



Número 134
Maio de 2014

**As tarifas de energia elétrica no Brasil:
inventário do 3º ciclo de revisão tarifária
e os efeitos sobre o setor**

DIIESE
DEPARTAMENTO INTERSINDICAL DE
ESTATÍSTICA E ESTUDOS SOCIOECONÔMICOS

As tarifas de energia elétrica no Brasil: inventário do 3º ciclo de revisão tarifária e os efeitos sobre o setor

Apresentação

A tarifa de energia elétrica ao consumidor final no Brasil é regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel. Trata-se do serviço público com um dos maiores índices de cobertura da população brasileira, além de insumo básico para diversos ramos econômicos ligados a agricultura, indústria e serviços. A energia elétrica cumpre papel crucial na chamada sociedade da informação, ao permitir às pessoas o uso de bens de consumo domésticos de elevado grau de desenvolvimento tecnológico, tornando-se indispensável para o pleno desenvolvimento humano¹.

A Revisão Tarifária Periódica (CRTP) é uma das três modalidades previstas para a correção das tarifas das concessionárias distribuidoras de energia. É um processo que ocorre em todas as concessionárias distribuidoras², em média, a cada quatro anos. O sentido da revisão é redefinir o nível das tarifas, com o objetivo de preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e, ao mesmo tempo, transferir aos consumidores eventuais ganhos de eficiência observados durante o período entre as revisões.

A Revisão Tarifária Periódica sugere, portanto, uma ampla avaliação dos requisitos necessários à prestação dos serviços. Com base nesta avaliação, procede-se a fixação dos novos patamares tarifários que poderão acarretar aumento, diminuição ou manutenção dos valores praticados³. O primeiro ciclo de revisão ocorreu no período de 2003 a 2005; o segundo entre 2007 a 2010 e o terceiro teve início em 2012 e 2013⁴.

¹ DIEESE. **As tarifas de energia elétrica no Brasil: sistemática de correção e evolução dos valores**. Nota Técnica, 58, dez. 2007.

² As outras duas são: reajuste tarifário anual e revisão tarifária extraordinária. As concessionárias transmissoras de energia também têm as suas tarifas regularmente revisadas pela Aneel. No setor, apenas o segmento de geração de energia não tem tarifa regulada, podendo vender a sua energia no mercado regulado a partir de leilões realizados periodicamente pelo governo, ou no mercado livre, em que os preços são negociados diretamente entre geradores e consumidores. Esta negociação exige que os envolvidos tenham um determinado porte que permita classificá-los como consumidores livres, ou seja, ter demanda igual ou superior a 3 MW e a tensão em que a energia é fornecida ser igual ou superior a 69kV. A condição do nível de tensão somente é válida para quem conectou-se no sistema até 07/07/1995. Há ainda o consumidor livre especial que pode comprar diretamente das geradoras, desde que consumam mais que 0,5 MW e que a fonte de energia seja alternativa tais como Pequena Central Hidroelétrica (PCH), Biomassa, Eólica, entre outras.

³ DIEESE. **A revisão tarifária da energia elétrica numa perspectiva dos trabalhadores do setor**. Nota Técnica, 70, jul. 2008.

⁴ O terceiro ciclo deveria ter início em 2011, mas em razão de atrasos na discussão metodológica dos procedimentos regulatórios que deveriam ser aplicados, foi adiado para 2012.

O objetivo desta Nota Técnica é avaliar os resultados do terceiro ciclo de revisão tarifária e discutir as possíveis consequências que podem afetar as empresas, os consumidores e os trabalhadores do setor. Ao final, pretende-se também situar essa discussão no atual contexto setorial no qual o debate sobre a possibilidade de racionamento e o custo da energia assumiu grande dimensão.

As mudanças na metodologia do 3º ciclo de revisão

Para definir a tarifa de energia ao consumidor final de cada concessionária distribuidora, a Aneel divide a estrutura de custos das empresas em duas partes: 1) gerenciáveis, ou Parcela B; 2) não gerenciáveis, ou Parcela A. O quadro abaixo mostra a composição das duas partes, e a soma será a tarifa final cobrada do consumidor.

