

Herman Damveld*

De prijs van kernenergie

“Indien, zoals de toenmalige regering-Den Uyl voorstelde, in 1974 zou zijn begonnen met de bouw van drie kerncentrales, zou op dit ogenblik een kostenbesparing met een miljard gulden per jaar zijn bereikt,” aldus J. van Rooij, voorzitter van de Vereniging van Directeuren van Elektriciteitsbedrijven in Nederland (VDEN). Deze uitspraak, gedaan in het *Economisch Dagblad* van 3 maart 1982, is tekenend voor het geloof in kernenergie zoals dat leeft in overheidskringen en in het bedrijfsleven. Het feit dat Nederland weinig gebruik maakt van kernenergie levert onze industrie een kostennadeel op ten opzichte van de buitenlandse concurrentie, zo wordt de laatste tijd steeds vaker beweerd als vervolg op uitspraken als die van Van Rooij. Zijn deze uitspraken en beweringen nu gebaseerd op solide cijfermatige onderzoeken? Het antwoord is ‘nee’, en ik hoop dat in dit artikel duidelijk te maken. Veeleer is de indruk gerechtvaardigd dat kernenergie relatief dure energie is; het feit dat Franse en Westduitse ondernemingen een lagere energierekening hebben dan hun Nederlandse concurrenten heeft daarnaast weinig van doen met het feit dat in deze landen een relatief groot beroep wordt gedaan op kernenergie. Het glasharde bewijs voor dit soort uitspraken is echter uitermate moeilijk te leveren, zoals dat ook geldt voor uitspraken die het tegendeel beweren. Dat komt doordat veel cijfermatige informatie niet wordt geopenbaard, maar meer nog doordat onderzoeken elkaar tegenspreken. Wat wel aantoonbaar is, is dat voorstanders van kernenergie een zeer selektief gebruik maken van de voorhanden zijnde gegevens. Kontra-expertises worden veronachtzaamd, doodgezwegen, zonder argumenten weersproken of zelfs verdacht gemaakt. Terwijl onzekerheid troef is, wordt door beleidsmakers en industrie gedaan alsof de laatste woorden met betrekking tot de kosten van kernenergie al lang geleden zijn uitgesproken. Gesuggereerd wordt dat Nederland alleen maar te dom is geweest om dat in te zien, natuurlijk onder druk van de ‘buiten proporties gegroeide macht van de milieubeweging’.

* Beleidsmedewerker van Kees Zijlstra, lid van de PvdA-fractie in de Tweede Kamer, en van Phili Viehoff, lid van de socialistische fractie in het

Europese parlement. Lid van het Dagelijks Bestuur van de Milieufederatie Groningen.

In dit artikel zal ik proberen aan te tonen dat eerder sprake is (geweest) van een verstandige voorzichtigheid. Juist het introduceren van commerciële kerncentrales (wat dat ook inoge zijn) in Nederland staat gelijk aan een sprong in het duister, met een grote kans terecht te komen in een door de kernenergie-lobby gegraven kuil. Ik zal bij dit alles vrijwel uitsluitend gebruik maken van openbare, gepubliceerde gegevens, met dien verstande dat ik — in tegenstelling tot wat in regeringskring gebruikelijk is — eveneens heb gezocht naar kontra-expertises die in het buitenland zijn gedaan en naar officiële cijfers die andere officiële cijfers weerspreken. Op grond daarvan is het mogelijk een alternatieve kostenberekening uit te voeren, een berekening die, zoals hierboven aangeduid, met de nodige voorzichtigheid moet worden gehanteerd. Als algehele konklusies kan echter worden aangehouden, zo blijkt uit de berekeningen, dat elektriciteit uit nog te bouwen kerncentrales naar verwachting zeker 30%, maar misschien wel 100% duurder is dan elektriciteit uit kolengestookte centrales (waarmee natuurlijk niet gezegd wil zijn dat dan maar kolencentrales moeten worden gebouwd: alternatieven als windenergie en warmte-kracht-koppeling op basis van gas liggen veeleer voor de hand, om nog maar te zwijgen van besparingsprogramma's).

Het eigenlijke artikel, waarin systematisch de verschillende relevante kostenposten onder de loep worden genomen, is aangevuld met een aantal appendices. De eerste daarvan gaat iets nader in op kwesties rond de huidige Nederlandse elektriciteitsprijzen en -tarieven in vergelijking met die in het buitenland. De tweede staat stil bij enkele overwegingen die een belangrijke rol spelen op de achtergrond van kostprijsberekeningen, en de derde verschaft enige tekst en uitleg bij de in berekeningen gehanteerde uitgangspunten.

De kostenposten zijn in de behandeling die volgt gegroepeerd onder drie hoofdklassen:

1. de kapitaallasten, zijnde de kosten die rechtstreeks verband houden met de aanschaf van een centrale;
2. de kosten van bediening en onderhoud van een centrale;
3. de kosten die samenhangen met de gebruikte brandstof (kolen of uranium).

De behandeling leidt steeds tot een konklusie, die vervolgens cijfermatig is opgenomen in de tabellen onder de kolom 'Damveld', alwaar zij kan worden vergeleken met schattingen zoals die gedaan zijn door de VDEN en het Koninklijk Instituut voor Ingenieurs (KIVI). Ter vergelijking zijn eveneens de gangbare cijfers ten aanzien van kolengestookte centrales opgenomen in de tabellen. Vergelijking van de tabellen drie en vier toont de hierboven al vermelde eind-

konklusie.

1 De kapitaallasten

a. De belastingfaktor

De belastingfaktor is de verhouding tussen de werkelijk geproduceerde hoeveelheid elektriciteit en de theoretisch mogelijke produktie.

Anders gezegd: we delen de hoeveelheid stroom die een centrale werkelijk geleverd heeft door de hoeveelheid die de centrale maximaal had kunnen leveren; het resultaat, uitgedrukt in procenten, noemen we belastingfaktor. De belastingfaktor is van grote invloed op de kostprijs van elektriciteit uit een kerncentrale. In 1969 werd in Amerika de verwachting uitgesproken dat kerncentrales in de zeventiger jaren in ieder geval een belastingfaktor zouden hebben van 80%; een verhoging tot 91% werd mogelijk geacht.¹ Tot het midden van de jaren zeventig verkondigden woordvoerders van de Amerikaanse kernindustrie dat kerncentrales een belastingfaktor zouden hebben van 70 tot 80%.² Zijn deze verwachtingen uitgekomen?

De gemiddelde belastingfaktor van 170 kerncentrales in de westerse wereld bedroeg in 1979 59%;³ in 1980 liep de belastingfaktor (188 kerncentrales) terug naar 57%;⁴ in 1981 was de belastingfaktor 60%;⁵ de gemiddelde gekumuleerde belastingfaktor over alle jaren tot en met 31 december 1980 was 59%.⁶ De belastingfaktor van kerncentrales in een aantal landen is weergegeven in tabel a.

tabel a

*Belastingfactoren (%)*⁷

land	1979	1980	1981
USA	60	55	56
W.-Duitsland	55	56	68
Engeland	56	47	49
Frankrijk	59	60	58
Italië	23	17	21
Borssele	74	91	77
Dodewaard	89	89	90

1. J. Lane, *Rationale for Low-Cost Nuclear Heat and Electricity*, *Abundant Nuclear Energy*, US AES, Div. of Technical Information, mei 1969, p. 18.

2. C. Komanoff, *Nuclear Power Costs*,

American Answers, French Questions, september 1981, p. 1.

3. A. Szeless en F. Oszuszký, *Verfügbarkeit der Kernkraftwerke in der Welt im Jahr 1979*, *Atomwirtschaft*, juni 1980, pp. 304-308.

De werkelijk gehaalde belastingfactoren zijn lager dan de verwachte. Dit komt doordat er tijdens het bedrijf van de kerncentrales steeds nieuwe (veiligheids)problemen opduiken, op grond waarvan de kerncentrales aangepast en gerepareerd moeten worden. Vanwege de beperkte ruimte kunnen we hier slechts een enkel voorbeeld aanstippen. Van de 45 Amerikaanse drukwaterreactoren hebben er 39 last van korrosie (roest) of lekkage in pijpjes van stoomgeneratoren.⁸ Minstens 36 kerncentrales buiten Amerika hebben last van dezelfde problemen.⁹ De stoomgeneratoren die de reaktorbouwer Westinghouse geleverd had voor de kerncentrales Surry-1 en -2 zijn vervangen, omdat ze te ernstig aangetast waren. Een nieuw ontwerp van Westinghouse bedoeld om de korrosie te verminderen, is ingebouwd in de Zweedse kerncentrale Ringhals-3. Deze centrale werd in november 1981 – na twee maanden bedrijf – stilgelegd vanwege scheuren in pijpen van stoomgeneratoren.¹⁰ De reparatie zal in 1982 niet klaar komen.¹¹ De Amerikaanse kerncentrale Diablo Canyon heeft op 21 september 1981 een bedrijfsvergunning gekregen. Sinds het verlenen van de vergunning zijn 14 afzonderlijke fouten ontdekt. Daarop trok de Nuclear Regulatory Commission de vergunning op 19 november 1981 weer in.¹² Sindsdien zijn nog eens 200 fouten aan het licht gekomen.

Welke toekomstige belastingfactoren worden er op dit moment verwacht? De regering gaat in deel 3 van de *Nota Energiebeleid* uit van een belastingfaktor van 70%.¹³ De Vereniging van Directeuren van Elektriciteitsbedrijven in Nederland (VDEN) gaat in de *nota Energie straks* van maart 1982 uit van 74,3%,¹⁴ Vellema van 68,5%.¹⁵ De Boer gaat uit van een belastingfaktor van 0,65, die volgens hem misschien wel aan de lage kant is: in de beginperiode is de belastingfaktor vaak lager, maar in de loop van de tijd vindt er volgens De

4. A. Szeless en F. Oszuszky, *Verfügbarkeit der Kernkraftwerke in der Welt im Jahr 1980*, *Atomwirtschaft*, juli 1981, pp. 411-415.

5. A. Szeless en F. Oszuszky, *Verfügbarkeit der Kernkraftwerke in der Welt im Jahr 1981*, *Atomwirtschaft*, juli 1982, pp. 375-380.

6. H.J. Lane, *Nuclear Energy: Facing the Future*, *IAEA-Bulletin*, supplement 1982, pp. 10-16.

7. Zie ref. 3 en 4; *Nucleonics Week*, 28 januari 1981, pp. 11 en 13; Tweede Kamer zitting 1981, 15802 nr. 38, p. 25.

8. *New Scientist*, 4 februari 1982, p. 292.

9. *Wise News Communiqué*, 4 februari

1982.

10. *Nucleonics Week*, 19 november 1981, p. 1.

11. *Nucleonics Week*, 25 februari 1982, p. 2.

12. *Inside NRC*, 30 november 1981, pp. 5-10.

13. *Nota Energiebeleid*, deel 3, Tweede Kamer, zitting 1979-1980, 15802 nrs 11 en 12, p. 238.

14. VDEN, *Energie Straks*, Arnhem, maart 1982, p. 32; eveneens concept-nota, z.p., z.d.

15. R.W. Vellema, De kosten van kernenergie, in C.D. Andriess en A. Heertje (red.), *Kernenergie in beweging*, Keesing, Amsterdam 1982, pp. 324-329.

Boer een stijging plaats tot boven de 70%.¹⁶ In de studie van het Koninklijk Instituut voor Ingenieurs van 1982 neemt men eveneens 65%.¹⁷ Volgens De Boer geeft het refereren aan internationale gemiddelde cijfers een onjuist beeld, omdat er relatief veel nieuwe kerncentrales bij zijn, die in de aanloopperioden een lagere belastingfaktor hebben. Thomas en Surrey wijzen er echter op, dat kerncentrales met een vermogen van 900 tot 1200 MWe (een megawatt-elektrisch is gelijk aan 1000 kW) het ongeveer 10% slechter doen dan kleinere en veelal eerder gebouwde kerncentrales; daartoe hebben deze auteurs nieuwe kerncentrales in het eerste bedrijfsjaar vergeleken met oude kerncentrales in het eerste bedrijfsjaar, etcetera.¹⁸

De Nederlandse kerncentrales *Dodewaard* en *Borssele* hebben het tot nu toe een stuk beter gedaan dan het internationaal gemiddelde. Maar uit het feit dat deze kerncentrales het tot nu toe uitzonderlijk goed hebben gedaan kan men niet zonder meer afleiden, dat ook in de toekomst een hoge belastingfaktor zal worden gehaald of dat nieuwe kerncentrales een hoge belastingfaktor zullen hebben. Met Th. van Waes ga ik ervan uit dat de belastingfactoren van kerncentrales in grote mate door toevalligheidsfactoren worden bepaald.¹⁹ De belastingfaktor van eventueel in Nederland te bouwen kerncentrales zal onder andere afhangen van de vraag of er zich al dan niet nieuwe veiligheidsproblemen zullen voordoen. Zij die geloven dat men alle veiligheidsproblemen nu of in de zeer nabije toekomst opgelost zal hebben, zullen geneigd zijn uit te gaan van een belastingfaktor van 0,65 of hoger. Degenen die erop wijzen dat voorstanders van kernenergie de neiging hebben de zaken te optimistisch voor te stellen zullen – onder verwijzing naar de ervaringsgegevens – een belastingfaktor van 0,65 aan de hoge kant vinden. In deze studie ga ik er met Komanoff, in Amerika bekend door zijn grondige studies naar de kosten van kernenergie, van uit dat een *belastingfaktor van 60% de meest realistische inschatting is*.²⁰

b. De bouwtijd

Als het besluit is genomen om een kerncentrale te bouwen, wordt

16. G.A. de Boer, Kosten van elektriciteit uit uranium en kolen, *De Ingenieur*, 26 maart 1981, pp. 9-12 (ref. 16a) en 25 juni 1981, pp. 23 en 24 (ref. 16b).

