

Kostprijsberekening van elektriciteit

DRS. H. G. WIENKE

Inleiding

De berekening van de kostprijs van elektriciteit krijgt de laatste tijd weer meer belangstelling dan deze vele jaren heeft gehad. Hieraan zijn verscheidene oorzaken debet. De wijze waarop elektriciteit wordt opgewekt en wordt afgegeven aan het openbare net heeft de tendens zich te wijzigen, waardoor ook de kostenverhoudingen zullen gaan veranderen. De belasting van de verbruikerszijde neemt ook toe naarmate de kosten van elektrische energie een groter aandeel uitmaken van het bedrijfs- en gezinsbudget.

Het aantal nationale en internationale publikaties met tariefvergelijkingen als onderwerp nemen toe. Uit deze vergelijkingen kan dikwijls de conclusie worden getrokken dat er inconsistentie bestaat tussen de tariefhoogte voor de verschillende groepen afnemers. Zo zal een relatief hoog kleinverbruikerstarief niet altijd gepaard gaan met een eveneens hoog grootverbruikerstarief. De kostenstructuren kunnen voor deze verschillen verantwoordelijk zijn. Erg aannemelijk is dit in vele gevallen niet. Andere factoren kunnen mede van invloed zijn op de vaststelling van de hoogte van de tarieven. Te denken valt hierbij aan de prijspolitiek en de kostprijsberekeningsmethodiek. Bewust kan zijn gekozen voor relatief hoge kleinverbruikerstarieven ten einde grootverbruikers lage tarieven te kunnen aanbieden (industrialisatiepolitiek). Andersom kan het voorko-

men dat kleinverbruikerstarieven kunstmatig laag worden gehouden, met name indien het om huishoudelijke tarieven gaat. De wijze van berekening van de kostprijs voor de verschillende afnemersgroeperingen zal echter ook een belangrijke rol kunnen spelen in de verklaring van de verschillen.

In dit artikel wordt aangegeven op welke wijze kan worden gekomen tot een logische verdeling van de kosten over de verschillende afnemersgroepen. De structuur van de tarieven zal hierbij buiten beschouwing blijven.

De kostenopbouw van een elektriciteitsbedrijf

De kosten van een elektriciteitsbedrijf kunnen voor de berekening van de kostprijs in vier groepen worden ingedeeld:

- a. brandstofkosten;
- b. kosten van de productie (exclusief brandstofkosten) en transport;
- c. distributiekosten;
- d. verbruikerskosten.

De verbruikerskosten, zijnde de kosten van meteropneming, facturering enz., zijn — zeker wat betreft de grootverbruikers — van ondergeschikt belang. Daar de berekening van deze kosten bovendien nauwelijks enige problemen geeft, zullen deze verder buiten beschouwing blijven.

De brandstofkosten maken sinds de sterke prijsstijgingen van primaire energie van de laatste jaren — althans wat betreft de conventionele centrales — het grootste aandeel uit van de totale kosten. De kosten zijn vrijwel geheel afhankelijk van de bezettingsgraad, en zijn afhankelijk van de prijs van de primaire energie (olie, kolen, gas) en het rendement van het productievermogen dat in gebruik is. Daar zowel de prijs van de brandstoffen als het rendement — in ieder geval achteraf — exact bekend zijn, is de prijs per kilowattuur (kWh), afgegeven aan de rail van de centrales, althans wat deze kosten betreft, eveneens exact bekend.

Verhoogt men deze prijs met de transport- en distributieverliezen — die per deelmarkt minder exact doch wel vrij

nauwkeurig bekend zijn — dan heeft men in principe de kostprijs per kWh wat betreft de brandstofkosten verkregen. Of in deze berekening nog rekening dient te worden gehouden met het patroon van de afname (verhouding dag/nachtverbruik, hoge constante afname enz.) is een probleem waarop hier niet zal worden ingegaan.

