

Informação de utilidade pública

Por dentro
DA CONTA DE LUZ

7ª edição

Por dentro da conta de luz

Informação de utilidade pública

7ª edição

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

SGAN 603 - Módulos "I" e "J"

Asa Norte - Brasília/DF

CEP 70830-110

Ouvidoria Setorial 167

www.aneel.gov.br

Diretoria

Romeu Donizete Rufino (Diretor-Geral)

André Pepitone da Nóbrega (Diretor Ouvidor)

José Jurhosa Junior

Reive Barros dos Santos

Tiago de Barros Correia

7ª edição

Esta publicação está disponível para download gratuito no portal da ANEEL

CIP. Brasil. Catalogação na Publicação
Centro de Documentação - CEDOC

A265p Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil).

Por dentro da conta de luz: informação de utilidade pública/
Agência Nacional de Energia Elétrica. 7. ed. - Brasília: ANEEL,
2016.

40 p.:il.

1. Conta de energia elétrica - Brasil. 2. Tarifa elétrica. 3.
encargo tarifário. 4. Serviço público. I. Título

CDU: 621.31:330.567.2(81)

| Apresentação

Uma das principais atribuições da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é garantir aos consumidores o pagamento de uma tarifa justa pela energia fornecida e, ao mesmo tempo, preservar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, para que possam prestar o serviço com a qualidade pactuada.

Diante desse compromisso, e pautada pela transparência sempre presente em suas decisões, a ANEEL apresenta a nova edição da cartilha “Por Dentro da Conta de Luz”, que tem como objetivo explicar, de maneira clara e didática, a metodologia de composição das tarifas de energia elétrica.

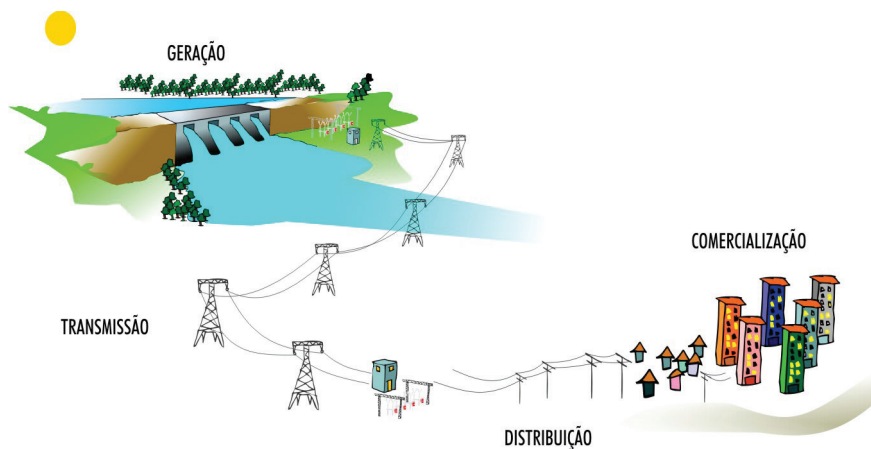
Na presente cartilha, podem ser conferidas as recentes mudanças na metodologia aplicada na revisão tarifária periódica e a descrição de outros instrumentos dos quais a ANEEL faz uso para estabelecer tarifas adequadas, como o reajuste anual e a revisão extraordinária. Com a nova edição da cartilha “Por Dentro da Conta de Luz”, a ANEEL cumpre seu papel de informar a consumidores, empresas e sociedade em geral como deve ser a atuação do órgão regulador para que os serviços de energia elétrica sejam oferecidos com tarifas justas e com qualidade.

Boa leitura!

Como funciona o setor elétrico brasileiro?

A energia elétrica é um insumo essencial à sociedade, indispensável ao desenvolvimento socioeconômico das nações. No Brasil, a principal fonte de geração é a hidrelétrica (água corrente dos rios), que responde por 62% da capacidade instalada em operação no país, seguida das termelétricas (gás natural, carvão mineral, combustíveis fósseis, biomassa e nuclear), com 28%. O restante é proveniente de usinas eólicas (energia dos ventos) e importação da energia de outros países.

As geradoras produzem a energia, as transmissoras a transportam do ponto de geração até os centros consumidores, de onde as distribuidoras a levam até a casa dos cidadãos. Há ainda as comercializadoras, empresas autorizadas a comprar e vender energia para os consumidores livres (geralmente consumidores que precisam de maior quantidade de energia).



O sistema elétrico brasileiro permite o intercâmbio da energia produzida em todas as regiões, exceto nos sistemas isolados, localizados principalmente na região Norte. O trânsito da energia é possível graças ao Sistema Interligado Nacional (SIN), uma grande rede de transmissão com mais de 100 mil quilômetros (km) de extensão. As localidades do sistema isolado vêm sendo gradativamente interligadas ao longo dos anos, e, atualmente, somente cerca de 2% do mercado nacional permanece no sistema isolado.

| Como a ANEEL atua?

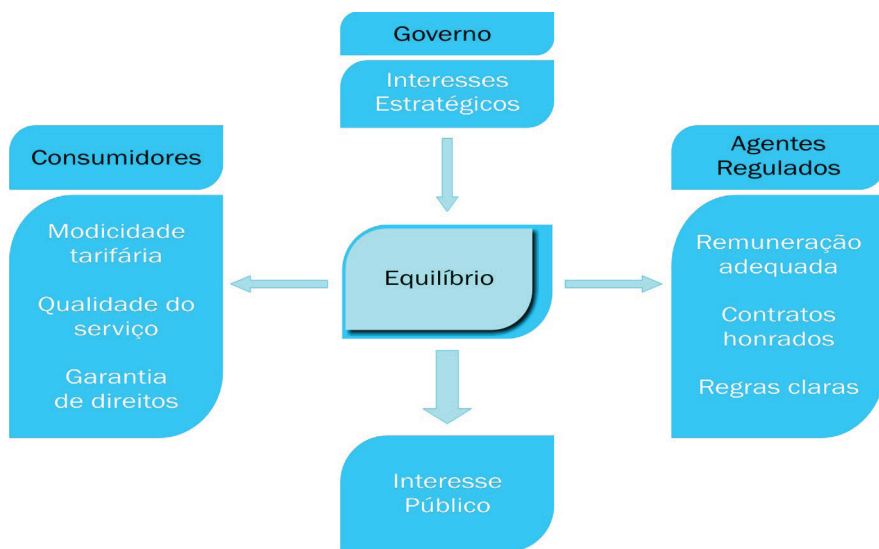
A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é o órgão regulador do setor elétrico. Criada em dezembro de 1996, é uma autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). Sua missão é “proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade”.

