



STUDIECENTRUM VOOR ECONOMISCH EN SOCIAAL ONDERZOEK

VAKGROEP ENERGIE- & MILIEU-ECONOMIE

ELEKTRICITEITSTARIFICATIE IN BELGIE

Doorlichting van de tariefformules en parameters

Géry VANLOMMEL
Aviel VERBRUGGEN

Rapport 88/216

februari 1988

Deze tekst stelt resultaten voor van het Programma Energie van het Ministerie van Economische Zaken (overeenkomst 88-07). De auteurs nemen er de wetenschappelijke verantwoordelijkheid voor op.

Universitaire Faculteiten St.-Ignatius
Prinsstraat 13 - B 2000 Antwerpen
D/1988/1169/14

Abstract

Deze tekst geeft een overzicht van de Belgische elektriciteits-tarieven voor laagspannings- en hoogspanningsverbruikers. Er wordt uiteengezet op welke manier de brandstofkosten, de loon- en materiaalkosten en de investeringskosten voor de opwekking van elektriciteit, worden doorgerekend in de tarieven. De aanpassing van de tarieven aan de evolutie van deze kosten wordt verzekerd door prijsherzieningsparameters. De opbouw van deze parameters wordt uitvoerig behandeld.

Deze grondige verkenning van de bestaande elektriciteitstarieven in België vormt de basis voor verdere studie. Zo wordt het mogelijk de sensitiviteit van de tarieven na te gaan voor een wijziging van de brandstofkosten en van de investeringskosten. Ook de impact van de bouw van kerncentrales en van fossiele centrales op de tarieven kan worden geëvalueerd. Dit rapport dient als uitgangspunt voor de studie "De impact van de kerncentrales Doel 3/Tihange 2 en Doel 4/Tihange 3 op de Belgische elektriciteitsprijzen" van G. Vanlommel en A. Verbruggen (augustus 1988).

INHOUDSTAFEL

	<u>Blz.</u>
INLEIDING	iii
HOOFDSTUK 1 : Beschrijving van de tarieven	1
I.1. Overzicht van de tarieven	1
I.2. De prijsherzieningsparameters	9
I.3. De tariefformules	11
(i) De parameters D en M	16
(ii) Tarief A - plafondprijs	17
HOOFDSTUK 2 : De prijsherzieningsparameter N_c	20
II.1. Betekenis	20
II.2. Opbouw	23
A. De basisterm	25
(i) De kostprijzen A_e en B_e	25
(ii) Het gewicht T_e	26
B. De korrektoren	26
(i) De "reële" gewogen kWh-prijzen R_e	27
(ii) De "voorzienne" gewogen kWh-prijzen X_e	27
HOOFDSTUK 3 : De prijsherzieningsparameters N_{db} , N_{dh} en N_p	29
III.1. Betekenis	29
III.2. Opbouw	29

HOOFDSTUK 4 : De prijsherzieningsparameters Indb, Indh en Inp	32
IV.1. Betekenis	32
IV.2. Opbouw	34
IV.3. Voorbeeld	35
(i) De parameters a, b en c	36
(ii) De term $\sum_k Pn_k (Cn_k - Cc_k)$	39
(iii) Referentie vastgelegde middelen	41
(iv) Berekening van de In-parameters	41
BESLUIT	42
BIJLAGE : De Belgische elektriciteitsstarieven per 1 januari 1987	43
BIBILIOGRAFIE	57

INLEIDING

Het Belgische tarificatiesysteem voor elektriciteit is gebaseerd op gemiddelde kosten per kWh. Alle kosten (inclusief een winstmarge) worden bij elkaar opgeteld en gedeeld door de verkochte kWh. Om een efficiëntere prijszetting te bekomen heeft men de gedane kosten ingedeeld in soorten en tracht men deze toe te wijzen aan de verbruikersgroepen die de kosten veroorzaken.

In deze tekst wordt uiteengezet op welke manier de brandstofkosten, de loon- en materiaalkosten en de investeringskosten worden doorgerekend in de tarieven. De aanpassing (indexering) van de tarieven aan de evolutie van deze kosten wordt verzekerd door prijsherzieningsparameters.

In een eerste hoofdstuk geven we een schematisch overzicht van de voornaamste tarieven en tariefformules en wordt ingegaan op de functie van de prijsherzieningsparameters.

In de volgende hoofdstukken wordt de opbouw van de prijsherzieningsparameters uiteengezet.

De N_c -parameter geeft de evolutie weer van de brandstofkosten (fossiele en nucleaire).

De parameters N_{db} , N_{dh} en N_p zorgen voor de indexatie van de tarieven aan de evolutie van de loon- en materiaalkosten.

De parameters I_{ndb} , I_{ndh} en I_{np} houden rekening met de hogere investeringskosten van nucleaire centrales ten opzichte van klassieke thermische centrales.

HOOFDSTUK 1 : Beschrijving van de tarieven

In dit hoofdstuk geven we eerst een overzicht van de elektriciteitstarieven voor laagspannings- en hoogspanningsverbruikers. Vervolgens bespreken we de prijsherzieningsparameters waarvan de tarieven afhankelijk zijn. Ten slotte worden de tariefformules schematisch weergegeven en ontleed. De berekeningswijze van de prijsherzieningsparameters wordt in de volgende hoofdstukken uiteengezet.

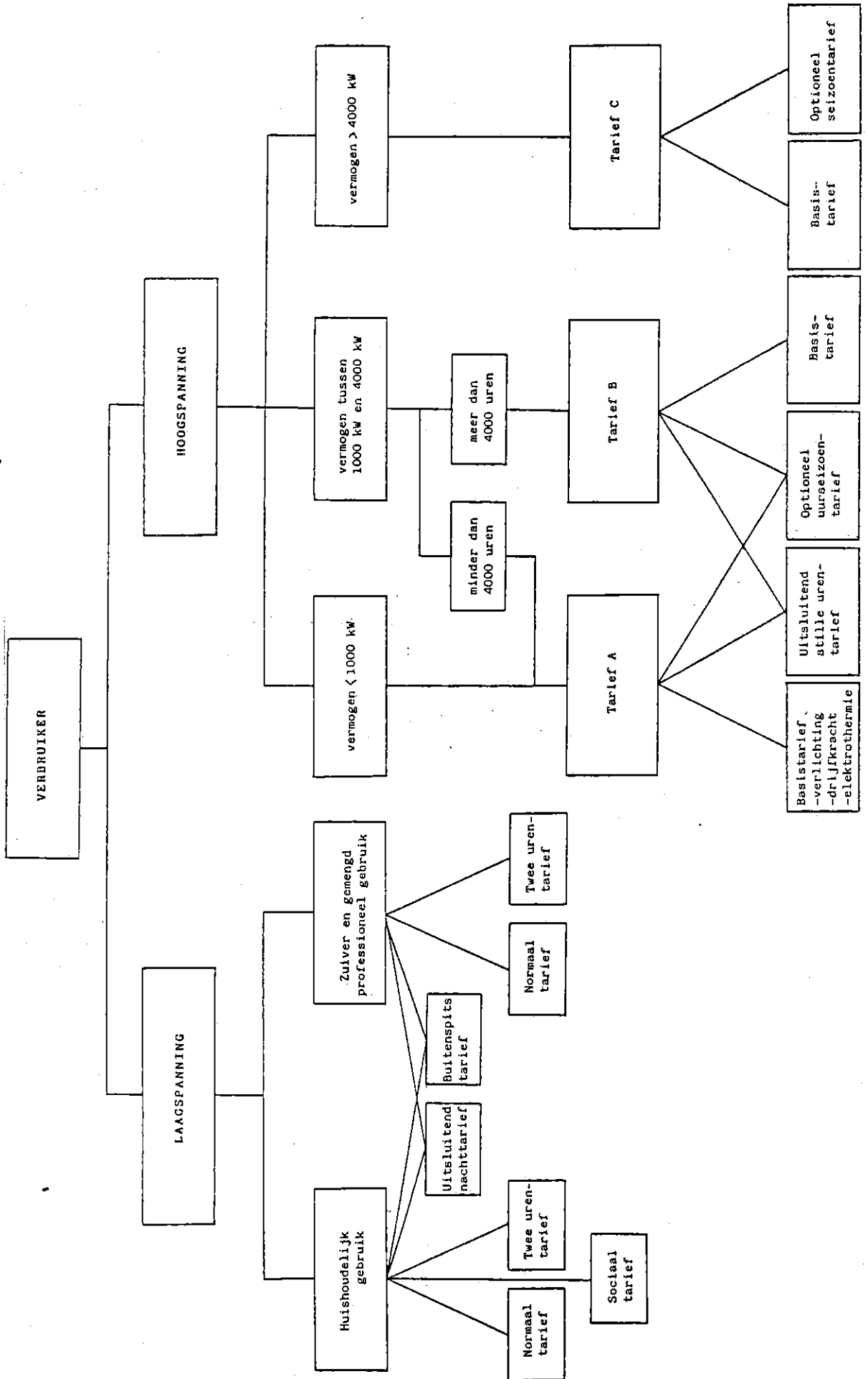
I.1. Overzicht van de tarieven

Figuur 1 geeft een overzicht van de voornaamste tarieven voor laagspannings- en hoogspanningsverbruikers. In bijlage worden de tarieven en de tariefformules uitvoerig besproken. De tarieven voor speciale doeleinden, voor leveringen aan de staat, voor voortverkopers en voor zelfproducenten zijn zonder veel belang voor deze tekst en werden in de figuur niet opgenomen.

Bij laagspanning (LS) wordt een onderscheid gemaakt tussen de tarieven voor huishoudelijk gebruik en de tarieven voor zuiver en gemengd professioneel gebruik. De huishoudelijke verbruikers en de zuivere en gemengd professionele verbruikers hebben de keuze tussen het normaal tarief, het twee uren-tarief, het uitsluitend nachttarief en het buitenspitstarief. Voor huishoudelijke verbruikers bestaat er bovendien nog het sociaal tarief.

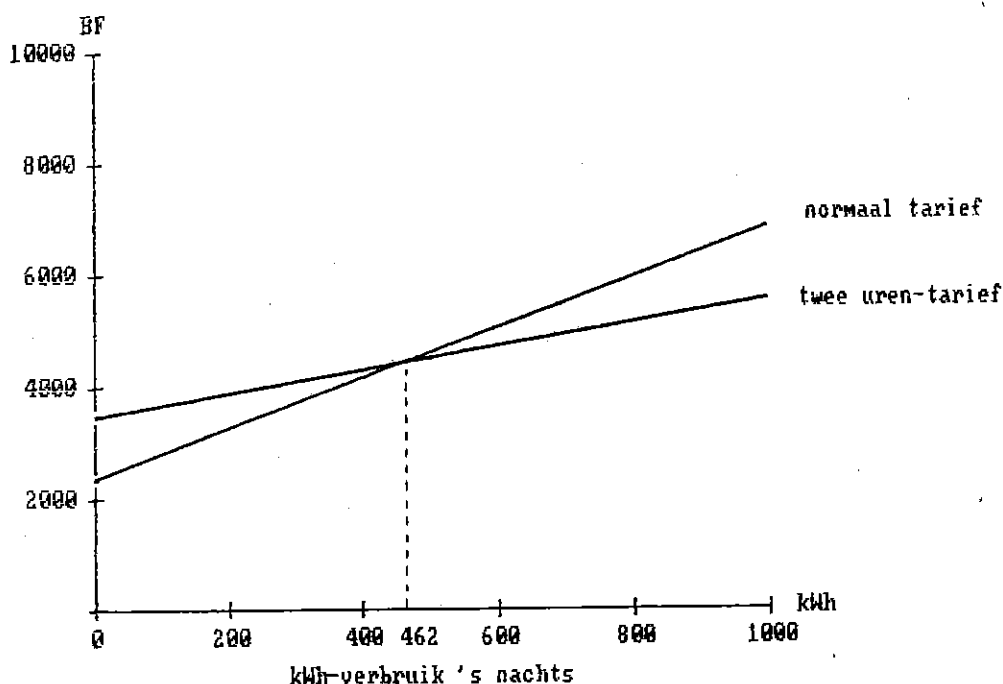
Het normaal tarief maakt geen onderscheid tussen het kWh-verbruik overdag en het kWh-verbruik 's nachts. Bij het twee uren-tarief betaalt men een hoger vast bedrag maar is de kWh-prijs 's nachts ongeveer 50 % goedkoper dan de kWh-prijs overdag. Belangrijk is dat de verbruiker moet kiezen voor één van beide tarieven en dat niet automatisch het meest voordelige tarief wordt toegepast. Uit figuur 2 blijkt dat op 1 januari 1988 het twee uren-tarief gunstiger wordt dan het normaal tarief als het nacht-verbruik

Figuur 1: Overzicht van de voornaamste tarieven voor laagspannings- en hoogspanningsverbruikers



hoger is dan 462 kWh. Hierbij wordt geen rekening gehouden met de eenmalige plaatsingskosten van ongeveer 3000 BF voor de bijkomende meter, die noodzakelijk is als men het twee uren-tarief kiest.

Figuur 2 : Jaarlijkse faktuur (in BF) van het kWh-verbruik 's nachts onder het normaal tarief en het twee uren-tarief voor huishoudelijk verbruik (1 januari 1988) (BTW van 17% niet inbegrepen)



De zuivere en gemengd professionele verbruikers moeten onder het normaal tarief en het twee uren-tarief een hoger vast bedrag betalen dan de huishoudelijke verbruikers onder de gelijknamige tarieven. Het bijkomend vast bedrag hangt af van het vermogen dat wordt afgenomen.

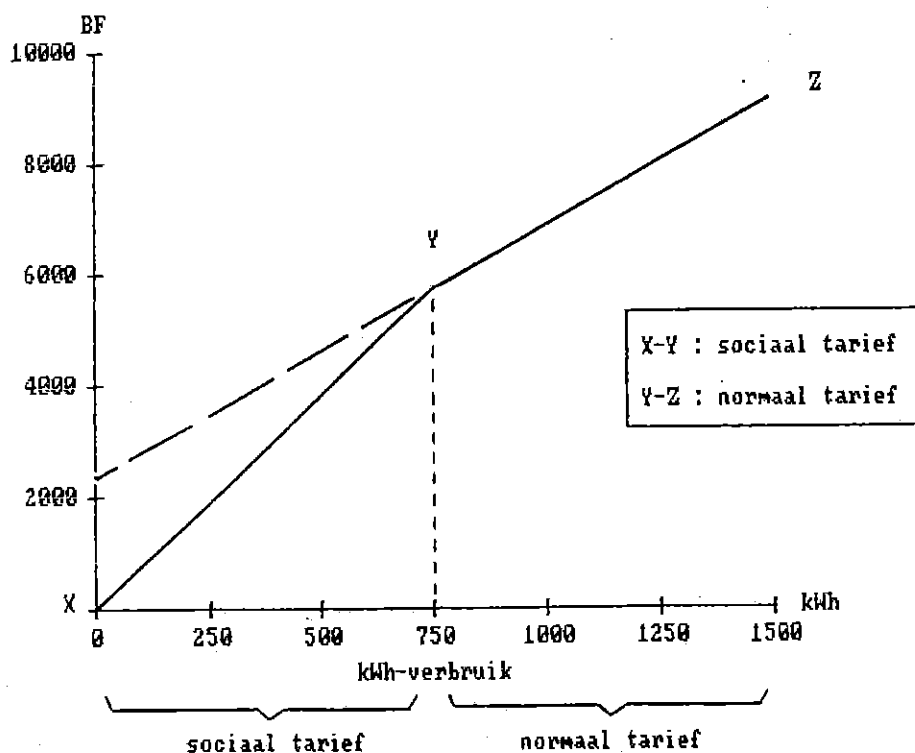
Het uitsluitend nachttarief is voorbehouden voor toestellen die uitsluitend 's nachts stroom afnemen, vooral akkumulatie- en waterverwarming. Het buitenspitstarief wordt toegepast voor toestellen die met elektriciteit in combinatie met een andere energiebron gevoed worden. De verdeler mag de stroomlevering

zonder voorbericht onderbreken door afstandsbediening.

