

ECONOMISCHE ASPECTEN

P. Lako¹

ECN Beleidsstudies, Postbus 1, 1755 ZG Petten

1. Inleiding

Bij de economische aspecten van kernenergie gaat het om de kostprijs van kernenergie in vergelijking met andere opties voor elektriciteitsopwekking. In de geliberaliseerde energiemarkt moet kernenergie kunnen concurreren met alternatieve opties. De hoogte van de (reële) rentevoet kan de vergelijking beïnvloeden. Deze factsheet gaat in op de volgende opties:

- Een kerncentrale met een vermogen van 600 (of 1250) MW.
- Een 600 MW kolengestookte centrale.
- Een 400 MW gasgestookte centrale.
- Een offshore windcentrale met een totaal vermogen van 600 MW.

Eerst wordt kernenergie vergeleken met kolen- of gasgestookte centrales. Kernenergie en kolen worden ingezet voor basislast elektriciteitsopwekking². Aangenomen is dat ook de gasgestookte centrale in de basislast wordt ingezet. Dan wordt kernenergie vergeleken met een tweede vorm van vrijwel 'CO₂-vrije' elektriciteitsopwekking, namelijk offshore windenergie. Zo'n windpark geeft een patroon van elektriciteitsopwekking, dat bepaald wordt door de hoogte van de windsnelheid³. Offshore windenergie wordt ook wel een intermitterende bron genoemd.

2. Vergelijking tussen kerncentrale, kolencentrale en gascentrale

De 'conventionele' opties voor elektriciteitsopwekking, met uitzondering van offshore windenergie, hebben de volgende technische en economische karakteristieken.

Tabel 1 'Conventionele' opties voor elektriciteitsopwekking in Nederland

		Kernenergie	Kolen	Gas
Technische parameters				
• Vermogen	[MW]	(1.250)	600	400
• Netto rendement	[%]	(36)	33	56
• Ontwerplevensduur	[jaar]	(60)	60	25
• Capaciteitsfactor ¹	[%]	(90)	90	90
Economische parameters				
• Investeringskosten	[mln €]	(2.375)	1.320	240
	[€/kW]	(1.900)	2.200	600
• Onderhoud en bediening ⁴				
- Vast	[€/kW/jaar]	(28,5)	33	12
- Variabel	[€/MWh _e]	(3,75)	4,10	2,75
• Brandstof/splijstofcycluskosten	[€/GJ]	(0,9)	0,9	4,0-5,4
	[€/MWh _e]	(9,0)	9,8	11,2-16,0
• Afschrijvingsperiode	[jaar]	(25-20)	25-20	25-20
• Reële rentevoet	[%]	(8-10)	8-10	8-10
Elektriciteitsproductiekosten	[€/MWh _e]	(38,9-44,7)	44,2-50,9	33,8-42,2
				37,1-47,9

Bronnen: Menkveld *et al.*, 2004; Seebregts *et al.*, 2004; Heller, 2004; Lako, 2004; Lako *et al.*, 1998.

¹ Mail: lako@ecn.nl.

² Als een kerncentrale of een kolencentrale 90% van de tijd op vollast draait, levert dit $0,90 \times 8760 \approx 7885$ vollasturen.

³ Het vermogen neemt toe vanaf de startwindsnelheid, bereikt een maximum bij een bepaalde ontwerpwindnelheid en blijft dan constant tot de snelheid waarbij de turbine wordt afgeschakeld om beschadiging te voorkomen.

⁴ Inclusief reservering voor ontmanteling van de kerncentrale c.q. kolen-/gascentrale aan het eind van de levensduur.

