



STUDIECENTRUM VOOR ECONOMISCH EN SOCIAAL ONDERZOEK

VAKGROEP ENERGIE- & MILIEU-ECONOMIE

Een doorlichting van het BCEO-plan 1988-1998

Een andere kijk op Doel 5

Aviel Verbruggen

Géry Vanlommel

Guido Erreygers

Rapport 88/222

november 1988

Universitaire Faculteiten St.-Ignatius

Prinsstraat 13 - B 2000 Antwerpen

D/1988/1169/18

Deze studie kwam tot stand op initiatief en op kosten van het SESO.

We konden voortbouwen op onderzoeksresultaten van het SESO bekomen in programma's ondersteund door:

EEG, DG XVII-Energie, Programma inzake
Regionale en Lokale Energie Planning,
Ministerie van Economische Zaken,
DPWB, Nationaal Programma R&D Energie

Alleen de auteurs zijn verantwoordelijk voor de inhoud van de studie. Ze houden eraan de leden van de SESO-vakgroep Energie & Milieu en van het SESO-secretariaat te danken voor hun inzet bij de realisatie van deze studie op enkele weken tijd.

ABSTRACT

In de studie wordt het uitrustingsplan van de elektriciteitssector kritisch bevraagd. Eerst worden twee tegengestelde visies op de elektriciteitsvoorziening belicht, en wordt de logica van het uitrustingsplan geamendeerd met een meervoudige benadering.

In deel A behandelen we alternatieven voor de bouw van nieuwe basislastcentrales, zoals elektriciteitsbesparing en gedecentraliseerde stroomopwekking. Deze alternatieven zijn niet mogelijk zonder een ander beleid en zonder een aanpassing van de bestaande tarieven, regelgeving en instituties van de elektriciteitssector.

In deel B wordt het aanbod belicht, met de nadruk op een vergelijking tussen kern- en kolencentrales. De kosten en de milieu-impact van beide types worden besproken. Daarna wordt onderzocht welke impact de nucleaire expansie van de jaren '80 op de tarieven van de type-verbruikers heeft gehad.

In deel C wordt een beslissingsanalyse van het investeringsprobleem ontwikkeld.

De studie wordt met een besluit afgerond.

Als belangrijk besluit geldt dat een beslissing inzake nucleaire expansie op een veel vollediger en degelijker dossier moet steunen dan het neergelegde plan van de elektriciteitssector.

Voorwoord

Voor de beslissing betreffende DOEL 5 is deze studie wellicht overbodig. De publieke opinie wijst een nieuwe kerncentrale af en vele voorstanders van het nucleaire in het verleden denken er nu genuanceerder over.

Waarom dan dit lijvige rapport? Om twee redenen:

- (1°) Het simpel afwijzen van DOEL 5 is geen uiting van een beleid inzake de elektriciteitsvoorziening. Als men DOEL 5 niet wil, moet een beleid van Rationeel Energie Gebruik (REG), van elektriciteitsbesparing en van decentrale opwekking gestart worden. Dit beleid is noodzakelijk voor het drukken van de kostprijs, voor het behoud van het leefmilieu, voor het evenwicht op de handelsbalans, enz...

Het is niet voldoende een 180°-koerswijziging te maken van uranium naar aardgas als energiebron om de groei van de basislast-elektriciteitsproduktie op te vangen.

Aardgas verbranden in elektrische centrales is nog minder verantwoord wanneer de groei van de vraag naar elektriciteit vooral uit thermische toepassingen voortvloeit.

M.a.w. DOEL 5 afwijzen maakt een ander beleid t.o.v. de elektriciteitsvoorziening noodzakelijk. In deze tekst biedt het SESO een aantal elementen aan voor de verbreding van de discussie.

- (2°) Belangrijker dan de komma's na de geschatte, veronderstelde en berekende cijfers, is de kwaliteit van de besluitvorming zelf.

We pleiten sinds 1982 voor de wetenschappelijke benadering van de uitrustingsplanning als typevoorbeeld van een beslissing onder onzekerheid. Voor deze benadering is er nood aan een gestructureerde organisatie van de beschikbare kennis en expertise in België.

In deze tekst biedt het SESO zijn kennis en expertise inzake het uitrustingsplan, en inzake de beslissingsanalyse aan.

We hopen dat deze studie een bijdrage vormt voor een betere besluitvorming inzake het uitrustingsplan en inzake het energiebeleid in het algemeen.

Inhoudstafel

Inleiding	6
1. Verantwoording	
2. Twee visies op de elektriciteitsvoorziening	
3. Overzicht van de studie	
Hoofdstuk I. Probleemstelling	11
DEEL A. ALTERNATIEVEN VOOR DE VERHOGING VAN HET CENTRALE AANBOD VAN ELEKTRICITEIT	17
Hoofdstuk II. Diverse vormen van elektriciteitsvoorziening	18
II.1. Overzicht	
II.2. Levensduurverlenging van bestaande centrales	
II.3. Opening van de elektriciteitsmarkten	
a. De organisatie van de elektriciteits- voorziening in België	
b. Andere organisatievormen van de electriciteitsvoorziening	
Hoofdstuk III. Beheersing van de elektriciteitsvraag	36
III.1. Endogene versus exogene vraag naar electriciteit	
III.2. REG en besparingen	
a. REG en besparingen zijn nodig	
b. REG en besparingen zijn interessant	
c. REG en besparingen zijn mogelijk	
III.3. Buitenlandse experimenten	
a. Besparingspotentiëlen: een overzicht van buitenlandse studies	
b. Aktief besparingsbeleid door buiten- landse elektriciteitsproducenten	
III.4. Schatting van de vraag naar electriciteit	

- a. Invloed van een REG-beleid en de toenemende saturatietendens op de elektriciteitsvraag
- b. Schatting van een logistische vraagcurve

III.5. Instrumenten van het beleid

- a. Informatie
- b. Aansporingen
- c. Normen en voorschriften
- d. Instituties

Hoofdstuk IV. Zelfproduktie van elektriciteit

63

- IV.1. Zelfproduktie in het BCEO-plan versus ontwikkelingen in het buitenland
- IV.2. Essentiële kenmerken van zelfproduktie
- IV.3. Potentiëlen aan zelfproduktie in België
 - a. Het begrip 'potentieel'
 - b. Determinanten van het potentieel
 - c. Onderzoeksmethode
 - d. Potentiëlen aan warmte-krachtproduktie in de Belgische industrie (excl. staal en KS)
 - e. Samenvatting
- IV.4. Tarieven en regelgeving
- IV.5. Suggesties voor een evenwichtige regelgeving en tarifiering

DEEL B. DE KEUZE VAN CENTRALES: BEOORDELINGSCRITERIA

86

Hoofdstuk V. De kostprijs van de kWh uit nieuwe centrales

91

- V.1. De "meerkosten" van het BCEO-plan
- V.2. Vergelijkende studie van de kostprijs van kern- en klassieke kolencentrales
 - a. Overzicht van de BCEO-kostprijzen
 - b. Analyse van de BCEO-kostprijzen
 - c. Internationale studies
 - d. West-Duitsland
 - e. België
- V.3. Bespreking van een aantal nieuwere

produktiemiddelen

- a. Wervelbedverbranding
- b. Gaseenheden (STEG)
- c. Kolenvergassing
- d. Motoren

Hoofdstuk VI. De milieu-impact van elektriciteitsproductie 117

VI.1. De neveneffecten van elektriciteitsproductie

- a. De in overweging genomen systemen
- b. De vergelijkingsbasis
- c. Neveneffecten van kolen-elektriciteitsproductie
- d. Neveneffecten van nucleaire elektriciteitsproductie
- e. De schade veroorzaakt door neveneffecten
- f. De lange termijn effecten

VI.2. De evaluatie van de neveneffecten

- a. Het evaluatieprobleem
- b. De monetaire evaluatiemethode
- c. Niet-monetaire evaluatiemethodes
- d. Kwalitatieve in plaats van kwantitatieve criteria
- e. Besluit

VI.3. De milieu-impact in het BCEO-plan 1988-1998

- a. De bepalingen van het regeerakkoord
- b. De inhoud van het BCEO-plan 1988-1998
- c. De milieu-annex aan het BCEO-plan 1988-1998

VI.4. Besluit

Hoofdstuk VII. De impact op de tarieven voor de gebruikers 136

VII.1. De verschillende scenario's en typeverbruikers

VII.2. Wijziging van de prijsherzieningsparameters

VII.3. Sensitiviteit van de typeklanten voor een wijziging van de prijsherzieningsparameters

VII.4. Een evaluatie van de kernenergie-expansie in de jaren tachtig

VII.5. Besluit

DEEL C. DE UITRUSTINGSPLANNING	158
Hoofdstuk VIII. Beslissingsmethodiek voor de uitrustings- planning aan de hand van een gevalstudie	159
VIII.1. Beschrijving van de gevalstudie	
VIII.2. Tijdsequentieel beslissen	
VIII.3. Het SESO-investeringsmodel EPLAN 5	
VIII.3.1. Hoofdkenmerken van het model EPLAN 5	
VIII.3.1. Overzicht van de belangrijkste resultaten van het model EPLAN 5	
VIII.4. Resultaten van de gevalstudie	
VIII.5. Besluit	
Hoofdstuk IX. Beoordeling van het BCEO-plan en advies	192
IX.1. Het BCEO-plan gewogen	
IX.2. Investeringsbeslissingen inzake elektriciteitsproductie	
IX.3. De toekomstige elektriciteitsvoorziening	
Bibliografie	198

INLEIDING

1. Verantwoording

Iemand die het dossier DOEL 5 als wetenschapper wenst te behandelen, moet bereid zijn heel wat water in de wijn te doen. Dit om twee redenen:

- (1) De uitrustingsplannen van de elektriciteitssector, die de basis vormen waarop de beslissing pro DOEL 5 steunt, zijn nauwelijks verifieerbare weergaven van een beperkt aantal berekeningen die de sector zelf selecteert. Men krijgt de indruk dat de sector enkel die berekeningen presenteert die de noodzaak van DOEL 5 aantonen. Door geen volledige informatie te geven en door de zaken niet degelijk te analyseren, legt de sector een hypotheek op een wetenschappelijke beoordeling van de voorgestelde beslissing.
- (2) De problematiek van de kernenergie kan niet gereduceerd worden tot een louter bedrijfseconomische aangelegenheid. Er staan beslissingen op het spel met grote, langdurige en onzekere gevolgen voor het leefmilieu en voor de gehele economie. Hieruit kiezen is nooit waardenvrij.

Een stellingname in het nucleaire dossier kan daarom niet op louter 'objectief wetenschappelijke' argumenten gestoeld zijn. Voor- en tegenstanders van kernenergie steunen beiden op objectieve en op subjectieve argumenten om hun standpunten te verdedigen.

Zoals in het verleden nemen we in deze tekst een kritische houding aan t.o.v. de voorstellen van de elektriciteitssector. Deze houding is verantwoord gelet op de aanzienlijke middelen waarover de sector beschikt om de eigen visie te verkondigen en door te drukken bij het beleid. Ons uitgangspunt is dat de keuze voor een verdere nucleaire expansie in België, m.a.w. de bouw van DOEL 5, niet evident is.

Bij gebrek aan openheid in België worden we dikwijls genoodzaakt beroep te doen op gegevens uit het buitenland. Het is interessant aan te stippen dat verschillende landen het nucleaire pad

verlaten hebben. Zweden en de Verenigde Staten hebben de nucleaire optie voor lange tijd bevroren; Oostenrijk en Denemarken hebben de commerciële kernenergie-ontwikkeling belet. Wellicht loont het de moeite meer aandacht te besteden aan de buitenlandse ervaringen.

2. Twee visies op de elektriciteitsvoorziening

Om de problematiek van de uitrustingsplannen goed te begrijpen is het nuttig twee visies op de elektriciteitsvoorziening te belichten. Deze visies, die elkaars tegengestelde zijn, verklaren enerzijds waarom het BCEO zo hardnekkig vasthoudt aan DOEL 5, anderzijds waarom vele elektriciteitsondernemingen in het Westen de nucleaire optie verlaten (hebben).

a. de Franse visie

De eerste visie wordt het sterkst in de praktijk gebracht door het Franse staatsbedrijf EDF. Ook het grootste deel van de Belgische elektriciteitssector is een fervent aanhanger van de 'Franse visie'. Ze is gebouwd op drie componenten.

- (1) Grote en groeiende hoeveelheden elektriciteit worden centraal voortgebracht in kerncentrales die in serie gebouwd worden en als een binnenlandse energiebron kunnen beschouwd worden. Grootschaligheid en seriebouw drukken de kostprijs maar verhogen ook het aanbod van elektriciteit.
- (2) De elektriciteitsmaatschappijen stimuleren zo veel mogelijk het gebruik van elektriciteit, ondermeer voor warmtetoe-passingen in de industriële sector en in de gebouwen (elektrische verwarming).
- (3) Zodoende levert de elektriciteitssector een substantiële bijdrage aan de economische welvaart van het land door:
 - de invoer van fossiele brandstoffen te doen verminderen;
 - de milieuproblemen die voortkomen uit verbrandingsprocessen te doen afnemen;
 - via de bouw van de centrales werkgelegenheid te scheppen, enz...

Deze visie is logisch samenhangend. De drie onderdelen van de strategie versterken elkaar. De logica ervan staat of valt met de schakel dat atoomstroom goedkoop en absoluut veilig is. Beleidsmatig komt deze visie tot stand als de concentratie van kapitaal, kennis en macht voldoende groot is. In deze concentratie is elektriciteit meestal slechts één onderdeel. Investeringsbeslissingen in de elektriciteitsproductie worden ook gericht op andere belangen zoals het openen van een ruime en risicovrije beleggingsmarkt, de transfer van opdrachten aan bedrijven en studiebureaus uit het conglomeraat, e.d.

b. de nieuwe visie

De tweede visie op de elektriciteitsvoorziening wordt sinds kort vertolkt en in de praktijk gebracht in meerdere gebieden van Noord-Amerika en van Noord- en Midden-Europa.

De nieuwe visie omvat vier componenten:

- (1) De elektriciteitsmaatschappijen leggen opnieuw de klemtoon op hun dienstverlenende functie. Zij zorgen voor licht, drijfkracht, hoge temperatuurwarmte, ...
- (2) Het verlenen van de diensten gebeurt in principe tegen zo gunstig mogelijke condities voor de stroomafnemers. Dit kan in meerdere gevallen een lager of minder sterk stijgend elektriciteitsverbruik betekenen.
- (3) Om de doelstelling van beste dienstverlening aan de klanten te bereiken is het nodig dat:
 - (i) de beloning van de elektriciteitsleverancier niet meer samenhangt met de hoeveelheid verkochte energie;
 - (ii) een actief beleid op touw gezet wordt om de klanten voor te lichten, te begeleiden en te helpen bij het rationeel gebruik van energie.
- (4) Elektriciteitsvoorziening wordt gezien als een evenwicht tussen een beheerste vraag en een daarop afgestemd aanbod. Zo verzekert men de beste dienstverlening op lange termijn (laagste milieubelasting, traagste uitputting van natuurlijke bronnen, sociaal-economisch gezien laagste kosten).

Om de nieuwe visie gestalte te geven moet het geschikte regelgevende en institutionele kader aanwezig zijn. Dit is vooral belangrijk voor de organisatie van de lage-temperatuurwarmtemarkt, waar besparing en substitutie van energie het meest voor de hand liggen.

De realisatie van de tweede visie is onmogelijk zonder een coherent en volgehouden beleid. Gedecentraliseerde informatie en organisatie zijn er veel belangrijker dan de inzet van kapitaal.

Het is belangrijk te onthouden dat beide visies een eigen logica en dynamiek bezitten, en dat beide visies onverzoenbaar en tegengesteld zijn. In de ogen van het BCEO vindt alléén de eerste visie genade. De tweede visie daarentegen krijgt meer en meer aanhangers in progressieve industriestaten (V.S., Canada, Zweden, Denemarken, Nederland, West-Duitsland, Zwitserland). Mocht men DOEL 5 afwijzen en ook grootschalige centrales op kolen verwerpen, zou men eveneens in België aansluiting moeten zoeken bij deze tweede visie.

3. Overzicht van de studie

Na een inleidende probleemstelling (hoofdstuk I), valt het rapport uiteen in drie grote delen. Deel A is gewijd aan de alternatieven die een verhoging van het centrale aanbod van elektriciteit overbodig kunnen maken, deel B aan de criteria waaraan de keuze van de centrales getoetst moet worden, en deel C aan de confrontatie van de berekeningen uit het BCEO-plan met berekeningen die we zelf hebben uitgevoerd.

In deel A trachten we een zo volledig mogelijk beeld te schetsen van de mogelijkheden om de elektriciteitsbehoeften te dekken. Hiertoe geven we een overzicht van de diverse vormen van elektriciteitsvoorziening (hoofdstuk II), bespreken we de strategie van de vraagbeheersing (hoofdstuk III), en onderzoeken we wat het potentieel is van de zelfproductie (hoofdstuk IV).

In deel B komen enkele criteria aan bod die een rol spelen bij de keuze van een of ander type centrale. Het gaat hierbij om de kostprijs van de geproduceerde elektriciteit (hoofdstuk V), de effecten op het milieu (hoofdstuk VI), en de impact op de tarieven voor de gebruikers (hoofdstuk VII).

In deel C ten slotte maken we gebruik van het SESO-model 'EPLAN5' om zelf een gevalstudie uit te werken (hoofdstuk VIII). Een globale beoordeling van het BCEO-plan en een aantal elementen van advies worden in hoofdstuk IX aangeboden.

De afsluitende bibliografie groepeerde zowel de geciteerde als de niet-geciteerde bronnen. De SESO-publicaties die betrekking hebben op de onderzochte problematiek worden apart vermeld.

Hoofdstuk I. Probleemstelling

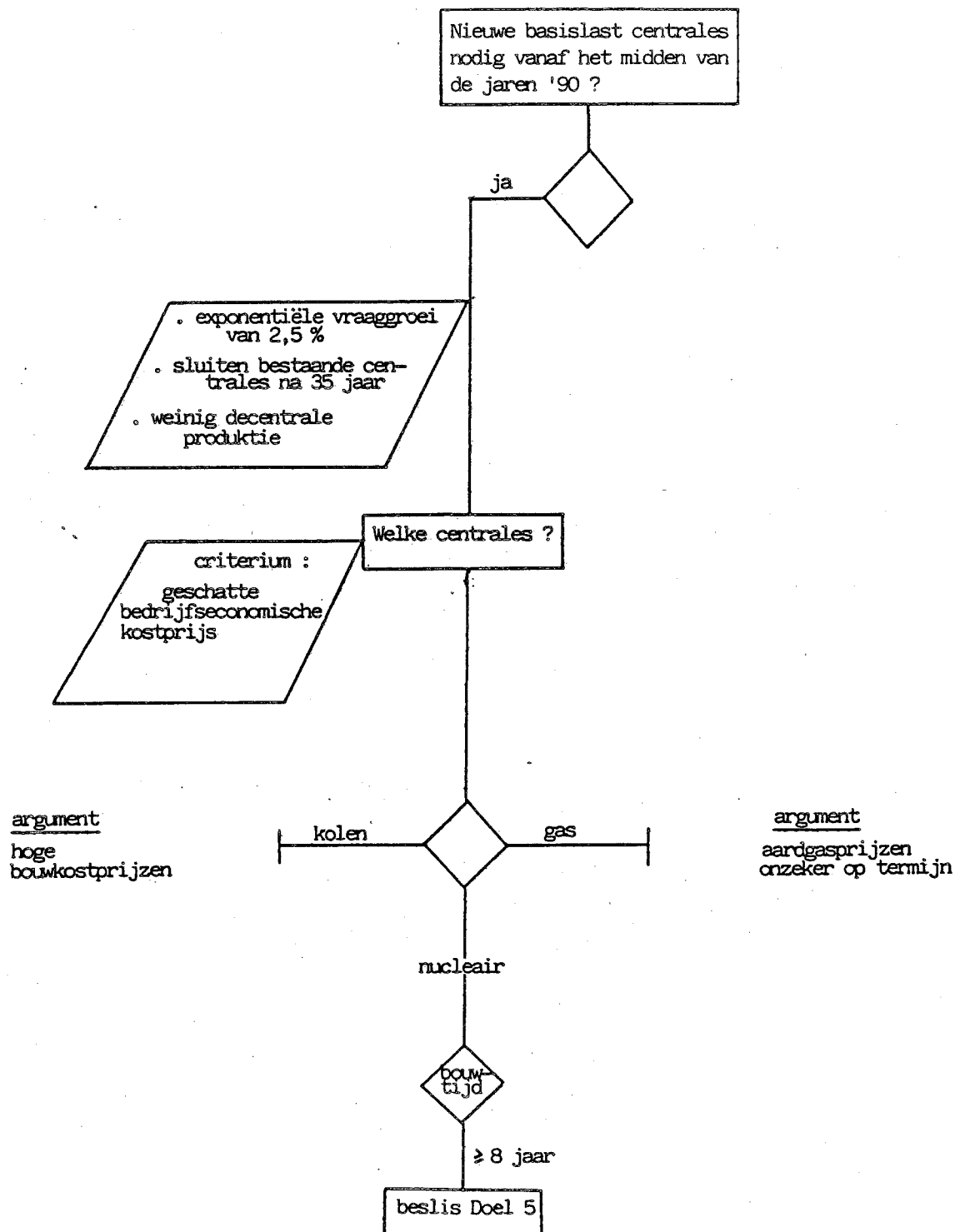
In de discussie rond DOEL 5 zijn twee vragen cruciaal:

- 1° heeft het Belgische elektrische productiepark in het midden van de jaren '90 de toevoeging van een grote elektriciteitscentrale nodig?
- 2° indien ja, welke centrale is dan de beste keuze?

Op de eerste vraag antwoordt het BCEO positief, uitgaande van een redenering die schematisch wordt voorgesteld in figuur I.1. Het antwoord steunt op de voorspelling van een meest waarschijnlijke exponentiële vraaggroei van 2,5 %/jaar, een automatisch sluitingsprogramma van centrales op een leeftijd van 35 jaar, en een stagnatie (achteruitgang) van de eigen stroomopwekking door bedrijven en instellingen. Dit samengestelde scenario is realistisch in de zin dat het ligt in het verlengde van het beleid dat de Belgische elektriciteitssector jarenlang heeft gevoerd. De hoofdkenmerken van dit beleid zijn een sterke promotie van het elektriciteitsverbruik, en een voortschrijdende centralisatie van produktie en distributie.

Men komt dan vanzelf tot de tweede vraag: welke centrales? De sector beschouwt drie mogelijkheden: DOEL 5, grootschalige kolencentrales, en gascentrales. Kolencentrales worden verworpen omwille van hun hoog ingeschatte bouwkostprijs. Aardgascentrales worden in aantal beperkt omwille van de onzekerheid omtrent de aardgasprijssevolutie op lange termijn. Deze grote voorzichtigheid blijkt echter selectief van aard: nucleaire centrales zijn in de plannen van het BCEO niet of veel minder onderhevig aan hoge kostprijsschattingen of onzekerheden. Het BCEO kiest dan ook logisch voor DOEL 5. Aangezien de bouwduur van DOEL 5 op 8 jaar vastgesteld wordt, beveelt het BCEO aan onmiddellijk tot de bouw ervan over te gaan.

Figuur I.1. Probleemstelling DOEL 5 en antwoorden Beheerscomité der Elektriciteitsondernemingen (BCEO)



Het is niet de eerste keer dan het BCEO aanbeveelt onmiddellijk tot de bouw van kerncentrales over te gaan. Zeven jaar geleden al, in het (afgewezen) plan 1981-1986, sprak het BCEO van een dringende behoefte aan 2 nieuwe kerncentrales van 1300 MW (ingebruikname 1990, resp. 1991). Sindsdien is er weinig verbeterd aan de uitrustingsplannen. Een uitrustingsplan blijft een onvolledige en niet-verifieerbare samenvatting van de conclusies van de elektriciteitssector.

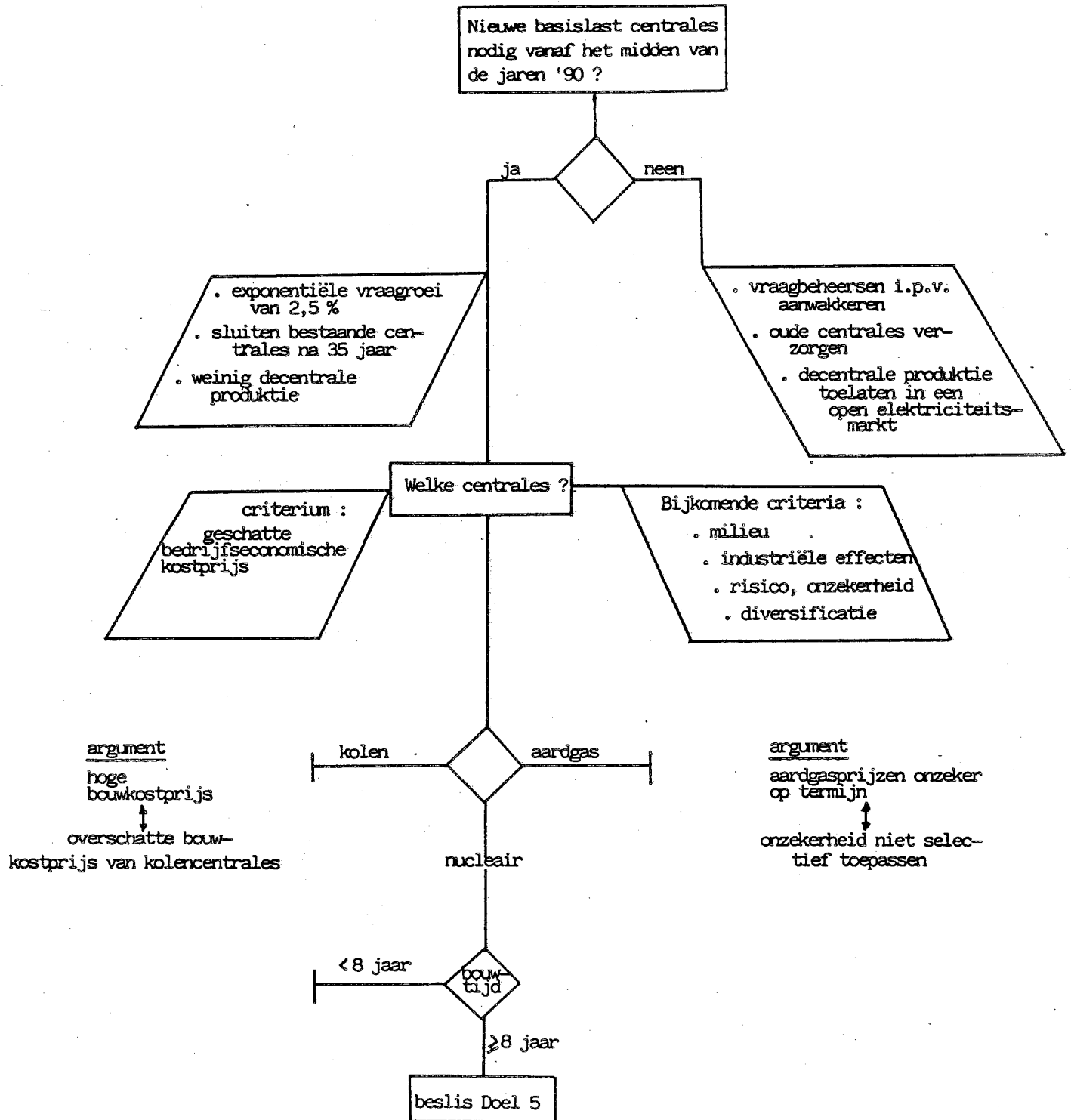
In deze tekst wordt de argumentatie van het BCEO over de noodzaak van DOEL 5 in vraag gesteld. Figuur I.2 is een aanvulling van figuur I.1. De rechtlijnige evidentie van het BCEO-plan wordt geconfronteerd met alternatieve mogelijkheden.

De stelling dat er nieuwe basislastcentrales nodig zijn in het midden van de jaren '90, moet niet noodzakelijk onderschreven worden. In plaats van een exponentiële vraaggroei van 2,5 %/jaar kan men de meer natuurlijke S-vormige groeicurve als uitgangspunt nemen. Dit vergt een ander beleid dan een ongebreidelde stimulering van de elektriciteitsvraag. Een aantal Westerse elektriciteitsmaatschappijen ondernemen sinds een paar jaar ernstige experimenten om de elektriciteitsvraag te beheersen en te verminderen.

De nood aan basislastcentrales is ook minder dringend wanneer de oudere, fossiel gestookte centrales voor een langere levensduur onderhouden en uitgerust worden. Vele centrales hebben in de jaren '80 een rustig leven geleid door de relatieve overcapaciteit van het Belgische produktiepark. Uit het laatste uitrustingsplan blijkt dat het BCEO hiermee rekening houdt, maar de criteria die hierin meespelen zijn niet erg duidelijk.

Ook de decentrale elektriciteitsopwekking (vnl. in warmte-kracht processen) vormt een reëel alternatief voor de verdere uitbreiding van de grootschalige basislastcentrales. In gebieden waar de elektriciteitsmarkt geopend werd (Californië, Texas, West-Virginia, Nederland) nam het aanbod van decentraal produktievermogen snel toe. Dit geeft aan dat elektriciteitsproduktie niet volledig dient te steunen op grote monopolies.

Figuur I.2. Bredere probleemstelling rond DOEL5



Het openen van de elektriciteitsmarkt vergt het herdenken van oude en beproefde regelgeving en tarificatie. De discriminatie t.o.v. zelfproducenten moet verdwijnen, het koppelnet moet een markt- en regelfunctie krijgen, de tarieven moeten elektriciteitsbesparing stimuleren, ... Deze grondige aanpak is ook nodig in het licht van de opening van de Europese markt in 1992.

Wij verdedigen dan ook de stelling dat een ander elektriciteitsbeleid, dat steunt op vraagbeheersing en decentralisatie, de installatie van bijkomend grootschalig vermogen in de jaren '90 overbodig maakt.

Maar er is meer. Zelfs onder voortzetting van de huidige praktijk van vraagstimulering en centralisatie is de keuze voor DOEL 5 niet evident. De keuze voor een of ander type van elektriciteitscentrale kan niet uitsluitend op de ingeschatte bedrijfseconomische kostprijs van de kWh gesteund worden. Bijkomende criteria moeten gehanteerd worden, zoals: de invloed van de elektriciteitsopwekking op het leefmilieu in de korte en in de lange termijn, de asymmetrische gevolgen van risico's en onzekerheid verbonden aan de opties, de industriële effecten van het gevoerde elektriciteitsbeleid, de diversificatie in de energievoorziening, ... Dit staat ook uitdrukkelijk in het Regeerakkoord van mei 1988:

"Elk scenario zal worden geëvalueerd op basis van volgende criteria: totale directe kost per geproduceerde kWh - hierin begrepen de kosten voor onderzoek, de verwerking en stockage van het nucleair afval en de ontmanteling van kerncentrales - de veiligheid van de uitbating, de effecten op het milieu, de industriële gevolgen, de diversificatie in de bevoorrading, alsook de prijs voor de consumenten."¹

Het BCEO-plan komt zeker niet aan deze regeringsopdracht tegemoet. De socio-economische factoren worden er in een bijlage

¹ DIENSTEN VAN DE EERSTE MINISTER, Regeringsverklaring uitgesproken voor het Parlement, op 10 mei 1988 door de Eerste Minister, de heer Wilfried Martens, Brussel, INBEL & Belgisch Staatsblad, 1988, pp.39-40.

bijgesleept. Ze worden niet in afzonderlijke scenario's geïntegreerd. De inhoud van de bijlagen zelf is ook zeer pover.

Het meten en evalueren van de socio-economische aspecten is er sinds het begin van de jaren '80 in de Belgische uitrustingsplanning weinig op vooruit gegaan. Toch mogen de veelzijdige aspecten van de elektriciteitsvoorziening niet onzorgvuldig behandeld worden bij de verantwoording van de voorgestelde keuze. Ze zijn des te meer belangrijk omdat de werkelijke bedrijfseconomische kostprijs van de kWh geen significant voordeel aanwijst voor één van de mogelijke produktietechnologieën (kolen, nucleair, gas).

Deze tekst wil vooral een pleidooi zijn voor een grondige en globale benadering van de elektriciteitsproblematiek. Zulke benadering is noodzakelijk wegens de grote investeringen en de onomkeerbare en lange termijn gevolgen van de beslissingen en wegens de leemten in de BCEO-uitrustingsplannen.

DEEL A
ALTERNATIEVEN VOOR DE VERHOOGING VAN HET
CENTRALE AANBOD VAN ELEKTRICITEIT

Hoofdstuk II. Diverse vormen van elektriciteitsvoorziening

II.1. Overzicht

In de naoorlogse periode heeft men in alle Westerse industrielanden een sterke concentratie van de elektriciteitsvoorziening gekend. Deze concentratie werd gedragen door een continue en sterke expansie van de vraag naar elektriciteit en door toenemende schaalopbrengsten in de produktie en het transport. In vele landen of deelstaten ontstond parallel hiermee een centralistische organisatie van de elektriciteitsvoorziening.

Tot het einde van de jaren '70 bleef het strategisch beleid voor de elektriciteitsvoorziening eenvoudig: een exponentieel groeiende vraag diende beantwoord te worden met steeds meer en grotere centrales. De onzekerheid was beperkt en het milieu-vraagstuk was nog maar een kleine zorg.

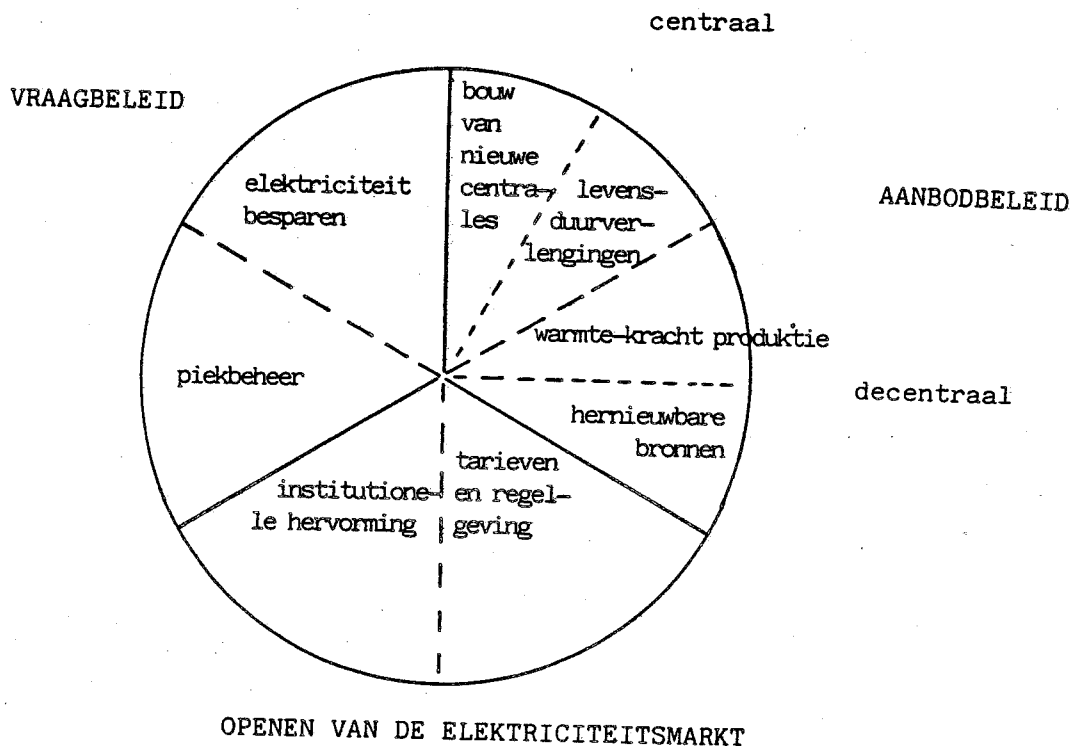
Sinds het begin van de jaren '80 wint bij meerdere elektriciteitsmaatschappijen in het buitenland de visie veld dat de elektriciteitsvoorziening een evenwicht moet zijn tussen een beheerste vraag naar elektriciteit en een divers en flexibel aanbod ervan. Dit evenwicht moet niet louter vanuit een bedrijfs-economisch maar ook vanuit een sociaal-economisch oogpunt bekeken worden. Niet de bedrijfseconomische winst, maar de sociale welvaart maximeren, is de eerste taak van de elektriciteitsmaatschappij (zie ook punt 2 van de inleiding bij deze studie).

Om in deze bredere visie haar taak naar behoren te vervullen dient de elektriciteitsmaatschappij meer te doen dan zorgen voor de promotie van het gebruik van elektriciteit en voor steeds meer produktievermogen.

In figuur II.1 is een overzicht gegeven van de diverse invalshoeken van waaruit de elektriciteitsvoorziening moet benaderd worden. Er worden drie grote blokken vermeld: vraagbeleid, aanbod of produktiebeleid en het openen van de elektriciteitsmarkt om een sociaal-economisch efficiënt evenwicht tussen vraag en aanbod te bevorderen.

Een vraagbeleid omvat meerdere delen waarvan er in figuur II.1 slechts twee vermeld worden: het piekbeheer (dat door de elektriciteitsmaatschappijen bevorderd wordt) en het besparen van elektriciteit.

Figuur II.1.



Het beheersen van de elektriciteitsvraag houdt dus ook in dat men het gebruik van elektriciteit vermindert wanneer dit globaal voordelig is. Dit moet leiden tot een gelijkheid van de marginale kosten van een kWh-besparing enerzijds, en van de produktie en levering van een kWh anderzijds. Momenteel zijn de rendabiliteitseisen om energie te besparen veel strenger dan deze om energie aan te bieden, hetgeen een overgebruik voor gevolg heeft. Dit en de mogelijkheden om elektriciteit te besparen worden nader toegelicht in hoofdstuk III van deze tekst.

De opwekking van elektriciteit kan centraal en decentraal gebeuren. Een moderne industriestaat heeft nood aan een geïnterconnecteerd elektrisch transport- en distributienetwerk waarlangs de basislaststroom geleverd wordt door grootschalige produktiecentrales.

Zonder interconnectie bestaat de elektriciteitsmarkt niet, met alle economische gevolgen van dien, zoals géén specialisatie (in basislast, pieklast en reservevoorziening), hoge reservemarges om een aanvaardbare betrouwbaarheid van levering te bekomen, géén schaalvoordelen van de massaproduktie, enz...

Het optimaal uitbouwen van het centrale elektrisch produktiepark staat dus bovenaan de agenda van de uitrustingsplanning. Maar de optimale uitbouw zal moeilijk bereikt worden indien men alleen echt aandacht besteedt aan de bouw van nieuwe centrales en alle andere invalshoeken (zie fig.II.1) stiefmoederlijk behandelt of negeert.

Vooraleer over te gaan op de bestelling van nieuwe centrales moet men kijken wat het bestaande produktiepark nog kan presteren. De rechtlijnige toepassing van een vaste 35-jaren regel op alle produktiecentrales is wellicht niet de meest economische oplossing. Enkele noties betreffende levensduurverlenging worden hierna in II.2 behandeld.

De decentrale opwekking van elektriciteit betekent een zinvol complement van de centrale voorziening. Er zijn diverse vormen van decentrale opwekking, waaronder de warmte-krachtproduktie de belangrijkste plaats inneemt. In hoofdstuk IV wordt hierop dieper

ingegaan. Elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare bronnen (wind, biomassa, zon, micro-waterkracht, ...) wordt hier niet verder behandeld bij gebrek aan voldoende gegevens en aan economisch studiewerk erover in België.

Een efficiënt evenwicht tussen vraag naar en aanbod van elektriciteit komt tot stand wanneer op beide vlakken een optimaal beleid gevoerd wordt. Dit beleid zal nooit optimaal zijn wanneer onvoldoende aandacht beteed wordt aan de werking van het marktmechanisme. In een aantal landen is daarom begonnen met de opening van de elektriciteitsmarkt om de concurrentie te bevorderen. Engeland levert hier de spectaculairste ingrepen, maar de veranderingen die in Nederland plaatsgrepen de laatste jaren zijn misschien effectiever en efficiënter geweest en zeker ook leerrijk voor andere landen.

Er wordt veel verwezen naar 1992, het jaar waarin de Europese markt moet geïntegreerd worden en ieder land zijn eigen markten moet openstellen. Om daarop voorbereid te zijn is het nuttig maatregelen te treffen om de eigen elektriciteitsvoorziening meer competitief en dus ook meer weerbaar te maken. Hierover wordt een korte bespreking gegeven in II.3.

II.2. Levensduurverlenging van bestaande centrales

In de BCEO-planning wordt ervan uitgegaan dat een conventionele centrale uit het park genomen wordt na 35 jaren dienst (de zgn. 35-jaren regel). In het laatste plan 1988-1998 (blz.2/5) laat men uitschijnen dat de deklassering tijdens één van de 4 jaren zou plaatsvinden volgend op het bereiken van de leeftijd van 35 jaar. In het plan wordt dan een lijst van te deklasseren vermogens over de jaren 1988-1998 vermeld zonder aanduiding van de naam van de groepen. Wel blijkt dat vanaf 1993 de groepen van de vermogensklasse 110-135 MW door het BCEO op rust gesteld worden. De vraag hierbij is of dit economisch verantwoord is voor alle betrokken groepen, en of m.a.w. de beste uit de reeks niet nog een aantal jaren in dienst moeten blijven.

In het buitenland wordt aan deze vraag vrij veel aandacht besteed (zie bv. de conferentie "Life assessment and extension", Den Haag, 13-15 juni 1988, georganiseerd door VGB (Essen, Duitsland), KEMA (Arnhem, Nederland), CRIEPI (Tokyo, Japan), EPRI (Palo Alto, VSA)). Een antwoord in positieve of in negatieve zin blijft in hoofdzaak een empirische thematiek die slechts bevredigend kan beantwoord worden door de exploitant van de centrale zelf. Men kan hierbij wel leren van de aanpak, de aandachtspunten en de evaluatiemethodiek door collega's van andere elektriciteitsmaatschappijen gehanteerd (zie ook EPRI Journal, juli/augustus 1987).

We pleiten voor een grondiger evaluatie en inschatting van de nog beschikbare produktiecapaciteiten in de bestaande centrales. Voor de nucleaire centrales wordt aan dit onderwerp meer en meer aandacht besteed omdat men door een significante verlenging van de levensduur (tot 40 en 45 jaar) de ontmanteling en het bouwen van nieuwe kerncentrales kan uitstellen. Deze doelstelling vergt een uitgebreide onderhoudsinspanning (zie bv. BALD in Atomwirtschaft, Februar 1987). In de kontekst van het uitrustingsplan 1988-1998 is de levensduurverlenging van kerncentrales nog niet acuut. De 152 MW van Chooz A is van weinig gewicht en de Belgische centrales, Doel 1 en 2, Tihange 1, komen maar in aanmerking voor deklassering vanaf het jaar 2005.

De klassieke, fossiele groepen van de 110-135 MW klasse worden vanaf 1993 uit het park verwijderd, en dit heeft een belangrijke impact op de voorspelde betrouwbaarheid van de stroomlevering in de jaren 1993-1998 van de planperiode. Een onderzoek van de levensvatbaarheid van de groepen na het bereiken van de 35-jarige leeftijd is aangewezen om voornamelijk twee redenen:

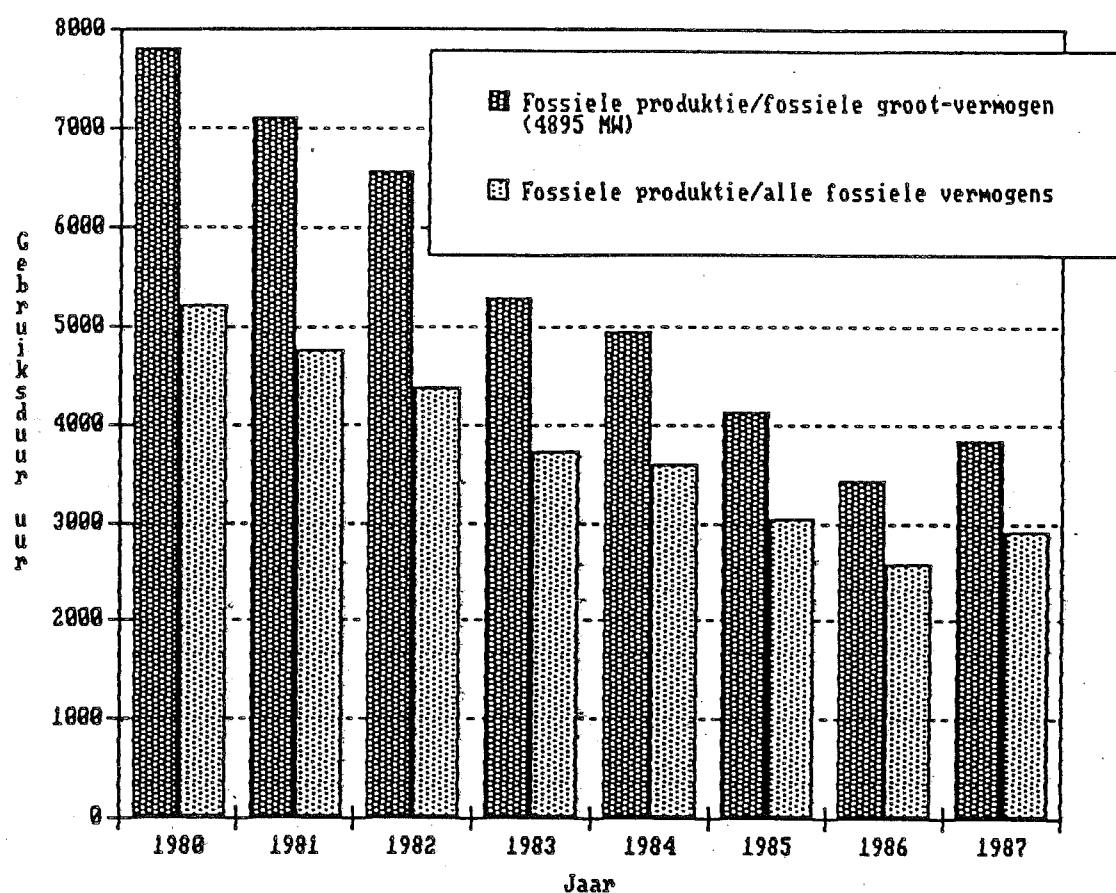
- (1°) de groepen van de 110-135 MW klasse bezitten een goed rendement, dat niet veel lager is dan dit van de modernere en grotere groepen. De rendementen variëren van 36 tot 40 %. Alleen met de STEG-formule (zie ook V.3.b) bereikt men hoge rendementen van 48 à 50 % door het in serie schakelen van een gasturbine met een stoomturbine. In de VS werkt men nu aan de vernieuwing van oude elektrische centrales door de

vervanging van de stoomketels (het teerste gedeelte van een centrale) door een gasturbine met afgassenketel. Men bouwt zo een STEG-centrale die voor de stoomcyclus gebruik maakt van de bestaande infrastructuur. Telkens wanneer in het BCEO-plan een gasturbine voorzien wordt (zie de tabellen A, B en C van het BCEO-plan 1988-1998), zou men kunnen nagaan of deze niet beter aan een bestaande stoomgroep kan gekoppeld worden.

(2°) de fossiele centrales hebben in België een rustig leven geleid gedurende de jaren '80. Dit kwam door de relatieve overcapaciteit in het park, ontstaan door een stagnerende vraaggroei en door een belangrijke toevoeging van nucleair vermogen in 1982/83 (Tihange 2, Doel 3) en in 1985 (Tihange 3, Doel 4). De jaarlijkse gebruiksduur van de fossiel gestookte centrales wordt in figuur II.2 afgebeeld. Er worden twee waarden voor ieder jaar berekend: de hoogste waarde is de totale produktie op fossiele basis gedeeld door de som van de vermogens van de groepen van meer dan 100 MW; de laagste waarde is de totale produktie op fossiele basis gedeeld door de som van de vermogens van alle centrales op fossiele brandstof. De reële gebruiksduur van de groepen groter dan 100 MW ligt bijgevolg tussen de twee waarden in. Met een globale beschikbaarheid rond 85 % (of 7400 uren/jaar) van fossiele groepen in de vermogensrange 100-300 MW, werden de fossiele eenheden in de jaren '80 wel degelijk onder hun capaciteit ingezet.

We beschikken over onvoldoende gedetailleerde informatie om de omvang van deze onderbezetting exact in te schatten. We werken daarom als volgt: stel dat de gebruiksduur van de groepen met een vermogen groter dan 100 MW (in totaal gaat het om 4895 MW in het Belgisch park) halfweg ligt tussen de hoogste en de laagste waarde in figuur II.2. afgedrukt.

Figuur II.2. Gebruiksduur van de fossiel gestookte centrales



Dit geeft de volgende waarden:

<u>jaar</u>	<u>gebruiksduur (uren) van het fossiel groot-vermogen (4895 MW)</u>
1980	6 517
1981	5 940
1982	5 475
1983	4 516
1984	4 270
1985	3 588
1986	3 008
1987	3 376
Som :	36 690 uren

Het totaal aantal uren over 8 jaar is dus 36 690 of een gemiddelde van 4 586 uren/jaar. Tegenover de vollast-bezetting van 7 400 uren/jaar betekent dit een gecumuleerd surplus van 22 510 uren, of ongeveer 3 jaar aan 7 400 uren/jaar over de voorbije jaren van dit decennium. Men kan dus rekenen dat tegen het jaar '90 de grote fossiele groepen ongeveer 3 jaar onderbelasting geaccumuleerd hebben.

Dit betekent niet dat alle grote fossiele centrales 3 jaar aan hun levensduur kunnen toevoegen. Het kan immers dat veel van hen er een lange looptijd in deellast op zitten hebben. Nog erger voor de levensduur van de fossiele centrales is hun aanwending als "opvulvermogen" voor de nucleaire centrales. Ten einde deze laatste zo weinig mogelijk te moeten moduleren, worden de fossiele basislastcentrales ingezet als middel- en pieklasteenheden met veelvuldige start/stop operaties en steile belastingsgradiënten.

We hebben noch de tijd, noch de middelen, noch de toegang tot de vereiste informatie om het vraagstuk van de levensduurverlenging, eventueel gekoppeld aan een 'repowering' van de groepen met behulp van voorgeschakelde gasturbines, grondig te ontleden. Met deze korte nota werd de probleemstelling geformuleerd. Tegen een volgend uitrustingsplan kan hierover meer duidelijkheid komen.

II.3. Opening van de elektriciteitsmarkten

Sinds ongeveer een jaar is 'Europa 92' een slagzin geworden, die te pas en te onpas gebruikt wordt en naargelang de context en de spreker een zeer verschillende inhoud toegediend krijgt. In deze tekst wordt het thema niet behandeld. Wel stelt men vast dat sinds het Verdrag van Rome de integratie van de Europese markt verdergaat. Deze integratie brengt een steeds toenemend belang van markt-georiënteerde structuren en opvattingen met zich mee. Praktisch betekent dit:

- het verminderen of afschaffen van toegangsbelemmeringen, voorrechten, monopolies, handelsbeperkingen, enz...

- een grotere rol voor het prijsmechanisme in de allocatie van goederen en diensten;
- een snellere technologische ontwikkeling die tot flexibele en dynamische organisatieverbanden dwingt.

Dezelfde factoren die de Europese integratie bevorderen en impliceren, werden ook vastgesteld in de V.S. in de jaren '80. Tegen deze achtergrond moeten de grote 'deregulerings'processen (transport van gas per pijpleiding, luchtvaart, banken, ...) gesitueerd worden. Naar analogie met de andere monopolistische sectoren wordt sinds een aantal jaren de 'deregulering' van de elektriciteitssector ter discussie gesteld.

