

BASES PARA O ESTABELECIMENTO DE UM SISTEMA TARIFÁRIO DE VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA DE ALTA TENSÃO

PAULO DE BARROS

Engenheiro Electrotécnico (I. S. T.)

PRESIDENTE DO COMITÉ DE ESTUDOS DA TARIFICAÇÃO DA UNIÃO INTERNACIONAL DOS PRODUTORES E DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉCTRICA (UNIPEDA)

1 — Está hoje muito em voga a expressão «uniformização tarifária», sem contudo se encontrarem definidos o seu significado exacto, o seu campo de aplicação e o seu conteúdo prático. Parece pois conveniente abordar o problema de fundo, de maneira a estabelecer-se uma orientação firme, que corresponda à realidade dos factos e às conveniências económicas e nacionais.

Devemos, em primeiro lugar, esclarecer o que se entende por «uniformização tarifária». Não se trata, evidentemente, de vender energia eléctrica ao mesmo preço a todos os clientes. Trata-se, sim, de vender energia ao mesmo preço a todos os que apresentam as mesmas características de diagrama e de potência, agrupando-se para isso os clientes em classes uniformes (p. e., iluminação, pequena força motriz, etc.) e que se encontram localizados em regiões com características geo-económicas idênticas.

Com efeito, o preço de venda, dentro da verdadeira ortodoxia tarifária, deve acompanhar o preço de custo, isto é, a estrutura da tarifa deve seguir a estrutura do preço de custo. E, como este último é normalmente diferente de região para região, segue-se que a tarifa também o será, e assim não poderá haver igualdade de preços para clientes idênticos, se um estiver situado no Norte e outro no Sul do País.

A interligação a muito alta tensão (a rede primária) pode, é certo, atenuar estas diferenças, anulando a diversidade de preços de custo dos grandes aproveitamentos pela colocação a tarifas

iguais da energia a 150 kV ou a 220 kV, seja em que região fôr.

Mas no preço de custo em casa do cliente entram, com peso decisivo, os encargos de distribuição, tanto em alta como em baixa tensão. E, assim, subsiste a diferença acima enunciada, pois estes encargos são extremamente variáveis conforme a região, a sua densidade populacional, as suas características geo-económicas, etc.

2 — O preço de custo do kWh encontra-se directamente relacionado com a quantidade de energia distribuída por quilómetro de linha, como é óbvio; e esta última depende da densidade demográfica e da energia distribuída por quilómetro quadrado.

Os dados estatísticos existentes permitem demonstrar facilmente esta afirmação.

Consideramos para o efeito os elementos referidos no quadro I:

- a) Densidade da população por distrito, segundo o censo provisório de 1950;
- b) Energia distribuída por qm^2 e por habitante, segundo a Estatística das Instalações Eléctricas em Portugal, 1955, secção C) quadro 4) Consumos específicos médios;
- c) Energia distribuída por quilómetro de rede, de tensão inferior a 100 kV, segundo a Estatística referida, secção D) quadro 1) Linhas de alta tensão, por distritos.

QUADRO I

Distritos	Energia distribuída			
	por km. de rede × 1.000	por km ² × 1000	por hab.	Densidade demográfica hab/km ²
Lisboa	276	120,1	269,0	446,6
Santarém	266	32,1	473,8	67,7
Porto.....	261	155,5	337,1	461,3
Aveiro	234	62,7	364,3	172,1
Setúbal	134	17,2	271,0	63,5
Braga	108	29,0	146,4	198,3
Castelo Branco	104,5	6,6	138,3	47,8
Leiria	79,2	13,0	114,9	113,3
Vila Real....	73	5,7	75,9	74,9
Coimbra	71,6	15	137,3	109,2
Viseu	58,4	8,7	89,6	97,3
Évora.	33,6	1,0	33,8	29,7
Faro	32,7	1,4	22,4	64,3
V. do Castelo	28,4	2,7	20,8	130,2
Bragança	25	0,14	4,0	34,7
Guarda	20	2,2	39,8	55,4
Portalegre ...	16,6	1,2	37,5	32,1
Beja	14,2	0,29	10,6	27,9

N. B. — a) Considerou-se como tensão de distribuição a tensão até 60 kV, inclusivé. Como não há linhas em Portugal com tensões compreendidas entre 60 kV e 100 kV tomaram-se os valores da Estatística aos quais se deduziram os referentes a tensões «acima de 100 kV».

b) Entrou-se apenas com a energia distribuída pelas redes públicas considerando que é essa que transita através das redes de distribuição.

c) Tomou-se o distrito como referência porque os elementos estatísticos se referem justamente a esta unidade administrativa.

O exame deste quadro mostra-nos que a curva da energia distribuída por quilómetro de rede tem uma tendência análoga à da curva da energia distribuída por quilómetro quadrado, e esta, por sua vez, acompanha a densidade demográfica. Isto quer dizer que o preço de custo da distribuição será tanto menor quanto maior fôr a densidade demográfica.

É evidente que existem pontos singulares, que provêm, porém, de causas de fácil identificação, como seja, fortes consumos localizados em determinados distritos (indústria do Amoníaco, p. e., nos distritos de Aveiro e de Santarém) ou distritos pouco electrificados, com redes abrangendo uma área muito limitada.

Além disso, o distrito é uma divisão administrativa que nem sempre corresponde à unidade

geográfica, pois as características geo-económicas do solo e da população são muito diferentes ao longo da sua área (vidé Setúbal).

A lei deduzida, no entanto, corresponde a uma realidade económica que se tornará mais aparente no dia em que todas as freguesias estejam electrificadas, e permite-nos pelo simples exame da carta de Portugal indicando as densidades populacionais, fazer uma ideia da lei de variação dos preços de custo do kWh distribuído.

Assim, o preço de custo aumenta de Norte para Sul (os distritos de Lisboa e do Porto constituem, como é óbvio, regiões de preço de custo mínimo) e do litoral para o interior.

Esta lei de variação corresponde aliás à lei de distribuição das chuvas, o que tem lógica pois as zonas mais densamente habitadas corresponderão fatalmente à maior fertilidade do solo. E, desta forma se estabelece uma correlação no continente português entre a distribuição das chuvas e o preço do custo do kWh em casa do cliente.

Daqui se depreende que, na realidade, não pode haver qualquer uniformização de preços de custo e, portanto, de tarifas de venda, sem recorrer a métodos, aliás muito discutíveis, de redistribuição dos encargos dumas regiões para outras. E é por isso que a comparação entre preços de custo entre duas zonas tem significado limitado, e toda a conclusão que se tire desta comparação não tem qualquer rigor, conduzindo a soluções fatalmente erradas. Quer dizer, o preço de custo do kWh no ponto de consumo é diferente de cliente para cliente, pois cada ponto tem as suas características próprias. É evidente que na elaboração da tarifa não podemos atender a esta diferenciação, pois seríamos levados a criar um número extremamente elevado de fórmulas tarifárias, e cada consumidor pagaria um preço diferente. A conclusão, por absurda, é de rejeitar, e, por isso, se tende para certos agrupamentos, determinados geralmente por razões de ordem geográfica e de natureza do consumo.

