



STUDIECENTRUM VOOR ECONOMISCH EN SOCIAAL ONDERZOEK

BIJDRAGE TOT DE STUDIE VAN HET TE
INSTALLEREN VERMOGEN, EN VAN DE
KEUZE VAN PRODUCTIETECHNIEK VOOR DE
ELEKTRICITEITSPRODUKTIE IN BELGIE *

Emiel Van Broekhoven en

Ingrid Van Gaelen

Werknota 7548

Juli 1975

* Deze werknota vervolledigt en vervangt het SESO document nr.7537, van februari 1975, "Enkele elementen i.v.m. de rendabiliteit van elektriciteitscentrales" van dezelfde auteurs.

Universitaire Faculteiten St.-Ignatius
Prinsstraat 13 - 2000 Antwerpen

D/1975/1169/16

INLEIDING

De energiecrisis en haar gevolgen heeft eens te meer de privé sector en de overheid voor haar verantwoordelijkheid geplaatst op het vlak van het energiebeleid. Gewijzigde prijsverhoudingen leidden enerzijds tot aanzienlijke wijzigingen in de vraag naar verschillende energiebronnen; anderzijds werden andere combinaties van technologische processen kostenminimerend.

In deze nota gaat de aandacht vooral naar de economische implicaties hiervan voor de elektriciteitssector. Een wijziging in het groeipatroon (vertraagde groei) van de vraag naar elektriciteit stelt de behoefte aan bijkomende productiecapaciteit voor de volgende jaren in vraag, terwijl een wijziging in de kostenverhouding der grondstoffen de optimale samenstelling van het productiepark door verschillende technologieën aan verschuivingen onderwerpt.

De aanpassing van capaciteit en samenstelling van het productiepark is uiteraard een zaak van de elektriciteitsproducenten, die bijna uitsluitend privé maatschappijen zijn. Deze privé maatschappijen moeten echter bij het nemen van hun beslissing steunen op een aantal hypothesen. Materies zoals de evolutie van het BMP, toekomstige prijsverhoudingen der primaire energiebronnen, de verkoopprijzen van het produkt, liggen echter zeker niet binnen de macht der privé producenten en op die punten zal de overheid noodzakelijkerwijze tussenbeide komen. Vandaar dan ook het gemengde publiek-privé karakter waarin de discussies rond het uitrustingsprogramma van de elektriciteitssector zich afspelen.

In het najaar van 1974 hebben de auteurs van deze nota een studie op gang gebracht ten einde op een onafhankelijke wijze tot een verduidelijking van het probleem van de keuze van kernenergie op economisch vlak te kunnen komen. Onafhankelijkheid in deze materies uit zich vooral bij het verkrijgen van de basisinformatie en bij het ontwikkelen van de basiswerkhypothesen en minder wat betreft het keuzemodel dat gemeenschappelijk is voor alle onderzoekers. De informatie over prijzen en investeringskosten (die verwacht werd) in deze nota zijn afkomstig van de diensten van internationale organismen, waarbij uiteraard die gegevens werden gebruikt die aangepast waren aan Belgische toestanden. Wat de werkhypothesen betreft kan men diegene onderscheiden die betrekking hebben op de ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit, die een afgeleide vraag is van de vraag naar totale produktie in de economie. Op dit vlak heeft men een onderscheid gemaakt tussen een aantal verschillende groeiscenario's. Van belang blijkt te zijn niet alleen de lange termijn groei waar men naartoe tendeert, maar ook de wijze waarop men vanuit de huidige zero groei daar naartoe groeit. Op dit vlak heersen onzekerheden die ook de fijnste of meest diepgaande studie nooit zal weten op te heffen. Wat het totale produktiepark betreft zal men gelet op de geïmpliceerde vertragingen tussen beslissing en uitvoering uiteraard weldra belangrijke beslissingen moeten treffen. Daar men het grillig verloop van conjunctuur en groei niet kan voorzien zal men rekening moeten houden met de evaluatie van een aantal strategieën, en de kost van een eventueel tekort aan capaciteit versus de kost van een overschot.

Dat element van de studie kwam in deze nota niet aan de orde. Wel werd enige aandacht besteed aan de incidentie van alternatieve groeipaden op de localisatiekeuze. Het is zo dat een trage groei grotere kansen geeft om tijdig met een elektriciteitseiland voor de kust klaar te komen, terwijl een snelle groei verdere intermediaire vestigingsplaatsen vereist nog vóór men tot vestiging op een eiland kan overgaan.

Dit alles onder de hypothese dat men uitgaat van de vooropstelling dat er onder geen enkel beding een schaarste mag worden gecreëerd vis à vis de vereiste vraag. Maar misschien is de enige wijze om werkelijk besparingen af te dwingen zowel van consumenten als van de nijverheid te opteren voor een klein te installeren park vis à vis de te verwachten vraag. Het is zeer zeker dat een aantal energiebesparende maatregelen door consumenten en nijverheid niet zullen genomen worden dan onder een duidelijke druk. Ook dit aspect behoort tot de beleidsopties, en werd hier niet verder ontwikkeld.

De discussie over de groei leidt tot de bepaling van het te voorzien produktiepark. De discussie over grondstoffenprijzen en intrestvoeten leidt tot de bepaling van de produktiemethode, d.w.z. tot de keuze van produktie van elektriciteit met kernenergetische methoden of met klassieke thermische methoden. Bij de evaluatie van de keuze houdt men alleen rekening met de bedrijfseconomische kostenkant. Voor een deel is dit geïnspireerd door de overweging dat de milieubalans tussen thermische en kernproduktiemethoden helemaal niet duidelijk in het voordeel van de eerste overslaat.

Lage intrestvoeten bevorderen kerncentrales en hoge bevorderen klassieke centrales. Daar inflatie ten dele verwerkt wordt in de intrestvoet is een hoge inflatiegraad wat de bedrijfseconomische keuze betreft dus relatief gunstig voor de installatie van thermische centrales. Maar hoe belangrijk de intrestvoet ook weze - het determinerende element voor de keuze tussen thermische en nucleaire centrales is en blijft de ontwikkeling van de wereldgrondstofprijzen, in het bijzonder van olie en van nucleaire brandstof. Dit element determineert alles, daar de schommelingen die op dat vlak mogelijk zijn zo groot zijn dat ze alles kunnen omverwerpen. De vraag die zich blijft stellen is of de 'soft-approach' die Europa ten overstaan van de olieproducerende landen heeft gevoerd op de duur voordelig zal zijn. Men kan er niet genoeg de nadruk

op leggen dat dit ten zeerste te betwijfelen valt. De objectieve commerciële en politieke krachtenverhoudingen tussen Europa en de producentenlanden liggen zo dat Europa o.i. lagere prijzen zou kunnen bedingen. Het gevaar bestaat dat de leveranciers van kernbrandstof de prijzen tot een equivalent van de olieprijs opdrijven. Dit alles is speculatie, die evenwel het belang van grondige studie van de handelsverhoudingen met de grondstofproducerende landen duidelijk maakt. In de studie heeft men zich echter beperkt tot de evaluatie van de keuze van de produktietechniek voor verschillende prijzen van olie- en nucleaire brandstof voor verschillende intrestvoeten.

In een eerste hoofdstuk wordt de behoefte aan produktiecapaciteit voor de volgende jaren geschetst. In het kader daarvan is het huidig uitrustingsprogramma van de Bedrijfsfederatie der Voortbrengers en Verdelers van Elektriciteit in België (BFB). Het tweede hoofdstuk behandelt de keuze kerncentrale-klassieke centrale met stookolie voor het voldoen van de basisvraag. In een tweede paragraaf van dit hoofdstuk ten slotte wordt de invloed benadrukt van de economische politiek van de overheid op de samenstelling van het uitrustingsprogramma, m.a.w. het kader waarin beslissingen in verband met het uitrustingsprogramma worden genomen.

Van bij de aanvang vestigen we er de aandacht van de lezer op dat het geenszins onze bedoeling is geweest een pasklare oplossing voor te schotelen. We hebben enkel getracht enkele aspecten in verband met de behandelde problematiek toe te lichten; bovendien is de ganse tekst, maar vooral dan hoofdstuk II, gebaseerd op cijfersgegevens die enkel als benaderingen van de grootteorde kunnen beschouwd worden.

HOOFDSTUK I. BEHOEFTE AAN PRODUKTIECAPACITEIT

INLEIDING

De behoefte aan produktiecapaciteit is voor elke onderneming een functie van de verwachte vraag. Het niet-stockeerbaar karakter van elektriciteit stelt bovendien aan de capaciteit bijzondere eisen. Niet alleen moet de capaciteit volstaan om de maximumvraag over het jaar te beantwoorden wanneer deze zich voordoet, maar ze moet ook op elk ogenblik volstaan om stochastische schommelingen in de vraag op te vangen enerzijds, regelmatig onderhoud en het herstel van technische defecten mogelijk te maken, anderzijds.

In die zin houdt elke studie van het te installeren vermogen voor toekomstige jaren twee deelaspecten in: nl. de verwachte maximumvraag over het jaar en de reservecapaciteit om de eventuele onbeschikbaarheid van de installaties op te vangen. Deze zijn dan ook de onderwerpen die respectievelijk zullen behandeld worden in paragraaf 1 en 2.

Paragraaf 3 toetst het aldus bekomen te installeren vermogen aan het uitrustingsprogramma 75-83, zoals het gepubliceerd wordt door de Bedrijfsfederatie der Voortbrengers en Verdelers van Elektriciteit in België. Er worden ten slotte enkele bedenkingen aan vastgeknoopt in verband met een mogelijke strategie voor de verdere uitbouw van onze produktiepark.

§1. DE VERWACHTE VRAAG

Aan de basis van elke investeringsbeslissing ligt een prognose in verband met de vraag. Voor elektriciteit is deze prognose ontegensprekelijk verbonden met de vraag naar andere bronnen van energie.

In een eerste punt van deze paragraaf wordt getracht de samenhang tussen de vraag naar de verschillende vormen van energie, alsook de rol van de overheid daarin nader te belichten.