A ANEEL possui regime diferenciado, também denominado de regime especial, que lhe confere prerrogativas específicas visando o aumento de sua autonomia, tais como: processo decisório via colegiado de Diretores (decisões por meio de voto), impossibilidade de exoneração de um Diretor pela simples vontade do chefe do Poder Executivo e autonomia financeira, orçamentária e decisória.

A ANEEL normatiza as políticas e diretrizes estabelecidas pelo Governo Federal para o setor elétrico, fiscaliza a prestação do fornecimento de energia elétrica à sociedade e faz a mediação de conflitos entre os agentes do setor. Cabe ainda à ANEEL, mediante delegação do MME, conceder o direito de exploração dos serviços de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Além disso, a ANEEL

também define as tarifas de energia, de acordo com o que está estabelecido em lei e nos contratos de concessão assinados com as empresas.

Outras instituições também atuam no setor elétrico brasileiro, tais como: o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o MME, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).



Por que a tarifa de energia é diferente em cada estado?

Antigamente, a tarifa de energia era única em todo o Brasil. As concessionárias tinham direito a uma remuneração garantida porque vigorava o regime de regulação

pelo custo do serviço. Áreas de concessão que obtivessem remuneração superior à garantida recolhiam o excedente a um fundo do qual as distribuidoras com rentabilidade inferior à garantida retiravam a diferença.

A Lei nº 8.631/1993 extinguiu o regime de equalização das tarifas de energia elétrica nos estados brasileiros. A Lei Geral de Concessões (Lei nº 8.987/95), por sua vez, determinou que a tarifa fosse fixada por concessionária (tarifa pelo preço e não mais pelo custo do serviço), dando início à regulação por incentivos, mediante a qual as distribuidoras são incentivadas a se tornarem mais eficientes.

As revisões tarifárias e reajustes tarifários passaram, então, a considerar as características de cada área de concessão, tais como o número de consumidores, a densidade do mercado (quantidade de energia distribuída a partir de uma determinada infraestrutura), os quilômetros da rede de distribuição de cada empresa e o custo da energia comprada pelas distribuidoras.

Além da tarifa, os impostos e as taxas de iluminação pública também não são iguais em todos os estados e municípios. Não é competência da ANEEL defini-los.

A área de concessão é o território de atuação de cada distribuidora, que pode ser igual, maior ou menor que um estado. Quando a área de concessão coincide com a extensão de um estado, a tarifa é única naquela unidade federativa. Caso contrário, tarifas diferentes são praticadas no mesmo estado.

Lei 8.631/93
extinguiu o regime de
equalização das tarifas
de energia
elétrica nos estados
brasileiros.

Lei 8.987/95
introduziu o conceito
de equilíbrio
econômico-financeiro
e de tarifa por preço.

O que a tarifa deve garantir?

A tarifa deve garantir o fornecimento de energia com qualidade e assegurar aos prestadores dos serviços receitas suficientes para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento. Os custos e investimentos repassados às tarifas são calculados pelo órgão regulador, podendo ser maior ou menor do que os custos praticados pelas empresas.

O que está embutido no custo da energia que chega aos consumidores?

Para cumprir o compromisso de fornecer energia elétrica com qualidade, a distribuidora tem custos que devem ser avaliados na definição das tarifas. A tarifa considera três custos distintos:



Além da tarifa, os Governos Federal, Estadual e Municipal cobram na conta de luz o PIS/COFINS, o ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública, respectivamente.

Desde 2004, o valor da energia adquirida das geradoras pelas distribuidoras passou a ser determinado também em decorrência de leilões públicos. A competição entre os vendedores contribuiu para menores preços.

O transporte da energia (da geradora à unidade consumidora) é um monopólio natural, pois a competição nesse segmento não geraria ganhos econômicos. Por essa razão, a ANEEL atua para que as tarifas sejam compostas por custos eficientes, que efetivamente se relacionem com os serviços prestados.

Os encargos setoriais e os tributos, detalhados nas próximas páginas desta cartilha, não são criados pela ANEEL e, sim, instituídos por leis. Alguns incidem somente sobre o custo da distribuição, enquanto outros estão embutidos nos custos de geração e de transmissão.

Quando a conta chega ao consumidor, ele paga pela compra da energia (custos do gerador), pela transmissão (custos da transmissora) e pela distribuição (serviços prestados pela distribuidora), além de encargos setoriais e tributos.

| Por que as tarifas têm aumentado?

Em 24 de janeiro de 2013, a ANEEL realizou uma Revisão Tarifária Extraordinária para 63 concessionárias de distribuição, publicando tarifas com uma redução média de 20,2% na conta de luz. A redução foi resultado da Lei nº 12.783/2013, que promoveu a renovação antecipada das concessões de transmissão e geração de energia que venciam até 2017. As condições para a antecipação da renovação das concessões previam a redução dos custos dos ativos que já se encontravam total ou parcialmente amortizados e depreciados. Também foram instituídas medidas que visaram reduzir o peso dos encargos setoriais nas tarifas.

As principais alterações que permitiram a redução da conta de luz foram:

- a alocação de cotas de energia das geradoras com concessão renovada, a um preço médio de R\$ 32,81 por megawatt-hora (MWh), inferiores aos custos médios praticados;
- a redução da receita das transmissoras com concessão renovada;
- a redução dos encargos setoriais, com o aporte direto de recursos do Tesouro Nacional na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), a isenção da Reserva Geral de Reversão (RGR) e a extinção da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC);
- a retirada de subsídios cruzados da estrutura da tarifa – descontos concedidos a determinados consumidores e demais usuários do serviço de distribuição de energia elétrica, que passaram a ser cobertos pela CDE.

Ao mesmo tempo em que as medidas instituídas pela Lei nº 12.783/2013 possibilitaram a redução das tarifas dos consumidores em janeiro de 2013, o cenário hidrológico daquele ano foi bastante desfavorável, o que impactou o custo de compra de energia das concessionárias de distribuição, pois acarretou o aumento do uso da geração de energia térmica, com custos médios maiores do que a geração hídrica. Assim, visando garantir a modicidade tarifária, foram publicados os Decretos 7.945/2013, 8.020/2013 e 8.221/2014, que permitiram o repasse adicional de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) às distribuidoras para a cobertura de parcela dos custos decorrentes do despacho de usinas termoeletricas e da exposição involuntária no mercado de curto prazo¹. Os recursos da CDE recebidos pelas concessionárias serão devolvidos à Conta no prazo de 4 anos a partir de 2015, com atualização monetária pelo IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo).