QUADRO
Estrutura da tarifa do serviço de distribuição de energia elétrica

Custo não gerenciável – Parcela A	Custo gerenciável – Parcela B
Compra de energia Transmissão Encargos	Custos operacionais Cota de depreciação Remuneração dos investimentos
Tarifa de Energia = Parcela A + Parcela B	

Na revisão tarifária, o foco de atuação da Aneel é a Parcela B da tarifa, ou seja, os custos gerenciáveis, nos quais podem ser observados ganhos de eficiência através da ação das empresas. No terceiro ciclo foram adotadas mudanças na determinação dessa Parcela, e as principais serão apresentadas a seguir:

a) Definição dos custos operacionais

Até o segundo ciclo de revisão, a Aneel utilizou uma empresa fictícia para definir o padrão tarifário adequado em cada área de concessão. Esse modelo, conhecido como “Empresa de Referência”, detalhava toda a estrutura de custo das Parcelas A e B e definia a tarifa que representava o equilíbrio econômico e financeiro do contrato de concessão para cada empresa. A primeira mudança importante no terceiro ciclo foi abandonar esse modelo, pois, segundo a Aneel, o modelo não foi devidamente compreendido pela sociedade.

“A experiência adquirida no 1CRTP e 2CRTP (ciclo de revisões) demonstra a dificuldade encontrada pela sociedade em compreender o real objetivo da Empresa de Referência. Sindicatos reclamam dos salários pagos na Empresa de Referência ou do não reconhecimento de determinados acordos trabalhistas; acionistas cobram das empresas gestão idêntica à parametrizada na Empresa de Referência; a justiça toma

*decisões baseadas em itens que compõem a Empresa de Referência e não a distribuidora real; as próprias distribuidoras parecem por vezes desconsiderar que o modelo é uma representação simplificada, com parâmetros médios, que não necessariamente deve refletir as particularidades de cada área de atuação.*⁵

De acordo com a Agência, a mudança teve o objetivo de adotar uma metodologia menos intensiva em números e parâmetros, para torná-la mais simples de ser entendida pelo consumidor. Assim, ao invés de criar uma empresa fictícia para definição dos custos operacionais, estes passaram a ser apurados em duas etapas:

- i. A primeira consiste na atualização monetária dos custos operacionais apurados no 2º ciclo através da “Empresa de Referência”, observando o crescimento do mercado (unidades consumidoras, redes de distribuição e ganhos de produtividade);
- ii. Na segunda, é feita uma análise de eficiência comparativa para definir um intervalo de custos operacionais eficientes considerando o mercado e as características da área de concessão e o nível de qualidade do serviço de cada empresa.

O valor da primeira etapa (valor atualizado do segundo ciclo) é então confrontado com o intervalo de custo eficiente apurado na segunda etapa. Caso esteja contido nesse intervalo, não há variação a ser considerada, assumindo-se então o valor apurado na primeira etapa. Caso contrário, a diferença entre o valor da primeira etapa e o limite mais próximo do intervalo se transformará em um percentual que aumentará ou reduzirá os custos operacionais apurados na primeira etapa, podendo variar de +2% a -2%. Esse percentual já será aplicado na revisão e também nos próximos reajustes anuais e é denominado como componente “T” do Fator X.

Com essa mudança, o foco passou a ser o nível de custo reconhecido em cada concessionária e não mais os custos detalhados de cada atividade desenvolvida, ou seja, ao invés de parametrizar cada atividade das distribuidoras, passou-se a medir apenas os ganhos de produtividade e sua eficiência relativa. Assim, muitos parâmetros foram substituídos por informações como número de unidades consumidoras, tamanho da rede e mercado atendido, além de variáveis ambientais de acordo com a área de concessão. No modelo de “Empresa de Referência” buscava-se a resposta analisando item por item, já o modelo do terceiro ciclo toma os números de forma global, baseando-se em dados reais e forçando as empresas a uma trajetória de custo operacional similar às empresas consideradas mais eficientes no modelo.

