

## 4

### A Tarifa de Energia Elétrica

A tarifa de energia elétrica incorpora o valor de todos os custos incorridos ao longo da cadeia de geração, transmissão distribuição e comercialização da energia elétrica [83–86]. Seu valor deve ser suficiente para preservar o princípio da modicidade tarifária e assegurar a saúde econômica e financeira das concessionárias. Assim, por meio das tarifas, recursos são apropriados para cobrir os custos de operação e manutenção do sistema, bem como remunerar de forma justa o capital investido com vista a manter a continuidade do serviço prestado com a qualidade desejada.

A tarifa de energia está diretamente ligada à regulação do setor elétrico. Na visão de Crew & Kleindorfer [57] o recente interesse pela regulação não se deve a novas contribuições da teoria econômica mas à necessidade de soluções práticas que têm resultado na implementação de planos de regulação que não necessariamente estão alinhados à teoria econômica. Já na opinião de Jamasb & Pollitt [87], as novas técnicas de regulação utilizadas são ainda uma alternativa às tradicionais técnicas de *rate-of-return* (ROR) ou *cost-of-service* (COS). Salienta-se, entretanto, que um procedimento comum entre as técnicas de regulação é a comparação de alguma medida de desempenho com algum desempenho padrão.

O método da taxa de retorno (*rate of return*, ROR) permite à empresa cobrir seus custos de operação e de capital assim como o retorno de capital. A principal restrição contra este tipo de abordagem é que ela não gera incentivos para economia de custos e melhorias na eficiência, mas premia as empresas que apresentam maiores custos operacionais. Segundo Jamasb & Pollitt [87] a ROR causa uma ineficiência administrativa que é atribuída à ausência de competição.

A abordagem do preço limite ou preço teto (*price cap*) é talvez a mais significativa inovação em termos de regulação enquanto alternativa ao ROR. O método foi inicialmente proposto por Littlechild [88] em 1983 e, desde então, várias adaptações já foram feitas na regulação de empresas no Reino Unido e em outros países. O método “*price cap*”, também conhecido como modelo

RPI-X (“Retail Price Index”)<sup>1</sup>, baseia-se na fixação de um preço teto, para cada ano, definido com base no “Retail Price Index” (RPI) e em um fator de eficiência X. Para cada ano, o preço teto é calculado com base no preço teto do ano anterior devidamente ajustado pelo RPI subtraído do fator de eficiência X determinado pelo regulador. O preço teto pode ainda ser ajustado usando um fator de correção Z que mede o efeito de eventos exógenos que afetem os custos das empresas. O regime por preço máximo (“price cap”) foi o estabelecido para ser usado para regular o setor de distribuição de energia elétrica no Brasil.

Uma característica importante deste regime de regulação é que uma mudança em custos operacionais não necessariamente resultará em uma mudança da tarifa Bernstein e Sappington [89]. Por outro lado, pelo fato de o preço teto ser fixado para um dado período de tempo, as empresas têm um incentivo para cortar seus custos e produzir de forma mais eficiente dado que, durante este período, elas poderão manter os lucros adicionais que resultam das reduções dos custos realizados até à próxima revisão. Existem, porém, algumas desvantagens potenciais nesse tipo de regulação, notadamente ao se fixar o preço máximo. Se o teto for fixado em um patamar muito baixo, a empresa regulada pode ver desequilibrada a sua situação econômico-financeira; e, se fixado muito alto, os lucros serão excessivos, causando um prejuízo aos consumidores. Existe ainda o risco de a revisão do preço teto poder encorajar algum tipo de comportamento estratégico por parte das empresas reguladas. Essa é a situação em que eventuais ganhos de produtividade são capazes de ter reflexões futuras induzindo menores aumentos tarifários (cf. Freixas et al [90]; Weitzman [91]).

No contexto da gestão responsável, a tarifa de energia deve ser capaz de garantir um fluxo de caixa suficiente para:

- prover o fornecimento de energia com qualidade;
- assegurar aos prestadores de serviços (transmissão e distribuição) ganhos suficientes para cobrir os custos operacionais eficientes e
- remunerar, de forma atrativa para os seus investidores, os investimentos necessários para expandir a capacidade instalada e garantir a boa qualidade do atendimento aos usuários.

O aspecto da atratividade para a remuneração dos investidores no setor elétrico é fundamental pois, caso contrário, estes migrarão seus investimentos para outros setores, podendo induzir a um desabastecimento futuro.

A Aneel tem como missão proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade. A Aneel busca o equilíbrio entre o preço justo

---

<sup>1</sup>RPI (“Retail Price Index”): índice utilizado para a medição de inflação no Reino Unido.

àqueles que pagam pela energia e a remuneração adequada (justa) às empresas prestadoras do serviço. Garante, assim, a segurança de um fornecimento contínuo, confiável e de boa qualidade. Esse equilíbrio fiscal almejado pela Aneel encontra-se esquematicamente representado na figura 4.1. Explicita a necessidade de se assegurar as obrigações entre o governo e o investidores, a inclusão competitiva entre estes e os consumidores, oferecendo-lhes, pelo pagamento das tarifas, a sustentabilidade e atratividade dos investimentos.

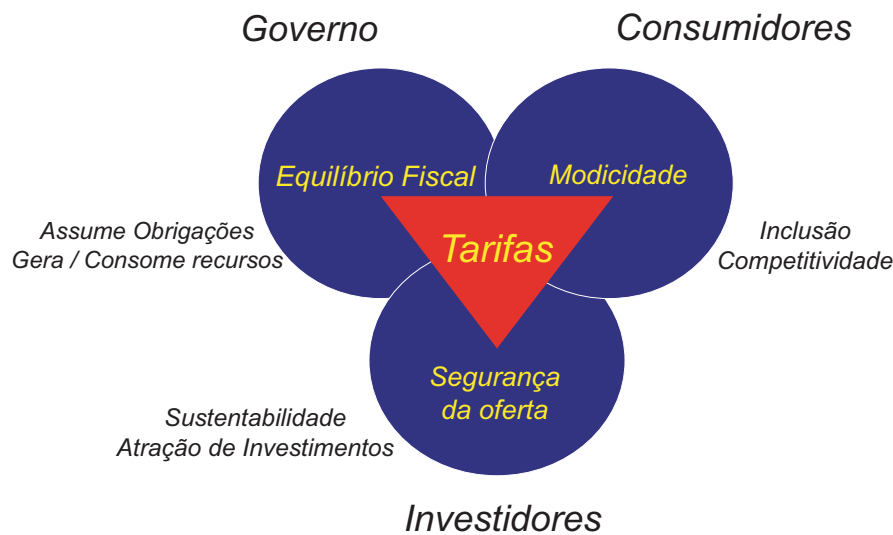


Figura 4.1: Equilíbrio nas tarifas de energia elétrica. Fonte: Aneel.

De um modo geral, a tarifa de energia elétrica inclui o ressarcimento de três custos distintos, conforme ilustra a figura 4.2.

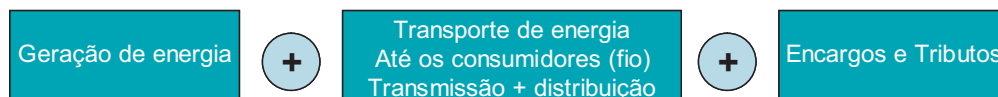


Figura 4.2: Custos incluídos na tarifa de energia elétrica. Fonte: Aneel.

Os custos relativos à geração de energia elétrica, sob o ponto de vista da concessionária, representam o repasse dos custos dessa energia<sup>2</sup>. Não há qualquer margem em sua comercialização.

<sup>2</sup>Os custos de energia elétrica da concessionária incorporam aqueles associados (i) aos contratos iniciais (entre as distribuidoras e geradoras anteriores à modificação do setor elétrico e finalizados à razão de 25% ao ano entre 2003 e 2006) e (ii) contratos bilaterais (contratos efetuados entre concessionária e agentes do mercado elétrico). Atualmente os custos de energia elétrica são constituídos pelos contratos bilaterais existentes, e custo de aquisição de energia do leilão público. Este leilão é efetuado para comprar energia elétrica, de acordo com as previsões das concessionárias para atendimento ao mercado cativo de consumidores.

Os custos relativos ao transporte de energia elétrica, também denominados de “tarifa fio” são estabelecidos por níveis de tensão ao custo marginal de expansão. Logo, por uma questão de isonomia tarifária, todas as unidades consumidoras conectadas no mesmo nível de tensão elétrica devem pagar exatamente o mesmo valor pelo uso do sistema; salvo disposição legal em contrário.

No Brasil há uma forte incidência de encargos setoriais e tributos<sup>3</sup> no custo da energia, com grande impacto na tarifa. A figura 4.3 compara os percentuais de encargos, tributos e todos os custos associados a cadeia produtiva para a geração, transmissão e distribuição de energia incorporados nas tarifas de energia elétrica praticadas por alguns países, incluindo o Brasil. Entre os países comparados, somente no Brasil há a cobrança de encargos na tarifa de energia elétrica.

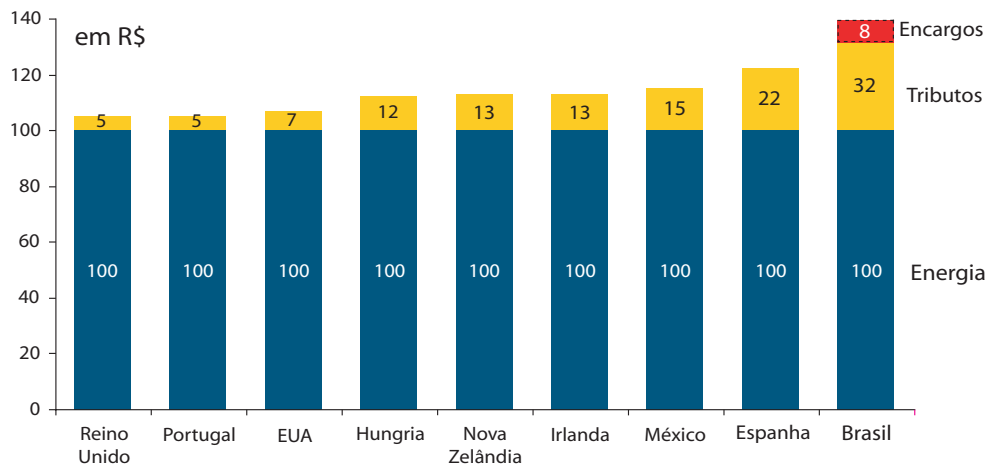


Figura 4.3: Tarifas de energia elétrica praticadas pelos países selecionados. Fonte: EIA (Energy International Administration).

A metodologia utilizada para se determinar o valor da tarifa de energia elétrica no país é a mesma para todas as empresas que atuam no setor, respeitadas as especificidades relacionadas ao perfil da região e da concessionária. À Aneel compete fixar o valor da tarifa praticada por todas as concessionárias de energia e a criação e atualização da metodologia de cálculo.