Tijdsbependingen lieten echter niet toe een globaal energiemodel te ontwikkelen, zodat wat betreft de vraag naar elektriciteit vrij ruwe ramingen werden weerhouden. Hierop komen we terug in punt 2.

1.1. De vraag naar energie

Algemeen wordt aangenomen dat de vraag naar energie nauw samenhangt met het BNP. Voor het verleden gold een jaarlijkse groeivoet van 5 tot 6 %. Anderzijds kan men stellen dat het energieverbruik over zeer lange termijn een logistische curve volgt, in het industrieel tijdvak gekenmerkt door een ratio, jaarlijkse groeivoet van het energieverbruik over jaarlijkse groeivoet van het BNP, groter dan 1, in de post-industriële periode een ratio gelijk aan 1, om in een later stadium kleiner dan 1 te worden. Onnodig te zeggen dat men niet kan bepalen wanneer het post-industriële tijdvak zal aanvatten.

Zoals voor vele economische fenomenen geldt ook hier dat de vraag functie is van het inkomen en van de prijs. Een stijging van de energieprijzen zal een overschakeling veroorzaken van energie-intensieve naar minder energie-intensieve procédés. De stijging van het inkomen daartegen leidt normalerwijze tot een meer energie-intensieve produktie en consumptiegewoonten.

Voor het bevredigen van de energiebehoeften staan verschillende vormen van energie ter beschikking. De voornaamste zijn:

- steenkool
- petroleumderivaten
- gas
- elektriciteit.

Bepaalde behoeften kunnen slechts voldaan worden met één modus, b.v. komt voor verlichting praktisch enkel elektriciteit in aanmerking. Andere behoeften, als huisverwarming, kunnen voldaan worden met behulp van verschillende modi.

Het is duidelijk dat in het eerste geval de vraag weinig prijs-elastisch zal zijn. In het tweede geval is het aandeel van elke modus sterk afhankelijk van de relatieve prijzen en prijsverwachtingen voor de toekomst. Overschakelen van een modus op een andere zal uiteraard ook afhankelijk zijn van andere factoren, zoals de verhouding tussen de prijs der brandstof en de prijs der installatie, zoals het nog af te schrijven kapitaal van de bestaande installatie, enz... Deze bijkomende factoren zullen echter vooral de snelheid der aanpassing bepalen.

De relatieve prijzen worden niet alleen bepaald door kostenfactoren, maar ook belastingen en accijnzen spelen een belangrijke rol. De overheid beïnvloedt aldus het aandeel van de verschillende modi. Omgekeerd betekent dit dat de overheid via belasting en accijnzen de vraag naar energie kan leiden in functie van de te bereiken objectieven, als zekerheid van bevoorrading, ontwikkeling van nieuwe technieken ..., m.a.w. de overheid kan prijzen manipuleren om bepaalde restricties te doen eerbiedigen, ze beschikt aldus over een doeltreffend middel om invoer en produktie te regelen zonder kwantitatieve normen op te leggen.

Anderzijds leggen interdependenties langs de aanbodzijde aan de prijspolitiek van de overheid zware restricties op. Verschillende petroleumderivaten kunnen slechts in een praktisch vaste verhouding op de markt gebracht worden, de produktie van elektriciteit op basis van zware stookolie is afhankelijk van de petroleumraffinage, enz...

Uit dit alles kan afgeleid worden dat een globaal energiebeleid rekening moet houden met vele factoren, afgezien nog van financieringsaspecten, die zeker bij een min of meer drastische ingreep geenszins te verwaarlozen zijn.

Aan de basis van energiebeleid liggen een aantal fundamentele opties van de overheid, die via marktmechanismen het energiepatroon bepalen. De vraag naar elektriciteit is hieruit slechts één aspect.

Vandaar dan ook dat het extrapoleren van tendensen uit het verleden, in de huidige situatie, waar steeds wijzigende relatieve kosten en daarbij aansluitende nieuwe klemtonen in het overheidsbeleid de bestaande structuur van het energiepatroon grondig wijzigen, weinig betrouwbaar is. Daar het anderzijds te betwijfelen valt of men een globaal energiemodel kan ontwikkelen dat op een afdoende wijze rekening houdt met de boven vermelde aspecten, moeten de predicties van de vraag naar elektriciteit noodzakelijkerwijze "gefühlsmässige Rahmungen" blijven.

1.2. De vraag naar elektriciteit

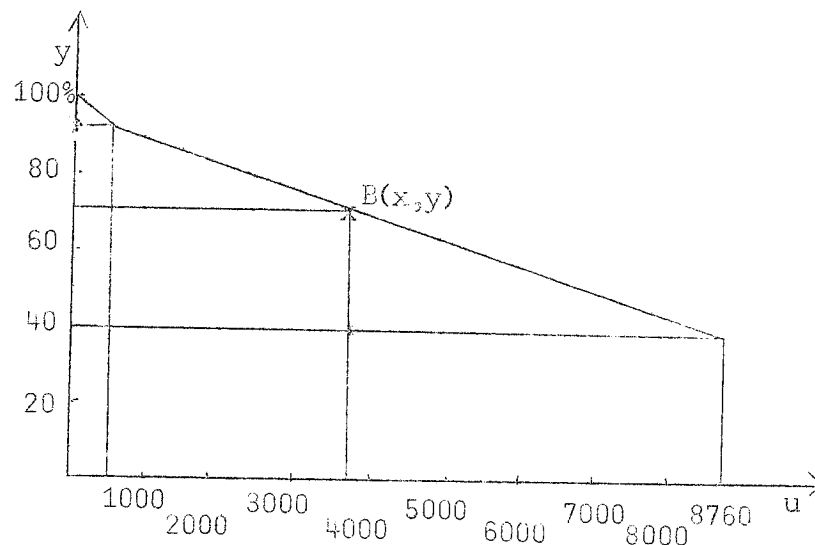
De vraag naar elektriciteit wordt gewoonlijk uitgedrukt in kWh. Op dit vlak werd in het verleden een gemiddelde jaarlijkse groei-voet van 7 % vastgesteld.

Voor de producent is echter niet het aantal gevraagde kWh van belang: een kWh gevraagd in een daluur heeft een gans andere waarde dan een kWh gevraagd op een piekmoment.

Wat van meer belang is, is het gevraagd vermogen. Dit gevraagd vermogen is aan sterke schommelingen onderhevig. Enerzijds zijn er stochastische schommelingen b.v. ten gevolge van weersomstandigheden, en anderzijds seizoen- en uurschommelingen.

Een willekeurig punt $B(x,y)$ van de "load curve" (figuur 1) geeft aan dat gedurende x uren van het beschouwde jaar minstens y % van het maximum gevraagd vermogen (V_{max}) is gevraagd. Ze is m. a.w. een samenvattende weergave van de schommelingen in het gevraagd vermogen over de loop van het jaar.

Figuur 1.



Tabel 1. Maximum gevraagd vermogen in België 1960-1974 (in MW)

Jaar	Vmax	Jaarlijkse groeivoet
1960	2603	
1961	2750	5.6
1962	2930	6.5
1963	3220	9.9
1964	3480	8.1
1965	3631	4.3
1966	3765	3.7
1967	4074	8.2
1968	4429	8.7
1969	4756	7.4
1970	4983	4.8
1971	5071	1.8
1972	5883	16.0
1973	6202	5.4
1974	6300	1.6

Bron: B.F.E., Statistisch Jaarboek 1973, Jaarverslag 1974.

Wanneer bij het bepalen van het te installeren vermogen, dan wordt uitgegaan van het maximum gevraagd vermogen (Vmax), kan, voor zover er geen stochastische schommelingen zijn in de vraag, en voor zover de geïnstalleerde capaciteit steeds beschikbaar is, gesteld worden dat het gevraagd vermogen steeds zal geleverd worden. (In volgende paragraaf zal met de twee beperkende factoren, nl. de stochastische schommelingen in de vraag en de schommelingen in het aanbod rekening gehouden worden door het invoeren van een minimum reserve factor $R^{\#}$).

Tabel 1 geeft de evolutie van Vmax voor de laatste 15 jaar. De gemiddelde jaarlijkse groeivoet voor de periode 63-73 bedroeg 6.8 %. Voor '74 was er een groeivoet van 1.6 %.