Het uitsluitend nachttarief en het buitenspitstarief zijn identiek voor huishoudelijke verbruikers en voor zuivere en gemengd professionele verbruikers.

Voor huishoudelijk verbruik bestaat er bovendien het sociaal tarief. Dat tarief wordt door de verdeler automatisch toegepast als het voor de verbruiker gunstiger is dan het normaal tarief. Uit figuur 3 blijkt dat op 1 januari 1988 het break-even verbruik 750 kWh bedroeg. Tot een verbruik van 750 kWh is de jaarlijkse faktuur onder het sociaal tarief lager dan onder het normaal tarief. Het voordeel dat voor de verbruiker voortvloeit uit de automatische toepassing van het sociaal tarief, wordt weergegeven door het verschil tussen de stippellijn en de volle lijn. Vanaf 750 kWh wordt het normaal tarief toegepast.

Figuur 3 : Jaarlijkse faktuur (in BF) van het kWh-verbruik onder het normaal tarief en het sociaal tarief voor huishoudelijk verbruik (1 januari 1988) (BTW van 17% niet inbegrepen)



Bij hoogspanning (HS) wordt een onderscheid gemaakt tussen tarief "A", tarief "B" en tarief "C". De toepassing ervan hangt af van het vermogen en de jaarlijkse benuttingingsduur. Het vermogen wordt berekend als het rekenkundig gemiddelde van de twaalf waarden van het maandelijks maximum vermogen, die geregistreerd werden tijdens het afgelopen kalenderjaar. De jaarlijkse benuttingingsduur is de som van het jaarlijkse actieve verbruik "normale uren" en "stille uren", gedeeld door het maximum kwartuurvermogen tijdens het jaar.

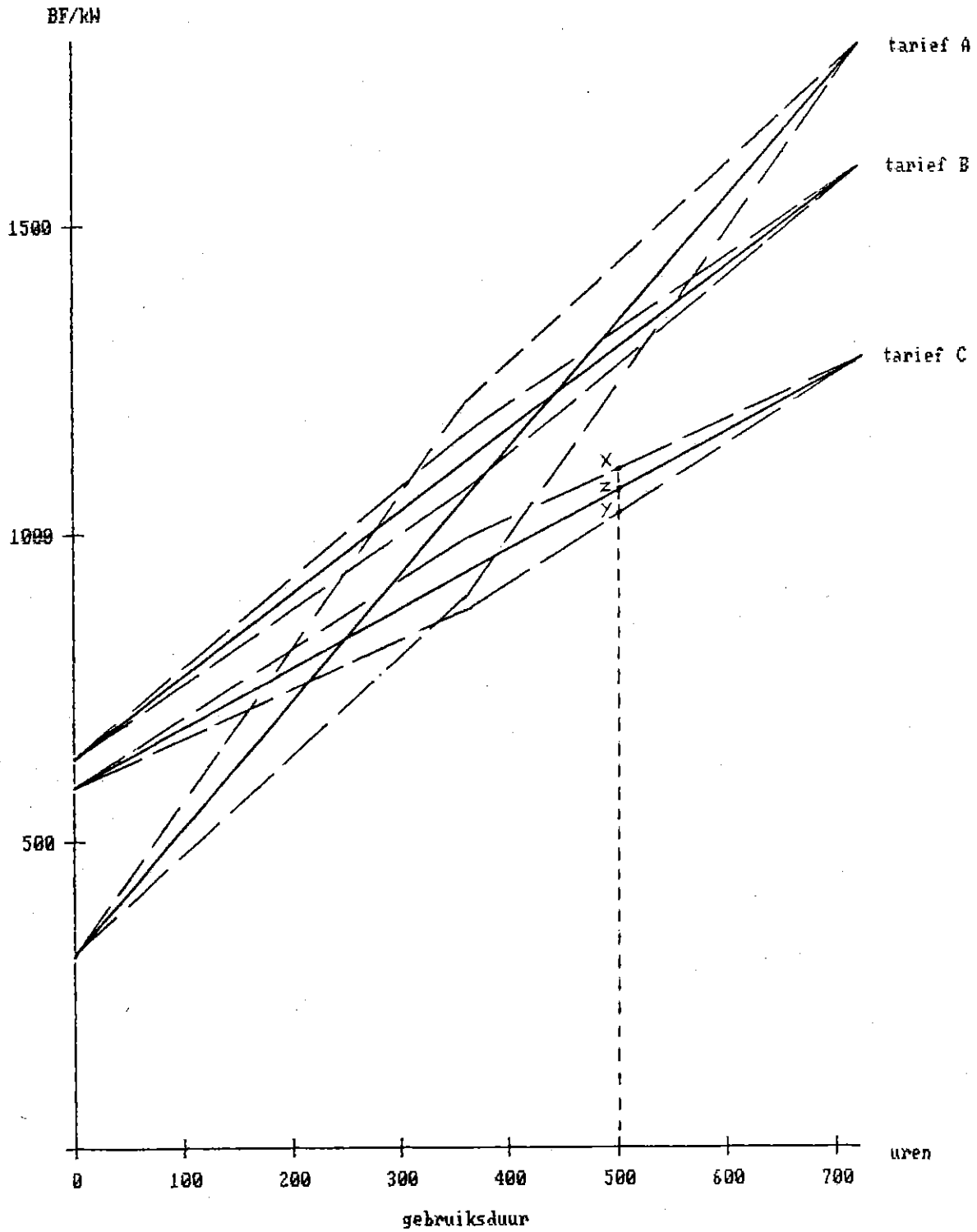
HS-tarief "A" geldt voor HS-leveringen aan klanten met een vermogen beneden 1000 kW en aan klanten met een vermogen tussen 1000 en 4000 kW en een jaarlijkse benuttingingsduur lager dan 4000 uren. HS-tarief "B" wordt toegepast voor vermogens tussen 1000 en 4000 kW met een jaarlijkse benuttingingsduur hoger dan 4000 uren. Energieleveringen aan klanten met een vermogen hoger dan 4000 kW, worden gefactureerd volgens HS-tarief "C".

Niet alle HS-leveringen vallen onder één van de standaard contracten A, B of C. Zeer grote afnemers met een spanningsniveau hoger dan 15 kV kopen elektriciteit op basis van een individueel onderhandeld en geheim gehouden contract.

Het basistarief A en B is, in tegenstelling tot het basistarief C, seizoengebonden. Bij het basistarief A wordt een onderscheid gemaakt tussen de leveringen van elektriciteit voor verlichting, voor drijfkracht en voor elektrothermie.

In figuur 4 wordt het totale maandelijks faktuurbedrag afgebeeld om 1 kW elektriciteit af te nemen onder de basistarieven A, B en C. Van de seizoengebonden tarieven nemen we het gewogen gemiddelde. Wat HS-tarief A betreft, kiezen we voor de variante "drijfkracht". De referentiemaand bestaat uit 30 dagen of 720 uren. Voor het A en B-tarief zijn het aantal normale uren $375 = 15 \text{ uren} * 25 \text{ dagen}$ (zon- en feestdagen vallen onder het stille-uren tarief). Voor het C-tarief gelden 300 normale uren

Figuur 4 : De maandelijkse kosten om 1 kW vermogen te benutten onder de tarieven A, B en C (1 januari 1988) (BTW van 17% niet inbegrepen)



= 15 uren * 20 dagen (zaterdagen en zon- en feestdagen vallen onder het stille uren-tarief). De faktuurbedragen zijn berekend met de prijsherzieningsparameters van 1 januari 1988 en met $D = M = 0,9$. Het resultaat wordt weergegeven in tabel 1.

Tabel 1 : De maandelijkse kosten om 1 kW vermogen te benutten onder de tarieven A, B en C (1 januari 1988) (BTW van 17 % niet inbegrepen)

	tarief A (drijfkracht)	tarief B	tarief C
maandelijks vast recht (BF/kW)	310	633	585
variabele term (BF/kWh)			
- normale uren	2,498	1,458	1,186
- stille uren	1,580	1,195	0,798

Figuur 4 toont dat het bedrag om 1 kW elektriciteit af te nemen schommelt rond de volle hellende lijnen binnen de aangegeven bandbreedte. De bandbreedte hangt af van de verhouding tussen het normale uren-gebruik en het stille uren-gebruik van de kW-kapaciteit. We leggen de bandbreedte uit voor tarief C bij een gebruiksduur van 500 uren. We onderscheiden 3 gevallen : x, y en z (zie figuur 4), met x op de bovenste bandbreedte (maximum aantal normale uren-gebruik van de kW-kapaciteit), y op de onderste bandbreedte (maximum aantal stille uren-gebruik) en z op de volle hellende lijn (evenredige verdeling tussen normale en stille uren-gebruik) (tabel 2).

Tabel 2 : Verdeling tussen het aantal normale uren- en stille uren-gebruik van de kW-kapaciteit bij een gebruiksduur van 500 uren

	x	y	z (= evenredigheid)
aantal normale uren	300 (=max)	80	208(=500*300/720)
aantal stille uren	200	420 (=max)	292(=500*420/720)
totaal	500	500	500

Het totale factuurbedrag voor de drie gevallen is :

$$x : 585 + 1,186 * 300 + 0,798 * 200 = 1100$$

$$y : 585 + 1,186 * 80 + 0,798 * 420 = 1015$$

$$z : 585 + 1,186 * 208 + 0,798 * 292 = 1065$$

Uit figuur 4 blijkt dat de vaste term van tarief A ongeveer de helft is van de vaste term van tarief B en C. Tarief B heeft een hogere vaste term dan tarief C omdat er meer transmissie infrastructuur vereist is om een tarief B-klant te bedienen. Tarief C-klanten zijn rechtstreeks aangesloten aan de sekundaire klemmen van de grote posten.

De variabele termen van de tarieven A, B en C verklaren het verschil in helling van de volle lijnen in figuur 4. Tarief A-verbruikers betalen voor een kWh het meest, tarief C-verbruikers het minst.

Het verschil tussen de kWh-aanrekening tijdens de normale en de stille uren is in de drie tarieven sterk verschillend. In tarief A is een stille uren kWh 37 % goedkoper dan een normale kWh ; in tarief B 18 % en in tarief C 33 %. Grafisch wordt dit door de bandbreedte rond de volle lijnen weergegeven.

Naast het basistarief, kan de tarief A en B-verbruiker kiezen voor het uitsluitend stille uren-tarief of voor het optioneel uurseizoentarief.

Het uitsluitend stille uren-tarief geldt voor toepassingen die gebruik maken van het akkumulatieprincipe, waarbij het energieverbruik gebeurt gedurende de stille uren.

Bij het optioneel uurseizoentarief wordt het vermogen tijdens de piekuren (= 4 uren per dag bepaald door de verdeler) zwaar belast. Voor het vermogen dat tijdens de niet-piekuren wordt afgenomen, moet minder betaald worden dan in het basistarief.

De tarief C-verbruiker kan naast het basistarief kiezen voor het optioneel seizoen-tarief, dat in tegenstelling tot het basistarief C, seizoengebonden is. Een onderscheid wordt gemaakt tussen zomer-, winter- en tussenseizoen.

I.2. De prijsherzieningsparameters

De tarieven voor laagspanning en hoogspanning zijn afhankelijk van prijsherzieningsparameters die kunnen ingedeeld worden volgens de activiteit en volgens de kostensoort.

We onderscheiden de leveringen van elektriciteit van drie activiteiten :

- (1) db : de activiteit distributie-laagspanning
- (2) dh : de activiteit distributie-hoogspanning
- (3) p : de activiteit productie-koppeling-transport

Wat de kostensoort betreft, onderscheiden we eveneens drie klassen :

- (1) de brandstofkosten
- (2) de loon- en materiaalkosten
- (3) de investeringskosten

Voor elke activiteit en voor elke kostensoort, bestaat er één prijsherzieningsparameter. Onderstaande tabel geeft een overzicht :

Tabel 3 : Indeling van de prijsherzieningsparameters naar activiteit en kostensoort

		activiteit		
		db	dh	p
k o s t e n s o o r t	brandstofkosten	Nc	Nc	Nc
	loon- en materiaal- kosten	Ndb	Ndh	Np
	investeringskosten	Indb	Indh	Inp

De Nc-parameter geeft de evolutie weer van de fossiele en nucleaire brandstofkosten voor alle activiteiten. De Ndb-, Ndh-, en Np-parameter weerspiegelen de evolutie van de loon- en materiaalkosten en de Indb-, Indh- en Inp-parameter houden rekening met de hogere investeringskosten van kerncentrales ten opzichte van klassieke centrales voor de respektievelijke activiteiten db, dh en p.

De elektriciteitstarieven worden berekend op basis van deze prijsherzieningsparameters die maandelijks wijzigen. Op deze manier zijn de tarieven geïndexeerd aan de evolutie van de brandstofkosten, de loon- en materiaalkosten en de investeringskosten.

In de volgende hoofdstukken wordt de betekenis en de opbouw van de parameters geanalyseerd.

I.3. De tariefformules

De tarieven voor laagspanning en hoogspanning zijn van het "binomium"-type. Zij omvatten een vaste term en één of twee proportionele termen, naargelang een onderscheid wordt gemaakt tussen het kWh-verbruik overdag en 's nachts.

Bij het basis LS-tarief wordt het dag- en nachtverbruik niet apart gemeten of gefactureerd. Het twee-uren LS-tarief daarentegen bestaat uit een verbruiksprijs "dag" (15 uren) en een verbruiksprijs "nacht" (9 uren). De grensuren worden door de elektriciteitsverdelers vastgelegd.

Bij HS-tarieven spreekt men van een verbruiksprijs "normale uren" en een verbruiksprijs "stille uren". Voor HS-tarief "A" en "B" geldt het stille uren-tarief tijdens zon- en feestdagen en gedurende 9 uren van de andere dagen, waarbij de grensuren door de elektriciteitsverdelers worden bepaald. Bij HS-tarief "C" wordt het stille uren-tarief ook toegepast op zaterdagen.

Met uitzondering van het LS-tarief voor huishoudelijk gebruik, is de vaste term (of het vast recht) evenredig met het maximum kwartuurvermogen dat in de loop van de fakturatieperiode wordt afgenomen. De proportionele termen (of verbruiksprijzen) zijn evenredig met de verbruikte elektriciteit. De proportionele termen zijn opgebouwd uit een brandstofterm en een exploitatieterm.

Met de opbrengsten van de vaste term en de exploitatieterm financiert de elektriciteitssector de investeringen die nodig zijn om het gevraagde vermogen ter beschikking te stellen (bouw van centrales, distributieposten en -netten, enz...). De opbrengsten van de brandstofterm zijn bestemd om de brandstofkosten te dekken.

Zowel de vaste term als de proportionele termen (brandstofgedeelte + exploitatiegedeelte) zijn afhankelijk van prijsherzieningsparameters die maandelijks wijzigen nl. Nc, Np, Ndh, Ndb, Inp, Indh en Indb. Tabel 4 toont van welke parameters de verschillende termen afhankelijk zijn.