3 — A teoria marginalista, que permite obter, sem qualquer dúvida, a melhor solução, pois com ela se atinge o óptimo económico, conduz a preços diversos consoante os clientes.

Com efeito, o preço da «unidade suplementar» será necessariamente diferente conforme se tratar dum consumidor em zona fortemente industrializada e de grande consumo, ou em zona rural, de fraca densidade populacional e de consumo reduzido. É menos caro ligar mais um cliente numa cidade do que abastecer um novo consumidor no campo. E, assim, surge desde logo uma diferenciação nos preços, provocada pela qualidade do cliente, e que vai corresponder, teóricamente, à solução económica perfeita.

Se passarmos da teoria marginalista para a sua aplicação, calculando o preço de custo do desenvolvimento a prazo longo, isto é, o preço de custo que toma em consideração as instalações a realizar para fazer frente aos aumentos de consumo,

chegaremos necessariamente às mesmas conclusões.

4 — O Caderno de Encargos tipo da grande distribuição contém uma cláusula que diz:

«Se a concessionária reduzir a certos consumidores os preços estabelecidos, com ou sem condições especiais, fica obrigada a fazer a mesma redução a todos os outros consumidores nas mesmas condições de potência, horário, utilização, tensão de fornecimento, consumo, duração do contrato e distância da oficina geradora.»

Quer dizer, aparecem, como parâmetros definidores da tarifa, os elementos seguintes:

Potência
Horário de fornecimento
Utilização da ponta
Tensão de fornecimento
Duração do contrato
Distância da oficina geradora.

No Caderno de Encargos da Companhia Nacional de Electricidade diz-se:

«As tarifas aplicáveis aos concessionários da grande distribuição serão obtidas por meio de uma ou mais fórmulas tarifárias, tendo em conta, para cada caso e independentemente da distância, os meses de consumo, a natureza deste, a utilização da ponta, o factor de potência e o horário de fornecimento.»

Os elementos que definem a tarifa, são, aqui:

Meses de consumo
Natureza do consumo
Utilização da ponta
Factor de potência
Horário de fornecimento.

Deve notar-se que, para simplificação das fórmulas tarifárias e no sentido equitativo de dar as mesmas condições a todos os distribuidores, se eliminou neste Caderno de Encargos a *influência da distancia*, isto é, deixa-se a fórmula tarifária dependente unicamente daqueles parâmetros que são *características próprias* do consumidor.

Finalmente, a Lei 2.002, na sua Base XXVI prescreve:

«O Governo fixará as fórmulas tarifárias para a venda de energia em alta tensão, uniformemente em cada concessão, e tanto quanto possível em todo o País, tendo designadamente em conta, para cada tipo de consumidor:

- a) A potencia de ponta;
- b) O consumo expresso em utilização da ponta;
- c) O factor de potência;

d) Os meses de consumo, natureza deste e horário respectivo;

e) O não agravamento do preço de custo para o consumidor que tenha produção própria.

O exame destes textos permite-nos concluir que é possível estabelecer uma fórmula tarifária única, de aplicação geral, que seria por consequência função de:

- a) Potência tomada
- b) Utilização dessa potência
- c) Natureza do consumo
- d) Período e horário do fornecimento
- e) Factor de potência
- f) Distância à oficina geradora
- g) Tensão de fornecimento.

E chegaríamos a preços variáveis consoante variassem os parâmetros acima indicados.

Para o cálculo do preço de custo do kWh transportado, eliminaremos, como dissemos, a influência da «distância à oficina geradora», porque a interligação dos centros produtores permite considerar como um todo o conjunto das centrais e rede de interligação (rede primária).

Esta simplificação permite pôr todos os distribuidores em igualdade de condições perante a rede primária.

Vejamos agora o que se passa na distribuição, grande e pequena: seria possível, nestes casos, entrar em conta com a distância ao centro de recepção ou de produção da energia. Para evitar, porém, a pulverização de tarifas prefere-se pôr todos os clientes de *determinada zona* nas mesmas condições, tomando-se a distância média, e isto com o intuito de evitar acentuadas diferenças de preço entre clientes da mesma zona de concessão, que constitui, assim, a unidade geográfica em que pode haver uniformização tarifária.

5 — A questão apresenta-se de modo diferente se intervier o aspecto social ou político. Trata-se então de, por meio de tarifas adequadas, elaboradas sem atender aos *preços de custo do kWh*, desenvolver certos usos da energia eléctrica, fomentar determinadas indústrias, electrificar zonas pobres, numa palavra, praticar *discriminação tarifária*. Mas como ninguém pode vender abaixo do preço de custo, será então necessário vender acima desse preço em regiões mais ricas, ou a indústrias mais prósperas, de forma que se criasse uma compensação. Assim, uns pagam a mais o que os outros pagam a menos, e opera-se, por intervenção estatal, uma redistribuição do rendimento.

Não parece que esta fórmula possa merecer a consagração, e ser adoptada sem restrições. Compreende-se que existam certas limitações ao preço de venda, e que, por vezes, seja necessário recorrer a auxílios directos do Estado, dos Municípios, ou dos interessados, para se obter uma solução rentável e uma tarifa de nível aceitável. Não podemos, porém, perder de vista que este nível é, na *grande maioria dos casos*, fixado por razões de carácter político, pois, ao fim e ao cabo,

o preço do kWh pouco intervém no preço do produto fabricado ou no orçamento familiar.

E, então, sem qualquer vantagem, vai-se atribuir ao kWh o papel de *colector de impostos*, e os *consumidores* de determinada região (e não toda a população) vão pagar os benefícios outorgados aos consumidores de outra região, à custa da primeira.

Quer isto significar que não deverá ser o aspecto social que vai impor uma uniformização tarifária ao longo de todo um país: os imperativos de levar o bem estar a toda a gente devem originar solução diferente, criando-se as condições, por outra via, para obtenção dum nível de preços compatível com os limites usualmente considerados como razoáveis.

Há, porém, casos de discriminação tarifária que podem ter um aspecto diferente, por serem de vantagem geral para toda a gente.

Para o demonstrar, tomaremos o exemplo apresentado no Congresso de Londres da UNIPEDÉ⁽¹⁾.

Considera-se uma empresa de distribuição com o kWh a um preço de custo marginal p_m constante, e tendo de cobrir um volume global P de «péages»⁽²⁾.

Existem dois grupos de clientes A e B , com consumos possíveis C_A e C_B .

