



STUDIECENTRUM VOOR ECONOMISCH EN SOCIAAL ONDERZOEK

Een scenario van uittreding uit de
nucleaire elektriciteitsproductie in België

Aviel VERBRUGGEN

Géry VANLOMMEL

Rapport 87/207

maart 1987

Studie uitgevoerd in opdracht van het "Instituut voor Politieke
Ekologie" (Brussel).

Universitaire Faculteiten St.-Ignatius

Prinsstraat 13 - 2000 Antwerpen

D/1987/1169/06

Abstract

De studie werd uitgevoerd in opdracht van het Instituut voor Politieke Ekologie, om de gevolgen in te schatten van een versnelde sluiting van de nucleaire centrales in België. Het sluitingsscenario werd door de opdrachtgever vastgelegd in het kader van een alternatief beleid t.o.v. de elektriciteitsvoorziening. Dit beleid is gericht op een afremming van de groei van de vraag naar elektriciteit en op een meer decentrale elektriciteitsproductie (warmte-krachtkoppeling en duurzame bronnen).

Drie scenario's werden vergeleken. Eén geeft het huidige beleid weer ; een ander omvat het alternatief beleid zonder vervroegde sluiting ; het derde scenario combineert het alternatief beleid met een vervroegde sluiting van de nucleaire centrales.

Uit de studie blijkt dat het technisch mogelijk is de Belgische kerncentrales te sluiten tegen het jaar 1993.

Dit scenario brengt hoge financiële kosten mee, en een forse stijging in de korte termijn van de emissies uit fossiele verbrandingsprocessen. Deze gevolgen vloeien logisch voort uit de hoge afhankelijkheid t.o.v. kernenergie en uit de tot dusver minieme inspanningen voor rookgaszuivering geleverd in België.

Inhoudstafel

	<u>blz</u>
Voorwoord	i
I De Belgische elektriciteitsproductie	1
II Toekomstig beleid inzake elektriciteitsproductie	9
1. Centraal Beleid (CB) : VRAAG	10
2. Centraal Beleid (CB) : AANBOD	14
3. Alternatief Beleid (AB) : VRAAG	16
4. Alternatief Beleid (AB) : AANBOD	22
III Gegevens en werkhypothesen	29
1. Machinepark	29
2. Brandstofprijsvooruitzichten	30
3. Emissies	32
4. Evaluatie van de produktiekosten	35
5. Leveringszekerheid of kwaliteit van dienstverlening	36
6. Beslissingsprocedure nieuwe investeringen	37
IV Opbouw van een uittredingsscenario in België	38
V Evaluatie van de beleidsopties	42
1. Leveringszekerheid en investeringen	43
2. Kostprijzen	47
3. Brandstofverbruik en emissies	55
VI Besluit	58
Lijst van de tabellen	62
Lijst van de figuren	64
Bibliografie	65

Voorwoord

Deze studie werd uitgevoerd in opdracht van het I.P.E. (Instituut voor Politieke Ekologie). De vertegenwoordigers van I.P.E. bepaalden de fundamentele opties, waarvan de resultaten afhankelijk zijn. Zij legden de hypothesen vast inzake de ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit in de komende jaren. Zij bepaalden ook de grote lijnen van de investeringsbeslissingen die onderzocht werden. De taak van het SESO bestond erin deze exogene informatie met behulp van een model van de elektriciteitssector te verwerken tot uitkomsten inzake leveringszekerheid van elektriciteit en inzake kostprijs van de elektriciteitsproduktie. Het benutte model werd in 1981 ontwikkeld, en sindsdien op meerdere punten verbeterd en aangevuld (10). Het werd benut voor het bestuderen van de uitrustingsplannen voor elektriciteit in België gedurende de periode 1981-1985. De resultaten met het model bekomen, en het model zelf, werden meermaals onderworpen aan tegensprekelijke discussies met experts en met vertegenwoordigers van de elektriciteitssector (zie o.m. de zittingen van het Nationaal Comité voor de Energie in 1982, 1983 en 1985 en de Studiedagen te Knokke in juni 1983 door de Diensten voor Programmatie van het Wetenschapsbeleid ingericht). Als analyse-instrument is het model een voldoende nauwkeurige transformator bevonden van data en hypothesen naar resultaten toe.

Het model werd voor deze studie nog verder verfijnd. Omdat we nu de beschikking hebben over een volledige en gedetailleerde lijst van alle produktiegroepen in België (toestand januari 1987) konden we het bestaande produktiepark exact inbouwen. Dit verhoogt de nauwkeurigheid van de kostprijsberekeningen en van de betrouwbaarheidsanalyse. Ook de toegankelijkheid tot een ruimere rekencapaciteit liet een meer gedetailleerde analyse toe.

Methodologisch werd het model aangevuld met een exactere plaatsing van prioritaire productiecapaciteiten (bv. eenheden die afvalgas verbranden), met een flexibele inlassing van opgelegde brandstofquota en van pompcentrales, met een inventarisatie van emissies (SO_x , NO_x , deeltjes), enz... We zijn, zoals vroeger, steeds bereid in een open discussie het model te testen, analyseren, en vergelijken met de andere modellen ontwikkeld in België.

Aan een model voor elektriciteitsplanning moet men gegevens, onderstellingen en beleidsopties toeleveren om de kosten en de kwaliteit van de dienstverlening van een investeringsstrategie te berekenen. Binnen het beperkte tijds kader en budget van de opdracht was het onmogelijk zelf originele gegevens te verzamelen, bv. inzake de bouwkostprijs van diverse types centrales. We dienden vooral te steunen op bronnen van de Belgische elektriciteitssector en het BCEO (Beheerscomité van de Elektriciteitsondernemingen, overkoepelend organisme van alle ~~producenten-verdelers~~). De kwaliteit van de studie kan verbeterd worden door betere kostprijsgegevens uit andere bronnen te verzamelen.

De vertegenwoordigers van het I.P.E. drukten hun bezorgdheid uit over de nucleaire elektriciteitsproductie in België na het ongeval te Tsjernobyl in april 1986. In navolging van een reeks studies in andere Europese landen uitgevoerd, nl. West-Duitsland (11) (12), Nederland (15), het Verenigd Koninkrijk (14) en Frankrijk (13), verlangde het I.P.E. na te gaan of een snelle uittreding uit de nucleaire elektriciteitsproductie technisch mogelijk is en, ook in de korte termijn, economisch verdedigbaar. De buitenlandse studies waren een inspiratiebron voor ons werk.

In vergelijking met de buitenlandse studies menen we dat voorliggend rapport grondiger ingaat op de elektriciteits-economische aspecten van het probleem.

Het SESO-rapport is minder volledig waar het de globale macro-economische impact betreft, zoals bv. in het rapport van R.W.I. (11).

De beleidsopties, voorgesteld door de opdrachtgever, zijn verstrekkend in de Belgische context. Het volstaat niet langer de toekomstige beslissingen inzake elektriciteitsproductie te zien als een marginale wijziging (aanvulling) van het bestaande park. Door de radikale afwijzing van de atoomenergie, wordt men gedwongen de toekomstige elektriciteitsvoorziening als een nieuw probleem te behandelen. Deze verplichting van een nieuwe kijk reveleerde nieuwe kennis en inzichten betreffende de huidige en toekomstige elektriciteitsvoorziening in België. We hopen dat in dit rapport onze bevindingen helder weergegeven worden, en dat ze kunnen bijdragen tot een betere besluitvorming inzake de toekomstige elektriciteitsvoorziening in België.

I De Belgische Elektriciteitsproduktie

Om een overzicht te bekomen van de Belgische elektriciteitssector kan men de publicaties van de sector zelf raadplegen (1), (3).

Hier worden enkele gegevens, nuttig voor deze studie, samengevat.

Tabel 1 : Elektriciteitsproduktie in België

Jaar	Totale Netto Produktie			Totale Netto vraag			Netto vraag aan de producenten-verdelers		
	Energie	Aandeel		Energie	Ver- mogen	Gebruiks duur	Energie	Ver- mogen	Verkochte energie
	Gwh	Prod.- Verd.	Zelf- prod.	Gwh	MW	uren	Gwh	MW	Gwh
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
1975	38 933	89,5	10,5	37 726	6 590	5 725	33 626	5 873	31 864
76	45 001	90,9	9,1	41 321	7 132	5 794	37 232	6 426	35 104
77	44 774	91,4	8,6	43 084	7 200	5 984	39 254	6 560	37 006
78	48 356	92,3	7,7	45 211	7 709	5 865	41 481	7 073	39 038
79	49 648	92,5	7,5	47 954	7 772	6 170	44 209	7 165	41 670
1980	51 015	93,1	6,9	47 643	7 924	6 012	44 116	7 338	41 548
81	48 179	93,2	6,8	47 552	8 140	5 842	44 298	7 583	41 822
82	47 936	94,0	6,0	47 310	7 984	5 926	44 433	7 498	41 874
83	49 927	94,9	5,1	48 507	8 201	5 915	45 940	7 767	43 313
84	51 851	94,7	5,3	50 894	8 336	6 105	48 144	7 886	45 333
1985	54 184	95,0	5,0	52 757	8 782	6 007	50 023	8 327	47 074
86	55 427	95,0	5,0	53 845	8 831	6 097	51 079	8 378	(48 130)*

Het verschil tussen (2) en (5) komt door het energiegebruik van de pomp-centrales en het saldo van de uitwisselingen met het buitenland.

* geschat door toepassing van het gemiddelde verliescijfer van de jaren '80 op het jaar 1986.

Bron : Bedrijfsfederatie der Voortbrengers en Verdelers van Elektriciteit in België. Statistisch Jaarboek 1985 en Statistieken 1986 - voorlopige gegevens.

In tabel 1 krijgt men een beeld van de totale elektriciteitsproduktie in België (kolom 2), voor de jaren 1975-1986 (kolom 1). Over deze twaalf jaar is de netto produktie toegenomen met 42,4 %. Het aandeel van de producenten-verdelers (kolom 3) is trendmatig gestegen ten nadele van dat van de zelfproducenten (kolom 4). Een deel van de vraagtoename aan het centrale net is bijgevolg te wijten aan de afbouw van de decentrale opwekking in België. De gevraagde elektrische energie en de gevraagde vermogens worden in kolom (5) , respectievelijk (6) vermeld. Uit deze gegevens berekent men de gebruiksduur van de elektriciteitsvraag (kolom 7). Dit is een statistische maatstaf om de amplitude van de vraagschommelingen weer te geven.

In het laatste deel van tabel 1 wordt de vraag aan de producenten-verdelers (het centrale net) afgezonderd. De netto-vraag aan het produktiepark van de producenten-verdelers (kolom 8) is het verschil tussen de totale netto-vraag in België (kolom 5) en de zelfproduktie (op basis van kolom 4 te berekenen). De netto gevraagde energie aan de producenten-verdelers kende over de periode 1975-1986 een toename van 51,9 %. Om de gevraagde vermogens aan de producenten-verdelers te kennen wordt de hen gevraagde energie gedeeld door de gebruiksduur van de elektriciteitsafname in België (kolom 7). Het resultaat is in kolom (9) vermeld.

De netto verkoop van elektriciteit (kolom 10) door de producenten-verdelers wordt bekomen door van hun netto produktie de overbrengings- en distributieverliezen af te trekken. Deze laatste verliezen belopen ongeveer 6 % van de verkochte energie. Bij de decentrale elektriciteitsproduktie worden deze verliezen vermeden.

In het kader van de voorliggende studie is de trendmatige ontwikkeling naar een steeds meer centrale elektriciteitsvoorziening in België belangrijk. Een onderdeel van het nieuwe beleid zal bestaan uit een omkering van deze ontwikkeling en het aanmoedigen van de decentrale opwekking.

Opvallend is ook de groei van het elektriciteitsverbruik over de beschouwde periode. Met uitzondering van het crisisjaar 1975 beliep de groei in de tweede helft van de jaren '70 gemiddeld meer dan 5 %/jaar. De eerste drie van de jaren '80 kenden een negatieve groei. De voorbije vier jaar hernam de groei, respectievelijk ~~4,9 %~~ + 2,5 % in 1983, + 4,9 % in 1984, + 3,7 % in 1985, en + 2,1 % in 1986. Deze cijfers zijn minder hoog dan de groeicijfers tijdens de jaren '70. Onderdeel van het voorgestelde nieuwe beleid is door besparing van elektriciteit de positieve groeicijfers te reduceren en zelfs om te buigen tot negatieve cijfers.

Tenslotte is een vergelijking van kolom (8) en kolom (10) belangrijk. In (8) staat de netto elektriciteit gevraagd aan de centrales van de producenten-verdelers ; in (10) staat de energie geleverd in de posten van het koppelnet hetzij aan industrieën, hetzij aan distributiemaatschappijen. Een beleid van centraal aanbod van elektriciteit steunt op de cijfers van kolom (8) ; een beleid van decentraal aanbod en van elektriciteitsbesparing kan van de gegevens in kolom (10) vertrekken.

Omdat in deze studie onderzocht wordt hoe de elektro-nucleaire produktie in bezit van de producenten-verdelers kan stopgezet worden, en omdat het produktiepark in ons programma enkel de centrales van de producenten-verdelers omvat, wordt uitgegaan van de energievraag aan deze produktiemiddelen (kolom 8).

In tabel 2 wordt een overzicht gegeven van de elektro-nucleaire produktie in de OESO-landen. Hieruit kan men aflezen dat België, na Frankrijk, relatief het meest beroep doet op kernenergie. Deze hoge afhankelijkheid van kernenergie bemoeilijkt de realisatie van een beleid gericht op het verwijderen van deze energiebron.