⁵ Nota Técnica 265/2010 – SRE/ANEEL, Brasília, 25/08/2010.

b) Remuneração dos investimentos

Considerando que a cota de depreciação corresponde à recomposição do valor dos ativos utilizados na prestação do serviço, o ganho dos acionistas advém do volume de investimentos realizados pela concessionária - conhecido como base de remuneração regulatória - e da taxa de retorno aplicada sobre esta base. Quanto maior a base de remuneração, assim como a taxa de retorno, maiores os ganhos do capital.

A base de remuneração regulatória é definida pela Aneel a partir da estrutura necessária para atender a área de concessão do serviço de distribuição. Já a taxa de retorno, ou custo do capital, é definida como o custo médio ponderado do capital próprio e do capital de terceiros que será aplicado sobre a base de remuneração.

Na apuração do custo do capital é necessário conhecer a proporção entre capital próprio e de terceiros, porque cada um desses tem um custo específico, sendo o primeiro maior que o segundo. Nesse aspecto, uma mudança importante no terceiro ciclo foi reconhecer uma maior proporção de capitais de terceiros (55% do total), ou seja, o capital com menor custo⁶.

Além dessa mudança, para a apuração do custo do capital foi levado em conta o cenário macroeconômico, que considerou a redução do prêmio de risco país e excluiu o risco cambial. Essas mudanças fizeram com que a taxa de retorno líquida fosse reduzida de 9,95% ao ano no segundo ciclo para 7,50% ao ano no terceiro ciclo. Este vem sendo o principal objeto de contestação das empresas do setor, por ter um efeito direto na geração de caixa das empresas.

c) Qualidade e modicidade tarifária

A terceira mudança buscou vincular o alcance da modicidade tarifária com a manutenção de um padrão adequado de fornecimento de energia. Houve o reconhecimento de que o modelo de estímulo à eficiência tem se caracterizado pela busca da redução dos custos operacionais nem sempre comprometido com a manutenção da qualidade.

Desse modo, o terceiro ciclo modificou a forma de captura dos ganhos de eficiência na tarifa através do Fator X^7 a partir de três componentes:

- 1) Ganhos de produtividade – Fator XPD – medido pela produtividade média do setor de distribuição, do crescimento médio do mercado faturado e do número de unidades

⁶ O custo do capital de terceiros foi definido em 11,26% a.a. nominal; e o custo do capital próprio em 13,43% a.a. nominal.

⁷ Fator X é o elemento pelo qual um eventual ganho de eficiência é transferido para as tarifas através da redução de parte da Parcela B.

consumidoras da concessionária. A justificativa é a de que os custos operacionais médios são menores quanto mais cresce o mercado das empresas, havendo, portanto, ganho de escala;

- 2) Qualidade do serviço – Fator XQ – medida pelos indicadores DEC e FEC (duração e frequência equivalente de interrupção no fornecimento). O valor dependerá do desempenho da distribuidora em cada ano, que será comparado com a meta estipulada pela Aneel. A concessionária que melhorar esses dois indicadores de qualidade poderá ter um acréscimo de até 1% na parcela B; em sentido contrário, a piora nos indicadores podem reduzir a parcela B também em até 1%. Assim, a qualidade no fornecimento medido pelo tempo e pelo número de vezes que o consumidor ficou sem energia terá impacto na tarifa;
- 3) Trajetória dos custos operacionais – Fator XT – trata-se do componente apurado no momento da definição dos custos operacionais. Tem o objetivo de estabelecer uma trajetória dos custos operacionais dentro de um padrão de eficiência média do setor, podendo variar de + 2% a- 2%.

Os resultados do 3º ciclo de revisão

Um primeiro olhar sobre a tarifa das concessionárias no terceiro ciclo não permite descrever um comportamento comum. Os dados da Tabela 1 mostram que entre 55 empresas, 23 tiveram redução, enquanto 32 tiveram aumento tarifário. Na média, as tarifas tiveram decréscimo de apenas 0,28%. Nesse caso deve ser considerado que apesar de a redução não ser muito significativa, o fato de o último reajuste ter acontecido há 12 meses indica que houve uma queda no valor real da tarifa, ou seja, na média, não foi aplicado o percentual inflacionário observado desde o último reajuste tarifário.

