basis van huidige situatie in Nederland, zoals opgenomen in scenario Nederland 2020 in het Energy Transition Model. Nuclear (gen III) is hieraan toegevoegd.

Bron: Energy transition model.

Aandeel hernieuwbare bronnen in elektriciteitsproductie, prognose 2030



Bron: Klimaat- en Energieverkenning 2020, PBL (2020). KPMG-analyse.

Marktpartijen geven aan dat de marginale kosten van kernenergie boven die van hernieuwbare bronnen liggen, waardoor deze zonder overheidsingrijpen worden verdrongen door met name zonne- en windenergie bij piekproductie

— Handel in elektriciteit op de geliberaliseerde Nederlandse energiemarkt vindt plaats op basis van de merit order (de rangorde waarin productiecapaciteit wordt benut). Het aanbod wordt gerangschikt op basis van prijs (marginale kosten). Het aanbod met de hoogste marginale kosten zal als eerst verlieslatend zijn en worden afgeschaald in situaties van piekproductie waarbij er meer aanbod dan vraag is.

— Kernenergie kent lagere marginale kosten dan fossiele alternatieven. Echter, wind- en zonne-energie kennen nog lagere marginale kosten.[1), 2)]

— Daarmee drukken wind en zon kernenergie (en fossiele bronnen) uit de markt op momenten dat zij veel kunnen produceren (onder gunstige omstandigheden bij veel zon en/of wind) en er niet voldoende vraag is om piekproductie te gebruiken.

Marktpartijen verwachten dat deze situatie zich in de toekomst vaker voor zal doen door de verwachte toename van het aandeel van hernieuwbare bronnen in de totale elektriciteitsproductie

— Marktpartijen verwachten dat het aandeel hernieuwbare bronnen in de elektriciteitsproductie verder zal toenemen, waardoor er naar verwachting vaker piekproductiemomenten zullen ontstaan.

- Prognoses laten zien dat het aandeel zon en wind in de elektriciteitsproductie in 2030 mogelijk ~75% is.
- Zonne- en windenergie kunnen daarbij regelmatig (en in toenemende mate) volledig in de elektriciteitsvraag voorzien.[3), 4)]

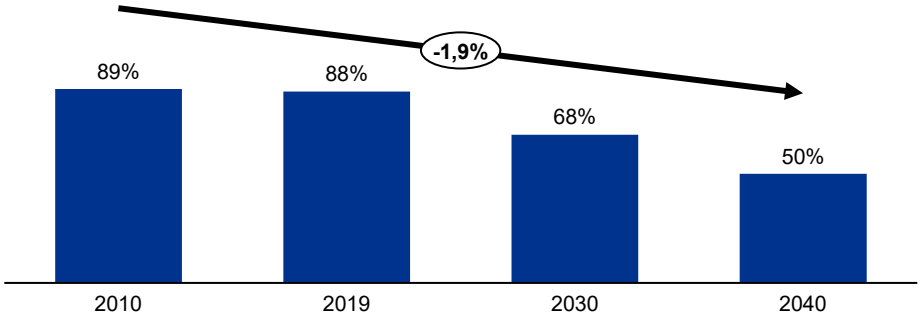
Bron: (1) Energy transition model. (2) De rol van kernenergie in de energietransitie van Noord-Brabant, TNO (2020). (3) Elektrificatie en vraagprofiel 2030, TenneT (2020). (4) Systeemeffecten van nucleaire centrales, in Klimaatneutrale energiescenario's 2050, Kalavasta, Berenschot (2020).

"De huidige merit order is een groot probleem voor kernenergie want ze worden uit de markt gedrukt door zon en wind."

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Wil de overheid dat een kerncentrale volcontinu kan draaien, dan is naar verwachting overheidsingrijpen nodig

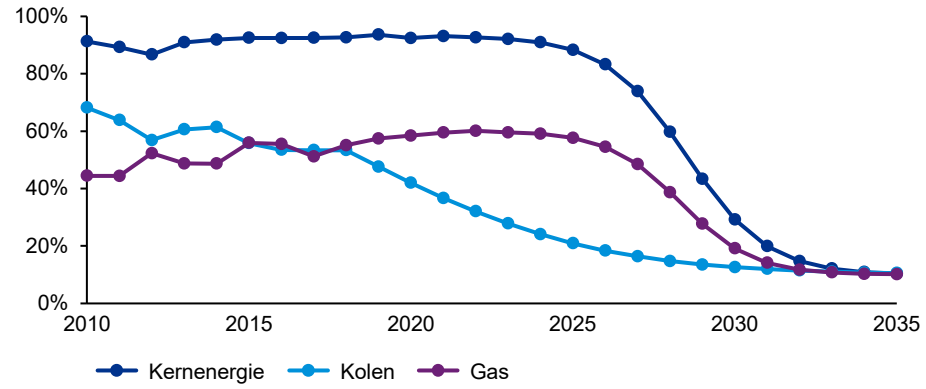
Capaciteitsfactor kerncentrale Nederland, prognose 2010-2040



Notitie: (a) 2010 en 2019 zijn capaciteitsfactoren van Borssele. 2030 betreft een prognose van TenneT op basis van onder meer ontwikkelingen in de energiemix, veronderstelde opwerkcapaciteit, brandstof- en CO_2-kosten. 2040 is een schatting van Het Financieele Dagblad.

Bron: (1) Power reactor information system, IAEA (https://pris.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=FR, geraadpleegd op 1 mei 2021). (2) Monitoring leveringszekerheid 2020, TenneT (2020). (3) Nucleaire waterstof, Het Financieele Dagblad (2020). KPMG-analyse.

Capaciteitsfactoren kolen, gas, kernenergie in de VS, prognose 2010-2035



Notitie: (a) Cijfers vanaf 2020 betreffen een prognose door RethinkX.

Bron: Rethinking energy, RethinkX (2021).

Kerncentrales zullen naar verwachting in de toekomst steeds minder draaien

— Vanwege de groei van hernieuwbare bronnen en het merit order effect (zie vorige pagina) is de verwachting volgens marktpartijen dat kerncentrales naar de toekomst toe steeds minder uren kunnen draaien.

- Een prognose van netbeheerder TenneT laat zien dat kerncentrales in Nederland in 2030 mogelijk een capaciteitsfactor kunnen realiseren van slechts circa 68%.[1)] Het Financieele Dagblad schat in dat in 2040 slechts een capaciteitsfactor van 50% kan worden gerealiseerd door de sterke toename van hernieuwbare bronnen.[2)]
- Prognoses voor capaciteitsfactoren voor fossiele brandstoffen en kernenergie in de VS voorspellen dat capaciteitsfactoren kunnen dalen tot ~10% in 2035.[3)]

Wil de overheid dat een kerncentrale volcontinu kan draaien, dan is naar verwachting overheidsingrijpen in de markt noodzakelijk

— Wil de overheid dat een kerncentrale in Nederland volcontinu kan draaien en wordt ingezet als basislast, dan zal er een prijsgarantie moeten komen (bijvoorbeeld een CfD) om de kerncentrale onder de kostprijs te laten produceren.

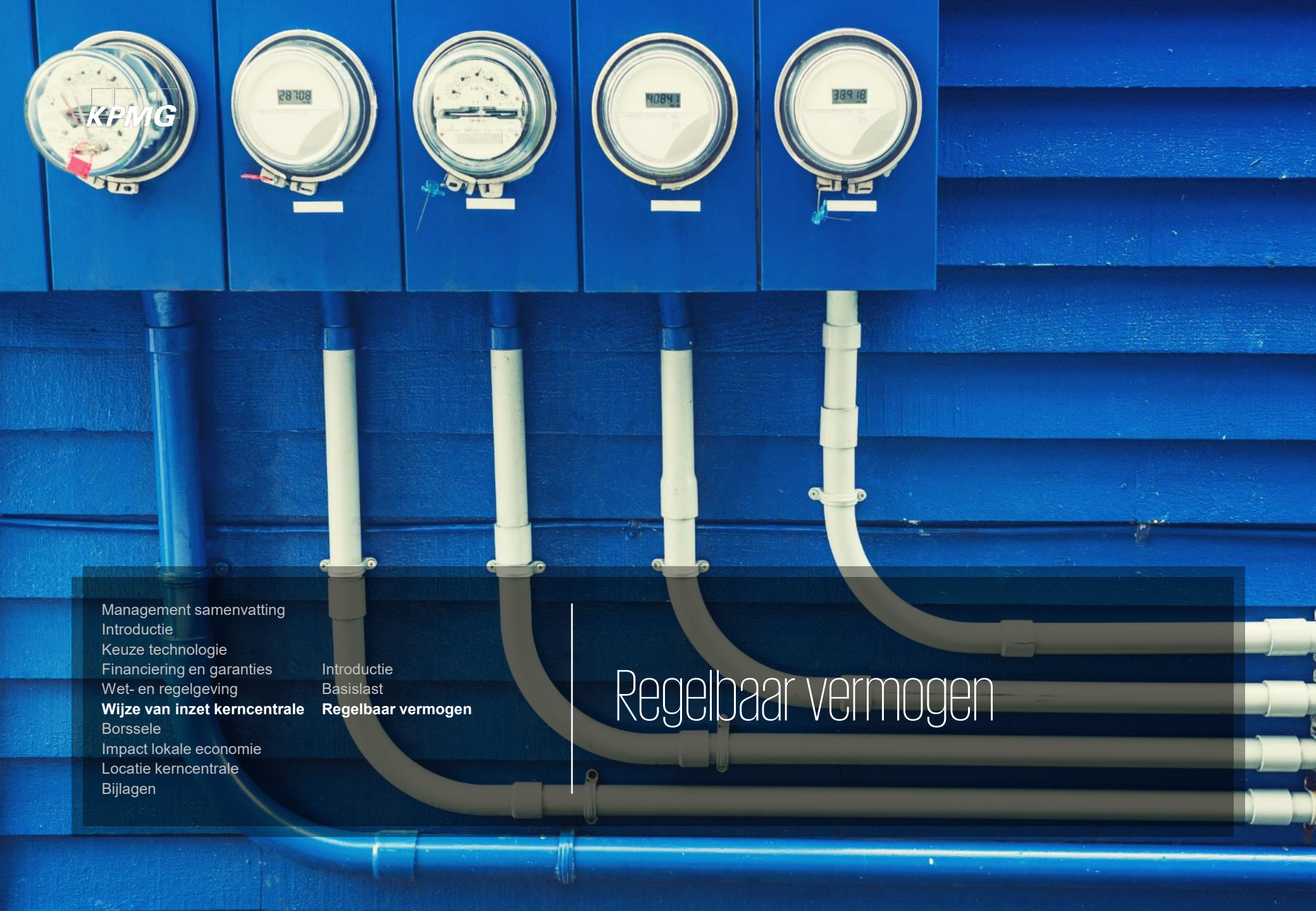
— Marktpartijen geven aan dat de genoemde prijsgarantie op verschillende manieren kan worden ingevuld, bijvoorbeeld middels een CfD of middels een SDE++ subsidie.

Bron: (1) Monitoring leveringszekerheid 2020, TenneT (2020). (2) Nucleaire waterstof, Het Financieele Dagblad (2020). (3) Rethinking Energy, RethinkX (2021).

"Prijzen moeten worden gereguleerd om een kerncentrale volcontinu te laten draaien. Kijk bijvoorbeeld naar Frankrijk en Engeland waar elektriciteit uit kernenergie voor afgesproken prijzen wordt verkocht zodat ze vol kunnen draaien en concurrerend zijn."

"De overheid moet ingrijpen in de merit order. Kernenergie is de enige CO_2-neutrale bron die geen ondersteuning krijgt."

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.



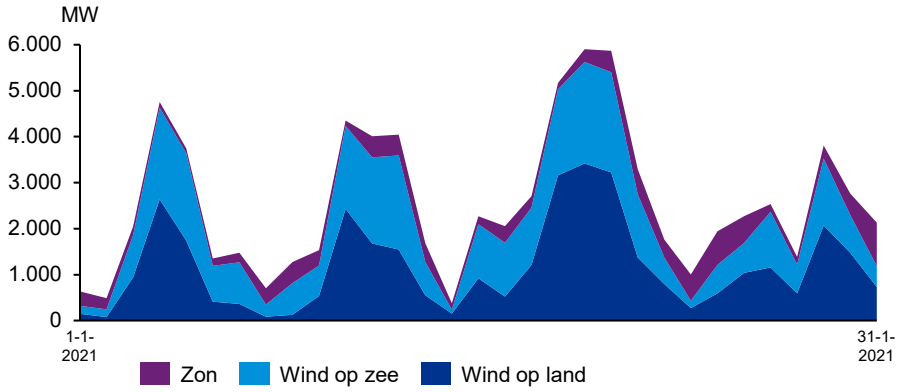
Management samenvatting
Introductie
Keuze technologie
Financiering en garanties
Wet- en regelgeving
Wijze van inzet kerncentrale
Borssele
Impact lokale economie
Locatie kerncentrale
Bijlagen

Introductie
Basislast
Regelbaar vermogen

Regelbaar vermogen

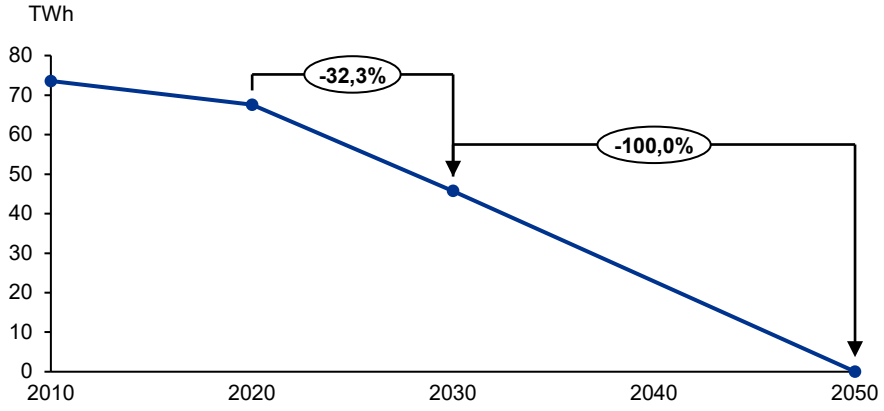
Nederland heeft naar de toekomst toe CO_2-vrij regelbaar vermogen nodig. Een kerncentrale kan mogelijk ingezet worden om regelbaar vermogen te leveren

Productievermogen zon en wind Nederland januari 2021



Notitie: (a) Momentane productievermogen op dagbasis voor de maand januari 2021.
Bron: Energieopwek (https://energieopwek.nl/, geraadpleegd 1 mei 2021). KPMG-analyse.