17. Koninklijk Instituut van Ingenieurs, *Kosten van elektriciteit uit kolen en kernenergie*, concept mei 1982, z.p.

18. S. Thomas en J. Surrey, What Makes Nuclear Power Plants Break Down?, *Technology Review*, mei/juni 1981, pp. 57-63.

19. Th. van Waes, *Vijfhonderd jaar kernenergie*, Geldermalsen, 19 april 1982, p. 7.

20. C. Komanoff, *Power Plant Cost Escalation*, New York 1981, p. 5.

er geld geleend om de bouw te kunnen financieren. Hoe langer de bouwtijd, hoe langer het duurt voordat uit de opbrengsten van de stroom de geleende gelden terugbetaald kunnen worden. De vertraging in de bouw van de Westduitse kerncentrales Grafenrheinfeld en Gundremmingen bedraagt ruim drie jaar. De kostenoverschrijding als gevolg daarvan is alleen al voor het elektriciteitsbedrijf Bayernwerk 2,4 miljard DM. De plaatsvervangend directeur van Bayernwerk, Holzer, deelde mee dat van die 2,4 miljard ongeveer 1 miljard DM op rekening komt van technische veranderingen en nieuwe eisen tijdens de bouw, terwijl 1,3 miljard op rekening komt van bouwrentes en -belastingen en prijsaanpassingen.²¹

De bouwtijd van een kerncentrale is volgens VDEN 6 respectievelijk 7 jaar.²² Het KIVI gaat uit van 7 jaar,²³ terwijl Vellema geen bouwtijd vermeldt. De regering gaat in deel 3 van de *Nota Energiebeleid* uit van een bouwtijd van 6 jaar.²⁴ Ook volgens De Boer is de bouwtijd 6 jaar, onder de vooronderstelling van "een goed ingewerkt systeem als in Frankrijk". De Boer stelt dat de bouwtijd sterk afhankelijk is van de vergunningsprocedure en de manier waarop deze wordt gehanteerd.²⁵ De werkelijke bouw tijden lopen nogal uiteen.

In West-Duitsland zijn acht lichtwaterreactoren in aanbouw, waarvan de gemiddelde bouw tijd (zonder de tijd dat de bouw van Brokdorf heeft stilgelegen) naar verwachting 8,4 jaar zal bedragen.²⁶ De gemiddelde bouw tijd van 86 Amerikaanse kerncentrales in aanbouw bedraagt ruim 10 jaar.²⁷ De bouw tijd in Japan was daarentegen hoger dan het gemiddelde, namelijk 15 jaar.²⁸ Volgens een studie van Unipede, de Internationale Vereniging van Producenten en Distributeurs van Elektrische Energie bedroeg de gemiddelde bouw tijd van kerncentrales in de periode 1976-'80 7,5 jaar.²⁹ Kan men verwachten dat men bij de eventuele bouw van kerncentrales in Nederland te maken heeft met een 'goed ingewerkt systeem'? Wat moeten we verstaan onder een goed ingewerkt systeem? Een goed ingewerkt systeem heeft een technische en een sociale komponent. Het Franse systeem, dat het mogelijk maakt aan de lopende band kerncentrales te bouwen, zou men *technisch* goed ingewerkt kunnen noemen. Dat neemt echter niet weg, dat bij

21. *Atomwirtschaft*, december 1981, p. 636.

22. Ref. 14, p. 32.

23. Ref. 17.

24. Ref. 13, p. 424.

25. Ref. 16a, pp. 9 en 10.

26. *Atomwirtschaft*, april 1982, pp. 220 en 221.

27. S. Eklund, Nuclear Power Development, *IAEA-Bulletin*, vol. 23, no. 3, p. 10.

28. Zie ref. 27.

29. Toespraak J. Ahearne, Commission US NRC voor de American Nuclear Society, 14 mei 1982, p. 6.

een aantal Franse kerncentrales haarscheuren zijn vastgesteld bij aansluitstukken van het reaktorvat,³⁰ dat de start van Chinon-B2 vertraagd is vanwege een defect in de stoomgeneratoren (eventueel moet de stoomgenerator vervangen worden, hetgeen een jaar duurt) en dat de start van St. Laurent-des-Eaux-B1 en -B2 minimaal een aantal maanden vertraagd is doordat er fouten zijn ontdekt in de turbine.³¹ Framatome (De Franse bouwer van kerncentrales) verwacht dat — als ze de order krijgt — de bouw van kerncentrales in Mexico 8 jaar zal duren.³²

Bij een eventuele bouw van kerncentrales in Nederland zullen Nederlandse bedrijven een deel van de werkzaamheden uitvoeren; deze bedrijven zullen niet goed ingewerkt zijn. In Frankrijk is geen goed ingewerkt *sociaal* systeem van actiegroepen tegen kernenergie, in Nederland daarentegen wel. Derhalve is het niet irreëel te verwachten dat de *bouw van kerncentrales* in Nederland *zeker 7 jaar* zal duren.

c. De levensduur

De levensduur van een kerncentrale is van belang; hoe korter de levensduur des te geringer het aantal jaren waarin men de kerncentrale moet afschrijven, en des te hoger de jaarlijkse lasten en de stroomprijs.

De *technische* levensduur wordt in de ekonomie gedefinieerd als het aantal jaren dat een bepaald produkt, dus bijvoorbeeld een elektriciteitscentrale, de taak (het leveren van stroom) kan blijven vervullen. De *ekonomische* levensduur is het aantal jaren dat een elektriciteitscentrale *tegen concurrerende kosten* stroom kan leveren. Als een elektriciteitscentrale ouder wordt, zal er slijtage plaatsvinden, waardoor vaker (kostbare) reparaties verricht moeten worden. Derhalve is de ekonomische levensduur korter dan de technische levensduur. De ekonomische levensduur is mede afhankelijk van de ontwikkeling der techniek: indien nieuwe elektriciteitscentrales als gevolg van een technische ontwikkeling veel goedkoper stroom kunnen leveren, dan zullen bestaande centrales versneld gesloten worden.

De regering stelt in antwoord op vragen naar aanleiding van deel 3 van de *Nota Energiebeleid*: "De technisch/ekonomische levensduur van een kerncentrale van 30 jaar is gebaseerd op de veroudering van de drukhoudende materialen, waaronder het reaktorvat. Deze verouderingsverschijnselen, zoals kruip door zeer langdurige belasting en verbrossing door transmutaties ten gevolge van

30. H. Damveld, *Ongelukken met kernenergie*, LEK, Amsterdam 1981, pp. 84-86.

31. *Nucleonics Week*, 25 februari

1982, pp. 5 en 6.

32. *Nucleonics Week*, 4 februari 1982, p. 2.

neutronenstralingsbelasting, zijn voor de toegepaste staalsoorten goed bekend".³³ De Boer wijst erop, dat de diepgaande kennis van het gedrag van materialen geen reden geeft om een kortere technische levensduur dan 30 tot 40 jaar aan te moeten nemen.

"Als economische levensduur mag dus zeker 20 jaar worden genomen".³⁴ Vellema sluit zich hierbij aan,³⁵ terwijl in de KIVI-studie 25 jaar genomen wordt.³⁶

Tot nu toe zijn er echter geen lichtwaterreactoren met een levensduur van meer dan 25 jaar. Dresden-1, een Amerikaanse kerncentrale van 200 MWe, heeft volgens de Nederlandse regering een levensduur van meer dan 20 jaar, terwijl er daarnaast over de hele wereld 10 lichtwaterreactoren zijn met een levensduur van meer dan 15 jaar en een netto vermogen van 10 MWe of meer.³⁷ Dresden-1 (in bedrijf sinds 1960) is weliswaar ouder dan 20 jaar, maar de kerncentrale ligt stil sinds 1978. Toen werd de vergunning opgeschort omdat het stralingsniveau te hoog werd om veiligheidsinspekties uit te kunnen voeren.³⁸ Van de kerncentrales die ouder zijn dan 15 jaar heeft Trino (Italië) het grootste vermogen, namelijk 260 MWe. Deze centrale is in 1964 in bedrijf gegaan, heeft stil gelegen van april 1967 tot 13 januari 1970³⁹ en is weer stilgelegd in juni 1979 voor aanpassing van het noodkoelsysteem;⁴⁰ in september 1982 was de centrale nog niet opgestart.⁴¹

Er zijn kerncentrales *definitief* stilgelegd die een levensduur van minder dan 20 jaar hadden. Zo werd de Amerikaanse kerncentrale Indian-Point:1 in 1974 na 11 jaar bedrijf gesloten door de Atomic Energy Commission, omdat het noodkoelsysteem niet naar behoren funktioneerde.⁴² In 1977 werden de Westduitse kerncentrales Lingen (in bedrijf sinds 1968) en Gundremmingen (in bedrijf sinds 1966) stilgelegd. Deze kerncentrales waren ontworpen voor een economische levensduur van 25 jaar.⁴³ De Italiaanse kerncentrale Garigliano (in bedrijf sinds 1964) is in 1978 stilgelegd vanwege kapotte stoomgeneratoren; begin 1982 is besloten de centrale voor onbepaalde tijd buiten bedrijf te houden.⁴⁴

De levensduur van een kerncentrale wordt beïnvloed door de zogeheten verbrossing. Het reaktorvat wordt als gevolg van neutronenstraling in de loop van de tijd brosser. Als om de een of

33. Tweede Kamer, zitting 1981, 15802 nr. 38, pp. 24 en 25.

34. Ref. 16b, p. 24.

35. Ref. 15.

36. Ref. 17.

37. Ref. 33, pp. 24 en 25.

38. *Nucleonics Week*, 5 juni 1980, p. 8.

39. Ref. 30, p. 123.

40. *Nucleonics Week*, 22 januari

1981, p. 5.

41. *Nucleonics Week*, 2 oktober 1982, p. 11.

42. *Nucleonics Week*, 6 november 1980, p. 6.

43. *Atomwirtschaft*, november 1980, pp. 551 en 552.

44. *Nucleonics Week*, 4 februari 1982, p. 7.

andere reden het noodkoelsysteem van de kerncentrale in werking treedt, wordt er een grote hoeveelheid koud water in het reaktorvat gespoten. Daardoor koelt het reaktorvat snel af. Hoe brosser het reaktorvat, hoe groter de kans op scheuren; eventueel zou het reaktorvat kunnen barsten. Volgens Basdekas, *reactor safety engineer* van de Nuclear Regulatory Commission, moeten Amerikaanse kerncentrales met een relatief hoog gehalte aan koper in het vat of in de lasnaden die meer dan vier jaar op vol vermogen hebben gedraaid, stilgelegd worden totdat er een technische oplossing is gevonden.⁴⁵ Ongeveer twintig Amerikaanse kerncentrales hebben last van verbrossingsproblemen. Technische oplossingen zijn echter niet voorhanden.⁴⁶ Problemen in deze omvang had men in Amerika niet verwacht. Maar ook in de Westduitse kerncentrale Stade is al in 1978 een sterkere verbrossing geconstateerd dan men verwacht had.⁴⁷ Men heeft met het oog op de geplande levensduur van het vat maatregelen getroffen om de vatwand te beschermen; aan de buitenzijde van de reaktorkern zijn splijtstofelementen geplaatst waarin men de regelstaven heeft laten zakken.⁴⁸ Hetzelfde heeft men gedaan in de Westduitse kerncentrale Obrigheim.⁴⁹

We zien dat zich hier onverwachte problemen hebben voorgedaan. Voorstanders van kernenergie blijven er daarentegen van uitgaan dat alle problemen nu bekend en beheersbaar zijn.

