

“Naast meer dan 200.000 MW wind- en zonvermogen in 2050 óók zo’n 50.000 MW gegarandeerd vermogen nodig én energie uit andere bronnen – dan ook kernenergie?”

Over noodzaak, wenselijkheid en perspectieven van kernenergie in NL

Prof. Dr Wim C. Turkenburg

*Copernicus Instituut voor Duurzame Ontwikkeling, Universiteit Utrecht
&
Wim Turkenburg Energy and Environmental Consultancy, Amsterdam*

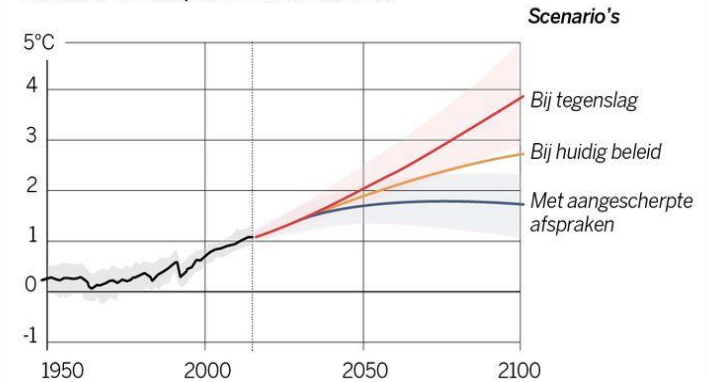
*Lezing voor:
INCOSE, te Eindhoven
21 maart 2023*

VN-klimaatpanel: Slag om klimaat nadert 'beslissende moment'



OPWARMING AARDE

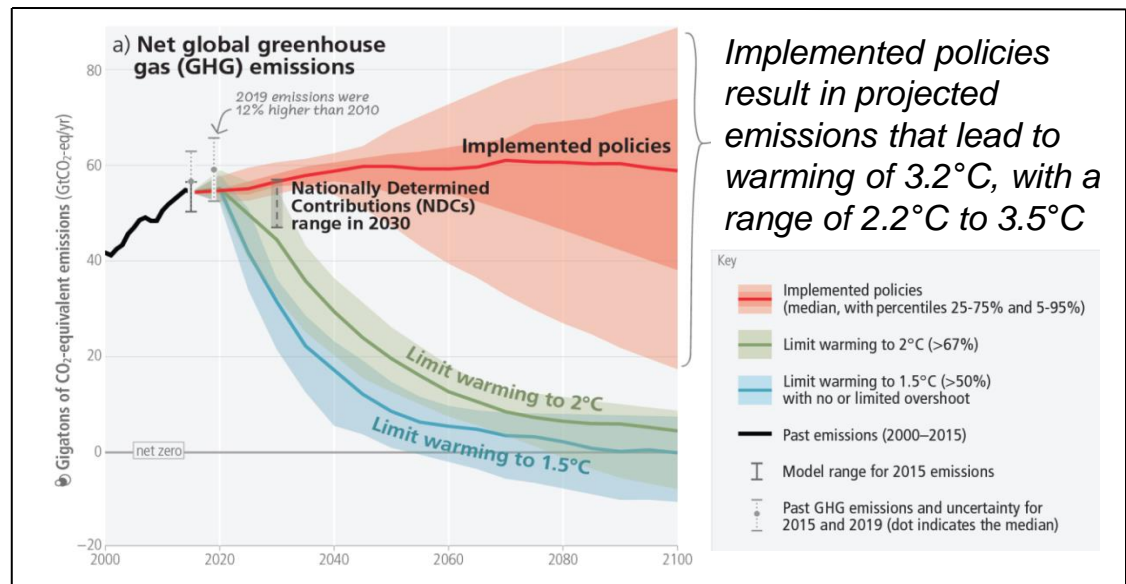
Verandering oppervlaktetemperatuur aarde in graden Celsius, vergeleken met 1850 - 1900, bij verschillende scenario's



210323 © de Volkskrant. Bron: IPCC

‘Alleen met draconische maatregelen kan de wereld een opwarming met meer dan 1,5 graad voorkomen. Zelfs 4 graden opwarming eind deze eeuw is niet uitgesloten. Dat stelt het VN-klimaatpanel in een nieuwe samenvatting van de stand van zaken.’

Bron: De Volkskrant, 21 maart 2023



Implemented policies result in projected emissions that lead to warming of 3.2°C, with a range of 2.2°C to 3.5°C

Het energiesysteem dat de huidige coalitie voor 2050 voor ogen heeft

Doel

- In 2030 nationaal 60% (55%) minder uitstoot van broeikasgassen, in 2040 dan 80% minder en vervolgens in 2050 netto nul-uitstoot ('*klimaatneutraliteit*').
- Maar: energievoorziening is ook in 2040 en 2050 *betrouwbaar* en *betaalbaar*.

Elektriciteit in Nederland

- *Nul-uitstoot CO₂ in 2040* (in *elektriciteitsvoorziening* en *energie-intensieve industrie*).
- Elektriciteit komt in 2050 uit *zonne-energie*, *windenergie* en *kernenergie*, met *waterstof* als intermediaire energiedrager (dus ook: transport en opslag H₂).
- Inzet waterstof in elektriciteitsvoorziening wanneer nodig (bouw *waterstofcentrales*).

Overig energiegebruik Nederland

- In 2050: ook overig energiegebruik *100% klimaatneutraal*.
- *Fossiele brandstoffen* spelen in 2050 geen rol meer (dus ook niet met CCS).
- Geen inzet *biomassa* voor warmte en elektriciteit.
- Dit impliceert: Ook buiten de elektriciteitsvoorziening een rol voor *wind* en *zon*. Daarnaast *geothermische energie*, *omgevingswarmte*, *afvalwarmte*, *biobrandstoffen* (maar beperkt) en *kernenergie* (voor warmte en H₂). Maar ook: *import waterstof*.

Primair energiegebruik in Nederland in 2020

- in TWh/jaar, in ronde getallen -

Energiebron die is ingezet	Gebruik in 2020		Gebruik in 2020	Toepassing van de ingezette energie
Aardgas	370 TWh		260 TWh	Warmte
Aardolie	300 TWh		- 140 TWh	- Industrie & landbouw
			- 120 TWh	- Gebouwde omgeving
Kolen	50 TWh		145 TWh	Grondstof
Hernieuwbare energie	85 TWh		125 TWh	Mobiliteit
Kernenergie	10 TWh <i>(incl. import)</i>		110 TWh	Elektriciteit
Overig	15 TWh		190 TWh	Energieverliezen
Totaal	830 TWh		830 TWh	Totaal

1 TWh = 3,6 PJ

830 TWh = 2.988 PJ

Toekomstige vraag naar energie en elektriciteit

Huidig *finale* energiegebruik in NL:

- Finaal gebruik energie in NL is circa **600 TWh** per jaar (= 2.160 PJ/jaar).
- Finaal gebruik bleef ruwweg constant tussen 1985 en 2020, ondanks groei BNP (2%/j).
- Gebruik elektriciteit in NL gestegen van ca. **70 TWh** in 1985 naar ca. **110 TWh** in 2020.

Huidig *primaire* energiegebruik (TPES) in NL:

- Jaarlijks ca. **830 TWh** (3.000 PJ) *excl.* bunkers, en **1000 TWh** (3.600 PJ) *incl.* bunkers.

Energiegebruik NL in 2050:

- Ondanks groei economie (met ca. 1,5 tot 2% per jaar): *daling van het energiegebruik.*
- Finale energievraag in 2050 (excl. bunkers) wellicht: **450-500 TWh per jaar.**
- Hoofdredenen daling finale vraag: (1) elektrificatie energievoorziening; (2) verplichte energieneutraliteit bij nieuwbouw; (3) grootschalige isolatie bestaande bouw; (4) verschuivingen in industrie (minder energie-intensief); (5) sterk stijgende CO₂-prijs; (6) klimaat-, energie- en materiaalbeleid EU (*European Green Deal*).

Twee opmerkingen hierbij:

- *Nieuwe ontwikkelingen zoals DAC-CO₂ kunnen energievraag weer doen stijgen.*
- *Ondanks daling finale energievraag zal primaire energievraag weer stijgen bij sterke toename zon- en windvermogen, want dan veel verlies door energieconversies.*

Gebruik energiedragers in Nederland, in TWh per jaar

- in 2020 en in 2050, in ronde getallen –

(PM: excl. energiegebruik in 2050 voor negatieve emissie CO₂, bijv. DAC-CO₂)

	Gebruik in 2020	Gebruik in 2050
Elektriciteitsgebruik	110 TWh <i>(≈ 400 PJ/jaar)</i>	300 TWh
Finaal gebruik energiedragers excl. bunkers	600 TWh <i>(= 2.160 PJ/jaar)</i>	450-500 TWh
Primair gebruik energiedragers excl. bunkers	830 TWh <i>(≈ 3.000 PJ/jaar)</i>	650-700 TWh
Bunkers (energiegebruik internationaal vlieg- en scheepsverkeer)	170 TWh <i>(≈ 600 PJ/jaar)</i>	150-200 TWh
Totaal primair gebruik energiedragers incl. bunkers	1000 TWh <i>(= 3.600 PJ/jaar)</i>	800-900 TWh <i>(Scenario's variëren van 640-1.110 TWh/jaar)</i>

Minister Rob Jetten (10 juni 2022): “In het toekomstige systeem zal Nederland, in de optiek van het kabinet, op jaarbasis tenminste voorzien in ongeveer zijn eigen directe elektriciteitsvraag, en daarnaast kunnen voorzien in een strategische hoeveelheid binnenlandse waterstofproductie.”