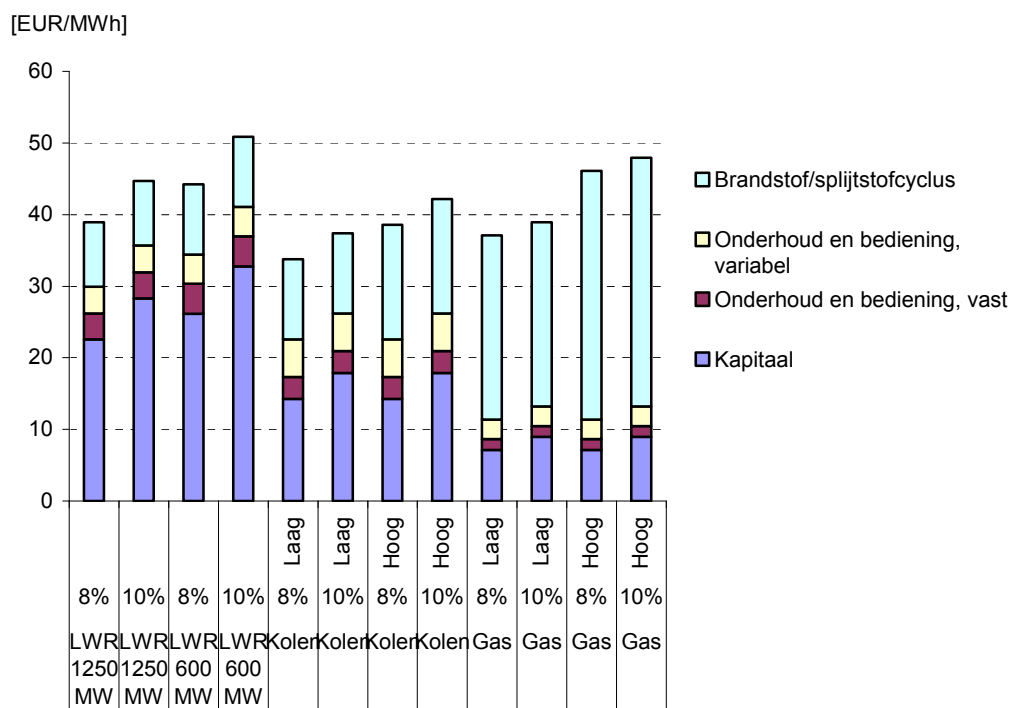
Er worden kernreactoren beschouwd van 1250 MW en 600 MW. (Heller, 2004) presenteert kosten voor een 1250 MW reactor. Het Finse TVO heeft in 2003 besloten een reactor van ca. 1600 MW te bouwen bij Olkiluoto. Het besluit was gebaseerd op bedrijfseconomische overwegingen, maar paste in het overheidsbeleid wat betreft voorzieningszekerheid en reductie van broeikasgasemissies. De investeringskosten zijn €3 miljard (NEI, 2004; IEA, 2004). In oktober 2004 maakte Electricité de France (EdF) bekend een zelfde reactor - de zogenoemde European Pressurised Water Reactor (EPR) van ca. 1600 MW - te gaan bouwen op de locatie Flamanville in Normandië. De bouw zal beginnen in 2007 en vijf jaar duren (Internet bron 1). Deze ijkpunten zijn gebruikt om de kosten te berekenen van een 600 MW reactor.

Vanwege het verschil in kapitaalintensiteit per optie, wordt gerekend met een reële rentevoet van 8 of 10% en met een afschrijvingsperiode van 25 of 20 jaar:

- Case 8% betekent een reële rentevoet van 8% en afschrijving in 25 jaar.
- Case 10% betekent een reële rentevoet van 10% en afschrijving in 20 jaar.

De brandstofkosten voor kolen- en gascentrales zijn gebaseerd op (Seebregts *et al.*, 2004) en (van Dril *et al.*, 2005). Voor kernenergie is gerekend met gemiddelde splijtstofcycluskosten van €0,9/GJ, bestaande uit ‘front-end’ kosten (uranium, verrijking, splijtstoffabricage) en ‘back-end’ kosten (opwerking, opslag en opberging van radioactief afval). Aangenomen is dat de kosten van de splijtstofcyclus langzaam stijgen. Kostenschattingen voor opslag en opberging variëren van land tot land, maar vormen slechts een fractie van de splijtstofcycluskosten⁵ (EC, 2000).