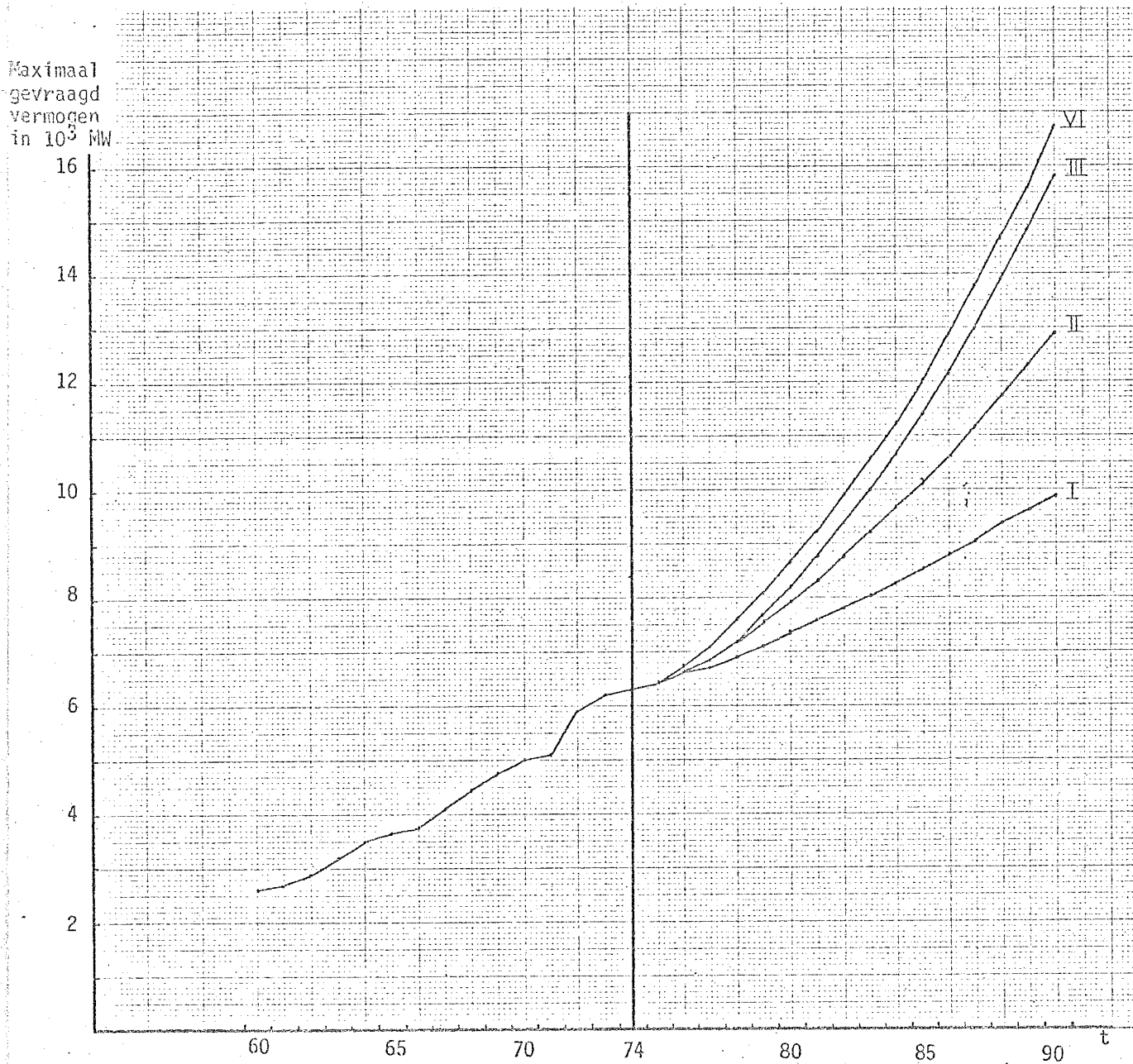
Verder werkend op deze basis heeft men een aantal mogelijke groeischema's vooropgesteld voor de volgende jaren, waarvan men de samenvatting vindt in tabel 2, waar men vier alternatieven onderscheidt gaande van een relatief lage groeivoet (geval I) tot een hoge groeivoet die bovendien zeer snel bereikt wordt (geval VI).

Tabel 2. Evolutie van de vraag voor de komende jaren in jaarlijkse groeivoeten, t.o.v. $V_{max} 74$

Jaar	I	II	III	IV
1975	1.6 %	1.6 %	1.6 %	1.6 %
1976	2	3	3	4
1977	3	4	4	6.8
1978	3	5	5	6.8
1979	3	5	6.8	6.8
1980	3	5	6.8	6.8

Op grond van deze tabellen 1 en 2 kan men figuur 2 opstellen.

Figuur 2.



§2. TE INSTALLEREN VERMOGEN

Bij het bepalen van het te installeren vermogen moet echter niet enkel rekening gehouden worden met het verwachte gevraagd vermogen, maar ook met stochastische afwijkingen t.o.v. het verwachte gevraagd vermogen en met de beschikbaarheid van de produktie-installaties.

Niet-beschikbaarheid is het gevolg van een stochastische component (niet te voorzien defect) enerzijds en regelmatig onderhoud anderzijds.

Aldus berekent men het te installeren vermogen als volgt:

$$V_{\max} (1 + R^{\#})$$

Waarin V_{\max} het maximum gevraagd vermogen voorstelt. Het aanpassen van de capaciteit aan de maximum vraag impliceert dat verder geen rekening meer dient gehouden met het vraagpatroon over het jaar; daar $R^{\#}$ een minimum reserve factor is, nodig om enerzijds aan regelmatig onderhoud, en anderzijds aan stochastische schommelingen in vraag en aanbod het hoofd te kunnen bieden.

Het is echter duidelijk dat om met zekerheid op elk ogenblik elke willekeurige mogelijke vraag te kunnen voldoen, $R^{\#}$ zeer groot zou moeten zijn. Aan elke eindige $R^{\#}$ is m.a.w. een risico verbonden (nl. een aantal winters op honderd dat de vraag het aanbod overtreft).

Hoe groter $R^{\#}$, hoe kleiner het risico maar ook hoe groter de vereiste capaciteit bij een gegeven verwachte maximum vraag, en alle capaciteit betekent kosten.

Het economisch aanvaardbaar risico wordt het resultaat van het afwegen van een hogere kost tegen de gevolgen van een wijziging in de aanbodnorm.

Zo stelde EbES (°) in 1963 een $R^{\#}$ van 15 % voorop. Een vergelijking van het absoluut spitsverbruik met het netto ontwikkelbaar vermogen voor de laatste 10 jaar resulteerde in beduidend hogere cijfers, nl. 19-31 %. Aangezien de hoogste cijfers te wijten kunnen zijn aan een tijdelijke overcapaciteit met het oog op de vraag in latere jaren, is het te installeren vermogen berekend op basis van $R^{\#}$ van 15 en 25 %. De resultaten worden weergegeven voor de vier beschouwde evoluties van de vraag in Tabel 3.

In feite is de grootte van $R^{\#}$ functie van de grootte der centrales. Wanneer een eenheid van 1000 MW op een totaal vermogen van 8000 MW uitvalt betekent dit reeds 12.5 % van de capaciteit die onbeschikbaar wordt. In die zin is het te installeren vermogen functie van de samenstelling van het produktiepark.

Bij gebrek aan concrete data hierover is niet verder ingegaan op dit aspect. Een reservecoëfficiënt van 40 % tegen 1990 zou als referentiepunt kunnen dienen, doch aangezien niets geweten was over de reële samenhang tussen die cijfers en zijn bepalende factoren is afgezien van een dergelijke endogene bepaling en is het verder verloop van de tekst gebaseerd op een $R^{\#}$ van 25 %.

(°) Elektriciteit, nr. 111, Juli 1963.

Tabel 3. Te installeren capaciteit in MW

Jaar	Vmax				1.15 Vmax				1.25 Vmax			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
1974	6300	6300	6300	6300	7245	7245	7245	7245	7875	7875	7875	7875
1975	6401	6401	6401	6401	7361	7361	7361	7361	8001	8001	8001	8001
1976	6529	6593	6593	6657	7508	7582	7581	7656	8161	8241	8241	8321
1977	6725	6857	6857	7110	7734	7886	7886	8177	8406	8571	8571	8888
1978	6926	7199	7199	7593	7965	8279	8279	8732	8658	8999	8999	9491
1979	7134	7559	7689	8109	8204	8693	8842	9325	8918	9449	9611	10136
1980	7348	7937	8212	8661	8450	9128	9444	9960	9185	9921	10265	10826
1981	7569	8334	8770	9250	8704	9584	10086	10638	9461	10418	10963	11563
1982	7796	8751	9367	9879	8965	10064	10772	11361	9745	10939	11709	12349
1983	8030	9188	10004	10550	9295	10566	11505	12133	10038	11485	12505	13188
1984	8271	9648	10684	11268	9512	11095	12287	12958	10339	12060	13355	14085
1985	8519	10130	11410	12034	9797	11650	13122	13839	10649	12663	14263	15043
1986	8774	10637	12186	12852	10090	12233	14014	14790	10968	13296	15233	16065
1987	9037	11169	13015	13726	10393	12844	14967	15785	11296	13961	16269	17158
1988	9309	11727	13900	14660	10705	13486	15985	16859	11636	14659	17375	18325
1989	9588	12313	14845	15657	11026	14160	17072	18006	11985	15391	18556	19571
1990	9875	12929	15854	16721	11356	14868	18232	19229	12344	16161	19818	20901

§3. BEHOEFTE AAN CAPACITEIT EN DE GEPLANDE UITBREIDING

In de vorige paragraaf is het te installeren vermogen berekend voor een reservecoëfficiënt van 15 en 25 %. Uit het tweede hoofdstuk van deze tekst zal blijken dat bij de huidige load-curve een coëfficiënt van 25 % wel als minimum kan aanvaard worden. Enkel deze waarde wordt dan ook weerhouden in het verder verloop van deze tekst.

In deze paragraaf wordt het te installeren vermogen vergeleken met het geplande capaciteitsniveau, voor de volgende tien jaar. In een eerste punt wordt op basis van de huidige capaciteit, de geplande uitbreidingen en geschatte schrappingen het netto-ontwikkelbaar vermogen voor de volgende tien jaar afgeleid. In een tweede punt wordt de aldus geplande capaciteit vergeleken met de in vorige paragraaf berekende behoeften onder vier mogelijke vraagevoluties.

Op basis hiervan wordt getracht in 3.3 enkele conclusies naar voor te brengen in verband met een mogelijke strategie voor de toekomstige uitbouw van het Belgisch productiepark.

3.1. Geplande capaciteit

Zoals in de inleiding gezegd, wordt de geplande capaciteit berekend op basis van het huidig netto-ontwikkelbaar vermogen, de geplande uitbreidingen en geschatte schrappingen. Wat het huidig netto ontwikkelbaar vermogen betreft moet teruggedaan worden tot einde 1973 bij gebrek aan latere cijfers. De geplande uitbreidingen worden jaarlijks gepubliceerd en de schrappingen werden afgeleid uit EEG-publikaties (zie appendix I). Er werd verder gesteund op het uitrustingsprogramma 75-83 zoals gepubliceerd in het jaarverslag van de BPE.

In tabel 4 is dan de geplande capaciteit berekend.