Opgesteld zon- en windvermogen in Nederland in 2050 & potentiële elektriciteitsproductie

Energiebron	Opgesteld vermogen in 2050	Potentiële productie elektriciteit in 2050
Windturbines op land	8.000 - 10.000 MW <i>(2500 vollast-uren/jaar)</i>	20 - 25 TWh
Windturbines op zee	70.000 - 75.000 MW *) **) <i>(4400 vollast-uren/jaar)</i>	308 - 330 TWh
Zonnecelsystemen	125.000 - 150.000 MW <i>(800 vollast-uren/jaar)</i>	100 - 120 TWh
Totaal	203.000 - 235.000 MW	~ 450 TWh <i>(428 - 475 TWh)</i>

*) "Ambitie van België, Duitsland, Denemarken en Nederland samen is om in 2050 tenminste 150.000 MW op de Noordzee te realiseren."

Bron: Minister Rob Jetten, 'Contouren Nationaal plan energiesysteem', EZK, 10 juni 2022

***) "De realisatie van windenergie op zee is versneld naar ca. 21 GW rond 2030. Er wordt gekeken naar ca. 50 GW in 2040 en ca. 70 GW in 2050."

Bron: DG Klimaat en Energie, 'Kamerbrief windenergie op zee 2030-2050', EZK, 16 sept. 2022



Noodzakelijk op te stellen vermogen voor een betrouwbare elektriciteitsvoorziening, nu en in 2050 (in ronde getallen)

	2020	2050
Elektriciteitsgebruik per jaar	110 TWh <i>(= 12.560 MWjaar)</i>	300 TWh <i>(= 34.250 MWjaar)</i>
Gemiddelde gebruik	12.560 MW	34.250 MW
Piek in het gevraagde vermogen	18.300 MW	45.000 MW (?)
Noodzakelijk op te stellen vermogen <i>(bij reservefactor RF = 15%)</i>	21.000 MW	52.000 MW (?)

Omvang 'Noodzakelijk op te stellen vermogen' en 'grootte van RF' vooral afhankelijk van:

1. Acceptatie onvermogen (*max. 2 uur of 4 uur per jaar?*)
2. Hoe hoog zijn in het jaar de pieken in de vraag (*in MW*)?
3. Stuurbaarheid van de vraag (*DSM: Demand Side Management / afschakelcontracten industrie*).
4. Hoeveel kunnen eenheden *gegarandeerd* leveren tijdens hoge piekvraag? (*wind & zon vaak niet*).
5. Koppelingen met het buitenland (*uitwisselingen / assistentie bij dreigend onvermogen*).
6. Grootte van de eenheden (*indien grotere eenheden, dan hogere reservefactor nodig*).
7. Snelheid waarmee het vermogen van eenheden op- en afgeregeld kan worden.

Indicatieve vormgeving van een elektriciteitssysteem dat in 2050 geheel op zon- en wind 'van eigen grond' draait

	Zichtjaar 2050
Opgesteld wind- en zonvermogen - wind op land - wind op zee - zon-PV	208.000 MW - 8.000 MW - 75.000 MW - 125.000 MW
Benodigd vermogen elektrolysesystemen <i>(berekend met 'regel van G.J. Kramer')</i>	ca. 51.000 MW <i>(ca. 25% van iRES-vermogen)</i>
Benodigd vermogen waterstofcentrales	ca. 45.000 MW
Vermogen accusystemen <i>(levert kort - een aantal uren)</i>	ca. 0,2 TWh/uur
Vermogen andere opslag (PAC, CAES, Flow Batteries)	PM
Benodigde transportcapaciteit hoogspanningsnetten	ca. 100.000 MW ? <i>(capaciteit 2020: ruim 20.000 MW)</i>
Benodigde transport en opslag waterstof	PM

*) 'Regel van G.J. Kramer': "Optimal deployment of electrolyzers is more or less: 1 GW electrolyser capacity for each continuous GW of renewable."

Productie, opslag en levering van elektriciteit in 2050

*In een systeem dat betrouwbaar functioneert
en alleen op zon en wind 'van eigen grond' draait*

Energiesysteem	Potentieel beschikbaar	Levering aan tussensysteem	Levering aan gebruikers	Curtailment + Verliezen
Vermogen zon en wind (~ 208 GW)	450 TWh	→	167 TWh	45 TWh (curtail. 10%)
Elektrolyzers & H ₂ -centrales *)		205 TWh →	100 TWh	105 TWh
Accu's ($\eta = 80\%$)		33 TWh →	26 TWh	7 TWh
Totaal	450 TWh	238 TWh	293 TWh	157 TWh

*) Elektrolyzers: bedrijfstijd = 4000 vollast-uren per jaar; omzettingsrendement $\eta = 75\%$.
Waterstofcentrales: bedrijfstijd = 2250 vollast-uren per jaar; omzettingsrendement: $\eta = 65\%$.

➔ **1/3 elektr. gaat verloren**

Conclusies:

1. Dit systeem kan **nét niet/wel** in een elektriciteitsvraag van 300 TWh/jaar voorzien.
2. Met zon-en-wind hier gewonnen kunnen we **totale** energievraag slechts **deels** dekken.

Vraagstukken die dringend aandacht behoeven

1. Uitbreiding en verzwaring elektriciteitsnetten

- Uitbreiding transport- en distributienetten binnen Nederland (op land en op zee) en ook uitbreiding netverbindingen met het buitenland.
- Benodigde investering: fors meer dan 100 miljard euro.

2. Dreigend onvermogen van de elektriciteitsvoorziening

- Naast zon- en windvermogen zijn ook eenheden nodig die 'gegarandeerd' kunnen leveren wanneer daarom gevraagd wordt; onvermogen dreigt al binnen een paar jaar.
- Onvoldoende besef dat wind- en zon-PV-systemen nauwelijks *vermogen* leveren.

3. Oplossing kannibalisme-vraagstuk

- Bij uitbreiding wind- en zonvermogen: steeds meer uren met nul-vergoeding kWh's.
- Straks geen business-case meer voor nieuw te bouwen centraal vermogen (wind- en zonneparken, maar ook kerncentrales, H₂-centrales en energieopslagsystemen).

4. Opbouw infrastructuur voor waterstof

- In hoeverre is huidige aardgas-infrastructuur geschikt voor transport en distributie H₂.
- Realisatie elektrolyzers, seizoensopslag H₂, aanleg H₂ reserves, waterstofcentrales.

5. Schaarste van benodigde grondstoffen en materialen

- Wereldwijde beschikbaarheid van, en toegang tot, schaarse materialen (PM: China!).

Potentiële bijdrage van hernieuwbare warmtebronnen en afvalwarmte aan finale energievraag in 2050

Bron warmte	Potentiële bijdrage aan dekken finale energievraag in 2050
- Aardwarmte	50 TWh
- Aquathermie	30 TWh
- Omgevingswarmte	40 TWh
- Zonnewarmte	10 TWh
- Afvalwarmte	50 TWh
Totaal	180 TWh

Conclusies:

1. Dekking vraag naar lage-temp. warmte ($\ll 100$ TWh per jaar) aldus mogelijk.
2. Dekking vraag naar hoge-temp. warmte (≥ 100 TWh per jaar) aldus *niet* mogelijk.
3. Dekking gehele energievraag Nederland (incl. bunkers) met 'energie van eigen grond' uit stromingsbronnen *niet* mogelijk: vermoedelijk tenminste 200 TWh/jaar tekort.

Potentiële bijdrage aanvullende of andere energie-opties in 2050

(in ronde getallen)

15.000 MW windturbines op zee extra (voor productie groene H ₂)	50 TWh (waterstof)
50.000 MW zon-PV extra (prod. groene H ₂)	30 TWh (waterstof)
Import groene waterstof	?? ('Alles uit de kast': 13-23 TWh in 2030) (Havenbedrijf R'dam: doel 2050 is >500 TWh)
Biobrandstoffen (bij 30 TWh omzettingsverlies)	110 TWh *)

*) Uitgaande van een biomassabeschikbaarheid voor NL van 500 PJ/jaar (= ca. 140 TWh/jaar), grotendeels via import.

Aardgas met CCS (ca. 5-10 bcm/jaar)	50-100 TWh (excl. verliezen)
-------------------------------------	------------------------------

Kernenergie:	(indien 7800 vollast-uren per jaar)
- 2 kerncentrales van 1600 MW _e ieder	25 TWh (elektriciteit)
- 8 kerncentrales van 1600 MW _e ieder	100 TWh (elektriciteit)

PM: lagere energievraag door méér besparing of lagere/andere economische groei (0%-groei BBP ?)

