Analyse, inform and activate

LAKA

Analyseren, informeren, en activeren

Stichting Laka: Documentatie- en onderzoekscentrum kernenergie

De Laka-bibliotheek

Dit is een pdf van één van de publicaties in de bibliotheek van Stichting Laka, het in Amsterdam gevestigde documentatie- en onderzoekscentrum kernenergie.

Laka heeft een bibliotheek met ongeveer 8000 boeken (waarvan een gedeelte dus ook als pdf), duizenden kranten- en tijdschriften-artikelen, honderden tijdschriftentitels, posters, video's en ander beeldmateriaal. Laka digitaliseert (oude) tijdschriften en boeken uit de internationale antikernenergie-beweging.

De catalogus van de Laka-bibliotheek staat op onze site. De collectie bevat een grote verzameling gedigitaliseerde tijdschriften uit de Nederlandse antikernenergie-beweging en een verzameling video's.

Laka speelt met oa. haar informatie-voorziening een belangrijke rol in de Nederlandse anti-kernenergiebeweging.

The Laka-library

This is a PDF from one of the publications from the library of the Laka Foundation; the Amsterdam-based documentation and research centre on nuclear energy.

The Laka library consists of about 8,000 books (of which a part is available as PDF), thousands of newspaper clippings, hundreds of magazines, posters, video's and other material.
Laka digitizes books and magazines from the international movement against nuclear power.

The catalogue of the Laka-library can be found at our website. The collection also contains a large number of digitized magazines from the Dutch anti-nuclear power movement and a video-section.

Laka plays with, amongst others things, its information services, an important role in the Dutch anti-nuclear movement.

Appreciate our work? Feel free to make a small donation. Thank you.

www.laka.org | info@laka.org | Ketelhuisplein 43, 1054 RD Amsterdam | 020-6168294

WIM TURKENBURG ENERGY AND ENVIRONMENTAL CONSULTANCY - AMSTERDAM

Naast tenminste 200.000 MW wind- en zonvermogen in 2050 óók meer dan 45.000 MW gegarandeerd vermogen nodig én energie uit andere bronnen – dan ook kernenergie?

Kanttekeningen bij de energieplannen zoals gepresenteerd in 'Coalitieakkoord 2021-2025'

Wim Turkenburg

31 maart 2022

In deze notitie wordt de vormgeving van de energie- en elektriciteitsvoorziening van Nederland richting 2050 besproken en worden suggesties gedaan voor het te voeren energietransitiebeleid. De notitie is vooral een reactie op de energieplannen zoals gepresenteerd in 'Coalitieakkoord 2021-2025' van VVD, D66, CDA en Christen Unie, op basis waarvan begin 2022 een nieuw kabinet aan de slag is gegaan. De notitie is ook een kritische reflectie op uitspraken die in het energiedebat veel worden gehoord, zoals: "De energiebehoefte van Nederland kan in 2050 vrijwel geheel door zon, wind en groene waterstof worden gedekt", en ook: "Nieuwe kerncentrales kunnen al in 2030 stroom aan het net leveren".

Kanttekeningen bij de energieplannen zoals gepresenteerd in 'Coalitieakkoord 2021-2025'

Naast tenminste 200.000 MW wind- en zonvermogen in 2050 óók meer dan 45.000 MW gegarandeerd vermogen nodig én energie uit andere bronnen – dan ook kernenergie?

Door: Prof. Dr Wim C. Turkenburg
- Wim Turkenburg Energy and Environmental Consultancy, Amsterdam
- Copernicus Instituut voor Duurzame Ontwikkeling, Universiteit Utrecht

Voor correspondentie: wim_turkenburg@hotmail.com

Inhoudsopgave

1. **Inleiding**
2. **De ernst van het klimaatvraagstuk**
3. **Het energiesysteem in 2050 dat de coalitie voor ogen heeft**
4. **De toekomstige vraag naar energie en naar elektriciteit**
5. **De mogelijke rol van zon- en windvermogen**
6. **Naar een elektriciteitsvoorziening die schoon maar ook betrouwbaar is**
7. **Het betrouwbaar dekken van de elektriciteitsvraag met alleen zonne- en windenergie 'van eigen bodem'**
8. **Energie uit andere bronnen (hernieuwbaar en niet-hernieuwbaar)**
9. **De beoogde bouw van twee nieuwe kerncentrales in ons land**
10. **Per wanneer leveren nieuwe kerncentrales stroom aan het net**
11. **De kosten van twee nieuw te bouwen kerncentrales**
12. **Het maatschappelijke debat over kernenergie**
13. **Samenvatting en conclusies (op hoofdlijnen)**

1. Inleiding

Op 15 december 2021 publiceerden de partijen VVD, D66, CDA en Christen Unie een nieuw coalitieakkoord met plannen op hoofdlijnen voor een nieuwe kabinetsperiode ('Coalitieakkoord 2021-2025'). Uit het akkoord blijkt de belangrijkste drijvende kracht voor het te voeren energiebeleid het oplossen van het klimaatvraagstuk is. Daarbij scherpen de coalitiepartijen het te realiseren klimaatdoel in 2030 aan. Zij willen dan niet langer een broeikasgasemissiereductie van 49% gerealiseerd hebben maar streven naar een vermindering met 60% ten opzichte van 1990 terwijl tenminste 55% werkelijk moet zijn gerealiseerd. Ook geeft het akkoord aan welk doel wat betreft broeikasgassenemissies in 2035 (70% minder), 2040 (80% minder) en 2050 (100% minder, dus 'klimaatneutraal') moet zijn bereikt.

De paragraaf 'Energiemix' van het akkoord begint met de volgende zinnen:
"Energie blijven we gebruiken, maar we maken de overstap naar energiebronnen die geen broeikasgassen uitstoten en we zetten in op energiebesparing. Zo werken we na 2030 snel toe naar een volledig klimaat neutrale energievoorziening. Daarmee dringen we snel fossiele brandstoffen terug en borgen tegelijkertijd de leveringszekerheid en betaalbaarheid."

De coalitiepartijen maken de opgave voor de energiesector overigens extra uitdagend doordat in het akkoord de mogelijkheden voor het realiseren van zonnecelparken en windturbines op land worden ingeperkt. Ook wil men de inzet van houtige biomassa in de energievoorziening afbouwen. Daarnaast willen de partijen de inzet van fossiele brandstoffen, inclusief aardgas, terugdringen. Daarbij lijken zij eraan voorbij te gaan dat in de elektriciteitssector het verminderen van de uitstoot van CO2 ook kan worden bereikt door CCS – het afvangen en vastleggen of ondergronds opslaan van CO2 [1]. De ruimte voor het toepassen van CCS wordt in het akkoord wel vergroot, maar daarbij lijkt niet of nauwelijks naar de elektriciteitsvoorziening te worden gekeken.

In de elektriciteitssector zou het toepassen van zonne- en windenergie en van groene waterstof de hoogste prioriteit moeten hebben. In de energievoorziening zien de coalitiepartijen ook mogelijkheden voor het benutten van kernenergie, "*als een aanvulling op zon, wind en geothermie"*. Het gebruik van kernenergie wordt daarbij ook gezien als mogelijkheid om waterstof te produceren. Wat betreft kernenergie willen de coalitiepartijen *"de benodigde stappen zetten voor de bouw van 2 nieuwe kerncentrales*". Daarvoor wordt in eerste instantie 500 miljoen euro vrijgemaakt en tot 2030 in totaal 5 miljard euro. Daarnaast komt voor *"CO2-vrije gascentrales"* 1 miljard euro beschikbaar. Waarschijnlijk betreft het hier waterstof gestookte centrales, maar duidelijk is dit niet.
Meer algemeen komt heel veel geld beschikbaar voor het realiseren van een waterstofinfrastructuur in ons land (productie, transport, opslag en toepassingen van waterstof). Door diverse coalitiegenoten wordt hierbij gesproken over een bedrag van 5 tot 10 miljard euro [2].
De genoemde bedragen maken deel uit van de in totaal 35 miljard euro die de partijen voor het realiseren van de klimaat- en energiedoelen willen vrijmaken.

In deze notitie evalueren we de plannen voor de energievoorziening richting 2050.

[1] Zie bijv.: IEA, *'The role of CCUS in low-carbon power systems'*, July 2020.

[2] https://www.nrc.nl/nieuws/2022/01/12/voor-groene-waterstof-ligt-een-megaplan-klaar-a4078751

2. De ernst van het klimaatvraagstuk

Gelet op de ernst van het klimaatvraagstuk lijkt realisatie van de gestelde doelen zeer noodzakelijk. Tegelijk moet worden beseft dat de doelen uiterst ambitieus zijn gelet op de enorme omvang van de opgave, de kennis, technieken en middelen die voor het realiseren van de gestelde doelen ingezet moeten worden, en de tijd die ons nog rest.

Gezien de omvang van de opgave verbaast het dat het akkoord op tenminste twee punten niet tot een andere of aanvullende beleidsopgave is gekomen. Allereerst moet worden opgemerkt dat de elektriciteitssector in beginsel makkelijker dan andere sectoren in staat is om de uitstoot van broeikasgassen tot nul of zelfs negatief terug te dringen. Daarom zou het beter zijn de klimaatdoelen voor deze sector scherper te stellen en te streven naar nul-uitstoot in de elektriciteitsvoorziening in 2040 of 2045 en naar *negatieve* emissie (het netto uit de lucht halen) van CO2 in de jaren daarna.

De tweede opmerking betreft de noodzaak te werken aan technieken en systemen om CO2 weer uit de lucht te halen, dus *Negatieve Emissie Technieken* (NETs). De realiteit gebiedt ons te onderkennen dat de klimaatplannen die alle landen tezamen tot op heden hebben geformuleerd onvoldoende zijn om het internationaal overeengekomen klimaatdoel te halen, te weten een temperatuurstijging op aarde die ruim beneden de 2 graad Celsius blijft en sterk streven naar een stijging van maximaal 1,5 graad Celsius in het jaar 2100. Daar bovenop blijkt dat het waarmaken van de internationale plannen ernstig achterblijft bij wat nodig is. Een gevolg hiervan is dat we thans rekening moeten houden met een temperatuurstijging op aarde door menselijk handelen van tenminste 2,7 graad Celsius [3].

Om toch nog kans te maken om in de buurt van die 1,5 graad Celsius te komen zullen technieken moeten worden ingezet om CO2 weer uit de lucht te halen [4]. Daarvoor bestaan meerdere mogelijkheden, ook in de energiesector. Diverse landen, waaronder de UK en de VS [5], hebben na de mondiale klimaatconferentie van 2015 in Parijs een RD&D-programma opgezet om de mogelijkheden voor het realiseren van *negatieve* emissie van broeikasgassen – tegenwoordig *Carbon Dioxide Removal* (CDR) genoemd - te onderzoeken en demonstreren. In Nederland bestaat zo'n programma niet, ondanks verzoeken hiertoe die al in 2016 en 2018 aan NWO, de Topsector Energie en de minister van EZK zijn gedaan [6]. Het is een groot gemis dat coalitieakkoord over het weer uit de lucht halen van CO2 heel weinig zegt en niet met een breed en ambitieus CDR-programma komt.

---

[3] https://www.unep.org/resources/emissions-gap-report-2021

[4] Energy Transitions Commission (UK), *'Mind the Gap: How Carbon Dioxide Removals Must Complement Deep Decarbonization to Keep 1.5 ºC Alive'*, March 2022.

[5] Zie: https://www.ukri.org/our-work/browse-our-areas-of-investment-and-support/greenhouse-gas-removal-from-the-atmosphere/ Zie ook: National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine, *'Negative Emissions Technologies and Reliable Sequestration: A Research Agenda'*, Washington, DC, 2018.

[6] Zie bijvoorbeeld: Wim Turkenburg et al., *'De klimaatdoelstelling van Parijs: wat betekent een maximale temperatuur-stijging van ruim beneden 2 graden, en streven naar anderhalve graad?'* HIER Klimaatbureau, Utrecht, april 2016, 19 pp.; Bert Metz et al., *'Het uit de lucht halen van CO2, een belangrijke optie voor het Klimaatakkoord'*, brief aan minister van EZK, 1 mei 2018; Imperial College London, *'Countries must work together on Carbon Dioxide Removal to avoid dangerous climate change'*, Phys. Org., 8 June 2020.

Een van de technieken om CO2 uit de lucht te halen is via *Direct Air Capture* (DAC), een soort CO2-stofzuiger [7]. Het is vreemd dat DAC in Den Haag tot op heden nauwelijks aandacht krijgt terwijl men wel wil inzetten op het gebruik van CO2 als grondstof voor de chemische industrie, gecombineerd met groene waterstof. Waterstof en CO2 kunnen worden gebruikt voor onder meer het maken van synthetische brandstoffen [8] en andere producten. Zo meldt het coalitieakkoord: *"Om de lucht- en scheepvaart te vergroenen, investeren we in de ontwikkeling en productie in Nederland van o.a. synthetische kerosine. Nederland kan daarin een voorloper zijn"*. Beseft moet worden dat zo'n ontwikkeling, gelet op het klimaatvraagstuk, alleen lonend is wanneer de in te zetten CO2 niet uit het gebruik van fossiele brandstoffen wordt gehaald maar uit de lucht, via de biomassa route (gebruik van *biogeen* CO2) of via de *Direct Air Capture* route (gebruik van *atmosferisch* CO2). Daaraan moet hard gewerkt worden. Thans gebeurt dit in ons land heel weinig. Een hierop gericht RD&D programma ontbreekt. Nederland loopt in deze niet voor maar achter [9], ondanks dat we een goede kennispositie hebben. Dit besef lijkt thans in politiek Den Haag bij slechts weinigen aanwezig[10].

3. Het energiesysteem in 2050 dat de coalitie voor ogen heeft

Gelet op het akkoord, hebben de coalitiepartijen voor de elektriciteitsvoorziening een systeem voor ogen dat in het jaar 2050 zijn energie haalt uit zon, wind en kernenergie, met daarbij waterstof als intermediaire energiedrager inclusief infrastructuur voor transport en opslag. Daarbij moet deze waterstof kunnen worden ingezet voor elektriciteitsopwekking wanneer daaraan behoefte bestaat. Dit zou dan een elektriciteitsvoorziening moeten leveren die "*betrouwbaar en betaalbaar"* is. In 2040 zou dit systeem moeten bijdragen aan nationaal 80% minder uitstoot van broeikasgassen en vervolgens in 2050 (netto) nul-uitstoot ('*klimaatneutraliteit*').

Naast de elektriciteitssector moet in 2050 ook de rest van de energievoorziening 100% CO2-neutraal zijn. Fossiele brandstoffen zouden in 2050, volgens de coalitiepartijen, geen rol meer mogen spelen, kennelijk ook niet in combinatie met CCS. Dit impliceert dat de winning van energie uit wind en zon ook buiten de elektriciteitsvoorziening een grote rol zou moeten gaan spelen, aangevuld met energie en energiedragers uit voornamelijk geothermische energie, kernenergie (voor onder meer waterstofproductie) en - in beperkt mate – biobrandstoffen. Hoe realistisch is deze visie? In het vervolg van deze notitie zullen hierover een aantal kritische opmerkingen worden gemaakt en worden ingegaan op vraagstukken die urgent aandacht behoeven.

---

[7] Maria Erans et al. *'Direct Air Capture: process technology, techno-economic and socio-political challenges'*, Energy & Environmental Science, 28 Feb. 2022.

[8] Zie bijv.: Oscar Kraan et al. *'An Energy Transition That Relies Only on Technology Leads to a Bet on Solar Fuels'*, Joule (2019), https://doi.org/10.1016/j.joule.2019.07.029

[9] Zie bijv.: https://carbon-direct.com/direct-air-capture-is-ready-for-its-close-up/. Zie ook: ICEF, *'Direct Air Capture of CO2 - ICEF Roadmap 2018'*, Innovation for Cool Earth Forum, Dec. 2018.

[10] Een kentering hierin zouden de Kamervragen kunnen zijn die Silvio Erkens (VVD), lid van de Tweede Kamer, op 16 maart 2022 heeft gesteld over *'Baanbrekende technologie kan CO2-uitstoot met 99 procent verminderen'*, zie: https://www.openkamer.org/kamervraag/2022Z04999/

Allereerst moet worden opgemerkt dat er in het coalitieakkoord nog lang geen sprake is van een doortimmerde energievisie. Ook in de brief met de titel *'*Uitwerking coalitieakkoord Klimaat en Energie' die minister Rob Jetten op 11 februari jl. naar de Tweede Kamer heeft gestuurd is deze niet te vinden. Daarnaast moet worden gezegd dat het akkoord op veronderstellingen berust waarbij vraagtekens zijn te plaatsen, bijvoorbeeld wat betreft de mate van inzetbaarheid van diverse energiebronnen en –technieken in de komende 25 tot 30 jaar.

Op 22 februari 2022 begon Rusland een oorlog met buurland Oekraïne, leidend tot dood en verderf op een gruwelijke schaal en miljoenen vluchtelingen naar de regio. Door deze oorlog zijn Westerse landen zich indringend bewust geworden van hun energieafhankelijkheid van Rusland. Breed wordt gestreefd naar afbouw van die afhankelijkheid met behoud van energiezekerheid. Daarvoor bestaan veel mogelijkheden maar het ontwikkelen en implementeren van opties vergt tijd [11]. Ook dit vraagstuk moet opgelost worden, op een zo klimaatvriendelijk mogelijke wijze. Meer algemeen is een les dat importafhankelijkheid en beperking van de risico's die hierbij spelen expliciet aandacht in de te realiseren energietransitie moeten hebben.

De ernst van de vraagstukken die opgelost moeten worden, de urgentie die hierbij speelt, de aanpak die op alle onderdelen nodig is, het orkestreren van alle te verrichten activiteiten, de energievisies die hierbij centraal staan, de financiering die geregeld moet worden, de barrières die geslecht moeten worden, dit alles vraagt om een nieuwe *energienota*, een beleidsnota vergelijkbaar met de *Energienota* die in 1974 onder leiding van minister Ruud Lubbers werd geschreven. Destijds was deze nota een reactie op de oliecrisis van 1973 maar ook op zorgen zoals geuit in *'The Limits to Growth'* (1972), het eerste rapport aan de Club van Rome, en op conclusies van de eerste mondiale milieuconferentie van de VN, de *UN Conference on Human Environment,* die 5 tot 17 juni 1972 plaatvond in Stockholm. Thans bevinden we ons in een vergelijkbaar tijdsgewricht.
Een ander voorbeeld is de *Nota Energiebeleid* die minister Gijs van Aardenne in drie delen in 1979 en 1980 publiceerde onder meer als input voor de Brede Maatschappelijke Discussie (BMD) over kernenergie, een geformaliseerd proces voor inspraak en kennisoverdracht over de toekomstige energievoorziening van Nederland dat van september 1981 tot januari 1984 plaatsvond.