Tabel 4. Geplande capaciteit in MW

Jaar	Capaciteit begin v/h jaar	Uitbreiding	Schrapping	Capaciteit einde v/h jaar
1973				8144
1974	8144	728	45	8827
1975	8827	1543	94	10276
1976	10276	213	51	10438
1977	10438	380	92	10726
1978	10726	437	106	11057
1979	11057	1041	445	12453
1980	12453	985	238	13200
1981	13200	1000	-	14200
1982	14200	1175	-	15375
1983	15375	1000	-	16375
1984	16375	1000	-	17375
1985	17375	1000	-	18375
1986	18375	1000	-	19375

Bij de beschikbare capaciteit op 1 januari worden de geplande uitbreidingen geteld en de geschatte schrappingen afgetrokken om de capaciteit op het einde van het jaar te berekenen. Deze capaciteit is dan zeker beschikbaar bij de aanvang van het volgende jaar. Ze wordt verder beschouwd als beschikbaar vanaf dat jaar. Hierdoor ontstaat een onderschatting van de beschikbare capaciteit, die b.v. een eventueel laattijdig klaarkomen van nieuwe centrales kan compenseren.

In 3.2. wordt de aldus bekomen beschikbare capaciteit vergeleken met het te installeren vermogen. Het verschil tussen beide vormt overcapaciteit (t.o.v. een reservecoëfficiënt van 25 %).

Als maatstaf voor deze overcapaciteit kan anderzijds ook

$$R = \frac{\text{cap}}{V_{\text{max}}} - 1 \quad (1)$$

beschouwd worden, in vergelijking dan uiteraard met de vooropgestelde minimum reservefactor R^* van 25 %.

3.2. Overcapaciteit

In tabel 5 is de overcapaciteit in MW van het Belgisch uitrustingsplan berekend onder de vier hoger vermelde vooropgestelde vraagevoluties. Kolom 5 geeft de reservecoëfficiënt zoals berekend in formule (1) in 3.1.

Hieruit blijkt dat, zelfs als de vooropgestelde vraagevoluitie IV zich realiseert, de inzinking in de vraag van '74-'75 een aanzienlijke overcapaciteit heeft doen ontstaan.

De vraag stelt zich dan of het uitrustingsplan niet kan gewijzigd worden, en in het licht van de energiecrisis en de bouw van kerncentrales, of het nodig is de kerneenheden gepland tegen '81, '82 en '83 en '84 al dan niet te bouwen. In de veronderstelling dat begonnen wordt met een kunstmatig eiland voor de kust begin '76 en met de bouw van een eerste eenheid hierop begin '80, kan deze eenheid bedrijfsklaar zijn begin '85.

Tabel 5. Overcapaciteit in MW

Jaar	Vmax				Te installeren				Gepland	Overcapaciteit				R			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV		I	II	III	IV	I	II	III	IV
1974	6300	6300	6300	6300	7875	7875	7875	7875	8144	269	269	269	269	29	29	29	29
1975	6401	6401	6401	6401	8001	8001	8001	8001	8827	826	826	826	826	38	38	38	38
1976	6529	6593	6593	6657	8161	8241	8241	8321	10276	2115	2035	2035	1955	57	56	56	54
1977	6725	6857	6857	7110	8406	8571	8571	8888	10438	2032	1867	1867	1550	55	52	52	47
1978	6926	7199	7199	7593	8658	8999	8999	9491	10726	2068	1727	1727	1235	55	49	49	41
1979	7134	7559	7689	8109	8918	9449	9611	10136	11057	2139	1608	1446	921	55	46	44	36
1980	7348	7937	8212	8661	9185	9921	10255	10826	12453	3268	2532	2188	1621	69	57	52	44
1981	7569	8334	8770	9250	9461	10418	10963	11563	13200	3739	2782	2237	1637	74	58	51	43
1982	7796	8751	9367	9879	9745	10939	11709	12349	14200	4455	3261	2491	1851	82	62	52	44
1983	8030	9188	10004	10550	10038	11485	12505	13188	15375	5337	3890	2870	2187	91	67	54	46
1984	8271	9648	10684	11268	10339	12060	13355	14085	16375	6036	4315	3020	2290	98	70	53	45
1985	8513	10130	11410	12034	10649	12663	14263	15043	17375	6726	4712	3112	2332	104	72	52	44
1986	8774	10637	12186	12852	10968	13296	15233	16065	18375	7407	5079	3142	2310	109	73	51	43

Kan ondertussen gewacht worden met de bouw van kerncentrales ?
Het is deze vraag die we zullen trachten te beantwoorden in 3.3.

Vooraf wensen we wel nog de volgende opmerking te maken. Het punt 3.3. behandelt de vraag vanuit het standpunt behoefte aan productiecapaciteit. De vraag of het om kerncentrales dan om klassieke centrales gaat is hier bijgevolg van minder belang (daarvoor wordt verwezen naar Hoofdstuk II).

Ook klassieke centrales kunnen op een eiland voor de kust worden gebouwd. De reden waarom over het eiland wordt gesproken is hoofdzakelijk van ecologische aard nl. omwille van het koelingsprobleem, en stelt zich zowel voor een grote klassieke centrale als voor een kerneenheid (zij het dan in iets mindere mate: technische efficiëntie van 33 % voor een kerncentrale max. 40 % voor een klassieke). Het is vooral een probleem van grote centrales, niet zozeer van kerncentrales.

3.3. Een mogelijke strategie voor de uitbouw van het Belgisch produktiepark

Indien de bouw van kerncentrales gestopt wordt na Tihange 1, d.w.z. de eenheden gepland voor '81 en volgende worden uitgesteld tot ze op het eiland kunnen gebouwd worden, dan betekent dit een aanpassing van de geplande capaciteit, meer bepaald een vermindering t.o.v. de geplande jaarlijkse additionele 1000 MW vanaf 1982. Hierdoor verkleint uiteraard ook de overcapaciteit; in sommige gevallen ontstaat er ondercapaciteit, of de reservecoëfficiënt van 25 % wordt aangetast.

Tabel 6 geeft de overcapaciteit (ondercapaciteit) weer rekening houdend met de zoals hierboven vermelde gewijzigde uitrustingsplannen. De tabel is opgemaakt in de veronderstelling dat de eerste eenheid op het eiland slechts beschikbaar wordt vanaf begin 1987 wat een constructieperiode voor eiland en eerste eenheid samen op 11 jaar brengt. Een dergelijke periode kan als lang beschouwd worden aangezien de eerste eenheid in een gunstige veronderstelling reeds beschikbaar kan zijn begin '85. In dit laatste geval verhoogt de geplande capaciteit voor '85 met 1000 MW, die van '86 met 2000 MW.

Tabel 6. Overcapaciteit onder gewijzigde uitrustingsplannen

Jear	Vmax				Te installeren				Gepl.				Overcapaciteit				R				
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	
1980	7348	7937	8212	8661	9185	9921	10265	10826	12453	3266	2532	2188	1621	69	57	52	44				
1981	7569	8334	8770	9250	9461	10418	10963	11563	13200	3739	2782	2237	1637	74	58	51	43				
1982	7796	8751	9367	9879	9745	10939	11709	12349	13200	3455	2261	1491	851	69	51	41	34				
1983	8030	9188	10004	10550	10038	11485	12505	13188	13375	3337	1890	870	187	67	46	34	27				
1984	8271	9648	10684	11268	10339	12060	13355	14085	13375	3036	1315	20	-710	62	39	25	19				
1985	8519	10130	11410	12034	10649	12663	14263	15043	13375	2726	712	-888	-1668	57	32	17	11				
1986	8774	10637	12186	12852	10968	13296	15233	16065	13375	2406	79	-1858	-2690	52	26	10	4				

Volgens vraagschema I en II, die een aanzienlijk vertraagde groei veronderstellen, blijft er zelfs tot einde '85 een min of meer aanzienlijke overcapaciteit bestaan. Onder vraagschema II blijft er in '86 nog een reservecoëfficiënt van 26 %. Een dergelijke verwachte evolutie van de vraag impliceert m.a.w. dat zelfs tot einde '86 kan gewacht worden op de in bedrijfstelling van de eerste eenheid op het eiland voor de kust.

Vraagschema III dat vanaf 1979 terug de gemiddelde jaarlijkse groei voert voor de periode 63/73 van 6.8 % veronderstelt na een eerder geleidelijke opgang, vereist een strikte uitvoering van het minimum tijdschema, zoniet moet voor bijkomende capaciteit gezorgd worden.

Met een kleinere eenheid zou eventueel de winter 84-85 kunnen overbrugd worden, voor zover de ingebruikname van de eerste centrale op het eiland kan verwacht worden tegen einde '85. In dit geval moet na Tihange 2 geen kerncentrale meer ingeplant worden op het vasteland.

Onder vraagschema IV kan geenszins op het eiland gewacht worden; bijkomende capaciteit is nodig tegen einde '84.

Toch blijkt uit tabel 6 dat de eerste geplande jaarlijkse ingebruikname van 1000 MW kerncentrale vanaf 1981 kan uitgesteld worden tot 1983, en dat bijgevolg met de bouw van eenheden aan de kust kan gewacht tot einde '78-begin '79. Tegen die tijd kan verwacht worden dat de evolutie van het vraagpatroon zich reeds duidelijker zal aftekenen en kan bijgevolg vermeden worden dat nu gestart wordt met kerncentrales waarvan over 2 jaar reeds zou kunnen blijken dat ze "overbodig" zijn. Eventueel kan ook overwogen worden de beslissing over het al dan niet bouwen van kerncentrales aan de kust nog een jaar uit te stellen door tegen einde '84 een klassieke eenheid te plannen. Zij heeft een kortere constructieperiode en de behoefte aan kerneenheden op het vaste land wordt hierdoor met 1 verminderd.

Hierbij moet wel opgemerkt worden dat de keuze tussen een kleinere (300-600 MW) klassieke eenheid en een kerneenheid (1000 MW) mede bepaald wordt door de kostencurve in beide gevallen van de geproduceerde elektriciteit. Hiervoor wordt verder verwezen naar hoofdstuk II.

Bovendien moet onderzocht worden welke schrappingen zonodig kunnen vertraagd worden.

Ten slotte is voor dergelijk precisiewerk een meer gedetailleerd uitbreidings- en schrappingsplan vereist. Nauwkeurige timing-gegevens worden onontbeerlijk om tot een inzicht te komen in de reële mogelijkheden om pieken in de vraag te overbruggen.