De eerste kerncentrales met een vermogen van meer dan 800 MWe zijn in het midden van de zeventiger jaren in bedrijf gesteld. Dat kerncentrales met een dergelijk vermogen een economische levensduur van 20 of zelfs 25 jaar⁵⁰ zullen hebben, is een verwachting die niet op ervaringen kan worden gebaseerd.

Tot slot. Er is een relatie tussen de belastingfaktor en de economische levensduur. Als een kerncentrale regelmatig stil ligt vanwege gebreken aan bepaalde onderdelen, dan wordt de rest niet belast. Derhalve lijkt het me niet reëel om bij berekeningen uit te gaan van zowel een belastingfaktor van bijvoorbeeld 60% als van een economische levensduur van bijvoorbeeld 15 jaar. In deze studie ga ik uit van een *economische levensduur van 20 jaar*.

d. De specifieke investeringskosten

De investeringskosten worden uitgedrukt in kosten per eenheid vermogen, kosten per kilowatt; dit noemt men de specifieke

45. Brief D. Basdekas aan K. Udall (voorzitter subcommissie energie en milieu Huis van Afgevaardigden), d.d. 10 april 1980.

46. *Science*, 13 november 1981, p. 767.

47. Reaktorsicherheitskommission,

verslag vergadering 15 november 1978.

48. Nota Kernfysische Dienst, d.d. 4 december 1981.

49. *Science*, 26 maart 1982, p. 1596.

50. Ref. 14, p. 32.

investeringskosten.

De Algemene Energieraad neemt in het kommentaar op deel 3 van de *Nota Energiebeleid* de kostenschattingen van G.A. de Boer en van de Westduitsers Schmitt en Junk als vergelijkingsbasis. Volgens deze auteurs bedragen de investeringskosten van een kerncentrale 2485 respektievelijk 2805 gulden per kWe.⁵¹ Volgens de VDEN zijn de investeringskosten 3500 respektievelijk 3150 gulden per kWe.⁵² Vellema neemt 3100 à 3700 gulden (inklusief bouwrente),⁵³ en het KIVI 2970 gulden per kWe (zonder bouwrente).⁵⁴ In een studie van Lewis Perl van de Amerikaanse National Economic Research Associates is uitgerekend dat de gemiddelde investeringskosten van veertien Amerikaanse kerncentrales in aanbouw 3845 gulden per kWe zijn.⁵⁵ Komanoff rekent uit dat de investeringskosten van een Amerikaanse kerncentrale die in 1988 klaar zal zijn — omgerekend — 3650 gulden per kWe zullen bedragen (prijsbasis 1979).⁵⁶ Komanoff verwacht dat de investeringskosten zullen stijgen, aangezien de veiligheidseisen strenger zullen worden; hij verwijst naar Alvin Weinberg, vooraanstaand natuurkundige en bekend voorstander van kernenergie, die naar aanleiding van het ongeluk met de kerncentrale bij Harrisburg schreef dat de kans op een ongeluk met een kerncentrale af moet nemen, omdat er anders bij uitbreiding van het aantal kerncentrales per jaar te veel ongelukken gebeuren, met als uiteindelijk gevolg dat de bevolking geen vertrouwen meer heeft in kernenergie.⁵⁷ (Het is overigens merkwaardig dat De Boer Komanoff rangschikt onder de categorie “controversieel en geheel of gedeeltelijk reeds weerlegd, zodat daar niet op ingegaan behoeft te worden”.⁵⁸ De Boer geeft nergens aan waarom Komanoff controversieel en geheel of gedeeltelijk reeds weerlegd zou zijn.)

Uit een studie van Mooz blijkt, dat in de zes jaren voorafgaand aan 1978 de investeringskosten van kerncentrales jaarlijks met 140 dollar per kWe zijn gestegen. Hij ontdekt aanwijzingen dat de kosten nog steeds stijgen. De redenen kunnen statistisch niet worden bepaald. Ook blijkt uit zijn studie dat de kosten per kWe niet dalen als de omvang van het elektrisch vermogen van de kerncentrale toeneemt. Tenslotte konkludeert Mooz dat in de loop van de tijd kerncentrales niet sneller, maar langzamer worden

51. Algemene Energieraad, *Brandstof-inzet centrales*, oktober 1981, p. 20.

52. Ref. 14, p. 33.

53. Ref. 15, p. 325.

54. Ref. 17.

55. *Nucleonics Week*, 5 november 1981, p. 2.

56. Ref. 20, p. 36.

57. C. Komanoff, Sources of Nuclear Regulatory Requirements, *Nuclear Safety*, vol. 22, nr. 4, juli/augustus 1981, pp. 435-447.

58. G.A. de Boer, Repliek, in W. Hafkamp en G. Reuten, *Rekenen op kernenergie*, Stenfert Kroese, Leiden 1981, p. 50.

gebouwd,⁵⁹ met als voorspelbaar gevolg een opwaartse druk op de bouwkosten.

Shaw rekent uit dat de bouwkosten van Amerikaanse kerncentrales reëel met 16% per jaar zijn gestegen. De belangrijkste reden hiervoor is de toename van de kwaliteit van de onderdelen. Zo is bijvoorbeeld de hoeveelheid staal van 1974 tot 1977 met 13% per jaar gestegen; de lengte van de pijpen steeg met 17%. Het aantal normen ('application standards') waaraan voldaan moet worden is toegenomen van 1074 in 1973 tot 1760 in 1978. Voor de toekomst verwacht Shaw een reële kostenstijging van 8% per jaar.⁶⁰ Komanoff verwacht dat de investeringskosten van een kerncentrale jaarlijks 6% en van een kolencentrale ruim 4% zullen stijgen.⁶¹ De investeringskosten van Westduitse kerncentrales zijn tussen 1977 en 1981 met 50% gestegen; rond 25% van de stijging wordt veroorzaakt door veiligheids- en milieu-eisen, de rest door algemene kostenstijgingen. De kostenstijging bij kolencentrales was aanzienlijk minder, maar hoeveel precies wordt niet vermeld.⁶² Bij mijn berekeningen houd ik geen rekening met reële kostenstijgingen.

Recente schattingen van investeringskosten zijn weergegeven in tabel b.

Ik geef de cijfers over de investeringskosten met enig voorbehoud. De VDEN gebruikt cijfers inclusief ontmantelingskosten. De overige cijfers zijn, voor zover na te gaan, zonder ontmanteling. De elektriciteitsbedrijven geven over het algemeen niet aan of de kosten inclusief bouwrente zijn. Door sommige elektriciteitsbedrijven worden de kosten van de eerste brandstoflading begrepen onder de investeringskosten. Andere bedrijven zijn er minder duidelijk over. In mijn berekeningen ga ik uit van *investeringskosten van f 4230/kWe exclusief ontmanteling*.

59. W. Mooz, Cost Analysis LWR Power Plants, *Energy*, vol. 6, 1981, pp. 197-225.

60. K. Shaw, Capital Cost Escalation and the Choice of Power Stations, *Energy Policy*, december 1979, pp. 321-328.

61. C. Komanoff, *Cost Escalation at*

Nuclear and Coal Power Plants, New York 1980, p. 17.

62. P. Schmitt en H. Junk, Kostenvergleich der Stromerzeugung auf der Basis von Kernenergie und Steinkohle, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Heft 2, 1981, p. 7.

bedrijf/kerncentrale	investeringskosten f/kWe
VDEN	3150 ⁶³
VDEN	3500 ⁶⁴
Isar-2	4230 ⁶⁵
Leibstadt	5520 ⁶⁶
Fermi-2	4545 ⁶⁷
Susquehana	4580 ⁶⁸
Wppss-1, -2 en -3	6190 ⁶⁹
Wppss-4 en -5	12250 ⁷⁰
Allens Creek	8330 ⁷¹
Lemoniz	9407 ⁷²
Sizewell B	4650 ⁷³

De bouw van Wppss-4 en -5 is stopgezet op 22 januari 1982. Onmiddellijke gevolgen: kosten van 343 miljoen dollar om kontrakten met leveranciers af te kopen, terwijl daarnaast ongeveer 10 miljard dollar aan al afgesloten obligatieleningen moet worden afbetaald. Het elektriciteitsbedrijf van één van de aandeelhouders, Umatilla, heeft de elektriciteitsstarieven met 45% verhoogd; verschillende ondernemingen die dit niet op kunnen brengen, dreigen failliet te gaan.⁷⁴

e. De ontmanteling

Kerncentrales zijn, als ze buiten bedrijf zijn gesteld, zelf radioactief geworden. Volgens de aanvankelijke plannen van de PZEM zou Borssele na een afkoelperiode van 10 tot 20 jaar afgebroken worden.⁷⁵ In 1981 is sprake van een afkoelperiode van 40 tot 50 jaar.⁷⁶ Calkins, de man die de nieuwe ontmantelingsstrategie van de Amerikaanse Nuclear Regulatory Commission gestalte moet geven, geeft echter de voorkeur aan ontmanteling vlak nadat de kerncentrale buiten bedrijf is gesteld.⁷⁷

De mate waarin men *nu* geld moet reserveren om op een later tijd-

63. Ref. 14, p. 33.

64. VDEN, concept rapport, z.p., z.d.

65. *Atomwirtschaft*, oktober 1982, p. 482.

66. *Frankfurter Allgemeine Zeitung*, 25 september 1981.

67. *Nuclear News*, augustus 1981, p. 38.

68. *Nucleonics Week*, 4 februari 1982, p. 8.

69. *Nucleonics Week*, 4 februari 1982, p. 10.

70. *Nuclear News*, juli 1981, p. 39.

71. *Nucleonics Week*, 18 februari 1982, p. 2.

72. *Nucleonics Week*, 18 februari 1982, p. 3.

73. *Atom*, juli 1982, p. 144.

74. *Energy Daily*, 25 januari 1982.

75. PZEM, *Kernenergiecentrale PZEM*, z.p., z.d. (waarschijnlijk 1974).

76. PZEM, *Jaarverslag 1980*, p. 19.

77. *Science*, 22 januari 1982, pp. 376-379.

stip de ontmanteling te betalen, hangt mede af van de tijd dat men de kerncentrale af laat koelen en van de vooronderstellingen over de reële rentevoet. Juist omdat ontmanteling enkele tientallen jaren later plaatsvindt, is de kontante waarde naar verhouding gering.⁷⁸ Hoe hoger de reële rentevoet die men verwacht en hoe langer de afkoelingsperiode, des te minder geld hoeft men nu te reserveren.⁷⁹ Er zullen zich problemen voordoen als de verwachte reële rentevoet niet gehaald wordt en de huidige schattingen onjuist blijken te zijn. Een latere generatie, die zelf geen enkel 'voordeel' van de kerncentrales heeft gehad, wordt dan opgezadeld met de hogere kosten.

Er is nog nooit een kerncentrale met een omvangrijk vermogen ontmanteld. De NRC wijst er op dat Elk River als enige reaktor geheel ontmanteld is.⁸⁰ Deze centrale van 22 MWe, waarvan de bouwkosten 24,5 miljoen dollar waren, is voor 6,3 miljoen dollar (dollars 1974) ontmanteld.⁸¹ De ontmanteling van de huidige kerncentrales kan volgens het Amerikaanse Committee on Government Operations tussen 25 en 100% van de oorspronkelijke bouwkosten bedragen. De ontmanteling van Oyster Creek zal volgens de directie van Jersey Central P and L 100 miljoen dollar kosten, meer dan 150% van de oorspronkelijke bouwkosten van 65 miljoen dollar (bedragen in dollars van 1976).⁸² De kosten van de ontmanteling van de Amerikaanse kerncentrale Shippingport worden geschat op 750 gulden per kWe; de kosten van de ontmanteling van deze kerncentrale acht ik maatgevend, omdat hier voor de eerste keer een kerncentrale ontmanteld zal worden waarvan het reaktorvat een wanddikte heeft van 23 cm, dat wil zeggen de wanddikte van de meeste huidige kerncentrales.⁸³ De ontmanteling van de Westduitse kerncentrale Niederaichbach zal naar verwachting f 900/kWe kosten, terwijl voor Gundremmingen wordt gerekend met 880 gulden per kWe (gulden 1981), hetgeen even hoog is als de oorspronkelijke bouwkosten (gulden 1966).⁸⁴ Hoeveel kost nu de ontmanteling van een kerncentrale van 1000 MWe? Het Amerikaanse Atomic Industrial Forum schat de kosten (op basis van een afkoelperiode van 104 jaar) op 20,3 miljoen dollar (dollars 1975);⁸⁵ volgens een schatting van Mitre zijn de

78. Ref. 16b, p. 10.

79. Ref. 16b, p. 10.

80. US NRC, *Draft Generic Environmental Statement on Decommissioning of Nuclear Facilities*, januari 1981 (NUREG-0586), p. 0-9.