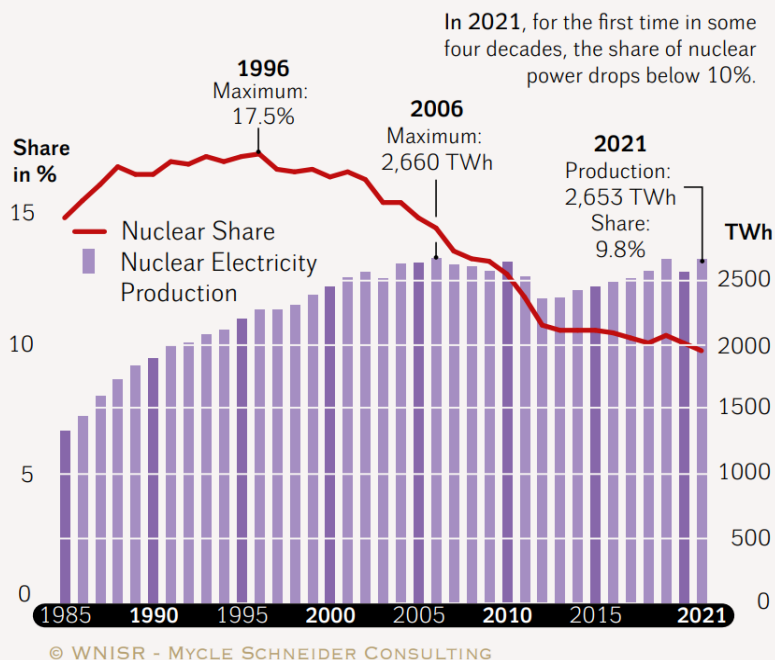
Elektriciteitproductie door kerncentrales in 1985 - 2021

Wereldwijd (links) en in China versus de rest van de wereld (rechts)

Huidige mondiale bijdrage kernenergie: 10% van elektriciteitsgebruik; 4% totale energievraag

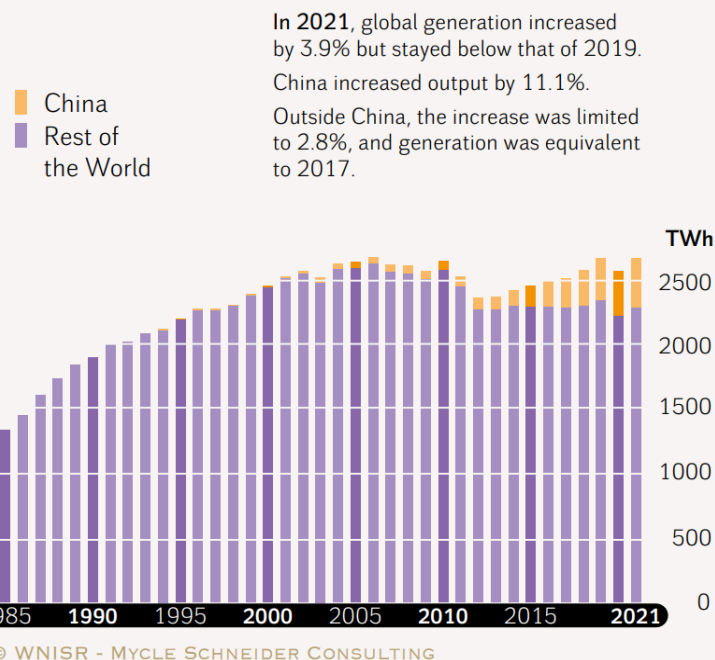
Nuclear Electricity Production 1985–2021 in the World...

in TWh (net) and Share in Electricity Generation (gross)



...and in China and the Rest of the World

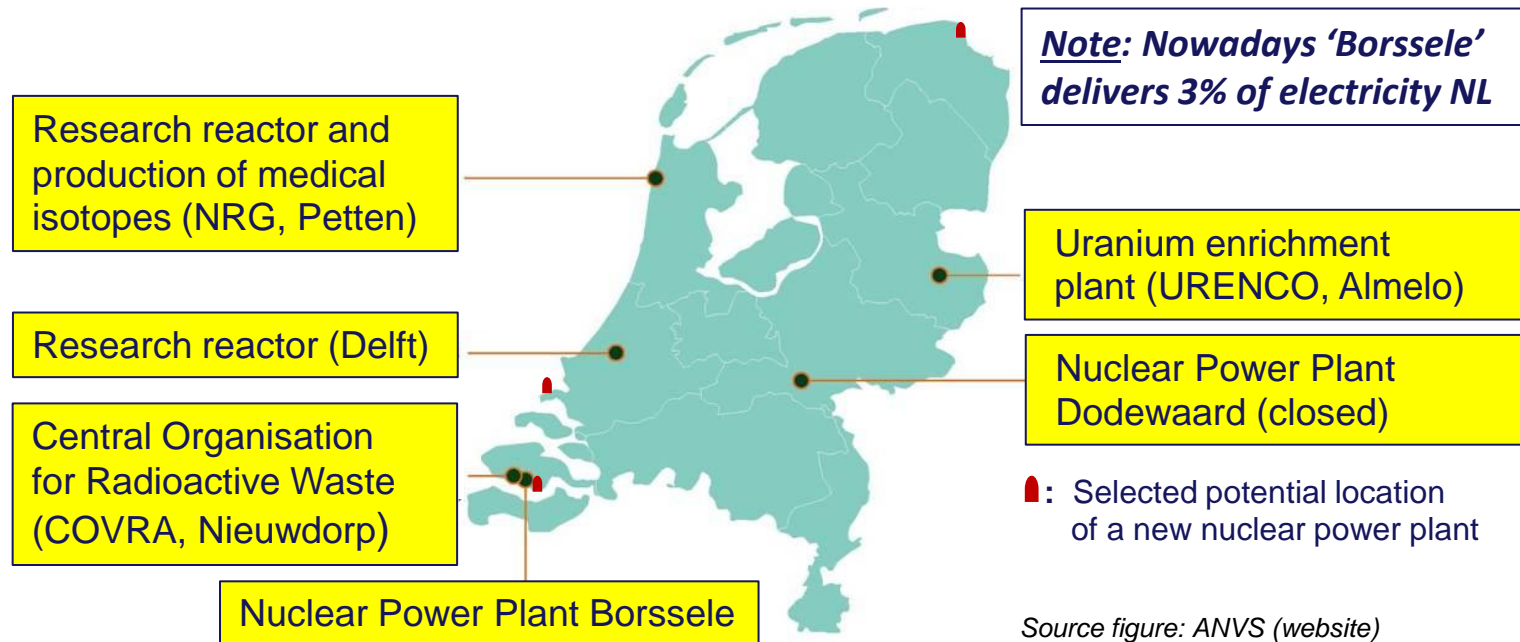
in TWh (net)



Bron: WNISR, 'The World Nuclear Industry Status Report 2022', Parijs, oktober 2022.

- In juli 2022 droegen 411 reactoren bij aan elektriciteitsproductie; 29 stonden er langdurig (> 1 j.) stil.
- 53 reactoren in aanbouw (21 in China); Rusland betrokken bij bouw 20 reactoren (3 in Rusland zelf).

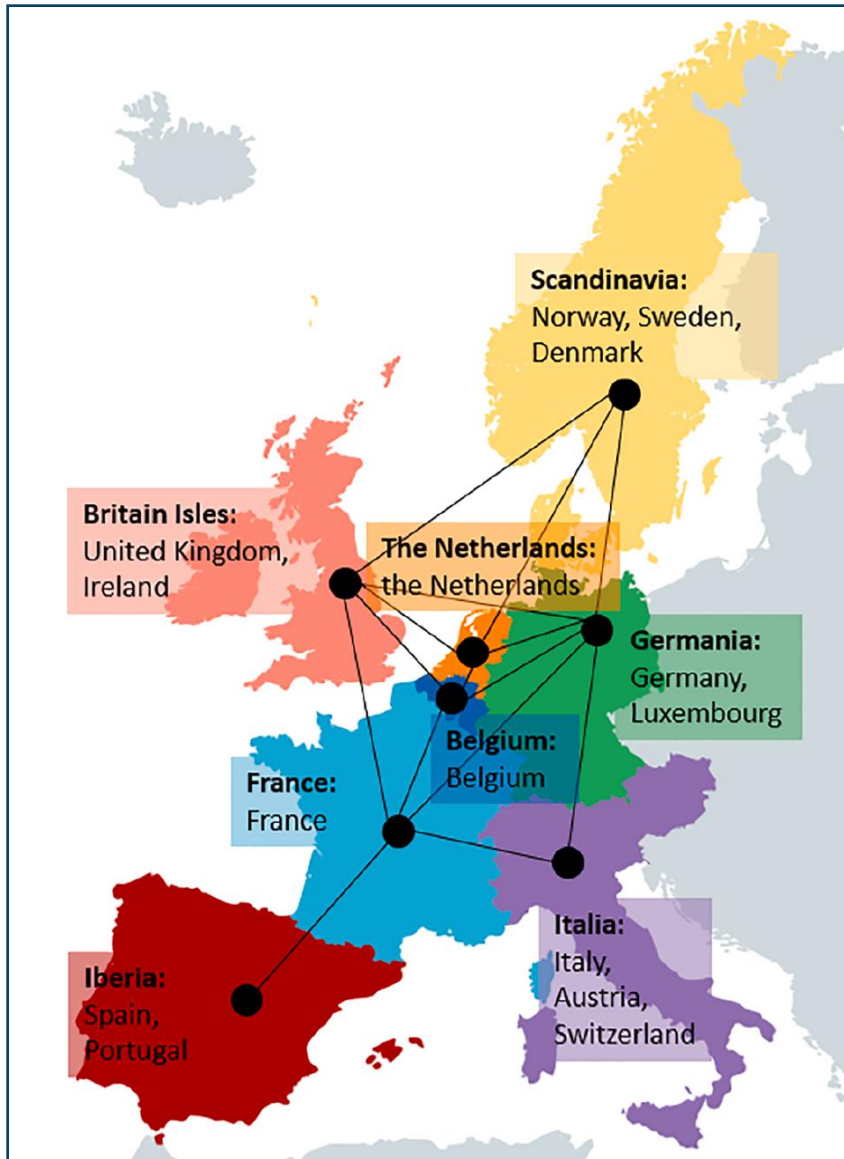
Nuclear installations in The Netherlands