Ook is er behoefte aan een *elektriciteitsnota* die periodiek wordt gepubliceerd en een visie geeft op de vraag naar, en het aanbod van elektriciteit in ons land in de komende 10 tot 25 jaar. Tot circa 2000 werd zo'n nota (*'Elektriciteitsplan'* geheten) eerst jaarlijks en later tweejaarlijks door de toenmalige SEP - de Samenwerkende Elektriciteits-Productiebedrijven in ons land - gepubliceerd. Het is jammer dat de huidige brancheverenigingen van energiebedrijven in ons land, *Energie-Nederland* geheten, tot op heden het periodiek publiceren van een elektriciteitsnota niet als een van haar taken ziet. Het zou goed zijn wanneer *Energie-Nederland* deze taak - in nauw contact met de energienetbedrijven (*Netbeheer Nederland*) - zou oppakken gelet op de grote vraagstukken die nationaal en internationaal rondom elektriciteit spelen en door de energiebedrijven opgelost moeten worden.

[11] Zie voor de EU: EC, *'REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy'*, 8 March 2022. Zie voor Nederland o.m.: Jan Vos en Wim Turkenburg, *'Zo komen we snel en duurzaam van het Russische gas af'*, FD.nl, 10 maart 2022 (https://fd.nl/opinie/1432666/zo-komen-we-snel-en-duurzaam-van-het-russische-gas-af)

Daarnaast is er behoefte aan een *gezaghebbend orgaan* - vergelijkbaar met de Algemene Energieraad (AER) van vroeger – dat onder meer als een *'clearinghouse'* van informatie kan fungeren en beweringen die in energie- en klimaatdebatten te pas en te onpas worden gedaan - van links tot rechts, vaak ook in de Tweede Kamer, en lang niet altijd op een goede kennis van zaken gebaseerd - kritisch kan toetsen. Ook zou dit orgaan, op basis van een grondige deskundigheid en met een brede worteling in de samenleving, gefundeerde adviezen over het te voeren energiebeleid moeten geven, zowel gevraagd als ongevraagd. In dit verband is het verheugend dat het coalitieakkoord aankondigt een "*Onafhankelijke Wetenschappelijke Adviesraad (zoals in het Verenigd Koninkrijk)"* te willen instellen die "*het beleid beoordeelt en erover adviseert"*.

We kunnen concluderen dat het coalitieakkoord niet een helder beeld geeft van de toekomst van onze energie- en elektriciteitsvoorziening zoals beoogd of verwacht. Daarom hierover in deze notitie een aantal opmerkingen.

Recent heeft het nieuwgevormde kabinet - i.c. minister Rob Jetten - aangekondigd dat het binnenkort met een nadere visie op het te voeren energie- en klimaatbeleid zal komen. De notitie die thans voor u ligt beoogt hiervoor een aantal handvatten te geven.
Allereerst verkennen we de mogelijke ontwikkeling van de vraag naar energie en elektriciteit richting 2050. Vervolgens gaan we na welke bijdrage met name zonnecellen en windturbines kunnen leveren om deze vraag geheel of gedeeltelijk te dekken. Meer in het bijzonder richten we ons daarbij op het vraagstuk van energiezekerheid, toegespitst op de betrouwbaarheid van onze elektriciteits-voorziening en de behoefte aan gegarandeerd vermogen. Vervolgens richten we ons op de vraag welke bijdrage we van andere energiebronnen mogen en kunnen verwachten bij het dekken van onze vraag naar energie in 2050, hernieuwbaar en niet-hernieuwbaar. Meer uitgebreid gaan we daarbij in op vraagstukken die spelen bij het streven twee nieuwe, grote kerncentrales in ons land te realiseren. Tot slot vatten we de hoofdconclusies van deze verkenning samen.

4. De toekomstige vraag naar energie en naar elektriciteit

Het *finaal gebruik van energiedragers* in ons land bedraagt thans ruwweg 2200 Petajoule per jaar. Dit is inclusief het industrieel gebruik van energiedragers als grondstof voor het maken van producten (ca. 500 PJ per jaar) maar exclusief de brandstof die voor internationaal vlieg- en scheepsverkeer (*'bunkering'*) wordt gebruikt (ca. 600 PJ per jaar) [12].

Omgerekend is het genoemde finale gebruik van energiedragers gelijk aan bijna 600 TWh per jaar. Daarbinnen is het gebruik van elektriciteit gestegen van zo'n 70 TWh in 1985 naar circa 110 TWh in 2020 (meer precies steeg het naar 111 TWh in 2020 [13]). Elektriciteit draagt thans dus voor iets minder dan 20% bij aan het finaal gebruik van energiedragers.

[12] Zie: https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/83140NED/table?ts=1647770232969 en https://www.cbs.nl/nl-nl/cijfers/detail/83140NED?q=bunkers. Volgens het CBS was in 2020 het finaal gebruik van energiedragers 2288 PJ, waarvan 1750 PJ energetisch en 538 PJ niet-energetisch. In 2020 was het gebruik voor *bunkering* 590 PJ.

[13] https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2021/09/elektriciteitsproductie-stijgt-in-2020-naar-recordhoogte

Het finale gebruik is gekoppeld aan *primair energiegebruik (Total Primary Energy Supply)*. Het primair energiegebruik kan worden gedefinieerd als de hoeveelheid energie die je bij de bron moet werven om in de finale vraag naar energiedragers te kunnen voorzien [14]. Heden ten dage is het primair energiegebruik van Nederland ruwweg 3000 PJ ofwel 830 TWh per jaar[15]. Tellen we het brandstofgebruik van internationaal vlieg- en scheepsverkeer hierbij op, dan is het primair gebruik ruwweg 3600 PJ ofwel 1000 TWh per jaar.

Het finaal gebruik van energiedragers in ons land is tussen 1985 en 2020 min of meer constant gebleven. Dit is opmerkelijk omdat het BNP van ons land in die tijd, in euro's van nu, ruwweg is verdubbeld; de economie groeide met gemiddeld zo'n 2% per jaar. Dit betekent dat sinds 1985 de intensiteit van het gebruik van energiedragers in de economie van Nederland jaarlijks met ongeveer 2% is afgenomen. Deze afname is bereikt door energie- en materiaalbesparing, technologische vernieuwing en structuurverschuivingen in de economie.

Richting 2050 lijkt het streven naar een economische groei van ongeveer 2% per jaar in ons land breed te worden omarmd. Verwacht mag worden dat deze groei de komende jaren gepaard gaat met een *daling* in plaats van gelijk blijven van het finaal gebruik van energiedragers. Hoofdredenen voor deze daling zijn:

(1) Verdere elektrificatie van het energiegebruik, bijvoorbeeld in het verkeer (elektrisch transport) en de warmtevoorziening (warmtepompen); dit geeft netto forse vermindering van het energiegebruik.
(2) Nieuwbouw van woningen en gebouwen die energieneutraal (moeten) zijn.
(3) Grootschalige isolatie van bestaande gebouwen.
(4) Verschuivingen in de economische structuur van ons land door met name krimp of achterblijvende groei in de energie-intensieve industrie [16].
(5) Een sterk stijgende CO2-prijs, in februari 2022 toegenomen tot meer dan 90 euro per ton maar onder invloed van de oorlog in Oekraïne weer wat gezakt - waarschijnlijk tijdelijk - naar het niveau van 76 tot 77 euro per ton op 31 maart 2022 [17]. Met daarnaast ook een hoge marktprijs voor energie, zoals nu, wordt het aantrekkelijk fors te investeren in energie-zuinige technieken. Zeker geldt dit voor bedrijven die onder het ETS regime vallen.
(6) Het klimaatbeleid van de Europese Commissie (zie *'A European Green Deal'* [18]) dat op sterke terugdringing van de uitstoot van broeikasgassen is gericht, door onder meer een efficiënter gebruik van materialen en het bevorderen van investeringen in groene en energiezuinige technieken.

---

[14] Ter toelichting: De consument vraagt om elektriciteit voor onder meer verlichting, koeling, verwarming en communicatie. Wanneer deze elektriciteit in een aardgascentrale met een (netto) omzettingsrendement van 50% wordt geproduceerd, en verliezen bij het transport van elektriciteit worden meegeteld, dan is het primair energiegebruik *ruim dubbel zo groot* als het finaal energiegebruik. Wordt daarentegen de elektriciteit met zonnecellen of windturbines vlakbij de gebruiker geproduceerd, dan is het primair energiegebruik *vrijwel gelijk* aan het finaal energiegebruik.

[15] Om precies te zijn: In 2020 was het volgens PBL en anderen 2940 PJ. Daarvan kwam 1307 PJ uit aardgas (44,5%), 1078 PJ uit aardolie (36,7%), 173 PJ uit kolen (5,9%), 40 PJ uit kernenergie (1,4%), 300 PJ uit hernieuwbare energiebronnen (10,2%) en 47 PJ overig (1,6%). Netto werd 5 PJ uitgevoerd (-0,2%). Zie: PBL e.a., *'Klimaat- en Energieverkenning 2021'*, dec. 2021.

[16] Zie bijv: Robert Vergeer et al., *'Groeiprojecties energie-intensieve industrie'*, CE Delft, maart 2021.

[17] https://ember-climate.org/data/data-tools/carbon-price-viewer/

[18] https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en

Naast de bovengenoemde tendensen zijn er ook ontwikkelingen die in deelmarkten tot een intensivering van het energiegebruik kunnen leiden. Een voorbeeld hiervan is de vlucht die het plaatsen van koelapparatuur (airconditioning) in de gebouwde omgeving heeft gekregen onder invloed van het warmer worden van ons klimaat. Andere voorbeelden zijn de introductie en opmars van (energieverslindende) cryptomunten als betaalmiddel en daarnaast de opkomst van datacentra. Heel belangrijk kan daarnaast het halen van CO2 uit de lucht worden (CDR: *Carbon Dioxide Removal*). Dit kan heel veel energie gaan kosten, afhankelijk van de te nemen maatregelen en toe te passen technieken [19]. Tot slot zal het realiseren van energieopwekking op eigen bodem – dus het minder importeren van energie - tot meer activiteit in Nederland leiden, met energetische gevolgen.

Los van enkele van deze tendensen, mag worden verwacht dan het *finaal gebruik van energiedragers* in Nederland zakt van circa 600 TWh per jaar nu naar ruwweg 450 of 500 TWh in 2050. Inclusief internationaal vlieg- en scheepsverkeer zal dit wellicht 600 tot 700 TWh zijn. Verwacht mag worden dat ook het *primair energiegebruik* de komende tien jaar aanzienlijk zal dalen, vooral door elektrificatie van ons energiegebruik, maar daarna vermoedelijk weer stijgt.

Binnen dit dalende energiegebruik zal de vraag naar elektriciteit sterk groeien, van ca. 110 TWh in 2020 naar wellicht 300 TWh per jaar in 2045-2050. Zo'n ontwikkeling zou aansluiten bij verwachtingen van verschillende gezaghebbende studies en instanties [20]. Zo neemt TNO in een recente studie van energiescenario's aan dat tot 2050 het elektriciteitsgebruik in Nederland met een factor 2 of 3 toeneemt [21].

Met betrekking tot de ontwikkeling van het primair energiegebruik is van belang dat een steeds verdergaand gebruik van fluctuerend zon- en windvermogen leidt tot een groeiende behoefte aan energieopslag. Omdat deze opslag gepaard gaat met forse energieverliezen, zal het primaire energiegebruik dat aan het finale gebruik is gekoppeld op den duur weer toenemen.

Tabel 1 geeft van het huidige energiegebruik en het hier veronderstelde energiegebruik in 2050 een overzicht in ronde getallen.

In milieukringen en ook bij diverse politieke partijen leeft de gedachte dat we onze vraag naar energie in 2050 geheel op het gebruik van hernieuwbare energiebronnen kunnen baseren. Zonnecellen en windturbines zouden daarbij een zeer grote rol moeten spelen. We gaan dit na, waarbij we ons vooral richten op de elektriciteitsvoorziening.

Als we de vraag naar energie willen dekken met vrijwel alleen de stroom die wordt opgewekt met zonnecellen en windturbines - aannemende dat dit ten principale mogelijk is - dan moet deze stroom deels in andere energievormen worden omgezet, bijvoorbeeld in warmte en waterstof. Ook moeten de verkregen energiedragers in grote hoeveelheden kunnen worden opgeslagen. Daarnaast moet er

[19] Joeri Rogelj et al., *'Mitigation pathways compatible with 1.5°C in the context of sustainable development'*, in: '*Global Warming of 1.5°C'*, Special Report of the IPCC, 2018, chapter 2.

[20] Zie bijv.: Berenschot & Kalavasta, *'Klimaatneutrale energiescenario's 2050'*, maart 2020; DNV.GL, *'Noordzee Energie Outlook'*, december 2020; EBN, *'Energie in cijfers 2022'*, jan. 2022.

[21] Martin Scheepers et al., *'Scenario's voor klimaatneutraal energiesysteem'*, TNO, mei 2020.

Tabel 1: *Huidig gebruik van energiedragers in Nederland en een eerste, ruwe schatting van dit gebruik in 2050, in ronde getallen (exclusief energie nodig voor CDR)*		**Gebruik in 2020**	**Gebruik in 2050**
	Elektriciteitsgebruik	110 TWh	300 TWh
	Finaal gebruik van energiedragers	600 TWh	450-500 TWh
	Primair gebruik van energiedragers	830 TWh	650-700 TWh
	Energie voor internationaal vlieg- en scheepsverkeer	170 TWh	150-200 TWh
	Het primaire gebruik van energie-dragers inclusief internationaal vlieg- en scheepsverkeer	1000 TWh	800-900 TWh

infrastructuur en apparatuur zijn - bijvoorbeeld waterstofcentrales - om de opgeslagen energie weer in te kunnen zetten voor het leveren van energiediensten op momenten dat daarom gevraagd wordt.

Bij het opslaan van energie kan het gaan om opslag in een *dag-nacht regime* (dag-opslag), in een *week-weekend regime* (weekopslag) of in een *zomer-winter regime* (seizoensopslag).
Bij elektriciteit kun je dan denken aan accu's voor dag opslag (systeemrendement ca. 80%), aan bijvoorbeeld stuwmeren, *Compressed Air Energy Storage* (CAES), en pompaccumulatiecentrales (PACs) voor weekopslag (systeemrendement 75-80%), en aan de productie van groene waterstof voor seizoensopslag waarbij later de energie in waterstof weer wordt omgezet in elektrische energie (systeemrendement thans ruim 30% en in de toekomst wellicht 45-50%). Daarnaast lijkt omzetting in warmte ('*Power-to-Heat*') met ook warmteopslag aantrekkelijk te kunnen zijn [22].

Bij de conversies die bij energieopslag nodig zijn gaat veel energie verloren. Voor een betrouwbare voorziening zal jaarlijks dus veel meer energie uit zon en wind gehaald moeten worden dan de genoemde 300 TWh voor uitsluitend het elektriciteitsgebruik of 450 tot 500 TWh voor het finaal gebruik van energiedragers (exclusief internationaal vlieg- en scheepsverkeer). Hoeveel méér hangt van allerlei factoren af, maar in eerste oogopslag moet aan ruwweg 25 tot 30 procent worden gedacht. In deze notitie brengen we dit voor het elektriciteitssysteem wat preciezer in beeld.

5. De mogelijke rol van zon- en windvermogen

Een belangrijke vraag is wat op Nederlands grondgebied (huizen, gebouwen, land, meren, zee) de mogelijkheden zijn om met zonnecelsystemen en windturbines stroom op te wekken. Hieronder schetsen we daarvan een beeld.

Wind op land: De mogelijkheden voor het opstellen van windvermogen op land zijn beperkt, wellicht circa 8.000 MW totaal. Het zou dan kunnen gaan om zo'n 2000 molens met een gemiddeld vermogen van ca. 4 MW ieder. Meer molens of een groter vermogen per molen is denkbaar maar

[22] REN21, *'Energy Systems Integration and Enabling Technologies'*, 14 June 2021. Zie: https://www.ren21.net/gsr-2021/chapters/chapter_06/chapter_06/

stuit in toenemende mate op het vraagstuk van maatschappelijke acceptatie. Ervan uitgaande dat de genoemde 2000 turbines jaarlijks gemiddeld 2500 vollasturen draaien, zou dit vermogen in een jaar 20 TWh elektriciteit kunnen leveren.

Wind op zee: Voor het plaatsen van windturbines op zee zijn de mogelijkheden aanzienlijk groter[23]. Denkbaar is dat op het Nederlandse deel van de Noordzee – hooggeschat - zo'n 75.000 MW kan worden opgesteld [24]. In deze notitie nemen we ook aan dat al dit vermogen allereerst voor de openbare elektriciteitsvoorziening wordt gebruikt, wetende dat dit waarschijnlijk niet klopt omdat de industrie ruimte voor het plaatsen van windturbines opeist om voor eigen gebruik groene waterstof te maken. Tevens nemen we aan dat de windturbines op zee in 2050 –hooggeschat [25] - gemiddeld zo'n 4400 vollasturen per jaar stroom kunnen leveren. Een windvermogen van 75.000 MW zou op de Noordzee dan jaarlijks bijna 330 TWh kunnen genereren.

Zonnecellen: Wat betreft zonnecellen kunnen we op daken van huizen en gebouwen wellicht 60.000-80.000 MW kwijt en daarnaast op allerlei andere locaties (land, façades, geluidschermen, watergebieden, zee, et cetera) wellicht nog eens 50.000-60.000 MW. In totaal dan circa 125.000 MW [26]. Thans staat hiervan in ons land circa 14.000 MW [27]. Aannemende dat het zonnecelvermogen in ons land in 2050 jaarlijks gemiddeld 800 vollasturen stroom levert, kan deze 125.000 MW een hoeveelheid elektriciteit produceren van 100 TWh per jaar.

In tabel 2 worden de getallen samengevat.

Tabel 2: *Maximaal op de stellen zon- en windvermogen binnen Nederland en de potentiële opwekking van elektriciteit met dit vermogen in 2050*	**Energiebron**	**Op te stellen vermogen in 2050**	**Potentiële productie elektriciteit uit zon en wind in 2050**
	Windturbines op land	6.000 MW	20 TWh
	Windturbines op zee	75.000 MW	330 TWh
	Zonnecelsystemen	125.000 MW	100 TWh
	Totaal	**206.000 MW**	**450 TWh**

[23] De Europese Commissie schat dat Europa tegen 2050 tussen de 240.000 en 450.000 MW windvermogen van zee nodig heeft om te voldoen aan het Klimaatakkoord van Parijs. Begin 2021 stond op de Noordzee 25.000 MW. Zie: Chris Westra, *'Zet ze maar op zee – Hollandse nieuwe energie'*.

[24] Voor het Nederlandse deel van de Noordzee wordt door DNV.GL het plaatsbaar windvermogen op *'minstens 38.000 MW en maximaal 72.000 MW'* geschat, zie: Hans Cleijne et al., *'Noordzee Energie Outlook'*, DNV.GL, 2020. In de 2019-studie van Wind Europe getiteld *'Our Energy, Our Future'* wordt voor het Nederlandse deel van de Noordzee het opgesteld windturbinevermogen in 2050 geschat op 60.000 MW.