81. *Electrical World*, 15 juli 1978, pp. 19 en 20.

82. *Electrical World*, 15 juli 1978,

pp. 19 en 20.

83. *Atomwirtschaft*, december 1981, p. 643.

84. *Frankfurter Allgemeine Zeitung*, 2 april 1980 en *Nucleonics Week*, 6 september 1979, p. 12.

85. Manion en La Guardia, *An Engineering Evaluation of Nuclear Reactors*.

kosten even hoog als de oorspronkelijke bouwkosten.⁸⁶ Het Amerikaanse Committee on Government Operations van het Huis van Afgevaardigden schreef in 1978 dat ontmanteling van een 1000 MWe-kerncentrale een bedrag kan vergen van minimaal 31 miljoen dollar maar misschien meer dan 100 miljoen dollar. De Amerikaanse elektriciteitsbedrijven hebben een schatting gemaakt van de ontmantelingskosten van 312 gulden per kWe (prijsbasis 1979); deze schatting is volgens het Department of Energy representatief, hoewel een reële prijsstijging mogelijk is.⁸⁷ Bij deze schattingen wil ik aantekenen dat alleen al ontsmetting van de kerncentrale Dresden-1 (200 MWe), 37,5 miljoen dollar kost.⁸⁸ Hoe het mogelijk is dat de komplette afbraak van een 1000 MWe-kerncentrale slechts 31 miljoen zou kosten, is mij niet duidelijk. De ontmantelingskosten van een kerncentrale van 1000 MWe bedragen volgens Vellema⁸⁹ en volgens deel 3 van de *Nota Energie-beleid* ongeveer 10% van de konstruktiekosten van de centrale.⁹⁰ De Boer neemt eenzelfde percentage aan; de kontante waarde van de ontmantelingskosten bedraagt volgens hem 81 gulden per kWe.⁹¹ Volgens Watzel kost de ontmanteling van de Westduitse kerncentrale Biblis A (1204 MWe) na een afkoelperiode van 30 jaar 210 miljoen DM (prijsniveau 1979); de nauwkeurigheid van dit getal is 20%.⁹² In de KIVI-studie worden ontmantelingskosten van f 380 mln aangenomen voor een kerncentrale van 931 MWe.⁹³ We zien dat de schattingen van de ontmantelingskosten nogal uiteen lopen. Bij de berekeningen moet daar rekening mee worden gehouden; ik ga uit van een *kontante waarde van de ontmantelingskosten van 375 gulden per kWe*. Dit laatste bedrag is de helft van de ontmantelingskosten van Shippingport: ik neem aan dat men op grond van de opgedane ervaring de kosten met 50% zal weten te drukken.

f. De verzekeringskosten

Op 28 december 1979 is de *Wet aansprakelijkheid kernongevallen* in werking getreden. Deze wet bevat regels ter uitvoering van het Verdrag van Parijs inzake de wettelijke aansprakelijkheid op het gebied van kernenergie en het Verdrag van Brussel ter aanvulling van dat verdrag. Het bedrag dat beschikbaar gesteld wordt voor

86. *Proceedings of Quantitative Environmental Comparisons of Coal and Nuclear Electrical Generation*, vol. 11, Publication MTR-7010, Mitre Corporation, augustus 1975, pp. 18 en 19.

87. Geciteerd in ref. 20, p. 38.

88. *Nucleonics Week*, 14 augustus 1980, p. 7.

89. Ref. 15.

90. Ref. 13, p. 424.

91. Ref. 16a, p. 11.

92. G. Watzel, De ontmanteling van kerncentrales in Duitsland, *De Ingenieur*, 10 december 1981, pp. 16-19.

93. Ref. 17.

schade bij kernongevallen in Nederland is gesteld op 1 miljard gulden. Het maximaal uit te keren bedrag waarvoor de eigenaar verzekerd moet zijn is in 1976 bij Algemene Maatregel van Bestuur gesteld op 100 miljoen. De rest wordt betaald door de staat. Voor de kosten van ontsmetting en reparatie van de kerncentrale zelf bestaat geen dekkingverplichting, hoewel de betrokkenen daarvoor wel voorzieningen hebben getroffen.⁹⁴

In het gemeenschappelijk commentaar bij het Verdrag van Parijs worden de volgende redenen genoemd voor de beperking van de aansprakelijkheid: bij onbeperkte aansprakelijkheid kan onmogelijk onbeperkte financiële dekking worden gevonden en de zeer zware financiële lasten die het gevolg zouden kunnen zijn van de onbeperkte aansprakelijkheid zouden de ontwikkeling van kern-energie ernstig in gevaar kunnen brengen.⁹⁵

In een aantal landen wordt overwogen om bovengrenzen voor de wettelijke aansprakelijkheid af te schaffen. De Westduitse staatssekretaris van Binnenlandse Zaken Hartkopf verklaarde in oktober 1979: "òf Duitse kerncentrales zijn zo veilig als de industrie beweert (...) en een bovengrens voor aansprakelijkheid heeft geen praktische betekenis. Het andere 'of' bestaat niet, want onveilige kerncentrales krijgen geen vergunning en mogen niet gebouwd worden".⁹⁶ De Westduitse regering denkt er momenteel over de grens voor de elektriciteitsbedrijven te verhogen tot 800 miljoen DM, terwijl de staat het risico tot 3,5 miljard DM overneemt.⁹⁷ In Zwitserland is onlangs door het parlement onbeperkte aansprakelijkheid vastgelegd.⁹⁸ Bingham, lid van het Amerikaanse Huis van Afgevaardigden, heeft voorgesteld de grens voor de wettelijke aansprakelijkheid te verhogen tot 7 miljard dollar.⁹⁹

De Nederlandse regering heeft de jaarlijkse kosten voor verzekeringen gesteld op 0,5% van de investeringskosten;¹⁰⁰ het KIVI gaat uit van f 10 mln per jaar.¹⁰¹ De verzekeringskosten van de kerncentrale in Borssele bedragen van 1979 tot en met 1982 jaarlijks ongeveer 12% van de kosten van afschrijving en rente.¹⁰² In hoeverre laatstgenoemd bedrag representatief is voor kerncentrales in het algemeen, is wegens gebrek aan gegevens niet na te gaan.

94. Ref. 33, pp. 65 en 66.

95. G. van Maanen, Wettelijke aansprakelijkheid voor kerncentrales, *Nederlands Juristenblad*, jrg. 56, 14 maart 1981.

96. G. Hartkopf in verslag *Sechstes Deutsches Atomrechts-Symposium*, 1980, p. 27.

97. *Atomwirtschaft*, mei 1982, p.

283.

98. *Atomwirtschaft*, november 1982, p. 559.

99. *Inside NRC*, 16 juni 1980, p. 12.

100. Ref. 13, p. 427.

101. Ref. 17.

102. *PZEM, Begroting 1981 en Begroting 1982*.

Ik ga uit van een *aansprakelijkheid tot maximaal 4 miljard gulden*, hetgeen (bij een rentevoet van 4%) neerkomt op *1 cent per kWh*.

2 De kosten van bediening en onderhoud

Op de kosten van bediening en onderhoud zal ik hier omwille van de beschikbare ruimte niet diep ingaan, te meer daar de verschillen niet dramatisch zijn. Ik volsta met op te merken dat de VDEN 80 gulden per kWe per jaar aanneemt,¹⁰³ Vellema 75 à 85 gulden,¹⁰⁴ het KIVI 40 gulden.¹⁰⁵ maar Clausen en Franke daarentegen 123 tot 158 gulden.¹⁰⁶

Ikzelf heb de betreffende kosten geschat op *1,5 cent per kWh*.

3 De brandstofkosten

a. Uraniumwinning en -verrijking, brandstofelementenfabrikage

De kosten van de winning en verrijking van uranium en de vervaardiging van brandstofelementen bedragen volgens Vellema en de VDEN 1,3 cent per kWh¹⁰⁷ en volgens het KIVI 1,5 cent per kWh. Ik zal zonder verdere discussie het *KIVI-cijfer* overnemen.¹⁰⁸

Ik wil echter wijzen op het volgende: als de kosten voor verrijking laag blijven, is dit gunstig voor de prijs van kernenergie. Het betekent aan de andere kant wél dat de verrijkingsfabriek UCN te Almelo verliesgevend blijft en dit verlies wordt op zijn beurt weer door de overheid opgevangen, aangezien UCN een staatsbedrijf is (tot nu toe heeft de staat 1330 miljoen gulden gestoken in UCN).

b. Opwerking en opslag van het kernafval

Bij de kostprijsberekeningen van onder andere De Boer en de VDEN wordt ervan uitgegaan dat de uitgewerkte brandstofstaven van nog te bouwen kerncentrales opgewerkt zullen worden. De wenselijkheid van opwerking staat echter ter discussie.¹⁰⁹ Daarnaast is het zeer onzeker of er opwerkingscapaciteit beschikbaar komt voor nieuwe Nederlandse kerncentrales. De momenteel aanwezige en geplande capaciteit van opwerkingsfabrieken is reeds volgeboekt met contracten voor kerncentrales die nu in werking zijn. De Nederlandse regering wijst er terecht op, dat in de INFCE-studie — waarin onder andere voor- en nadelen van opwerking zijn bestudeerd — is duidelijk geworden dat tot de volgende eeuw

103. Ref. 14, p. 32.

104. Ref. 15.

105. Ref. 17.

106. C. Clausen en J. Franke, *Verstromungskosten von Brennstoffen in Leichtwasserreaktoren*,

Bremen 1979, pp. 152-155.

107. Ref. 14, p. 32.

108. Ref. 17.

109. Zie o.a. H. Damveld, *Kan Kernenergie*, Milieudefensie, Amsterdam 1981, hoofdstuk 4.

onvoldoende opwerkingscapaciteit ter beschikking staat.¹¹⁰ Vandaar dat men rekening moet houden met langdurige tussenopslag van uitgewerkte brandstof. De kosten hiervan komen in de berekening van onder andere de regering niet voor. De kosten voor opwerking, verwerking en eindopslag bedragen volgens Vellema en De Boer 1875 gulden per kilo;¹¹¹ dit is 0,9 cent per kWh. De regering gaat in deel 3 van de *Nota Energiebeleid* uit van opwerkingskosten van 904 gulden per kilo.¹¹² Deze schattingen zijn echter te laag. Uit een nota van de GKN, de exploitant van de kerncentrale Dodewaard, blijkt dat de opwerkingskosten 1872 gulden per kilo bedragen, de transportkosten 270 gulden per kilo en de kosten voor verwerking van hoogactief afval 160 gulden per kilo.¹¹³ De opwerkingskosten bedragen volgens de VDEN en het KIVI 2000 gulden per kilo, dat wil zeggen 1 cent per kWh.^{114, 115} Cogema, de Franse opwerkingsfirma, zal volgens de opwerkingskontrakten uit het buitenland 53,5 miljard franc (24 miljard gulden) ontvangen voor de opwerking van 6000 ton brandstof; de jaarlijkse bedrijfskosten bedragen 1,2 miljard franc (537 miljoen gulden).¹¹⁶ De opwerkingskosten zullen derhalve ongeveer 4000 gulden per kilo bedragen. Uit een studie van het CSENE blijkt dat de opwerking van Magnox-brandstof ongeveer 4 cent per kWh bedraagt.¹¹⁷ We moeten daarbij echter wel bedenken, dat de opwerking van oxidebrandstof moeilijker en dus duurder is. Clausen en Franke berekenen op basis van een uitgebreide analyse een opwerkingsprijs van 3,3 tot 6,6 cent per kWh.¹¹⁸ De opgave van de kosten van opwerking die Cogema geeft moeten we beschouwen als een ondergrens. In het opwerkingskontraat staan namelijk vele klausules met mogelijkheden tot inning van extra gelden. We nemen voorzichtigheidshalve aan, dat in genoemde kosten ook de verglazing van het afval begrepen is. Clausen en Franke wijzen er met anderen op, dat bij berekening van de opwerkingskosten de opbrengst van het teruggewonnen uranium en plutonium meegerekend moeten worden; aan de andere kant kost het maken van mengoxide-brandstofelementen meer dan het maken van elementen uit verrijkt uranium. In dit artikel ga ik ervan uit dat opbrengsten van uranium en plutonium gelijk zijn aan de extra kosten van fabricage van mengoxide-brandstofelementen.

110. Tweede Kamer, zitting 1979-1980, 16111 nrs 2-3, p. 13.

111. Ref. 16a, pp. 11 en 45.

112. Ref. 13, p. 429.

113. GKN, nota *Dodewaard open of dicht*, 24 juli 1981, p. 27.

114. Ref. 14.

115. Ref. 17, p. 73.

116. *Atomwirtschaft*, december 1981, p. 641.