Coalition Agreement 2021-2025 (15 Dec. 2021):

- *“Nuclear energy can be a supplement to solar, wind and geothermal energy in the energy mix and can be used for hydrogen production. It also makes us less dependent on imports of gas. That is why the nuclear power plant Borssele will remain open longer, with of course an eye for the safety.”*
- *“In addition, this Cabinet will take the necessary steps for the construction of 2 new nuclear power plants. This means, among other things, that we facilitate market parties in their explorations, support innovations, issue tenders, review the government's (financial) contribution, amend laws and regulations where necessary.”*
- *“We also ensure safe, permanent storage of nuclear waste.”*

Simulatie elektriciteitsvoorziening West-Europa in 2050



Analyse elektriciteitssysteem West-Europa, met Nederland in centrum:

- Uursimulatie vraag en aanbod, voor heel jaar.
- Koppelingen met buitenland via (nieuwe) hoogspanningsnetten.
- Alle aanbodopties & DSM in het model.
- Opslag van energie in het model (accu's in EV's, waterstof, PAC's, e.d.).
- Systemoptimalisatie.
- Onderzoek gevoeligheid voor aannames.

Eisen / randvoorwaarden modelstudie:

1. Nul-emissie van CO₂ in 2050
2. Betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening gelijk aan nu.
3. Zo laag mogelijke kosten totale systeem.
4. Analyse van invloed beleidskeuzes (bijv. "≥ 70% uit zon en wind" of "geen CCS").

Modelstudie UU: invoergegevens voor de simulatiestudie

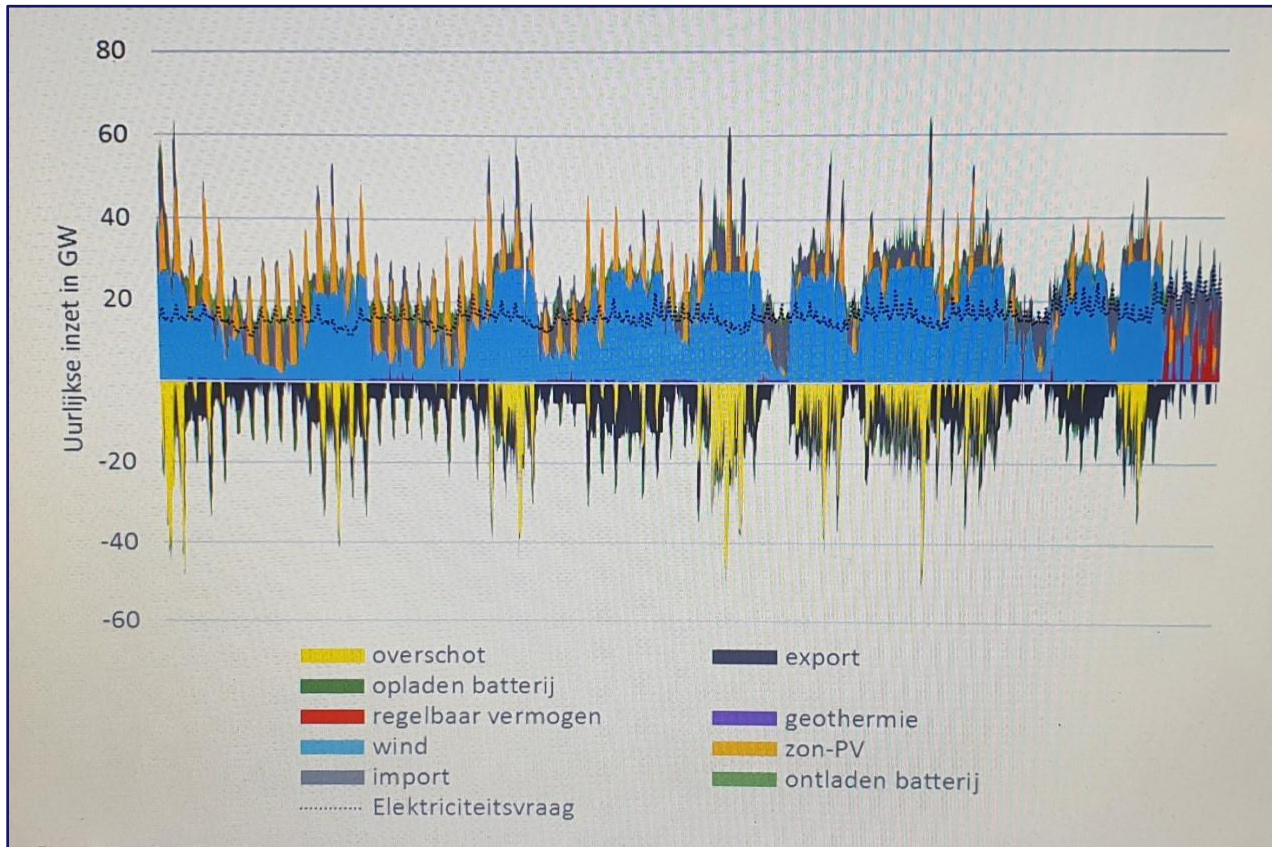
Aardgas: €7.0/GJ; Uranium: €1.0/GJ; Steenkool: €2.1/GJ; Houtige biomassa: €6.9/GJ; Biogas: €16.9/GJ; discount rate 8%

Technologie	Investeringskosten (TCR) (‘overnight’) [€/kW _e]	Omzettingsrendement [%]	Economische levensduur [jaar]	Bouwtijd [jaar]
Gasturbine	600	44%	30	1
Aardgascentrale	1000	62%	30	3
Aardgascentrale + CCS	1600 (1200)	55% (59%)	30	4 (3)
Kolenvergasser + CCS	3700	41%	35	6
Kerncentrale	5300 (7900)	38%	60 (40)	7 (10)
Windturbines op land	1300 (1000)	-	25	1
Windturbines op zee	2600 (1500)	-	30	1
Zon-PV-systemen op daken	600 (400)	-	25 (30)	1
Zon-PV-systemen op land	500 (300)	-	25 (30)	1
Biomassacentrale	2500	38%	25	3
Biomassacentrale + CCS (BECCS)	4100	30%	25	4
Geothermische centrale	3500	-	30	3
Elektrolyse (productie groene H ₂)	400	65,5%	10	1
H ₂ -centrale (omzetting H ₂ in stroom)	1000	62%	30	3

Bron: B. van Zuijlen et al., ‘Cost-optimal reliable power generation in a deep decarbonization future’, Applied Energy, Nov. 2019

Voorbeeld van uurlijkse inzet van technologieën

incl. gebruik van opslag (accu's), vraagsturing en uitwisseling met het buitenland



In deze periode blijkt er veel te worden geëxporteerd en is er veel overschot. Regelbaar ('gegarandeerd') vermogen wordt weinig benut.

- In figuur: de inzet van opties en eenheden in elektriciteitsvoorziening van Nederland in het najaar van 2050.

- In deze simulatie is uitgegaan van een heel lage toename van het elektriciteitsgebruik.

- Daarnaast was een eis: **tenminste 70% van de stroom uit zon- en wind.**

- Hier een simulatie van een zon- en windrijk jaar. (NB: in het najaar waait het meestal veel).

Bron: - B. van Zuijlen et al., "Cost-optimal reliable power generation in a deep decarbonization future", Applied Energy, nov. 2019.
- Machteld v.d. Broek, "Hoe zou het elektriciteitssysteem eruit kunnen zien gelet op de klimaatdoelen van Parijs?", Hoorzitting Tweede Kamer, mei 2019. (Ter info: in deze simulatie **36.000 MW windvermogen** en **60.000 MW zonvermogen**).