Tabel 4 : Invloed van de prijsherzieningsparameters op de vaste term en de proportionele termen van de tarieven voor laagspanning en hoogspanning

	LS-tarieven	HS-tarieven A en B	HS-tarief C
vaste term	Indb . Ndb*	Indh . Ndh	Inp . Np
proportionele term "dag"/"normale uren"			
- exploitatiegedeelte	Indb . Ndb	Indh . Ndh	Inp . Np
- brandstofgedeelte	Nc	Nc	Nc
proportionele term "nacht"/"stille uren"			
- exploitatiegedeelte	Indb . Ndb	Indh . Ndh	Inp . Np
- brandstofgedeelte	Nc	Nc	Nc

* de vaste term van de LS-tarieven waarvoor een bijkomende meter is vereist, bestaat bovendien uit een gedeelte alleen afhankelijk van Ndb

De Nc-parameter komt alleen voor in het brandstofgedeelte van de proportionele termen. De overige parameters hebben zowel invloed op de vaste term als op het exploitatiegedeelte van de proportionele termen.

Tabel 5 : L A A G S P A N N I N G

	HUISHOUDELIJK GEBRUIK	Sociaal tarief	Twee uren- tarief	Normaal tarief	ZUIVER EN GEMENGD PROFESSIONEEL GEBRUIK	Twee uren- tarief	Uitsluitend nachttarief	HUISHOUDELIJK + ZUIVER EN GEMENGD PROFESSIONEEL GEBRUIK	Buitenspits tarief
termen	prijsherzienings- parameters								
	koëfficiënten								
<u>vaste term</u> (in BF)	Indb.Ndb	1220	1220	1220+465.X	1220+465.X	1220+465.X	-	-	-
	Ndb	-	685	-	-	685	685	685	685
<u>proportionele</u> <u>term</u> "dag" (in BF/kWh)	-exploitatie	1,994	3,620	1,994	1,994	1,994	-	-	0,720
	-brandstof	0,685	0,685	0,685	0,685	0,685	-	-	0,685
<u>proportionele</u> <u>term</u> "nacht" (in BF/kWh)	-exploitatie	1,994	3,620	0,775	1,994	0,775	0,560	0,560	0,720
	-brandstof	0,685	0,685	0,563	0,685	0,563	0,563	0,563	0,685

opmerkingen

X = vermogen boven 6,6 kVA,
afgerond tot één tiende kVA

Tabel 6 : H O O G S P A N N I N G (Tarieven A en B)

termen	TARIEF A		TARIEF B		TARIEVEN A en B	
	Verlichting	Basistarief	Basistarief (Verlichting drijfkracht elektrothermie)	Optioneel uurseizoen-tarief	Uitsluitend stille uren-tarief	
<u>vaste term</u> (in BF/kWh)	Indh. Ndh					
	(nov-febr)	227,4 D	184,6 D	129,2 D	445 D	(92,3**+369,2***)D
	(mei-aug)	216,0 D	175,4 D	122,7 D	312 D	87,7 D
	(andere)	227,4 D	184,6 D	129,2 D	356 D	92,3 D
<u>proportionele term</u> "normale uren" (in BF/kWh)	Indh. Ndh					
	-exploitatie	1,017 D	1,017 D	1,017 D	0,367	1,017 D
	-brandstof	0,642	0,642	0,642	0,642	0,642
<u>proportionele term</u> "stille uren" (in BF/kWh)	Indh. Ndh					
	-exploitatie	0,494	0,494	0,494	0,291	0,494
	-brandstof	0,542	0,542	0,542	0,542	0,542

opmerkingen

D = 0,75 + 70/(280 + kWh)

* = vaste term buiten spits

** = bijkomende vaste term
in spits (4 uur/dag)

kWh = maximum kwartuurvermogen in kilowatt

Tabel 7 : H O O G S P A N N I N G (Tarief C)

		TARIEF C	TARIEF C
		Basistarief	Optioneel seizoentarief
termen	prijsherzienings- parameters	koëfficiënten	
vaste term (in BF/kWh)	Inp.Np	n 3547,8 — M	449,7 M
		m	155,7 M
			259,4 M
<hr/>			
proportionele term	Inp.Np	0,204	0,310
"normale uren" (in BF/kWh)			0,107
-exploitatie		nov-febr mei-aug andere maanden	0,179
-brandstof	Nc	0,622	0,622
<hr/>			
proportionele term	Inp.Np	0,074	0,130
"stille uren" (in BF/kWh)			0,022
-exploitatie		nov-febr mei-aug andere maanden	0,065
- brandstof	Nc	0,536	0,536

opmerkingen

n = aantal kalenderdagen dat de onderneming

werkt in de betreffende maand

m = 2h

MW= maximum kwatuurvermogen in megawatt

M = 0,7 + 7 / (MW + 29)

Tabellen 5, 6 en 7 geven een schematische voorstelling van de tariefformules op basis van de indeling van tabel 4. De tarieven worden weergegeven door de kolommen. De rijen hebben betrekking op de verschillende termen (vaste en proportionele) van de tarieven. De coëfficiënten in de tabellen moeten vermenigvuldigd worden met de prijsherzieningsparameter(s) van de korresponderende rijen.

We maken twee opmerkingen bij deze tabellen. De ene betreft de parameters D en M, de andere betreft de toepassing van een plafondprijs voor verbruikers onder HS-tarief A.

(i) De parameters D en M

De parameters D en M zijn degressieve coëfficiënten afhankelijk van het vermogen :

$$D = 0,75 + 70 / (280 + kW)$$

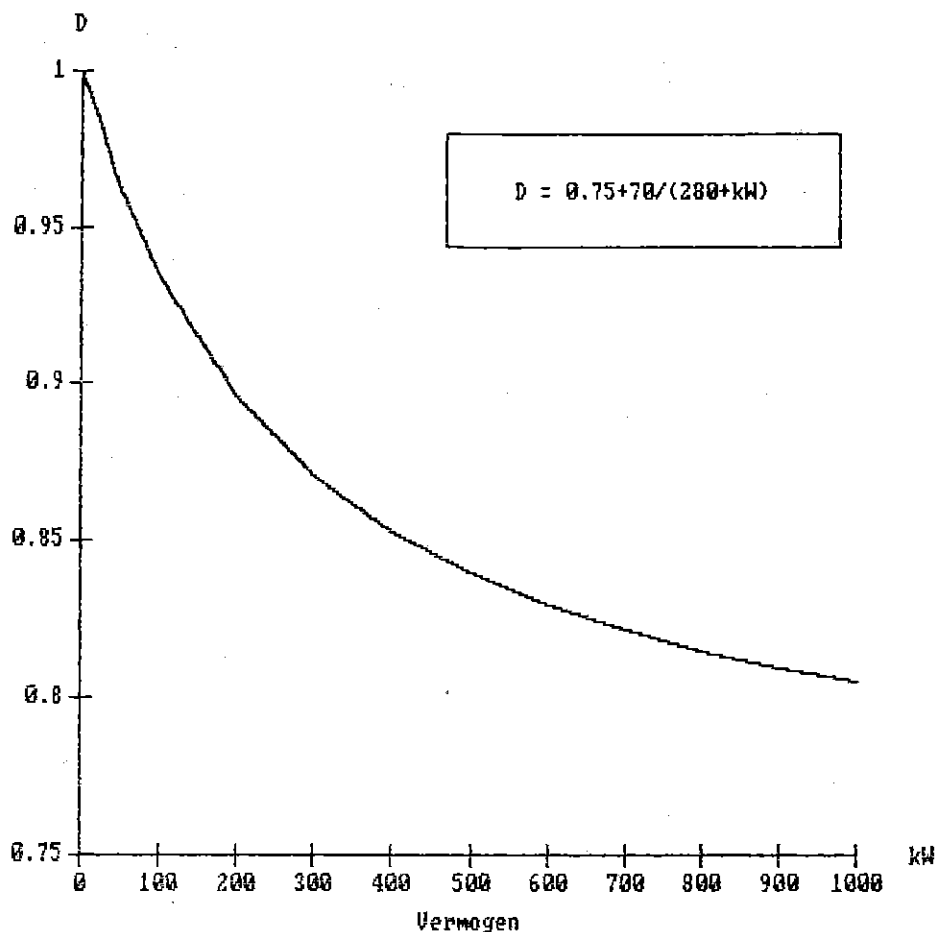
$$M = 0,7 + 7 / (MW + 29)$$

waarbij kW en MW het maximum kwartuurvermogen uitdrukken in kilowatt respectievelijk megawatt.

D is een parameter die het vast gedeelte en het exploitatiegedeelte van de HS-tarieven A en B beïnvloedt. De parameter M komt voor in de vaste term van HS-tarief C.

De evolutie van de parameter D (die van M is gelijkaardig) wordt weergegeven door figuur 5. Door het convexe verloop van de parameter D (en M) neemt de vaste term minder dan proportioneel toe met het vermogen.

Figuur 5 : Evolutie van de parameter D in functie van het vermogen



(ii) Tarief A - plafondprijs

Voor de berekening van de vaste term van de HS-tarieven wordt het tijdens de maand effectief afgenomen maximum kwartuurvermogen gebruikt. Om te vermijden dat uitschietende spitsen zeer hoge kWh-prijzen tot gevolg zouden hebben, wordt de kWh-prijs voor tarief A-klanten afgetopt aan een plafondprijs. Tarief B-klanten hebben per definitie en tarief C-klanten meestal een gelijkmatiger afnamepatroon. Voor hen is geen plafondprijs voorzien.

De plafonering van de kWh-prijs wordt voor tarief A-klanten toegepast op de gemiddelde kWh-prijs "normale uren".

De gemiddelde kWh-prijs "normale uren" wordt als volgt berekend :
vaste term + proportionele term "normale uren"

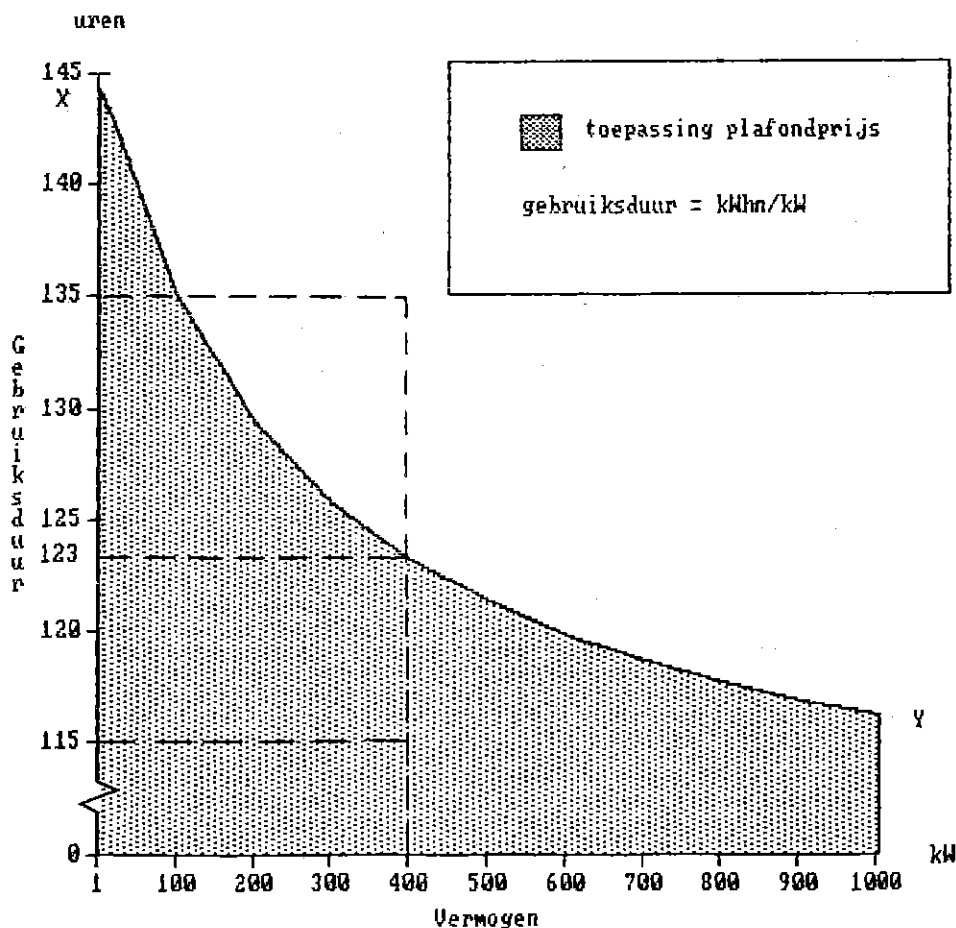
kWh-verbruik tijdens de normale uren

Voor de varianten "verlichting" en "drijfkracht" is de plafondprijs : $(1,278 + 1,017 D)$ Indh . Ndh + 0,642 Nc ; voor de variante "elektrothermie" mag de gemiddelde kWh-prijs "normale uren" niet hoger zijn dan :

$(0,895 + 1,017 D)$ Indh . Ndh + 0,642 Nc.

Figuur 6 toont wanneer de plafondprijs voor HS-tarief A (variante drijfkracht) wordt toegepast. De waarden van het vermogen (kW) en het kWh-verbruik "normale uren" (kWhn) waarvoor de gemiddelde kWh-prijs "normale uren" gelijk is aan de plafondprijs, voldoen aan een impliciete vergelijking in de twee variabelen kW en kWhn, namelijk : $144,4 D = \text{kWhn}/\text{kW}$.

Figuur 6 : Toepassing van de plafondprijs voor HS-leveringen onder tarief "A" - "Drijfkracht (sept.-april)"



De waarden van kW en kWhn waarvoor deze vergelijking opgaat, worden weergegeven door de curve X-Y in figuur 6. Voor waarden van kW en kWhn onder deze curve geldt de plafondprijs.

De plafondprijs wordt toegepast als de vaste kosten niet gespreid worden over een voldoende groot kWhn-verbruik, met andere woorden bij een lage gebruiksduur (= kWhn/kW). Bij een vermogen van 400 kW is de break-even gebruiksduur gelijk aan 123 uren. Een hogere gebruiksduur (bv. 135 uren) maakt het mogelijk de vaste kosten te spreiden over een groot kWhn-verbruik. Bij een lage gebruiksduur (bv. 115 uren) wegen de vaste kosten zwaar door. In dat geval wordt de gemiddelde kWhn-prijs beperkt tot de maximumprijs.

Het verloop van D (cfr. figuur 5) verklaart de convexiteit van de curve X-Y in figuur 6.

HOOFDSTUK 2 : De prijsherzieningsparameter Nc

II.1. Betekenis

De Nc-parameter geeft de evolutie weer van de brandstofkosten. Hij wordt berekend als het gewogen gemiddelde van de fossiele en de nucleaire brandstofprijzen.