#### 4.1

##### Histórico recente das tarifas de energia elétrica

Entre as décadas de 70 e 90 uma única tarifa de energia elétrica era praticada em todo o território nacional. Os consumidores dos diversos estados pagavam o mesmo valor pela energia consumida. Esse valor garantia a

<sup>3</sup>Encargos setoriais e tributos denotam conceitos específicos caracterizados nas seções 4.3 e 4.4 deste trabalho.

remuneração das concessionárias, independente de sua eficiência. Durante este período, pode-se então dizer que as empresas não lucrativas eram mantidas por aquelas mais eficientes (lucrativas) e pelo governo federal.

Essa modalidade de tarifa não incentivava as empresas à eficiência, pois todo o custo era pago pelo consumidor. Por diversas razões — entre elas a contenção das tarifas para controle da inflação — a remuneração mínima prevista para as concessionárias não era atingida. Essas condições geravam um círculo vicioso, com inadimplência entre distribuidoras e geradoras e falta de capacidade econômico-financeira para a realização de novos investimentos. Nesse contexto, surgiu a Lei nº 8.631/1993 [92], com base na qual o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) ganhou autonomia para diferenciar as tarifas praticadas pelas concessionárias, conforme características específicas de cada área de concessão.

Em 1995, foi aprovada a Lei nº 8.987 [71] que passou a garantir o equilíbrio econômico-financeiro às concessões de distribuição de energia elétrica.

Desde então, estabeleceu-se uma tarifa por área de concessão (território geográfico onde cada empresa é contratualmente obrigada a fornecer energia elétrica). Se essa área coincide com a de um estado, a tarifa é única naquela unidade federativa. Caso contrário, tarifas diferentes coexistem dentro do mesmo estado. Este é o caso do estado do Rio de Janeiro, onde existem três distribuidoras de energia elétrica: Light, Ampla e CENF.

Dessa maneira, as tarifas de energia refletem peculiaridades de cada região, ou seja: número de consumidores, quilômetros de rede instalada e tamanho do mercado (quantidade de energia atendida por uma determinada infraestrutura); custo da energia comprada; tributos estaduais, dentre outros. Assim, quanto mais energia for comercializada com a mesma estrutura existente, menor será a tarifa requerida. Esta é a base para a proposição de uma nova tarifa que prevê o uso da mesma estrutura existente para um período alternativo. Esse período atualmente é denominado de “período leve”. Enquanto no período de ponta do sistema elétrico (sub-sistema SE/CO) a demanda máxima chega a valores em torno de 40 GW, para o período leve a demanda mínima registrada situa-se em torno de 27 GW.

## 4.2

### A regulamentação

Por força da Lei nº 10.848/2004 [93], o custo da energia comprada pelas distribuidoras para revender aos seus consumidores passou a ser determinado em leilões públicos. Antes dessa lei, as distribuidoras podiam comprar livre-

mente a energia a ser revendida, com limite de valor fixado pela Aneel. O objetivo dos leilões de energia é, além da transparência no preço de energia, incentivar a competição entre os geradores de energia e com isso garantir os melhores preços para a compra.

Adicionalmente aos custos de geração, transmissão e distribuição da energia elétrica que são incorporados nas tarifas, estas incorporam, ainda, os encargos e os tributos<sup>4</sup>. Alguns deles incidem somente sobre o custo de distribuição, enquanto outros estão embutidos nos custos de geração e transmissão. A complexidade dos diversos encargos e tributos incorporados nas tarifas de energia elétrica praticadas no Brasil pode ser visualizada na figura 4.4, que mostra os respectivos segmentos de Geração (G), Transmissão (T), Distribuição (D) e Comercialização (C) e os recolhimentos obrigatórios para Municípios, Estados e União.

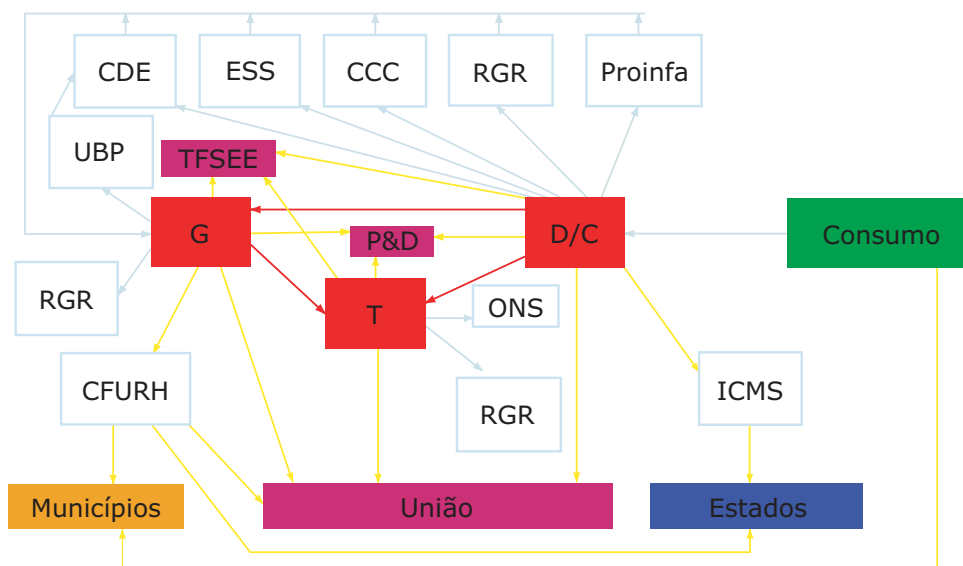


Figura 4.4: Incidência de tributos e encargos no setor elétrico. Fonte: Inspirado na apresentação de Fabiano da Rosa Carvalho (Aneel - Março/2003)

O transporte da energia, do ponto de geração até o consumidor final, é um monopólio natural, determinado por lei, pois competição nesse segmento não traz benefícios econômicos. Por essa razão, a Aneel atua para que as tarifas desse segmento sejam compostas apenas pelos custos que efetivamente se relacionam com os serviços prestados, de forma a torná-las justas.

A tarifa de energia elétrica é composta por parcelas destinadas ao pagamento de:

- compra de energia (remuneração do gerador);

<sup>4</sup>G: Geração; T: Transmissão; D/C: Distribuição e Comercialização; UBP: Uso do Bem Público. As demais siglas estão definidas nas tabelas 4.1 e 4.2.

- uso do sistema de transmissão (remuneração da empresa transmissora);
- uso do sistema de distribuição (serviço prestado pela distribuidora) e
- encargos e tributos determinados por lei, destinados ao poder público.

A composição média das parcelas estão apresentadas na figura 4.5.

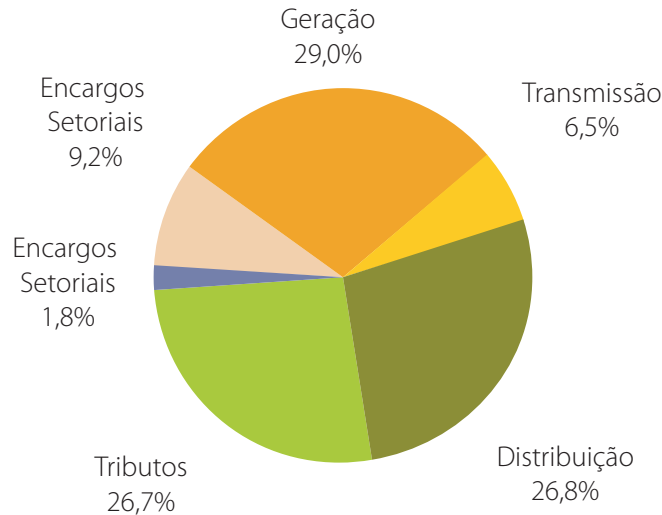


Figura 4.5: Participação na composição das tarifas. Fonte: Abradee, 2004.

A figura 4.6 ilustra os eventos-chaves que tiveram grande impacto no desenvolvimento do setor elétrico, enfatizando, inclusive, mudanças nas regras que o regulamentam. Houveram muitas modificações nas regras que regem o setor elétrico. Se por um lado mudanças na regra podem ser capazes de gerar ganhos, por outro, para o caso do setor elétrico que depende de investimentos privados para seu desenvolvimento, mudanças inesperadas aumentam o risco do negócio e afastam investidores.

### 4.3

#### Encargos setoriais

Encargos setoriais são contribuições definidas em leis (aprovadas pelo Congresso Nacional) e utilizadas para fins específicos.

Se avaliado de forma individual o encargo determinado por lei tem sua justificativa. Entretanto, quando são considerados em conjunto, impactam a tarifa e, conseqüentemente, a capacidade de pagamento do consumidor. Atualmente o setor elétrico brasileiro convive com o recolhimento de dez encargos setoriais, caracterizados na tabela 4.1.

Até há bem pouco tempo vigorou a cobrança do ECE (Encargo de Capacidade Emergencial), chamado pela mídia de seguro apagão. Este encargo foi aprovado pela Lei nº 10.438 [94] de 2002 que teve o valor estabelecido pela Resolução nº 351, de 27 de junho de 2002 da Aneel.

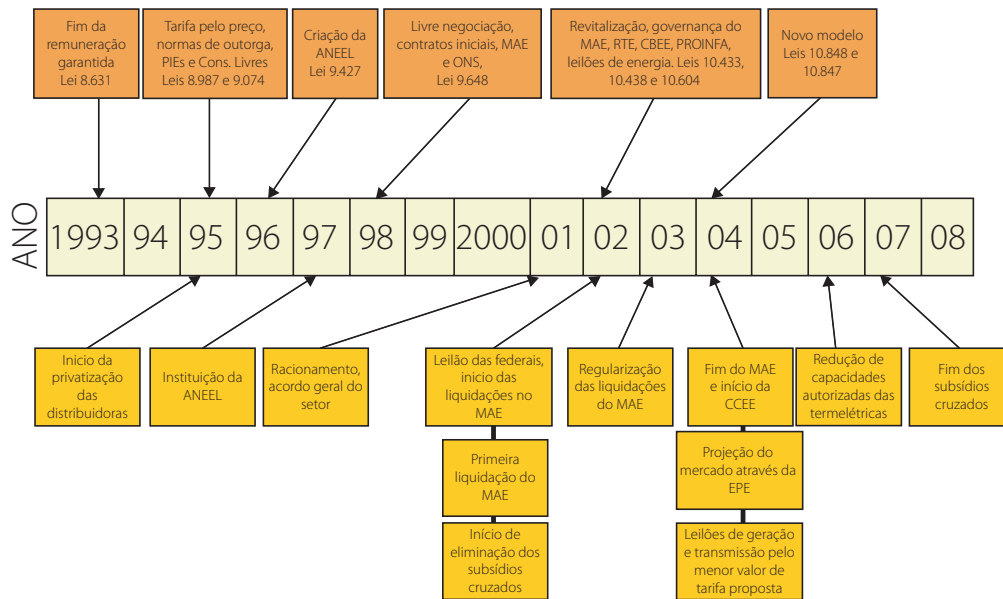


Figura 4.6: Eventos que impactaram no desenvolvimento do setor elétrico. Fonte: Apresentação da Aneel.

