



ENTENDA A INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA



MÓDULO 5 DISTRIBUIÇÃO

ENTENDA A INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA

MÓDULO 5

5 O SISTEMA FÍSICO DE DISTRIBUIÇÃO

- 7 As redes de distribuição
- 10 Subestação de distribuição
- 12 Transformador de distribuição

13 O CONTEXTO ECONÔMICO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

- 15 A revisão tarifária das distribuidoras
- 17 Os mecanismos de Revisão Tarifária da parcela B
- 18 O reajuste tarifário das distribuidoras
- 20 A tarifa de energia elétrica para os consumidores cativos
- 22 A estrutura tarifária da distribuição

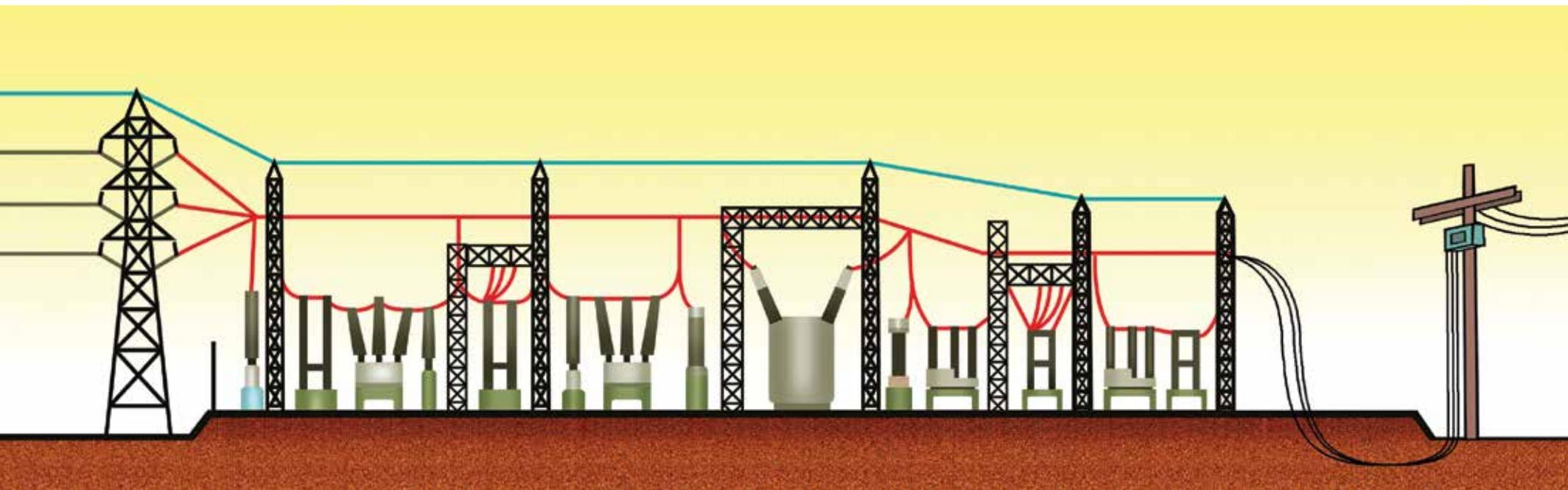
CAPÍTULO 1
O SISTEMA FÍSICO DE DISTRIBUIÇÃO

SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO

O sistema de distribuição de energia é aquele que se confunde com a própria topografia das cidades, ramificado ao longo de ruas e avenidas para conectar fisicamente o sistema de transmissão, ou mesmo unidades geradoras de médio e pequeno porte, aos consumidores finais, que são majoritariamente os consumidores residenciais.

Assim como ocorre com o sistema de transmissão, a distribuição é também composta por fios condutores, transformadores e equipamentos diversos de medição, controle e proteção das redes elétricas. Todavia, de forma bastante distinta do sistema de transmissão, o de distribuição é muito mais extenso e ramificado, pois deve chegar aos domicílios e endereços de todos os seus consumidores.

As subestações de distribuição são as unidades responsáveis pela recepção da energia elétrica proveniente de redes de subtransmissão em alta tensão e, como também ocorre nas subestações de transmissão, pelo rebaixamento do nível de tensão a valores caracterizados como média tensão (entre 2,3 kV e 44 kV). Os componentes principais de uma subestação de distribuição são: o transformador, chaves, seccionadores, disjuntores e equipamentos de medição e proteção contra raios ou curto-circuitos.