[25] Wind Europe, 'Our energy, Our Future – How offshore wind will help Europe go carbon-neutral', 24 Nov. 2019.

[26] Zie bijv. TKI Urban Energy, '*Ruimtelijk potentieel van zonnestroom in Nederland'*, maart 2021. Het mondiaal opgesteld zon-PV vermogen was begin 2022 ruim 700.000 MW. Wereldwijd komen verschillende scenario's voor het jaar 2050 uit op een geïnstalleerd zon-PV vermogen van 10 tot 70 miljard MW. Bron: Wim Sinke et al., *'Zonpositief: Zonne-energie op weg naar impact'*, TNO, maart 2021.

[27] Gerekend per hoofd van de bevolking staat Nederland hiermee in Europa op de eerste plaats.

Bij elkaar opgeteld kunnen de genoemde zon- en windvermogens in potentie 450 TWh per jaar genereren. Een vraag is of hiermee op betrouwbare wijze in een vraag naar elektriciteit van 300 TWh per jaar kan worden voorzien, rekening houdend met de verliezen die optreden bij vooral het opslaan en weer beschikbaar maken van elektriciteit. In het volgende hoofdstuk gaan we dit na.

Vooraf moet worden opgemerkt dat het planologisch, procedureel en zeker ook infrastructureel een enorme uitdaging zal zijn al dit vermogen tijdig te realiseren. Daarbij komt dat de inpasbaarheid van nieuw zon- en windvermogen in het elektriciteitsnet nu al een groot probleem is [28]. Gevreesd moet worden dat dit probleem de komende 20 tot 30 jaar alleen maar groter wordt.

Het genoemde wind- en zonvermogen heeft immers tezamen een omvang van ruim 200.000 MW. In 2050 is dit ruim 5 keer meer dan de piekvraag naar elektriciteit. Ook is het ongeveer 10 keer meer dan het maximale vermogen dat thans over de netten wordt getransporteerd. Dit laat zien dat een gigantische uitbreiding en verzwaring van het elektriciteitsnet gerealiseerd zal moeten worden, ook als wordt besloten om tijdens pieken in het aanbod van zonne- en windenergie niet alle elektriciteit af te nemen (*'curtailment'*). De kosten van netuitbreiding en verzwaring, inclusief nieuwe koppelingen met het buitenland, bedragen veel meer dan de 100 miljard euro die recent door Netbeheer Nederland voor netuitbreiding is genoemd [29]. Een knelpunt is de beschikbaarheid van geschoold personeel om deze uitbreiding en verzwaring te realiseren. Daarnaast is de tijd die nog rest om alle werkzaamheden te verrichten – te weten circa 25 jaar - buitengewoon kort. Daarbij is een zorgpunt het landbeslag van de netwerken die nieuw aangelegd moeten worden en verzet tegen deze netwerken vanuit gemeenschappen die hierdoor geraakt worden.

Een ander wezenlijk vraagstuk is of er straks nog wel bedrijven en instellingen zijn te vinden die in de bouw van het genoemde zon- en windvermogen willen investeren, ook als de investeringskosten van dit vermogen nog belangrijk zouden dalen. Daarvoor is nodig dat met name het vraagstuk van *'kannibalisatie door wind- en zonvermogen'* wordt opgelost [30]. Met deze uitdrukking wordt gedoeld op het steeds minder waard worden van stroom die wordt opgewekt in uren dat de zon hoog aan de hemel staat en de wind volop waait. Hoe meer opgesteld zon- en windvermogen, hoe groter het aantal uren met een overaanbod van groene stroom. In die uren daalt, binnen het huidige energiemarktmodel, de kWh-vergoeding voor alle stroom die op dat moment wordt opgewekt naar nul (tenzij contractueel soms anders geregeld). Soms wordt de vergoeding zelfs negatief. Investeren in wind- en zonneparken laten zich dan steeds moeilijker terugverdienen. Financiering wordt steeds moeilijker verkrijgbaar. Bouw van dit vermogen door energiebedrijven vindt dan niet meer plaats. Dit kannibalismevraagstuk krijgt in het maatschappelijke en politieke debat nauwelijks aandacht, terwijl het vraagstuk dringend opgelost moet worden.

---

[28] Netbeheer Nederland, *'Position Paper voor het Rondetafelgesprek over het Elektriciteitsnet'*, 3 feb. 2022.

[29] Het bedrag van ruim 100 miljard euro wordt genoemd door Netbeheer Nederland in haar brief aan de Tweede Kamer der Staten-Generaal, van 29 oktober 2021 getiteld *'Keuzes voor het energienet van de toekomst'*. Daarbij moet worden opgemerkt dat Tennet van een veel beperktere toename van het elektriciteitsgebruik tot 2050 uitgaat dan wij hier doen, zie: Gasunie & Tennet, *'Infrastructure Outlook 2050'*, februari 2019. Daarom schatten we de kosten van netuitbreiding en -verzwaring op veel hoger dan 100 miljard euro.

[30] Zie bijv.: HTTPS://FORESIGHTDK.COM/IN-SEARCH-OF-A-CURE-FOR-CANNIBALISATION/

Een zorgpunt is ook de beschikbaarheid van grondstoffen en materialen die nodig zijn om de benodigde windturbines, zonnecelsystemen en systemen voor energieopslag – waaronder accusystemen - te produceren [31]. Materiaal schaarste, beperkte toegankelijkheid tot strategische grondstoffen, en problemen bij de winning van deze grondstoffen kunnen een remmende invloed hebben op de beoogde uitbouw van de zonne-energie-, windenergie- en energieopslagsystemen.

6. Naar een elektriciteitsvoorziening die schoon maar ook betrouwbaar is

De elektriciteitsvoorziening in 2050 moet tenminste klimaatneutraal zijn, maar daarnaast is ook betrouwbaarheid een vereiste. Daarvoor is nodig dat er voldoende centrales en systemen zijn die gegarandeerd stroom kunnen leveren op momenten dat dit nodig is, bijvoorbeeld in uren dat de zon niet schijnt en de wind niet waait [32]. Een vraag is dan hoeveel gegarandeerd, vraag gestuurd (*'dispatchable'*) vermogen we in Nederland moeten opstellen. We maken daar een schatting van.

Een stroomvraag van 300 TWh per jaar komt overeen met een vraag die permanent gemiddeld 34.247 MW bedraagt [33]. Maar omdat de vraag pieken en dalen kent, is het noodzakelijk op te stellen productievermogen - dat gegarandeerd kan leveren wanneer daarom gevraagd wordt - veel groter. Ook moet er reservevermogen zijn, omdat centrales gepland (voor onderhoud) en ongepland (door mankementen) soms niet beschikbaar zijn. Hier houden we – met name in de vorm te realiseren reserve- en regelvermogen - een reservefactor van 15% aan.

Via extrapolatie kan worden geschat dat we in totaal in 2050 over minimaal 45.000 MW, mogelijk 50.000 MW gegarandeerd ('dispatchable') vermogen moeten beschikken. Een meer precieze schatting vereist nader onderzoek. Zo hangt het noodzakelijk op te stellen vermogen vooral af van pieken in de vraag, maar ook van bijvoorbeeld de grootte van de eenheden die bij elektriciteits-productie worden gebruikt en de koppelingen met het buitenland [34]. Ook is de mogelijkheid om (tijdelijk) verschuivingen in het elektriciteitsgebruik aan te brengen van belang. Daaronder valt bijvoorbeeld het contractueel afschakelen van klein- en grootverbruikers indien nodig, maar ook het niet meer laden of juist ontladen van accu's. In deze beschouwing nemen we aan dat vraagsturing (*'Demand Side Management'*) het noodzakelijk op te stellen productievermogen voor een betrouwbare elektriciteitsvoorziening met een aantal duizenden MW kan verlagen. Nader onderzoek moet hier een meer precies beeld van geven.

In principe zijn er 4 opties die 'op eigen bodem' een bijdrage kunnen leveren in het voorzien in de behoefte aan vermogen dat inzetbaar is wanneer daarom gevraagd wordt:

- Fossiel gestookte centrales, met CCS (aardgascentrales met CCS, kolencentrales met CCS);

[31] Zie bijv.: Metabolic et al., *'Een circulaire energietransitie – verkenning van de metaalvraag van het Nederlandse energiesysteem en kansen voor de industrie'*, juni 2021.

[32] Zonnepanelen leveren na zonsondergang niets en overdag hartje winter 5 tot 10 keer minder dan hartje zomer. Ook komt het voor dat windturbines op de Noordzee een aantal dagen achtereen niet kunnen leveren door windtekort.

[33] 300 TWh / 8760 h/jaar = 34.247 MWjaar/jaar = 34.247 MW.

[34] Hoe groter de diverse eenheden in het elektriciteitspark, hoe groter het noodzakelijk op te stellen productievermogen, zie onder meer: Ad van Wijk et al., '*Het noodzakelijk op te stellen productievermogen voor een betrouwbare elektriciteitsvoorziening'*, Stuurgroep Maatschappelijke Discussie Energiebeleid, Den Haag, 1983.

- Bioenergiecentrales, met en zonder CCS;
- Kerncentrales;
- Energieopslagsystemen (met name waterkrachtcentrales, waterstofeenheden en accu's, mogelijk ook pompaccumulatiecentrales (PACs) en andere systemen voor energieopslag [35]).

Ook kan worden gedacht aan het structureel importeren van stroom op momenten dat de vraag daarnaar groot is. Dit vereist een nog sterkere uitbreiding van internationale koppel- en transportnetten. Het zou de betrouwbaarheid van onze elektriciteitsvoorziening vergroten, maar de afhankelijkheid van het buitenland kan ons land ook kwetsbaar maken. Daarom nemen we in deze beschouwing aan dat Nederland niet structureel vraag gestuurd (*'dispatchable'*) vermogen uit het buitenland zal willen halen. Wel verwachten we dat op onze netten steeds meer en vaker import en export van elektriciteit uit zon en wind zal plaatsvinden.

Helaas krijgt het noodzakelijk op te stellen productievermogen – het vermogen dat naast al het zon- en windvermogen moet worden opgesteld - in debatten over de energietransitie heel weinig of geen aandacht. Ook het realiseren van dit vermogen, hier voor het jaar 2050 geschat op tenminste 45.000 MW (zie tabel 3), vergt een enorme inspanning. Realisatie moet urgent aangepakt worden, mede omdat bijna al het bestaande thermische vermogen in ons land (meestal) vraag gestuurd ingezet kan worden, vervangen of CO2-vrij gemaakt moet worden. In totaal gaat het thans om 21.500 MW, voornamelijk aardgas- en kolencentrales. Daarbij moet worden beseft dat het voorbereiden en bouwen van nieuwe centrales veel tijd kost, soms zelfs heel veel tijd.

Tabel 3. *Het noodzakelijk op te stellen vermogen voor een betrouwbare elekticiteits-voorziening (vermogen dat vraag gestuurd inzetbaar is)*		**Anno nu**	**2050**
	Jaarlijkse vraag naar elektriciteit	110 TWh	300 TWh
	Piek in het gevraagde vermogen	18.300 MW	45.000 MW
	Noodzakelijk op te stellen productievermogen (RF = 15%)	21.000 MW	52.000 MW

Een tekort aan gegarandeerd vermogen dreigt al binnen enkele jaren. In januari 2022 liet Tennet hierover een waarschuwing uitgaan [36]. Het is goed en belangrijk dat Tennet met deze waarschuwing is gekomen. Verontrustend is wel dat deze waarschuwing zo laat komt. Zo schreef Tennet nog maar een jaar geleden dat *"de Nederlandse leveringszekerheid tot 2030 op orde is"* [37]. Het langdurig niet kunnen beschikken over elektriciteit kan rampzalige gevolgen voor de samenleving hebben.

[35] PAC = Pomp Accumulatie Centrale. Een voorbeeld hiervan is *Het Plan Lievense* dat in de jaren '80 veel aandacht kreeg. Een andere optie is opslag bij waterkrachtcentrales in het buitenland. Zie voor een overzicht van opslagtechnieken bijv.: https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/electricity-and-energy-storage.aspx

[36] Tennet: *"Dit rapport laat zien dat tot 2025 de leveringszekerheid van elektriciteit in Nederland toereikend is. Er is gedurende deze periode voldoende productiecapaciteit in Nederland om aan de nationale elektriciteitsvraag te voldoen. Als het gaat om de periode 2025 tot en met 2030 nemen de onzekerheden toe. Tegelijkertijd herkennen we een verdere afname van het operationeel conventionele vermogen en een toename van het aandeel duurzame opwek. Hiermee wordt het systeem in toenemende mate weersafhankelijker en daarmee dynamischer"*. Bron: Tennet, *'Monitoring Leveringszekerheid 2021'*, jan. 2022.

[37] Tennet, *'Monitoring Leveringszekerheid 2020'*, jan. 2021.

De kans hierop wordt steeds groter door enerzijds sluiting van kolen- en later ook gasgestookt vermogen en anderzijds groei van de elektriciteitsvraag. Daarnaast speelt ook de sluiting van kern- en kolencentrales in buurlanden een rol omdat vervangend vermogen hiervoor tot op heden weinig is gerealiseerd en buurlanden vaker een beroep op stroom uit Nederland (kunnen) gaan doen.

De conclusie moet zijn dat de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening onder druk staat. Al vele jaren wordt hiervoor gewaarschuwd. Steeds was in Nederland de reactie, ook bij Tennet, dat de markt het probleem wel zou oplossen. Schaarste zou vanzelf tot nieuwe investeringen in gegarandeerd vermogen leiden. Daarom zou het creëren van een capaciteitsmarkt in ons land ter garantie van vermogensaanbod in noodgevallen, net zoals in bijvoorbeeld in België en de UK is gebeurd [38], niet nodig zijn. Goed dat Tennet nu meldt dat er toch een tekort aan vermogen dreigt dat ingezet kan worden wanneer daaraan behoefte bestaat.

Het vraagstuk van voorzieningszekerheid kan overigens nog pregnanter worden nu het kabinet heeft besloten dat kolencentrales, om klimaatredenen, tot eind 2024 jaarlijks niet meer stroom mogen leveren dan 35% van hun vermogen [39], terwijl al eerder was besloten dat ze versneld uit bedrijf moeten worden genomen.

Geconcludeerd kan worden dat nú gehandeld moet worden om straks *brown-outs* en vooral *black-outs* in de elektriciteitsvoorziening te voorkomen. Hiervoor is nodig dat in zowel bestaand als nieuw te bouwen gegarandeerd vermogen wordt geïnvesteerd. Zo verdient het aanbeveling de bestaande kolencentrales niet te sluiten maar om te bouwen tot bijv. bioenergiecentrales waarbij de vrijkomende CO2 wordt afgevangen en opgeslagen (BECCS). Ook kan bij deze centrales aan ombouw naar het verstoken van blauwe waterstof worden gedacht [40] in een slimme combinatie met aanlanding van LNG [41]. Los daarvan is er behoefte aan het introduceren van mechanismen die de bouw van gegarandeerd vermogen ('capaciteit') kunnen stimuleren. Daarnaast moet worden voorkomen dat investeringen in gegarandeerd vermogen door politiek handelen veranderen in *'stranded assets'*.

In het coalitieakkoord wordt aan de leveringszekerheid van elektriciteit vanaf 2025 tot en met 2050 in het geheel geen aandacht gegeven. Wel presenteert het akkoord beleidsvoornemens die het vraagstuk juist ernstiger maken. Zo wordt de inzet van aardgas zo snel mogelijk afgebouwd, worden kolencentrales versneld gesloten en wordt de inzet van houtige biomassa in de energievoorziening

[38] Zie: Dept. of Energy and Climate Change, *'The Electricity Capacity Regulations 2014'*, UK, Statutory Instruments, No. 2043, 31 July 2014. Zie ook: Federatie van Belgische Elektriciteits- en Gasbedrijven, *'Capaciteitsmarkt (CRM): een regeringsbeslissing noodzakelijk om investeringen in de energietransitie te stimuleren'*, 20 juli 2018. Zie daarnaast: COGEN Nederland, *'Cogen Netherlands supports Improved Capacity Renumeration Mechanisms'*, Jan. 2015, en ook: T.H. Mulder et al., *'Capacity Renumeration Mechanisms in Europe – a quantitative impact assessment'*, Utrecht University, April 2015.

[39] Rijksoverheid.nl, *'Kabinet legt uitstoot kolencentrales fors aan banden'*, 22 dec. 2021.

[40] Met toevoeging *'blauw'* wordt aangeduid dat de waterstof uit aardgas is gemaakt en de daarbij vrijkomende CO2 is afgevangen en voor zeer lange tijd vastgelegd of opgeslagen. Wordt de waterstof gemaakt met elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen dan spreken we over waterstof die *'groen'* is. Komt de elektriciteit voort uit kernenergie dan wordt de waterstof *'paars'* genoemd.

[41] Hier liggen bijvoorbeeld kansen in Rotterdam, door combinaties met de LNG-terminal GATE en de verdere ontwikkeling van het Porthos-project voor transport en ondergrondse opslag van CO2 (offshore).

beëindigd. Ook lijkt er geen aandacht te zijn voor blauwe waterstof en de betekenis van CCS voor een klimaatvriendelijker elektriciteitssysteem. Het is de vraag of dit, in haar totaliteit, wel wijs is.

7. Het betrouwbaar dekken van de elektriciteitsvraag met alleen zonne- en windenergie 'van eigen bodem'

In deze notitie hebben we aangenomen dat op het Nederlandse deel van de Noordzee in totaal 75.000 MW windvermogen kan worden opgesteld en primair wordt ingezet voor het dekken van de elektriciteitsvraag, in combinatie met 8.000 MW windvermogen op land en ook 125.000 MW zonnecelvermogen. We zagen dat hiermee in potentie 450 TWh per jaar aan stroom kan worden geproduceerd. Is dit voldoende om betrouwbaar in een elektriciteitsvraag van 300 TWh per jaar te voorzien? Hier onderzoeken we deze vraag.

Voor een betrouwbare elektriciteitsvoorziening is nodig dat een aanzienlijk deel van de opgewekte zonne- en windenergie wordt opgeslagen. Opslag in groene waterstof zal hierbij een hoofdrol moeten spelen. Voor het maken van waterstof zijn elektrolysers nodig [42]. Voor grootschalige opslag van de geproduceerde waterstof kan in Nederland wellicht aan het maken van holten (cavernes) in zoutlagen worden gedacht. Eerste experimenten hiervoor zijn al uitgevoerd [43]. Van evident belang is dat de waterstof niet weglekt.

Met de opgeslagen waterstof kan op een later tijdstip weer elektriciteit worden geproduceerd. Daarvoor moeten dan wel waterstofcentrales worden gebouwd en moet ook een waterstofinfrastructuur worden gerealiseerd. De coalitiepartijen hebben aangekondigd dit te willen stimuleren [44].