O fato de não ter havido grande queda na tarifa média, além de a maioria das empresas ter tido aumento tarifário, não surpreende. Isso se deve ao fato de que as medidas do terceiro ciclo com impactos na tarifa compreendem apenas parte dela, ou seja, a Parcela B. Portanto, a redução da Parcela B não significa necessariamente que a tarifa final ao consumidor será mais barata, pois depende da variação também da Parcela A.

A razão de a redução na Parcela B não estar sendo percebida na tarifa final indica também que há uma transferência de valores para a parcela da tarifa não gerenciada pelas concessionárias distribuidoras (Parcela A). Um levantamento dos resultados dos dois últimos ciclos de revisão tarifária revelou que a Parcela B teve redução na participação na tarifa final. A Tabela 2 demonstra que, na média de 53 concessionárias, a Parcela B respondia por 34% da tarifa no segundo ciclo e 30% ao final do terceiro ciclo tarifário. A participação da Parcela B foi

TABELA 1
RESULTADO DO TERCEIRO CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA
CONCESSIONÁRIAS DISTRIBUIDORAS DO SETOR ELÉTRICO

CONCESSIONÁRIAS DISTRIBUIDORAS DO SETOR ELÉTRICO	Receita Requerida	Receita Verificada	Variação
CEPISA - Companhia Energética do Piauí	779.401.512	883.659.340	-11,80%
RGE - Rio Grande Energia S/A.	2.079.284.916	2.305.525.518	-9,81%
CJE - Companhia Jaguarí de Energia	101.949.632	108.615.081	-6,14%
CELTINS - Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	561.099.113	597.512.171	-6,09%
ENERSUL - Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A.	1.221.688.778	1.300.532.796	-6,06%
COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	3.911.155.754	4.120.723.296	-5,09%
ELETROPAULO - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	9.789.272.860	10.292.536.646	-4,89%
COELCE - Companhia Energética do Ceará	2.364.425.641	2.470.520.041	-4,29%
EPB - Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia	955.707.864	996.731.574	-4,12%
CEMAR - Companhia Energética do Maranhão	1.516.363.054	1.581.184.755	-4,10%
EFLJC - Empresa Força e Luz João Cesa Ltda	4.043.140	4.207.327	-3,90%
DEMEI - Departamento Municipal de Energia de Ijuí	34.164.284	35.473.984	-3,69%
CSPE - Companhia Sul Paulista de Energia	114.502.114	118.719.863	-3,55%
CPFL- Piratininga - Companhia Piratininga de Força e Luz	2.609.391.686	2.703.722.560	-3,49%
FORCEL - Força e Luz Coronel Vivida Ltda	12.072.815	12.495.304	-3,38%
CEMAT - Centrais Elétricas Matogrossenses S/A.	1.862.323.163	1.911.925.464	-2,59%
ELEKTRO - Elektro Eletricidade e Serviços S/A.	3.437.494.318	3.511.353.615	-2,10%
ENF - Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A.	102.887.770	104.559.359	-1,60%
BANDEIRANTE - Bandeirante Energia S/A.	2.838.386.454	2.880.176.328	-1,45%
CPEE - Companhia Paulista de Energia Elétrica	91.175.849	92.457.147	-1,39%