HOOFDSTUK II. SAMENSTELLING VAN HET PRODUKTIEPARK

Investeringsbeslissingen in de elektriciteitssector omvatten, zoals trouwens voor elke sector, twee aspecten. Enerzijds moet bepaald worden hoeveel capaciteit nodig is, anderzijds moet op basis van een overzicht van de bestaande capaciteit ^{en van} /kostenverhoudingen voor bestaande en eventuele nieuwe centrales, bepaald worden hoe de huidige capaciteit best kan aangepast worden aan de verwachte noden.

Het eerste aspect is behandeld in het vorige hoofdstuk, het tweede vormt het onderwerp van dit hoofdstuk.

In een eerste paragraaf wordt de optimale samenstelling van het produktiepark bestudeerd vanuit statisch oogpunt. In een tweede paragraaf wordt even stilgestaan bij het probleem van reeds bestaande capaciteit, en eventuele lange termijn opties voor de toekomst.

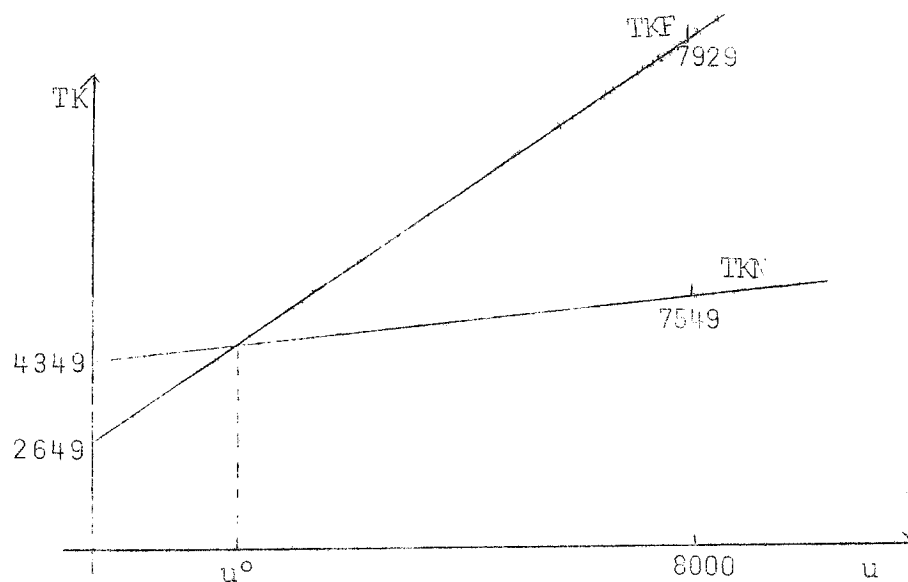
§1. OPTIMALE SAMENSTELLING VAN HET PRODUKTIEPARK

Elektriciteit kan geproduceerd worden op verschillende manieren. In het kader van deze nota wordt het probleem van investeringsbeslissing toegespitst op de keuze kerncentrale-klassieke thermische centrale met stookolie.

De keuze van techniek is functie van de rol die de te bouwen centrale moet vervullen in het park. Uit figuur 1 is gebleken dat een deel van de capaciteit gedurende het jaar wordt gevraagd, terwijl het maximum gevraagd vermogen slechts gedurende 1 kwartier wordt gevraagd.

Een kerncentrale wordt gekenmerkt door een hoge vaste kost en een relatief lage variabele kost per geproduceerde kWh. Voor een klassieke thermische centrale liggen de verhoudingen juist andersom. Hierdoor krijgen we een verloop van de totale jaarlijkse kosten in functie van de werkingsduur u zoals geïllustreerd in figuur 3, waar TKF verwijst naar de totale kosten van fuel-centrales en TKN naar de totale kosten van nucleaire centrales ; beide uitgedrukt in BF per kW vermogen.

Figuur 3.



Het minimum van de totale jaarlijkse kosten wordt bereikt indien de capaciteit die een werkingsduur heeft van meer dan u° uren, voldaan wordt met kerncentrales, van minder dan u° uren met klassieke centrales.

De keuze tussen kerncentrales en klassieke centrales is m.a.w. het resultaat van het kostenverloop in functie van het aantal uren per jaar dat de centrale werkt enerzijds, de benodigde capaciteit en de beschikbaarheid van de centrales anderzijds.

In 1.1 wordt dieper ingegaan op de produktie-monotone, in 1.2 op het kostenverloop.

1.1. Produktie-monotone

De produktie-monotone geeft aan hoeveel capaciteit gedurende u uren heeft gewerkt. Indien geen toevallige defecten of onderhoud zouden voorkomen, zou ze met de "load curve" (cfr. figuur 1) samenvallen. Door herstellingen en normaal onderhoud kan 1 MW capaciteit echter niet heel het jaar 1 MW vermogen waarborgen. Mede hierdoor is ook meer dan het maximum gevraagd vermogen nodig: nl. $V_{max}(1+R^*)$ (zie ook §2, blz. 13).

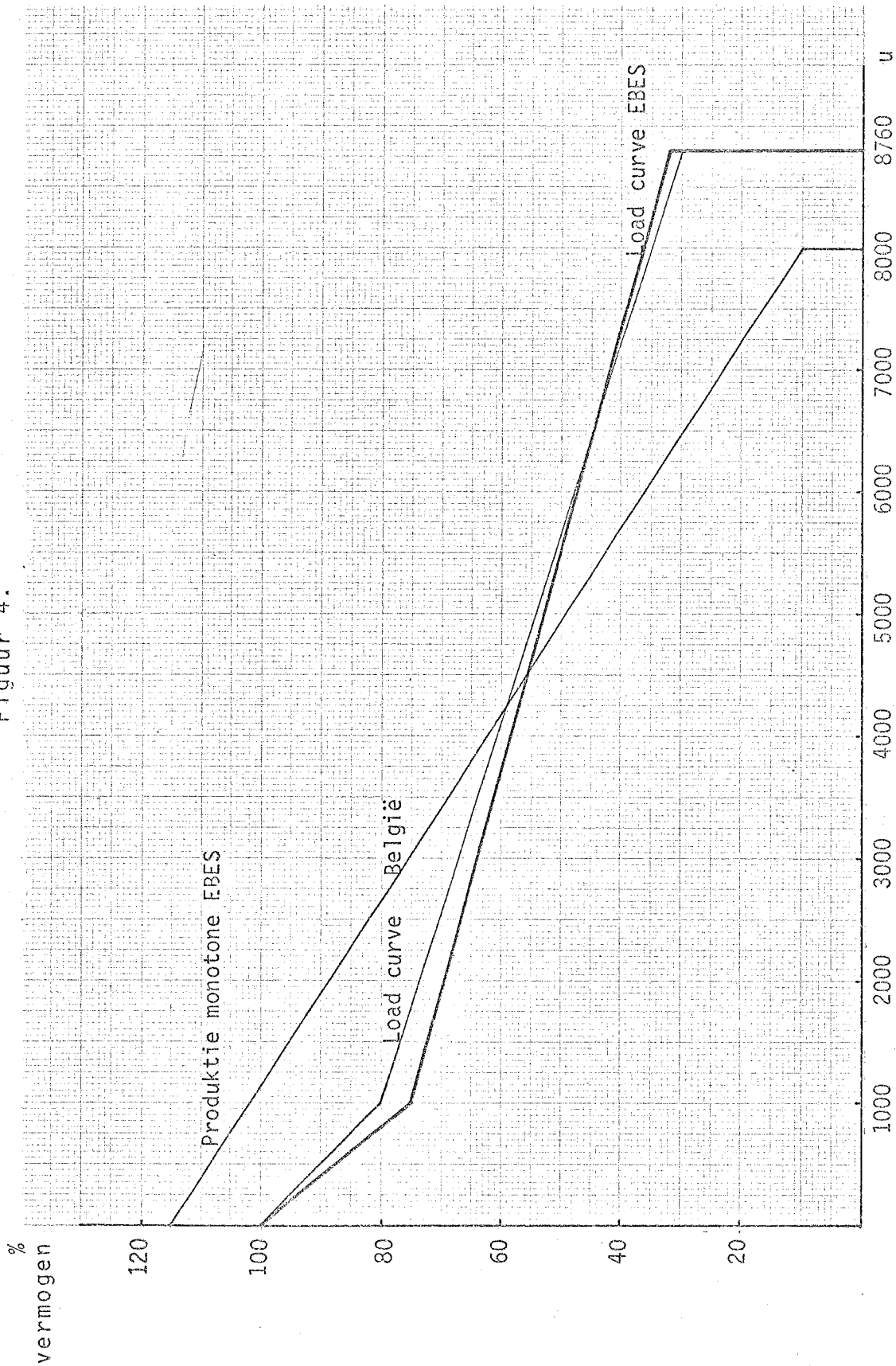
De verwachte produktie-monotone voor een toekomstig jaar is functie van de "load curve" voor dat jaar enerzijds, doch ook van de beschikbaarheid van de capaciteit op elk ogenblik, dus ook van de capaciteitsuitbreiding waarover moet beslist worden.

Figuur 4 illustreert de "load curve" en de produktie-monotone van Ebes voor 1963.

Op basis van latere publikaties (°) van de "load curve", werd voor de komende jaren de volgende produktie-monotone (figuur 5) weerhouden.