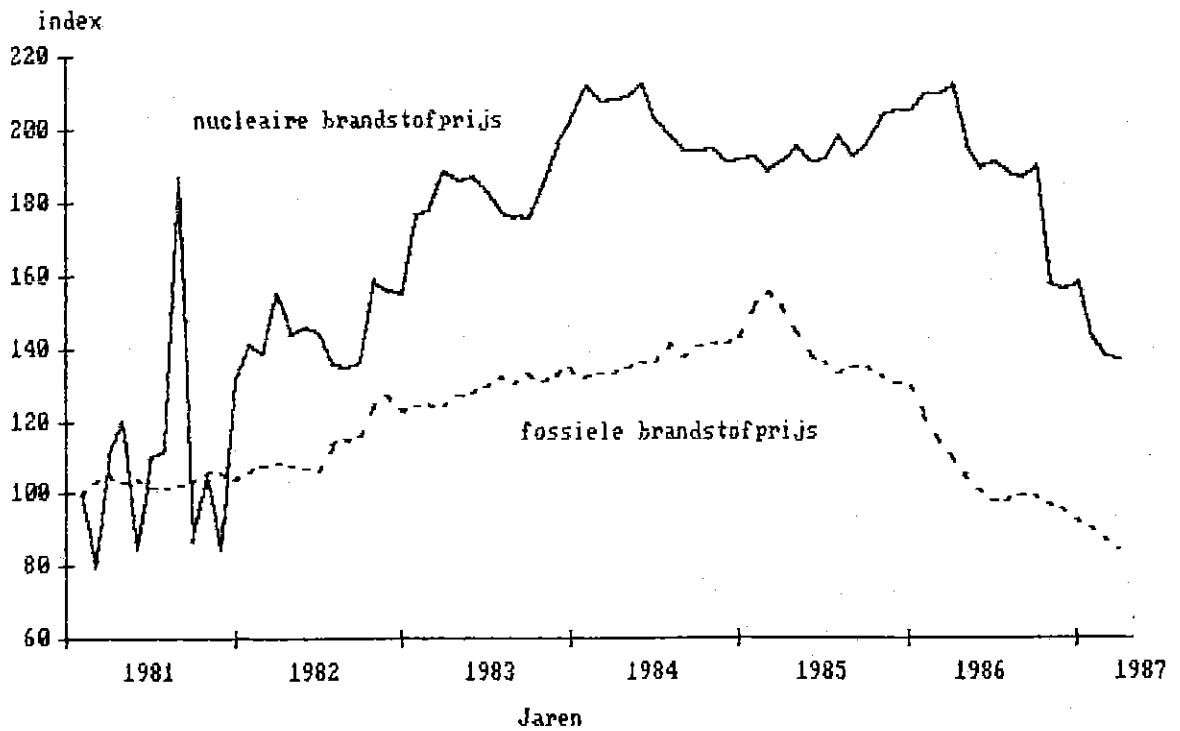
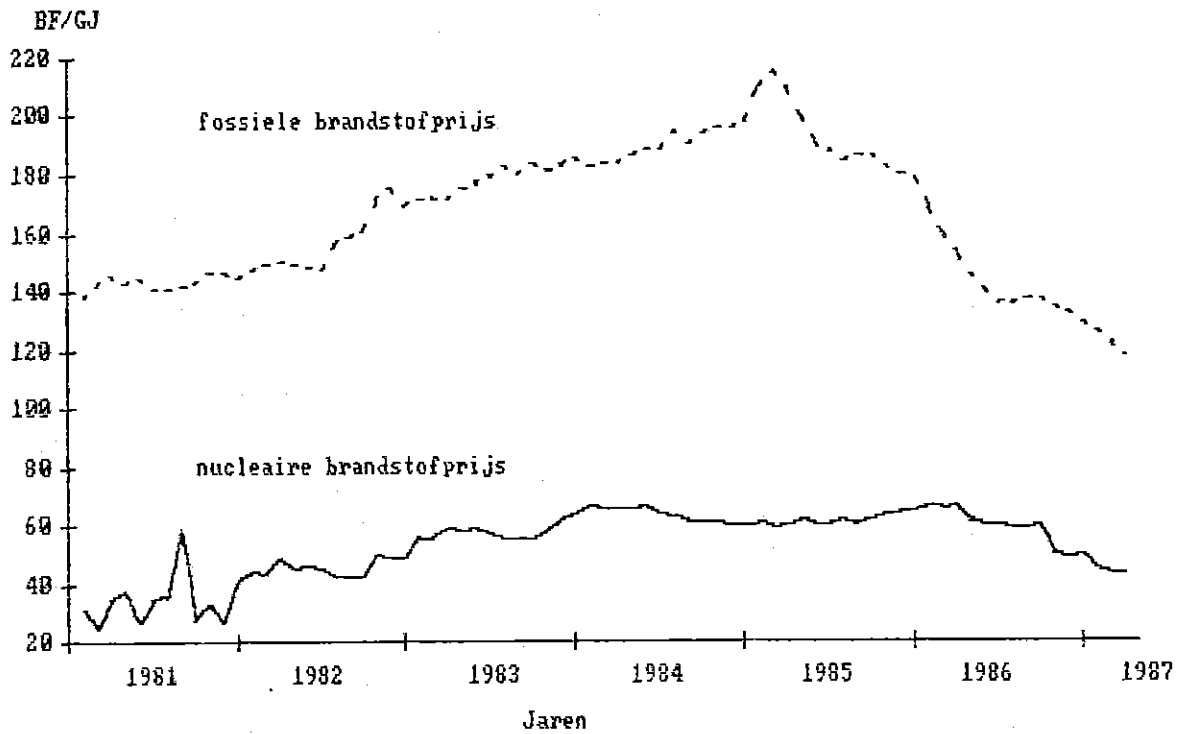
Tot en met januari 1987 werden de brandstofprijzen uitgedrukt in BF/GJ. Om deze prijzen te berekenen, werden de verbruikte nucleaire GJ omgezet in "fossiel gelijkwaardige" nucleaire GJ. Daartoe werden de nucleaire GJ vermenigvuldigd met de verhouding tussen de fossiele en de nucleaire specifieke verbruiken, die forfaitair werd vastgelegd op 0,88.

Aangezien de nucleaire produktie ongeveer 70 % van de totale produktie vertegenwoordigt, is het niet meer aangewezen ze om te rekenen op basis van de fossiele produktie. Bovendien is de verhouding tussen de specifieke verbruiken van maand tot maand verschillend. Het fossiele specifieke verbruik is sinds de inbedrijfname van Doel 4 en Tihange 3 in het bijzonder gestegen als gevolg van de sterk gemoduleerde produktie van de eenheden op fossiele brandstoffen (BCEO 2689, Maatregelenprogramma voor tariefverminderingen en -aanpassingen toe te passen vanaf begin 1987, 19 september 1986).

Om deze redenen worden fossiele en nucleaire brandstofprijzen vanaf februari 1987 uitgedrukt in BF/kWh. Bij de berekening van de Nc-parameter gebruikt men als gewichten voor de fossiele en nucleaire brandstofprijzen niet langer de verbruikte fossiele respektievelijk gelijkwaardige nucleaire GJ, maar wel de geproduceerde fossiele respektievelijk nucleaire kWh.

Figuur 7 toont de evolutie van de fossiele en nucleaire brandstofprijzen, zowel absoluut in BF/GJ als relatief ten

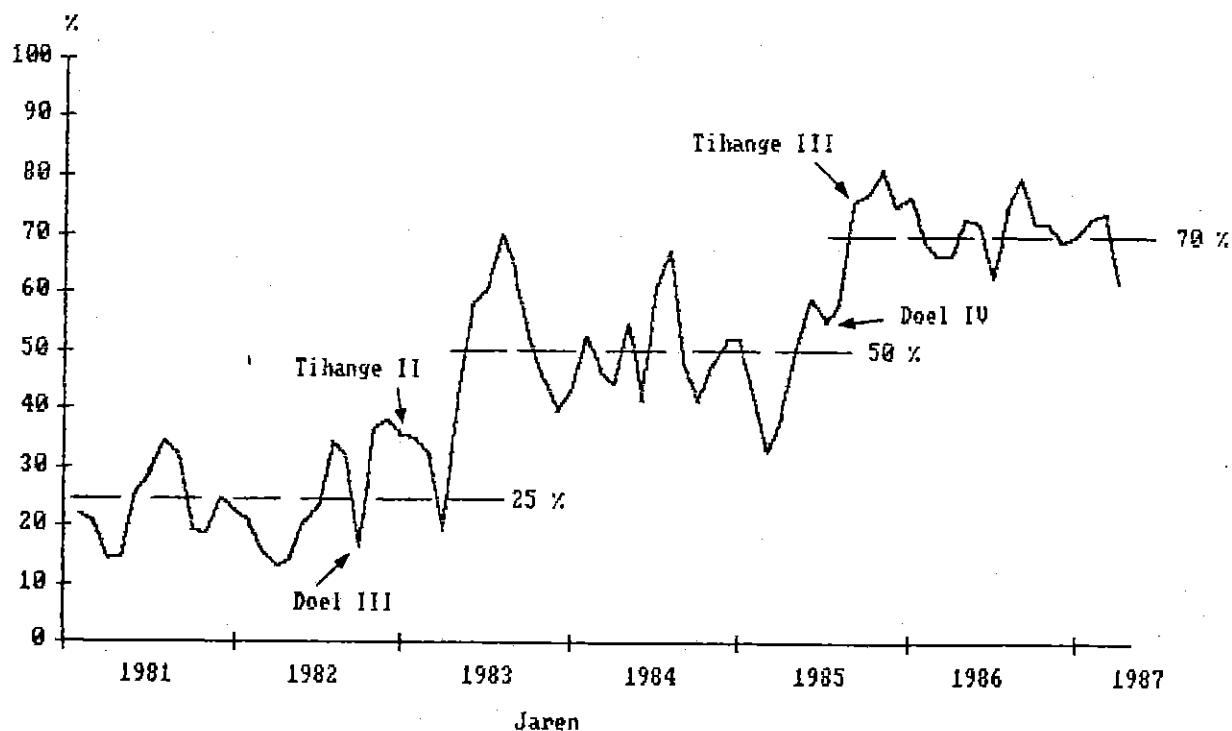
Figuur 7 : Evolutie van de fossiele en nucleaire brandstofprijzen



opzichte van 1 januari 1981. We behouden de referentie GJ (i.p.v. kWh) omdat de meeste waarden betrekking hebben op gegevens voor februari 1987. De nucleaire brandstofprijs evolueerde over de periode 1981-1987 vrij parallel met de fossiele brandstofprijs. De nucleaire brandstofprijs steeg tot midden 1984 iets sneller en daalde daarna minder uitgesproken dan de fossiele brandstofprijs. In 1981 was de fossiele GJ-prijs meer dan viermaal hoger dan de nucleaire GJ-prijs, terwijl de fossiele GJ in 1987 minder dan driemaal duurder was.

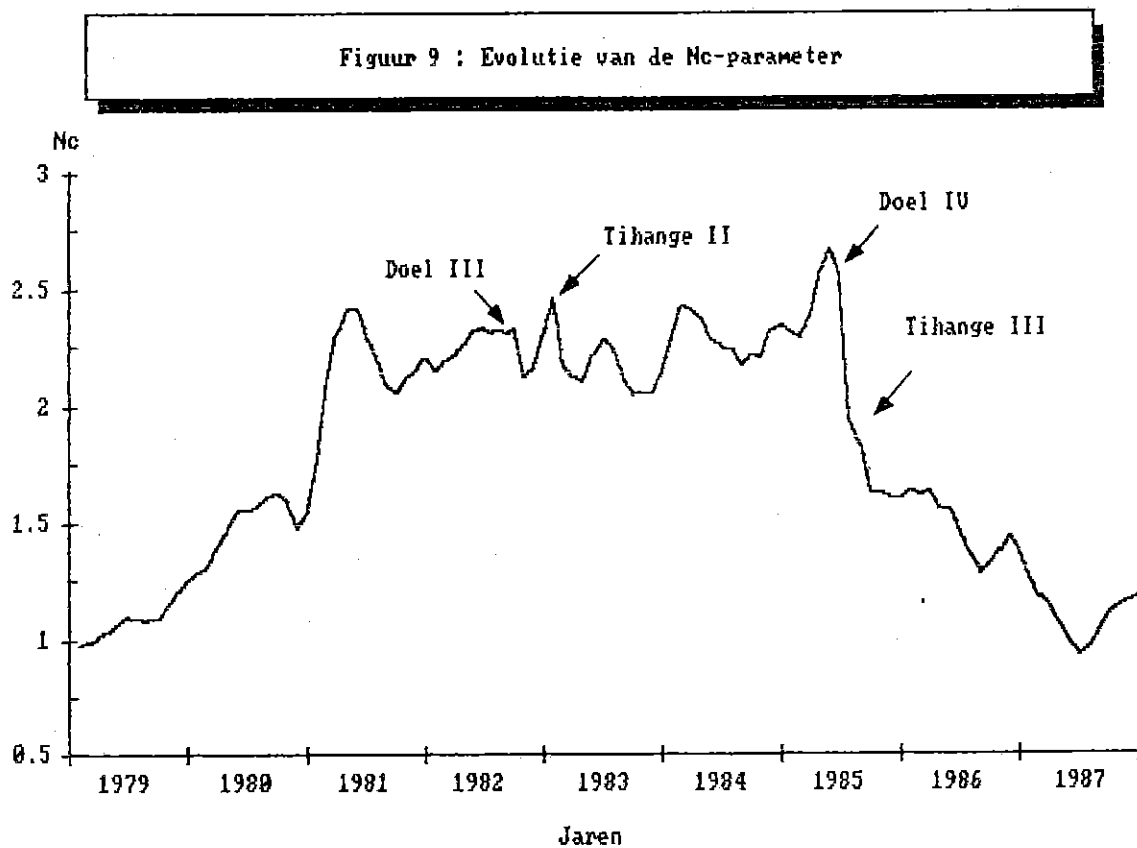
Uit figuur 8 blijkt dat de proportie gelijkwaardige nucleaire GJ ten opzichte van de totaal verbruikte GJ ongeveer 25 % bedroeg tot de ingebruikname van Doel 3 en Tihange 2. Daarna schommelde die verhouding rond 50 %. Na de ingebruikname van Doel 4 en Tihange 3 was het aandeel van het nucleair GJ-verbruik in het totaal GJ-verbruik ongeveer 70 %. Deze evolutie heeft een belangrijke invloed op het verloop van de Nc-parameter.

Figuur 8 : Evolutie van de proportie gelijkwaardige nucleaire GJ in het totaal van de verbruikte GJ



Een hoge proportie nucleaire GJ zorgt ervoor dat de lagere nucleaire brandstofprijs sterker doorweegt in de berekening van de Nc-parameter. Zo compenseert de ingebruikname van Doel 3 en Tihange 2 de stijging van de brandstofprijzen in 1983 en 1984. Een hoog nucleair aandeel heeft ook als gevolg dat een sterke daling van de fossiele brandstofprijs, zoals vanaf midden 1985, niet volledig wordt doorgerekend in de waarde van Nc.

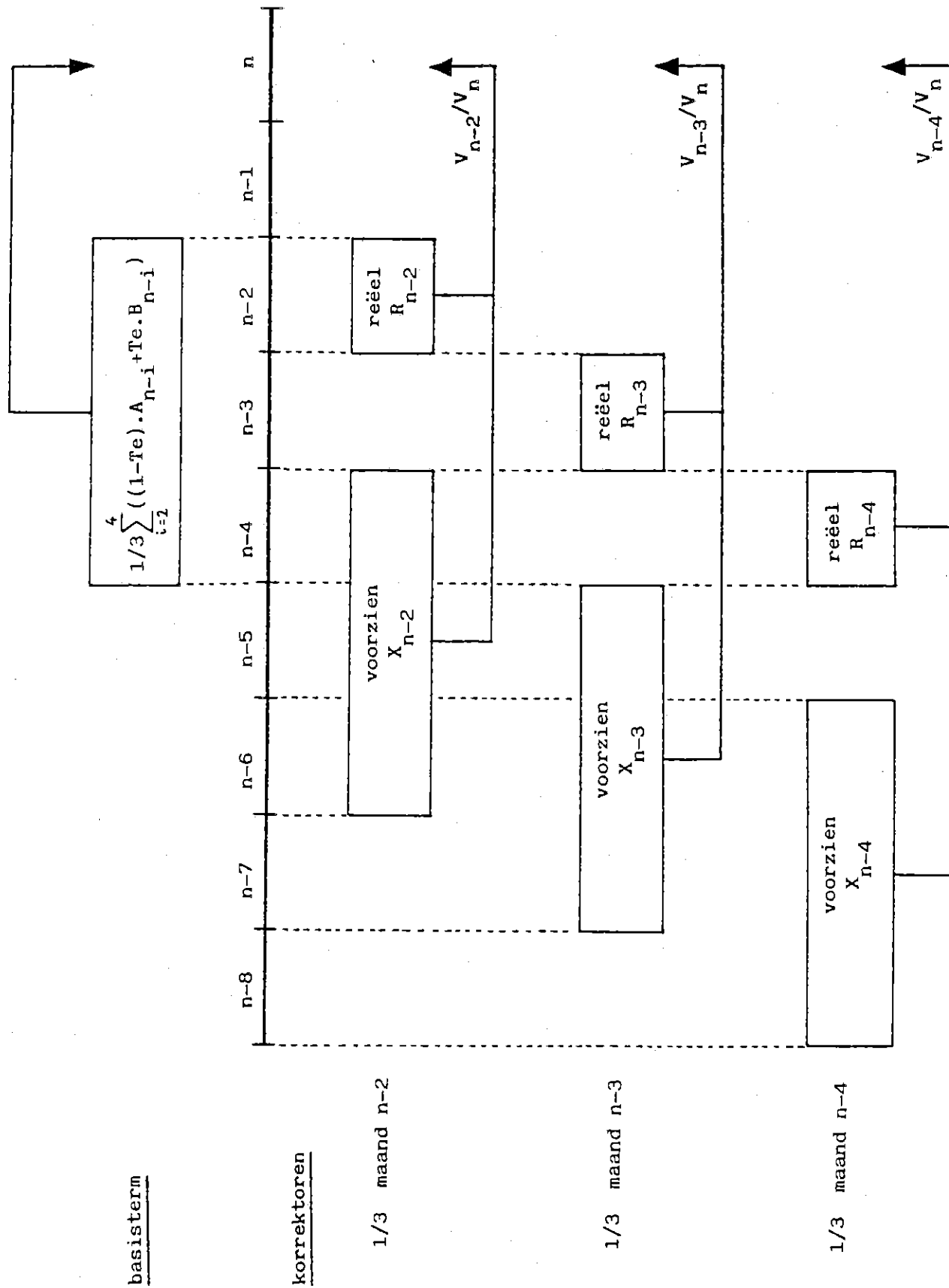
Figuur 9 geeft het verloop weer van de Nc-parameter over de laatste jaren.