In de V.S. is deze discussie zeker niet beëindigd (zie bv. EPRI Journal, maart 1988). In Engeland is de opsplitsing van de CEBG aan de gang om de elektriciteitsvoorziening meer in overeenstemming te brengen met de werking van de vrije markt. In Nederland is men nu ver gevorderd in de reorganisatie van de elektriciteitssector door een grotere concentratie in de productiesector, een horizontale integratie in de distributiesector (horizontale integratie is hier het samenbrengen van elektriciteits-, gas- en warmtedistributie in de handen van hetzelfde distributiebedrijf), de samenvoeging van de kleinste distributiebedrijven tot grotere entiteiten (met 50 000 à 100 000 aansluitingen per bedrijf), de scheiding van de centrale productie t.o.v. de distributie, het verhogen van de concurrentieprikkels inzake elektriciteitsproductie (o.a. stimulering van warmte/kracht productie; de mogelijkheid om 'horizontaal te winkelen', d.w.z. het distributiebedrijf en de grootindustrie zijn niet aan een elektriciteitsproducent gebonden), enz...

Deregulering is dus aan de orde, of misschien is het beter te stellen dat 'vernieuwende regulering' aan de orde is. Er bestaan immers veel twijfels over de mogelijkheid en wenselijkheid om de elektriciteitsvoorziening gewoon te dereguleren. Deze twijfels beroepen zich op drie fysische feiten, eigen aan de elektriciteitsvoorziening, nl.:

- (1°) de distributie van elektriciteit (zoals van iedere leidinggebonden energievorm) is een natuurlijk monopolie;

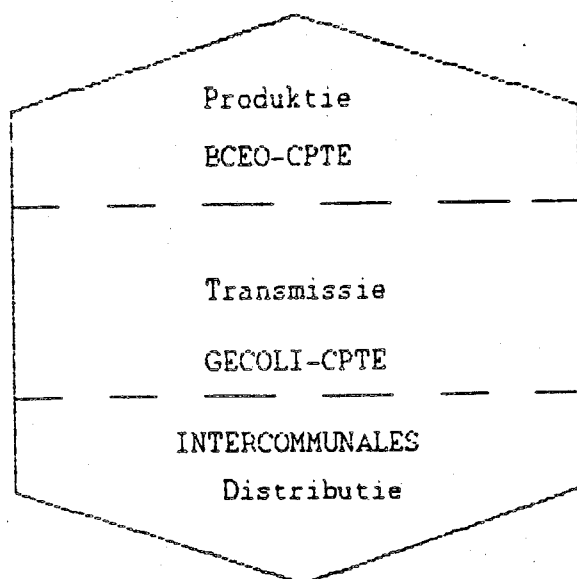
- (2°) het koppelnet (eveneens een natuurlijk monopolie), is de fysische onderbouw van de elektriciteitsmarkt. Zonder koppelnet is er géén markt.
- (3°) bij de centrale produktie van elektriciteit zijn er belangrijke schaalvoordelen die het ontstaan van feitelijke monopolies stimuleren.

Deze drie feiten, in de volgorde zoals hierboven opgesomd, vragen om overheidstussenkomst of regulering. M.a.w. complete deregulering is onmogelijk. Vernieuwende regulering daarentegen is wenselijk. In de volgende secties brengen we een aantal elementen aan in het debat betreffende deze vernieuwende regulering. We verwijzen ook naar sectie 5.d van hoofdstuk III, waar we het institutionele vraagstuk van de elektriciteitsvoorziening kort behandelen.

a. De organisatie van de elektriciteitsvoorziening in België

De elektriciteitsvoorziening in België is sterk centraal georganiseerd en vertikaal geïntegreerd (zie figuur II.3).

Figuur II.3. Vertikale integratie bij de elektriciteitsvoorziening



Produktie en transmissie worden vanuit één hoofdkwartier (Centrum voor Produktie en Transport van Elektriciteit, CPTE) geregeld. Dit heeft als belangrijkste voordelen: een optimale inzet van de produktiemiddelen in verdienste-orde (de goedkoopste groepen produceren eerst en meest), en een goed bewaakte betrouwbaarheid van de stroomlevering. Toch kan men een lijn trekken tussen de produktie- en transmissie-aktiviteiten betreffende de investeringen (BCEO/GECOLI) en betreffende de exploitatie. De transactiekosten van de coördinatie tussen produktie en transmissie moeten dus meetbaar zijn, maar worden wel intern verrekend binnen dezelfde belangengroep.

Officieel is de vertikale integratie naar de distributie toe weinig uitgesproken. De facto stelt men echter een hoge graad van integratie vast. De elektriciteitsdistributie wordt verzorgd door vnl. Intercommunales. In de Gemengde Intercommunales (ca. 80 % van de verdeelde elektriciteit in 1987) voeren de privé-producenten (Ebes, Intercom, Unerg) het feitelijk beleid. In de Zuivere Intercommunales (ca. 18 % van de verdeelde elektriciteit in 1987) nemen de lokale vertegenwoordigers meer beleidstaken waar. Toch zijn het merendeel van deze distributiebedrijven ook met een producent (SPE) verbonden. Met het systeem van de distributie-intercommunales in België kan men van een volledig vertikaal geïntegreerde elektriciteitsvoorziening spreken.

De vertikale integratie maakt dat de distributiebedrijven het beleid van de produktiebedrijven voortzetten tot bij de stroomafnemers. De gevolgen hiervan voor het Rationeel Energiegebruik worden verder in III.5 besproken. We beperken ons hier tot enkele andere gevolgen inzake prijszetting en subsidiëring.

Door de vertikale integratie is er een bijzonder systeem van transferprijzen geïnstitutionaliseerd geworden in België, onder de vorm van het zogenaamde 'produktiedividend'. Dit werkt als volgt: de privé-stroomleverancier geeft aan de Gemengde Intercommunale een korting op de faktuur van de geleverde stroom; deze korting wordt nadien teruggestort aan de producent. Deze operatie heeft alleen tot doel gebruik te maken van het fiscaal betere

statuut van de Gemengde Intercommunale. Het betekent een impliciete subsidie aan de elektriciteitsbedrijven.

Hetzelfde subsidiemechanisme speelt bij de uitkering van de distributiewinsten aan de participerende privé-partners (Ebes, Intercom, Unerg). Er wordt daarbij handig gebruik gemaakt van twee principes van de fiskale wetgeving: enerzijds betalen publieke ondernemingen geen winstbelasting, anderzijds wordt de winst uit 'dochter'bedrijven geen tweede keer belast in het 'moeder'bedrijf. Het gevolg is dat de elektriciteitsbedrijven alleen de roerende voorheffing van 25 % betalen op hun aanzienlijke winsten uit de distributie (zie BELGELECTRIC 1983). Dit verklaart ook waarom er winstverplaatsing is van de produktie-activiteit naar de distributie-activiteit toe.

De tarieven aan voortverkopers bepalen de officiële prijzen waartegen stroom door het koppelnet aan de distributiebedrijven geleverd wordt. Op deze tarieven wordt toezicht uitgeoefend door het Controlecomité.

De bestaande tariefstructuur is eerder verouderd te noemen en heeft twee tekortkomingen. Er wordt onvoldoende aangespoord tot efficiëntere elektriciteitsafname omdat de produktiekosten onvoldoende in het tarief gereflecteerd worden (bv. de aangerekende spits is een gemiddelde van de hoogste jaarafname door de intercommunale in de laatste drie jaren opgemeten; deze vermogensmeting zou beter vervangen worden door maandelijkse of continu gemeten vermogensafname en door een aanrekening gebaseerd op het aandeel van deze afname in de synchrone spits van het systeem).

De tariefvoorwaarden zijn ook discriminerend t.o.v. kleinere distributie-entiteiten. In plaats van de prijzen te baseren op de metingen per afzonderlijke grote post (= verbinding tussen koppelnet en stroomafnemer), voegt men de metingen samen bij de grote intercommunales die meerdere grote posten omvatten. Omdat de fysische stroomtransfer aan de afzonderlijke grote posten, en dus de produktie- en transmissiekosten, niet gewijzigd worden door deze werkwijze is hier sprake van prijsdiscriminatie in het voordeel van grote intercommunales.

De vertikale integratie van de elektriciteitsvoorziening in produktie-transmissie-distributie wordt doorgetrokken tot de toeleveringsbedrijven van de sector. De rol van Tractebel, studie bureau en holding, staat hier centraal. Tractebel bezit ca. 25 % van de aandelen van de drie grote privé maatschappijen Ebes, Intercom en Unerg, hetgeen een de facto controle betekent. Tractebel is ook het studie bureau van de elektriciteitssector en vormt de band met de financiële groepen Brussel-Lambert en Generale Maatschappij.

Deze vorm van vertikale integratie kan een invloed hebben op de elektriciteitsvoorziening zelf. Het gevaar is reëel dat er transfertbetalingen plaatsvinden van de sector met het minst elastische produkt (de elektriciteitssector) naar deze met produkten die minder goed in de markt liggen (toeleveringsbedrijven). Vanuit het oogpunt van een belegger van kapitalen kunnen bepaalde produktievormen (centrale, kapitaalsintensieve oplossingen), geprefereerd worden boven andere (decentrale produktievormen). Zelfs een onderlegd en zeer scherp toeziend Controlecomité kan deze informatie- en geldstromen moeilijk waterdicht controleren.

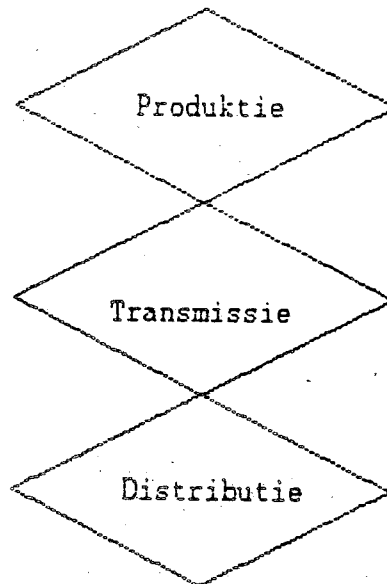
b. Andere organisatievormen van de elektriciteitsvoorziening

De voorstellen om de elektriciteitsvoorziening anders te organiseren kunnen ondergebracht worden onder de hoofding 'deregulering' van de sector en onder deze van "vernieuwende regulering".

(i) 'Deregulering'

Organisatorisch betekent volledige deregulering het verbreken van de vertikale kolom van figuur II.3. Produktie, transmissie en distributie zouden drie gescheiden activiteiten worden (zie figuur II.4), en de onzichtbare hand van de vrije markt zou de rest moeten doen. Inzake elektriciteit stoot men echter vlug tegen de grenzen van de vrije markt, zodat volledige deregulering eerder een theoretisch referentiekader dan wel een praktisch werkprogramma voor de komende jaren betekent.

Figuur II.4. Gescheiden werking van de drie hoofdfuncties in de elektriciteitsvoorziening



De elektriciteitsmarkt bestaat slechts op basis van het koppelnet. Het koppelnet bekleedt de middenplaats tussen aanbod (produktie) en vraag (distributie). Zonder koppelnet kan er géén stroom verhandeld worden. Centraal in de dereguleringsdiscussie staat daarom de vraag of het koppelnet als een vrije markt, als een 'common carrier' kan functioneren. Technisch gezien is dit goed mogelijk: men kan het werkingsterrein en de werkingsprincipes van een koppelnet als 'common carrier' definiëren. Voor de besturing ervan (het toepassen van het verkeersreglement in de elektriciteitstrafiek) blijft een gecentraliseerde, intelligente autoriteit noodzakelijk zoals bij de huidige exploitatie van het koppelnet.

Naar de distributie toe is de scheiding tussen transmissie en distributie technisch niet problematisch en economisch aan te bevelen (zie verder). Naar de produktie toe liggen de zaken complexer omwille van het niet-stockeerbare karakter van

elektriciteit en omwille van de inertie bij het opstarten van stoomturbines.

Een scheiding tussen het bezit van en de controle over de produktie met deze over de transmissie, zou leiden tot hogere transactiekosten voor de coördinatie produktie-transmissie. De coördinerende autoriteit die het koppelnet bestuurt, zou aankooprijzen voor stroom moeten aankondigen. Om de betrouwbaarheid van de stroomlevering te verzekeren, zouden deze aankooprijzen gedifferentieerd zijn naar de belangrijke dimensies van de stroomlevering (bv. spot-geleverde stroom, bulkstroom, 'spinning' reservecapaciteit, oproepbare capaciteit in de komende uren en dagen, enz...). De prijzen zouden fluctueren in functie van de verhouding tussen vraag naar en aanbod van capaciteit en energie. Dit betekent dat een modern tweerichtingen communicatie-instrument alle producenten die 'futures' verrichtingen willen uitvoeren, met de coördinerende autoriteit moet verbinden. I.p.v. het doorsturen van produktie-orders vanuit de coördinatie, zou deze om het uur een veiling organiseren waaraan alle potentiële producenten kunnen deelnemen. De ontwikkeling in de informatie- en communicatietechnologie maakt deze werkwijze zeker technisch haalbaar. Velen vrezen echter dat het systeem economisch onvoldoende zou functioneren omdat de producenten niet meer in basislastvermogen zouden investeren (lange bouw tijden; hoge investeringssommen; grote risico's). Wellicht wordt deze vrees overdreven (zie b.v. de petroleumsector en chemische sector die ook grootschalige projecten realiseren). Om de schaalvoordelen van grote elektriciteitscentrales te kunnen plukken, kunnen ook lange-termijn leveringscontracten tussen de coördinatie en de producenten afgesloten worden. Deze contracten vergen een uitgebreide informatieverzameling en -verwerking rond toekomstige investeringsopties, en een weldoordacht evenwicht van risico- en winstverdeling tussen de contracterende partijen. Het is ons niet duidelijk waarom dit nadelig zou zijn voor de elektriciteitsgebruikers.

Om de leveringszekerheid van elektriciteit op ieder ogenblik veilig te stellen wordt soms ook voorgesteld de transmissiesectie van de elektriciteitsvoorziening te laten investeren (of partici-

peren) in reserve (turbomotoren, gasturbines) en regelingscentrales (bv. spaarbekkens met pomp/turbine groepen).

De organisatie van het koppelnet als een 'common carrier' kan niet opgevat worden in de zin van bv. het wegennet (een door de overheid gefinancierde en onderhouden infrastructuur die kosteloos openstaat voor iedereen). Veeleer moet gedacht worden aan een 'broker'functie die het marktmechanisme maximaal toepast op de elektriciteitsmarkt.

De ontkoppeling van produktie en transmissie is géén eerste prioriteit. Meer aandacht dient besteed aan de verticale desintegratie van de distributie.

(ii) 'Vernieuwende regulering'

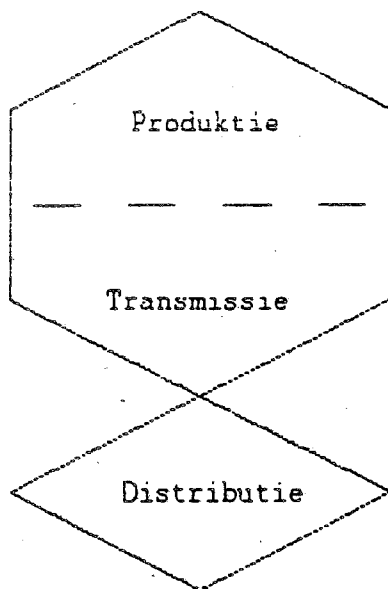
Totale deregulering van de elektriciteitssector is praktisch niet uitvoerbaar in de korte termijn en economisch niet verdedigbaar door de aanwezigheid van natuurlijke monopolies (distributie, transmissie). De aandacht moet daarom toegespitst worden op een verbetering van de bestaande regulering.

De hoeksteen van iedere hervorming van de elektriciteitssector bestaat in de scheiding tussen distributie enerzijds, en de produktie & transmissie anderzijds (zie figuur II.5). Deze ontkoppeling is mogelijk, wenselijk, en in bepaalde omstandigheden noodzakelijk.

De mogelijkheid wordt in de praktijk aangetoond (zie bv. de Nederlandse Elektriciteitswet 1987). In de V.S. nemen bepaalde elektriciteitsbedrijven (bv. Public Service of New Mexico) zelf het initiatief voor de ontkoppeling tussen gencos (generation companies) en discos (distribution companies). De transcos (transmission companies) worden nog toegevoegd aan de gencos. De ontkoppeling van de distributie veroorzaakt geen reële kosten².

²zie bv. JOSKOW & SCHMALENSEE (p.60): "There has been no serious economic research that we are aware of on economies of vertical integration between the low-voltage distribution system and the high-voltage transmission and generation systems".

Figuur II.5. Ontkoppeling van de distributie uit de vertikale kolom



De ontkoppeling is wenselijk om een beter evenwicht tussen vraag naar en aanbod van elektriciteit in te stellen door de ontwikkeling van een zelfstandig vraagbeleid dat niet in functie staat van de produktiezijde. Dit zal de marktelementen, aanwezig in de elektriciteitsvoorziening, duidelijk naar voor halen.

In een open Europese markt met een vrij verkeer van elektriciteit is de scheiding tussen distributie en produktie/transmissie noodzakelijk voor de transparantie van de elektriciteitsprijzen. Bovendien is een vrij verkeer maar mogelijk als de vraagzijde een (groot) aantal soevereine consumenten telt. Als men de integratie van de Europese markt ernstig neemt, zal men tot deze structurele hervorming moeten komen in alle Europese landen. Men zou dan de distributie op nationaal vlak kunnen regelen, terwijl

de markt-georiënteerde produktiebedrijven onder Europese regelgeving zouden vallen.

Om een aanvang te maken met de hervorming zou men te rade kunnen gaan in Nederland waar de Minister van Economische Zaken een nieuwe Elektriciteitswet (1987) uitgewerkt heeft en verder verfijnt (1988).

In de tussentijd kunnen een aantal stappen inzake een 'vernieuwende regulering' in België gezet worden. Het tarief 'grote posten' (de ca. 130 niet-gebaramiseerde grootverbruikers) en het tarief 'voortverkopers' (distributiemaatschappijen), moeten op een meer gelijkvormige en kostenweerspiegelende leest geschoeid worden. Iedere grote post moet als dusdanig gefactureerd worden (geen samenstelling van posten op basis van een juridisch gegeven zoals te behoren tot eenzelfde intercommunale) en op gelijke wijze in functie van de relevante afnamekarakteristieken, die de produktie- en transmissiekosten reflecteren. Een toepassing van de principes van de marginale kostenprijszetting of een verfijnde verdeling van de historische kosten op basis van de continue meting van de stroomafname, zijn hier aangewezen. Wanneer in een latere fase de distributiebedrijven functioneren als zelfstandige entiteiten wordt deze regelgeving aangevuld met de mogelijkheid zelf de stroomleverancier(s) te zoeken.

*

* *

Vergeleken met de rijkdom aan ideeën en veranderingen die sinds een aantal jaren in de VS, Engeland, Nederland, Denemarken, ... aan bod komen inzake de beste structuur voor de energievoorziening, is de discussie in België tot dusver eerder schraal. We hopen met deze bijdrage een aantal elementen voor de verbreding van deze noodzakelijke en belangrijke discussie aangebracht te hebben.

Hoofdstuk III. Beheersing van de elektriciteitsvraag

De voorgestelde beslissingen van een uitrustingsplan zijn sterk afhankelijk van de voorspelde ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit. Een voorspelling van een forse, regelmatige groei van de vraag pleit in het voordeel van grote centrales met een zo nodig lange bouwduur. Een beperkte, onregelmatige groei van de vraag kan best opgevangen worden met flexibele, kleinschalige centrales. Ook het tijdstip waarop over bijkomend produktievermogen moet beslist worden, hangt af van de voorspelde vraagontwikkeling.

De vraag naar elektriciteit is afhankelijk van vele factoren. De voornaamste zijn de ontwikkeling van de economie en van de bevolking, de industriële en technologische evolutie, de uitrusting van huishoudens met elektrische apparaten, verzadigingseffekten, reclame voor elektriciteitsgebruik of voor besparing, de koopkracht van de gezinnen en de prijzen van andere brandstoffen. De impact van deze factoren op de elektriciteitsvraag is moeilijk simultaan en betrouwbaar te kwantificeren.

De elektriciteitsproducenten beschouwen de onzekerheid in de evolutie van de elektriciteitsvraag als gegeven en behandelen de vraag als een exogene variabele. De sterk fluktuerende en onzekere vraag is volgens hen een grootheid die de investeerder 'overvalt' bij het beslissen over nieuwe produktiekapaciteit. Volgens ons is de elektriciteitsvraag een endogene, te manipuleren variabele. De elektriciteitsproducent bepaalt via het aanmoedigen van rationeel energiegebruik (REG) en besparingen, of via het aanmoedigen tot hoger verbruik in zekere mate zelf de vraag waaraan hij moet voldoen.

In dit hoofdstuk stellen we dat REG en besparingen een noodzakelijk, interessant en mogelijk alternatief zijn voor de bouw van bijkomende centrales om aan de toekomstige vraag te voldoen. We besteden aandacht aan buitenlandse experimenten en maken een schatting van de evolutie van de elektriciteitsvraag in België. In plaats van een exponentieel verloop van de vraag, gaan

we uit van een logistisch, S-vormig groeimodel. We besluiten met een overzicht van de instrumenten voor een doordacht en spaarzaam lange termijn- energiebeleid.

III.1. Endogene versus exogene vraag naar elektriciteit

Een grondige vraaganalyse is de basis voor een goede energiepolitiek. Met de resultaten ervan staat of valt een uitrustingsplan in elektrische produktiemiddelen. Het grillige, onzekere verloop van de elektriciteitsvraag maakt een vraagvoorspelling evenwel moeilijk. Hoe de elektriciteitsproducent de toekomstige evolutie van de vraag integreert in zijn beslissing over nieuwe produktiekapaciteit, hangt af van de rol die hij voor zichzelf ziet weggelegd in de elektriciteitsvoorziening.

De elektriciteitsproducent kan zich beperken tot het voldoen van de elektriciteitsvraag tegen minimale kosten. In die visie wordt de vraag beschouwd als een exogene variabele, die buiten de invloed van de producent tot stand komt. De vraag is een gegeven grootte die als input dient bij het beslissingsproces over het uitbreiden van het produktiepark.

De Belgische elektriciteitsproducenten vertolken deze visie. Zij verwachten een autonome groei van de vraag met 1,5 %, 2,5% of 3,5% per jaar, waarbij 2,5% als meest waarschijnlijke waarde wordt gehanteerd. Zij vinden dat het niet mogelijk is, of dat het in ieder geval niet hun taak is, de ontwikkeling van de vraag en de verbruikspatronen te analyseren, laat staan te beïnvloeden. Deze houding is evenwel dubieus. Enerzijds doen de producenten alsof ze machteloos staan tegenover de groei van de vraag, maar anderzijds investeren ze miljoenen in reclamecampagnes (voor o.a. elektrische verwarming) om de vraagevolutie te manipuleren.

Van een grondige en duidelijke analyse van de vraag is in het uitrustingsplan geen sprake. We citeren : "Rekening houdend met de informatie uit de macro-economische scenario's, die de voorzienbare gevolgen van het rationeel energieverbruik

integreren, neemt het B.C.E.O. als meest waarschijnlijke waarde voor de gemiddelde groeivoet van de elektriciteitsvraag 2,5 % per jaar voor de volgende tien jaar aan."³. Wat die macro-economische scenario's zijn en welke hypothesen aan de basis liggen van de resultaten ervan is volstrekt onduidelijk. Over het rationeel energiegebruik dat in die scenario's zou geïntegreerd zijn, wordt verder met geen woord gerept. In het Regeerakkoord heeft de regering nochtans gevraagd aandacht te besteden aan het geraamde effect van een politiek van rationeel energiegebruik⁴.

Naast het voldoen van de vraag tegen minimale kosten kan de elektriciteitsproducent zich ook toeleggen op dienstverlening. De konsument wil immers niet zozeer een produkt (elektriciteit), maar wel een dienst (verlichting, koeling, drijfkracht, ...) tegen een zo laag mogelijke prijs. Daartoe is het niet alleen noodzakelijk dat de kostprijs van elektriciteit wordt geminimeerd, maar ook dat de energie zo efficiënt mogelijk wordt aangewend.

In die visie wordt de vraag naar elektriciteit niet langer behandeld als een exogene, autonome variabele, maar als een endogene, manipuleerbare grootheid. De flexibiliteit en de variabiliteit van de vraag wordt niet beschouwd als onzekerheid waartegen men machteloos staat, maar als een optie om de evolutie van de vraag te beïnvloeden via REG en besparingen. REG en besparingen vormen één van de hoekstenen van een doordacht lange termijn energiebeleid en worden bij de investeringsplanning op gelijke voet behandeld met aanbodsverhoging. De elektriciteitsvraag is met andere woorden niet langer input, maar output van de investeringsplanning.

³ BEHEERSCOMITE DER ELEKTRICITEITSONDERNEMINGEN, Nationaal uitrustingsplan inzake produktiemiddelen en groot transport van elektrische energie 1988-1998, 10 oktober 1988, p. 27.

⁴ DIENSTEN VAN DE EERSTE MINISTER, Regeringsverklaring uitgesproken voor het Parlement, op 10 mei 1988 door de Eerste Minister, de heer Wilfried Martens, Brussel, INBEL, 1988, p.39.

III.2. REG en besparingen

REG en besparingen zijn nodig om een leefbare wereld te verzekeren voor de toekomst en zijn bovendien een interessante optie als alternatief voor aanbodsverhoging. Verschillende economische, pedagogische en normatieve werkmiddelen staan ter beschikking om energiebehoud te verwezenlijken.

a. REG en besparingen zijn nodig

REG en besparingen zijn noodzakelijk voor een stabiele, lange termijn- energiepolitiek. Een verlaging van het energieverbruik remt de uitputting van de eindige voorraden fossiele en nucleaire brandstoffen af, vermindert de afhankelijkheid van het buitenland en mildert de druk op de betalingsbalans. De beperkte draagkracht van het milieu maakt een ongebreidelde expansie van het energieverbruik op lange termijn onmogelijk. De natuur snakt naar oplossingen voor de zure regen en het broeikas effect als gevolg van steenkoolverbranding in het bijzonder en fossiele verbranding in het algemeen. De groei van het nucleaire productiepark vergroot de problematiek van het radioactief afval, de kans op een catastrofe wordt reëel en het toenemende risico van de proliferatie van kernwapens ondermijnt de wereldvrede.

Elektriciteit is een aantrekkelijke energiedrager. Een uitbreiding van het aandeel van elektriciteit in het totale energieverbruik maakt het mogelijk de afhankelijkheid van olie te verminderen. Elektriciteit kan geproduceerd worden op basis van een uitgebreid pakket van brandstoffen en is bovendien de energievorm bij uitstek om hernieuwbare energiebronnen te valoriseren. Het stijgende aandeel van elektriciteit in het totale energiepakket is niet onrustbarend. Het verscherpt wel de behoefte aan REG en energiebehoud. Een ongecontroleerde, expansieve toename van het elektriciteitsgebruik legt een zware hypotheek op onze toekomst.

b. REG en besparingen zijn interessant

België beschikt nauwelijks over eigen energiebronnen. Een doorgedreven REG-beleid en de ontwikkeling van besparingstechnologie verminderen de energierekening van ons land en bieden industriële perspectieven op het vlak van tewerkstelling en exportmogelijkheden. Voor de verbruiker betekent energiebehoud een aanzienlijke vermindering van de elektriciteitsfactuur. De Commissie van de Europese Gemeenschappen schat de vermindering van de elektriciteitskosten als gevolg van besparingsmaatregelen voor de EEG-verbruikers op ongeveer 20 miljard ECU (= ongeveer 870 miljard BF) per jaar⁵.

De investeerder in besparingsprojecten realiseert, zonder dat hij grote financiële risico's loopt, een gelijkaardig rendement als bij aanbodsverhogende investeringen. Volgens Andrew Warren ⁶ is het rendement van efficiëntie verhogende investeringen dikwijls hoger, maar worden aan dergelijke investeringen te strenge rendabiliteitseisen opgelegd. REG-projecten worden pas uitgevoerd bij een terugverdientijd van minder dan 5 jaar. Dit komt overeen met een interne rentevoet van ongeveer 15 %. Een verhoging van het elektrische productiepark wordt daarentegen goedgekeurd bij een rendabiliteit van 8,6 %.

Energiebesparingsprojecten en investeringen in load management bieden de elektriciteitsproducent de mogelijkheid om de load faktor te verbeteren en kapitaalintensieve investeringen in aanbodsverhoging te vermijden. Het bevorderen van efficiënt elektriciteitsgebruik komt bovendien zijn relatie met de verbruikers ten goede. Doordat de producent greep krijgt op de tot dan toe ongrijpbaar en onvoorspelbaar gewaande evolutie van de vraag, verhoogt ten slotte ook de betrouwbaarheid van het park.

⁵ Commissie van de Europese Gemeenschappen, Naar een efficiënter elektriciteitsgebruik (Mededeling van de Commissie), Com(87) 496 def., 27 oktober 1987.

⁶ Andrew WARREN, " Saving megabucks by saving megawatts ", Energy Policy, December 1987.

c. REG en besparingen zijn mogelijk

Rationeel energiegebruik is niet alleen een noodzakelijke en interessante optie, maar ook een realistisch alternatief voor de capaciteitsverhoging van het produktiepark. Een aantal economische, pedagogische en normatieve werkmiddelen staan ter beschikking van de elektriciteitsproducent en van de overheid⁷.

Economische hulpmiddelen zijn een indirecte manier om gewenst gedrag te stimuleren en ongewenst gedrag af te remmen. Economische middelen zijn o.a. tarieven, belastingen, toelagen en fiscale maatregelen ter ondersteuning van het energiebehoud.

Via pedagogische hulpmiddelen tracht men de houding van de verbruikers te beïnvloeden. Voorbeelden zijn elektriciteitsbesparingsdagen, demonstratielokalen en informatiediensten. Duidelijkheid, geloofwaardigheid en de juiste timing bepalen het effect van deze hulpmiddelen. Een omkering van de geesten is noodzakelijk. Op het ogenblik wordt de keuze van een koelkast meer bepaald door de kleur en door de plaats beschikbaar in de keuken, dan wel door het elektriciteitsverbruik van de koelkast.

Normatieve hulpmiddelen zijn een directe manier om het gewenste gedrag te verkrijgen. Normen en voorschriften zijn voorbeelden van dergelijke middelen. Het is belangrijk dat de verbruikers de verboden en bevelen verstaan en dat ze aangemoedigd worden om ze ook na te leven.

III.3. Buitenlandse experimenten

De afhankelijkheid van het buitenland voor de bevoorrading van grondstoffen, de escalerende investeringskosten voor het bouwen van nieuwe centrales en de milieuhinder en -risico's verbonden aan de exploitatie van steenkool- en kerncentrales, maken een

⁷ Erkki ESKDA, El besparelser i Danmarks energipolitik, Kopenhagen, 1988.

vraaggericht beleid (besparingen, verhoging van efficiëntie, ...) aantrekkelijker dan een aanbodgericht beleid (uitbreiding produktiepark) om een evenwicht tussen vraag en aanbod tot stand te brengen.

In het buitenland werden recent verscheidene studies uitgevoerd die nagaan welke besparingen kunnen gerealiseerd worden in de verschillende verbruikssectoren. Opmerkelijk is dat buitenlandse elektriciteitsproducenten actief meewerken aan het realiseren van het besparingspotentieel. Zij beschouwen "demand-side management" als een sleutelbegrip in hun bedrijfsstrategie naast en niet ten dienste van "supply-side management".

a. Besparingspotentiëlen: een overzicht van buitenlandse studies

Tabel III.1. geeft een overzicht van een aantal buitenlandse studies over het elektriciteitsbesparingspotentieel. Wij wijzen erop dat de verschillende studies gebaseerd zijn op andere uitgangspunten (analyseperiode, omvang van het bestudeerde elektriciteitsverbruik, ...). De cijfers moeten dus met de nodige voorzichtigheid geïnterpreteerd en vergeleken worden. Alleen de orde van grootte van de besparingen is betekenisvol.

De studie van het Centrum voor Energiebesparing en Schone Technologie^a voorspelt voor Nederland een daling van de elektriciteitsvraag met 6,9 % in 2000 (t.o.v. de elektriciteitsvraag in 1986). Deze besparingen zijn gebaseerd op de huidige stand van de techniek en houden geen rekening met het effect van een aanvullend gerichte ontwikkeling van efficiënte apparatuur. In de sektor huishoudens kan als gevolg van technische ontwikkelingen de grootste besparing gerealiseerd worden, nl. 26,1 %. De groei van de industriële sektor is groter dan de potentiële besparingen in die sektor.

^a H.W. SIPS, Het elektriciteitsverbruik in het jaar 2000. Prognose en mogelijkheden tot elektriciteitsbesparing, Delft, Centrum voor Energiebesparing en Schone Technologie, december 1987.

Tabel III.1. Elektriciteitsbesparingspotentieel : recente
buitenlandse studies

<u>land</u> (uitvoerder van de studie)	<u>totaal</u> <u>besparings-</u> <u>potentieel</u>	<u>besparingen in de</u> <u>verschillende</u> <u>sectoren/aanwendungen</u>	
<u>Nederland</u> (Centrum voor Energiebesparing)	6,9 %	huishoudens	26,1 %
		diensten	12,4 %
		industrie	-7,2 %
<u>Oostenrijk</u> (Gesellschaft für Oekologie)	20,0 %	huishoudens	45,0 %
		diensten	-4,7 %
		industrie	24,0 %
<u>Zweden</u> (Vattenfall)	15 à 40 %	huishoudens	10 %
		diensten	20 à 40 %
		KMO's	15 %
<u>Denemarken</u> (Nörgard)	66,6 %	pompen	70 %
		ventilatie	85 %
		koeling	72 %
		verlichting	69 %
		verwarming	65 %
<u>Zwitserland</u> (Brunner en Baumgartner)	29,0 %	verwarming	27 %
		verlichting	50 %
		drijfkracht	22 %

In "Energie 2030"⁹ stippelt het Oostenrijkse Gesellschaft für Oekologie een zacht lange termijn- energiebeleid voor Oostenrijk uit, met een daling van het elektriciteitsverbruik met 20 % over de periode 1982-2000. Door een beperking van het gebruik van hoogwaardige elektriciteit voor lage temperatuurwarmte en door de daling van het specifieke verbruik van elektrische apparatuur, kan in de huishoudelijke sektor 45 % bespaard worden tegen 2000. De 24 % besparing in de industrie is mogelijk door de ontwikkeling van de microelektronica en een verbetering van de sturingstechnieken (optimering van het motortoerental, aan- en afzetten van toestellen volgens behoefte, ...).

Na de beslissing om alle twaalf Zweedse kerncentrales te ontmantelen voor 2010, stelt zich in Zweden in het bijzonder het probleem van nieuwe produktiecapaciteit. Om de mogelijke elektriciteitsbesparingen beter te evalueren, lanceerde de Zweedse State Power Board of "Vattenfall" het projekt "Uppdrag 2000"¹⁰. De bedoeling is door het uitvoeren van economisch efficiënte besparingen, de totale kosten van de elektriciteitsproduktie te verminderen en de behoefte aan nieuwe centrales te beperken. Op basis van energie-audits bleek dat in de huishoudelijke sektor, de dienstensektor en in kleine en middelgrote ondernemingen respektievelijk 10 %, 20 à 40 % en 15 % kon bespaard worden, tesamen goed voor een globale besparing van 15 à 40 %.

In Denemarken heeft J.S. Nørgard¹¹ onderzocht dat de Deense

⁹ R. CHRISTIAN, Energie 2030. Der sanfte Weg, Wenen, Oesterreichische Gesellschaft für Oekologie, 89 p.

¹⁰ UPPDRAG 2000, Electricity conservation - a resource for both Vattenfall and its customers, presented at the IEA-Workshop on Conservation Programmes for Electric Utilities, September 21-23 1988, Paris, France

¹¹ J.S. NØRGARD, Long term energy planning in Denmark - a sustainable option, presented at 1st International Congress on Energy, Brasilcon 87, Sao Paulo, Brazil, August 19th and 20th 1987.

J.S. NØRGARD en P.B. PEDERSEN, Low electricity household for the future, presented at "Demand-side management and electricity end-use efficiency", Advanced Study Institute, Povoa do Varzim, Portugal, 20-31 July 1987.

elektriciteitsvraag tot één derde van het huidige niveau kan gereduceerd worden door efficiënt gebruik van de op dit moment beschikbare technologie en met behoud van de huidige levensstandaard. Tabel III.1. geeft een overzicht van de besparingsmogelijkheden voor de diverse toepassingen van elektriciteit. Als de elektriciteit gebruikt wordt voor verwarmingsdoeleinden vervangen wordt door andere en goedkopere vormen van energie (bijvoorbeeld warmte van warmte/krachteenheden), kan de huidige levensstandaard verzekerd worden met één vierde van het huidige elektriciteitsgebruik. Een optimaal systeem is volgens Nörgard gebaseerd op de gekombineerde opwekking van elektriciteit en warmte door flexibele eenheden die gemakkelijk kunnen afgestemd worden op de variatie in de vraag naar beide energievormen.

C.U. Brunner en A. Baumgartner komen in hun studie "Elektrizität sparen¹²" in het kader van het Zwitsers Nationaal Onderzoeksprogramma Energie, tot de conclusie dat met de huidige prijzen en met de huidige stand van de technologie het besparingspotentieel in Zwitserland bijna 30 % is van het totale elektriciteitsverbruik. Het vervangen van klassieke weerstanden door meer efficiënte warmtepompen, inductiesystemen en microgolven en de verbetering van de isolatie van gebouwen, maakt een besparing mogelijk van 27 % van de elektriciteit verbruikt voor verwarmingsdoeleinden. Door o.a. een beter gebruik van het daglicht, efficiëntere lampen en betere voorschakelapparatuur kan de elektriciteit gebruikt voor verlichting met de helft gereduceerd worden. Een betere dimensionering van motoren en de regeling van het toerental afhankelijk van de vraag reduceert de energie nodig voor drijfkracht met 22 %.

In tegenstelling tot bovenstaande studies houden de Belgische elektriciteitsproducenten niet expliciet rekening met besparingsmogelijkheden. Zij steunen een autonome jaarlijkse groei van de vraag met 2,5 % (= een totale groei van bijna 40 % over de periode 1987-2000). De elektriciteitsproducenten beweren dat de

¹² C.U. BRUNNER en A. BAUMGARTNER, Elektrizität sparen, Schweizerischer Nationalfonds, Nationales Forschungsprogramm Energie, 1987.

lage groei scenario's gebouwd worden door alternatieve groeperingen die zich baseren op irrealistische hypothesen. Deze kritiek is evenwel ongegrond. Officiële buitenlandse instanties verrichten degelijk studiewerk over besparingsmogelijkheden. Zij komen tot gelijkaardige resultaten.

In Nederland bijvoorbeeld is het Centraal Planbureau bij recente ramingen van het toekomstige elektriciteitsgebruik uitgegaan van een efficiëntieverbetering in het huishoudelijk gebruik van 40 % in 2000 en van 45 % in 2010 t.o.v. 1985. Voor de industrie variëren de besparingspercentages afhankelijk van de beschouwde sektor en het gehanteerde scenario tussen de 10 en 23 % voor de periode 1985-2010¹³.

b. Aktief besparingsbeleid door buitenlandse elektriciteitsproducenten

Buitenlandse elektriciteitsbedrijven sparen kosten noch moeite om de ongebreidelde expansie van de elektriciteitsvraag te stoppen. Zij onderzoeken de verbruikspatronen in de residentiële, commerciële en industriële sektor en lanceren campagnes om het elektriciteitsverbruik te verminderen.

In Nederland voert de Vereniging van Exploitanten van Elektriciteitsbedrijven (VEEN) een "Basisonderzoek Elektriciteitsverbruik Kleinverbruikers"¹⁴ dat inzicht moet verschaffen in de opbouw van het huishoudelijke elektriciteitsverbruik. Met behulp van gegevens van dergelijke onderzoeken kan de ontwikkeling van de efficiëntie van nieuw gekochte apparaten bijgehouden worden. Als blijkt dat de efficiëntie achterblijft op wat technisch-economisch haalbaar is, kan het beleid hierop inspringen.

¹³ CENTRAAL PLANBUREAU, Een drietal scenario's voor het energieverbruik van Nederland tot 2010, Den Haag 1986.

¹⁴ J.M.C. VAN MANEN, "Basisonderzoek elektriciteitsverbruik kleinverbruikers (BEK)", Elektrotechniek, 65 (1987), pp. 711-717.

De Oslo City Light and Power Company¹⁵ van Noorwegen startte in 1982 een besparingsprogramma met als doel het elektriciteitsgebruik van de stad Oslo te verminderen met 15 % tegen 2000. Het elektriciteitsbedrijf oordeelde dat deze doelstelling kan gerealiseerd worden via investeringen waarvan de lange termijn marginale kosten lager liggen dan die van nieuwe centrales. Oslo City Light and Power geeft subsidies en voordelige leningen aan residentiële, commerciële en industriële klanten die besparingsmaatregelen nemen.

Demand-side management maakt ook een integraal deel uit van de strategie van het Canadese elektriciteitsbedrijf Ontario Hydro¹⁶. Dit bedrijf tracht de elektriciteitsrekening van de konsument te verlagen door investeringen door te voeren die minder kosten dan 5 Canadese cents per kWh (= ± 1,5 BF/kWh). Op die manier wil Ontario Hydro het gevraagde elektrische vermogen verminderen met 4500 MW tegen 2000. De instrumenten die Ontario Hydro gebruikt, zijn "incentive driven" efficiëntieverbeteringen, "information driven" efficiëntieverbeteringen en "load shifting". Deze instrumenten staan in voor een daling van het vermogen met respectievelijk 2000 MW, 1500 MW en 1000 MW.

In de Verenigde Staten beschouwen tal van elektriciteitsbedrijven elektriciteitsbesparing als een "vijfde brandstof"¹⁷.

Tussen 1976 en 1983 gaf het Californische energiebedrijf Pacific Gas and Electricity jaarlijks 300 miljoen dollar uit aan energiebesparing, warmte/kracht, duurzame energie en load-management. Tot 1990 is het bedrijf van plan jaarlijks 150 miljoen dollar te besteden aan energiebesparing en load-

¹⁵ J. MOEN, Optimal energy conservation efforts by Oslo City Light and Power. Methods adopted and some of the results achieved so far, presented at the IEA-Workshop on Conservation Programmes for Electric Utilities, 21-23 September 1988, Paris, France.

¹⁶ D.B. MACCARTHY, H.C. PALMER and L.D. WILSON, Ontario hydro's approach to demand management, presented at the IEA-Workshop on Conservation Programmes for Electric Utilities, 21-23 September 1988, Paris, France.

¹⁷ A. WARREN, o.c.

management. Aan residentiële verbruikers worden gratis energie-audits, leningen zonder interesten en subsidies aangeboden om de aankoop van efficiënte apparatuur aan te moedigen.

Wisconsin Electric¹⁸ besteedde in 1987 en 1988 onder de naam "smart money" 73 miljoen dollar aan besparingsmaatregelen en load-management, plus 22 miljoen dollar aan marketing ondersteuning. Zij betalen bijvoorbeeld tot 50 % van de installatiekosten van een efficiënter verlichtingssysteem.

Het "Northwest conservation and electric power plan¹⁹" van Northwest Power Planning Council is een goed voorbeeld van de degelijke integratie van een vraaggericht beleid in een uitrustingsplan. De filosofie van het plan wordt duidelijk met de uitdrukkingen "conservation is the key resource" en "each MW conserved is one less that needs to be generated".

III.4. Schatting van de vraag naar elektriciteit

a. Invloed van een REG-beleid en de toenemende saturatietendens op de elektriciteitsvraag

De elektriciteitsproducenten voorspellen voor het volgende decennium een konstante jaarlijkse groei van de elektriciteitsvraag met 2,5 %. Aan besparingsmogelijkheden wordt geen aandacht geschonken. Integendeel, via reclame voor o.a. elektrische verwarming wordt getracht het elektriciteitsgebruik te stimuleren. Bij gebrek aan een actief REG-beleid, dringt nieuwe produktiekapaciteit zich op. Buitenlandse experimenten bevestigen evenwel dat het besparingspotentieel van een coherent en continue REG-beleid aanzienlijk is. Een dergelijk beleid maakt het mogelijk het voorspelde exponentiële verloop van de elektriciteitsvraag om te buigen en het verbruik op termijn te stabiliseren op een aanvaardbaar niveau. REG en energiebehoud

¹⁸ R.H. MALES, Integrated utility planning, presented at IEA-Workshop on Conservation Programmes for Electric Utilities, September 21-23 1988, Paris, France

¹⁹ NORTHWEST POWER PLANNING COUNCIL, Northwest Conservation and Electric Power Plan, 1986

worden daarbij gesteund door de toenemende saturatietendens in de diverse verbruikssectoren.

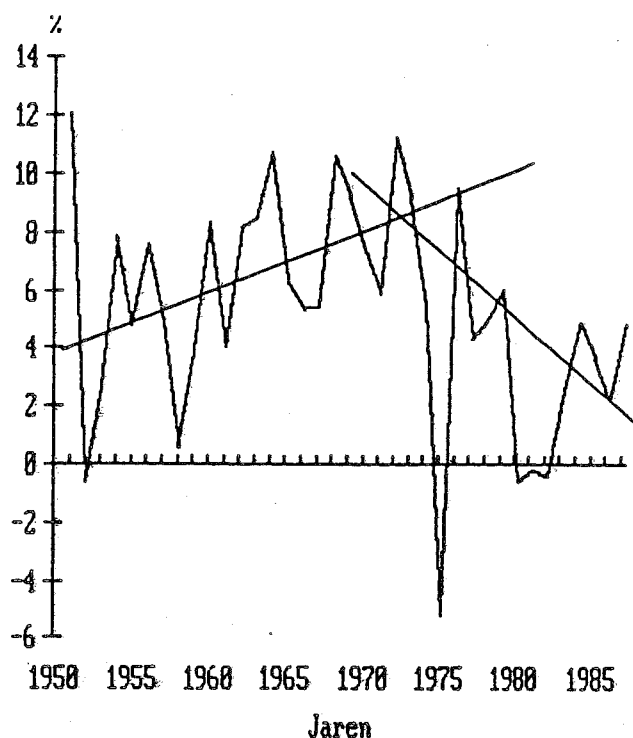
Het aktiviteitsniveau van de industrie kan immers niet aan hetzelfde tempo blijven toenemen. Evenmin kunnen de gezinnen steeds meer elektriciteit verbruiken. Zowel voor de produktie van auto's in de industrie als voor het aantal elektrische apparaten in een gezin, bestaat een bovengrens. De continue toename van het elektriciteitsverbruik is op dit moment alleen nog mogelijk door een uitgebreide propaganda voor elektriciteit.

Volgens Nörgard²⁰ wordt de saturatie bevorderd door de hoge materiële levensstandaard en de relatief kleine loonverschillen. Bovendien wordt de verzadigingstendens in de hand gewerkt door de hoge inkomstenbelasting, een meer energiebewust konsumentengedrag (o.a. als gevolg van de hogere opleiding) en het stijgende aandeel van werkende vrouwen (die vlugger geneigd zijn om part-time te gaan werken).

De toenemende saturatieneiging wordt bevestigd door de evolutie van de groeivoet van het elektriciteitsgebruik. Figuur III.1. toont een stijgende tendens van de groeivoet vanaf 1950. In 1972 wordt een piek bereikt met een groei van bijna 11 %. Vanaf 1973 evolueert de groeivoet in dalende lijn. Een afbuigende, S-vormige groeicurve houdt met deze evolutie rekening.

²⁰ J.S. NÖRGARD, o.c.

Figuur III.1. Groeivoet van het elektriciteitsverbruik over de periode 1950-1987



b. Schatting van een logistische vraagcurve

Voor een schatting van een afbuigende, logistische curve maken we gebruik van het groeimodel van Pearl ²¹. Hij gaat uit van een S-vormige curve van de vorm :

$$y = L / (1 + a e^{-bt})$$

met L = bovengrens voor de groei van Y

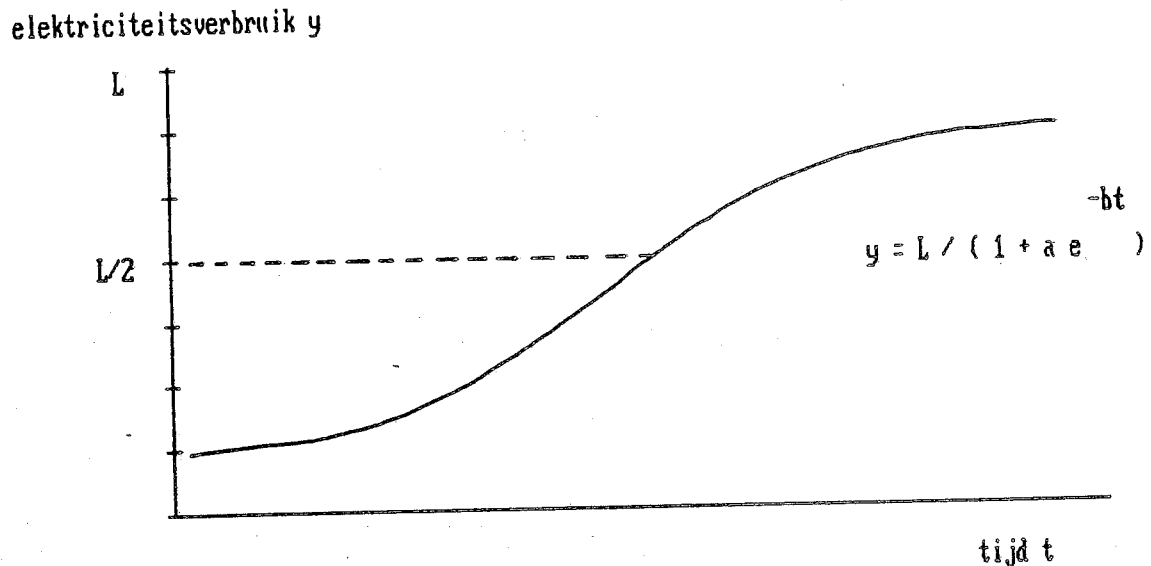
a = parameter die de ligging van de curve bepaalt

b = parameter die de vorm van de curve bepaalt

De breuk in deze S-vormige curve situeert zich op het tijdstip t waarvoor $y = L/2$. De curve is symmetrisch t.o.v. dit punt. Figuur III.2. stelt de Pearl-curve grafisch voor.

²¹ J.P. MARTINO, Technological forecasting for decision making, New York, North-Holland, 1983.

Figuur III.2. Grafische voorstelling van de Pearl-curve



De filosofie achter deze curve is de volgende. Oorspronkelijk verloopt de groei traag omwille van allerlei moeilijkheden. Wanneer die zijn overwonnen, volgt een snelle ontwikkeling. Naarmate de bovengrens wordt bereikt, wordt een verdere toename moeilijker met een lagere groeivoet als gevolg.

Voor de groei van het GWh-verbruik doen we gelijkaardige vaststellingen. Na een periode van zwakke groei gekenmerkt door de langzame introductie van elektrische huishoudapparaten in gezinnen en door een zich ontwikkelende automatisatie, komt er een periode van explosieve groei van het GWh-verbruik. Zij wordt gekenmerkt door een steeds verder doorgedreven automatisatie, een hogere levensstandaard die leidt tot een hoger produktieniveau met een stijging van het elektriciteitsgebruik tot gevolg, de elektrificatie van het spoorwegennet, etc. De markt voor elektriciteit raakt echter langzaam verzadigd en een afzwakking van het GWh-verbruik is dus waarschijnlijk.

De breuk zou zich volgens figuur III.1. voordoen in 1972, toen het elektriciteitsgebruik 34565,7 GWh bedroeg. Dat betekent dat de bovengrens L voor ons Pearl-model gelijk is aan 69131,4 ($= 2 * 34565,7$)GWh.

Tabel III.2. toont de resultaten van de schatting met dit model. Twee groeicurven werden weerhouden : een Pearl-model Laag en een Pearl-model Hoog. De resultaten van het Pearl-model Hoog werden bekomen door van iedere waarde van het GWh-verbruik, de waarde van 1950 ($= 8570,1$ GWh) af te trekken. De waarde van L werd dan 51991,2 ($= (34565,7 - 8570,1) * 2$) GWh.