As subestações de distribuição, ao contrário das de transmissão, estão localizadas nos próprios centros urbanos, já que são elas que distribuem a energia para as redes de distribuição. Uma preocupação constante das empresas concessionárias é o espaço necessário para a implantação de novas subestações de distribuição. Atualmente, existem soluções tecnológicas para compactar a estrutura elétrica dessas estações de forma a reduzir espaço, e assim os custos de terreno para sua instalação.

AS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

As redes de distribuição são compostas por linhas de alta, média e baixa tensão. Como vimos nos módulos I e IV, as linhas de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV constituem a chamada rede básica. Apesar de algumas transmissoras também possuírem linhas com tensão abaixo de 230 kV, as chamadas Demais Instalações da Transmissão (DIT), grande parte das linhas de transmissão com tensão entre 69 kV e 138 kV são de responsabilidade das empresas distribuidoras. Essas linhas são também conhecidas no setor como linhas de subtransmissão.

Além das redes de subtransmissão, as distribuidoras operam linhas de média e baixa tensão, também chamadas de redes primária e secundária, respectivamente. As linhas de média tensão são aquelas com tensão elétrica entre 2,3 kV e 44 kV, e são muito fáceis de serem vistas em ruas e avenidas das grandes cidades, frequentemente compostas por três fios condutores aéreos sustentados por cruzetas de madeira em postes de concreto.

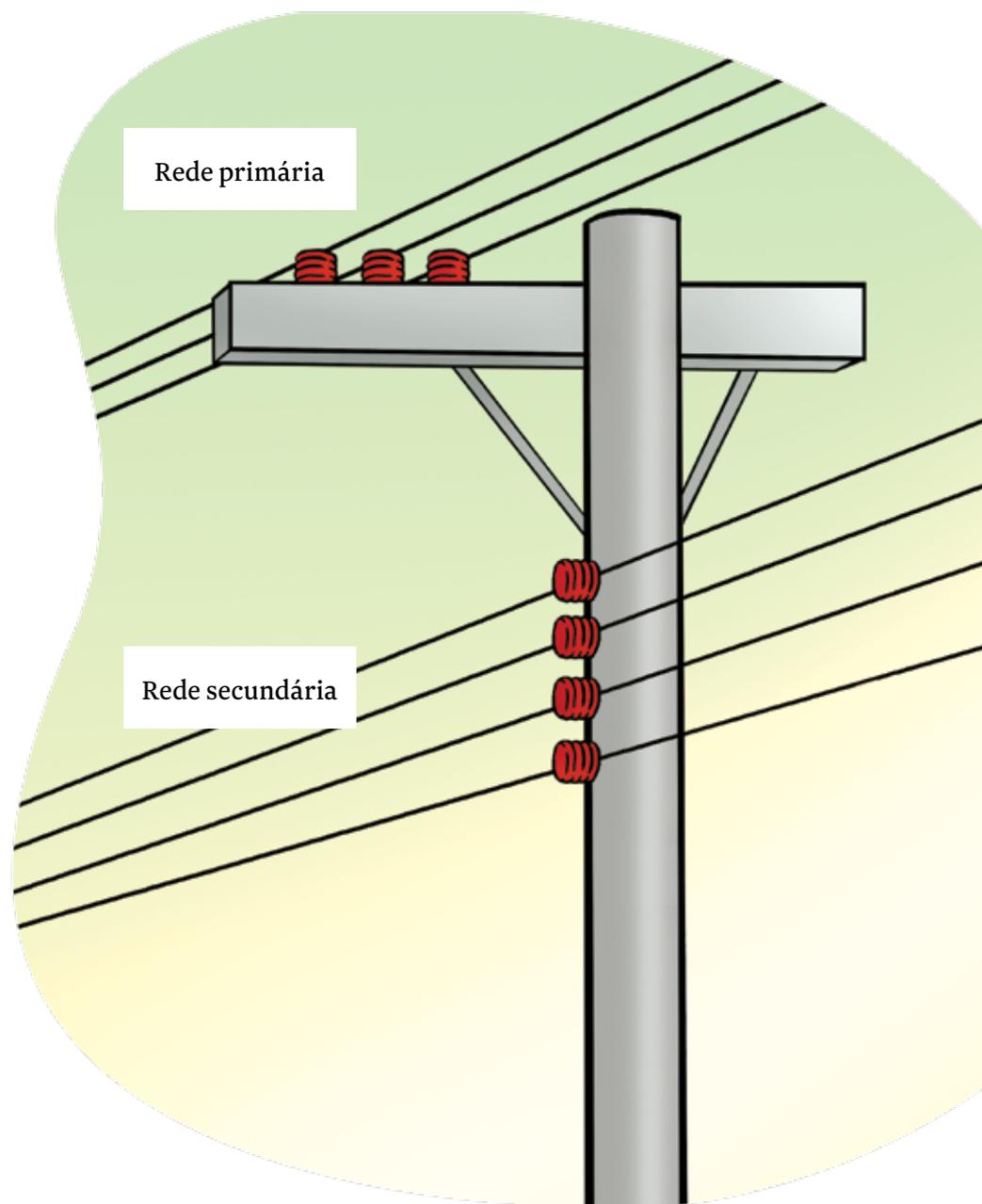
As redes de baixa tensão, com tensão elétrica que pode variar entre 110 e 440 V, são aquelas que, também afixadas nos mesmos postes de concreto que sustentam as redes de média tensão, localizam-se a uma altura inferior. As redes de baixa tensão levam energia elétrica até as residências e pequenos comércios/indústrias por meio dos chamados ramais de ligação. Os supermercados, comércios e indústrias de médio porte adquirem energia elétrica diretamente das redes de média tensão, devendo transformá-la internamente para níveis de tensão menores, sob sua responsabilidade.