Elektriciteitsproductie op basis van aardgas, prognose 2050



Bron: (1) Klimaat- en Energieverkenning 2020, PBL (2020). (2) Verkenning 2050, Gasunie (2018). KPMG-analyse.

Elektrificatie en toename van hernieuwbare energiebronnen vragen om voldoende regelbaar vermogen richting de toekomst

— Prognoses laten zien dat het elektriciteitsverbruik in Nederland sterk stijgt richting 2030 en 2050. De verwachting is dat hernieuwbare energiebronnen (zon en wind) een steeds groter aandeel hebben in de elektriciteitsvoorziening.[1), 2), 3)]

— Door het onvoorspelbare productieprofiel van wind en zon zal daardoor naar de toekomst toe naar verwachting meer geïnvesteerd moeten worden in voldoende regelbaar vermogen en flexibiliteitsvoorzieningen. Regelbaar vermogen en flexibiliteitsvoorzieningen zorgen ervoor dat vraag en aanbod van elektriciteit in balans blijven bij een variërend aanbod van elektriciteit uit wind en zon.[2)]

— TenneT geeft aan dat mogelijk 24-27 GW regelbaar vermogen nodig is in 2030.[4)] Netbeheer Nederland verwacht dat de behoefte aan regelbare elektriciteits-centrales in 2050 bijna tweemaal groter is dan het huidige vermogen.[3)] Het huidige regelbare vermogen is ~22GW.[5)]

Regelbaar vermogen wordt in Nederland traditioneel ingevuld door met name aardgascentrales, welke in beleidsprognoses worden afgebouwd

— Regelbaar vermogen wordt in Nederland traditioneel ingevuld door flexibele aardgascentrales. Deze kunnen relatief snel op- en afschakelen (zie volgende pagina) en de typische capaciteitsfactor varieert tussen de 30 en 70%.[6)]

— Nederland wil naar een CO_2-arme energievoorziening, fossiele bronnen waaronder aardgas worden daarom richting 2030 en 2050 uitgefaseerd. Beleidsprognoses laten zien dat de elektriciteitsproductie op basis van aardgas richting 2030 mogelijk met ~32% afneemt en volledig is uitgefaseerd in 2050.[1), 7)]

Er zijn verschillende alternatieven voor aardgas beschikbaar om te voorzien in CO_2-vrij regelbaar vermogen, waaronder kernenergie

— Prognoses van onder meer Netbeheer Nederland en de Gasunie laten zien dat waterstof en groen gas CO_2-vrije alternatieven kunnen zijn voor aardgas.[3), 6)]

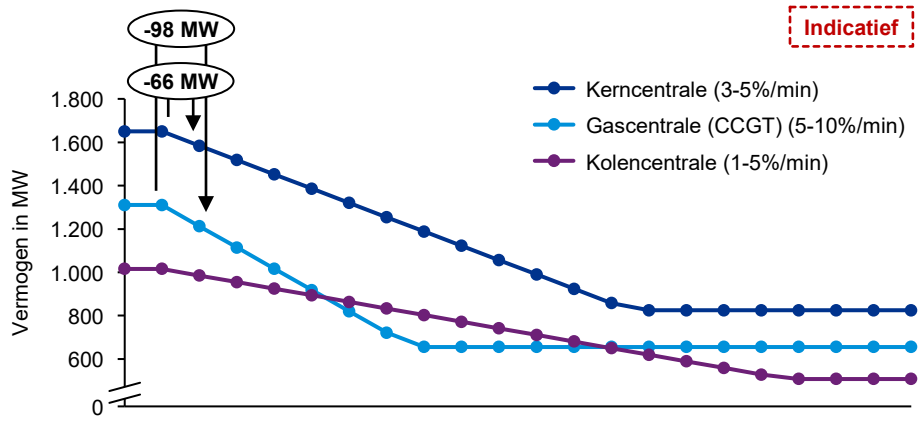
— Marktpartijen geven aan dat ook kernenergie mogelijk kan worden ingezet om CO_2-vrij regelbaar vermogen te leveren. Marktpartijen geven aan dat met name moderne centrales over aanzienlijke flexibiliteit beschikken en daarbij een rol kunnen spelen in de productie van waterstof.

Bron: (1) Klimaat- en Energieverkenning 2020, PBL (2020). (2) Scenario's voor klimaatneutraal energiesysteem, TNO (2020). (3) Het energiesysteem van de toekomst, Netbeheer Nederland (2021). (4) Elektrificatie en vraagprofiel 2020, TenneT (2020). (5) Monitoring Leveringszekerheid 2020, TenneT (2020). (6) Omzetting primaire energiedragers, TU Delft (2019). (7) Energiemix 2050, Gasunie (2018).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Moderne kerncentrales zijn in staat om als regelbaar vermogen gebruikt te worden, maar zijn daar minder goed in dan gascentrales

Regelbaar vermogen piekcentrales



Notitie: (a) In bovenstaande analyse is een aangenomen vermogen van 1.650 MW gehanteerd voor een moderne generatie III+ kerncentrale. Voor het vermogen van een kolencentrale is een gemiddelde genomen van de vier resterende centrales in Nederland. Het vermogen van een CCGT-gascentrale is op basis van de Vattenfall Magnum-centrale (3 eenheden) (meest recent gebouwd in Nederland). (b) In bovenstaande grafiek is uitgegaan van het gemiddelde flexibele vermogen van de verschillende typen elektriciteitscentrales. (c) 50% van het nominale vermogen is gehanteerd als ondergrens.

Bron: (1) Load-following with nuclear power plants, Lokhov (2011). (2) Non-baseload operation in nuclear power plants, IAEA (2018). (3) Technical and economic aspects of load following with nuclear power plants, OECD, NEA (2011). (4) Load following capabilities of nuclear power plants, Sustainable nuclear energy technology platform (2017). (5) Nuclear energy and renewables, OECD, NEA (2012) (6) Nota wijziging van de wet verbod op kolen bij elektriciteitsproductie, EZK (2021). (7) Nuon opent Magnum-gascentrale in de Eemshaven, Vattenfall (https://group.vattenfall.com/nl/newsroom/archive/nieuws /2013/nuon-opent-magnum-gascentrale-in-de-eemshaven, geraadpleegd op 1 juni 2021). KMPG-analyse.

"In verschillende landen is aangetoond dat kerncentrales technisch gezien prima kunnen worden ingezet als regelbaar vermogen."

"Hoewel er technisch veel mogelijk is, zitten er wel degelijk limieten aan de regelbare capaciteiten van kerncentrales."

De meeste moderne kerncentrales kunnen lastvariaties opvangen tussen de 50 en 100% van het vermogen met een tempo van 3-5% per minuut

- Een moderne kerncentrale (uitgaande van een nettovermogen van 1.650 MW) kan 3-5% van het nominale vermogen per minuut op- en afschakelen, circa 66 MW. Indien nodig meermaals per dag.[1), 2), 3)]
  - Kerncentrales in onder meer Frankrijk, Duitsland, België, Finland en Zwitserland hebben in de praktijk bewezen over aanzienlijke flexibiliserings-capaciteiten te beschikken.[2), 4)] Reactoren in Frankrijk kunnen bijvoorbeeld tweemaal per dag, binnen een half uur tot 80% van het nominale vermogen afregelen.[5)]
  - 'European Utility Requirements' schrijven voor dat nieuwe (derde generatie) kerncentrales dagelijks tot 50% van het vermogen moeten kunnen op- en afschakelen met een tempo van 3-5% per minuut.[1), 3)]
- Daarmee zijn kerncentrales flexibeler dan kolencentrales, maar niet zo flexibel als (CCGT-)gascentrales. CCGT-gascentrales kunnen tot 10% van het vermogen per minuut op- en afregelen, ~100 MW, en hebben een minder lange *start-up time* dan kerncentrales.[2), 4), 6)]

Wel zijn er aanwijzingen dat het inzetten van een centrale als regelbaar vermogen mogelijk een grotere belasting vormt voor de centrale (ten opzichte van basislast), met beperkt meer slijtage en onderhoud tot gevolg

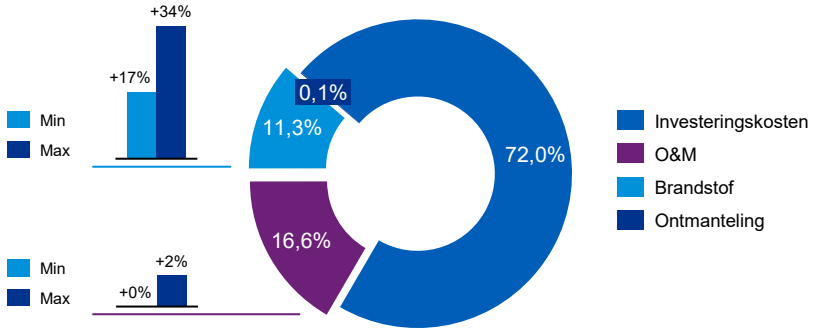
- Omdat de meeste (moderne) kerncentrales beschikken over flexibiliserings-eigenschappen (en hier in het design rekening mee is gehouden en/of later benodigde aanpassingen zijn gedaan) is de impact van inzet als regelbaar vermogen op de centrale relatief beperkt.
- Wel zijn er aanwijzingen dat de inzet als regelbaar vermogen leidt tot meer slijtage en onderhoud, onder meer met betrekking tot regelkleppen.[2), 3), 7)] Zie ook de volgende pagina voor een nadere toelichting op het kostenperspectief.

Bron: (1) Load-following with nuclear power plants, Lokhov (2011). (2) Non-baseload operation in nuclear power plants, IAEA (2018). (3) Technical and economic aspects of load following with nuclear power plants, OECD, NEA (2011). (4) Load following capabilities of nuclear power plants, Sustainable nuclear energy technology platform (2017). (5) Global Performance Report 2020, World Nuclear Association (2020). (6) Nuclear energy and renewables, OECD, NEA (2012). (7) Additional costs for load-following nuclear power plants, Elforsk (2012).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

De inzet van een kerncentrale als regelbaar vermogen wordt gezien als minder economisch, waarbij de overheid zal moeten aanvullen met subsidie

Potentiële toename totale kosten inzet kerncentrale als regelbaar vermogen



Notitie: (a) Met totale kosten worden alle kosten bedoeld die relateren aan het financieren, bouwen, exploiteren en ontmantelen van een kerncentrale. (b) Het inzetten van een kerncentrale kan naast aanvullende O&M- en brandstofkosten leiden tot aanvullende investerings- en personeelskosten; de omvang hiervan is onbekend en derhalve niet opgenomen in bovenstaande figuur.

Bron: (1) Unlocking reductions in the construction costs of nuclear: a practical guide for stakeholders, OECD-NEA (2020). (2) Non-baseload operation in nuclear power plants, IAEA (2018). (3) Load-following operating mode at NPPs and incidence on O&M costs, Bruynooghe et al (2010). (4) Additional costs for load-following nuclear power plants, Elforsk (2012). KMPG-analyse.

"Het continu op- en afschalen van een kerncentrale leidt onder meer tot meer slijtage en onderhoud en is ook daarom duurder. Je kunt de centrale daarom beter volcontinu laten draaien."

"De kosten voor elektriciteit worden veel hoger wanneer de centrale niet voluit kan draaien, dit zie je terug in een stijging van de LCOE."

Het inzetten van kerncentrales als regelbaar vermogen kan aanvullende kosten met zich meebrengen waardoor dit minder winstgevend is

— Hoewel in het design van de meeste moderne kerncentrales rekening is gehouden met een beperkte mate van flexibiliteit in gebruik, zijn er aanwijzingen dat het inzetten van een centrale als regelbaar vermogen leidt tot hogere kosten.
  - Beperkt hogere onderhoudskosten, onder meer vanwege meer slijtage en meer inspecties.[1), 2)] O&M-kosten kunnen hierdoor ~2% hoger uitvallen.[1), 3)]
  - Hogere brandstofkosten door minder efficiënte inzet van brandstof (brandstofcyclus laat zich lastiger plannen). Brandstofkosten kunnen ~17-23% hoger uitvallen bij Boiling Water Reactors (BWR's), ~25-34% bij Pressurized Water Reactors (PWR's).[1), 4)]
  - Personeelskosten kunnen hoger uitvallen, omdat het aanpassen van vermogen tot extra handelingen leidt. Daarnaast zijn aanvullende trainingen nodig. Het is onbekend wat de aanvullende personeelskosten zijn.[1)]

— Wanneer kerncentrales worden ingezet als regelbaar vermogen stijgen de gemiddelde kosten van geproduceerde elektriciteit, omdat onder meer hoge vaste investeringskosten moeten worden verdeeld over minder productieve uren.