Tabela 4.1: Encargos setoriais embutidos na tarifa. Fonte: Superintendência de Regulação Econômica (SRE) - Aneel - 2007

Sigla	Encargo	Finalidade
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis	Subsidiar a geração térmica principalmente na região norte (sistemas isolados)
RGR	Reserva Global de Reversão	Indenizar ativos vinculados à concessão e fomentar a expansão do setor elétrico
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	Prover recursos para o funcionamento da Aneel
CDE	Conta de Desenvolvimento energético	Propiciar o desenvolvimento energético a partir das fontes alternativas; promover a universalização do serviço de energia, e subsidiar as tarifas da subclasse residencial Baixa Renda
ESS	Encargos de Serviços do Sistema	Subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabilidade do Sistema Elétrico Interligado Nacional
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica	Subsidiar as fontes alternativas de Energia
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	Promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos Naturais. Prover recursos para o funcionamento da EPE.
ONS	Operador Nacional do Sistema	Prover recursos para o funcionamento do ONS.
CFURH	Compensação financeira pelo uso de recursos hídricos	Compensar financeiramente o uso da água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica
Royalties de Itaipu		Pagar a energia gerada de acordo com o Tratado Brasil/Paraguai



#### 4.4 Tributos

Tributos são pagamentos compulsórios devidos ao poder público, a partir de determinação legal, e que asseguram os recursos que permitem ao Governo desenvolver suas atividades. No Brasil, os tributos estão embutidos nos preços dos bens e serviços (e.g.: energia elétrica, telefone, água etc.) pelas empresas que os arrecadam.

Na fatura de energia elétrica estão presentes tributos federais, estaduais e municipais [94–97]. As distribuidoras apenas recolhem e repassam esses tributos às autoridades competentes pela sua taxaço.

A Aneel publica, por meio de resolução específica, o valor da tarifa de energia, sem os tributos. Com base nesses valores, as distribuidoras de energia incluem os tributos (PIS, Cofins, ICMS e CIP) e emitem a fatura de energia elétrica que é cobrada dos consumidores. Atualmente o setor elétrico convive com o recolhimento de quatro tributos, caracterizados na tabela 4.2.

Tabela 4.2: Tributos que incidem na tarifa de energia elétrica. Fonte: Aneel

<b>Sigla</b>	<b>Tributo</b>	<b>Finalidade</b>
<b>CIP</b>	Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública	Prevista no artigo 14 9-A da Constituição Federal de 1988 que estabelece, entre as competências dos municípios, dispor, conforme lei específica aprovada pela Câmara Municipal, a forma de cobrança e a base de cálculo da CIP. Assim, é atribuída ao Poder Público Municipal toda e qualquer responsabilidade pelos serviços de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção das instalações de iluminação pública. Neste caso, a concessionária apenas arrecada a taxa de iluminação pública para o município.
<b>Cofins</b>	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social	Cobrados pela União para manter programas voltados ao trabalhador.
<b>ICMS</b>	Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços	Previsto no artigo 155 da Constituição Federal de 1988, este imposto incide sobre as operações relativas à circulação de mercadorias e serviços e é de competência dos governos estaduais e do Distrito Federal. O ICMS é regulamentado pelo código tributário de cada estado, ou seja, estabelecido em lei pelas casas legislativas. Por isso são variáveis. A distribuidora tem a obrigação de realizar a cobrança do ICMS direto na fatura e repassá-lo integralmente ao Governo Estadual.
<b>PIS</b>	Programa de Integração Social	Cobrados pela União para atender a programas sociais do Governo Federal.

A constituição brasileira delega aos estados brasileiros o poder de legislar, de forma independente, o valor da alíquota do Imposto sobre Circulação de

Mercadoria e Serviços (ICMS) que deve ser aplicado sobre a tarifa de energia elétrica. Há debates ocorrendo entre os estados e o Ministério da Fazenda, que atua por meio do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), com o propósito de alinhar as diferentes alíquotas praticadas nos estados para uma alíquota única em todo o Brasil. No estado do Rio de Janeiro, há uma forte oneração da tarifa, pois o ICMS praticado no estado representa o maior imposto (30%) praticado no País (juntamente com os estados do Maranhão e do Mato Grosso do Norte). A figura 4.7 ilustra o componente ICMS na composição da tarifa comercial de energia elétrica. A alíquota máxima para o ICMS no Rio de Janeiro cresceu de 18% (dezembro, 1997) para 25% (janeiro, 1998) e para 30% (janeiro, 2003).

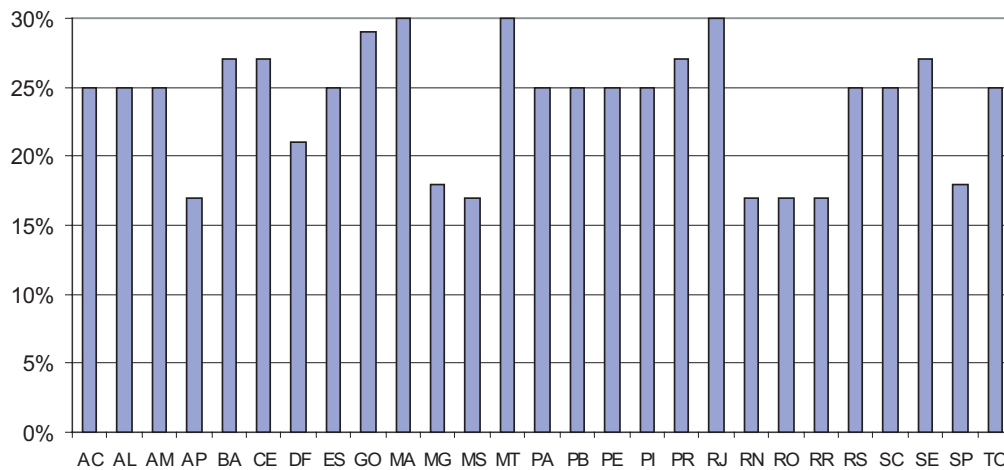


Figura 4.7: Participação do ICMS na tarifa comercial de energia elétrica para os estados brasileiros. Fonte: Abradee, julho de 2007.

## 4.5

### Composição da tarifa

As concessionárias de energia elétrica assinaram com a União (Poder Concedente), desde 1995, um “contrato de concessão”, que é um documento público (disponível na Internet na página da Agência: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)). Nesse contrato estão fixadas as regras para a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

Nos termos do regime tarifário aplicado no Brasil, a receita requerida da empresa — “receita do serviço de distribuição” — é dividida em dois grandes conjuntos de repasse de custos:

- **Parcela A** - envolve os chamados “custos não gerenciáveis” pela concessionária, explicitamente indicados no contrato. São custos cujo montante

e variação escapam à vontade ou influência da concessionária, tais como: a energia elétrica adquirida para atendimento aos clientes; custos das tarifas de transmissão; encargos setoriais; e

- **Parcela B** - compreende o valor remanescente da receita, envolvendo os ditos “custos gerenciáveis”, que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária. Fazem parte dessa parcela as despesas de operação e manutenção, a cota de depreciação e a remuneração pelos investimentos realizados.

A figura 4.8 ilustra a divisão da “receita do serviço de distribuição” nas parcelas A e B.

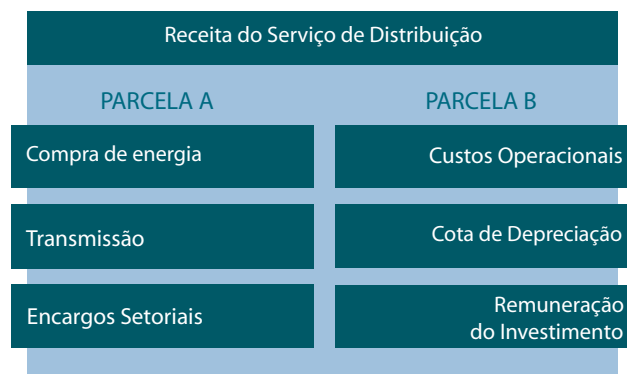


Figura 4.8: Receita do serviço de distribuição Fonte: Aneel

$$TarifadeEnergia = ParcelaA + ParcelaB$$

A base para os cálculos das Parcelas A e B está fundamentada na Lei nº 9.427/1996 [68] e pelo Contrato de Concessão.

A tabela 4.3 apresenta os componentes tarifários referentes ao (i) uso do sistema de distribuição e transmissão e (ii) consumo de energia elétrica, incorporados nas parcelas A e B.

A tabela 4.4 ilustra a forma segundo a qual está estruturada a cobrança incluindo os componentes referentes (i) ao uso do sistema de distribuição e transmissão (cobranças em R\$/kW e R\$/MWh) e (ii) o consumo de energia elétrica (cobrança em R\$/MWh).

Tabela 4.3: Componentes das tarifas inseridos nas parcelas A e B.

Parcelas	Componentes das tarifas de uso do sistema de distribuição e transmissão	Componentes das tarifas para consumo de energia
A	TUST	TFSEE
	CUST	Compensação financeira
	TFSEE	Energia de Itaipu
	RGE	Rede básica para geração
	ONS	Geração própria
	CUSD	Energia
	Perdas comerciais	P&D e eficiência energética
	CCC	PIS/COFINS
	Transporte de Itaipu	
	Proinfra	
	ESS	
CDE		
Subtotal parcela A	13 componentes	6 componentes
B	PIS/Cofins	
	Custos operacionais + remuneração dos ativos da distribuidora	
	P&D e eficiência energética	
Subtotal parcela B	3 componentes	2 componentes
Total parcela A e B	16 componentes	8 componentes

Tabela 4.4: Componentes das tarifas e as formas para suas cobranças.

Forma de faturamento	Componentes das tarifas de uso do sistema de distribuição e transmissão	Componentes das tarifas para consumo de energia
R\$/kW	TUST	
	PIS/COFINS	
	TFSEE	
	P&D e eficiência energética	
	Custos operacionais + remuneração dos ativos da distribuidora	
	Perdas técnicas	
	Conexão	
	RGR	
	ONS	
	CUSD	
Subtotal	10 componentes	0 componentes
R\$/MWh	Perdas comerciais	Compensação financeira
	CCC	Rede básica geração
	Itaipu	Itaipu
	PIS/COFINS	PIS/COFINS
	TFSEE	TFSEE
	P&D e eficiência energética	P&D e eficiência energética
	Proinfra	Geração própria
	ESS	Energia
CDE		
Subtotal	9 componentes	8 componentes
Total componentes	19 componentes	8 componentes

### 4.5.1

#### O Reajuste tarifário

O reajuste tarifário restabelece o potencial da receita<sup>5</sup> da concessionária, segundo fórmula prevista no contrato de concessão. Acontece, anualmente, na data de aniversário do contrato, exceto no ano em que se processa a revisão tarifária. Para a aplicação dessa fórmula são calculados todos os custos não-gerenciáveis da distribuidora (parcela A), ou seja, verificados os novos valores dos encargos setoriais, da compra de energia e da transmissão. Para a parcela A o contrato de concessão assegura o repasse integral (“pass through”), para as variações anuais de custos observadas. Os outros custos, constantes da parcela B, são corrigidos pelo IGP-M, fixado pela Fundação Getúlio Vargas. A correção da parcela B ainda depende de um outro componente, o fator X, índice fixado pela Aneel na época da revisão tarifária. Sua função é repartir com o consumidor os ganhos de produtividade da concessionária, decorrentes do crescimento do número de unidades consumidoras e do aumento do consumo do mercado existente, o que contribui para a modicidade tarifária [98].