Nas redes de distribuição de média tensão também são frequentemente encontrados outros equipamentos auxiliares, tais como capacitores e reguladores de tensão, ambos utilizados para corrigir anomalias que podem prejudicar a própria rede elétrica ou mesmo os equipamentos dos consumidores.

Existem quatro tipos de redes de distribuição de energia elétrica. São eles:

- Rede de Distribuição Aérea Convencional: É o tipo de rede elétrica mais encontrado no Brasil, na qual os condutores são nus (sem isolamento). Exatamente por isso, essas redes são mais suscetíveis à ocorrência de defeitos (curto-circuitos), principalmente quando há contato de galhos de árvores com os condutores elétricos.
- Rede de Distribuição Aérea Compacta: Surgidas no Brasil na década de 1990, as redes compactas são muito mais protegidas que as redes convencionais, não somente porque os condutores tem uma camada de isolamento, mas porque a rede em si ocupa bem menos espaço, resultando em menor número de perturbações.
- Rede de Distribuição Aérea Isolada: Esse tipo de rede é bastante protegida, pois os condutores são encapados com isolamento suficiente para serem trançados. Geralmente mais cara, essa rede é utilizada em condições especiais.
- Rede de Distribuição Subterrânea: A rede subterrânea é aquela que proporciona o maior nível de confiabilidade e também o melhor resultado estético, dado que as redes ficam enterradas. No entanto, as redes subterrâneas são bem mais caras que as demais soluções, sendo comuns apenas em regiões muito densas ou onde há restrições para a instalação das redes aéreas.