— De LCOE neemt met ~10% toe wanneer de capaciteitsfactor daalt van 80% (basislast) naar 70% (regelbaar vermogen).[5)] Zie ook de figuur op pagina 115 waarin de LCOE van kerncentrales is afgezet tegen de capaciteitsfactor.

Om exploitatie rendabel te maken, zal de overheid met subsidie moeten komen om het gebrek aan productie-uren te compenseren

— Marktpartijen geven aan dat om bovenstaande redenen een kerncentrale mogelijk minder winstgevend is wanneer zij als regelbaar vermogen wordt ingezet.

— Met name het gebrek aan productie-uren zal gecompenseerd moeten worden met subsidie om zo de kerncentrale rendabel te houden.

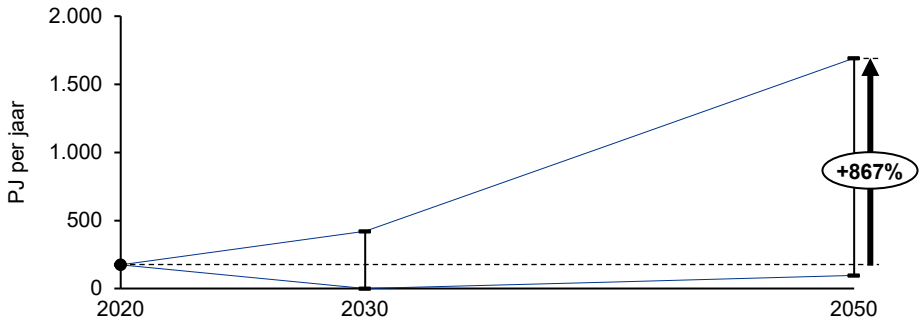
— Marktpartijen geven aan dat voor regelbaar vermogen beter gekozen kan worden voor meerdere kleine SMR's dan één grote kerncentrale (zie ook pagina 58). Dit geeft meer flexibiliteit in af- en opschalen en geeft ook meer zekerheid bij productieproblemen van een enkele kerncentrale.

Bron: (1) Non-baseload operation in nuclear power plants, IAEA (2018). (2) Technical and economic aspects of load following with nuclear power plants, OECD, NEA (2011). (3) Load-following operating mode at NPPs and incidence on O&M costs, Bruynooghe et al (2010). (4) Additional costs for load-following nuclear power plants, Elforsk (2012). (5) Projected costs of generating electricity 2020 edition, IEA & OECD-NEA (2020).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Bij inzet als regelbaar vermogen kan nucleaire capaciteit mogelijk worden benut voor de productie van waterstof om de rentabiliteit van kerncentrales te verbeteren

Waterstofvraag, prognose 2020-2050



Notitie: (a) Figuur laat een range zien van de potentiële totale vraag naar waterstof in Nederland. De range is op basis van diverse achterliggende (scenario)studies. Omdat de toekomstige vraag naar waterstof zich moeilijk laat voorspellen is de range relatief breed.

Bron: Hydrogen in the Netherlands, TNO (2020). KPMG-analyse.

"Bij overcapaciteit in een situatie met veel productie van zon en wind, moet je nucleaire capaciteit ook inzetten voor bijvoorbeeld de productie van waterstof."

"Je kunt een centrale vollast laten draaien door zowel elektriciteit als waterstof te produceren."

"Een kerncentrale gebruiken om waterstof op te wekken is een heilloze weg omdat het te duur is."

Waterstof gaat mogelijk een belangrijke rol spelen in de transitie naar een klimaatneutrale energievoorziening

— Prognoses laten zien dat de vraag naar waterstof in 2050 mogelijk stijgt naar maximaal ~1.700 petajoule per jaar. Conservatieve prognoses gaan uit van ~100 petajoule per jaar.[1)] De daadwerkelijke toekomstige vraag naar waterstof laat zich daarmee moeilijk voorspellen.

Een aantal marktpartijen geven aan dat kerncentrales kunnen worden ingezet voor de productie van waterstof, wat kan leiden tot een verbeterde rentabiliteit

— Kerncentrales kunnen waterstof produceren op momenten dat andere technologieën (met lagere marginale kosten) voldoende elektriciteit produceren. Hierdoor hoeven kerncentrales mogelijk minder vaak af te schalen.

— Hoewel de technologie nog niet op grote schaal is bewezen,[2), 3)] geven diverse marktpartijen aan dat kerncentrales bij uitstek geschikt zijn voor de productie van waterstof.

- In tegenstelling tot veel andere technologieën produceren kerncentrales zowel elektriciteit als warmte, beide kunnen worden gebruikt bij de productie van waterstof. Omdat voor de productie van waterstof in de meeste gevallen hoge temperaturen zijn vereist (750-1.000 graden Celsius), zijn met name diverse generatie IV reactoren (HTR, AHTR, en in mindere mate MSR's) geschikt voor de productie van waterstof via warmte.
- Daarbij is de waterstof geproduceerd door kerncentrales CO_2-vrij.

— De productie van waterstof door kerncentrales vraagt in veel gevallen om enkele aanpassingen en diverse investeringen in bijvoorbeeld elektrolysers. De precieze omvang van deze aanpassingen/investeringen verschillen per centrale.[4)]

Het is onzeker of de door kerncentrales geproduceerde waterstof kan concurreren met andere vormen van waterstof

— Sommige marktpartijen en studies geven aan dat waterstof geproduceerd uit kernenergie mogelijk niet kan concurreren met andere technologieën. Andere prognoses voorspellen dat met name nieuwe generatie kerncentrales richting 2030 juist relatief goedkope waterstof kunnen leveren.[2), 5), 6)]

Bron: (1) Hydrogen in the Netherlands, TNO (2020). (2) De rol van kernenergie in de energietransitie van Noord-Brabant, TNO (2020). (3) Hydrogen production and uses, World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/hydrogen-production-and-uses.aspx, geraadpleegd op 1 juni 2021). (4) Hydrogen production using nuclear energy, IAEA (2013). (5) Missing link to a livable climate, Catalyst (2020). (6) Systeemeffecten van nucleaire centrales, in Klimaatneutrale energiescenario's 2050, Kalavasta, Berenschot (2020).

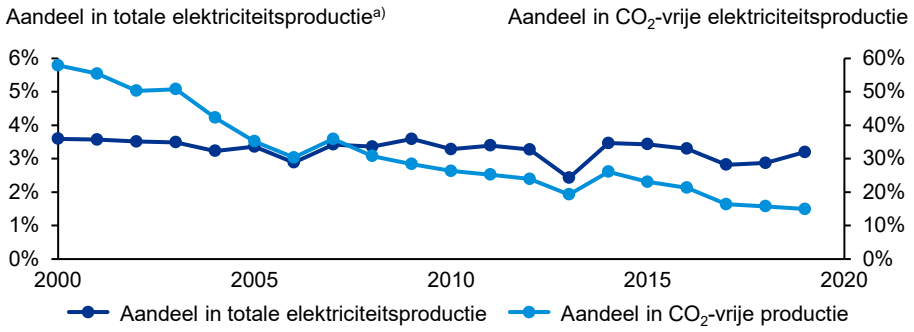
© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Management samenvatting
Introductie
Keuze technologie
Financiering en garanties
Wet- en regelgeving
Wijze van inzet kerncentrale
Borssele
Impact lokale economie
Locatie kerncentrale
Bijlagen

Borssele

De kerncentrale Borssele heeft een aandeel van circa 15% in de CO_2-neutrale elektriciteitsproductie van Nederland

Aandeel Borssele in (CO_2-vrije) elektriciteitsproductie



Notitie: (a) Totale elektriciteitsproductie inclusief import.
Bron: Klimaat- en Energieverkenning 2020, PBL (2020).

Specificaties kerncentrale Borssele

	Type reactor	PWR (generatie II)
	Netto elektrisch vermogen	482 MW_e
	Thermisch vermogen	1.366 MW_t
	Capaciteitsfactor [a)]	85,9%
	Start bouw	1969
	Ingebruikname	1973

Notitie: (a) Gemiddelde capaciteitsfactor (gerealiseerde elektriciteitsproductie als percentage van de maximale productiecapaciteit in een bepaalde periode) 2009-2019.
Bron: Power Reactor Information System, IAEA (https://pris.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/ReactorDetails.aspx?current=423, geraadpleegd op 1 mei 2021).

De kerncentrale Borssele lijkt primair als basislast te worden gebruikt, maar kan gevraagd worden om deels als regelbaar vermogen op te treden

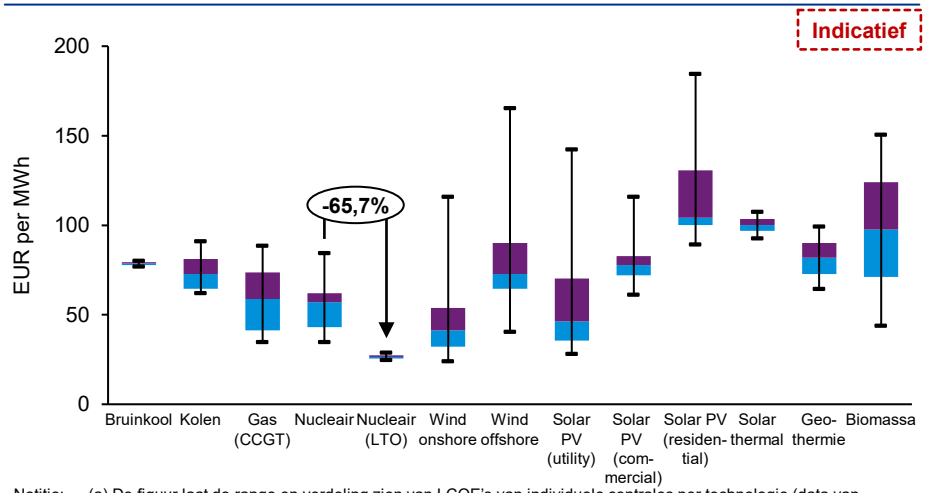
- Borssele is een generatie II, Pressurized Water Reactor (PWR) met een nettovermogen van 482 MW.[1)]
- De gemiddelde capaciteitsfactor van de centrale over de periode 2009-2019 was 85,9%.[1)] Daarmee draait de kerncentrale meer uren dan een gemiddelde buitenlandse kerncentrale die als basislast draait (~80%).[2)]
  - Een kerncentrale draait nooit op 100% capaciteit. Jaarlijks leiden onderhoud, splijtstofwisseling en diverse kleine storingen tot productieverlies.
- TenneT heeft met EPZ afspraken gemaakt over het verplicht en vrijwillig ter beschikking stellen van regel- en reservevermogen voor het oplossen van transportbeperkingen. Met name bij piekproductie van wind kan het voorkomen dat TenneT EPZ afroept om de kerncentrale Borssele tijdelijk af te schakelen.[3), 4)]
- De kerncentrale wekte tot 2004 meer dan 50% van de CO_2-vrije elektriciteit in Nederland op. Sindsdien is dit aandeel gedaald tot circa 15% in 2019. Dit komt met name door de toename van zonne- en windenergie.[5)]
- Borssele heeft een relatief stabiel aandeel van circa 3% in de totale Nederlandse elektriciteitsproductie.[5)]

Bron: (1) Power reactor information system, IAEA (https://pris.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/ReactorDetails.aspx?current=423, geraadpleegd op 1 mei 2021). (2) World Nuclear Performance Report, World Nuclear Association (2020). (3) Interviewprogramma KPMG (2021). (4) Aangeboden reservevermogen Overige Doeleinden, TenneT (https://www.tennet.org/bedrijfsvoering/Systeemgegevens_voorbereiding/Aangeboden_reservevermogen_Overige_Doeleinden/index.aspx, geraadpleegd 15 mei 2021). (5) Klimaat- en Energieverkenning 2020, PBL (2020).

KPMG
© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Marktpartijen adviseren levensduurverlenging van Borssele vanuit financiële overwegingen en het behoud van de kennis / value chain in Nederland

LCOE new build versus levensduurverlenging



Notitie: (a) De figuur laat de range en verdeling zien van LCOE's van individuele centrales per technologie (data van 243 centrales, uit 24 landen). Betreft de verwachte LCOE voor 2025. Nivelleringsvoet (real discount rate) is 7%. Voor kernenergie (en diverse andere technologieën) is uitgegaan van een gemiddelde capaciteitsfactor van 85%. (b) De LCOE binnen en tussen technologieën kan sterk verschillen. Daarbij kan de LCOE sterk verschillen tussen regio's/landen. (c) LTO staat voor levensduurverlenging.

Bron: (1) Projected costs of generating electricity 2020 edition, IEA & OECD-NEA (2020). KPMG-analyse.

"Levensduurverlenging van een kerncentrale is een veel goedkopere manier van energieproductie dan het bouwen van een nieuwe centrale."

"Met het openhouden van Borssele houd je de nucleaire infrastructuur in Nederland in leven."

Marktpartijen geven aan dat een kerncentrale na levensduurverlenging goedkoper energie kan produceren dan een nieuwe centrale

— Marktpartijen geven aan dat levensduurverlenging van Borssele financieel interessant kan zijn, maar dat dit afhangt van commerciële afspraken en benodigd technisch onderhoud (zie volgende pagina's).