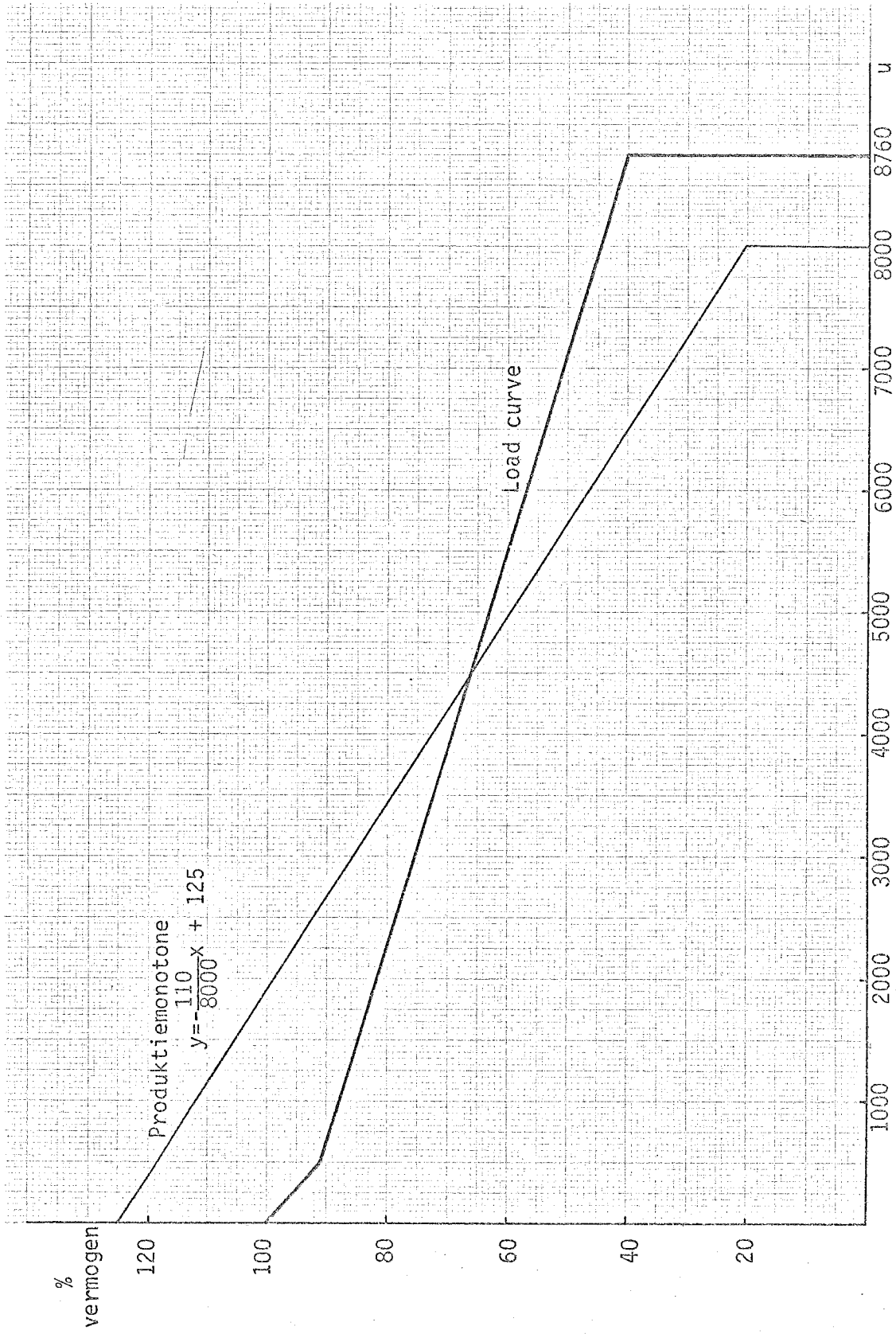
(°) Elektriciteit, nr.155.

Figuur 4.



Bron: BALERIAUX H., "Overwegingen betreffende de optimale samenstelling van een productiepark in een geheel in voortdurende expansie", Elektriciteit, nr.111, juni 1963.

Figuur 5.



Het stabielere verloop van het gevraagd vermogen, laat niet toe eenzelfde produktiemonotone voor het aanbod te veronderstellen dan gold voor 1963; immers door het stabielere verloop is het niet meer mogelijk bij een $R^{\#}$ van 15 % installaties, bestemd om enkel piekvraag te beantwoorden ook de nodige basiscapaciteit te laten leveren wanneer centrales van de basiscapaciteit defect zijn. Daarom werd geopteerd voor een $R^{\#}$ van 25 % en voor de veronderstelling dat ± 15 % van de capaciteit buiten normaal onderhoud geen stilstand kent ($^{\circ}$).

Uiteraard gaat het hier slechts om weinig gefundeerde werkhypothesen, en zou de situatie aan de realiteit moeten kunnen worden getoetst.

Zoals reeds gesuggereerd veronderstelt een nauwkeurige studie een iteratieve procedure waarbij de produktiemonotone bepaald wordt uitgaande van de verwachte load curve en de overwogen grootte en samenstelling van het productiepark. Bij gebrek aan tijd en gedetailleerde informatie werd hiervan afgezien.

1.2. Kostenverloop

In dit punt 1.2 worden de kostenfuncties afgeleid respectievelijk voor kerncentrales en voor klassieke centrales met stookolie.

Aangezien geen nauwkeurige kostencijfers voor België gekend waren, werd een beroep gedaan op ruwe schattingen door OESO-instanties. Ze kunnen dan ook enkel als richtlijn worden gebruikt.

De basisgegevens die werden gebruikt worden samengevat in tabel 7. Daaruit kunnen dan de volgende kostenfuncties ($^{\circ\circ}$) afgeleid worden per kW:

($^{\circ}$) Elektriciteit, nr.155, juni 1973, blz.6.

($^{\circ\circ}$) Voor afleiding zie appendix 3.

Tabel 7. Basisgegevens kostenfuncties (°)

Kostensoorten	Kerncentrale (1000 MW)	Klassieke centrale (600 MW)
Investeringskosten per kW	18.000 BF	12.000 BF
Constructieperiode	6 jaar	4 jaar
Tussentijdse interesten (*)		
i = 8 %	0.27	0.17
i = 10 %	0.34	0.22
i = 12 %	0.42	0.26
Levensduur	20 jaar	20 jaar
Annuiteit (**)		
r = 12 %	.134	.134
r = 15 %	.160	.160
r = 18 %	.187	.187
Jaarlijkse expl.	.17	.16
	op jaarlijkse investeringskosten exclusief tussentijdse interesten	
(*) Voor afleiding zie Appendix 2.		
(**) Een verhouding eigen vermogen/vreemd vermogen van ongeveer 0.5/0.5 heeft ons ertoe aangezet een interestvoet r van $.5i + .5x2xi$ te nemen. Hierbij wordt dan verondersteld dat het rendement van de sektor vóór belasting het dubbele bedraagt van de bruto-interestvoet i op obligaties.		

Bron: OCDE, Energy Prospects to 1985;
EDF, Travaux, octobre 1974.

(°) Er werd geen rekening gehouden met kosten voor aansluiting aan het koppelnet (spanningsverhoging).

$$\underline{i = 6 \%}$$

$$TKN = 3473 + PN \times U$$

en

$$TKF = 2138 + 0.22 \times PF \times U$$

$$\underline{i = 10 \%}$$

$$TKN = 4349 + PN \times U$$

en

$$TKF = 2649 + 0.22 \times PF \times U$$

$$\underline{i = 12 \%}$$

$$TKN = 5352 + PN \times U$$

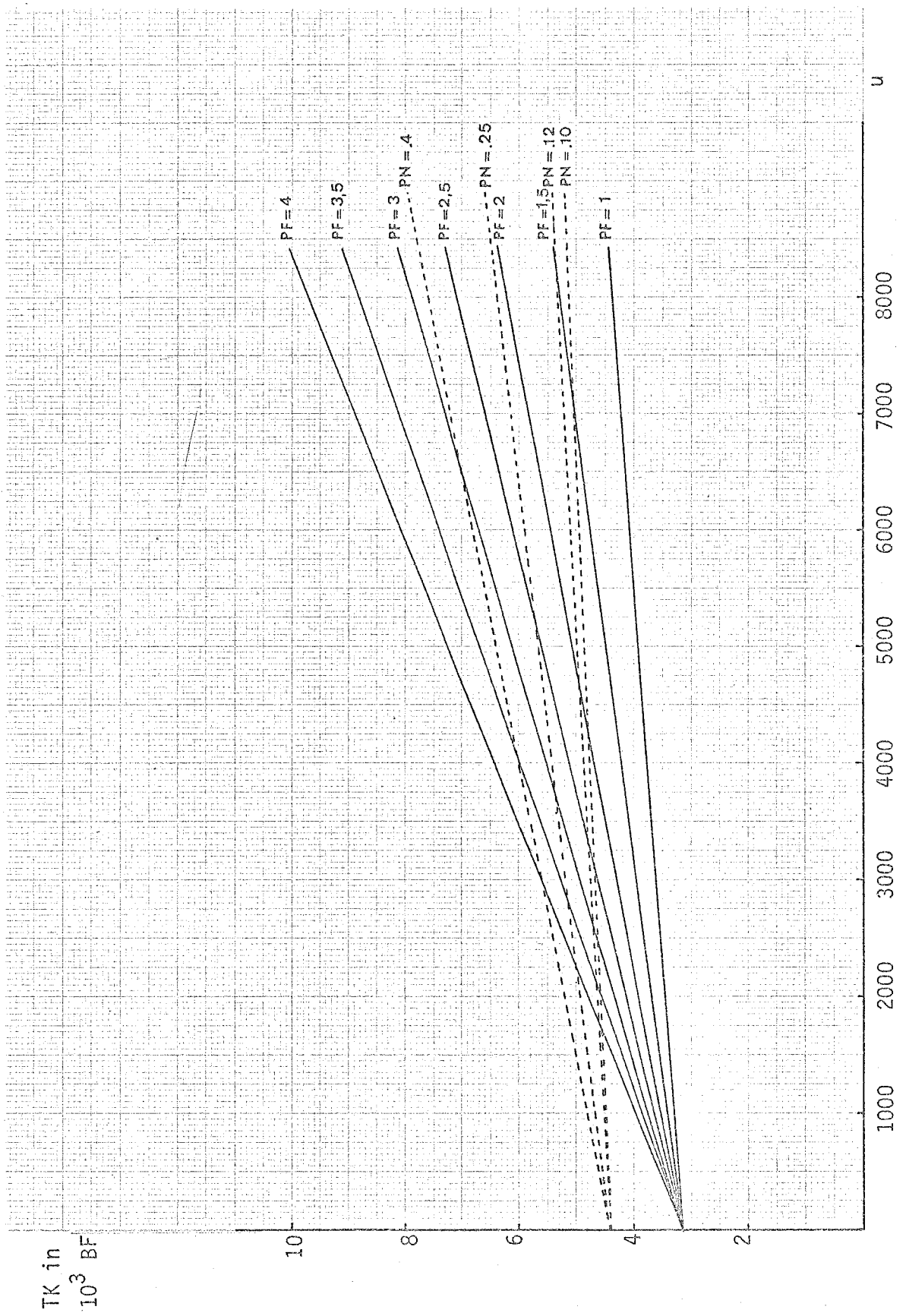
en

$$TKF = 3186 + 0.22 \times PF \times U$$

waarin TKN de totale jaarlijkse kosten per kW vermogen voor een kerncentrale voorstelt, uitgedrukt in BF;
 TKF de totale jaarlijkse kosten per kW vermogen voor een klassieke centrale, uitgedrukt in BF;
 PN de variabele kosten per kWh voor een kerncentrale, in BF;
 PF de variabele kosten per kg zware stookolie voor een klassieke centrale, in BF. Voor de omrekening van deze prijs per kg naar een prijs per kWh is uitgegaan van een thermische efficiëntie van 40 % en een calorisch vermogen voor zware stookolie van 9800 kcal/kg. Hieruit volgt een omrekeningscoëfficiënt van 0.22.
 U de jaarlijkse bezetting in uren.