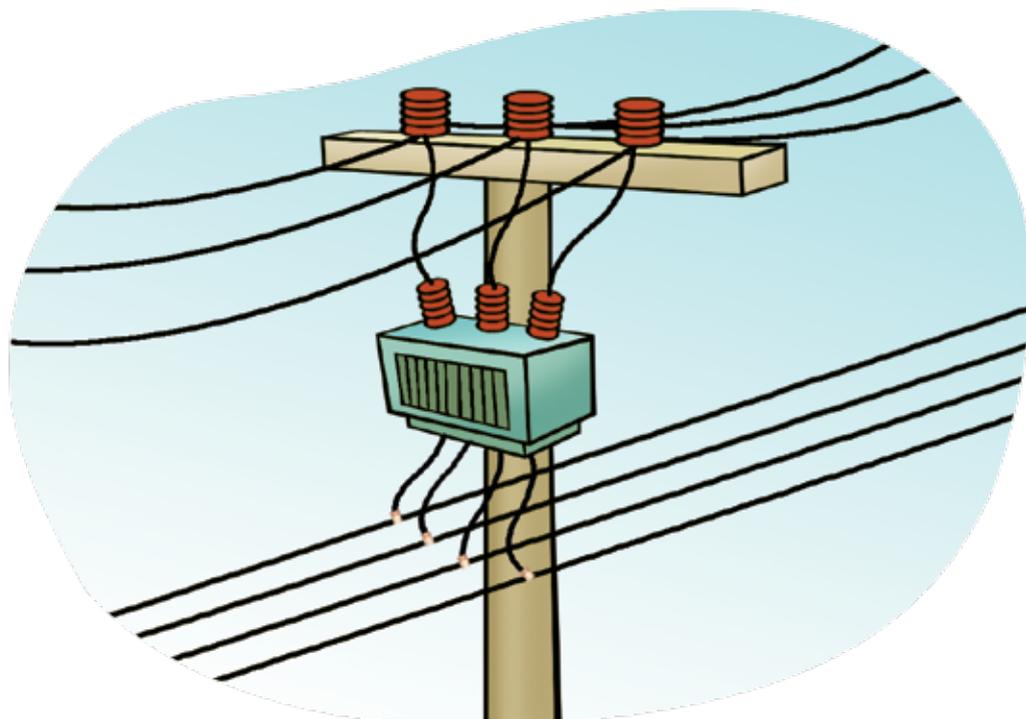
Com relação às redes de iluminação pública (IP), que também podem ser do tipo aéreo ou subterrâneo, são redes que derivam das redes de distribuição das concessionárias. Apesar disso, a operação e a manutenção das redes de IP são de responsabilidade das prefeituras municipais.



TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO

Os transformadores de distribuição, como todos os demais transformadores eletromagnéticos, funcionam transformando os níveis de média em baixa tensão. Na grande maioria das regiões do país, os transformadores de distribuição transformam 13.800 V, ou 13,8 kV, em 220 V ou 127 V.

Diferentemente dos transformadores de subestações, os de distribuição localizam-se nos postes de luz, podendo compor um único equipamento ou um conjunto de transformadores. São os transformadores de distribuição que alimentam as redes de baixa tensão, as quais efetivamente entregam a energia elétrica para os consumidores residenciais e pequenos comércios e indústrias.



CAPÍTULO 2 O CONTEXTO ECONÔMICO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A REVISÃO TARIFÁRIA DAS DISTRIBUIDORAS

As distribuidoras de energia, assim como as transmissoras, não podem estabelecer seus próprios preços, bem como os padrões mínimos de qualidade do serviço técnico e comercial, pois são reguladas pelo Poder Concedente, representado pela ANEEL. Assim sendo, as distribuidoras são concessionárias do serviço público de distribuição de energia, signatárias de contratos de concessão que preveem métodos regulatórios para o estabelecimento de preços aos consumidores. O sistema regulatório aplicado à distribuição de energia no Brasil é do tipo preço-teto (*price-cap*), no qual o órgão regulador estabelece os preços máximos que podem ser aplicados por essas empresas, sendo suas receitas dependem dos volumes de energia e demanda efetivamente verificados.

Como ocorre também para as transmissoras, os mecanismos de regulação das distribuidoras são basicamente a revisão tarifária, que incide periodicamente a cada três, quatro ou cinco anos, dependendo do contrato de concessão, e o reajuste tarifário anual, que trata das variações de custos com a compra de energia, conexão à transmissão e encargos, e também da correção monetária da parcela das distribuidoras e do compartilhamento de seus ganhos de produtividade.

O processo de revisão tarifária das distribuidoras é mais complexo que o aplicado às empresas transmissoras de energia. Por conta do mercado das distribuidoras ser muito maior e muito mais pulverizado, existem mecanismos mais sofisticados para tratar tanto a questão do risco do mercado quanto o compartilhamento de ganhos de produtividade. Por se tratar de um mecanismo de preço-teto, o mercado passa a ser uma variável preponderante na avaliação tanto das distribuidoras quanto da ANEEL, cuja função é mediar a relação de equilíbrio entre as empresas e os consumidores.

A revisão tarifária das distribuidoras consiste na determinação da receita requerida das empresas, que será utilizada para o cálculo das tarifas dos consumidores. Quanto maior a receita permitida às distribuidoras, maiores serão os preços aos consumidores e vice versa.

Basicamente, a receita das distribuidoras se divide em duas parcelas denominadas A e B. A parcela A é a chamada parcela parcialmente gerenciável, composta por custos de energia, transmissão e encargos diversos, que são repassados aos consumidores. A parcela B, por sua vez, é a chamada parcela gerenciável, pois consiste nos custos efetivamente relacionados ao serviço de distribuição.