— In diverse studies wordt aangegeven dat elektriciteit opgewekt uit kerncentrales met levensduurverlenging, een lagere LCOE kan hebben dan elektriciteit uit nieuwe kerncentrales (in sommige gevallen ruim 65% lager).[1), 2)]

— Daarbij is de benodigde investering bij levensduurverlenging minder groot dan bij nieuwbouw.

- De kapitaalkosten van levensduurverlenging van generatie II op water gebaseerde reactoren variëren doorgaans van EUR ~414 per kW tot EUR ~910 per kW. De levensduur wordt daarbij doorgaans met 10 tot 20 jaar verlengd.[2), 3)]
- De kosten van een westerse generatie III+ FOAK-reactor liggen naar schatting tussen de EUR ~4.826 en ~8.122 per kW (inclusief budget-overschrijdingen, zie pagina 38).

Levensduurverlenging van Borssele geeft Nederland flexibiliteit om nu of in de toekomst kernenergie toe te voegen aan de energiemix

— Mede door Borssele beschikt Nederland over specifieke kennis met betrekking tot nucleaire energievoorziening (denk aan stralingsbescherming en vergunning-verlening).[4)]

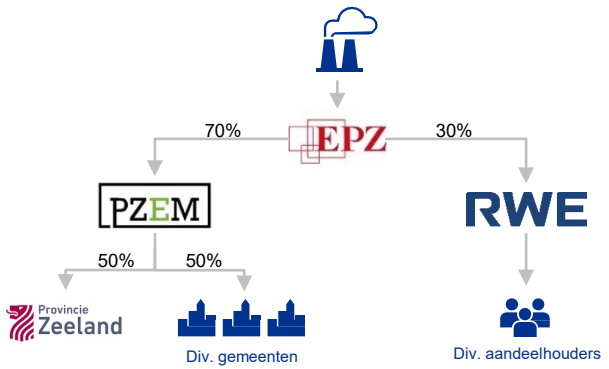
— Marktpartijen benadrukken dat het belangrijk is om de in Nederland aanwezige kennis en expertise (zowel bij partijen in de waardeketen als bij de toezicht-houder ANVS) te behouden. Dit geeft Nederland flexibiliteit om nu of in de toekomst kernenergie toe te voegen aan de energiemix.

Bron: (1) Projected costs of generating electricity 2020 edition, IEA & OECD-NEA (2020). (2) Nuclear power in a clean energy system, IAEA (2019). (3) The economics of long-term operation of nuclear power plants (OECD (2012). (4) Nucleaire kennisinfrastructuur in Nederland, Technopolis (2016).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

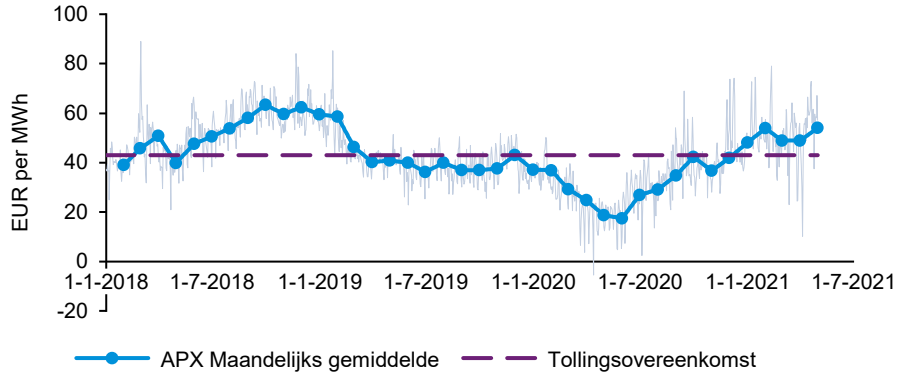
Bij een levensduurverlenging zal gekeken moeten worden naar de financierings- en eigenaarsstructuur van Borssele

Eigenaarsstructuur kerncentrale Borssele



Bron: (1) Jaarverslag 2019, EPZ (2019). (2) Jaarbericht PZEM, PZEM (2020). (3) Annual report 2020, RWE (2020). KPMG-analyse.

Groothandelsprijs elektriciteit



Bron: Bloomberg (2021).

De kerncentrale kent commerciële risico's, omdat marktprijzen soms onder de kostprijs duiken en Borssele geen gegarandeerde minimumafnameprijs kent

- EPZ is exploitant van de kerncentrale Borssele. EPZ is eigendom van het Duitse energiebedrijf RWE en de Zeeuwse PZEM.
- RWE en PZEM kopen elektriciteit van kerncentrale Borssele tegen een vastgelegde (kost)prijs (tollingsovereenkomst) van EUR 43 per MWh. EPZ ontvangt daarmee een kostprijs-plus-vergoeding voor de geproduceerde elektriciteit.[1)]
- RWE en PZEM zetten de elektriciteit af op de vrije markt. Omdat de marktprijzen van elektriciteit soms lager liggen dan de kostprijs-plus-vergoeding die beide organisaties betalen bij inkoop, wordt op die momenten verlies gemaakt op het belang in de centrale.
- Aandeelhouders zullen naar verwachting niet bereid zijn om bij levensduur-verlenging deze commerciële risico's te blijven dragen.

Een overheidsdeelname of een CfD worden genoemd als mogelijkheden om risico's weg te nemen en/of af te dekken

- Marktpartijen geven aan dat de rijksoverheid een belang kan nemen in de kerncentrale, waarbij zij de exploitatierisico's en de commerciële risico's overneemt.
- Daarnaast kan met een CfD een gegarandeerde 'strike price' per MWh worden afgesproken voor de geproduceerde elektriciteit. Wanneer marktprijzen beneden de strike price liggen, vult de overheid het verschil aan ten gunste van de exploitant/aandeelhouders. Zie het hoofdstuk 'Financiering en garanties' op pagina 61 voor een nadere toelichting op de werking van een CfD.
- Er kan mogelijk ook gewerkt worden met een SDE++ subsidie.

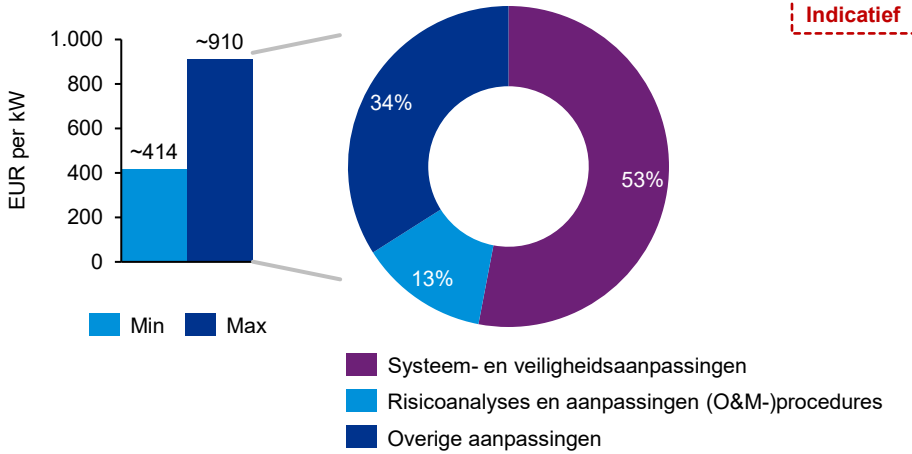
Bron: (1) Advies financiële problematiek provincie Zeeland, Tijdelijke commissie-Jansen (2017).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Ook veiligheidsaspecten vormen een belangrijke voorwaarde voor levensduurverlenging van Borssele

Uitsplitsing investeringskosten levensduurverlenging kerncentrale

Indicatief



Notitie: (a) Uitsplitsing van investeringskosten bij levensduurverlenging betreft een gemiddelde van de aangegeven range van kostencomponenten door de IAEA.

Bron: Nuclear power in a clean energy system, IAEA (2019). KPMG-analyse.

"De kosten voor veiligheidsaanpassingen bij levensduurverlenging lopen sterk uiteen en zijn afhankelijk van de specifieke context."

"In ons land moet bij levensduurverlenging een generatie II kerncentrale zo dicht mogelijk naar het veiligheidsniveau van een generatie III gebracht worden. Dat maakt het bij ons duur."

Notitie: (a) Zie volgende pagina voor meer details over de benodigde (wet)aanpassingen en bijbehorende processtappen voor levensduurverlenging van Borssele.

Bron: (1) Mogelijke verlenging bedrijfsvoering kerncentrale Borssele, ANVS (https://www.autoriteitnvs.nl/onderwerpen/mogelijke-verlenging-bedrijfsvoering-kerncentrale-borssele, geraadpleegd op 31 mei 2021). (2) Nuclear power in a clean energy system, IAEA (2019). (3) ANVS. (4) Veiligheidsbenchmark Borssele, Borssele Benchmark Commissie (2018).

Borssele zal een veiligheidsevaluatie moeten ondergaan om te kunnen verlengen

- Voor het langer in bedrijf houden van de kerncentrale Borssele moet de Kernenergiewet aangepast worden en moet de huidige vergunning worden aangepast.[a)]
- Voor bedrijfsvoering na 2033 moet het onderliggende veiligheidsrapport worden geactualiseerd. In het veiligheidsrapport moet de vergunninghouder aantonen dat de kerncentrale aan de technische veiligheidseisen kan voldoen.[1)]
- Levensduurverlenging kan hoge investeringskosten met zich meebrengen, onder meer vanwege benodigde (veiligheids)aanpassingen.
  - De kapitaalkosten van levensduurverlenging van generatie II op water gebaseerde reactoren variëren doorgaans van EUR ~414 per kW tot EUR ~910 per kW,[2)] wat voor Borssele grofweg neerkomt op EUR ~199-439 miljoen.
  - Kosten kunnen voor meer dan 50% uit systeem- en veiligheidsaanpassingen bestaan,[2)] wat voor Borssele zou uitkomen op grofweg EUR ~106-233 miljoen.
  - De daadwerkelijke kosten van levensduurverlening zijn in grote mate afhankelijk van het type reactor, de levensduurverlenging, locatiespecifieke veiligheidseisen en landspecifieke eisen.[2)]

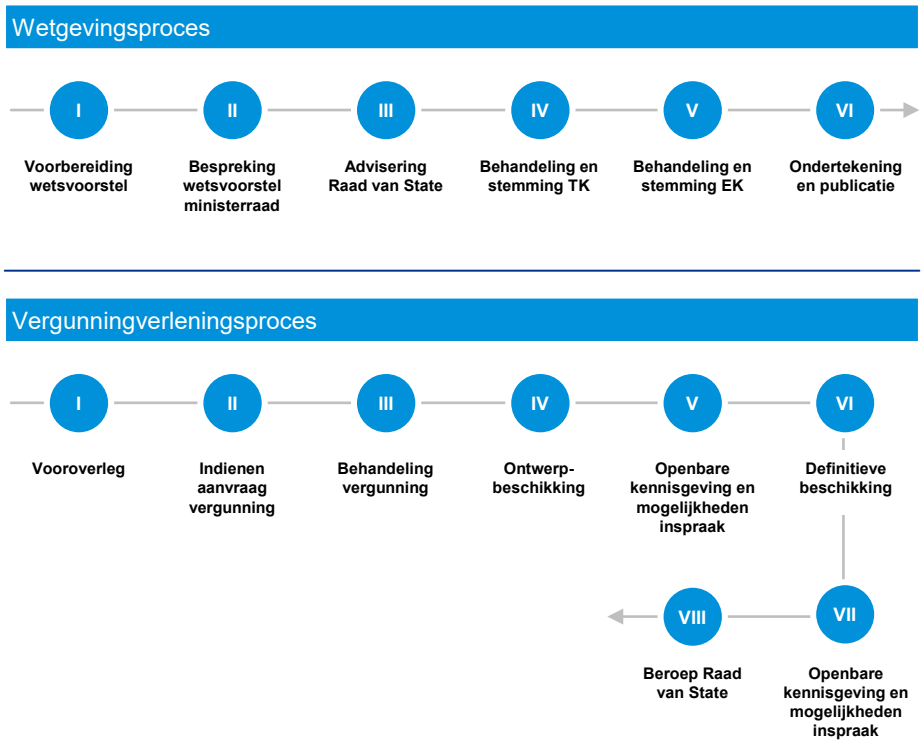
Marktpartijen geven aan geen problemen te verwachten bij levensduurverlenging op het gebied van veiligheid

- Marktpartijen geven aan dat Borssele een modern en veilig ontwerp kent.
- Borssele heeft daarnaast door de jaren heen diverse veiligheidsaanpassingen doorgevoerd. Naar aanleiding van reguliere veiligheidsevaluaties zijn systemen veiliger gemaakt en/of uitgebreid, waardoor sommige marktpartijen Borssele inmiddels typeren als een generatie II+ kerncentrale.
- De veiligheid van Borssele wordt bevestigd door de Benchmark Commissie (de commissie die iedere vijf jaar verslag uitbrengt over de veiligheid van kerncentrale Borssele), welke aangeeft dat de centrale behoort tot de 25% veiligste drukwaterkerncentrales van de westerse wereld.[4)]

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

De rijksoverheid en EPZ hebben (voor nu) afgesproken dat Borssele uiterlijk eind 2033 sluit. Levensduurverlenging vraagt o.a. om het aanpassen van de Kernenergiewet