De hiervoor geschetste wijze van doorberekening van de brandstofkosten vindt in Nederland vrijwel algemene toepassing. Dit in tegenstelling tot andere landen, waar soms geheel andere rekenregels worden gehanteerd voor de doorberekening van de primaire energie. De oorzaak hiervan is gelegen in de — althans gedeeltelijk — andere wijze van opwekking (waterkracht en kernenergie).

De toerekening van de produktiekosten

Omtrent de wijze van toerekening van de twee overgebleven kostengroepen, de kosten van de productie en transport alsmede de distributiekosten, is er in veel mindere mate overeenstemming. Onder transportkosten wordt hierbij verstaan de kapitaallasten, bediening en onderhoud van de ultra-hoogspanningsverbindingen tussen de hoofdvoeding- en schakelstations alsmede tussen zusterbedrijven. Deze kosten zijn dusdanig met de produktiekosten verweven dat deze dikwijls in één adem worden genoemd. De toerekening van deze kosten aan de verschillende groepen van afnemers geschiedt dan ook in de regel nadat deze kosten zijn samengevoegd waarna alleen nog van produktiekosten wordt gesproken.

De produktiekosten zijn kosten van de capaciteit. Het zijn dus constante kosten d.w.z. zij zijn onafhankelijk van de produktie-omvang. Afgezien van prijsstijgingen wijzigen deze kosten slechts op lange termijn. Deze kosten dienen op één of andere wijze aan alle gebruikers van deze capaciteit in rekening worden gebracht daar alle afnemers van elektrische energie gebruik maken van de capaciteit van de opwekking en het transport. Dit geldt ook voor die afnemers die rechtstreeks op een centrale zijn aangesloten. Immers, zonder koppeling tussen de verschillende schakelstations en zusterbedrijven zou de opwekcapaciteit moeten worden verspreid over het voorzieningsgebied met alle nadelige consequenties van dien.

Het probleem is nu op welke wijze de kosten van de capaciteit moeten worden verdeeld over de verschillende groepen van afnemers. Dikwijls wordt in de elektriciteitssector gehoord dat het probleem van de verdeling van de produktiekosten een probleem is dat in de bedrijfseconomie bekend staat als „verdeling van gemeenschappelijke kosten”. Volgens de leer van de kostprijs is er sprake van gemeenschappelijke kosten indien tijdens het productieproces technisch onver-

mijdelijk meer dan één produkt ontstaan. De produktiekosten van elektriciteit zijn echter geen gemeenschappelijke kosten. Er wordt aan de rail van de centrale slechts één enkel produkt afgeleverd. Wel vindt naderhand distributie plaats op verschillende lokaties en op verschillende spanningsniveaus. Dit is in principe te vergelijken met de transportkosten die worden gemaakt voor vervoer van bulkgoederen met zeeschepen (ultra-hoogspanningstransport), overslag in kleinere schepen (transformatie en distributie hoogspanning) en ten slotte de overslag in auto's die de goederen aan huis bezorgen (transformatie en distributie laagspanning tot aan de meter van de kleinverbruiker). Al naar gelang dat een afnemer gebruik maakt van meer schakels in de transportketen zal de prijs van het produkt hoger zijn.

Hiertegen kan worden ingebracht dat een elektriciteitsbedrijf toch minstens twee produkten gelijktijdig produceert, te weten: elektrisch vermogen (dit is de capaciteit die gemeten wordt in kW), en elektrische energie (die gemeten wordt in kWh). Dit is volkomen juist. Doch de kosten van de elektrische energie zijn in feite alleen de brandstofkosten die worden verbruikt om deze energie op te wekken. De kosten van het vermogen worden geheel bepaald door de produktie-transport- en distributiecapaciteit. Indien de grootte van deze capaciteit moet worden vastgesteld, dan is de vraag niet hoeveel energie moet worden geleverd, doch hoeveel vermogen gelijktijdig moet kunnen worden geleverd. De produktiekosten dienen dus geheel te worden toegerekend aan het beslag dat elke afnemer legt op de capaciteit van de centrale en het net.