De kosten van elektriciteitsopwekking volgens tabel 1 zijn in figuur 1 grafisch weergegeven, opgesplitst naar kapitaalkosten (annuïtaire afschrijving), vaste en variabele onderhouds- en bedieningskosten (inclusief reservering voor ontmanteling) en brandstof/splijtstofkosten.



Figuur 1 Kosten elektriciteitsopwekking bij lichtwaterreactor⁶, kolen en gas

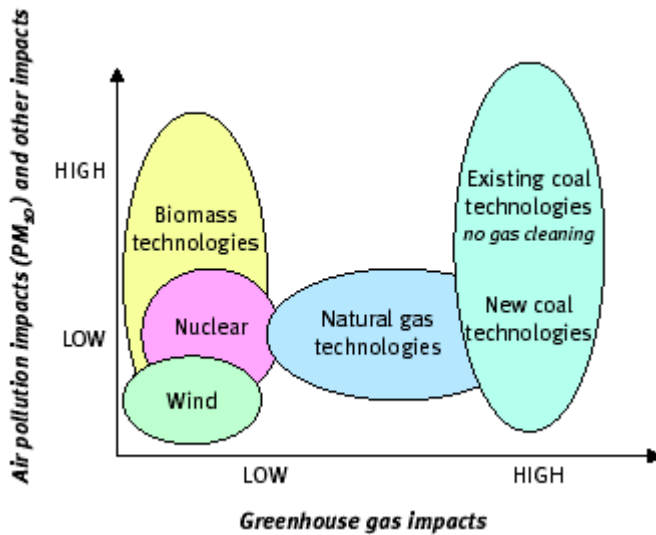
⁵ Er is een keuze tussen ‘niet opwerken’ - splijtstofelementen uit de reactor verblijven langere tijd in een koelbassin of droog en worden uiteindelijk in zogenoemde ‘Castor’-containers opgeborgen in de diepe ondergrond - en ‘opwerken’, waarbij het verschil is dat plutonium en uranium worden teruggewonnen uit de splijtstofelementen.

⁶ Er worden voornamelijk drukwaterreactorreactoren (Pressurised Water Reactor, PWR) of kokendwaterreactoren (Boiling Water Reactor, BWR) gebouwd, die worden aangeduid als lichtwaterreactoren (Light Water Reactor, LWR).

Een gasgestookte centrale is concurrerend, mits de prijs van aardgas niet te hoog is. Als de aardgasprijs met 25% stijgt ten opzichte van het referentieniveau, verdwijnt het kostenvoordeel. De kosten van elektriciteit uit kolen zijn vergelijkbaar en minder gevoelig voor de brandstofprijs. Dit geldt in nog sterkere mate voor kernenergie en de prijs van uranium. Een reactor van 1250 MW kan tegen lagere productiekosten leveren dan een reactor van 600 MW.