A não discriminação conduzia a aplicar o preço uniforme de venda

$$p_1 = p_m + \frac{P}{C_A + C_B}$$

Supunhamos, porém, que o grupo B dispõe duma produção própria a um preço p_2 tal que

$$p_m < p_2 < p_1$$

O distribuidor não podendo vender a B ao preço p_1 pode então desistir do fornecimento; mas A deverá pagar um preço

$$p_3 = p_m + \frac{P}{C_A} \text{ sendo } p_3 > p_1$$

que pode não lhe interessar. Discriminando os preços, o distribuidor pode propor a A um preço p_4 ligeiramente superior a p_1 mas inferior a p_3 , e aplicar a B o preço p_2 .

E, assim, resolve-se o problema, com satisfação para toda a gente.

Quer dizer, a discriminação tarifária nem sempre se traduz por agravamentos injustos dum cliente em detrimento de outros: permite, por vezes, resolver situações que, de outra forma, seriam insolúveis.

6 — O problema da uniformização tarifária, tal como o definimos, deve ser examinado em cada um dos estádios a seguir referidos:

Produção
Transporte
Grande distribuição
Pequena distribuição.

Os problemas são diferentes em cada um deles, e diferente, por consequência, deverá ser a solução.

Para este efeito, poderemos considerar, como já dissemos, as oficinas geradoras ligadas à rede de 150 kV e 220 kV, e a referida rede como um todo. O preço de custo da produção será diferente, conforme o tipo da central, mas a rede de transporte poderá vendê-la à grande distribuição a tarifas uniformes.

A questão, aqui, não oferece qualquer complexidade: por consequência, à tensão de 150 kV poder-se-á obter, *em qualquer ponto do país*, para as mesmas condições, um preço igual.

As dificuldades começam na grande distribuição, e agravam-se na pequena distribuição.

Examinemos o assunto mais de perto: as redes de grande distribuição abrangem áreas mais ou menos extensas, alimentadas por um ou mais pontos, a partir da rede primária ou de centrais próprias. As áreas correspondem às concessões próprias da Empresa, e não dependem, por consequência, de qualquer condicionamento unicamente geográfico: são antes produto dum condicionamento político-geográfico.

Cada concessão é explorada pela empresa concessionária de acordo com as suas condições de aquisição ou produção de energia e de distribuição.

Mesmo que não houvesse diversas concessionárias, mas uma única abrangendo o País todo, subsistiria a fragmentação das redes, que poderiam abranger porventura zonas diferentes das actuais, mas que teriam as suas condições próprias de exploração e a sua independência eléctrica umas em relação às outras, a não ser no aspecto de socorro eventual para potência reduzida.

No caso particular de Portugal, a diferença começa no preço do kWh que abastece a rede: ao passo que alguns distribuidores têm produção própria quase suficiente para as suas necessidades a preço diferente consoante o tipo de aproveitamento, outros são forçados a complementar fortemente a sua produção adquirindo energia fora, aos seus vizinhos, ou à rede primária, e ainda outros, por fim, são totalmente abastecidos pela rede primária.

Esta diferenciação no preço do kWh fornecido ao distribuidor é já, por si só, motivo suficiente para não se obter um valor igual para o kWh distribuído.

Supunhamos, porém, a situação ideal em que todas as redes obtêm energia da mesma origem,

⁽¹⁾ *Problèmes actuels en matière de tarifs d'énergie électrique. Rapport général du Comité par Gabriel Dessus — pág. 11.*

⁽²⁾ Os franceses chamam «péages», à falta de outro termo mais apropriado, à compensação necessária para o equilíbrio entre receitas e despesas, para a hipótese, que normalmente se verifica, do preço marginal ser insuficiente para a cobertura das despesas.

segundo a mesma fórmula tarifária. Ainda, neste caso, o preço de custo do kWh distribuído seria diferente, consoante as características da rede: a tensão de abastecimento, o tipo de linha (postes em ferro ou em cimento); a maior ou menor densidade quilométrica, a localização geográfica da rede, são factores que vão influir decisivamente nos encargos de distribuição.

Analisemos separadamente cada um destes elementos:

- a) É sabido que as despesas de vigilância e reparação dependem muito da tensão da rede. Uma linha a 60 kV terá despesas específicas menores, não só porque tem muito menos avarias, mas ainda porque a vigilância, justamente por este facto, será menor. Os encargos quilométricos, em valor absoluto e, por maioria de razão, em valor relativo, variam em sentido contrário à tensão da linha: uma artéria a 6 kV custa mais caro em vigilância e em reparação do que uma artéria a 30 kV.
- b) Os postes de ferro têm, como é óbvio, um encargo de conservação muito superior aos postes de cimento, e a duração será a mesma.
- c) Quanto maior fôr o volume de energia transportada por quilómetro de linha, menor será o encargo específico por kWh. E, assim, em zonas fortemente industrializadas ou densamente povoadas, o kWh distribuído será, certamente, mais barato do que nas regiões pobres.
- d) A localização geográfica da zona de concessão tem importância primordial. Com efeito, os salários variam de região para região, os acessos permitem vigilância mais ou menos fácil, as condições climatéricas originam uma exploração mais ou menos difícil.

Segue-se, assim, que será impossível obter um custo de distribuição uniforme em todas as zonas de concessão da grande distribuição: os parâmetros vão variar fortemente, e, portanto, as fórmulas tarifárias variarão também da mesma maneira. Dentro da própria zona da concessão, teriam justificação económica dois ou três tipos de tarifa, consoante as características das zonas servidas e das redes que as abastecem. Compreende-se, porém, que no intuito de simplificação se procure uma tarifa uniforme para cada concessão, compensando o bom com o mau, isto é, pagando uns a mais e outros a menos do que o justo preço. Mas já não teria justificação uma compensação entre zonas diferentes, uma vez que elas são de Empresas diferentes, cada uma com as suas condições peculiares de exploração. Esta é aliás a doutrina legal, expressa na Base XXVI da Lei 2.002, como já tivemos ocasião de referir. Haverá, assim, fatalmente, uma diferenciação de preços ao longo do País, e

a indústria será normalmente chamada para as zonas de menor preço do kWh.

Traz este facto algumas consequências de carácter social que convém evitar?

Interessa desconcentrar a indústria, para fixação da população?

É possível, mas isso é assunto do Governo, e consegue-se com outras medidas de carácter geral que não o preço do kWh.

Podem conceder-se determinadas facilidades de isenções de impostos, de financiamento, etc., para se levar determinada indústria para uma zona, de preferência a outra. Mas fazer isto por meio de preços artificiais do kWh, criando compensações necessariamente complicadas, é fugir às realidades económicas e desrespeitar todas as leis que devem presidir à determinação dum preço de venda.

Para a pequena distribuição, o problema é análogo, com a agravante das redes rurais apresentarem condições tão precárias de existência que, só por si, não podem viver, a não ser recorrendo a preços proibitivos do kWh.