- **Parcela A:** receita parcialmente gerenciável pelas distribuidoras, repassada aos consumidores sob determinadas condições. A parcela A é constituída por custos com a compra de energia proveniente de geradores, custos de conexão com o sistema de transmissão e encargos diversos.

- **Parcela B:** receita integralmente gerenciável pelas distribuidoras, constituída pelos custos de capital, referentes à remuneração e depreciação dos ativos da empresa, e pelos custos de operação e manutenção, que são os custos com pessoal, administração, veículos, sistemas, etc.

Assim sendo, apenas a parcela B se refere à atividade técnica de distribuição de energia. Os demais custos presentes na tarifa formam receita que constitui o real negócio em que a atividade de distribuição está exposta no Brasil, pois são de sua responsabilidade os volumes de contratação de energia e de transmissão¹. Adiciona-se a essas componentes de custo o risco de gestão da inadimplência e perdas, que também é de responsabilidade da distribuidora.

1. Os respectivos preços e tarifas não são negociados pela distribuidora, mas os desvios de volumes contratados em comparação aos verificados poderão gerar prejuízo e até a incidência de multas às distribuidoras.

OS MECANISMOS DE REVISÃO TARIFÁRIA DA PARCELA B

No que concerne às distribuidoras, existem mecanismos regulatórios específicos para, a cada ciclo tarifário, recalcularem partes da receita requerida (ou permitida) gerenciável pelas empresas, sendo que esses mecanismos se organizam por componentes. São eles:

- **Remuneração do capital:** a ANEEL define, a cada ciclo tarifário, a taxa de remuneração do capital que será aplicada à base de ativos das empresas. Esta taxa também é conhecida como *Weighted Average Cost Of Capital* (WACC), e deve ser compatível com os riscos do negócio, estabelecendo a atratividade do investimento.
- **Taxa de depreciação:** a ANEEL também define a taxa de depreciação, conhecida como quota de reintegração regulatória. Essa prevê os custos de reposição dos ativos ao final de sua vida útil.
- **Base de remuneração:** a chamada Base de Remuneração Regulatória – BRR – é definida pela ANEEL a partir da avaliação e fiscalização pormenorizada¹ de todos os ativos das empresas, considerando prudência e razoabilidade.
- **Custos de Operação e Manutenção:** os chamados custos de O&M são estabelecidos pela ANEEL de acordo com uma metodologia denominada benchmarking. Nessa metodologia, os custos reais das empresas são comparados entre si para determinar o nível de eficiência das distribuidoras. Com efeito, somente são repassados aos consumidores os custos considerados eficientes pela ANEEL.

1. Até o presente momento, a ANEEL tem usado o conceito de base de remuneração blindada, que se refere ao detalhamento apenas dos ativos incrementais e das baixas ocorridas durante certo período.

- **Fator X:** inerente ao próprio mecanismo de preço-teto (price-cap), o fator X é definido a cada revisão tarifária, e sua aplicação é realizada a cada reajuste tarifário, com periodicidade anual. O objetivo do fator X é o compartilhamento dos ganhos de produtividade das empresas com os consumidores. Por exemplo, quando o mercado das empresas cresce e/ou quando seus custos operacionais diminuem, os custos médios das empresas diminuem, potencializando os ganhos de produtividade. O fator X atua, nesta condição, como um redutor tarifário na proporção estimada do ganho de produtividade, compartilhando seus impactos com os consumidores.