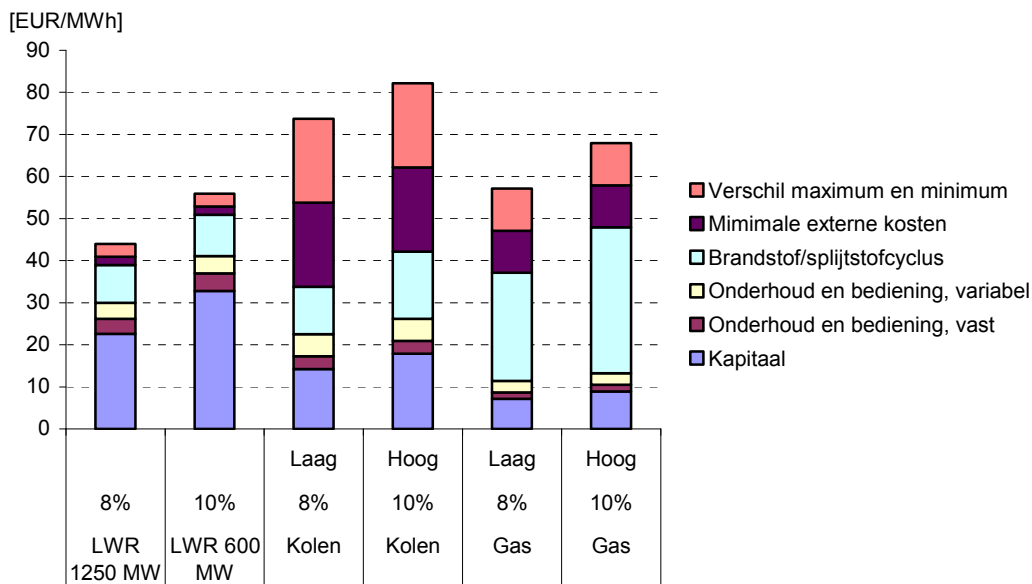
3. Externe effecten

Binnen de EU is veel onderzoek gedaan naar de externe effecten van elektriciteitsopwekking, met name gezondheidseffecten via de lucht en effecten door broeikasgassen (Figuur 2).



Figuur 2 *Kwalitatief beeld van externe effecten van opties voor elektriciteitsopwekking*
Bron: EC, 2003.

De externe effecten zijn het grootst bij kolencentrales, kleiner bij gascentrales en klein bij kernenergie en windenergie. Bij kolencentrales zijn de externe kosten tenminste 2 €/kWh, bij gascentrales tenminste 1 €/kWh en bij kerncentrales op 0,2-0,5 €/kWh (European Commission, 2003)⁷. Figuur 3 geeft de beschouwde opties inclusief externe kosten.



Figuur 3 *Integrale kosten voor de laagste en de hoogste varianten uit figuur 1*

⁷ De door (Dodd, 1995) berekende waarde van 0,7 €/kWh voor kernenergie is buiten beschouwing gebleven, omdat deze op verouderde gegevens berust (Wieman, 2004). Voor kolen en gas zijn Nederlandse ExternE data gebruikt.

Bij discontering van de externe kosten, stijgen de elektriciteitskosten van een kolencentrale met 50-100% en van een gascentrale met 20-55%. Omdat de externe kosten van kernenergie laag zijn, zijn de integrale kosten lager dan die van elektriciteit uit kolen of gas. Een energiebedrijf baseert investeringsbeslissingen met name op bedrijfseconomische gronden. Externe kosten vallen hier niet onder. Idealiter zouden ze wel moeten worden geïnternaliseerd. In de praktijk gebeurt ten dele voor CO₂ wanneer in 2005 de markt voor CO₂-emissiehandel van start gaat.

Gezien de omvang van de investering voor een reactor van 600-1250 MW, namelijk €1,3-2,4 miljard, stelt kernenergie een ondergrens aan de grootte van het energiebedrijf. De heliumgekoelde hoge temperatuurreactor 'Pebble Bed Modular Reactor', die in de factsheet 'Reactorkeuze' aan de orde komt, heeft een vermogen van ca. 110 MW. PBMR Pty in Zuid Afrika bereidt de bouw van een demonstratiereactor voor (Internet bron 2).

4. Vergelijking tussen kerncentrale en offshore windpark

Een kerncentrale kan ook worden vergeleken met een (toekomstig) offshore windpark (tabel 2). Net als bij de vergelijking tussen kernenergie en kolen- en gasgestookte centrales, wordt vanwege het verschil in kapitaalintensiteit per optie, gerekend met een reële rentevoet van 8 of 10% en met een afschrijvingsperiode van 25 of 20 jaar:

- Case 8% betekent een reële rentevoet van 8% en afschrijving in 25 jaar.
- Case 10% betekent een reële rentevoet van 10% en afschrijving in 20 jaar.