Een eerste indicatie van de vormgeving van een elektriciteitssysteem dat geheel op wind- en zonne-energie 'van eigen bodem' zou moeten draaien wordt gepresenteerd in tabel 4. In de tekst daarna wordt de tabel toegelicht.

Tabel 4: *Indicatieve vormgeving van een 300 TWh elektriciteitssysteem in Nederland wanneer de voorziening in 2050 geheel op zonne- en windenergie 'van eigen bodem' zou moeten draaien.*	**Windturbines op land**	6.000 MW
	Windturbines op zee	75.000 MW
	Zon-PV systemen	125.000 MW
	Electrolyser systemen	51.000 MW
	Waterstofcentrales	45.000 MW
	Vermogen accusystemen (per uur leverbare energie, gedurende een beperkt aantal uren)	ca. 0,2 TWh
	Transportcapaciteit hoogspanningsnetten	ca. 100.000 MW
	Transport en opslag waterstof	PM

[42] TKI Nieuw Gas, *'Waterstof voor de energietransitie'*, dec. 2019.

[43] https://www.gasunie.nl/gasinfrastructuur/blog-247-energie/waar-slaan-we-aardgas-op-en-waarom-eigenlijk

[44] Zie ook: EZK, *'Fit-for-55%-pakket waterstof en Nationaal Waterstof Programma'*, 2 maart 2022.

a. Het op te stellen elektrolysevermogen

Hoeveel elektrolysevermogen moeten we opstellen? Wat is effectief? We berekenen dit met *'de regel van Kramer'* [45]. Dit leidt tot de volgende becijfering:

- In relatie met 75.000 MW windturbines op zee zouden we 4400/8760 x 75.000 = 37.600 MW elektrolysevermogen moeten opstellen.
- In relatie met 8000 MW windturbines op land gaat het om 2500/8760 x 8.000 = 2.300 MW elektrolysevermogen.
- In relatie met 125.000 MW opgesteld zon-PV vermogen moeten we denken aan 800/8760 x 125.000 = 11.400 MW elektrolysevermogen.

In totaal zou dus, afgerond, een elektrolysevermogen van circa 51.000 MW moeten worden opgesteld. De investeringskosten van dit vermogen kunnen worden geschat op ruim 20 miljard euro. Aannemende dat de apparatuur gemiddeld zo'n 4.000 vollasturen per jaar zal draaien en electrolysers in 2050 een omzettingsrendement halen van 75%, levert dit jaarlijks 154 TWh aan waterstof op. Daarvoor zou dan 205 TWh moeten worden gebruikt van de elektriciteit die jaarlijks door het opgestelde zon- en windvermogen wordt opgewekt; hiervan gaat dan 51 TWh verloren.

b. Stroomopwekking met waterstofcentrales

Met de geproduceerde waterstof kan in gascentrales op momenten dat dit nodig is opnieuw stroom worden geproduceerd [46]. Aannemende dat de opslag en het transport van waterstof nauwelijks verliezen kent en de omzetting van waterstof in elektriciteit in 2050 een nettorendement heeft van 65%, kan met 154 TWh waterstof jaarlijks 100 TWh stroom worden geproduceerd; 54 TWh gaat derhalve als afvalwarmte verloren, tenzij hiervoor een nuttige bestemming kan worden gevonden. Eerder zagen we dat voor de betrouwbaarheid van onze elektriciteitsvoorziening in 2050 minimaal 45.000 MW gegarandeerd vermogen moet worden opgesteld. Indien we aannemen dat dit vermogen geheel uit waterstofcentrales bestaat, zouden deze centrales een bedrijfstijd hebben van ruwweg 2250 vollasturen per jaar [47]. De investeringskosten van 45.000 MW waterstofcentrales schatten we op ongeveer 45 miljard euro.

Terzijde zij opgemerkt dat er inmiddels apparaten bestaan waarin de functies 'waterstofproductie uit elektriciteit' en 'elektriciteitsproductie uit waterstof' zijn samengevoegd [48]. Dit kan wellicht een kostenvoordeel opleveren.

c. Opslag elektriciteit in accu's

Een deel van de opgewekte elektriciteit uit zon- en wind zal op andere manieren worden opgeslagen, bijvoorbeeld in accu's (thuis, in elektrische voertuigen of bij energiecentrales). Het

[45] De 'regel van Kramer' luidt: *"Optimal deployment of electrolysers is more or less 1 GW electrolyser capacity for each continuous GW of renewable"*, zie: Gert Jan Kramer, *'The crucial role of electrochemical conversion in the energy transition'*, ECCM Graduate School / Utrecht University, 2 Nov. 2021.

[46] https://www.maakindustrie.nl/nieuws/energie/rwe-en-kawasaki-bouwen-gasturbine-die-100-op-waterstof-kan-draaien/

[47] Daarbij moet worden opgemerkt dat levering van opgeslagen elektriciteit ook vanuit andere systemen zal plaatvinden, waaronder accu's. Daarom is denkbaar dat bij de waterstofcentrales het aantal draaiuren (in vollasturen per jaar) in de praktijk gemiddeld lager zal zijn.

[48] https://opwegmetwaterstof.nl/brandstofcel-die-waterstof-en-elektriciteit-produceert/

energetisch rendement hiervan is circa 80%. Daarom zal ook langs deze weg elektriciteit verloren gaan. Hier schatten we het verlies ruw op 7 TWh per jaar [49].

d. Curtailment van aangeboden zon- en windvermogen

Een gedeelte van de stroom die met zon en wind kan worden opgewekt blijft onbenut. Met name in de pieken van het aanbod van zon- en windvermogen wordt stroomproductie afgetopt, om de elektriciteitsnetten niet te zwaar te belasten (*'curtailment'*). De niet-benutte stroomopwekking neemt sterk toe wanneer de penetratiegraad van zon- en windvermogen boven de 70% uitkomt. Bij een penetratiegraad van 100% kan het verlies door *curtailment* jaarlijks oplopen tot wel 10% van het aanbod. Het zou dan gaan om jaarlijks zo'n 45 TWh [50]. Inzet van bijvoorbeeld biomassa- en/of gascentrales (met en zonder CCS) en van kerncentrales zou dit verlies belangrijk kunnen beperken.

e. Kan de vraag naar elektriciteit geheel door zon, wind en opslag worden gedekt?

Bij elkaar opgeteld komen we uit op een bijdrage in 2050 van zon-PV, windturbines, accu's en groene waterstof aan het dekken de finale elektriciteitsbehoefte van Nederland van 293 TWh, zie tabel 5.

Tabel 5

Productie, opslag en levering van elektriciteit in 2050, in een systeem dat betrouwbaar functioneert op alleen energie van zon en wind

Component binnen het systeem	**Potentieel beschikbaar** *(TWh/jaar)*	**Levering aan tussensysteem** *(TWh/jaar)*	**Levering aan eindgebruikers** *(TWh/jaar)*	**Onbenut & verlies** *(TWh/jaar)*
Zon- en windvermogen	450		167	45
Electrolysers & waterstof centrales		205	100	105
Accu's		33	26	7
Totaal	**450**	**238**	**293**	**157**

We kunnen concluderen dat de mogelijkheden voor het winnen van zonne-energie, windenergie en energieopslag in ons land net niet of met moeite voldoende kunnen zijn om een elektriciteitsvraag van bijna 300 TWh per jaar betrouwbaar te dekken. Daarbij moet worden opgemerkt dat realisatie van het geschetste systeem binnen 25 jaar zeer moeilijk, zo niet onmogelijk is. Ook laat systeemonderzoek van onder meer het Copernicus Instituut van de Universiteit Utrecht zien dat realisatie van het systeem relatief duur is [51]. Daarom is het gewenst ook naar andere opties voor het CO2-vrij opwekken van stroom te kijken. Als bijkomend voordeel zou dit energieverlies door

[49] Hier gelijk gesteld aan ca. 20% verlies bij de opslag van elektriciteit in accu's van elektrische voertuigen. Uitgaande van 8 miljoen auto's (EVs) en een gemiddeld energiegebruik per auto van 3.300 kWh per jaar, dus een gebruik van in totaal 26,4 TWh per jaar, is voor dit gebruik 33 TWh elektriciteit uit zon-en-wind nodig. Het verlies is dan 6,6 TWh per jaar.

[50] Voor het marginaal opgestelde windvermogen kan gelden dat wel 50% van de stroom die kan worden opgewekt onbenut blijft. Tegelijk moet worden opgemerkt dat ook *curtailment* in bepaalde situaties tot inkomsten voor de eigenaren van de betreffende zon- of windsystemen kan leiden. De praktijk laat dit zien, zie: https://solarmagazine.nl/nieuws-zonne-energie/i26676/edmij-afschakelen-zonnepanelen-levert-ook-met-hoge-energieprijzen-tienduizenden-euro-s-op

[51] Zie: Anne Sjoerd Brouwer et al., *'Least-cost options for integrating iRES in low-carbon power systems'*, Applied Energy, **161** (2016) 48-74; Will Zappa et al., *'Is a 100% renewable European power system feasible by 2050?'*, Applied Energy, **233-234** (2019) 1027-1050; Bas van Zuijlen et al., *'Cost-optimal reliable power generation in a deep decarbonisation future'*, Applied Energy **253** (2019) 113587.

curtailment en door energieconversies belangrijk kunnen beperken. Ook zou het de infrastructurele vraagstukken, waaronder het vraagstuk van netuitbreiding en netverzwaring, kunnen beperken.

Een conclusie daarnaast is dat al het wind- en zonvermogen dat geplaatst kan worden – in totaal ruim 200.000 MW - niet kan voorzien in de gehele energiebehoefte van Nederland, laat staan in ook nog de behoefte aan brandstoffen voor internationaal vlieg- en scheepsverkeer. Daarom moet, zeker en vast, ook naar andere mogelijkheden voor energiewinning en energieopwekking-zonder-CO2-uitstoot worden gekeken.

8. Energie uit andere bronnen (hernieuwbaar en niet-hernieuwbaar)

Allereerst moet de vraag worden gesteld of we met het plaatsen van 75.000 MW windvermogen op het Nederlandse deel van de Noordzee aan de grens zitten. Stel dat ook 90.000 MW haalbaar is. Met die extra 15.000 MW zouden we jaarlijks ruim 50 TWh groene waterstof kunnen produceren. Naar deze optie moet gekeken worden, ook omdat diverse industrieën en overheden in ons land hier plannen voor ontwikkelen en het nieuwe kabinet recent - op 18 maart jl. - heeft laten weten hierin mee te zullen gaan [52].

Aanvulling uit andere hernieuwbare energiebronnen kan worden verkregen door benutting van voornamelijk aardwarmte, aquathermie, zonnewarmte en bioenergie (met en zonder CCS). Ook kan worden gedacht aan het structureel importeren van brandstoffen uit zon- of windrijke gebieden buiten Nederland, bijvoorbeeld Noord-Afrika en het Midden-Oosten. Daarnaast kan het benutten van afvalwarmte in de industrie, inclusief datacentra, en van energiecentrales een bijdrage leveren.

Wat betreft het benutten van *aardwarmte*, *zonnewarmte* en mogelijkheden voor *aquathermie* – naast beschikbare *afvalwarmte* van industrie, energiecentrales en datacentra – moet worden beseft dat deze opties bijdragen aan het dekken van de warmtebehoefte, bijvoorbeeld in de gebouwde omgeving, maar geen rol spelen bij het opwekken van elektriciteit of het produceren van waterstof. De bijdrage van aardwarmte aan het dekken van de finale warmtevraag zou in 2050, rekening houdend met ontwikkelings- en implementatievraagstukken, wellicht zo'n 50 TWh (= 180 PJ) kunnen zijn, al is de potentie groter [53]. Eind 2021 was hiervan slechts een fractie gerealiseerd, te weten een productie van 6,4 PJ per jaar [54]. Bij het benutten van deze optie is overigens wel een vraag voor hoeveel jaar geslagen putten de warmte kunnen leveren. Zonnewarmte zou, voorzichtig geschat, tenminste 10 TWh per jaar kunnen bijdragen [55] Van aquathermie wordt verwacht dat deze optie in 2050 ruim 30 TWh (ca. 110 PJ) zou kunnen bijdragen [56]; hierbij is een probleem dat de ontwikkeling

---

[52] https://www.destentor.nl/klimaat/kabinet-wil-dubbel-zoveel-windparken-op-noordzee-oftewel-750-tot-800-windturbines-van-300-meter-erbij-br~ab0aeaebf/?referrer=https%3A%2F%2Fwww.google.com%2F

[53] Berenschot en PANterra, *'WARM - een studie naar de potentie van aardwarmte als duurzame warmtebron voor de gebouwde omgeving, glastuinbouw en industrie'*, EBN, Platform Geothermie, DAGO, WN en TNO, sept. 2020. Zie voor ervaringen bij implementatie o.m.: Hans Bolscher et al., *'Zijn er voldoende alternatieven voor (houtige) biomassa bij verwarming van woningen'*, 19 okt. 2020.

[54] https://industrielings.nl/aardwarmte-nog-onvoldoende-benut/#.YjCHS2SmOlE.linkedin

[55] Luuk Beurskens en Corry de Keizer, *'Aanzet tot Routekaart Zonnewarmte'*, TNO, 2 juni 2020.

[56] Katja Kruit et al., *'Nationaal potentieel van aquathermie'*, CE Delft, 2018; IF Technology, *'Thermische energie uit Afvalwater'*, Tauw, 2018. Zie ook: https://expertisecentrumwarmte.nl/shortcuts/search_search.aspx?search=aquathermie

en toepassing van deze energiebron in ons land nog in de kinderschoenen staat [57]. Bij het benutten van afvalwarmte van industrie, energiecentrales en bijvoorbeeld ook datacentra kan aan een bijdrage in 2050 van wellicht nog eens 50 TWh per jaar worden gedacht [58].

Bij elkaar opgeteld zouden deze warmtebronnen jaarlijks circa 140 TWh warmte kunnen leveren. Om deze warmte ook kwijt te kunnen is van belang dat met name stadsverwarmingsprojecten tijdig worden ontwikkeld en ook uitgevoerd terwijl ook opslag van warmte aandacht moet krijgen.

Studies van gezaghebbende organen schatten in dat *duurzaam gewonnen bioenergie* rond 2050 jaarlijks circa 100 EJ kan bijdragen aan het dekken van de mondiale energievraag [59]. Denkbaar is dat dit getal aanzienlijk hoger kan zijn [60], maar mogelijk ook wat lager. Als we aannemen dat ca. 0,5% van de genoemde 100 EJ in Nederland zal worden verwerkt of toegepast, zou het gaan om ca. 500 PJ per jaar (dus ca. 140 TWh per jaar) [61]. Wat betreft het gebruik van houtig materiaal voor energieopwekking gaat het voornamelijk om rest- en afvalstromen die vrijkomen bij het hoogwaardig toepassen van houtige biomassa en bij het beheer van bos en natuur, maar ook om snelgroeiende gewassen. Een groot deel van deze biomassa zou Nederland moeten importeren.

Deels zal de beschikbare biomassa worden ingezet als grondstof in de industrie [62], deels als brandstof in de energievoorziening. Het coalitieakkoord geeft aan dat het nieuwe kabinet van deze laatste mogelijkheid geen gebruik meer wil gaan maken wanneer het houtige biomassa betreft. Onduidelijk is wat de coalitiepartijen dan wél met de houtige rest- en afvalstromen willen doen zonder veel energie te verliezen. Beseft moet worden dat het materiaal door verrotting of door verbranding in het open veld ook in CO2 wordt omgezet, net als bij verbranding in energiecentrales. Deels kan het ook tot uitstoot van het broeikasgas CH4 leiden. Het voordeel van inzet in energie-centrales is dat hiermee het gebruik van fossiele brandstof wordt voorkomen, wat netto tot minder uitstoot van CO2 en CH4 leidt [63].

Van belang is ook dat de inzet van duurzaam gewonnen biomassa in de energievoorziening niet alleen de uitstoot van fossiele CO2 kan beperken maar ook de import van aardgas uit bijvoorbeeld Rusland en de uitstoot van methaan bij de winning en transport van aardgas. Daarnaast kan het al op korte termijn bijdragen aan de instandhouding van de betrouwbaarheid van onze elektriciteitsvoorziening, bijvoorbeeld door kolencentrales om te bouwen tot bioenergiecentrales. Door de inzet van biomassa te combineren met het afvangen en opslaan van CO2, waar mogelijk,

---

[57] https://www.greendeals.nl/sites/default/files/2019-05/Deal%20tekst%20GD%20229%20Aquathermie.pdf

[58] Nico Hogervorst, *'Toekomstbeeld klimaatneutrale warmtenetten in Nederland'*, PBL, 2017.

[59] Zie o.m.: Commissie Duurzaamheidsvraagstukken Biomassa, *'Visie op een duurzame bioeconomie in 2030: de hoofdlijnen'*, dec. 2014. Zie ook: GEA, *'Global Energy Assessment – Toward a Sustainable Future'*, Cambridge University Press & IIASA, 2012.

[60] André Faaij, *'Assessment of the potential climate benefits of the bioeconomy in Europe'*, Univ. of Groningen, Dec. 2019.

[61] Dit percentage reflecteert het verwachte aandeel van Nederland in het wereldenergiegebruik en in de wereldbevolking maar ook de rol die Nederland, met name het Rijnmondgebied, speelt bij het importeren, verwerken en exporteren van koolstof houdende grondstoffen, brandstoffen en materialen. De onzekerheid in dit getal is groot, zie bijv.: Bart Sprengers en Hans Elzenga, *'Beschikbaarheid en toepassingsmogelijkheden van duurzame biomassa'*, PBL, 8 mei 2020.

[62] Merk op dat ook deze grondstof in latere jaren als organisch afval beschikbaar kan komen voor energieopwekking.

[63] IEA Bioenergy, *'The use of biomass for climate change mitigation dispelling some misconceptions'*, Aug. 2020.

kan bovendien een bijdrage worden geleverd aan het weer uit de lucht halen van CO2 [64]. Alles overziende is er, rationeel gezien, veel voor te zeggen om de rol die houtige biomassa in een duurzame energievoorziening kan spelen positiever te waarderen.

De verkregen inzichten vatten we samen in tabel 6. De tabel laat zien dat aardwarmte, aquathermie, zonnewarmte en afvalwarmte in 2050 mogelijk 140 TWh zouden kunnen bijdragen aan het dekken van de finale vraag naar energiedragers terwijl de bijdrage van bioenergie op wellicht zo'n 110 TWh kan worden geschat (met dan dus 30 TWh verlies, maar deels wellicht energie die als 'afvalwarmte' is te gebruiken). Tezamen derhalve een bijdrage van in totaal 250 TWh per jaar.