117. CSENE, *Nuclear Energy: the real cost*, Camelford, Cornwall 1982, p. 27.

118. Ref. 106, pp. 74-117.

De opwerkingsprijs hangt mede af van de belastingfaktor van de fabriek. De Nederlandse regering gaat bij haar berekening uit van een belastingfaktor van een opwerkingsfabriek van 80%.¹¹⁹ Ter vergelijking: in de opwerkingsfabriek te La Hague is sinds 1976 in totaal 340 ton oxidebrandstof opgewerkt.¹²⁰ Cogema heeft in het verleden altijd gezegd dat de capaciteit 400 ton oxidebrandstof per jaar zou bedragen; deze capaciteit vinden we ook terug in het IAEA-Bulletin van juni 1981, het tijdschrift van het Internationaal Atoom Energie Agentschap te Wenen.¹²¹ Daaruit volgt dat de fabriek te La Hague een belastingfaktor heeft van 16%. B. Lenail van Cogema heeft daarnaast eind september 1981 meegedeeld dat de produktie hooguit 120 ton oxidebrandstof per jaar kan zijn.¹²² Bij een capaciteit van 120 ton per jaar zou de belastingfaktor tot nu toe gemiddeld 56% zijn geweest.

De aanname van een belastingfaktor van 80% is op grond van de ervaringen dus veel te hoog. Bij een (reële) belastingfaktor van 40% duurt het geen 10 maar 20 jaar voordat men 6000 ton heeft opgewerkt; de bedrijfskosten zijn dan 5,37 miljard gulden hoger, hetgeen neerkomt op een kostenverhoging van 900 gulden per kilo.

Ik ga uit van *opwerkingskosten van 4900 gulden per kilo uranium*, dat wil zeggen van 3,1 cent per kWh.

Minister van Volksgezondheid en Milieuhygiëne Ginjaar stelde tijdens de debatten over de opwerkingskontrakten, dat het verglaasde afval nog verder verpakt moet worden, waarbij gedacht wordt aan roestvrij staal, titaan of loden mantels.¹²³ De kosten daarvan komen niet voor in de berekeningen van de regering, het KIVI, de VDEN of van Vellema.

In verschillende landen, onder andere Denemarken, bestaan plannen om het kernafval eerst bovengronds af te laten koelen gedurende 40 à 50 jaar, voordat men het definitief ondergronds opbergt.¹²⁴ Daartoe zullen voorzieningen getroffen moeten worden die geld kosten, maar die in de berekeningen tot nu toe niet mee zijn genomen. De Nederlandse regering overweegt kernafval op te slaan in zoutkoepels onder Groningen en Drente of onder de Noordzee. De kosten voor onderzoek naar de opslag van kernafval worden door de regering voor de komende vijf jaar op 35 miljoen gulden geraamd. Kosten voor proefboringen in de zoutkoepels te

119. Ref. 25, pp. 71 en 72.

120. B. Lenail (Cogema), Vervoer en opwerking van bestraalde splijtstof, *Verworvenheden bij opwerking en opslag kernsplijttingsafval*, 29 september 1981, p. 33.

121. IAEA-Bulletin, juni 1980, p. 40.

122. Ref. 120, p. 35.

123. Handelingen Tweede Kamer, 18 november 1980, p. 1365.

124. Atom, oktober 1981, p. 263.

land worden geraamd op 12 miljoen gulden, terwijl deze boringen in de Noordzeebodem ongeveer 21 miljoen gulden zullen kosten. Voor de aanleg van een opbergmijn moet gerekend worden op rond 165 miljoen gulden en voor de bovengrondse voorzieningen op ongeveer 33 miljoen gulden. De exploitatiekosten worden op 15 miljoen gulden per jaar geraamd.¹²⁵ Volgens het KIVI kosten de proefboringen en het aanleggen van een opbergmijn 360 miljoen; de jaarlijkse exploitatiekosten bedragen 27 miljoen, zodat de totale kosten 2,6 miljard gulden zijn¹²⁶ (ter vergelijking: het aanleggen van een mijn in de zoutkoepels te Gorleben kost maximaal 3 miljard DM¹²⁷).

Uit de getallen van de regering wordt niet duidelijk of de regering van plan is één zoutkoepel in het noorden dan wel onder de Noordzee te onderzoeken. Maakt men in elke te onderzoeken zoutkoepel een schacht? Als men kernafval in een zoutkoepel onder de Noordzee op zou willen slaan, moet er volgens de Interdepartementale Commissie voor de Kernenergie een kunstmatig eiland aangelegd worden, hetgeen 1 à 2 miljard gulden zou kosten.¹²⁸ De Boer gaat — evenals de regering — ervan uit dat het kernafval van 25 kerncentrales van elk 1000 MWe gedurende 40 jaar in één zoutkoepel kan.¹²⁹ Of die ruimte en dat aantal kerncentrales er zijn moet nog blijken. De VDEN-studie gaat uit van de veronderstelling, dat een in ons land aan te leggen zoutmijn alleen het afval te verwerken krijgt dat door Nederlandse kerncentrales (met een totaal vermogen van 3500 MWe) wordt geproduceerd.¹³⁰ De opslagkosten bedragen 0,4 cent per kWh; de KIVI-studie noemt hetzelfde bedrag.¹³¹

Als het kernafval in een zoutkoepel is opgeborgen, zal deze afgedicht moeten worden. Ook dit kost geld, maar het is niet terug te vinden in de kostenberekeningen van de regering of van De Boer. In mijn berekeningen ga ik ervan uit dat de *opslag van kernafval 5,4 miljard gulden* zal kosten: 1 miljard voor onderzoek en het aanleggen van de mijn, 2,15 miljard exploitatiekosten, 250 miljoen voor het afdichten van de mijn en 2 miljard voor een kunstmatig eiland; dit komt overeen met *1,1 cent per kWh*.

125. Ref. 33, p. 71.

126. Ref. 17.

127. P. Schmitt en H. Junk, Kostenvergleich der Stromerzeugung auf der Basis von Kernenergie und Steinkohle, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Heft 2, 1981, p. 5.

128. ICK, *Rapport over de mogelijkheden van opslag van radioactieve afvalstoffen in zoutvoorkomens in Nederland*, april 1979, p. 49.

129. Ref. 16b, p. 24.

130. Ref. 14, p. 32.

131. Ref. 17.

4 Samenvatting en konklusies

In de hierna volgende tabellen 1 tot en met 4 is een poging gedaan de voorgaande informatie wat inzichtelijker te maken door haar te groeperen.¹³² De tabellen 2 en 4 hebben betrekking op kerncentrales, de tabellen 1 en 3 op kolengestookte centrales. Deze laatste zijn als vergelijkingsbasis gekozen omdat dit ook gebeurt in de relevante beleidsstudies. In feite betekent dit dat gewerkt wordt met een beperkte probleemstelling: wat is goedkoper, elektriciteit uit kolen- of kerncentrales? Nog afgezien van milieu-implicaties en dergelijke zou de probleemstelling eigenlijk moeten luiden: op welke wijze kan op de meest voordelige manier tegemoet gekomen worden aan de Nederlandse behoefte aan elektriciteit? Dat dit niet gebeurt betekent dat impliciet ervan wordt uitgegaan dat centraal in plaats van decentraal opgesteld vermogen nodig is. In dat geval ligt het voor de hand om, gegeven de wens tot diversifikatie in de opwekking (hetgeen er op neer komt dat het aandeel van olie- en gasgestookte centrales moet worden verminderd), inderdaad kerncentrales met kolencentrales te vergelijken. Het blijkt dan dat alleszins reële aannames, gevoegd bij cijfermatige informatie uit (vaak genegeerde) buitenlandse bronnen leiden tot uitkomsten die danig afwijken van de door VDEN en KIVI berekende. Zowel bij een aangenomen rentevoet van 12% als bij een van 4% is het reëel denkbaar dat de elektriciteit uit kerncentrales *meer dan tweemaal duurder* zal blijken te zijn dan door VDEN en KIVI wordt voorspeld. De kosten-voordelige positie van kernenergie ten opzichte van kolen wordt als gevolg daarvan juist omgekeerd: kolengestookte centrales zullen zeer waarschijnlijk goedkoper elektriciteit kunnen produceren dan kerncentrales.

132. Zie voor een nadere uitleg bij deze tabellen: appendix 3.

tabel 1

Uitgangspunten opwekking elektriciteit d.m.v. kolencentrale

	VDEN 1	VDEN 2	KIVI
vermogen (MWe)	600	600	600
belastingfaktor (%)	68,4	65	65
bouwtijd (jaren)	4	5	5,5
levensduur (jaren)	25	25	25
investeringskosten (gld/kWe)	1900	1700	1600
investeringskosten met bouw- rente (gld/kWe; 12%)	2375	2260	1780 ^a

a. 11% rente

VDEN 1: concept *Energie straks*, z.d.

VDEN 2: *Energie straks*, maart 1982.

KIVI : concept *Kosten van elektriciteit uit kolen en kernenergie*, mei 1982.

tabel 2

Uitgangspunten opwekking elektriciteit d.m.v. kerncentrale

	VDEN 1	VDEN 2	KIVI	DAMVELD
vermogen	900	900	931	900
belastingfaktor (%)	65	74,3	65	60
bouwtijd (jaren)	6	7	7	7
levensduur (jaren)	20	25	25	20
investeringskosten (gld/kWe)	3500	3150	2975	4230
investeringskosten met bouwrente (gld/kWe; 12%)	4900	4680	3587 ^a	6240

a. 11% rente

Kosten elektriciteit uit kolencentrale (ct/kWh)

tabel 3

	VDEN 1	VDEN 2	KIVI
<i>I. rente 12%</i>			
1. kapitaallasten	5,1	5,1	3,7
2. onderhoud/bediening	0,8	0,9	1,3
3. brandstofkosten	8,2	8,2	7,5
totaal	14,1	14,2	12,5
<i>II. rente 4%</i>			
1. kapitaallasten	2,2	2,1	1,9
2. onderhoud/bediening	0,8	0,9	1,3
3. brandstofkosten	8,2	8,2	7,5
totaal	11,2	11,2	10,7

Kosten elektriciteit uit kerncentrale (ct/kWh)

tabel 4

	VDEN 1	VDEN 2	KIVI	DAMVELD
<i>I. rente 12%</i>				
1. kapitaallasten:				
investeringen	9,6	9,2	7,5	15,9
ontmanteling	a	a	a	0,9
verzekering	a	a	a	3,2
2. onderhoud/bediening	1,2	1,2	1,1	1,5
3. brandstoffen:				
uraniumwinning e.d.	1,3	1,3	1,5	1,5
opwerking	0,9	1,0	1,0	3,1
opslag kernafval	0,4	0,3	0,4	1,1
totaal	13,4	13,0	11,5	27,2
<i>II. rente 4%</i>				
1. kapitaallasten:				
investering	3,9	3,7	3,9	4,9
ontmanteling	a	a	a	0,5
verzekering	a	a	a	1,0
2. onderhoud/bediening	1,2	1,2	1,1	1,5
3. brandstoffen:				
uraniumwinning e.d.	1,3	1,3	1,5	1,5
opwerking	0,9	1,0	1,0	3,1
opslag kernafval	0,4	0,3	0,4	1,1
totaal	7,7	7,4	7,9	13,6

a. in investeringen

appendix 1 De kostprijs van kernenergie uit bestaande kerncentrales in binnen- en buitenland

1. Dodewaard en Borssele

Volgens ex-minister van Economische Zaken Terlouw was de elektriciteit die geproduceerd wordt in de kerncentrales Borssele en Dodewaard in 1980 10 cent per kilowattuur goedkoper dan elektriciteit uit een centrale die met gas of olie wordt gestookt. Dodewaard en Borssele hebben in 1980 tesamen ongeveer 3,5 miljard kilowattuur geleverd. Het kostenvoordeel zou derhalve 350 miljoen gulden hebben bedragen.¹

Kloppen deze cijfers? Uit een brief van december 1981 van de economisch directeur van het Elektriciteitsbedrijf voor Groningen en Drente, Martens, blijkt onder andere het volgende: de kostprijs van de in 1980 in de Eemscentrale opgewekte elektriciteit bedroeg 10,02 cent per kilowattuur (kWh); voor de Hunzecentrale was het 12,5 cent per kWh. De kosten van de ingekochte stroom (is gelijk aan de kostprijs) uit de Dodewaard-kerncentrale bedroegen daarentegen 13,56 cent per kWh. De atoomstroom was derhalve duurder dan de stroom uit de konventionele centrales van het EGD. Van 10 cent kostenvoordeel kan geen sprake zijn. Integendeel: sinds 1969 heeft het EGD 8 miljoen gulden moeten toeleggen op de duurdere stroom uit Dodewaard. Door het PSP-kamerlid Van der Spek is deze kwestie aan de orde gesteld. Daarop antwoordde Terlouw: "Vergelijking van Dodewaard met de Hunze- of de Eemscentrale is weinig zinvol, vanwege de niet-commerciële bedrijfsvoering van de Dodewaard-centrale, waardoor deze niet representatief is voor de kosten van elektriciteit op basis van kernenergie in Nederland".²

Als de vergelijking niet zinvol is, rijst de vraag waarom Terlouw bij zijn berekening van het kostenvoordeel van kerncentrales die vergelijking toch heeft gemaakt.