Nesse tipo de contrato, a remuneração do capital investido na prestação do serviço não é pré-determinada (como no regime de custo do serviço), mas surge como parcela residual de receita, resultante da redução dos custos de operação com tarifas constantes em termos reais.

Tem-se então a seguinte equação para o reajuste tarifário:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IGP-M \pm X)}{RAO} \quad (4-1)$$

expressão na qual:

*IRT* — índice de reajuste tarifário;

*VPA<sub>1</sub>* — valor da parcela A (custos operacionais não gerenciáveis);

*VPB<sub>0</sub>* — valor da parcela B (custos operacionais gerenciáveis);

*IGP – M* — índice que reajusta os preços no mercado;

*RA0* — receita do período de referência;

*X* — componente para o fator de distribuição de produtividade.

Observa-se, assim, que as parcelas componentes da receita são conhecidas como *VPA*, que contemplam os custos operacionais não gerenciáveis enquanto

<sup>5</sup>Receita: recebimento (anual) da distribuidora de energia elétrica de todas as vendas de energia e os respectivos usos dos sistemas de transmissão e distribuição por parte de todos os seus consumidores.

VPB, denotam os custos operacionais gerenciáveis pela concessionária. Os custos incidentes sobre a primeira parcela VPA são repassados integralmente às tarifas e os sobre a parcela (VPB), subtraído ou somado de um fator de produtividade (Fator X<sup>6</sup>), são corrigidos pelo IGP-M.

#### 4.5.2

##### Revisão tarifária periódica

O regime de regulação por incentivos busca alinhar os preços de um monopólio regulado com os custos eficientes e uma remuneração adequada sobre investimentos incorridos prudentemente<sup>7</sup>. A premissa que diferencia o regime de regulação por incentivos refere-se ao fato de as tarifas serem revisadas com uma periodicidade superior àquela que tem sido a norma na regulação com base no custo do serviço. O intervalo prolongado na regulação proporciona à concessionária oportunidade para aumentar seus benefícios mediante a redução dos custos e ganhos de eficiência, os quais são repassados aos consumidores em intervalos previamente determinados, no momento da revisão tarifária. No curso do processo de revisão, as novas tarifas são então definidas com base em custos eficientes,<sup>8</sup> revertendo, apenas nesse momento, para a regulação pelo custo do serviço.

Na revisão tarifária periódica é efetuada uma análise completa dos custos eficientes e remuneração dos investimentos prudentes, em intervalo médio de quatro anos (segundo dados da Aneel). Esse mecanismo se diferencia do reajuste anual por ser mais amplo e levar em conta todos os custos que lhe são associados. Dentre estes enquadram-se também os investimentos e receitas, assim fixando um novo patamar de tarifa, adequado à estrutura da empresa e do mercado. Para se obter um resultado que não dependa apenas das informações fornecidas pela própria distribuidora, o que poderia contaminar o processo de revisão tarifária, a Aneel utiliza a metodologia da “empresa de referência”. Trata-se de um modelo teórico que reflete os custos operacionais eficientes de uma concessionária ideal e os investimentos prudentes realizados pela distribuidora para a prestação dos serviços. Assegura-se, assim, o direito à remuneração das tarifas cobradas dos consumidores. Esse investimento é chamado de “base de remuneração”.

<sup>6</sup>A regra para a correção dos preços no Brasil diz que no período que antecede a primeira revisão periódica, o Fator X tem valor igual a zero.

<sup>7</sup>Os investimentos prudentes são todos os investimentos realizados pela concessionária de energia elétrica que são necessários para assegurar a boa prestação de serviços aos consumidores. Esses investimentos têm direito à remuneração das tarifas cobradas dos consumidores, por meio da base de remuneração e são analisados pela Aneel.

<sup>8</sup>São custos indicados pela Aneel como referência para a prestação de um bom serviço com condições similares àquela da distribuidora analisada. Esses custos fazem parte da metodologia utilizada pela Aneel chamada de: “empresa de referência”.

Os custos de depreciação referem-se à quantia necessária para formação de recursos financeiros destinados à recomposição dos investimentos realizados com prudência para a prestação do serviço de energia elétrica ao final de sua vida útil. A remuneração do capital refere-se à recompensa paga ao investidor pelo capital empregado na prestação do serviço. São os valores dos ativos da concessionária multiplicados pelo índice que reflete a taxa de retorno (WACC<sup>9</sup>), determinada pela Aneel. Esse mecanismo é prospectivo, ou seja, os custos históricos da concessionária não são considerados como referência para os seus custos futuros. Os custos de referência futuros são criados pela Aneel para incentivar as empresas distribuidoras a buscar maior eficiência. Neste sentido, uma proposição de política de incentivos a implantação de projetos de termoacumulação pode constituir-se em estratégica oportunidade de mudanças significativas na busca de eficiência.

Na realização da revisão tarifária chega-se a um novo valor para a Parcela B, que deve, ainda, ser somada ao valor calculado para a Parcela A.

$$IRepT = \frac{RR}{RV} \quad (4-2)$$

RV = Mercado verificado x Tarifas

RR = custos da Parcela A + custos da Parcela B

$$IRT = \frac{VPA + VPB}{RV} \quad (4-3)$$

Nessas expressões,

IRepT — Índice de Reposicionamento Tarifário

RR — receita requerida anual (R\$)

RV — receita verificada anual (R\$)

VPA — valor da Parcela A

VPB — valor da Parcela B

O marco do padrão regulatório brasileiro indica a segregação do processo de revisão tarifária em:

- **reposicionamento** - processo de mensuração da receita de equilíbrio econômico-financeiro da concessão;
- **fator-x** - processo de quantificação dos prováveis ganhos futuros de produtividade da concessionária, continuamente repassados (ou particionados) aos consumidores.

<sup>9</sup>WACC: da sigla em inglês (*weighted average cost of capital*). No segundo ciclo de revisão tarifária, a Aneel está utilizando o índice de 9,95% do custo médio ponderado de capital (WACC).

- **reestruturação tarifária** - processo de retificação dos níveis tarifários por tensão elétrica, realizado de forma a refletir os custos marginais da concessionária e a contemplar os custos médios do serviço.

As regras que compõem o regime de regulação por incentivos estimulam a concessionária a reduzir os custos de operação cobertos pela Parcela B da receita ao longo do período anterior à revisão tarifária. Isto se dá uma vez que os menores custos para um mesmo nível real de tarifas implicam em maiores benefícios para a concessionária, sob a forma de maior remuneração do capital. A Resolução Normativa N°. 55 [99] de 05 de abril de 2004, estabelece a metodologia de cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica da concessionária de energia elétrica. No reajuste tarifário anual a Parcela B da receita da concessionária é multiplicada pelo fator: (IGP-M - X).

A Aneel, nesta mesma resolução, estabelece, no artigo 2, que o Fator X deve ser definido em função dos seguintes componentes:

- **X<sub>e</sub>** - reflete os ganhos de produtividade esperados, derivados da mudança na escala do negócio e por incremento do consumo de energia elétrica na área servida. O maior consumo dos consumidores existentes, e a incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias influencia esse componente;
- **X<sub>c</sub>** - reflete a avaliação dos consumidores sobre a sua concessionária. Fator que deve ser obtido mediante a utilização do resultado da pesquisa Índice Aneel de Satisfação do Consumidor (IASC); e
- **X<sub>a</sub>** - reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA) para o componente mão-de-obra da Parcela B da concessionária.

$$X = X_e + X_c + X_a \quad (4-4)$$

sendo que:

X<sub>e</sub> — eficiência operacional

X<sub>c</sub> — eficiência na satisfação do consumidor

X<sub>a</sub> — eficiência econômica

X — valor a ser somado/subtraído do índice geral de preços IGP-M

É interessante perceber que no regime de regulação por incentivos existem estímulos à redução de custos pela concessionária. No entanto, o componente X<sub>e</sub> apresenta uma perigosa oportunidade para que a concessionária não tenha a preocupação em mudar a sua produtividade. Preocupação essa que diz respeito ao incremento do consumo de energia elétrica pela incorporação de novos consumidores, com a mesma estrutura existente. Não havendo esse incremento, haverá necessidade de investimento. Esse investimento será considerado como



“prudente” e dessa forma será remunerado pelas tarifas que terão seus valores majorados.

A tabela 4.5 apresenta a agenda da segunda revisão tarifária de todas as concessionárias de energia elétrica do Brasil.

Tabela 4.5: Segundo ciclo de revisão tarifária das concessionárias de energia elétrica. Fonte: Aneel - 2007

ANO	TOTAL DE CONCESSIONÁRIAS COM REVISÃO TARIFÁRIA
2007	7
2008	36
2009	17
2010	1

### 4.5.3

#### Revisão tarifária extraordinária

A revisão tarifária extraordinária destina-se a atender casos muito especiais de desequilíbrio justificado. Pode ocorrer a qualquer tempo, quando algum evento imprevisível afetar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, o que ocorre quando da criação de um novo encargo setorial. Até o momento, poucos são os casos que foram capazes de justificar a sua aplicação.

### 4.5.4

#### Subsídios cruzados

Até 2003, o subsídio cruzado fazia parte da composição das tarifas, ou seja, os consumidores enquadrados nas “classes de baixa tensão” (e.g.: residenciais) arcavam com parte dos custos dos consumidores atendidos em alta tensão (e.g.: industriais). Com a edição do Decreto nº 4.667/2003 foram determinadas as diretrizes para abertura e realinhamento das tarifas, de forma que, a cada ano, a partir de 2003, o subsídio fosse reduzido. Sua extinção aconteceu em 2007. Por essa razão, no período de 2003 a 2007, os índices de atualizações tarifárias da classe de baixa tensão foram menores do que aqueles aplicáveis à categoria de alta tensão.

### 4.5.5

#### A influência da ampliação do sistema elétrico na tarifa

A qualidade da energia fornecida em uma unidade de consumo (residência, comércio ou indústria) depende de características técnicas do sistema elétrico implantado (investimento da empresa distribuidora de energia). Sistema esse que necessita de investimentos adicionais para ampliação e manutenção e que é utilizado para distribuir a energia.