Proces mogelijke wets- en vergunningswijziging levensduurverlenging Borssele



Levensduurverlenging vraagt om het aanpassen van de Kernenergiewet

- De Nederlandse overheid en eigenaar EPZ hebben afgesproken dat de kerncentrale in Borssele uiterlijk eind 2033 sluit.
- Na 31 december 2033 mag in de kerncentrale Borssele geen kernenergie meer worden vrijgemaakt. Dat is vastgelegd in de Kernenergiewet.
- Dit betekent dat, voor het in bedrijf houden van de centrale na 2033, de Kernenergiewet aangepast zal moeten worden.[1), 2)]

Daarnaast moet ook het Convenant Kerncentrale Borssele worden aangepast

- In de nota van toelichting bij de wet is vermeld dat het opnemen van een uiterste sluitingsdatum voor de centrale in de wet, samenhangt met de afspraak over bedrijfsduur van de centrale, zoals opgenomen in het Convenant Kerncentrale Borssele.
- Dit betekent dat, wil de centrale na 2033 in bedrijf gehouden worden, naast de Kernenergiewet, het convenant aangepast zal moeten worden.[1), 3)]

Voor het langer in bedrijf houden van de kerncentrale Borssele moet ook de huidige vergunning worden aangepast

- Onderdeel van de huidige vergunning voor Borssele is een onderliggend veiligheidsrapport. Voor bedrijfsvoering na 2033 moet het onderliggende veiligheidsrapport worden geactualiseerd. In het veiligheidsrapport moet de vergunninghouder aantonen dat de kerncentrale aan de technische veiligheids-eisen kan voldoen. Voor bedrijfsvoering na 2033 moet de vergunninghouder het veiligheidsrapport aanvullen en aantonen, met onder andere veiligheidsanalyses en verouderingsberekeningen, dat de veiligheid ook na 2033 is geborgd.[1)]
- Het nieuwe veiligheidsrapport moet worden beoordeeld en goedgekeurd door de ANVS. Afhankelijk van de uitkomst, kan dit een aanpassing van de vergunning vereisen.[1)]

Bron: (1) Mogelijke verlenging bedrijfsvoering kerncentrale Borssele, ANVS (https://www.autoriteitnvs.nl/onderwerpen/mogelijke -verlenging-bedrijfsvoering-kerncentrale-borssele, geraadpleegd op 1 mei 2021). (2) Kernenergiewet. (3) Convenant Kerncentrale Borssele, Staatscourant (2006).

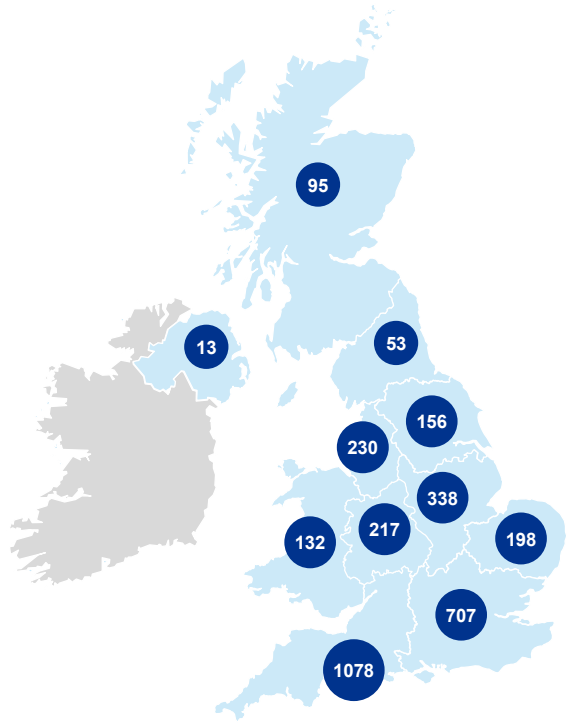
© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Management samenvatting
Introductie
Keuze technologie
Financiering en garanties
Wet- en regelgeving
Wijze van inzet kerncentrale
Borssele
Impact lokale economie
Locatie kerncentrale
Bijlagen

Impact lokale economie

Marktpartijen geven aan dat zij verwachten dat de bouw van een kerncentrale in Nederland een positieve bijdrage kan leveren aan de Nederlandse economie

Aantal lokale leveranciers in het Verenigd Koninkrijk bij de constructie van Hinkley Point C



Bron: How construction of Hinkley Point C is supporting companies in Britain, EDF (https://www.edfenergy.com/energy/nuclear-new-build-projects/hinkley-point-c/for-suppliers-and-local-businesses/built-in-britain, geraadpleegd op 22 april 2021)

"60% van de bouw betreft civiele werkzaamheden, dat kan je lokaal inkopen. Dat levert al snel 3000 fte per centrale op gedurende de bouw."

Gedurende de constructiefase kunnen lokale leveranciers betrokken worden. Inschattingen lopen uiteen van circa 20% tot 80% van de totale werkzaamheden

- Voor de bouw van een kerncentrale van 1.000 MW zijn ongeveer 12 duizend directe arbeidsjaren nodig.[1)]
- Marktpartijen geven aan dat in potentie tijdens de constructiefase van een kerncentrale grote hoeveelheden lokale leveranciers betrokken kunnen worden. Dit hangt onder andere af van lokale kennis en expertise, regelgeving en financieringsstructuur. Inschattingen van marktpartijen lopen uiteen van circa 20% tot 80%.
  - Bij de bouw van Hinkley Point C is ongeveer 64% van de werkzaamheden bij lokale bedrijven belegd.[2)] Bij Sizewell wordt door marktpartijen een vergelijkbaar percentage verwacht.
  - Gedeeltelijke financiering via buitenlandse export credit kan een drukkend effect hebben op lokaal inkopen, omdat mogelijk als voorwaarde meer ingekocht moet worden uit dat betreffende land.
- Lokaal in te kopen werkzaamheden betreffen voornamelijk civiel werk. Marktpartijen geven aan dat ongeveer 60% van de bouw van een kerncentrale bestaat uit civiel werk. Daarnaast kunnen ondersteunde werkzaamheden als catering, beveiliging, gereedschap, etc. lokaal ingekocht worden.
  - Bij de bouw van Hinkley Point C zijn ~3.000 lokale leveranciers betrokken.[2)]
- Bij de bouw van een SMR worden mogelijk minder werkzaamheden lokaal ingekocht, daar beoogd wordt dat een groot deel van de constructie in een fabrieksomgeving plaatsvindt.

Benodigde capaciteit, kennis of kunde die niet lokaal beschikbaar is, kan onder voorwaarden geïmporteerd worden

- Marktpartijen geven aan dat alles wat aan capaciteit, kennis of kunde niet direct beschikbaar is, in principe geïmporteerd kan worden, maar dat dit van lokale (arbeids)wetgeving afhangt.

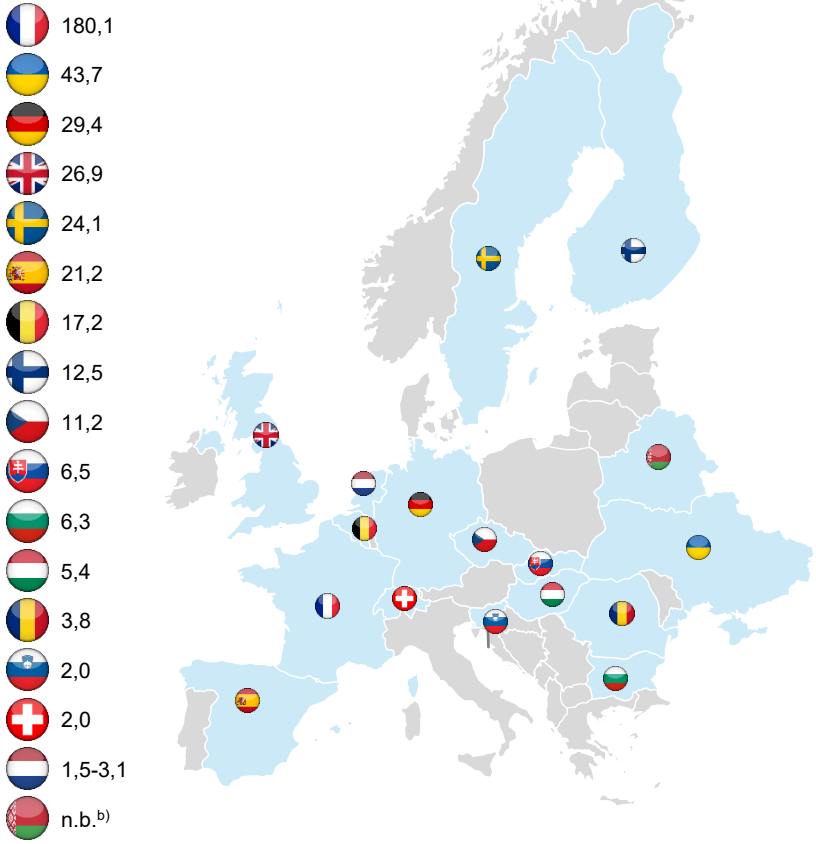
Bron: (1) Measuring employment generated by the nuclear power sector, OECD-NEA & IAEA (2018). (2) How construction of Hinkley Point C is supporting companies in Britain, EDF (https://www.edfenergy.com/energy/nuclear-new-build-projects/hinkley-point-c/for-suppliers-and-local-businesses/built-in-britain, geraadpleegd op 30 mei 2021).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Ook na ingebruikname levert een kerncentrale een bijdrage aan de (lokale) economie en werkgelegenheid

Werkgelegenheid in Europese landen die kernreactoren exploiteren [a)]

Aantal directe banen in de civiele nucleaire industrie (in duizenden)



Key: Land dat een of meer kernreactoren exploiteert.
Notitie: (a) Situatie in 2019. (b) Nucleaire reactor is recent geopend dus exact aantal banen is nog onbekend.
Bron: Info graphics, FORATOM (2020).

Een kerncentrale levert gedurende de levensduur een bijdrage aan de (lokale) economie en werkgelegenheid

— De operatie van een kerncentrale van 1.000 MW levert gemiddeld ~600 voltijds-banen op per jaar uitgaande van een levensduur van 50 jaar. Over de gehele levensduur van een kerncentrale van deze grootte levert deze ook ~1.000 indirecte banen [a)] op.[1)]

— In 2019 genereerden Europese kerncentrales (in totaal 118.019 MW)[2)] ~392,3 duizend directe banen in de civiele nucleaire industrie. Daarnaast genereerden ze ~786,5 duizend indirecte banen, waarmee de totale werkgelegenheid uitkomt op ~1,2 miljoen banen.[3)]

De gecreëerde banen zijn veelal goedbetaald en hoogopgeleid

— Marktpartijen geven aan dat de gecreëerde banen door een kerncentrale veelal goedbetaald en hoogopgeleid zijn. Dat kan voor sommige regio's buiten de Randstad een belangrijke overweging zijn.

- Bij Borssele werken ruim 500 mensen direct voor de kerncentrale, en daarnaast zorgt de kerncentrale voor circa 500 indirecte arbeidsplaatsen.[4)]
- Schattingen van het totale aantal directe banen binnen de Nederlandse nucleaire sector lopen uiteen; dit heeft te maken met een afbakeningsvraag-stuk. Nucleair Nederland zet het aantal op ~1.500,[5)] FORATOM op ~2.000 (zie figuur links) en een studie van Technopolis gaat uit van ~3.100 met een jaarlijkse omzet van circa EUR 1 miljard.[5)]

Notitie: (a) Indirecte banen zijn banen die voortkomen uit de activiteiten van de nucleaire industrie, zoals in gelieerde economische sectoren en de werkgelegenheid als gevolg van de uitgaven door directe medewerkers en medewerkers in de gelieerde economische sectoren.
Bron: (1) Measuring employment generated by the nuclear power sector, OECD-NEA & IAEA (2018). (2) Kernenergie nodig om CO_2-doelen te halen, Nucleair Nederland. (3) Info graphics, FORATOM (2020), (4) EPZ. (5) Nucleaire kennisinfrastructuur in Nederland, Technopolis (2016).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

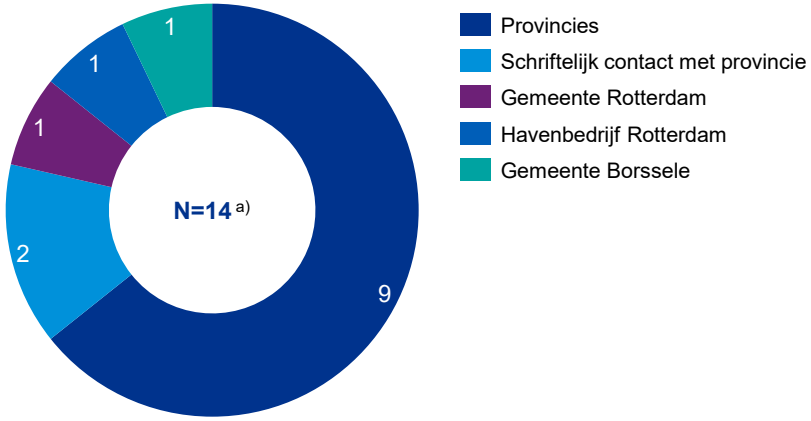
Management samenvatting
Introductie
Keuze technologie
Financiering en garanties
Wet- en regelgeving
Wijze van inzet kerncentrale
Borssele
Impact lokale economie
Locatie kerncentrale
Bijlagen

Methodiek interviews regio's
Beantwoording per categorie

Locatie kerncentrale

Om de derde hoofdvraag 'In welke regio is er belangstelling voor de realisatie van een kerncentrale?' te beantwoorden, zijn provincies en een tweetal gemeenten geïnterviewd

Schematische weergave van de geïnterviewde regio's



Notitie: (a) Het totaalaantal gesproken organisaties staat op 14, waarbij de gemeente Borssele bij het gesprek met de provincie Zeeland aanwezig was. Daarom worden deze twee organisaties gezamenlijk opgenomen als 1 reactie op pagina 140.