Maar goed, laten we de cijfers van Borssele er eens bij nemen. Met behulp van de begroting 1982 van de Provinciale Zeeuwse Energie-Maatschappij kunnen we uitrekenen dat de kosten van de stroom uit de kerncentrale Borssele in 1980 4,4 cent per kWh waren. Een flink kostenvoordeel derhalve ten opzichte van de Eems- en Hunzecentrale, maar nog geen voordeel van 10 cent per kWh. Daarnaast zijn er echter gegronde redenen om aan te nemen dat de kosten van de Borssele-kerncentrale ernstig onderschat worden, zodat er in werkelijkheid geen sprake kan zijn van een kostenvoordeel.³

Volgens de officiële cijfers is de stroom uit Borssele goedkoper dan stroom uit konventionele centrales. Echter, Borssele levert het merendeel van de stroom aan de aluminiumfabriek Pechiney. Deze fabriek heeft zich in Zeeland gevestigd, toen in 1969 een kontrakt was afgesloten voor levering van zeer goedkope stroom. Deze stroom zou geleverd worden door de nieuw te bouwen kerncentrale Borssele. Volgens de PZEM was door de komst van Pechiney voldaan aan "de basisvoorwaarden voor de exploitatie van een kernenergiecentrale: grote klanten vlak naast de deur".⁴ Zonder Pechiney was Borssele waarschijnlijk niet gebouwd. Derhalve is het zinnig de kostprijs van de stroom uit Borssele te vergelijken met de prijs die Pechiney betaalt. We kunnen berekenen dat Pechiney de stroom uit Borssele krijgt voor

1. Tweede Kamer, zitting 1981-1982, 17100, hoofdstuk XIII, nr. 53, p. 22.

2. Tweede Kamer, Handelingen UCV 23, 10 maart 1982, p. 28.

3. Herman Damveld, De onderschatte kosten van het openhouden

van de kerncentrales Dodewaard en Borssele, in: W. Hafkamp en G. Reuten (red.), *Rekenen op kernenergie*, Stenfert Kroese, Leiden 1981, pp. 80-96.

4. PZEM, *Kernenergiecentrale PZEM*, z.j.

ongeveer 4 cent per kWh. In een brief van minister Terlouw van 24 maart 1982 staat dat de kosten van de atoomstroom in 1982 6,11 cent per kWh bedragen. Per kilowatt wordt er dus ruim twee cent op toegelegd. Dat is f 60 mln in 1982. Deze subsidie moet opgebracht worden door de bevolking van Zeeland. Daar komt nog bij dat volgens de overeenkomst met Pechiney brandstofkosten wel, maar stijgende kosten van bedrijfsvoering niet kunnen worden doorberekend.⁵ De vervanging van de kondensor die begin 1982 heeft plaatsgevonden heeft f 33 mln gekost; dit bedrag kan niet worden doorberekend: ook hier afwenteling op de bevolking.

2. Elektriciteitsstarieven in binnen- en buitenland

Ex-minister Terlouw heeft op 14 juli 1982 aan 50 grote industrieën een korting op het elektriciteitsstarief gegeven van 3,7 ct per kWh,⁶ op grond van de nu volgende redenering. De Nederlandse industrie verbruikt jaarlijks ongeveer 25 miljard kilowattuur. In 1981 betaalde de industrie in West-Duitsland volgens Terlouw 4 cent per kWh minder dan de Nederlandse industrie. Dat geeft een nadeel voor Nederland van 1 miljard gulden. Het verschil met Frankrijk is zelfs 1,5 miljard gulden.⁷ Bedraagt het verschil met West-Duitsland en Frankrijk inderdaad 1 respectievelijk 1,5 miljard gulden en wordt dit verschil veroorzaakt doordat er in die landen meer elektriciteit wordt opgewekt met kerncentrales dan in Nederland?

Bruggink wijst erop dat in 1980, bij een gemiddelde prijs van 12,6 cent per kWh, de gemiddelde kosten van elektriciteit voor de industrie slechts 1,4% van de totale kosten bedroegen. De sectoren elektrochemie, elektrostaal, non-ferro, papier, karton en kunstmest nemen zo'n 40% van het totale industriële elektriciteitsverbruik voor hun rekening; voor deze sectoren kunnen de elektriciteitskosten echter wel oplopen tot 50% van de totale kosten.⁸ In deze sectoren — met in totaal 2% van het aantal arbeidsplaatsen in de industrie — komt een hoge elektriciteitsprijs derhalve hard aan. Het merendeel van deze industrieën heeft echter een lage elektriciteitsprijs via speciaal afgesloten contracten, die niet openbaar zijn. Derhalve kan men niet nagaan of het opgegeven prijsverschil met het buitenland klopt. Over de hoogte van het prijsverschil met het buitenland blijkt bovendien verschil van mening te bestaan. Volgens de Vereniging van Exploitanten van Elektriciteitsbedrijven in Nederland (VEEN) betaalde de grootindustrie in Nederland in 1981 13 cent per kWh, tegen 11 in West-Duitsland en 9,5 in Frankrijk. De VEEN stelt dat elektriciteit in Frankrijk en West-Duitsland gemiddeld twee cent per kWh goedkoper is; volgens het Samenwerkingsverband Industriële Grootafnemers van Energie (SIGE) was in 1981 het verschil 6 cent per kWh.⁹

Niet alleen gegevens over binnenlandse tarieven ontbreken, ook tarieven die de grote industrie in het buitenland betaalt zijn niet openbaar. De Europese Commissie wijst er op dat in het bijzonder zeer grote verbruikers niet bereid zijn alle gegevens over de gemiddelde kosten van energie te publiceren.¹⁰ Over West-Duitsland is bekend dat in het verleden zeer lage tarieven voor de industrie werden vastgesteld in onder andere het Ruhrgebied. Deze tarieven werden bepaald op grond van de plannen van belangrijke industrieën om zelf

5. Verslag van de gekombineerde vergadering van de commissies voor financiën en voor economische aangelegenheden Provinciale Staten Zeeland, d.d. 29 september 1980.
6. *NRC*, 14 juli 1982.
7. Handelingen Tweede Kamer, UCV

18, 22 februari 1982, p. 54.

8. *NRC*, 9 maart 1982.

9. *Volkskrant*, 19 februari 1982.

10. Europese Commissie, *Energieprijs, beleid en doorzichtigheid*, COM (81) 539 def., p. 7.

elektriciteit op te wekken als de elektriciteitsbedrijven geen concurrerende prijzen zouden kunnen aanbieden.¹¹ Er is naast dit alles nog een verschil tussen de tariefstructuur in Nederland en die in West-Duitsland. In West-Duitsland betaalt de kleinverbruiker meer dan in Nederland. Daardoor kan de grootverbruiker een lager tarief in rekening worden gebracht. Stel dat de uitspraken over goedkopere tarieven in het buitenland kloppen, komt dit door de kernenergie? Over de kosten van de elektriciteit uit de huidige kerncentrales lopen de meningen eveneens uiteen. De feitelijke prijs van stroom uit Westduitse kerncentrales is volgens de bouw van die centrales, Kraftwerk Union, ongeveer 10 cent per kWh.¹² Clausen en Franke komen daarentegen uit op 15 cent per kWh.¹³

Het is opvallend dat bij de roep om in Nederland uit prijspolitiek overwegingen meer kerncentrales te bouwen altijd verwezen wordt naar Frankrijk en West-Duitsland (met 30 respectievelijk 11 draaiende kerncentrales). In Engeland staan 33 kerncentrales,¹⁴ maar de prijzen voor de zeer grote verbruikers zijn daar betrekkelijk hoog.¹⁵ Uit een recente studie van het Engelse Committee for the Study of the Economics of Nuclear Electricity blijkt, dat de werkelijke kosten van de elektriciteit uit de huidige Engelse kerncentrales worden onderschat: kernenergie is volgens deze studie 30 tot 50% duurder dan elektriciteit uit kolen; de prijs is —omgerekend— 13 tot 14 cent per kWh.¹⁶

In Frankrijk betaalden de grote verbruikers in 1980 volgens het elektriciteitsbedrijf *Electricité de France* 9,5 cent per kWh.¹⁷ De kosten van de elektriciteit uit kerncentrales bedroegen 9,1 cent per kWh, voor die uit konventionele centrales 8,8 cent per kWh en voor elektriciteit uit waterkrachtcentrales 3,4 cent per kWh.¹⁸ Men zou derhalve kunnen konkluderen dat de elektriciteitstarieven in Frankrijk lager zijn dan in Nederland door de waterkrachtcentrales. Opvallend in deze cijfers is overigens dat kernenergie duurder is dan elektriciteit uit kolen. In andere publikaties van het nationale elektriciteitsbedrijf *Electricité de France* staat echter weer het omgekeerde.

Het is niet goed mogelijk na te gaan of de Franse opgaves van de kosten van elektriciteit uit kernenergie wel juist zijn. EDF geeft weliswaar jaarlijks een publikatie uit (*Travaux d'investissement*) waarin een overzicht wordt gegeven van de investeringen. Zo komen we wel te weten dat er wordt geïnvesteerd in kerncentrales, maar hoeveel dit per kerncentrale is, wordt niet aangegeven. Als een kerncentrale in bedrijf is genomen, staat er weliswaar een uitgebreide beschrijving van die centrale in de publikaties, maar er staat niet bij hoeveel die kerncentrale gekost heeft. Er zijn echter een aantal aanwijzingen, dat de kosten van de elektriciteit uit de kerncentrales onderschat worden. Zo staat in het financieel jaarverslag van *Electricité de France* dat de overheid bijdraagt aan kerncentrales in de vorm van leningen en kapitaalscheningen. Jaarlijks

11. Idem, p. 15.

12. M. Bald, Verzögerungskosten des deutschen Kernkraftbaus, *Atomwirtschaft*, juni 1981, pp. 357 en 358.

13. C. Clausen en J. Franke, Verstromungskosten von Brennstoffen in Leichtwasserreaktoren, Bremen 1979, p. 137.

14. *Nucleonics Week*, 28 januari

1982, p. 11.

15. Ref. 10, p. 13.

16. CSENE, *Nuclear Energy: The Real Cost*, Camelford, Cornwall 1982, pp. 21-23.

17. *Electricité de France, Rapport d'Activité, Comptes de Gestion*, Exercice 1980.

18. Idem.

betreft het hier een bedrag van 1,9 miljard franc (ongeveer 850 miljoen gulden).¹⁹ Tot 1985 hoeft EDF geen rente te betalen over het geleende geld.²⁰ EDF hoeft daarnaast geen verzekeringspremie te betalen voor wettelijke aansprakelijkheid bij een ongeval met een kerncentrale. In 1979 is voor het eerst geld gereserveerd voor ontmanteling van de kerncentrales. In 1979 en 1980 tesamen is 380 miljoen franc gereserveerd, hetgeen neerkomt op 5,6 miljoen gulden per kerncentrale.²¹ Dit bedrag is naar alle waarschijnlijkheid te laag.

In 1980 is 1,3 miljard franc gereserveerd voor opwerking. Bij het aantal geleverde kilowatturen (59,9 TWh) komt dit neer op 0,9 cent per kWh.²² Dit bedrag is zeker 2 cent per kWh te laag en er is geen geld uitgetrokken voor opslag van kernafval; de reden hiervoor is waarschijnlijk dat de staat de opslag betaalt. Bovendien valt een beslissing over waar kernafval opgeslagen zou kunnen worden niet voor het midden van 1983.²³ Derhalve is het niet goed mogelijk nu al vast te stellen hoeveel die opslag zal gaan kosten. Indien alle kosten doorberekend zouden worden, zou de elektriciteit uit de Franse kerncentrales volgens Bunyard en Goldsmith zeker twee keer zo duur worden.²⁴ Dat dit niet gebeurt betekent dat een deel van de kosten wordt afgewenteld op de bevolking en op de toekomst.