Modelstudie UU: conclusies over mogelijke rol kernenergie (1)

- In het basisscenario, met relatief hoge kosten voor zonnecellen en windturbines, komt de gebruikte stroom in West-Europa in 2050:
 - ruwweg **1/3 uit kerncentrales**;
 - ruwweg **1/3 uit zon- en windvermogen**;
 - ruwweg **1/3 uit andere opties**: gasturbines, aardgascentrales + CCS, biocentrales, BioCCS, waterkrachtcentrales, opslagsystemen (accu's, PAC's).
- Ook als in de berekeningen voor kernenergie een hogere kostprijs wordt verondersteld – 7900 i.p.v. 5300 Euro per kW_e - blijft de rol van kerncentrales aanzienlijk (**1/4 bijdrage** aan het elektriciteitsgebruik).
- Wanneer in de elektriciteitsvoorziening CCS (Carbon Capture and Storage) niet wordt toegestaan en we toch nul-emissie van CO₂ willen realiseren, neemt de bijdrage van kernenergie in het basisscenario fors toe, naar **ruim 40%**.
- **Echter, als 70% van de gebruikte stroom uit zon-PV en windvermogen moet komen (huidige beleid Nederland voor 2030), dan zakt in de simulatiestudie de bijdrage van kernenergie naar 0%, mits inzet van aardgas, biomassa en CCS is toegestaan.**

Modelstudie UU: conclusies over mogelijke rol kernenergie (2)

- Indien investeringskosten zon-PV en windturbines sterk blijven dalen (zie tabel hieronder), dan is ook in het basisscenario de **bijdrage van kernenergie 0%**.

- *Windturbines op zee: van 2500 naar 1500 €/kWe*
- *Windturbines op land: van 1500 naar 1000 €/kWe*
- *Zonnecellen op daken: van 600 naar 400 €/kWe*
- *Zonnecellen op land: van 500 naar 300 €/kWe*

- **NB.1:** Dit beeld verandert als de investeringskosten van kerncentrales aanmerkelijk zouden dalen (richting 3000 €/kWe).
- **NB.2:** Kerncentrales economisch wel aantrekkelijk als aardgas, biomassa, en opslagmogelijkheden CO₂ (CCS) onvoldoende beschikbaar zijn, of het gebruik ervan bij elektriciteitsopwekking niet wordt toegestaan.
- **NB.3:** Seizoensopslag van overschotten elektriciteit uit zon en wind door er groene waterstof van te maken (via elektrolyse), gevolgd door latere omzetting van deze H₂ in elektriciteit, kent grote energieverliezen en lijkt economisch *niet* erg aantrekkelijk.

“A larger role for nuclear power will require greater declines in construction costs of nuclear plants”

- **General:** “The industry has to deliver projects on time and on budget to fulfil its role. This means completing nuclear projects in advanced economies at around **USD 5000/kW by 2030**, compared with the reported capital costs of around USD 9000/kW (excluding financing costs) for first-of-a kind projects.”
- **Electricity:** “Where there is potential to expand alternatives like hydropower, bioenergy and fossil fuel plants with CCUS, the construction costs of nuclear power would need to fall to **USD 2000-3000/kW** (in 2020 dollars) to remain competitive.”
- **Hydrogen:** “Using electricity from nuclear to produce hydrogen and heat presents new opportunities. Under the NZE’s (Net Zero Emissions) cost projections, hydrogen production via natural gas with CCUS or via electrolysis using renewables are the cheapest options. For nuclear to compete with these alternatives, investment costs would need to decrease to **USD 1000-2000/kW**.”
- **Heat:** “There are also possibilities to co-generate heat from nuclear plants to replace district heating and other high-temperature uses, though the potential scale of this market is limited and construction costs would need to fall to **USD 2000-3000/kW** to make it competitive.”

‘Franse energiereus wil kerncentrale bouwen in Nederland’



De bouw van een nieuwe kerncentrale van EDF in Hinkley Point, aan het kanaal van Bristol. © EDF



Vakis Ramany, EDF

“Onze nieuwe EPR technologie heeft zich bewezen en voldoet aan de hoogste veiligheidsnorm. Daarin hebben Frankrijk, Groot-Brittannië, Finland en China al hun vertrouwen uitgesproken.”

- De Franse elektriciteitsreus EDF is *“zeer geïnteresseerd in het bouwen van een nieuwe kerncentrale in Nederland”*, zegt Vakis Ramany, vice-president van EDF.
- Ramany noemt het *“interessant”* dat de VVD in Brabant om een centrale heeft gevraagd. *“Wij houden dat in de gaten”*.
- *EDF: “Het is belangrijk dat de regering de voorwaarden schept om die investering aantrekkelijk te maken.”*
- EDF wil bijvoorbeeld *“een vooraf afgesproken prijs voor de energie die geleverd gaat worden. Zo weten we in Groot-Brittannië de prijs voor de komende 43 jaar.”* *)

*) Dit is geregeld via een zgn. ‘Contract for Difference’. Een ander steunmodel voor investeringen kan zijn: een ‘funding cap’ waarboven de overheid de bouwkosten financiert (en dan aandeelhouder wordt).

Visie kabinet (overheid) op nieuwbouw kerncentrales

Toelaatbaarheid nieuwbouw kerncentrales

- De afgelopen ruim 15 jaar is het beleid van de overheid steeds geweest: nieuwbouw kerncentrales in ons land is mogelijk is mits voldaan wordt aan de randvoorwaarden die het kabinet in 2006 heeft vastgesteld. *)
- In debatten over nieuwbouw van kerncentrales is sinds 2006 steeds naar deze randvoorwaarden verwezen, zie bijv. de kernenergiebrief die de minister van EZ in 2011 naar de Tweede Kamer heeft gestuurd. **)

Eén van de randvoorwaarden voor nieuwbouw

- Eén van de voorwaarden was: *de kosten van nieuwbouw moeten volledig door de initiatiefnemer worden gedekt.*
- Het coalitieakkoord breekt met deze bepaling. Zonder steun overheid blijkt geen energiebedrijf bereid een kerncentrale te bouwen.
- Kabinet maakt *“voor het zetten van de benodigde stappen voor de bouw van twee nieuwe kerncentrales”* eerst 500 mln euro vrij, en tot 2030 in totaal 5 miljard euro.
- Onder welke condities deze steun wordt verleend is nog niet duidelijk. Inmiddels lijkt kabinet te werken aan een *staatsbedrijf voor kernenergie.*

*) 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.

***) Ministerie van EL&I, ‘Kernenergie’, brief aan de Tweede Kamer der Staten-Generaal, Den Haag, 11 feb. 2011.

Nieuwbouw: randvoorwaarden Nederlandse overheid (een selectie)

Ontwerp:

- Het *ontwerp van de kerncentrale* moet gebaseerd zijn op de laatste stand van de techniek. Dus een moderne (3^{de} generatie) reactor, zoals de Franse EPR. Ook moet het *bewezen* technologie zijn.

Veiligheid:

- De *kans op een kernsmeltongeval* moet kleiner zijn dan één in 1 miljoen jaar.
- De *omhulling (containment)* moet van binnenuit bestand zijn tegen hoge overdruk, en van buitenaf tegen een ongeval met een verkeersvliegtuig.
- De *beveiligingsmaatregelen* van de nucleaire inrichtingen moeten zijn afgestemd op de meest actuele dreigingsbeelden (zoals op aanslag terroristen; vraag sinds 'Ukraine': ook op oorlogshandelingen?)

Dekking kosten:

- Het is aan marktpartijen om al dan of niet te *investeren in kernenergie*; de Rijksoverheid investeert zelf niet, maar stelt randvoorwaarden.
- De vergunninghouder van de kerncentrale is verantwoordelijk voor *het dragen van de kosten* van zowel het *afvalbeheer* als het treffen van een voorziening voor de *opslag* van het afval (tijdelijk bij de COVRA).
- Vanaf het moment dat de kern van een nieuwe kerncentrale voor het eerst beladen wordt met splijtstof, moeten de *kosten voor de buitengebruikstelling en ontmanteling ('decommissioning')* voor 100% gedekt zijn.

Expertise:

- Er moet voldoende *expertise* zijn, inclusief *opleidingsmogelijkheden* voor deskundigen.

Kerncentrales die voor nieuwbouw in aanmerking komen

Ontwikkelaar / Leverancier	Naam (en type)	Vermogen	Waar in aanbouw of al gebouwd
Areva / EDF (Frankrijk)	EPR (PWR)	1600-1630 MWe	Finland, Frankrijk, China, UK
Westinghouse (USA)	AP1000 (PWR)	1150-1250 MWe	China, VS
KEPCO (Zuid-Korea)	APR-1400 (PWR)	1400 MWe	Zuid-Korea, VAE
GE Hitachi (Japan)	ABWR (BWR)	1350-1460 MWe	Japan, Taiwan
AECL (Canada)	ACR-1000 (PHWR)	1165 MWe	ACR-1000 design 'has been shelved'

NB: Het eventueel bouwen van een **SMR (Small Modular Reactor)** wordt in Nederland veel genoemd. Voor huidige besluitvorming over 2 nieuw te bouwen kerncentrales zijn ze niet relevant. Onder meer omdat geldt: (1) technologie nog niet 'bewezen / commercieel leverbaar', (2) FoK-reactoren relatief duur, (3) energiebijdrage vaak klein, (4) splijtstofcyclus en afval vaak afwijkend.