Tabel 6:

Potentiële bijdrage van niet-variabele hernieuwbare energiebronnen en van afvalwarmte in het dekken van de finale vraag naar energiedragers in Nederland in 2050

Energiebron	Potentiële bijdrage aan de finale vraag in 2050
Aardwarmte	50 TWh
Aquathermie	30 TWh
Zonnewarmte	10 TWh
Afvalwarmte	50 TWh
Biobrandstoffen	110 TWh
Totaal	**250 TWh**

Daarmee lijkt het in beginsel mogelijk om in ons land in 2050 een finale vraag naar energiedragers van 450-500 TWh per jaar volledig met energie uit hernieuwbare bronnen te dekken, afhankelijk van de mogelijkheid een goede match te krijgen tussen vraag en aanbod van specifieke energiedragers. Met name voor het gebruik van energiedragers als grondstof in de industrie is dit niet evident. Dit behoeft aandacht. Daarbij is een van de vragen: welke industriële activiteiten vinden in 2050 naar verwachting in ons land plaats [65].

Echter, in het coalitieakkoord is besloten af te zien van het gebruik van houtige biomassa in energiecentrales. Daarmee lijkt dekking van de finale vraag door uitsluitend hernieuwbare energiebronnen minder goed mogelijk. Daar komt bij dat ook de vraag naar energiedragers voor internationaal vlieg- en scheepsverkeer moet worden gedekt zonder CO2 uit te stoten. De besproken mogelijkheden schieten hiervoor te kort. Tot slot moet worden beseft dat het realiseren van de genoemde hernieuwbare-energieopties veel onzekerheden kent. Ook kan de vraag naar

[64] Zie bijvoorbeeld: *ICEF, 'Biomass Carbon Removal and Storage (BiCDR) roadmap'*, Jan. 2021.

[65] Toen werd ontdekt dat in Groningen zeer veel aardgas gewonnen kon worden, werd onder meer besloten hiermee energie-intensieve industrie naar Nederland te halen en goedkoop van aardgas (zgn. '*potjesgas*') te voorzien. Nu winning van Groningse gas nog maar heel weinig plaatsvindt en het verstrekken van gas beneden de marktprijs Europees wordt tegengegaan, mag worden verwacht dat deze energie-intensieve bedrijvigheid gaandeweg uit ons land zal verdwijnen. Een vraag is dan: welke bedrijvigheid komt daarvoor in de plaats?
Een belangrijke vraag is ook: hoe ziet de toekomst van de chemische industrie eruit voor zover deze op het gebruik van koolstof is gebaseerd. Tussen nu en 2050 zal deze activiteit stapsgewijs alleen nog mogelijk blijven wanneer de gebruikte koolstof biogeen van oorsprong is of (via DAC) uit de atmosfeer wordt gewonnen. Inzet van fossiel koolstof kan dan nog alleen wanneer de gebruikte koolstof via CCS wordt teruggewonnen of teruggehaald en zeer langdurig vastgelegd of opgeslagen (verordonneerd via bijv. een *Carbon Take Back Obligation*, zie: https://www.gemeynt.nl/bericht/carbon-takeback-obligation-a-producers-responsibility-scheme-on-the-way-to-a-climate-neutral-energy-system).

energie nog aanzienlijk hoger zijn dan hier verondersteld wanneer technieken zoals Direct Air Capture van CO2 in ons land zouden worden toegepast om CO2 uit de lucht te halen.

De conclusie moet zijn dat ook andere opties in beeld moeten komen. Daarom gaan we na wat nog meer gedaan kan worden om in 2050 met meer zekerheid in onze energiebehoeften te voorzien zonder het klimaat te belasten.

Import van elektriciteit en waterstof uit hernieuwbare bronnen

De wenselijkheid, realiseerbaarheid en mogelijke effecten van grootschalige import van waterstof en elektriciteit evenals de kosten, kwetsbaarheden en logistieke vragen die hierbij spelen, moeten zeker aandacht krijgen maar vergen nader onderzoek en laten we hier onbesproken. Wel leert de geschiedenis dat een grote importafhankelijkheid van het buitenland de energiezekerheid in ons land kan ondermijnen. Tenminste zal daarom naar diversiteit in het aanbod moeten worden gestreefd wanneer wordt besloten op grote schaal tot import van hernieuwbare energiedragers over te gaan, aannemende dat hiervoor – deels in samenwerking - een ruime en ook toegankelijke markt ontstaat, bijvoorbeeld in Noord-Afrika [66].

Inzet aardgas in 2050

Een belangrijke optie zou het inzetten van aardgas kunnen zijn in combinatie met het afvangen en opslaan van de CO2 die hierbij vrijkomt. Technisch gezien is dit geen probleem [67]. Interessant lijkt hierbij de ontwikkeling van een aardgascentrale te zijn die gebruik maakt van de zogenaamde Allam-cyclus waarbij de verbranding van het gas niet met lucht maar met zuivere zuurstof (*'oxy-fuel verbranding'*) wordt gedaan. De uitstoot van CO2 wordt hierbij tot nul teruggebracht. Het elektrisch rendement van de centrale zou hoog kunnen zijn. De ontwerpers verwachten bovendien dat de kosten van het afvangen van CO2-afvang relatief laag zullen zijn. De ontwikkeling van de technologie bevindt zich thans in de demonstratiefase [68].

Een ander optie is het omzetten van aardgas in waterstof en CO2. Door de CO2 af te scheiden en op te slaan blijft schoon waterstof ('*blauwe waterstof*') over. Medio 2021 was blauwe waterstof aanzienlijk goedkoper dan groene waterstof. Door de zeer sterke stijging van de gasprijs in de maanden daarna is dit veranderd. Verwacht mag worden dat dit tijdelijk is. Immers, de voorraden aardgas die wereldwijd met lage kosten gewonnen kunnen worden zijn zeer groot [69].

Merk op dat de inzet van aardgas in 2050 betrekkelijk klein kan zijn vergeleken met wat Nederland thans gewend is [70]. We kunnen denken aan 50-100 TWh (circa 5 tot 10 bcm) in 2050 versus 400 TWh

---

[66] Bob van der Zwaan et al. *'Timmermans' dream: An electricity and hydrogen partnership between Europe and North Africa'*, Energy Policy, **159** (2021) 112613.

[67] https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/11/Global-Status-of-CCS-2021-Global-CCS-Institute-1121.pdf

[68] Zie bijv.: David Yellen, *'Allam Cycle carbon capture gas plants: 11% more efficient, all CO2 captured'*, Energy Post, 25 May 2020 (https://energypost.eu/allam-cycle-carbon-capture-gas-plants-11-more-efficient-all-co2-captured/). Zie ook: Power Magazine, *'Breakthrough: NET Power's Allam Cycle Test Facility Delivers First Power to ERCOT Grid'*, 18 Nov. 2021.

[69] Zie bijv: Hans-Holger Rogner et al., *'Energy Resources and Potentials'*, Global Energy Assessment, 2012, pp. 450-460.

[70] In 2020 importeerde Nederland 51 bcm aardgas (energetisch gelijk aan ruim 500 TWh). Ongeveer 1/6 hiervan kwam uit Rusland. Een deel hiervan was voor export. Nederland zelf consumeerde in 2020 circa 40 bcm (ca. 400 TWh). Zie ook: https://www.indexmundi.com/map/?v=139&l=nl.

(ca. 40 bcm) in 2020. Dit biedt mogelijkheden om de vraag naar aardgas in ons land voor zover nodig geheel via aanlanding van LNG te dekken. Dit kan via een reeks van terminals en pijpleidingen waarover Europa voor een deel al beschikt. Voor Nederland is thans vooral de GATE terminal in Rotterdam van belang [71]. Bij GATE kan jaarlijks 12 bcm aardgas in de vorm van LNG worden aangeland en het plan was dit uit te breiding naar 13,5 bcm aardgas. Dit komt overeen met circa 135 TWh/jaar. Wel is een deel van deze import bedoeld voor andere landen.

Meer import van LNG via GATE en andere, deels nieuw te bouwen terminals in West-Europa – met import uit landen zoals Trinidad, Nigeria, Algerije, Qatar, Indonesië, Malaysia, de VS en Australië - zou de Europese afhankelijkheid van gas uit Rusland ruim voor 2030 tot minimale proporties of zelfs nul kunnen terugbrengen. Realisatie van een tweede LNG-terminal in ons land - in Eemshaven, zoals eerder al werd beoogd [72] - zou hierbij kunnen helpen.

Inmiddels heeft het nieuwe kabinet op 14 maart jl. aangekondigd maatregelen te nemen om in ons land al op zeer korte termijn de importcapaciteit van vloeibaar gas (LNG) te vergroten [73]. Dit zou moeten geschieden door de capaciteit van de bestaande LNG-terminal in Rotterdam uit te breiden van 12 naar 17 of 20 bcm gas per jaar maar vooral door het tijdelijk (gedurende ca. 5 jaar) inzetten van een drijvende LNG-faciliteit in de Eemshaven. Deze terminal zou binnen een half jaar gerealiseerd kunnen zijn en de mogelijkheid bieden om jaarlijks 4 tot 5 bcm aardgas te importeren. Later zou de drijvende terminal door een terminal op land moeten worden vervangen. De opties worden samen met Gasunie uitgewerkt. Aanschaf van zo'n drijvende terminal lijkt contractueel al geregeld te zijn [74]. Onder meer veiligheid, kosten en financiering, naast ook alternatieven en vergunningverlening, zullen bij zowel de verdere uitwerking als de te volgen procedures om tot de beoogde aanlanding van LNG te komen, aandachtspunten moeten zijn. Zo zegt de aankondiging van het kabinet over uitbreiding van de capaciteit om LNG aan te landen niets over de noodzaak en mogelijkheid technieken te ontwikkelen waarmee het geïmporteerde aardgas met weinig of geen CO2-uitstoot kan worden benut. Ook dat zou, vanwege het klimaatvraagstuk, aandacht moeten krijgen.

Sinds de inval van Russische troepen in Ukraine is er ook debat over het verder winnen van aardgas uit het Groningenveld. Het lijkt verstandig deze optie alleen binnen randvoorwaarden te overwegen.

Allereerst zou de winning van het gas niet mogen leiden tot verdere drukverlaging in het Groningenveld, om de kans op bevingen tegen te gaan. Dit is technisch mogelijk, maar vereist veilige injectie van bijvoorbeeld stikstof of CO2 in het noordelijke deel van het veld om drukverlaging door de winning van aardgas in het zuidelijke deel tegen te gaan. Diverse verkenningen van de mogelijkheden van drukhandhaving zijn in de periode 2012-2018 uitgevoerd door vooral NAM en

---

[71] Zie: https://www.gateterminal.com/

[72] Zie bijv.: Harm Post*: 'Bouw alsnog LNG-gasterminal in Eemshaven: geweldige economische impuls voor Groningen'*, Groninger Internet Courant, 3 maart 2015, zie: https://www.gic.nl/economie/harm-post-bouw-alsnog-lng-gasterminal-in-eemshaven-geweldige-econ

[73] https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2022/03/14/kabinet-neemt-maatregelen-om-beschikbaarheid-gas-zeker-te-stellen-en-afhankelijkheid-sneller-af-te-bouwe

[74] https://www.montelnews.com/news/1307162/dutch-tso-signs-5-year-charter-for-floating-lng-terminal

Shell [75]. Daarnaast ook door de Overleggroep Groningen 2.0 [76]. In het maatschappelijke en politieke debat over gaswinning in Groningen en de afbouw van deze winning is de veiligheid die door drukhandhaving - ook bij afbouw van de winning - kan worden verkregen nimmer grondig besproken. Dit is opmerkelijk omdat onder meer de Mijnraad een- en andermaal heeft aanbevolen hier verder onderzoek naar te doen [77]. Pas medio 2020 is enig verder onderzoek van start gegaan. De resultaten hiervan worden thans medio 2022 verwacht [78].

Een tweede randvoorwaarde moet zijn dat de financiële baten van deze winning substantieel in Groningen moeten neerslaan. Daarbij kan het om vele miljarden euro's gaan. Als derde randvoorwaarde zou moeten gelden dat een initiatief voor het verder onderzoeken en toepassen van 'gaswinning onder drukhandhaving' voldoende draagvlak in Groningen moeten hebben. Daarom zou een initiatief hiertoe primair uit Groningen zelf moeten komen. Als vierde randvoorwaarde kan worden genoemd dat de gasinzet niet het te voeren klimaatbeleid mag ondermijnen. Daarom zou afvang en opslag van CO2 bij de inzet van het gas expliciet aandacht moeten krijgen.

Omdat het coalitieakkoord aangeeft dat men het gebruik van fossiele brandstoffen zo snel mogelijk af wil bouwen, lijkt de optie *'benutting aardgas, ook op langere termijn, inclusief afvang en opslag van CO2'* thans niet heel kansrijk. Toch is het verstandig de optie serieus te overwegen, om onze voorzieningszekerheid te kunnen garanderen en op termijn kosten te beperken.

<u>Inzet kernenergie (kernsplijting) voor elektriciteit-, waterstof- en warmteproductie</u>
In deze notitie richten we ons verder op het verkennen en evalueren van de optie kernenergie. Thans maken we van deze optie in Nederland, bij de energievoorziening van ons land, alleen gebruik middels opwekking van stroom in de kerncentrale Borssele. Het betreft hier een middelgrote centrale met een vermogen van 485 MWe. De centrale, met één kernreactor, is in 1973 in bedrijf is genomen en draagt thans voor circa 3% bij aan het dekken van de elektriciteitsbehoefte van Nederland. Daarbij is wettelijk bepaald dat de centrale tot maximaal 2033 in bedrijf mag zijn.
In het coalitieakkoord worden plannen aangekondigd om de centrale langer in bedrijf te houden. Ook melden de partijen aan dat er steun zal worden gegeven aan de bouw van twee nieuwe kerncentrales in ons land. In het vervolg van deze notitie verdiepen we ons in belangrijke vraagstukken die hierbij spelen.

---

[75] Zie o.m.: Steering Committee Groningen 2.0 Screening Study (Committee Turkenburg), *'Groningen 2.0 Screening Study - Alternatives to the base case approach of NAM to maintain pressure in the Groningen reservoir by nitrogen injection, with a focus on surface measures'*, NAM, Assen, Jan. 2015.

[76] Zie: https://www.overleggroepgroningen2punt0.com/

[77] Zie bijv.: Mijnraad, *'Advies Mijnraad winningsplan Groningenveld 2016'*, 10 juni 2016. Uit dit advies: *'Compenseren (door herinjectie van een gas zoals stikstof) Is de enige manier om drukdaling te voorkomen en daarmee de enige manier om de oorzaak van seismiciteit in de kern weg te nemen of in ieder geval te verminderen. In het winningsplan wordt handhaving van de druk in het reservoir door stikstofinjectie nauwelijks behandeld en ook SodM acht dit niet van belang. De Mijnraad is van mening dat gezien het reducerend effect op seismiciteit deze mogelijkheid als optie voor de langere termijn echter wél verder onderzocht moet worden, zowel in technische als economische zin'.* Zie ook het recente advies van de Mijnraad, *'Advies over afhankelijkheid import Russisch aardgas'*, 21 maart 2022.

[78] Het zogenaamde KEM-24 project met de titel: *'Effect of pressure maintenance by fluid injection on seismic risk'*, zie: https://kemprogramma.nl/blog/view/f2610498-6049-4bef-982f-3bb8689b9972/kem-24-effect-of-pressure-maintenance-by-fluid-injection-on-seismic-risk-started. KEM staat voor 'Kennisprogramma voor de Effecten van Mijnbouw'. Het programma is door de minister van EZ ingesteld.

9. De beoogde bouw van twee nieuwe kerncentrales in ons land

De coalitiepartijen willen *"de benodigde stappen zetten voor de bouw van 2 nieuwe kerncentrales*". Daarvoor wordt tot 2030 in totaal 5 miljard euro vrijgemaakt.
Eerder is al door Den Haag aangegeven dat het bij nieuwbouw om een zogenaamde *generatie III+ kerncentrale* zal moeten gaan. In het ontwerp van deze generatie zijn in principe alle ervaringen meegenomen zoals in maart 2011 opgedaan bij de kernramp in Fukushima.
Een generatie III+ kerncentrale vormt een nog kleiner veiligheidsrisico voor de omgeving dan bijvoorbeeld de generatie II kerncentrale die in Borssele in bedrijf is – op papier is de kans op een Fukushima-achtige kernramp ruwweg een factor 10 kleiner.

De afgelopen ruim 15 jaar is het beleid van de overheid steeds geweest dat nieuwbouw van kerncentrales in ons land mogelijk is als wordt voldaan aan de randvoorwaarden die het kabinet in 2006 heeft vastgesteld [79]. In debatten over nieuwbouw van kerncentrales is sinds 2006 steeds naar deze voorwaarden verwezen; zie als voorbeeld de kernenergiebrief die de minister van Economische Zaken in 2011 naar de Tweede Kamer heeft gestuurd [80].

Een van de voorwaarden voor nieuwbouw was dat de kosten volledig door de initiatiefnemer moeten worden gedekt. In het coalitieakkoord wordt met deze bepaling gebroken. Zonder steun van de overheid blijkt geen energiebedrijf bereid en in staat het bouwen van een kerncentrale te bekostigen. Daarom wordt nu overheidssteun toegezegd. Hoe en onder welke condities die steun wordt verleend - zonder bijvoorbeeld in strijd te komen met EU-bepalingen over het verlenen van overheidssteun - is nog niet duidelijk.

Een vraag die gesteld kan worden is, aan welk type kerncentrale de coalitiepartijen denken. Het kan gaan om een geavanceerde versie van de drukwaterreactor in Borssele, maar ook om een moderne en veel grotere versie van de kokendwaterreactor die in Dodewaard heeft gedraaid. Weer een andere optie is het bouwen van een nieuw type zwaarwaterreactor, ontwikkeld in Canada.

Ook is nog niet duidelijk aan welk elektrisch vermogen van de reactoren we moeten denken. Hoogst-waarschijnlijk gaat het om ruim 1000 tot ruim 1600 MWe. Dit is tenminste twee tot drie keer meer dan wat de huidige kerncentrale in Borssele kan leveren.

Bij nieuwbouw van kerncentrales in Noordwest-Europa gaat het tot op heden voornamelijk om de zogenaamde *European Pressurized Reactor* (EPR). Deze moderne drukwaterreactor heeft een elektrisch vermogen van 1600 tot 1660 MW en kan bij EDF/Areva in Frankrijk worden besteld. In Europa vindt de bouw van een EPR sinds 2005 plaats in Finland, bij de Baltische Zee, en sinds 2007 in Frankrijk, in Flamanville. In 2018 is in de UK, in Somerset, de bouw van twee EPRs van start gegaan.

Naar verwachting zullen de centrales in Finland en Frankrijk dit of begin volgend jaar volledig in bedrijf worden genomen en stroom aan het net leveren, jaren later dan oorspronkelijk gepland.

---

[79] Ministerie van VROM, *'Randvoorwaarden voor nieuwe kerncentrales - notitie over de randvoorwaarden met betrekking tot de aanvaardbaarheid van nieuwe kerncentrales in Nederland'*, Den Haag, 19 sept. 2006.

[80] Ministerie van EL&I, *'Kernenergie'*, brief aan de Tweede Kamer der Staten-Generaal, Den Haag, 11 feb. 2011.