Bron: (1) Vestigingsplaatsen voor kerncentrales – brief van de minister van Economische Zaken, Tweede Kamer der Staten-Generaal (1986), (2) Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening, Tweede Kamer der Staten-Generaal (2009). (3) Motie van het lid Beckerman c.s. over geen kerncentrale in Groningen, (4 maart 2021).

Het onderzoek heeft verder dan de aanwijslocaties gekeken als mogelijke locatie voor een nieuwe kerncentrale

- In het waarborgingsbeleid kernenergie zijn de Eemshaven, Maasvlakte I en Borssele aangewezen vestigingsplaatsen voor het gebruik van kernenergie.[1)] Het beleid is bekrachtigd in het Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV III).[2)] Eemshaven is recentelijk bij motie komen te vervallen.[3)]
- Het waarborgingsbeleid kernenergie houdt in dat er geen ontwikkelingen mogen plaatsvinden die de bouw van kerncentrales op die vestigingsplaatsen onmogelijk maken of ernstig belemmeren. Hiermee worden geen uitspraken gedaan over de daadwerkelijke bouw van kerncentrales. Ook hoeft het niet te betekenen dat deze regio's interesse hebben in een nieuwe kerncentrale.
- Door nieuwe technologische ontwikkelingen (o.a. op het gebied van veiligheid) komen mogelijk ook andere regio's in aanmerking.
- Het ministerie van EZK heeft om die redenen dan ook, in navolging van de motie Dijkhoff, verzocht om alle regio's te benaderen.

Er is gekozen voor een getrapte aanpak, waarbij gemeenten alleen benaderd zijn als hier aanleiding voor was op basis van aanwijslocaties en/of respons vanuit de provincies

- Allereerst zijn alle provincies benaderd voor een interview, waarna een selectie gemaakt is van de relevante gemeenten voor aanvullende interviews op basis van de uitkomsten van het gesprek met de betreffende provincie. Dit inclusief de drie reeds aangewezen vestigingsplaatsen voor kerncentrales.
- Naar aanleiding van de eerste interviewronde met de provincies is contact opgenomen met de gemeente Borssele (aanwezig in het gesprek met de provincie Zeeland), de gemeente Rotterdam en het Havenbedrijf Rotterdam. Met de Eemshaven heeft geen interview plaatsgevonden op basis van de motie Beckerman [1)] en het gesprek met de provincie Groningen (zie pagina 145).
- Met de provincies Drenthe, Flevoland en Friesland heeft geen interview plaatsgevonden, maar is in twee gevallen wel een schriftelijke reactie ontvangen (zie pagina 145).
- Daarnaast zijn RWS en TenneT benaderd om hun feedback te vragen over de beschikbaarheid van koelwater en elektriciteitsinfrastructuur. Er is geen onafhankelijk technisch en/of planologisch onderzoek uitgevoerd.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

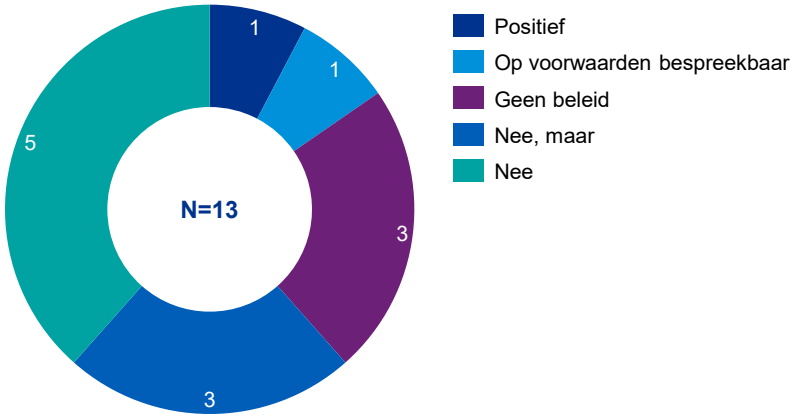
Management samenvatting
Introductie
Keuze technologie
Financiering en garanties
Wet- en regelgeving
Wijze van inzet kerncentrale
Borssele
Impact lokale economie
Locatie kerncentrale
Bijlagen

Methodiek interviews regio's
Beantwoording per categorie

Beantwoording per categorie

De resultaten van de interviews zijn gecategoriseerd en gevalideerd bij de organisaties. Naar verwachting is er één locatie die het meest kansrijk is

Schematische weergave van de reacties van de geïnterviewde organisaties op de vraag of er belangstelling voor de realisatie van een kerncentrale is



Notitie: (a) N=13 aangezien de categorie van de gemeente Borssele en de provincie Zeeland samen genomen zijn. Daarnaast wordt de uitslag van de gemeente Rotterdam en de Haven van Rotterdam ook als 1 geteld.

De resultaten van de interviews zijn in een aantal categorieën ingedeeld en gevalideerd bij de geïnterviewde organisaties

— In dit hoofdstuk worden de resultaten van de gesprekken met de regio's weergegeven. De relevante passages zijn ter validatie aan de geïnterviewde organisaties voorgelegd.

— De resultaten zijn in een aantal categorieën ('positief', 'op voorwaarden bespreekbaar', 'geen beleid', 'nee, maar' en 'nee') ingedeeld, en beschreven op de pagina's 140-146.

— Ook zijn een aantal algemene terugkerende thema's beschreven op pagina 137 die in meerdere gesprekken de revue zijn gepasseerd. Dit zijn thema's die in diverse – dus niet in alle – interviews benoemd zijn als overweging.

Op basis van de interviews zijn er twee mogelijke locaties te definiëren waarbij één het meest kansrijk is

— Op basis van de interviews en relevante randvoorwaarden komt er één mogelijke locatie, de gemeente Borssele binnen de provincie Zeeland, naar voren waar zowel een of meerdere grote kerncentrales als SMR('s) mogelijk zijn. Deze locatie kent lokale steun, lijkt vanuit koelwaterperspectief het meest kansrijk en lijkt geen problemen met netaansluitingen te hebben.

— Er is nog een additionele locatie, de provincie Noord-Brabant, waar (op termijn) een kerncentrale een mogelijkheid kan zijn. Daar is de uitdaging op het vlak van lokale steun, koelwater en inpassing naar verwachting groter ten opzichte van de mogelijke locatie in Zeeland.

De realisatie van meerdere kerncentrales (SMR's) op meerdere locaties in Nederland lijkt op basis van de interviews niet haalbaar

— De verwachting vanuit de regio's en marktpartijen is dat hiervoor onvoldoende maatschappelijk draagvlak is. Zelfs al worden deze SMR's ingetekend op de locatie van een te sluiten kolencentrale.

— Meerdere SMR's op één locatie zou mogelijk wel kunnen (Zie ook pagina 58).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Lokale steun, ruimtelijke inpasbaarheid, innovatie en werkgelegenheid zijn belangrijke overwegingen voor provincies

"De verdichting van onze omgeving en de toenemende hoeveelheid ruimtelijke opgaven maakt dit een lastige afweging."

"Ongeacht de keuzes die we nu maken, is het essentieel open te blijven staan voor innovaties en innovatieve technieken die voortkomen uit de energietransitie."

"Je moet niet alleen in ontwikkeling investeren, maar ook in maatschappelijk debat."

"Het uitsluiten van toekomstige technieken zoals thorium zouden we niet bij voorbaat moeten doen."

"Het aantrekken van nieuwe werkgelegenheid van hoogwaardige aard als gevolg van een project als dit is wel heel aantrekkelijk."

In de interviews met provincies komen een aantal terugkerende thema's naar voren die van belang zijn bij de afweging of er interesse is in de ontwikkeling van een kerncentrale in de provincie [a)]

- **Lokale steun**, zowel onder de politiek als onder bewoners, wordt breed ervaren als cruciaal. Zonder lokale steun wordt de realisatie van een kerncentrale als niet haalbaar en/of niet wenselijk beschouwd. Dit kan zich uiten via (lokale) opiniepeilingen, stellingname middels beleid of uitspraken in gemeenteraden of provinciale staten.
- Provincies geven aan dat **ruimtelijke inpasbaarheid** van een kerncentrale in diverse delen van het land een enorme uitdaging is gezien de verdichtende bebouwing, groenbestemmingen en reeds vele andere bestemmingen voor mogelijk geschikte locaties.
- Het belang van het blijven innoveren en het blijven zoeken naar **nieuwe technieken en ontwikkelingen** wordt door provincies als belangrijk ervaren. Provincies die (licht) afwijzend of neutraal ten opzichte van een kerncentrale in hun regio staan geven in sommige gevallen aan dat ze openstaan voor nieuwe ontwikkelingen. Veelvuldig genoemd is de thoriumreactor als mogelijke nieuwe technologie die na 2040 overwogen zou kunnen worden.
- De verhouding van kernenergie tot de **Regionale Energie Strategieën** wordt ook genoemd. Vaak wordt inpassing van kernenergie als lastig ervaren, omdat er reeds RES'en zijn geformuleerd die voor een andere oplossing/strategie kiezen. Mogelijk geeft de periode na 2030 meer ruimte bij een aantal provincies voor kernenergie als CO_2-neutraal alternatief.
- In diverse interviews is het aspect van de **lokale werkgelegenheid, de effecten op het vestigingsklimaat en het vergaren en behoud van kennis** genoemd als positieve aspecten die meespelen in de afweging.

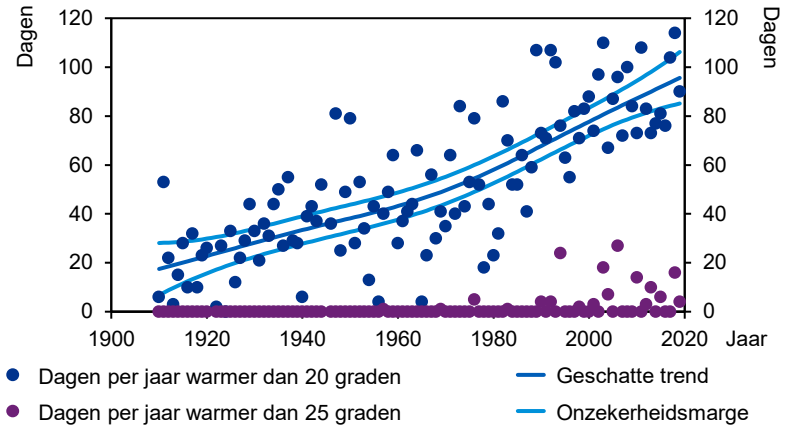
Ook technische randvoorwaarden als koelwater en de elektriciteitsinfrastructuur zijn van belang. Deze worden op de volgende pagina's verder uitgewerkt

Notitie: (a) De genoemde thema's zijn niet allemaal in elk interview genoemd of besproken. De weergave op deze pagina benoemt bovenal een aantal thema's die in zodanige mate terugkwamen in de gesprekken dat ze als algemene noties opgenomen konden worden.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

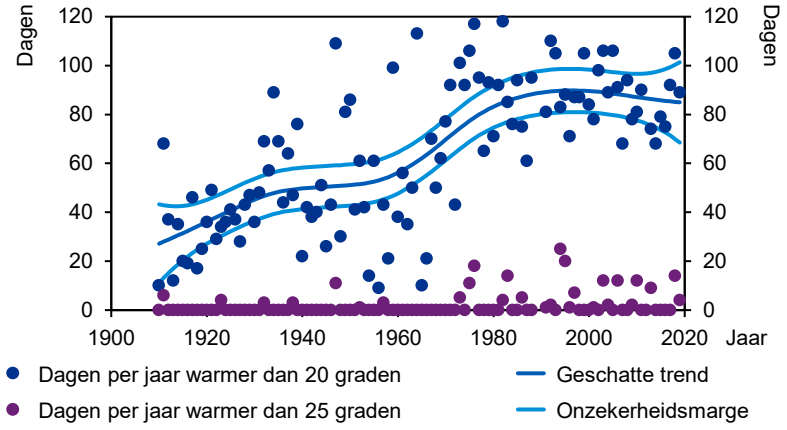
Voor een mogelijke locatie is de beschikbaarheid van koelwater essentieel, en vanuit dat oogpunt is een locatie aan de zee naar alle waarschijnlijkheid het best inpasbaar

Aantal dagen met hoge watertemperatuur, Rijn bij Lobith



Bron: (a) Temperatuur oppervlaktewater 1910-2019, Compendium voor de Leefomgeving (www.clo.nl/nl056605, geraadpleegd op 20 juni 2021).

Aantal dagen met hoge watertemperatuur, Maas bij Eijsden en Borgharen



Bron: (a) Temperatuur oppervlaktewater 1910-2019, Compendium voor de Leefomgeving (www.clo.nl/nl056605, geraadpleegd op 20 juni 2021).

Naar verwachting wordt inpassing van een (grote) kerncentrale aan een rivier of IJsselmeer en andere binnenwateren lastig

— Te hoge temperatuur van het oppervlaktewater is met het oog op koelwaterlozing de meest knellende randvoorwaarde voor een nieuwe kerncentrale. Dat is nu al het geval en zal in de toekomst naar verwachting alleen maar knellender worden door klimaatverandering. Daarnaast speelt ook het effect op vis bij inzuiging van koelwater mee als mogelijk knelpunt.