De ontwikkeling van kleinere reactoren

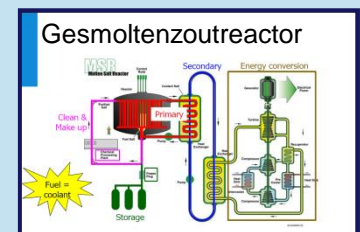
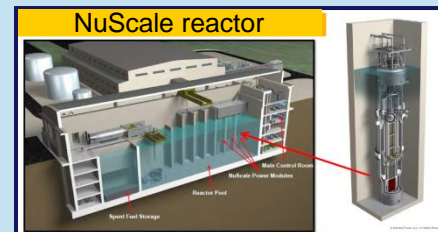
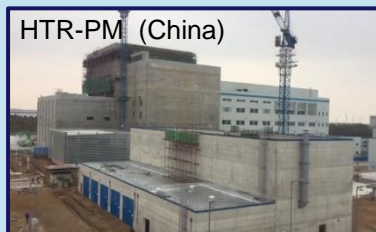
Mini = kleiner dan 50 MWe. **Klein** = 50-300 MWe. **Middelgroot** = 300-600 MWe.

Aantal ontwerpen voor kleinere reactoren is wereldwijd groot: naar schatting 80 - 120 (!)

- *Het gaat veelal om Generatie-III of III+ technologie, soms ook Generatie-IV.*
- *De totale investeringskosten van kleine reactoren zijn lager. De hoop van de ontwikkelaars is dat ze daardoor makkelijker verkocht kunnen worden. Maar bij FOK: per kW kosten hoger!*
- *Door de modulaire opzet én door reactoren in veelvoud te produceren (seriebouw) verwacht men de bouwtijd van de reactoren te verkorten en de bouwkosten te kunnen verlagen.*
- *Men denkt aan toepassing bij elektriciteitsproductie, maar ook bij warmteproductie (industrie; gebouwde omgeving), bij waterstofproductie, bij DAC-CO₂, et cetera.*
- *Aandacht nodig voor gehele splijfstofcyclus (inclusief type splijstof en afval).*

Voorbeelden kleinere reactoren:

- (1) **HTGR – Pebble Bed reactor** (China); (2) **Rolls-Royce reactor** (UK); (3) **NuScale reactor** (USA); (4) **Gesmoltenzoutreactor** ('thorium-reactor'); (5) **Stable Salt Reactor** (Canada); (6) **U-battery** (Urenco-UK).



De U-battery (Urenco-UK): een mini-kerncentrale van 10 MW_{th}



- Wordt ontwikkeld in Engeland en Canada, met betrokkenheid van o.m. Japan en TU-Delft.
- Sinds 2018 wil Urenco-UK de U-battery dóór ontwikkelen. In 2030 zou de eerste reactor gebouwd moeten zijn.
- Engeland geeft thans financiële steun aan de ontwikkeling van 8 typen kleinere reactoren, waaronder ook de U-battery.
- De ontwerpers schatten de bouwkosten van de U-battery ultiem op 44-77 mln Euro (11.000-18.000 Euro per kW_e). De eerste kost ruwweg het dubbele.

De U-battery

Enkele eigenschappen van de reactor volgens de ontwerpers:

- *Mini-kerncentrale (10 MW_{th}) die hoge temp. warmte (710 °C) en ook 4 MWe stroom kan leveren.*
- *Simpel ontwerp; de centrale kan vermoedelijk in 2 jaar worden gebouwd.*
- *Bouw kan zowel boven als onder de grond.*
- *Reactor is zeer waarschijnlijk inherent veilig.*
- *Koeling met gas: helium (primair systeem) en stikstof (secundair systeem).*
- *Splijstof zit in 'tennisballen' van koolstof.*

Kosten warmtevoorzieningssystemen: investeringskosten

Enkele technieken voor het opwekken van warmte t.b.v. warmtenetten (nu of later):

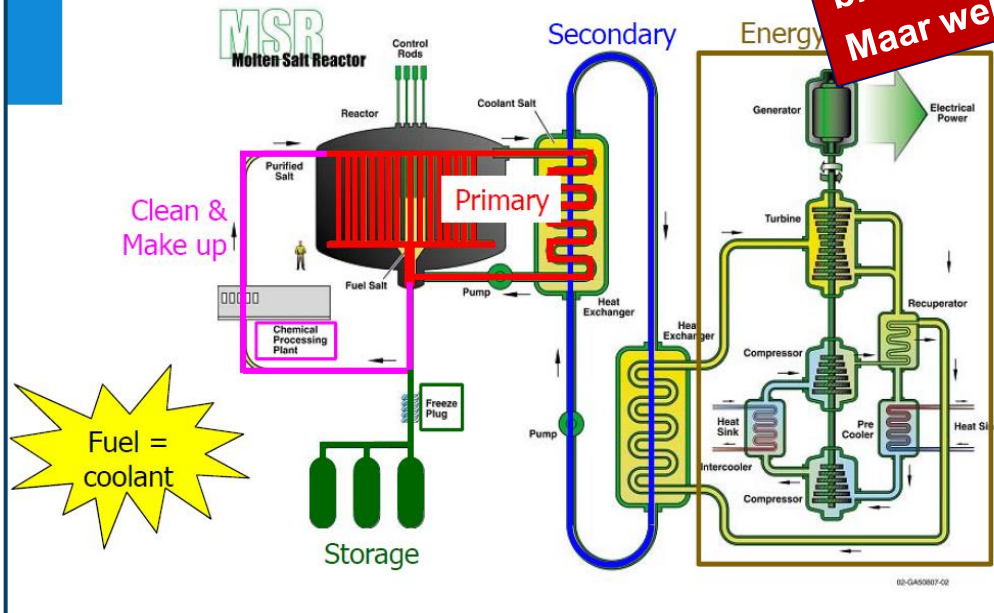
- *Biowarmtecentrale (biomassaketel; verbranding houtsnippers)*
- *Aquathermie (warmte uit oppervlakte- of rioolwater)*
- *Ondiepe geothermie (aardwarmte van diepte minder dan 500 meter)*
- *Diepe geothermie (aardwarmte van diepte tussen 500 en 4000 meter)*
- *Kernenergie (warmte uit een mini-kerncentrale, bijv. de U-battery)*

Geschatte investeringskosten (excl. warmtenet):

- *Biomassaketel (vermogen: 15 MW_{th})*: 440 Euro per kW_{th}*
- *Aquathermie (vermogen: 0,88 MW_{th})*: 720 Euro per kW_{th}*
- *Ondiepe geothermie (vermogen: 3,4 MW_{th})*: 1.200 Euro per kW_{th}*
- *Diepe geothermie (vermogen: 14 MW_{th})*: 1.800 Euro per kW_{th}*
- *Kernenergie, de U-battery (vermogen: 10 MW_{th})**: 4.400-7.700 Euro per kW_{th}*

Opm.: De Pallasreactor (25 MW_{th}), die in Petten moet gaan komen, zou per kW_{th} ongeveer 40.000 Euro kunnen gaan kosten (mededeling directeur Pallas, BNR, 12 dec. 2020).

Molten Salt Reactor



Gesmolten zout reactor (MSR)

Hieraan is gewerkt in de periode 1950-1976.

Nu weer onderzoek hiernaar in o.m. Noord-Amerika, China en Europa.

Schema van de thorium-MSR (type LFTR):

- links: primaire koelkring (gesmolten zout) met daarin opgelost de splijtstof (en de grondstof thorium);
- midden: secundaire koelkring met gesmolten zout;
- rechts: tertiaire koelkring met gas.

- Een gesmoltenzoutreactor (MSR) kan bij hogere temperaturen werken dan een conventionele watergekoelde kernreactor, waardoor hij een hoger elektrisch rendement kan halen.
- Een MSR kan bij atmosferische druk werken, wat een hogere veiligheid oplevert in vergelijking met drukwaterreactoren. Kans op een ongeluk als in Fukushima lijkt er niet te zijn.
- Een MSR is geschikter dan een conventionele kernreactor om **thorium** als splijtstof te gebruiken. De gesmoltenzoutreactor wordt om die reden vaak 'de thoriumreactor' genoemd. Gebruik van thorium verkleint voor een deel het radioactief-afvalprobleem (minder actiniden); in volume echter méér afval.
- Maar is de reactor zéér complex: radiologisch, chemisch, materiaalkundig. Veel vraagstukken op te lossen!
- De financiële steun die de EC geeft is thans heel beperkt: prioriteit ligt bij andere reactorconcepten.

Wanneer levert een nieuwe grote kerncentrale stroom aan het net?

KPMG (2021): *'Het voorbereiden van de bouw en het bouwen zelf kost 11 tot 15 jaar'.*

Werkgr. CO2-vrij el. syst. 2035 (2022): *'1ste centrale kan ruim na 2035 in bedrijf komen'.*

RLI (2022): *'Nieuwe kerncentrale levert op zijn vroegst elektriciteit in periode 2035-2040'.*

Enkele ervaringen in andere Europese landen

- Tussen het politieke besluit om kerncentrales te bouwen en de (verwachte) voltooiing hiervan zit nu 18 tot 22 jaar in zowel *Finland, Frankrijk* als *Engeland (en VS)*. In China en VAE ging het sneller.
- *Polen* besloot in 2005 kerncentrales te gaan bouwen. De eerste spade moet nog in de grond. Thans hoopt men dat de eerste kerncentrale in 2033 stroom aan het net kan gaan leveren.