Tabel 2 : Nucleaire Elektriciteitsproduktie in de OESO-landen
(31 december 1985)

	Nucleair vermogen aan het net verbonden (GWe)	Nucleaire elektriciteitsopwekking (TWh)	Nucleair aandeel in de totale elektriciteitsproduktie (%)
België	5.4	32.4	59.8
Canada	9.6	57.1	12.8
Finland	2.3	18.0	38.2
Frankrijk	39.0	213.1	64.8
Italië	1.3	6.8	3.9
Japan	24.7	157.0	26.1
Nederland	0.5	3.2	5.3
Spanje	5.7	26.7	21.5
Zweden	9.5	55.9	42.2
Zwitserland	2.9	21.3	39.8
Turkije	0	0	0
Verenigd Koninkrijk	7.1	52.0**	19.5**
Verenigde Staten	80.1	384.0	15.6
West-Duitsland	16.2	119.6	31.2
OESO	207	1 147	21

** Secretariaatsschatting

Bron : OESO : Outlook on Science Policy, November 1986

Naast het aandeel van de kernenergie in de totale elektriciteitsproductie, is ook de plaats van het kerncentrale vermogen in het globaal machinepark belangrijk. In tabel 3 wordt een overzicht gegeven van de beschikbare productiecapaciteiten in België.

Tabel 3 : Elektrische Productiecapaciteit in België (1986)

	MW	%
Hydro-elektrisch	67	0,5
Pompcentrales	1 238	9,5
Condensatiecentrales		
fossiel : < 100 MW klasse	833	6,4
110/140 MW klasse	2 704	20,7
260/300 MW klasse	2 191	16,8
nucleair	5 214	39,8
Spitslastgroepen (diesels ; turbo-jets ; gasturbines)	833	6,3
Totaal	13 080	100

Met een aandeel van 39,8 % in de totale productiecapaciteit oproepbaar door de producenten-verdelers in België, scoort de kernenergie zeer hoog. In werkelijkheid is het belang nog groter dan dit percentage aangeeft. De nucleaire capaciteit is vooral van recente datum (zie tabel 4) t.o.v. bv. de groepen van < 100 MW die

bijna allemaal van vóór 1960 zijn. Dit bemoeilijkt een snelle sluiting van de nucleaire centrales omdat ze nog een lange afschrijvingsduur voor de boeg hebben. Door het onmiddellijk stopzetten van de nucleaire produktie treedt een belangrijke kapitaalvernietiging op.

Een tweede vertekening van het 39,8 % cijfer is de opname van de pompcentrales in het produktiepark. Deze centrales zijn wel beschikbaar om de leveringszekerheid te garanderen maar zijn géén eigenlijke produktiecapaciteiten. Ze moeten eerst gevoed worden vanuit andere (in casu : nucleaire) centrales om zelf te kunnen voortbrengen. Met de pompcentrales buiten beschouwing gelaten scoort het nucleair produktievermogen 44,0 % van alle oproepbare produktiecapaciteit in België.

Een derde element daarbij is dat in het geplande en gevraagde bouwprogramma praktisch uitsluitend nucleaire capaciteit voorkomt (zie tabel 4). Wanneer wij een berekening vooruit maken tot het jaar 1996, op basis van tabel 3 en tabel 4, en aannemen dat de sector de normale sluitingsregels volgt van de klassieke centrales (sluiting na 35-jaar dienst) en dat het geplande en gevraagde nucleair programma zoals in tabel 4 gerealiseerd wordt, komen we tot een aandeel van 58,9 % * van de nucleaire centrales in het oproepbaar vermogen. Met dergelijk hoog aandeel heeft men in België het pad van de diversificatie, dat men in de eerste helft van de jaren '80 op zinvolle wijze kon nemen, vaarwel gezegd.

* 58,9 = verhouding van 7 135 MW tot 12 120 MW, zijnde :

13 080 (totaal 86) - 1 238 (pompen) - 1 643 (sluiting fossiele eenheden)
+ 2 086 (bijkomend nucleair) - 165 (sluiting nucleaire eenheden)

Tabel 4 : Nucleair produktievermogen leverend aan het Belgisch net (1986)

	Naam	Vermogen MW	Normale werkingsperiode
Actief :	Mol BR 3	13.	1963 - 1993
	Chooz A	152.	1967 - 1996
	Doel 1	392.	1974 - 2003
	Doel 2	392.	1975 - 2004
	Tihange 1	435.	1975 - 2004
	Doel 3	900.	1983 - 2012
	Tihange 2	900.	1983 - 2012
	Doel 4	980.	1985 - 2014
	Tihange 3	980.	1985 - 2014
		Euro-Tricastin (F)	70.
		<hr/> 5 214.	
Gepland :	Chooz B1 (F)	348.	1991 - 2020
	Chooz B2 (F)	348.	1994 - 2023
		<hr/> 5 910.	
Gevraagd :	N8	1 390.	-
		<hr/> 7 300.	

Besluit hoofdstuk I

Enkele krachtlijnen van de Belgische elektriciteitsproduktie werden blootgelegd in dit hoofdstuk.

1. Er is een trendmatige ontwikkeling naar centralisatie van de elektriciteitsproduktie bij de producenten-verdelers, ten nadele van de decentrale elektriciteitsopwekking.
2. De groei van de vraag naar elektriciteit blijkt gebroken in de jaren '80. De betekenis van de opleving in het midden van de jaren '80 is nog onduidelijk.
3. Er is een grote afhankelijkheid van de nucleaire technologie opgebouwd in het verleden (44,0 % van de elektrische productiecapaciteit en 66,9 % van de elektrische productie in 1986). Een nog grotere afhankelijkheid van het nucleaire wordt gepland en gevraagd door het BCEO (tot 58,9 % van de productiecapaciteit in 1996).

II Toekomstig beleid inzake elektriciteitsproduktie

Het versneld sluiten van alle nucleaire centrales in België is niet realiseerbaar zonder een grondige wijziging van het beleid inzake elektriciteit. In deze studie worden twee beleidsvisies tegen mekaar afgewogen :

visie 1 is een voortzetting van het van kracht zijnde beleid.

De expansie van de vraag naar elektriciteit wordt gestimuleerd. Een verdere centralisatie van het produktiesysteem wordt doorgevoerd, o.a. door het ontmoedigen van de decentrale opwekking.

Deze visie wordt vertolkt en toegepast door het BCEO met goedkeuring van het Controlecomité voor de Elektriciteit en het Gas. Niettegenstaande de nuanceringen van verschillende kanten tegen dit beleid geformuleerd, werd de discussie over de uitrustingsplannen in de jaren '80 grosso modo binnen het raam van deze visie gevoerd.

visie 2 betekent een breuk met de voorgaande. Prioritair staat een afremming van de vraagexpansie tot zelfs een daling van de vraag naar stroom. De kleinere vraag wordt in de mate van het mogelijke voldaan met decentrale produktiemiddelen (zelfproduktie). Ook de centrale elektriciteitsvoorziening stemt haar centrales af op lokale energiemarkten (eventueel met warmtelevering).

Deze visie wint aan belangstelling in België sinds enkele jaren. Ze wordt in sommige landen toegepast (Denemarken ; bepaalde delen van de Verenigde Staten en van West-Duitsland). De realisatie van deze visie vereist een ommekeer in het Belgisch elektriciteitsbeleid en in de organisatie van de sector.

Om de twee visies tegen mekaar af te wegen, worden ze weergegeven door concrete beleidsstrategieën en toekomstscenario's. Visie 1 wordt door een Centraal Beleid (CB) uitgedrukt, visie 2 door een Alternatief Beleid (AB). We omschrijven de hoofdkenmerken van beide.

1. Centraal Beleid (CB) : VRAAG

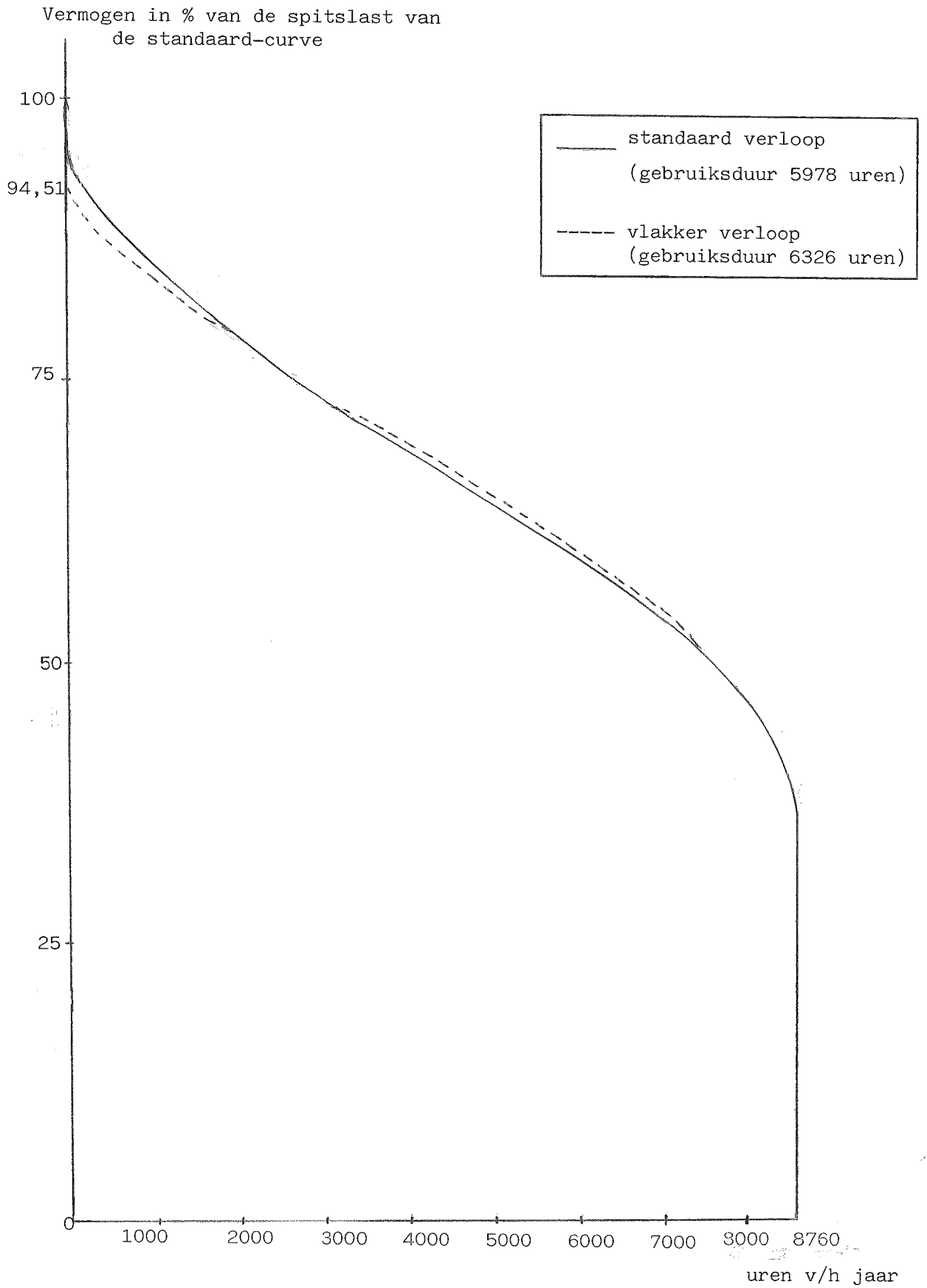
De karakteristieken van het CB-vraagbeleid worden samengevat in tabel 5, en hierna besproken.

Tabel 5 : Centraal Beleid : samenvatting van de karakteristieken van de vraag naar elektriciteit aan de producenten- verdelers (horizon 2000)

1. Groei van de energievraag : + 2,5 %/jaar gemiddeld.
2. Belastingduurstructuur : ongewijzigd (gebruiksduur van 5 978 uren).
3. Afschakelbare vermogens : behoud van de door het BCEO gestelde 164 MW bij spitslast.
4. Decentrale Elektriciteitsopwekking : stagnatie.

De prognose van het BCEO inzake de groei van de vraag naar stroom met + 2,5 %/jaar wordt weerhouden. Omdat deze studie enkel het produktiepark van de producenten-verdelers behandelt, wordt de groei-voet toegepast op de vraag aan dit park. Deze vraag beliep 51 079 GWh in 1986 (tabel 1). Voor het jaar 2000 wordt een netto jaarvraag voorspeld van 72 173 GWh, d.i. een toename met 41,3 % t.o.v. 1986. We hebben onvoldoende elementen voorhanden om het cijfer van + 2,5 %/jaar vraaggroei te beoordelen. Wellicht is het haalbaar als de elektriciteit verder kan doordringen op de markt van de thermische toepassingen (zoals in de afgelopen jaren) en als de decentrale opwekking

Figuur 1 : Belastingsduurcurven van de vraag naar elektriciteit
aan de producenten-verdelers

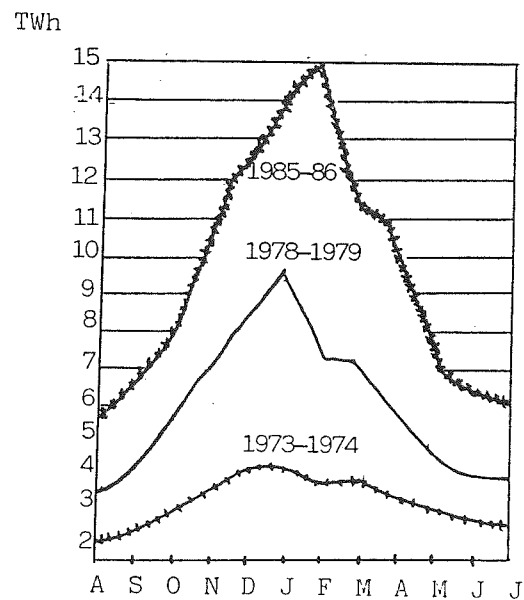


verder kan tegengehouden worden (zoals in de afgelopen jaren).

De belastingsduurstructuur wordt ongewijzigd gelaten. Een gebruiksduur van 5 978 uren blijft gelden tot het jaar 2000. Deze gebruiksduur sluit aan bij de waarden geobserveerd in de jaren '80 (tabel 1). De belastingsduurcurve wordt in figuur 1 afgebeeld.

Een ongewijzigde curve is het resultaat van twee tegengestelde krachten. Enerzijds veroorzaakt een verdere penetratie van de elektriciteit in thermische toepassingen die van de buitentemperatuur afhankelijk zijn, een scherpere profilering van de afname. In figuur 2 wordt de ervaring op dit punt in Frankrijk weergegeven.