O ano de 2014 também apresentou uma condição hidrológica desfavorável. Assim, o Decreto nº 8.221/2014 criou a Conta no Ambiente de Contratação Regulada - Conta-ACR, sob a gestão da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, com

¹ - Concessionária que não tem contratos de energia suficientes para atender seu mercado, o que a obriga a comprar energia no curto prazo, ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), por motivos alheios à sua vontade.

a finalidade de cobrir, total ou parcialmente, as despesas incorridas pelas concessionárias de distribuição no período de fevereiro a dezembro de 2014, em decorrência da exposição involuntária no Mercado de Curto Prazo e do despacho termoeletrico vinculado aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado na modalidade por disponibilidade - CCEAR-D. Os recursos da Conta – ACR foram viabilizados por meio da contratação de operações de crédito com os Bancos Financiadores, ao custo de CDI mais sobretaxa de 2,74% ao ano, amortizadas no prazo de 54 meses a partir de novembro de 2015.

A partir de 2015, os custos variáveis da energia do mercado regulado passaram a ser cobertos pelos adicionais das Bandeiras Tarifárias, que têm como objetivo sinalizar aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica no SIN. Nesse sentido, o Decreto nº 8.401, de 5 fevereiro de 2015, criou a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, sob a gestão da CCEE, com o objetivo de administrar os recursos decorrentes da aplicação das Bandeiras Tarifárias. Os agentes de distribuição fazem o recolhimento dos recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias ao mercado cativo diretamente na Conta Bandeiras, em nome da CDE, e estes são destinados à cobertura das variações dos custos de geração por fonte termelétrica e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição conectados ao SIN.

2013

Utilização de Saldos Fundos Setoriais e Aporte do Tesouro Nacional

R\$ 11,1 bilhões a serem pagos pelos consumidores por meio da CDE a partir de 2015, em 4 anos, com atualização pelo IPCA.

2014

Concessionárias realizaram empréstimos bancários por meio da Conta – ACR

R\$ 17,8 bilhões a serem amortizados a partir dos reajustes de 2015, pelo prazo de amortização dos empréstimos (até 5 anos), ao custos de CDI + 2,74% ao ano

2015

Aplicação do Sistema de Bandeiras Tarifárias

Recursos são administrados por meio da Conta Bandeiras. Os valores recebidos por cada distribuidora são utilizados para reduzir o saldo da CVA e da exposição ao mercado de curto prazo, a serem repassados nos processos de reajustes.

Em 02 de março de 2015, foi realizada uma Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) de 58 concessionárias de distribuição. Nesse caso, o efeito percebido pelos consumidores foi um aumento médio de 23,4% na conta de luz. A RTE teve como objetivo repositonar os dois itens em que havia maior distanciamento entre os custos efetivos e a cobertura tarifária (a CDE e os custos com compra de energia), destacando-se:

- CDE: elevação substancial da cota anual do encargo (de R\$ 1,7 bilhão em 2014 para R\$ 22,06 bilhões em 2015), o que motivou a necessidade de reconhecer a cobertura tarifária compatível com as cotas homologadas. Esse aumento foi motivado principalmente pela ausência de aporte de recursos do Tesouro Nacional, além dos gastos extraordinários da CCC, das indenizações de concessões renovadas, do crescimento dos subsídios tarifários e da devolução de 25% dos recursos repassados às distribuidoras em 2013 para a cobertura de custos de energia;
- Itaipu: em relação à compra de energia, o efeito mais representativo foi a variação dos custos de Itaipu. A energia dessa usina é alocada na forma de cotas às distribuidoras que atuam nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, e representa aproximadamente 20% da compra de energia dessas concessionárias. As tarifas a serem aplicadas por Itaipu em 2015 foram reajustadas em 46%, em dólar; O principal motivo para a variação da tarifa de Itaipu foi o cenário hidrológico adverso de 2014. Em razão das vazões abaixo das médias históricas, as usinas que participam do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) geraram 91% de sua garantia física. Ocorre que toda a garantia física de Itaipu é alocada às distribuidoras na forma de cotas. Por isso, a energia que deixou de ser gerada teve de ser adquirida por Itaipu ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). A combinação de geração baixa e PLD elevado gerou um custo que foi absorvido por Itaipu ao longo de 2014 e que foi repassado às tarifas em 2015.

Destaca-se que os efeitos tarifários da RTE apresentaram diferenças conforme a região em que a distribuidora atua. Para aquelas das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, o impacto médio, ponderado pela receita das distribuidoras, foi de 28,7% e,

para as distribuidoras das regiões Norte e Nordeste, o impacto médio foi de 5,5%. Essa diferença ocorreu, principalmente, por causa da CDE e de Itaipu. Por Lei, a cota da CDE cobrada nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste é 4,3 vezes maior que a cota cobrada nas Regiões Norte e Nordeste. Com relação à Itaipu, somente as distribuidoras das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste são cotistas da usina.

Ao mesmo tempo em que foi realizada a RTE de março de 2015, os adicionais das bandeiras tarifárias amarela e vermelha também foram alterados, passando o da bandeira amarela de R\$ 15/MWh para R\$ 25/MWh, e o da bandeira vermelha de R\$ 30/MWh para R\$ 55/MWh. Tal alteração resultou da aplicação do Decreto nº 8.401/2015, que criou a Conta Bandeiras, e definiu que os recursos das bandeiras tarifárias deverão ressarcir os custos de geração por fonte termelétrica e a exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo. Até então, somente os custos com geração por fonte termelétrica eram cobertos pela bandeira tarifária.

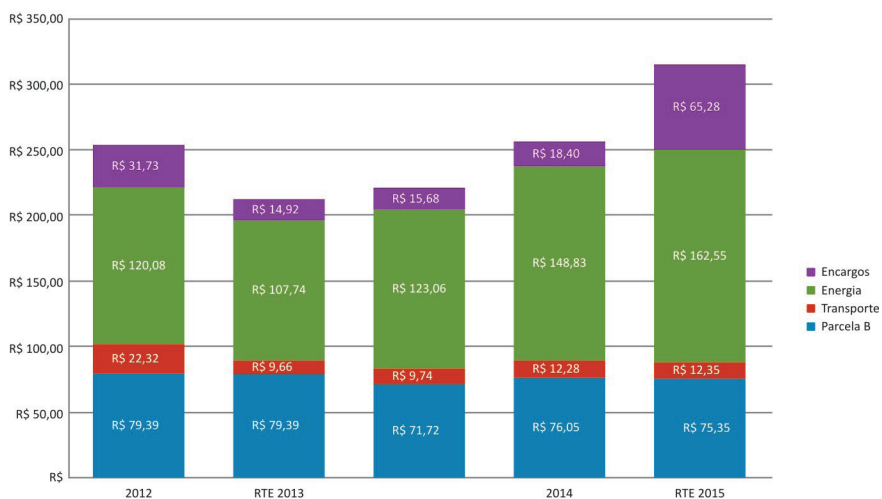
Conforme visto, a redução das tarifas de energia elétrica em 2013 e 2014 refletiu os resultados das renovações de concessões de geração e transmissão, e o aporte direto de recursos do Tesouro Nacional na CDE. Por outro lado, em função da conjuntura hidrológica desfavorável e da exposição involuntária das distribuidoras no mercado de curto prazo, foram instituídas medidas extraordinárias que permitiram a antecipação de recursos às distribuidoras e a postergação do repasse de custos de energia às tarifas. Já no ano de 2015, os custos de geração associados à hidrologia desfavorável passaram a ser cobertos mensalmente pelo acionamento das bandeiras tarifárias amarela e vermelha, o Tesouro Nacional deixou de aportar recursos na CDE e as tarifas passaram a recompor parcela dos custos de energia de 2013 e 2014.