Tot slot: EDF heeft in 1981 een verlies geleden van 1,8 miljard gulden omdat de tarieven niet op tijd zijn aangepast, de financieringskosten van kerncentrales hoger zijn uitgevallen en de prijs van olie (11% van de elektriciteit komt uit oliegestookte centrales) met 25% is gestegen. Over 1982 wordt een verlies van 3,2 miljard gulden verwacht.²⁵ In de nabije toekomst zal Frankrijk een grote overcapaciteit aan kerncentrales hebben. Door deze overcapaciteit worden er extra kosten gemaakt die de prijs van kernenergie omhoog stuwen. Vanwege de overcapaciteit wordt de goedkope waterkracht minder gebruikt. Toch wordt het bouwprogramma niet vertraagd met als argument dat een veiligheidsmarge belangrijk is voor het geval er een ongeluk met een of meerdere kerncentrales gebeurt.²⁶

Indien kernenergie werkelijk goedkoop zou zijn, dan zou het prijsnadeel dat de Nederlandse industrie ondervindt mede verklaard moeten worden uit het aandeel van kernenergie in de elektriciteitsvoorziening. Onderstaand tabelletje geeft een overzicht van het aandeel van kernenergie in de opwekking van elektriciteit.

Aandeel kernenergie in elektriciteitsopwekking (%)

	West-Duitsland	Frankrijk	Italië	Nederland	België	Engeland
1980	11,9	23,5	1,2	6,4	23,3	12,1
1981	14,3	37,7	1,5	5,7	25,3	12,7

Bron:

Statistisch Bureau EEG, *Europe Energy* no. 150, 17 februari 1982.

19. Zie ref. 17, p. 16 en verslagen over 1978, p. 16 en 1980, p. 15.

20. P. Bunyard en E. Goldsmith, *France — Country of the Atom, Ecologist*, december 1981, pp. 293-296.

21. Zie ref. 17, p. 92 en verslag

1979, p. 92.

22. Zie ref. 17, p. 92 en verslag 1977, p. 92.

23. *Nucleonics Week*, 8 juli 1982, pp. 3 en 4.

24. Zie ref. 20, p. 296.

25. *Nucleonics Week*, 25 februari

Het aandeel van kernenergie is in België groter dan in West-Duitsland. Toch wordt niet verwezen naar verschillen met België. Er zijn mij geen analyses bekend met behulp waarvan een nadeel voor de Nederlandse industrie uitsluitend verklaard wordt uit het (relatief geringe) aandeel van kernenergie in de totale elektriciteitsvoorziening in de verschillende landen. Als algehele *konklusie* geldt op grond van dit alles: de informatie over de elektriciteitsstarieven die de industrie in binnen- en buitenland betaalt is niet eenduidig en slechts ten dele toetsbaar. Hetzelfde geldt voor de informatie over de kosten van kernenergie in met name Frankrijk. Derhalve is de stelling dat de industrie in het buitenland goedkopere elektriciteit heeft vanwege de goedkopere stroom uit kerncentrales vooralsnog onbewezen.

appendix 2 Algemeen kader voor kostprijsberekeningen

1. Kernenergie uitsluitend voor grondlast

In verband met schaalvoordelen verschoof de grens waarbij nieuw te bouwen kerncentrales eventueel zouden kunnen concurreren met konventionele centrales van 600 MWe in het begin van de jaren zeventig naar meer dan 900 MWe tegen het eind van de jaren zeventig.²⁷ De kerncentrales die nu in West-Europa in aanbouw zijn hebben voor het merendeel een vermogen van ongeveer 1200 MWe.

Kleinere kerncentrales met een vermogen van bijvoorbeeld 500 MWe zijn derhalve in ieder geval te duur. Maar ook de aanschaf van grote kerncentrales (900 tot 1300 MWe) kost veel in vergelijking met een centrale die op olie of kolen draait: kerncentrales zijn zeer kapitaalintensief en daardoor zijn de jaarlijkse vaste lasten hoog. Daarom kunnen kerncentrales slechts goedkope stroom leveren, als ze ingezet worden in de grondlast, dat wil zeggen indien ze gebruikt worden om te voorzien in de vraag die het hele jaar door bestaat. De technische mogelijkheden om met kerncentrales schommelingen (pieken) in de gevraagde hoeveelheid elektriciteit op te vangen zijn beperkt: bij regelmatige wisselingen in de hoeveelheid stroom die een kerncentrale levert worden de brandstofelementen zo zwaar belast, dat ze kunnen gaan scheuren. Ook om deze reden zijn kerncentrales voornamelijk geschikt voor de grondlast.

2. Beperkingen van kostprijsberekeningen

Bij de thans gangbare kostprijsberekeningen wordt een afzonderlijke kerncentrale vergeleken met een afzonderlijke kolencentrale. Deze benadering schiet tekort, maar is begrijpelijk; het is in de economie immers gebruikelijk dat slechts naar de kosten voor de onderneming *zelf* (in dit geval de eigenaar van een kerncentrale) wordt gekeken. Maar er zijn ook *systeemkosten* en *sociale kosten*, de directe en indirecte kosten die gedragen moeten worden door de gemeenschap. Sommige sociale kosten zijn niet, of alleen met veel moeite, in geld uit te drukken. De ruimte ontbreekt om deze kwestie diepgaand te bespreken. Voor wat betreft de sociale kosten met hoofdzakelijk niet-financiële gevolgen verwijs ik naar het boek van Ramsey.²⁸ Van de systeemkosten en sociale kosten met financiële gevolgen vermeld ik

1982, p. 7, en 8 juli 1982, p. 7.
Atomwirtschaft, november 1982,
p. 547.

26. *Nucleonics Week*, 24 september
1981, p. 4.

27. W. Bohmann en O. Fickel, *Der Kernkraftsmarkt mit Leichtwasserreaktoren in den 70er und 80er Jahren*, *Atomwirtschaft*, januari 1981, pp. 19-26.

een aantal posten, zonder deze bij de uiteindelijke kostprijsberekeningen nader te kwantificeren:

a. de aanschaf van een kerncentrale of kolencentrale heeft gevolgen voor het elektriciteitsnet. Het *Structuurschema Elektriciteitsvoorziening* van 1975 vermeldt, dat het niet wenselijk is om een centrale aan te schaffen met meer dan 4 tot 6% van het totaal opgestelde vermogen.²⁹ Bij het huidige opgestelde vermogen van ongeveer 15 à 16.000 MWe betekent dat de aanschaf van vermogen van maximaal 600 tot 900 MWe. Een kerncentrale van 1200 MWe is dus te groot. Naast het opgestelde vermogen dat nodig is voor de normale elektriciteitslevering is er ook vermogen nodig om het wegvallen van centrales door storingen en dergelijke op te kunnen vangen. Dit is het reservevermogen. Op het ogenblik moet het reservevermogen 27% bedragen van het vermogen dat nodig is voor de normale elektriciteitslevering. Als men er centrales met een omvangrijk vermogen bij gaat bouwen, zou het reservevermogen 55% moeten bedragen, dat wil zeggen er moeten extra centrales gebouwd worden om dezelfde betrouwbaarheid van levering van elektriciteit te garanderen.³⁰ Deze extra investeringen moeten niet gemiddeld worden over alle centrales, alsof deze kosten tot de normaal te maken kosten behoren; men mag deze extra kosten ook niet weglaten. Deze extra kosten moeten toegerekend worden aan de grote centrales;

b. kerncentrales vergen vanwege hun ingewikkelde techniek en risico een uitgebreide infrastructuur en staf. Met maximaal 3000 MWe kerncentrales, moeten voor die 3000 MWe voldoende stafmedewerkers bij de departementen waarin volksgezondheid en milieuhygiëne zijn ondergebracht en bij de ministeries van Economische Zaken en van Sociale Zaken aanwezig zijn. De kosten daarvan zouden toegerekend moeten worden aan de kerncentrales;

c. transporten van kernbrandstof moeten bewaakt worden. Ook daarvan zouden de kosten, die nu gedragen worden door de politie (dat wil zeggen de overheid), betaald moeten worden door de eigenaar van de kerncentrales. Bij een besluit om een aantal kerncentrales te bouwen zou men ook moeten overwegen wat de financiële gevolgen zouden zijn van een ongeluk (eventueel zonder milieuschade), waardoor een eenheid voor lange tijd uit bedrijf is. Worden als gevolg daarvan alle kerncentrales stilgelegd? Het gaat hier geenszins om een denkbeeldige kwestie: de directie van Harrisburg wordt momenteel daadwerkelijk bedreigd met faillissement.³¹

3. Vooronderstellingen bij de berekeningen

a. Als besloten wordt tot de bouw van kerncentrales, doet zich de vraag voor welk type kerncentrale aangeschaft wordt. Kiest men voor een Engelse gasgekoelde reaktor, een Franse lichtwaterreaktor, een Amerikaanse lichtwaterreaktor, een Canadese Candu, een Franse kweekreaktor, of bestelt men een kerncentrale in Rusland? De elektriciteitsprijs van een kweekreaktor is volgens officiële ramingen twee keer zo hoog als die van een lichtwaterreaktor.³² Met Candu-reaktoren bestaat in Nederland geen ervaring. Derhalve ligt het voor de hand dat lichtwaterreaktoren worden aangeschaft. Dit type kerncentrale is daarom uitgangspunt van verdere kostenberekeningen.

b. Bij berekeningen van de kostprijs hebben we te maken met inflatie en

28. W. Ramsey, *Unpaid Costs of Electrical Energy*, The John Hopkins University Press, 1979.

29. *Structuurschema elektriciteitsvoorziening*, Tweede Kamer, zitting 1974-1975, 13488 nrs 1-2, p. 18.

30. *Volkskrant*, 16 januari 1982.

31. *Nucleonics Week*, 18 februari 1982, p. 9.

32. *Nucleonics Week*, 7 januari 1982, pp. 8, 9 en 10.

rente. Het is uitermate moeilijk, zo niet onmogelijk, om hierover voorspellingen te doen, vooral daar het hier gaat om een lange tijdsperiode. Als we namelijk uitgaan van de vooronderstelling dat na afloop van de Brede Maatschappelijke Discussie besloten zou worden tot de bouw van kerncentrales, dan zullen die centrales op z'n vroegst begin van de jaren negentig in bedrijf genomen kunnen worden. Bij een economische levensduur van 20 jaar, wordt de centrale rond 2015 gesloten. Indien we ervan uitgaan dat het kernaafval eerst 40 tot 50 jaar bovengronds zal afkoelen³³ en verder dat de kerncentrale zelf na 40 tot 50 jaar ontmanteld zal worden,³⁴ dan hebben beslissingen na de Brede Maatschappelijke Discussie gevolgen tot ongeveer het jaar 2060. Vandaar dat een rekenmethode gebruikt wordt, waarbij men de inflatie zoveel mogelijk tracht uit te schakelen. Deze rekenmethode zal ik hierna bespreken.

c. De aanschaf van een elektriciteitscentrale kost geld. Indien men dit geld leent moet rente betaald worden. In het bedrijfsleven is het de gewoonte om de kosten van de aanschaf en de te betalen rente over het geleende geld uit te smeren over de tijd dat men van de apparatuur, dus bijvoorbeeld een elektriciteitscentrale, gebruikt maakt. Jaarlijkse kosten worden vaak berekend volgens de zogenaamde annuïteitenmethode. De annuïteit is het vaste bedrag per jaar dat men bij de heersende rentevoet over een periode van een aantal jaren moet betalen, om aan het eind van die periode het gehele bedrag (aanschaf plus rente) afbetaald te hebben. De annuïteit is in guldens konstant. Naast de kosten van de aanschaf van een elektriciteitscentrale hebben we nog de lasten voor brandstof, onderhoud en bediening. Deze laten kunnen van jaar tot jaar veranderen vanwege inflatie en werkelijke (reële) kostenstijging. Om de kosten van elektriciteitscentrales over de gehele levensduur te berekenen, kan men de zogeheten kontante kosten bepalen. Daartoe rekent meniederetoekomstige kostenpost om in guldens van vandaag. De rente die men moet betalen voor geleend geld is in deze visie voor een deel echte rente, de zogenaamde reële rente, en voor een deel inflatievergoeding.

Het merendeel van de auteurs over de kosten van kernenergie — ik daarbij inbegrepen — maakt gebruik van de hier beschreven methode. Aan deze methode zitten echter een aantal nadelen. Zo wordt er bij deze methode van uitgegaan, dat variabele lasten niet aan inflatie onderhevig zijn, maar in reële waarde gelijk blijven. Zo blijven bijvoorbeeld de bedragen voor de reële lonen gelijk. Indien men rekening zou willen houden met een reële loonstijging of -daling, dan moet men correcties aanbrengen. Een belangrijk nadeel van de methode is dat de uitkomst in het voordeel werkt van de centrale die het meest kapitaalintensief is, de kerncentrale. De kostprijs van kernenergie komt bij een reële rente van bijvoorbeeld 4% een stuk lager uit dan bij de marktrente van bijvoorbeeld 12%. Zo kan het voorkomen dat bij een rente van 12% kernenergie duurder is dan kolen, maar bij 4% juist goedkoper.