Figuur 2 : Frankrijk : Ontwikkeling van het maandelijks afnamepatroon laagspanning



Aantal elektrisch verwarmde woningen :

1973 : 100 000

1985 : 2 500 000

Anderzijds kan men de afnamepatronen verbeteren door een ruimere toepassing van vraagbeheerstechnieken en door een verdere ontwikkeling van de tariefstructuur in de richting van marginale-kosten-prijszetting. In detail nagaan welke impact beide evoluties op het globale afnamepatroon hebben vergt grondige studie, en valt buiten het kader van dit werk.

Het BCEO houdt in het uitrustingsplan 1985-95 rekening met een afschakelbaar vermogen aan de spits van 164 MW. De som van de vermogens in de contracten met afschakelbaarheid is groter, maar deze vermogens treden niet alle op aan de spits. Wanneer meer innovatie in het tariefsysteem ingebouwd wordt kan de afschakelbare capaciteit toenemen. Dit zou beantwoorden aan de moderne ontwikkeling waarin gesteld wordt dat de kwaliteit (leveringszekerheid) van het produkt elektriciteit mee in de prijsvorming ervan moet betrokken worden. Het aanbieden van een wijde waaier van onderbreekbaarheid is hierbij voor de hand liggend. Toch moet de onderbreking zelf een uitzonderingstoestand blijven. Het is daarom verstaanbaar dat het BCEO in de berekeningen slechts rekening houdt met een niveau van 164 MW.

In het Centraal Beleid stagneert de Decentrale Elektriciteitsopwekking (bv. warmte-krachtproduktie in ondernemingen en instellingen ; elektriciteit uit hernieuwbare energie, zoals wind, waterlopen, ...). De leefbaarheid van decentrale opwekking is sterk afhankelijk van de condities waaronder de verbinding met het centraal net gerealiseerd wordt. Het BCEO heeft een reglementering en tarificatie voor deze verbinding voorgelegd aan het Controlecomité. Deze voorstellen zijn besproken en worden sindsdien algemeen toegepast. Wanneer deze reglementering blijft gelden, zal de decentrale opwekking in België niet enkel stagneren maar verder verschrompelen.

2. Centraal Beleid (CB) : AANBOD

In het Centraal Beleid wordt geopteerd voor een verdere centralisatie en specialisatie van het produktiepark. Men rekent volledig op de schaalvoordelen die de grootste types van de diverse technologieën zouden inhouden. Ondanks veel empirische evidentie van het tegendeel en ondanks de voorbeelden van een gewijzigde aanpak in een aantal OESO-landen, blijft men zweren bij de - vooral nucleaire - grootschalige opstellingen.

De onderzochte investeringsstrategiën worden in tabel 6 weergegeven. Deze opties kunnen alle tot visie 1 gerekend worden. Ze werden behandeld in de schoot van het Nationaal Comité voor de Energie tijdens de discussies rond het Uitrustingsplan 1985 - 1995. De strategien zijn uitvoerig beschreven in tabel 6. Meer detail erover kan men terugvinden in referenties (2) en (7).

De eventuele kosten van het niet-bouwen van N8 en het opzeggen van de overeenkomsten inzake Chooz B1 en B2, worden niet in onze berekeningen opgenomen. Wanneer deze eventuele kosten met verifiëerbare documenten gestaafd worden, kunnen ze in de analyse betrokken worden.

Vraagscenario's en investeringsstrategiën onder het Centraal Beleid zijn voor de hand liggend omdat ze slechts een marginale aanpassing betekenen van bestaande toestanden en gangbare werkwijzen. Het Alternatief Beleid vergt meer creativiteit en is daardoor a priori gemakkelijker aanvechtbaar.

Tabel 6 : Centraal Beleid : investeringsstrategieën

Strategie	Omschrijving
CB1. Geen N8	: 1991 : $\frac{1}{4}$ Chooz B1 (348 MW - nucleair) 1994 : $\frac{1}{4}$ Chooz B2 (348 MW - nucleair) + aanvullend: 6 wervelbedeenheden van ieder 105 MW (kolen ; recuperatiesteenkool) niet nucleaire centrales van het goedkoopste type (keuze tussen gasturbines ; STEG-eenheden ; wervelbed centrales ; poederkolencentrales van 300 en 600 MW)
CB2. N8	: 1991 : $\frac{1}{4}$ Chooz B1 (348 MW-nucleair) 1994 : $\frac{1}{4}$ Chooz B2 (348 MW-nucleair) 1996 : N8 (1390 MW - nucleair) + aanvullend : cfr. 1
CB3. Kolen	: opzeg overeenkomst Chooz en N8 : geen bijkomend nucleair vermogen + aanvullend : cfr. 1

3. Alternatief Beleid (AB) : VRAAG

Voor de opvang van het capaciteitsprobleem, veroorzaakt door een versnelde sluiting van de nucleaire produktiemiddelen, wordt gerekend op een actief en succesvol beleid van vraagafremming/daling. De belangrijkste elementen hiervan met hun verwachte resultaten anno 2000 worden in tabel 7 vermeld.

Onder vraagverlaging wordt een verlaging van de vraag aan het centrale systeem van de producenten-verdelers verstaan. Dergelijke vraagverlaging kan direct zijn (bovenste deel van tabel 7) of indirect door een toename van de zelfproductie van elektriciteit in ondernemingen en instellingen (onderste deel van tabel 7). Er worden zes elementen in het vraagbeleid beschouwd (tabel 7).

Energiebesparing is mogelijk op diverse manieren. Vooral wanneer bestaande infrastructuur (apparaten ; machines ; installaties ; gebouwen) vervangen wordt kan men energie besparen door te kiezen voor energiezuinige ontwerpen en technieken. Schattingen van het potentiëel van de besparingen lopen sterk uiteen. Omdat grondig onderzoek op dit punt buiten het bestek van deze studie valt, hebben we de voorstellen van de opdrachtgever aangenomen. I.p.v. een stijging van de stroombehoeften met + 2,5 %/jaar zoals door het BCEO voorgesteld, wordt gerekend met + 1,5 % respectievelijk, 0 %/jaar. Voor de stroombehoeften van het huidige cliënteel van de producenten-verdelers betekent dit :

GWh anno 1986	groei voet	GWh anno 2000	Δ
51 079	+ 1,5 %	62 917	+ 23,2 %
	0 %	51 079	-

Tabel 7 : Alternatief Beleid (AB)

Verlaging van de vraag naar elektriciteit aan de
producenten-verdelers (horizon 2000)

	middel	resultaat
1.	Energiebesparing	Daling van de groeivoet van de stroombehoeften van 2,5 %/jaar tot 1,5 %/jaar, respectievelijk 0 %/jaar
2.	Reductie van de thermische toepassingen van elektriciteit	- 500 MW - 1 700 GWh
3.	Beheer van de afnamepatronen (load management)	toename van de gebruiksduur met 5,8 % (van 5 978 tot 6 326 uren)
4.	Toename van de contracten met afschakelbare vermogens	van 164 MW in 1987, tot 330 MW in 2000
5.	Decentrale opwekking op basis van hernieuwbare energie (wind en microhydro)	- 470 MW - 1 710 GWh
6.	Decentrale opwekking op basis van warmte-kracht-koppeling in bedrijven en instellingen	- 1 200 MW - 6 000 GWh

In de hypothese van + 1,5 % ligt het stroomverbruik in 2000 ongeveer halfweg tussen de huidige vraag en de voorspelling van het BCEO (72 173 GWh).

De vork van de vraagpredicties is voldoende breed om de waarschijnlijke uitkomst van een matig vraagbeperkingsbeleid te omvatten.

Naast een programma energiebesparing, wordt een bescheiden substitutieproces op gang gebracht, waardoor een vermogen van 500 MW verwarming vervangen wordt door andere modi (gas ; olie). Er wordt gesteld dat deze 500 MW voor de helft gerealiseerd wordt in de residentiële sector (gebruiksduur van 1800 uren) en voor de helft in de industriële of semi-industriële sector (gebruiksduur van 5000 uren). Met deze 500 MW correspondeert een vraag van 1700 GWh ($= 250 * 1,800 + 250 * 5,000$).

Mede ten gevolge van de voorgaande maatregel, en van het beperken in het algemeen van de temperatuur-afhankelijke thermische toepassingen van elektriciteit, wordt de inspanning voor een beter beheer van de afnamepatronen beloond. De gebruiksduur zou tot het jaar 2000 langzaam toenemen van 5 978 uren tot 6 326 uren, m.a.w. met ongeveer 25 uren/jaar. Deze doelstelling is haalbaar gelet op de technologische mogelijkheden beschikbaar en in ontwikkeling, en onder de voorwaarde dat men de tarificatie van elektriciteit meer richt op de marginale kosten van het produkt.

Deze laatste gegevens liggen ook aan de basis van een verhoging van het afschakelbaar vermogen bij de spits van 164 MW in de periode 1987-1989 tot 328 MW in 2000. Dit houdt een verhoging in van 15 MW/jaar in de jaren '90.

De voorgaande maatregelen beïnvloeden de vraag naar elektriciteit op een directe wijze. De vraag aan de producenten-verdelers, en dus aan het productiepark ter studie, wordt indirect bepaald door het niveau van de zelfproductie of decentrale elektriciteitsopwekking. De elektriciteit die decentraal opgewekt wordt, betekent een verlaging van de vraag aan het centraal systeem.

Er worden twee vormen van decentrale opwekking behandeld. Deze op basis van hernieuwbare energiebronnen lijkt ons geen grote toekomst beschoren in België. Een geïnstalleerd vermogen van 470 MW wind- en micro-hydro zou 1710 GWh bijbrengen in 2000. Deze cijfers worden meer expliciet voorgesteld in tabel 8. Tot betere informatie op dit punt ons bereikt menen we dat de gegevens in tabel 8 een eerlijke schatting zijn.

Tabel 8 : Productiecapaciteit op basis van hernieuwbare energie
(potentieel anno 2000)*

	windenergie	micro-hydro
Geïnstalleerde capaciteit (MW)	120	350
Bedrijfstijd (uren)	2 500	8 000
Effectieve gebruiksduur (uren)	1 600	5 200
Conversierendement %	90	90
Beschikbaarheid %	90	95
Investering fr/kW	54 000	45 000
Exploitatie fr/kW-jaar	650	50
Verwachte jaarproductie (GWh)	155	1 556
* De cijfers meegedeeld door de opdrachtgever werden door onszelf geïnterpreteerd, en sterk gereduceerd qua potentieel.		

Ook het potentieel aan decentrale opwekking in bedrijven en instellingen op basis van fossiele brandstoffen (gas, olie, kolen) of op basis van afvalenergie is voorlopig moeilijk te bepalen. Het SESO voert hier momenteel een grondige studie over. Hieruit is reeds gebleken dat het economisch potentieel sterk afhankelijk is van de condities waaronder de verbinding met het net gerealiseerd wordt. In de optiek van een vernieuwd beleid t.o.v. de elektriciteitsvoorziening, en met de gegevenheid dat de elektro-nucleaire produktie (met lage korte-termijn marginale kosten) vervangen zou worden door produktie op basis van fossiele brandstoffen (met hogere korte-termijn marginale kosten), is een forse groei in de zelfproduktie logisch vanuit economisch en institutioneel oogpunt. De in deze studie opgenomen 1200 MW in 2000, met een jaarproduktie van 6000 GWh, is met de huidige BCEO-aanpak onmogelijk, maar best haalbaar onder gewijzigd beleid.

Samengevat betekenen de elementen van tabel 7 het volgende :

- een vermindering van het gebruik van elektriciteit zodat de stroombehoefte van de huidige klanten van de producenten-verdelers t.o.v. 1986 een jaarlijkse verandering kent van + 1,5 %, respectievelijk 0 %.
- het voldoen aan de leveringszekerheid wordt verlicht door een beter beheer van de afnamepatronen (stijging van de gebruiksduur van 5978 uren tot 6326 uren in 2000). In geval van nood kan men ook een groter vermogen afschakelen (330 MW in 2000 t.o.v. 164 MW in de jaren '80).
- de vraag aan de producenten-verdelers wordt verminderd met 9410 GWh in 2000. Deze daling vloeit voort uit een reductie van de thermische toepassingen van elektriciteit (1700 GWh) en uit een verhoging van de zelfproduktie (1710 GWh uit hernieuwbare bronnen en 6000 GWh uit warmte-kracht toepassingen). De daling van 9410 GWh wordt lineair opgebouwd in de jaren '90 a rato van 941 GWh bijkomend per

jaar (1991 → 2000). Omdat deze effecten in de belastingsduurcurve via de energievraag ingebouwd worden, betekenen ze een vermogensdaling aan de spits van ongeveer 1490 MW in 2000 (= 94.10 GWh/6326 uren) en niet van hun samengestelde capaciteiten (2170 MW).

De vraagreductie van 9410 GWh wordt gemeten aan de productiegroepen van de producenten-verdelers. Gelet op distributie- en transformatieverliezen ten belope van 6 % houdt dit in dat de finale afnemers ongeveer 8845 GWh moeten substitueren of zelf opwekken.

Het alternatief vraagscenario is enkel haalbaar mits een grondige wijziging van het beleid t.o.v. de elektriciteitsvoorziening. Vraagstimulering wordt vervangen door vraagafremming. Elektriciteit verlaat het terrein van zijn specifieke toepassingen zelden. Decentrale opwekking wordt aangemoedigd i.p.v. verhinderd. Een belangrijk instrument van dit nieuw beleid is een evenwichtige tarificatie, meer gebaseerd op de marginale kosten van de elektriciteitsproductie dan de huidige formules.

Met een creatief nieuw beleid inzake elektriciteitsvoorziening, achten we het alternatief vraagscenario best haalbaar.

4. Alternatief Beleid (AB) : AANBOD

Het succes van een alternatief beleid hangt af van de resultaten op het terrein van de vraagbeheersing. In de Belgische situatie, met het hoge aandeel van de nucleaire capaciteit en elektriciteitsproductie, is dit succes onvoldoende om de weerslag van een versnelde sluiting van de kerncentrales op te vangen. Vervangende en aanvullende capaciteit zijn vereist.