Dessa forma, além dos impactos da RTE de março de 2015 e da aplicação dos adicionais de bandeiras tarifárias, as tarifas vêm sendo reajustadas nos processos tarifários realizados ao longo de 2015, de forma a contemplar o pagamento dos empréstimos realizados por meio da Conta-ACR, e o saldo da CVA de energia restante após a con-

sideração dos aportes recebidos da Conta Bandeiras, além de considerar a alta do dólar, que impacta as distribuidoras cotistas de Itaipu.

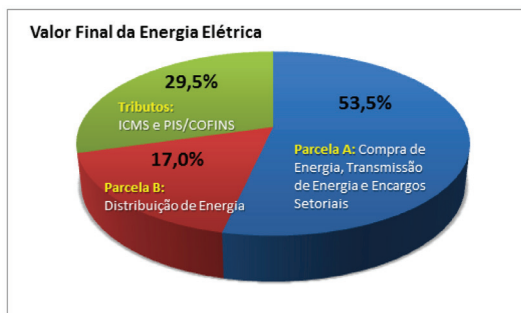
Após esses eventos, uma fatura média² no Brasil, que era de R\$ 253,52 em 2012, passa para R\$ 211,72 em abril de 2013, após a revisão tarifária extraordinária. Nos anos de 2013 e 2014, o custo de produção de energia aumentou, provocando o aumento das tarifas (fatura média passa para R\$ 255,57) Em março de 2015 ocorre a revisão tarifária extraordinária, elevando a tarifa média para R\$ 315, 53.

Tarifa Média Brasil 2012-2015



Conforme se observa da Figura a seguir, os custos de energia representam atualmente a maior parcela de custos (53,5%), seguido dos custos com tributos (29,5%). A parcela referente aos custos com distribuição, ou seja, o custo para manter os ativos e operar todo o sistema de distribuição, representa apenas 17% dos custos das tarifas.

2 - Existem tarifas específicas que se aplicam aos diversos subgrupos, classes e modalidades de consumidores, o que dificulta a visualização da evolução das várias tarifas. Uma forma geral de visualização é a tarifa média aplicada no Brasil, que resulta da divisão de toda a receita de distribuição pela soma total do mercado.



Com a melhora do cenário hidrológico, o custo de produção de energia tende a reduzir. Além disso, em abril de 2019, os empréstimos bancários por meio da Conta – ACR serão quitados, reduzindo ainda mais os custos com energia elétrica.

! O que são bandeiras tarifárias?

A partir de 2015, as contas de energia passaram a utilizar o Sistema de Bandeiras Tarifárias, que indicam se a energia custa mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade.

O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha - as mesmas cores dos semáforos -, e indicam o seguinte:

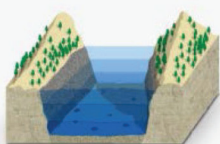
- **Bandeira verde:** condições favoráveis de geração de energia (o valor do Custo Variável Unitário - CVU da última usina a ser despachada é inferior a R\$ 211,28/MWh). A tarifa não sofre nenhum acréscimo;


- **Bandeira amarela:** condições de geração menos favoráveis (o valor do CVU da última usina a ser despachada é igual ou superior a R\$ 211,28/MWh e inferior a R\$ 422,56/MWh);
- **Bandeira vermelha:** condições mais custosas de geração. O valor do CVU da última usina a ser despachada é igual ou superior a R\$ R\$ 422,56/MWh, subdividido em dois patamares de aplicação – igual ou superior a R\$ 422,56/MWh e inferior a R\$ 610/MWh (patamar 1), e igual ou superior a R\$ 610/MWh (patamar 2).

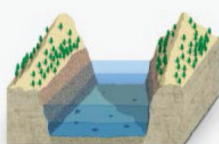
As tarifas são definidas considerando a bandeira verde. Se a situação for adversa, podem ser acionadas as bandeiras amarela e vermelha. Se a situação melhora, a bandeira pode voltar a ficar verde e, automaticamente, o consumidor tem redução da conta.


O sistema de bandeiras é aplicado em todos os estados do Brasil, exceto o de Roraima, que ainda não está no Sistema Interligado Nacional - SIN.

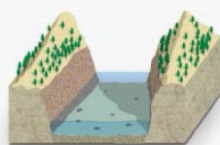
Entenda como funcionam as bandeiras tarifárias de energia




Bandeira verde 
Com os reservatórios cheios, os custos para gerar a energia não aumentam e não há tarifa adicional.



Bandeira amarela 
Sinal de atenção, pois os reservatórios estão esvaziando e os custos de geração aumentam.



Bandeira vermelha 
Se os reservatórios estão com pouca água é necessário economizar energia e acionar termelétricas, o que encarece a produção.



O objetivo do Sistema de Bandeiras Tarifárias é o de sinalizar aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica. Com as bandeiras, a conta de luz fica mais transparente e o consumidor tem a melhor informação para usar a energia elétrica de forma consciente.

! O que são encargos setoriais e para que servem?

Os encargos setoriais são todos criados por leis aprovadas pelo Congresso Nacional para viabilizar a implantação de políticas públicas no setor elétrico brasileiro. Seus valores constam de resoluções ou despachos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e são recolhidos pelas distribuidoras por meio da conta de luz. Cada um dos encargos possui objetivos pré-definidos. Veja na tabela abaixo os oito encargos existentes.

Encargo	Para que serve	Como é calculado
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) Lei nº. 10.438/2002 Alterada pelas Leis nº 12.783/2013 e nº 12.839/2013	Dentre outras finalidades, serve para promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional, custear os descontos nas tarifas concedidos aos consumidores das classes rural e residencial baixa renda, garantir a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral.	A partir da Lei nº 12.783/2013, as cotas passam a ser definidas em função dos recursos necessários para atingir suas finalidades e das demais receitas relacionadas à CDE. O Tesouro Nacional pode aportar recursos na conta da CDE, visando a modicidade das tarifas. O custo da CDE é rateado por todos os consumidores atendidos pelo Sistema Interligado Nacional (SIN). O valor das cotas é calculado pela ANEEL.