Tabel III.2. Resultaten van de schatting van het Pearl model

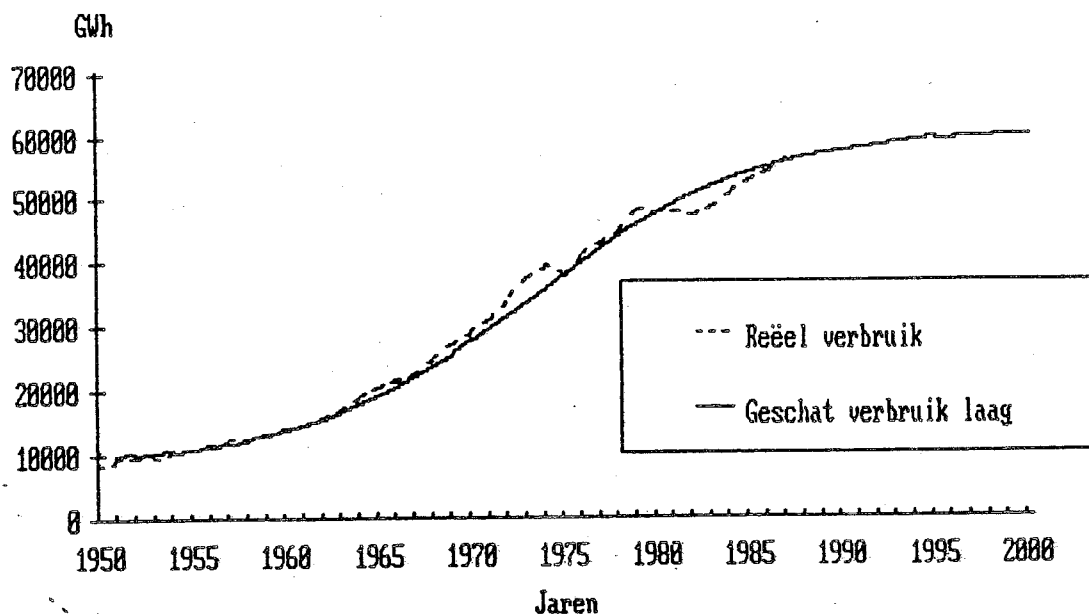
Pearl model Laag : $GWH = 69131.4 / (1 + 9.709 e^{-0.096t})$
 waarbij GWH = geschat GWh-verbruik
 $t =$ tijdsvariabele (1950=1; 1951=2; ...; 1987=38)

Pearl model Hoog : $GWH = 8570.1 + 51991.2 / (1 + 45.502 e^{-0.164t})$
 waarbij GWH = geschat GWh-verbruik
 $t =$ tijdsvariabele (1951=1; 1952=2; ...; 1987=37²²)

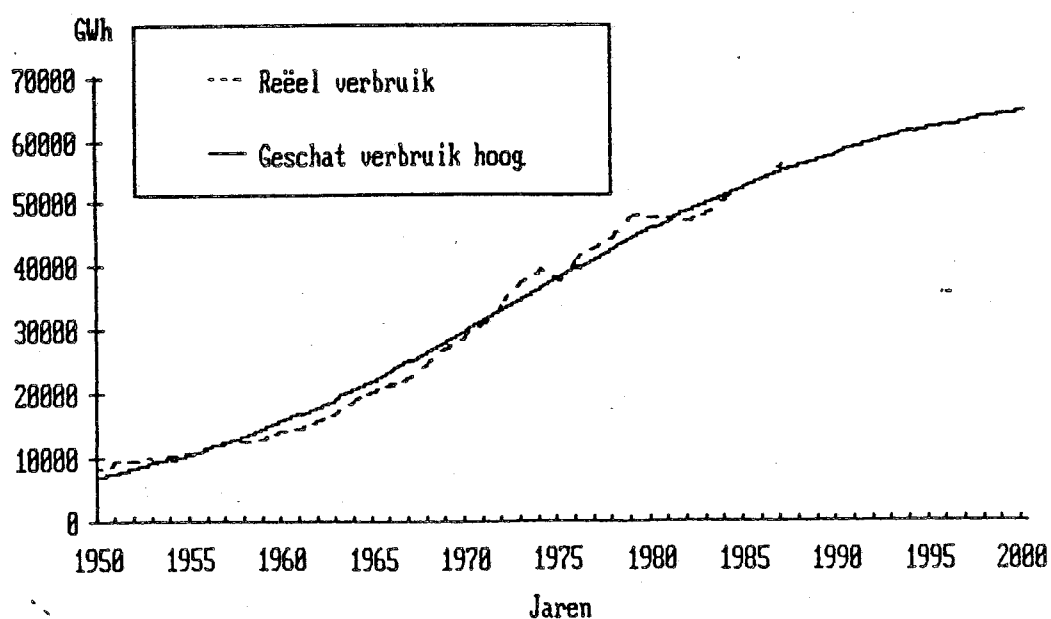
Figuren III.3 en III.4 zijn een grafische weergave van de schatting. Figuur III.3 stelt de resultaten van het Pearl-model Laag voor en geeft een zeer goede fitting weer van het geschatte GWh-verbruik aan het reële GWh-verbruik. De sterke ombuiging van

²² Door van iedere waarde van het GWh-verbruik de waarde van 1950 af te trekken, verliezen we één vrijheidsgraad en wordt 1951 de eerste waarneming.

Figuur III.3. Reëel en geschat elektriciteitsverbruik over de periode 1958-2000 (Pearl-model Laag)



Figuur III.4. Reëel en geschat elektriciteitsverbruik over de periode 1958-2000 (Pearl-model Hoog)



de groei tijdens de begin- en eindperiode is opvallend. Figuur III.4. toont de resultaten van het Pearl-model Hoog. Hier is die ombuiging minder uitgesproken. Daarom kunnen we de geschatte waarden op basis van figuur II.3 als ondergrens gebruiken voor een voorspelling van het GWh-verbruik en die op basis van figuur III.3. als bovengrens. Tabel III.3 geeft hiervan een overzicht en vergelijkt de resultaten met de voorspelling van de vraag door de elektriciteitsproducenten.

Tabel III.3. Vergelijking van de jaarlijkse groei van de elektriciteitsvraag van het BCEO met een voorspelling op basis van het Pearl-model Laag en Hoog

<u>Jaar</u>	<u>BCEO</u>	<u>Pearl model</u>	
		Laag	Hoog
1988	2,5 %	1,2 %	1,9 %
1989	2,5 %	1,1 %	1,8 %
1990	2,5 %	0,9 %	1,6 %
1991	2,5 %	0,8 %	1,5 %
1992	2,5 %	0,7 %	1,4 %
1993	2,5 %	0,6 %	1,3 %
1994	2,5 %	0,5 %	1,2 %
1995	2,5 %	0,4 %	1,1 %
1996	2,5 %	0,4 %	1,0 %
1997	2,5 %	0,3 %	0,9 %
1998	2,5 %	0,3 %	0,8 %

We wijzen er nogmaals op dat bij de konstruktie van de logistische curve niet wordt uitgegaan van een autonome evolutie van de vraag, maar wel van een begeleide groei. Een doordacht energiebeleid is nodig om aan de ongebreidelde en ongecontroleerde vraagexpansie een halt toe te roepen. De voorgestelde curve wordt gesteund door een toenemende saturatietendens, maar een actief besparingsprogramma is nodig om het exponentiële verloop van de groei om te buigen tot een S-vormige curve. Zonder de daadwerkelijke medewerking van de overheid, de distributiemaatschappijen en de elektriciteits-

producenten is een spaarzaam lange termijn- energiebeleid onmogelijk.

III.5. Instrumenten van het beleid

In de niet exhaustieve bespreking hierna worden een aantal instrumenten van een beleid gericht op energiebehoud behandeld:

- a. informatie,
- b. aansporingen (incentives),
- c. normen en voorschriften,
- d. instituties.

a. Informatie

i) De eerste taak is de opstelling van een energieplan, vnl. inzake de lage temperatuurwarmtemarkt. Deze planning moet opgesteld en uitgevoerd worden op de verschillende beleidsniveau's (nationaal, gewestelijk, lokaal). In de voortdurend bijgestuurde planning staan de doelstellingen, taken en instrumenten voor realisatie van het energiebeleid vermeld.

ii) Verbeterde informatiedoorstroming over de mogelijkheden van REG en energiebehoud, via o.m. :

- een netwerk van REG-consulenten met vertakkingen tot op het lokaal niveau. De nu bestaande energieloketten in een aantal stedelijke centra zijn onvoldoende ingeplant en uitgerust voor de uitvoering van een REG-beleid. Men moet veeleer gebruik maken van de bestaande kanalen inzake energievoorziening (zie ook III.5.d).
- uitgave van degelijke naslagwerken (cfr. de energiegidsen van de Dienst voor Energie Behoud ; de publikaties van het Nationaal R&D Programma Energie).

- audits in gebouwen en bedrijven. Audits zijn pas nuttig als de partijen (de uitvoerder van de audit en de aanvrager ervan) beiden voordeel hebben bij de resultaten van de audit.

- etikettering van gebruiksgoederen.

iii) Onderzoek en ontwikkeling inzake REG en energiebehoud. In de jaren onmiddellijk na 1973 waren er weinig REG-oplossingen beschikbaar. De REG-sektor is pas ca. 10 jaar oud en men kan nog talrijke uitvindingen en verbeteringen verwachten. Naast de technologische R&D moet ruimte blijven voor onderzoek naar de externe kosten van het energiegebruik, evaluatiemethoden, konsumentenbenadering, sociale aspecten, ...

iv) Het opzetten van succesvolle demonstratieprojekten. Vooral organisatorische vindingrijkheid om de belemmeringen te overwinnen die de diverse en talrijke marktpartijen weerhouden van REG en energiebesparing, dient gedemonstreerd te worden.

v) Opzetten en bijhouden van databestanden inzake eindgebruik van energie (technieken ; normen ; voorschriften ; ...). Deze bestanden moeten voldoen aan de moderne vereisten van aanvulling, toegankelijkheid, volledigheid, etc...

vi) Opvolgen van uitgevoerde REG-projekten om op continue wijze bij te leren over mogelijkheden en moeilijkheden.

b. Aansporingen

i) Het krachtigste instrument om het gedrag van konsumenten en bedrijven te richten is de prijs van de energie. Hoge energieprijzen zetten aan tot rationeel gebruik ; lage energieprijzen zetten aan tot verspilling. Inzake de prijzen kan men de volgende mogelijkheden overwegen :

- variabilisatie van de energiekosten (lager vast recht en hogere proportionele termen),

- niet-discriminerende tarieven voor zelfproducenten, en inzake de voortverkoop van elektriciteit,
- regulerende prijzen, gebaseerd op de lange termijn marginale kosten van de energievoorziening (deze omvatten een schaarste-rente en een internalisatie van de veroorzaakte externe kosten), en gericht op REG en energiebehoud. Hierdoor zou een stabiel prijsverloop mogelijk worden. De geïnde heffingen boven de wereldprijs of boven de bedrijfseconomische kosten, zouden aan het REG beleid kunnen toegekend of ter compensatie van sociaal-zwakkere gebruikers aangewend worden.

ii) Fiscale maatregelen zijn minder direct dan prijzen, maar kunnen soms even sterk gelden. Woningisolatie kan ondersteund worden door de fiscale aftrekbaarheid van isolatiewerken. Vele van deze dossiers zijn evenwel moeilijk te verifiëren. Daarom zijn meer generieke maatregelen aanbevolen zoals BTW-vrijstelling van REG-produkten en-activiteiten.

iii) Subsidies. Vooraleer over te gaan op nieuwe subsidiepakketten moet een studie gemaakt worden van alle gekende en verborgen subsidievormen in de energievoorziening. Men kan best eerst de subsidies afschaffen of beperken die nu aan het energieaanbod toegekend worden voor dat men compenserende subsidies voor REG en energiebehoud in het leven roept.

Het voorgestelde onderzoek zou kunnen gaan in de richting van :

- de totale subsidiëring van de nucleaire elektriciteitsproduktie, inclusief toegepast onderzoek, brandstofcyclus, afvalverwerking en veiligheidsmaatregelen,
- de feitelijke fiscale vrijstelling van het grootste gedeelte van de winst van de elektriciteitsmaatschappijen,
- de impliciete subsidiëring van energieaanvoer en conversie via specifieke infrastructuurwerken of via ontoereikende aanrekening van de veroorzaakte milieukosten.

Wanneer deze subsidievormen afgeschaft worden, en de andere instrumenten in het raam van een coherent energiebeleid toegepast worden, zijn subsidies voor REG en energiebehoud overbodig.

iv) De rendabiliteitskloof. Het is internationaal en nationaal vastgesteld dat er een grote kloof bestaat tussen de rendabiliteitseisen voor energieaanbodsverhoging enerzijds, en voor REG- en energiebesparingsinvesteringen anderzijds. Dit betekent dat REG-projecten steeds in de buitenbaan lopen t.o.v. de verhoging van het energieaanbod, zodat er in de reële markten een vertekening is van te weinig REG en te veel energieaanbod. Het wegwerken van deze vertekening van overaanbod en overvraag, is wellicht de grootste uitdaging voor het beleid van REG en energiebehoud. Het afschaffen van de subsidies voor de aanbodsverhoging is een eerste stap, naast het instellen van meer konkurrentiële markten.

c. Normen en voorschriften

In een goed funktionerende markteconomie zijn normen en voorschriften meestal minder effectief en efficiënt dan aansporingsmechanismen. Het opstellen van de juiste normen en de controle op de naleving ervan, zijn informatie-intensieve activiteiten. Vooral techniek- en procesnormen geven aanleiding tot inefficiënties, ondermeer door hun inflexibiliteit en vlugge veroudering.

In bepaalde situaties zijn prestatienormen wel een goed instrument, bv. een veralgemeende K-norm (bv. K50) voor gebouwen-omhulsels, of bv. een maximaal brandstofverbruik van nieuwe autotypes of een maximaal elektriciteitsverbruik van nieuwe huishoudapparaten (bv. koelkasten). Vooral in toepassingen waar de som van de kosten van energiegebruik en van de kosten van meer efficiënte gebruiksapparaten, een horizontaal verloop kent over een groot interval van energiegebruik, maken normen het mogelijk op te schuiven naar de kant van het laagste energiegebruik.

Bij normen en voorschriften moet men vermijden dat ze een sterk dwingend karakter aannemen voor het merendeel van de toepassingen en dat hun naleving onkontroleerbaar is.

d. Instituties

De wijze waarop de energiesektor georganiseerd is, heeft een doorslaggevende invloed op het uitstippelen en het uitvoeren van een beleid van REG en energiebehoud. Eerst schetsen we hoe een optimale organisatie vanuit economisch standpunt eruit zou zien. Daarna bespreken we de Belgische realiteit, om tenslotte enkele suggesties aan te stippen.

i) Een economisch optimale organisatie van de energiesektor.

De optimale organisatie van de energiesektor is sterk afhankelijk van de aanwezige schaaleardeffecten (voordelen ; nadelen). Twee vormen van schaaleardeffecten zijn van belang : deze die samenhangen met de omvang van de produktie (economies of scale) en deze die samenhangen met de spanwijdte van de activiteiten (economies of scope). Als we in de elektriciteitsvoorziening de natuurlijke verdeling tussen produktie en distributie maken stellen we de volgende situatie vast :

1°) Produktieactiviteiten kennen belangrijke schaalvoordelen. Er zijn schaalvoordelen op het vlak van de afzonderlijke groepen (turbosets), van de centrales, en van het geïnterconnecteerde systeem (reservevoorziening ; verdienste ordewerking). M.a.w. de produktie kent belangrijke schaalvoordelen wanneer men in een geïntegreerd systeem kan werken. De voordelen van het combineren van produktie-activiteiten over meerdere energievormen gelden slechts voor speciale toepassingen zoals bij de warmte-krachtkoppeling.

2°) De leidinggebonden distributie is een natuurlijk monopolie binnen een gegeven bedieningsgebied. Gebiedsuitbreiding leidt niet tot betekenisvolle schaalvoordelen. Daarentegen is een

gecoördineerde aanpak voor de diverse leidinggebonden energievormen (gas, elektriciteit, warmte) noodzakelijk om overbodige capaciteiten te vermijden. Een gecoördineerde aanpak impliceert moeilijke afwegingen tussen de energievormen die enkel op het lokale vlak met voldoende nauwkeurigheid mogelijk zijn. Op dit vlak is men ook het dichtst bij de energievraag waar de afweging van energiebesparing tegen energiegebruik gebeurt.

De kostenstructuur van de produktie en de leidinggebonden distributie suggereert als optimale organisatievorm voor de energiesector : enerzijds nationale of regionale ondernemingen per energievorm voor de produktie en anderzijds lokale maatschappijen die alle leidinggebonden energievormen omvatten, voor de distributie.

Over het privaat of publiek karakter van beide instanties is niet direkt te oordelen. Een privéstatuut voor de produktie en een publiek statuut (verzekerd van een grote werkingsautonomie) voor de distributie sluit het best aan bij de eigenlijke opdracht van de maatschappijen.

In een optimale structuur houden beide organisaties elkaar in evenwicht. Wanneer de produktietak te sterk is daalt hij af in de distributie om die naar zijn inzichten en belangen te structureren (maximalisatie energieverkoop ; geen complementariteit tussen de energievormen ; decentrale produktievormen verhinderen ; ...). Wanneer de distributietak te sterk is tracht die via suboptimale systemen, tot de produktie door te dringen (te kleine schaal ; géén interconnectie ; onvoldoende flexibiliteit in de brandstofkeuze ; ...).

ii) De organisatie van de leidinggebonden energiedistributie in België.

De leidinggebonden energiedistributie is bij wet het monopolie van de gemeentebesturen. Dit monopolie zou de basis kunnen vormen voor een gespecialiseerde technische cel in dienst van de

gemeentelijke belangen. In de meeste gevallen echter hebben de gemeenten hun monopolierechten ingebracht in grotere intercommunales (gemengd of zuiver), voor een periode van 20 tot 30 jaar. Het is onze ervaring dat bij de discussie rond de toekomstige organisatie van de energiedistributie in een gemeente geen plaats ingeruimd wordt voor de aspecten van een beleid inzake REG en energiebehoud. Het criterium dat het sterkst op de voorgrond geplaatst wordt, is de verwachte financiële winst die de gemeentekas uit de ene of de andere organisatievorm kan halen. Met winstmaximering als hoofddoel is men een heel eind verwijderd van de bedoelingen van de wetgever (maximering van de sociale welvaart) en van een beleid van REG en energiebesparing. Men zal de facto trachten de verkoop van energie te maximeren, hierin gesteund door de produktie- en transportondernemingen die eveneens baat hebben bij een grotere omzet.

Nochtans zijn de energiedistributiemaatschappijen de aangewezen organisaties om het beleid inzake REG en energiebehoud uit te voeren. Zij hebben de kennis en het geld, de mensen en de infrastructuur. In de energiedistributie komt de energiesector in aanraking met de eindgebruikers (gezinnen en bedrijven) die het REG en het energiebehoud in praktijk moeten brengen.

iii) Suggesties

Het is niet effectief en niet efficiënt om naast de bestaande distributieorganisaties, parallelle structuren uit te bouwen voor de uitvoering van het REG- en energie-besparingsbeleid. Beter is het de doelstellingen van de distributieorganisaties te verleggen van maximale verkoop naar REG en energiebehoud. Talrijke en steeds toenemende buitenlandse voorbeelden tonen aan dat deze koerswijziging mogelijk is. De doelstelling van "profit max." is vervangen door deze van "service max.".

Men moet deze verschuiving grondig voorbereiden en realistisch ondersteunen. Als men de distributieondernemingen oplegt om audits uit te voeren zullen er slechts bruikbare audits volgen als ze zelf ook voordeel hebben bij de resultaten ervan. Hier

ligt een uitdaging voor de regelgevende overheid om algemeen aanvaardbare mechanismen uit te werken waardoor energie-distributieondernemingen financieel voordeel hebben bij het bevorderen van REG en energiebehoud. Wellicht zullen ook fundamentele, structurele ingrepen nodig zijn zoals de volledige scheiding van de distributie- en de centrale produktie-activiteiten in de elektriciteitssector. Een goede start kan uitgaan van een experimenteel projekt van REG- en energiebehoud in een bepaalde gemeente met een actieve belangstelling voor energie (vb. Bornem).

Hoofdstuk IV. Zelfproduktie van elektriciteit

De inschatting van het potentieel aan decentrale elektriciteitsproduktie is een belangrijk onderdeel van de voorspelling van de vraag naar elektriciteit van het centrale net. Op deze vraagvoorspelling steunen de beslissingen inzake de bouw van nieuwe centrale produktiemiddelen zoals 600 MW-kolen- en 1300 MW-kerncentrales.

De discussie rond de zelfproduktie van elektriciteit werd tijdens de besprekingen van de opeenvolgende uitrustingsplannen (1981, 1982, 1983, 1985) hernomen in het Nationaal Comité voor de Energie. Mede hierdoor werd in het Controlecomité voor de Elektriciteit en het Gas de studie van de zelfproduktie aangevat (1984).

Meerdere voorstellen van het Beheerscomité der Elektriciteitsondernemingen (BCEO) hebben mekaar opgevolgd. In opdracht van de heer Ph. Maystadt, toen Minister van Economische Zaken, heeft het SESO deze discussie gevolgd en de voorstellen kritisch geanalyseerd. Parallel aan deze analyse werd een wetenschappelijk instrumentarium door het SESO ontwikkeld om afzonderlijke zelfproduktieprojekten bedrijfseconomisch door te lichten. Met behulp van dit instrument werd een brede waaier van gevallenstudies onderzocht om een schatting te bekomen van het zelfproduktie-potentieel in de Belgische industrie.

Deze studies vonden hun weerslag in meerdere rapporten en kunnen bij de opdrachtgevers of bij het SESO bekomen worden²³.

In dit hoofdstuk wordt de problematiek beknopt behandeld om de belangrijkste aspecten naar voor te brengen en om de

²³VERBRUGGEN A., DHOLLANDER H., KNOOREN H., Tarificatie van elektriciteit uitgewisseld tussen het centraal net en decentrale producenten, 35 pp.; VERBRUGGEN A., DHOLLANDER H., MARCELIS C., Schatting van het warmte-kracht potentieel in België, 134 pp., SESO, Studiedag 'Zelfproduktie Elektriciteit; regeling, tarieven, mogelijkheden' (beide studies in opdracht van de Minister voor Economische Zaken en van de Europese Economische Gemeenschappen, D.G. XVII-Energie), maart 1988.

aanbevelingen inzake verbetering van de tarieven en regelgeving duidelijk te stellen.

In § IV.1 belichten we hoe de zelfproduktie in het BCEO-plan behandeld wordt. De recente ontwikkeling in Nederland inzake zelfproduktie wordt kort voorgesteld om aan te tonen dat ook een ernstige benadering van dit onderdeel van de elektriciteitsvoorziening mogelijk is.

In de andere delen van het hoofdstuk wordt dieper ingegaan op de zelfproduktieproblematiek voor België. Deze problematiek wordt ingeleid in § IV.2 door de essentiële kenmerken ervan te definiëren.

De uitgebreide studie van Verbruggen, Dhollander en Marcelis betreffende de warmte-kracht produktie potentiëlen in de Belgische industrie, wordt samengevat in § IV.3. Afhankelijk van de condities waaronder de zelfproducenten moeten werken wordt het potentieel begroot op 0 GWh [condities per 1 maart 1988] tot ca. 8000 GWh [betere tariefvoorwaarden voor de zelfproducenten].

Omdat uit het onderzoek van de potentiëlen bleek hoe belangrijk tarieven en regelgeving wel zijn, wordt dit aspect hernomen in § IV.4. Dit is een samenvatting en actualisatie van de vroegere studie van Verbruggen, Dhollander en Knooren.

Het hoofdstuk wordt besloten met een aantal suggesties voor een evenwichtige regelgeving en tarifiering (§ IV.5). De toekomst van de zelfproduktie is afhankelijk van de mate waarin soortgelijke suggesties in de praktijk gebracht worden.

IV.1. Zelfproduktie in het BCEO-plan versus ontwikkelingen in het buitenland

In het BCEO-plan wordt de zelfproduktie van elektriciteit stiefmoederlijk behandeld, ondanks de bewering dat "een beduidende ontwikkeling van de zelfproduktie en de gecombineerde produktie

werd in rekening gebracht in het produktiepark (220 MW voor de periode van het plan" (BCEO-plan p.6).

In het tweede deel "Vooruitzichten inzake uitrusting voor de zelfproducenten niet opgenomen in het BCEO" (BCEO-plan pp.31-33), beweert het BCEO "Een onderzoek in samenwerking met de Groepering van Belgische Zelfproducenten van Elektriciteit (G.A.B.E.) heeft ons toegelaten de projecten van deze ondernemingen gedurende het volgende decennium te inventariseren" (p.31). Volgt daarna een lijst van realisaties in 1987, en gekende projecten tot het jaar 1993.

Men stelt vast dat een decennium herleid wordt tot 5 jaar (1988-1993). Ook vermeldt de lijst voor de jaren 1989, 1990, 1992 en 1993 telkens 1 project en voor het jaar 1991 géén enkel. Dit geeft te denken over de waarde van de BCEO-inventaris.

Wellicht betreft de BCEO-inventaris enkel de bedrijven aangesloten bij GABE. Stel U voor dat een computerfabrikant op het einde van de jaren '70 de potentiële computermarkt voor de jaren '80 enkel zou baseren op de plannen in uitvoering van de toenmalige gebruikers, aangesloten bij een bepaalde vereniging!

Het werkelijke zelfproduktiepotentieel wordt door het BCEO niet ingeschat. Naast de fundamentele fout van onverantwoorde marktbeperking, hanteert het BCEO ook géén wetenschappelijke methode om de potentiëlen in te schatten. Dergelijke methode start bij de modelmatige weergave van de zelfproduktie vanuit het oogpunt van de elektriciteitsgebruiker. Men leert dan de determinanten van rendabiliteit van de zelfproduktie kennen. In functie van de waarden aan deze determinanten toegekend, bekomt men een schatting van de overeenkomstige potentiëlen (zie § IV.3).

Men kan het potentieel aan zelfproduktie in 1995 niet aan nul gelijk stellen omdat nog geen bedrijf aangesloten bij GABE vandaag plannen heeft om een elektriciteitsgroep te bouwen in 1995. Immers, zelfproduktiegroepen worden gepland, beslist en gebouwd in een tijdspanne van maanden i.p.v. jaren.

Het BCEO rekent er duidelijk op dat de zelfproduktie in bedwang kan gehouden worden, en verder zal afnemen zoals gedurende de laatste jaren gebeurde. Het BCEO zal hierin gelijk krijgen wanneer de tarificatie en regelgeving inzake zelfproduktie niet op punt gesteld worden (zie § IV.4 en § IV.5).

In andere landen wordt aangetoond dat een meer marktconforme organisatie van de elektriciteitsvoorziening, belangrijke impulsen geeft aan de zelfproduktie. We nemen hier Nederland als voorbeeld (naast tijdschriften, wordt de toespraak van dir. Jochems (NOVEM b.v.) op de SESO-studiedag van 9 maart 1988 als informatiebron benut).

Tot 1984 stelden de Samenwerkende Elektriciteitsproducenten (SEP) zich vijandig op t.o.v. de zelfproduktie. Vanaf 1984 werd zelfproduktie 'gedogen'. In 1987 werd de elektriciteitssector in Nederland sterk hervormd: er is nu een scheiding tussen produktie en distributie, en de decentrale opwekking wordt gezien als een belangrijke concurrentieprikkels voor de centrale producenten. Deze ontgoocheling ten gunste van de zelfproduktie bleef niet zonder gevolgen, zoals de gegevens van Tabel IV.1 aantonen. Van 1984 tot 1987 steeg het zelfproduktievermogen met 33 % of 520 MW. In 1987 werd ca. 9500 GWh zelfproduktie genoteerd. Dit komt overeen met 15 % van het totale elektriciteitsgebruik (in 1980 was dit slechts 10 %).

Tabel IV.1. Nederland. Ontwikkeling van decentrale opwekking over de periode 1983-1987

Type van opwekking	Opwekking vermogens in MW				
	1983	1984	1985	1986	1987
Warmte-kracht	1434	1461	1638	1788	1939
Windturbines	4,3	5,7	7,9	8,9	22,6
Biogas	5,5	7,6	8,6	9,9	13,3
Vuilverbranding	126	126	126	136	146
Totaal	1570	1600	1781	1943	2121
Toename t.o.v. vorig jaar	-	+1,9%	+11,3%	+9,1%	+9,2%

Bron: Duurzame Energie, september 1987 en september 1988.

Deze ontwikkeling wordt door de Nederlandse overheid gesteund. Tot voor 1987 gebeurde dit vooral via onderzoek & ontwikkeling, een generieke subsidieregeling, verbetering van de regelgeving (o.a. herstructurering van de elektriciteitssector), en een zachte druk op de SEP om betere tariefcondities met de zelfproducenten overeen te komen. Naast de overheid en haar beleidsorganen (vooral NOVEM b.v.) heeft de organisatie Krachtwerktuigen een cruciale rol gespeeld in het openen van de elektriciteitsmarkt voor de zelfproductie.

Twee omvangrijke impulsprogramma's voor de zelfproductie werden gestart. In mei 1986 was dit het "IPW-Integraal Programma Windenergie" om deze vorm van hernieuwbare energie een sterkere uitgangspositie te verschaffen. In maart 1988 kwam het Projectbureau warmte/kracht tot stand om de realisatie van warmte/kracht projecten te bevorderen, met name in de samenwerking tussen warmtegebruikers en distributiebedrijven. Dit laatste initiatief heeft als doel het economisch warmte/kracht potentieel tot volle ontwikkeling te brengen. Dit potentieel werd door NOVEM b.v. ingeschat en de resultaten worden in tabel IV.2 weergegeven. Uit deze gegevens blijkt dat men in Nederland rekening houdt met een

toename van het warmte-kracht vermogen van 550 MW tot 2300 MW in 1995.

Met deze ontwikkeling en initiatieven op de achtergrond voorzien de SEP in hun uitrustingsplan 1989-1998, gepubliceerd in augustus 1988, ruimte voor 1000 MW aan windenergie. Daarnaast wordt tot 1995 1000 MW aan warmte/kracht vermogen in de berekeningen opgenomen.

Tabel IV.2. Nederland. Economisch potentieel aan warmte/kracht produktie in 1995

	Vermogen in MW		
	Groot-schalig	Klein-schalig	Totaal
opgesteld vermogen in 1986	1600	100	1700
Additionele economische potentiëlen bij			
- dimensionering op de elektr. behoefte v/h bedrijf/instelling	500	50	550
- dimensionering op de warmte-behoefte v/h bedrijf/instelling	700	100	800
Bijkomende vergroting van de potentiëlen als men op de warmte-vraag dimensioneert en de WK-ontwikkeling stimuleert, waardoor het	+600	+900	+1500
Additioneel economisch potentieel bedraagt:	1300	1000	2300
Totale WK-capaciteit bij realisatie van het volledig economisch potentieel	2900	1100	4000

Bron: Dr. D.B. Jochems, directeur NOVEM b.v., SESO-studiedag Zelfproduktie, 9 maart 1988.

In deze korte tekst kunnen we onvoldoende de Nederlandse situatie belichten. Als belangrijkste punten stippen we aan:

- (1°) het actieve, coherente en volgehouden beleid vanwege de Nederlandse overheid via de publieke onderneming NOVEM b.v.

- (2°) de stimulerende rol van de Vereniging Krachtwerktuigen, die een volwaardige gesprekspartner voor de SEP vormt.
- (3°) uit 1° en 2° is het Projectbureau Warmte/kracht ontstaan in 1988 om de warmte/kracht produktie tot grote bloei te brengen.
- (4°) de beduidende ontwikkeling over de laatste jaren (+520 MW over 1984-1987) en de verwachte stijging tot 1995 (SEP zelf voorziet 1000 MW in zijn uitrustingsplan 1989-1998).

Met deze summiere toelichting hebben we willen aantonen dat de warmte/kracht produktie wel degelijk een reëel alternatief betekent voor een verdere uitbreiding van het centrale vermogen.

IV.2. Essentiële kenmerken van zelfproduktie

Zelfproduktie van elektriciteit dekt een zeer ruim spectrum van installaties : de capaciteit kan gaan van 5, 10, ... kW tot meer dan 50 000 kW ; de benutte energie kan gewone brandstof zijn, afvalenergie of hernieuwbare bronnen ; er kan alléén elektriciteit, of warmte én elektriciteit in gecombineerd proces, opgewekt worden.

De volgende aspecten zijn belangrijk voor de interactie met het net :

- (1°) de installatie van de zelfproducent wordt niet centraal gestuurd. Er wordt stroom aan het net geleverd, naargelang er overschot is, of naargelang er warmte gevraagd wordt (gecombineerd proces), of naargelang er aanbod van primaire energie is, of naargelang de tarieven voor levering aan het net interessant zijn. Deze niet-centrale sturing is het essentiële verschil met de produktie van de BCEO-centrales. Deze laatste leveren stroom als het hen opgedragen wordt en leveren géén stroom als er niet om gevraagd wordt. Dat er ook niet-levering kan zijn door defekten aan de installaties is eigen aan beide produktievormen (zelfproduktie en centrale produktie).

(2°) De beste methode om een gedecentraliseerd systeem te coördineren is via een uitgewerkt stelsel van prijzen (tarieven). Naarmate de elektriciteitsvoorziening in de toekomst meer zou geregeld worden volgens de principes van de markt, zou de zelfproductie op een vlottere wijze kunnen ingepast worden.

(3°) Momenteel stelt het BCEO dat de interactie tussen de zelfproducenten en het net de andere afnemers van stroom geen nadeel mag berokkenen. Zodoende zou stroom aan het net geleverd, vergoed worden tegen de 'vermeden' kosten in het centraal systeem.

Netstroom opgenomen door de zelfproducent wordt nu nog zwaarder belast door het BCEO omdat de afname onregelmatiger zou zijn dan bij gewone klanten. Ondermeer omdat nergens het begrip 'onregelmatig' klaar gedefinieerd wordt, is deze discriminatie ongegrond.

Netstroom opgenomen door de zelfproducent moet betaald worden zoals alle andere afnemers met analoge kenmerken dit zouden doen.

De aangebrachte begrippen van 'neutraliteit' en 'niet-discriminatie' vinden vlug een consensus. Toch zijn ze slechts echt relevant wanneer we zouden vertrekken vanuit een optimale situatie. Bovendien is de concrete realisatie ervan uiterst moeilijk in een tariefsysteem dat geen beroep doet op de marginale kosten om de prijzen te bepalen.

(4°) Interconnectie van elektriciteitsproducenten onderling is nodig om de belangrijke economische voordelen van een marktwerking te genieten. Naast de gewone voordelen van de marktwerking (specialisatie ; schaalvergroting ; laagste-kosten producent komt het eerst aan bod ; ...), is er nog het specifieke probleem van de reserve voorziening.

Door de wet van de grote aantallen, is het noodzakelijk percentage aan reservecapaciteit om een gegeven kwaliteit van dienstverlening te bereiken, kleiner

naargelang er meer eenheden in parallel staan. Daarom moeten alle elektriciteitsproducenten geïnterconnecteerd worden, en moet de reserve voor ieder van hen vanuit dit geïnterconnecteerd systeem geleverd worden. De reservebijstand moet via het koppelnet geregeld worden en de zelfproducent moet met de reële kosten van deze bijstand belast worden.

IV.3. Potentiëlen aan zelfproductie in België

a. Het begrip 'potentieel'

In België heeft men sterk geopteerd voor een centrale elektriciteitsvoorziening op basis van kernenergie. De zelfproductie is er absoluut en relatief op achteruit gegaan van 4321 GWh (10,5 %) in 1975 tot 2775 (4,6 %) in 1987.

Door het toenemend gewicht van de negatieve externe effecten van de grote centrales (rookgasemissies, CO₂ accumulatie, nucleair afval), wordt energiebesparing belangrijker. In de elektriciteitsproductie is de warmte-kracht productie (simultane opwekking van elektriciteit en warmte) de meest voor de hand liggende besparingswijze. Zonder een uitgewerkt systeem voor warmtedistributie kan warmte-kracht productie alleen toegepast worden op de plaatsen (bedrijven, instellingen) waar een warmtevraag aanwezig is. De warmte-kracht productie vormt het belangrijkste onderdeel van de zelfproductie van elektriciteit.

Onder het potentieel aan zelfproductie wordt in het algemeen de totale elektriciteitsproductie verstaan die in de toekomst door decentrale produktiemiddelen kan voortgebracht worden.

In deze studie wordt het begrip enger gedefinieerd. We hebben enkel het potentieel aan warmte-kracht productie in de industrie in België onderzocht. Dit houdt in dat het potentieel van de tertiaire instellingen (zwembaden, ziekenhuizen, ...) en woonblokken niet in de schatting betrokken werd. De warmte-kracht productie is ook slechts een onderdeel van de totale

zelfproduktie. Naast de koppeling van warmte en kracht kan de zelfproduktie gemotiveerd worden door de beschikbaarheid over goedkope energiebronnen (plaatselijke waterkracht, windenergie, afvalstoffen, ...). Dit laatste is niet beschouwd in onze cijfers. Zo is ook de zelfproduktie in de staalsektor op basis van rekuperatiegassen niet bestudeerd.

De methodiek van onze studie houdt in dat de schatting betrekking heeft op het totale potentieel aan warmte-kracht en de reeds gerealiseerde projecten erdoor omvat worden. Om het bijkomend potentieel te kennen moet men de produktie van deze projecten in mindering brengen.

b. Determinanten van het potentieel

Zoals ieder marktpotentieel van een produkt of een technologie is ook het zelfproduktiepotentieel afhankelijk van de kenmerken van de markt en van de verhouding van het produkt tot de markt. Ook het weerhouden criterium om de rendabiliteit van een projekt te beoordelen bepaalt de finale uitkomsten sterk.

In deze studie wordt ernaar gestreefd het potentieel van de industriële warmte-kracht produktie conditioneel in te schatten op de volgende variabelen :

- (1°) ontwikkeling van de brandstofprijzen volgens een hoog en een laag prijsscenario.
(exogene toestandsvariabele)

Vooraf de relatieve afstand tussen brandstof- en netstroomprijzen is bepalend voor de rendabiliteit van de zelfproduktie. Precies op dit punt hebben we ons bij de gevalstudies veilig ingedekt door een $N_c = 1,0$ vast te stellen bij een brandstofprijs van 150 F/GJ en een $N_c = 1,6$ bij een prijsniveau van 300 F/GJ. Deze veilige indekking is gedeeltelijk geïnspireerd door de huidige structuur van de centrale elektriciteitsvoorziening in België met een hoog nucleair aandeel (66 % van alle centrale opwekking was nucleair in 1987). Door de divergentie van de kostensamenstelling

van de centrale versus decentrale opwekking kan de zelfproduktie bij bepaalde brandstofprijsevoluties in de knel geraken (hoge brandstofprijzen, lage Nc-waarden).

Omdat het hoog prijsniveau een nog ongunstiger verhouding tussen brandstof- en netstroomprijs impliceert dan het laag niveau, daalt de rendabiliteit van de zelfproduktie onder het hoog prijsscenario. Dit kan onwaarschijnlijk lijken omdat de warmte-kracht produktie doorgaans als een middel tegen energie-kostenstijging wordt voorgesteld.

- (2°) tariefcondities voor netkoppeling volgens drie regelingen :
- . BCEO-voorstellen (tot 1 maart 1988)
 - . standaard voorwaarden
 - . alternatieve condities

(beleidsvariabele van de overheid)

De tariefcondities werden uitvoerig behandeld in andere teksten (zie bibliografie). In 'BCEO-condities' worden de voorstellen zoals ze door de elektriciteitssektor in het Controlecomité voorgelegd werden (toestand tot 1 maart 1988), onverkort uitgevoerd.

Bij de 'standaard-condities' wordt stroom (aanvullende + noodstroom) geleverd aan de zelfproducenten tegen de gewone tariefcondities. De zelfproducent kan stroom aan het net leveren tegen de termen van het tarief C. De vermogensvergoeding wordt berekend op grond van de gemiddelde kW die hij tijdens de normale uren aan het net levert.

Deze twee condities schieten te kort op een essentiële functie van het koppelnet t.o.v. de zelfproduktie, nl. het leveren van reservebijstand (wet van de grote aantallen). Dit euvel wordt verholpen onder de 'alternatieve condities'. Hier wordt de zelfproduktie als een integraal deel van de elektriciteitsvoorziening gezien, en wordt aanvullende en reservestroom geleverd tegen dezelfde gemiddelde kWh-prijs als zou er geen zelfproduktie zijn. De leveringen aan het net gebeuren

hetzij tegen C, hetzij tegen A-tariefcondities, met een vermogensberekening zoals onder de standaardhypothese hierboven.

- (3°) toekenning van 20 % investeringssubsidie, respektievelijk geen subsidie (beleidsvariabele van de overheid)

De subsidie wordt niet toegekend wanneer de alternatieve tariefcondities gelden omdat de zelfproductie dan niet langer benadeeld wordt t.o.v. de centrale productie.

- (4°) toegepaste rendabiliteitsnormen : een minimale interne rendabiliteit van 12 % reëel en een maximale terugverdiëntijd van 5 jaar. (beleidsvariabele van de investeerder)

In de industrie worden meestal strengere normen naar voor geschoven. Dit is ondermeer het gevolg van twee ervaringen : - zelfproductie van elektriciteit, normaal onder de 'utilities' (energievoorziening, water, perslucht, ...) te rangschikken, wordt als een riskante onderneming gezien. Dit is vooral te wijten aan de ongunstige en onzekere tarievenomgeving,

- zelfproductieprojecten worden door studie bureau-contractors meestal te oppervlakkig geanalyseerd en te gunstig voorgesteld. De ervaring leert dat de voorgespiegelde terugverdiëntijd uit deze studies in de realiteit dubbel zo lang uitvalt. Daarom zetten de bedrijven hun eisen krap op 2 à 3 jaar. Het SESO-instrumentarium inzake zelfproductie werkt echter zeer nauwkeurig en voorspelt de juiste (of iets langere) terugverdiëntijden. Daarom geldt het criterium van 5 jaar terugverdiëntijd in deze studie als een realistische grens.

De variatie van de determinanten houdt in dat we tot een schatting zullen komen van meerdere potentieel-

niveaus. Ieder niveau kan verschillen in functie van de waarde van de hogervermelde determinanten.

c. Onderzoeksmethode

De beoordeling van de rendabiliteit van een warmte-kracht produktieproject moet gebaseerd worden op een zeer gedetailleerde studie van het project. Wanneer men met te grote en te algemene aggregaten werkt wordt een project mooier voorgesteld dan het in werkelijkheid is. I.p.v. met globale elektriciteits- en warmteverbruiken moet men met urengegevens over deze variabelen werken. I.p.v. met gemiddelde kWh-prijzen moet men met de volledige en exacte tariefstructuur rekenen, enz... Voor de beoordeling van een afzonderlijk project werden door het SESO een model en computerprogrammapakket ontwikkeld, waarmee de belangrijke variabelen met groot detail verwerkt worden.

De basis van de gerealiseerde potentieelschatting is een micro-analyse van talrijke individuele projecten met behulp van het ontwikkelde programmapakket. In ideale omstandigheden zouden we voor ieder concreet bedrijf hebben nagegaan wat de mogelijkheden inzake warmte-kracht produktie zijn. De beperking ligt hem hier niet bij de aanwezige onderzoeksmethodologie maar bij het gebrek aan tijd en aan voldoende nauwkeurige gegevens bij de bedrijven zelf inzake de patronen van hun energiebehoefte. Daarom wordt slechts gedeeltelijk beroep gedaan op de resultaten van concrete gevalstudies.

Om het globale potentieel in te schatten worden een groot aantal gestyleerde en representatieve gevalstudies ontworpen en doorgelicht. Deze studies vormen een raster waarin daarna de bedrijven ondergebracht worden. De combinatie van de resultaten van de representatieve gevalstudies met de gegevens over de afzonderlijke bedrijven geeft een tweede gedeelte van het potentieel aan zelfproduktie.

Het uiteindelijk potentieel per sector is de som van de

schatting voor de individuele bedrijven van de sector en van de extrapolatie naar de gehele sector toe.

Door de toegepaste schattingsmethode benaderen we het globale potentieel van de industrie, inclusief de reeds bestaande zelfproducenten. In 1986 kenden de onderzochte bedrijfssectoren een totaal elektriciteitsverbruik van 21 802 GWh. Hiervan werd 1196 GWh zelf opgewekt. Wanneer we later spreken van een potentieel van bv. 7000 GWh zelfproduktie, moet men hiervan 1196 GWh aftrekken om het bijkomend potentieel te kennen.

Uit de hier vermelde cijfers mag ook blijken dat we het potentieel benaderen als een verwachte jaarproduktie (in GWh), en niet onder de vorm van geïnstalleerde vermogens.

d. Potentiëlen aan warmte-krachtproduktie in de Belgische industrie (exclusief staal en KS)

De resultaten bekomen voor de afzonderlijke industriële sectoren worden afgedrukt in tabel IV.3., voor het laag brandstofprijsscenario.

Voor de gehele Belgische industrie (exclusief staal en KS) worden de 10 potentieelniveau's weergegeven in figuur IV.1.

We bespreken hier enkel de resultaten voor het laag brandstofprijsscenario (150 BF/GJ ; $N_c = 1,0$). Dit scenario staat reeds sterk kritisch t.o.v. de zelfproduktie, vooral door de lage N_c -waarde (elektriciteitsprijs) in combinatie met de relatief hoge brandstofprijis. Voor een gedetailleerde verklaring van deze eindresultaten wordt verwezen naar de bibliografie.

De tariefcondities hebben een belangrijke invloed op de rendabiliteit van de zelfproduktie. Wanneer het koppelnet op neutrale en niet-discriminerende basis, stroom uitwisselt met de zelfproducenten (standaard-condities) is er een betekenisvol potentieel dat ook zonder subsidies realiseerbaar is. Wanneer bovendien reservebijstand verleend wordt aan de zelfproducenten (alternatieve condities) wordt een volledige ontplooiing mogelijk.

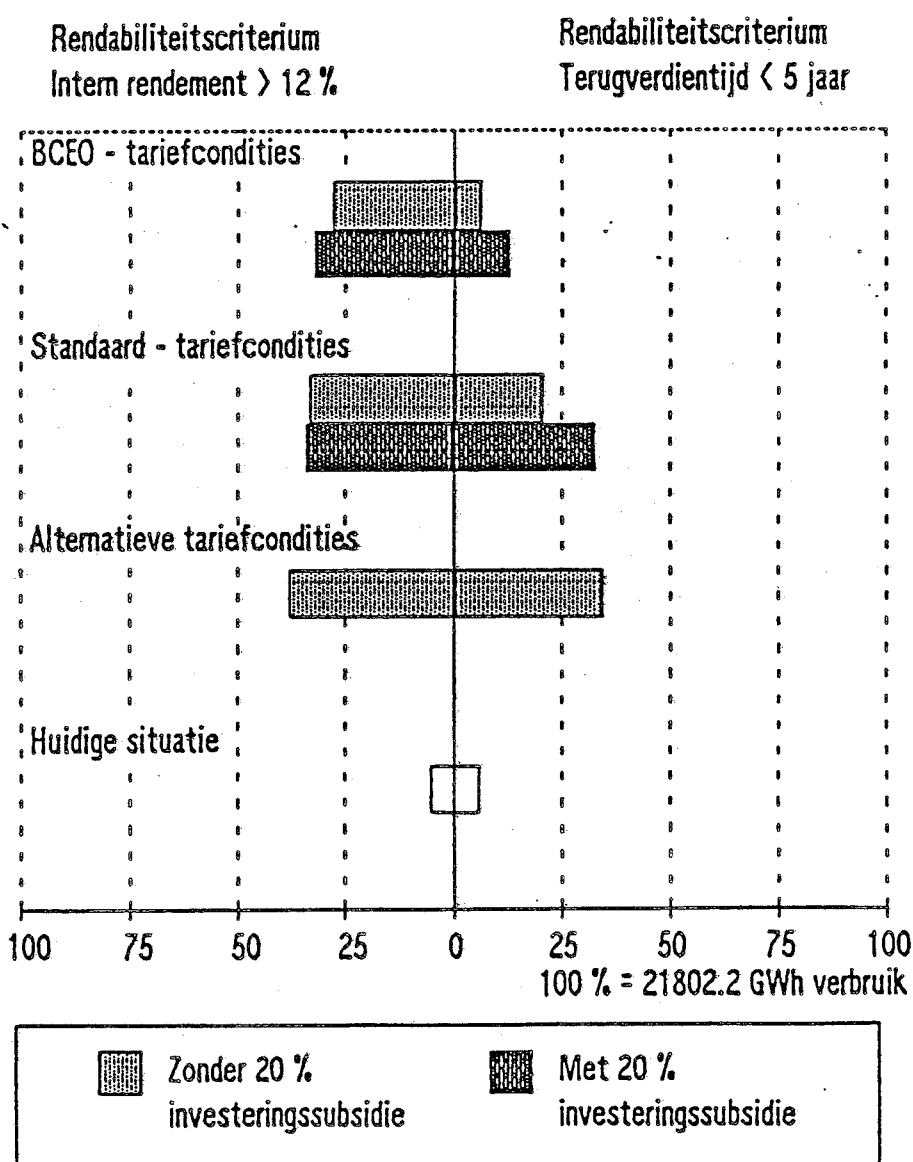
Tabel IV.3. Potentiëlen aan warmte-krachtproductie (GWh)
in de industriële sectoren in 1986

Lage brandstofprijzen: 150 BF/GJ; Nc = 1,0

Sektoren	BCEO				Standaard				Alternatief		Totaal...
	zonder subsidies		met subsidies		zonder subsidies		met subsidies		zonder subsidies		GWh-
	IRR	PB	IRR	PB	IRR	PB	IRR	PB	IRR	PB	verbruik
Voeding en tabak	1651,7	746,1	1820,5	1436,9	1910,9	1910,9	1910,9	1910,9	1957,0	1957,0	2252,3
Textiel	869,4	310,0	869,4	795,4	888,8	888,8	888,8	888,8	907,9	907,9	1385,7
Metaalverv.	254,6	139,1	565,3	206,9	592,5	576,3	592,5	592,5	601,5	601,5	2737,5
Hout en meubel	78,0	0,0	78,0	78,0	83,1	83,1	83,1	83,1	85,4	85,4	467,8
Glas	9,5	9,5	74,7	9,5	79,9	79,9	79,9	79,9	81,3	81,3	459,3
Olieraff.	686,4	0,0	686,4	0,0	686,4	0,0	686,4	686,4	686,4	686,4	727,1
Keramik, .. bouwmat.	62,5	16,9	62,5	56,3	66,6	66,6	66,6	66,6	68,6	68,6	1106,8
Papier en karton	66,1	54,5	241,9	54,5	259,2	259,2	259,2	259,2	551,9	551,9	1236,3
Non-ferro	56,7	0,0	56,7	15,5	191,2	60,5	190,2	60,5	192,2	61,5	1464,2
Chemie	2474,4	105,0	2584,3	165,8	2542,5	590,0	2765,7	2542,5	3204,4	2552,8	9965,2
TOTAAL	6109,3	1381,1	7039,7	2818,8	7301,1	4515,3	7523,3	7170,4	8336,6	7554,3	21802,2

Bron : Verbruggen A., Dhollander H., Marcelis C., 'Schatting van het warmte-kracht potentieel in België, SESO, Studiedag 'Zelfproductie elektriciteit ; regelgeving, tarieven, mogelijkheden', Studie in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken en de Europese Economische Gemeenschappen, DGXVII-Energie, Maart 1988, 134 pp.

Figuur IV.1. Potentiëlen aan warmte-krachtproduktie (GWh)
in de Belgische industrie in 1986
(exclusief staal en KS)
Lage brandstofprijzen: 150 BF/GJ; $N_c = 1,0$



Bron : Verbruggen A., Dhollander H., Marcelis C., 'Schatting van het warmte-kracht potentieel in België, SESO, Studiedag 'Zelfproductie elektriciteit ; regelgeving, tarieven, mogelijkheden', Studie in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken en de Europese Economische Gemeenschappen, DGXVII-Energie, Maart 1988, 134 pp.