De drie bronnen van vervangende en bijkomende capaciteit, waarop de producenten-verdelers een beroep kunnen doen, worden samengevat in tabel 9.

Zoals in deze tabel vermeld wordt de levensduur van de oudere kolen/olie/gas centrales verlengd. De kleinere en oudste groepen zouden niet onmiddellijk gesloten worden maar beschikbaar blijven voor productie. De lijst ervan wordt in tabel 10 gegeven. Meestal hanteert men voor de levensduur van centrales op basis van fossiele brandstoffen de zogenaamde 35-jaren regel. Na 35 jaar dienst zou de centrale uit dienst genomen worden. Deze regel wordt hier vervangen door de 45-jaren regel. Beter zou zijn voor iedere centrale afzonderlijk de individuele mogelijkheden te bekijken en dan een realistische technische levensduur te schatten. Volgens onze bronnen stelt een 45-jarige beschikbaarheid echter geen zware technische problemen en is de 35-jaren regel voor een groot deel gebaseerd op economische overwegingen. In het verleden vormden schaalvergroting, efficiëntieverhoging en brandstofsubstitutie een grotere spoorslag voor het sluiten van kleinere, verouderde centrales dan de technische problemen van slijtage of defecten.

De verlenging van de levensduur betekent niet dat de centrales nog veel stroom zullen leveren. Ze vervullen een functie van stand-by en spitsproductie in de wintermaanden.

Tabel 9 : Alternatief Beleid (AB)

Verhoging van de beschikbare produktiecapaciteit
van de producenten-verdelers (horizon 2000)

1. Verlenging van de levensduur van bestaande produktiegroepen, door :

- (a) het beschikbaar houden van de centrales van de periode 1945-59 (vermogensklasse 50-60 MW ; oorspronkelijk steenkoolgroepen, later omgebouwd voor olie/gas stook). Er wordt niet geïnvesteerd. De centrales worden niet gesloten omdat de groepen technisch nog stroom kunnen leveren.
- (b) renovatie van de centrales van de periode 1960-1969 (vermogensklasse 110-140 MW ; oorspronkelijk steenkoolgroepen, later omgebouwd voor olie/gas stook). De groepen worden gemoderniseerd, en voorzien van ontzwavelingsinstallaties. Vanaf de renovatie krijgen ze een levensduur van 15 jaar. De investering wordt op 20 000 fr./kW geraamd. Het vermogens- en het efficiëntieverlies bedragen ieder 2,5 %.
- Vijf van de 22 groepen uit deze klasse worden zoals (a) hierboven behandeld omdat het zeer moeilijk is de ontzwavelingsinstallatie te plaatsen.

2. Bouw van nieuwe centrales

Mogelijke types in aanmerking te nemen zijn :

- 600 MW en 300 MW - steenkoolpoederketelcentrale met ontzwaveling
- 105 MW wervelbedeenheden met steenkool of recuperatie steenkool
- 125 MW - STEG - groepen (combinatie gasturbine/stoomturbine)
- 90 MW - gasturbines

3. *Aanwending van het niet-nucleaire gedeelte van nucleaire centrales, exclusief stoomturbines*

Ontmanteling en isolatie van de nucleaire delen. Stoomproductie op basis van steenkool.

Alleen de recente centrales Doel 4 en Tihange 2 worden beschouwd, omwille van de nog verwachte levensduur. Voor deze centrales (900-1000 MW), is ongeveer 36 % van de gerealiseerde investeringen alternatief aanwendbaar. Hergebruik van deze infrastructuur zou toelaten een kolencapaciteit te bekomen tegen 57 % van de normale kostprijs. De ombouw van Doel 4 naar kolenstook wordt bv. op 24 105 miljoen fr. investeringen begroot (inclusief tussentijdse intresten).

Tabel 10 : Produktiegroepen die 10 jaar langer dan de 35-jaren regel stelt in het park opgenomen blijven.

Produktiegroep Centrale & een- heid	Capaciteit MW	Voorzien slui- tingsjaar (35-jaren regel)	Verlengde levens- duur tot (45-jaren regel)
Monceau 8	48.	1983	1993
Monceau 9	48.	1984	1994
Schelle 5	47.	1984	1994
Gent 6	24.	1985	1995
Farciennes	49	1985	1995
Schelle 6	47.	1986	1996
Awirs 1	51.	1986	1996
Awirs 2	51.	1986	1996
Bressoux 7	47.	1987	1997
Drogenbos II	59.	1990	2000
Ruien 1	54.	1991	2001
Auvelais	63.	1991	2001
Rivage CT1	20.	1991	2001
Langerbrugge 11	50.	1991	2001
Ruien 2	54.	1992	2002
Bressoux 8	56.	1995	2005
Verviers	23	1998	2008
Marchienne	118	1992	2002
Waterschei	120.	1994	2004
Monceau 10	116	1998	2008
Awirs 3	125.	1997	2007
Awirs 4	120.	2001	2011

De uitbreiding van de technische levensduur met 10 jaar wordt toegepast op de centrales gebouwd in de periode 1945-1960 (tabel 10). Het betreft hier veelal kleinere vermogens van 40 à 60 MW per groep. Bij de lijst worden ook 5 groepen van de 110/140 MW klasse gevoegd, omdat het volgens onze bronnen duur zou zijn deze groepen aan te vullen met een rookgaszuiveringsinstallatie.

De tweede vorm van levensduuruitbreiding vindt plaats na renovatie en na het installeren van een rookgaszuivering aan de produktiegroepen. De eenheden die hiervoor eerst in aanmerking komen, zijn de 110 - 140 MW groepen gebouwd tijdens de jaren '60. In tabel 11 wordt een overzicht van deze groepen uit het park van de producenten-verdelers getoond.

Tabel 11 : Centrales (110-140 MW groepen) voor renovatie en rookgaszuivering in aanmerking genomen

Produktiegroep Centrale & Eenheid	Capaciteit MW	Jaar van ingebruikstelling
Verbrande Brug 1	112.	1959
Péronnes	115.	1960
Baudour	116.	1960
Langerbrugge-19	118.	1960
Verbrande Brug 2	111.	1961
Mol 11	116.	1962
Rodenhuize - 1	127.	1964
Rodenhuize - 2	127.	1965
Ruien - 3	128.	1966
Schelle - 31	127.	1966
Schelle - 32	127.	1967
Ruien - 4	129.	1967
Mol 12	126.	1967
Amercœur- 1	132.	1967
Amercœur- 2	132.	1968
Rodenhuize - 3	127.	1968
Verbrande Brug - 3	135.	1986

De investeringskostprijs van de ingreep wordt geraamd op 20 000 fr/kW. Er wordt één kalenderjaar voorzien om de bouwwerken uit te voeren, tijdens dewelke de groep onbeschikbaar is voor productie. Na de aanpassingswerken heeft de groep 2,5 % ingeboet op zijn leverbaar vermogen en op zijn omzettingsrendement. Na de wederindienststelling wordt een productielevensduur van 15 jaar gepland waardoor hun totale levensduur 45 jaar wordt (30 jaar voor + 15 jaar na). De precieze data waarop de groepen aangepast worden hangen af van de toestand waarin het productiepark zich bevindt. Naast de 110/140 MW groepen kan men ook een rookgaszuiveringsinstallatie plaatsen bij de centrales van de 250/300 MW klasse. Er wordt verondersteld dat deze investering dezelfde kenmerken vertoont als hierboven vermeld. De 250/300 MW groepen zijn in tabel 12 opgenomen.

Tabel 12 : Centrales 250-300 MW voor rookgaszuivering in aanmerking te nemen

Productiegroep Centrale & Eenheid	Capaciteit MW	Brandstof	Jaar van ingebruikstel- ling
Kallo - 1	260	olie/gas	1971
Kallo - 2	260	olie/gas	1972
* Ruien - 5	292	olie/gas	1973
		steenkool	1986
* Ruien - 6	294	olie/gas	1974
		steenkool	1989
* Genk-Langerlo 1	260	olie/gas	1973
	(200)	steenkool	1986
* Genk-Langerlo 2	260	olie/gas	1974
	(200)	steenkool	1987
* Awirs - 5	294	olie/gas	1973
		steenkool	1990
Rodenhuize - 4	271	olie/gas	1979
* ombouw op steenkool gerealiseerd of gepland			

Renovatie en uitbreiding van de levensduur van bestaande centrales worden in de Verenigde Staten als een reëel onderdeel van het capaciteitsaanbod beschouwd (4).

De tweede bron van produktiecapaciteit is de bouw van nieuwe centrales. De keuzen die in het investeringsmodel ingebouwd werden zijn vermeld in tabel 9. Deze keuzen stemmen praktisch overeen met deze in het BCEO-uitrustingsplan 1985-95 voorgesteld (2). De karakteristieken van de technologieën worden in het volgend hoofdstuk besproken, omdat ze ook in het centraal beleid van toepassing zijn.

Een mogelijke derde bron van produktiecapaciteit is de reconversie van de bruikbare delen van de gesloten nucleaire installaties. Het betreft hier in principe de niet-nucleaire delen van de kerncentrales met uitzondering van de stoomturbines. Gelet op de verschillen tussen de typische temperatuur/druk parameters van de stoom in een kernreactor en in een hoge-druk stoomketel voortgebracht, is het niet aangewezen de stoomturbines van kerncentrales te recupereren. We schatten dat ongeveer 36 % van de gerealiseerde investeringen in een kerncentrale alternatief aanwendbaar kunnen gemaakt worden als de vestigingsplaats hiertoe ruimte biedt. Het gebruik van deze infrastructuur zou toelaten een kolencapaciteit te bekomen tegen 57 % van haar normale kostprijs. De vermelde percentages zijn ruwe schattingen. Vooral om deze reden wordt de ombouw van nucleaire centrales als laatste capaciteitsbron vermeld. De duurtijd van de ombouw wordt op 5 jaar geschat.

III Gegevens en werkhypothesen

In dit hoofdstuk wordt zo bondig en volledig mogelijk verslag gedaan van de gegevens en werkhypothesen die in het model ingebouwd werden of eraan toegeleverd worden via databestanden. Deze informatie wordt geordend onder hoofdingen.

1. Machinepark

Het machinepark in het model ingebouwd bevat alle individuele produktiegroepen in het bezit van de producenten-verdelers, en leverend aan het Belgisch net. De opgenomen karakteristieken zijn deze door het BCEO opgegeven voor januari 1987. Tihange 1 en Chooz A zijn ieder voor 50 % van hun vermogen ingeschreven, en een aandeel van 70 MW in Eurodif-Tricastin is ook opgenomen. Er worden geen produktiemiddelen van zelfproducenten weerhouden, zodat het park alle groepen van de producenten-verdelers en alleen deze groepen omvat. Daarom wordt als elektriciteitsvraag enkel de vraag van de producenten-verdelers beschouwd (zie hoofdstuk I).

Met betrekking tot nieuwe centrales werden de BCEO-cijfers van het uitrustingsplan 1985-95 (2) als basis gebruikt. Er was onvoldoende tijd om op dit punt oorspronkelijk onderzoekswerk te verrichten, hoewel hieraan een grote behoefte bestaat (6), (7). De investeringskostprijzen van kolencentrales, zoals door het BCEO opgegeven, werden verlaagd om ze consistent te maken met de ervaring in West-Duitsland. In dit laatste land is er ervaring in de bouw van zowel grote kolencentrales als kerncentrales en krijgt men inzage in werkelijke kostprijzen (9). De gegevens die verschillend zijn van deze van het BCEO worden in tabel 13 vermeld.

Andere kostprijsinformatie, specifiek voor de twee beleidsopties, werden in hoofdstuk II besproken.

Tabel 13 : Karakteristieken van nieuwe centrales, verschillend van deze opgegeven door het BCEO of ontbrekend in het BCEO-uitrustingsplan

Centrale	Specifieke investering fr/kW	Specifiek verbruik kJ/kWh	Exploitatiekosten fr/uur
Poederketelcentrales-steen- kool			
600 MW	31 419	9 522	102 808
300 MW	34 560	9 310	79 246
Wervelbedcentrales			
105 MW			
op gewone steenkool	47 105	9 180	25 531
op recuperatiesteenkool	48 038	9 180	26 369
STEG-eenheid	125 MW	16 504	8 500
Gasturbine	90 MW	12 089	9 250
Nucleaire eenheid	1 390 MW	50 270	10 250
			209 769

2. Brandstofprijsvooruitzichten

Hiervoor wordt beroep gedaan op de resultaten van de Diensten voor de Programmatie van het Wetenschapsbeleid (8). Omdat in de DPWB documenten de brandstofprijzen voor de elektriciteitsproductie niet als dusdanig voorkomen dienden deze afgeleid te worden van de andere prijsreeksen. Het resultaat van deze oefening wordt in tabel 14 vermeld. Met een laag en een hoog scenario wordt getracht een vork te vormen waarbinnen de toekomstige prijzen zich met grote waarschijnlijkheid situeren. De gegevens van tabel 14 zijn onderling vrij consistent. Opvallend is de lage prijs van het aardgas, dat hierdoor de olie zal verdringen in de centrales en ook bij het beslissen over nieuwe investeringen sterk competitief wordt t.o.v. de steenkool.

Tabel 14 : Brandstofprijsscenario's voor de elektriciteitsopwekking

Bron : de scenario's werden afgeleid uit DPWB-scenario's betreffende binnenlandse energieprijzen (juli 1986), waarbij :

LAAG [~] - lage groei - verstoorde markt - lage energieprijzen

HOOG [~] - OPEC zoals voorheen - matige groei

L A A G	Periode		
	1986-1989	1990-1995	1996-2005
Kernbrandstof (fr/kWh)	0.50	0.50	0.50
Brandstoffen (fr/GJ)			
ingevoerde steenkool	96	115	115
aardgas	110	150	200
zware olie D	155	200	300
E	124	160	240
stookolie A	186	240	360
Light Virgin Naphta	195	250	375
H O O G			
Kernbrandstof (fr/kWh)	0.60	0.60	0.60
Brandstoffen (fr/GJ)			
ingevoerde steenkool	105	115	145
aardgas	150	200	250
zware olie D	195	285	430
E	155	230	350
stookolie A	230	350	500
Light Virgin Naphta	240	365	520

3. Emissies

Het verwerpen van kernenergie als bron voor de elektriciteitsproductie, heeft in België voor gevolg dat de elektriciteit vooral uit fossiele brandstoffen zal gewonnen worden. Op het vlak van het leefmilieu heeft dit belangrijke gevolgen waarmee men rekening moet houden bij een vergelijking van het centraal beleid met het alternatief beleid.