Ervaring met voorgenomen bouw Pallas-reactor in Petten

- Sinds 2003 werkt NRG aan de bouw van een nieuwe, kleine reactor in Petten. In 2012 besloot de overheid de voorbereiding financieel te steunen. Spade moet nog in de grond. Thans is de hoop dat bouw in 2023 kan beginnen en de reactor in 2030/2031 medische isotopen kan leveren.

Belangrijke hobbels / hindernissen voor nieuwbouw kerncentrales in Nederland:

- (1) beperkte nucleaire kennis in Nederland, (2) geen ervaring meer met nieuwbouw, (3) weinig deskundigheid bij overheid, (4) wegvallen ondersteuning vanuit Duitsland, (5) geen nucleaire industrie in ons land, (6) het vinden van een energiebedrijf dat de bouw wil realiseren, (7) alhier geen grote bouwbedrijven die willen participeren, (8) het vinden van instellingen die de bouw willen financieren, (9) regeling betrokkenheid Staat, (10) wie gaat de reactor(en) leveren, (11) de verlening van vergunningen, (12) de procedures die, met inspraak, doorlopen moeten worden.

Conclusie: een nieuwe kerncentrale zal vml. niet vóór 2040 stroom leveren aan het net.

EPR's in aanbouw in Europa (leverancier: Areva/EDF, Frankrijk)

- De **1ste EPR** in Europa is sinds 2005 in aanbouw in **Finland**, bij de Baltisch Zee (*Olkiluoto-3, 1600 MWe*). Aangevraagd in 2000*). Hij zou in 2009 klaar zijn en €3,2 miljard gaan kosten. In 2014 schatte men de kosten op €8,5 miljard. Nu is dit **€11 miljard** (bron: *WNISR-2021*). Planning: maart 2023 levering stroom aan net.
**) Daarvoor kostte het voorbereiden van de vergunningaanvraag meerdere jaren.*



- De **2de EPR** in Europa is in aanbouw in **Frankrijk**, bij de plaats Flamanville (*Flamanville-3, 1650 MWe*. In 2004 viel het besluit*). De bouw begon in 2007, zou in 2012 klaar zijn, en €3,3 miljard gaan kosten. De bouwkosten zijn volgens EDF nu **€13,2 miljard**, *Le Monde* zegt **€19,1 miljard**. Planning nu: in Q1-2024 klaar.
**) Daarvoor kostte het voorbereiden van de bouw al enkele jaren.*



- De **3de en 4de EPR** in Europa worden in de **UK** (Somerset) gebouwd (*Hinkley Point C, 2 x1630 MWe*) *). Het besluit om 2 nieuwe kernreactoren in Hinkley Point te bouwen viel in 2008. De bouw begon december 2018. Volledige oplevering wordt verwacht in 2028-2030. De totale kosten werden in 2018 op €20,3 miljard geschat. Thans is dit **ruim €30 miljard** (EDF, 2022).
**) Intussen wordt sinds 2015 ook gewerkt aan voorbereiding bouw 2 EPRs in Sizewell.*



De economie van kernenergie: grote vraagstukken die spelen

1. Hoge investeringskosten kerncentrale

- De totale kosten van een nieuw te bouwen kerncentrale in Nederland zijn zeer hoog: € 8-10 miljard (1000 MWe centrale) resp. € 12-15 miljard (1650 MWe centrale).
- Kleine reactoren kosten minder geld maar zijn vooralsnog per kWe niet goedkoper. Normaal zijn de kosten per kWe juist hoger. Door modulering, seriebouw en zo mogelijk ook een radicaal ander ontwerp van de reactor kan dit veranderen.

2. Bedrijfstijd kerncentrale neemt vml. af bij steeds meer zon- en windvermogen

- De prioriteit in het beleid ligt thans bij het gebruik van hernieuwbare energie. In 2030 zou ca. 70% van onze stroom uit zon-PV en windturbines moeten komen.
- Naast steeds meer zon-PV en windturbines heb je flexibel (back-up) vermogen nodig. Dit vermogen draait (onder het bestaande regime) dan niet in basislast. De eenheden maken jaarlijks een steeds beperkter aantal draaiuren. Kerncentrales verdienen zich moeilijker terug. (Dan ook H₂-productie?)

3. Gemiddelde kWh-vergoeding wordt bij heel veel zon- en windvermogen lager

- Stroom uit zon en wind wordt steeds goedkoper. Daardoor zakt meestal ook de kWh-vergoeding die een kerncentrale gemiddeld krijgt. Kerncentrales verdienen zich dan moeilijk of niet terug.

4. Dekking ontmantelingskosten kerncentrale

- De ontmantelingskosten moeten betaald kunnen worden vóóordat de reactor start. Die kosten zijn gelijk aan ca. 15% (of meer) van de investeringskosten. Voor investeerders is dit een probleem.
- NB: Kosten ontmanteling onzeker. In België schatte men in 2018 de kosten voor het ontmantelen van alle kerncentrales (ca. 6.000 MW) op tenminste € 15 miljard. (Bron: Standaard/NIRAS, 13 mrt 2018).

Standpunten over energiebronnen in Nederland in 2020

Bron	Meer	Evenveel als nu	Minder	Helemaal niet	Weet ik niet	Ken de bron niet
Aardolie	1,3%	15,7%	48,4%	13,1%	18,3%	3,2%
Steenkolen	1,3%	6,3%	32,5%	43,7%	14,1%	2,2%
Aardgas	6,5%	24,8%	48,4%	8,6%	10,5%	1,1%
Windenergie	72,4%	14,4%	4,9%	1,7%	5,7%	0,9%
Zonne-energie	83,0%	9,0%	1,3%	1,0%	5,0%	0,7%
Aardwarmte	56,3%	10,8%	4,0%	2,6%	17,7%	8,5%
Waterkracht	67,9%	10,5%	1,4%	1,3%	14,6%	4,3%
Biomassa	23,0%	15,1%	15,1%	13,4%	24,6%	8,7%
Kernenergie	25,0%	12,4%	17,8%	25,4%	16,4%	2,9%

NB: Bij de weerstand tegen kernenergie speelt een belangrijke rol: (1) kans op grote ongelukken (maatschappelijke ontwrichting), en (2) radioactief-afvalvraagstuk (levensduur hoog-actief afval).

“Ook zorgen we voor veilige, permanente opslag van kernafval”

(Coalitieakkoord 2021-2025)

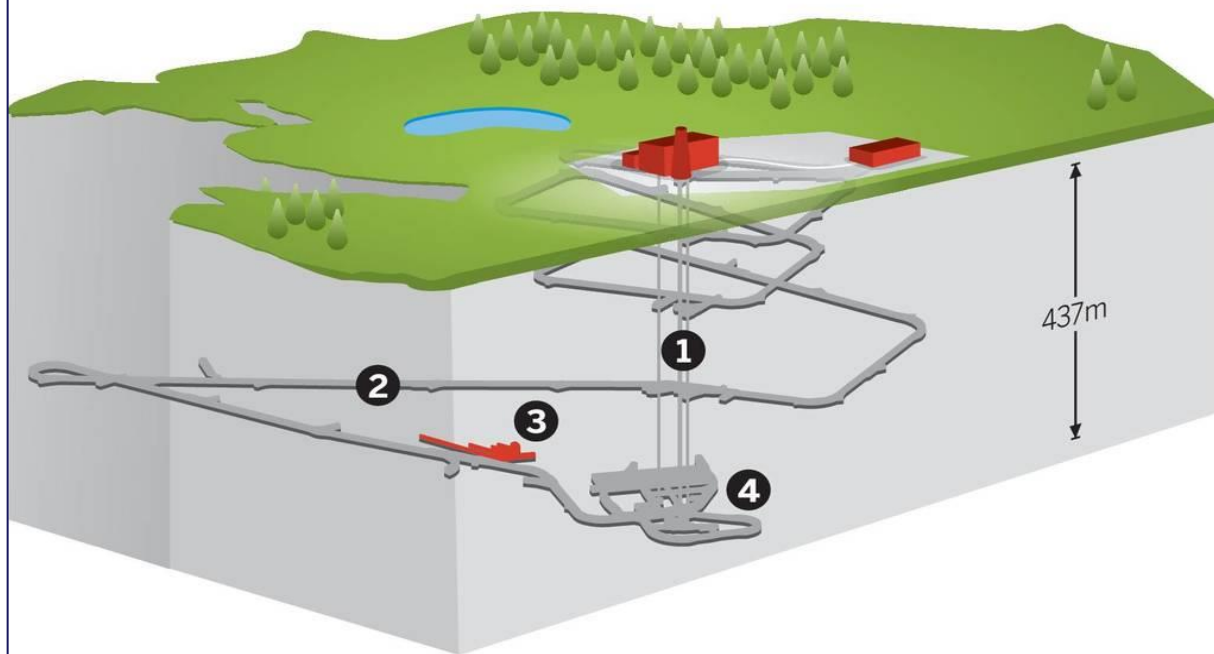
- De hoeveelheid radioactief afval die bij de productie van kernenergie ontstaat is in omvang beperkt.
- In Nederland hebben we in 2100 – als Borssele in 2033 sluit - naar verwachting 1500 containers met *hoogradioactief afval* en 160.000 containers met *laag- en middelradioactief afval*.
- **Een nieuwe centrale van 1600 MWe voegt hier jaarlijks 10-11 m³ hoog- en ca. 240 m³ laag- en middelradioactief afval aan toe.**
- Hoogradioactief afval dat plutonium (en andere transuranen) bevat blijft tenminste ¼ tot ½ miljoen jaar gevaarlijk.
- Door plutonium en andere transuranen eruit te halen (via ‘opwerking’) kan dit tot duizenden of - via ‘transmutatie’ - tot 300-600 jaar worden beperkt.
- **Opslag:** In Nederland wordt al het laag-, middel- en hoogradioactief afval, waaronder dat van kerncentrales, verwerkt en voor ruim 100 jaar veilig opgeslagen bij de COVRA (Centrale Organisatie Voor Radioactief Afval) in Zeeland. Deze opslag gebeurt bovengronds. Daarvoor heeft COVRA een aantal gebouwen (5) zoals op de foto.
- **Eindberging:** Eindberging van het Nederlandse afval in de diepe ondergrond zou ‘over honderd jaar’ moeten plaatsvinden (in zout, klei of rots). Daar wordt door de COVRA op gestudeerd. Diverse landen werken er concreet aan (VS, Finland, Zweden, Frankrijk, Duitsland, ...). In Finland lijkt eindberging vanaf 2025 mogelijk. In Nederland wordt voor eindberging nu het jaar 2130 genoemd.