Het rendabiliteitscriterium van de terugverdiëntijd is een reële beperking op de realisatie van het potentieel. Deze beperking wordt slechts gedeeltelijk opgeheven door het verstrekken van subsidies. Wanneer de opgelegde rendabiliteitscriteria met een intern rendement van 12 % reëel toegroeien naar deze van de centrale produktie (het BCEO hanteert een reële rendementsvoet van 8,6 %), verruimt het potentieel aanzienlijk. Deze positieve houding van de industriëlen t.o.v. de zelfproduktie van elektriciteit zal pas tot stand komen wanneer de voorwaarden voor de centrale en voor de decentrale opwekking meer gelijkwaardig worden. Het gelijkleggen van de lat voor beide bronnen van elektriciteitsopwekking is een zaak van regelgeving en tarifiering.

e. Samenvatting

Het potentieel is zeer gevoelig voor de condities waaronder de zelfproducent moet werken. De belangrijkste invloed gaat uit van de regelgeving en van de elektriciteitsstarieven.

Zonder verbetering van de voorwaarden op de interactie zelfproducent-net, kan men een stagnatie of verdere daling van de zelfproduktie verwachten.

Met een markt-georiënteerde werking van de elektriciteitsvoorziening is een betekenisvolle ontwikkeling van de zelfproduktie waarschijnlijk. Deze zou kunnen oplopen tot 38 % van het industrieel elektriciteitsgebruik.

Wanneer men ook een ruwe inschatting maakt van de andere deelmarkten (niet-industriële sectoren, en andere vormen van zelfproduktie dan gecombineerde produktie), kan men een potentieel van 20 % van de huidige elektriciteitsvraag als technisch-economisch haalbaar aanduiden. Door de kleinschaligheid van de meeste zelfproduktievormen bestaan er weinig technische belemmeringen voor een gestage uitbouw van het potentieel.

De ontwikkeling zal pas echt betekenisvol worden wanneer de gebruikers ervaren dat een evenwichtige regelgeving en tarificatie van kracht worden en van kracht zullen blijven in de

komende jaren. Alléén in die omstandigheden zijn bedrijven en instellingen bereid de zelfproduktie als een onderdeel van hun infrastructuur te zien, waarvoor langere terugverdiëntijden van toepassing zijn dan voor riskante projecten.

IV.4. Tarieven en regelgeving

In de discussie betreffende tarieven en regelgeving werd er sinds 1984 tussen de betrokken partijen in het Controlecomité grote vooruitgang geboekt. De eerste BCEO-voorstellen waren sterk in het nadeel van de zelfproduktie en bovendien zeer complex. De woordvoerders van de elektriciteitsmaatschappijen ten lande hadden zelf veel moeite om de voorstellen te begrijpen.

Het BCEO heeft de kritiek op de vroegere voorstellen positief beantwoord met verbeterde teksten. Momenteel zijn er twee teksten van het Controlecomité die onder de vorm van een "Aanbeveling" de interactie tussen het net en de zelfproducenten regelen :

- a) CC.(e) 88/13 van 27 april 1988.

"Aanbeveling. Tarifiering van de hulpleveringen en aanvullende leveringen aan de zelfproducenten onder een spanning van 15 kV of lager".

- b) CC.(e) 87/42 van 14 oktober 1987.

"Aanbeveling. Tarifiering van de aankopen van elektrische energie bij de zelfproducenten onder een spanning van 15 kV of lager", hetgeen identiek is aan het voorstel BCEO 2775 van 24 september 1987.

- a) CC.(e) 88/13 - 27 april 1988

Leveringen aan de zelfproducenten

Voor de levering van stroom uit het net aan de zelfproducenten is het nieuwe voorstel CC.(e)88/13 een stap vooruit in vergelijking met de vroegere teksten. Er wordt nu in mindere mate en aan minder zelfproducenten een uitzonderingsregime opgelegd. De fundamentele gebreken zijn echter gebleven.

- (3°) discriminerend tussen afnemers naargelang ze al dan niet over eigen produktiekapaciteiten beschikken.

Deze speciale regeling geldt enkel nog voor de grootste klanten. Opvallend is dat deze er het zwaarst door getroffen worden omdat de schaafeffekten van investering in bv. stoomturbines of gasturbines slechts de opstelling van één enkele groep toelaten. Wanneer géén reële reservebijstand uit het net geboden wordt, maar integendeel een extra penalisatie op de reeds zeer hoge vaste term gelegd wordt, wordt zelfproduktie de facto uitgesloten.

b) CC.(e)87/42 - 14 oktober 1987

Leveringen door de zelfproducenten

Deze tekst werd reeds door het SESO geanalyseerd.

Samenvattend zijn de volgende punten voor verbetering vatbaar :

- de regeling zou voor alle zelfproducenten moeten gelden die aan de technische voorschriften voldoen, m.a.w. het hoort niet toe aan het BCEO om te beslissen wie wel en wie niet onder de regeling valt
- de vermeden kosten moeten op een consistente wijze gedefinieerd worden binnen hetzij een gemiddelde-kosten tarifiering, hetzij een marginale-kosten tarief (dit geldt voor de vaste en voor de proportionele term)
- de vermeden kosten zijn niet beperkt tot deze van de produktie, maar omvatten ook deze van het transport en van de distributie
- als men in gemiddelde kosten denkt (zoals gebruikelijk in het Controlecomité), moet men het vermogen, te vergoeden aan de zelfproducent, berekenen als een gemiddeld vermogen geleverd tijdens de onderscheiden tariefperioden van de maand
- naast een voorstel gebaseerd op het C-tarief is ook een voorstel gebaseerd op het A-tarief wenselijk
- bijzondere clausules (technische voorschriften, aan-

sluitings- en meetapparatuur en kosten, aansprakelijkheid, ...) moeten onder de bevoegdheid van een onafhankelijke commissie vallen, en niet eenzijdig door de sector opgelegd worden.

IV.5. Suggesties voor een evenwichtige regelgeving en tarifiering

De interactie zelfproducent-net is complex omdat beide betrokken partijen zowel kopen als verkopen van en aan elkaar. Het gaat steeds om het produkt met dezelfde naam "elektriciteit", maar verschillend van waarde naargelang het ogenblik van de verhandeling en van de zekerheid van de levering.

De uitwisselingen tussen zelfproducenten en elektriciteitsmaatschappijen kunnen beter geregeld worden wanneer men de vrije markt meer ruimte zou laten in de elektriciteitsvoorziening. Een gedeelte van de stroom zou dan verhandeld worden tegen marginale kostprijs, waarbij een puur energietarief alle kosten in rekening zou brengen.

Het zware gewicht van de vaste term in de Belgische HS-tarieven zou op die wijze vermeden worden.

Om de zelfproductie in België tot bloei te laten komen, is noodzakelijk :

(1°) instelling van een Onafhankelijke Technische Commissie met bv. vertegenwoordigers van de elektriciteitsmaatschappijen, zelfproducenten en aanbieders van uitrustingsgoederen.

- Taken :
- erkenning en classificatie van zelfproducenten,
 - opstelling van technische voorschriften van de netkoppeling,
 - toewijzing van de kosten van de netkoppeling aan de betrokken partijen,
 - geschillenregeling tussen zelfproducenten en stroomverdelers,

- vaststelling van de vereiste reservebijstand en bijhorende kosten,
- ...

(2°) Levering van stroom vanuit het net aan zelfproducenten ("aanvullende en noodstroom").

De aanvullende stroom moet verrekend worden volgens de gewone tariefregels, zoals dit in de andere landen (West-Duitsland, Verenigde Staten, Frankrijk, ...) gebeurt. Onregelmatige afnamepatronen moeten ook in de gewone tarificatie opgevangen worden zodat uitzonderingsregels voor zelfproducenten te verwerpen zijn.

Voor de noodstroom moet aan de zelfproducent de keuze gelaten worden tussen meerdere opties. Enerzijds kan hij deze noodstroom als gewone aanvullende stroom laten noteren en faktureren. De hoge piekwaarden die hij zal oplopen, zullen een hoge rekening voor gevolg hebben. Anderzijds moet hij kunnen rekenen op reservebijstand vanuit het net waarvoor hij afzonderlijk betaalt, maar waardoor hij wel de noodstroom uit de faktuur van de aanvullende stroom kan houden. De kostprijs van een reservebijstandscontract moet gebaseerd worden op een objectieve en onafhankelijke studie van de impact van de zelfproductiegroepen op de werking van het centraal systeem. De Onafhankelijke Technische Commissie zou hier een belangrijke functie vervullen.

Voor de bloei van de zelfproductie is het bovendien ook wenselijk :

(3°) Levering van stroom door zelfproducenten aan het net

Het algemeen aanvaarde principe is deze stroom te vergoeden tegen de "vermeden kosten" in de centrale elektriciteitsvoorziening. Wanneer men de "marginale kosten" van de elektriciteitsvoorziening niet expliciet meet, is het uiterst moeilijk de "vermeden kosten" juist aan te wijzen.

Een voorlopig aanvaardbare benadering voor de vergoeding van de geleverde stroom aan het net is gebaseerd op het huidige C-tarief voor hoogspanning. Dit tarief is een redelijke reflectie van de reële kosten van de stroom aan grote afnemers geleverd in het hoogspanningsnet.

De coëfficiënten van het C-tarief zouden niet mogen verlaagd worden (zoals het BCEO voorstelt), en de vermogensvergoeding moet steunen op de gemiddeld geleverde kW en niet op de minimale kW (zoals het BCEO voorstelt). Andere beperkende en bijzondere condities door het BCEO opgelegd zijn ongegrond en behoren o.i. niet tot de bevoegdheid van de officieel gecontroleerde partij in het Controlecomité.

Naast een vergoedingsvoorstel op basis van het C-tarief zou een analoog voorstel op basis van het A-tarief moeten uitgewerkt worden.

- (4°) Elektriciteitstarieven (vooral voor Hoogspanning) herdenken naar een kleiner gewicht voor de vaste term en een groter gewicht voor de proportionele term.
- Een herschikking in deze zin zou een grote stimulans betekenen voor de zelfproductie, en vooral ook de besparing van elektriciteit ondersteunen.

Met de regelgeving en tarificatie van de zelfproductie wordt de toekomst van deze activiteit in grote mate bepaald. Wanneer de BCEO-voorstellen onverkort uitgevoerd worden, blijft de zelfproductie gediscrimineerd en ontmoedigd. Met een evenwichtige regelgeving en tarificatie kan de zelfproductie een zekere ontwikkeling kennen. Wanneer hier een stimulerend industrieel beleid aan toe gevoegd wordt, is voor de zelfproductie zelfs een grote bloei weggelegd.

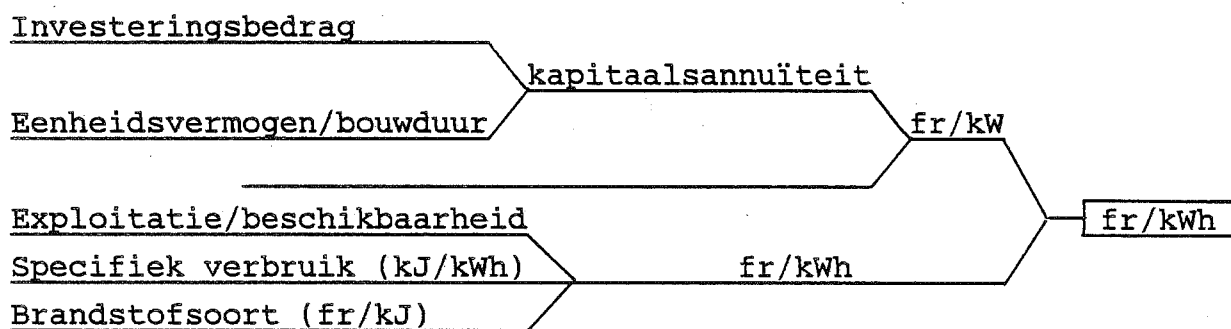
DEEL B

DE KEUZE VAN CENTRALES: BEOORDELINGSCRITERIA

In het verleden vormde de geschatte kostprijs het doorslaggevende argument om een bepaald type van centrale te verkiezen boven andere types. In een stabiel veranderende omgeving stootte deze werkwijze op weinig problemen.

De belangrijkste parameters van de elektriciteitsopwekking werden gereduceerd tot een enkelvoudig getal, nl. de fr/kWh. Dit wordt schematisch weergegeven in figuur B.1.

Figuur B.1. Reduktie van de parameters van de elektriciteitsproductie tot een kWh-kostprijs



De turbulentie in de energie- en grondstoffenmarkten sinds het begin van de jaren '70 maakte deze reductie steeds minder aanvaardbaar. De omgeving waarin de elektriciteitsvoorziening zich geplaatst zag, werd minder voorspelbaar (bv. schoksgewijze vraag-evolutie, kostprijssprongen, ...). Onzekerheid over een aantal belangrijke parameters werd een belangrijke factor.

Naast de klassieke parameters, waarmee men gewoon was te rekenen, deden er nieuwe hun opwachting, vnl. de impact op het leefmilieu en de risico- en veiligheidsaspecten.

Bovendien kregen de klassieke parameters een extra dimensie, waardoor de rechtlijnige reductie ervan tot één kWh-prijs (zie fig.B.1) minder voor de hand liggend werd.

De vergelijking tussen de opties inzake elektriciteitsvoorziening wordt een moeilijke afweging van meerdere, kwalitatief verschillende, criteria, die zich niet meer gemakkelijk tot eenzelfde noemer zoals fr/kWh laten herleiden. Dit wordt in figuur B.2 afgebeeld.

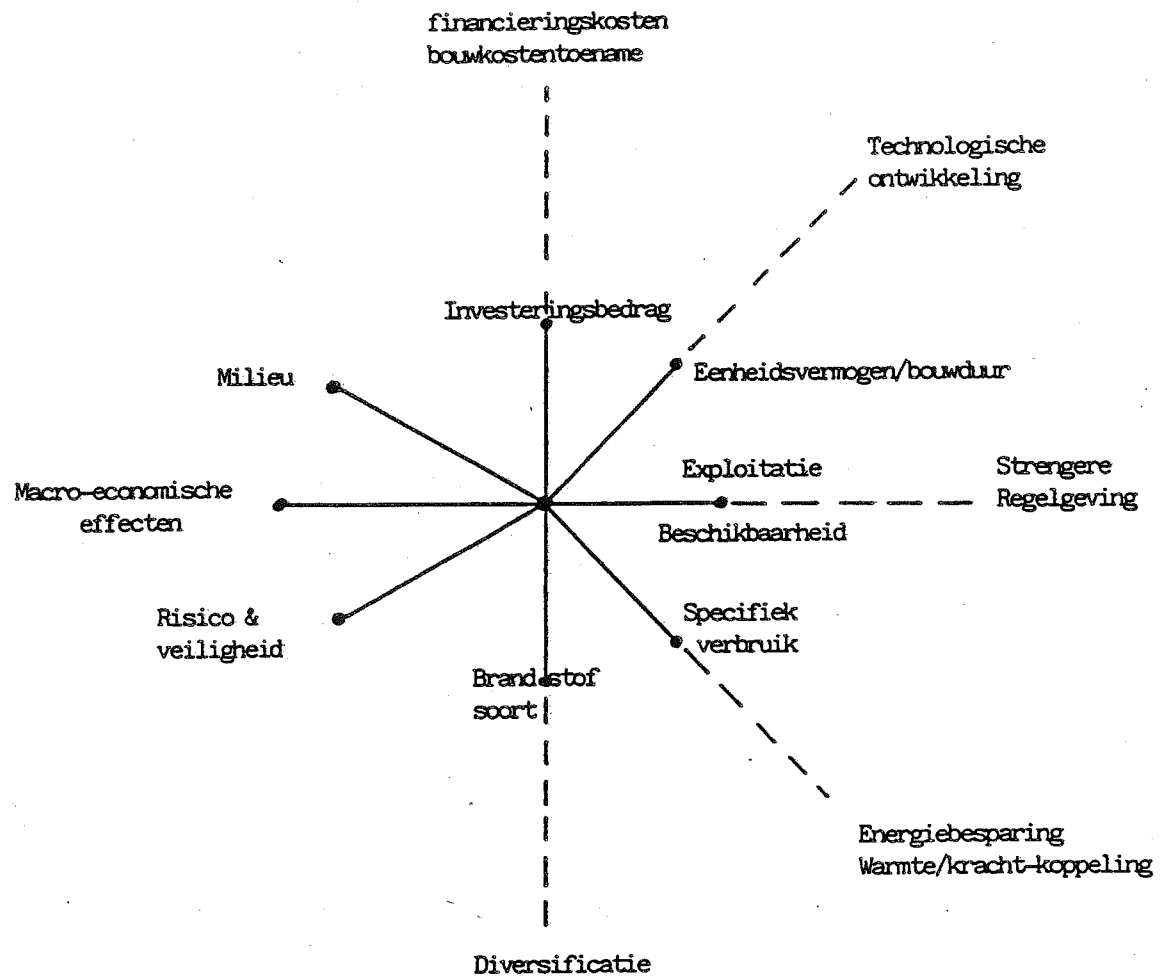
In deze figuur merkt men dezelfde parameters als in figuur B.1 maar nu stervormig i.p.v. evenwijdig opgesteld. Ze hebben alle een extra dimensie gekregen die hun optelbaarheid bemoeilijkt. De investeringen in grote krachtcentrales impliceren financieringsschema's over lange termijnen die kostenescalaties kunnen veroorzaken of versterken (zie verder in V.2 secties a en b). Deze effecten zijn minder éénvoudig in een kWh-prijs te vatten omdat ze afhankelijk zijn van de bewegingen op de kapitaalmarkten over de komende 5 jaar (basislast kolencentrale) tot 10 jaar (kerncentrale).

Toename van het eenheidsvermogen wordt niet langer gezien als een simpele bron van schaalvoordelen. Enerzijds kan men betwisten of de schaalvoordelen nog wel opwegen tegen de schaalnadelen vanaf een capaciteit van bv. 1000 MW-nucleair. Anderzijds brengt een grotere schaal een langere bouwduur mee, waardoor men zich minder flexibel aan veranderende vraagevoluties en technologische vernieuwingen kan aanpassen.

Exploitatie en beschikbaarheid van een centrale hangen niet uitsluitend meer af van de ingenieurs van het elektriciteitsbedrijf. Strengere regelgeving en controle verhinderen soms een technisch optimale werkwijze. Deze regelgeving kan een gevolg zijn van factoren buiten de Belgische elektriciteitssector om (bv. een accident in een Westerse PWR).

Het energieverbruik in een elektrische centrale met haar beperkt conversierendement wordt meer en meer vergeleken met andere opties zoals energiebesparing en gecombineerde produktie van warmte en elektriciteit.

Figuur B.2. Multicriteria benadering van de parameters van de elektriciteitsproductie



De keuze van de brandstof is niet langer te verdedigen op basis van de verwachte kostprijs alleen. Men pleit voor diversificatie als verzekeringspremie tegen onvoorspelbare prijsschommelingen.

De keuze tussen de opties wordt ook beïnvloed door de aandacht die men moet besteden aan de impact van de elektriciteitsproductie op het leefmilieu en aan de risico- en veiligheidsaspecten. Dergelijke parameters zijn moeilijk kwantificeerbaar, laat staan tot één getal te reduceren. Toch wegen ze van langsom meer op de besluitvorming: de bezorgdheid voor het milieu bezwaart de keuze voor kolencentrales, de bezorgdheid voor risico en veiligheid bezwaart de nucleaire optie (zie hoofdstuk VI).

De effecten op een aantal macro-economische indicatoren (industriële produktie, tewerkstelling, betalingsbalans, ...) is in principe gemakkelijker monetair uit te drukken. Toch vraagt ook dit grondig onderzoek.

De keuze van de beste elektriciteitscentrale wordt een moeilijke afweging van kwalitatief verschillende criteria, waarvan de kostprijs er slechts één is. Tegenover deze moeilijkheid kan men een struisvogelhouding aannemen, door ze gewoon te negeren. Dit is een geschikte manier om een beslissing inzake de bouw van centrales te blokkeren, zoals de praktijk van de laatste 7 jaar aantoonde. Het lijkt ons beter een meer open houding aan te nemen door de diverse aspecten zo volledig mogelijk te belichten en dan tegen elkaar af te wegen. Volledigheid van informatie en openheid in het beslissingsproces zijn immers de beste garanties om tot de juiste beslissing te komen.

In dit deel van de studie worden drie bijdragen voorzien. In hoofdstuk V wordt alle aandacht gericht op de kostprijs van de kWh uit nieuwe elektrische centrales. In hoofdstuk VI wordt het milieuvraagstuk behandeld. In hoofdstuk VII wordt de impact van de investeringsbeslissing op de tarieven besproken. De lezer merkt dat nog een aantal belangrijke criteria (industriële effecten, diversificatie, technologische ontwikkeling, ...) niet aan bod komen in deze tekst.

Hoofdstuk V. De kostprijs van de kWh uit nieuwe centrales

Dit hoofdstuk is onderverdeeld in drie delen.

In het eerste belichten we de kostprijsinformatie door het BCEO verschaft in het uitrustingsplan.

In het tweede deel worden de kostprijs van kerncentrales en van klassieke kolencentrales vergeleken. We hebben aan deze vergelijking veel aandacht besteed, omdat de klassieke 600 MW kolen-centrale voorlopig de belangrijkste concurrent blijft voor nucleaire centrales bij het invullen van de centrale basislast-produktie. De bewering van het BCEO dat kolencentrales duurdere elektriciteit zouden leveren dan kerncentrales, kan niet hardgemaakt worden. Dit tonen we aan door een analyse van de cijfers van het BCEO zelf en door een beroep te doen op kostprijscijfers van de Westduitse elektriciteitsbedrijven.

In het laatste deel van dit hoofdstuk worden een aantal nieuwere of vernieuwde produktiemiddelen kort besproken. Opnieuw worden de BCEO-cijfers naast andere oplossingen en cijfers uit de internationale elektriciteitswereld geplaatst.

V.1. De "meerkosten" in het BCEO-plan

Hoewel de kWh-prijs van de kerncentrales door het BCEO als belangrijkste argument geciteerd wordt om de keuze voor DOEL 5 op te steunen, vindt men in het BCEO-plan bitter weinig kostprijsinformatie. Een summiere opgave van de geschatte kostprijzen van een aantal nieuwe produktiemiddelen, een reeks van voorspelde brandstofprijzen en een tabelletje met 'meerkosten' zijn de enige kostprijsgegevens.

De eerste twee van deze elementen zijn geschatte grootheden. Er wordt aan de lezer geen houvast geboden om deze schattingen te beoordelen. In de twee volgende paragrafen van dit hoofdstuk wordt daarop verder ingegaan.

Het derde element, de 'meerkosten', zouden het resultaat moeten zijn van berekeningen met het BCEO-model uitgevoerd. Deze vermelde 'meerkosten' vervullen een cruciale rol in het BCEO-plan

bij de verantwoording van de gevraagde beslissing voor DOEL 5. Nochtans ontbreekt iedere duidelijke definitie van deze 'meerkosten', waarbij de vermelde cijferwaarden onwaarschijnlijk hoog zijn en niet in overeenstemming met het geactualiseerde BCEO-plan in 1987 gepubliceerd.

De 'meerkosten' worden in twee versies aan de lezer opgediend:

* geactualiseerd per 1.1.1988

** niet-geactualiseerd

(zie de tabellen A, B, C uit het BCEO-plan).

Een geactualiseerd bedrag heeft maar een betekenis als de beschouwde projecthorizon vermeld wordt. Lezing van het BCEO-plan laat vermoeden dat het hier zou gaan over de periode 1988-1998 (zie bv. BCEO-plan p.1: "De studie heeft betrekking op de periode gaande van het jaar 1988 tot en met het jaar 1998."). Voor de berekening van de meerkosten geldt echter een andere periode. Dit kan men klaar en duidelijk opmaken uit tabel C van het BCEO-plan. De twee strategieën (met nucleaire/zonder nucleaire) onder de scenario's dohy, doHY, DOhy verschillen over de periode 1988 t/m 1998 op géén enkel punt van mekaar: dezelfde centrales worden gebouwd en gebruikt. Toch noteert het BCEO 'meerkosten' bij de kolommen 'zonder nucleair'. M.a.w. men moet besluiten dat de BCEO-studie betrekking heeft op een andere periode dan 1988 t/m 1998. Maar welke periode dan wel? Dikwijls wordt een horizon oneindig (∞) genomen (dit is trouwens de theoretisch juiste benadering). Maar ook deze werkwijze is in het BCEO-plan niet mogelijk omdat men ook 'niet-geactualiseerde meerkosten' opgeeft en een niet-geactualiseerde som met een oneindige horizon steeds zelf oneindig is.

Wetenschappelijk kan men hier slechts één besluit uit trekken: de 'meerkosten' in het BCEO-plan zijn niet gedefinieerd.

Een tweede vaststelling in dit verband is de begripsverwarring door het BCEO gesticht tussen twee totaal verschillende beslissingen: enerzijds "de afwijzing van DOEL 5 in 1988" en anderzijds "zonder nucleair".

Een elementair principe van de besliskunde is dat men zich slechts kan binden tot hetgeen men vandaag onder controle heeft. Vandaag kan (en moet) men beslissen 'DOEL 5: ja of neen'. Men kan niet (en mag niet) beslissen over zaken die pas in een latere toekomst beslist kunnen (dienen te) worden. Tenzij het BCEO zou stellen dat een negatieve beslissing voor DOEL 5 gelijk staat aan een onomkeerbaar afscheid van de commerciële kernenergie in België. Misschien is deze stelling inderdaad juist, maar dan moet het uitrustingsplan hierover duidelijk zijn en dan moet de discussie in deze termen gevoerd worden. Over het onomkeerbaar karakter van soortgelijke beslissing kan men hoe dan ook blijven twisten. In deel C van deze studie wordt getoond hoe een tijdssequentieel beslissingsproces dient afgehandeld te worden.

Men blijft echter nog steeds op zijn honger inzake de precieze omschrijving van de 'meerkosten' gebruikt in het uitrustingsplan. In de aanvullende nota's van het BCEO bij het plan vindt men een nota "Comparaison des coûts complets du kWh à base nucléaire et à base fossile" (20.10.1988).

Naast de traditionele statische kostprijsvergelijking wordt er ook een berekening gemaakt waarbij men rekening houdt met de inpassing van de eenheid in het produktiepark. Dit gebeurt nog steeds op een eigenaardige manier, met een 'gegarandeerd vermogen' volgens het BCEO gehanteerd als volgt:

een gegarandeerd vermogen van 1 kW supplementaire, eist de installatie van:

zie BCEO <u>plan</u>	corresp.nucleaire <u>optie</u>	nucleaire <u>kW</u>	kolen <u>kW</u>
1983-1993	1300 MW	2,58	1,62
1985-1995	1390 MW-dipool	1,80	1,63
1988-1998	1390 MW-dipool	1,74	1,59

Deze werkwijze is principieel fout. De garantie van 1 kW vermogen wordt gegeven door een divers samengesteld (basis-, middel-, pieklast) produktiepark. Het zijn de snel-startende gas- en fuel-groepen en turbine pompgroepen die de betrouwbaarheid van het park veilig stellen, bovenop de basislastcentrales.

Het weinig gefundeerde van de BCEO-berekening wordt trouwens aangetoond door hun rekenwijze ook eens toe te passen op DOEL 5 zonder dipool, zoals hierna getoond.

"Meerkosten" (fr/kWh) vlg. BCEO-rekenwijze bij de vervanging van DOEL 5 door kolencentrales:

Scenario	Statistische vergelijking	"Inpassing in het park"	
		DOEL 5-dipool	DOEL 5 zonder dipool
do	+ 0,27	+ 0,20	- 0,15
DO	+ 0,79	+ 0,72	+ 0,38

Om de kosten van de verschillende investeringsopties juist in te schatten moet men gebruik maken van een rekenmodel op computer. Dergelijk model levert informatie om de kosten van de investeringsopties vanuit diverse invalshoeken te belichten (bv. verdeling van de kosten tussen investeringen, exploitatie en brandstof; spreiding van de kosten in de tijd; kostprijs van de basislast en pieklast kWh, enz...). Dit vollediger kostprijsbeeld vormt een onderdeel van de noodzakelijke basis waarop de investeringsbeslissing dient te steunen.

V.2. Vergelijkende studie van de kostprijs van kern- en klassieke kolencentrales

De uitkomsten van de (ingewikkelde) mathematische modellen die de uitrustingsplannen ondersteunen, worden sterk gericht door gegevens en opties waarmee de modellen gevoed worden. In de mate van het mogelijke moet men volledigheid en verifieerbaarheid inzake scenario's en investeringsopties betrachten.

Het SESO heeft nooit specifieke onderzoeksmiddelen ontvangen om deze problematiek uit te diepen. De nota's die in dit verband voorbereid werden, hebben daarom niet de pretentie een wetenschappelijke waarde te bezitten. Ze zijn louter bedoeld als vraagstelling.

Een van de elementen uit het dossier van de uitrustingsplannen dat onze aandacht trok, was de kostprijsopgave van de kern- en kolencentrales. In drie opeenvolgende bijdragen in 1983, 1985 en 1987, hebben we kritische vragen gesteld bij de opgegeven kostprijzen. Telkens hebben we gevonden dat het beweerde significante kostprijsvoordeel van de nucleaire kWh t.o.v. deze van de kWh uit een centrale op ingevoerde steenkool, niet hard kon gemaakt worden. We hebben daarom gesteld, sinds 1981, en er zijn steeds meer organisaties die dit standpunt onderschrijven, dat de loutere kostprijsvergelijking tussen kerncentrales en andere opties, geen voldoende basis vormt om de keuze voor de een of de andere technologie te verantwoorden.

Men kan de andere argumenten (milieu, veiligheid, diversificatie, industriële effecten) niet uit de besluitvorming verwijderd houden.

In dit deel wordt uitsluitend aandacht besteed aan de conventionele poederkolencentrale met rookgaszuivering. Deze beperking houdt geenszins een preferentie in van onze kant voor dit soort technologie. De grote aandacht ervoor is uitsluitend ingegeven door twee overwegingen:

- (1°) de pragmatische overweging van een ruim beschikbare ervaring inzake constructie, exploitatie en prestaties van de poederkolencentrales. Men hoeft géén cijfers te schatten; men moet ze enkel ophalen in het buitenland en ze naar de Belgische realiteit vertalen.
- (2°) de strategische overweging dat voor de opwekking van basislastelektriciteit op termijn enkel steenkool en uranium in aanmerking komen. Aardgas is een te edele brandstof om op grote schaal en voor langere perioden in basislastcentrales te verbranden.

a. Overzicht van de BCEO-kostprijzen

Er wordt eerst een overzicht gegeven van de kostprijsinformatie door het BCEO verstrekt. Enerzijds publiceert het BCEO schattingen van de bouwkostprijzen in de uitrustingsplannen; anderzijds wordt bouwkostprijsinformatie benut voor het aanpassen

van de elektriciteitsstarieven (Controlecomité voor de Elektriciteit en het Gas).

De kostprijsgegevens van de uitrustingsplannen voor de bouw van kern- en grote kolencentrales worden samengevat in tabel V.1. De specifieke kostprijzen (fr/kW) worden weergegeven in lopende frank en in constante frank van het jaar 1975 (periode 1978-1988). Men merkt een reële groei in de specifieke kostprijs van een kerncentrale van 35 % over de periode 1978-1988. Voor een kolencentrale blijkt de kostentoename over deze periode 72 % te bedragen. De Belgische schatting van de bouwkostprijzen is eerder uniek te noemen want in de meeste andere landen wordt een grotere kostprijsescalatie bij de kerncentrales opgetekend dan bij de kolencentrales. Deze vaststelling blijft ook geldig wanneer men rekening houdt met de toevoeging van rookgaszuiveringsinstallaties aan de kolencentrales.

Tabel V.1. Investeringskostprijzen van nucleaire en kolencentrales (inclusief intercalaire intresten, aansluitingskosten, ontmantelingsprovisie)

Datum	Nucleaire centrales				Kolencentrales		
	Index kleinhandels- prijzen (75-76=100)	Lopende prijzen fr/kW	Constante 1975 prijzen fr/kW	gradient	Lopende prijzen fr/kW	Constante 1975 prijzen fr/kW	gradient
1/1/80	138,68	39 661	28 599	102.3	21 916	15 803	97.4
1/1/81	148,34	43 830	29 547	105.7	23 617	15 921	98.1
1/1/83	174,05	58 454	33 584	120.2	38 005*	21 835	134.5
1/1/84	191,39	70 382	36 774	131.6	48 828*	25 512	157.2
1/1/87	203,96	75 033*	36 788	131.6	54 078*	26 514	163.3
1/1/88	205,88	77 826*	37 802	135.3	57 499*	27 928	172.0
* exclusief simulator (kerncentrales)					* inclusief rookgaszuivering (kolencentrales)		

Bron : BCEO

De bouwkostprijzen bepalen ook de waarde van de In (Inp, Indh, Indb) parameter uit de elektriciteitsstarieformules. De hoogte van In hangt af van de verhouding van de specifieke kostprijs van een nucleaire kW tot deze van een basislast kolen kW. Hoe hoger deze verhouding is, des te hoger worden de In-waarden en dus ook de facturen van de elektriciteitsklanten.

In tabel V.2 zijn de kostprijzen van kerncentrales en van kolencentrales vermeld zoals ze benut worden voor de elektriciteitsstarificatie in het Controlecomité voor de Elektriciteit en het Gas. Bij de vaststelling van deze kostprijzen, wordt verwezen naar de gegevens gepubliceerd in de BCEO-uitrustingsplannen.

Tabel V.2. Kostprijsinformatie over kern- en kolencentrales
benut voor het bepalen van de In-parameters in de
prijsbepaling van de elektriciteit aan de klanten
LS en HS

Ingebruikname van	Doel 3 (900 MW)	Tihange 2 (900 MW)	Doel 4 (980 MW)	Tihange 3 (980 MW)
per	1/10/82	1/2/83	1/7/85	1/9/85
Referentiedatum kostprijzen	1/6/79	1/6/79	1/6/82	1/1/83
Bouwkostprijs kerncentrale fr/kW	31 089	31 089	43 114	46 540
Intercalaire intresten %	46,95	49,79	52,41	50,97
Bouwkostprijs kerncentrale inclusief intercal. fr/kW	45 685	46 568	65 710	70 261
Bouwkostprijs ver- gelijkbaar klassiek thermisch fr/kW	20 319	20 522	28 462	30 928

Bron : BCEO-dokumenten 2168r van 6/10/1982 en 2545r van 20/5/1985

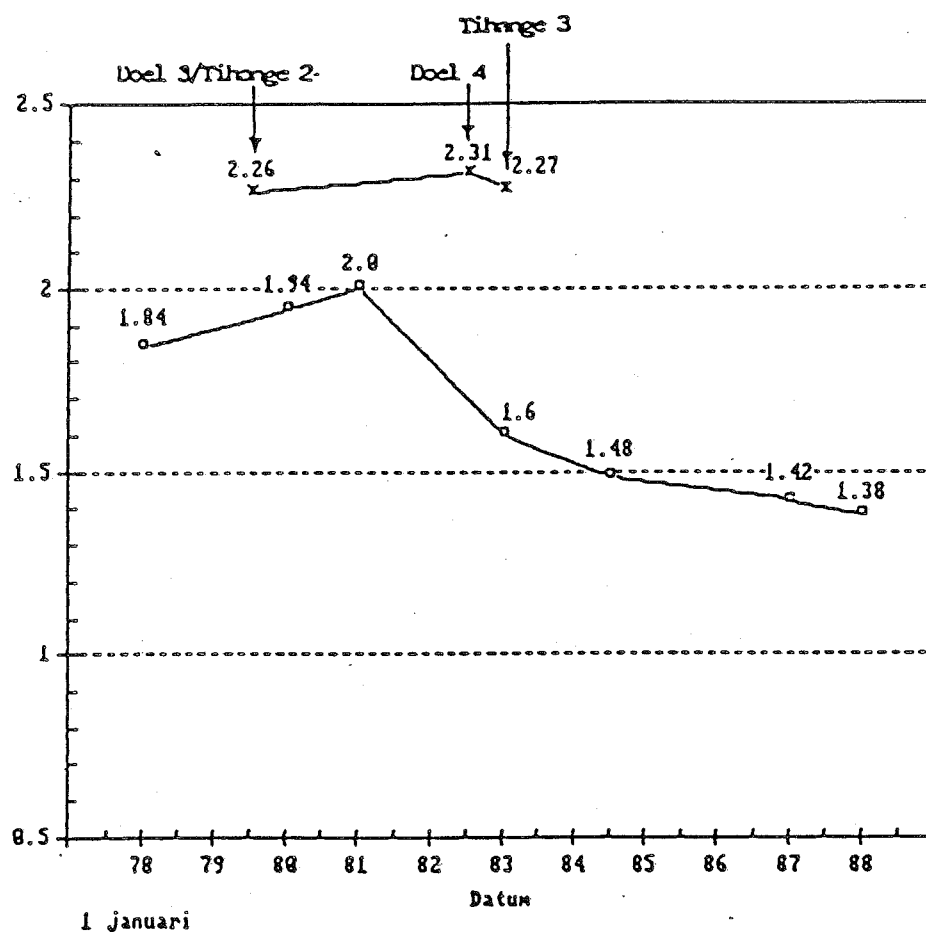
b. Analyse van de BCEO-kostprijzen

Ondanks de gemeenschappelijke bron van de kostprijscijfers van kern- en kolencentrales bij enerzijds de investeringskeuze tussen één van beide types centrales, en anderzijds het bepalen van de In-tariefparameter, hanteert het BCEO sterk verschillende kostprijsverhoudingen. Deze verhoudingen kan men berekenen met behulp van de informatie in de tabellen V.1. en V.2.; ze worden grafisch voorgesteld in figuur V.1.

De studie van figuur V.1. geeft aanleiding tot een aantal opmerkingen :

- (1°) De gegevens vermeld in de figuur zijn ratio's van twee kostprijzen op eenzelfde tijdsogenblik. Het is bijgevolg van géén enkel belang of beide kostprijzen in reële dan wel in nominale franken weergegeven worden.
- (2°) Een kerncentrale bouwen blijkt veel duurder te zijn dan een kolencentrale, wanneer de kerncentrale effectief moet betaald worden door de elektriciteitsverbruikers (de bovenste curve in de figuur is deze van de tariefbepaling in het Controlem Comité).
- (3°) Een nucleaire centrale wordt de laatste jaren slechts een weinig duurder dan een kolencentrale voorgesteld, wanneer men de bouwtoelating wil bekomen (de onderste curve in de figuur geven de schattingen van het uitrustingsplan).
In de laatste jaren blijkt de bouwkostprijs van een kolencentrale steeds hoger naarmate de marktprijs en de verwachte marktprijs van de steenkool zelf dalend zijn.
- (4°) Uit 2° en 3° hiervoor moet men de conclusie trekken dat nucleaire centrales bouwen duur is in de realiteit, als de rekening gemaakt wordt en de klanten er moeten voor betalen. Nucleaire centrales worden vrijblijvend goedkoop voorgesteld om een gewenste beslissing te bekomen in het voordeel van de kernenergie.

Figuur V.1. Verhouding bouwkostprijs (fr/kW) tussen kern- en kolencentrales



Legende : bovenste curve : verhouding benut voor het verhogen
van de tariefparameter In
onderste curve : verhouding benut voor het kiezen
tussen een kerncentrale en een
kolencentrale

Bron : BCEO en Controlecomité.

(5°) De grote discrepantie tussen de kostprijsratio's is opvallend. Beide cijferreeksen (bovenste en onderste curve in de figuur) worden door het Controlecomité voor de Elektriciteit en het Gas nagezien. Er is ons géén rapport bekend waarin de discrepantie geanalyseerd en verklaard wordt.

(6°) Wellicht neemt men voldoening met de opmerking dat de intercalaire intresten de bron zijn van deze discrepantie. Er is ons echter ook geen rapport bekend waarin deze intresten geanalyseerd en verantwoord worden.

Nochtans blijkt de eindinvestering van de laatste 4 kerncentrales voor 1/3 uit deze intrestbetalingen te bestaan.

(7°) Voor de komende beslissingen inzake het uitrustingsplan is de onderste curve van de figuur relevant. De ratio's van de jaren 1978 - 1981 (1,84 tot 2,0) zijn in overeenstemming met buitenlandse cijfers. De knik over de periode 1981-1983 is nog uit te leggen door de toevoeging van de rookgaszuivering aan de kolencentrales. De evolutie sinds 1983 (van 1,60 tot 1,38 in 1988) wordt nergens afdoende verklaard en lijkt ons zeer willekeurig.

(8°) Het eigenaardig verloop van de kostenratiocurve zojuist beschreven kan slechts als volgt verklaard worden (zie ook tabel V.1) :

(a) ofwel waren de kostprijscijfers van kolencentrales voor 1983 onderschat,

(b) ofwel zijn de kostprijscijfers van kolencentrales na 1983 overschat.

Persoonlijk geloven we dat beide fenomenen zich voordoen. De kostprijsprong in 1983 kan niet alléén door de toevoeging van de rookgaszuivering komen. De cijfers na 1983 springen uit de band in vergelijking met buitenlandse referenties (vooral Duitsland).

(9°) Hoe men de zaken ook draait of keert, de praktische conclusies uit bovenstaande vaststellingen dienen als volgt te zijn :

is (8°)(a) juist (kostprijscijfers van kolencentrales voor 1983 onderschat), dan dient men de I_n parameters naar beneden toe te herzien, om de elektriciteitsklanten (eventueel met terugwerkende kracht) mee te laten genieten van de relatief goedkopere kerncentrales,

is (8°)(b) juist (kostprijscijfers van kolencentrales na 1983 overschat), dan dient men de uitrustingsplannen te herzien, in casu het laatst ingediende waarin de overschatting het verst doorgedreven wordt.

c. Internationale studies

Het geloof dat elektriciteit uit nucleaire energie significant goedkoper is dan elektriciteit uit kolenenergie is ruim verspreid, en wordt regelmatig levend gehouden via publikaties die dit geloof bevestigen.

Reeds in 1981 stelden we vast dat dit geloof steunt op een aantal voorspellingen en veronderstellingen. Variatie in deze voorspellingen en veronderstellingen gaf als resultaat kostprijzen van de kern-kWh en van de kolen-kWh, die zeer dicht bij elkaar lagen. Het besluit van onze studie was dat "de bedrijfseconomische kosten van de nucleaire en van de niet-nucleaire strategie noch systematisch, noch significant, verschillend van mekaar zijn".

Om de stelling van de goedkope nucleaire kWh te ondersteunen wordt herhaaldelijk verwezen naar internationale publikaties van gezaghebbende organismen. Typevoorbeeld hiervan is de OESO-studie : "Projected Costs of Generating Electricity from Nuclear and Coal-fired Power Stations for Commissioning in 1995", A report by an expert group (January 1984 - based cost figures), OECD-NEA (Nuclear Energy Agency).

De "Expert Group" bestond uit 54 leden van de 16 OESO-landen. Deze experts behoorden tot elektriciteitsmaatschappijen, tot overheidsdepartementen of tot nationale en internationale organisaties voor de promotie van kernenergie (bv. Commissariat à l'Energie Atomique CEA in Frankrijk). Van de 54 experts was er geen enkele die een directe verbinding had met de kolenbelangen. Vertegenwoordigers voor België waren de heren P. Verbeek (Synatom) en G. Jottrand (Intercom).

De conclusie van het rapport was dat "on the basis of the reference set of assumptions, nuclear power has a very clear economic advantage over coal for base-load electricity generation".

Het probleem met dit soort rapporten en expert-groepen is dat de bewijskracht van de resultaten sterk steunt op de verwijzing naar zichzelf.

Het OECD-NEA rapport, samen met zijn basisdata en uitgangspunten werd in 1987 ter hand genomen door Nigel Evans en William Bullen van Cambridge Energy Research Ltd (CER) in "Nuclear Economics and the Price of Coal" (februari 1987).

Deze auteurs staan niet negatief t.o.v. de ontwikkeling van kernenergie (zie Energy Policy, August 1987, p.394). Hun rapport bouwt ook volledig voort op basis van OECD-NEA. Toch zijn hun conclusies veel genuanceerder : "The results show that the once prevalent view that nuclear is cheaper than coal cannot now be used as a basis for rational decision making by utilities and governments. This does not mean that coal represents the cheaper option, simply that the uncertainty is great and that under a broad range of assumptions nuclear power is unlikely to offer substantial economic benefits. Our report also demonstrates, however, that in those countries which have managed to control nuclear costs effectively the economic advantages offered by nuclear power can be considerable."

De boodschap is duidelijk :

- (1°) de (geschatte) kWh prijs geeft géén vaste grond voor een rationele keuze tussen kern- en kolenenergie, en
- (2°) sommige landen geven wel nog een significant lagere prijs van de nucleaire kWh aan.

Twee landen springen uit de band in de OECD-NEA en CER rapporten inzake de voorspelling van een lage nucleaire versus kolen kWh prijs : Frankrijk en België.

Van de Franse elektriciteitssector wordt beweerd dat hij zwaar gesubsidieerd wordt (zie Prof. R. Van Den Damme, directeur-generaal Intercom, in de Financieel - Economische Tijd van 14 november 1986, p.II-3). Het is in ieder geval quasi onmogelijk een onafhankelijk onderzoek door te voeren van de Franse nucleaire sector. Het is ook onduidelijk of men bij de Franse cijfers rekening houdt met het verdwijnen van de factoren die de Franse nucleaire bouwkosten gedrukt hebben, nl. het serie-effect. In Nucleonics Week van 21 April, 1983 wordt vermeld dat, in de veronderstelling van 2 bestellingen per jaar, de bouwkostprijs van de nieuwe Franse centrales (type Chooz-B) 20 % hoger zou liggen dan deze van de vorige serie. Wanneer er maar één per jaar zou besteld worden, wilde de woordvoerder géén prijs meedelen. Er wordt nu besteld tegen een ritme van één per 1,5 jaar, en ook dit is nog te snel gezien de zich opstapelende overcapaciteiten in Frankrijk (zie b.v. Le Monde van 16-17 augustus 1987).

Het andere land waar de experten een relatief goedkope nucleaire-kWh versus dure kolen-kWh voorspellen voor 1995 is België. De cijfers die aan het OESO-NEA verstrekt werden, zijn naar alle waarschijnlijkheid deze van de BCEO-uitrustingsplannen, zodat de OESO-NEA studie moeilijk kan ingeroepen worden om de BCEO-cijfers te staven.

d. West-Duitsland

Voor de kostprijsvergelijking van de kern-kWh en de kolen-kWh is West-Duitsland de nuttigste informatiebron om meerdere redenen. Men heeft er recente ervaring met de bouw van beide types van stroomopwekking. Er heerst een vrij open markt inzake

kostprijsvorming en inzake toegankelijkheid tot gegevens. De Duitse elektriciteitscentrales behoren tot de technologisch meest geavanceerde van West-Europa. De Duitse nucleaire centrales zijn voorzien van de meest stringente veiligheidsvoorzieningen en doorgedreven automatisatie. De kolencentrales beschikken over de best beschikbare technologie voor de bestrijding van schadelijke milieueffecten. De beschikbaarheid van de Duitse elektrische centrales is hoog. De bouwkostprijs van de elektriciteitscentrales in Duitsland is hoger dan in de meeste andere Europese landen, bv. een 1300 MW nucleaire centrale wordt begroot op meer dan 5 miljard DM. Terwijl men vroeger met escalerende bouwkosten te maken had, blijken deze nu gestabiliseerd voor de kerncentrales en licht dalend voor de kolencentrales te zijn (Nuclear Engineering, February 1987 ; Atomwirtschaft, August-September 1986).

Voor de vergelijking van de kWh-kostprijs tussen kern- en kolencentrales doen we enkel een beroep op gegevens van de Duitse elektriciteitsbedrijven zelf. Onze meest recente gegevens dateren van 31 augustus 1987, nl. Stromerzeugungskosten im Vergleich : Kohle und Kernenergie-Arbeitsteilung bestätigt, van de Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW), Frankfurt.

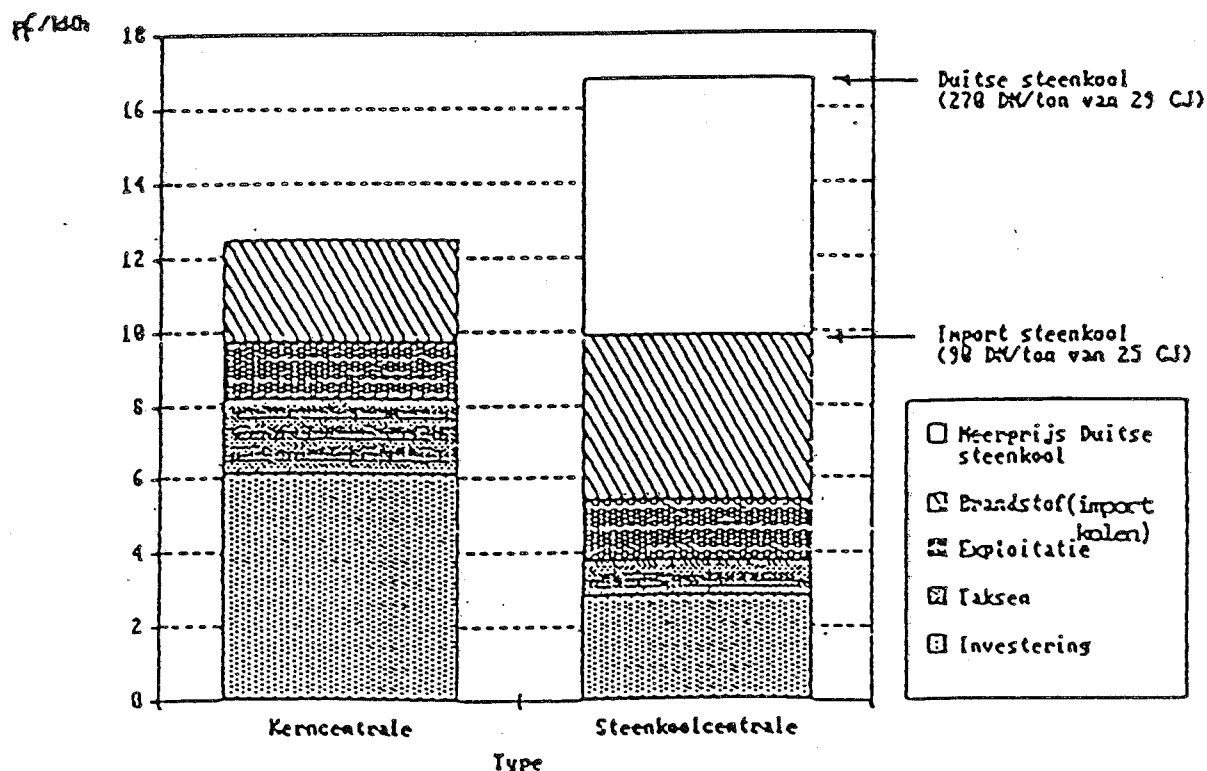
De cijfers van dit samenvattend werk worden bevestigd door individuele dossiers van recent in dienst genomen kolencentrales in Duitsland (zie bv. 700 MW-centrale van Heilbronn in de deelstaat Baden-Württemberg). De Duitse kostprijzen zijn over de gehele lijn hoger dan deze vastgesteld in Nederland en in Denemarken, eveneens twee landen die de laatste jaren steenkooleenheden in dienst namen.

De evenwichtskostprijs voor beide technologieën is in figuur V.2 weergegeven. Een kWh uit een nucleaire centrale zou 12,5 Pf. kosten ; een kWh uit een centrale gestookt met Duitse steenkool zou 16,8 Pf/kWh kosten. Bij de studie van de figuur dient men er wel degelijk op te letten dat de kostprijs van de kolen-kWh gebaseerd is op de hoge prijs van de Duitse steenkool (270 DM/ton).

Indien men de Duitse steenkool (270 DM/ton van 29 GJ/ton) zou vervangen door ingevoerde steenkool (90 DM/ton van 25 GJ/ton), produceert een moderne steenkoolcentrale stroom tegen 9,5 Pf/kWh. Deze kostprijs is ongeveer een kwart lager dan deze van een nucleaire eenheid (12,5 Pf/kWh).