De Belgische elektriciteitsproducenten hebben de emissies van schadelijke afvalstoffen uit de fossiele verbranding sterk gereduceerd door de overgang naar kernenergie. Er werden in België nog maar weinig inspanningen geleverd om de fossiele verbrandingsprocessen milieuzuiverder te maken, dit bv. in tegenstelling tot West-Duitsland, waar de elektriciteitsmaatschappijen in de tweede helft van de jaren '80 hun klassieke centrales van rookgaszuivering voorzien. De kernenergie heeft het probleem van de emissies sterk gereduceerd, maar tegelijkertijd een ander probleem gecreëerd, waarvoor men nog geen afdoende oplossing heeft.

De vergelijking van de milieu-effecten van kernenergie met deze van verbrandingsprocessen is een complex probleem (5). De kleine volumes splijtstofprodukten zijn hoog toxisch en langlevend. De kans is groot dat het kernafval een onopgelost probleem blijft dat alle toekomstige mensengeneraties zullen erven van de vorige. De verbranding van kolen en zware stookolie veroorzaakt SO_x , NO_x en deeltjes emissies. De verbranding van aardgas en lichte stookolie veroorzaakt vooral NO_x -lozingen. Deze emissies hebben schade-effecten op korte en langere termijn voor gevolg. De elektriciteitsproductie is de belangrijkste bron van deze emissies. In België betreft het tienduizenden ton SO_2 en NO_x per jaar. Door rookgaszuivering en/of door aangepaste verbrandingsprocessen kan het grootste gedeelte van de emissies opgevangen en/of vermeden worden. Conditionering van het opgevangen afval geeft ook problemen, maar het vermijden van verspreiding en verdunning van afval is een eerste stap naar de beheersing van het probleem. Voor deze studie werden de volgende richtcijfers opgenomen voor de rendementen van de emissiebestrijding :

ontzwaveling	: 85 %
denox	: 40 %
deeltjes	: 75 %

Het laatste % heeft betrekking op verbeterde versies van de stofbestrijding waardoor drie vierde van de huidige (reeds beperkte) emissies bestreden worden.

In onze studie beschikken produktiegroepen, na 1990 in gebruik genomen, over ontzwaveling; deze na 1993 hebben ook een denox-voorziening en de betere ontstopping vindt plaats vanaf 1987. De centrales die gerenoveerd en met een rookgaszuivering uitgerust worden (zie hoofdstuk II), behalen na deze ingreep de hogervermelde bestrijdingsrendementen.

De schatting van de globale emissies wordt uitgevoerd per produktiegroep, waarvan in het model de elektriciteitsproduktie en het brandstofverbruik berekend worden. De brandstofhoeveelheid wordt van energiegrootheden in fysische grootheden omgezet met behulp van de coëfficiënten in tabel 15 vermeld. Aan de fysische hoeveelheden worden emissiefactoren

Tabel 15 : Warmte-inhoud van de brandstoffen (gemiddelde waarden)

Kernbrandstof	2 500 GJ/kg splijtstof
Kempense kolen	26,4 GJ/ton
Recuperatiekolen	21,8 GJ/ton
Importkolen	25,0 GJ/ton
Aardgas	36,0 GJ/1000 m ³
Zware olie : D	39,5 GJ/ton
Zware olie : E	38,5 GJ/ton
Stookolie A	42,0 GJ/ton
LVN	43,0 GJ/ton
Recuperatiegas*	5,0 GJ/1000 m ³
*Er wordt verondersteld dat 50 % van de geleverde energie van de recuperatiegassen voortkomt uit hoogovengas. De andere 50 % komt van cokesovengas, raffinaderijgas, mijngas en hiermee gelijkgestelde gassen.	

gekoppeld, in tabel 16 weergegeven, om de totale emissies te berekenen. Indien het een eenheid betreft uitgerust met emissiebestrijdingsinstallaties worden de hoger vermelde bestrijdingsrendementen op de factoren uit tabel 16 toegepast.

Tabel 16 : Emissies van schadelijke stoffen bij de verbranding van fossiele brandstoffen
(gemiddelde waarden in de studie benut)

Brandstofsoort	Emissie / verbrande hoeveelheid	SO _x	NO _x	deeltjes
Steenkool	kg/ton	15,50	7,30	1,86
Kempense kolen	kg/ton	10,70	7,30	1,86
Aardgas	kg/1000 Nm ³	-	2,87	-
Zware olie (> 3 % S)	kg/ton	67,43	8,54	1,00
Zware olie (< 3 % S)	kg/ton	47,86	11,13	1,28
Stookolie	kg/ton	19,06	9,24	1,09
Virgin naphta	kg/ton	-	5,00	-
Recuperatiegas*	kg/1000 Nm ³	3,68	0,78	0,005

* er wordt verondersteld dat 50 % van de geleverde energie van de recuperatiegassen voortkomt uit hoogovengas.
De andere 50 % komt van cokesovengas, raffinaderijgas, mijngas en hiermee gelijkgestelde gassen

De gevolgde werkwijze is nog onvoldoende gebaseerd op de specifieke karakteristieken van de individuele produktiegroepen. Een verder detail op dit punt overstijgt zowel de doelstellingen als de middelen van deze studie.

4. Evaluatie van de produktiekosten

De wijze waarop deze evaluaties gebeuren zijn in detail uiteengezet in vroegere publikaties (10). Hier worden enkel de veranderingen t.o.v. deze modellen besproken.

De produktiekostenschatting is gebaseerd op de verwachte elektriciteitsvoortbrengst van de afzonderlijke groepen, geladen onder de belastingsduurcurve in volgorde van hun marginale produktiekosten (verdienste-orde). Deze procedure wordt geamendeerd voor bijzondere gevallen, o.m. de 'prioritaire' vermogens en de pompcentrales. Prioritaire vermogens moeten bepaalde opgelegde brandstofquota opnemen op het ogenblik dat ze aangeboden worden. Type-voorbeeld zijn de groepen die afvalgas verbranden van hoogovens, raffinaderijen, cokesfabrieken. Ook al is de kWh die deze groepen leveren duurder dan deze van sommige andere, worden ze toch prioritair geladen. Naast afvalgas, kunnen ook andere brandstoffen aan bepaalde quota van gebruik onderworpen zijn, bv. Kempense steenkolen, recuperatiesteenkolen, e.d. Het is mogelijk deze quota voor ieder jaar afzonderlijk te definiëren. De quota in deze studie benut, worden in tabel 17 vermeld. Deze quota worden gehaald wanneer voldoende produktie-

Tabel 17 : Brandstofquota prioritair opgelegd (in TJ)

	Periode		
	1987-1989	1990-1995	1996-2000
Afvalgassen	20 000	20 000	20 000
Kempense steenkool*	40 000	30 000	20 000
Recuperatiesteenkool	20 000	25 000	30 000

*Het is mogelijk dat onder het Alternatief Beleid meer KS-steenkool beschikbaar zal staan. We hebben in deze studie toch dezelfde quota in het AB en in het CB genomen om de vergelijkbaarheid van de resultaten inzake elektriciteitsproductie zelf te behouden. Vermenging van dossiers lijkt ons niet aangewezen.

capaciteit in het park aanwezig is die de betreffende brandstof aankan. KS-steenkool kan in alle kolencentrales verbrand worden, maar recuperatiesteenkool vereist aangepaste ketels. Afvalgas wordt slechts aan bepaalde centrales toegeleverd. De centrales die quota-brandstof toegewezen krijgen worden als een deel prioritair en als een deel gewoon vermogen behandeld.

De pompcentrales vervullen een belangrijke functie in het Belgisch productiepark als reserve-, buffer-, modulatie- en piekvermogens. Hun inlassing aan de spits van de belastingduurcurve wordt in de huidige versie van het model jaar per jaar geregeld. In het Centraal Beleid worden de pompcentrales meer gebruikt dan in het Alternatief Beleid. In het Alternatief Beleid vervalt de economische functie van transfer van nucleaire nacht-kWh naar geturbineerde piek-kWh om fossiele piek-kWh te substitueren, wanneer de nucleaire centrales gesloten worden.

Nauwkeurige informatie (specifiek verbruik; exploitatiekosten) over de individuele productiegroepen (toestand januari 1987) maakt onze schattingen betrouwbaar.

5. Leveringszekerheid of kwaliteit van dienstverlening

Naast de kostprijs van het produkt elektriciteit is ook de kwaliteit ervan belangrijk. Kwaliteit van de elektriciteitsvoorziening wordt gemeten door de leveringszekerheid (geen stroomonderbrekingen) en door de beperking van de spanningsschommelingen.

Leveringszekerheid wordt in het model in detail berekend (10, p. 27-35). T.o.v. de vroegere versies van het model zijn de uitkomsten verbeterd door het inbouwen van preciezere informatie over de individuele productiegroepen. De schattingen van de LOLP-waarden worden nauwkeuriger. Door het behandelen van iedere groep afzonderlijk i.p.v. in bepaalde clusters (bv. gasturbines) daalt de gemeten LOLP-waarde.

In deze studie wordt een dubbele norm voor de veiligheid van de elektriciteitsvoorziening gehanteerd. Enerzijds mag de geschatte LOLP-waarde niet hoger zijn dan 10 uren produktieverlies per jaar. Anderzijds mag de beschikbare reservecapaciteit niet lager worden dan 20 % van het gevraagde spitsvermogen. De eerste norm is doorgaans meest bindend zodat de reserve groter is dan 20 %. Alleen wanneer het produktiepark uitsluitend samengesteld zou zijn uit kleinere vermogens, kan een reserve kleiner dan 20 % nog de LOLP-norm van minder dan 10 uren/jaar halen. In dit geval is de 20 %-reservemarge de bindende voorwaarde.

6. Beslissingsprocedure nieuwe investeringen

Zoals in de vorige versie van het model wordt de beslissing om bepaalde nieuwe centrales bij het park te voegen, consecutief genomen :

- (a) de gebruiker kan bepaalde keuzen a priori in het park inschrijven. In deze studie betreft het 6 wervelbedcentrales (3 op KS-steenkool en 3 op recuperatiesteenkool) die voor de andere groepen gebouwd worden. Ze worden in deze studie slechts gebouwd op het ogenblik dat er nood is aan bijkomend vermogen, maar het is mogelijk ook de data van ingebruikstelling op te leggen.
- (b) wanneer de normen van leveringszekerheid overschreden worden ($LOLP > 10$ uur of reservemarge < 20 %), moet er bijkomend vermogen opgesteld worden. Men kiest dan uit de centrales die kunnen gebouwd worden (bv. duurtijd van de bouwperiode mag niet langer zijn dan de tijd tussen vandaag en de geplande ingebruikstelling) de meest economische centrale.

De investeringsprocedure wordt uitvoerig beschreven in (10, p.35-44).

IV Opbouw van een uittredingsscenario in België

De hoge afhankelijkheidsgraad van de nucleaire energie in België (zie hoofdstuk I) impliceert dat een uittredingsscenario voor dit land een meer dan marginale ingreep in het elektrisch productiepark betekent. Daarom kan het scenario niet van buiten-af opgelegd worden, maar moet het voortvloeien uit de speelruimte tussen vraag en aanbod gecreëerd door een alternatief beleid t.o.v. de elektriciteitsvoorziening.

Het onmiddellijk sluiten vanaf 1988 van alle kerncentrales is in België onmogelijk zonder de elektriciteitsvoorziening in diskrediet te brengen. Het nucleair vermogen belooft 5214 MW geïnstalleerd (tabel 4). De spitslast in 1988 aan de producenten-verdelers wordt in het Centraal Beleid geraamd op 8980 MW en het beschikbaar vermogen in totaal op 12 780 MW. De uiterste reserve zou dus 3800 MW bedragen. Een onmiddellijke sluiting van de kerncentrales zou reeds een vermogenstekort van 1414 MW (= 5214 - 3800) veroorzaken. Het is onvruchtbaar een onmiddellijke sluiting van alle kerncentrales te overwegen.

Onder uittredingsscenario in België wordt daarom de snelst mogelijke sluiting van de kerncentrales verstaan, wanneer een Alternatief Beleid t.o.v. de elektriciteitsvoorziening gevoerd wordt.

De gegevens met betrekking tot de vraag onder het Alternatief Beleid werden in hoofdstuk II beschreven. Deze worden eerst in het computerprogramma ingebouwd voor een +1,5 % groei van de stroombehoeften. Het uittredingsscenario van deze studie is robust t.o.v. de groei-voet van +1,5 %. De sluitingskalender wordt niet veranderd wanneer de groei-voet lager is, omdat de kans op stroomonderbrekingen minimaal moet blijven. De 0 % toename van de stroombehoeften wordt m.a.w. enkel aangevend om te zien hoe het uittredingsscenario zich gedraagt in deze situatie.

Aan de aanbodzijde wordt de levensduur verlengd van de produktiegroepen in tabel 10 vermeld, en wordt een renovatie-programma voor deze van tabel 11 gestart. Vanaf 1990 (eerste wederingebruikname in 1991), worden ieder jaar twee produktiegroepen van de 110/140 MW-klasse gerenoveerd en van een ontzwavelingsinstallatie voorzien. De vertraging, met twee jaar t.o.v. 1988, van dit programma is noodzakelijk, omdat twee centrales van de 300 MW-klasse in ombouw zijn op steenkool (Ruïen 6 en Awirs 5, terug in werking in 1989, respectievelijk 1990 ; zie tabel 12), en omdat de resultaten van het Alternatief vraagbeleid pas vanaf 1990 stap voor stap gerealiseerd worden. Omdat er 17 produktiegroepen aangepast worden a ratio van 2 per jaar vanaf 1990, strekt dit programma zich uit over het volledige decennium van de jaren 90. De positieve effecten ervan (daling van de emissies) komen dus gradueel tot stand.