— Regionale oppervlaktewateren (de kleinere waterlichamen, in beheer bij een waterschap) lijken gezien de geringe omvang sowieso niet in beeld te komen. Van de grote wateren is ook het IJsselmeer met het oog op onder andere de slechte doorstroming en de maximale toegestane stijging van de watertemperatuur geen wenselijke locatie.

— Daarnaast kennen vrijwel alle grote rivieren in Nederland uitdagingen met betrekking tot de watertemperatuur en hebben die naar verwachting geen ruimte om als koelwater te dienen voor een grote kerncentrale.

— Wanneer er gekozen wordt voor een SMR kan onderzocht worden of deze op de locatie van een te sluiten kolencentrale geplaatst kan worden, om vervolgens gebruik te maken van diens vrijgekomen koelwaterbeslag. Het is – gezien de knellende situatie qua temperatuur en het gegeven dat ieder nieuw initiatief (ook wanneer dat een bestaande centrale vervangt) opnieuw getoetst moet worden aan het wettelijk kader – echter niet vanzelfsprekend dat er op die locaties ruimte ontstaat voor het gebruik van koelwater.

Wanneer gekozen wordt voor het realiseren van een nieuwe kerncentrale lijkt een locatie aan zee de meeste kansen voor inpassing te bieden.

— Wel geldt dat wanneer een precieze locatie bekend is, meer specifiek gekeken moet worden naar de precieze lokale effecten van het koelwater op de ecologie (m.n. de gevolgen van inzuiging van koelwater op vis en de gevolgen van de warmtelozing op het ecosysteem).

Dit beeld betreft nadrukkelijk een globale inschatting op basis van algemene informatie en uitgangspunten. Het beoordelen van de effecten op de water-kwaliteit ten behoeve van vergunningverlening vergt te zijner tijd voor elke potentiële locatie een specifieke en zorgvuldige ecologische afweging.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Voor een mogelijke locatie heeft een ligging dicht bij het hoofdnet met weinig congestie de voorkeur met name voor een grote kerncentrale

Netkaart van Nederland, 2020 [1)]

Voor een grote kerncentrale is veel netcapaciteit nodig. Een locatie dicht bij het hoofdnet is het meest economisch en makkelijk inpasbaar

- Marktpartijen geven aan dat voor een grote kerncentrale (1.200-1.500 MW) een stevige netinfrastructuur nodig is.
- Nederland heeft een goede netinfrastructuur, waarbij het hoofdnet (380 kV, rode lijn in plaatje links) maximaal 2.500 MW aan capaciteit aankan per hoogspanningscorridor. [a)]
- Marktpartijen geven aan dat de locatie van een grote kerncentrale aan het hoofdnet voor de hand ligt, daar dit naar verwachting de minste infrastructuur-investeringen vergt en het makkelijkst inpasbaar is, daar er dan geen of beperkt infrastructuur aangelegd hoeft te worden.
  - De kosten van een standaarddubbelcircuitverbinding hebben als kengetal een bedrag van ongeveer EUR 10 miljoen per kilometer.[2)]
- Bij grote kerncentrales zal gekeken moeten worden naar lokale congestie. Bijvoorbeeld op plekken waar offshore wind aan land komt (witte stippellijnen).
- SMR's kennen meer flexibiliteit door lagere vermogensoutput (10-300 MW) en zijn qua inpasbaarheid in het net vergelijkbaar met kleinere kolencentrales (bijvoorbeeld de voormalige Maasvlakte-centrales).

De twee locaties hebben naar verwachting geen uitdagingen qua congestie

- Voor Borssele lijkt er ruimte voor 1 à 2 grote kerncentrales (1.200-1.500 MW) door de reeds geplande uitbreiding van het 380 kV-net (rode stippellijn). Eventuele elektrificatie van lokale industrie biedt mogelijk nog meer ruimte.[b), c), 3)]
- In West-Brabant (Moerdijk/Geertruidenberg) lijkt met diezelfde geplande uitbreiding tevens voldoende transportcapaciteit te zijn.
- Voor beide locaties geldt de relatie met en afhankelijkheid van mogelijke toekomstige ontwikkelingen aan zowel de productiezijde als de vraagzijde bovenop hetgeen waar nu rekening mee is gehouden.

Notitie: (a) Uitgaande van een dubbelcircuit 4kA-verbinding die niet in een ring is opgenomen. Deze vier kiloampère komt overeen met 2.635 MVA (dit is ongeveer 2.500 MW). Bij een dubbelcircuit is er in principe tweemaal dit vermogen ter beschikking, maar om aan de enkelvoudige storingsreserve te kunnen voldoen mag de verbinding maar tot de helft van het nominaal vermogen worden belast. Bij een dubbele corridor is er in principe viermaal dit vermogen beschikbaar, maar mag de verbinding maar tot driemaal dit vermogen worden belast. (b) Na uitbreiding is er ongeveer 6.500 MW aan netcapaciteit. Rekening houdend met offshore wind (~3.500 MW) en de huidige Borssele-kerncentrale (~500 MW) blijft er nog 3.000 MW over. Mogelijke toekomstige ontwikkelingen (aan zowel de productiezijde als de vraagzijde) bovenop deze capaciteitsvraag vanuit o.a. offshore wind kunnen gevolgen hebben voor de capaciteit op het net. (c) Bij aansluiting van twee kerncentrales moet wel rekening gehouden worden met de bouw van een nieuw transformatorstation om ervoor te zorgen dat de uitval van het station niet leidt tot onderbreking van de elektriciteitslevering. Als vuistregel wordt door TenneT hiervoor een maximum van 5,5 tot 6 GW productievermogen per station aangehouden.

Bron: (1) Netkaart Nederland van 30-10-2020, TenneT TSO BV (2020, gereproduceerd met goedkeuring). (2) Het energiesysteem van de toekomst: Integrale infrastructuurverkenning 2030-2050, Netbeheer Nederland (2021). (3) TenneT. (4) Waarom de Amercentrale niet slopen, maar voorzien van een nucleaire stoomoven?, AD (17 januari 2021).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

De volgende regio's hebben aangegeven 'positief' te zijn in reactie op de vraag of er belangstelling is voor de realisatie van een kerncentrale

'Zeeland ziet het wel zitten; een nieuwe kerncentrale'

Omroep Zeeland, 5 maart 2021

'Kernenergie kan een aanvullende en ondersteunende rol spelen bij de decarbonisatie van de Nederlandse energie- en grondstoffenvoorziening'

Onderzoek uitgevoerd door eRisk Group in opdracht van de provincie Zeeland naar de mogelijke rol van kernenergie, december 2020

Welke partij: Zeeland en gemeente Borssele

Belangrijkste overwegingen:

— De provincie heeft positieve ervaringen met de huidige kerncentrale en is een voorstander van het hebben van kernenergie in de energiemix. Er is dan ook breed politiek draagvlak voor het realiseren van een kerncentrale.

— De bevolking is positief en er is ook maatschappelijk breed draagvlak. De lokale bevolking is gewend aan het wonen in de buurt van een kerncentrale en er worden geen noemenswaardige problemen mee ervaren.

— Veel lokale kennis en expertise met betrekking tot kernenergie zijn reeds aanwezig, en er is de wens om deze tezamen met de aanwezige value chain te behouden. Hoogwaardige lokale werkgelegenheid creëren/behouden is daarbij een belangrijke drijfveer.

Overige consideraties:

— De regio ervaart de huidige financierings-/eigendomsconstructie voor kerncentrale Borssele als bijzonder onrechtvaardig en onwenselijk, en stelt aan een eventuele nieuwe centrale in de regio de eis dat deze moet verbeteren.

— De provincie verwacht naar de toekomst toe een toename in elektrificatie van de lokale industrie die gebruik kan maken van het additionele lokale aanbod op het net.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

De volgende organisaties hebben aangegeven dat het 'op voorwaarden bespreekbaar' is in reactie op de vraag of er belangstelling is voor de realisatie van een kerncentrale

'De opwekking van kernenergie is welkom. We verkennen ook de mogelijkheden van thorium'

Bestuursakkoord 2020-2023

'De rol van kernenergie in de transitie van Noord-Brabant'

TNO-rapport, 1 februari 2020

Welke partij: Noord-Brabant

Belangrijkste overwegingen:

— Het bestuursakkoord (2020-2023) geeft aan dat kernenergie welkom is. De provincie geeft aan een rol voor kernenergie te verwachten in de energiemix na 2030, op weg naar 2050, waarbij daardoor mede CO_2-doelstellingen gediend kunnen worden.

— Ten tijde van deze uitvraag naar tekstverificatie, wordt in Noord-Brabant gesproken over de vorming van een nieuwe bestuurscoalitie.

Overige consideraties:

— Noord-Brabant is een drukke provincie (veel dicht op elkaar zittende belangen en opgaven), wat het lastig maakt om een geschikte locatie te vinden.

— Volgens de provincie liggen er mogelijk kansen in het kader van kennisvergaring en onderzoek, waarbij kennis over kernenergie kan worden gekoppeld aan of ondersteund vanuit de reeds aanwezige kennisinfrastructuur in Noord-Brabant, en daarmee op termijn bij kan dragen aan inzet in de energiemix.

— Noord-Brabant heeft TNO een verkennend onderzoek laten uitvoeren naar de mogelijke rol van kernenergie in de provincie Noord-Brabant. In het rapport wordt gesuggereerd – wanneer de provincie interesse heeft in de realisatie van een kerncentrale – om de ontwikkelingen in generatie IV technologieën (zoals thorium) te ondersteunen.

Bron: (1) Bestuursakkoord 2020-2023: 'Samen, Slagvaardig en Slim: Ons Brabant'
(2) De rol van kernenergie in de energietransitie van Noord-Brabant, TNO (2020).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

De volgende regio's hebben aangegeven geen beleid te hebben in reactie op de vraag of er belangstelling is voor de realisatie van een kerncentrale

'De Provincie Overijssel organiseerde op initiatief van een aantal fracties uit de Provinciale Staten een digitale kennisconferentie over kernenergie en thorium MSR'

PS Overijssel, 21 oktober 2020

'Gemeenten in de provincie lopen niet warm om kernenergie op te gaan wekken'

RTV Utrecht, 16 november 2020

Welke partij: Overijssel

Belangrijkste overwegingen:

— De provincie voert geen beleid op kernenergie. De provincie geeft aan dat beleid omtrent de locatie van een kerncentrale aan de landelijke overheid is.

Overige consideraties:

— Het innoveren en ontwikkelen van nieuwe technieken binnen de energietransitie heeft de aandacht van de provincie. In dat kader wordt o.a. naar ontwikkeling van thorium en SMR's gekeken.

Welke partij: Utrecht

Belangrijkste overwegingen:

— De provincie voert geen beleid op kernenergie. De provincie geeft aan dat beleid omtrent de locatie van een kerncentrale aan de landelijke overheid is.

— Op verzoek van de Provinciale Staten is een onderzoek uitgevoerd naar hoe de Utrechtse gemeenten naar kernenergie kijken; uit de reacties blijkt dat het merendeel van de gemeenten aangeeft dat er of geen beleid op wordt gevoerd, of dat er geen belangstelling is, of dat er op dit moment nog geen standpunt ingenomen kan worden.[1)]

Overige consideraties:

— Gezien de dichtheid van bebouwing en infrastructuur, en de aanwezigheid van diverse natuurgebieden, verwacht de provincie dat inpassing zeer lastig is.

Welke partij: Zuid-Holland

Belangrijkste overwegingen:

— De provincie voert geen beleid op kernenergie. Overeenkomstig de Kernenergiewet is kernenergie een rijksbevoegdheid. Als gevolg daarvan is het aan de landelijke overheid om beleid te ontwikkelen. Wanneer die een eventuele keuze voor Zuid-Holland zou maken (in relatie tot of naast de reeds aangewezen zoeklocatie Tweede Maasvlakte) als potentiële locatie voor een kerncentrale, dan wordt de provincie onderdeel van de ruimtelijke procedure.

Overige consideraties:

— De provincie geeft aan dat ruimte heel erg schaars is. Niet alleen in termen van fysieke ruimte, maar ook qua milieuruimte.

Bron: (1) Uitvraag kernenergie gemeenten binnen provincie Utrecht, Provincie Utrecht (2021).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

De volgende regio's hebben 'nee, maar' geantwoord op de vraag of er belangstelling is voor de realisatie van een kerncentrale (1/2)

'Een kerncentrale in Gelderland? Geen enkele gemeente staat nu al te springen'

De Stentor, 21 april 2021

Welke partij: Gelderland

Belangrijkste overwegingen:

— Belangrijkste overwegingen: Er is nu geen interesse in de plaatsing van een kerncentrale. Zo is dat ook aangegeven aan de Provinciale Staten.

— Er heeft nog geen gedachtevorming plaatsgevonden voor het te voeren beleid na 2030. De provincie volgt voor na 2030 het landelijk beleid.

Overige considerations:

— De provincie heeft de Gelderse gemeenten benaderd om te inventariseren hoe de gemeenten kijken naar het vraagstuk. De inventarisatie is nog niet volledig afgerond door de provincie, maar uit de eerste reacties blijkt dat het merendeel van de gemeenten aangeeft dat er of geen beleid op wordt gevoerd, of dat er geen belangstelling is, of dat er op dit moment nog geen standpunt ingenomen kan worden.