Encargo	Para que serve	Como é calculado
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) Lei nº 10.438/2002 Decreto nº 5.025/2004	Incentivar a geração de energia a partir de fontes alternativas (eólicas e biomassa) e de pequenas centrais hidrelétricas.	Rateio dos custos e da energia elétrica contratada por meio do programa, levando em consideração o Plano Anual elaborado pela Centrais Elétricas Brasileiras S/A (ELETROBRAS) e o mercado de energia verificado, cativo e livre. A Lei concedeu isenção aos consumidores da subclasse residencial Baixa Renda.
Reserva Global de Reversão (RGR) Decreto nº 41.019/1957	Gerar recursos para reversão das instalações utilizadas na geração e transporte de energia em favor das concessionárias, além de financiar a expansão e a melhoria do serviço de energia elétrica.	A partir da Lei nº 12.783/2013, as concessionárias de distribuição ficam desobrigadas de recolher recursos da RGR.
Encargos de Serviços do Sistema (ESS) Decreto nº 2655/1998	Aumentar a confiabilidade e a segurança da oferta de energia no país.	O custo é apurado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e é pago por todos os consumidores, cativos e livres, aos agentes de geração. Considera o custo do despacho de termoeletricas por ordem de mérito, por segurança energética, restrições operativas e serviços ancilares.

Encargo	Para que serve	Como é calculado
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) Constituição Federal de 1988	Compensar financeiramente a União, estados e municípios pelo uso da água e de terras produtivas necessárias à instalação de usinas para geração de energia.	A CFURH corresponde a 6,75% do valor total de energia mensal produzida por usina (em Megawatt/hora - MWh), multiplicado pela Tarifa Atualizada de Referência (TAR). Do total arrecadado, 45% são destinados aos municípios atingidos pelos reservatórios das usinas e 45% são distribuídos aos estados. Os 10% restantes são repassados à União (3% ao MMA, 3% ao MME e 4% para o FNDCT). A sistemática de distribuição dos royalties é semelhante à da compensação financeira, utilizando-se o valor da energia estabelecido no Tratado de Itaipu, atualizado pela taxa de câmbio do dólar no dia do pagamento e multiplicado pelo número quatro.
Operador Nacional do Sistema (ONS) Lei nº 9.648/1998 Decreto nº 2.335/1997	Financiar o funcionamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico, que coordena e controla a operação das geradoras e transmissoras de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN).	O valor é definido anualmente pelo ONS e aprovado pela ANEEL.

Encargo	Para que serve	Como é calculado
<p>Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/EE)</p> <p>Lei nº 9.991/2000 Lei nº 11.465/2007 Lei nº 12.212/2010</p>	<p>Estimular pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à energia elétrica e ao uso sustentável dos recursos necessários para gerá-la.</p>	<p>Distribuidoras devem aplicar 0,5% da receita operacional líquida, tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia. Outros agentes devem investir 1% em P&D.</p>
<p>Encargo de Energia de Reserva (EER)</p> <p>Lei nº 10.848/2004</p> <p>Resolução Normativa nº 337/2008</p>	<p>Cobrir custos decorrentes da contratação de energia de reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários</p>	<p>Rateio entre os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), incluindo os consumidores livres e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN. É definido mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), segundo fórmula prevista em resolução da ANEEL.</p>
<p>Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)</p> <p>Lei nº. 9.427/1996 Alterada pela Lei nº 12.783/2013</p> <p>Decreto nº. 2.410/1997</p>	<p>Custear o funcionamento da ANEEL no exercício das suas atividades de fiscalização e regulação econômica.</p>	<p>A TFSEE é paga por todos os consumidores de energia elétrica, incidindo na atividade dos agentes de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica. Equivale a 0,4% do benefício econômico anual dos agentes – antes da edição da Lei nº 12.783/2013, era de 0,5%.</p>

O que são tributos e quais incidem na conta de luz?

Tributos são pagamentos compulsórios devidos ao poder público, a partir de determinação legal, e que asseguram recursos para que o Governo desenvolva suas atividades. No Brasil, os tributos estão embutidos nos preços dos bens e serviços, por isso estão presentes nas contas de água, luz e telefone, na compra de bens e na contratação de serviços diversos. Nas contas de energia estão incluídos tributos federais (PIS/COFINS), estaduais (ICMS) e municipais (CIP). As distribuidoras de energia recolhem e repassam esses tributos às autoridades competentes. A seguir, saiba mais sobre os tributos que incidem na conta de luz.

Tributos federais

O Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) são tributos cobrados pela União, voltados para o trabalhador e para atender a programas sociais do Governo Federal. As alíquotas são de 1,65% (PIS) e 7,6% (COFINS), apuradas de forma não-cumulativa. Assim, a alíquota média desses tributos varia com o volume de créditos apurados mensalmente pelas concessionárias e com o PIS e a COFINS pagos sobre custos e despesas no mesmo período, tais como a energia adquirida para revenda ao consumidor.

Sistema atual (não cumulativo)

Aliquotas

PIS - 1,65%

COFINS - 7,60%

Exemplo - não cumulativo

Faturamento Bruto R\$ 10.000,00

PIS R\$ 165,00

COFINS R\$ 760,00

1 - PIS/COFINS a débito R\$ 925,00

Custos e /ou Despesas R\$ 4.000,00

2 - PIS/COFINS a crédito

(incidente sobre os R\$ 370,00

custos e despesas)

PIS/COFINS a pagar (1-2) R\$ 555,00

Aliquota *efetiva ou média* 5,55%

Tributo estadual

O Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) é um tributo estadual, previsto no art. 155 da Constituição Federal de 1988, o imposto incide sobre as operações relativas à circulação de mercadorias e serviços, sendo da competência de cada estado e do Distrito Federal fixar suas alíquotas. A distribuidora tem a obrigação de realizar a cobrança do ICMS diretamente na conta de luz, repassando o valor ao Governo Estadual.

O ICMS é cobrado “por dentro”, ou seja, com um peso maior que sua alíquota nominal. Em uma área de concessão com alíquota de ICMS de 25%, por exemplo, a cobrança “por dentro” acaba elevando seu impacto para 33%. Assim, em uma conta de R\$ 100, se o imposto fosse aplicado diretamente, o valor subiria para R\$ 125, mas como o imposto está embutido na própria fórmula de cálculo, o valor passa para R\$ 133.

Tributo municipal

A Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP) está prevista no artigo 149-A da Constituição Federal de 1988, que estabelece, entre as competências dos municípios, dispor sobre a forma de cobrança e a base de cálculo da CIP, mediante lei específica aprovada pela Câmara Municipal. 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. Nesse caso, a concessionária apenas arrecada a contribuição de iluminação pública para o município. O repasse é feito mesmo quando o consumidor deixa de pagar a conta de luz.

Como é definido o valor da tarifa de energia?