Een tweede opmerkelijk feit is het verschillend aandeel van de taksen in de kostprijs : 16,0 % of 2,0 Pf/kWh bij een kerncentrale t.o.v. 5,4 % of 0,9 Pf/kWh bij een kolencentrale. Deze taksen vormen geen eigenlijke aanwending van economische hulpmiddelen. Het zijn transferten van de elektriciteitssector naar de algemene staatskas. In een economische kostprijsanalyse kunnen ze daarom uit de analyse gehaald worden. In principe is een grondig onderzoek van alle transfertbetalingen (subsidies ; taksen) aan de orde, maar dit overstijgt deze nota.

Figuur V.2. West-Duitsland : kostprijsvergelijking tussen kerncentrales en steenkoolcentrales

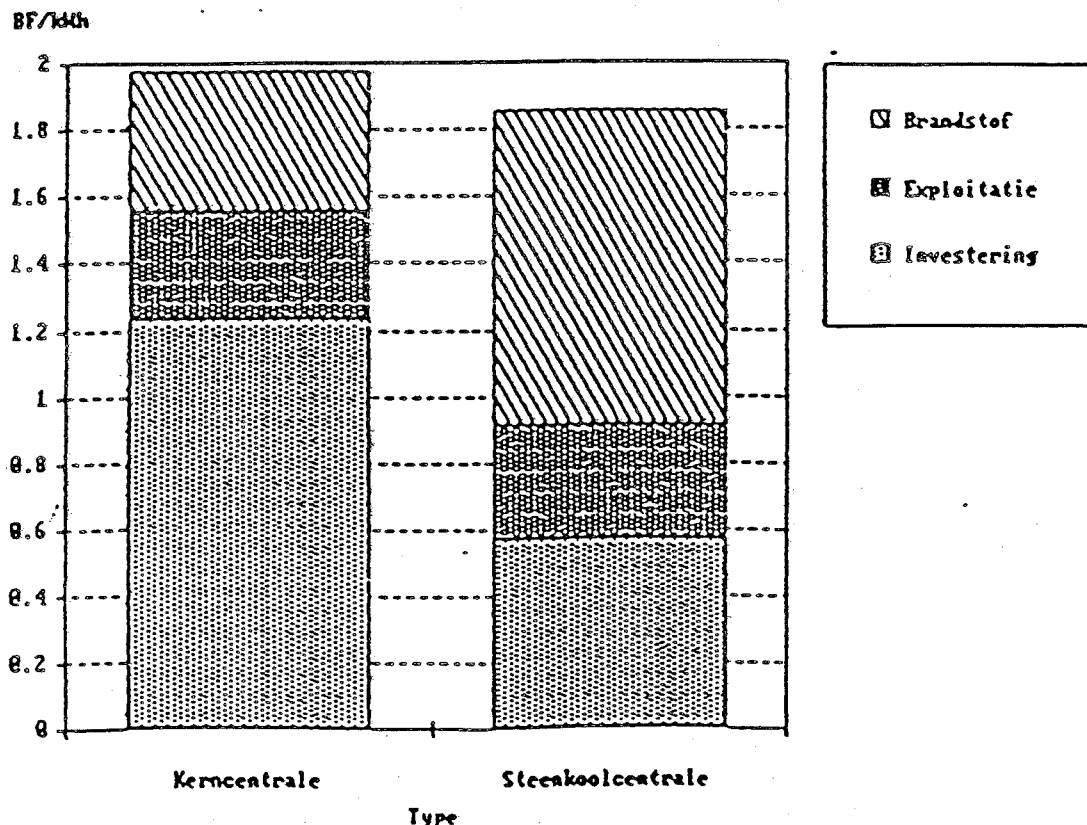


Bron : Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW)
August 1987.

e. België

In figuur V.3 worden de Duitse VDEW-cijfers nog verder vertaald naar een relevante vergelijkingsbasis voor de Belgische situatie. De vaste kosten van de Duitse centrales in Pf/kWh worden omgezet naar Bfr/kWh. De taksen worden hier niet in de kostprijsvergelijking weerhouden. De brandstof- en aanverwante kosten van de Duitse kostprijsvergelijking worden door de gegevens van het uitrustingsplan vervangen. Dit betekent dat de nucleaire brandstofterm nu op 0,400 Bfr/kWh gezet wordt t.o.v. 0,545 Bfr/kWh (2,7 Pf/kWh) in Duitsland en de kolenterm op 0,845 Bfr/kWh (op basis van 92 Bfr/GJ - ingevoerde steenkool) + 0,101 Bfr/kWh aanverwante kosten.

Figuur V.3. België : kostprijsvergelijking tussen kerncentrales en steenkoolcentrales op basis van Duitse bouw- en exploitatiekosten



Bron : SESO, op basis van Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW), August 1987 en het uitrustingsplan van het Beheerscomité van de Elektriciteitsondernemingen, 1987.

Na deze bewerkingen blijft er nog steeds een verschil van ongeveer 6 % (0,12 Bfr/kWh) in het voordeel van de kolencentrales. Een nucleaire-kWh kost 1,97 fr en een kolen-kWh 1,85 fr. Indien we de hoge brandstofprijsontwikkeling van het BCEO-plan aannemen worden de produktiekostprijzen (exclusief taksen) 2,01 fr/kWh voor een kerncentrale, respectievelijk 1,90 fr/kWh voor een kolencentrale.

Uit de bovenstaande figuren leest men ook af dat de brandstofterm in de kolen-kWh kostprijs ongeveer 50 % beslaat t.o.v. in een nucleaire centrale ongeveer 25 %. De kolen-kWh is dus gevoeliger aan de ontwikkeling van de brandstofprijzen. Men verwacht echter dat de kolen niet sterk in prijs zullen stijgen in de toekomst¹.

Behalve de kolenprijs zijn de andere kostenelementen van een kolencentrale goed onder controle. Hetzelfde kan niet beweerd worden van een kerncentrale. De aanmaak van nucleaire brandstof geeft eerder dalende prijzen te zien (uranium en verrijking). De voorspellingen van opwerkingskosten en kosten van langdurige stockage van het afval zijn meer betwistbaar.

Onderdeel hiervan zijn de uiteindelijke ontmantelingskosten, die slechts met grote onnauwkeurigheid gekend zijn².

¹ "the current background of traded steam coal prices in the region of \$30-\$40 per tonne and perceptions of the availability of very large amounts of coal in the future at less than \$50 per tonne at current prices" (EVANS & BULLEN, o.c., p.1).

² In de BCEO-uitrustingsplannen wordt een cijfer voor de ontmantelingskosten van 12 % van het investeringsbedrag (zonder intercalaire intresten) gehanteerd. Dit cijfer wordt verdisconteerd tot ongeveer 1 % van het investeringsbedrag en zo in de kosten calculatie opgenomen. Prof. Hoste en Jaumotte stellen in hun laatste rapport ("Thermo-nucleaire elektriciteitsproduktie na de ramp van Tchernobyl. Aanpassing in 1987 van het rapport van de Evaluatiecommissie inzake kernenergie", December 1987), als één van hun aanbevelingen: "het berekenen van de hoeveelheid afval dat moet worden opgeslagen als gevolg van het ontmantelen van kern-centrales". Men heeft nog geen inschatting gemaakt van wat een ontmanteling fysisch meebrengt, maar men stelt wel al een kostprijscijfer

De kosten van de nucleaire nalatenschap worden in de huidige voorstelling van zaken geminimaliseerd door het toepassen van een 8,6 % actualisatievoet op bedragen die in de verre toekomst zullen optreden. De reductie van alle aspecten van het probleem tot een simpele kostenrekening, en de actualisatie over zeer lange termijn, steunen op een welbepaalde maatschappijvisie en op aanvechtbare hypothesen (bv. continuïteit van de kapitaalmarkten). De besluitvorming krijgt hier onvermijdelijk een politieke dimensie (verdeling tussen welvaart en welzijn ; verdeling tussen de huidige en de toekomstige generaties ; verdeling van baten en risico's over de bevolking, enz...).

Internationale kostprijsvergelijkingen zijn moeilijk en meestal op één of ander punt aanvechtbaar. Toch is de ervaring van West-Duitsland leerrijk, omdat in dit land kern- én kolencentrales gebouwd worden, in een voor Europese maatstaven open markt.

De internationale ervaring leert dat men de keuze tussen kern- en kolencentrales niet kan steunen op een loutere kostprijsvergelijking. Géén van beide technologieën is systematisch en significant beter dan de andere wat de kostprijs van de kWh betreft. Andere aspecten moeten de keuze bepalen.

V.3. Bespreking van een aantal nieuwere produktiemiddelen

In de voorgaande paragraaf werd alle aandacht gericht op de conventionele poedersteenkolen technologie, omwille van twee redenen: de beschikbaarheid van in de praktijk geverifieerde informatie, en het belang van de steenkool als brandstof voor de opwekking van basislastelektriciteit.

De beperking van de studie tot gekende en beproefde technologieën is niet wenselijk. Van een kapitaalkrachtige en goed georganiseerde sector zoals de elektriciteitssector, kan verwacht worden dat nieuwe ontwikkelingen op systematische en continue

voorop. De wereld op zijn kop ?

wijze geanalyseerd en geëvalueerd worden. In de meeste landen worden innoverende concepten en technieken inzake elektriciteitsproduktie ook gedemonstreerd door de elektriciteitsproducenten.

Een uitrustingsplan zou moeten begeleid worden door deelrapporten waarin de in ontwikkeling en in demonstratie zijnde produktie-technologieën ingeschat worden. Uiteindelijk moet men aan een capaciteitsbehoefte voor de tweede helft van de jaren '90 voldoen. Wanneer men op een wetenschappelijke wijze te werk gaat bij de uitwerking van een uitrustingsplan zal men rekening houden met de waarde die een uitstel van beslissing kan hebben. In de eerste helft van de jaren '90 kan men de nieuwe technologieën met korte bouwduur nog beslissen indien de keuzeruimte niet volledig bezet wordt door DOEL 5.

Van de nieuwe produktievormen wordt verwacht dat ze:

- milieuvriendelijk zijn
- geen grote risico's inhouden
- energiebesparend zijn
- flexibel in te passen en aan te wenden
- ...

Dit zijn duidelijk andere accenten dan de vroegere, waarbij schaalvergroting en overgang op kernenergie de toon aangaven.

In deze paragraaf worden de meest gekende nieuwe produktie-technieken (meestal oudere technieken die nu nieuwe aandacht krijgen) kort besproken. Soms wordt hierbij verwezen naar cijfers en uitspraken van het BCEO-plan dat een eerder conservatieve houding inneemt t.o.v. de nieuwe ontwikkelingen.

Achtereenvolgens worden behandeld: wervelbedverbranding, STEG-eenheden, kolenvergassing, motoren. We hebben noch de middelen, noch de tijd deze onderwerpen uit te diepen.

a. Wervelbedverbranding

De belangstelling voor de wervelbedverbranding is in de eerste helft van de jaren '80 sterk toegenomen. Men was op zoek naar milieuvriendelijke kolenverbrandingstechnieken en naar alter-

natieven voor de dure rookgaszuivering van de klassieke poederkolencentrales.

In de loop van de jaren '80 werden de vroegere procédé's aangevuld met nieuwe concepten zoals het 'circulerend bed' en het 'wervelbed onder druk'. In een aantal landen evalueert men nu de ervaring van de opgestarte demonstratieprojecten. Bij wijze van voorbeeld worden in Tabel V.3 de Duitse projecten van meer dan 50 ton stoom/uur vermeld.

Tabel V.3. Duitse wervelbedprojecten

Anlage	Leistung t/h	FD-Zustand bar/°C	Zü	System	IBS Jahr
Lünen	50	63/480		zirk.	1982
Afferde	140	120/530		stat.	1983
Flensburg I	150	95/535		zirk.	1985
Duisburg	270	145/535	x	zirk.	1985
Papierfabrik Köhler, Oberkirch	100	116/535		zirk.	1986
FK Kassel (*)	180	70/500		zirk.	1988
Bayer Leverkusen	140	150/580		zirk.	1988
EV Offenbach	2x110	115/535		zirk.	1988
Wachtberg (*)	2x175	195/530	x	zirk.	1988
Gainsburg	150	74/500		zirk.	1988
Flensburg II	150	95/535		zirk.	1988
VW Wolfsburg HKW Nord	2x200	110/535		zirk.	1988/89
Wuppertal	2x170	200/535	x	zirk.	1989
Saarbrücken Römerbrücke	125	114/535		zirk.	1989
Köln Merkenich (*)	300	145/510		zirk.	1989
Pforzheim	75	143/540	x	zirk.	1989

(*) Brennstoff: Braunkohle					

Wirbelschicht-Dampferzeuger > 50 t/h Dampfleistung in der Bundesrepublik Deutschland (in Betrieb und bestellt)

Bron: A. BALD & J. BEER, "Heizkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland - Trends - Projekte - Technik", Fernwärme International.

Met deze lijst van realisaties zal in de loop van de eerste helft van de jaren '90 de betekenis van de wervelbedtechnologie voor de elektriciteitsproduktie duidelijk worden.

Als voorlopige balans geldt dat de technologie wel de verwachtingen inzake emissiebeperkingen inlost. Echter, het netto elektrisch rendement van de wervelbedcentrale blijft beneden 38 %. Schaalvergroting en standaardisatie zijn ook nodig om de investeringskostprijs per kW te drukken.

b. STEG

Ook de STEG (Stoom en Gas centrale) techniek is een oude bekende, vooral voor de elektriciteitsproducenten die ook afstandsverwarming verzorgen. Aan de uitlaat van een gasturbine wordt een afgassenketel geplaatst waarin stoom opgewekt wordt om een stoomturbine te voeden. In stadsverwarmingssystemen is deze stoomturbine dan een tegendrukturbine zodat de restwarmte van het proces nuttig kan aangewend worden.

In produktieparken die alleen op elektriciteit afgestemd zijn werden gasturbines tot voor kort bekeken als pieklast of reservegroepen. Het rendement van de gasturbine was laag en haar beschikbaarheid liet te wensen over. Onder leiding van de vliegtuigmotorenindustrie werden steeds betere en grotere gasturbines ontwikkeld. De elektriciteitssector volgde hier met ca. een decennium achterstand. De technologische groei in de stationnaire gasturbines (elektriciteitsopwekking) is in Tabel V.4 weergegeven.

Tabel V.4. Technologische ontwikkeling in stationnaire gasturbines

periode	schaal MW	netto elektrisch rendement (*)	inlaat temperatuur °C
1955-1970	10- 25 MW	< 30 %	900
1970-1990	50-100 MW	32 %	1100
1990-2000	135-150 MW	35 %	1250
ca. 2000	ca.200 MW	37 %	1350

* gemeten onder standaardcondities (baremeterdruk; buitentemperatuur van 15°C)

Bron: EPRI.

De derde generatie gasturbines (35 % rendement/1250°C) wordt nu beschikbaar gemaakt door 4 wereldconsortia: ABB (Asea Brown Boveri), GE (General Electric), Siemens-KWU, Westinghouse-Mitsubishi. GE test haar 135 MW 7F (35 % - 2300°F/1260°C) sinds juni 1987.

Ook de gasturbine is het belangrijkste gedeelte van een combi- of STEG-centrale waarin een stoomturbine nageschakeld wordt. Wanneer deze stoomcyclus ook van technisch hoogstaande kwaliteit is, worden globale rendementen van 48 à 50 % netto gehaald en rekent men met de vierde generatie gasturbines op rendementen van 50 à 52 %. Een overzicht van het aanbod van ABB wordt in tabel V.5 getoond. Uit deze tabel leest men ook de modulaire opbouw van de STEG-centrales af, waarin één tot vier gasturbines in parallel opgesteld worden met één nageschakelde stoomturbine.

Tabel V.5 Prestatiekenmerken van ABB-STEG centrales
(aardgasgestookt)

Model	Vermogens MW			Netto-elektrisch rendement t.o.v. onderste verbrandingswaarde % (*)
	Gas- turbine	Stoom turbine	Totaal	
KA 8-1	44,8	24,8	69,6	46,7
KA 8-2	89,6	50,7	140,3	47,1
KA 8-3	134,4	76,9	211,3	47,3
KA 8-4	179,2	103,0	282,2	47,4
KA11-1	69,5	40,9	110,4	47,1
KA11-2	139,0	83,4	222,4	47,4
KA11-3	208,4	126,0	334,4	47,5
KA11-4	277,9	168,6	446,5	47,6
KA13E-1	141,1	74,3	215,4	49,4
KA13E-2	282,2	152,5	434,7	49,8

* Rendement gemeten onder standaardcondities

barometerdruk: 1,013 bar

omgevingslucht: 15 °C; 60 % relatieve vochtigheid

stoomcondensor: watergekoeld met 0,04 bar vacuum

Bron: Asea Brown Boveri

De gegevens betreffende de gascycli in het BCEO-plan (bijlage 3) worden kort vergeleken met de gegevens die men in de literatuur terug vindt. De opgegeven investeringsbedragen in het BCEO-plan zijn in overeenstemming met buitenlandse cijfers (Nederland). Alléén de aansluitingspenalisatie van een 300 MW steg (nl. 3275 fr/kW) lijkt ons overschat in vergelijking met de waarde voor DOEL5 gehanteerd (5265 fr/kW). Als stockeringskosten worden bedragen tussen 83 en 92 fr/kW-jr vermeld. Als men dit toepast op een steg-eenheid van 300 MW betekent dit 25 miljoen fr/jaar. Ziet men dit bedrag vooral als intrestbetaling op gestockeerde brandstof dan betekent dit dat men een voorraad voor ca. 3 maand volcontinu produktie aanhoudt. In dit verband komen er twee vragen op: moeten deze kosten niet eerder in de brandstofterm verrekend worden?, en zijn deze hoge kosten nog verantwoord in de toekomst-

stige aardgasmarkt (diversiteit van bronnen; lange termijn contracten)?

De geschatte rendementen van de gasturbines lijken ons in het BCEO-plan aan de lage kant. Voor een 100 MW-gasturbine stelt men 30 % (1200 kJ/kWh) voorop, t.o.v. 32 à 33 % volgens andere bronnen. De 300 MW-STEG heeft een 48 % rendement (7500 kJ/kWh) t.o.v. 49 à 50 % volgens andere bronnen. Als men bedenkt dat het BCEO-plan gasturbines voor de jaren '90 voorziet, zijn de rendementen eerder onderschat.

De STEG-formule betekent een elektrische centrale die qua investering per kW ca. 1/3 bedraagt van een nucleaire centrale, en die een omzettingsrendement heeft dat ca. 50 % hoger is. Anders gesteld: met de opgegeven prijzen van de centrales van het BCEO-plan levert een 300 MW-STEG centrale een goedkopere kWh dan DOEL 5 zolang de gasprijs beneden ca. 190 fr/GJ blijft.

De STEG-optie wordt dan ook slechts door één belangrijk probleem bezwaard: hoe gaat de aardgasprijs in de toekomst evolueren? of m.a.w. zal de gasprijs lager blijven dan ca. 200 fr/GJ of dit niveau terug overstijgen?

Men kan deze vraag in 1988 nooit met zekerheid beantwoorden: men kan trachten zo goed mogelijk de marktontwikkelingen te voorzien, en men kan nagaan welke alternatieven er bestaan indien de aardgasprijs gevoelig hoger dan 200 fr/GJ zou komen te liggen.

c. Kolenvergassing

Gelet op de onzekere evolutie van de aardgasprijs in de toekomst wordt de STEG-formule in de Verenigde Staten dikwijls als een eerste fase gezien van een alternatieve steenkolenoptie. Zolang aardgas goedkoop is zou men de STEG gebruiken met aardgas (rendementen: 48 à 50 %). Prijst aardgas zich uit de markt van de elektriciteitsproduktie dan wordt vóór de STEG-centrale een kolen vergasser geplaatst.

Het vergassen van kolen is een oude aktiviteit die praktisch overal verlaten werd. De nieuwe kolenvergassingstechnologie wordt nu aangevoerd door vier ondernemingen:

British Gas Lurgi

Shell

Prenflo

Texaco.

Het Texaco procédé wordt sinds medio 1984 getest (120 MW-groep kolenvergassing-Stegcentrale te Daggett, Californië). De beschikbaarheid van de installatie nam toe van 50 % in 1985 over 57 % in 1986, naar 70 % in 1987 om de laatste zes maanden van 1987 zelfs 85 % te bedragen. Men voert testen uit met diverse kolensoorten. Het rendement van de koolstofomzetting bedraagt 97 à 99 %. In de vergassing wordt 96 à 98 % van de zwavel uit de kolen verwijderd tot een commercieel verkoopbare kwaliteit. Naast deze zuivere vorm van ontzwaveling biedt de vergassing als voordeel dat de kolenreststoffen verglaasd worden die niet uitloogbaar zouden zijn. Met de voorgestelde technologie zou men dus zowel de primaire als de secundaire problemen van de aanwending van steenkolen oplossen.

(bron: EPRI-Journal, September 1988).

De optie kolenvergassing-STEG vergelijkt men meestal met een conventionele 600 MW-steenkolencentrale. [Uit V.2 kan men besluiten dat de 600 MW-steenkolen centrale elektriciteit levert tegen een kostprijs die praktisch gelijk is aan deze van kerncentrale.] Enkele besluiten uit een (vertrouwelijke) opdrachtstudie terzake in Nederland uitgevoerd leert het volgende:

- * een kolenvergassing-STEG centrale wordt modulair opgebouwd. Voor 600 MW vermogen kan men 2 x 300 MW STEG groepen rekenen (met 3 of 4 gasturbines) en 4 vergassingsmodules van ca. 1300 ton steenkolen/dag. Modulaire opbouw verhoogt de bedrijfszekerheid en maakt kostenspreiding in de tijd mogelijk.
- * qua investering per kW rekent men voor dat de vergassing-STEG cyclus ca. 5 à 15 % meer zou kosten dan de poederkolencentrale.
- * het totaal elektrisch rendement van de vergassing-STEG oplossing zou nog 2 à 10 % hoger liggen dan van de conventionele oplossing, niettegenstaande het energieverbruik van

het vergassingsproces (voor de STEG werd gerekend met een derde generatie gasturbine: zie tabel V.4).

- * Samengevat, met schat de kWh-kostprijs van de vergassing-STEg cyclus ca. 5 à 10 % hoger dan van de conventionele poederkolencentrale. Deze prijs betreft alleen de kosten van de elektriciteitsopwekking en houdt géén rekening met het verschil in milieugevolgen van beide technologieën.

De nieuwe technologie van de kolenvergassing moet met aandacht gevolgd worden. De Belgische aanwezigheid in deze ontwikkeling kan misschien verhoogd worden.

d. Motoren

Gas- en dieselmotoren komen slechts in beperkte mate aan bod in de centrale elektriciteitsvoorziening. Zij hebben een aantal belangrijke voordelen (lage investeringskosten, grote gebruiksflexibiliteit, hoog rendement), maar kennen ook het specifieke nadeel van brandstofgebonden te zijn.

De motoren worden hier pro memorie vermeld als produktiemiddel in kleinschalige warmte-kracht projecten. Men kan motor-generator-groepen kopen van enkele kW tot enkele honderden kW in standaarduitvoering. Zelfs bij een schaal van 20 kW blijft de prijs lager dan 30.000 fr/kW voor een all-in opstelling met automatische regeling en warmtewisselaars inclusief.

Zoals in hoofdstuk IV vermeld, kan de warmte-kracht produktie een betekenisvolle plaats in de elektriciteitsvoorziening veroveren wanneer regelgeving en tarificatie een grotere concurrentie in de elektriciteitsmarkt toelaten.

Het nieuwe evenwicht tussen centrale en decentrale elektriciteitsproduktie in een meer vrije elektriciteitsmarkt zal kostenverlagend zijn voor de elektriciteitsvoorziening.

Hoofdstuk VI. De milieu-impact van elektriciteitsproductie

Elektriciteit produceren kost geld, en ieder van ons wenst dan ook dat elektriciteit zo goedkoop mogelijk geproduceerd wordt. De vraag is echter of het kosten criterium onder alle omstandigheden voorrang moet krijgen op andere mogelijke criteria. Hierop bestaat geen pasklaar antwoord : veel hangt af van de waarden die men belangrijk vindt. Wij zijn alleszins van mening dat het roekeloos zou zijn absolute prioriteit te geven aan het kosten criterium. De (potentiële) neveneffecten van elektriciteitsproductie - en dat zijn per definitie effecten die niet in de kostprijs van elektriciteitscentrales zijn vervat - zijn immers talrijk en kunnen een negatieve weerslag hebben op het leven van de huidige en de toekomstige generaties.

In hetgeen volgt onderzoeken we :

- (1) wat de belangrijkste neveneffecten zijn van elektriciteitsproductie;
- (2) hoe we die effecten moeten evalueren;
- (3) op welke manier het uitrustingsplan 1988-1998 rekening houdt met die neveneffecten.

VI.1. De neveneffecten van elektriciteitsproductie

a. De in overweging genomen systemen

In het recente verleden heeft men voor nieuwe (basislast) centrales in hoofdzaak gekozen tussen nucleaire en kolengestookte centrales. Andere centrales bleken ofwel te experimenteel, ofwel te klein qua vermogen. Waarschijnlijk blijft ook in de nabije toekomst de keuze tot die twee types centrale beperkt. We vergelijken in het volgende dan ook enkel de nucleaire elektriciteitsproductie met de elektriciteitsproductie op basis van kolen.

b. De vergelijkingsbasis

Het is gangbaar om als basis van vergelijking de hele brandstofcyclus te nemen³. De voornaamste etappes van de brandstofcyclus (voor beide systemen) worden weergegeven in figuur VI.1

Figuur VI.1. Voornaamste etappes van de brandstofcyclus

	Ontginning van de ertsen	
	Bewerking van de ertsen tot bruikbare brandstof	
	Transport en opslag van de brandstof	
	Omzetting van de brandstof in elektriciteit	
	Behandeling van de brandstofresten	

Vele neveneffecten hebben te maken met de etappe 'omzetting van de brandstof in elektriciteit'. Het is nuttig hierbij onderscheid te maken tussen verschillende activiteiten (zie figuur VI.2).

Figuur VI.2. Omzetting van brandstof in elektriciteit

	* Werking en onderhoud van de centrale	
	* Opwekking van elektriciteit	
	* Ontmanteling van de centrale	

³ Cfr. A.V. COHEN & D.K. PRITCHARD, Comparative risks of electricity production systems : a critical survey of the literature, London, HMO Stationary Office, Health and Safety Executive, 1980; J. HOLDREN, A critical review of some comparative environmental assessments of energy technologies, Paris, OECD, 1981; W. RAMSAY, Unpaid costs of electrical energy. Health and environmental impacts from coal and nuclear power, Baltimore, John Hopkins University Press for Resources for the Future, 1979.

c. Neveneffecten van kolen-elektriciteitsproductie

Wat de kolen-brandstofcyclus betreft situeren de neveneffecten zich vooral in de etappe 'ontginning' (met name : gezondheidsrisico's van mijnbouw, en landschapsaantasting), en in de etappe 'omzetting tot elektriciteit' (met name luchtverontreiniging door stof, SO_2 , NO_x , CO_2). Een en ander wordt weergegeven op Figuur VI.3.

Figuur VI.3. Voornaamste neveneffecten in een kolencyclus

<u>Etappe/activiteit</u>	<u>Neveneffect</u>
Ontginning	Beroepsziekten Beroepsongevallen Verstoring landschap
Bewerking	/
Transport en Opslag	Treinongevallen
Omzetting	
* Werking en Onderhoud	Routine risico's
* Opwekking	Luchtverontreiniging (stof, SO_2 , NO_x , CO_2)
* Ontmanteling	/
Afvalbehandeling	Verwerking restprodukten

d. Neveneffecten van nucleaire elektriciteitsproductie

Wat de nucleaire brandstofcyclus betreft situeren de neveneffecten zich vooral in de etappes 'omzetting tot elektriciteit' (met name : reactorveiligheid, en ontmanteling van hoge stralingszones), en in de etappe 'afvalbehandeling' (met name : transport, opslag en eventueel heropwerking van

radioactief afval). Een en ander wordt weergegeven in figuur VI.4.

Figuur VI.4. Voornaamste neveneffecten in een nucleaire cyclus

<u>Etappe/activiteit</u>	<u>Neveneffect</u>
Ontginning	Beroepsziekten Beroepsongevallen Radon-diffusie
Bewerking	Opslag verrijkingsafval
Transport en opslag	'Yellowcake' en hexafluoride transport
Omzetting	
* Werking en onderhoud	Routine risico's Risico's i.v.m. werk in hoge stralingszones
* Opwekking	Reactorveiligheid
* Ontmanteling	Hoge stralingszones
Afvalbehandeling	Heropwerking, transport, en opslag van nucleair afval

e. De schade veroorzaakt door neveneffecten

Veel moeilijker dan het opstellen van de lijst met (potentiële) neveneffecten is het berekenen van de schadelijkheid van de effecten. De schade valt doorgaans niet rechtstreeks af te leiden uit een beschrijving van het effect. Bijvoorbeeld : het is bekend dat, afhankelijk van de calorische waarde van de steenkool en de thermische efficiëntie van de centrale, tussen 2 en 3 miljoen ton steenkool per jaar nodig zijn om een 1000 MW(e) centrale met een

belasting van 75 % te bevoorraden⁴. Om de gezondheidsrisico's die met de ontginning van dergelijke hoeveelheden steenkool verbonden zijn te schatten, dient men over statistieken i.v.m. beroepsziekten en beroepsongevallen in steenkoolmijnen te beschikken. Welnu, de schattingen die men in de literatuur terugvindt lopen sterk uiteen (zie tabel VI.1). De verklaring hiervoor is dat de cijfers slaan op verschillende landen, verschillende periodes en verschillende mijnbouwmethodes.

Tabel VI.1. Jaarlijkse gevolgen van steenkoolmijnbouw nodig om een 1000 MW(e) centrale te bevoorraden
(spreiding van de schattingen uit de literatuur)

Stoflong (gevallen)	0.41 - 48	
Stoflong (doden)	0 - 7	
Beroepsongevallen (verwondingen)	24.6 - 1039	
Beroepsongevallen (doden)	0.33 - 2.13	

Bron : A.V. COHEN & D.K. PRITCHARD, o.c., p. 10.

Voor een aantal neveneffecten heeft men niet enkel te doen met onzekere, maar ook met ontbrekende informatie. Dit is bijvoorbeeld het geval voor luchtverontreiniging. Om de schadelijkheid van diverse verontreinigende componenten te kennen, moeten we de emissies omzetten in schade aan mensen (bronchitis, e.d.), schade aan dieren (vissterfte, e.d.), schade aan gebouwen (aantasting van kathedralen, e.d.), enzovoort. De emissies zijn doorgaans goed gekend, maar hun omzetting in schade is uiterst lastig : veel cruciale informatie over transformatie van de uitgestoten stoffen in de atmosfeer (omvorming tot zure neerslag, e.d.), over oorzaak-gevolg mechanismen (verband tussen zure neerslag en bossterfte, e.d.), enzovoort, ontbreekt.

⁴ Cfr. G. ERREYERS, From coal to electricity. Description of major side-effects, Antwerpen, UFSIA-SESO, rapport 84/159, 1984, p. 2.

f. De lange termijn effecten

Zeker wat betreft de neveneffecten met een lange levensduur is de onzekerheid zeer groot. Twee problemen verdienen in dit verband speciale aandacht : het CO₂-probleem⁵ en het probleem van het hoog-radioactieve afval⁶. Bij de verbranding van fossiele brandstoffen komen enorme hoeveelheden CO₂ in de atmosfeer terecht, en dat leidt tot een trage maar zekere toename van het CO₂-gehalte van de atmosfeer. Hierdoor zou de oppervlakte-temperatuur van de aarde kunnen gaan stijgen met als mogelijke nare gevolgen dat de ijskappen zouden smelten, het waterpeil van de oceanen zou stijgen, enzovoort. Het probleem van het hoog-radioactieve afval is van een heel andere aard. Hier gaat het om uiterst gevaarlijke stoffen die weliswaar in relatief beperkte hoeveelheden worden geproduceerd maar duizenden jaren radioactief blijven. Het probleem is hoe die stoffen op een veilige manier wegbergen (radioactiviteit kan immers niet vernietigd worden). Tot op vandaag is een waterdichte methode nog niet gevonden.

VI.2. De evaluatie van de neveneffecten

a. Het evaluatieprobleem

Zodra men zicht heeft gekregen op de verschillende neveneffecten en de schade die ze teweegbrengen, moet men trachten tot een globaal beeld te komen. Als men alles op een rijtje zet, welk systeem produceert dan de meeste neveneffecten ?

Dit is een uiterst moeilijke vraag. De schade die wordt toegebracht is immers zeer divers : het gaat om risico's voor de menselijke gezondheid, bedreiging van de natuur, aantasting van

⁵ Cfr. H. BERNARD, The greenhouse effect, New York, Harper & Row, 1980; G.I. MACDONALD (Ed.) The long-term impact of increasing atmospheric carbon dioxide levels, Cambridge (Mass.), Ballinger, 1982.

⁶ Cfr. R. LIPSCHUTZ, Radioactive waste. Politics, technology and risk. A report of the Union of Concerned Scientists, Cambridge (Mass.), Ballinger, 1980.

gebouwen, enzovoort; bovendien is sommige schade onmiddellijk waarneembaar, terwijl ander schade zich slechts na verloop van tijd manifesteert. Men zou dus over een methode moeten kunnen beschikken om appels en peren bij elkaar op te tellen.

Tegenover dit probleem zijn twee houdingen mogelijk : ofwel gaan we ervan uit dat we alle schade op een en dezelfde noemer kunnen brengen, ofwel gaan we ervan uit dat we dat niet kunnen doen. In het eerste geval komt het er meestal op neer dat we de schade in geld trachten uit te drukken⁷. Dit biedt als voordeel dat we de eigenlijke kostprijs van de elektriciteitsproduktie en de schade die eruit voortvloeit in dezelfde eenheid uitdrukken, en dus de totale maatschappelijke kosten van de produktie van elektriciteit kunnen berekenen. De vergelijking van twee verschillende produktiesystemen wordt daarmee vereenvoudigd tot een vergelijking van twee getallen. In het tweede geval is de vergelijking veel moeilijker : het probleem heeft dan immers verschillende, niet tot elkaar herleidbare dimensies. Om in die omstandigheden tot een beslissing te komen, moet men een expliciet waarde-oordeel vellen.

b. De monetaire evaluatiemethode

Ernstige pogingen om alle neveneffecten van nucleaire en kolen-elektriciteitsproduktie in geld uit te drukken zijn de 'Total Social Cost Analysis' (TOSCA) studie, die is uitgewerkt voor de Verenigde Staten, en de meer recente 'Soziale Kosten des Energieverbrauchs' studie, toegepast op de Duitse situatie⁸. Goede bedoelingen vormen evenwel geen afdoende remedie tegen fundamentele tekortkomingen. En die zijn er. Een eerste tekortkoming is de onvoldoende kennis van de schade in niet-

⁷ Maar dit is geen absolute noodzaak : er is bijvoorbeeld een poging geweest om de schade in termen van 'risico' uit te drukken; cfr. H. INHABER, Risk of energy production, Ottawa (Ontario), Atomic Energy Control Board, 1978.

⁸ Cfr. L. GAINES, R.S. BERRY & T.V. LONG, TOSCA : The total social cost of coal and nuclear power, Cambridge (Mass.), Ballinger, 1979; Olav HOHMEYER, Soziale Kosten des Energieverbrauchs. Externe Effekte des Elektrizitätsverbrauchs in der Bundesrepublik Deutschland, Berlin, Springer Verlag, 1988.

monetaire termen (zie VI.1(e-f)). Dit is geen tekortkoming van de methode alsdusdanig, maar een 'technische' onvolkomenheid die toch voor gevolg heeft dat de resultaten van de methode erg onbetrouwbaar worden. Een tweede grote tekortkoming betreft de prijs die aan de verschillende schadecategorieën wordt toegekend. In de TOSCA-studie bijvoorbeeld stelt men de waarde van een mensenleven gelijk aan 1 miljoen \$ (\$ van 1974)⁹. Dit soort getallen zal altijd betwistbaar zijn; sommigen zullen zelfs niet aarzelen om het toekennen van een geldelijke waarde aan een mensenleven immoreel te noemen. Een derde fundamentele tekortkoming is het verdisconteren van lange termijn effecten. Zelfs een kleine discontovoet maakt dat lange termijn schade een miniem gewicht krijgt, terwijl er misschien redenen zijn om precies dat soort schade erg belangrijk te vinden.

Een en ander betekent dat het resultaat van een monetaire evaluatie-oefening grotendeels afhankelijk is van een aantal aanvechtbare keuzen. Naargelang de keuze valt de vergelijking nu eens in het voordeel van het ene en dan weer in het voordeel van het andere systeem uit, zoals de auteurs van de TOSCA-studie zelf onderstrepen :

"There is no permanent answer to the optimal mix of power plants in the way a formal mathematical problem has an answer. Our conclusions concern the nature of the answers to our question. TOSCA tells us that the optimal mix of fossil and nuclear plants is a sensitive function of capital and fuel costs, [and] that it depends on ethical judgments such as whether or not to discount human life (...)." ¹⁰

Andere tekortkomingen van de methode slaan op het verwaarlozen van bepaalde aspecten van schade¹¹. Meestal beperkt een monetaire evaluatiemethode zich tot het in rekening brengen van de gemiddelde (of verwachte) schade. Hierdoor kan men weinig aandacht schenken aan aspecten als :

- 1) de grootte van de ergst mogelijke gebeurtenis;

⁹ GAINES, BERRY & LONG, o.c., pp. 21-22.

¹⁰ Ibid., p. 87.

¹¹ Cfr. J. HOLDREN, o.c., p. 11.

- 2) de verdeling van de schade in de ruimte en in de tijd, en over verschillende bevolkingsgroepen;
- 3) de mate waarin de schade kan voorkomen worden;
- 4) de mate van irreversibiliteit van de schade;
- 5) de mate van onzekerheid.

Dergelijke overwegingen sporen ons ertoe aan andere evaluatiemethodes nader te bekijken.

c. Niet-monetaire evaluatiemethodes

Niet-monetaire evaluatiemethodes vertekken van het standpunt dat we het probleem vanuit verschillende invalshoeken moeten bekijken. Op die manier vermijden we wel een aantal tekortkomingen van de vorige methode, maar halen we ons andere moeilijkheden op de hals : welke invalshoeken kiezen, en hoe tot een globaal besluit komen ? De enige houding die hier aanvaardbaar lijkt is die van de openheid : we dienen expliciet te vermelden welke criteria we belangrijk vinden, en als die tot tegenstrijdige conclusies leiden, dienen we duidelijk aan te geven aan welk criterium we het grootste gewicht hechten.

In een studie verschenen in 1979 heeft Ramsay getracht een dergelijke niet-monetaire evaluatiemethode uit te werken¹². Ramsay vertrekt van de veronderstelling dat de volgende waarden belangrijk zijn voor het probleem in kwestie :

- 1) het behoud van gezondheid;
- 2) de bescherming van de natuur en de hulpbronnen;
- 3) het vermijden van catastrofes;
- 4) de rechtvaardigheid.

Volgens Ramsay vallen de eerste twee waarden in het voordeel uit van nucleaire energie, en de twee laatste in het voordeel van kolen-energie; een patstelling dus. Op dit punt gekomen deinst Ramsay er echter voor terug om nog verder te gaan op het ingeslagen pad : hij weigert aan te geven welke waarden hij het belangrijkste vindt. Hij concludeert dan ook de meest voorzichtige strategie erin bestaat niet alles op één paard te wedden :

¹² W. RAMSAY, Unpaid costs of electrical energy. Health and environmental impacts from coal and nuclear power, Baltimore, John Hopkins University Press for Resources for the Future, 1979.

"(...) our safest bet at present - given the current problem of cost and feasibility of renewable, clean energy sources and the difficulties of recreating a whole new technology at some future time - is to maintain and propagate a mixture of coal and nuclear electrical generation capacity."¹³

d. Kwalitatieve in plaats van kwantitatieve criteria

Een niet-monetaire evaluatiemethode zoals die van Ramsay staat of valt met de criteria of waarden aan de hand waarvan systemen worden vergeleken. Tegen Ramsay's waarden kan men aanvoeren dat ze slecht toepasbaar zijn : de onzekerheid omtrent een aantal neveneffecten is zo groot (cfr. VI.1) dat Ramsay slechts onder veel voorbehoud tot besluiten komt. Het zou daarom een stap in de goede richting zijn mocht men criteria hanteren die beter toepasbaar zijn.

Criteria die veeleer tot het kwalitatieve dan tot het kwantitatieve domein behoren komen hiervoor in aanmerking. In een vroegere studie¹⁴ werd getracht een aantal van die meer kwalitatieve criteria te identificeren :

- 1) de aard van de technologie : ceteris paribus is een meer eenvoudige technologische cyclus boven een meer complexe technologische cyclus te verkiezen;
- 2) de aard van de neveneffecten : neveneffecten die zich voordoen als cumulatieve en voorsnog onopgeloste problemen worden beter vermeden;
- 3) de tijdsdimensie van de neveneffecten : het is voorzichtig die neveneffecten te vermijden die een tijdshorizon hebben van meerdere duizenden jaren;
- 4) de omkeerbaarheid van de schadelijke gevolgen : ceteris paribus zijn omkeerbare boven onomkeerbare neveneffecten te verkiezen.

¹³ W. RAMSAY, o.c., p. 168.

¹⁴ Cfr. G. ERREYGERS, Coal versus nuclear, a struggle for power. Evaluation and comparison of major side-effects, Antwerpen, UFSIA-SESO, rapport 84/166, 1984, pp. 52-63.

Indien we de nucleaire en kolen-elektriciteitsproduktiesystemen toetsen aan die criteria dan valt de vergelijking in het nadeel van het nucleaire systeem uit. De nucleaire technologische cyclus is veel complexer dan de technologische cyclus op basis van kolen; hoog-radioactieve stoffen blijven nog duizenden jaren radioactief en dus gevaarlijk; en het probleem van het nucleaire afval moet als irreversibel beschouwd worden. Enkel wat betreft de cumulatieve en vooralsnog onopgeloste neveneffecten slaat de balans niet in het nadeel van het nucleaire over : tegenover het nucleaire afvalprobleem staat immers het CO₂-probleem.

e. Besluit

Aan de hand van een andere verzameling criteria zou men best tot andere conclusies kunnen komen. Toch mogen de hiervoor geformuleerde criteria niet zonder meer als arbitrair aan de kant geschoven worden : ze vertalen dieperliggende en in brede lagen van de bevolking aanvaarde waarden als 'voorzichtigheid in situaties van onzekerheid' en 'zorg voor toekomstige generaties'. Een expliciet waardeoordeel is dus nodig om ze eventueel te verwerpen.

VI.3. De milieu-impact in het BCEO-plan 1988-1998

a. De bepalingen van het regeerakkoord

De implicaties van het energiebeleid voor het milieu krijgen heel wat aandacht in het regeerakkoord¹⁵. Als algemene richtlijn geldt het volgende :

"Ons energiebeleid dient zo te worden uitgebouwd dat de behoeften aan primaire energie, de bestedingen voor energie en de negatieve milieu-effecten worden verminderd."

(Regeerakkoord, p. 38)

In verband met het elektriciteitsbeleid

¹⁵ DIENSTEN VAN DE EERSTE MINISTER, o.c.

"(...) zal de Regering het beheerscomité voor electriciteitsondernemingen vragen zo vlug mogelijk een nieuw uitrustingsplan 1988-1997 op te stellen. Dit plan zal verschillende alternatieve scenario's bevatten, zowel wat betreft de evolutie van de vraag, als wat betreft het aanbod." (ibid., p.39)

De milieu impact is een van de criteria aan de hand waarvan de scenario's zullen worden gewogen :

"Elk scenario zal worden geëvalueerd op basis van volgende criteria : totale directe kost per geproduceerde kilowattuur - hierin begrepen de kosten voor onderzoek, de verwerking en stockage van het nucleair afval en de ontmanteling van kerncentrales - de veiligheid van de uitbating, de effecten op het milieu, de industriële gevolgen, de diversificatie in de bevoorrading, alsook de prijs voor de consumenten." (ibid., pp.39-40)

Voorts blijkt uit het regeerakkoord een grote gevoeligheid voor de problematiek van de ontmanteling van kerninstallaties en het nucleaire afval :

"Binnen de perken van haar bevoegdheden zal de Regering het beleidsondersteunend onderzoek in de energiesector bevorderen en heroriënteren naar o.a. de veiligheids- en gezondheidsaspecten van de diverse energievectoren, alsook naar het probleem van het nucleair afval en de ontmanteling van de kerninstallaties." (ibid., p.41)

b. De inhoud van het BCEO-plan 1988-1998

Men mag redelijkerwijze verwachten dat het BCEO-plan dat is ingediend in oktober 1988 aan de eisen van het regeerakkoord zou tegemoetkomen. Het criterium van de milieu-impact (maar ook andere criteria) krijgt evenwel slechts een ondergeschikte plaats in het plan. De tekst is in dit verband zeer expliciet :

"De studie van dit plan beoogt het minimaliseren, van de prijs betaald door de verbruiker en in het bijzonder, door de industrieel die vanaf 1992 nog een groter concurrentievermogen binnen de gemeenschappelijke markt zal moeten bezitten.

Het aldus gestelde doel wordt nagestreefd :

- enerzijds door erover te waken de bevoorradingsbronnen van primaire energie te diversifiëren,
- anderzijds door het naleven van de bevoorradingszekerheid van de cliënteel zoals hierboven bepaald." ('Nationaal Uitrustingsplan 1988-1998', o.c., p. 4)

De milieu-impact komt enkel als 'aanvulling' ter sprake :

"Als aanvulling bij dit plan werden documenten betreffende de volgende socio-economische aspecten opgesteld : gevolgen voor het milieu, gevolgen voor de werkgelegenheid en weerslag op de betalingsbalans." (*ibid.*, p. 4)

Er wordt geen poging ondernomen om die aanvulling in het eigenlijke plan te integreren; de documenten hebben blijkbaar enkel tot doel "om de ministriële vragen betreffende bepaalde socio-economische aspecten te beantwoorden" (*ibid.*, p. 24). De milieu-impact verhuist dus resoluut naar het tweede plan.

Een tweede vaststelling is dat er in het eigenlijke plan nergens aandacht wordt besteed aan het probleem van het nucleaire afval. In het regeerakkoord staat nochtans expliciet dat de totale directe kost per geproduceerde kilowattuur de kosten voor onderzoek, verwerking en stockage van dit afval moet omvatten.

c. De milieu-annex aan het BCEO-plan 1988-1998

De gevolgen voor het milieu komen aan bod in het aanvullende 'Document A' : Kostprijs van de milieuvervuiling. Toepassingen op vijf types elektriciteitscentrales voorzien in het nationaal uitrustingsplan, geschreven door Walter Hecq (onder leiding van Prof. H. Vander Eycken), Centrum voor Politieke Economie, Université Libre de Bruxelles, sept. 1988. Het doel van deze studie is 'een balans op te maken van de milieuaantasting als gevolg van de elektriciteitsproduktie door vijf types centrales voorzien in het uitrustingsplan' en vooral om 'de milieuschade uit te drukken in BEF/kWh, met andere woorden, in dezelfde rekeneenheid van het nuttig produkt : elektriciteit' (p. 1). Het gaat hier dus duidelijk om een poging tot monetaire evaluatie van de neveneffecten.

De studie vertoont verschillende ernstige gebreken. In hetgeen volgt gaan we iets dieper in op :

1. de grenzen van het evaluatiekader;
2. de evaluatiemethode;
3. het gewicht toegekend aan het CO₂-probleem.

1. De grenzen van het evaluatiekader

Elke studie die tracht de milieu-impact van een produktiesysteem te evalueren moet ergens grenzen leggen tussen hetgeen wel en hetgeen niet in overweging genomen wordt. In de studie van Hecq zijn sommige grenzen expliciet vermeld, terwijl andere impliciet blijven.

Twee expliciete grenzen verdienen bijzondere aandacht :

- 'de begrenzing van de produktieeenheid valt samen met de begrenzing van de elektriciteitscentrale. Enkel de rechtstreeks van de site afkomstige uitstoot komt in aanmerking' (p. 1);
- 'de kosten van de schade hebben enkel betrekking op uitstoot van centrales bij normale werking' (p. 2).

Door de eerste beperking sluit men alle neveneffecten uit die te maken hebben met opwaartse en afwaartse etappes van de brandstofcyclus. In paragraaf VI.1 hebben we echter gezien dat die neveneffecten niet zonder meer te verwaarlozen zijn. Wat de kolencyclus betreft zijn er belangrijke risico's verbonden aan de ontginning; wat de nucleaire cyclus betreft mogen vooral de problemen in verband met de reactorveiligheid, de ontmanteling en het nucleaire afval niet uit het oog verloren worden. Hecq maakt er zich op een betwistbare wijze van af door te stellen dat de opwaartse effecten grotendeels buiten het nationale grondgebied vallen, en dat de afwaartse effecten (splijtstoffenbehandeling) verwaarloosbaar zouden zijn¹⁶ (p. 2n).

¹⁶ Volgens Hecq valt dit af te leiden uit de studie van W. HECQ & M. VOUCHE, "De elektriciteitsproduktie en haar weerslag op het milieu", Consensus, 1984/3-4, pp. 109-123. Deze verwijzing is op zijn minst onnauwkeurig, want de enige passage waarin het probleem van de splijtstofbehandeling aan bod komt luidt als volgt : "Bij deze studie die betrekking heeft op de werking van de eigenlijke centrales, werd geen rekening gehouden met de negatieve effecten die het gevolg zijn van de behandeling van bestraalde splijtstoffen. Een door ons onderzoekscentrum uitgevoerde raming toont dat de aldus veroorzaakte bijkomende degradaties te verwaarlozen zijn." (p. 121). Over wie de raming heeft uitgevoerd, waar ze is gepubliceerd, en dergelijke, vernemen we verder niets.

Door de tweede beperking sluit men alle neveneffecten uit die te maken hebben met (grote) ongelukken. In het verleden draaide de discussie pro of contra nucleaire energie evenwel voor een groot stuk rond de vraag met welke kans bepaalde nucleaire ongelukken zich zouden voordoen. Sinds de gebeurtenissen in Harrisburg en Tsjernobyl weten we dat die kansen niet verwaarloosbaar klein zijn. De keuze van Hecq lijkt dus ook in dit verband betwistbaar.

Naast deze expliciete beperkingen, die de draagwijdte van de studie al erg reduceren, zijn er waarschijnlijk nog een aantal impliciete beperkingen waarover de lezer geen informatie bezit. Het is bijvoorbeeld niet duidelijk hoe de evaluatie in de ruimte en in de tijd is afgebakend. Worden enkel de effecten die zich binnen de Belgische grenzen afspelen in rekening gebracht? Tot welk punt in de toekomst wordt de schade gemeten? Gebruikt men een actualisatievoet?

Het evaluatiekader blijkt dus zowel te beperkt (want teveel effecten worden bij voorbaat uitgesloten) als te vaag (want teveel beperkingen blijven onuitgelegd).

2. De evaluatiemethode

Zoals gezien is de studie een poging tot monetaire evaluatie van een aantal neveneffecten, vooral vervuiling. De normale evaluatiemethode, die de auteur de 'directe methode' noemt, bestaat erin de kost van de vervuiling gelijk te stellen aan de schadekost. Om de schadekost te kennen dient men de geldwaarde van de verschillende soorten schade te schatten. Dit is evenwel uiterst moeilijk, zoals Hecq onderstreept (pp. 11-12). Het is eerst en vooral lastig om de vervuiling in reële schade te vertalen, en vervolgens om de reële schade in monetaire termen uit te drukken.

Om die moeilijkheden te vermijden stelt Hecq een andere evaluatiemethode voor: de 'indirecte methode'. Volgens deze methode is de kost van de vervuiling gelijk aan de som van twee componenten:

- (i) de kost van de maximale milieubescherming die technisch haalbaar is;
- (ii) de schadekost veroorzaakt door de verontreiniging die

na de (hypothetische) maximale milieubescherming zou overblijven (pp. 12-13).

De tweede component dient geschat aan de hand van de directe methode.