In tabel 18 wordt een kalender vermeld waarop de nucleaire elektriciteitswinning in België kan afgebouwd worden.

Tabel 18 : Kalender van afbouw van de nucleaire elektriciteitsvoorziening in België

jaar (per 1 januari)	Afbouw van de nucleaire elektriciteitswinning	
1988	900 MW	Tihange 2
	980 MW	Doel 4
1989		
1990		
1991	392 MW	Doel 2
	13 MW	Mol - BR3
1992	392 MW	Doel 1
	70 MW	Eurodif-Tricastin
	152 MW	Chooz A
1993	900 MW	Doel 3
	980 MW	Tihange 3
	435 MW	Tihange 1

De sluiting van nucleaire centrales zou starten in 1988 met twee grote eenheden (900 MW van Tihange 2 en 980 MW van Doel 4). De bestaande overcapaciteit bij de producenten-verdelers maakt dit mogelijk zonder de stroomvoorziening in gevaar te brengen (reservemarge groter dan 20 % en LOLP-waarde kleiner dan 10 uren/jaar). De niet-nucleaire, alternatief aanwendbare delen van deze centrales zouden de basis vormen voor twee steenkoolgevoede basislastcentrales (zie hoofdstuk II - alternatief beleid - aanbod).

In 1991 is er weer ruimte voor afbouw omdat Ruien 6 en Awirs 5 (ieder 300 MW) terug aan het net gekoppeld zijn, en omdat nieuwe capaciteiten (van de kleinere vermogensklassen) kunnen gebouwd worden tegen die datum. In 1991 worden Doel 2 en Mol BR-3 stilgelegd (zie tabel 18). In 1992 kunnen Doel 1 en het aandeel in Eurodif-Tricastin en in Chooz A volgen. Het vermogenverlies door het uitschakelen van de kleinere nucleaire installaties wordt gecompenseerd door 6 x 105 MW-wervelbedcentrales en door een serie gasturbines.

In 1993 worden de drie overblijvende nucleaire centrales gesloten : Doel 3 (900 MW), Tihange 3 (980 MW) en Tihange 1 (435 MW - Belgisch aandeel). Het vermogenverlies wordt opgevangen door het in gebruik stellen van basislastvermogens op steenkool (980 MW - site Doel en 900 MW site Tihange).

De afbouwkalender in tabel 18 voorgesteld is technisch haalbaar. Op geen enkel ogenblik wordt de kwaliteit van de stroomvoorziening in het gedrang gebracht (reservemarge groter dan 20 % en LOLP-waarde kleiner dan 10 uren/jaar). Dit betekent dat alle nucleaire centrales kunnen gesloten worden in een tijdspanne van 5 jaar, te starten vanaf 1 januari 1988. De belangrijkste technische hinderpalen voor de

realisatie van het programma zijn de organisatie van de bouw van 6 nieuwe wervelbedcentrales, en de installatie van de stoomopwekking en stoomexpansie op basis van steenkool op de sites van Tihange 2 en Doel 4. Om dit programma technisch-economisch succesvol te maken heeft men de volle inzet van de elektriciteitsproducenten nodig.

De gevolgen voor de kostprijs van de opgewekte elektriciteit worden in hoofdstuk V belicht. Daar wordt ook getoond hoe de emissies van schadelijke stoffen afhangen van het gevoerde beleid.

De politiek-institutionele middelen nodig om het voorgestelde afbouwscenario in werkelijkheid om te zetten hebben we niet bestudeerd. Misschien wegen ze wel zwaarder dan de technico-economische argumenten.

V Evaluatie van de beleidsopties

De gegevens en beleidsopties worden toevertrouwd aan een computermodel dat informatie verschaft over investeringen, leveringszekerheid, kostprijzen, brandstofverbruik en emissies. De simulaties worden telkens uitgevoerd over de periode 1988 - 2000, en de uitkomsten worden geactualiseerd per 1 januari 1988. De resultaten van 12 simulaties worden in detail getoond in de bijlagen. In tabel 19 wordt een overzicht hiervan gegeven.

Tabel 19 : Overzicht van de bijlagen : nummers van de uitgevoerde computersimulaties

Beleid	Groei v/d stroom- behoefte %/jaar	Brandstofprijsont- wikkeling (zie tabel 14)	
		BRANL	BRANH
<u>Centraal Beleid</u>			
CB1 : Chooz B1 + B2, geen N8	2,5	1	2
CB2 : Chooz B1 + B2, + N8	2,5	3	4
CB3 : Géén Chooz B1 + B2, geen N8	2,5	5	6
<u>Alternatief Beleid</u> : sluiting van alle kerncentrales over de periode 1987 - 1993			
AB1	+ 1,5 %	7	8
AB2	0 %	9	10
<u>Gemengd Beleid (GB)</u>			
aanbod van CB3 (tabel 6)	+ 1,5 %	11	12
vraag van AB1 (tabel 7)			

Er worden 12 simulaties gerapporteerd, die betrekking hebben op 6 beleidsopties, ontubeld voor twee scenario's van ontwikkeling van de brandstofprijzen (tabel 14). Het Centraal Beleid wordt door drie investeringsstrategieën weergegeven (tabel 6). Het Alternatief Beleid omvat als kern de sluitingskalender van de nucleaire centrales (tabel 18). Het sluitingsscenario garandeert de leveringszekerheid voor een 1,5 % groei van de stroombehoeften (AB1). Het sluitingsscenario wordt op zijn gevolgen onderzocht wanneer de stroombehoefte niet zou toenemen in de toekomst (AB2).

In de rand van de opdracht van I.P.E. hebben we een Gemengd Beleid (GB) geformuleerd. Onder dit beleid zou enerzijds een inspanning geleverd worden om de vraag naar stroom te verminderen en de decentrale opwekking te stimuleren (tabel 7), terwijl anderzijds geen nucleaire centrales vroegtijdig zouden sluiten en geen nieuwe nucleaire capaciteiten aan het Belgisch net zouden leveren (dus geen Chooz B1 + B2 en geen N8).

Nog andere beleidsvarianten verdienen de nodige aandacht, bv. toevoeging van renovatie en rookgaszuivering in de CB en GB - strategieën. Dit valt echter buiten de mogelijkheden van deze opdracht.

De bespreking van de uitkomsten wordt rond drie thema's gevoerd :

- 1° leveringszekerheid en investeringen,
- 2° kostprijzen,
- 3° brandstofverbruik en emissies.

1° Leveringszekerheid en investeringen

In alle uitgevoerde simulatieberekeningen staat de eis voorop dat de geschatte kans op stroomonderbrekingen lager is dan een opgelegde drempelwaarde. In deze studie wordt een kwaliteitsnorm van een geschat produktietekort van minder dan 10 uren/jaar (LOLP), gehanteerd (hoofdstuk III).

Omdat de CB-opties slechts een marginale verandering of aanvulling van het gangbare beleid betekenen, wordt aan de kwaliteitsnorm gemakkelijk voldaan door nieuwe centrales te voorzien a rato van de vraagontwikkeling of van de sluiting van oudere centrales.

In het AB dient men de sluitingskalender van de nucleaire produktiemiddelen omzichtig op te stellen om de leveringszekerheid te garanderen gedurende de eerstkomende jaren (hoofdstuk IV). De moeilijke periode situeert zich van 1988 tot 1993 omdat de effecten van het alternatief vraagbeleid nog maar nauwelijks merkbaar zijn en omdat de tijdspanne nog te kort is om in vervangende capaciteit te voorzien. Het is bovendien niet aan te raden een fors investeringsprogramma in deze periode op het getouw te zetten omdat naar het einde van de jaren '90 toe de vraagbeheersing wel haar vruchten afwerpt.

In het Gemengd Beleid is het capaciteitsprobleem het eenvoudigst omdat de huidige overcapaciteit toelaat de periode vanaf 1987 tot de jaren van lagere vraag te overbruggen.

De nieuwe capaciteiten die door de producenten-verdelers dienen toegevoegd te worden om de leveringszekerheid veilig te stellen worden in tabel 20 vermeld. De eerste drie kolommen vertonen natuurlijk een drukker beeld dan de laatste drie. Dit vloeit voort uit de verschillende groeivoet van de stroombehoefte (+ 2,5 % in CB t.o.v. 1,5 %, respectievelijk 0 %) en uit de 2170 MW produktiecapaciteit in het AB en GB door de verbruikers verzorgd (tabel 7).

Tabel 20 : Nieuwe productiecapaciteiten van de producenten-verdelers in functie van de strategieën onder BRANL . (de getallen geven het productievermogen in MW met uitsluiting van ge-reneweerde groepen)

		Strategie t.o.v. de elektriciteitsvoorziening					
Jaar	CBI simulatie 1	CB2 simulatie 3	CB3 simulatie 5	AB1 simulatie 7	AB2 simulatie 9	GB simulatie 11	
1988							
1989							
1990							
1991	348 N-chooz	348 N-chooz		210 K-wervelbed			
1992				420 K-wervelbed			
				90 Gasturbines			
1993			210 K-wervelbed	360 Gasturbines	1880 K-ombouw		
				1880 K-ombouw	210 K-wervelbed		
1994	348 N-chooz	348 N-chooz	420 K-wervelbed				
1995	630 K-wervelbed	525 K-wervelbed	540 Gasturbines	90 Gasturbines			
1996	360 Gasturbines	1390 N - N8	450 Gasturbines				
1997	540 Gasturbines	105 K-wervelbed 90 Gasturbines	540 Gasturbines	180 Gasturbines			
1998	360 Gasturbines	360 Gasturbines	360 Gasturbines				
1999	540 Gasturbines	540 Gasturbines	600 K-basis			105 K-wervelbed	
2000	450 Gasturbines	450 Gasturbines	600 K-basis			105 K-wervelbed	

Opvallend is de grote rol van de gasturbines in de CB uitrustingsplannen. De lage gasprijzen die in het model ingebouwd werden (tabel 14) zijn hier niet vreemd aan. Ook de ruime voorziening in opgestelde basiscapaciteit maakt spitseenheden met hun lage investeringskosten aantrekkelijk. Merk bv. op hoe in CB3 op het einde van de jaren '90 terug basisvermogen gevraagd wordt, terwijl de nucleaire centrales, toegevoegd in CB1 en CB2, deze behoefte voldaan hebben.

De nood aan bijkomend centraal produktievermogen wordt bijzonder klein wanneer een beleid van vraagbeheersing en van stimulering van decentrale opwekking gevolgd wordt. Een deel van de AB capaciteitsbehoefte wordt in de beginjaren gedekt door oudere centrales niet te sluiten na 35 jaar dienst. Wanneer de stroombehoefte stijgt met 1,5 %/jaar en de nucleaire sluitingskalender van tabel 18 uitgevoerd wordt, is er bijkomende capaciteit vereist : 630 MW-wervelbed-centrales en een aantal gasturbines worden voorzien. In het jaar 1993 komen de omgebouwde centrales Doel 4 en Tihange 3 (1880 MW) op stroom. Wellicht zouden de resultaten niet sterk wijzigen indien deze vermogens vervangen werden door nieuwe produktiecapaciteiten. Er werd in hoofdstuk IV op gewezen dat de realisatie van de ombouwen investeringsprogramma's onder het AB een grote inspanning zal vergen van de elektriciteitsproducenten.

Een gemengd beleid vereist zeer weinig investeringen. De bestaande overcapaciteit is ruimschoots voldoende om de vraaggroei op te vangen. Tegen het einde van de analyseperiode zijn nieuwe centrales nodig omdat de gecumuleerde uit dienst genomen capaciteit tegen dan sterk is opgelopen.

De lezer kan in de bijlagen per simulatie nagaan dat de investeringsprogramma's van tabel 20 (en ook deze onder BRANH) voldoende zijn om de leveringszekerheid veilig te stellen. De resultaten van de LOLP-analyse staan onder de hoofding "Betrouw. analyse van het park" afgedrukt. De kolom die daar onmiddellijk aan vooraf gaat geeft de reservemarge van het productiepark. Door de installatie van talrijke gasturbines van 90 MW per eenheid, kan men met een eerder kleine marge (bv. 20 % in de CB1 strategie) toch de LOLP norm van minder dan 10 uren/jaar verwacht produktietekort halen.

2°) Kostprijzen

De technische haalbaarheid van de voortijdige sluiting van de nucleaire elektriciteitsproductie op relatief korte termijn werd in de vorige paragraaf aangetoond. De economische gevolgen van dergelijk beleid worden hier behandeld. Centraal hierin is de impact van het uittredingsscenario op de produktiekostprijs van de elektriciteit bij de producenten-verdelers over de periode 1988 - 2000.