Voor verschillende prijzen van nucleaire en fuel brandstoffen PN en voor $i=10\%$ PF worden de functies geïllustreerd in figuur 6. Daaruit blijkt tegen de huidige verhoudingen duidelijk dat/het prijsniveau van kernbrandstof van minder belang is, terwijl de prijs voor stookolie een grote impact heeft op de totale kostprijs van de geproduceerde elektriciteit, en dus ook op de break-even bezetting.

Figuur 6.



($i = 10\%$)

Einde 1974 stabiliseerde de prijs voor zware stookolie te Rotterdam zich rond de 70 \$ per ton, wat overeenkomt met 2800 BF; hierbij moeten nog zowat 100 BF accijnzen geteld en transportkosten die veranderlijk zijn naargelang de plaats van bestemming. Een PF van 3 BF per kg kan bijgevolg beschouwd worden als representatief. Verschillende waarden voor PF werden echter weerhouden om rekening te kunnen houden met eventuele wijzigingen in de toekomst.

Voor natuurlijk uranium mag een prijs van 50 \$ per pond aangenomen worden, wat overeenkomt met ongeveer 40 cBF per kWh brandstofkosten voor een kerncentrale (naar analogie met de verhouding die gold einde 1973, nl. 15 \$ per pond natuurlijk uranium - 12.3 cBF per kWh).

1.3. Break-even bezetting en optimale samenstelling

De break-even bezetting wordt gegeven door die U waarvoor $TKN=TKF$. Voor verschillende PN en PF waarden vwordt ze gegeven door de volgende tabel 8.

Om nu de optimale samenstelling van de capaciteit te kennen moet teruggedaan worden naar de produktie monotone. Voor een bezetting van meer dan 5667 uren ($i=10\%$; $PN=.25$; $PF=2.5$) komt $\pm 38\%$ van de capaciteit in aanmerking. Dit betekent m.a.w. dat wanneer de ganse capaciteit vandaag moest opgebouwd worden, met kerncentrales en klassieke centrales met stookolie, zonder rekening te houden met andere dan kostenfactoren, een samenstelling van 38% kerncentrales en 62% klassieke centrales de totale jaarlijkse kost zou minimieren.

Indien reeds capaciteit bestaat kan men zeggen dat enkel vanuit kostenooqpunt, zonder rekening te houden met ondeelbaarheid, reeds bestaande centrales en andere factoren, op lange termijn zal gestreefd worden naar 38% kerncentrales.

Tabel 8. Break-even bezetting (i=8 %; i=10 %; i=12 %).

\$/barrel zware stookolie	\$/lb U ₃ O ₈				
		PN	15	50	
	PF	.10	.12	.25	.40
3.6	1	F	F	F	F
		F	F	F	F
		F	F	F	F
5.7	1.5	5804	6357	F	F
		7391	8095	F	F
		F	F	F	F
7.1	2	3926	4172	7026	F
		5000	5313	F	F
		6371	6769	F	F
8.9	2.5	2967	3105	4450	F
		3778	3953	5667	F
		4813	5037	7220	F
10.7	3	2384	2472	3256	5135
		3036	3148	4146	6538
		3868	4011	5283	8331
12.5	3.5	1992	2054	2567	3608
		2537	2615	3269	4595
		3233	3332	4165	5854
14.3	4	1711	1757	2119	2781
		2179	2237	2698	3542
		2777	2850	3438	4513
F : Klas. centrale is voordeliger voor elke bezetting					

Tabel 9 geeft voor verschillende prijscombinaties (PN, PF) het optimale percentage kerncentrales.

In tabel 9 zijn aan PF en PN respectievelijk toegevoegd de prijs in \$ per barrel zware stookolie, wat enige vergelijking met de prijs in \$ per barrel crude oil toelaat, en de prijs van natuurlijk uranium in \$ per pond. De drie cijfers in elk vakje van tabel 9 geven het percentage te installeren kernvermogen voor verschillende interestvoeten (8, 10 en 12 %) weer. Daaruit kan men de grote gevoeligheid van de keuze voor de waarde van de interestvoet afleiden.

Uit dit alles komt de grote gevoeligheid naar voor van het te installeren kernvermogen voor de prijs van de grondstoffen enerzijds, voor de interestvoet anderzijds. Daar het uiteraard erg moeilijk is om nu voorspellingen over de toekomstige ontwikkeling van de grondstofprijzen en interestvoeten te maken, zal men bij het uitwerken van een programma in een zo groot mogelijke mate flexibiliteit moeten inbouwen.

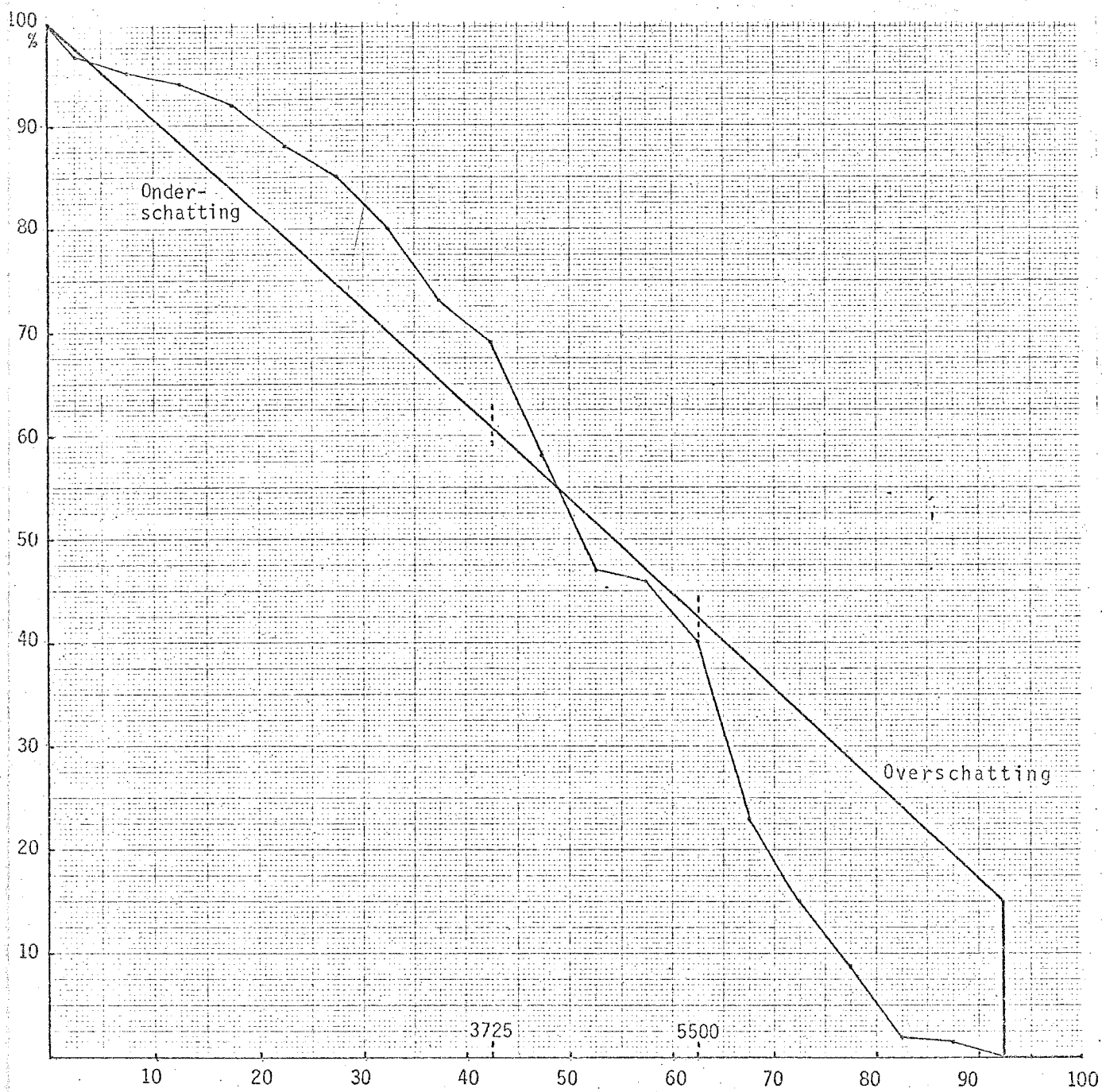
Opmerking

Toen deze tekst in een eindfase was, werd op basis van cijfers gepubliceerd in de elektriciteitsstatistieken opgemaakt door het Ministerie van Economische Zaken de volgende produktie-monotone, afgebeeld in figuur 7, afgeleid. Ter illustratie wordt de door ons vooropgestelde kromme (figuur 5) hieraan toegevoegd. Een vergelijking van beide laat veronderstellen dat de percentages onder de 40 overschat, die boven de 60 onderschat zijn.