E, então, para resolver este caso, tem de se recorrer a preços mais elevados do que o justo valor na sede do concelho, no núcleo populacional mais importante, para permitir preços aceitáveis nas freguesias rurais. E pode mesmo considerar-se o concelho como uma unidade e fazer tarifas para toda a sua área, embora e em rigor os concelhos pudessem ter tarifas diferentes, consoante a população dos seus aglomerados.

Em resumo, poderemos ter:

- a) Uma fórmula tarifária uniforme em toda a rede primária (150 kV e 220 kV).
- b) Fórmulas tarifárias uniformes para cada uma das zonas da concessão da grande distribuição.
- c) Fórmulas tarifárias uniformes para a pequena distribuição em cada concelho, podendo, evidentemente, realizar-se uma classificação e agrupamento dos concelhos, de forma que limitasse o número de fórmulas tarifárias a estabelecer.

7 — A expressão geral que traduz as despesas totais é do tipo

$$D = A + a'' P + b W$$

em que

A representa os encargos fixos necessários para a distribuição de energia, e que são independentes do consumo ou da potência tomada, tais como as despesas gerais, as despesas de facturação, de leitura, de cobrança, etc.

a'' representa os encargos proporcionais à potência tomada, a que se chama taxa de potência, tais como os encargos de juro e

depreciação das instalações (centrais, sub-estações, linhas, etc.).

b representa o encargo proporcional ao consumo, a que se chama taxa de energia; na produção térmica é essencialmente constituído pelo combustível; na produção hídrica, este encargo é praticamente nulo.

P representa a potência.

W representa o consumo.

Os encargos fixos assumem particular relevo na distribuição em baixa tensão, em que as despesas de leitura, facturação e cobrança representam parcela importante das despesas. Na distribuição em alta tensão, porém, estas despesas são pequenas em relação às restantes, e podem, sem grande erro, incorporar-se na taxa de potência. É, assim, a expressão do preço de custo do kWh em alta tensão é do tipo

$$D = a P + b W$$

e, portanto, a fórmula tarifária do preço de custo é do tipo *binómio*.

8 — Vamos agora estabelecer a fórmula geral do preço de custo para a distribuição em alta tensão.

Para isso, analisemos separadamente cada um dos parâmetros atrás referidos.

a) Potência tomada.

Se a distribuidora é totalmente abastecida pela rede primária, isto é, se não tem recursos próprios de produção, pagará sempre ao seu fornecedor um encargo de potência, da forma

$$a_1 P_1$$

em que a_1 é a taxa fixa por kW de potência tomada e P_1 essa potência, medida em períodos de 10 ou de 15 minutos. Se intervém o elemento de produção própria (hídrica), teremos então uma taxa fixa T correspondente aos encargos fixos inerentes à produção, que pode tomar a forma $a_2 P_2$ sendo P_2 a potência da central.

O termo da potência será então da forma

$$a P = a_1 P_1 + T = a_1 P_1 + a_2 P_2$$

b) Utilização.

É dada pela relação

$$U = \frac{W}{P} = \frac{W_1 + W_2}{P_1 + P_2}$$

sendo W_1 a energia recebida da fornecedora, W_2 a energia de produção própria e $W = W_1 + W_2$ a energia total entrada na rede.

No ponto de entrega da energia, para a hipótese de haver energia adquirida e energia de produção própria de natureza hídrica (¹), a fórmula que representa o encargo da energia entrada na rede é

$$D_1 = a_1 P_1 + a_2 P_2 + b_1 W_1$$

sendo b_1 a taxa de energia aplicada pela fornecedora; o preço médio de custo desta energia é

$$p_1 = \frac{a_1 P_1 + a_2 P_2}{W} + b_1 \frac{W_1}{W}$$

A fórmula anterior poderá tomar a seguinte expressão

$$p_1 = \frac{a_1 P_1 + a_2 P_2}{U} \times \frac{1}{P_1 + P_2} + b_1 \frac{W_1}{(P_1 + P_2) U}$$

ficando, assim, em relevo a utilização.

c) Distância à oficina geradora.

Dissemos já que este parâmetro, tomado isoladamente para cada cliente, não pode ser considerado, por não ser conveniente. Mas o problema da distância vai entrar no conjunto da rede, isto é, vai-se entrar em linha de conta com a extensão da rede distribuidora. Esta rede terá naturalmente linhas com tensões diferentes (de 60 kV a 6 kV), sub-estações abaixadoras, postos de seccionamento, etc., consoante as características geográfico-eléctricas da zona servida.

Podemos, então, referir o valor da rede ao quilómetro, sem preocupação da tensão, e obtemos, assim, um elemento

$$B = \text{preço quilométrico da rede}$$

que representa bem uma característica dessa rede, e que não pode, por consequência, fixar-se à priori.

(¹) Não se considera o caso duma produção própria de natureza térmica, por não se dar neste momento à produção térmica o papel de permanente. Seguindo porém o mesmo raciocínio, chegaríamos facilmente à fórmula que considerasse o kWh térmico.

Os encargos relativos à distribuição propriamente dita são os seguintes:

- 1) Juros e reconstituição do capital investido
- 2) Reintegração das instalações
- 3) Conservação e reparação
- 4) Exploração
- 5) Despesas gerais

que podem traduzir-se numa percentagem x a aplicar ao valor B atrás referido.

O encargo total será então:

$x B L$ sendo L o comprimento da rede

Como este encargo tem a natureza dum encargo de potência, podemos referi-lo, sem grande erro, à potência total

$$P_1 + P_2$$

notando que a função

$$x B L = \alpha (P_1 + P_2)$$

é descontínua, pois a rede cresce por escalões não sincronizados com os escalões de variação de potencia.

As redes de distribuição, em certos momentos, são exíguas para a potência que devem transportar, e então

$$\alpha (P_1 + P_2) > x B L$$

Torna-se, pois, necessário construir uma nova sub-estação, montar nova rede de tensão mais elevada, duplicar uma linha existente, e existe uma folga, que se traduz pela desigualdade

$$\alpha (P_1 + P_2) < x B L$$

Ainda em função da extensão da rede e da sua estrutura temos a considerar o elemento perdas (ϕ), que normalmente estará compreendido entre 5% e 10% do valor W , ou o seu complemento $r = 1 - \phi$ (0,95 a 0,90).

Em referência à energia entregue aos clientes, temos portanto, de entrar em conta com o valor

$$(1 - \phi) W = W_c = r W$$

sendo ϕ as perdas e W_c a energia total vendida aos clientes.

d) Tensão de fornecimento.

Por simplicidade considerámos a rede de distribuição como um todo único, tomando

valores médios; não destacámos, assim, a tensão de fornecimento. Em rigor poder-se-á, sem grande dificuldade, calcular separadamente os encargos por andar de tensão. Bastaria determinar os valores quilométricos correspondentes, e as perdas em cada uma das tensões. O problema não oferece dificuldade, e, por isso, não insistiremos nele.

e) Factor de potência.