A demanda por energia elétrica cresce com o surgimento de novos consumidores e com o aumento da quantidade de energia consumida por seus clientes. Para atender a demanda com o nível de qualidade ideal para a adequada prestação do serviço de investimentos a serem remunerados, e determinado pela Aneel, a empresa distribuidora de energia precisa ampliar e fazer a manutenção do sistema elétrico existente. A ampliação pode ser realizada pela construção de novas subestações, linhas de transmissão e distribuição ou pela adoção de equipamentos com novas tecnologias. A manutenção visa conservar o sistema em boas condições para assim assegurar o adequado fornecimento de energia.

Os custos para ampliar o sistema elétrico e para a sua manutenção são considerados no momento de fixação das tarifas praticadas pelas empresas distribuidoras, durante o processo de revisão tarifária. Os investimentos em ampliação compõem a base de investimentos realizados pela empresa a ser remunerada, base essa que deve contemplar investimentos para a manutenção e custos operacionais do sistema.

A Aneel não acata necessariamente todos os custos apresentados pelas concessionárias. Os custos pleiteados devem, tão somente, refletir os custos de manutenções e ampliações. Ou seja, aqueles utilizados na distribuição de energia elétrica, que devem ter sido realizados de forma a respeitar os critérios de qualidade estabelecidos pela Agência. Assim, no processo de revisão tarifária, os custos apresentados pela empresa são avaliados pela Aneel para garantir que o repasse à tarifa limite-se àquele realizado tendo como finalidade a adequada prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

### 4.6

#### Estrutura tarifária

Duas são as tarifas de energia elétricas existentes:

- **grupo B (baixa tensão)** - as tarifas aplicadas são monômias; ou seja, a cobrança é efetuada em função do consumo (kWh); e
- **grupo A (alta tensão)** - as tarifas aplicadas são binômias; isto é, a cobrança é efetuada em função do consumo (kWh) e da demanda (kW).

Todas as tarifas têm os seus custos desagrupados da seguinte forma:

- custos associados ao transporte de energia (“tarifa fio”), que incorpora a soma das tarifas de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e de transmissão (TUST) ; e
- custo de aquisição de energia (tarifa de energia TE).

#### 4.6.1

##### **Grupo B (baixa tensão)**

A tarifa aplicada ao grupo B reflete apenas o consumo (kWh) na definição do seu preço.

#### 4.6.2

##### **Grupo A (alta tensão)**

As tarifas existentes do Grupo A são três: convencional, horo-sazonal Azul, e horo-sazonal Verde.

A tarifa convencional tem os seguintes componentes básicos na definição do seu preço:

- demanda de potência (kW); e
- consumo de energia (kWh).

A tarifa convencional é aplicada às unidades consumidoras do Grupo A, atendidas em tensão igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV. Ou ainda quando atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição. A demanda deve ser menor do que 300 kW.

A aplicação da tarifa convencional para o consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência independe das horas de utilização do dia e dos períodos do ano.

O ano de 1985 caracterizou o início da vigência das tarifas horo-sazonais no Brasil aplicadas às unidades consumidoras conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

A metodologia empregada em 1985 foi aplicada no Brasil pelo, então, Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), Eletrobrás e “Electricité de France” (EDF).

Desde a implantação das tarifas horo-sazonais na década de 80, ocorreram mudanças no setor elétrico nacional. Como exemplo: a mudança do comportamento e das características das cargas e mercados atendidos pelas concessionárias de energia elétrica. A implantação de uma política de preços horo-sazonais suscitou modulações de carga e, conseqüentemente, alterações nos perfis de carregamentos dos sistemas elétricos.

A tarifa horo-sazonal Azul tem os seguintes componentes básicos na definição do seu preço:

- demanda de potência na ponta (kW);
- demanda de potência fora da ponta (kW);
- consumo de energia na ponta período úmido<sup>10</sup> (kWh);
- consumo de energia na ponta período seco<sup>11</sup> (kWh);
- consumo de energia fora da ponta período úmido (kWh); e
- consumo de energia fora da ponta período seco (kWh);

A tarifa Azul é aplicada às unidades consumidoras do Grupo A, atendidas em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

A tarifa horo-sazonal verde tem os seguintes componentes básicos na definição do seu preço:

- demanda de potência (kW);
- consumo de energia na ponta período úmido (kWh);
- consumo de energia na ponta período seco (kWh);
- consumo de energia fora da ponta período úmido (kWh); e
- consumo de energia fora da ponta período seco (kWh);

A tarifa verde é aplicada às unidades consumidoras do Grupo A, atendidas em tensão igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV, ou ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

A tabela 4.6 apresenta as condições dos preços aplicados às tarifas azul, verde e convencional. Todas as regras para aplicações das tarifas de energia elétrica podem ser consultadas na Resolução nº 456 / 2000 da Aneel.

A figura 4.9 caracteriza os períodos úmido e seco e as variações dos períodos de ponta e fora de ponta para a composição das tarifas.

---

<sup>10</sup>Período úmido: de dezembro a abril (cinco meses). Período de maior disponibilidade média de água nos mananciais.

<sup>11</sup>Período seco: de maio a novembro (sete meses). Período de menor disponibilidade média de água nos mananciais.

Tabela 4.6: Preços para tarifas Azul, Verde e Convencional. Fonte de inspiração: CPFL

Preços diferenciados por tarifas de energia elétrica			
	AZUL	VERDE	CONVENCIONAL
Demanda R\$/kW	Período Ponta	Período Único	Período Único
	Período Fora Ponta		
Consumo R\$/kWh	Período Ponta Seco	Período ponta Seco	Período Único
	Período Fora Ponta Seco	Período fora ponta Seco	
	Período Ponta úmido	Período ponta Úmido	
	Período Fora Ponta úmido	Período fora ponta Úmido	

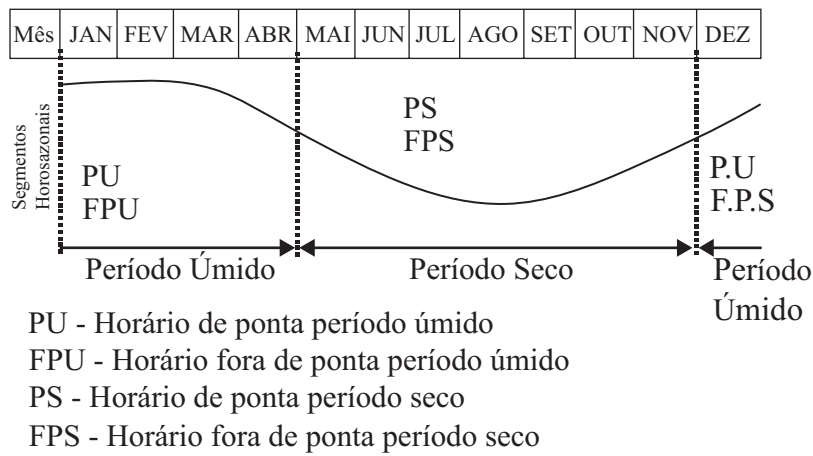


Figura 4.9: Segmentos horo-sazonais.

### 4.6.3 Identificação de consumidores

Na aplicação das tarifas de energia elétrica, os consumidores são identificados por classes e subclasses de consumo, assim definidas: residencial; industrial; comercial e serviços; rural; poder público; iluminação pública; serviço público e consumo próprio.

Para cada subgrupo os valores das tarifas são diferentes.

#### Alta Tensão

A1 - tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV

A2 - tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV

A3 - tensão de fornecimento de 69 kV

A3a - tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV

A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV

AS - tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, atendida a partir de

sistema subterrâneo de distribuição e faturada no Grupo A excepcionalmente.

### **Baixa Tensão**

B1 residencial e residencial baixa renda

B2 rural, cooperativa de eletrificação rural e serviço público de irrigação

B3 - demais classes

B4 - iluminação pública

## **4.7**

### **Custos marginais de capacidade**

Uma vez determinada a receita requerida para o equilíbrio econômico-financeiro para a concessão de distribuição de energia elétrica, devem ser definidas as tarifas em cada nível de tensão (demanda e energia). Essa receita deverá ser suficiente para expandir, operar e manter as redes de distribuição da concessionária. Essas tarifas de uso, além de determinadas por faixa de tensão, deverão possuir valores aplicáveis às demandas de potência ativa, para os postos tarifários ponta e fora da ponta, e ao consumo mensal de energia elétrica.

A tarifa de uso dos sistemas de distribuição, no que se refere aos componentes Fio B, Encargos do Serviço de Distribuição e Perdas Técnicas, será determinada por faixa de tensão. Ou seja, com valores aplicáveis às demandas máximas de potência ativa, para os postos tarifários ponta e fora da ponta, calculados em R\$/kW.

O critério utilizado para a definição destas componentes, fundamenta-se na estrutura estabelecida pelos custos marginais de expansão e pela respectiva responsabilidade deste tipo de consumidor quanto à expansão da rede. A conjugação destes fatores resulta na definição dos custos marginais de capacidade que necessitam das seguintes informações para sua obtenção:

- custos marginais de expansão;
- diagrama unifilar simplificado;
- tipologias de cargas e instalações de transmissão.

### 4.7.1

#### Custos marginais de expansão

O custo marginal de expansão (CME) constitui, de forma ideal, um parâmetro que procura definir a alocação ótima de recurso do ponto de vista da sociedade. Sendo um indicador que confere ao consumidor o custo incorrido para supri-lo de maneira justa e eficiente (Aneel nº 286/1999 [100]).

Os Custos Marginais de Expansão podem ser obtidos utilizando-se:

- o Custo Incremental Médio de Longo Prazo (CIMLP), realizado a partir de um estudo de planejamento da expansão;
- a Lei da Quantidade de Obras (LQO), elaborada a partir de dados históricos de agregados de obras e consumo.

A diferença básica entre as duas abordagens é que a primeira procura estimar os custos marginais de expansão através de um plano de investimentos previsto, que depende de estimativas de despesas e de demandas. Deste modo, estima os custos marginais associados à previsão de investimentos de expansão do sistema. A segunda, busca determinar estes custos através de dados históricos de investimentos, tais como extensão (km) de redes construídas, quantidade de transformadores instalados, entre outras. Portanto, parte-se do princípio que estes custos são determináveis a partir do perfil de investimentos já realizados.

As duas abordagens deveriam ser capazes de produzirem resultados semelhantes, entretanto, essa não é a regra geral. No caso brasileiro, cuja reestruturação do setor elétrico mudou a política de investimentos das distribuidoras induzindo diferenças entre as políticas do passado e a vigente, nem sempre tais custos se assemelham.

Nos cálculos dos CIMLPs, uma vez selecionado um plano de investimentos em um horizonte de planejamento, são estimados os valores anuais de despesas relacionadas com estes investimentos. Esta estimativa é obtida determinando-se o valor anual do investimento previsto em um ano (durante a vida útil do equipamento) a uma taxa de remuneração que contemple além das despesas de financiamento, as taxas de depreciação dos ativos e uma taxa anual de despesas operacionais. Dessa forma, tem-se uma aproximação das despesas totais anuais (DTt) a partir dos investimentos propostos.