EBO - Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A.	151.938.799	153.911.145	-1,28%
CEAL - ELETROBRÁS Distribuição Alagoas	773.872.281	782.401.627	-1,09%
ELFSM - Empresa Luz e Força Santa Maria S.A.	122.073.548	122.339.290	-0,22%
ELETROCAR - Centrais Elétricas de Carazinho S/A.	45.752.200	45.566.644	0,41%
COPEL-DIS - Copel Distribuição S/A	6.080.097.605	6.037.671.220	0,70%
CEMIG-D - CEMIG Distribuição S/A	8.210.147.315	8.132.233.087	0,96%
EDEVP - Empresa de Distribuição de Energia Vale Parapanema S/A	228.182.848	225.349.172	1,26%
SULGIPE - Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	98.104.728	96.313.024	1,86%
COCEL - Companhia Campolarguense de Energia	69.368.883	68.043.518	1,95%
MUX-Energia - Muxfeldt Marin & Cia. Ltda	14.330.444	14.055.867	1,95%
ESCELSA - Espírito Santo Centrais Elétricas S/A.	1.858.416.313	1.822.436.155	1,97%
EMG - Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A.	448.365.421	438.512.539	2,25%
CELPE - Companhia Energética de Pernambuco	2.885.558.485	2.816.574.071	2,45%
EEB - Empresa Elétrica Bragantina S.A.	234.758.243	228.470.831	2,75%
CEB-DIS - CEB Distribuição S/A	1.529.541.387	1.484.400.583	3,04%
CELG-D - Celg Distribuição S.A.	2.776.999.633	2.694.472.237	3,06%
IENERGIA - Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	63.118.794	61.228.684	3,09%
CHESP - Companhia Hidroelétrica São Patrício	34.548.111	33.380.423	3,50%
CEEE-D - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	2.303.139.215	2.219.426.540	3,77%
HIDROPAN - Hidroelétrica Panambi S/A.	29.149.570	27.950.450	4,29%
CELESC-DIS - Celesc Distribuição S.A.	4.544.891.527	4.341.053.727	4,70%
COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte	1.211.502.972	1.154.513.841	4,94%
CLFSC - Companhia Luz e Força Santa Cruz	260.855.894	248.540.330	4,96%
ESE - Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	644.109.644	612.620.998	5,14%
AES-SUL - AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A.	2.078.480.049	1.969.692.423	5,52%
CPFL-Paulista - Companhia Paulista de Força e Luz	5.939.401.505	5.625.195.488	5,59%
EFLUL - Empresa Força e Luz Urussanga Ltda	18.645.997	17.465.969	6,76%
CNEE - Companhia Nacional de Energia Elétrica	149.756.846	138.793.983	7,90%
CAIUÁ-D - Caiuá Distribuição de Energia S/A	292.032.550	269.653.389	8,30%
UHENPAL - Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	17.400.811	16.028.310	8,56%
CLFM - Companhia Luz e Força Mococa	71.547.136	65.860.178	8,63%
CELPA - Centrais Elétricas do Pará S/A.	1.976.476.101	1.803.503.145	9,59%
DMEPC - Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas	110.496.528	99.799.519	10,72%
CFLO - Companhia Força e Luz do Oeste	73.139.877	65.486.663	11,69%
COOPERALIANÇA - Cooperativa Aliança	54.240.620	45.970.835	17,99%
Total	79.787.232.600	80.011.548.074	-0,28%