Os cadernos de encargos têm sempre uma cláusula exigindo um factor de potência médio, pelo menos, igual a 0,8, e permitindo a aplicação de penalidades sempre que ele fôr inferior.

Adoptam-se dois sistemas:

- 1) Facturação da energia reactiva (kVAhr) a um preço determinado (em geral $\frac{1}{3}$ do preço do kWh).
- 2) Aplicação dum multiplicador em função do factor de potência médio.

f) Período e horário de fornecimento.

Haverá normalmente interesse em fomentar o consumo de inverno e o consumo de horas mortas.

Por isso, se adoptam muitas vezes, e com forte razão de ser, taxas de energia diferentes, consoante os meses, de forma que incite o consumo nos períodos de águas abundantes. É claro que, no nosso país, o problema é sempre difícil de equacionar, porque as chuvas são irregulares e dão-se às vezes épocas secas de inverno.

Quanto ao fomento do consumo de horas mortas, a própria tarifa binómia, pelo seu mecanismo, a isso leva.

Mas haverá vantagem em

- 1) Fazer taxas de energia diferentes, consoante as horas,
- 2) Não contar a ponta P de noite,
- 3) Usar os dois sistemas simultaneamente.

Para muitas indústrias estas facilidades não apresentam interesse, porque trabalham só de dia. Mas outras há em que estas medidas podem resultar muito vantajosas, quando podem transferir consumo do dia para a noite.

g) Natureza do consumo.

Todas as nossas considerações anteriores se referiram a energia permanente, isto é, a energia «à vontade do cliente» sem qualquer restrição.

É evidente que, se se tratar de energia sobrança, isto é, de energia com limitação de diagrama e período de fornecimento, que poderemos chamar «energia à vontade do fornecedor» ou de energia temporária, isto é,

energia com limitação de período de fornecimento mas sem limitação de diagrama, os preços serão necessariamente menores.

O nosso estudo, ao pretender estabelecer uma fórmula tarifária geral, abrange, unicamente, a energia permanente.

h) Os encargos totais serão, portanto,

$$D = a_1 P_1 + a_2 P_2 + b_1 W_1 + \alpha (P_1 + P_2)$$

e o preço de custo da energia distribuída referido à origem será

$$\begin{aligned} p &= \frac{a_1 P_1 + a_2 P_2 + b_1 W_1 + \alpha (P_1 + P_2)}{W} \\ &= \frac{1}{U} \left(\frac{a_1 P_1 + a_2 P_2 + b_1 W_1}{P_1 + P_2} + \alpha \right) \end{aligned}$$

i) A fórmula do preço de custo deve, porém, ser referida ao cliente.

Para isso, temos de entrar com duas ordens de considerações:

1) Verifica-se sempre a desigualdade

$$\Sigma P_c > P_1 + P_2$$

sendo ΣP_c a soma das pontas de carga dos clientes.

Ao cociente

$$n = \frac{\Sigma P_c}{P_1 + P_2}$$

chama-se factor de simultaneidade sendo $n > 1$.

A taxa de potência da fórmula referida ao cliente será, portanto,

$$\frac{a}{n}$$

e o encargo de potência

$$\frac{a_1 P_1 + a_2 P_2}{n}$$

2) Verifica-se, também, sempre a desigualdade

$$W > \Sigma W_c$$

sendo ΣW_c a soma dos consumos dos clientes.

O cociente

$$r = \frac{\Sigma W_c}{W}$$

representa o rendimento da rede, sendo $r < 1$ e $1 - r$ as perdas, em percentagem.

A taxa de energia relativa ao cliente será, portanto,

$$\frac{b_1}{r}$$

Por consequência, a expressão que traduz o preço de custo referido ao cliente será

$$\begin{aligned} p_c &= \frac{1}{U(P_1 + P_2)} \left[\frac{a_1 P_1 + a_2 P_2}{n} + \right. \\ &\quad \left. + \frac{b_1 W_1}{r} + \frac{\alpha}{n} (P_1 + P_2) \right] \end{aligned}$$

ou

$$\begin{aligned} p_c &= \frac{1}{W} \left[\frac{a_1 P_1 + a_2 P_2}{n} + \frac{b_1 W_1}{r} + \right. \\ &\quad \left. + \frac{\alpha}{n} (P_1 + P_2) \right] \end{aligned}$$

A fórmula dos encargos totais referidos ao cliente será

$$\begin{aligned} D_c &= \frac{a_1 P_1 + a_2 P_2}{n} + \frac{b_1 W_1}{r} + \\ &\quad + \frac{\alpha}{n} (P_1 + P_2) \end{aligned}$$

em que

a_1 = taxa de potência da fórmula tarifária da energia adquirida

P_1 = potência adquirida à rede primária

a_2 = taxa de potência da produção própria (encargos unitários)

P_2 = potência de produção própria

n = coeficiente de simultaneidade

b_1 = taxa de energia da fórmula tarifária da energia adquirida (valor médio para a hipótese de existirem taxas diferentes para verão e inverno, dia e noite)

r = rendimento da rede

W_1 = energia adquirida à rede primária

W = energia total entregue à rede (aquisição mais produção própria)

$\alpha (P_1 + P_2) = x B L$ = encargos fixos da rede de distribuição.

9 — Vamos agora passar da expressão do preço de custo para a fórmula tarifária de venda.

A fórmula deduzida dos encargos totais referida ao cliente poderá tomar a forma

$$D_c = \frac{a}{n} P + \frac{b}{r} W$$

considerando que os encargos totais fixos da produção própria ($a_2 P_2$) e os encargos totais fixos relativos à rede de distribuição [$x B L = \alpha (P_1 + P_2)$] podem sempre, com suficiente aproximação, referir-se à potência total $P = P_1 + P_2$.

A fórmula assim obtida permite obter um preço de custo, mas não corresponde a uma tarifa de venda, porque não tem os requisitos necessários para ser considerada como tal.

Com efeito:

a) A relação a/b não pode ser muito elevada, para evitar uma degressão muito acentuada em função da utilização, que conduzia a preços muito baixos para grandes utilizações e a preços *incomportavelmente* altos para pequenas utilizações.

Numa fórmula de preço de custo, a relação a/b atinge facilmente 6.000 ou 7.000. Numa tarifa de venda não convém que ultrapasse 3.000, devendo mesmo, em nossa opinião, situar-se à volta dos 2.000.

b) A taxa de potência não pode ser a mesma para todas as potências. É justo que, para uma mesma utilização, um cliente de potência baixa pague um preço mais alto do que um cliente de potência alta.

c) A taxa de energia pode manter-se constante, ou acompanhar na sua degressão a taxa de potência. Tudo depende dos valores adoptados.

Examinemos cada uma destas alíneas:

a) Relação entre a taxa de potência e a taxa de energia.