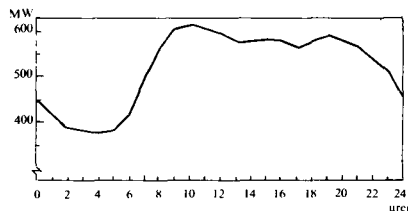
Het verbruikspatroon van elektriciteit

Het probleem van de kostentoekening van de produktie aan de verschillende groepen van afnemers is dus niet het probleem van verdeling van de gemeenschappelijke kosten die worden gemaakt om tegelijkertijd verscheidene produkten voort te brengen omdat er slechts één produkt is waaraan toerekening dient te geschieden (n.l. de kW l). Het kostenverdelingsvraagstuk ligt echter bij het feit dat er een seizoenpatroon is in de afname die voor de verschillende groepen van afnemers ongelijk is terwijl er geen mogelijkheid is deze fluctuaties door voorraadvorming op te vangen.

Voor deze probleemstelling zijn er oplossingen aangedragen door o.a. prof. dr. H. G. van der Schroef 2) en prof. dr. J. L. Mey 3). Ofschoon deze oplossingen ook zeer goed bruikbaar zijn voor de kostprijscalculaties van elektriciteit, worden deze vrijwel niet toegepast. De oorzaak hiervan moet mogelijk worden geweten aan het feit dat elektriciteit een minder concreet goed is dan veel andere produkten, terwijl men daarnaast wor-

steit met het probleem van verscheidene en ingewikkelde seizoenpatronen (dag, week, maand), die bovendien nog voor de verschillende groepen van afnemers niet gelijk zijn. De vraag, en daarmee de produktie, van een elektriciteitsbedrijf is seizoengebonden. Bijgaand is een voorbeeld van een belastingdiagram (seizoenpatroon) van een elektriciteitsbedrijf gegeven van een willekeurige winterwerkdag (zie de figuur).

Figuur. De belasting van een elektriciteitsbedrijf op een werkdag in de winter.



Deze belastingkromme ligt op werkdagen hoger dan in de weekeinden en is 's zomers niet alleen lager dan in de winter doch ook anders van vorm. Het aandeel van elke afnemersgroep in de totale belasting varieert van uur tot uur en van dag tot dag. De hoogste belasting in een jaar (in feite de verwachte hoogste belasting, doch hieraan wordt in dit kader voorbijgegaan) is bepalend voor de capaciteit die moet zijn opgesteld. Het is dan ook niet verwonderlijk dat voor de verdeling van de capaciteitskosten over de afnemers aan de hoogst opgetreden belasting belangrijke consequenties worden verbonden. Zo belangrijk zelfs dat vele kostprijsberekenaars de in een jaar hoogst opgetreden belasting enkel en alleen bepalend achten voor deze verdeling.

Het aandeel van elke afnemersgroep in deze hoogste belasting waarvoor men een kostprijs wil berekenen, wordt dan zo nauwkeurig mogelijk vastgesteld waarna de kosten naar rato van dit aandeel worden verdeeld. Het zal duidelijk zijn dat op deze wijze elke afnemersgroep in gelijke mate wordt belast voor de afgenomen capaciteit als voor de niet-gebruikte capaciteit (hierna te noemen „overcapaciteit”). De afname die buiten de piek valt, wordt op deze wijze beschouwd als het gebruik van vrije werk-eenheden.

Dat dit in principe onjuist is, kan nog met het volgende worden geadstrueerd. Stel dat men een tariefniveau wil bepalen voor de openbare verlichting. Het is heel goed mogelijk dat in het ene jaar de maximale belasting op een moment valt dat de openbare verlichting nog brandt en in een ander jaar niet. In het eerste geval deelt de openbare verlichting wel mee in de kosten van de capaciteit, en in het andere jaar zou er bijna niets aan worden toegerekend. Ook kan zich de situatie voordoen dat er verschillende pieken zijn die van jaar tot jaar op verschillende mo-

menten kunnen vallen: b.v. op de maandagmorgen en op de donderdagavond, wat een koopavond zou kunnen zijn. Het aandeel in de kosten van elke afnemersgroep zal in dat geval sterk kunnen fluctueren.