De posse das despesas totais anuais e da evolução do crescimento de carga (neste caso considera-se o fluxo passante nas redes que operam determinado nível de tensão), podem-se relacionar despesas ao incremento de demanda máxima de energia elétrica (Dmt). O custo incremental pode ser obtido ano a ano, através da relação das despesas sobre o incremento de demanda, contudo

é de interesse sob o ponto de vista tarifário, que se tenha uma constância destes custos incrementais. Calcula-se, assim, o CIMLP a partir de uma média dos custos incrementais, no horizonte de planejamento considerado, conforme a fórmula (4.5).

$$CIMLP = \frac{\sum_t DT_t / (1+i)^t}{\sum_t Dm_t / (1+i)^t} \quad (4-5)$$

Nesta expressão, a taxa “i” utilizada no cálculo do CIMLP é a taxa de remuneração do capital praticada em cada empresa.

Medeiros [101] afirma que dado que a estrutura tarifária se aplica a esse método, esta é estratificada por nível de tensão, enquanto o cálculo dos custos marginais de capacidade a partir dos CIMLPs está sujeito, em alguns casos, a resultados indesejáveis. Nos casos em que o CIMLP de um determinado nível de tensão é zero ou negativo, os custos marginais de capacidade resultantes neste nível serão baixos. Ao transportar este efeito para as tarifas, haverá um estímulo por parte dos consumidores em migrar suas instalações para este nível de tensão.

Porém, na realidade, a razão pela qual este custo é zero ou negativo deve-se ao fato de a empresa não estar mais investindo neste nível de tensão. Por exemplo, uma empresa prefere descontinuar a expansão do 34,5 kV, ocasionando um CIMLP para o 34,5 kV de valor nulo. Ocorrendo estas situações, tratamentos estatísticos devem ser utilizados visando dar mais coerência aos sinais econômicos obtidos, conforme descrito por Medeiros [101].

#### 4.7.2

##### **Procedimento adotado pela Aneel**

A Aneel vem utilizando a metodologia de Custo Incremental Médio de Longo Prazo (CIMLP). Todavia, ainda que esse método seja conceitualmente correto e aplicável às particularidades de cada empresa de distribuição, o Órgão Regulador estipulou valores típicos a serem aplicados a todas as empresas.

Esses custos padrão por nível de tensão foram obtidos por meio de um tratamento estatístico dos custos incrementais médios de longo prazo calculados com base nos planejamentos de expansão e no crescimento da carga informados pelas empresas. O estabelecimento de custos padronizados para todas as empresas foi estipulado com o objetivo de impedir que a tarifa incorpore distorções decorrentes de especificidade das empresas e/ou inconsistências nos dados informados pelas mesmas. Isto ocorre devido à assimetria de informação entre o agente regulador e as empresas.



O enfoque não invasivo da regulação econômica de serviços que apresentam características de monopólio natural permite minimizar os efeitos negativos de um dos fenômenos mais importantes do processo regulatório, presente na interação entre o Regulador e as empresas prestadoras: a assimetria de informação. Trata-se de um fenômeno amplamente discutido e analisado pelos peritos no tema regulatório e, o que é mais importante, sobre o qual existem vários exemplos concretos a respeito dos prejuízos que podem decorrer para os clientes cativos do serviço monopolista Aneel (Nota Técnica nº 188/2003 [102]).

Conceitualmente, a assimetria de informação se refere ao fato de que o operador do serviço regulado é quem gerencia todas as informações (técnicas, operativas, financeiras, contábeis, etc.) vinculadas com a gestão do serviço. O Regulador, por sua vez, tem um acesso parcial e limitado às informações que lhe são normalmente fornecidas pela própria empresa prestadora de serviços. No entanto, caso entenda que há dúvidas nas informações recebidas da concessionária de energia Elétrica, a Aneel pode adotar uma atitude preventiva ou de suspeita, que pode se refletir em auditorias da gestão empresarial. A Aneel tem a seu favor as penalidades para aplicação, como multas, que estão previstas nos contratos com as concessionárias de energia elétrica.

A tabela 4.7 apresenta os valores de custos marginais padrão por nível de tensão, utilizados pela ANEEL no cálculo das TUSD durante o primeiro ciclo tarifário ocorrido entre 2003 a 2006 Aneel (Nota Técnica nº 102/2004 [99]).

Tabela 4.7: Custos Incrementais Padrão. Fonte: Nota técnica Nº 102/2004 - Aneel

Nível de Tensão (kV)	CIMLP (R\$/kW)
> 138	20,39
138	29,13
69	35,56
34,5	36,63
13,8	41,15
Menor 2,3	57,10

A opção pela não adoção da Lei de Quantidade de Obras (LQO) para a determinação dos custos marginais de expansão tem como justificativa o fato de que muitas vezes os custos históricos não representam necessariamente os custos dos investimentos futuros. Desta maneira, haveria sempre a possibilidade em se incorrer num risco moral de repasse de custos históricos “errados”, o que poderia levar a sinais incorretos de expansão para o sistema.

#### 4.7.2.1

##### Metodologia utilizada na revisão tarifária periódica

Ao se propor uma tarifa pelo custo marginal, procura-se simular um mercado em concorrência perfeita. Nesse caso a aplicação da metodologia de tarifa pelo custo marginal incentiva a eficiência produtiva e a alocação de custos entre os diversos segmentos e tipos de usuários das redes. Entretanto, a aplicação dos valores de custos marginais calculados não permite a recuperação do valor total da receita requerida da distribuidora, calculada na Revisão Tarifária Periódica. Para que não haja perdas por parte da concessionária é utilizado um fator de ajuste para que a receita requerida da distribuidora possa ser recuperada.

A correta definição de uma tarifa de uso tem importância fundamental para as distribuidoras, pois por meio dela são faturados os encargos de uso dos sistemas de distribuição dos consumidores livres e cativos, das unidades geradoras e de outras distribuidoras conectadas ao seu sistema de distribuição.

Assim, para os usuários do segmento consumo (consumidores livres e cativos, e outras distribuidoras), a TUSD é calculada por subgrupo tarifário e ainda possui uma sinalização diferente para os postos tarifários *ponta* e *fora de ponta*.

De acordo com a Resolução Normativa Aneel nº 166/2005 [103], parte da receita requerida de distribuição é composta pelos componentes das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD).

Os componentes da chamada Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), com rateio pelo custo marginal, são determinadas para os diferentes níveis de tensão. Para tal, considera-se como critério a estrutura de custos marginais de capacidade, em R\$/kW, definida a partir da responsabilidade de cada consumidor nos custos de expansão do sistema. Os dados necessários para a construção da estrutura de custos marginais de capacidade são:

- Custo Incremental Médio de Longo Prazo (CIMLP), por faixa de tensão [R\$/kW];
- comportamento da carga, obtida pelas tipologias de curvas de carga de consumidores e redes ajustadas ao mercado (MWh) da concessionária;
- distribuição do fluxo de potência ao longo do sistema de distribuição, obtida pelo diagrama unifilar simplificado de fluxo de carga (MW) da concessionária na condição de carga máxima.

Para o cálculo dos Custos Marginais de Capacidade e da Tarifa de Referência, a Aneel utiliza o aplicativo Tardist<sup>12</sup> Corporativo, versão 2.2. Esse

<sup>12</sup>Tardist: software desenvolvido pelo Cepel e utilizado pela Aneel para o cálculo da componente de potência das tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

software foi desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica Cepel [104]. Não faz parte desta pesquisa detalhar a metodologia utilizada nesse software.

### 4.7.3

#### Diagrama unifilar simplificado

A proporção de fluxo de carga é calculada com base no diagrama unifilar simplificado do fluxo de potência no sistema elétrico, no momento de carga máxima do sistema. Sua consideração é de grande impacto no custo marginal de capacidade, pois a solicitação de 1 kW em um subgrupo tarifário  $k$  não significa a passagem de 1 kW em todos os subgrupos a montante do subgrupo  $k$ . A figura 4.10 apresenta um diagrama unifilar típico como exemplo.

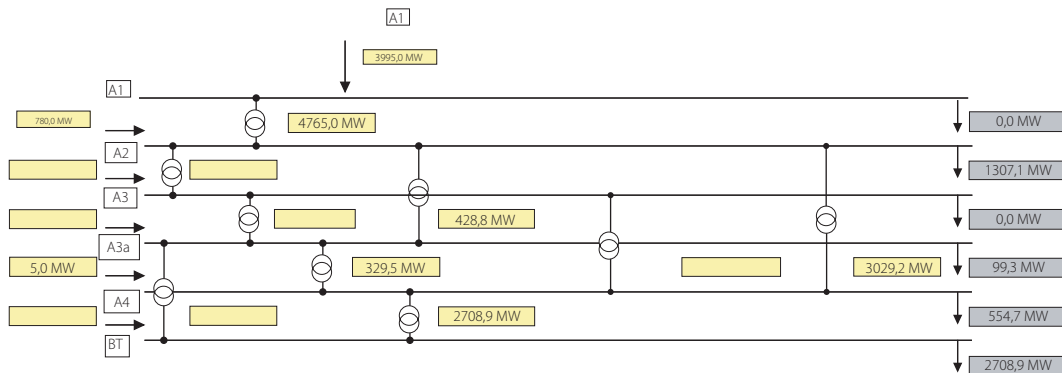


Figura 4.10: Diagrama unifilar típico da Light. Fonte: (Aneel, Nota Técnica nº 102/2004).

A análise do diagrama acima deve ser feita a partir dos níveis de tensão superiores em direção aos níveis inferiores. A Figura 4.10 indica que no nível A1 (230 kV) são injetados 3.985 MW, sendo esta potência totalmente transformada para o nível de tensão A2 (138 kV). Não há consumo no nível A1. No nível A2, há um total de geração de 780 MW que, somado à energia proveniente de A1, totaliza um montante de 4.765 MW de potência injetada neste nível. Deste total, 1.307,1 MW são para atender os consumidores conectados a este nível. O restante da energia irá fluir para os níveis de tensão A3a (34,5 kV) e A4 (13,8 kV), com os montantes de 428,8 MW e 3029,3 MW respectivamente.

Fazendo um balanço de energia, pode ser observado que o total da potência injetada (geração + vinda de níveis superiores) é igual à potência entregue (demanda do nível + entregue a níveis inferiores), de valor igual a 4.765 MW.

A mesma análise é feita para os demais itens até se alcançar o nível de Baixa Tensão. Vale destacar que as perdas técnicas e comerciais não estão representadas neste diagrama unifilar.

#### 4.7.4

##### Tipologia de cargas

Constata-se a inviabilidade prática da construção de tarifas a partir da análise do comportamento individual da curva de carga dos consumidores e das instalações de transformação de tensão. Torna-se assim, necessária a definição de um número conveniente de curvas de carga típicas. Estas curvas de carga devem representar a totalidade dos consumidores e das instalações de transformação de tensão da concessionária.

Para obtenção das tipologias das cargas e das transformações, faz-se necessário, num primeiro momento, identificar as curvas características. Para isso é realizado o levantamento das curvas de carga e transformação a partir de uma amostra representativa da área de concessão. Assegura-se, assim, que estas curvas representem o comportamento típico dos consumidores e das transformações da amostra.