In de voorgaande hoofdstukken werd regelmatig gewezen op de moeilijke toegankelijkheid tot betrouwbare kostprijsgegevens. Zo weten we van de zgn. boetes tengevolge van het schrappen van NS, niet, wie, aan wie, onder welke voorwaarde, welke bedragen, dient te betalen. We hebben geruchten daaromtrent dus niet in onze studie opgenomen. Investeringskostprijzen van elektrische centrales en van rookgaszuiveringsinstallaties door het BCEO meegedeeld, zijn niet verifieerbaar. Bij gebrek aan beter, hebben we ons op de BCEO-cijfers gesteund, slechts gecorrigeerd voor de prijzen van basislast kolen centrales omdat de vertekening ons daar te evident lijkt. De aanpassing heeft weinig invloed op de resultaten van deze studie omdat

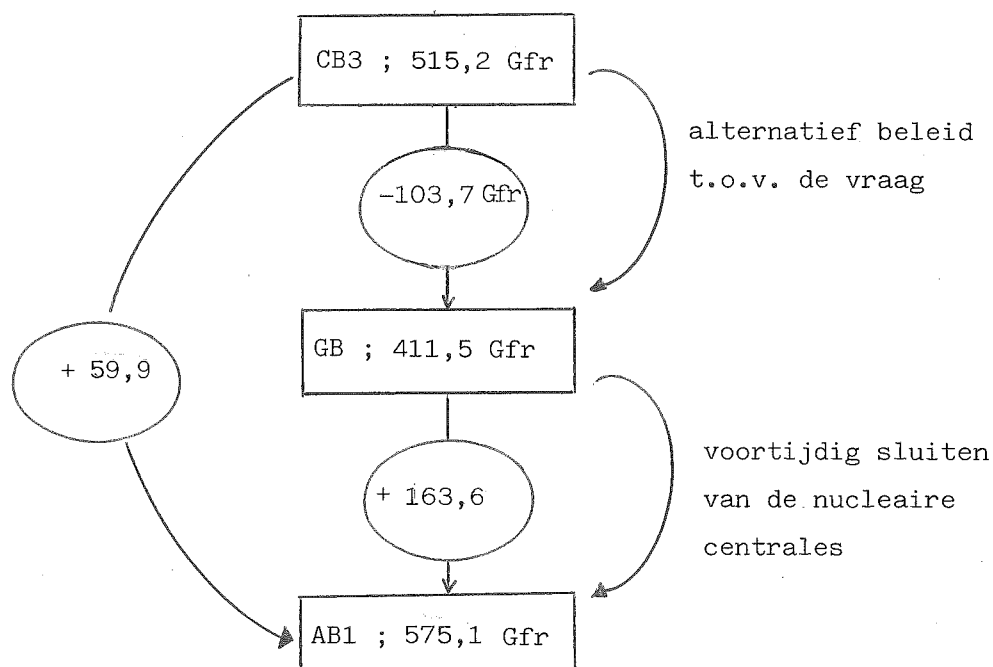
basislast kolencentrales weinig voorkomen in de uitrustingsplannen (tabel 20). De aanpassing is in het voordeel van de CB-strategieën t.o.v. de AB en GB - strategieën (tabel 20).

Bij de vergelijking van de uitkomsten van de beleidsopties moet men voorzichtig te werk gaan. Een directe vergelijking van CB-opties met de andere is gevaarlijk omdat in de CB-opties de producenten-verdelers meer stroom voortbrengen en leveren. Het grootste deel van de vraagverlaging aan de producenten-verdelers in de AB en GB - opties wordt gesubstitueerd door andere energie of door de verbruikers zelf voortgebracht (tabel 7). Samen betreft het hier 9410 GWh in het jaar 2000. Daarom kan men de kosten van de uittreding uit de nucleaire elektriciteitsproductie het best meten door een vergelijking van de AB-opties met de GB-strategie. Wanneer men AB en CB - resultaten naast mekaar plaatst dient een correctie aangebracht voor de elektriciteit door de verbruikers gesubstitueerd of opgewekt.

In tabel 21 worden de geactualiseerde produktiekosten bij de producenten-verdelers vermeld. Deze kosten omvatten de vermijdbare kosten vanaf 1 januari 1988. Deze kosten kunnen vandaag beïnvloed worden, en zijn daarom relevant voor de keuze tussen meerdere beleidsopties.

Om de beleidsopties te evalueren, kiest men ofwel kolom BRANL, ofwel kolom BRANH in tabel 21. De conclusies zullen in beide gevallen analoog zijn, maar meer uitgesproken bij BRANH dan bij BRANL.

Figuur 3 : Vergelijking van de geactualiseerde produktiekosten tussen drie beleidsopties (onder BRANL)*



Het bedrag van 103,7 Gfr kan niet gezien worden als een zuivere winst voor de economie van het land. Zoals in tabel 7 en de erbij gevoegde bespreking getoond, wordt 9410 GWh - anno 2000 verplaatst van de producenten-verdelers naar 8845 GWh - anno 2000 bij de verbruikers zelf op te wekken of te substitueren (het verschil tussen beide cijfers volgt uit de 6 % overbrengingsverliezen). Deze 9410 GWh werd lineair in het programma ingebracht, startend bij 941 GWh in 1991, 2 x 941 GWh in 1992, ... tot 10 x 941 GWh in 2000. Geactualiseerd per 1/1/1988, met een actualisatievoet van 8,6 % midjaars toegepast, komt dit neer op 24 141 GWh, of 22 692 GWh als men ook de verliezen beschouwt.

* Onder BRANL zijn de verschillen als volgt :

i.p.v. -103,7 Gfr heeft men -118,5 Gfr
 +163,6 Gfr heeft men +190 Gfr
 + 59,9 Gfr heeft men + 71,5 Gfr

Tabel 22 : Resultaten : produktiekostprijs* (fr/kWh) bij de producenten-verdelers

Beleid	Groei v/d stroom-behoefte %/jaar	Brandstofprijis-ontwikkeling	
		BRANL	BRANH
Centraal Beleid : CB1	2,5	1,061	1,183
CB2	2,5	1,059	1,171
CB3	2,5	1,064	1,187
Alternatief Beleid : AB1	1,5	1,345	1,512
AB2	0	1,274	1,424
Gemengd Beleid :	1,5	0,963	1,067

* de berekening van de produktiekostprijs gaat als volgt :

- (1) de kostenelementen die vanaf nu door het beleid beïnvloedbaar zijn, en enkel deze, worden beschouwd.
- (2) de prijs is een evenwichtsprijs, gedefinieerd als de verhouding van de geactualiseerde kosten tot de geactualiseerde kWh, over de periode 1988 - 2000.

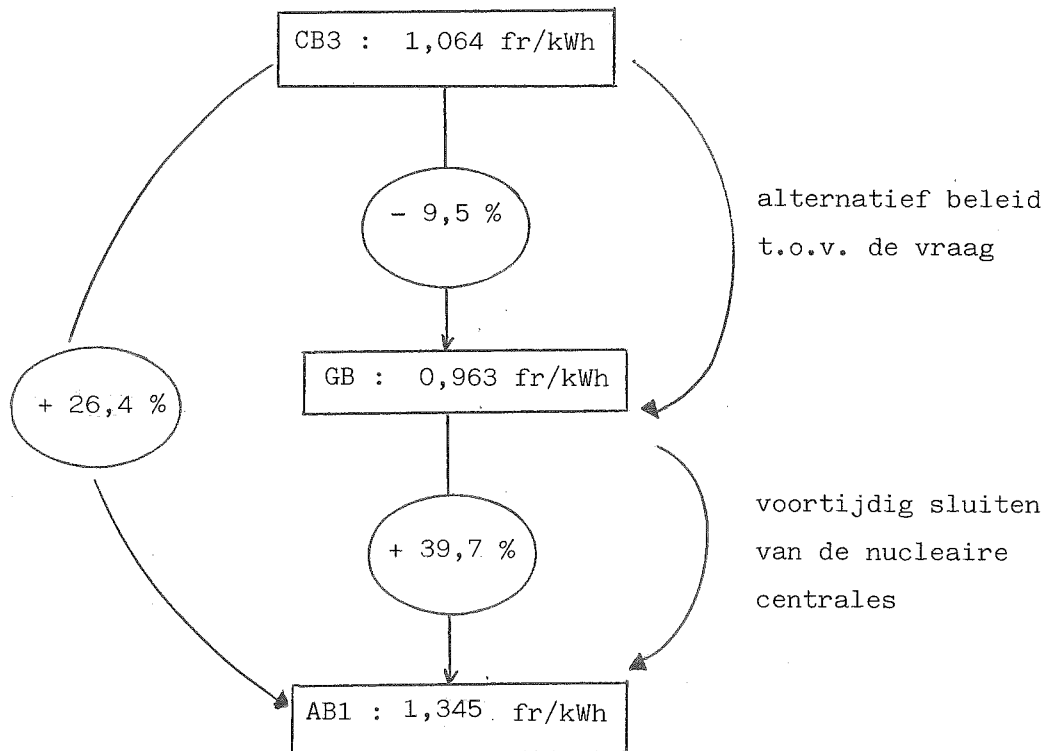
Het verschil in groeivoet van de stroombehoefte (2,5 % in CB en 1,5 % in AB1 en GB) betekent geactualiseerd 32 532 GWh. Een deel van deze besparing is wellicht realiseerbaar tegen geringe kosten.

Met de lagere vraag aan de producenten-verdelers, geactualiseerd als $24\ 141 + 32\ 532 = 56\ 673$ GWh (53 273 GWh met de 6 % verliezen), tegenover de 103,7 Gfr gesteld, wordt de waarde van een minder verbruikte of zelf geproduceerde kWh geschat op 1,83 fr/kWh (respectievelijk 1,95 fr/kWh), aan produktiekostprijs. Deze laatste prijzen geven de vermeden kosten ("avoided cost") weer, mogelijk gemaakt door de decentrale elektriciteitsopwekking en door de vraagbeheersing. Het is niet mogelijk in het kader van deze studie na te gaan of 103,7 Miljard frank al dan niet voldoende is om 24 141 GWh decentraal op te wekken en 32 532 GWh te besparen in de Belgische economie, over de periode 1988 - 2000.

Om het niveau van de vermelde prijzen te situeren, is de informatie van tabel 22 nuttig. De evenwichts-produktiekostprijzen in deze tabel vermeld, zijn de beste synthetische maatstaf om de economische prestaties van een uitrustingsplan weer te geven. De maatstaf heeft het voordeel dat alle beleidsopties direct vergelijkbaar zijn binnen eenzelfde kolom (BRANL of BRANH).

De elektriciteit onder CB3 voortbrengen, kost 515,2 Gfr (tabel 21) of 1,064 fr/kWh (tabel 22). Een deel van deze elektriciteit besparen of decentraal opwekken laat een kostendaling van 103,7 Gfr (figuur 3) toe. Door deze besparing kan de produktiekostprijs van een kWh dalen van 1,064 fr tot 0,963 fr, d.i. een daling met 9,5 % (figuur 4).

Figuur 4 : Vergelijking van de produktiekostprijs (tabel 22) tussen drie beleidsopties (onder BRANL)*



Wanneer men de bestaande nucleaire centrales over een periode van 5 jaar sluit stijgt de produktiekostprijs met 39,7 % tot 1,345 fr/kWh. T.o.v. het centraal beleid CB3 wordt de stijging onder AB1 geschat op 26,4 %.

Uit onze berekeningen blijkt dat een snelle afbouw van de nucleaire elektriciteitsproduktie in België een dure beleids optie is. Dit bevestigt de verwachtingen omdat men in België sinds het begin van de jaren '70 alle kaarten op de nucleaire optie gezet heeft. De recente capaciteitsuitbreidingen van het centraal produktiepark zijn alle nucleaire centrales, nl. Doel 3 (900 MW) en Tihange 2 (900 MW) in 1983 en Doel 4 (980 MW) en Tihange 3 (980 MW) in 1985.

* Onder BRANL zijn de verschillen als volgt :

i.p.v. - 9,5 % heeft men -10,1 %
 +39,7 % heeft men +41,7 %
 +26,4 % heeft men +27,4 %

De stijging van de produktiekostprijs met een bepaald % betekent niet dat de eindprijs bij de gebruiker met hetzelfde % toeneemt. De eindprijs omvat immers nog tal van andere kostencomponenten. Wanneer we veronderstellen dat alle andere kosten ongewijzigd blijven in alle beleidsopties t.o.v. de elektriciteitsproduktie, kan een schatting gemaakt worden van de invloed van de beleids-opties op de eindprijs aan gebruikers Hoogspanning (HS) en Laagspanning (LS). De resultaten hiervan zijn in tabel 23 vermeld.

Tabel 23 : Samenvatting van de meerkosten van de elektriciteit door een vroegtijdige sluiting van de nucleaire capaciteiten leverend aan het Belgisch net (onder BRANL)

	Een alternatief vraagbeleid is ook mogelijk zonder sluiting van de kerncentrales	Een alternatief vraagbeleid is enkel mogelijk met sluiting van de kerncentrales
	AB1 t.o.v. GB	AB1 t.o.v. CB3
Totale geactualiseerde kosten (miljard fr.)	+ 163,6	+ 59,9
Stijging van de produktiekostprijs (%)	+ 39,7 %	+ 26,4 %
Stijging van de elektriciteitsprijs aan de gebruiker :		
: HS (%)	+ 13,8 %	+ 10,1 %
: LS (%)	+ 7,6 %	+ 5,6 %

Een onderscheid tussen twee benaderingen is wenselijk. Bij de vergelijking van AB1 met GB veronderstelt men dat een alternatief vraagbeleid ook realiseerbaar is zonder sluiting van de kerncentrales (1e kolom van tabel 23). Deze meerkosten drukken het best de eigenlijke kosten van het sluitingsscenario uit.

Vergelijkt men AB1 met CB3 dan koppelt men een alternatief vraagbeleid aan het sluitingsscenario. De meerkosten lijken beperkter omdat ze gecompenseerd worden door de baten voor het centrale produktiesysteem van het alternatief vraagbeleid.

Als men de lagere meerkosten (2e kolom van tabel 23) hanteert mag men niet uit het oog verliezen dat de economie van het land ergens de kosten moet dragen van de decentrale opwekking en van de elektriciteitssubstitutie. Deze laatste kosten worden wel ge-reveleerd in de 1e kolom van tabel 23 wanneer men aanneemt dat 103,7 miljard fr. het bedrag is nodig om 56 673 GWh over de periode 1988 - 2000 decentraal op te wekken of te besparen.

3°) Emissies

Het Instituut voor Politieke Ecologie, opdrachtgever van de studie, wil naast de afbouw van de nucleaire risico's ook de vervuiling veroorzaakt door de verbranding van fossiele brandstoffen, binnen perken houden. Bij het bestaande evaluatiemodel werden routines gevoegd om een ruwe schatting van de emissies te bekomen. Een grondige behandeling van de problematiek was onmogelijk binnen de ruimte van het contract.