Fonte: Resoluções homologatórias ANEEL - Elab.: DIEESE - Subseção Eletricitários SC

TABELA 2		
PARTICIPAÇÃO DA PARCELA B NA TARIFA FINAL DE ENERGIA ELÉTRICA		
CONCESSIONÁRIAS DISTRIBUIDORAS DO SETOR ELÉTRICO		
CONCESSIONÁRIAS DISTRIBUIDORAS DO SETOR ELÉTRICO	PARCELA B Terceiro Ciclo	PARCELA B Segundo Ciclo
CEMAR - Companhia Energética do Maranhão	53%	48%
CHESP - Companhia Hidroelétrica São Patrício	45%	57%
CEPISA - Companhia Energética do Piauí	44%	44%
COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	43%	42%
CELTINS - Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	43%	49%
SULGIPE - Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	42%	47%
ESE - Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	41%	43%
ENERSUL - Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A.	40%	42%
CEAL - ELETROBRÁS Distribuição Alagoas	40%	43%
UHENPAL - Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	38%	34%
EFLJC - Empresa Força e Luz João Cesa Ltda	38%	39%
ELETROCAR - Centrais Elétricas de Carazinho S/A.	37%	32%
ELFSM - Empresa Luz e Força Santa Maria S.A.	37%	43%
FORCEL - Força e Luz Coronel Vívida Ltda	37%	46%
CELPA - Centrais Elétricas do Pará S/A.	37%	45%
COELCE - Companhia Energética do Ceará	36%	40%
CEMIG-D - CEMIG Distribuição S/A	36%	41%
CEMAT - Centrais Elétricas Matogrossenses S/A.	36%	37%
ENF - Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A.	36%	45%
CELG-D - Celg Distribuição S.A.	36%	35%
COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte	36%	38%
CELPE - Companhia Energética de Pernambuco	35%	35%
EMG - Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A.	35%	37%
CLFM - Companhia Luz e Força Mococa	35%	37%
ESCELSA - Espírito Santo Centrais Elétricas S/A.	34%	35%
HIDROPAN - Hidroelétrica Panambi S/A.	34%	29%
EBO - Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A.	33%	33%
DEMEI - Departamento Municipal de Energia de Ijuí	33%	35%
CSPE - Companhia Sul Paulista de Energia	32%	34%
DMEPC - Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas	31%	45%
ELEKTRO - Elektro Eletricidade e Serviços S/A.	30%	38%
CLFSC - Companhia Luz e Força Santa Cruz	30%	35%
RGE - Rio Grande Energia S/A.	30%	27%
COOPERALIANÇA - Cooperativa Aliança	29%	26%
CNEE - Companhia Nacional de Energia Elétrica	29%	33%
EFLUL - Empresa Força e Luz Urussanga Ltda	29%	28%
COCEL - Companhia Campolarguense de Energia	29%	33%
EDEVP - Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S/A	28%	33%
MUX-Energia - Muxfeldt Marin & Cia. Ltda	28%	28%
CFLO - Companhia Força e Luz do Oeste	27%	31%
AES-SUL - AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A.	27%	28%
CAIUÁ-D - Caiuá Distribuição de Energia S/A	27%	31%
CPFL-Paulista - Companhia Paulista de Força e Luz	26%	26%
IENERGIA - Iguacu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	26%	27%
EEB - Empresa Elétrica Bragantina S.A.	25%	33%
COPEL-DIS - Copel Distribuição S/A	25%	32%
CEB-DIS - CEB Distribuição S/A	24%	28%
CEEE-D - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	24%	31%
CELESC-DIS - Celesc Distribuição S.A.	23%	26%
BANDEIRANTE - Bandeirante Energia S/A.	23%	28%
CPFL- Piratininga - Companhia Piratininga de Força e Luz	21%	25%
ELETROPAULO - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	21%	28%
CJE - Companhia Jaguarí de Energia	20%	24%
Total	30%	34%

Fonte: Resoluções homologatórias ANEEL - Elab.: DIEESE - Subseção Eletricitários SC

reduzida em 40 concessionárias, aumentou em oito e manteve-se em cinco. Na prática, isso significa que as ações da Aneel, no sentido de reduzir a Parcela B, tem um impacto cada vez menor na tarifa média das concessionárias que será paga pelo consumidor final.

Apenas uma empresa (Cemar) apresentou Parcela B superior à Parcela A. Para 20 empresas, a proporção da Parcela B é inferior a 30%, sendo que nove delas têm proporção abaixo de 25%. Portanto, as reduções na Parcela B promovidas pela Aneel nas revisões tarifárias são cada vez menos sentidas pelos consumidores dessas concessionárias. A título de exemplo, considerando a concessionária Eletropaulo, uma ação regulatória da Aneel que implique redução de 10% nos custos operacionais e na remuneração do acionista terá um efeito próximo de apenas 2% na tarifa final para o consumidor.

Apesar de o consumidor final perceber cada vez menos, quando os componentes da Parcela B são analisados isoladamente é possível verificar o impacto que as mudanças na regulação produziram para cada item na estrutura de receitas das concessionárias distribuidoras. Na Tabela 3 é possível comparar, em 45 empresas, os valores vigentes (verificado) com os valores resultantes do terceiro ciclo (requerido) para os custos operacionais, remuneração do capital e cota de depreciação.

Em relação aos custos operacionais, houve uma redução de 2,6%, o que indica um valor de R\$ 323,9 milhões.

A queda na remuneração do capital foi bem mais expressiva, tendo em vista que a redução foi de praticamente 25% na taxa de retorno entre o segundo e terceiro ciclos (de 9,95% para 7,50% ao ano). Para o conjunto de 45 empresas era de R\$ 7.395,2 milhões e passou para R\$ 4.248,7 milhões, indicando uma queda de 42,5% o que representa uma redução de R\$ 3.146,5 milhões.