Dissemos acima que esta relação não deveria ser superior a 3.000, e que nos inclinávamos para um valor da ordem dos 2.000.

Estes valores são fixados por razões de ordem prática, sem qualquer fundamento teórico. Procura-se satisfazer a clientela pequena, de utilização reduzida, sem contudo afastar os grandes consumidores, de grande potência e de grande utilização.

No estabelecimento duma tarifa de venda há sempre o regulador da produção própria, que automaticamente limita o preço, anulando, assim, o monopólio de direito existente.

Quer dizer, mesmo que o Estado não intervisse na fixação das tarifas, nunca existiria um *monopólio de facto*, porque a concessionária, a todo o momento, tem de lutar contra a produção própria do cliente.

Esta mesma consideração vai ter influência decisiva na fixação da relação a/b , que variará assim, de país para país, e mesmo, eventualmente, de região para região.

Nas tarifas inglesas esta relação é muito variável⁽¹⁾.

Assim:

Bulk Supply Tariff 3.110

South Western Electricity Board:

Para 250 kW	2.630
» 500 »	2.480
» 1.000 »	2.290
» 2.000 »	2.080
» 5.000 »	1.960

East Midlands Electricity Board:

Para 500 kW	3.000
» 1.000 »	2.750
» 2.000 »	2.380

South Wales Electricity Board 1.990

Quer dizer, nas tarifas inglesas para distribuição em alta tensão a relação oscila entre 3.000 e um valor sucessivamente decrescente, que para 5.000 kW chega a 1.960. Em média, poderemos tomar valores compreendidos entre 2.000 e 2.200.

Nas tarifas francesas⁽²⁾ a relação para a tarifa de distribuição (30 a 5 kV) na zona Norte (n.º 1) varia entre 175 e 990, isto é, trata-se duma tarifa muito pouco inclinada. Para um cliente de 4.000 kW com utilização anual de 6.000 horas obtemos uma relação de 422.

Nas tarifas americanas encontramos relações muito variáveis.

Assim:

Public Service Company of Colorado	2.666
Bonneville Power Administration	4.500

A UNIPEDE, por intermédio do seu Comité de Tarificação, realizou um inquérito junto dos países membros acerca da estrutura das tarifas de alta tensão, e um dos problemas que examinou foi justamente a relação a/b , taxa de potência sobre taxa de energia (quadro II).

⁽¹⁾ *Electricity Tariff Handbook* — 1953.

⁽²⁾ *Tarif des fournitures en haute tension du service national* — Janvier, 1952 — E. D. F.

DEGRESSIVITÉ EN FONCTION DE L'UTILISATION

PAYS et REGIONS (1)	TARIF BINÔME ÉQUIVALENT (points 1.000 et 6.000 h)				TARIF BINÔME ÉQUIVALENT (points 1.000 et 3.000 h)				Rapport des paramètres fixe et proport. (1.000 et 3.000 h)		
	paramètre fixe		paramètre proportionnel		paramètre fixe		paramètre proportionnel		f/p	class. ^t	
	f	class. ^t	p	class. ^t	f	class. ^t	p	class. ^t			
	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	
Suède	—	1.164	1	0,216	1	1.140	1	0,240	1	4.750	1
Grande-Bretagne	— S. W. Scot.	940	2	0,373	2	941	2	0,372	2	2.530	2
Grande-Bretagne	— N. West.	914	3	0,385	4	905	3	0,394	3	2.295	3
Portugal	— Lisbonne	652	4	0,448	8	870	4	0,430	5	2.020	4
Finlande	— G. des villes	840	5	0,440	5	840	6	0,440	6	1.910	6
Grande-Bretagne	— East	837	6	0,441	6	837	7	0,442	7	1.895	7
Allemagne	— Nord	828	7	0,442	7	825	8	0,445	8	1.850	8
Pays-Bas	— Sept.	800	8	0,380	3	855	5	0,425	4	2.010	5
Grande-Bretagne	— S. Wales	790	9	0,473	10	789	10	0,474	9	1.665	9
Italie	—	756	10	0,494	12	750	11	0,500	10	1.500	10
France	— Algérie	749	11	0,751	34	807	9	0,693	25	1.165	18
Finlande	— R. rurales	744	12	0,506	14	750	12	0,500	11	1.500	11
Allemagne	— Sud	720	13	0,500	13	690	14	0,530	12	1.300	12
Danemark	— NKE	696	14	0,534	15	690	15	0,540	14	1.275	14
Danemark	— Copenhague	696	15	0,536	16	696	13	0,536	13	1.295	13
Suisse	— Ent. A.	684	16	0,476	11	525	23	0,635	22	825	23
Portugal	— RCEP	665	17	0,555	19	663	16	0,557	16	1.190	16
Danemark	— Fionie	660	18	0,560	20	660	17	0,560	17	1.180	17
Danemark	— Jutland	644	19	0,551	17	653	18	0,542	15	1.205	15
Suisse	— Ent. B.	624	20	0,566	21	600	20	0,590	19	1.015	20
Allemagne	— Centre	600	21	0,580	22	615	19	0,565	18	1.090	19
Suisse	— Ent. D.	588	22	0,612	24	600	21	0,600	20	1.000	21
Pays-Bas	— Rotterdam	578	23	0,460	9	374	29	0,664	24	560	27
Danemark	— NVE	576	24	0,594	23	540	22	0,630	21	855	22
Danemark	— NESÅ	548	25	0,627	25	525	24	0,650	23	810	24
France	— R. Paris	496	26	0,657	28	459	25	0,694	26	660	25
France	— Centre	458	27	0,656	27	383	27	0,731	28	525	28
France	— Est	458	28	0,665	29	383	28	0,740	29	520	29
Suisse	— Ent. E.	456	29	0,554	18	270	34	0,740	30	365	33
Suisse	— Ent. C.	420	30	0,720	32	420	26	0,720	27	585	26
Pays-Bas	— Gueldre	420	31	0,630	26	285	32	0,765	32	370	32
Belgique	—	407	32	0,686	30	342	30	0,751	31	455	30
France	— S. Ouest	377	33	0,691	31	278	33	0,790	33	350	34
France	— N. Ouest	362	34	0,736	33	308	31	0,790	34	390	31
Espagne	—	271	35	0,784	35	164	36	0,891	36	185	36
Pays-Bas	— Enschede	264	36	0,796	36	255	35	0,805	35	315	35
Portugal	— RHEAA	144	37	0,906	37	150	37	0,900	37	165	37

Les chiffres figurant dans les colonnes 2, 4, 6 et 8 sont les valeurs des paramètres fixe f et proportionnel p de deux tarifs binômes «équivalents» calculés pour une puissance de 100 kW, en considérant pour l'un, la valeur des indices de prix relatifs aux utilisations de 1000 et 6000 heures, et pour l'autre les indices correspondants à 1000 et 3000 heures d'utilisation.