In het volgende zal worden aangetoond dat indien de kostentoekening geschiedt zoals deze principieel zal moeten plaatsvinden, er geen belangrijke verschillen zullen zijn indien er verscheidene pieken in de afzet voorkomen.

Bedrijfseconomische toerekening van de produktiekosten

Het aantal groepen afnemers dat wordt onderscheiden is afhankelijk van het aantal verschillende tarieven dat men hanteert. Dit laatste is weer afhankelijk van de — althans vanuit het gezichtpunt van het elektriciteitsbedrijf — gewenste differentiatie in de tarieven. Deze differentiatie zal ten slotte weer afhankelijk zijn van de wijze van aansluiting op het distributienet en de op grond daarvan direct in rekening te brengen aansluitkosten, alsmede de — soms vermeende — verschillen in kosten van de afname wegens verschil in afnamepatroon.

Een veel voorkomende indeling van de groepen, die ook in het hierna volgende wordt aangehouden, kan als volgt worden gegeven:

- rechtstreekse aansluitingen op een ultra-hoogspanningsstation (UHS);
- aansluitingen op het hoogspanningsnet (de zogenaamde normale grootverbruikers): hierna aangeduid met HS;
- aansluitingen op het laagspanningsnet (LS: de kleinverbruikers).

Op deze indeling kunnen nog enige varianten voorkomen. Dikwijls wordt nog onderscheid gemaakt tussen normale grootverbruikers en grootverbruikers die op het laagspanningsnet zijn aangesloten. Terwijl daarnaast mogelijk nog een afzonderlijke kostprijsberekening en tariefstelling voor zeer grote afnemers zal worden gehanteerd. Deze laatstgenoemde categorie blijft, althans voorlopig, buiten beschouwing. Geheel aan het einde zal hierop afzonderlijk worden teruggekomen.

Voor de genoemde categorieën van afnemers: UHS, HS en LS, is niet voor el-

1) In werkelijkheid is het beslag dat op de capaciteit wordt gelegd niet het kW-vermogen, doch het vermogen dat kan worden gemeten in ampères vermenigvuldigd met de spanning: kVA. De comptabele meting vindt in de regel plaats in kW. Het verband hier-tussen is: $kW = \text{arbeidsfactor} \times kVA$ waarin de arbeidsfactor ($= \cos \phi$) volgens de voor-waarden van het elektriciteitsbedrijf niet lager mag zijn dan 0,85.

2) H. J. van der Schroeff, *De leer van de kostprijs*, 1956, blz. 380 e.v.

3) J. L. Mey, *Leerboek der bedrijfseconomie*, deel I, 1980, blz. 194 e.v.

ke groep afzonderlijk het vermogen bepaald. Er zijn tijden geweest dat de afname van de ene groep sneller toenam dan die van de andere groepen. Het beslag op de productiecapaciteit is voor alle groepen in meerdere of mindere mate wisselend, doch de hoogste belasting valt altijd op een moment dat het verbruik van alle drie de groepen van afnemers daalt. Door de grote mate van diversiteit in de soorten van afnemers binnen elke groep, en de diversiteit tussen de groepen wordt de capaciteit niet bepaald door één bepaalde groep van verbruikers. Anders gezegd: noch de ijsfabriek in de zomer, noch de ijsbaan in de winter bepaalt de vereiste productiecapaciteit, evenmin wordt deze bepaald door de huishoudelijke afnemers (LS) die mogelijk een groepsspits hebben op een maandagmorgen of de winkelmiddenstand (LS) die mogelijk wegens een winkelavond een eigen groepsspits heeft. Hieruit volgt dat alle afnemers gezamenlijk de vereiste capaciteit bepalen en daarom ook gezamenlijk verantwoordelijk zijn voor de kosten van de productiecapaciteit. De kostenverdeling kan in een dergelijk geval geschieden op basis van de volgende centrale stelling voor seizoengebonden productie: iedere afnemer moet de kosten dragen van de voor hem afgenomen eenheden, vermeerderd met een aandeel in de kosten van de niet-gebruikte capaciteit in de verhouding van zijn beslag op de capaciteit op het tijdstip van het gezamenlijke maximale beslag op de capaciteit.