O valor da tarifa inicial e os mecanismos para sua atualização estão definidos nos contratos de concessão assinados entre as distribuidoras e a União (poder concedente). Os documentos são públicos e estão disponíveis no sítio da ANEEL (www.aneel.gov.br). Os contratos preveem três mecanismos para atualização tarifária, que são o reajuste anual (na data de aniversário do contrato de cada distribuidora), a revisão tarifária periódica (ocorre em média a cada quatro anos) e a revisão tarifária extraordinária (se necessária). A correção das tarifas é essencial para manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, a fim de assegurar a qualidade e continuidade do fornecimento de energia elétrica à sociedade.



Por que é necessário fazer o reajuste anual e a revisão tarifária periódica?

Os contratos de concessão precisam ser cumpridos. O reajuste e a revisão são feitos para permitir que a tarifa seja suficiente para cobrir os custos necessários para a disponibilização do serviço adequado – ou seja, contínuo, geral e eficiente. Para prestá-lo, é preciso remunerar os investimentos das empresas reconhecidos como prudentes, estimular o aumento da eficiência e da qualidade dos serviços prestados pela concessionária e garantir atendimento abrangente ao mercado, sem distinção geográfica ou de renda. Todos esses objetivos são cumpridos sem perder de vista que a tarifa deve, ainda, ser justa para os consumidores.

O que é o reajuste tarifário anual?

O reajuste tarifário anual é um dos mecanismos de atualização do valor da energia paga pelo consumidor, aplicado anualmente, de acordo com fórmula prevista no contrato de concessão. Seu objetivo é restabelecer o poder de compra da concessionária. Para aplicação da fórmula de reajuste são repassadas as variações dos custos de Parcela A, que são aqueles em que a distribuidora tem pouca ou nenhuma gestão. Por contrato, dizem respeito aos custos relacionados à compra de energia elétrica para atendimento de seu mercado, ao valor da transmissão dessa energia até a área da distribuidora e aos encargos setoriais.

No reajuste, os custos com a atividade de distribuição (sob completa gestão da distribuidora e definidos como Parcela B) são corrigidos pelo Índice Geral de Preços ao Mercado (IGP-M), da Fundação Getúlio Vargas, deduzido o Fator X. Os itens de Parcela

B são, basicamente, os custos operacionais das distribuidoras e os custos relacionados aos investimentos por ela realizados, além da quota de depreciação de seus ativos e a remuneração regulatória – valores que são fixados pela ANEEL na época da revisão tarifária. O objetivo do Fator X é estimar ganhos de produtividade da atividade de distribuição e capturá-los em favor da modicidade tarifária em cada reajuste.



! O que é a revisão tarifária periódica?

A revisão tarifária periódica também é um dos mecanismos de definição do valor da energia paga pelo consumidor, sendo realizada a cada quatro anos, em média, de acordo com o contrato de concessão assinado entre as empresas e o poder concedente. Na revisão periódica são redefinidos o nível eficiente dos custos operacionais e a remuneração dos investimentos – a chamada Parcela B.

Os custos regulatórios, definidos pela ANEEL e aplicado nos processos de revisão tarifária, podem ser maiores ou menores do que os custos reais praticados pela distribuidora. Trata-se da regulação por incentivos, na qual os custos regulatórios, ou seja, o considerado razoável dado certo nível de eficiência, são aplicados às revisões tarifárias. Geralmente é definido um benchmarking, que utiliza métodos de comparação entre as próprias distribuidoras ou outras referências, até mesmo internacionais.

A título de ilustração, um método simples de aplicar um custo operacional regulatório seria avaliar o custo de manutenção por quilômetro (km) de rede de todas as distribuidoras, calcular o valor médio e multiplicar o valor médio pela extensão de rede de determinada distribuidora. Nessa situação, parte das distribuidoras teria um custo repassado às tarifas inferior aos praticados, sendo automaticamente penalizadas por sua ineficiência, e parte teria custos regulatórios superiores aos reais, tendo incentivos a permanecer com seu nível de eficiência operacional.

Na prática, porém, metodologias singelas como a ilustrada não atendem aos objetivos da regulação por incentivos, pois os métodos de comparação demandam maior complexidade, utilizando múltiplas variáveis e arranjos matemáticos mais sofisticados, visando retratar parte mais significativa das características das distribuidoras.

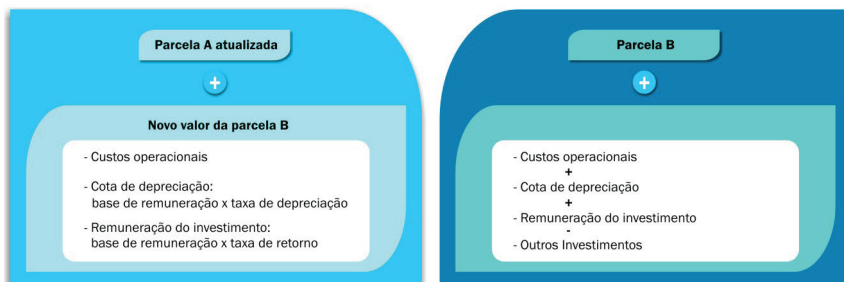
Uma vez definido o valor eficiente dos custos relacionados à atividade de distribuição, os mesmos serão apenas reajustados (IGP-M menos Fator X) até a revisão tarifária seguinte, não sendo reavaliados a cada ano. Todas as concessionárias são incentivadas a reduzirem seus custos e se tornarem mais eficientes. Na revisão tarifária seguinte, os ganhos de eficiência obtidos pelas concessionárias são revertidos em prol da modicidade tarifária.

Até 2014 as revisões tarifárias eram delimitadas temporalmente por ciclos, nos quais havia uniformidade de regras. O primeiro ciclo de revisões tarifárias periódicas aconteceu entre 2003 e 2006, o segundo entre 2007 e 2010 e o terceiro entre 2011 e 2014. O novo ciclo de revisões tarifárias iniciou-se em 2015.

A partir do ano de 2015, foi abandonado o conceito de ciclo tarifário como um pacote metodológico fechado. Até então, todas as metodologias de definição da Parcela B eram revistas conjuntamente para serem aplicadas, posteriormente e de forma uniforme, nas revisões de todas as distribuidoras. Para o novo ciclo, decidiu-se modificar esse procedimento, porque a duração do ciclo tarifário varia de concessionária para

concessionária. Atualmente, a metodologia de cada componente da Parcela B pode ser revista separadamente. Desse modo, o processo de revisão se torna mais efetivo e eficaz.

Receita revisada:



O que são custos operacionais?

Os custos operacionais são os custos associados às atividades de operação, manutenção, tarefas comerciais e administrativas, como os custos com leitura e entrega de faturas, vistoria de unidades consumidoras, poda de árvores, operação de subestações, combate às perdas, administração e contabilidade.