Ces paramètres sont exprimés en fonction du prix moyen de la fourniture de référence prise comme unité dans chaque région géographique.

Les valeurs de la colonne 10 sont les rapports f/p des paramètres fixe et proportionnel du tarif binôme «équivalent» calculés à partir des utilisations de 1000 et 3000 heures.

Le tableau a été établi en ordonnant les régions géographiques suivant les valeurs décroissantes de f du premier tarif binôme «équivalent» (col. 3).

Dans les colonnes 5, 7, 9 et 11 figurent les numéros de classement des valeurs de f, p et f/p. Le paramètre p est classé par valeurs croissantes; f et f/p sont classés par valeurs décroissantes.

Do exame do quadro conclui-se que a relação referida varia entre 4.750 (Suécia) e 165 (Portugal, rede da Hidro-Eléctrica Alto Alentejo).

A distribuição é a seguinte:

Entre 4.000 e 5.000	1
» 3.000 e 4.000	0
» 2.000 e 3.000	4
» 1.000 e 2.000	16
» 500 e 1.000	8
» 165 e 500	8

Quer dizer, o maior número encontra-se situado entre 1.000 e 2.000. No entanto, a grande margem existente prova-nos que não há, neste momento, qualquer princípio imperativo que justifique ou imponha uma ou outra relação. Ela deve ser escolhida atendendo às condições existentes e finalidades que se pretendem atingir, pois se há casos em que interessa obter uma grande degressividade, outros existem em que, pelo contrário, há vantagem em ter uma tarifa pouco inclinada.

Para o nosso país, em face das condições de produção, pensamos que a relação a/b deve situar-se próximo dos 2.000.

Na fórmula

$$a P + b W$$

definida a relação

$$\frac{a}{b} = 2.000$$

falta-nos ainda outro parâmetro para o cálculo dos coeficientes a e b .

Como a expressão do preço de custo pode tomar a forma

$$p = \frac{a}{U} + b$$

podemos definir um valor de U , que deve ser o centro de gravidade de todas as utilizações, de forma que se consiga que a baixa de preços nas utilizações mais pequenas seja compensada nas utilizações maiores. Este centro de gravidade será a utilização média da rede referida à ponta na origem.

O valor de U assim tomado corresponderá à intersecção da curva do preço de custo e da curva de preço de venda, a que chamaremos p_m e que é definido

$$p_m = \frac{a}{U} + b$$

sendo a e b os parâmetros da fórmula do preço de custo.

Então:

$$b = \frac{p_m U}{2.000 + U}$$

$$a = 2.000 b$$

b) A degressão da taxa de potência pode ser representada por uma função contínua ou descontínua.

Está no primeiro caso a fórmula normalmente preconizada no nosso país pela Direcção Geral dos Serviços Eléctricos, do tipo

$$P^{0,94}$$

O segundo caso corresponde ao estabelecimento de escalões, e é mais vulgar.

Em qualquer hipótese, não se deve começar por potência inferior a 20 kW (mínimo admissível para a alta tensão) e, se se adoptarem escalões, não convém fixar o primeiro escalão em valor superior a 50 kW, para se obter uma degressão logo que a potência exceda esse valor.

A relação entre taxas de potência será evidentemente empírica, porque não há qualquer lei teórica que permita calcular esta degressão.

Nas tarifas francesas já referidas adoptou-se a seguinte degressão:

10 a 50 kW	1
50 a 200 kW	0,9
200 a 1.000 kW	0,85
1.000 a 3.000 kW	0,75
3.000 a 10.000 kW	0,7
Acima de 10.000 kW	0,6

Esta degressão corresponde às seguintes taxas (considerando a taxa 1 para 50 kW)

50 kW	1
200 kW	0,925
1.000 kW	0,865
3.000 kW	0,788
10.000 kW	0,656

Uma tarifa inglesa tipo «Maximum Demand» conduz aos seguintes valores médios:

50 kW	1
200 kW	1
1.000 kW	0,868
3.000 kW	0,819
10.000 kW	0,801

Na Holanda, em determinada empresa⁽¹⁾ encontramos, numa tarifa para a grande

⁽¹⁾ N. V. Provinciale Limburgse Electriciteits-Maatschappij.

indústria, a seguinte degressão de taxa de potência (para a potência garantida)

30 kW	1
102 kW	0,822
210 kW	0,76
540 kW	0,709
900 kW	0,685

Esta tarifa apresenta, porém, uma taxa de energia igualmente decrescente com a potência.

Designemos por

$a_1 a_2 \dots a_n$ as diversas taxas de potência

e por

$P_1 P_2 \dots P_n$ as potências correspondentes.

Sendo $a P + b W$ a fórmula tarifária geral de venda, tem de se verificar a igualdade

$$D_c = \sum_1^n (a P + b W)$$

isto é, o somatório de todas as facturas de venda de energia tem de ser igual ao total dos encargos.

Por outro lado, verifica-se:

$$\begin{aligned} a_2 &= r_2 a_1 \\ a_3 &= r_3 a_1 \\ &\dots \dots \dots \\ a_n &= r_n a_1 \\ \sum_1^n a P &= a_1 \sum_1^n r P \end{aligned}$$

sendo $r_2 \dots r_n$ coeficientes inferiores à unidade fixados à priori para darem a degressão escolhida para a taxa de potência. Adoptaremos também a relação

$$\frac{a_1}{b} = K$$

para a hipótese de b constante, e, então, obteremos

$$a_1 = \frac{D_c}{\sum_1^n r P + \frac{\sum_1^n W}{K}}$$

Nesta expressão

D_c representa o total dos encargos.

$\sum_1^n r P$ é o somatório das potências individuais de cada cliente multiplicadas pelo coeficiente correspondente a essa potência.

$\sum_1^n W$ é o somatório dos consumos de todos os clientes, isto é, o consumo geral da rede.

K é o valor que fôr adoptado para a relação a/b .

Obtemos, assim, o valor de a_1 e, a partir deste, os valores das restantes taxas de potência.

O método do cálculo será o mesmo adoptando a degressão $P^{0,94}$ ou outra qualquer.

c) Se, no cálculo dos encargos de distribuição, considerarmos separadamente as diferentes tensões da rede (por exemplo 30 e 6 kV, 30 e 10 kV, 30 e 15 kV), encontramos logo uma degressão para a tensão, proveniente dos diferentes encargos de distribuição.

Esta degressão deverá incidir sobre a taxa de potência, visto que corresponde a encargos fixos.

Ao mesmo tempo, existe uma outra causa, — essa proveniente do cliente —, que deve agravar o preço na razão inversa da tensão; os postos de transformação são tanto mais baratos quanto mais baixa fôr a tensão, e tal diferença pode ainda ser importante.

Esta influência pode fazer-se sentir na taxa de potência (pelo facto do cliente ter encargos fixos menores) ou nas taxas de energia (transferindo esses encargos para o consumo).