Numa segunda etapa, torna-se necessário realizar a agregação das curvas características. Como as curvas características representam o universo de consumidores ou transformação identificam-se os clientes-tipos e as redes-tipos. Para tal, são utilizadas técnicas de agrupamento estatístico a exemplo da metodologia *Cluster Analysis*. Tais técnicas visam desmembrar um conjunto de curvas características em subconjuntos de tal forma que as curvas de um mesmo subconjunto apresentem alta similaridade e curvas de subconjuntos diferentes apresentem pouca semelhança. Após o desmembramento, cada subconjunto será representado por uma curva típica ou tipologia.

Por último, as tipologias das cargas são ajustadas ao mercado anual do subgrupo tarifário, classe ou faixa de consumo que eles representam. Do mesmo modo, as tipologias das redes são ajustadas ao consumo anual das transformações que elas representam. Como exemplo, no estudo efetuado para a Light, foram analisadas 99 curvas características distribuídas entre os subgrupos A2, A3a, A4 e BT. As figuras 4.11, 4.12, 4.13 e 4.14 apresentam as curvas de cargas típicas ajustadas para diferentes grupos de tensão do sistema de distribuição da Light (Aneel, Nota Técnica nº 0228/2008 [105]). A figura 4.15, apresenta a curva de carga total da Light ajustada ao mercado<sup>13</sup> do ano

<sup>13</sup>Ano teste: período de 12 (doze) meses imediatamente posteriores à data de início da vigência da Revisão Tarifária Periódica. O processo nº 48500.004331/2006-18 apresenta os faturamentos esperados para os segmentos de mercado da Light para quatro anos—disponível em [www.aneel.gov.br/areh20087341.pdf](http://www.aneel.gov.br/areh20087341.pdf).

teste.

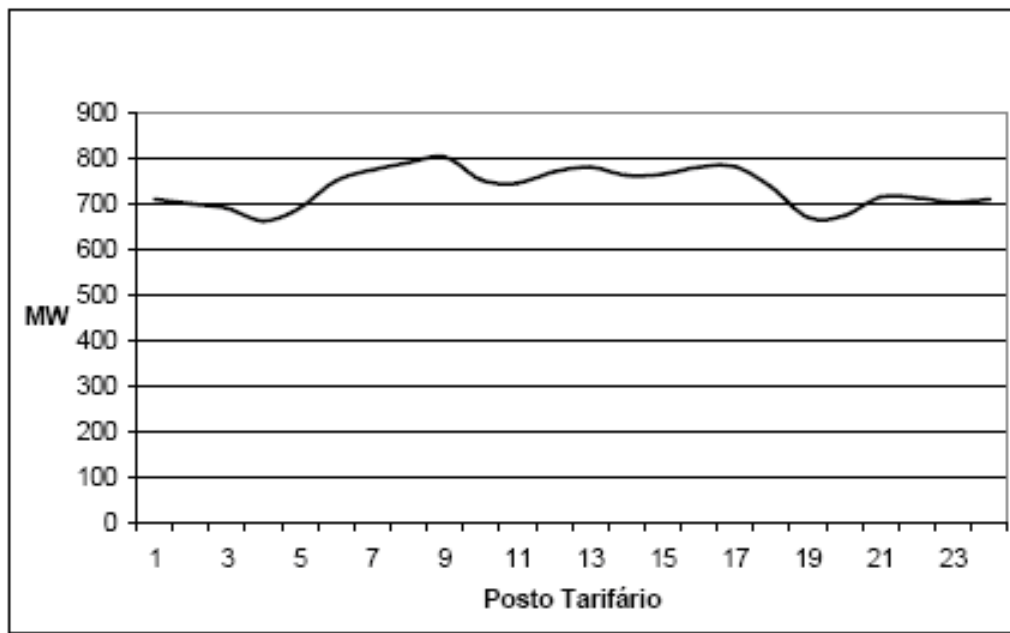


Figura 4.11: Curva de carga para consumidor - Tipo A2 - Agregado. Nota técnica N° 0228/2008 - Aneel.

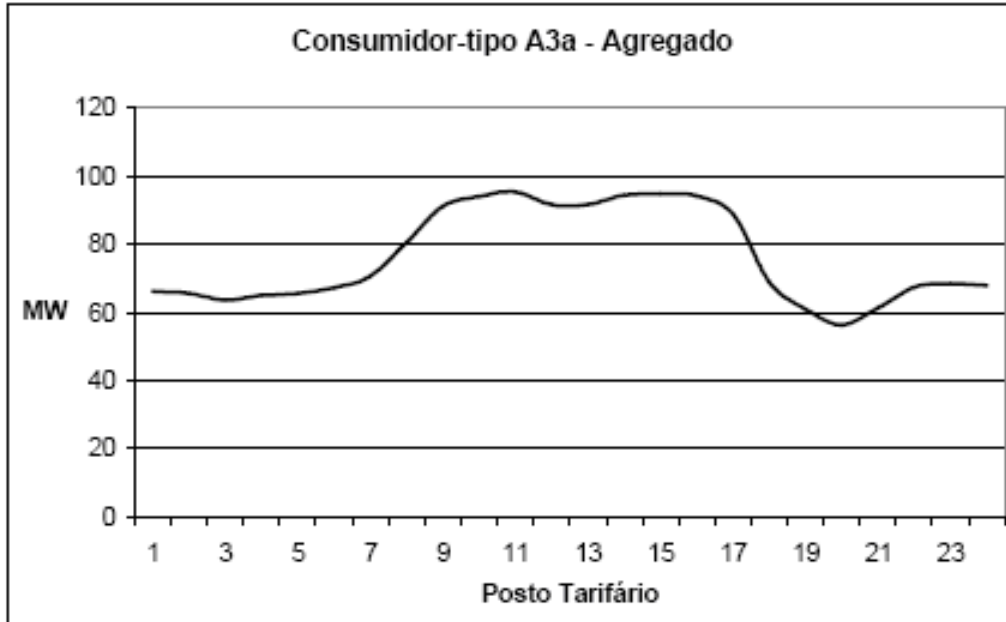


Figura 4.12: Curva de carga para consumidor - Tipo A3a - Agregado. Nota técnica N° 0228/2008 - Aneel.

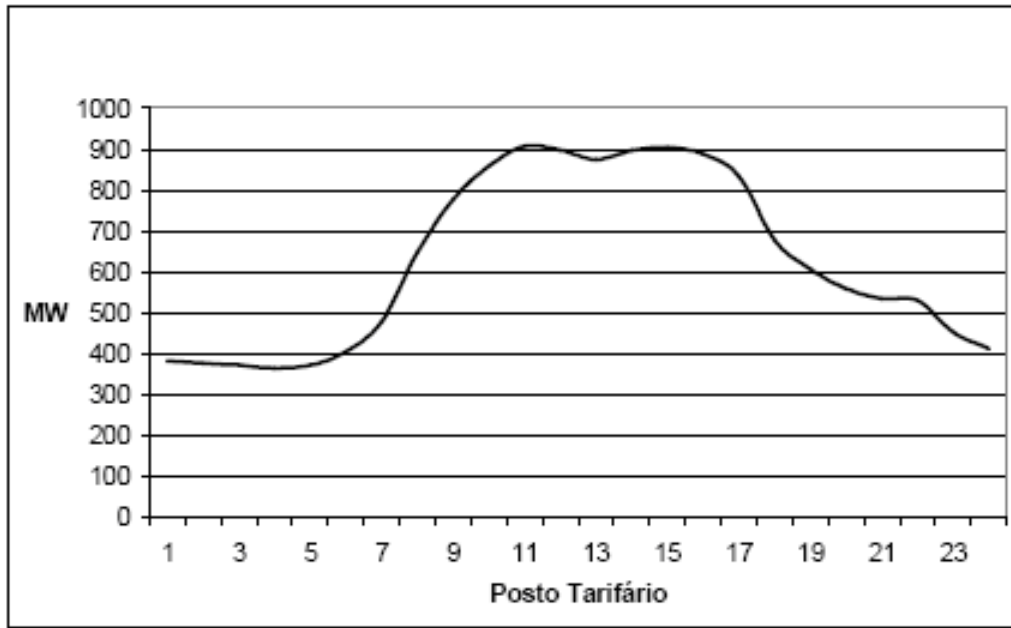


Figura 4.13: Curva de carga para consumidor - Tipo A4 - Agregado. Nota técnica N° 0228/2008 - Aneel.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 0713645/CA

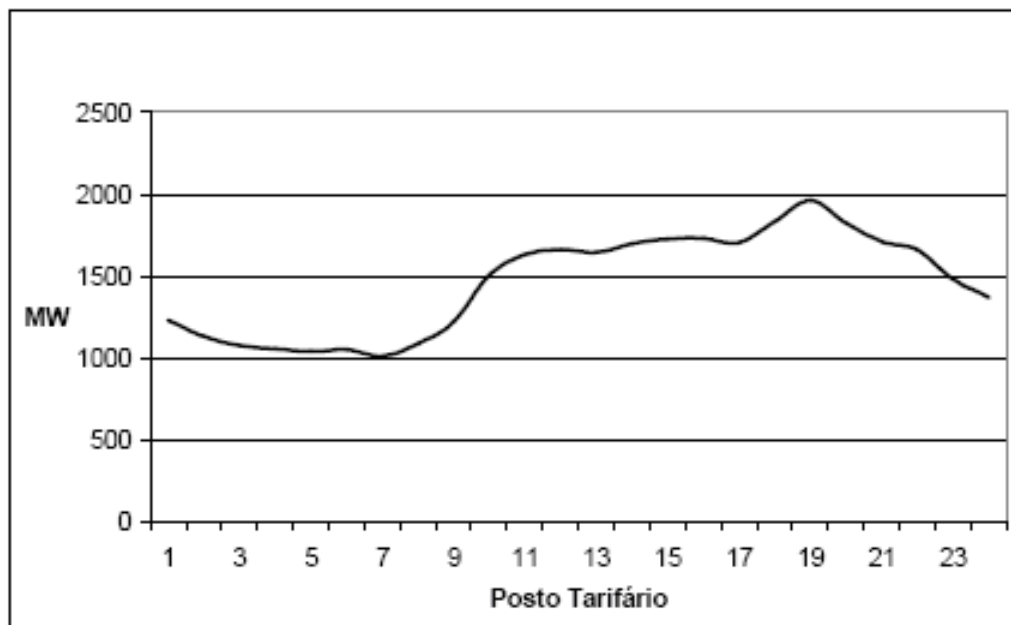


Figura 4.14: Curva de carga para consumidor - Tipo BT - Agregado. Nota técnica N° 0228/2008 - Aneel.