II.2. Opbouw

Figuur 10 geeft een schematische voorstelling van de opbouw van de Nc-parameter voor de maand n. De formule voor de Nc-parameter bestaat uit één basisterm en drie korrektoren, één voor elke maand van het kwartaal dat de maand n met één maand voorafgaat.

Figuur 10 : Berekening van de No-parameter: basistern + korrektoren



A. De basisterm

Voor de maanden n-2, n-3 en n-4 wordt het gewogen gemiddelde berekend van de nucleaire kWh-prijs (B_t) en de kWh-prijs van de andere dan nucleaire energie (A_t). De index t heeft betrekking op maand t. Als gewicht wordt de voorziene jaarlijkse verhouding (T_e) gebruikt tussen de nucleaire kWh-produktie en de totale kWh-produktie.

$$\begin{aligned} \text{maand n-2} & : (1 - T_e) \cdot A_{n-2} + T_e \cdot B_{n-2} \\ \text{maand n-3} & : (1 - T_e) \cdot A_{n-3} + T_e \cdot B_{n-3} \\ \text{maand n-4} & : (1 - T_e) \cdot A_{n-4} + T_e \cdot B_{n-4} \end{aligned}$$

De basisterm is het rekenkundig gemiddelde van de waarde van deze drie termen :

$$1/3 \sum_{i=2}^4 \left[(1-T_e) \cdot A_{n-i} + T_e \cdot B_{n-i} \right]$$

(i) De kostprijzen A_t en B_t

A_t geeft de kostprijs (in BF/kWh) weer van de energie van andere dan nucleaire oorsprong, namelijk de elektriciteit geproduceerd op basis van fossiele brandstoffen, het saldo van de uitwisselingen in coördinatie met het buitenland en het saldo van de "swap"(1) uitwisselingen met het buitenland, verminderd met de verliezen bij het pompen en het turbineren.

(1) In het kader van "swap" overeenkomsten wisselt de Maatschappij voor Coördinatie van Produktie en Transport van Elektrische Energie (C.P.T.E.) bepaalde hoeveelheden elektrische energie uit met het buitenland. Wanneer België bijvoorbeeld op een gegeven ogenblik een overschot aan energie heeft en een ander land een tekort, terwijl er voorzien is dat later de toestand omgekeerd zal zijn (bv. bij onderhoud van eenheden), kan het C.P.T.E. met dat land energie uitwisselen.

B_t geeft de kostprijs (in BF/kWh) weer van de nucleaire produktie.

(ii) Het gewicht T_e

Het gewicht T_e is de voorziene verhouding voor het jaar waarin de maand n ligt, tussen de nucleaire kWh-produktie en de totale kWh-produktie.

T_e wordt in het begin van elk kalenderjaar berekend als het gewogen gemiddelde van de voorziene verhoudingen (X_{e_t}) van de nucleaire tot de totale kWh-produktie van alle maanden t van het jaar. Als gewicht wordt de voorziene verhouding (V_t) gebruikt van de verkoop in de maand t tot de jaarlijkse verkoop van de sektor "Produktie - Koppeling - Transport".

$$T_e = \sum_{t=1}^{12} (V_t \cdot X_{e_t})$$

B. De korrektoren

De basisterm wordt berekend op basis van de voorziene verhouding van de nucleaire tot de totale kWh-produktie. De verschillen tussen vooruitzichten en realiteit worden opgevangen door de korrektoren. Voor elk van de maanden $n-2$, $n-3$ en $n-4$ bestaat er een korrektorterm.

Voor elk van de maanden $n-2$, $n-3$ en $n-4$ wordt eerst het verschil berekend tussen de "reële" gewogen kWh-prijs (respektievelijk R_{n-2} , R_{n-3} en R_{n-4}) en de "voorziene" gewogen kWh-prijs (respektievelijk X_{n-2} , X_{n-3} en X_{n-4}) :

$$\begin{array}{lcl} \text{maand } n-2 & : & R_{n-2} - X_{n-2} \\ \text{maand } n-3 & : & R_{n-3} - X_{n-3} \\ \text{maand } n-4 & : & R_{n-4} - X_{n-4} \end{array}$$

Deze verschillen worden vermenigvuldigd met de respektievelijke verhoudingen V_{n-2} / V_n , V_{n-3} / V_n en V_{n-4} / V_n , waarbij V_t de voorziene verhouding is van de verkoop in maand t tot de jaarlijkse verkoop van de sektor "Produktie - Koppeling-Transport" :

$$\begin{aligned} \text{maand } n-2 & : (V_{n-2} / V_n) (R_{n-2} - X_{n-2}) \\ \text{maand } n-3 & : (V_{n-3} / V_n) (R_{n-3} - X_{n-3}) \\ \text{maand } n-4 & : (V_{n-4} / V_n) (R_{n-4} - X_{n-4}) \end{aligned}$$

Van deze drie korrekturen wordt het rekenkundig gemiddelde genomen :

$$1/3 \sum_{i=2}^4 \left[(V_{n-i} / V_n) (R_{n-i} - X_{n-i}) \right]$$

(i) De "reële" gewogen kWh-prijzen R_t

De "reële" gewogen kWh-prijs R_t is het gewogen gemiddelde van de kostprijs (A_t) van de energie van andere dan nucleaire oorsprong en van de kostprijs (B_t) van de nucleaire energie. Als gewicht wordt de reële maandelijkse verhouding (Re_t) gebruikt van de nucleaire kWh-produktie tot de totale kWh-produktie.

$$R_{n-2} = (1 - Re_{n-2}) \cdot A_{n-2} + Re_{n-2} \cdot B_{n-2}$$

$$R_{n-3} = (1 - Re_{n-3}) \cdot A_{n-3} + Re_{n-3} \cdot B_{n-3}$$

$$R_{n-4} = (1 - Re_{n-4}) \cdot A_{n-4} + Re_{n-4} \cdot B_{n-4}$$

(ii) De "voorziene" gewogen kWh-prijzen X_t

De "voorziene" gewogen kWh-prijs X_t wordt berekend op basis van het gewogen gemiddelde van A_t en B_t voor elk van de drie maanden die de maand t met één maand voorafgaat. Als gewicht wordt de voorziene maandelijkse verhouding (Xe_t) gebruikt van de nucleaire kWh-produktie tot de totale kWh-produktie. De X_t 's zijn het rekenkundig gemiddelde van deze drie gewogen gemiddelden :

$$X_{n-2} = 1/3 \sum_{j=2}^4 \left[(1 - X_{e_{n-2}}) \cdot A_{n-2-j} + X_{e_{n-2}} \cdot B_{n-2-j} \right]$$

$$X_{n-3} = 1/3 \sum_{j=2}^4 \left[(1 - X_{e_{n-3}}) \cdot A_{n-3-j} + X_{e_{n-3}} \cdot B_{n-3-j} \right]$$

$$X_{n-4} = 1/3 \sum_{j=2}^4 \left[(1 - X_{e_{n-4}}) \cdot A_{n-4-j} + X_{e_{n-4}} \cdot B_{n-4-j} \right]$$

Vanaf 1 februari 1987 wordt de gehele formule (basist erm + korrektoren) van de Nc-parameter als volgt :

$$Nc = Ce / 0,55149$$

$$Ce = 1/3 \sum_{i=2}^4 \left[(1 - Te) \cdot A_{n-i} + Te \cdot B_{n-i} \right] (= \text{basist erm})$$

$$+ 1/3 \sum_{i=2}^4 \left[(V_{n-i} / V_n) (R_{n-i} - X_{n-i}) \right] (= \text{korrektoren})$$

HOOFDSTUK 3 : De prijsherzieningsparameters Ndb, Ndh en Np

III.1. Betekenis

De parameters Ndb, Ndh en Np geven voor de respectievelijke activiteiten distributie-laagspanning (db), distributie-hoogspanning (dh) en productie - koppeling - transport (p) de ontwikkeling weer van de loon- en materiaalkosten.

Figuur 11 toont het verloop van de drie parameters over de laatste jaren.

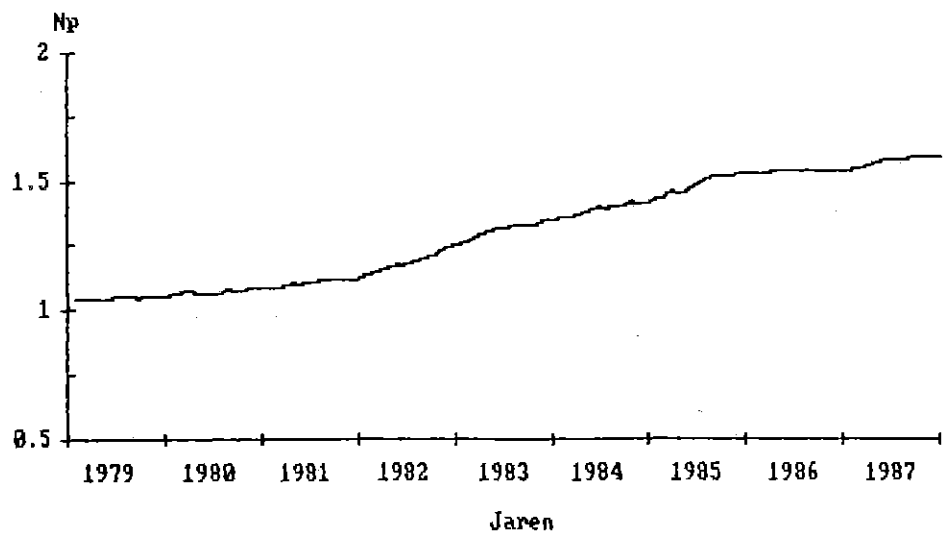
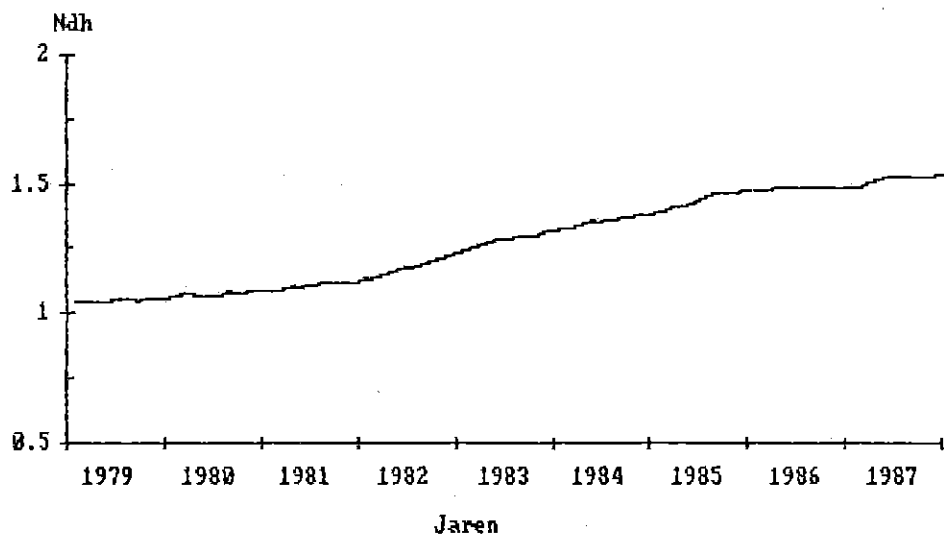
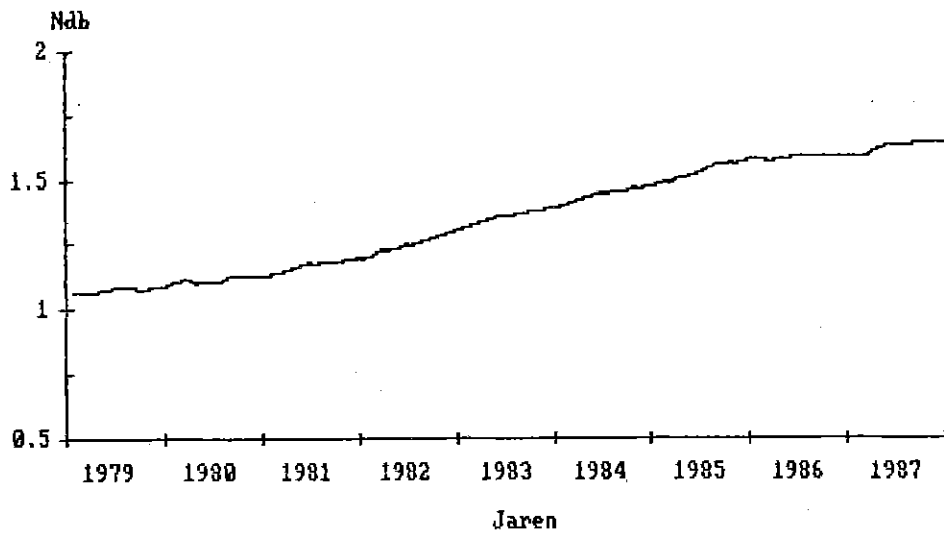
III.2. Opbouw

De parameters Ndb, Ndh en Np werden tot en met juni 1985 als volgt berekend :

$$\begin{aligned}
 Ndb &= (0,65 - 0,28 \mu) + (0,3763 + 0,1227 \mu) s/so \\
 &\quad + 0,155 \mu \cdot Mx/Mxo \\
 Ndh &= (0,78 - 0,32 \mu) + (0,2365 + 0,1715 \mu) s/so \\
 &\quad + 0,15 \mu \cdot Mx/Mxo \\
 Np &= (0,78 - 0,41 \mu) + (0,2365 + 0,205 \mu) s/so \\
 &\quad + 0,205 \mu \cdot Mx/Mxo
 \end{aligned}$$

waarbij

- s : het niveau van de lonen (in BF per uur) gebruikt in de prijsherzieningsclausules toegepast door de bedrijven van de sektor Fabrimetal
- so : referentieloon (= 178,081 BF/uur)
- Mx : het niveau van de andere grondstoffen dan de door de elektriciteitsnijverheid gebruikte brandstoffen ; Mx is gelijk aan het rekenkundig gemiddelde

Figuur 11: Evolutie van de parameters N_{db} , N_{dh} en N_p 

van de waarden die de kosten weergeven van de bouwmaterialen en van de metalen en metaalprodukten (rubrieken XI en XII van het indexcijfer der groothandelsprijzen, B.T.W. niet inbegrepen, basis 1936-1938 = 100)

Mxo : referentiekost (= 989,40 BF)

μ : koëfficiënt die tot doel had wijzigingen aan de Ndb, Ndh en Np-parameter geleidelijk in te voeren (januari 1982 : $\mu = 0,05$; februari 1982 : $\mu = 0,10$; ...) ; vanaf juli 1985 is μ gelijk aan 1

De waarde van de referenties Mx, Mxo, s en so is het gemiddelde van de waarden tijdens het kwartaal dat de maand van energielevering met één maand voorafgaat.