Tabel 9. Optimaal percentage kerncentrales (i=8 %; i=10 %; i=12 %)

\$/barrel zware stookolie	\$/lb U_3O_8 PN PF			15			50
				.10	.12	.25	.40
3.6	1			0	0	0	0
				0	0	0	0
				0	0	0	0
5.7	1.5			36	30	0	0
				19	11	0	0
				0	0	0	0
7.1	2			57	54	23	0
				45	42	0	0
				30	26	0	0
8.9	2.5			67	66	51	0
				58	57	38	0
				47	45	21	0
10.7	3			74	73	64	44
				67	65	54	28
				57	56	42	8
12.5	3.5			78	77	72	60
				72	71	64	49
				64	63	54	36
14.3	4			81	81	77	69
				76	75	70	61
				69	69	62	50

Figuur 7.



Produktiemonotone 1970 - bruto ontwikkelbaar vermogen

Bron: Elektriciteitsstatistiek - Tabel 364.1

§2. BESTAANDE CAPACITEIT EN LANGE TERMIJN OPTIES

2.1. Bestaande capaciteit

In werkelijkheid moet echter rekening gehouden worden met de bestaande capaciteit. De keuze is niet beperkt tot 2 (°) alternatieven (nieuwe kerncentrale of nieuwe klassieke centrale), maar tussen een nieuwe kerncentrale, een nieuwe klassieke centrale en de bestaande centrale.

Van de bestaande centrales moeten de investeringskosten in alle geval gedragen worden, of ze werken of niet. Vandaar dan ook dat de kosten in de kostenfuncties kunnen beperkt worden tot de exploitatiekosten. In een aantal omstandigheden zal het voordeliger zijn een nieuwe kerncentrale te bouwen dan de bestaande centrales verder te laten werken. Maar die bestaande centrales die een lagere variabele kost hebben dan de totale kosten van de kerncentrale kunnen blijven werken. In dit verband rekent men ook de vaste exploitatiekosten tot deze variabele kosten.

Aangezien het niet mogelijk was met de beschikbare informatie de parameters van een kostenfunctie van bestaande centrales te bepalen, heeft het ook weinig zin over een bepaalde te weerhouden capaciteit te spreken.

2.2. Lange termijn

Een afwijking van de optimale samenstelling van het productiepark kan ook het gevolg zijn van een fundamentele optie voor de toekomst.

Het streven naar minder afhankelijkheid t.o.v. het Midden-Oosten voor petroleum kan een stimulans zijn om kerncentrales in te schakelen, zelfs meer dan momenteel op basis van kostencijfers zou

(°) We hebben ons beperkt tot basiscapaciteit.

nodig blijken. Anderzijds kunnen overwegingen in verband met de ontwikkeling van petroleumprijzen en de prijzen voor uranium het bouwen van kerncentrales uitstellen.

De houding van de overheid ten overstaan van verwachte groei van de economie in het algemeen bepaalt in sterke mate de verwachte vraag naar elektriciteit. Wanneer bewust gekozen wordt voor een vertraagde groei is ook een trage groei van het elektriciteitsverbruik te verwachten en volstaat ook een beperkte produktiecapaciteit. Wanneer de overheid geen keuze maakt kan de elektriciteitssector enkel hypothesen maken rond de groei voor de toekomst. Anderzijds wordt de vraag naar elektriciteit ook beïnvloed door de politiek van de overheid ten overstaan van andere vormen van energie.

Een meer gedetailleerde studie mag financieringsproblemen en eventuele indirecte effecten als een overschot aan zware stookolie, of een tekort aan benzine en huisbrandolie niet over het hoofd zien.

Wanneer met dergelijke effecten rekening moet gehouden worden, is een algemene oplossing zeer complex en wordt men gedwongen zich te beperken tot het nagaan van de gevolgen van een aantal alternatieven die als politiek en financieel haalbaar kunnen beschouwd worden.

APPENDIX 1. GEPLANDE SCHRAPPINGEN

Aangezien geen gegevens beschikbaar zijn over de geplande schrappingen in de volgende tien jaar, is teruggegaan naar predicties voor het netto-ontwikkelbaar vermogen voor de beschouwde periode.

Dit is afgeleid uit predicties van het bruto-ontwikkelbaar vermogen gemaakt door de EEG (°). Om over te gaan van bruto naar netto cijfers moet men rekening houden met het eigen verbruik hier geschat op 4.5 %. (Dit percentage daalde van 6.2 in 1963 tot 4.5 in 1973.). Bovendien moet nog vermeld worden dat enkel vijfjaarlijkse cijfers beschikbaar waren.

Schattingen voor de geplande schrappingen worden afgeleid door het gepland netto-ontwikkelbaar vermogen te vergelijken met het beschikbaar netto-ontwikkelbaar vermogen dat zou resulteren uit de bestaande capaciteit en de geplande uitbreidingen 'zonder' schrappingen.

Wel moet stapsgewijze gewerkt worden omdat elke schrapping uiteraard de geplande capaciteit 'zonder' schrapping voor de volgende jaren beïnvloed.

Het teveel aan capaciteit t.o.v. de EEG-predicties voor 1975 (nl. 139=10415-10276) is geschrapt in 74-75 pro rata de jaarlijkse uitbreiding (nl. 45 en 94). Op basis van de aldus bekomen geplande capaciteit (10276 = EEG-predictie) is het teveel aan capaciteit berekend voor 1980 (932=14132-13200), dat dan op zijn beurt weer jaarlijks wordt geschrapt pro rata de jaarlijkse uitbreiding. (nl. 61,92, 106, 445, 238). Het resultaat van deze berekening is weer gegeven in tabel A.

(°) EEG-nota, XVII/131/1/74-F.

Tabel A. Geschatte schrappingen

Jaar	Capaciteit begin jaar	Uitbr.	Cap.einde jaar zonder schrapping	Geplande capacit.	Teveel	Schrap.	Cap.einde jaar zonder schrapping
1973				8144			8144
1974	8144	728	8872			45	8827
1975	8872	1543	10415	10276	139	94	10276
1976	10276	213	10489			51	10438
1977	10489	380	10869			92	10726
1978	10869	437	11306			106	11057
1979	11306	1841	13147			445	12453
1980	13147	985	14132	13200	932	238	13200
1981	13200	1000	14200				14200
1982	14200	1175	15375				15375
1983	15375	1000	16375				16375
1984	16375	1000	17375				17375
1985	17375	1000	18375	18593	-218		18375
1986	18375						

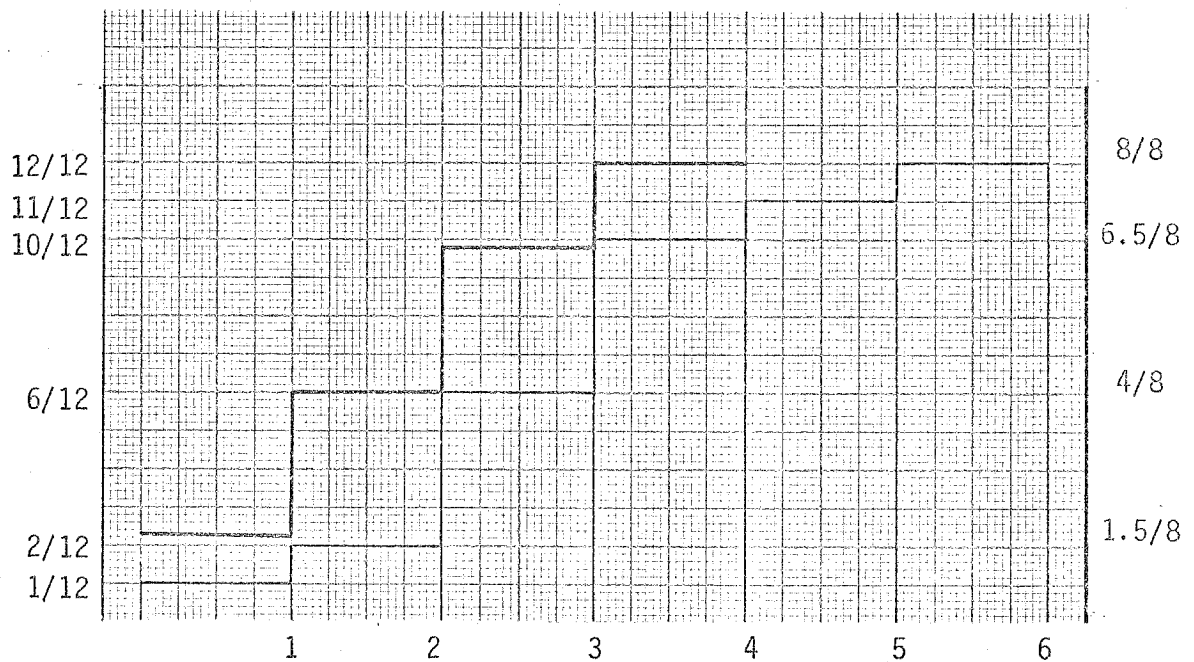
APPENDIX 2.

Bij het berekenen van de tussentijdse interest is uitgegaan van de volgende spreiding der investeringsuitgaven

	Kerncentrale	Klass.centrale
1e jaar	1/12	1.5/8
2e jaar	1/12	2.5/8
3e jaar	4/12	2.5/8
4e jaar	4/12	1.4/8
5e jaar	1/12	
6e jaar	1/12	

wat gecumuleerd kan voorgesteld worden zoals in figuur A.

Figuur A.



APPENDIX 3. DE PARAMETERS VAN DE KOSTENFUNCTIE

Vaste kosten in de kostenfunctie (BF .per kW)

	NUCLEAIR	KLASSIEK
Investeringskosten	18.000	12.000
Intercal.interesten		
i = 8 %	4.860	2.040
i = 10 %	6.120	2.640
i = 12 %	7.560	3.120
Jaarlijkse invest.kosten		
i = 12 %	3.063	1.881
i = 15 %	3.859	2.342
i = 18 %	4.780	2.827
Expl.kosten (17 resp. 16 % op jaarlijkse investerings- kost zonder intercal.intr.)	410 490 572	257 307 359
Totale jaarlijkse vaste kosten	3.473 4.349 5.352	2.138 2.649 3.186