Voor de centrale in Finland is het inbedrijf nemen inmiddels vrijwel geschied [81]. Voor de centrale in Frankrijk werden in januari 2022 nieuwe tegenvallers gemeld. Het plaatsen van splijtstofelementen in de reactorkern wordt daarom nu voor het tweede kwartaal van 2023 voorzien, eerder dacht men aan eind 2022 [82].

Recent is in Frankrijk besloten nog een groot aantal EPRs te bouwen [83]. Ondertussen wordt ook de bouw van twee EPRs in Sizewell in de UK voorbereid [84]. Buiten Europa zijn de afgelopen jaren met grote voortvarendheid twee EPRs in China gebouwd, binnen tijd en budget, terwijl het bouwen van nog eens twee EPRs in China wordt voorbereid [85].

Een andere optie voor het bouwen van een drukwaterreactor is de AP1000 van het Amerikaanse bedrijf Westinghouse. Het elektrisch vermogen van de kerncentrale is dan wel kleiner, te weten 1150-1250 MW. Dit maakt de totale bouwkosten van de reactor lager dan van de EPR, maar de kosten per MW geïnstalleerd vermogen zouden wel eens iets hoger kunnen zijn. In Europa hebben onder meer de UK [86] en Polen [87] contact met Westinghouse over het mogelijk bouwen van een of meer AP1000 centrales in hun land. In China draaien er inmiddels vier en aan het bouwen van meer centrales van dit type wordt thans gewerkt.

Een geavanceerde drukwaterreactor kan ook in Zuid-Korea worden besteld, te weten de APR-1400 (vermogen 1400 MWe) ontwikkeld door KEPCO, de Korea Electric Power Corporation [88]. Meerdere reactoren van dit type draaien of worden gebouwd in Zuid-Korea en de Verenigde Arabische Emiraten.

Zoals al opgemerkt kan bij het bouwen van kerncentrales ook aan andere typen reactoren worden gedacht, met name de *Advanced Boiling Water Reactor* (ABWR) met een vermogen van 1350-1460 MWe die in Japan door Hitachi is ontwikkeld [89] en de *Advanced Candu Reactor* (ACR-1000) met een vermogen van 1165 MWe die door AECL in Canada is ontwikkeld [90].

Wereldwijd wordt door vele landen, bedrijven en instellingen gewerkt aan het onderzoeken, ontwikkelen en beproeven van kleine en middelgrote kerncentrales, in de kernenergiewereld *SMRs* geheten [91]. Mondiaal gaat het waarschijnlijk om meer dan 120 typen reactoren.

---

[81] https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Finnish-EPR-starts-supplying-electricity

[82] https://www.courthousenews.com/frances-new-generation-nuclear-plant-delayed-again/

[83] World Nuclear News, *'Macron says France will construct new reactors'*, 10 Nov. 2021.

[84] World Nuclear News, *'France makes nuclear offer to Poland'*, 14 Oct. 2021.

[85] https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/china-nuclear-power.aspx

[86] Financial Times, *'US consortium revives plan for Welsh nuclear power plant'*, 10 Nov. 2020.

[87] World Nuclear News, *'Westinghouse forms strategic partnerships with Polish firms'*, 24 Jan. 2022.

[88] https://www.kepco-enc.com/eng/contents.do?key=1533

[89] GE Hitachi Nuclear Energy, 'Advanced Boiling Water Reactor (ABWR) – factsheet', 2010.

[90] AECL, *'Advanced Candu Reactor (ACR-1000)'*, Status Report 69, 1 April 2011; Zie ook: https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/P1500_CD_Web/htm/pdf/topic2/2S09_N.%20Popov.pdf

[91] SMR staat hier voor: 'Small and Medium nuclear power Reactors'. 'Klein' betekent hierbij 50-300 MWe, terwijl 'middelgroot' betekent 300-600 MWe. Een tweede betekenis van de term SMR is overigens 'Small Modular Reactor'.

Drie voorbeelden hiervan, af en toe ook in Nederland in het nieuws, zijn de middelgrote Rolls-Royce reactor [92], de BWRX-300 van Hitachi, en de kleine modulaire Nuscale reactor [93]. Een aparte categorie binnen deze SMRs vormen allerlei typen gesmolten zout reactoren (MSRs) die worden onderzocht en waarvan er een aantal worden ontwikkeld. Ook in Nederland wordt hier onderzoek naar gedaan, zij het heel beperkt. Of en in hoeverre de ontwikkeling van nieuwe typen geavanceerde SMRs voordelen oplevert vergeleken met het bouwen van Generatie III+ kerncentrales valt te bezien [94].

Voor vrijwel alle SMRs geldt dat de ontwikkeling en demonstratie ervan nog veel tijd vergt [95]. Het lijkt daarom niet waarschijnlijk dat energiebedrijven in Nederland het commercieel bouwen van een van deze types al vóór het jaar 2040 ter hand zullen nemen. Dit betekent dat deze reactoren niet vóór 2050 op een betekenisvolle schaal zullen kunnen bijdragen aan de energievoorziening van ons land. Ook mag worden verwacht dat de eerste SMRs die op de markt verschijnen relatief duur zullen zijn, per MW geïnstalleerd vermogen waarschijnlijk duurder dan de grote kerncentrales. Maar omdat de kans op seriebouw van kleine en middelgrote reactoren groter is, zouden de kosten van een SMR relatief snel kunnen dalen. Denkbaar is ook dat kleine reactoren decentraal gebouwd kunnen worden, afhankelijk van hun veiligheid, de beschikbaarheid van vestigingsplaatsen en de procedures die hiervoor succesvol moeten worden doorlopen. In een dichtbevolkt land als Nederland is het vinden van adequate vestigingsplaatsen een probleem. Een hinderpaal kan ook zijn dat de *supply chain* – de gehele keten van grondstofwinning tot afvalverwerking - voor veel van deze typen reactoren nog opgebouwd moet worden.

Uitgaande van een bedrijfstijd van 7500 vollasturen per jaar, zouden twee nieuwe kerncentrales van 1000 MW jaarlijks 15 TWh elektriciteit kunnen produceren. Bij een vermogen van 1600 MW zou het om 24 TWh kunnen gaan. Deze 15 tot 24 TWh per jaar zou voor 5 tot 8 procent bijdragen aan het veronderstelde elektriciteitsgebruik van 300 TWh per jaar in 2050. Wel is een vraag of kerncentrales een bedrijfstijd van 7500 vollasturen per jaar kunnen halen in een park met heel veel zon- en windvermogen. Simulatiestudies van de Universiteit Utrecht [96] laten zien dat bij de huidige marktordening in de energievoorziening het aantal vollasturen dan zeer fors lager ligt, tenzij in de vrije uren de beschikbare kernstroom kan worden gebruikt voor het maken van waterstof ('paarse waterstof'). Onderzocht moet worden onder welke condities de productie van paarse waterstof economisch interessant kan zijn [97].

---

[92] Rolls-Royce, *'UK SMR'*, Dec. 2017. Zie ook: World Nuclear News, *'Rolls-Royce on track for 2030 delivery of UK SMR'*, 11 Feb. 2020. Ter informatie: de reactor van Rolls-Royce is middelgroot (ca. 440 MWe).

[93] Tony Irwin, *'Nuscale SMR - on track for deployment'*, Nuscale, 16 June 2019. De reactor van Nuscale is klein (60-70 MWe). De kerncentrale die Nuscale op de markt wil brengen bevat meerdere van deze reactoren (oplopend tot 12)

[94] Edwin Lyman, *' "Advanced" isn't always better – assessing the safety, security, and environmental impacts of non-light-water nuclear reactors'*, Union of Concerned Scientists, March 2021.

[95] https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/small-nuclear-power-reactors.aspx

[96] Anne Sjoerd Brouwer et al., *'Least-cost options for integrating iRES in low-carbon power systems'*, Applied Energy, **161** (2016) 48-74; Bas van Zuijlen et al., *'Cost-optimal reliable power generation in a deep decarbonisation future'*, Applied Energy **253** (2019) 113587.

[97] https://www.technischweekblad.nl/artikelen/tech-achtergrond/nederlanders-zijn-veel-te-nuchter-voor-paarse-waterstof

We kunnen concluderen dat voor het huidige debat over de bouw van twee kerncentrales alleen generatie III+ reactoren met een groot vermogen van belang zijn, zoals de EPR, de AP1000 en de APR-1400, maar wellicht ook de ABWR en de ACR-1000. Een conclusie is ook dat meer nieuw te bouwen kerncentrales nodig zijn wanneer kernenergie in 2050 een substantiële bijdrage - bijvoorbeeld 50 tot 100 TWh per jaar - aan het dekken van de totale energievraag moet kunnen leveren. Ook mag niet onvermeld blijven dat nieuwbouw van kerncentrales – anders dan nieuwbouw van zon- en windvermogen - bijdraagt aan het kunnen beschikken over gegarandeerd vermogen. Kerncentrales leveren niet alleen energie maar ook vermogen (*'capaciteit'*), net als aardgas- en bioenergiecentrales.

In het coalitieakkoord wordt gemeld dat *"de kerncentrale in Borssele langer openblijft, met uiteraard oog voor de veiligheid".* Het akkoord vermeldt niet in hoeverre het langer openhouden van de kerncentrale financiële steun van de overheid behoeft en dan ook krijgt.
Wettelijk moet de kerncentrale in 2033 worden gesloten. Hij zou dan 60 jaar hebben gedraaid. Langer openhouden vergt wetswijziging en garanties wat betreft veiligheid. Veroudering en slijtage spelen na 60 jaar bedrijf een rol. Daarom zal verlenging van de levensduur tot 70 of 80 jaar, net als in de VS [98], een grondige review van de milieu- en veiligheidsaspecten behoeven en waarschijnlijk ook modernisering van diverse componenten en systemen [99].

10. Per wanneer leveren nieuwe kerncentrales stroom aan het net

Door leden van de Tweede Kamer is de indruk gewekt dat nieuwe kerncentrales in ons land al in 2030 stroom aan het net kunnen leveren, dus over 8 jaar. Dit is echter van realiteitszin gespeend. Waarschijnlijk vergt alleen al de voorbereiding van, en de besluitvorming over de bouw van een nieuwe kerncentrale meer tijd, net als bij andere grootschalige projecten. Door de suggestie dat stroomopwekking met de nieuwe kerncentrales al in 2030 mogelijk is, dreigt het gevaar dat een rem wordt gezet op het realiseren van nieuw zon- en windvermogen. Een oproep hiertoe was en is in debatten over de energievoorziening van de toekomst, bijvoorbeeld over de Regionale Energiestrategieën, met enige regelmaat te horen.

In een studie van KPMG, gepubliceerd in 2021, wordt voor het voorbereiden van de bouw en voor de bouw zelf een periode van 11 tot 15 jaar genoemd [100], terwijl de onlangs opgerichte NGO *Stichting Energietransitie en Kernenergie* in 2021 op haar website het jaar 2033 haalbaar noemde [101]. Maar hoe waarschijnlijk is dit?

In Nederland hebben we sinds 1973 geen kerncentrale meer gebouwd. Met het voorbereiden en bouwen van kerncentrales bestaat hier dus weinig of geen ervaring. Daarbij is veel nucleaire expertise bij overheid en bedrijfsleven sinds de jaren '70 en '80 verdwenen. Een probleem daarbij is het vinden van personeel met de voor nieuwbouw vereiste nucleaire expertise en ervaring. Dit

[98] https://www.eenews.net/articles/feds-walk-back-plans-for-nuclear-reactors-to-run-80-years/

[99] EPZ, *'Levensduurverlenging kerncentrale'*, brief aan minister van EZK, 23 juli 2020.

[100] KPMG, *'Marktconsultatie Kernenergie'*, Amsterdam, 1 juli 2021.

[101] Zie: https://energietransitiekernenergie.nl/over-de-stichting/

probleem speelt bij vrijwel alle instellingen en instanties die bij de voorbereiding en bouw van nieuwe kerncentrales, maar ook in nucleair onderzoek en onderwijs een rol moeten spelen. Al jaren trekken vele betrokkenen hierover aan de bel, daaronder ook de *Autoriteit Nucleaire Veiligheid en Stralingsbescherming* (ANVS) [102], maar tot op heden met maar weinig resultaat.

Om in leemten in kennis te voorzien halen nucleaire instellingen in ons land met enige regelmaat specifieke expertise en *know how* uit vooral Duitsland. Nu Duitsland heeft besloten al haar kerncentrales te sluiten en dit volgens planning eind 2022 zal hebben uitgevoerd – ondanks debat over de vraag of dit niet moet en kan worden uitgesteld vanwege de afhankelijkheid van Duitsland van gasimporten uit Rusland [103] - wordt dit moeilijker. Een vraag is ook wat het sluiten van 5 van de 7 kernreactoren in België gaat betekenen voor het kunnen inhuren van specifieke kennis en ondersteuning bij de bouw van kerncentrales in Nederland. Daarnaast mag verwacht worden dat nucleaire capaciteit en deskundigheid die in Frankrijk aanwezig is primair in Frankrijk zelf zal moeten worden ingezet [104] en daarnaast in landen waarmee bij nieuwbouw van kerncentrales al wordt samengewerkt, waaronder de UK en China, mogelijk ook Polen [105]. Ook dit behoeft aandacht.

Wat betreft het bouwen van twee kerncentrales In Nederland moet allereerst een energiebedrijf worden gevonden dat daadwerkelijk in de bouw van de centrales wil en ook voldoende kan investeren. Uit het onderzoek van KPMG blijkt dat een bereidheid hiertoe alleen aanwezig is wanneer aan een reeks van voorwaarden – in totaal, zo is geteld, meer dan veertig – wordt voldaan [106]. Van een concreet bouwplan en een sluitende business case is derhalve thans geen sprake. Ook zijn er nog geen serieuze gesprekken met mogelijke leveranciers van een kerncentrale, en moeten procedures om tot de noodzakelijk vergunningen voor nieuwbouw te komen nog voorbereid en opgestart worden. Daarbij is het onzeker of financiële instellingen (banken, pensioenfondsen) het investeren in nieuwbouw willen faciliteren en, zo ja, hoe hoog zij het financieel risico inschatten dat afgedekt moet worden [107]. Ook het vinden van grote bouwbedrijven, mochten zij over de vereiste expertise beschikken, zal een probleem zijn omdat deze bedrijven heden ten dage zeer huiverig zijn om in grote, kostbare projecten te stappen [108]. Aan een eventuele betrokkenheid zullen zij dan ook tenminste de voorwaarde willen verbinden dat ze financieel nauwelijks of geen risico lopen.

---

[102] Zie bijv.: Technopolis, *'Nucleaire kennisinfrastructuur in Nederland'*, 18 juli 2016. Zie ook: Raad van Advies van de ANVS, *'Veiligheid in een krimpende sector'*, 25 maart 2019 & Verkenningscommissie PNUTS ('Commissie van der Zande'), *'Naar een Agenda en Platform Nucleaire Technologie en Straling'*, ANVS, 11 nov. 2020.

[103] De Ingenieur, *'Duitsland overweegt sluiting kerncentrales uit te stellen'*, 28 feb. 2022. Zie ook: https://www.nrc.nl/nieuws/2022/01/03/het-is-bijna-voorbij-met-de-atomstrom-a4075173; https://www.wsj.com/livecoverage/russia-ukraine-latest-news-2022-02-26/card/german-power-operators-reject-calls-to-keep-nuclear-plants-running-despite-ukraine-war-4u3kJkDIz9CSmqYUUviA

[104] https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Macron-says-France-will-construct-new-reactors;

[105] Zie bijv.: https://www.powerengineeringint.com/nuclear/uk-and-edf-near-agreement-on-35-year-nuclear-deal/; https://www.world-nuclear-news.org/Articles/France,-China-extend-nuclear-cooperation; https://www.world-nuclear-news.org/Articles/France-makes-nuclear-offer-to-Poland

[106] https://fd.nl/economie-politiek/1357654/energiebedrijven-lopen-niet-warm-voor-nieuwe-nederlandse-kerncentrale; https://www.laka.org/nieuws/2021/marktconsultatie-bevestigd-kernenergie-alleen-met-veel-subsidie-mogelijk-15458

[107] https://amp-nos-nl.cdn.ampproject.org/c/s/amp.nos.nl/artikel/2416796-aardgas-en-kernenergie-geen-duurzame-belegging-zeggen-banken-en-verzekeraars.html

[108] Zie ook: https://www.nrc.nl/nieuws/2022/02/21/miljardenklus-de-grote-bouwers-bedanken-ervoor-a4092493#/ochtend/2022/02/22/#306

Ondertussen laten de ervaringen met het voorbereiden en bouwen van EPRs in respectievelijk Finland en Frankrijk maar ook Engeland geen rooskleurig beeld zien. Beseft moet worden dat deze landen ten tijde van de planvorming over veel meer nucleaire expertise en ervaring beschikten dan Nederland op dit moment. Tussen het besluit om te gaan werken aan de bouw van een EPR en het moment waarop de reactor naar verwachting stroom aan het net zal leveren zit in het geval van zowel Finland als Frankrijk tenminste 20 jaar. Bij de kerncentrale *Hinkley Point C,* die nu in de UK in aanbouw is, moet in deze thans met een periode van 18 tot 20 jaar worden gerekend.

Een ander voorbeeld waarvan we kunnen leren is het voornemen in de UK om een nieuwe kerncentrale in Wales te bouwen. Al een aantal jaren wordt hiernaar gestreefd. Met diverse mogelijk geïnteresseerde partijen is hierover gesproken, tot op heden zonder resultaat. Recent zijn onderhandelingen met Westinghouse begonnen waarbij de inzet is dat de nieuwe centrale medio jaren 30 stroom aan het net kan leveren [109]. Mocht dit lukken dan geldt ook hier dat er in totaal bijna 20 jaar zit tussen voornemen en volledige realisatie.

Weer een ander voorbeeld biedt Polen. Dat besloot in 2005 kerncentrales te gaan bouwen ter vervanging van kolencentrales. De eerste centrale zou spoedig na 2020 stroom aan het net moeten leveren. Deze datum is gaandeweg opgeschoven naar thans 2033. Gewerkt wordt aan het voorbereiden van de bouw van 6 drukwaterreactoren. In 2021 is hiervoor het bedrijf *Polish Nuclear Power Plants* opgericht dat voor tenminste 51% in handen is van de staat en de investeringen in de nieuwbouw moet leiden. Polen spreekt hierover met Westinghouse (AP1000), EDF (EPR) en Korea Hydro and Nuclear Power (APR-1400) [110].