Vanaf juli 1985 ($\mu = 1$) zijn de formules :

$$Ndb = 0,37 + 0,4990 s/so + 0,155 Mx/Mxo$$

$$Ndh = 0,46 + 0,4080 s/so + 0,150 Mx/Mxo$$

$$Np = 0,37 + 0,4415 s/so + 0,205 Mx/Mxo$$

Voor de activiteit dh is de vaste term het hoogst en de variabele term het laagst. De vaste term van de activiteit db is gelijk aan die van de activiteit p. Het gewicht van de lonen is het grootst voor de activiteit db. De kosten van grondstoffen wegen het zwaarst door in de activiteit p.

HOOFDSTUK IV : De prijsherzieningsparameters Indb, Indh en Inp

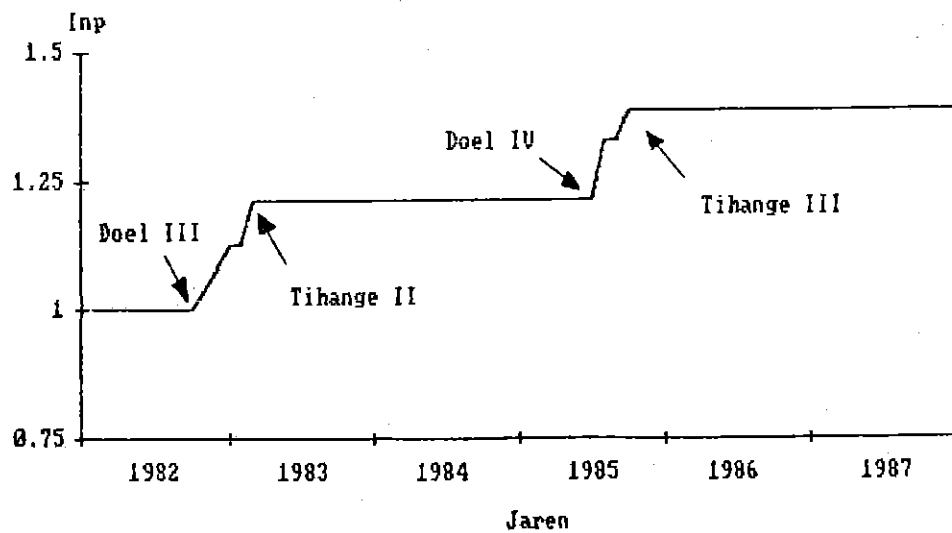
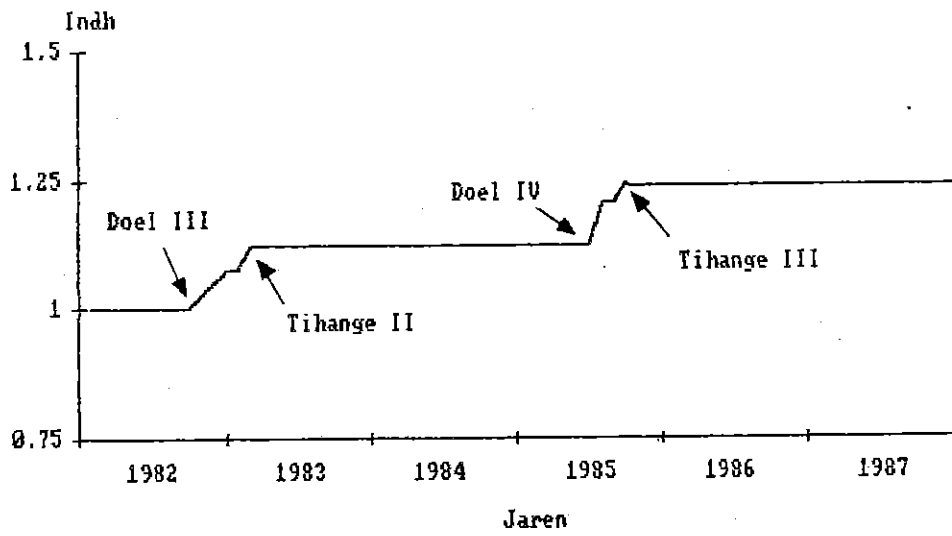
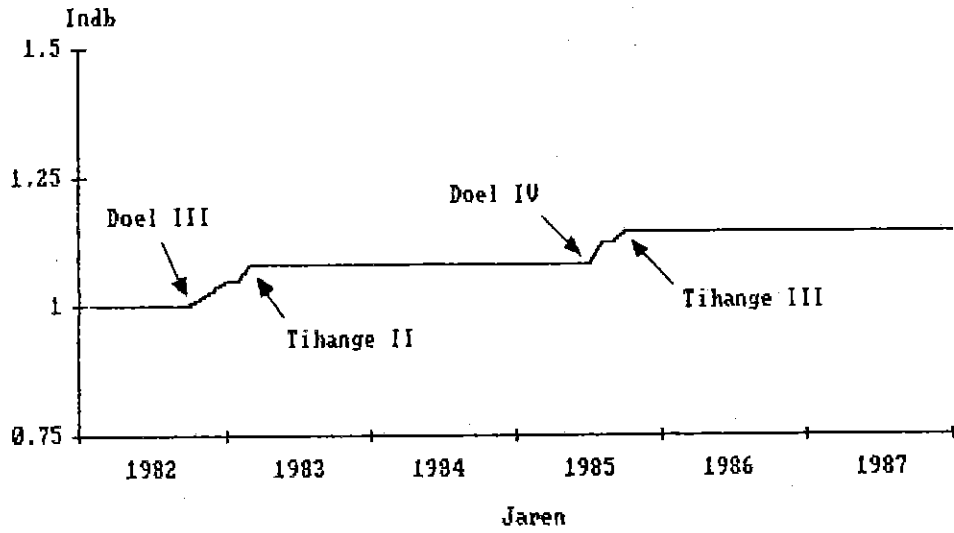
IV.1. Betekenis

De Indb, Indh en Inp-parameter werden per 1 januari 1982 ingevoerd om rekening te houden met de hogere investeringslasten van kerncentrales in vergelijking met klassieke centrales. De faktor In is specifiek voor iedere activiteit nl. Indb voor LS-leveringen van de activiteit db, Indh voor HS-leveringen van de activiteit dh, en Inp voor HS-leveringen aan de rechtstreekse afnemers van de activiteit p.

De factoren Indb, Indh en Inp worden aangepast op het ogenblik van de inbedrijfname van een nieuwe, grote thermische eenheid (nucleair of fossiel). Alleen de basiseenheden verantwoorden een aanpassing. Op hetzelfde ogenblik wordt in de berekening van de Nc-parameter de gebruikte brandstof door de nieuwe eenheid 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 12 toont de aanpassing van de In-parameters bij het indienstnemen van de kerncentrales Doel III, Tihange II, Doel IV en Tihange III. De Inp-parameter ondergaat de grootste wijzigingen. Hij wordt toegepast voor elektriciteitsleveringen aan verbruikers die door hun hoge gebruiksduur basislastvermogen afnemen en aan wie bijgevolg de kosten van de investeringen in basislastvermogen voor een groot deel toegewezen kunnen worden. De Indb-parameter wordt het minst beïnvloed door bijkomende investeringen. Laagspanningsgebruikers nemen over het algemeen minder basislastvermogen af.

Figuur 12: Evolutie van de parameters Indb, Indh en Inp



IV.2. Opbouw

 De In-parameters worden als volgt berekend :

In_p	$= 1 + a \cdot \sum_k Pn_k (Cn_k - Cc_k)$	/referentie vastgelegde middelen
Ind_h	$= 1 + b \cdot \sum_k Pn_k (Cn_k - Cc_k)$	/referentie vastgelegde middelen
Ind_b	$= 1 + c \cdot \sum_k Pn_k (Cn_k - Cc_k)$	/referentie vastgelegde middelen

a, b, c : : respektievelijk voor de activiteiten p, dh en db , geven deze koëfficiënten de weerslag weer van de kostprijs van de vastgelegde middelen (afschrijvingen, financiële lasten en brutoresultaten) met betrekking tot de thermische centrales, in het gedeelte buiten brandstof van de gemiddelde verkoopprijs ;

$Pn_k(Cn_k - Cc_k)$: de meerprijs (in BF) van de beschouwde nucleaire investering ; daarbij is Pn_k het vermogen in kW van de nieuwe nucleaire centrale k en is $(Cn_k - Cc_k)$ het verschil tussen de prijs per kW (Cn_k) van de nucleaire eenheid (inclusief intercalaire intresten, maar exclusief aansluitings- en ontmantelingskosten) en de prijs per kW (Cc_k) van een vergelijkbare klassieke thermische eenheid ; de variabele die gebruikt wordt bij de berekening van In is de som van alle $Pn_k(Cn_k - Cc_k)$;

referentie vastgelegde middelen : het bedrag (in BF) dat als basis dient voor de afschrijving van het produktiepark ; bij de ingebruikname van een nucleaire centrale wordt dat bedrag verhoogd met de kostprijs van een vergelijkbare

klassieke thermische centrale ; bij de ingebruikname van een klassieke centrale telt men bij dat bedrag de kostprijs van deze klassieke centrale op.

De parameters In_p , Ind_h en Ind_b worden aangepast op het ogenblik dat een nieuwe basiseenheid operationeel wordt. De koëfficiënten a , b en c worden berekend op basis van de meest recente "Besteding van de globale ontvangsten". Bij een nieuwe nucleaire centrale worden $\sum_k Pn_k (Cn_k - Cc_k)$ en de referentie vastgelegde middelen aangepast. Als de nieuwe centrale van het klassieke type is, wordt alleen de referentie vastgelegde middelen gewijzigd.

Stel bijvoorbeeld dat achtereenvolgens twee nucleaire eenheden en één klassieke eenheid in gebruik worden genomen, met respektievelijke vermogens Pn_1 , Pn_2 en Pc_3 en respektievelijke kostprijzen Cn_1 , Cn_2 en Cc_3 .

De kostprijzen van de met de twee nucleaire eenheden vergelijkbare klassieke centrales stellen we voor door Cc_1 en Cc_2 . De formule voor de berekening van bijvoorbeeld In_p wordt dan :

$$In_p = 1 + a \cdot \frac{Pn_1 (Cn_1 - Cc_1) + Pn_2 (Cn_2 - Cc_2) + Pc_3(0)}{\text{Referentie vastgelegde middelen} \\ (\text{inclusief } Pn_1 \cdot Cc_1 + Pn_2 \cdot Cc_2 + Pc_3 \cdot Cc_3)}$$

IV.3. Voorbeeld

We illustreren de berekening van de In-parameters bij de ingebruikname van Doel 4 op 1 juli 1985. Achtereenvolgens bepalen we de parameters a , b en c , de term $\sum_k Pn_k (Cn_k - Cc_k)$ en de referentie vastgelegde middelen. Tenslotte berekenen we de In-parameters.

(i) De parameters a, b en c

Voor elk van de activiteiten p, dh en db bepalen we allereerst, m.b.t. de produktie, het gewicht van de afschrijvingen, de financiële lasten en de bruto-resultaten van alle vastgelegde middelen op het niet-brandstofgedeelte van de verkoopprijzen (tabel 8 toont de uitsplitsing van de verkoopprijzen). Deze gewichten worden vermenigvuldigd met het aandeel f van de thermische centrales in het totaal van de vastgelegde middelen van de activiteit produktie - koppeling - transport (tabel 9)

Tabel 8 : Uitsplitsing van de verkoopprijs van de activiteiten produktie - koppeling - transport (p), distributie-hoogspanning (dh) en distributie-laagspanning (db)

Rubriek	Uitsplitsing van de verkoopprijs in %		
	p	dh	db
1. Brandstoffen	51,6	37,2	27,9
2. Aankoop van energie buiten brandstoffen	1,4	42,2	30,0
- exploitatiekosten	(0,5)	(14,4)	(10,2)
- afschrijvingen	(0,4)	(12,1)	(8,6)
- financiële lasten	(0,3)	(9,2)	(6,6)
- bruto-resultaten	(0,2)	(6,5)	(4,6)
3. Exploitatiekosten	16,0	*	*
4. Afschrijvingen	13,5	*	*
5. Financiële lasten	10,3	*	*
6. Bruto-resultaten	7,2	*	*
Verkoopprijs	100,0	100,0	100,0

* deze cijfers zijn ons onbekend

Bron : Besteding van de globale ontvangsten in 1983

aktiviteit p

$$a = \frac{(0,4 + 0,3 + 0,2 + 13,5 + 10,3 + 7,2) \%}{(100 - 51,6) \%} * 1,2031 * f = 0.793 * f \quad (2)$$

aktiviteit dh

$$b = \frac{(12,1 + 9,2 + 6,5) \%}{(100 - 37,2) \%} * 1,1189 * f = 0.495 * f \quad (2)$$

aktiviteit db

$$c = \frac{(8,6 + 6,6 + 4,6) \%}{(100 - 27,9) \%} * 1,0783 * f = 0,296 * f \quad (2)$$

-
- (2) 1,2031 = gemiddelde waarde van Inp in 1983
 1,1189 = gemiddelde waarde van Indh in 1983
 1,0783 = gemiddelde waarde van Indb in 1983
 De gewichten werden berekend op basis van de uitsplitsing van de verkoopprijzen in 1983. Het gedeelte buiten brandstoffen van die verkoopprijzen werd beïnvloed door de waarden van de In-parameters in 1983 (na de ingebruikname van Doel 3 en Tihange 2). Om te verwijzen naar het tijdstip waarop de In-parameters voor het eerst werden berekend (in 1982), wordt het gedeelte buiten brandstoffen gedeeld door de gemiddelde waarde van de In-parameters in 1983.