Opslag kernafval onder de grond in Finland

Grottennetwerk in Onkalo moet in 2025 klaar zijn

Mogelijk wordt hier >6.000 ton kernafval opgeslagen
- Granieten ondergrond van 2 miljard jaar oud -

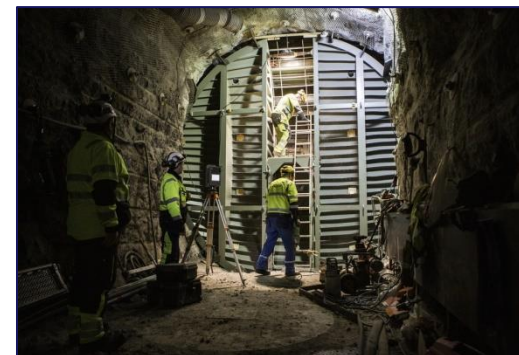


1 Personeelslift en ventilatieschacht

2 Toegangstunnel (7km)

3 Zijntunnel met dumpputten
(Nog in test-/demonstratiefase)

4 Technische faciliteiten



De aanleg van het tunnelstelsel



De bouw van een testtunnel



Een put voor opslag van het afval

(11-15 maart 2011)

Kernsmeltingen en waterstofexplosies in kerncentrale Fukushima-Daiichi (deze centrale telde 6 reactoren)

Reactor 1, 12 maart 2011



Bron: Reuters, 12 maart 2011

(Gedeeltelijke) smelting reactorkern:
- in de reactoren 1, 2 en 3

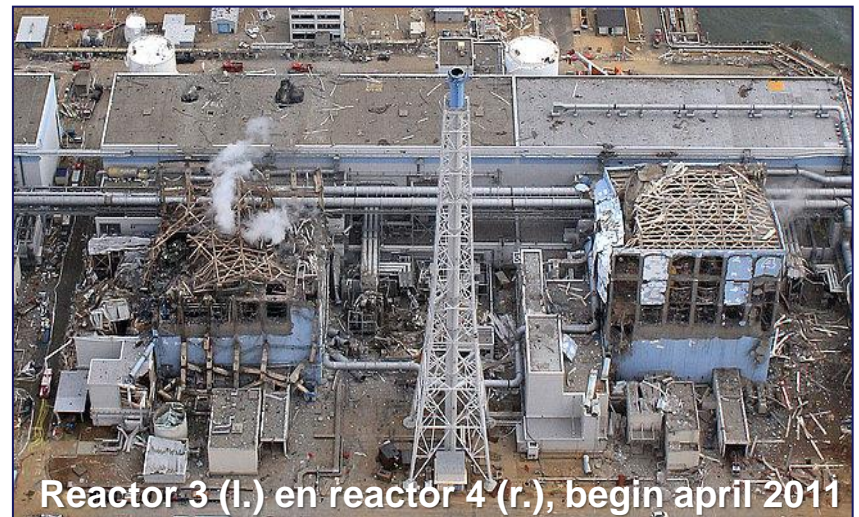
Waterstof explosie:

- in reactorgebouw 1 (op 12 maart 2011)
- in reactorgebouw 3 (op 14 maart 2011)
- in reactorgebouw 4 (op 15 maart 2011)

Reactor 3, 14 maart 2011



Bron: The Guardian, 29 augustus 2013



Bron: NYT, 5 april 2011

Kernenergie: enkele bekende radioactieve isotopen

- de halfwaardetijd van deze isotopen & de straling die zij produceren -

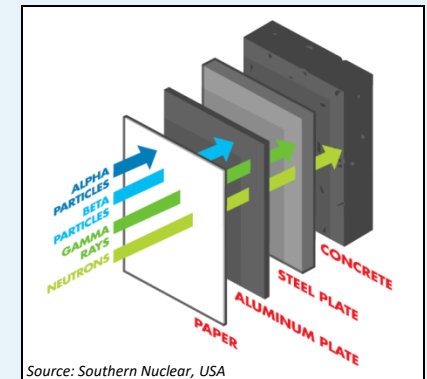
Drie soorten atomaire straling: alfa-, bèta- en gammastraling. Daarnaast: neutronenstraling.

(1)	Jodium-131:	8,02 dagen	(bèta-straling)
(2)	Cesium-134:	2,065 jaar	(bèta-straling)
(3)	Cesium-137:	30,23 jaar	(bèta-straling)
(4)	Strontium-90:	28,90 jaar	(bèta-straling)
(5)	Plutonium-239:	24.000 jaar	(alfa-straling)

NB1: Bij verval komt heel vaak ook gammastraling vrij.

NB2: Er is debat over schadelijkheid straling bij lage doses (< 50 mSv).

BEIR (2006): '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'.



Opm.: Na een periode van 10 tot 20 halfwaardetijden, is de stof nauwelijks meer radioactief.

- Voor Jodium-131 betekent dit: na 80 tot 160 dagen.
- Voor Plutonium-239 betekent dit: na ¼ tot ½ miljoen jaar.

Bedankt voor uw aandacht

Wim Turkenburg

wim_turkenburg@hotmail.com

Appendix: kort CV Prof. Dr Wim C. Turkenburg

Enkele huidige functies en activiteiten:

- Emeritus hoogleraar 'Science, Technology & Society', Universiteit Utrecht
- Consultant op het gebied van energie- en milieuvraagstukken.
- Voorzitter bestuur International Energy Initiative (IEI), Princeton, USA.
- Lid programmaraad TKI-BBE (Topconsortium voor Kennis en Innovatie Biobased Economy).
- Contact NOS en BNR op het gebied van 'kernenergie en het energie-en-klimaat vraagstuk'.

Opleiding:

- Studeerde Experimentele Natuurkunde (Universiteit Leiden en Universiteit van A'dam).
- Deed als promovendus onderzoek bij het FOM Instituut voor Atoom- en Molecuulfysica (AMOLF) te Amsterdam.
- Promoveerde in 1976 te A'dam (UvA) tot doctor in de Wiskunde en Natuurwetenschappen.

Enkele vroegere functies en activiteiten:

- Bijzonder Hoogleraar Leefmilieu aan de Vrije Universiteit Brussel (VUB).
- Directeur van het Copernicus Instituut voor Duurzame Ontwikkeling, Universiteit Utrecht.
- Wetenschappelijk directeur van het Utrecht Centrum voor Energieonderzoek (UCE).
- Voorzitter Energiecommissie van de VN (UN-CENRD).
- Lid Raad van Toezicht ECN en NRG (2001-2010).
- Lid Algemene Energieraad (AER), VROM-raad, Energiecommissie SER, Programma Energieonderzoek NWO.
- Initiator en voorzitter Onderzoeksprogramma CATO (CO₂ Afvang, Transport en Opslag).
- Lead Author (LA) bij het 'Second Assessment Report on Climate Change' van het IPCC (SAR, 1995).
- Mede-initiator en bestuurslid World Energy Assessment (WEA, 2000) en Global Energy Assessment (GEA, 2012).
- Hoofdauteur van het hoofdstuk 'Hernieuwbare energie' van WEA-2000 en GEA-2012.
- Lid Stuurgroep/Begeleidingscommissie Stresstest Kerncentrale Borssele en Onderzoekslocatie Petten (2011).
- Voorzitter Review Commissies 'Radioactive Waste Management Programme' van NRG (Petten, 2013-2015).
- Lid RvT van de Stichting Voorbereiding Pallasreactor (Alkmaar, 2013-2022) en van NRG (Petten, 2020-2022).