Tabel 2 Beschouwde opties voor elektriciteitsopwekking in Nederland

		Kernenergie		Offshore windenergie	
				2010	2020
Technische parameters					
· Vermogen	[MW]	(1.250)	600	600	600
· Netto rendement	[%]	(36)	33	-	-
· Ontwerplevensduur	[jaar]	(60)	60	30	30
· Capaciteitsfactor ¹	[%]	(90)	90	36,5	36,5
Economische parameters					
· Investeringskosten	[mln €]	(2.375)	1.320	660	579
	[€/kW]	(1.900)	2.200	1.570	1.330
· Onderhoud en bediening					
- Vast	[€/kW/jaar]	(28,5)	33	-	-
- Variabel	[€/MWh _e]	(3,75)	4,10	19,6	16,7
· Brandstof/splijststofcycluskosten	[€/GJ]	(0,9)	0,9	-	-
		(9,0)	9,8	-	-
· Afschrijvingsperiode	[jaar]	(25-20)	25-20	25-20	25-20
· Reële rentevoet	[%]	(8-10)	8-10	8-10	8-10
Elektriciteitsproductiekosten	[€/MWh _e]	(38,9-44,7)	44,2-50,9	65,6-77,2	55,6-65,6
Externe kosten	[€/MWh _e]	(2-5)	2-5	1,5-2,5	1,5-2,5
Integrale kosten	[€/MWh _e]	(41-50)	46-56	67-80	57-68

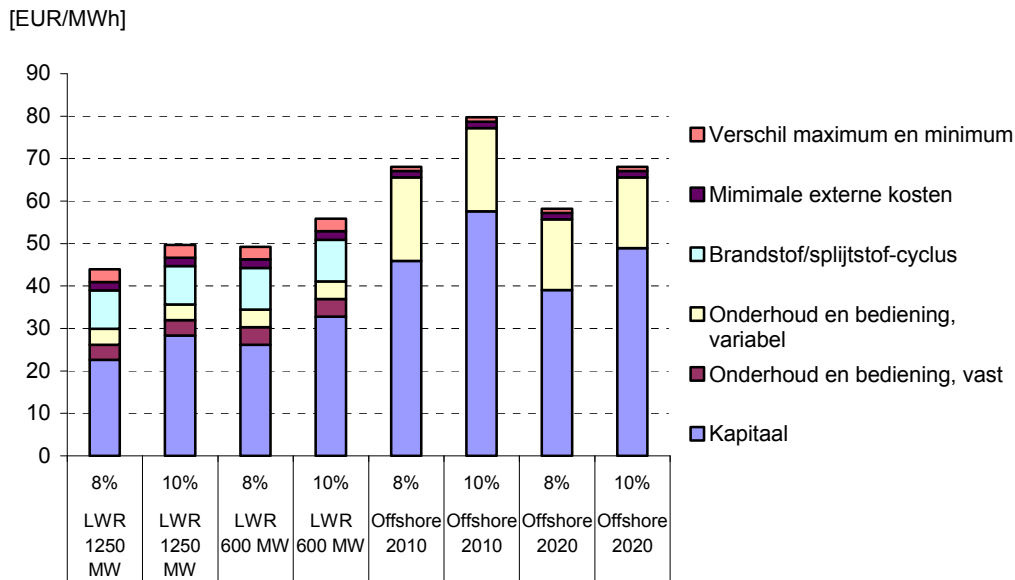
Noot: De investeringskosten van offshore wind zijn ontleend aan de variant met veel leereffecten in (de Vries *et al.*, 2004). Aangenomen is dat de o&b-kosten equivalent zijn aan 4% van de investeringskosten per jaar. (Lako, 2002) en (Scheepers *et al.*, 2002) geven lagere schattingen van investerings- en o&b-kosten.

Bronnen: EC, 2003; Herman *et al.*, 2004; Menkveld *et al.*, 2004; Heller, 2004; de Vries *et al.*, 2004.