De kostenverdeling kan nu op eenvoudige wijze op basis van deze stelling geschieden. De afgenomen eenheden zijn de bij vrijwel elke afnemer geregistreerde kWh. De kosten per eenheid worden gevonden door de totale capaciteitskosten te delen door de maximaal in één jaar te leveren kWh die zou kunnen worden afgenomen bij de opgetreden maximale belasting (8.760 uur \times maximale belasting). De hierna gevonden kosten per kWh, vermenigvuldigd met de werkelijk afgenomen kWh per afnemersgroep (bij de afnemers geregistreerd, vermeerderd met het netverlies), geven de uitkomst van de eerste fase van de toerekening. De kosten van de overcapaciteit worden daarna gevonden door vermindering van de totale kosten met de totale uitkomst van de eerste fase waarna dit restant wordt toegerekend naar rato van ieders aandeel in de hoogste belasting. Voordat met een voorbeeld de toepassing nader wordt toegelicht, kan worden opgemerkt dat in deze benadering van het kosten-toerekeningsprobleem het wisselend moment van het zich manifesteren van de maximale belasting niet geheel doch wel grotendeels is opgelost. Is de totale bedrijfstijd (totale afzet: maximale belasting) bij voorbeeld 6.100 uur dan zijn de capaciteitskosten in de eerste fase van de toedeling reeds voor ca. 70% „gedekt” (6.100/8.760 \times 100%). Het restant van de kosten, in dit geval 30%, zal dan

nog naar rato van het aandeel in de maximale belasting moeten worden toegedeeld. Daar de bedrijfstijd zich van jaar tot jaar niet wezenlijk wijzigt, zal dit laatste gedeelte vrijwel constant zijn.

Stel nu dat de hoogste jaarbelasting normaal op de maandagmorgen valt en het aandeel in deze belasting van LS-gebruikers 25% bedraagt. In enig jaar valt echter de hoogste belasting op een donderdagavond die normaal slechts een relatief hoge, doch niet de absoluut hoogste belasting te zien gaf. Stel nu dat — in het mogelijk iets gechargeerde geval — het aandeel van LS nu op deze donderdagavond 50% bedraagt, dus het dubbele aandeel dan normaal is. In dat geval zou bij een toerekening die alléén op basis van de hoogste jaarbelasting plaatsvindt, plotseling het kostenaandeel van LS-gebruikers verdubbelen ten voordele van de overige groepen afnemers. Past men echter de berekeningswijze toe zoals hiervoor is aangegeven, dan bedraagt de extra toerekening in dit geval slechts 7,5% (30% van 25%) van de totale productiekosten. Het zij nadrukkelijk gesteld dat het reduceren van het probleem van het moment van het optreden van de maximale belasting niet het belangrijkste argument is tegen de kostentoedeling die alléén naar rato van ieders aandeel in de maximale belasting plaatsvindt. Het belangrijkste bezwaar hiertegen is dat op deze wijze geen rekening wordt gehouden met de tijdsduur dat elke afnemersgroep gebruik maakt van de capaciteitskosten.

Enkele rekenvoorbeelden

Een eenvoudig voorbeeld kan moge-

lijk de verschillen in berekeningstechniek nader toelichten. Stel dat de productiekosten (inclusief de kosten van transport) van een elektriciteitsbedrijf f. 200 mln. bedragen. De maximale debietbelasting bedraagt 1.000 MW, de bedrijfstijd van het maximum is 6.000 uur (het debiet is dus 6.000 GWh). De verdeling van het verbruik is als volgt (zie tabel 1).

Zou de toerekening van de kosten alleen naar rato van de belasting in de spits geschieden, dan is de verdeling als volgt (zie tabel 2).

De gemiddelde kosten per kWh van LS zijn het laagst, hetgeen wordt veroorzaakt door de hoge bedrijfstijd (7.500 uur) die werd aangenomen voor deze groep. Dit was echter de bedrijfstijd berekend op basis van de belasting in de spits. De werkelijke (eigen) bedrijfstijd van deze groep zou wel eens veel lager kunnen zijn doordat de „eigen” hoogste belasting van deze groep veel hoger ligt dan op het moment van de hoogste belasting van de totaliteit. Voor deze hogere belasting wordt deze groep dan echter niet belast.