10 — Uma tarifa deve obedecer aos seguintes requisitos:

- 1) Adaptar-se o mais possível à curva do preço de custo;
- 2) Fomentar a venda, isto é, dar interesse ao cliente em aumentar o consumo, por uma degressão no preço;
- 3) Ser fácil de aplicação e simples de compreensão;
- 4) Não exigir instalação cara ou complicada para o consumidor, permitindo sem dificuldade a aplicação da energia nos diversos usos;
- 5) Não induzir ao desperdício de energia.

Existem diversas fórmulas tarifárias, que vamos enunciar rapidamente e examinar à luz dos princípios atrás enunciados:

a) Tarifa de avença — Consiste no pagamento duma soma proporcional à potência posta à disposição do cliente, seja qual fôr a utilização dessa potência.

Esta tarifa corresponde quase *exactamente* à estrutura do preço de custo da produção hidráulica, em que os encargos de energia são praticamente nulos. Conduz, como é evidente, a um preço decrescente com a utilização; mas leva o cliente, desde que não ultrapasse a potência tomada, a um inútil dispêndio de energia, visto que não tem qualquer interesse em poupar.

Esta tarifa tem, por esta razão, fraca aceitação, e será unicamente possível para indústrias com regime de trabalho perfeitamente definido.

b) Tarifa monómia — Consiste no pagamento duma soma proporcional ao número de kWh consumidos. O preço do kWh fica, assim,

constante seja qual for a potência e a sua utilização.

Não tem, por consequência, qualquer relação com a estrutura do preço de custo, e não fomenta o consumo. Pode dizer-se que, hoje em dia, esta tarifa se encontra completamente posta de parte.

- c) Tarifa de escalões — O pagamento é ainda proporcional ao número de kWh consumidos, mas o preço de cada kWh não é constante: vai decrescendo à medida que aumenta o consumo.

Nos fornecimentos em alta tensão a dimensão do escalão é, em geral, proporcional à potência tomada: corresponde, desta forma, a uma tarifa binómia com preço limitado ao valor do primeiro escalão.

Esta tarifa é muito usada, e apresenta vantagens inegáveis não só no fomento do consumo como na facilidade da sua aplicação.

Tem o defeito — se assim se lhe pode chamar — de limitar o preço nas utilizações baixas, não acompanhando assim a variação do preço de custo.

- d) Tarifa binómia — O pagamento corresponde simultaneamente à potência tomada e ao consumo havido. O preço decresce com a utilização, não induzindo, porém, ao desperdício visto haver uma taxa de energia.

Esta tarifa, que é aquela que mais se aproxima da expressão que define o preço de custo, é, por consequência, também aquela que deve ser adoptada. Apresenta, no entanto, um inconveniente que não pode ser ignorado, e que constitui, por vezes, um obstáculo à sua aplicação por dificultar a difusão da electricidade. Para utilizações muito baixas conduz a preços proibitivos (conquanto reais) e isso traduz-se num mal estar do cliente, embora

com a sua produção própria lhe sucedesse justamente o mesmo fenómeno. Mas como o distribuidor quer suplantiar a produção própria, deve, por isso mesmo, oferecer condições melhores, e pode consegui-lo, porque as pequenas utilizações verificam-se, por via de regra, em clientes de somenos importância, e não se reflectem assim de maneira sensível nos encargos de aquisição de energia pelo distribuidor. E então, deve limitar-se o preço a um valor razoável, garantindo ao cliente, que, seja em que hipótese for, o seu preço médio anual nunca excederá este valor.

É-se forçado assim a transigir na aplicação dos princípios, para atender às realidades.

É por isso que, muitas vezes, se adopta a tarifa por escalões, que, *mutatis mutandis*, corresponde à tarifa binómia limitada.

Não nos parece, porém, que daqui advenha qualquer vantagem; pelo contrário, tem o inconveniente de tornar menos perceptível a noção de utilização.

O facto de toda a energia que for consumida sem aumentar a ponta *ser paga ao preço da taxa de energia*, tem a maior importância, pois torna a tarifa acessível ao consumidor e é um elemento importante de fomento do consumo, com vantagens para o distribuidor e para o consumidor.

- e) Tarifa trinómia — Existe mais uma taxa fixa independente do consumo e da potência. Dissemos já que, para fornecimentos em alta tensão esta tarifa não tem aplicação: a taxa fixa fica incorporada na taxa de potência.

N. da R. — Em virtude da abundância de matéria, que não podíamos deixar de publicar, somos obrigados, de acordo com o seu autor a apresentar a última parte deste trabalho no próximo número.

RESUMO

Por uniformização tarifária entende-se a venda de energia a preço igual a todos os consumidores que apresentem as mesmas características de diagrama e de potência e que se encontrem localizados em regiões com características geo-económicas idênticas.

Examinando a repartição da densidade demográfica em Portugal e a quantidade de energia vendida por quilómetro quadrado e por quilómetro de linha de alta tensão, deduz-se a lei geral duma variação inversamente proporcional do preço de custo do kWh distribuído à densidade populacional, concluindo-se assim que não é possível haver uniformização tarifária num país.

Os parâmetros definidores duma tarifa são a potência, a utilização, a natureza do consumo, o período e horário do fornecimento, o factor de potência, a distância da oficina geradora e a tensão de fornecimento.

A tarifa pode, porém, não ter em conta estes elementos se intervier o aspecto social ou político, praticando-se então discriminação tarifária, que, em alguns casos particulares, terá justificação.

Na produção e no transporte pode obter-se uma verdadeira uniformidade de preços de custo e, portanto, de tarifas de venda, considerando as centrais e a rede de transporte como um todo.

Já na distribuição isso não é possível, porque o preço de custo é muito influenciado pela tensão de abastecimento, pelo tipo de linha, pela densidade quilométrica e pela localização da rede.

Definida a fórmula geral dos encargos de distribuição, obtém-se a fórmula geral do preço de custo referido ao cliente em função dos parâmetros atrás referidos, deduzindo-se seguidamente a tarifa de venda.

Examinam-se os diversos tipos de tarifas mais usuais, apontando-se as suas vantagens e inconvenientes, e concluindo-se ser a tarifa binómia a que deve merecer a consagração.

Faz-se um exemplo hipotético de aplicação, para se encontrar o sentido prático das fórmulas deduzidas, chamando-se, porém, a atenção para o facto desse exemplo não ter qualquer significado como nível real de preços.

Em seguida examinam-se sumariamente os diversos métodos usados para repartição dos encargos de potência entre os diversos consumidores.

Apresentam-se, por fim, os sistemas e princípios tarifários em uso na França, Inglaterra, Bélgica, Itália e Espanha.

Em anexo, justifica-se o valor da taxa para cálculo dos encargos fixos duma rede de distribuição.