Como visto anteriormente, nos processos tarifários não são reconhecidos os custos reais das distribuidoras. Os custos são definidos a partir da identificação das melhores práticas entre as empresas, por meio da comparação entre as concessionárias, considerando as características das áreas de concessão. Perdas e qualidade são consideradas na apuração da eficiência.

O que é Cota de Depreciação e Remuneração dos Investimentos?

A Cota de Depreciação refere-se à recomposição do capital investido e à remuneração dos investimentos, bem como à rentabilidade do negócio de distribuição. A Remuneração dos Investimentos depende do Custo de Capital, que é a taxa de rentabilidade a ser adotada no cálculo da remuneração das empresas e representa o custo de oportunidade dos recursos, compatível com um risco similar ao que enfrenta a atividade. No ano de 2015, aumentou-se a taxa de remuneração do capital investido pelas distribuidoras, de modo a refletir o maior nível de risco para se investir no setor de distribuição de energia no Brasil. O Custo de Capital tende a reduzir com a redução de risco, razão da necessidade de estabilidade de regras, incluindo o compromisso com os contratos de concessão firmados entre concessionárias de distribuição e poder concedente.

O que são Outras Receitas?

As Outras Receitas são as receitas auferidas pelas distribuidoras que não decorrem das tarifas de energia elétrica. A ANEEL permite o desempenho de atividades não diretamente ligadas ao serviço de distribuição de energia elétrica pelas concessionárias, quando o seu desenvolvimento não prejudique o serviço de distribuição de energia elétrica. Nesse caso, a concessionária compartilha com o consumidor parte da receita obtida, contribuindo para a modicidade tarifária.

| O que é Fator X?

O Fator X visa a garantir que o equilíbrio estabelecido na revisão tarifária entre receitas e despesas eficientes seja mantido nos reajustes tarifários posteriores, transferindo os ganhos potenciais de produtividade do segmento de distribuição de energia elétrica aos consumidores, e, além disso, busca incentivar a melhoria da qualidade técnica e comercial dos serviços prestados ao consumidor. Existe uma tendência de que, no longo prazo, as concessionárias de distribuição atendam a maiores mercados e melhorem suas práticas de gestão, de modo a aumentar os ganhos. O fator X busca repassar parte desses ganhos aos consumidores.

O Fator X é composto por 3 componentes:

- 1) O Componente Pd mensura os ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica;
- 2) O Componente Q avalia a qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora aos seus consumidores;
- 3) O Componente T ajusta, ao longo de um período definido, os custos operacionais observados de cada concessionária ao custo operacional eficiente.

| O que são perdas não técnicas?

No processo de homologação da revisão tarifária das distribuidoras são definidos os custos regulatórios com aquisição de energia elétrica. Cabe à ANEEL definir a cada revisão tarifária um referencial regulatório de perdas que leve em consideração o

desempenho da concessionária nos segmentos de perdas que tenha maior gestão.

As perdas podem ser segmentadas entre Perdas na Rede Básica, que são externas ao sistema de distribuição da concessionária e tem origem notadamente técnica, e as Perdas na Distribuição que podem ser de natureza técnica ou não técnica.

A abordagem adotada pela ANEEL para a definição dos limites de perdas não técnicas é o da comparação do desempenho de distribuidoras que atuem em áreas de concessão semelhantes. Tal comparação se dá essencialmente a partir da construção de um ranking de complexidade no combate às perdas não técnicas, que busca mensurar de forma objetiva o nível de dificuldade enfrentado por cada distribuidora para reduzir, essencialmente, as fraudes e furtos de energia em sua área de atuação.

A partir da formulação do ranking é possível afirmar que distribuidoras que atuam em áreas mais complexas, e que ainda assim tenham alcançado níveis mais baixos de perdas não técnicas, sejam referências de eficiência e possam, portanto, ser utilizadas para se definir trajetórias de redução de perdas não técnicas para as demais. Cabe ressaltar que além da análise de eficiência comparativa das distribuidoras, a avaliação também considera o desempenho passado da própria distribuidora, que pode servir de referencial regulatório quando os níveis de perdas não técnicas tiverem crescido.

A metodologia empregada pela ANEEL na definição do percentual regulatório de perdas, repassado às tarifas, cria incentivos à concessionária no sentido de redução das perdas não técnicas. Há incentivo porque a concessionária arca com recursos próprios quando as perdas não técnicas reais são maiores que as regulatórias. Além disso, mesmo que a concessionária se encontre atualmente com níveis de perdas compatíveis com os valores regulatórios, a comparação com as demais distribuidoras a incentiva a reduzir permanentemente seus níveis de perdas. Caso a distribuidora não consiga reduzir suas perdas, seus acionistas pagam parte dos custos de compra de energia, diminuindo seus lucros. Assim, a metodologia atualmente empregada

pela ANEEL para a definição dos níveis de perdas regulatórias é a principal medida no sentido de compelir as concessionárias de distribuição a reduzir suas perdas não técnicas.

| O que é a revisão tarifária extraordinária?

É o terceiro mecanismo de atualização de tarifas previsto no contrato de concessão. Tem o objetivo de atender casos especiais de justificado desequilíbrio econômico-financeiro da concessão. Pode ser feita a qualquer tempo, uma vez comprovada a ocorrência de tal desequilíbrio.

| A ANEEL pode deixar de aplicar os mecanismos de atualização das tarifas?

Não, pois esses mecanismos estão previstos nos contratos de concessão assinados. Em alguns casos, quando a distribuidora está inadimplente com o recolhimento de algum encargo ou custo setorial, a ANEEL não homologa o reajuste ou a revisão, ficando a empresa impedida de praticar novas tarifas até que as pendências sejam resolvidas.

A atualização tarifária acompanha o reajuste do salário mínimo ou a inflação?

Não. O reajuste do salário mínimo é definido pelo Congresso Nacional. As fórmulas de reajuste e revisão tarifária estão previstas nos contratos de concessão e não acompanham diretamente a inflação. No reajuste anual da tarifa de energia, apenas uma parte dos custos da distribuidora (os itens de Parcela B) é corrigida pelo Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M), subtraído do Fator X (que estima ganhos de produtividade a serem revertidos à modicidade tarifária). Os demais custos, como o da compra de energia e dos encargos setoriais, são repassados conforme dispositivos específicos de contratos ou de regulamentos.

As atualizações tarifárias de energia superaram a inflação?

Sim. De agosto de 2002 a junho de 2015, o aumento das tarifas de energia elétrica foi superior à variação acumulada do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), do IBGE, e à do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), da Fundação Getúlio Vargas. Todavia, com a melhora do cenário hidrológico as tarifas tendem a retornar a patamares inferiores aos índices de preços.

Como a qualidade, as perdas (fraudes, furtos e erros de medição) e a inadimplência impactam a tarifa de energia elétrica?