Gaat men echter uit van de berekeningswijze zoals deze principieel zou moeten geschieden, waarbij dus ook rekening wordt gehouden met gebruik van de capaciteit buiten de maximale belasting, dan wordt de berekening als hierna wordt aangegeven.

De maximale capaciteit in werkeenheden, gegeven de maximale belasting van 1.000 MW, bedraagt 1.000 MW \times 8.760 uur = 8.760 GWh. De kosten zouden bij dit gebruik bedragen f. 200 mln.: 8.760 GWh = f. 0,02283 per kWh. De in de eerste fase toeberekenende „gedekte” kosten bedragen dus 6.000 GWh (totale jaarafname) \times f. 0,02283 = f. 137 mln.

Tabel 1. De verdeling van het gebruik bij een debiet van 6.000 GWh

Afnemersgroep	Belasting op het moment van de maximale belasting in MW	Jaarafname in GWh	Bedrijfstijd, betrokken op de belasting in de „piek”, in uren
UHS	500	3.000	6.000
HS	300	1.500	5.000
LS	200	1.500	7.500
Totaal	1.000	6.000	6.000

Tabel 2. De verdeling van het gebruik naar rato van de belasting in de spits

Afnemersgroep	Aandeel kosten		Belasting in de spits in MW	Afname in GWh	Gemiddelde kosten	
	in procenten	in mln. gld.			per kWh in de spits (3): (4) in guldens	per kWh (3): (5) in centen
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)		
UKS	50	100	500	3.000	200	3,33
HS	30	60	300	1.500	200	4,00
LS	20	40	200	1.500	200	2,67
Totaal	100	200	1.000	6.000	200	3,33

Het restant van de kosten van de „overcapaciteit” ad f. 63 mln. dient nu nog te worden verdeeld naar rato van het aandeel dat iedere groep heeft in de maximale belasting. De toerekening is dan als volgt (zie tabel 3).

Drukt men bovenstaande toerekening uit per kW op het moment van de hoogste belasting en per kWh jaarverbruik, dan verkrijgt men in vergelijking met de toedeling van de kosten alléén op basis van de hoogste belasting (tabel 2) het volgende beeld (zie tabel 4).

Conclusie

Uit de vergelijking van beide kosten-toerekeningsmethoden is een aantal conclusies te trekken:

1. de kosten per kW en per kWh van de UHS-groep zijn onafhankelijk van de methode van toerekening. Dit wordt veroorzaakt doordat de bedrijfstijd van de UHS-verbruikers dusdanig is gekozen dat deze gelijk is aan de bedrijfstijd van het gehele debiet;
2. de kosten per kW en per kWh van de HS-groep zijn nu ongeveer 12% lager dan in geval van toerekening alléén op basis van de maximale belasting. Dit is ten koste van de LS-groep geschied. Dit wordt veroorzaakt doordat de LS-groep relatief te lage kosten kreeg toebedeeld wegens de relatief lage belasting tijdens het min of meer toevallige moment van de hoogste belasting.
3. de kostenverschillen, die per kWh zijn uitgedrukt, zijn belangrijk minder in geval dat toerekening plaatsvindt op basis van de afgenomen kWh en het aandeel in de hoogste belasting (f. 0,04 versus f. 0,013 per kWh). De onjuiste degressie in de kWh-prijs die ontstond

wegens het verschil in bedrijfstijd van elke groep op basis van de belasting in de spits is dan ook komen te vervallen. De degressie die nu nog optreedt, wordt bij voorbeeld veroorzaakt doordat de LS-groep buiten de spits een hogere eigen belasting heeft en daardoor een kleiner aandeel in de kosten van de overcapaciteit zal dragen.