Figuur 4 vergelijkt kernenergie met offshore wind inclusief externe kosten. De berekening van de kosten van offshore windenergie is nog met onzekerheid omgeven. Zo is het de vraag of een afschrijvingsperiode van 25 jaar haalbaar is voor offshore windenergie. De case met een reële rentevoet van 10% is echter gebaseerd op een afschrijvingsperiode van 20 jaar. Ook is de technische levensduur van offshore wind - hier gesteld op gemiddeld 30 jaar⁸ - met onzekerheid

⁸ De levensduur van het offshore platform en van de elektrische infrastructuur kan wellicht meer dan 30 jaar zijn.

omgeven. Wel zullen de kosten van beide opties op middellange termijn meer overeenkomst gaan vertonen, zeker als de investeringskosten sneller zouden dalen dan hier is verondersteld.



Figuur 4 *Integrale kosten elektriciteitsopwekking bij LWR en offshore windenergie*

Omdat windenergie een intermitterende bron is, vergt offshore wind additionele kosten in verband met reservecapaciteit, 'load management' (zogenoemde onbalans) en netinpassing die niet behoeven te gelden voor 'conventionele' opties.

REFERENTIES

Dodd, D.H. (1995): *External cost of the nuclear fuel cycle. A cooping study to determine the external cost of the Dutch nuclear fuel cycle in accordance with the EC/US methodology*. ECN, Petten, ECN-C--95-029.

Dril, A.W.N. van *et al.* (2005): *Energie in de scenario's van Welvaart en Leefomgeving* (werktitel, in voorbereiding). ECN/RIVM, verwacht medio 2005.

EC (2000): *Green Paper - Towards a European strategy for the security of energy supply*. European Commission, 29 November 2000, p. 34.

EC (2003): *External costs. Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport*. EC, Directorate-General for Research, 2003.

Heller, W. (2004): *Wirtschaftlichkeit der Kernkraftwerke heute*. ATW, Oktober 2004, pp. 594-595.

Herman, S.A. *et al.* (2004): *Locaties en opwekkosten 6000 MW offshore windenergie. Revisie maart 2004*. ECN, Petten, ECN-CX-04-051.

IEA (2004): *Energy policies of IEA countries - 2004 review*. International Energy Agency, Paris, 2004, p. 272.

Lako, P. *et al.* (1998): *Characterisation of power generation options for the 21st century*. ECN, Petten, ECN-C--98-085.

Lako, P. (2002): *Learning and diffusion for wind and solar power technologies. Monograph in the framework of the VLEEM project*. ECN, Petten, ECN-C--02-001.

- Lako, P. (2004): *Coal-fired power technologies. Coal-fired power options on the brink of climate policies*. ECN, Petten, ECN-C--04-076.
- Menkveld, M. *et al.* (2004): *Energietechnologieën in relatie tot transitiebeleid. Factsheets*. ECN, Petten, ECN-C--04-020.
- Scheepers, M.J.J. *et al.* (2002): *Bedrijfseconomische beoordeling van twee CO₂-vrije opties voor elektriciteitsproductie voor de middellange termijn*. ECN, Petten, ECN-C--02-055.
- Seebregts, A.J. *et al.* (2004): *Baseload elektriciteitsprijzen en brandstofprijzen 2005 tot en met 2020*. ECN, Petten, ECN-I-04-002.
- Vries, H.J. de *et al.* (2004): *Schatting van de kostenontwikkeling van offshore windenergie in Nederland en de benodigde Rijksbijdrage voor het behalen van 6.000 MW in 2020*, ECN-C--04-045, april 2004.
- Wieman, J. (2004): *Persoonlijke informatie J. Wieman*. EPZ, Borssele, 13 december 2004.

INTERNET BRONNEN

1. [Http://www.world-nuclear.org/nb/nb04/nb0443.htm](http://www.world-nuclear.org/nb/nb04/nb0443.htm).
2. [Http://www.neimagazine.com/story.asp?sectionCode=132&storyCode=2025300](http://www.neimagazine.com/story.asp?sectionCode=132&storyCode=2025300).