De emissies (SO_x , NO_x , deeltjes) worden per produktiegroep geschat op basis van het brandstofverbruik van de groep. Er wordt rekening gehouden met de aanwezigheid van rookgaszuivering, maar niet met de detailkenmerken van de gebruikte brandstoffen per centrale (hoofdstuk III). In alle beleidsopties wordt aangenomen dat de nieuwe

centrales op basis van fossiele brandstoffen met de best beschikbare bestrijdingstechnologie uitgerust worden. Alleen in de AB-opties worden bestaande centrales gerenoveerd en aangevuld met bestrijdingsinstallaties. Dit veroorzaakt een deel van de meerkosten van de AB-opties t.o.v. de andere. Het renovatieprogramma is over het volledige decennium van de jaren '90 gespreid en werpt dus maar langzaam vruchten af. Het is ook beperkt gehouden tot de 110/140 MW-groepen, die hierdoor een rendementsverlies van 2,5 % opliepen. Dit gekoppeld aan een specifieke procedure van het evaluatiemodel ('merit-order loading') maken dat de emissies in de AB-opties overschat worden. Het wegwerken van deze overschatting (waarvan we de grootte-orde moeilijk kunnen inschatten) vereist een aanvulling op het basismodel. De IPE opdracht verschaftte ons daartoe onvoldoende tijd en middelen. We menen dat een grondige analyse van de vervuilingaspecten noodzakelijk is waarvoor de nodige onderzoeksmiddelen ter beschikking moeten staan.

In tabel 24 zijn enkele cijfers voor de drie beleidsopties CB3, AB1 en GB vermeld. Het detail van de berekeningen vindt men in de bijlagen. We hebben slechts 4 jaren in tabel 24 opgenomen om de bespreking eenvoudig te houden.

Het meest opvallend in tabel 24 is de stopzetting van de aanmaak van hoogradioactief kernafval onder AB1. De ongeveer 137 ton in de opties zonder sluitingsprogramma wordt al in 1988 verminderd tot 89 ton en na 1993 tot 0 herleid. In de beginjaren veroorzaakt dit een scherpe stijging van de emissies (in 1988 met 55 à 60 % t.o.v. CB3 of GB). Op het einde van de periode is de toename nog geschat op 10 % t.o.v. CB3 en 40 % t.o.v. GB.

Tabel 24 : Voortgebrachte splijtstoffen en SO₂ emissies voor een aantal beleidsopties (onder BRANL)*

Jaar	Beleidsoptie CB3		Beleidsoptie AB1		Beleidsoptie GB	
	kg splijtstof	ton SO ₂	kg splijtstof	ton SO ₂	kg splijtstof	ton SO ₂
1988	137 253	95 186	89 057	149 064	136 683	91 860
1990	138 272	97 033	89 058	143 498	137 484	90 392
1995	139 439	109 101	0.	133 954	137 927	81 724
2000	135 543	103 636	0.	110 706	134 490	79 436

* informatie over NO_x en deeltjes is voor de duidelijkheid hier niet opgenomen, maar terug te vinden in de bijlagen.

Zoals hierboven gesteld zijn de emissies onder AB1 in het jaar 2000 overschat. Ze moeten echter in de andere zin genuanceerd worden voor de emissies niet in de berekening betrokken en voortkomend uit de decentrale elektriciteitsproductie. Deze emissies belasten de opties AB1 en GB. Het is ook nodig te onderzoeken hoe de emissies verlopen wanneer onder de beleidsopties CB en GB een programma van rookgaszuivering op stapel gezet wordt.

De toename van de emissies bij een versnelde sluiting van de nucleaire produktievermogens is in België onvermijdelijk omdat men tot nu toe uiterst weinig aandacht besteed heeft aan een milieuzuivere elektriciteitsproductie op basis van fossiele brandstoffen. De reductie van de emissies bij de elektriciteitsproductie in België is eenzijdig op het krediet van de kernenergie te schrijven. Wanneer de risico's van deze energievorm en de risico's van het kernafval erdoor gecreëerd, te hoog geschat worden, en men er dus wil van afzien, komt men voor produktiemiddelen te staan die verouderd en milieutechnisch achterhaald zijn. Ook op het vlak van het leefmilieu vergt het een bijzondere inspanning om de gevolgen van het sluiten van de kerncentrales op te vangen.

VI Besluit

De beperkingen van deze studie, eigen aan onderzoeksopdrachten van korte duur en krappe middelen, werden regelmatig in het onderzoeksrapport aangeduid. Enerzijds hebben we het belang onderstreept van een grondiger en vollediger behandeling van een aantal onderdelen van de problematiek. Anderzijds menen we dat de studie sterk genoeg is om de volgende besluiten te ondersteunen :

M.b.t. het uittredingsscenarioLeverings-
zekerheid

1. Het is technisch mogelijk, over een periode van 5 jaar (1988 - 1993), alle nucleaire capaciteiten leverend aan het Belgisch net, te sluiten.

Het gevaar voor stroomonderbrekingen overstijgt hierdoor de normen van een veilige dienstverlening niet.

De realisatie van het sluitingsprogramma en de opstelling van vervangende produktiecapaciteiten, vereisen een geconcentreerde en volgehouden inspanning van de elektriciteitsproducenten gedurende deze 5 jaar, op financieel en technisch vlak.

Kostprijs

2. Door het grote aandeel van de kernenergie in de elektriciteitsproduktie en in de opgestelde produktiecapaciteit in België (hoofdstuk I), brengt het sluitingsscenario hoge kosten met zich mee.

Over de periode 1988 - 2000 worden de meerkosten van het sluiten van de kerncentrales begroot op 163,6 miljard frank* (geactualiseerd per 1 januari 1988). Dit doet de produktiekostprijs stijgen met 39,7 %, en de prijs aan de verbruikers met 13,8 % onder Hoogspanning en met 7,6 % onder Laagspanning (hoofdstuk V).

De kosten voortvloeiend uit de sluitingskalender zijn economisch-financieel draaglijk wanneer een beleid gevoerd wordt van vraagbeheersing i.p.v. vraagverhoging, en een beleid van stimulering van de decentrale opwekking in de plaats komt van ontmoediging ervan (hoofdstuk II).

Leefmilieu

3. Door het vroegtijdig sluiten van de nucleaire installaties nemen de emissies van schadelijke stoffen uit verbrandingsprocessen met 55 à 60 % toe in de eerste jaren van de periode 1988 - 2000. Naar het einde van deze periode toe zijn de emissies van het centrale produktiepark bij sluiting van de kerncentrales ongeveer gelijk aan deze onder het huidig beleid (echter zonder Chooz B1 + B2 en N8). De produktie van kernafval wordt van 139 000 kg splijtstof per jaar tot nul herleid, vanaf 1993. Om een gedetailleerde balans van de leefmilieu-effecten op te maken moet onze studie aangevuld worden.

Er is geen reden om aan te nemen dat de emissies onder het uittredingsbeleid hoger zouden zijn dan onder een voortzetting van het huidig beleid indien het eerste beleid gepaard gaat met veel zorg voor alle aspecten van het leefmilieu en het tweede beleid blijft zoals het is.

* Wanneer hogere brandstofprijzen gelden, stijgt dit bedrag tot 190 miljard frank.

M.b.t. de toekomst van de elektriciteitsvoorziening

In de rand van de opdracht voor het IPE uitgevoerd kwamen we ook tot een aantal bevindingen, die niet direct met het uittredingsscenario verbonden zijn :

- Diversificatie 1. Het Belgisch elektrisch produktiesysteem is sterk afhankelijk van de kernenergie. Wanneer de huidige plannen (Chooz B1 + B2 + N8) doorgevoerd worden zal 59 % van de autonome produktiecapaciteit van de elektriciteitsbedrijven van nucleaire oorsprong zijn in 1996. Op dat ogenblik zullen bijna alle centrales jonger dan 20 jaar, kerncentrales zijn.

De gevolgen van een eventuele gedwongen uittreding uit de nucleaire produktie op dat ogenblik zijn rampzalig.

Een verdere nucleaire uitbreiding met Chooz B1 + B2 en N8 biedt economisch weinig voordeel, zelfs op basis van de voorgestelde kostprijzen van het BCEO (vergelijk de resultaten van de drie CB-beleidsopties in hoofdstuk V).

- Vraagbeleid 2. Een groot deel van de kosten van het uittredingsscenario bij de elektriciteitsbedrijven wordt opgevangen door de vraagbeheersing en de uitbreiding van de decentrale elektriciteitsopwekking.

Wanneer men hetzelfde vraagbeleid koppelt aan een behoud van de bestaande nucleaire elektriciteitsproductie daalt de kostprijs van de centraal opgewekte stroom met 103,7 miljard frank (over de periode 1988 - 2000) of met 9,5 % t.o.v. een voortzetting van het huidig beleid.

Het loont de moeite na te gaan of de besparingen bij de producenten-verdelers opwegen tegen de kosten van de decentrale opwekking.

Lijst van de tabellen

-
- tabel 1 : Elektriciteitsproduktie in België.
- tabel 2 : Nucleaire Elektriciteitsproduktie in de OESO-landen (31 december 1985).
- tabel 3 : Elektrische Productiecapaciteit in België (1986).
- tabel 4 : Nucleair produktievermogen leverend aan het Belgisch net (1986).
- tabel 5 : Centraal Beleid : samenvatting van de karakteristieken van de vraag naar elektriciteit aan de producenten-verdelers (horizon 2000).
- tabel 6 : Centraal Beleid : investeringsstrategiën.
- tabel 7 : Alternatief Beleid (AB) : verlaging van de vraag naar elektriciteit aan de producenten-verdelers (horizon 2000).
- tabel 8 : Productiecapaciteit op basis van hernieuwbare energie (potentieel anno 2000)*
- tabel 9 : Alternatief Beleid (AB) : verhoging van de beschikbare productiecapaciteit van de producenten-verdelers (horizon 2000).
- tabel 10 : Productiegroepen die 10 jaar langer dan de 35-jaren regel stelt, in het park opgenomen blijven.
- tabel 11 : Centrales (110/140 MW-groepen) voor renovatie en rookgaszuivering in aanmerking genomen.
- tabel 12 : Centrales 250/300 MW voor rookgaszuivering in aanmerking te nemen.
- tabel 13 : Karakteristieken van nieuwe centrales, verschillend van deze opgegeven door het BCEO of ontbrekend in het BCEO-uitrustingsplan.

- tabel 14 : Brandstofprijsscenario's voor de elektriciteitsopwekking.
- tabel 15 : Warmte-inhoud van de brandstoffen (gemiddelde waarden).
- tabel 16 : Emissies van schadelijke stoffen bij de verbranding van fossiele brandstoffen.
- tabel 17 : Brandstofquota prioritair opgelegd (in TJ).
- tabel 18 : Kalender van afbouw van de nucleaire elektriciteitsvoorziening in België.
- tabel 19 : Overzicht van de bijlagen : nummers van de uitgevoerde computersimulaties.
- tabel 20 : Nieuwe productiecapaciteiten van de producenten-verdelers in functie van de strategieën onder BRANH.
- tabel 21 : Resultaten : geactualiseerde produktiekosten bij de producenten-verdelers (in Miljard frank per 1/1/1988).
- tabel 22 : Resultaten : produktiekostprijs (fr./kWh) bij de producenten-verdelers.
- tabel 23 : Samenvatting van de meerkosten van de elektriciteit door een vroegtijdige sluiting van de nucleaire capaciteiten leverend aan het Belgisch net.
- tabel 24 : Voortgebrachte splijtstoffen en SO₂ emissies voor een aantal beleidsopties.
-

Lijst van de figuren

- figuur 1 : Belastingsduurcurven van de vraag naar elektriciteit aan de producenten-verdelers.
- figuur 2 : Frankrijk : Ontwikkeling van het maandelijks afnamepatroon laagspanning.
- figuur 3 : Vergelijking van de geactualiseerde produktiekosten tussen drie beleidsopties.
- figuur 4 : Vergelijking van de produktiekostprijs (tabel 22) tussen drie beleidsopties.
-

Bibliografie

1. Bedrijfsfederatie der Voortbrengers en Verdelers van Elektriciteit in België (BFE) "Statistisch Jaarboek 1985" en "Statistieken 1986 - voorlopige gegevens".
2. Beheerscomité van de Elektriciteitsondernemingen (BCEO) "Nationaal Uitrustingsplan voor produktie en transport van elektrische energie 1985 - 1995", februari 1985.
3. Controlecomité voor de Elektriciteit en het Gas "Jaarverslagen", meerdere jaren.
4. Electric Power Research Institute (EPRI) "Economic Evaluation of Plant Upgrading Investments", February 1985, EPRI-Report EA-3890.
5. ERREYGERS, G. "Coal versus nuclear. A struggle for power. Evaluation and comparison of major side-effects," UFSIA, SESO, november 1984.
6. LAURENT, B. "Vergelijkende analyse van de kernenergieprogramma's in de Verenigde Staten, Frankrijk, Groot-Brittannië en West-Duitsland", licentiaatsverhandeling T.E.W. o.l.v. A. Verbruggen, juni 1985.
7. Nationaal Comité voor de Energie (NCE) "Verslagen van de zittingen rond de uitrustingsplannen", 1981, 1982, 1983, 1985, meerdere volumes, meerdere jaren.

8. PROOST, S., SAINTES, Ph., " Prospectieve Analyse : Opbouw van de scenario's voor de energieprijzen en de economische groei", Diensten voor de Programmatie van het Wetenschapsbeleid, Studiedag : Analyse van het Energiesysteem - 8 juli 1986.
9. SCHMIDT, "Methodology and Results of a Comparative Study of Coal/Nuclear Power Generation Costs", SESO-seminar, February 28, 1986.
10. VERBRUGGEN, A. "Investeringsmodel voor de Elektriciteitsproductie", Diensten voor Programmatie van het Wetenschapsbeleid - Nationaal Programma R&D Energie, juni 1983.

Studies over de uittreding uit de nucleaire elektriciteitsproductie in enkele Europese landen

11. D. Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), "Qualitative und quantitative Abschätzung der kurz- und langfristigen Wirkungen eines Verzichts auf Kernenergie", August 1986.
12. D. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) en Institut für angewandte Ökologie (ÖKO), "Qualitative und soweit möglich quantitative Abschätzung der kurz- und langfristigen Wirkungen eines Ausstiegs aus der Kernenergie", Freiburg 1986.
13. F. Conférence mondiale alternative sur l'énergie, "4 scénarios énergétiques appliqués à la France", Cannes 1986.

14. GB. BARRETT, M., NECTOUX, F., "Closing Nuclear Power Stations",
Earth Resources Research, september 1986.
15. NL. Rijksuniversiteit Groningen, Interfacultaire vakgroep energie
en milieukunde, "De kostprijs van elektriciteitsopwekking
in 2000", februari 1986.