Na de toerekening van de produktiekosten zal nog de verdeling van de distributiekosten dienen plaats te vinden. Deze toerekening zal in principe op dezelfde wijze kunnen geschieden als die van de produktiekosten, met dien verstande dat de kosten van de distributiec capaciteit uiteraard alleen zullen worden toegerekend aan die groepen van verbruikers die daarvan gebruik maken. Zo zullen de kosten van de laagspanningsnetten bij voorbeeld alleen worden toegerekend aan de LS-groep. Voor elke groep van distributiekosten wordt op deze wijze in de eerste fase van de toerekening eerst een „kostprijs” per kWh bepaald waarna het restant van het niet-gedekte gedeelte van de capaciteitskosten wordt verdeeld naar rato van ieders aandeel in de maximale belasting van het betreffende distributienet.

Na toerekening van alle capaciteitskosten kan de tariefstelling van elke afnemersgroep plaatsvinden. Uit het voorgaande zou ten onrechte de conclusie kunnen worden getrokken dat een minimale prijs per kWh is vastgesteld, nl. de prijs per kWh die in de eerste fase van de toerekening is bepaald. Dit zou dan tot gevolg hebben dat bij voorbeeld de nachtstroomprijs voor de UHS-groep — aannemende dat deze groep geen kosten toegerekend krijgt voor distributiekosten — in het voorbeeld minimaal f. 0,0333 per kWh zou moeten be-

dragen. Dit is echter geenszins de bedoeling van de voorgestelde toerekeningsmethodiek.

Men is na de bepaling van de kosten die elke afnemersgroep moet opbrengen nog geheel vrij in het vaststellen van de tariefstructuur voor elke groep. Alleen is hiermede vastgesteld wat elke afnemersgroep via de tariefstelling moet opbrengen. Dit zelfde geldt voor het vaststellen van het tarief voor een energieverbruiker die alleen energie afneemt in de dalen van het belastinggebergte. In dit laatste geval kan er in principe sprake zijn van het beschikbaar stellen van vrije werkeenheden die wat betreft de produktiekosten vrijwel gratis ter beschikking zouden kunnen worden gesteld (indien door deze verbruiker geen uitbreiding van de capaciteit nodig is wegens het opsouperen van de reservecapaciteit). De vergoeding die wordt gevraagd zal in mindering kunnen komen op de kosten die na de eerste fase van toerekening nog resterden (overcapaciteitskosten), omdat deze afname de kosten van de niet-gebruikte capaciteit vermindert.

Een afwijkende toerekening van de capaciteitskosten kan zich voordoen indien een zeer grote afnemer zich aanmeldt waarvoor de produktiec capaciteit moet worden uitgebreid. Indien een dergelijke afnemer een zeer hoge (eigen) bedrijfstijd heeft, zal deze verbruiker zeker de spitsbelasting mede veroorzaken. Het is dan niet juist om aan deze afnemer eveneens een aandeel in de overcapaciteit die in principe door de overige verbruikers wordt veroorzaakt, toe te rekenen.

Voor de toerekening van de kosten aan de overige afnemers zullen eerst de specifieke kosten van de zeer grote afnemer (die ongeveer gelijk zullen zijn aan de opbrengsten) in mindering dienen te worden gebracht op de totale kosten.

H. G. Wienke

Tabel 3. De verdeling van het restant van de kosten van de „overcapaciteit”

Afnemers-groep	Aandeel in de spits		„Gedekt” in het kWh-verbruik \times f. 0,02283 in mln. gld. (4)	Totale kosten (3) + (4) in mln. gld. (5)
	in procenten (2)	in mln. gld. (3)		
(1)				
UHS	50	31	69	100
HS	30	19	34	53
LS	20	13	34	47
Totaal	100	63	137	200

Tabel 4. Vergelijking van twee toeberekeningsmethoden

Afnemers-groep	Basis hoogste belasting		Basis hoogste belasting en verbruik	
	per kW in guldens	per kWh in centen	per kW in guldens	per kWh in centen
UHS	200	3,33	200	3,33
HS	200	4,00	177	3,53
LS	200	2,67	265	3,13
Gemiddeld	200	3,33	200	3,33