Tabel 9 : Samenstelling van de vastgelegde middelen in 1983
voor de activiteit productie - koppeling - transport

	Bedrag in MBF (inclusief intercalaire intresten)
Klassieke thermische centrales	48 131,6
- omschakeling op kolen	5637,5
- andere	42494,1
Nucleaire thermische centrales	<u>172 746,9</u>
TOTAAL THERMISCHE CENTRALES	220 878,5
Hydraulische centrales	<u>10 597,8</u>
TOTAAL CENTRALES	231 476,3
Posten en netten	46 574,3
Overige vastgelegde middelen	<u>4 573,8</u>
ALGEMEEN TOTAAL	282 624,4

Bron : Besteding van de globale ontvangsten in 1983

Bij de berekening van het aandeel f van het thermisch productiepark wordt geen rekening gehouden met de kosten van de overschakeling op steenkool. Bovendien worden de meerkosten van de nucleaire centrales Doel 3 en Tihange 2 ten opzichte van vergelijkbare klassieke centrales, geëlimineerd.

$$f = \frac{(220\,878,5 - 5\,637,5 - 46\,270) \text{ MBF}}{(282\,624,4 - 5\,637,5) \text{ MBF}} = 0,610$$

met 46270 MBF = 22829 MBF (meerkost Doel 3)
 + 23441 MBF (meerkost Tihange 2)

Zodoende :

$$a = 0,793 * 0,610 = 0,484$$

$$b = 0,495 * 0,610 = 0,302$$

$$c = 0,296 * 0,610 = 0,181$$

(ii) De term $\sum_k Pn_k (Cn_k - Cc_k)$

De investeringskosten Cn_k en Cc_k zijn deze die voorkomen in het uitrustingsplan op het ogenblik dat de werkelijke investering van de nieuwe centrale de helft van haar eindbedrag bereikt (= referentiedatum). Voor Doel 4 is de referentiedatum 1 juni 1982. Daarom gebruikt men een lineaire interpolatie tussen de prijzen op 1 januari 1981 (Uitrustingsplan 1981-86) en de prijzen op 1 januari 1983 (Uitrustingsplan 1983-93) :

$$\text{Doel 4 : } \left[34\ 795 + 17/24 (46\ 540 - 34\ 795) \right] \text{BF/kW} \\ = 43\ 114 \text{ BF/kW}$$

De klassieke thermische eenheid die met Doel 4 vergeleken wordt, is een kolencentrale van 600 MW (zonder ontzwaveling) :

$$\text{kolencentrale : } \left[17\ 655 + 17/24 (24\ 830 - 17\ 655) \right] \text{BF/kW} \\ = 22\ 737 \text{ BF/kW}$$

Uit de boekhouding blijkt dat de intercalaire intresten voor Doel 4 52,41 % bedragen. De korresponderende intrestvoet is 16,35 %. Rekening houdend met de spreiding van de bouwkosten van een klassieke thermische centrale, leidt deze intrestvoet tot intercalaire intresten van 25,18 % voor een met Doel 4 vergelijkbare kolencentrale.

De waarde van Cn_k , Cc_k en $(Cn_k - Cc_k)$ voor Doel 4 wordt dan :

$$Cn_k = 43\,114 \text{ BF/kW} * 1,5241 = 65\,710 \text{ BF/kW}$$

$$Cc_k = 22\,737 \text{ BF/kW} * 1,2518 = 28\,462 \text{ BF/kW}$$

$$Cn_k - Cc_k = (65\,710 - 28\,462) \text{ BF/kW} = 37\,248 \text{ BF/kW}$$

Tabel 10 geeft de waarden van Cn_k , Cc_k en Pn_k ($Cn_k - Cc_k$) voor Doel 3, Tihange 2, Doel 4 en Tihange 3.

Bij het ingebruiknemen van Doel 4 wordt $\sum_k Pn_k$ ($Cn_k - Cc_k$) gelijk aan :

$$\begin{aligned} \sum_k Pn_k (Cn_k - Cc_k) &= (22\,829 + 23\,441 + 36\,503) \text{ MBF} \\ &= 82\,773 \text{ MBF} \end{aligned}$$

Tabel 10 : Berekening van de term Pn_k ($Cn_k - Cc_k$) voor Doel 3, Tihange 2, Doel 4 en Tihange 3

	Doel 3	Tihange 2	Doel 4	Tihange 3
datum van indiensttreding	1/10/1982	1/2/1983	1/7/1985	1/9/1985
referentiedatum	1/6/1979	1/6/1979	1/6/1982	1/1/1983
investeringskosten zonder intercalaire intresten (in BF/kW)	31 089	31 089	43 114	46 540
intercalaire intresten (in %)	46,95	49,79	52,41	50,97
korresponderende intrestvoet (in %)	14,95	15,69	16,35	15,99
investeringskosten met intercalaire intresten Cn_k (in BF/kW)	45 685	46 568	65 710	70 261
investeringskosten van een vergelijkbare klassieke thermische centrale Cc_k (in BF/kW)	20 319	20 522	28 462	30 928
surplus kosten $Cn_k - Cc_k$ (in BF/kW)	25 366	26 046	37 248	39 333
vermogen Pn_k (in MW)	900	900	980	980
surplus kosten Pn_k ($Cn_k - Cc_k$) (in MBF)	22 829	23 441	36 503	38 546

(iii) Referentie vastgelegde middelen

Voor de berekening van de referentie vastgelegde middelen vertrekt men van het bedrag (in MBF) dat als basis dient voor de afschrijving van het produktiepark voor de ingebruikname van Doel 3, Tihange 2 en Doel 4. Daarbij telt men de kostprijs ($Pn_k \cdot Cc_k$) van de klassieke thermische centrales die vergelijkbaar zijn met de nieuw in bedrijf genomen nucleaire centrales :

bestaand park = 58 055 MBF

$Pn_k \cdot Cc_k$:

- Doel 3 : $900 \cdot 10^3 \text{ kW} * 20\,319 \text{ BF/kW} = 18\,287 \text{ MBF}$

- Tihange 2 : $900 \cdot 10^3 \text{ kW} * 20\,522 \text{ BF/kW} = 18\,470 \text{ MBF}$

- Doel 4 : $980 \cdot 10^3 \text{ kW} * 28\,462 \text{ BF/kW} = 27\,893 \text{ MBF}$

referentie vastgelegde middelen = 122 705 MBF

(iv) Berekening van de In-parameters

De waarde van de In-parameters zijn vanaf 1 juli 1985, het tijdstip waarop Doel 4 in bedrijf wordt genomen, gelijk aan :

$$\begin{aligned} \text{Inp} &= 1 + 0,484 * 82\,773 \text{ MBF} / 122\,705 \text{ MBF} \\ &= 1 + 0,484 * 0,675 \\ &= 1,327 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Indh} &= 1 + 0,302 * 82\,773 \text{ MBF} / 122\,705 \text{ MBF} \\ &= 1 + 0,302 * 0,675 \\ &= 1,204 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Indb} &= 1 + 0,181 * 82\,773 \text{ MBF} / 122\,705 \text{ MBF} \\ &= 1 + 0,181 * 0,675 \\ &= 1,122 \end{aligned}$$

BESLUIT

De opbouw van de prijsherzieningsparameters is complex. Een inzicht erin verwerven is moeilijk omdat de BCEO-dokumenten en de documenten van het Controle Comité voor de Elektriciteit en het Gas weinig toegankelijk zijn en soms ondoorzichtig.

Deze tekst dient als basis voor verdere studie inzake de tarieven. Deze tekst maakt het mogelijk tariefvoorstellen beter op hun consistentie en redelijkheid te beoordelen. Er kan ook nagegaan worden wat de sensitiviteit van de tarieven is voor de verschillende kostencomponenten.

Zo wordt het mogelijk te bestuderen wat de invloed is van een procentuele stijging van de brandstofkosten ten opzichte van een procentuele stijging van de investeringskosten. Ook de invloed van de bouw van kerncentrales en van fossiele centrales op de tarieven kan worden geëvalueerd.

Al deze boeiende studies kunnen pas ondernomen worden na het doorgronden van de bestaande tariefgewoonten en -formules. De voorliggende tekst is een weergave van deze grondige verkenning van de bestaande elektriciteitstarieven in België.

BIJLAGE : De Belgische elektriciteitstarieven per
1 januari 1987

Deze bijlage geeft een overzicht van de elektriciteitstarieven die vermeld worden in figuur 1. Zij is bedoeld als referentiemateriaal.

Bij laagspanning wordt een onderscheid gemaakt tussen de tarieven voor huishoudelijk gebruik en de tarieven voor zuiver en gemengd professioneel gebruik.

Bij hoogspanning bepaalt het vermogen en de jaarlijkse benuttingsduur of tarief A, tarief B of tarief C wordt toegepast.

I. Laagspanning (LS)

De LS-leveringen worden aan de klant gefactureerd op basis van een jaarlijkse indexopname van de verbruikte elektriciteit. Het tarief bestaat uit een vaste term en een proportionele term. De vaste term is een vast recht dat men betaalt onafhankelijk van de verbruikte elektriciteit. De proportionele term is evenredig met de hoeveelheid verbruikte energie (met eventueel een onderscheid tussen dag- en nachtverbruik).

Beide termen zijn afhankelijk van prijsherzieningsparameters die maandelijks wijzigen. De jaarlijkse afrekeningsfacturen worden gemaakt op basis van het rekenkundig gemiddelde van de twaalf parameterwaarden die de maand van fakturatie voorafgaan.

Tussen twee jaarlijkse afrekeningsfacturen worden voorlopige facturen aan de verbruikers gestuurd. Het bedrag V_b van die voorlopige betalingen is gelijk aan : $V_b = X.F/(n+1)$. Daarbij is F het bedrag van de afrekeningsfactuur van het afgelopen jaar,

n het aantal voorlopige betalingen en X een parameter die de voorziene evolutie van de faktuur ten opzichte van het afgelopen jaar weergeeft. X is het produkt van Xc en Xi, met Xc gelijk aan de verwachte toename van het verbruik en met Xi gelijk aan de verwachte prijsevolutie.

De waarde van Xi is de verhouding tussen enerzijds het gemiddelde van de voorziene waarden van de prijsherzieningsparameters van het nieuwe jaar, zoals vastgelegd door het Controle Comité voor de Elektriciteit en het Gas, en anderzijds het gemiddelde van de parameterwaarden van het voorbije jaar. Voor de maand augustus 1987 werd Xi als volgt berekend :

<u>Parameter</u>	<u>Periode</u>	<u>Gemiddelde waarde</u>
Nc	historisch aug.86-juli 87	1,1877
	voorzien aug.87-juli 88	1,0979
Ndb.Indb	historisch aug.86-juli 87	1,8342
	voorzien aug.87-juli 88	1,8831

$$Xi = \frac{0,220 \cdot 1,0979 + 0,780 \cdot 1,8831}{0,220 \cdot 1,1877 + 0,780 \cdot 1,8342} = 1,0109$$

waarbij 0,220 en 0,780 de invloed weergeven van Nc respektievelijk Ndb en Indb op de verkoopprijs.

We bespreken de LS-tarieven voor huishoudelijk gebruik en voor zuiver en gemengd professioneel gebruik vanaf 1 januari 1987. In de prijzen is de BTW van 17 % niet inbegrepen.

I.1. Tarieven voor huishoudelijk gebruik

(a) Normaal tarief

vast recht : 1220 Indb . Ndb BF/jaar

verbruiksprijs : (1,994 Indb . Ndb + 0,685 Nc) BF/kWh

Het vast recht wordt vermenigvuldigd met het aantal gezinnen die op de elektriciteitsmeter aangesloten zijn.

Iemand die het minimum aan bestaansmiddelen krijgt, of het ouderen gewaarborgd inkomen, of de bijzondere tegemoetkoming voor minder-validen, moet geen vast recht betalen (= specifiek sociaal tarief). Hij moet wel een vermogensbeperker van 2 ampère laten plaatsen of minder verbruiken dan 750 kWh/jaar.

(b) Sociaal tarief

verbruiksprijs : $(3,620 \text{ Indb} \cdot \text{Ndb} + 0,685 \text{ Nc}) \text{ BF/kWh}$

Bij het sociaal tarief betaalt men een hogere kilowattuurprijs maar geen jaarlijkse vaste vergoeding. Boven een bepaalde grens van het verbruik (750 kWh/jaar op 1 januari 1988) valt het normaal tarief gunstiger uit dan het sociaal tarief (figuur 3 in hoofdstuk 1)

Het sociaal tarief is uitsluitend van toepassing op het verbruik van de woonplaats van de verbruiker en geldt niet voor tweede verblijfplaatsen, gemeenschappelijke delen van appartementsgebouwen, professionele verbruikers gelijkgesteld aan huishoudelijke klanten, tijdelijke verbruikers en verbruikers aan wie reeds een nachttarief is toegekend.

(c) Twee uren-tarief

vast recht : $(1220 \text{ Indb} \cdot \text{Ndb} + 685 \text{ Ndb}) \text{ BF/jaar}$

verbruiksprijs-dag : $(1,994 \text{ Indb} \cdot \text{Ndb} + 0,685 \text{ Nc}) \text{ BF/kWh}$

verbruiksprijs-nacht : $(0,775 \text{ Indb} \cdot \text{Ndb} + 0,563 \text{ Nc}) \text{ BF/kWh}$

Bij het twee uren-tarief betaalt men een hogere vaste vergoeding (= huur van de bijkomende meter) maar een lagere prijs voor het verbruik 's nachts.

De toepassing van de verbruiksprijs-nacht is beperkt tot 9 uren, waarbij de grensuren bepaald worden door de elektriciteitsverdelers (meestal van 22 uur tot 7 uur). Het verschil tussen de kWh-prijs overdag en die van 's nachts bedraagt op het ogenblik ongeveer 50 %.

Een nieuwe of bijkomende meter, die noodzakelijk is als men het twee uren-tarief kiest, kost ongeveer 3000 BF voor het plaatsen.

(d) Tarief voor uitsluitend nachtverbruik

<p><u>vast recht</u> : 685 Ndb BF/jaar</p> <p><u>verbruiksprijs</u> : (0,560 Indb . Ndb + 0,563 Nc) BF/kWh</p>
--

Het "tarief voor uitsluitend nachtverbruik" wordt gekombineerd met het "normaal tarief" of met het "twee uren-tarief". Het is voorbehouden voor toestellen die uitsluitend 's nachts stroom afnemen, vooral akkumulatie- en waterverwarming.

De verbruiker heeft de keuze. Ofwel kiest hij voor de toepassing van dat tarief gedurende 9 nachturen (waarvan de keuze overgelaten wordt aan de verdeler) en gedurende zondagen (waarbij de verdeler de bevoorrading kan onderbreken gedurende de meest belaste uren). Ofwel is het tarief van toepassing gedurende 9 nachturen en wekelijks 2 daguren (waarvan de keuze overgelaten wordt aan de verdeler).

Om een dubbel meetstelsel te vermijden, kan de verdeler in overleg met de verbruiker het uitsluitend nachttarief vervangen door het twee uren-tarief waarbij de verbruiksprijs-nacht als volgt wordt uitgebreid : (0,775 Indb . Ndb + 0,563 Nc) BF/kWh voor de eerste 3000 kWh/jaar ; (0,560 Indb . Ndb + 0,563 Nc) BF/kWh voor het saldo.

(e) Buitenspitstarief (of piekbesnoeiingstarief)

<u>vast recht</u> : 685 Ndb BF/jaar <u>verbruiksprijs</u> : (0,720 Indb . Ndb + 0,685 Nc) BF/kWh

Het "buitenspitstarief" wordt gekombineerd met het "normaal tarief" of met het "twee uren-tarief". Het wordt toegepast op toestellen die met elektriciteit in combinatie met een andere energiebron gevoed worden (bv. warmtepomp).

De bedeler mag de stroomlevering zonder voorbericht onderbreken door afstandsbediening (vooral in de periode november tot februari). De onderbreking bedraagt per dag maximaal 15 uren en per jaar maximaal 500 uren.

I.2. Tarieven voor zuiver en gemengd professioneel gebruik(a) Normaal tarief

<u>vast recht</u> : 1220 Indb . Ndb BF/jaar + 465 Indb . Ndb . X BF/jaar waarbij X gelijk is aan het vermogen boven 6,6 kVA <u>verbruiksprijs</u> : (1,994 Indb . Ndb + 0,685 Nc) BF/kWh

Het vermogen wordt bepaald op basis van het beveiligingskaliber. Wanneer het vermogen voor professionele doeleinden niet groter is dan 1 kW, worden de verbruikers gelijkgesteld aan huishoudelijke verbruikers.