Lering kan ook worden getrokken uit het streven om in Petten een nieuwe, heel kleine kernreactor te bouwen met een vermogen van ca. 25 MWth voor het maken van medische en industriële isotopen en het doen van onderzoek. In 2003 begon NRG in Petten hieraan te werken. Toen was het streven om de nieuwe reactor in 2015 – dus 12 jaar later- in gebruik te nemen. Dat is niet gelukt. Daarop namen de minister van Economische Zaken en de Provincie Noord-Holland in 2012 het besluit om een nieuwe start te maken met het voorbereiden van de bouw van de reactor en deze voorbereiding met een lening financieel ook mogelijk te maken. Dit leidde in 2014 tot oprichting van de *Stichting Voorbereiding Pallas-reactor*. Momenteel is de hoop dat de bouw van de Pallas-reactor in 2023 kan beginnen en rond 2029 zal zijn afgerond. In 2030 zou de nieuwe reactor dan in staat moeten zijn om in Petten de productie van radio-isotopen over te nemen van de bestaande, verouderde reactor, de HFR [111]. Tussen 2012 en 2030 zit 18 jaar.

Alles overziende is de conclusie dat we er rekening mee moeten houden dat twee nieuw te bouwen kerncentrales in ons land niet voor 2040 inzetbaar zullen zijn in de elektriciteitsvoorziening of voor het produceren van waterstof. Wel is denkbaar dat nieuwe inzichten en ervaringen opgedaan bij de nieuwbouw van kerncentrales in bijvoorbeeld de UK en de Verenigde Arabische Emiraten naast ook

[109] https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-09-24/u-k-exploring-plans-to-build-new-nuclear-power-project-in-wales

[110] https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/poland.aspx

[111] https://www.pallasreactor.com/en/news/online-market-consultations-realization-pallas-reactor/

nieuwe mogelijkheden voor internationale samenwerking een aanpak mogelijk maken die tot een wat snellere realisatie van de kerncentrales kan leiden.

11. De kosten van twee nieuw te bouwen kerncentrales

In januari 2019 meldde de minister van economische zaken aan de Tweede Kamer dat de kosten van de bouw van een kerncentrale van 1000 MW op 8 tot 10 miljard euro kunnen worden geschat [112]. Bij de EPR gaat het om circa 1600 MW. Gelet op de bouwkosten van twee EPRs in Engeland - thans geschat op ruim 26 miljard euro [113] - en de ervaringen opgedaan met nieuwbouw van een EPR in respectievelijk Finland en Frankrijk [114], moeten de kosten van het realiseren van twee EPRs in ons land vermoedelijk op zo'n 25 miljard euro worden begroot. Om allerlei redenen, deels hierboven genoemd, kan een hogere prijs echter niet worden uitgesloten [115]. Wel mag worden verwacht dat de kosten daarna gaandeweg zullen dalen wanneer er in ons land meer dan twee kerncentrales van hetzelfde type zouden worden gebouwd.

Een vrees van investeerders is dat de veiligheidseisen waaraan de kerncentrales moeten voldoen tijdens de bouw worden aangescherpt. Een reden hiervoor kan een niet eerder opgemerkte fout in het ontwerp zijn, maar ook voortschrijdend inzicht of een incident of ongeluk bij een andere kerncentrale met gevolgen voor de constructie van de twee kerncentrales in Nederland, dit ter beoordeling van de toezichthouder in ons land, de Autoriteit Nucleaire Veiligheid en Stralingsbescherming (ANVS). Dergelijke aanpassingen kunnen tot aanzienlijke vertragingen leiden en tot een forse toename van de bouwkosten. Het is begrijpelijk dat investeerders dit willen tegengaan en in deze garanties van de overheid vragen (zie het KPMG-rapport van 2021). De vraag is in hoeverre de overheid die kan en wil geven. In ieder geval geldt dat de ANVS - terecht - een onafhankelijk orgaan is en als taak heeft een veilig gebruik van kernenergie te handhaven en te bevorderen, overeenkomstig geldende standaarden en wettelijke bepalingen [116].

Voor een mogelijke initiatiefnemer in nieuwbouw is er ook een ander probleem. Voor het verkrijgen van een bouwvergunning moet het bedrijf aantonen in staat te zijn de volledige kosten van het weer afbreken (ontmantelen) van de kerncentrale te dekken nog voordat de centrale energie heeft opgewekt. Hoe hoog die kosten zijn is onzeker maar gedacht moet worden aan tenminste 15% van de investeringskosten, dus 3 tot 4 miljard euro voor twee grote centrales tezamen. Een veel hoger percentage of bedrag kan echter niet worden uitgesloten gelet op studies die hierover in zowel binnen- als buitenland zijn verschenen. Zo worden in de UK voor 2028 de kosten van het ontmantelen van 7 gasgekoelde kerncentrales - in totaal 14 reactoren met een gezamenlijk

---

[112] Ministerie van EZK, *'Beantwoording vragen rol kernenergie in energiemix'*, 25 jan. 2019 (DGKE-E / 19005268).

[113] KPMG, *'Marktconsultatie Kernenergie'*, Amsterdam, 1 juli 2021.

[114] Mycle Schneider et al., *'The World Nuclear Industry Status Report 2021'*, Paris, September 2021.

[115] De ontwikkeling van de bouwkosten kent vele onzekerheden. Naast de duur van de bouw en het bouwrenteverlies zijn dit onder meer: ontwikkelingen in het arbeidsloon dat betaald moet worden, de prijs van grondstoffen ten tijde van de bouw, de onderlinge afstemming van alle uit te voeren werkzaamheden, en fouten die tijdens de bouw worden gemaakt.

[116] https://www.autoriteitnvs.nl/over-de-anvs/kerntaken

vermogen van 7600 MW - door de NAO, de rekenkamer van de UK, begroot op 30 miljard euro [117]. Wel moet worden opgemerkt dat deze kerncentrales van een ander type zijn dan de hier genoemde grote reactoren zoals de EPR, de AP1000 en de APR-1400. Wat betreft studies die in Nederland zijn gedaan kan worden verwezen naar schattingen van de ontmantelingskosten van de kerncentrale Dodewaard [118] en de kerncentrale Borssele [119]. Gerelateerd aan de oorspronkelijke bouwkosten zijn de geschatte ontmantelingskosten van deze centrales enkele factoren hoger dan 15%.

Naast de kosten vormen ook de te verwachten baten voor investeerders een zorgpunt. Omdat bij het inzetten van zon- en windsystemen de energiebron gratis is terwijl die bij het gebruik van kernenergie geld kost, krijgen zonnecelsystemen en windturbines in principe het eerst toegang voor het leveren van stroom aan het net. Dit heeft tot gevolg dat de bedrijfstijd van kerncentrales, gemeten in vollasturen per jaar, wordt ingeperkt. De inperking wordt groter naarmate er meer wind- en zonvermogen staat opgesteld. De kerncentrales verdienen zich door die inperking moeilijker terug. Wel is denkbaar dat de centrales in de resterende uren stroom produceren waarmee dan waterstof ('paarse waterstof') wordt gemaakt, mits dit economisch rendeert.

Naast de bedrijfstijd is voor kerncentrales ook een zorgpunt dat de vergoeding voor de opgewekte kWh's zeer laag of zelfs nul kan zijn in uren dat het aanbod van zon- en windvermogen heel hoog is - het eerdergenoemde vraagstuk van *'kannibalisatie door zon- en windvermogen'*. Deze kannibalisatie treft, zoals besproken, niet alleen kerncentrales en ander vraag gestuurd ('dispatchable') vermogen maar ook de bouw van zon- en windvermogen zelf. Deze kannibalisatie kan derhalve zowel de betrouwbaarheid als de verduurzaming van de elektriciteitsvoorziening in gevaar brengen. Zoals eerder opgemerkt moet dit probleem snel aandacht krijgen en opgelost worden. Eenvoudig is dat niet. Mogelijk vergt het een nieuwe ordening van de energiemarkt.

Al deze vraagstukken veroorzaken dat het enthousiasme bij energiebedrijven om te investeren in kerncentrales thans niet groot is [120]. Een vraag is of de steun die in het coalitieakkoord staat aangekondigd voldoende is om tot de bouw van twee grote kerncentrales in ons land te komen. Vermoedelijk is het antwoord hierop nee. De toegezegde steun van 5 miljard euro – los van de vraag of dit in 2030 daadwerkelijk al aan nieuwbouw kan zijn uitgegeven, zoals in het Coalitieakkoord gesuggereerd – lijkt verre van voldoende om energiebedrijven over de streep te trekken. Daarvoor is meer nodig. Daarom is te verwachten dat in het kernenergiedebat ook andere vormen van steun ter sprake zullen komen. Zo is een belangrijke steunmaatregel, toegepast in de UK, het geven van een gegarandeerde vergoeding voor iedere kWh die door de twee nieuwe kerncentrales wordt opgewekt. Een andere maatregel die in de UK wordt genoemd is het mogen doorberekenen van de bouwkosten aan stroomgebruikers nog voordat de bouw van de centrales is voltooid. Dit zou de rentelast gedurende de bouw beperkt houden. Weer een andere maatregel kan het creëren van een capaciteitsmarkt zijn voor vermogen dat kan leveren wanneer daarom gevraagd wordt. Dit

[117] National Audit Office (UK), *'The decommissioning of the AGR nuclear power stations'*, 28 Jan. 2022.

[118] Zie bijv.: GKN, *'Kostenreductie Ontmantelingsplan 2011 KCD als gevolg van innovatie en overige ontwikkelingen'*, 24 maart 2014.

[119] Zie bijv.: EPZ, *'Ontmanteling Kerncentrale Borssele, de feiten'*, 7 april 2016.

[120] KPMG, *'Marktconsultatie Kernenergie'*, Amsterdam, 1 juli 2021. Zie ook: https://fd.nl/economie-politiek/1357654/energiebedrijven-lopen-niet-warm-voor-nieuwe-nederlandse-kerncentrale

genereert een vergoeding voor het opgesteld vermogen naast de vergoeding voor opgewekte kWh's. Daarnaast zal het vroegtijdig kunnen betalen van de ontmantelingskosten zeer waarschijnlijk een aangepaste regeling behoeven; die zou dan voor zowel de eigenaar(s) van de kerncentrales als de belastingbetaler aanvaardbaar moeten zijn. Allerlei andere punten die aandacht vragen teneinde energiebedrijven over de streep te trekken staan beschreven in het al genoemde KPMG-rapport.

We kunnen concluderen dat nieuwbouw van twee kerncentrales in ons land geen gelopen race is. Daar komt bij dat in het maatschappelijke debat over nieuwbouw ook andere vraagstukken spelen. Daarover hieronder enkele opmerkingen.

12. Het maatschappelijke debat over kernenergie

In het maatschappelijke debat gaat het niet alleen over de noodzaak en kosten van kernenergie maar bijvoorbeeld ook over de kans op, en de gevolgen van een zeer groot ongeluk. Daarnaast over het radioactief-afvalvraagstuk en ook over de kans op misbruik van nucleaire technieken en materialen door schurkenstaten en terroristen. Hierover een paar opmerkingen.

Om de kans op verspreiding van kernwapens als gevolg van het vreedzaam gebruik van kernenergie te verkleinen, wordt in veel landen gebruikt splijtstof uit kerncentrales niet opgewerkt [121]. Het plutonium dat in de staven zit komt zo niet vrij beschikbaar terwijl het radioactief afval dat in de splijtstofstaven zit diefstal van de staven tegengaat. Nederland werkt de splijtstofstaven die uit de kerncentrale Borssele komen wél op. Een vraag is of dit voor het tegengaan van de proliferatie van splijtstoffen verstandig is. Daarnaast is een vraag of het opwerken van gebruikte splijtstofstaven economisch aantrekkelijk is. Wel is positief dat opwerking kan leiden tot verkleining van het radioactief afvalprobleem. Daarvoor is nodig dat het plutonium en zo mogelijk ook andere transuranen die uit de staven worden gehaald als splijtstof voor energieopwekking worden gebruikt. Dit kan de periode dat een belangrijk deel van het afval als stralingsgevaarlijk moet worden beschouwd substantieel verkorten. Voor- en nadelen van opwerken zouden in het politieke en maatschappelijke debat besproken moeten worden.

Daarbij is ook wenselijk inzicht te geven in de relatie tussen enerzijds opwerken van gebruikt splijtstof inclusief verwerking van het resterende afval (zoals nu bij Borssele gebeurt), en anderzijds de toepasbaarheid later van mogelijkheden om de levensduur van het resterende hoogradioactieve afval te verkorten via 'uitbranden' van transuranen met behulp van neutronen. Dit heeft invloed op de opslag van gebruikte splijtstofstaven en het tijdstip van opwerking van deze staven. Denkbaar is ook dat het willen verkorten van de levensduur van langlevende isotopen invloed kan hebben op het type reactor dat voor nieuwbouw van 2 kerncentrales het best kan worden gekozen [122].

Met betrekking tot de noodzaak hoogradioactief afval langdurig op te slaan bevat het coalitieakkoord een opmerkelijke zin. Deze luidt: *"Ook zorgen we voor veilige, permanente opslag*

[121] Zie bijv.: Frank von Hippel et al., *'Nuclear Energy'*, chapter 14 of *'Global Energy Assessment – Toward a Sustainable Future'*, IIASA & Cambridge University Press, 2012, pp. 1069-1129.

[122] Zie: https://www.franswsaris.nl/essays/argus/nucleair-crematorium

van kernafval". Echter, het lijkt alsof de coalitiepartijen hier een te grote broek aantrekken. Het permanent opslaan van radioactief afval zou in de ondergrond moeten gebeuren. In ons land is realisatie daarvan nog lang niet in zicht [123]. De betreffende zin in het akkoord vereist dus toelichting. De enige mogelijkheid die bestaat om in de periode 2021-2025 tot een permanente opslag van ons kernafval te komen zou wellicht Finland kunnen bieden. Daar is het prepareren van een mijn voor ondergrondse berging vrijwel voltooid [124]. Maar is Finland wel bereid Nederland in deze te helpen? Vooralsnog lijkt dit niet het geval. Maar wordt hierover gesproken? En zo ja, hoeveel is de COVRA eventueel bereid en in staat hiervoor te betalen?

Wat betreft de kans op een zeer ernstig ongeluk met een nieuw te bouwen kerncentrale, vergelijkbaar met het kernongeluk dat in 2011 bij drie kernreactoren in Fukushima plaatsvond, moet worden onderkend dat de kans hierop buitengewoon klein is, maar niet geheel uit te sluiten. Ook bij de generatie III+ reactoren bestaat een restrisico. Wel heeft de kernramp in Fukushima laten zien dat zo'n ongeluk nauwelijks tot directe doden hoeft te leiden terwijl daarvoor in het verleden wel werd gevreesd.

Een grotere kans op overlijden op de lange termijn, als gevolg van blootstelling aan lage stralingsdoses van radioactieve stoffen die uit de kerncentrale afkomstig zijn, is er in Japan vermoedelijk wel. Over de grote van die kans bestaat onzekerheid. Verschillende wetenschappers schatten dat als gevolg van de kernramp op termijn (20 tot 30 jaar na de ramp) wellicht een paar duizend mensen aan kanker zullen overlijden. Daarbij baseren zij zich op uitspraken van het gezaghebbende *Board on Radiation Research Effects* (thans deel van het *Nuclear and Radiation Studies Board*) [125]. Anderen schatten dit aantal veel lager of zelfs nihil. Zekerheid hierover zullen we nooit krijgen omdat het krijgen van kanker een van de belangrijkste doodsoorzaken is en de meetbaarheid van 'kanker als gevolg van de kernramp in Fukushima' verdwijnt in de ruis van het krijgen van kanker door andere oorzaken. Daarom wordt in rapportages over de ramp veelal gesproken over een *"no-discernible increase of health effects"* [126].

Een ernstig effect van een kernramp is wel de maatschappelijke ontwrichting die tot op tientallen kilometers afstand van de kerncentrale, en mogelijk nog verder, ontstaat en een reeks van jaren kan duren [127]. Daarbij heeft de ramp in Japan laten zien dat deze ontwrichting eveneens tot vele honderden dodelijke slachtoffers kan leiden [128]. Mocht zo'n ernstig ongeval met een kerncentrale in

---

[123] Zie bijv.: COVRA, *'Long-term research programme for geological disposal of radioactive waste'*, 4 Nov. 2020.

[124] WNA, *'Nuclear Power in Finland'*, Feb. 2022. Zie ook: Volkskrant, *'Finland stopt zijn kernafval diep in de grond'*, 9 mei 2019.

[125] BEIR, *'Health Risks from Exposure to Low Levels of Ionizing Radiation: BEIR VII – Phase 2'*, 2006. Daarin staat: "*BEIR VII supports previously reported risk estimates for cancer and leukemia, but the availability of new and more extensive data have strengthened confidence in these estimates. A comprehensive review of available biological and biophysical data supports a "linear-no-threshold" (LNT) risk model—that the risk of cancer proceeds in a linear fashion at lower doses without a threshold and that the smallest dose has the potential to cause a small increase in risk to humans".*

[126] Director General IAEA: *"No discernible increased incidence of radiation related health effects is expected among exposed members of the public and their descendants as a result of the accident"*; zie *'The Fukushima Daiichi Accident – Report by the Director General',* IAEA, 2015, p. 138.

[127] Zie bijv.: Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, *'Landelijk Crisisplan Straling'*, 2 april 2021.

[128] https://www.japantimes.co.jp/news/2014/02/20/national/post-quake-illnesses-kill-more-in-fukushima-than-2011-disaster#.Vfs5AXsYGKw

Nederland plaatsvinden, dan zal dat voor heel Nederland grote gevolgen hebben op een reeks van gebieden: sociaal, psychisch, industrieel, landbouwkundig, logistiek, economisch, et cetera [129]. De economische kosten hiervan zouden kunnen oplopen tot honderden miljarden euro's.

Mocht worden besloten om in Nederland daadwerkelijk nieuwe kerncentrales te bouwen, dan moet er alles aan worden gedaan om het optreden van zo'n ramp te voorkomen. Dit vereist niet alleen een kans die vrijwel nul is, maar ook het doordenken van maatregelen die getroffen kunnen worden om de gevolgen van een kernramp zo klein mogelijk te houden, mocht deze gebeuren. Daarom is van belang dat mogelijke gevolgen in beeld worden gebracht, evenals alle te nemen maatregelen om de gevolgen te mitigeren. Speciale aandacht daarbij behoeft de uitvoerbaarheid en wijze van implementeren van te nemen maatregelen ten tijde van de crisis maar ook in de jaren daarna [130]. Voor de kerncentrales waarmee Nederland sinds de jaren '70 te maken heeft - dus met inbegrip van de kerncentrales nabij onze grens met België en Duitsland - is dit nog onvoldoende gebeurd. Ook in het kernenergieadvies van de Onderzoeksraad voor Veiligheid (OVV) van 28 januari 2018, dat handelt over samenwerking in het geval van een nucleair ongeval, is dit vraagstuk onderbelicht gebleven [131].

13. Samenvatting en conclusies (op hoofdlijnen)

Op 15 december 2021 publiceerden de partijen VVD, D66, CDA en CU een nieuw coalitieakkoord met plannen op hoofdlijnen voor een nieuwe kabinetsperiode ('Coalitieakkoord 2021-2025'). Uit het akkoord blijkt het oplossen van het klimaatvraagstuk de belangrijkste drijvende kracht is voor het te voeren energiebeleid. Daarnaast zijn leveringszekerheid en betaalbaarheid belangrijke doelen. Sinds de oorlog in Oekraine is daar het beperken van de importafhankelijkheid van ons energiegebruik, met name nu wat betreft import van energiedragers uit Rusland, bij gekomen.