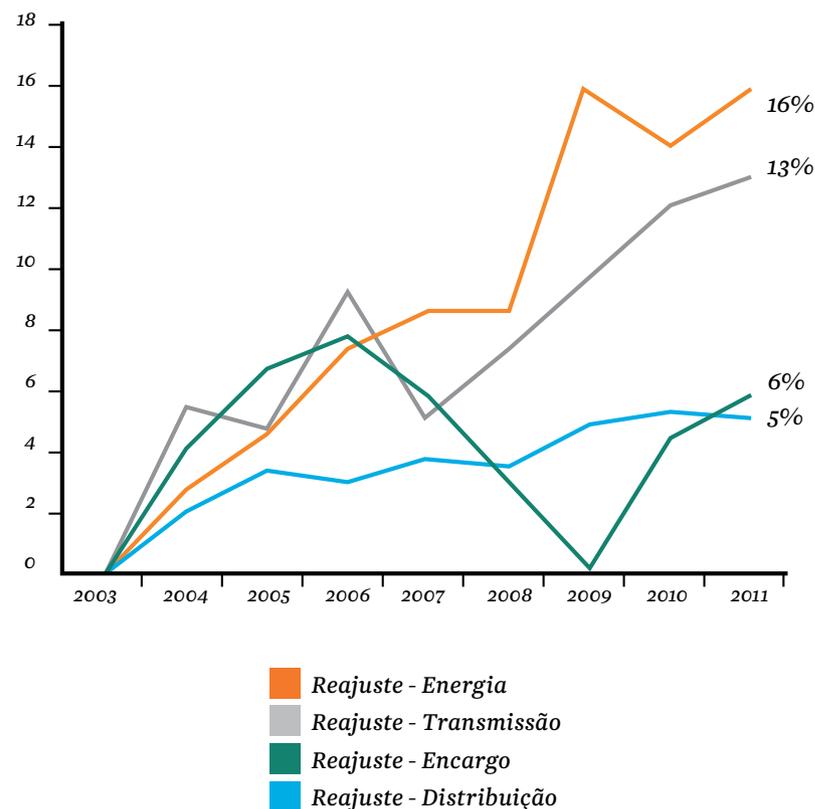
O REAJUSTE TARIFÁRIO DAS DISTRIBUIDORAS

O modelo regulatório para as distribuidoras prevê reajustes anuais nas tarifas dos consumidores e, por consequência, na receita requerida das distribuidoras. Para a parcela A, que é a parcela parcialmente gerenciável, incidem reajustes monetários, cambiais e outros relativos ao gerenciamento das contas de encargos e de energia. Já na Parcela B, que é a receita gerenciável das distribuidoras, incide o Índice Geral de Preços do Mercado (IGPM), da Fundação Getúlio Vargas, decrescido do Fator X, que, como explicitado anteriormente, cumpre o papel de repasse de ganhos de produtividade aos preços finais.

Assim, anualmente, a ANEEL calcula o Índice de Reajuste Tarifário (IRT) de cada distribuidora, que é um índice médio dos

reajustes das parcelas A e B. É muito comum, por exemplo, que o reajuste da Parcela B seja muito pequeno, dado o fator X, que trabalha como um redutor, e que o reajuste na Parcela A se torne preponderante no cálculo do IRT. As distribuidoras não têm nenhuma gerência sobre o cálculo do IRT, que depende fundamentalmente da inflação, da contabilidade regulatória da Parcela A e do fator X, que é definido regulatoriamente no momento da revisão tarifária.

Nos últimos 8 anos as tarifas de fornecimento de energia elétrica foram ajustadas (aproximadamente em 40%) em taxas menores do que os principais índices de inflação (IGPM na ordem de 60%), sendo a parcela da distribuição uma das mais tênues (ver figura a seguir).



A TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA PARA OS CONSUMIDORES CATIVOS

Como mencionado no Módulo I, a tarifa de energia elétrica dos consumidores cativos é, de forma um pouco mais detalhada, constituída por:

- Custos com a aquisição de energia elétrica
- Custos relativos ao uso do sistema de distribuição
- Custos relativos ao uso do sistema de transmissão
- Perdas técnicas e não técnicas
- Encargos diversos e impostos

A tarifa do consumidor ativo



Os custos com a aquisição de energia são aqueles decorrentes da contratação de montantes de energia por meio dos leilões regulados. A empresa distribuidora compra uma quantidade de energia que considera suficiente para o atendimento do seu mercado cativo. Os custos com energia são alocados na chamada Tarifa de Energia (TE) e repassados integralmente aos consumidores, sem auferir margens.

Os custos relativos ao uso do sistema de distribuição estão inseridos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), como as despesas de capital e os custos de operação e manutenção das redes de distribuição. Muitos encargos setoriais também estão inseridos na TUSD, assim como os custos relativos ao uso do sistema de transmissão, que são arrecadados por meio da TUST, já explicitada no Módulo IV.