(b) Twee uren-tarief

<u>vast recht</u> : 1220 Indb . Ndb + 685 Ndb BF/jaar + 465 Indb . Ndb . X BF/jaar waarbij X gelijk is aan het vermogen boven 6,6 kVA <u>verbruiksprijs-dag</u> : (1,994 Indb . Ndb + 0,685 Nc) BF/kWh <u>verbruiksprijs-nacht</u> : (0,775 Indb . Ndb + 0,563 Nc) BF/kWh

De toepassing van de verbruiksprijs-nacht is beperkt tot 9 uren, waarbij de grensuren bepaald worden door de verdeler.

(c) Tarief voor uitsluitend nachtverbruik

(d) Buitenspitstarief (of piekbesnoeiingstarief)

Het "tarief voor uitsluitend nachtverbruik" en het "buitenspitstarief" zijn voor zuiver en gemengd professioneel gebruik hetzelfde als de gelijknamige tarieven voor huishoudelijk gebruik.

II. Hoogspanning (HS)

De HS-leveringen worden maandelijks aan de klant gefactureerd. Naargelang het vermogen en de jaarlijkse benuttigingsduur is HS-tarief "A", HS-tarief "B" of HS-tarief "C" van toepassing. Het vermogen wordt berekend als het rekenkundig gemiddelde van de twaalf waarden van het maandelijks maximum vermogen, die geregistreerd werden tijdens het afgelopen kalenderjaar. De jaarlijkse benuttigingsduur is de som van het jaarlijkse actieve verbruik "normale uren" en "stille uren", gedeeld door het maximum kwatuurvermogen tijdens het jaar.

HS-tarief "A" wordt toegepast op HS-leveringen voor vermogens beneden 1000 kW en voor vermogens tussen 1000 en 4000 kW met een totale jaarlijkse benuttigingsduur lager dan 4000 uren.

Energieleveringen waarbij het vermogen tussen 1000 en 4000 kW ligt met een totale jaarlijkse benuttigingsduur hoger dan 4000 uren, worden gefactureerd volgens HS-tarief "B". HS-tarief "C" geldt voor vermogens hoger dan 4000 kW.

Het tarief bestaat enerzijds uit een vast recht per kW en anderzijds uit een verbruiksprijs toepasbaar op de kWh "normale uren" en op de kWh "stille uren". De toepassing van de verbruiksprijs "stille uren" is voor tarief "A" en "B" beperkt tot 9 uren (waarbij de grensuren bepaald worden door de verdeler), en tot zon- en feestdagen. Voor tarief "C" vallen ook de zaterdagdagen onder de toepassing van de verbruiksprijs "stille uren".

We bespreken de HS-tarieven "A", "B" en "C" vanaf 1 januari 1987. In de prijzen is de BTW van 17 % niet inbegrepen.

II.1. HS-tarief "A"

HS-tarief "A" wordt toegepast op HS-leveringen voor vermogens beneden 1000 kW en voor vermogens tussen 1000 en 4000 kW met een totale jaarlijkse benuttingduur lager dan 4000 uren.

(a) Basistarief

<u>vast recht</u> :	voor de leveringen	<u>drijfkracht</u> :
(sept. - april)	184,6 D . Indh . Ndh	BF/kW
(mei - aug.)	175,4 D . Indh . Ndh	BF/kW
	voor de leveringen	<u>verlichting</u> :
(sept. - april)	227,4 D . Indh . Ndh	BF/kW
(mei - aug.)	216,0 D . Indh . Ndh	BF/kW
	voor de leveringen	<u>elektrothermie</u> :
(sept. - april)	129,2 D . Indh . Ndh	BF/kW
(mei - aug.)	122,7 D . Indh . Ndh	BF/kW
 <u>verbruiksprijs "normale uren"</u> :		
(1,017 D . Indh . Ndh + 0,642 Nc) BF/kWhn		
 <u>verbruiksprijs "stille uren"</u> :		
(0,494 Indh . Ndh + 0,542 Nc) BF/kWhs		

"kW" is het maximum kwartuurvermogen dat in de loop van de maand is geregistreerd ;

"kWhn" en "kWhs" zijn het aantal in de beschouwde maand geleverde kWh tijdens de "normale" respectievelijk "stille" uren ;

"D" is een degressieve koëfficiënt afhankelijk van het vermogen ; hij wordt als volgt berekend : $D = 0,75 + 70 / (280 + kW)$.

Indien het gedeelte van het geïnstalleerde vermogen voor verlichting lager is dan 15 % van het totaal geïnstalleerde vermogen, past men de vaste term "drijfkracht" toe ; in het

andere geval geldt de vaste term "verlichting". De vaste term "elektrothermie" wordt toegepast voor leveringen van elektrothermische aard (elektrische ovens, grote keukens, ruimteverwarming ...). Deze leveringen moeten op een afzonderlijke meter geregistreerd worden.

In het geval dat thermische toepassingen gemengd zijn met andere en globaal gemeten worden, geldt de volgende regeling. Als de globale levering (thermische en algemene toepassingen) onder HS-tarief "A" valt, dan wordt de vaste term van tarief "A" vermenigvuldigd met $(1 - 0,3 T)$ als de niet-thermische leveringen "drijfkracht" zijn, en met $(1 - 0,43 T)$ als de niet-thermische leveringen "verlichting" zijn. T is de verhouding tussen het geïnstalleerde vermogen voor thermische doeleinden en het totaal geïnstalleerde vermogen. Als de globale levering daarentegen onder HS-tarief "B" valt, dan wordt het tarief "B" toegepast op de globale levering.

Het bedrag van de maandelijkse faktuur (inclusief huurvergoeding voor de meter) mag niet lager zijn dan 3770 Ndh BF. De gemiddelde kWh-prijs "normale uren" is de verhouding tussen het vast recht en de verbruiksprijs "normale uren" enerzijds en het kWh-verbruik "normale uren" anderzijds. Deze gemiddelde kWh-prijs wordt afgetopt aan de waarde van de plafondprijs :

- verlichting en drijfkracht :

$$\left[(1,278 + 1,017 D) \text{ Indh} \cdot \text{Ndh} + 0,642 \text{ Nc} \right] \text{BF/kWhn}$$

- elektrothermie :

$$\left[(0,895 + 1,017 D) \text{ Indh} \cdot \text{Ndh} + 0,642 \text{ Nc} \right] \text{BF/kWhn}$$

Als de proportie reaktieve energie "normale uren"

- zowel inductieve als capacatieve - groter is dan 50 % van de actieve energie "normale uren", wordt het gedeelte boven 50 % gefactureerd tegen 20 % van de gemiddelde kWh-prijs "normale uren". Deze gemiddelde normale uren-prijs mag de plafondprijs niet overschrijden.

Wanneer het maximum kwartuurvermogen zich voordoet tijdens de stille uren, heeft de verbruiker de mogelijkheid - mits betaling van een vergoeding voor de bijkomende apparatuur - het maximale dagvermogen (kWd) en het maximale nachtvermogen (kWn) afzonderlijk te laten registreren. In dat geval wordt de overschrijding van de kWn ten opzichte van de kWd slechts voor 20 % van haar waarde opgenomen in de berekening van de vaste term. Dat wil zeggen : $kW = kWn + 0,2 (kWs - kWn)$. De D-koëfficiënt, de plafondprijs en de facturering van de reaktieve energie worden berekend op basis van deze waarde.

(b) Optioneel uurseizoentarief

vast recht :

(nov. - febr.)	92,3 D . Indh . Ndh	BF/kW (buiten spits)
	+ 369,2 D . Indh . Ndh	BF/kW (in spits)
(mei - aug.)	87,7 D . Indh . Ndh	BF/kW
(andere maanden)	92,3 D . Indh . Ndh	BF/kW

verbruiksprijs "normale uren" :

(1,017 D . Indh . Ndh + 0,642 Nc) BF/kWhn

verbruiksprijs "stille uren" :

(0,494 Indh . Ndh + 0,542 Nc) BF/kWhs

De vaste term in spits wordt toegepast gedurende 4 uren per werkdag, van november tot februari, hetzij ongeveer 350 uren per jaar. De piekuren worden bepaald door de verdeler.

De gemiddelde kWh-prijs "normale uren" is de verhouding tussen het vast recht buiten spits en de verbruiksprijs "normale uren" enerzijds en het kWh-verbruik "normale uren" anderzijds. Met de vaste term in spits wordt geen rekening gehouden. De gemiddelde kWh-prijs "normale uren" wordt afgetopt aan de waarde van de plafondprijs (cfr. basistarief). De vaste term in spits wordt steeds aangerekend.

De facturering van reaktieve energie gebeurt op dezelfde manier als bij het basistarief van HS-tarief "A".

Het maximum kwatuurvermogen wordt integraal aangerekend, onafhankelijk van het tijdstip waarop het zich voordoet (tijdens de normale uren of tijdens de stille uren).

(c) Tarief voor uitsluitend stille uren-verbruik

verbruiksprijs "stille uren" :
(0,400 Indh . Ndh + 0,542 Nc) BF/kWhs

Het uitsluitend stille uren-tarief wordt toegepast op HS-leveringen gedurende 9 uren per dag, waarbij de grensuren bepaald worden door de verdeler. Dat tarief geldt alleen voor toepassingen die gebruik maken van het akkumulatieprincipe, waarbij het energieverbruik gebeurt gedurende de stille uren.

II.2. HS-tarief "B"

HS-tarief "B" wordt toegepast voor vermogens tussen 1000 en 4000 kW met een totale jaarlijkse benuttingduur hoger dan 4000 uren

(a) Basistarief

vast recht :

(nov. - febr.)	445 D . Indh . Ndh	BF/kW
(mei - aug.)	312 D . Indh . Ndh	BF/kW
(andere maanden)	356 D . Indh . Ndh	BF/kW

verbruiksprijs "normale uren" :
(0,367 Indh . Ndh + 0,642 Nc) BF/kWhn

verbruiksprijs "stille uren" :
(0,291 Indh . Ndh + 0,542 Nc) BF/kWhs

Het bedrag van de maandelijkse faktuur (inclusief huurvergoeding van de meter) mag niet lager zijn dan 3770 Ndh BF.

Voor leveringen onder HS-tarief "B" is geen plafondprijs vastgesteld. Voor de facturering van de reaktieve energie en de bepaling van het maximum kwartuurvermogen gelden dezelfde regels als voor het basistarief van HS-tarief "A".

(b) Optioneel uurseizoentarief

(c) Tarief voor uitsluitend stille uren-verbruik

Het "optioneel uurseizoentarief" en het "tarief voor uitsluitend stille uren-verbruik" zijn voor HS-tarief "B" gelijk aan de gelijknamige tarieven voor HS-tarief "A".

II.3. HS-tarief "C"

HS-tarief "C" geldt voor HS-leveringen waarbij het vermogen hoger is dan 4000 kW, zonder een spanning hoger dan 15 kV te verrechtvaardigen. Het wordt toegepast voor grootverbruikers die rechtstreeks zijn aangesloten op de sekundaire klemmen van de grote posten van de producenten.

(a) Basistarief

vast recht : $3547,8 \text{ n/m} \cdot M \cdot \text{Inp} \cdot \text{Np} \text{ BF/kW}$

verbruiksprijs "normale uren" :

$(0,204 \text{ Inp} \cdot \text{Np} + 0,622 \text{ Nc}) \text{ BF/kWhn}$

verbruiksprijs "stille uren" :

$(0,074 \text{ Inp} \cdot \text{Np} + 0,536 \text{ Nc}) \text{ BF/kWhs}$

De verhouding "n/m" wordt gebruikt om het maandelijks vast recht te verdelen rekening houdend met het verlof. "n" is het aantal dagen van de fakturatiemaand, eventueel verminderd met het aantal

dagen dat het bedrijf stil ligt. De verbruiker moet dat aantal bij het begin van elk jaar aan de verdeler meedelen. "m" is de som van de maandelijkse waarden "n" over het beschouwde jaar.

"M" is een degressieve koëfficiënt afhankelijk van het vermogen. Hij wordt als volgt berekend : $M = 0,7 + 7 / (MW + 29)$ waarin MW gelijk is aan kW/1000, afgerond naar de hogere eenheid.

Het basis HS-tarief "C" wordt toegepast per ondeelbare periode van 12 maanden, te beginnen op 1 januari.

Voor leveringen onder HS-tarief "C" is geen plafondprijs vastgesteld.

Als de proportie reaktieve energie "normale en stille uren" - zowel inductieve als capacatieve - groter is dan 33 % van de totaal verbruikte actieve energie (kWh), wordt het gedeelte boven 33 % gefactureerd tegen 20 % van de gemiddelde kWh-prijs (vaste term inbegrepen).

Het maximum kwartuurvermogen wordt integraal aangerekend, onafhankelijk van het tijdstip waarop het zich voordoet (normale of stille uren).

(b) Optioneel seizoentarief

<u>vast recht :</u>			
(nov. - febr.)	449,7 M . Inp . Np		BF/kW
(mei - aug.)	155,7 M . Inp . Np		BF/kW
(andere maanden)	259,4 M . Inp . Np		BF/kW
<u>verbruiksprijs "normale uren" :</u>			
(nov. - febr.)	(0,310 Inp . Np + 0,622 Nc)		BF/kWhn
(mei - aug.)	(0,107 Inp . Np + 0,622 Nc)		BF/kWhn
(andere maanden)	(0,179 Inp . Np + 0,622 Nc)		BF/kWhn
<u>verbruiksprijs "stille uren" :</u>			
(nov. - febr.)	(0,130 Inp . Np + 0,536 Nc)		BF/kWhs
(mei - aug.)	(0,022 Inp . Np + 0,536 Nc)		BF/kWhs
(andere maanden)	(0,065 Inp . Np + 0,536 Nc)		BF/kWhs

Het optioneel seizoentarief "C" wordt toegepast per ondeelbare periode van 12 maanden, te beginnen op 1 juli.

Voor de plafondprijs, de reaktieve energie en het maximum kwartuurvermogen gelden dezelfde regels als voor het basis HS-tarief "C".

BIBLIOGRAFIE

BCEO-voorstellen :

BCEO-1878 : "Proposition d'adaptation des tarifications H.T. et B.T. en liaison avec la mise en service des futures centrales nucléaires (Doel 3 et 4 ainsi que Tihange 2 et 3)", 30 maart 1979.

BCEO-2168r : "Calcul des coefficient In liés à la M.S.I. des unités Doel 3 et Tihange 2", 6 oktober 1982.

BCEO-2173 : "Evolution des valeurs numériques des facteurs In calculés dans les notes 2073 du 13.08.1981 et 2168 du 20.09.1982", 1 oktober 1982.

BCEO-2545r : "Calcul des coefficients In liés à la M.S.I. des unités Doel 4 et Tihange 3", 20 mei 1985.

BCEO-2689 : "Maatregelprogramma voor tariefverminderingen en -aanpassingen toe te passen vanaf begin 1987", 19 september 1986.

BILLIET, C., SUETENS, L.P., "Beschrijvende inventaris van de teksten tot regeling van de elektriciteits- en aardgasverdeling aan, vnl., de industrie", Nationaal R-D Programma Energie, Diensten voor Programmatie van het Wetenschapsbeleid, 1986, 433 blz.

CONTROLE COMITE VOOR DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS :

"Aanbeveling : Maatregelen voor verlaging en aanpassing van de tarieven toe te passen op 01.01.87", CC(e)86/53, 17 december 1986.

"Aanbeveling : Modaliteiten van de berekening van de prijsherzieningsparameter N_c die voorkomt in de tarieven voor de elektrische energie", CC(e) 1208, 5 maart 1980.

"Aanbeveling : N_p , N_{dh} en N_{db} ", CC(e) 1289, 9 december 1981.

INTER-REGIES, "Algemene beschrijving van de tarieven van toepassing vanaf 1 januari 1987", januari 1987.

VERBRUGGEN, A., DHOLLANDER, H., KNOOREN, H., "Studie van de tarieven voor koppeling van decentrale elektriciteitsproducenten aan het centraal net", SESO, augustus 1987, 102 blz.