In het energiebeleid wordt ingezet op energiebesparing en wordt *"de overstap naar energiebronnen die geen broeikasgassen uitstoten"* gemaakt. Het benutten van kernenergie wordt hierbij gezien *"als een aanvulling op zon, wind, en geothermie"*.

Deze notitie geeft van de gepresenteerde energieplannen een evaluatie. De inzichten en conclusies vatten we hier puntsgewijs op hoofdlijnen samen.

- De ernst van de vraagstukken die opgelost moeten worden vraagt om een nieuwe, integrale *energienota*, een beleidsnota vergelijkbaar met de Energienota die in 1974 onder leiding van EZ-minister Ruud Lubbers werd geschreven. Ook is er behoefte aan een *elektriciteitsnota* die periodiek wordt gepubliceerd en een visie geeft op de vraag naar, en het aanbod van elektriciteit in ons land in de komende 10 tot 25 jaar. Daarnaast is er behoefte aan een

[129] Zie bijv.: Jonathan Samet et al., *'Fukushima Daiichi Power Plant Disaster: how many people were affected?'*, USC Institute for Global Health, California, USA, 9 March 2015.

[130] Suggesties hiervoor zijn onder meer te vinden in: Hoge Gezondheidsraad (België), *'Nucleaire ongevallen, leefmilieu en gezondheid in het post-Fukushimatijdperk: Rampenplanning'*, Advies nr. 9235, 3 feb. 2016.

[131] Onderzoeksraad voor Veiligheid, '*Samenwerken aan Nucleaire Veiligheid – Een onderzoek naar de samenwerking tussen Nederland, België en Duitsland inzake kerncentrales in de grensgebieden'*, jan. 2018.

gezaghebbend orgaan - vergelijkbaar met de Algemene Energieraad (AER) van vroeger – dat onder meer als een *'clearinghouse'* van informatie fungeert en gefundeerde adviezen over het te voeren energiebeleid geeft, zowel gevraagd als ongevraagd. De in het akkoord voorgestelde *Onafhankelijke Wetenschappelijke Adviesraad* kan die rol vervullen.

- Om nog kans te maken op een temperatuurstijging op aarde die tot maximaal 1,5 graad Celsius wordt beperk, zullen technieken moeten worden ingezet om CO2 weer uit de lucht te halen. Het is wenselijk dat Nederland een breed en ambitieus RD&D-programma opzet gericht op negatieve emissie van CO2 (*Carbon Dioxide Removal*).

- Verwacht mag worden dat door veel efficiënter met energie en materialen om te gaan het finaal gebruik van energiedragers in Nederland zal dalen van ongeveer 600 TWh per jaar nu naar 450 tot 500 TWh per jaar in 2050, ondanks groei van de economie. Dit getal is inclusief het gebruik van energiedragers als grondstof in de industrie, maar exclusief het energie-gebruik voor internationaal vlieg- en scheepsverkeer (in 2050 wellicht 150 tot 200 TWh per jaar). Ook het primair gebruik van energiedragers zal naar verwachting dalen, maar vervolgens bij een verregaande penetratie van zonne- en windenergie weer gaan stijgen vanwege de energieverliezen die bij het omzetten en opslaan van energiedragers optreden. Daarbij moet wel de kanttekening worden gemaakt dat genoemde getallen exclusief het mogelijke hoge gebruik van energie voor *Direct Air Capture* (DAC) van CO2 in 2050 zijn.

- Verwacht mag worden dat de vraag naar elektriciteit in ons land met een factor 2 of 3 toeneemt. In deze notitie gaan we uit van een stijging van ca. 110 TWh in 2020 naar 300 TWh in 2050. Er is gekeken of ten principale in deze vraag naar elektriciteit, technisch gezien, kan worden voorzien met alleen zonne- en windenergie in combinatie met opslag van energie in met name accu's en waterstof (*'groene waterstof'*). Daarbij is aangenomen dat op de Noordzee 75.000 MW windvermogen kan worden geplaatst en op land 6.000 MW windvermogen. Ook is aangenomen dat in Nederland in totaal 125.000 MW zonnecelvermogen kan worden neergezet. Met al dit vermogen kan jaarlijks wellicht 450 TWh elektriciteit worden gegenereerd. Vanwege de variabiliteit van vraag en aanbod en optimalisaties treden in het systeem diverse energieverliezen op. Daarom is dit aanbod, mede gelet op alle onzekerheden, krap voldoende om een jaarlijkse vraag naar elektriciteit van iets minder dan 300 TWh per jaar te dekken.

- Of tijdige realisatie van het beschreven elektriciteitssysteem planologisch, procedureel en ook infrastructureel mogelijk is, dat is verre van zeker. Ook is onzeker of de alle investeringen in het vereiste zon- en windvermogen en in het benodigde vermogen om opgewekte elektriciteit op te slaan en vervolgens weer inzetbaar te maken, door de markt zullen plaatsvinden. Daarvoor is onder meer nodig dat het vraagstuk van '*kannibalisatie door zon- en windvermogen'* wordt opgelost. Ten onrechte krijgt dit vraagstuk in ons land niet of nauwelijks aandacht terwijl hier een groot knelpunt dreigt. Daarnaast vormen de beschikbare infrastructuur (elektriciteitsnetten; opslagsystemen) en de beschikbaarheid van vaklieden die de systemen kunnen bouwen, bedrijven en verbinden een knelpunt.

- Om de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening te kunnen garanderen moet zwaar worden geïnvesteerd in vermogen dat inzetbaar is wanneer de zon niet schijnt en de wind niet of onvoldoende waait. Thans staat in ons land circa 21.500 MW gegarandeerd vermogen opgesteld. Dit zal bij een elektriciteitsvraag van circa 300 TWh per jaar tenminste 45.000 MW moeten worden. Een tekort aan dit vermogen dreigt al binnen enkele jaren. Het valt niet te begrijpen waarom het vraagstuk van de leveringszekerheid van elektriciteit niet of nauwelijks aandacht krijgt in het energiedebat noch in politiek Den Haag. Daar zou urgent verandering in moeten komen.

- Met het in deze notitie vooronderstelde zonne- en windvermogen in 2050, in totaal meer dan 200.000 MW, kan vermoedelijk wel een elektriciteitsvraag van net iets minder dan 300 TWh per jaar worden gedekt, maar niet de gehele finale vraag naar energiedragers, hier geschat op 450 tot 500 TWh in 2050, laat staan de totale finale vraag wanneer daarin ook 150-200 TWh per jaar voor internationaal vlieg- en scheepsverkeer wordt meegeteld. Daarom zullen andere energiebronnen eveneens een rol van betekenis moeten spelen.

- Voor de warmtevoorziening (lage-temperatuurwarmte) kan het gebruik van aardwarmte, aquathermie, zonnewarmte en afvalwarmte belangrijk zijn. In totaal zouden deze opties in 2050 naar schatting 140 TWh in de finale vraag naar energiedragers kunnen bijdragen. De ontwikkeling van deze opties bevindt zich echter grotendeels nog in het beginstadium. Hier zal dus een enorme slag gemaakt moeten worden, onder meer ook wat betreft de realisatie van warmteopslag technieken en -systemen en van infrastructuur (stadsverwarmings-systemen).

- Bioenergie kan bij het duurzaam leveren van grondstoffen en produceren van energie en energiedragers een belangrijke rol spelen. Ingeschat wordt dat duurzaam gewonnen bioenergie in 2050 jaarlijks circa 110 TWh zou kunnen bijdragen aan het dekken van de finale vraag naar energiedragers. Daarbij is uitgegaan van een hoeveelheid van 150 TWh (ca. 500 PJ) duurzaam gewonnen biogrondstoffen die jaarlijks voor hoog- maar ook laagwaardig gebruik ingezet kunnen worden. Deze biogrondstoffen zullen we voor een belangrijk deel moeten importeren. In combinatie met afvang en opslag van CO2 kan het benutten van bioenergie belangrijk bijdragen aan het verminderen van de CO2 concentratie in de atmosfeer, dus aan het weer verminderen van de opwarming van de aarde. Het verdient dan ook aanbeveling te onderzoeken welke rol bijvoorbeeld de te sluiten kolencentrales voor het realiseren van BECCS/BiCDR kunnen spelen.

- Ook aardgas kan in 2050 nog een rol van betekenis spelen mits het gebruik ervan maximaal wordt gecombineerd met het afvangen en vastleggen (opslaan) van CO2. In 2050 zou de bijdrage van aardgas 50 tot 100 TWh per jaar kunnen zijn tegenover zo'n 400 TWh in 2020. Aanlanding van LNG zou hierin kunnen voorzien. Voor het gebruik van aardgas voor elektriciteitsproductie lijkt de ontwikkeling van de zgn. *Allam cyclus* interessant. Die cyclus zou stroomopwekking met een hoog rendement en nul-uitstoot van CO2 mogelijk kunnen maken tegen niet al te hoge kosten. Aardgas kan echter ook worden omgezet in waterstof met afscheiding op opslag van de CO2 die daarbij vrijkomt. De waterstof kan dan klimaatneutraal voor energiedoeleinden of als grondstof in de industrie worden gebruikt.

Inmiddels streeft Nederland, evenals de Europese Commissie, naar vergroting van de capaciteit om LNG aan te landen om aldus onze afhankelijkheid van Russisch gas sterk te kunnen verminderen. Gezien de ernst van het klimaatvraagstuk zou hierbij ook aandacht moeten krijgen hoe deze aardgas zo klimaatvriendelijk mogelijk kan worden ingezet.
Wat betreft het winnen van gas uit het Groningenveld is teleurstellend dat, ter vergroting van de veiligheid van Groningers, niet meer aandacht is en wordt gegeven aan drukhandhaving via injectie van bijvoorbeeld stikstof teneinde verdere bodemdaling - en daarmee steeds ernstiger bevingen - tegen te gaan, ook al is hierom in de afgelopen jaren meermaals gevraagd, onder meer door de Mijnraad in ons land.

- Er bestaat onzekerheid over de mate waarin zonnecel-, windenergie- en energieopslag-systemen in 2050 kunnen bijdragen aan het dekken van onze energiebehoeften. Dit geldt ook voor de mogelijke import van waterstof in 2050 en voor de systemen die nodig zijn om warmte uit zon, (afval)water, aarde en omgeving te winnen. Daarbovenop wordt in het coalitieakkoord gesteld dat men zo snel mogelijk van het gebruik van fossiele brandstoffen af wil. Ook wil het akkoord af van het gebruik van biomassa in energiecentrales en lijken de mogelijkheden van het gebruik van CCS in de elektriciteitsvoorziening te worden genegeerd. Aanvullend worden ook strengere randvoorwaarden gesteld aan het bouwen van windturbines en zonneparken op land.
  Door alle genoemde inperkingen, en gegeven de onzekerheden, lijkt het onoverkomelijk om ook het benutten van kernenergie in de energievoorziening van 2040 en 2050 na te streven. Daarbij zal het dan moeten gaan om grote generatie-III+ centrales die zich elders hebben bewezen. Twee nieuwe kerncentrales bouwen vormt dan vermoedelijk pas een eerste stap.

- De randvoorwaarden om tot het bouwen van nieuwe kerncentrales in ons land te komen zijn niet gunstig. Dat behoeft aandacht op een reeks van punten, in deze notitie worden ze benoemd. Daarom moeten we er rekening mee houden dat nieuw te bouwen kerncentrales niet voor 2040 stroom aan het net zullen leveren. Ervaringen met de nieuwbouw van kerncentrales elders in West-Europa lijken dit te bevestigen, maar ook de voorbereiding van de bouw van een nieuwe kleine kernreactor in Petten (de *Pallas-reactor*).

- De hoge kosten van het bouwen van twee grote nieuwe kerncentrales in ons land (gerekend moet worden op in totaal tenminste 25 miljard euro) , de garanties die moeten worden gegeven over het kunnen financieren van de afbraakkosten, de onzekerheid over het in de praktijk kunnen benutten van opgesteld kernvermogen, en de vergoeding die in de praktijk voor de geproduceerde kWh's wordt verkregen, maken dat kerncentrales alleen worden gebouwd wanneer de overheid fors financiert of participeert en ook zekerheden verschaft. Daarnaast zal fors in de nucleaire infrastructuur moeten worden geïnvesteerd. Daarnaast zal het functioneren van de elektriciteitsmarkt opnieuw in ogenschouw moeten worden genomen. Dit leidt tot de conclusie dat het beschikbaar stellen van 5 miljard euro, zoals aangekondigd in het coalitieakkoord, verre van voldoende is om nieuwe kerncentrales gerealiseerd te krijgen. Lessen hierbij bieden ervaringen opgedaan in onder meer de UK.

- In het coalitieakkoord staat de zin *"Ook zorgen we voor veilige, permanente opslag van kernafval".* Onduidelijk is wat hiermee wordt bedoeld. Realisatie van zo'n opslag in de

periode 2021-2025 is onmogelijk. Een vraag is wel in hoeverre internationaal kan worden samengewerkt bij het realiseren van permanente opslag, bijvoorbeeld met Finland.
Een punt dat hierbij ook aandacht behoeft is de vraag of gebruikt splijtstof wel moet worden opgewerkt zoals thans bij de kerncentrale Borssele praktijk is. Veel landen doen dit niet, als onderdeel van hun non-proliferatiebeleid. Het opwerken en verwerken van radioactief afval heeft ook invloed op het later wel of niet kunnen toepassen van technieken voor het drastisch verkorten van de levensduur van hoogradioactief afval. Daarom behoeft het wel of niet opwerken specifiek aandacht

- De kans op een zeer ernstig ongeval, vergelijkbaar met de ramp in Fukushima, is buitengewoon klein maar niet nul, ook niet ook bij generatie-III+ reactoren zoals de EPR, de AP1000 en de APR-1400. Daarbij heeft de ramp in Fukushima laten zien dat zo'n ernstig ongeval niet tot directe doden hoeft te leiden, terwijl daarvoor in het verleden wel werd gevreesd. Een grotere kans op overlijden op langere termijn voor personen die aan straling als gevolg van de kernramp zijn blootgesteld is er vermoedelijk wel. Waarneembaar is dit echter niet omdat het krijgen van kanker al een van de belangrijkste oorzaken van overlijden is. Wel kan de maatschappelijke ontwrichting die door een kernramp wordt veroorzaakt buitengewoon groot en ingrijpend zijn. Ook dit kan leiden tot dodelijke slachtoffers en daarnaast tot ernstige aantasting van welvaart en welzijn, regionaal maar ook landelijk, gedurende meerdere jaren, met name wanneer deze ramp zou plaatsvinden in een gebied dat dicht bevolkt is en economisch een grote rol speelt. Thans zijn we op zo'n ramp in ons land niet echt voorbereid.

Tot slot

In het maatschappelijk debat wordt veelal geclaimd dat we onze vraag naar energiedragers in 2050 geheel door het benutten van wind- en zonne-energie zouden kunnen dekken, met groene waterstof en energieopslag in accu's als intermediaire technieken. De hier gepresenteerde analyse laat zien dat dit niet mogelijk is met alleen zonne- en windenergie 'van eigen bodem', ook niet met een straffere inzet op het efficiënt gebruiken van energie en materialen. Nederland is daarvoor te klein (weinig mogelijkheden voor bioenergie van eigen bodem), te dichtbevolkt (leidend tot NIMBY-protesten), te plat (dus geen bergen met waterkrachtcentrales) en te noordelijk gelegen (minder instraling van zonne-energie per vierkante meter dan in Zuid-Europa en de Sahara). Wel beschikt Nederland over heel veel windenergie, met name op de Noordzee, maar dit is niet voldoende. Dit leidt tot de conclusie dat we ook andere energiebronnen moeten benutten.

Voor een deel zullen energiedragers in 2050 via import moeten worden verkregen. Naast aardgas, bioenergie en splijtstof voor kerncentrales kan het dan gaan om bijvoorbeeld waterstof en elektriciteit die met inzet van hernieuwbare energiebronnen zijn geproduceerd. Wat voor Nederland de importmogelijkheden in 2050 kunnen zijn, wat hiervoor moet gebeuren, en welke implicaties dit voor het te voeren beleid kan hebben – bijvoorbeeld bij waterstof dat in Noord-Afrika of het Midden-Oosten met zonne-energie kan worden gemaakt – vergt nadere analyse.

In deze notitie is de elektriciteitsvoorziening in wat detail bekeken. Echter, ook andere sectoren moeten in meer detail bekeken worden: wat is per sector de te verwachten vraag naar energiedragers in 2050 en hoe kan die vraag worden gedekt. Pas dan wordt duidelijk hoe een goede match tussen vraag en aanbod kan worden verkregen en welke technieken en systemen hiervoor nodig zijn.

Ook moet de hier gepresenteerde analyse van de elektriciteitssector worden overgedaan wanneer daarbinnen andere energiebronnen dan zon en wind in 2050 een betekenisvolle bijdrage moeten en ook mogen spelen. Daarbij moet worden opgemerkt dat wanneer bronnen zoals aardgas, bioenergie, en kernenergie in de elektriciteitssector ingezet zouden kunnen worden het mogelijk wordt om in andere sectoren eveneens van wind- en zonne-energie gebruik te maken. Dit kan als voordeel hebben dat er minder beschikbare zonne- en windenergie verloren gaat (want minder *curtailment* en minder omzettingsverliezen).

+++++++++

Nawoord

In deze notitie staan een aantal van mijn gedachten over het klimaat- en energiebeleid van Nederland en over de vormgeving van de energie- en elektriciteitsvoorziening van Nederland richting 2050. De notitie is geschreven als reactie op de energieplannen zoals gepresenteerd in het coalitieakkoord ('Coalitieakkoord 2021-2025') van VVD, D66, CDA en Christen Unie, op basis waarvan begin 2022 in Den Haag een nieuw kabinet aan de slag is gegaan. De notitie is ook een kritische reflectie op uitspraken die in het energiedebat thans vaak worden gehoord, zoals: "De energiebehoefte van Nederland kan in 2050 vrijwel geheel door zon, wind en groene waterstof worden gedekt" en "Nieuwe kerncentrales kunnen al in 2030 stroom aan het net leveren".

Bij het schrijven van deze notitie is dankbaar gebruik gemaakt van opmerkingen en commentaren - naar aanleiding van een conceptversie van dit stuk - van onder meer Bert Metz, Leo Meyer, Sible Schöne, Angèle Reinders, Wilfried van Sark, Gert Jan Kramer, Ad Verkooijen en André Faaij. De verantwoordelijkheid voor de inhoud van deze notitie rust echter geheel en uitsluitend bij mij.

Prof. Dr Wim C. Turkenburg
- WTEEC, Amsterdam
- Copernicus Instituut, Universiteit Utrecht

Amsterdam, 31 maart 2022

Voor correspondentie:
wim_turkenburg@hotmail.com