Hecq neemt zijn toevlucht tot de indirecte methode enkel en alleen omwille van praktische redenen; hij verwerpt de directe methode niet in principe. Het gebruik van de indirecte methode moet toelaten de marge van onzekerheid te reduceren (p. 14). Men mag dus redelijkerwijze verwachten dat het resultaat dat men bekomt door de indirecte methode te gebruiken een benadering zou zijn van het resultaat dat men zou bekomen door de directe methode te gebruiken.

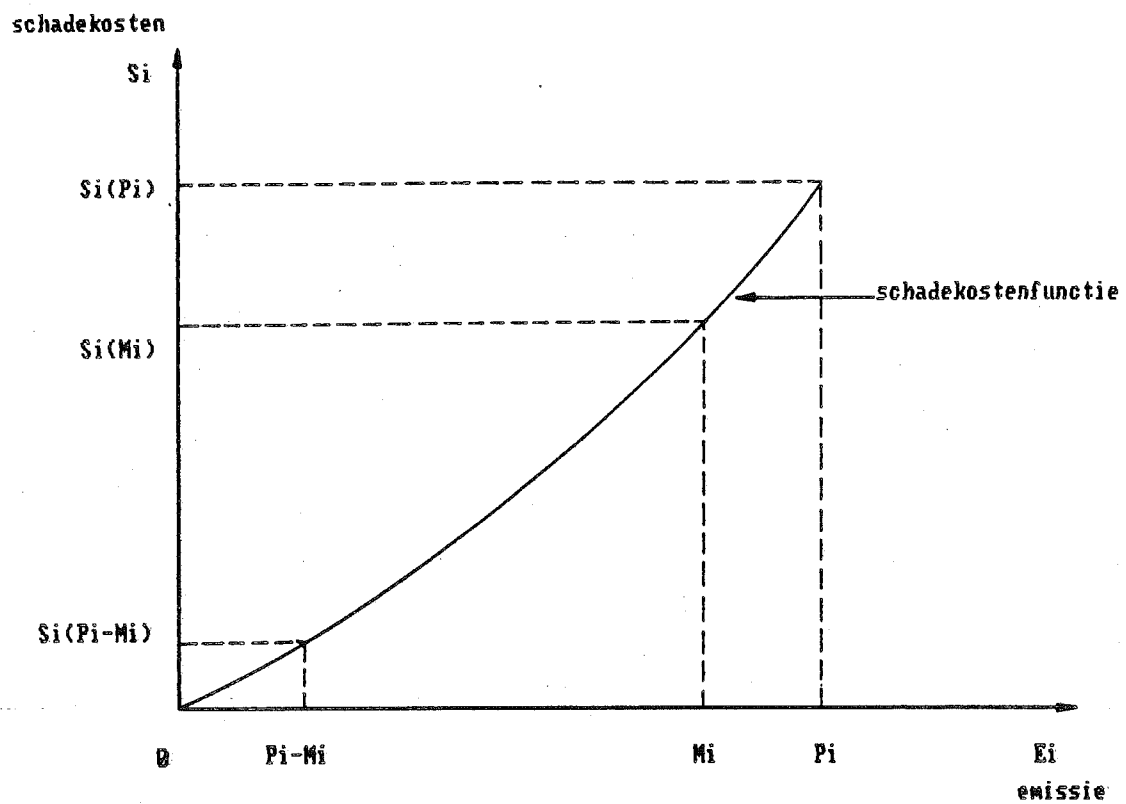
Aan deze verwachting wordt evenwel niet voldaan. Dit blijkt duidelijk indien men de twee methoden grafisch vergelijkt. De curve op figuur VI.5 stelt de schadekost (S_1) voor in functie van de emissie (E_1) van een willekeurige vervuilende stof i . Laten we veronderstellen dat P_1 het niveau van de emissie is zonder maatregelen voor milieubescherming. Volgens de directe methode zou de kost van de hoeveelheid vervuiling P_1 gelijk zijn aan de schadekost $S_1(P_1)$. De curve op figuur VI.6 stelt de kosten voor milieubescherming (C_1) voor in functie van de emissiebeperking (R_1) van een willekeurige vervuilende stof i . Laten we veronderstellen dat M_1 het niveau is van maximale emissiebeperking. De kost van maximale milieubescherming is dan gelijk aan $C_1(M_1)$. Volgens de indirecte methode zou de kost van de hoeveelheid vervuiling P_1 gelijk zijn aan de som van de kost voor milieubescherming $C_1(M_1)$ en de schadekost $S_1(P_1 - M_1)$.

De geldigheid van de indirecte methode hangt dus af van de volgende voorwaarde : de kost voor milieubescherming $C_1(M_1)$ moet het verschil tussen de schadekost $S_1(P_1)$ en de schadekost $S_1(P_1 - M_1)$ benaderen.

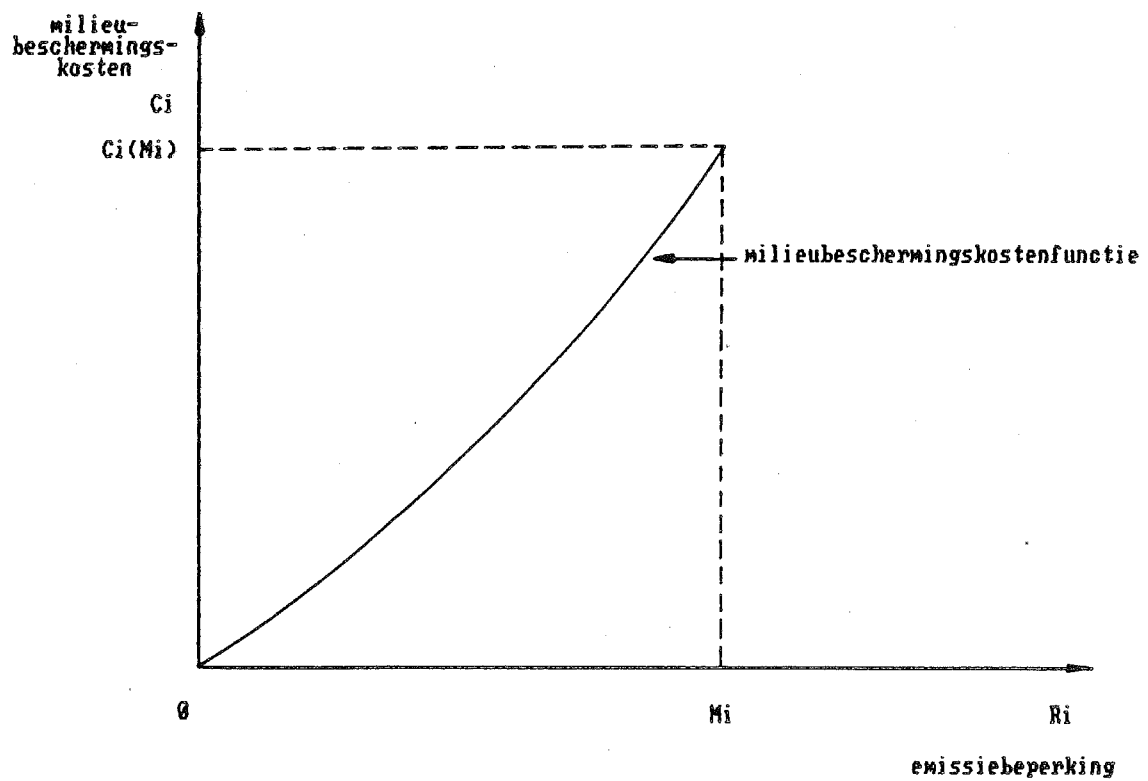
Indien deze voorwaarde voldaan is, heeft men inderdaad :

$$\begin{aligned} C_1(M_1) + S_1(P_1 - M_1) &\approx [S_1(P_1) - S_1(P_1 - M_1)] + S_1(P_1 - M_1) \\ &\approx S_1(P_1). \end{aligned}$$

Figuur VI.5. De schadekostenfunctie



Figuur VI.6. De milieubeschermingskostenfunctie



Maar niets laat toe om te beweren dat deze voorwaarde voldaan zou zijn. De schadekostenfunctie $S_1(E_1)$ is immers strikt onafhankelijk van de milieubeschermingskostenfunctie $C_1(R_1)$. De waarde $C_1(M_1)$ kan dus even goed het dubbele als de helft van de waarde $[S_1(P_1) - S_1(P_1 - M_1)]$ bedragen; men weet hoegenaamd niet of de waarden elkaar benaderen of niet.¹⁷

Niets garandeert dus dat het gebruik van de indirecte methode leidt tot dezelfde resultaten als diegene die men zou bekomen hebben door de directe methode te gebruiken. Men weet zelfs niet of de kost van de vervuiling berekend met behulp van de indirecte methode een onder- of een overschatting is van de 'echte' kost van de vervuiling. De indirecte methode van Hecq is bijgevolg vanuit wetenschappelijk oogpunt waardeloos.

3. Het gewicht toegekend aan het CO₂ probleem

Aan de hand van de indirecte methode komt Hecq uit op een kost van de vervuiling in de orde van 0,30 BEF/kWh(e) voor nucleaire centrales, en in de orde van 2,00-2,65 BEF/kWh(e) voor kolengestookte centrales (p. 34)¹⁸. Dit grote verschil is bijna uitsluitend te wijten aan de verschrikkelijk hoge kost die wordt aangerekend voor het verwijderen van de CO₂ uit de rookgassen (pp. 29-32)¹⁹.

In het algemeen wordt het verwijderen van de CO₂ uit de rookgassen niet als de beste oplossing voor het CO₂-probleem beschouwd. De technieken zijn uiterst duur (de prijs van de

¹⁷ Een alternatieve manier om de zaak te bekijken bestaat erin $C_1(M_1)$ als een benadering te beschouwen van $S_1(M_1)$, en $S_1(P_1 - M_1)$ als een benadering van het verschil $[S_1(P_1) - S_1(M_1)]$. Hier is er nog minder reden om aan te nemen dat die veronderstelling aan de realiteit beantwoordt.

¹⁸ In een recente Duitse studie, die heel wat grondiger en veelomvattender is dan de studie van Hecq, komt men tot erg verschillende resultaten : de zogeheten 'Umweltschäden' wordt er geschat op 1,20-12,00 Pf/kWh(e) voor nucleaire elektriciteit, en op 1,14-6,09 Pf/kWh(e) voor kolengestookte elektriciteit (minimale schattingen, prijsbasis 1982); cfr. O. HOHMEYER, o.c., p. 120.

¹⁹ Voor een steenkoolcentrale van 600 MW(e) komt Hecq uit op een kost van de vervuiling gelijk aan 2,03 BEF/kWh(e); de kost voor het verwijderen van CO₂ uit de rookgassen bedraagt 1,57 BEF/kWh(e), dit is 77 % van de kost van de vervuiling (cfr. p.30, p.34).

elektriciteit zou verdubbelen indien ze werden ingevoerd), en ze zijn slechts van toepassing op puntbronnen. Het energiegebruik verminderen, en de bossen van de wereld in stand houden of uitbreiden lijken meer belovende oplossingen te zijn.

Overigens moet er op gewezen worden dat het probleem van de CO₂-emissies nog veel onzekerheden kent. Men vermoedt dat het klimaat zou kunnen wijzigen, maar harde bewijzen ontbreken. Zo'n wijziging zou waarschijnlijk veel negatieve effecten met zich meebrengen (zoals Hecq terecht onderstreept), maar misschien ook positieve (bijvoorbeeld : een toename van de produktiviteit van bepaalde eetbare planten). Een en ander betekent dat het probleem met de nodige omzichtigheid moet behandeld worden. De studie van Hecq getuigt daar niet van²⁰.

VI.4. Besluit

In het BCEO-plan 1988-1998 komt de bespreking van de milieu-impact enkel als aanvulling ter sprake, en speelt dus een erg ondergeschikte rol. De milieu-annex van het plan behandelt bovendien slechts enkele aspecten van de milieu-impact. Voorts is de gehanteerde evaluatiemethode foutief, en krijgt het CO₂-probleem overmatig veel aandacht (in schril contrast met de behandeling die te beurt valt aan het probleem van het nucleaire afval). Deze overwegingen leiden ons ertoe te besluiten dat de effecten op het milieu onvoldoende aan bod komen in het plan, in weerwil van hetgeen hierover werd gestipuleerd in het Regeerakkoord.

Wij zijn van oordeel dat een meer diepgaande behandeling van de milieu-impact wenselijk en mogelijk is. Van bij het begin mogen de milieueffecten niet als louter secundair beschouwd worden. Naast de monetaire evaluatiemethode moeten ook andere methoden aandacht krijgen. Het probleem van het nucleaire afval mag niet bij voorbaat geminimaliseerd worden.

²⁰ Het is merkwaardig dat Hecq in dit verband van het ene naar het andere uiterste is overgestapt : in een vroegere studie (cfr. W. HECQ & M. VOUCHE, o.c.) rekende hij de CO₂-emissies niet eens bij de vervuilende stoffen !

Hoofdstuk VII. De impact op de tarieven voor de gebruikers

Bij de keuze tussen verschillende middelen voor de produktie van elektriciteit speelt de geschatte kostprijs van de kWh een grote rol. Ons inziens wordt deze rol te veel benadrukt. Enerzijds is de kWh-prijs onvoldoende representatief voor de verscheiden aspecten van de elektriciteitsopwekking (veiligheid, milieu, industriële effecten, ...). Anderzijds gaat het om geschatte kostprijzen die, afhankelijk van de hypothesen inzake brandstofprijzen en bouwkosten, tot zeer verschillende beslissingen leiden.

Het argument van de laagste, verwachte kostprijs wordt het meest gespeeld door de voorstanders van de bouw van nieuwe kerncentrales (Doel 5) in België. Maar de verwachte en geschatte waarden zijn betwistbaar. Er bestaat geen eensgezindheid over welke factoren wel en welke niet tot de kostprijs moeten gerekend worden. Bovendien is toegang tot alle relevante informatie om de opgegeven kostprijzen te analyseren en te verifiëren voor buitenstaanders afgesloten.

Observeerbaar voor iedereen zijn de elektriciteitsprijzen voor de verschillende klantengroepen (huisgezinnen, diensten, ondernemingen, ...). Lage kosten van de nieuw geïnstalleerde produktiemiddelen zouden moeten leiden tot lage elektriciteitsprijzen. Indien dit niet zo is, worden er overdreven monopoliewinsten gemaakt in de sektor. Gelet op het toezicht hierop in het "Controlecomité voor de Elektriciteit en het Gas", werken we met de veronderstelling dat het verloop van de elektriciteitsprijzen een getrouwe reflectie is van het verloop van de kosten om de elektriciteit aan de klanten ter beschikking te stellen.

In onze studie gaan we na welke invloed de nucleaire expansie van de jaren tachtig (Doel 3/Tihange 2 in 1982-1983 en Doel 4/Tihange 3 in 1985) heeft gehad op de elektriciteitsprijzen van negen typeverbruikers. Deze negen typeverbruikers zijn representatief voor alle stroomafname van kleinverbruiker tot industriële klant. Alleen de grootindustrie, ongeveer 130

bedrijven in België, konden we niet bestuderen. Deze bedrijven sluiten een individueel en geheim contract af met de elektriciteitsproducenten. Weerom beroepen we ons op de autoriteit van het Controlem Comité dat er moet voor zorgen dat de diverse klantengroepen een evenwichtig aandeel van de lasten dragen.

We bestuderen verschillende scenario's van nucleaire expansie. Het alternatief voor nucleaire basislastcentrales zijn centrales op ingevoerde steenkool (300 MW/600 MW). We gebruiken de tariefformules van het Controlem Comité zoals ze waren in de verschillende jaren vanaf 1982 tot 1987. De tariefformules zijn afhankelijk van prijsherzieningsparameters die maandelijks wijzigen. We hebben met grote nauwkeurigheid de opbouw van deze parameters ontleed en geprogrammeerd. Dit maakt het mogelijk op een exacte wijze de parameters te berekenen voor een veranderde samenstelling van het elektrisch productiepark. Zo kunnen we precies nagaan welk effect de ingebruikname van Doel 3/Tihange 2, respectievelijk Doel 4/ Tihange 3, heeft gehad op de elektriciteitsprijzen, en hoe hoog de prijzen zouden geweest zijn indien men kolencentrales had gebouwd in plaats van kerncentrales.

Eerst bespreken we de scenario's en de typeverbruikers waarvoor we de analyse hebben uitgevoerd (paragraaf VII.1.). Vervolgens gaan we in paragraaf VII.2. na wat de invloed is van de verschillende scenario's op de prijsherzieningsparameters waarvan de tarieven afhankelijk zijn. In paragraaf VII.3. bestuderen we de gevoeligheid van de elektriciteitsfaktuur van de typeverbruikers voor een wijziging van de prijsherzieningsparameters. In paragraaf VII.4. koppelen we beide effecten (enerzijds het effect van investeringen in de elektriciteitssector op de prijsherzieningsparameters en anderzijds het effect van de prijsherzieningsparameters op de elektriciteitsfaktuur) en evalueren we de weerslag van de nucleaire expansie van de jaren tachtig op de kWh-prijs. We eindigen met een besluit.

VII.1. De verschillende scenario's en typeverbruikers

De kern van ons onderzoek bestaat uit een vergelijking van de elektriciteitsfaktuur voor negen typeverbruikers over de periode 1982-1987 onder drie scenario's.

Het eerste scenario is het reële (referentie-) scenario, waarin vier kerncentrales in gebruik worden genomen (Doel 3/Tihange 2 in 1982/1983 en Doel 4/Tihange 3 in 1985). In het tweede scenario worden Doel 4 en Tihange 3 niet gebouwd. In het derde scenario wordt het kernpark in de jaren tachtig niet uitgebreid. Het wegvallen van de kernkapaciteit in het tweede en het derde scenario wordt opgevangen door het bouwen van kolencentrales op basis van ingevoerde steenkool. Deze kolencentrales zijn uitgerust met een ontzwavelingsinstallatie en hebben een vermogen gelijk aan dat van de kerncentrales die ze vervangen. Voor de investeringskosten en het specifieke verbruik van deze kolencentrales gebruiken we gegevens uit de BCEO-dokumenten voor het Controlecomité opgesteld, en uit het Uitrustingsplan.

We onderscheiden vijf laagspannings(LS)-typeverbruikers en vier hoogspannings(HS)-typeverbruikers (op basis van de Jaarverslagen van het Controlecomité voor de Elektriciteit en het Gas). De 130 grootste elektriciteitsverbruikers, waarvan de tarieven niet worden gepubliceerd, hebben we niet bestudeerd.

Tabel VII.1. vermeldt de elektriciteit die door de verschillende LS-verbruikers tijdens de dag en tijdens de nacht wordt afgenomen en het tarief dat op deze verbruikers van toepassing is.

Tabel VII.1. Type-laagspanningsverbruikers

Typeklant	kWh-verbruik "dag"	kWh-verbruik "nacht"	Tarief
LS1	300	-	sociaal tarief
LS2	1 700	-	huishoudelijk basistarief
LS3	2 200	1 300	huishoudelijk basistarief + uitsluitend nachttarief
LS4	2 700	2 300	huishoudelijk basistarief + uitsluitend nachttarief
LS5	10 000	-	professioneel basistarief

Bron : Controlecomité voor de Elektriciteit en het Gas, Jaarverslagen

Tabel VII.2. vermeldt voor de HS-verbruikers achtereenvolgens het afgenomen vermogen, de verbruikte energie tijdens de normale uren en tijdens de stille uren, de cosinus phi en het tarief waaronder de verbruiker valt. De verhouding tussen het "normale uren"- en het "stille uren"- verbruik is voor typeklanten tarief "B" en tarief "C" verschillend voor en na 1987, als gevolg van de ruimere definitie van de "stille uren" van kracht vanaf begin 1987.

Tabel VII.2. Type-hoogspanningsverbruikers

Typeklant	Maximum kW-vermogen	kWh-verbruik "normale uren"	kWh-verbruik "stille uren"	Cosinus phi	Tarief
HS1	125	18 750	-	0,8	tarief "A" (variante drijfkracht)
HS2	2 500	660 000	165 000	0,8	tarief "A" (variante drijfkracht)
HS3 tot 1987	2 500	750 000	250 000	0,8	tarief "B" (variante drijfkracht)
vanaf 1987	2 500	700 000	300 000	0,8	
HS4 tot 1987	10 000	2 700 000	1 800 000	0,9	tarief "C" (niet-seizoengebonden)
vanaf 1987	10 000	2 250 000	2 250 000	0,9	

Bron : Controlecomité voor de Elektriciteit en het Gas, Jaarverslagen

VII.2. Wijziging van de prijsherzieningsparameters

We veronderstellen dat de tariefformules in de scenario's waar kolencentrales i.p.v. kerncentrales worden gebouwd, dezelfde zijn als in het reële scenario. Dit is een realistische veronderstelling omdat veranderingen in het produktiepark de tarieven beïnvloedt via de prijsherzieningsparameters, maar de structuur van de tarieven (of de tariefformules) ongewijzigd laat.

Er zijn drie klassen van parameters: één voor de brandstofkosten, één voor de loon- en materiaalkosten en één voor de investeringskosten.

(i) De brandstofkosten

De evolutie van de brandstofkosten wordt weergegeven door de parameter N_c . Deze parameter wordt maandelijks berekend als het

gewogen gemiddelde van de fossiele en nucleaire brandstofprijzen. Als gewicht wordt de voorziene jaarlijkse verhouding gebruikt tussen het nucleaire en het totale gigajoule(GJ)-verbruik.

Drie elementen zijn belangrijk bij de berekening van de Nc-parameter:

- de fossiele GJ-prijs
- de nucleaire GJ-prijs
- de voorziene jaarlijkse verhouding tussen het nucleaire en het totale GJ-verbruik

De fossiele GJ-prijs wordt berekend op basis van de gewogen gemiddelde kostprijs van de verschillende soorten fossiele brandstoffen (vaste, vloeibare, gasvormige en stoom). Als gewicht gebruikt men het aandeel van de verschillende soorten fossiele brandstoffen in het totaal aantal geleverde GJ.

In scenario's waar nucleaire centrales door kolencentrales op basis van ingevoerde steenkool worden vervangen, zal het aandeel van ingevoerde steenkool stijgen. Tot begin 1986 was de GJ-prijs van importkolen opmerkelijk lager dan de gemiddelde kostprijs van de fossiele brandstoffen. In 1986 is de prijs van importkolen iets hoger en in 1987 iets lager dan de gemiddelde fossiele prijs. De grotere inzet van centrales op importkolen verlaagt bijgevolg (met uitzondering van 1986) de fossiele GJ-prijs.

We veronderstellen dat de prijzen van importsteenkolen niet veranderen door het verschil in omzet ervan in de verschillende scenario's. Er wordt dus geen rekening gehouden met de mogelijkheid dat grotere hoeveelheden importkolen tegen gunstigere voorwaarden kunnen gekocht worden op de internationale markt.

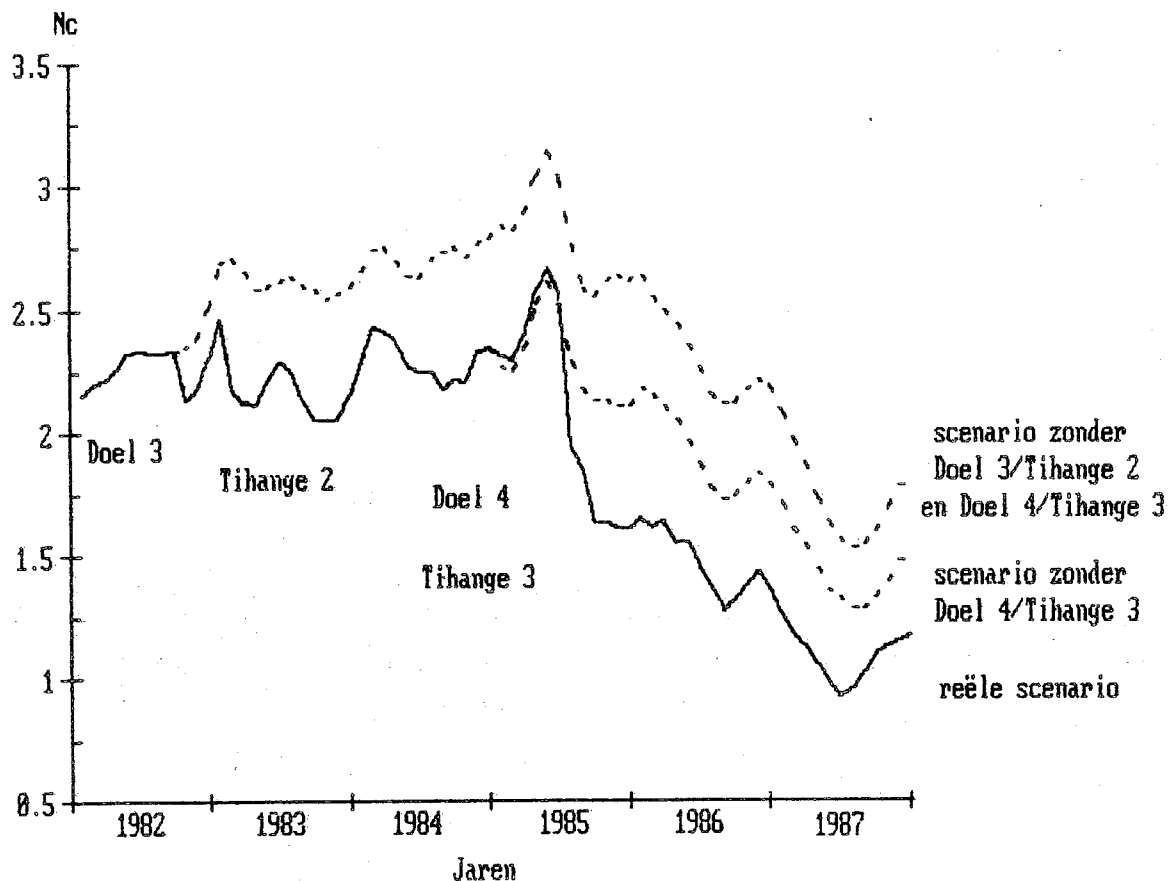
We beschikken niet over voldoende informatie om de weerslag van het al dan niet bouwen van een bijkomende kerncentrale op de nucleaire GJ-prijs te evalueren. Daarom gebruiken we in de scenario's met steenkoolcentrales i.p.v. kerncentrales dezelfde nucleaire GJ-prijs als in het reële scenario.

De voorziene jaarlijkse verhouding van het nucleaire GJ-verbruik en het totale GJ-verbruik hangt in sterke mate af van het al dan niet uitbreiden van het nucleaire produktiepark. Door het bouwen van steenkoolcentrales i.p.v. kerncentrales, zal het aandeel van het nucleaire GJ-verbruik in het totale GJ-verbruik dalen met als gevolg dat aan de lagere nucleaire GJ-prijs een kleiner gewicht wordt toegekend bij de berekening van de Nc-parameter.

De waarde van de Nc-parameter in de scenario's waar kolencentrales i.p.v. kerncentrales worden gebouwd, is het resultaat van twee (tegengestelde) effecten. Enerzijds zorgt de grotere inzet van centrales op importkolen voor een verlaging van de Nc-parameter, omdat de GJ-prijs van importkolen lager is dan de gemiddelde kostprijs van fossiele brandstoffen. Anderzijds verhoogt de Nc-parameter omdat door het kleiner aandeel van het nucleaire in het totale GJ-verbruik de lagere nucleaire GJ-prijs minder sterk doorweegt in de berekening van de Nc-parameter. Het tweede effect heeft een grotere impact op de Nc-parameter dan het eerste. Zonder Doel 4 en Tihange 3 is de waarde van de Nc-parameter in 1987 31,8 % hoger dan in het reële scenario. Zonder Doel 3/Tihange 2 en zonder Doel 4/Tihange 3 is de Nc-parameter 58,8 % hoger.

Figuur VII.1. geeft een overzicht van de evolutie van de Nc-parameter in de verschillende scenario's. Hieruit blijkt dat de waarde van de Nc-parameter in de scenario's met steenkoolcentrales i.p.v. kerncentrales parallel, maar op een hoger niveau, verloopt met de waarde van Nc in het reële scenario.

Figuur VII.1. Evolutie van de Nc-parameter in de verschillende scenario's (1982-1987)



(ii) De loon- en materiaalkosten

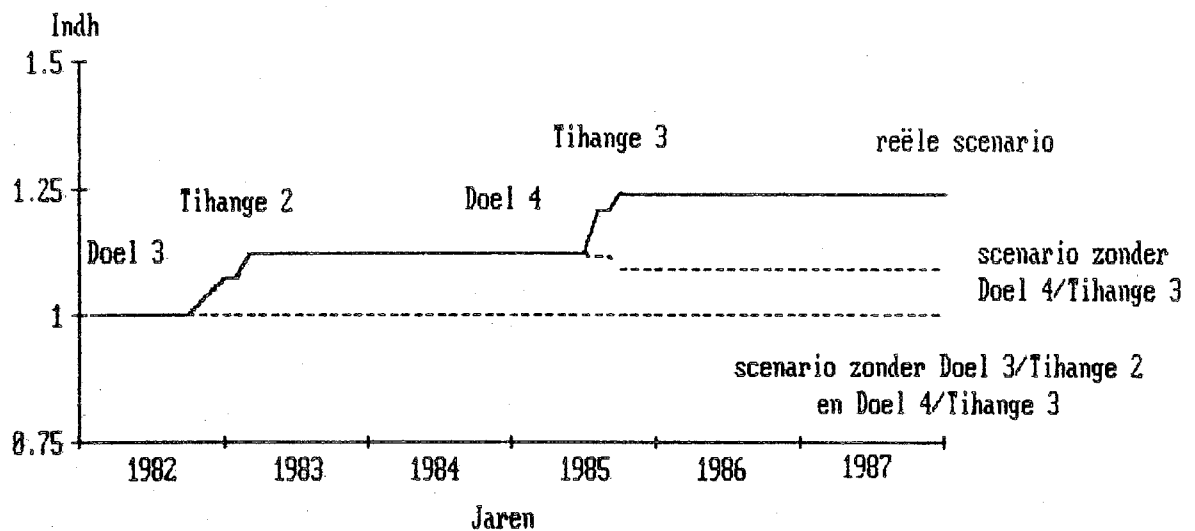
De parameters N_{db} , N_{dh} en N_p geven de ontwikkeling weer van de loon- en materiaalkosten. Voor de lonen maakt men gebruik van de prijsherzieningsclausules toegepast door de bedrijven van de sektor Fabrimetal. De materiaalkosten zijn gebaseerd op het indexcijfer van de groothandelsprijzen. We gaan er van uit dat noch de lonen van Fabrimetal, noch het indexcijfer van de groothandelsprijzen beïnvloed worden door het investeringsbeleid in de elektriciteitssector. Daarom stellen we de waarden van de parameters N_{db} , N_{dh} en N_p in de scenario's met kolencentrales i.p.v. kerncentrales gelijk aan de waarden van deze parameters in het reële scenario.

(iii) De investeringskosten

De parameters Indb, Indh en Inp werden in 1982 ingevoerd om rekening te houden met de hogere investeringslasten van kerncentrales in vergelijking met klassieke thermische centrales. Deze parameters worden aangepast telkens een belangrijke thermische (nucleaire of fossiele) centrale in gebruik wordt genomen. Op het zelfde ogenblik wordt in de berekening van de Nc-parameter de door de nieuwe eenheid gebruikte brandstof opgenomen. Een nucleaire eenheid verhoogt de In-parameters door de hogere investeringskosten en verlaagt de Nc-parameter door de lagere brandstofkosten. Voor een fossiele centrale geldt het omgekeerde.

Figuur VII.2. toont de evolutie van de Indh-parameter in de verschillende scenario's. De In-parameters werden ingevoerd vanaf 1 januari 1982 om rekening te houden met de meerkosten van nucleaire centrales ten opzichte van klassieke thermische centrales. We mogen veronderstellen dat de In-parameters niet zouden ingevoerd zijn als vanaf 1982 geen nucleaire centrales in dienst zouden komen. Daarom stellen we in het scenario zonder Doel 3/Tihange 2 en zonder Doel 4/Tihange 3 de waarde van de In-parameters gelijk aan "1". De In-parameters worden vermenigvuldigd met andere parameters, zodat een waarde gelijk aan "1" neutraal is.

Figuur VII.2. Evolutie van de parameter Indh in de verschillende scenario's (1982-1987)



VII.3. Sensitiviteit van de typeklanten voor een wijziging van de prijssherzieningsparameters

We berekenen de sensitiviteit van de elektriciteitsfaktuur van de verschillende typeklanten voor een stijging van 1 % van de prijssherzieningsparameters N_c (=brandstofkosten), respektievelijk $Indb/Indh/Inp$ (=investeringskosten). De gevoeligheid van de elektriciteitsfaktuur voor een wijziging van de parameters $Ndb/Ndh/Np$ is dezelfde als voor een wijziging van de parameters $Indb/Indh/Inp$, omdat beide klassen van parameters in multiplicatief verband staan in de tariefformules.

We definieren elasticiteit als volgt :

procentuele wijziging van de elektriciteitsfaktuur

procentuele wijziging van de prijsheerzieningsparameter

Figuur VII.3. en figuur VII.4. geven de elasticiteit van de elektriciteitsfaktuur t.o.v. de In-parameter en t.o.v. de Nc-parameter grafisch weer voor een kleine laagspanningsklant respektievelijk een grote hoogspanningsklant. De som van de elasticiteit van de elektriciteitsfaktuur t.o.v. beide parameters is gelijk aan 1. De gevoeligheid (of elasticiteit) voor de In-parameter wordt afgelezen op de Y-as van onder naar boven. De gevoeligheid voor de Nc-parameter wordt van boven naar onder afgelezen.

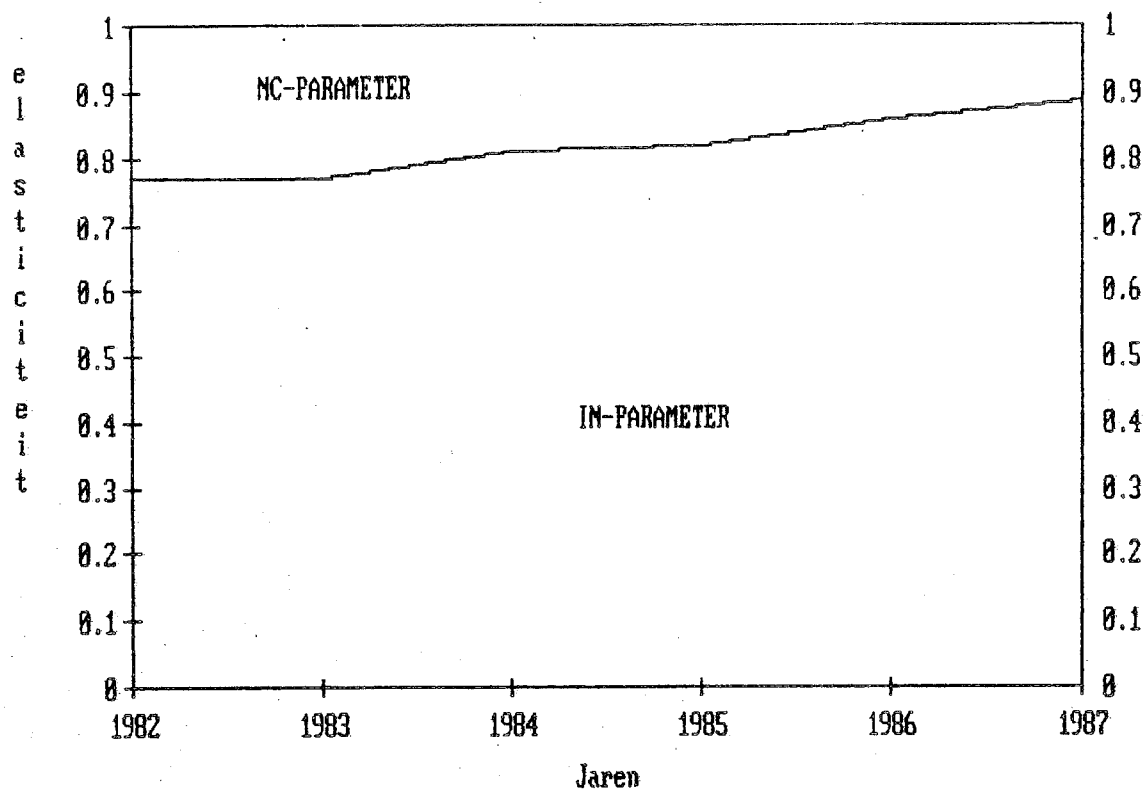
In 1987 bijvoorbeeld is de elasticiteit van de elektriciteitsfaktuur van een kleine laagspanningsklant t.o.v. de In-parameter gelijk aan 0,90, d.w.z. dat een wijziging van de In-parameter met 1 % de faktuur wijzigt met 0,90 %. De elasticiteit van de faktuur van diezelfde klant t.o.v. de Nc-parameter is 0,10 ($=1-0,90$), d.w.z. dat een wijziging van de Nc-parameter met 1 % de faktuur wijzigt met 0,10 %. Voor een grote hoogspanningsklant is de elasticiteit van de faktuur t.o.v. de parameters In en Nc in 1987 gelijk aan 0,70 respektievelijk 0,30. De elasticiteit van de faktuur van andere klanten ligt tussen de waarden vermeld voor de kleine laagspanningsklant en de grote hoogspanningsklant.

We kunnen het volgende besluiten :

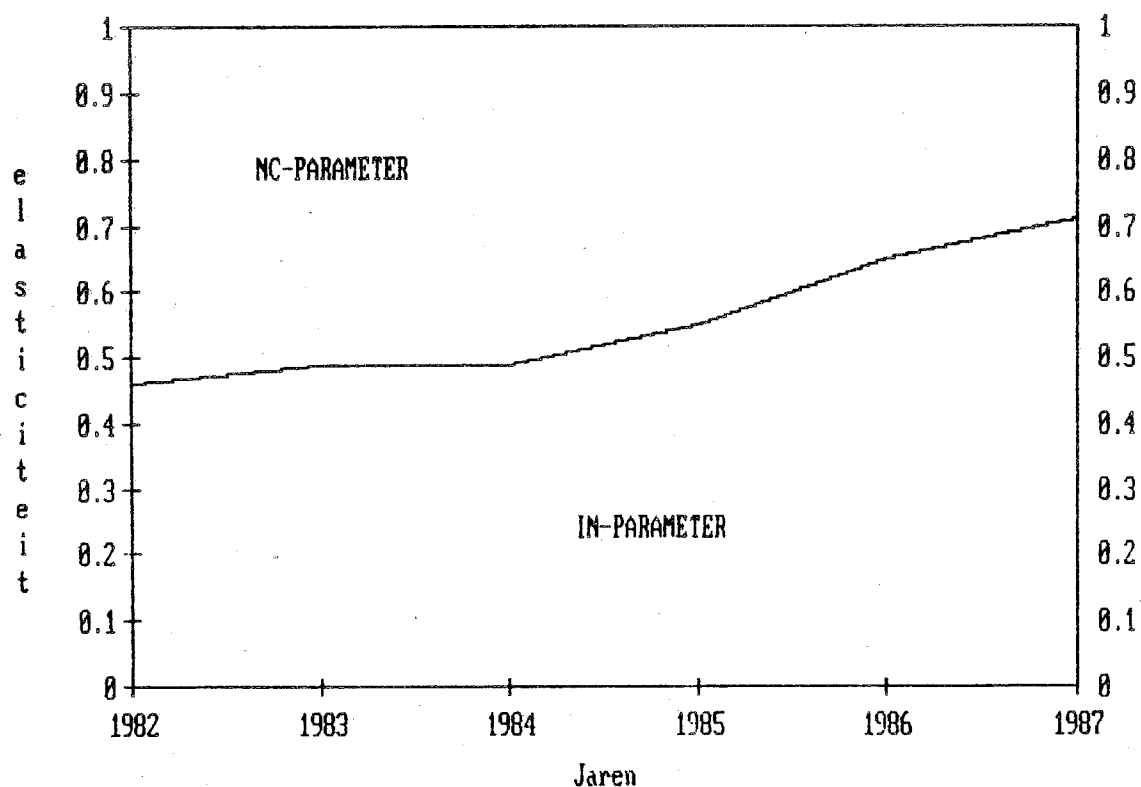
- 1° Grote verbruikers van LS- of HS-stroom zijn gevoeliger voor een wijziging van de brandstofkosten (= Nc-parameter) dan kleine verbruikers. Kleine verbruikers zijn gevoeliger voor een wijziging van de investeringskosten (= In-parameters).

Grotere LS- en HS-klanten zullen een gunstigere invloed ondervinden van een nucleair investeringsprogramma dan kleinere klanten. De hogere investeringskosten hebben op grotere klanten minder invloed, terwijl zij sterker genieten van de lagere brandstofkosten.

Figuur VII.3. Elasticiteit van de elektriciteitsfaktuur t.o.v. de In-parameter en t.o.v. de Nc-parameter voor een kleine laagspanningsklant



Figuur VII.4. Elasticiteit van de elektriciteitsfaktuur t.o.v. de In-parameter en t.o.v. de Nc-parameter voor een grote hoogspanningsklant



- 2° De gevoeligheid van de elektriciteitsfaktuur voor een procentuele wijziging van de brandstofkosten is kleiner dan de gevoeligheid voor de investeringskosten.

Een expansief kernenergiebeleid kan dus slechts tariefverlagend zijn als de procentuele daling van de brandstofkosten sterker is dan de procentuele stijging van de investeringskosten.

- 3° Over de periode 1982-1987 daalt de impact van de Nc-parameter voor iedere typeklant. Over dezelfde periode stijgt de impact van de parameters Ndb/Ndh/Np en Indb/Indh/Inp.

HS- en LS-klanten kunnen met de tijd minder genieten van een procentuele daling van de Nc-parameter (als gevolg van de ingebruikname van kerncentrales) en zullen met de tijd meer de tariefverhogende weerslag ondervinden van een procentuele stijging van de In-parameters (als gevolg van de ingebruikname van kerncentrales).

VII.4. Een evaluatie van de kernenergie-expansie in de jaren tachtig

Tabel VII.3. toont de gewogen gemiddelde kWh-prijs en de omzet van de elektriciteitsproducenten in de verschillende scenario's over de periode 1982-1987. De gewogen gemiddelde kWh-prijs is een gewogen gemiddelde van de kWh-prijzen voor de verschillende typeklanten, met als gewicht het aandeel van die typeklanten in het totale elektriciteitsverbruik. De gewogen gemiddelde kWh-prijs geeft een idee van de kWh-prijs van de doorsnee-gebruiker. De omzet heeft betrekking op de verkoop van elektriciteit aan de verbruikersgroepen die wij hebben bestudeerd.

Tabel VII.3. De gewogen gemiddelde kWh-prijs en de omzet van de elektriciteitsproducenten voor de negen type-verbruikers in de verschillende scenario's

Jaar	Verkoop	scenario		scenario		scenario	
		met Doel 3/Tihange 2, met Doel 4/Tihange 3		met Doel 3/Tihange 2, zonder Doel 4/Tihange 3		zonder Doel 3/Tihange 2, zonder Doel 4/Tihange 3	
		prijs in in GWh	omzet in BF/kWh 10 ⁶ BF	prijs in BF/kWh	omzet in 10 ⁶ BF	prijs in BF/kWh	omzet in 10 ⁶ BF
1982	25 188	3,75	94 455	-	-	3,77	94 959
1983	28 051	4,06	113 887	-	-	4,09	114 729
1984	29 472	4,27	125 845	-	-	4,27	125 845
1985	35 167	4,18	146 998	4,17	146 646	4,25	149 460
1986	37 779	3,95	149 227	3,91	147 716	3,95	149 227
1987	39 592	3,74	148 074	3,62	143 323	3,61	142 927

In het reële scenario is de gewogen gemiddelde kWh-prijs gestegen van 3,75 BF/kWh in 1982 tot 4,27 BF/kWh in 1984, en vervolgens gedaald tot 3,74 BF/kWh in 1987. De omzet van de elektriciteitsproducenten is over deze periode gestegen van 94,5 miljard in 1982 tot 148,1 miljard in 1987 voor deze klantengroepen.

Zonder Doel 4 en Tihange 3 zou de kWh-prijs gedaald zijn van 4,17 BF/kWh in 1985 tot 3,62 BF/kWh in 1987. De omzet zou gedaald zijn van 146,6 miljard in 1982 tot 143,3 miljard 1987. De kWh-prijzen en de omzet zijn lager dan in het reële scenario.

Zonder nucleaire uitbreiding van het kernpark in de jaren tachtig zou de kWh-prijs gestegen zijn van 3,77 BF/kWh in 1982 tot 4,27 BF/kWh in 1984. Daarna zou de kWh-prijs gedaald zijn tot 3,61 BF/kWh in 1987. Deze kWh-prijzen liggen tot en met 1986 op hetzelfde niveau of hoger dan de kWh-prijzen in het reële scenario. In 1987 zou de gemiddelde verbruiker minder hebben moeten betalen als het kernpark in de jaren tachtig niet meer was uitgebreid.

Tabel VII.4. geeft een overzicht van de impact van Doel 3/Tihange 2 en van Doel 4/Tihange 3 op de gewogen gemiddelde kWh-prijs en op de omzet.

Tabel VII.4. De globale impact van Doel 3/Tihange 2 en Doel 4/Tihange 3 op de gewogen gemiddelde kWh-prijs en op de omzet van de elektriciteitsproducenten

Jaar	Stijging (+) / daling (-) van de kWh-prijs en van de omzet als gevolg van de ingebruikname van :					
	<u>Doel 3/Tihange 2</u>		<u>Doel 4/Tihange 3</u>		<u>Doel 3/Tihange 2</u> + <u>Doel 4/Tihange 3</u>	
	in %	in 10 ⁶ BF	in %	in 10 ⁶ BF	in %	in 10 ⁶ BF
1982	-0,5	-504	-	-	-0,5	-504
1983	-0,7	-842	-	-	-0,7	-842
1984	+0,0	+0	-	-	+0,0	+0
1985	-1,9	-2 814	+0,2	+352	-1,7	-2 462
1986	-1,0	-1 511	+1,0	+1 511	+0,0	+0
1987	+0,3	+396	+3,3	+4 751	+3,6	+5 147

Op basis van tabellen VII.3 en VII.4 stellen we het volgende vast:

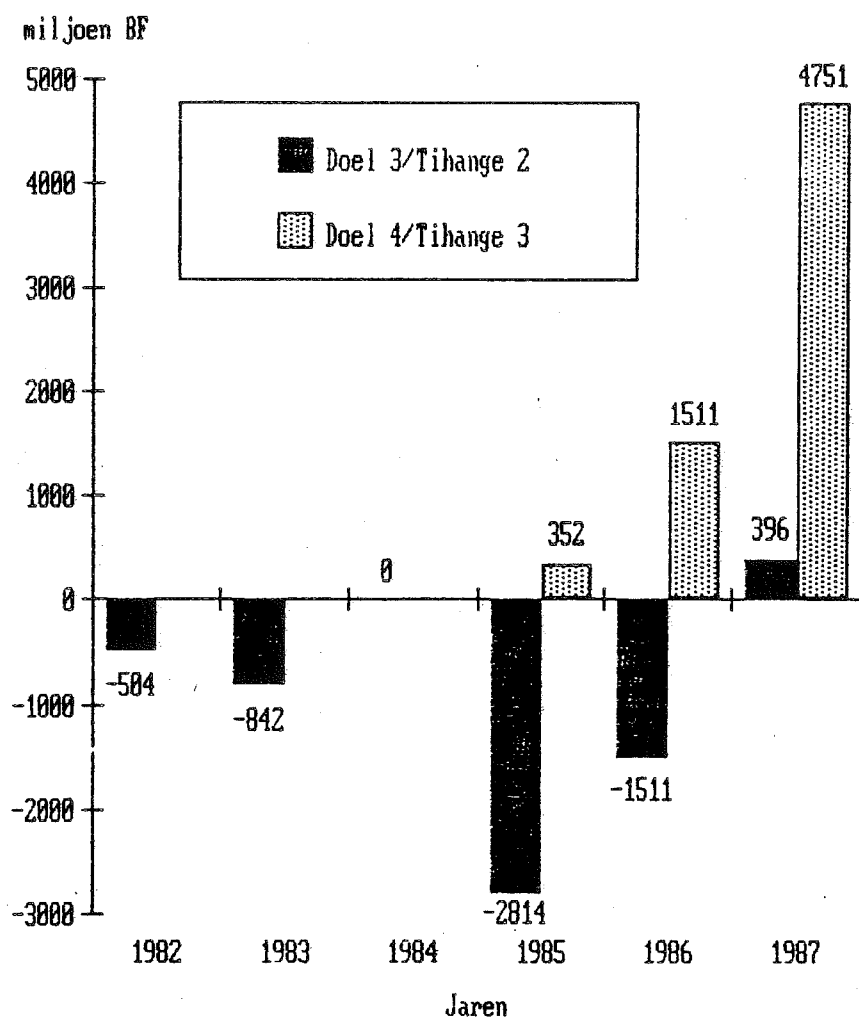
- 1°) De ingebruikname van Doel 3/Tihange 2 heeft de kWh-prijs van de gemiddelde verbruiker doen dalen met 0,5 % in 1982, met 0,7 % in 1983, met 1,9 % in 1985 en met 1,0 % in 1986. Doel 3/Tihange 2 heeft geen impact gehad op de kWh-prijs van de gemiddelde verbruiker in 1984. In 1987 is de kWh-prijs in een scenario met Doel 3/Tihange 2 0,3 % hoger dan in een scenario zonder deze centrales.
- 2°) De ingebruikname van Doel 4/Tihange 3 heeft de kWh-prijs over gans de periode 1985-1987 doen stijgen (met 0,2 % in 1985, met 1 % in 1986 en met 3,3 % in 1987).

- 3°) De stijging als gevolg van de ingebruikname van Doel 4/Tihange 3 compenseert de daling als gevolg van de ingebruikname van Doel 3/Tihange 2 bijna in 1985 en volledig in 1986. Zowel de ingebruikname van Doel 3/Tihange 2 als van Doel 4/Tihange 3 heeft de kWh-prijs in 1987 doen stijgen. Als gevolg van de uitbreiding van het kernpark met deze vier kerncentrales, moest de gemiddelde verbruiker in 1987 3,6 % meer betalen.

Figuur VII.5. geeft de impact op de omzet grafisch weer. Bedragen onder de X-as wijzen op een daling van de omzet van de elektriciteitsproducenten (of een tariefvoordeel voor de verbruikers), bedragen boven de X-as wijzen op een stijging van de omzet (of een tariefnadeel voor de verbruikers). Tot en met 1986 zorgde Doel 3/Tihange 2 voor een aanzienlijk tariefvoordeel voor de verbruikers. In 1987 moesten de verbruikers evenwel meer betalen. Als gevolg van de ingebruikname van Doel 4/Tihange 3 moesten de verbruikers over gans de periode 1985-1987 meer betalen.

Deze globale effecten zijn het resultaat van verschillende en tegengestelde effecten voor de diverse typeklanten. Uit het onderzoek blijkt dat de kWh-prijs voor kleine LS- en HS-verbruikers is gestegen en voor grote LS- en HS-verbruikers is gedaald als gevolg van de nucleaire expansie van de jaren tachtig. Tabel VII.5. geeft een overzicht van de impact van Doel 3/ Tihange 2 en Doel 4/Tihange 3 op de kWh-prijs van de verschillende typeverbruikers.