Os custos relativos às perdas elétricas dividem-se em dois: perdas técnicas e perdas não técnicas. As perdas técnicas são inerentes a qualquer circuito elétrico. Qualquer fio condutor possui resistência elétrica, que causará a transformação da passagem de corrente elétrica em calor. Assim, todos os consumidores pagam pelas perdas técnicas de energia ocasionadas pelo seu próprio consumo.

Já as perdas não técnicas são resultantes de furtos e problemas de medição. No Brasil, dependendo da área de concessão, as perdas não técnicas respondem por boa parte do custo da energia elétrica. Isso significa que os consumidores regulares pagam parte do consumo irregular de consumidores que se utilizam de práticas ilegais em sua conexão com a distribuidora. A ANEEL se utiliza de métodos regulatórios para determinar qual o nível máximo de perdas não técnicas que as distribuidoras podem repassar às tarifas. Esse método depende sobremaneira da área de concessão na qual a distribuidora está inserida. Áreas com maior complexidade social terão permissão de repasse maior das perdas não técnicas no valor das tarifas.

Como já mencionado no Módulo I, existem atualmente no Brasil 10 encargos setoriais e 4 impostos e contribuições destinados aos governos federal, municipal e estadual. Alguns encargos são cobrados na TUSD e outros na TE, compondo o preço final ao consumidor. Em setembro de 2012, o Governo Federal propôs a eliminação de dois encargos setoriais, a CCC e a RGR, além de redefinir a CDE de forma a acomodar transferências de recursos e, principalmente, os subsídios existentes no setor, antes pagos por todos os consumidores.

A ESTRUTURA TARIFÁRIA DA DISTRIBUIÇÃO

O termo estrutura tarifária se refere à forma de cobrança dos diversos custos existentes na conta de luz. Basicamente, podemos dividir a tarifa de energia elétrica dos consumidores cativos em duas parcelas: a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). (TE (R\$/MWh).

A TE refere-se aos custos relacionados à compra de energia elétrica por parte das distribuidoras. São custos que refletem a matriz de geração elétrica do país, relativos às diversas tecnologias descritas e apresentadas no Módulo III. Por definição, a TE é igualmente cobrada de todos os consumidores conectados ao sistema de distribuição, ou seja, um consumidor cativo de alta tensão pagará o mesmo valor de TE que consumidores de média ou de baixa tensão. Tal fato se justifica economicamente porque a energia elétrica assemelha-se a uma *commodity*.

O mesmo não ocorre para a TUSD. Como seu próprio nome denota, a TUSD é a tarifa cobrada pelo uso do sistema de distribuição, como se fosse um custo de frete para a entrega da energia aos consumidores finais. Com efeito, consumidores que exigem maiores “distâncias” para a entrega da energia pagarão mais pelo “frete”. De forma resumida, pode-se dizer que os consumidores de baixa tensão são aqueles conectados no final da cadeia de transporte das distribuidoras, implicando em maiores custos para o transporte de sua energia.

Os consumidores de alta tensão, ao contrário, compram energia no início da cadeia de transporte, em alta tensão. No caso deles, verifica-se um custo menor para o transporte da energia proveniente dos sistemas da distribuidora, justificando um preço de “frete” menor. A ANEEL se utiliza de modelos matemáticos para calcular as responsabilidades dos consumidores de cada nível de tensão no sistema, calculando assim um custo de conexão para as classes de baixa, média e alta tensão. É devido à TUSD que as tarifas finais dos consumidores de

baixa tensão é maior que as tarifas finais dos consumidores de média e alta tensão.

Para os consumidores de baixa tensão, existem duas modalidades tarifárias: a tarifa convencional e a tarifa branca¹. A tarifa convencional é a mais conhecida e mais simples, com cobrança apenas em função do consumo total de energia. A tarifa branca é uma tarifa por tempo de uso, com preços mais caros em certos períodos do dia, como no horário de ponta².

Para os consumidores de média e alta tensão, o chamado grupo A, existem atualmente três opções tarifárias: a tarifa convencional, a tarifa verde e a tarifa azul, sendo que a tarifa convencional está sendo extinta pela ANEEL. Basicamente, as tarifas azul e verde são tarifas binômias (com cobrança em potência e energia) por tempo de uso, ou seja, possuem preços mais caros no horário de ponta. A opção pelas tarifas azul e verde dependerá do perfil de consumo dos consumidores, se mais ou menos eletrointensivos.