Para fornecer energia aos consumidores com a qualidade adequada, a empresa precisa investir na ampliação e na manutenção do sistema elétrico existente. Esses custos são avaliados na revisão tarifária. Como anteriormente explicado, foi introduzido no terceiro ciclo um mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade. A cada ano, será avaliado se houve melhora ou piora dos indicadores DEC e FEC. Assim, se o serviço piorar de um ano para outro, o indicador (Componente Q do Fator X) aumenta e o reajuste anual poderá ficar menor. Por outro lado, se a qualidade melhorar, o indicador diminui e a tarifa cai menos.

As perdas não técnicas são decorrentes, principalmente, do consumo irregular de energia, ocasionado por fraudes no medidor, furtos ou erros de medição. Na revisão tarifária, a ANEEL define o nível eficiente de perdas não técnicas, por meio da comparação entre o desempenho das distribuidoras. Logo, só é repassado para as tarifas um nível de perdas regulatório, que pode ser menor que o real, dependendo do valor de referência considerado para os diversos agrupamentos de distribuidoras.

A mesma lógica é empregada para a definição do nível regulatório de receitas irre recuperáveis, que está relacionado à inadimplência no pagamento das faturas de energia elétrica.

O que pode ser feito para reduzir a conta de luz?

A ANEEL estabeleceu nova metodologia para a revisão tarifária periódica que contribuirá para redução dos custos relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica. Isso se dará com o repasse dos ganhos de eficiência alcançados pelas distribuidoras nos períodos entre revisões. A conta de luz é composta basicamente pelas tarifas, tributos e montante da energia consumida.

Uma redução significativa das tarifas depende da redução de tributos (de iniciativa do Congresso Nacional), do ICMS (de iniciativa dos estados), e da contribuição de iluminação pública (de iniciativa dos municípios). A redução de impostos pode reduzir, inclusive, os custos para instalação de novas usinas e das linhas de transmissão, o que resultaria em valores menores nos leilões de geração e de transmissão, com efeitos imediatos nas tarifas finais. Ainda com relação à geração, a redução do preço para o consumidor dependeria da exploração de potenciais derivados de fontes mais baratas.

Outra forma seria a redução do custo da energia, que pode ocorrer com o aumento da capacidade hídrica instalada, que é a mais barata.

O consumidor, por sua vez, deve ficar atento ao desperdício de energia a fim de reduzir seu consumo, além de participar da definição das regras de revisão tarifária e de cobrar providências de seus representantes nas esferas Federal, Estadual e Municipal. Várias dicas de economia de energia podem ser obtidas no portal da ANEEL (www.aneel.gov.br), em CLIC Energia, e do Programa de Conservação de Energia (Procel) (www.procel.gov.br).

A escolha da modalidade tarifária pode reduzir a fatura de energia?

Sim. Na definição das tarifas, a ANEEL dispõe de modalidades tarifárias para a escolha da que melhor atenda às características de consumo.

Para consumidores atendidos em alta tensão, consumidores industriais e grandes consumidores comerciais na maioria das vezes, estão disponíveis a modalidade tarifária azul e verde. A modalidade tarifária deve ser escolhida segundo o perfil de consumo, ou seja, segundo a forma e os períodos de utilização escolhidos.

Aos consumidores de baixa tensão (sejam os residenciais, comerciais, industriais e de áreas rurais), além da tarifa convencional também estará disponível em breve a modalidade tarifária branca, que considera o perfil de consumo de acordo com os horários de uso da energia. De segunda à sexta-feira, uma tarifa mais barata será empregada na maioria das horas do dia; outra mais cara, no horário em que o consumo de energia atinge o pico máximo, no início da noite; e a terceira, intermediária, será entre esses dois horários. Nos finais de semana e feriados, a tarifa mais barata será empregada para todas as horas do dia. A tarifa branca será opcional e não valerá para a iluminação pública e os consumidores de baixa renda.

Para a aplicação da tarifa branca, é necessária a instalação de medidores com capacidade de medir e registrar o consumo de energia ao longo do tempo. Todavia, há a necessidade de que os medidores sejam homologados pelo INMETRO, tão logo isso ocorra o consumidor poderá fazer a opção pela tarifa branca e solicitar a troca de seu medidor. Dessa forma, para os consumidores que não utilizam grande quantidade de energia entre 18h e 22h, ou que têm a capacidade e disposição de mudar seus hábitos, a opção pela tarifa branca tende a ser vantajosa.

Outra modalidade é o pré-pagamento e pós-pagamento eletrônico de energia elétrica, aprovada pela Resolução Nº 610/2014. De acordo com o texto aprovado, a adesão do consumidor ao modelo de pré-pagamento é voluntária e sem ônus. Além disso, depende de uma decisão da distribuidora em oferecer a modalidade em sua área de concessão. O sistema funcionará da seguinte forma: o consumidor recebe um crédito inicial de 20 kWh, a ser quitado na compra subsequente. Posteriormente, poderá comprar novos créditos quando quiser e quantas vezes desejar, sendo 5 kWh o montante mínimo de compra. A venda dependerá da estratégia que a distribuidora adotar, o que pode ocorrer por meio de agentes credenciados pela distribuidora ou, inclusive, pela internet. A tarifa do pré-pagamento será igual à do pós-pago, no entanto, a distribuidora poderá conceder descontos por sua conta e risco para incentivar os consumidores a aderirem à nova modalidade.

Como o consumidor pode participar do processo de definição das tarifas?

O consumidor pode participar por meio das consultas e audiências públicas propostas pela ANEEL para dar transparência a suas ações e oferecer a oportunidade à sociedade para participar das decisões que toma. Nesses processos, a ANEEL obtém subsídios e informações adicionais para aprimorar os atos regulamentares em fase de elaboração.

As audiências, abertas a toda a sociedade, são divulgadas com antecedência no portal da Agência e em jornais, rádios e emissoras de TV. Os participantes inscritos têm o direito de se manifestar pessoalmente para apresentar contribuições e sugestões.

As revisões tarifárias são precedidas de audiências públicas, o que não acontece no caso dos reajustes, pois se limitam à aplicação de uma fórmula específica.

Cabe lembrar que as decisões da diretoria colegiada da ANEEL são tomadas em reuniões públicas e podem ser acompanhadas pessoalmente, na sede da ANEEL, em transmissão ao vivo no portal da Agência (www.aneel.gov.br), ou, posteriormente, em vídeos no canal da ANEEL no Youtube (www.youtube.com/aneel).

As reuniões ordinárias são realizadas às terças-feiras e as extraordinárias, sempre que necessárias. No portal, é possível consultar a pauta e a memória das reuniões, bem como documentos relacionados aos processos deliberados.



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

SGAN - Quadra 603 - Módulos "I" e "J"
Brasília - DF - 70830-110
TEL. 55 (61) 2192 8600 Ouvidoria Setorial: 167
www.aneel.gov.br