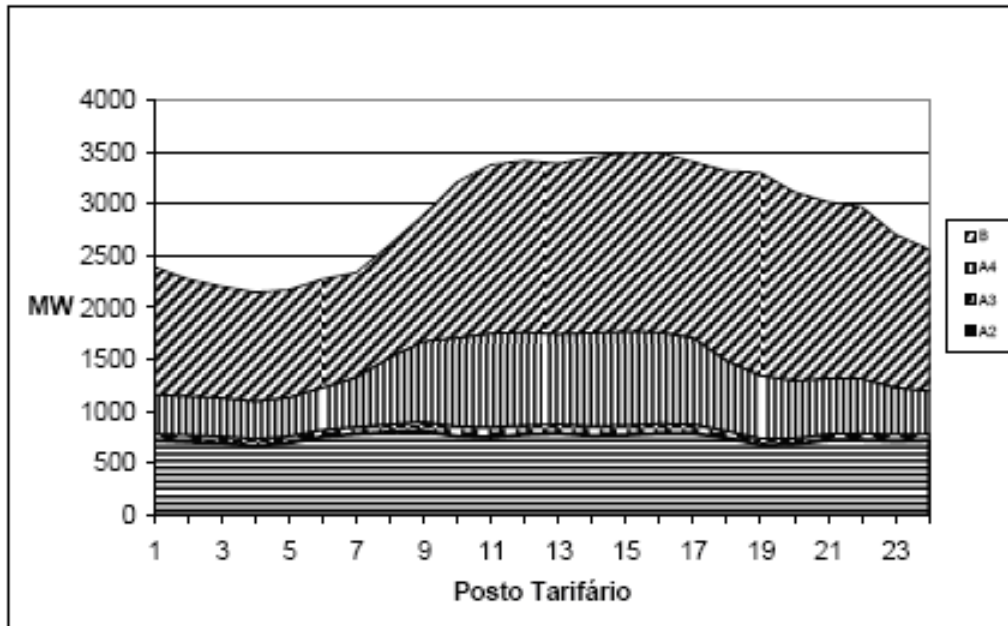


Figura 4.15: Curva de carga ajustada ao mercado do ano teste. Nota técnica N° 0228/2008 - Aneel.

#### 4.7.5 Cálculo dos custos marginais de capacidade

De posse dos custos marginais associados à expansão por nível de tensão, proporção de fluxo (obtida a partir do diagrama de fluxo de carga na situação de carga máxima) e das tipologias de carga e rede, torna-se factível calcular os custos marginais de capacidade.

O custo marginal de capacidade, também denominado tarifa de referência de demanda, reflete a contribuição do cliente-tipo na formação da demanda máxima da rede. Estes custos são calculados para os postos tarifários definidos em cada concessionária da seguinte maneira:

- **posto tarifário na ponta:** 3 (três) horas consecutivas definidas em função dos horários de maior ou menor carregamento do sistema (determinado para cada distribuidora);
- **posto tarifário fora de ponta:** 21 (vinte e uma) horas não compreendidas no intervalo de tempo do posto tarifário na ponta.

A Tabela 4.8 apresenta o resultado calculado pelo programa Tardist, utilizado para calcular os custos marginais de capacidade da Light.

No intuito de manter as relações entre as tarifas de uso de ponta e fora de ponta àquelas relações existentes nas atuais tarifas de fornecimento do grupamento tarifário horosazonal, um ajuste nos custos marginais de capacidade é realizado. Este ajuste muda a relação dos custos de capacidade

Tabela 4.8: Resultados dos Custos Marginais de Capacidade. Fonte: Tardist - 2008

<b>Custos Marginais de Capacidade [R\$/kW]</b>		
<b>Subgrupo</b>	<b>Ponta</b>	<b>Fora de Ponta</b>
A2	5,24	22,25
A3a	8,13	52,21
A4	14,62	53,34
B	40,54	82,70

dos postos tarifários, mantendo, no entanto, a receita teórica inalterada em cada nível de tensão (cabe ressaltar que a receita teórica é obtida pela aplicação dos custos marginais de capacidades, antes do ajuste, ao mercado de demanda das tipologias de carga).

As relações P/FP (ponta e fora de ponta) para os Custos Marginais de Capacidade da distribuidora são apresentadas na Tabela 4.9 (Aneel, Nota Técnica N° 0228/2008 [105]), juntamente com os Custos Marginais de Capacidade ajustados para Ponta e Fora de Ponta.

Tabela 4.9: Custos Marginais de Capacidade Ajustados P/FP - 2008

<b>Custos Marginais de Capacidade (R\$/KW)</b>				
<b>Subgrupo\Posto Tarifário</b>	<b>Relação P/FP</b>	<b>FORA DA PONTA</b>	<b>PONTA</b>	
BT	2,20	40,29	88,60	
A4	3,00	18,11	54,32	
A3A	2,99	16,07	48,04	
A3	3,65	7,43	27,13	
A2	4,35	6,14	26,70	
A1	4,35	3,82	16,60	

Vale destacar que cada distribuidora possui custos marginais de capacidade e relações P/FP diferentes, isto é, estes valores não são únicos para todas as distribuidoras. Santos [106] destaca que atualmente são utilizadas indiscriminadamente para todas as distribuidoras de energia elétrica no Brasil, as mesmas relações aplicadas inicialmente pelo DNAEE na década de 80, que se situa em torno de 4.

Santos [106, 107] argumenta que uma característica peculiar do sistema tarifário em vigor é que a sinalização econômica inicialmente obtida com o cálculo das tarifas do tipo TOU não é mantida. Conforme pode ser visto na tabela 4.8 os custos marginais de capacidades para o período de ponta é menor do que o período fora da ponta, o que contradiz as tarifas praticadas atualmente. Após a apropriação dos custos marginais de capacidades pelo



programa Tardist, é efetuado um ajuste na composição desses custos. Assegura-se, assim, que os mesmos mantenham a sinalização econômica histórica, na qual o custo de ponta é maior do que o de fora da ponta. Santos explica que essa manobra é utilizada em função do desconhecimento da elasticidade de demandas e preços das cargas, temendo, assim, que se altere, eventualmente, a sinalização histórica, estabelecendo um novo ponto de equilíbrio entre as curvas de oferta e de demanda.

Santos [106] argumenta ainda que a Aneel optou por adotar este procedimento para tentar preservar o sinal histórico já utilizado a fim reduzir a probabilidade de um colapso do sistema.

#### 4.7.6 Cálculo dos componentes da TUSD

Já mencionado, as tarifas de uso dos sistemas de distribuição são determinadas por faixa de tensão, com valores aplicáveis (i) às demandas de potência ativa. Condição que se aplica tanto para os postos tarifários “da ponta” e “fora da ponta”, e (ii) ao consumo mensal de energia elétrica. Estas tarifas são calculadas de forma que, quando aplicadas ao mercado de referência de demanda e energia, permitem a recuperação da receita requerida de distribuição.

As tarifas de uso dos sistemas de distribuição, no que se refere aos componentes Fio B, são definidas a partir da aplicação de um segundo fator de ajuste aos custos marginais de capacidade. Esse fator de ajuste corresponde a um valor único que é aplicado a todos esses custos marginais de capacidade. Assegura-se, assim, que a receita obtida pelo produto do mercado de referência de demanda (kW) e pelos custos marginais de capacidade (R\$/kW) ajustados, seja igual à receita de distribuição do componente Fio B a ser recuperado.

A aplicação pode ser resumida na seguinte expressão:

$$TUSD_{FioB} = F_{ajuste} \times CMC$$

$$F_{ajuste} = \frac{RRD_{FioB}}{\sum \sum D_{vp} \times CMC_{vp}}$$

Nessas expressões,

CMC: Custo Marginal de Capacidade calculado

$CMC_{vp}$  : Custo Marginal de Capacidade ajustado

$D_{vp}$  : Demanda Máxima no nível de tensão v e patamar p

$RRD_{FioB}$  : Receita Requerida de Distribuição (Componente Fio B)

A figura 4.16 apresenta, por meio de um diagrama, o procedimento geral de cálculo da TUSD Fio B conforme descrito neste item. Vale ressaltar que sua aplicação se estende para os componentes dos encargos do Serviço de Distribuição e Perdas Técnicas (Aneel, Resolução Normativa N<sup>o</sup> 166/2005).

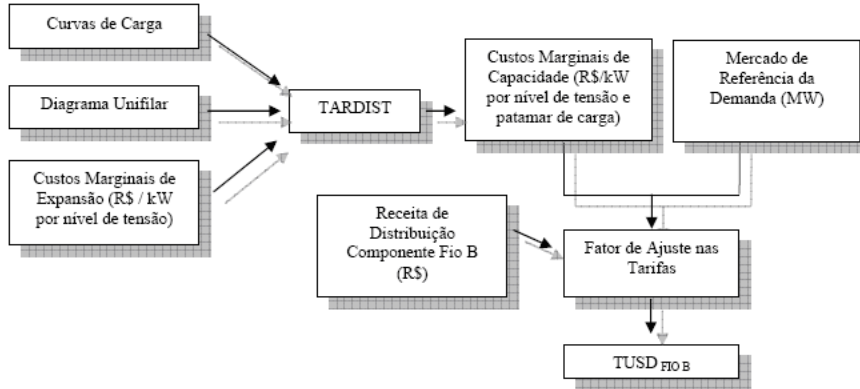


Figura 4.16: Diagrama de Cálculo da TUSD Fio Fonte: Medeiros, 2006.

O mesmo procedimento é feito para a obtenção da tarifa de uso dos sistemas de distribuição, no que se refere aos componentes “encargos do serviço de distribuição” e “perdas técnicas”.

Somente o item Contribuição ONS no componente Encargos do Serviço de Distribuição não é calculado desta forma. Ele tem a forma de “selo”, sendo obtido pela razão entre o custo anual e o mercado de referência da demanda da concessionária.

As tarifas de uso dos sistemas de distribuição, no que se refere aos itens formadores da componente Fio A, terão valores idênticos para todas as faixas de tensão e é cobrada na forma de “selo”, em R\$/kW (Aneel, Resolução Normativa No 166/2005 [103]).

Os valores referentes ao pagamento da TUSTRB e TUSTFR [108] serão obtidos dividindo estes valores pelo Mercado de Referência de Demanda do horário de ponta, obtendo-se as tarifas em R\$/kW.

Os valores referentes à conexão à rede básica e ao uso da rede de distribuição de outras concessionárias serão obtidos dividindo estes valores pelo valor que denota o mercado de referência de demanda do horário de ponta e horário fora da ponta, obtendo-se as tarifas em R\$/kW.

O valor da Perda na Rede Básica é obtido aplicando-se o percentual desta perda ao montante, em MWh, relativo às perdas técnicas e não técnicas da distribuição. Multiplica-se o resultado então pelo custo médio ponderado de aquisição de energia da concessionária de distribuição. O valor resultante da

operação é dividido pelo mercado de referência de demanda dos horários da ponta e fora da ponta, obtendo-se as respectivas tarifas em R\$/kW.

Os demais componentes da TUSD são usualmente calculados pelo quociente entre o custo total em R\$ (e.g.: definido no Plano Anual de Combustíveis para a CCC) e o valor atribuído ao mercado de energia em MWh, exceto no caso de perdas não técnicas que incorpora um termo em R\$/kW.