Aspecto técnico

O segmento da distribuição é formado por linhas de subtransmissão e redes de média e baixa tensão. As linhas de subtransmissão alimentam as subestações, as quais transformam a energia elétrica para ser transportada em níveis de tensão menores. O sistema de distribuição, ao contrário do de transmissão, tem seu mercado pulverizado, tornando necessária a ramificação das redes pelas ruas e avenidas das cidades.

1. A tarifa branca é uma opção tarifária que surgiu a partir do terceiro ciclo de revisões tarifárias, ainda em fase de implantação.
2. No Brasil, o horário de ponta é definido como três horas consecutivas definidas pela distribuidora. Geralmente, o horário de ponta vai das 18h às 21h.



Aspecto regulatório

As empresas concessionárias dos serviços de distribuição estão sujeitas à regulação econômica por parte do Poder Concedente, que neste caso é representado pela ANEEL. O regime de regulação é conhecido como preço-teto (price cap), no qual o preço máximo aos consumidores é determinado pela Agência de acordo com os mecanismos de revisão e reajuste tarifários.

As modalidades tarifárias de baixa tensão (grupo B)

Modalidade de tarifa para o grupo B (baixa tensão)	A quem se aplica?	Características
Convencional	Residencial, comercial, industrial, rural e iluminação pública	Tarifa monômnia (cobrança apenas na energia) sem diferenciação horária
Branca	Opcional para residencial, comercial, industrial e rural	Tarifa monômnia com diferenciação horária (mais cara no horário intermediário e ponta)

As modalidades tarifárias de média e alta tensão (grupo A)

Modalidade de tarifa para o grupo A (média e alta tensão)	A quem se aplica?	Características
Convencional (esta tarifa está sendo extinta pela ANEEL)	Opcional para consumidores de qualquer atividade, desde que tenham demanda inferior a 300 kW e tensão inferior a 69 kV	Tarifa binômnia, sem distinção por períodos do dia
Verde	Opcional para consumidores de qualquer atividade, desde que a tensão seja inferior a 69 kV	Tarifa binômnia, com distinção por períodos do dia (ponta e fora-ponta)
Azul	Para consumidores de qualquer atividade, tornando-se obrigatória para tensão superior ou igual a 69 kV	Tarifa binômnia, com distinção por períodos do dia (ponta e fora-ponta)



A principal razão de existir da Abradee - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - é atuar como facilitadora nas relações entre as distribuidoras de energia elétrica (suas associadas) e os demais agentes que atuam no setor elétrico brasileiro. São 41 concessionárias associadas, que estão presentes em todas as regiões do País e respondem por mais de 98% de todo o mercado brasileiro. Com sede em Brasília, a Abradee tem entre suas atribuições prestar serviços de apoio a suas associadas nas áreas técnica, comercial, econômica, financeira e institucional. Cabe ainda à Associação: promover cursos, seminários e editar publicações; e trocar informações com entidades nacionais e internacionais, visando ao desenvolvimento e à capacitação de seus associados, bem como à defesa dos interesses do setor de distribuição de energia elétrica.

www.abradee.org.br

Presidente	Nelson Fonseca Leite
Diretor	Marco Delgado
Diretor	Daniel Mendonça

Expediente

Redação	Fábio Sismotto El Hage
Design	Cúmplice Comunicação
Coordenação	Leny Iara Vasem Medeiros

Representando 98% da distribuição de energia elétrica brasileira, a ABRADÉE fornece, há quase 40 anos, dados e posicionamentos para contribuir com o avanço do Setor Elétrico no Brasil. Todavia, o setor possui contornos complexos, oriundos de mais de um século de aperfeiçoamentos - o que, por vezes, dificulta a transmissão de seu conhecimento ao grande público brasileiro.

Tendo isso em vista, a ABRADÉE lança, através de seu Instituto Abradee da Energia (i|Abradee), a série “Entenda a Indústria de Energia Elétrica”.

Composta por 6 módulos, nela são abordados todos os aspectos da indústria de energia elétrica, com temas que vão desde sua origem até últimas modificações instituídas em nosso país.

Em linguagem acessível, o objetivo da série é o de difundir conhecimento sobre o Setor Elétrico a todo o público brasileiro, independente de formação ou idade, tornando este complexo setor de fácil entendimento para a população brasileira, para legisladores e para profissionais que atuam no SEB.

Nelson Fonseca Leite – Presidente da Abradee