'Noord-Hollanders lijken zich geen zorgen te hoeven maken over de bouw van een kerncentrale in hun achtertuin'

Noordhollands Dagblad, 12 november 2018

Welke partij: Noord-Holland

Belangrijkste overwegingen:

— Er is geen interesse in de plaatsing van een kerncentrale. Dit is bevestigd bij motie in 2018[1)] en wordt nog steeds onderschreven.

— De ontwikkelingen op het gebied van nieuwe technieken zoals thorium worden gevolgd.

Overige considerations:

— De provincie steunt ontwikkelingen inzake de Pallas-reactor voor medische isotopen.

Bron: (1) 'Geen nieuwe kerncentrale in Noord-Holland', motienummer M46-2018, (2018).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

De volgende regio's hebben 'nee, maar' geantwoord op de vraag of er belangstelling is voor de realisatie van een kerncentrale (2/2)

'Het Limburgs Provinciebestuur ziet vooralsnog geen aanleiding om de komst van een kerncentrale in Limburg te onderzoeken'

1Limburg, 3 maart 2021

Welke partij: Limburg

Belangrijkste overwegingen:

— Provincie Limburg ziet vooralsnog geen aanleiding om een vestigingslocatie voor een conventionele (derde generatie) kerncentrale in Limburg nader te onderzoeken. De rijksoverheid houdt immers al waarborglocaties aan de kust gereserveerd voor mogelijke nieuwe kerncentrales. Als uit het Programma Energiehoofdstructuur blijkt dat deze waarborglocaties onvoldoende ruimte bieden voor het benodigd vermogen kernenergie, dan dient de rijksoverheid een besluit te nemen over een aanvullende waarborglocatie. Mocht de rijksoverheid op dat moment een aanvullende waarborglocatie wenselijk vinden, zal het provinciaal bestuur zich daarop beraden.

— De provincie volgt het onderzoek naar nieuwe en kleinere vormen van kernenergie én gesmoltenzoutreactoren die werken met thorium vooral met het oog op regionale leveringszekerheid.

Overige consideraties:

— Gezien haar grensligging is het voor de provincie Limburg een must met naburige regio's goede relaties te onderhouden. Een mogelijke vestigingslocatie voor een conventionele kerncentrale aan de grens brengt een extra complicerende dimensie met zich mee.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

De volgende regio's hebben 'nee' geantwoord op de vraag of er belangstelling is voor de realisatie van een kerncentrale (1/2)

'Ophef in Groningen na uitspraken Mark Rutte over kerncentrale in Eemshaven'

EenVandaag, 01 maart 2021

Welke partij: Groningen

Belangrijkste overwegingen:

— De provincie Groningen is tegen de komst van een kerncentrale en geeft aan dat er onvoldoende maatschappelijk draagvlak is.

— Diverse redenen liggen daaraan ten grondslag, zoals de plannen om het reeds aangewezen gebied in de Eemshaven anders te benutten (maakindustrie, groene energie), de problematiek omtrent nucleair afval en de recente Groningse ervaringen omtrent energiewinning en energiewending.

'De Drentse politiek ziet tot nu toe kernenergie niet als serieuze optie'

RTV Drenthe, 13 november 2019

Welke partij: Drenthe

Belangrijkste overwegingen:

— De provincie heeft schriftelijk aangegeven dat het technisch en politiek gezien niet mogelijk is, er geen locaties beschikbaar zijn en er geen maatschappelijk draagvlak binnen de provincie is.

Welke partij: Flevoland

Belangrijkste overwegingen:

— De provincie heeft schriftelijk aangegeven dat er in het verleden al eerder gekeken is naar een mogelijke locatie voor een kerncentrale in Flevoland. De onderzochte locaties zijn afgevallen en Provinciale Staten hebben daarop een standpunt in genomen dat er geen kerncentrale in Flevoland komt.

'Flevoland wil geen kerncentrale voordat afvalprobleem is opgelost'

Omroep Flevoland, 4 maart 2021

Welke partij: Friesland

Belangrijkste overwegingen:

— De provincie Friesland heeft niet gereageerd op het verzoek om deel te nemen aan dit onderzoek.

— Op basis van het niet reageren (ook niet schriftelijk) en recente media uitingen, lijkt Friesland geen kerncentrale te willen.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

De volgende regio's hebben 'nee' geantwoord op de vraag of er belangstelling is voor de realisatie van een kerncentrale (2/2)

'Onderzoek kansen voor mini-kerncentrales op Tweede Maasvlakte'

AD, 21 februari 2020

Welke partij: Gemeente Rotterdam

Belangrijkste overwegingen:

— In het Rotterdams Klimaatakkoord dat in 2019 is vastgesteld zijn de hoofdsporen offshore wind, grootschalige elektrificatie en groene waterstof. De ruimtevraag die hierbij komt kijken is groot en krijgt prioriteit. Kernenergie is geen onderdeel van de energiemix in het Rotterdams Klimaatakkoord.

— De gemeente heeft een onderzoek lopen naar de ruimtelijke consequenties van de mogelijke komst van een kerncentrale, gezien het feit dat het een waarborglocatie is. De voorlopige resultaten laten zien dat er, met het oog op het beleidsvoornemen om prioriteit te geven aan ontwikkelingen met waterstof, geen additionele ruimte is voor een kerncentrale.

— De gemeente Rotterdam geeft prioriteit aan het benutten van de schaarse ruimte in de haven voor het realiseren van een waterstofhub en de andere projecten uit het Rotterdams Klimaatakkoord boven het faciliteren van een kerncentrale.

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Management samenvatting
Introductie
Keuze technologie
Financiering en garanties
Wet- en regelgeving
Wijze van inzet kerncentrale
Borssele
Impact lokale economie
Locatie kerncentrale
Bijlagen

Bijlagen

De volgende marktpartijen hebben deel uitgemaakt van de marktconsultatie

Overzicht geïnterviewde marktpartijen

ANVS	KEXIM
APG	Macquarie
Aviva Investors	NRG
Bechtel	NuScale
CEZ	PGGM
COVRA	PZEM
Dalmore Capital	Rijkswaterstaat
Deutsche Bank	Rolls Royce
Doosan	RWE
EDF	Seaborg
EDF Energy UK	Siempelkamp
EIB	TenneT
Eneco	Terrestrial
Energy Impact Center	Thorizon
Engie (Tractebel)	UK Government, Nuclear Dpt.
EON	Urenco
EPZ	Vattenfall Europe
Fennovoima	Westinghouse
Fluor	
Hitachi GE	Onafhankelijke industrie expert
Hyundai	
KEPCO/KHNP	

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Meest relevante bronnen

Overzicht meest relevante bronnen

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

Country profiles, World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles.aspx, geraadpleegd op 28 mei 2021).

De rol van kernenergie in de energietransitie van Noord-Brabant, TNO (2020).

De verwijdering van energie-installaties (Deel II): kerninstallaties, van Beuge (2016).

Economics and finance of Small Modular Reactors: A systematic review and research agenda, Mignacca & Locatelli (2020).

Economics and finance working group report, Canada's SMR Roadmap, (2018).

Het energiesysteem van de toekomst: Integrale infrastructuurverkenning 2030-2050, Netbeheer Nederland (2021).

Jaarverslag 2019, Covra (2019).

Jaarverslag 2020, Covra (2020).

Klimaat- en Energieverkenning 2020, PBL (2020).

Modern financial models of nuclear power plants, Terlikowski et al. (2019).

Non-baseload operation in nuclear power plants, IAEA (2018).

Nuclear power in the European Union, World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/others/european-union.aspx, geraadpleegd op 28 mei 2021).

Possible role of nuclear in the Dutch energy mix of the future, ENCO (2020).

Power Reactor Information System, IAEA (https://pris.iaea.org/PRIS/home.aspx, geraadpleegd op 1 mei 2021).

Projected costs of generating electricity 2020 edition, IEA & OECD-NEA (2020).

Reactor database, World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/Information-Library/Facts-and-Figures/Reactor-Database.aspx, geraadpleegd op 28 mei 2021).

Reduction of capital costs of nuclear power plants, OECD-NEA (2000).

Review of generation IV nuclear energy systems, IRSN (2015).

Small modular reactors: challenges and opportunities, OECD-NEA (2021).

Synthesis on the economics of nuclear energy, William D'haeseleer voor de Europese Commissie (2013).

Systeemeffecten van nucleaire centrales, in klimaatneutrale energiescenario's 2050, Kalavasta & Berenschot (2020).

Technical and economic aspects of load following with nuclear power plants, OECD-NEA (2011).

Technology roadmap update for generation IV nuclear energy systems, GIF (2014).

The cost of decommissioning nuclear power plants, OECD-NEA (2016).

The future of nuclear energy in a carbon-constrained world: an interdisciplinary MIT study, MIT (2018).

Unlocking reductions in the construction costs of nuclear: a practical guide for stakeholders, OECD-NEA (2020).

Wet en regelgeving, ANVS (autoriteitnvs.nl/onderwerpen/wet—en-regelgeving, geraadpleegd 10 juni 2021).

World nuclear performance report 2020, World Nuclear Association (2020).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Gebruikte bronnen voor verschillende recente generatie III+ projecten

Gebruikte bronnen voor in kaart brengen informatie over verschillende recente generatie III+ projecten	
Reactor	**Bronnen [a)]**
Algemeen (voor meerdere reactoren)	• Unlocking reductions in the construction costs of nuclear: a practical guide for stakeholders, OECD-NEA (2020) • Modern financial models of nuclear power plants, Terlikowski et al. (2019) • https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles.aspx
Flamanville 3	• https://www.world-nuclear-news.org/Articles/EDF-warns-of-added-costs-of-Flamanville-EPR-weld-r • https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/investors-shareholders/financial-and-extra-financial-performance/financial-results • https://www.edf.fr/en/la-centrale-nucleaire-de-flamanville-3-epr/flamanville-3-nuclear-power-plant-epr • https://www.edf.fr/en/the-edf-group/producing-climate-friendly-energy/nuclear-energy/our-expertise/decommissioning
Hinkley Point C	• Hinkley Point C: Value for Money Assessment, UK government (2016) • https://world-nuclear-news.org/Articles/Hinkley-Point-C-delayed-until-at-least-2026 • https://www.gov.uk/government/collections/hinkley-point-c • https://www.gov.uk/government/organisations/nuclear-decommissioning-authority
Hanhikivi	• Nuclear Legislation in OECD and NEA countries: Finland, OECD-NEA (2019) • https://world-nuclear-news.org/Articles/Hanhikivi-1-design-documents-submitted-to-Finnish • https://world-nuclear-news.org/Articles/Fennovoima-revises-Hanhikivi-1-schedule-and-costs • https://rosatom.ru/en/press-centre/news/rosatom-and-framatome-sign-instrumentation-and-control-design-support-contract-for-hanhikivi-1-npp-f/ • https://www.reutersevents.com/nuclear/finland-pools-resources-streamline-plant-decommissioning • https://www.stuk.fi/web/en/about-us
Olkiluoto 3	• https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/press/all-press-releases/update-on-strategic-partnership-between-edf-and-areva • https://world-nuclear-news.org/Articles/TVO-cleared-for-fuel-loading-at-Finnish-EPR
Vogtle	• https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Duo-of-milestones-at-US-AP1000-units • https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Progress-at-Vogtle,-but-cost-forecast-rises
Barakah	• Third national report on compliance with the obligations of the joint convention on the safety of spent fuel management and on the safety of radioactive waste management, United Arab Emirates (2017) • https://www.reuters.com/article/us-emirates-nuclearpower-exclusive-idUSKBN1GY1XT • https://www.oecd-nea.org/ndd/workshops/wpne/presentations/docs/4_2_KIM_%20Barakah%20presentation.pdf
Akkuyu	• Global nuclear developments: insights from a former IAEA nuclear inspector, Ikonomou (2020) • https://www.oecd-nea.org/ndd/workshops/wpne/presentations/docs/4_1_Cometto_Akkuyu.pdf • https://rosatom.ru/en/press-centre/news/construction-of-akkuyu-npp-unit-3-turkey-begins/ • https://www.wano.info/news-events/inside-wano/plant-story/akkuyu-nuclear-power-plant-in-turkey
Paks	• https://rosatom.ru/en/press-centre/news/the-full-package-of-documents-for-obtaining-a-license-for-the-construction-of-paks-2-npp-has-been-su/ • https://mvm.hu/mvm-group/mvm-paks-nuclear-power-plant-ltd/?lang=en • https://www.power-technology.com/projects/paks-ii-nuclear-power-plant/

Notitie: (a) De links (websites) zijn voor het laatst geraadpleegd op 14 juni 2021.

KPMG

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.

Gehanteerde wisselkoers

Omrekenen van bedragen naar EUR

— Alle bedragen in dit rapport zijn weergegeven in EUR door gebruik te maken van de wisselkoersen van de European Central Bank per 30 april 2021.[1)]

Wisselkoers naar EUR per 30 april 2021	
Valuta	**Wisselkoers**
USD	0,8277
GBP	1,1512
CAD	0,6741

Bron: (1) Euro foreign exchange reference rates, European Central Bank (https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/index.en.html, geraadpleegd op 22 mei 2021).

© 2021 KPMG Advisory N.V., een naamloze vennootschap en lid van het KPMG-netwerk van zelfstandige ondernemingen die verbonden zijn aan KPMG International Limited, een Engelse entiteit. Alle rechten voorbehouden. De naam KPMG en het logo zijn geregistreerde merken die onder licentie worden gebruikt door de zelfstandige ondernemingen die lid zijn van de wereldwijde KPMG-organisatie.