De verschillende auteurs maken berekeningen waarbij verschillende rentes worden gehanteerd: de VDEN neemt 12%, het KIVI 11%, terwijl Vellema uitsluitend rekent met 10%. Dit maakt een vergelijking van de resultaten moeilijk. Zowel de VDEN als het KIVI gaan echter wel uit van een reële rente van 4%.

33. *Atom*, oktober 1981, p. 263.

34. PZEM, *Jaarverslag 1980*, p. 19.

d. In deel 3 van de *Nota Energiebeleid* van de regering wordt uitgegaan van een reële rentevoet van 4%.³⁵ De Algemene Energieraad (AER) wijst er in een rapport van 26 oktober 1981 op, dat in sommige rapporten een reële rentevoet van 6% of 7% wordt aangenomen. Het lijkt de AER gewenst om – gezien de hoge rentestand van dat moment – berekeningen uit te voeren met twee verschillende waarden voor de reële rentevoet, namelijk 4% en 6%.³⁶ In een studie voor de Europese Commissie wordt aanbevolen berekeningen uit te voeren met een reële rentevoet van 5% en 10%.³⁷ Kunnen we ervan uitgaan dat de huidige rentestand gehandhaafd zal blijven en eigenlijk de normale rentestand zal zijn voor de komende tachtig jaar? Of is de huidige rentestand een uitzondering? Er zijn geen harde bewijzen bekend voor het een of het ander. Derhalve zullen persoonlijke oordelen onontkoombaar meespreken in berekening van de kostprijs van elektriciteit uit kolen en uraan. Ik reken met 4% en 12%.

Uitleg bij de uitgangspunten voor en de berekening van de kosten van kernenergie en kolen (tabel 1 tot en met 4 uit de tekst)

appendix 3

1. Ik vergelijk een kolencentrale van 600 MWe met een kerncentrale van 900 MWe. Waarom geen vergelijking van centrales met hetzelfde vermogen? De reden daarvoor is dat kolencentrales gebouwd worden met een vermogen van 600 MWe, terwijl er geen lichtwaterreactoren van 600 MWe op de markt zijn. Om verschillende vermogens wat betreft investeringskosten vergelijkbaar te maken, wordt gebruik gemaakt van de investeringskosten per kilowatt (kWe), de specifieke investeringskosten. Als we van het KIVI de opgave krijgen dat een kolencentrale van 600 MWe 960 miljoen gulden kost, zijn de specifieke investeringskosten 1600 gulden per kWe.

2. Bij de investeringskosten speelt de *bouwrente* een rol. Een kerncentrale wordt volgens mijn uitgangspunten in 7 jaar gebouwd. Voor de bouw is geld nodig. Het geld dat men vastlegt voor de bouw kan men niet op andere wijze aanwenden, bijvoorbeeld op de bank zetten; tijdens de bouw heeft men geen inkomsten uit het geïnvesteerde geld. Zou men het geld op de bank gezet hebben, dan had men rente kunnen vangen; men derft inkomsten: dit is de bouwrente. Het zal duidelijk zijn dat de bouwtijd invloed heeft op de bouwrente: hoe langer men bouwt aan een centrale, hoe hoger de post bouwrente. In tabel 1 en 2 staan de investeringskosten met bouwrente vermeld tegen 12%; voor het KIVI geldt 11%. Voor de berekening van de bouwrente is het van belang te weten hoe de uitgaven tijdens de bouwperiode plaatsvinden. Dit is in onderstaand schema vermeld, op basis van de KIVI-studie. We kunnen dan uitrekenen wat de bouwrente is over de opeenvolgende jaren; de som geeft de totale bouwrente. Ik heb dit principe toegepast op de cijfers van de VDEN en het KIVI, en kwam tot de konklusie dat deze verschillende berekeningswijzen hebben toegepast. Deze kwestie heb ik aan de orde gesteld op de door de stuurgroep Maatschappelijke Diskussie Energiebeleid gehouden controversezitting over de kosten van kernenergie, d.d. 9 september 1982. Vellema van de Kema (die optrad namens het KIVI) zei dat ik door de berekeningswijze van de VDEN te gebruiken een fout zou

139

35. *Atomwirtschaft*, november 1980, p. 263.

36. Algemene Energieraad, *Brandstof-inzet centrales*, oktober 1981, p. 31.

37. Europese Commissie, *Method of Calculating the Costs of Electricity from Nuclear and Conventional Thermal Stations*, 1981, p. 44.

hebben gemaakt, aangezien de VDEN-methode onjuist zou zijn. Ik heb gemeend in dit artikel toch de VDEN-methode te kunnen blijven gebruiken, omdat niet duidelijk is geworden waarom en waarin die methode fout zou zijn.

uitgavenschema kernenergiecentrale

1e voorbereidend jaar	1,5%
2e voorbereidend jaar	1,5%
1e jaar	9,5%
2e jaar	17,5%
3e jaar	10 %
4e jaar	20 %
5e jaar	15 %
6e jaar	12,5%
7e jaar	2,5%

3. De *kapitaallasten* zijn de jaarlijkse lasten ten gevolge van de aanschaf van een centrale. Bij een kerncentrale vallen de kapitaallasten uiteen in de lasten die het direkte gevolg zijn van de bouw van de centrale, de investeringen, en de kosten die gemaakt moeten worden ten behoeve van de ontmanteling. Tenslotte moet een kerncentrale verzekerd zijn tegen schade die ondervonden wordt als zich een ernstig ongeluk voordoet; ook deze kosten vallen onder de kapitaallasten.

De jaarlijkse lasten vanwege de investeringen worden bepaald door de investeringskosten (met bouwrente) te vermenigvuldigen met de annuïteit. De rentevoet en de economische levensduur tesamen bepalen de annuïteit. De uitkomst van genoemde vermenigvuldiging wordt vervolgens gedeeld door het aantal uren dat de kerncentrale jaarlijks elektriciteit levert, dat wil zeggen door de belastingfaktor maal het aantal uren per jaar. De investeringskosten werden gegeven in gulden per kilowatt. Door genoemde bewerking krijgen we een uitkomst in gulden per kilowattuur, hetgeen we vervolgens omrekenen in centen per kilowattuur;

Bij eenzelfde rentepercentage is de annuïteit bij een economische levensduur van 20 jaar hoger dan bij 25 jaar. Dit betekent dat de jaarlijkse lasten hoger zijn naarmate de economische levensduur korter is.

Ook volgt uit het bovenstaande dat de lasten hoger zijn naarmate de belastingfaktor lager is. Mijn beschouwingen over de economische levensduur en de belastingfaktor zijn derhalve van belang voor deze berekening.

Ten behoeve van tabel 4 heb ik berekeningen uitgevoerd bij een rentepercentage van 12% en van 4%. Ik ben uitgegaan van de investeringskosten zoals die opgegeven worden voor eventueel te bouwen lichtwaterreactoren in Engeland en West-Duitsland. De kapitaallasten ten gevolge van de investering bedragen bij een rentevoet van 12%: 15,9 cent per kilowattuur, bij 4%: 4,9 cent per kilowattuur.

De ontmantelingskosten bedragen 375 gulden per kilowatt. Dit bedrag vermenigvuldigen we met de annuïteit en delen we door het aantal uren dat jaarlijks elektriciteit geleverd wordt. Bij een rente van 12% zijn de ontmantelingskosten 0,9 en bij 4% 0,5 cent per kilowattuur.

In de berekeningen van de regering en het KIVI wordt er van uitgegaan dat de verzekeringskosten 0,5% bedragen van de jaarlijkse investeringslasten. Met dit bedrag kan, naar we moeten aannemen, een verzekering tegen wettelijke aansprakelijkheid tot 100 miljoen gulden betaald worden. Ik stel de grens voor wettelijke aansprakelijkheid bij ongevallen op 4 miljard gulden. De verzekeringspremie wordt dan 40 maal zo hoog, dat wil zeggen ze bedraagt 20% van de jaarlijkse investeringslasten. Bij een rente van 12% zijn de

verzekeringslasten volgens mijn berekening 3,2 cent per kilowattuur; bij een rente van 4% zijn de kosten 1,0 cent per kilowattuur.

4. De jaarlijkse kosten voor *onderhoud en bediening* bedragen 80 gulden per kilowatt. Bij een belastingfaktor van 60% zijn de bedieningskosten 1,5 cent per kilowattuur.

5. In de studies van bijvoorbeeld de VDEN en het KIVI staat niet aangegeven via welke formules de kosten voor *opwerking en opslag van kernafval* worden uitgerekend. Om mijn berekening en die van de VDEN en het KIVI vergelijkbaar te houden heb ik de volgende berekening gemaakt.

De VDEN gaat uit van een opwerkingsprijs van 2000 gulden per kilo, terwijl ik 4900 gulden per kilo neem. Volgens de VDEN kost de opwerking 1,0 cent per kilowattuur. In eerste instantie kom ik op een bedrag dat 2,45 keer zo hoog is, maar ik breng dan nog een correctie aan, omdat de VDEN uitgaat van een belastingfaktor van 74,3% en ik van 60%. Zo kom ik op opwerkingskosten van 3,1 cent per kilowattuur.

De kosten voor opslag van kernafval bedragen volgens het KIVI 2600 miljoen gulden. Als men in een zoutkoepel het afval van drie nieuw te bouwen kerncentrales en van Dodewaard en Borssele opslaat, bedragen de kosten 0,4 cent per kilowattuur. Ik ga echter uit van totale opslagkosten van 5,4 miljard gulden. Als we het kernafval van Dodewaard en Borssele en van 3 nieuwe centrales op zouden slaan in een zoutkoepel onder de Noordzee (opslaan in zoutkoepels in het Noorden van het land zal op te veel verzet stuiten), dan bedragen de kosten — onder de vooronderstelling van een economische levensduur van de nieuwe centrales van 20 jaar en een belastingfaktor van 60% — 1,1 cent per kilowattuur.

Over vraagstukken in verband met kernenergie en energiepolitiek publiceerden wij eerder:

Hans Schenk m.m.v. Frans Vlieg, Herman Damveld en Joop Workel, *De Bondsrepubliek en kernenergie — een politiek-ekonomische analyse*. TPE 2/1.

Cor Uitham, Bert de Vries en Gerrit-Jan Zijlstra, *Het Nederlandse Kernenergiebeleid — politiek tussen vierde en vijfde macht?* TPE 2/1.

Meindert Fennema, *Politikologisch onderzoek naar het kernenergiebeleid: drie methodes*. TPE 5/1.

Hermen Pol en Hans Schenk, *Naar een Centraal Plan voor de Elektriciteitsvoorziening*. TPE 6/1.

Gerd Junne*

Kritische kanttekeningen bij de netwerkanalyse

Bespreking van:

Meindert Fennema, *International Networks of Banks and Industry*

Dissertatie Universiteit van Amsterdam, 1981¹

Gerrit Jan Zijlstra, *The Policy Structure of the Dutch Nuclear Energy Sector*

Dissertatie Universiteit van Amsterdam, 1982

Welke binding zal tussen de Shell, het verzekeringskoncern Ago en Douwe Egberts ontstaan, nu dr Jelle Zijlstra, de afgetreden president van De Nederlandsche Bank, bij alle drie de ondernemingen tot kommissaris is benoemd? En is zo'n binding belangrijk voor de analyse van de machtspositie van deze ondernemingen in de Nederlandse economie? De laatste vraag wordt impliciet bevestigend beantwoord in twee recentelijk verschenen proefschriften uit Amsterdam, waarin de analyse van dubbelfuncties centraal staat: in het proefschrift over *International Networks of Banks and Industry*, waarop Meindert Fennema op 4 december 1981 is gepromoveerd, en in het proefschrift over *The Policy Structure of the Dutch Nuclear Energy Sector* dat Gerrit Jan Zijlstra op 4 juni 1982, eveneens aan de Universiteit van Amsterdam, heeft verdedigd.

Waarover gaan deze twee proefschriften?

Via een analyse van dubbelfuncties tussen de 176 grootste bedrijven uit 12 verschillende landen probeert *Meindert Fennema* met elkaar concurrerende imperialismetheorieën te toetsen. Hij vindt een internationaal netwerk van dubbelfuncties, zoals hij dit op basis van de theorieën van Kautsky en Lenin (in tegenstelling

* Hoogleraar internationale betrekkingen fakulteit der sociale wetenschappen, Universiteit van Amsterdam.

1. Een handelseditie van dit proefschrift is in juli 1982 verschenen bij Martinus Nijhoff Publishers.