Figuur VII.5. Stijging (+) / daling (-) van de omzet als gevolg van de ingebruikname van Doel 3/Tihange 2 en Doel 4/Tihange 3



De kleine LS-verbruiker LS1 betaalde in 1987 5,8 % meer als gevolg van de ingebruikname van Doel 3/Tihange 2 en Doel 4/Tihange 3. De grote LS-verbruiker LS4 betaalde 1 % minder. De

Tabel VII.5. De impact van de ingebruikname van Doel 3/Tihange 2 en Doel 4/Tihange 3 op de kWh-prijs van de verschillende typeverbruikers

Procentuele stijging (+) / daling (-) van de kWh-prijs als gevolg van de ingebruikname van Doel 3/Tihange 2 en Doel 4/Tihange 3						
	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Typeklant	in %	in %	in %	in %	in %	in %
LS1	+0,0	+1,4	+2,0	+1,7	+3,7	+5,8
LS2	-0,2	-0,9	-0,3	-0,3	+1,0	+3,6
LS3	-0,5	-2,5	-1,7	-2,9	-2,5	+0,2
LS4	-0,8	-3,0	-2,6	-3,8	-3,8	-1,0
LS5	-0,2	-1,8	-0,9	-1,6	-1,0	+1,9
HS1	+0,2	+1,7	+2,7	+1,4	+4,2	+8,1
HS2	-0,7	-2,8	-1,8	-4,2	-3,6	+0,7
HS3	-0,4	-3,4	-2,6	-5,4	-4,8	-0,4
HS4	-3,1	-2,0	-0,7	-3,6	-2,0	+2,7
gewogen gemiddelde*	-0,5	-0,7	+0,0	-1,7	+0,0	+3,6

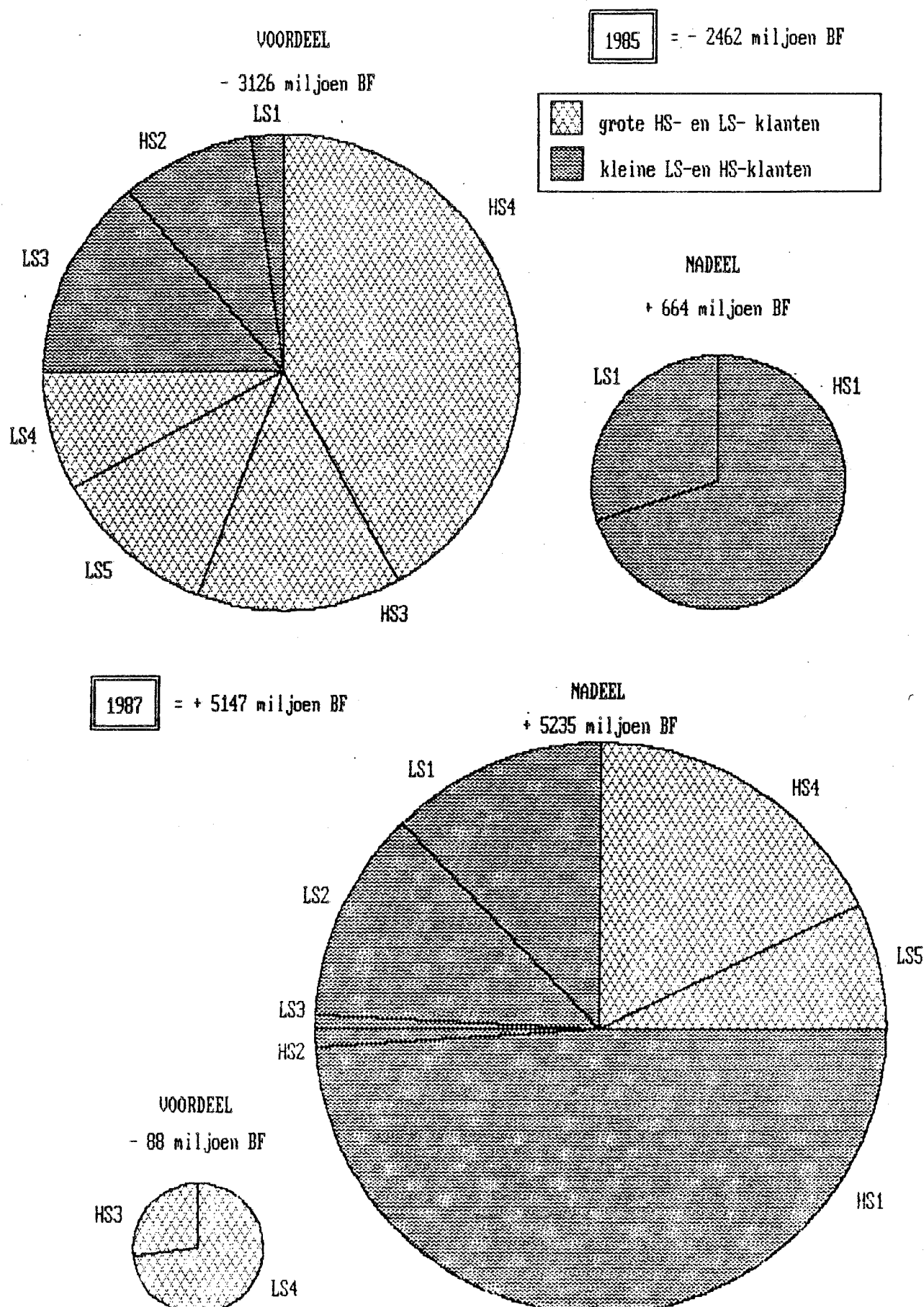
* als gewicht gebruiken we het aandeel van de verschillende typeklanten in het totale elektriciteitsverbruik

ingebruikname van Doel 3/Tihange 2 en Doel 4/Tihange 3 heeft de kWh-prijs van de kleine HS-verbruiker HS1 in 1987 doen stijgen met 8,1%. De kWh-prijs van de grote HS-verbruiker HS3 is gedaald met 0,4 %.

Figuur VII.6. is een grafische voorstelling van de verschillende impact van de nucleaire expansie op kleine en grote verbruikers. We tonen het effect van de ingebruikname van Doel 3/Tihange 2 en Doel 4/Tihange 3 op de omzet van de elektriciteitsproducenten voor de jaren 1985 en 1987. In 1985 hebben de verbruikers het grootste voordeel gehad bij de ingebruikname van de vier kerneenheden, in 1987 het grootste nadeel.

In 1985 was de omzet van de elektriciteitsproducenten 2462 miljoen BF lager als gevolg van Doel 3/Tihange 2 en Doel 4/Tihange 3. De verbruikers moesten in totaal dus ongeveer 2,5 miljard minder betalen. Niet iedereen kon evenwel van de nucleaire taart profiteren. Figuur VII.6. toont dat diegenen ie voordeel hadden bij de ingebruikname van de vier kerneenheden in totaal

Figuur VII.6. De impact van de nucleaire expansie op de omzet van de elektriciteitsproducenten voor 1985 en 1987



3126 miljoen BF minder moesten betalen. Voor ongeveer 75 % waren dat grote LS- en HS-klienten. Anderen moesten in totaal 664 miljoen BF meer betalen. Dit waren uitsluitend kleine LS- en HS-verbruikers.

In 1987 was de omzet van de elektriciteitsproducenten 5147 miljoen BF hoger als gevolg van Doel 3/Tihange 2 en Doel 4/Tihange 3. De verbruikers hebben in 1987 in totaal dus meer dan 5 miljard BF extra betaald. Alleen enkele grote LS- en HS-klienten hadden in 1987 nog voordeel bij de werking van de kerneenheden (88 miljoen BF in totaal). Alle andere klienten (voor ongeveer 75 % kleine LS- en HS-klienten) moesten in totaal 5235 miljoen BF meer betalen.

Omdat kleine LS- en HS-verbruikers minder gevoelig zijn voor een wijziging van de brandstofkosten en gevoeliger zijn voor een wijziging van de investeringskosten dan grotere LS- en HS-verbruikers, kunnen zij in mindere mate profiteren van de daling van de Nc-parameter en ondervinden zij in sterkere mate de prijsverhogende weerslag van een stijging van de In-parameters als gevolg van de ingebruikname van nieuwe kerneenheden.

Binnen de klasse van de tarief "C"-klienten zal wellicht ook gelden dat relatief kleine verbruikers (bijvoorbeeld HS4) meer en relatief grote verbruikers minder moeten betalen als gevolg van de nucleaire uitbouw van het produktiepark. Omdat de tarieven van de grootste tarief "C"-klienten niet worden gepubliceerd, konden deze klienten niet opgenomen worden in tabel VII.5.

De bestaande tarieven stimuleren een groter elektriciteitsverbruik. Dit meerverbruik is meestal alleen te vinden in thermische toepassingen (bv. elektrische verwarming). De discussie over de wenselijkheid van nucleaire expansie dient gekoppeld te worden aan deze over de tarificatie van elektriciteit en de ermee samenhangende groei van de elektriciteitsvraag. In deze discussie moeten de verbruikersgroepen en de diverse toepassingen van elektriciteit (vooral de thermische toepassingen) expliciete aandacht krijgen.

VII.5. Besluit

Er wordt veel verwezen naar de besparing ten gunste van de cliënteel dankzij het gebruik van kernenergie, zonder deze bewering te staven met nauwkeurig en verifieerbaar studiewerk. We bewijzen in deze studie niet dat het opwekken van elektriciteit met kerncentrales bedrijfseconomisch duurder is dan met klassieke thermische centrales op ingevoerde steenkool. We tonen wel aan dat, als de kostprijs van de kWh afkomstig van een kerncentrale lager is dan de kostprijs van de kWh afkomstig van een klassieke centrale, dat kostenvoordeel niet weerspiegeld wordt in de prijzen aan de verbruikers.

Als de door het Controlecomité aanbevolen tarieven een trouwe reflectie zijn van de reële kosten van de elektriciteitsvoorziening, leidt dit hoofdstuk tot drie belangrijke besluiten :

- 1°) Het globale effect van de nucleaire expansie in de jaren tachtig is van beperkte omvang. De ingebruikname van Doel 3/Tihange 2 heeft de kWh-prijs met maximaal 1,9 % doen dalen (namelijk in 1985). De ingebruikname van Doel 4/Tihange 3 heeft de kWh-prijs met maximaal 3,3 % doen stijgen (namelijk in 1987). Het gaat om bedragen in de grootte-orde van enkele miljarden in de negatieve of in de positieve zin, en niet om de soms beweerde tientallen miljarden voordeel voor de verbruiker als gevolg van het nucleaire expansieprogramma. De loutere kostprijsvergelijking tussen kerncentrales en andere opties, vormt dus geen voldoende basis om de keuze voor de één of andere technologie te verantwoorden.
- 2°) Terwijl de uitbreiding van het kernpark met Doel 3 en Tihange 2 tot begin 1987 een prijsverlagend effect heeft gehad op de kWh-prijs van de doorsneeconsument, hebben de meeste (en vooral de kleine) verbruikers nadeel ondervonden van de expansieve uitbouw van het kernpark met Doel 4 en Tihange 3. Het belang van de diversificatie in de elektriciteitsproductie wordt hierdoor dubbel onderstreept. Diver-

sificatie blijkt niet alleen strategisch op lange termijn lonend te zijn, maar ook financieel op korte termijn. De elasticiteit van de elektriciteitsprijzen t.o.v. het verloop van de brandstofkosten enerzijds, en van de investeringskosten anderzijds, geeft aan dat een verdere uitbreiding van het produktiepark met nucleair vermogen de elektriciteitsprijzen zal doen stijgen.

- 3°) Alleen de grotere LS- en HS-verbruikers hebben in beperkte mate kunnen profiteren van de ingebruikname van nieuwe kerneenheden. De kleine LS- en HS-verbruikers moeten een hogere kWh-prijs betalen als gevolg van de nucleaire expansie in de jaren tachtig. Dit komt omdat de kleinverbruikers flink mee betalen voor de investeringen maar slechts matig genieten van de lagere brandstofkosten.

DEEL C

DE UITRUSTINGSPLANNING

Hoofdstuk VIII. Beslissingsmethodiek voor de uitrustingsplanning aan de hand van een gevalstudie

Een uitrustingsplan in elektrische produktiemiddelen is een typevoorbeeld van een beslissing onder onzekerheid. Dit is zeker één punt waarover alle deelnemers in het debat rond het uitrustingsplan het eens zijn.

Niemand kan de onzekerheid 'oplossen'. Wat men ook studeert of onderneemt, men zal met de onzekerheid opgescheept blijven. Voor beslissingen met langdurige en onomkeerbare gevolgen (bv. nucleair afval), is het zeer belangrijk de onzekerheid op een wetenschappelijke wijze te benaderen. Dit betekent dat men de beschikbare informatie volledig en exact benut, dat men de inzichten en preferenties van de beslissingsnemer(s) consistent codeert en dat men op een logische wijze hieruit de beste beslissing afleidt. Om deze analyse te kunnen uitvoeren moet er bereidheid bestaan bij de twee beslissende partijen (de elektriciteitssector en de overheid) om samen te werken met een onafhankelijk analist die het beslissingsproces structureert en ondersteunt. Er moet openheid van informatie komen om een balans op te maken van wat men weet en niet weet, terwijl de analyse zelf zal aangeven wat men nog moet bijleren om een verantwoorde beslissing te kunnen nemen.

De wetenschappelijke aanpak van een beslissing onder onzekerheid vergt middelen en een ernstige intellektuele inspanning van de beslissingsnemer(s). Toch is deze investering zeer renderend in beslissingsdossiers van tientallen miljarden met langdurige en onomkeerbare gevolgen.

"Omdat men de onzekerheid toch niet kan oplossen, is het beter er niet te veel tijd en geld aan te spenderen", betekent dat men zijn rug keert naar de vijand. De onzekerheid negeren staat meestal gelijk aan ze foutief te benaderen. Dan zal bv. alléén de meest waarschijnlijk geachte situatie de eindbeslissing beïnvloeden, dan zal er geen logische sequentie in de tijd van beslissingen en gebeurtenissen onderzocht worden, enz...

Reeds in 1982 hebben we de methodiek van de beslissingsanalyse in de discussie rond het uitrustingsplan gebracht op het Nationaal Comité voor de Energie. Het is tot dusver nog niet gekomen tot een volwaardige toepassing ervan.

Het SESO heeft noch de middelen, noch de tijd, noch de toegang tot de noodzakelijke informatie en tot de cruciale beslissingsnemer(s), om een volledige beslissingsanalyse uit te werken. We hebben daarom in een paar dagen tijd een gestyleerde gevalstudie onderzocht. We zullen wijzen op de plaatsen waar de studie dient aangevuld te worden en waar de uiteindelijke beslissingsnemer zou moeten tussenkomen.

We hopen dat deze gestyleerde gevalstudie de mogelijkheid en de noodzakelijkheid van een uitgewerkte beslissingsanalyse aantoonst.

In VIII.1. wordt een korte beschrijving van de gevalstudie gegeven met vermelding van de bestudeerde beleidsopties en scenario's van brandstofprijzen en van groei van de vraag naar elektriciteit aan het centraal net. De ontleding van een beslissingsproces als een tijdsequentieel proces aan de hand van een beslissingsboom, wordt in VIII.2 getoond met behulp van de gegevens van de gevalstudie.

In VIII.3 wordt het computermodel EPLAN5 kort beschreven, samen met een overzicht van de resultaten via het model bekomen. Dit model werd benut om de verschillende situaties van de gevalstudie door te rekenen. De uitkomsten worden voorgesteld en verwerkt in VIII.4.

In het besluit (VIII.5) worden geen absolute conclusies getrokken uit de beperkte gevalstudie. Wel wordt een lijst opgemaakt van elementen die nadere aandacht vragen om tot een betere besluitvorming te komen. Eén van deze elementen is de methodiek zelf van de besluitvorming.

VIII.1. Beschrijving van de gevalstudie

De studie gaat over de periode 1988-2000, onderverdeeld in twee subperioden 1988-1990 en 1991-2000. Idealiter zouden nog meer subperioden moeten onderscheiden worden.

Aan het begin van iedere subperiode komt de beslissingsnemer tussen met een bepaald beleid.

In 1988 heeft hij de keuze tussen drie beleidsopties:

B1 = nucleaire expansie/géén REG-beleid. DOEL 5 wordt beslist en er wordt geen beleid van elektriciteitsbesparing op gang gebracht.

B2 = afwachtende houding. DOEL 5 wordt uitgesteld, en er wordt géén actief REG beleid aangevat. Uit onzekerheid inzake de toekomstige evolutie van de elektriciteitsvraag wordt een 300 MW STEG centrale besteld.

B3 = DOEL 5 wordt verworpen en men voert een actief beleid van REG dat reeds in 1989 in grote lijnen vastgelegd en gestart wordt. Een 300 MW STEG centrale wordt besteld om vertraging in de resultaten van het REG beleid te kunnen opvangen.

Tegen 1990 wordt een nieuw uitrustingsplan verwacht. Op dat ogenblik staat de beslissingsnemer voor één van de twee volgende keuzen:

K1 = de nucleaire optie blijft open. Als men nucleair vermogen toevoegt, doet men dit in samenwerking met een ander Europees land (Frankrijk, Nederland, Duitsland) zodat een 1390 MW-centrale onder twee landen verdeeld wordt (deze hypothese is in het voordeel van het nucleaire).

K2 = géén nucleaire expansie wordt aanvaard. Een actief beleid van REG en energiebehoud wordt gevoerd.

De verschillende beleidsopties worden samengevat in tabel VIII.1.

Tabel VIII.1. Overzicht van de beschouwde beleidskeuzen

In 1988	B1 = DOEL5 ; géén REG
	B2 = 300 MW STEG ; géén REG
	B3 = 300 MW STEG ; actief beleid van REG
In 1990	K1 = nucleaire expansie mogelijk (in stappen van 695 MW)
	K2 = géén nucleaire expansie ; actief beleid van REG

Naast de beleidsopties worden twee andere variabelen in de analyse betrokken: de evolutie van de brandstofprijzen en de groei van de vraag naar elektriciteit aan het centraal produktiesysteem.

De evolutie van de brandstofprijzen is in tabel VIII.2 weergegeven. Voor de periode 1988-1990 wordt een voortzetting van de huidige stand verwacht. Voor de periode 1991-2000 wordt een laag (Fl), midden (Fm) en hoog (Fh) scenario vooropgezet. De weerhouden getalwaarden zijn bewust als grootte-orde bedoeld. We zien geen andere werkwijze om met bv. een gasprijs in het jaar 2000 om te gaan. In grote lijnen zijn de cijfers in overeenstemming met deze van het BCEO-plan. Uitzondering hierop vormen de lagere prijs van de kolen in het laag scenario (80 fr/GJ) en de prijsstijging van de nucleaire brandstofterm (van 0,40 tot 0,60 fr/kWh). De eerste afwijking is gebaseerd op de vaststelling dat steenkool op de Europese markt nu rondgaat aan prijzen beneden 80 fr/GJ. De tweede afwijking berust op een andere inschatting van de komende kosten verbonden aan de nucleaire afvalcyclus. Deze kosten zullen doorgerekend worden in de kWh wanneer de concurrentiepositie van de nucleaire opwekking t.o.v. de fossiele opwekking dit mogelijk maakt, d.w.z. wanneer de fossiele brandstofprijzen hoog zijn.

Tabel VIII.2. Brandstofkostenevoluties

Evolutie	in periode	Nucleaire stroom fr/kWh	Kolen fr/GJ	Aardgas fr/GJ
F1	'88-'90	0,40	80	110
F1	'91-'95	0,40	80	110
	'96-2000	0,40	80	110
Fm	'91-'95	0,40	80	110
	'96-2000	0,50	120	180
Fh	'91-'95	0,50	120	180
	'96-2000	0,60	150	250

Ook voor de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag zijn gestyleerde getalwaarden weerhouden. We vertrekken van de drie groeicijfers van het BCEO plan (3,5 %; 2,5 % en 1,5 %/jaar). Deze cijfers gelden achtereenvolgens in de periode 1988-1990 voor het scenario hoge (Vh), midden (Vm) en lage (Vl) vraag, en voor drie subperioden onder het volgehouden Vh-scenario (zie tabel VIII.3).

Tabel VIII.3. Ontwikkeling van de vraag (%/jaar) tot het jaar 2000

Vraag scenario	Subperiode		
	1988-'90	1991-'95	1995-2000
Vh	+3,5	+2,5	+1,5
Vm	+2,5	+1,5	+0,5
Vl	+1,5	-1,5	-2,5

Voor de andere scenario's Vm en Vl gelden lagere groeivoeten, die bij Vl zelfs negatief worden. Hier daalt de vraag aan de centrale elektriciteitsproducenten door elektriciteitsbesparing en door decentrale elektriciteitsopwekking (vnl. warmte-kracht zelfproductie).

In tegenstelling tot het BCEO plan dat met drie vaste scenario's werkt (3,5 %; 2,5 % en 1,5 %/jaar voor ieder jaar van de periode 1988-1998), wordt in onze studie voorzien om de groeiscenario's van de afzonderlijke subperioden te combineren met groeiscenario's van andere subperioden. M.a.w. als in 1988-1990 de groei + 3,5 %/jaar was (Vh in tabel VIII.3) kan in de subperiode 1991-2000 de groei ook 1,5 %/0,5 % (Vm) of -1,5 %/-2,5 % (Vl) bedragen, naast de groei +2,5 %/+ 1,5 % (Vh). Deze combinaties zijn normaal als men het beslissingsprobleem in zijn juiste tijdsdimensie benadert (zie § VIII.2). Omdat in deze gevalstudie slechts twee subperioden bekeken worden, hebben we negen (= 3x3) mogelijke evoluties van de elektriciteitsvraag. De twee extreme scenario's betekenen over de studiekeerperiode 1988-2000, enerzijds een totale toename van de vraag aan de centrale produktie van +35 % (steeds Vh), anderzijds een totale afname van de vraag aan de centrale produktie van -15 % (steeds Vl). De zeven andere scenario's liggen tussen beide extremen in. Deze negen scenario's hebben alle een invloed op het eindresultaat (waarom zouden we ze anders vermelden?), maar hun invloed verschilt naargelang hun waarschijnlijkheid van voorkomen. In de latere uitwerking van de gevalstudie wordt veel meer belang gehecht aan de scenario's met hogere vraaggroei omdat deze meer in het verlengde liggen van het tot nu toe gevoerde beleid inzake elektriciteitsvoorziening in België.

In een uitgebreide studie van het uitrustingsplan, door de elektriciteitssector en door de overheid gedragen, kunnen meer volledige scenario's en opties aan bod komen.

De gegevens in deze gevalstudie benut wijken nog op een paar punten af van deze van de elektriciteitssector. Een 600 MW-steenkoolcentrale is in bouwkostprijs verminderd tot 39 311 fr/kW specifieke investering. Dit is nog altijd meer dan 10 % boven normaal haalbare waarden (zie hoofdstuk V.2). Het rendement van een gasturbine is op 32 % gesteld, d.i. 2 % hoger dan in het BCEO-plan (zie hoofdstuk V.3). Ook worden in de SESO-studie geen zelfproducenten in de centrale elektriciteitsvoorziening opgenomen (de groepen van de zelfproducenten staan niet in het

produktiepark ingeschreven en het elektriciteitsverbruik van de zelfproducenten is niet in de vraag aan de BCEO-leden vervat).

De andere gegevens in de studie opgenomen komen overeen met deze van het BCEO-plan.

VIII.2. Tijdsequentieel beslissen

Beslissen kan en moet men alleen doen voor de toekomst, en wel voor dit gedeelte van de toekomst dat men op het ogenblik onder controle heeft.

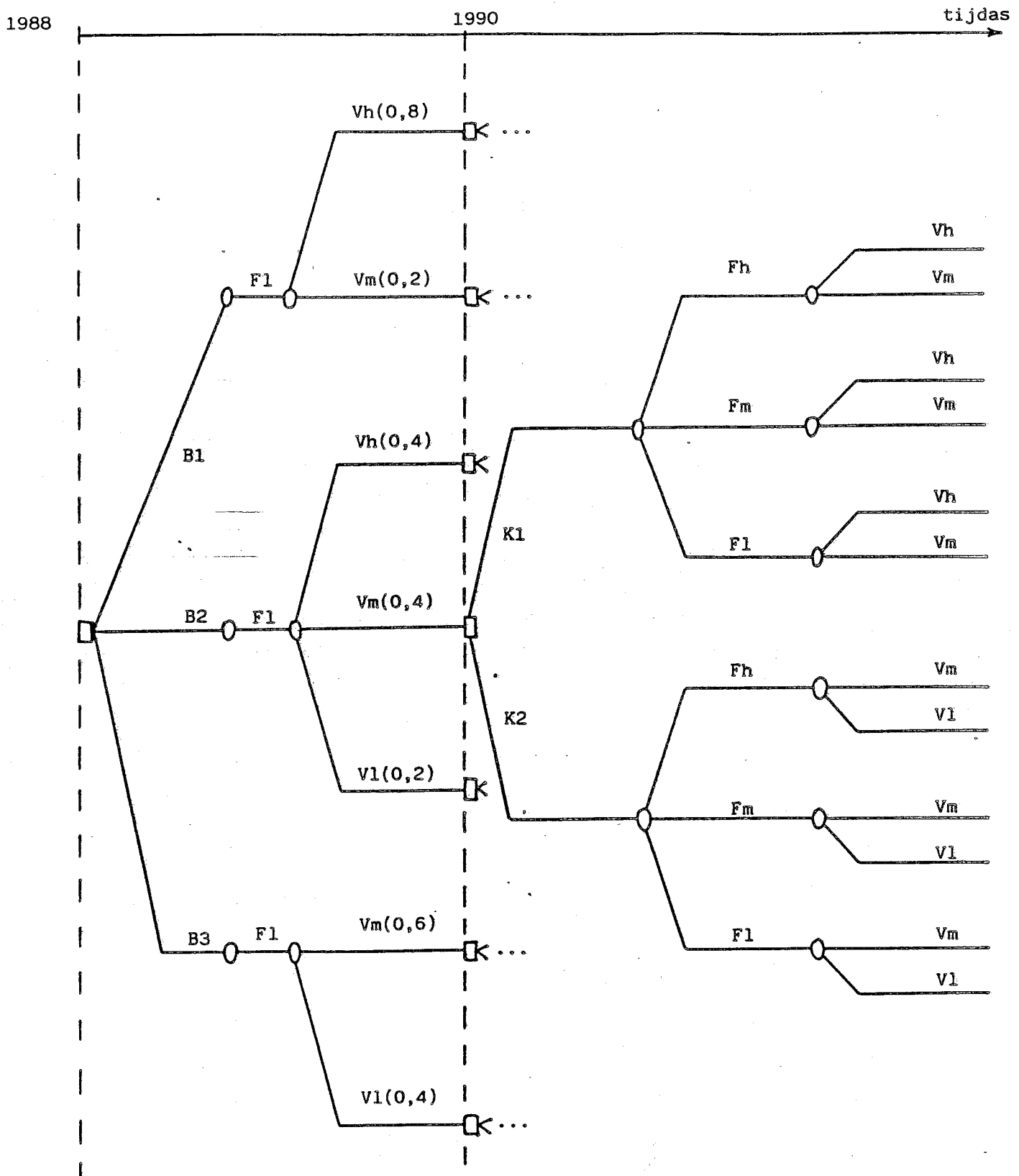
Zoals het verleden, kan men de toekomst omschrijven als een aaneenschakeling van gebeurtenissen en initiatieven, met dit verschil dat de toekomstige gebeurtenissen nog onzeker en de toekomstige initiatieven nog niet vaststaand zijn. Om de huidige beslissing(en) in een juist daglicht te plaatsen, moet men de gevolgen van deze beslissing(en) situeren in hun toekomstige context. Bij de voorstelling van deze context wordt de sequentiële afwikkeling in de tijd van gebeurtenissen en van initiatieven zo getrouw mogelijk weergegeven. Een handig instrument daarbij is de beslissingsboom (zie figuur VIII.1).

De beslissingsboom in figuur VIII.1 geeft de structuur van het onderzochte probleem weer.

In 1988 wordt de keuzeruimte door drie alternatieven of beleidsopties weergegeven: B1, B2 of B3 (zie tabel VIII.1).

Eén van deze beleidsopties wordt vastgelegd voor de komende 2 jaar (tot eind 1990 wanneer een nieuw uitrustingsplan aan bod komt). De gekozen optie is onomkeerbaar (m.a.w. als men de bouw van DOEL 5 nu beslist, keert men in 1990 niet terug op zijn beslissing met een stillegging van de bouw voor gevolg).

Figuur VIII.1. Beslissingsboom



Voor een verklaring van de symbolen Fh , Fm en $F1$ zie tabel VIII.2 en van Vh , Vm , V zie tabel VIII.3.

De cijfers tussen haakjes geven de conditionele probabiliteiten op de bijhorende evolutie weer.

In de periode tussen het plan 1988-1998 en het plan 1990-2000, blijven de brandstofprijzen laag (zie tabel VIII.2). De vraag kan in deze periode volgens de drie groeivoeten van het BCEO plan toenemen (zie tabel VIII.3), maar er wordt aangenomen dat de kans op één van deze groeivoeten varieert in functie van het gevoerde beleid (B1, B2 of B3). Men kan de conditionele kansen bv. als volgt bepalen:

$\underline{P} (V_h/B1) = 0,8$ met $V_h = 3,5$ % vraaggroei;
 $\underline{P} (V_m/B1) = 0,2$ met $V_m = 2,5$ % vraaggroei;
 $\underline{P} (V_l/B1) = 0,0$ met $V_l = 1,5$ % vraaggroei; telkens over de periode 1988-1990 beschouwd.

Zo ook kan men argumenteren:

$\underline{P} (V_h/B2) = 0,4$
 $\underline{P} (V_m/B2) = 0,4$
 $\underline{P} (V_l/B2) = 0,2$

en

$\underline{P} (V_h/B3) = 0,0$
 $\underline{P} (V_m/B3) = 0,6$
 $\underline{P} (V_l/B3) = 0,4$

Welke beslissing men ook nam in 1988, en welke evolutie van de brandstofprijzen en van de elektriciteitsvraag er ook optrad in de periode 1988-1990, men staat voor een nieuw uitrustingsplan in 1990. Daar moet men opnieuw keuzen maken. In deze gevalstudie worden de mogelijke opties in het jaar 1990 voorgesteld door twee keuzen:

K1 = de nucleaire optie blijft open en er wordt géén actief REG beleid gevoerd;

K2 = de nucleaire optie wordt verworpen en er wordt een actief REG beleid gevoerd.

Na de beslissingen in 1990, zal men opnieuw met een bepaalde ontwikkeling van de brandstofprijzen (zie tabel VIII.2 voor de onderzochte scenario's tot 2000), en met een bepaalde evolutie van de elektriciteitsvraag (zie tabel VIII.3) geconfronteerd worden. De kans op de afzonderlijke patronen van

vraagontwikkeling is een functie van het voorafgaandelijk gevoerde beleid en van de ontwikkeling van de brandstofprijzen.

Bij wijze van voorbeeld wordt een vertakking van de boom in figuur VIII.1 vanaf het jaar 1990, weergegeven in figuur VIII.2.

De kansen op de afzonderlijke brandstofprijsscenario's worden onafhankelijk van voorafgaande beslissingen of evoluties gesteld op 30 % voor het hoog (Fh), 50 % voor het gemiddeld (Fm), en 20 % voor het laag scenario (Fl). De ingeschatte kansen op de diverse vraaggroecijfers (Vh, Vm en Vl) zijn wel afhankelijk van het gevoerde beleid (B1 + K1 of B1 + K2), van de evolutie van de brandstofprijzen (Fh, Fm of Fl) en eventueel van de vraagontwikkeling in de voorgaande periode (Vh in figuur VIII.2).

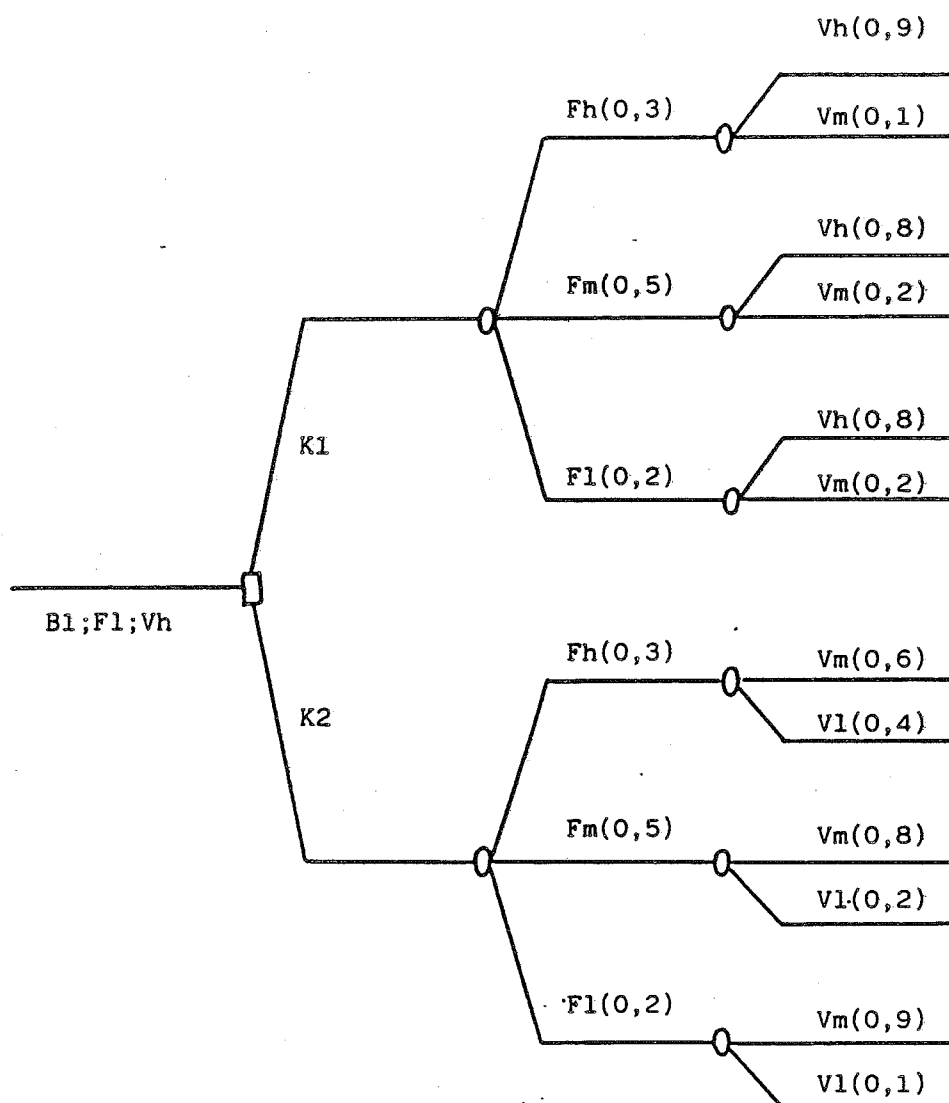
Bij een volledige beslissingsanalyse zou men bv. een derde uitrustingsplan kunnen voorzien in het jaar 1995, met opnieuw een aantal mogelijke beleidsopties, al of niet voorwaardelijk op vroeger genomen beslissingen en ondervonden gebeurtenissen.

Bij het zoeken naar een waarheidsgetrouwe weergave van de verwachte toekomst inzake de elektriciteitsvoorziening, moet de door ons voorgestelde beslissingsboom aangevuld worden. Men kan betere vraagscenario's opstellen, conditioneel op hun determinerende variabelen die expliciet in de analyse opgenomen worden. Technologische ontwikkelingen (bv. steenkoolvergassing; nucleaire afvalbehandeling; ...) kan men op hun beschikbaarheid, kostprijs en technische karakteristieken inschatten. Andere beleidsopties, of varianten van voorgestelde opties, kunnen onderzocht worden.

De beslissingsboom is een eenvoudig maar krachtig instrument om de beschikbare kennis en de in aanmerking komende initiatieven, op een gestructureerde wijze en in de juiste tijdsequentie weer te geven. Dit effect op zich zou reeds een grote vooruitgang in de besluitvorming betekenen t.o.v. de huidige praktijk. In een boomstructuur worden snel de hiaten in de aanwezige informatie en in de logica van de besluitvorming opgemerkt.

Figuur VIII.2. Beslissingsboom vanaf het jaar 1990, wanneer in 1988 DOEL 5 beslist werd (B1), en over de periode 1988-1990 de vraag naar stroom met 3,5 % toenam (Vh) en de brandstofprijzen laag bleven (F1)

1990



Voor een verklaring van de symbolen Fh, Fm en F1: zie tabel VIII.2 en van Vh, Vm, V1 zie tabel VIII.3. Het betreft hier telkens de waarden voor de jaren na 1990.

De cijfers tussen haakjes geven de conditionele probabiliteiten op de bijhorende evolutie weer.

De beslissingsnemer kan zijn eigen inzichten en preferenties in het besluitvormingsproces brengen. Door de heldere structuur van het probleem kan hij nagaan of de voorstelling van de toekomst die geanalyseerd wordt, overeenstemt met zijn visie. Hij kan vragen om bijkomende opties of scenario's te belichten of om minder relevante weg te laten.

De beslissingsnemer weegt de diverse toekomstige scenario's op hun waarschijnlijkheid van voorkomen. Deze weging wordt door de analyst gecodeerd onder de vorm van conditionele probabiliteiten. Ook de waardering van de mogelijke uitkomsten wordt op een gecodeerde wijze weergegeven.

Structureren van het beslissingsprobleem en coderen van de inzichten en preferenties van de beslissingsnemer is een intellectueel zeer veeleisende opdracht voor de beslissingsnemer en voor de analist.

Na deze werkzaamheden is de aangevulde beslissingsboom het instrument bij uitstek om op een wetenschappelijke wijze tot de beste beslissing te komen. De beste beslissing is immers deze die op de juiste manier gebruik maakt van alle beschikbare informatie, inzichten en preferenties.

VIII.3. Het SESO-investeringsmodel EPLAN 5

In een volledige beslissingsanalyse moeten honderden verschillende situaties belicht en doorgerekend worden. Dit kan alleen met een efficiënt rekeninstrument, geschikt voor de oefening. In de V.S. heeft het Electric Power Research Institute (EPRI; de overkoepelende onderzoeksinstelling van de meeste Amerikaanse elektriciteitsbedrijven) de speciale computercode MIDAS (Multiobjective Integrated Decision Analysis System) ontwikkeld om in een beslissingsanalyse in te passen.

Aan het SESO werd in 1981 een model EPLAN ontwikkeld om de uitrustingsplannen te analyseren. Dit model werd later uitgebreid en verfijnd in verschillende fasen. De huidige versie, EPLAN 5,

is een flexibel en accuraat instrument geworden om de Belgische uitrustingsplanning te ondersteunen. Het model kan op iedere IBM-PC met coprocessor gebruikt worden, op interactieve of batchwijze. De evaluatie van een uitrustingsplan over een horizon 1988-2000 neemt enkele minuten tijd in beslag.

Uit de beschikbare beschrijving van het MIDAS-model van EPRI (VS), merkt men een hoge mate van gelijkvormigheid op tussen EPLAN 5 en het kernmodel van MIDAS.

We geven een korte beschrijving van EPLAN 5. Voor detail en verantwoording van de onderdelen van het model wordt naar vroegere publikaties verwezen (zie bibliografie). We bespreken ook de resultaten door het model afgedrukt, die in VIII.4 voorgesteld en verwerkt worden.

VIII.3.1. Hoofdkenmerken van het model EPLAN 5

EPLAN 5 is speciaal ontworpen om de beslissingen inzake de uitbreiding van het Belgisch elektrisch produktiepark door te rekenen. De basis van het model is daarom een accurate weergave van het bestaande produktiepark waarin alle centrale produktiegroepen afzonderlijk opgenomen zijn met hun specifieke karakteristieken (vermogen, beschikbaarheid, specifiek verbruik, exploitatiekosten, enz...). De voorgestelde nieuwe produktiemiddelen worden in dezelfde vorm weergegeven als de bestaande zodat ze zonder problemen in het produktiepark geschoven worden.

Met het model wordt de werking van het produktiepark nagebootst, onder de omstandigheden door de modelgebruiker te bepalen (bv. ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit; hoogte van de brandstofprijzen; ...). De vraag naar elektriciteit in ieder jaar van de analyseperiode wordt weergegeven door het volledige belastingdiagram, in veeltermvorm geformuleerd. Zodoende kunnen variërende vormen zonder moeilijkheid onderzocht worden.

Om aan de vraag te voldoen worden de aanwezige produktiegroepen in volgorde van kostprijs ingeschakeld (de goedkoopste produceren

eerst en meest). De stockagereservoirs met pomp/turbine groepen worden voor de opvang van de pieklasten voorzien. Deze economische werking van het park kan verstoord worden door het opleggen van randvoorwaarden (bv. aanwending van fatale brandstoffen).

Naast een getrouwe weergave van de reële werking van het Belgisch produktiepark, omvat EPLAN 5 ook een getrouwe weergave van de investeringsbeslissing zoals die in de Belgische context genomen wordt. De hoofdbestanddelen van de procedure worden in figuur VIII.3 weergegeven.

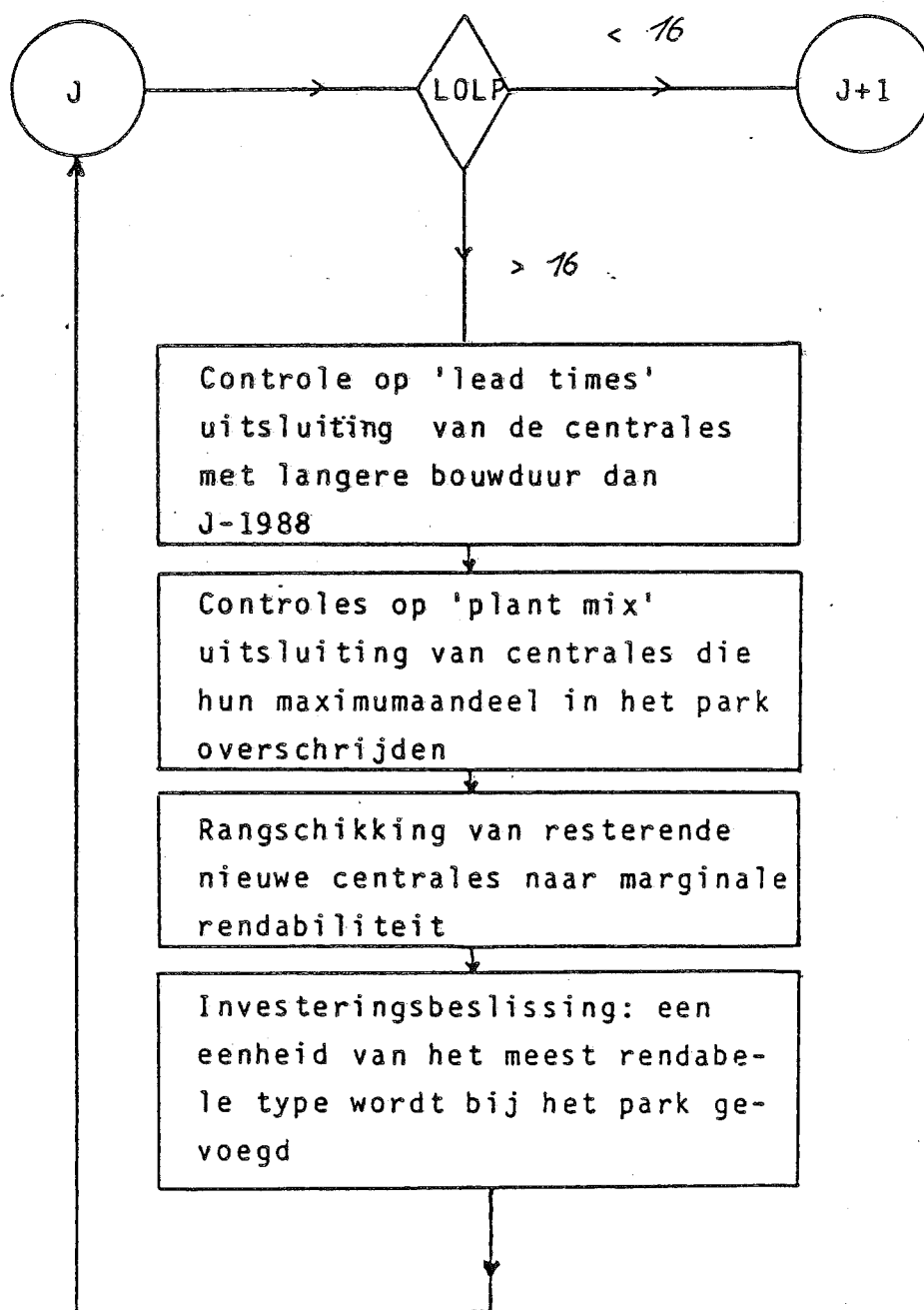
EPLAN 5 doorloopt de analyseperiode jaar na jaar (J , $J+1$, $J+2$, ... in figuur VIII.3). In ieder jaar wordt onderzocht of het beschikbare produktiepark nog voldoende uitgerust is om de vraag naar elektriciteit (weergegeven door de belastingsduurcurve) te beantwoorden. Dit is het "technisch criterium", en dit wordt symbolisch weergegeven door een bepaalde LOLP-waarde. Is $LOLP < 16$ dan behoeft het park geen bijkomende produktiemiddelen (en kan men het volgend jaar $J+1$ bekijken). Is $LOLP \geq 16$ dan moeten bijkomende produktiemiddelen voorzien worden. De zoektocht naar de beste keuze verloopt over drie fasen: eerst wordt gezien of het fysisch nog mogelijk is een bepaalde centrale klaar te krijgen tegen het jaar J ; dan ziet men of er geen andere randvoorwaarden bepaalde centrale type's uitsluiten; ten slotte worden de nog overgebleven type's gerangschikt in functie van hun economische prestaties t.o.v. het bestaande produktiepark. De beste keuze is de centrale die het park het meest in de richting van een economisch optimale samenstelling aanvult. Als het produktiepark reeds veel basislastcentrales bevat, zullen spitslastgroepen als beste uit de kostenvergelijking komen, en vice versa.

Na toevoeging van een eenheid van het gekozen type bij het park, worden de berekeningen van het jaar J hernomen (zie figuur VIII.3).

EPLAN 5 geeft de werkingsprincipes en investeringsprocedures van de elektriciteitsproduktie in België vrij nauwkeurig weer. Het model is modulair opgebouwd en het is mogelijk wijzigingen en

aanvullingen aan te brengen tegen beperkte kosten. Per berekening kan men een uitgebreid detail van de resultaten laten afdrukken. De hoofdresultaten van EPLAN 5 worden hierna belicht.

Figuur VIII.3. Investeringsbeslissingsprocedure



VIII.3.2. Overzicht van de belangrijkste resultaten van het model EPLAN5

De belangrijkste informatie die afgedrukt wordt door het model EPLAN 5, kan ingedeeld worden in vijf categorieën :

- a. produktie-vermogens en betrouwbaarheid van het park
- b. elektriciteitsproduktie per brandstof
- c. vermogen per brandstof
- d. kosten- en rendabiliteitsanalyse
- e. emissies

a. Produktie-vermogens en betrouwbaarheid van het park

Tabel VIII.4. geeft een overzicht van de resultaten m.b.t. de produktie-vermogens en de betrouwbaarheid van het park.

Tabel VIII.4. Produktie-vermogens en betrouwbaarheid van het park

Jaar	Vraag basis GWh	Vraag afname GWh	Vraag saldo GWh	Vraag groei %	Gevraagd vermogen MW	Laadfaktor uren	Beschikbaar vermogen MW	Reservevermogen absoluut MW	proc. %	LOLP-waarde	Kans piek tekort
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
1988	56564.0	0.0	56564.0	0.00	9462.5	5977	13522.4	4059.9	42.9	0.000	0.00
1989	58544.0	0.0	58544.0	3.50	9793.7	5977	13662.4	3868.7	39.5	0.000	0.00
1990	60593.0	0.0	60593.0	3.50	10136.5	5977	13647.4	3510.9	34.6	0.000	0.00
1991	62107.0	0.0	62107.0	2.50	10389.8	5977	13962.4	3572.6	34.4	0.000	0.00
1992	63660.0	0.0	63660.0	2.50	10649.6	5977	13957.4	3307.8	31.1	4.355	3.95
1993	65252.0	0.0	65252.0	2.50	10915.9	5977	14290.4	3374.5	30.9	4.187	3.99
1994	66883.0	0.0	66883.0	2.50	11188.7	5977	14395.4	3206.7	28.7	6.588	5.83
1995	68555.0	0.0	68555.0	2.50	11468.5	5977	14315.4	2846.9	24.8	15.564	11.31
1996	69583.0	0.0	69583.0	1.50	11640.4	5977	14559.4	2919.0	25.1	13.037	10.47
1997	70627.0	0.0	70627.0	1.50	11815.1	5977	15709.4	3894.3	33.0	2.802	2.81
1998	71686.0	0.0	71686.0	1.50	11992.2	5977	15465.4	3473.2	29.0	7.566	6.18
1999	72761.0	0.0	72761.0	1.50	12172.1	5977	15349.4	3177.3	26.1	14.143	10.04
2000	73853.0	0.0	73853.0	1.50	12354.7	5977	15509.4	3154.7	25.5	14.559	10.56

Kolom 2 geeft de elektriciteitsvraag in GWh weer over de periode 1988-2000 (kolom 1). Een eventuele afname van de vraag (bijvoorbeeld als gevolg van decentrale elektriciteitsopwekking) wordt vermeld in kolom 3. Uit kolom 2 en 3 wordt het vraagsaldo berekend (kolom 4). De jaarlijkse groei van de vraag wordt weergegeven door kolom 5. We veronderstellen dat de laadfaktor (kolom 7) konstant blijft tijdens de analyseperiode. Deling van de vraag (kolom 4) door de laadfaktor (kolom 7) geeft het gevraagde vermogen (kolom 6). Het verschil tussen het beschikbare vermogen in het productiepark (kolom 8) en het gevraagde vermogen (kolom 6) is het reservevermogen (kolom 9 en 10).

In kolom 11 staat de LOLP-waarde of Loss-of-load probability. Deze waarde stelt het verwacht aantal uren voor dat het park in het betrokken jaar niet aan de vraag zal kunnen voldoen. Kolom 12 geeft de kans weer op een vermogenstekort tijdens de piek.

b. Elektriciteitsproduktie per brandstof

Het aandeel van de verschillende brandstoffen in de totale elektriciteitsproduktie wordt vermeld in tabel VIII.5.

Tabel VIII.5. Elektriciteitsproduktie per brandstof

Jaar	Bruto-prod	Netto-prod	Kern		Kolen KS import	Zw.Ol	Li.Ol Gas	Water
1988	59403.1	56564.0	62.5	10.0	19.8	0.6	5.1	2.1
1989	61463.9	58544.0	60.6	9.6	21.4	1.3	5.0	2.0
1990	61593.8	60593.0	60.4	9.8	21.3	1.5	4.9	2.0
1991	63127.4	62107.0	62.5	7.9	21.4	1.4	4.8	2.0
1992	64700.2	63660.0	61.1	7.7	22.0	2.1	5.1	2.0
1993	66312.0	65252.0	62.8	7.9	20.5	1.9	4.9	2.0
1994	67962.5	66883.0	61.4	8.4	21.1	2.4	4.8	1.9
1995	69638.7	68555.0	60.1	8.2	21.6	3.2	5.1	1.9
1996	70682.3	69583.0	59.2	8.1	21.5	3.8	5.5	1.9
1997	71751.2	70627.0	70.0	5.5	17.1	1.4	4.2	1.9
1998	72921.8	71686.0	69.1	5.4	16.9	2.4	4.4	1.8
1999	73898.3	72761.0	68.3	5.3	16.9	2.8	5.0	1.8
2000	74999.9	73853.0	67.4	5.2	16.2	3.3	6.0	1.8

Het verschil tussen de bruto-productie (kolom 2) en de netto-productie (kolom 3) is de energie geleverd door de pompen. Tabel VIII.5. geeft het aandeel weer van de verschillende brandstof-categorieën in de bruto-productie. We onderscheiden zes categorieën : kernenergie, KS-kolen, importkolen, zware olie, lichte olie en gas, en water.

c. Vermogen per brandstof

Het aandeel van de verschillende brandstoffen in het totale produktievermogen wordt weergegeven in tabel VIII.6.

Tabel VIII.6. Vermogen per brandstof

jaar	nucleair	Reëel					nucleair	Correctie voor leeftijd			
		kolen single	gas single	olie single	multi-fuel +rest			kolen single	gas single	olie single	multi-fuel +rest
1988	48.37	7.66	0.00	6.65	37.33		56.66	6.91	0.00	4.79	31.65
1989	48.41	7.66	0.00	7.05	36.88		57.00	6.89	0.00	5.33	30.78
1990	48.29	7.56	0.00	7.04	37.11		56.97	7.19	0.00	5.23	30.61
1991	50.52	6.15	0.00	6.91	36.42		60.33	5.68	0.00	4.98	29.01
1992	50.53	6.15	0.00	6.91	36.41		60.43	5.65	0.00	4.88	29.00
1993	52.02	6.25	0.00	6.70	35.03		62.78	5.86	0.00	4.53	26.83
1994	51.72	6.79	0.00	6.66	34.83		62.57	7.16	0.00	4.39	25.88
1995	52.05	6.84	0.00	6.70	34.41		63.27	7.21	0.00	4.29	25.23
1996	50.96	6.69	3.41	6.26	32.68		59.84	6.79	6.52	3.92	22.93
1997	57.72	4.24	3.13	5.75	29.16		68.95	4.37	5.48	3.11	18.09
1998	58.77	4.31	3.19	5.85	27.87		69.67	4.40	5.62	2.99	17.32
1999	59.33	4.35	4.02	5.91	26.38		69.32	4.36	7.23	2.81	16.28
2000	57.97	4.26	7.08	5.86	24.83		65.42	4.09	13.10	2.59	14.79

Deze tabel vermeldt het aandeel van het vermogen van kerncentrales, single kolen-eenheden, single gas-eenheden, single olie-eenheden en multifuel-eenheden in het totale vermogen, zowel in reële cijfers als gecorrigeerd voor de leeftijd van de

centrales. Bij deze correctie voor leeftijd wegen we het vermogen van elke centrale met de nog resterende levensduur. Tabel VIII.6. geeft een kwantitatief beeld van de diversificatie van het produktiepark.

d. Kosten- en rendabiliteitsanalyse

In tabel VIII.7. worden de kosten geanalyseerd en wordt een overzicht gegeven van de rendabiliteit.

De totale kosten (kolom 6) zijn de som van de variabele kosten (kolom 4) en de investeringskosten (kolom 5). De variabele kosten worden op hun beurt opgesplitst in exploitatiekosten (kolom 2) en brandstofkosten (kolom 3). De negatieve investeringskosten in het jaar 2001 hebben betrekking op het gedeelte van de investeringen dat nog niet is afgeschreven in het jaar 2000. In kolom 7 worden de geactualiseerde totale kosten per 1 juli 1987 vermeld. Kolom 8 en 9 stellen respectievelijk de gemiddelde en marginale kosten voor.

De evenwichtsprijs in BF/kWh (rij 1 van het onderste gedeelte van tabel VIII.7.) is een maatstaf voor de vergelijking van verschillende investeringsscenario's. De evenwichtsprijs wordt berekend als de geactualiseerde kosten (rij 2) gedeeld door de geactualiseerde produktie (rij 3). In kolom 1 (2000 horizon) beschouwen we alleen de produktie en de kosten in de analyseperiode 1988-2000. In kolom 2 (oneindige horizon) werken we met een oneindige analyseperiode en gaan we ervan uit dat de produktie en de variabele kosten na 2000 dezelfde zijn als in het jaar 2000 en dat de equivalente jaarlijkse investeringskosten na 2000 dezelfde zijn als over de periode 1988-2000.

De totale investeringskosten (zowel geactualiseerd als niet-geactualiseerd) worden onderaan de rendabiliteitstabel vermeld.

Tabel VIII.7. Kosten- en rendabiliteitsanalyse

ANALYSE VAN DE KOSTEN IN MIO BF

=====

Jaar	Exploitatie	Brandstof	Var.kosten	Invester.	Tot.kosten	Disc.cash	SRAC	SRMC
	Mio BF	Mio BF	Mio BF	Mio BF	Mio BF	Mio BF	BF/kWh	
1988	14621.5	30526.2	45147.6	13864.4	59012.1	56627.3	0.798	0.691
1989	14707.2	31067.0	45774.2	7008.9	52783.2	46639.2	0.782	0.711
1990	14668.0	31096.0	45764.0	7966.5	53730.5	43716.6	0.755	0.713
1991	15153.7	31334.2	46487.9	12047.7	58535.6	43854.7	0.749	0.708
1992	15213.1	32716.7	47929.8	13170.1	61099.9	42150.9	0.753	0.735
1993	15736.2	33015.0	48751.2	14888.2	63639.4	40426.1	0.747	0.726
1994	15975.6	33967.6	49943.2	15363.5	65306.7	38200.1	0.747	0.740
1995	15913.2	35479.6	51392.9	15391.7	66784.6	35971.0	0.750	0.780
1996	16119.4	36644.8	52764.2	14186.0	66950.2	33204.6	0.758	0.815
1997	19111.8	34187.2	53299.0	16679.5	69978.5	31958.1	0.755	0.694
1998	18980.2	35077.7	54057.9	5480.0	59537.9	25036.9	0.754	0.730
1999	18860.3	36225.9	55086.2	2604.0	57690.2	22338.8	0.757	0.777
2000	18983.5	37520.8	56504.2	2716.0	59220.2	21115.3	0.765	0.812
2001	0.0	0.0	0.0	-146719.4	0.0	0.0	0.000	0.000

SAMENGEVATTE RENDABILITEIT IN BF ANNO 1988

=====

	2000 horizon	oneindige horizon
evenwichtsprijs in BF/kWh	0.833	0.833
geactualiseerde kosten in miljard BF	428.926	683.488
geactualiseerde produktie in GWh	514669.	820864.
investerings in miljard BF		
- niet geactualiseerde som	141.367	
- geactualiseerde som	89.759	

e. Emissies

Tabel VIII.8. geeft een overzicht van de geproduceerde splijtstof en van de totale emissies van SO_x, NO_x en deeltjes. De totale emissies van SO_x, NO_x en deeltjes worden ook weergegeven per brandstofsoort (steenkolen, aardgas, zware olie, lichte olie en recuperatiegas), maar dit is niet in deze beschrijving opgenomen.

Tabel VIII.8. Emissies van afvalstoffen

Jaar	Spijtstof kg.	SO _x ton	NO _x ton	deeltjes ton
1988	149280.	118292.	54451.	8358.
1989	149869.	129528.	59531.	9168.
1990	149535.	129551.	59518.	9078.
1991	158711.	126578.	57408.	8686.
1992	159095.	136477.	61229.	9174.
1993	167829.	131791.	59580.	8873.
1994	168078.	139196.	63207.	9335.
1995	168450.	150225.	67292.	9849.
1996	168645.	156362.	69265.	9960.
1997	202716.	110702.	50538.	7039.
1998	203224.	118241.	52722.	7118.
1999	203659.	123278.	54598.	7229.
2000	203987.	126305.	55552.	7076.

VIII.4. Resultaten van de gevalstudie

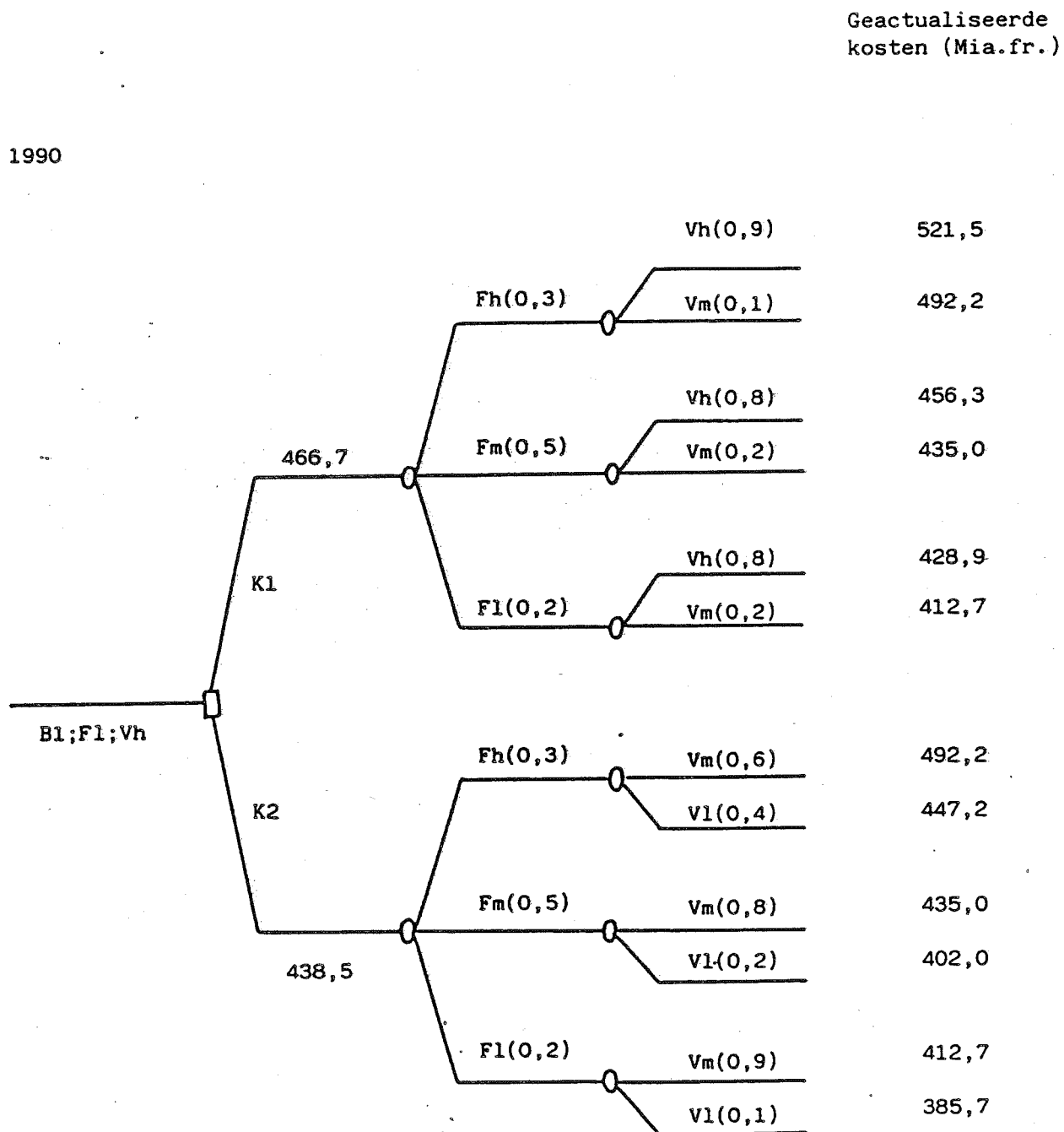
Op basis van de gegevens in VIII.1 beschreven, en met behulp van het rekenmodel EPLAN 5 in VIII.3 voorgesteld, wordt een beslissingsanalyse uitgevoerd volgens de methode in VIII.2 belicht. De resultaten van deze analyse worden hier samengevat.

In totaal werden 84 situaties doorgerekend. Deze situaties kan men afleiden uit figuur VIII.1. De drie beleidsopties in 1988 en de mogelijke evaluaties van de vraag tussen 1988-1990 leiden tot 7 knooppunten in het jaar 1990 van waaruit een nieuwe beleidskeuze kan gemaakt worden. Er worden 2 beleidskeuzen in 1990 weerhouden, waarna telkens 6 mogelijke scenario's tot het jaar 2000 onderzocht worden. Zo bekomen we $7 \times 2 \times 6 = 84$ mogelijke situaties.

Een ontwikkeling die men niet onder controle heeft, noemt men een gebeurtenis. Over toekomstige gebeurtenissen is men onzeker en men geeft daarom alle mogelijkheden met een positieve kans weer. Deze mogelijkheden vertakken in een knooppunt O. Bij een knooppunt □ moet de beslissingsnemer kiezen tussen de aangegeven opties. Hij zal de optie kiezen die hem het beste verwachte resultaat oplevert.

Het toekennen van kansen aan de diverse gebeurtenissen moet berekend worden in samenwerking met de finale beslissingsnemer(s). Deze samenwerking was voor deze gevalstudie niet haalbaar, en daarom werden probabiliteiten toegekend naar eigen inzicht (zie de cijfers tussen haakjes in de figuren VIII.1 en VIII.2).

Figuur VIII.4. Oplossing van een gedeelte van de beslissingsboom



In figuur VIII.4 wordt een gedeelte van de beslissingsboom hernomen met de uitkomsten van de totale geactualiseerde kosten²¹ (in Mia.fr. per 1 januari 1988). Op ieder knooppunt 0 wordt de verwachte waarde berekend van de achterliggende gebeurtenissen. Zo bekomt men voor de bovenste vertakking in figuur VIII.4 de waarde 466,7 Mia.fr. en voor de onderste 438,5 Mia.fr. In de keuze tussen K1 en K2 zal men de kosten minimiseren en dus K2 verkiezen en K1 bareren zoals de doorstreping in figuur VIII.4 aangeeft. In deze gevalstudie is deze werkwijze niet direct toepasbaar omdat we de extra-kosten van het REG-beleid niet begroot hebben. Uit de resultaten leert men wel dat K2 te verkiezen valt boven K1 zolang de geactualiseerde kosten (per 1 januari 1988) van het voorgestelde REG-beleid niet meer bedragen dan $466,7 - 438,5 = 28,2$ Mia.fr.

In de bespreking van de resultaten werken we met de beleidsparen (B_i, K_j) met een klemtoon op de paren

(B_1, K_1) = DOEL 5 in 1988 en mogelijke nucleaire expansie in 1990;

(B_2, K_1) = aarzelende houding met een mogelijke nucleaire expansie in 1990;

(B_2, K_2) = aarzelende houding gevolgd door een REG-beleid in 1990;

(B_3, K_2) = een actief REG-beleid vanaf 1988, verdergezet in 1990.

In tabel VIII.9 wordt de verwachte ontwikkeling van de vraag aan het centrale produktiepark over de periode 1988-2000 getoond voor de vier beleidsparen. In een beleid van nucleaire expansie verwachten we een toename van ca. 32 % tot het jaar 2000. Dit groeicijfer kan dalen tot ca. 5 % wanneer een REG-beleid (elektriciteitsbesparing, decentrale opwekking) gevoerd wordt. De

²¹ Als kosten gelden de 'vermijdbare' kosten, d.w.z. alle nog niet verrichte investeringen + alle werkingskosten van het produktiepark. Dit economische kostenbegrip is niet te vergelijken met het boekhoudkundige begrip.

vraag aan de centrale produktie in 2000 bij een REG-beleid is ca. 20 % lager dan bij een beleid van nucleaire expansie²².

Tabel VIII.9. Verwachte vraag aan de centrale elektriciteits-
produktie i.f.v. het gevoerde beleid en van de
bestudeerde groeivoeten

Beleid inzake de elektriciteits- voorziening (*)		Gevraagde elektriciteit anno '2000	Toename t.o.v. het jaar 1987
in 1988	in 1990	GWh	%
B1	K1	72 261	+ 32,2
B2	K1	71 208	+ 30,3
B2	K2	62 129	+ 13,7
B3	K2	57 559	+ 5,3

(*) zie tabel VIII.1 voor een verklaring van B₁ en K₁.

De ingeschatte produktiekosten van de centrale elektriciteits-
produktie voor de vier beleidsvarianten staan in tabel VIII.10.
Omdat de centrale produktiequanta lager zijn bij een REG-beleid
dan bij een beleid van nucleaire expansie, zijn ook de totale
produktiekosten lager. Het verschil bedraagt ca. 12 % of 56,1
Mia.fr. geactualiseerd over de periode 1988-2000. Het bedrag van
56,1 Mia.fr. zijn de besparingen in de centrale produktie,
mogelijk gemaakt door een REG-beleid, aangevat in 1988 en verder
gezet in 1990. Deze besparingen zijn geen netto winst voor de
economie omdat elektriciteitsbesparing en decentrale opwekking
eveneens economische kosten meebrengen. Het bedrag van 56,1
Mia.fr. is significant kleiner dan de besparingen door de EEG
geschat wanneer 20 % elektriciteitsbesparing gehaald wordt tegen
1995 (de EEG vermeldt 20 miljard ECU/jaar voor de EEG-landen).

²² In EEG: COM-87-496 DEF (27/10/87) - document "Naar een
efficiënter elektriciteitsverbruik", stelt men een daling met
20 % tegen 1995 van het elektriciteitsgebruik voor, alleen door
rendementsverbeteringen.

Tabel VIII.10. Verwachte geactualiseerde (per 1/1/1988 over periode 1988-2000) produktiekosten, evenwichtsprijs van de kWh en produktiequota i.f.v. het gevoerde beleid

Beleid inzake de elektriciteitsvoorziening (*)		Totale geactualiseerde kosten (**)	Evenwichtskostprijs (**)	Geactualiseerde centrale produktie
in 1988	in 1990	Mia.fr.	ct/kWh	GWh
B1	, K1	463,6	91,04	509 139
B2	, K1	450,9	89,84	501 762
B2	, K2	422,8	88,28	478 866
B3	, K2	407,5	88,17	462 236

(*) zie tabel VIII.1 voor een verklaring van B₁ en K₁.

(**) als kosten worden alle vermijdbare uitgaven vanaf 1/1/1988 tot 31/12/2000 gerekend.

Het bedrag van 56,1 Mia.fr. dient ook gerelateerd aan het verschil in geactualiseerde produktie, nl. 509 139 - 462 236 = 46 903 GWh, of een verschil van ca. 9 % tussen het nucleaire expansie en het REG-beleid. Met een kostenbesparing van ca. 12 % betekent dit een daling van de evenwichtskostprijs van ca. 3 %, zoals men ook uit de gegevens van tabel VIII.10 kan afleiden.

Zoals te verwachten leveren de beleidsvarianten B2,K1 en B2,K2 resultaten op die tussen de twee tegengestelde beleidsvisies van nucleaire expansie en REG in liggen. Een vergelijking tussen B1,K1 (DOEL 5 in 1988) en B2,K1 (géén DOEL5 in 1988; wel nucleaire expansie mogelijk in 1990), is leerrijk om de "meerkosten" van een uitstel van DOEL 5 te meten. Uit de tabellen VIII.9 en VIII.10 kan men berekenen dat een uitstel van DOEL 5 de volgende verwachte gevolgen heeft t.o.v. een onmiddellijke bouw van DOEL 5:

- een lagere vraag aan de centrale produktie in het jaar 2000 (-1,5 %)
- over de periode een kleinere geactualiseerde totale produktie (-1,5 %)

- geactualiseerde lagere produktiekosten ten belope van 12,7 Mia.fr. (-2,7%)

- een daling van de evenwichtskostprijs (-1,3 %).

Een uitstel van DOEL 5 heeft dus geen merkbare invloed op de kostprijs van de kWh. Zoals ook in hoofdstuk V aangetoond, zijn de meerkosten van tientallen miljarden door het BCEO gehanteerd ten zeerste aanvechtbaar.

Tabel VIII.11. Verwachte SO_x-emissies en diversificatie van het elektrische produktiepark, anno 2000

Beleid inzake de elektriciteitsvoorziening (*)		Verwachte SO _x -emissies van de centrale elektriciteitsproduktie anno 2000		Aandeel van het nucleaire in de totale produktie-capaciteit (**)
in 1988	in 1990	ton/jaar	gr./kWh	%
B1	, K1	144 492	1,58	58,9
B2	, K1	133 978	1,88	50,9
B2	, K2	113 309	1,82	54,4
B3	, K2	99 510	1,73	55,3

(*) zie tabel VIII.1 voor een verklaring van B₁ en K₁.

(**) de spaarbekkens worden als stockagevermogen gerekend, niet als produktievermogen.

EPLAN 5 drukt ook de resultaten af inzake emissies en inzake de diversificatie van het produktiepark (zie hoger § VIII.3.2). In tabel VIII.11 worden deze samengevat voor de vier beleidsvarianten. Als maatstaf voor de emissies is de SO_x-lozing opgenomen in absolute hoeveelheden (ton/jaar) en per geproduceerde kWh (gram/kWh). De SO_x-emissie is het laagst bij een nucleair expansiebeleid. In de drie andere varianten verwacht men relatief hogere, maar absoluut soms lagere, emissieniveau's. Hieruit volgt dat een investeringsprogramma voor de rookgaszuivering van de bestaande elektriciteitscentrales aan de orde moet komen.

Het aandeel van de nucleaire produktie in de totale elektriciteitsvoorziening in de jaren '90 schommelt tussen 60 en 70 % voor

alle onderzochte scenario's. Bij het nucleaire expansie-beleid komt dit door de toevoeging van nieuw nucleair vermogen in een groeiend produktiepark. Bij het REG-beleid komt dit door de trage groei van de vraag aan een licht inkrimpand produktiepark. Het aandeel van het nucleair vermogen in de totale beschikbare produktiecapaciteit (de spaarbekkens worden als opslagcapaciteit beschouwd), ligt tussen 50 en 60 %. Als men bovendien rekening houdt met de verschillende ouderdom van de fossiele en de nucleaire centrales, betekent dit een steeds toenemend gewicht van het nucleair vermogen in de jaren '90 bij een verderzetting van de nucleaire expansie. De diversificatie van het Belgisch elektrisch produktiepark komt zodoende op de helling te staan. Men kan de noodzakelijke diversificatie in de elektriciteitsproduktie niet wegwuiven met een verwijzing naar de andere sectoren van de energie-economie (transport; verwarming; ...). Elektriciteit is daarvoor een te specifieke energiedrager in vele toepassingen (verlichting; drijfkracht; koeling;...).

De hier besproken resultaten van de gevalstudie zijn slechts een gedeelte van de informatie door EPLAN 5 aangereikt. In een volledige beslissingsanalyse van het uitrustingsplan is ook een grondiger evaluatie van alle resultaten aangewezen.

VIII.5. Besluit

In het eerste gedeelte van dit besluit worden de bevindingen die uit de gevalstudie voortvloeien, samengevat. In het tweede gedeelte worden een aantal suggesties gedaan om tot een betere uitrustingsplanning te komen.

a. Bevindingen op basis van de verrichte gevalstudie

Alleen algemene krachtlijnen zijn uit de verrichte gevalstudie af te leiden. Voor meer verfijnde uitspraken is een vollediger onderzoek noodzakelijk.

De 84 bestudeerde scenario's van beleidsopties en gebeurtenissen tonen aan dat de "meerkosten" van een uitstel tot 1990 van DOEL 5 niet merkbaar zijn. Ook een nucleair moratorium tot minstens 1992 zou géén "meerkosten" veroorzaken. Een verdere nucleaire expansie brengt de diversificatie van het produktiepark tegen het einde van de jaren '90 in gevaar. Het nucleair produktievermogen heeft dan betrekking op bijna 60 % van alle produktievermogen en praktisch alle centrales jonger dan 20 jaar zijn uitsluitend kerncentrales.

Als men het beleid afstemt op elektriciteitsbesparing en op decentrale opwekking, verwacht men een besparing van ca. 56,1 Mia.fr. geactualiseerd per 1/1/88 over de periode 1988-2000, in de centrale elektriciteitsproduktie. Dit bedrag is geen netto winst voor de economie van het land.

We hebben niet kunnen nagaan of de noodzakelijke REG-maatregelen minder of meer zouden kosten dan het geactualiseerde bedrag van 56,1 Mia.fr. Uit hoofdstuk III blijkt wel dat een REG-beleid eerder een zaak van organisatie en herschikking van middelen is, dan van omvangrijke investeringsuitgaven.

In alle beleidsvarianten blijven de emissies van de schadelijke afvalstoffen (vb. SO_x) hoog in het jaar 2000. Voor de bescherming van het leefmilieu is het in alle varianten aangewezen een investeringsprogramma voor rookgaszuivering aan de bestaande fossiele centrales op te starten. Dit programma kan gekoppeld worden aan een programma van levensduurverlenging van de beste fossiele centrales (zie hoofdstuk II).

Dit zijn de belangrijkste bevindingen uit de concrete gevalstudie. Voor een steviger ondersteuning van de besluitvorming inzake de uitrustingsplanning is een grondige en volledige beslissingsanalyse noodzakelijk.

b. Suggesties voor een betere uitrustingsplanning

Herhaaldelijk werd de noodzaak van een betere uitrustingsplanning in België aangestipt in deze studie. De door ons uitgevoerde

gevalstudie heeft eerder een didactische waarde. Ze zou moeten uitgebreid worden met de kennis aanwezig in België betreffende de diverse aspecten van het uitrustingsplan.

In dit gedeelte van de tekst worden de belangrijkste aandachtspunten overzichtelijk samengebracht. Over ieder van deze punten is goed onderbouwde en verifieerbare verslaggeving noodzakelijk.

a. de vraag naar elektriciteit

Het is nodig de behoefte aan elektriciteit tot het jaar 2000 nauwkeurig in te schatten. Deze behoefte moet opgesplitst worden naar:

- aanwending (verlichting; koeling; drijfkracht;...)
- activiteitensector (industriële sectoren; tertiaire activiteiten, ...)

Met dit meer genuanceerd beeld van het elektriciteitsgebruik, is het mogelijk een onderscheid te maken tussen autonome en beïnvloedbare gedeelten van de vraag, en tussen de behoefte te voldoen door de centrale elektriciteitssector en deze die ook decentraal kan opgevangen worden.

De afzonderlijke bestanddelen van het elektriciteitsgebruik kunnen best specifiek onderzocht worden. De autonome vraag kan als een functie van demografische en trendmatige evoluties verklaard worden. De beïnvloedbare vraag zal meer een functie zijn van relatieve energieprijzen en van het gevoerde beleid t.o.v. de elektriciteitsvoorziening. O.a. de impact van verschillende vormen van elektriciteitstarificatie en van het gevoerde promotiebeleid, moet onderkend worden.

Een onderzoek van de vraag omvat ook twee potentieelstudies, deze van het besparingspotentieel en deze van het zelfproductiepotentieel. De inschatting van deze potentiëlen wordt conditioneel op alle relevante determinanten (o.a. beleidsvariabelen en technologische evolutie) doorgevoerd.

b. elektriciteitsproductietechnologieën

Omdat een uitrustingsplan gevolgen heeft voor de komende decennia, is men verplicht ook de evolutie van de

produktietechnologie in te schatten. Deze studies geven een beeld van de beschikbaarheid, marktintroductie, kosten, externe effecten, e.d. van alle kandidaat-technologieën.

Een onderscheid tussen de nucleaire en de andere technologieën is aangewezen

In het BCEO-plan wordt geen enkele vraag gesteld bij de nucleaire technologie. Om de overheid van de nucleaire keuze te overtuigen is een uitgebreide verantwoording van de kosten en van de veiligheidsaspecten van de nucleaire keuze nochtans aangewezen.

We denken hierbij aan:

- de nucleaire brandstofcyclus in zijn verschillende onderdelen, inclusief de definitieve opslag van het hoog radio-actief afval;
- de ontmanteling van nucleaire installaties, inclusief de opslag van de diverse afvalsoorten;
- de ontwikkeling van nieuwe nucleaire centrales met een kleiner eenheidsvermogen en met kleinere ongevallenrisico's.

De niet-nucleaire elektriciteitsproduktie is zeer verscheiden van aard en van ontwikkeling. Men verwacht uitgebreide verantwoording van de gegevens inzake de conventionele steenkolentechnologie (300 MW en 600 MW poederkolencentrales), en een inschatting van nieuwe of vernieuwde technieken, zoals:

- gasturbines,
- kolenvergassing,
- decentrale opwekkingsvormen (motoren; kleine gas- en stoomturbines),
- wervelbedverbranding,
- alternatieve energie (windmolens; photovoltaïsche omzetting),
- levensduurverlenging van bestaande groepen.
-

Een brede horizonverkenning over de toekomstige mogelijkheden van elektriciteitsopwekking is nuttig om een evenwichtig, gediversifieerd produktiepark te realiseren.

c. externe effecten

De bouw van elektrische centrales en de opwekking van elektriciteit, brengen positieve en negatieve externe effecten mee. In een welvarende samenleving worden de negatieve effecten zwaar gewogen.

In een uitrustingsplan verwacht men een grondige analyse van de belangrijkste externe effecten zoals de impact op het leefmilieu (inclusief risico- en veiligheidsaspecten), de industriële weerslag van de investeringsbeslissingen, de gevolgen voor macro-economische grootheden (tewerkstelling, handelsbalans).

Deze effecten kunnen niet als een vrijblijvend aanhangsel van het uitrustingsplan opgevat worden. Hun integratie in de planning in afweging t.o.v. anders gemeten variabelen (vnl. kostprijzen van de kWh) is vereist.

De studies over de vraag, produktietechnologieën en externe effecten gelden als fundamenteën waarop het uitrustingsplan steunt. Ze worden daarom ter beschikking gesteld vóór het eigenlijke plan wordt opgemaakt en besproken.

Bij de realisatie van het uitrustingsplan doet men een beroep op de theorie van het beslissen onder onzekerheid. Men krijgt een gestructureerd overzicht van de beslissingsproblematiek; men kan nagaan wat de waarde is van de beschikbare en ontbrekende informatie; men verwerkt de onoplosbare onzekerheid op een logisch consistente wijze; een formele en verifieerbare afweging tussen objectieven en subjectieve factoren is mogelijk.

Het uitrustingsplan moet klaar en duidelijk de prestaties van de diverse beleidsopties weergeven inzake:

- kostprijs van de kWh, en weerslag op de tarieven voor de onderscheiden groepen van cliënteel;
- milieu-effecten;
- diversificatie in de elektriciteitsvoorziening;
- macro-economische gevolgen.

Zonder een goed uitgewerkt uitrustingsplan is het uiterst moeilijk de beste beslissingen inzake de toekomstige elektriciteitsproduktie af te leiden.

Hoofdstuk IX. Beoordeling van het BCEO-plan en advies

In dit korte hoofdstuk trachten we onze belangrijkste bevindingen samengevat weer te geven en om te zetten in een advies. We verwijzen ook naar een aantal gedeelten van de studie met besluiten en aanbevelingen inzake concrete onderwerpen, zoals:

- § II.3. inzake de opening van de elektriciteitsmarkt
- § III.5. inzake het REG-beleid
- § IV.5. inzake de tarieven en regelgeving voor de zelf-producenten
- § VI.4. inzake de aanpak van de milieu-effecten
- § VIII.5. inzake de methodiek en het ondersteunende studiewerk voor het uitrustingsplan

Dit hoofdstuk omvat drie gedeelten met adviezen betreffende:

- 1°) het BCEO-uitrustingsplan
- 2°) de investeringsbeslissingen inzake elektriciteitsproductie
- 3°) de elektriciteitsvoorziening in het algemeen.

IX.1. Het BCEO-plan gewogen

Besluit nr.1 :

Het BCEO-plan is onvolledig, en op een aantal essentiële punten onverantwoord.

Er wordt slechts één vraaggroei-scenario (+ 2,5 %/jaar) weerhouden. De vraagschatting houdt geen rekening met beleidsmaatregelen (bv. verbod op de promotie van het elektriciteitsgebruik; bv. tariefstructuren die aanzetten tot zuinig gebruik).

De zelfproductie van elektriciteit wordt op een foutieve wijze ingeschat. Ook de gevolgen van de onlangs getroffen tarifaire maatregelen worden niet onderzocht.

De bouwkostprijzen van de produktiemiddelen worden niet verantwoord. De keuze van DOEL 5 staat op voorhand vast voor het BCEO.

De niet-nucleaire investeringsstrategie wordt niet bestudeerd.

De externe effecten van de bouw, en van de werking van de centrales worden zeer oppervlakkig en in aanhangsel behandeld.

Het enige overblijvende criterium, de kostprijs, wordt verwoord via een ongedefinieerd begrip van "meerkosten".

Besluit nr.2 :

Het BCEO - plan beantwoordt niet aan de bepalingen van de regeringsverklaring van 10 mei 1988.

Het plan bevat geen verschillende alternatieve scenario's zowel wat betreft de evolutie van de vraag (alleen met 2,5 % wordt rekening gehouden), als wat betreft het aanbod. De scenario's bevatten het geraamde effect van een politiek voor een rationeel energieverbruik niet.

Wat betreft het aanbod werd geen brede waaier van scenario's opgemaakt. Er wordt geen voorrang verleend aan scenario's die een nieuwe nucleaire eenheid in België uitsluiten. (zie bv. BCEO-plan p.30: "Het BCEO neemt derhalve geen scenario's in aanmerking waarin de kerneenheid DOEL 5 niet voorkomt.")

Er wordt geen bijzondere aandacht verleend aan nieuwe technieken en aan de gecombineerde produktie en de gedecentraliseerde opwekking van elektriciteit.

Het scenario wordt niet geëvalueerd op basis van:

- de totale directe kost per geproduceerde kWh - hierin begrepen de kosten voor onderzoek, de verwerking en stockage van het nucleair afval en de ontmanteling van kerncentrales;
- de veiligheid van de uitbating;

- de effecten op het milieu;
- de industriële gevolgen;
- de diversificatie in de bevoorrading;
- de prijs voor de consumenten.

Het probleem is niet dat het BCEO-plan te kort zou schieten op één van de bepalingen van het Regeerakkoord. Het probleem is dat het BCEO-plan te kort schiet op alle bepalingen.

Besluit nr.3 :

Een nieuw uitrustingsplan, dat wordt opgesteld volgens de regels van de kunst en dat beantwoordt aan alle bepalingen van het Regeerakkoord, is noodzakelijk om verantwoorde beslissingen te nemen.

IX.2. Investeringsbeslissingen inzake elektriciteitsproductie

Zoals in het verleden legt de sector een hypotheek op de besluitvorming inzake elektrische produktiemiddelen door een onvolledig en onverantwoord plan op tafel te leggen. Mochten de beleidsmakers over een vollediger en juister plan beschikken, dan zouden subjectieve indrukken, vooropgezette keuzen en toevallige factoren minder kans krijgen om de uiteindelijke beslissing te beïnvloeden.

Ons rapport wil bijdragen tot een betere uitrustingsplanning. We hebben getracht de investeringsbeslissing te benaderen vanuit verschillende invalshoeken, en we hebben een concrete gevalstudie uitgewerkt. In grote lijnen zijn we tot de volgende conclusie gekomen.

Besluit nr.4 :

De keuze voor DOEL 5 kan niet rationeel verantwoord worden op basis van de kostprijs van de kWh.

In vergelijking met de kosten van DOEL 5 zoals door het BCEO opgegeven, leveren een steenkoolcentrale en een gas-STEG eenheid elektriciteit tegen een kostprijs van de grootte-orde van de nucleaire kWh-prijs.

We betwijfelen of alle kosten van de nucleaire cyclus volledig in rekening gebracht worden (ontmanteling van nucleaire installaties; afvalopslag; beveiliging; ...). We hebben vastgesteld dat de kosten van de kolentechnologie overschat en de prestaties van de gasturbines onderschat worden in het BCEO-plan.

Een rationele basis voor investeringsbeslissingen inzake elektriciteitsproduktie, wordt gevormd door de evaluatie van meerdere aspecten van de produktie-alternatieven, zoals impact op het leefmilieu, kostprijs, industriële weerslag, diversificatie, enz... Het BCEO-plan behandelt deze aspecten stiefmoederlijk als loutere 'aanvulling'. Bovendien is de behandeling soms onvolledig of foutief.

Besluit nr.5 : _____

Een uitstel van de beslissing inzake DOEL 5 tot 1990 of tot 1992 veroorzaakt geen merkbare meerkosten t.o.v. een onmiddellijke keuze voor DOEL 5.

Deze vaststelling steunt op de resultaten van de gevalstudie (hoofdstuk VIII). Een afremming van de nucleaire expansie heeft wel voor gevolg dat de promotie voor elektriciteitsverbruik moet afgeremd worden.

Besluit nr.6 : _____

DOEL 5 niet bestellen betekent dat er financiële middelen vrijkomen voor een ander investeringsprogramma in de sector.

Een alternatief werkprogramma waaraan de Belgische uitrustingen-sector kan deelnemen zou de volgende elementen omvatten:

- de onmiddellijke bestelling van een 300 MW-Steg centrale;
- de ontwikkeling en demonstratie van de kolenvergassing;
- de rookgaswassing op de fossiele centrales met een resterende levensduur van minstens 10 jaar (= BCEO-afschrijvingsperiode van de milieu-installaties);
- levensduurverlenging van de beste fossiele centrales;
- bouw en installatie van kleinschaliger warmte-kracht-centrales in bedrijven en instellingen, eventueel gekoppeld aan kleine warmtedistributienetten.

Voor de specifiek nucleaire activiteiten van de Belgische bedrijven dringt zich dezelfde focusverschuiving op als bij alle nucleaire bedrijven in het buitenland, d.w.z. naar dienstverlening voor bestaande centrales, naar de problematiek van het nucleair afval en van de ontmanteling.

Een afwijzing van DOEL 5 gekoppeld aan een actief REG-beleid, stimuleert de sector van de REG-goederen.

Naar ons inzicht biedt dit industrieel perspectief meer groeikansen op de middellange en lange termijn voor de Belgische nijverheid dan de bestelling van DOEL 5.

IX.3. De toekomstige elektriciteitsvoorziening

We herinneren hier aan de twee visies op de elektriciteitsvoorziening met hun tegengestelde logica (zie inleiding).

Wanneer men de nucleaire cyclus goedkoop en absoluut veilig inschat, is een voortzetting van het Belgische elektriciteitsbeleid mogelijk (opdrijven van de vraag; continue bouw van kerncentrales).

Wanneer men de nucleaire expansie verwerpt, moet een ander elektriciteitsbeleid in de plaats komen van de bestaande praktijk.

In deze studie hebben we enkele suggesties voor dit ander beleid geformuleerd. We hernemen hier een aantal bevindingen.

(1°) Het uitrustingsplan en de energieplanning in het algemeen, moeten het resultaat zijn van een gestructureerde en wetenschappelijk onderbouwd overleg tussen de energiebedrijven en de overheid.

(2°) De opening van de elektriciteitsmarkt is nodig om ons competitief te maken voor een verdere verruiming van de Europese markt die vroeg of laat zal geïnstitutionaliseerd worden. Deze opening vereist transparantie in de prijzen en in de marktpartijen. Deze transparantie is niet mogelijk zonder een scheiding van de distributiesector van de produktie/transmissie activiteiten.

(3°) De toegang tot de elektriciteitsmarkt mag niet kunstmatig belemmerd worden. Dit betekent dat de tariefregeling en regelgeving inzake de zelfproduktie meer op economische principes moet gestoeld worden.

(4°) De realisatie van een beleid van Rationeel Energie Gebruik is een organisatie- en kennisintensieve activiteit. Op veel terreinen moet een duidelijker taakverdeling komen tussen overheid en privé-sector, en moet de werking van het marktmechanisme bevorderd worden.

(5°) De elektriciteitstarieven meer baseren op de marginale kosten van de voorziening brengt een verhoogde efficiëntie mee en zet aan tot energiebesparing.

(6°) Om haar beleid tot stand te brengen zal de overheid haar eigen instrumenten en instellingen meer operationeel moeten maken, zoals ook in de regeringsverklaring (§ D.6.1) voorgenomen wordt.

BIBLIOGRAFIE

I. ALGEMEEN

- ALGEMENE ENERGIERAAD (AER), Commentaar op het Voorontwerp Wet Energiedistributie, Advies aan de Minister van Economische Zaken op 14 oktober 1988, 's Gravenhage.
- ALLE, M., La Politique d'Utilisation Rationnelle de l'Energie, Bruxelles, VIe Congrès des Economistes Belges de Langue Française 'Les Finances Publiques Belges', nov.1984.
- ANDERSON, D., "Models for determining least-cost investments in electricity supply", The Bell Journal of Economics and Management Science, vol.3, spring 1972, pp.267-299.
- BALD, M., "Methodische Besonderheiten bei der Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Servicemassnahmen", Atomwirtschaft, feb.1987, pp.94-97.
- BALD, A. & J. BEER, "Heizkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland - Trends - Projekte - Technik", Fernwärme International, vol.15 (4), juli/aug.1986, pp.210-219.
- BARKER, B., "Deregulation. Facing the Big Question", EPRI Journal, march 1988, pp.15-23.
- BECHT, H.Y., C. DAHEY OUWENS & J.W. STORM VAN LEEUWEN, "Kolen-technologie. Achterhaald of nieuw speerpunt?", Economisch-Statistische Berichten, 1987, pp.859-862.
- BEHEERSCOMITE DER ELEKTRICITEITSONDERNEMINGEN (BCEO), Prévisions d'évolution de prix moyens, document 2171r, Brussel, 29 sept.1982.
- BEHEERSCOMITE DER ELEKTRICITEITSONDERNEMINGEN (BCEO), Nationaal Uitrustingsplan inzake Produktiemiddelen en Groot Transport van Elektrische Energie 1988-1998, 10 oktober 1988.
- BELGELECTRIC, The Electricity and Gas Industry in Belgium. Ebes-Intercom - Unerg, Belgelectric Finance bv., dec.1983.
- BERNARD, H., The Greenhouse Effect, New York, Harper & Row, 1980.
- BRUNNER, C.U. & A. BAUMGARTNER, Elektrizität Sparen, Schweizerischer Nationalfonds, Nationales Forschungsprogramm Energie, 1987.
- CENTRAAL PLANBUREAU, Een Drietal Scenario's voor het Energieverbruik van Nederland tot 2010, Den Haag, 1986.

- CHRISTIAN, R., Energie 2030. Der sanfte Weg, Wien, Oestereichische Gesellschaft für Oekologie, s.d.
- COHEN, A.V. & D.K. PRITCHARD, Comparative Risks of Electricity Production Systems: a Critical Survey of the Literature, London, HMO Stationary Office, Health and Safety Executive, 1980.
- COMMISSIE VAN DE EUROPESE GEMEENSCHAPPEN, Energy Planning in the Community and in the Third World (seminar), Luxemburg, DG XVII-Energy, 30 sept.-3 oct.1986.
- COMMISSIE VAN DE EUROPESE GEMEENSCHAPPEN, Naar een Efficiënter Electriciteitsgebruik (Mededeling van de Commissie), Com(87) 496 def, Brussel, 27 oktober 1987.
- CONAES MODELLING RESOURCES GROUP, Energy Modelling for an Uncertain Future, Washington D.C., National Research Council, 1978.
- CONTROLECOMITE VOOR DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS, Aanbeveling. Tarifiering van de aankopen van elektrische energie bij de zelfproducenten onder een spanning van 15 kV of lager, document C.C.(e) 87/42, Brussel, 14 oktober 1987.
- CONTROLECOMITE VOOR DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS, Aanbeveling. Tarifiering van de hulpleveringen en aanvullende leveringen aan de zelfproducenten onder een spanning van 15 kV of lager, document C.C.(e) 88/13, Brussel, 27 april 1988.
- CONTROLECOMITE VOOR DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS, Jaarverslagen, diverse jaargangen.
- DIENSTEN VAN DE EERSTE MINISTER, Regeringsverklaring uitgesproken voor het Parlement, op 10 mei 1988 door de Eerste Minister, de heer Wilfried Martens, Brussel, Inbel & Belgisch Staatsblad, mei 1988.
- Duurzame Energie, diverse jaargangen.
- Energy Policy, diverse jaargangen.
- EPRI-Journal, diverse jaargangen.
- ESKDA, E., El besparelser i Danmarks energipolitik, Kopenhagen, 1988.
- EVANS, N. & W. BULLEN, Nuclear Economics and the Price of Coal, Cambridge, Cambridge Energy Research (CER), feb.1987.
- GAINES, L., R.S. BERRY & T.V. LONG, TOSCA: The Total Social Cost of Coal and Nuclear Power, Cambridge (Mass.), Ballinger, 1979.

- HECO, W. & M. VOUCHE, "De elektriciteitsproductie en haar weerslag op het milieu", Consensus, 1984/3-4, pp.109-123.
- HOHMEYER, O., Soziale Kosten des Energieverbrauchs. Externe Effekte des Elektrizitätsverbrauchs in der Bundesrepublik Deutschland, Berlin, Springer Verlag, 1988.
- HOLDREN, J., A Critical Review of some Comparative Environmental Assessments of Energy Technologies, Paris, OECD, 1981.
- HOSTE, J. & A. JAUMOTTE, Thermonucleaire Elektriciteitsproductie na de Ramp van Tchernobyl. Aanpassing in 1987 van het Rapport van de Evaluatiecommissie inzake Kernenergie, Brussel, Staatssecretariaat voor Energie, dec.1987.
- HOWARD, R.A. (Ed.), Readings in Decision Analysis, Stanford, Stanford Research Institute, 1977.
- INHABER, H., Risk of Energy Production, Ottawa (Ontario), Atomic Energy Control Board, 1978.
- JOSKOW, P.L. & R. SCHMALENSEE, Markets for Power. An Analysis of Electric Utility Deregulation, Cambridge (Mass.), The MIT Press, 1983.
- KASK, S.B. & G.P. SAHA, "The New Zealand Electricity Industry: a Structural Analysis of Competition, Contestability and Efficiency", Proceedings Eighth Annual International Conference IAEE, Tokyo, june 1986, pp.872-891.
- KÜNNKE, R.S., "De Elektriciteitswet 1983", Economisch-Statistische Berichten, 13 mei 1987, pp.454-456.
- LIPSCHUTZ, R., Radioactive Waste. Politics, Technology and Risk. A Report of the Union of Concerned Scientists, Cambridge (Mass.), Ballinger, 1980.
- MACCARTHY, D.B., H.C. PALMER & L.D. WILSON, Ontario Hydro's Approach to Demand Management, presented at the IEA-workshop on Conservation Programmes for Electric Utilities, 21-23 sept.1988, Paris, France.
- MACDONALD, G.I. (Ed.), The Long-term Impact of Increasing Atmospheric Carbon Dioxide Levels, Cambridge (Mass.), Ballinger, 1982.
- MALES, R.H., Integrated Utility Planning, presented at the IEA-workshop on Conservation Programmes for Electric Utilities, 21-23 sept.1988, Paris, France.
- MARTINO, J.P., Technological Forecasting for Decision Making, New York, North-Holland, 1983.

- MINISTERIE VAN ECONOMISCHE ZAKEN (Nederland), Rapport inzake de Elektriciteitsvoorziening in de Jaren Negentig, 1987.
- MOEN, J., Optimal Energy Conservation Efforts by Oslo City Light and Power. Methods Adopted and Some of the Results Achieved, so far, presented at the IEA-workhop on Conservation Programmes for Electric Utilities, 21-23 sept.1988, Paris, France.
- NEUFFER, H., "Sind kleine kohlegefeuerte Heizkraftwerke heute noch wirtschaftlich?", Fernwärme International, vol.15, 1986, pp.225-232.
- NÖRGARD, J.S., Long-term Energy Planning in Denmark. A Sustainable Option, presented at 1st International Congress on Energy, 19-20 aug.1987, Brasil-Con 87, Sao Paulo, Brazil.
- NÖRGARD, J.S. & P.B. PEDERSEN, Low Electricity Household for the Future, presented at 'Demand-side Management and Electricity End-use Efficiency', 20-31 juli 1987, Advanced Study Institute, Povia do Varzim, Portugal.
- NORTHWEST POWER PLANNING COUNCIL, Northwest Conservation and Electric Power Plan, 1986.
- Nuclear Engineering, diverse jaargangen.
- Nucleonics Week, diverse jaargangen.
- OECD-NEA, Projected Costs of Generating Electricity from Nuclear and Coal-fired Power Stations for Commissioning in 1995, (A report by an expert group, january 1984-based cost figures), Paris, OECD, 1986.
- PELKMANS, J., "Economische Baten van 1992", Economisch-Statistische Berichten, 11 mei 1988, pp.447-451.
- RAMSAY, W., Unpaid Costs of Electrical Energy. Health and Environmental Impacts from Coal and Nuclear Power, Baltimore, John Hopkins University Press for Resources for the Future, 1979.
- SAMENWERKENDE ELEKTRICITEITS-PRODUKTIEBEDRIJVEN (SEP), Elektriciteitsplan 1987-1996, Arnhem, maart 1987.
- SAMENWERKENDE ELEKTRICITEITS-PRODUKTIEBEDRIJVEN (SEP), Elektriciteitsplan 1989-1998, Arnhem, aug.1988.
- SCHUBERT, H. & G. BARG, "Besondere Erfahrungen bei der Errichtung", Atomwirtschaft, aug./sept.1986, pp.425-428.
- SIPS, H.W., Het Elektriciteitsverbruik in het Jaar 2000. Prognose en Mogelijkheden tot Elektriciteitsbesparingen, Delft,

Centrum voor Energiebesparing en Schone Technologie,
dec.1987.

UPPDRAAG 2000, Elektricity Conservation - A Resource for both Vattenfall and its Customers, presented at the IEA-workshop on Conservation Programmes for Electric Utilities, 21-23 sept.1988, Paris, France.

VAN MAANEN, J.M.C., "Basisonderzoek elektriciteitsverbruik kleinverbruikers (BEK)", Elektrotechniek, vol.65, 1987, pp.711-717.

VEEN, VEGIN & VESTIN, Rapport van de Stuurgroep Reorganisatie Energiedistributiesector, aug.1987.

VEREINIGUNG DEUTSCHER ELEKTRIZITÄTSWERKE (VDEW), Stromerzeugungskosten im Vergleich: Kohle und Kernenergie-Arbeitsteilung Bestätigt, Frankfurt, 31 aug.1987.

WARREN, A., "Saving megabucks by saving megawatts", Energy Policy, vol.15(6), dec.1987, pp.522-528.

II. SESO-PUBLIKATIES (gerangschikt naar verschijningsdatum)

VERBRUGGEN A., De toekomst van de elektriciteitsproductie in België. Beschouwingen betreffende het Uitrustingsplan in Produktiemiddelen 1981-1986, neergelegd door het Beheerscomité der Elektriciteitsondernemingen (BCEO), op 25 februari 1981, november 1981, 51 pp.

VERBRUGGEN A., Onderzoek naar de optimale investeringsbeslissing m.b.t. de elektriciteitsproductie in België, Diensten voor Programmatie van het Wetenschapsbeleid, maart 1982, 48 pp. + annexen.

VERBRUGGEN A., Investeringsmodel voor de elektriciteitsproductie, Diensten voor Programmatie van het Wetenschapsbeleid-Nationaal Programma R&D Energie, juni 1983, 100 pp.

ERREYGERS G., From coal to electricity-description of major side-effects, SESO-rapport 84/159, augustus 1984, 39 pp.

ERREYGERS G., From uranium to electricity-description of major side-effects, SESO-rapport 84/160, augustus 1984, 46 pp.

ERREYGERS G., Coal versus nuclear : a struggle for power. Evaluation and comparison of major side-effects, SESO-rapport 84/166, november 1984, 67 pp.

- VERBRUGGEN A., Decision model of electricity generation planning with an application for Belgium, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Vol. 7, No 4, october 1985, pp. 201-209.
- VERBRUGGEN A., "De besluitvorming inzake de bouw van kerncentrales in België", in : A. Verbruggen (editor) Liber Amicorum Professor Dr. Pierre-Henri Virenque, SESO, mei 1986, pp. 303-326.
- VERBRUGGEN A., VANLOMMEL G., Een scenario van uittreding uit de nucleaire elektriciteitsproductie in België, SESO-rapport 87/207, februari 1987, 67 pp.
- VERBRUGGEN A., Considerations on the feasibility of local energy planning in Belgium, juni 1987, 44 pp.
- VERBRUGGEN A., NELEN N., Tijd, inflatie en onzekerheid bij de beoordeling van investeringsprojecten, Nationaal Programma R&D Energie, Diensten voor de Programmatie van het Wetenschapsbeleid, januari 1988, 80 pp.
- VANLOMMEL G., VERBRUGGEN A., Elektriciteitstarificatie in België. Doorlichting van de tariefformules en parameters, SESO-rapport 88/216, februari 1988, 60 pp.
- VERBRUGGEN A., DHOLLANDER H., KNOOREN H., Tarificatie van elektriciteit uitgewisseld tussen het centraal net en decentrale producenten, SESO, Studiedag 'Zelfproductie elektriciteit; regelgeving, tarieven, mogelijkheden', Studie in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken en de Europese Economische Gemeenschap, DGXVII-Energie, maart 1988, 35 pp.
- VERBRUGGEN A., DHOLLANDER H., MARCELIS C., Schatting van het warmte-kracht potentieel in België, SESO, Studiedag 'Zelfproductie elektriciteit; regelgeving, tarieven, mogelijkheden', Studie in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken en de Europese Economische Gemeenschap, DGXVII-Energie, maart 1988, 134 pp.
- VANLOMMEL G., VERBRUGGEN A., De impakt van de kerncentrales Doel 3/Tihange 2 en Doel 4/Tihange 3 op de Belgische elektriciteitsprijzen, Studie uitgevoerd in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken, augustus 1988, 73 pp.