O valor correspondente à cota de depreciação também teve expressiva redução. Essa situação se deveu tanto a uma reavaliação dos ativos em serviço quanto à taxa aplicada sobre esses ativos. O valor passou de R\$ 4.608,8 milhões para R\$ 3.019,8 milhões, um recuo de 34,75% correspondente a R\$ 1.589,0 milhões.

TABELA 3
VALORES DOS COMPONENTES DA PARCELA "B" ANTES E APÓS O TERCEIRO CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA
CONCESSIONÁRIAS DISTRIBUIDORAS DO SETOR ELÉTRICO

CONCESSIONÁRIAS DISTRIBUIDORAS DO SETOR ELÉTRICO	Receita Verificada (R\$ mil)			Receita Requerida (R\$ mil)		
	Custos Operacionais + Anuidades	Remuneração	Depreciação	Custos Operacionais + Anuidades	Remuneração	Depreciação
EEB - Empresa Elétrica Bragantina S.A.	39.571	37.438	9.788	41.722	9.217	6.219
COSEMN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte	262.409	143.683	86.555	252.252	102.129	61.937
COCEL - Companhia Campolarguense de Energia	13.743	3.430	2.882	15.797	2.054	1.914
EFLUL - Empresa Força e Luz Urussanga Ltda	4.426	997	491	4.441	595	313
ELEKTRO - Elektro Eletricidade e Serviços S/A.	627.864	384.139	258.695	610.582	223.930	190.132
CPFL - Piratininga - Companhia Piratininga de Força e Luz	353.803	250.055	131.397	309.806	140.687	91.731
CELTINS - Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	177.154	50.093	44.183	187.930	20.095	25.660
MUX-Energia - Muxfeldt Marin & Cia. Ltda	2.903	752	312	3.323	636	240
UHENPAL - Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	4.831	1.072	728	5.040	981	651
CJE - Companhia Jaguarí de Energia	17.206	6.713	3.369	14.684	3.221	2.089
EBO - Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A.	40.441	8.948	6.044	36.750	7.571	4.760
DEMEI - Departamento Municipal de Energia de Ijuí	9.739	1.618	687	10.026	1.038	652
EDEVP - Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S/A	50.818	68.785	15.078	51.200	6.833	5.539
CEB-DIS - CEB Distribuição S/A	222.899	104.018	62.991	237.700	76.053	47.044
HIDROPAN - Hidroelétrica Panambi S/A.	6.359	1.361	664	6.893	2.185	732
RGE - Rio Grande Energia S/A.	394.149	269.461	153.993	345.455	172.950	91.732
CNEE - Companhia Nacional de Energia Elétrica	32.296	7.587	4.618	33.803	5.276	4.151
CAIUÁ-D - Caiuá Distribuição de Energia S/A	49.038	17.675	9.517	57.939	10.701	8.629
CFLO - Companhia Força e Luz do Oeste	14.980	2.630	1.996	16.755	1.631	1.500
COELCE - Companhia Energética do Ceará	552.067	334.021	162.445	500.802	206.171	125.187
BANDEIRANTE - Bandeirante Energia S/A.	364.985	270.472	159.209	338.013	169.626	114.026
EFLJC - Empresa Força e Luz João Cesa Ltda	1.386	157	75	1.321	128	69
ELETROPAULO - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	1.126.844	992.248	647.244	1.102.635	251.289	163.129
CELESC-DIS - Celesc Distribuição S.A.	622.118	385.353	225.391	591.717	251.289	163.129
CEEE-D - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	331.783	248.744	144.658	307.941	128.453	89.564
CLFM - Companhia Luz e Força Mococa	15.973	4.515	2.269	17.096	4.004	3.033
ENERGIA - Iguazu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	12.632	2.018	1.353	13.502	1.442	1.263
CELPA - Centrais Elétricas do Pará S/A.	400.026	186.077	87.594	458.263	126.680	94.889
CELPE - Companhia Energética de Pernambuco	583.308	359.412	206.799	581.715	242.788	149.357
CEMIG-D - CEMIG Distribuição S/A	1.952.943	1.084.309	896.960	1.840.261	580.840	583.085
AES-SUL - AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A.	313.294	189.914	123.399	302.130	158.689	91.825
EPB - Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia	317.621	120.447	65.633	289.985	88.970	50.118
CELG-D - Celg Distribuição S.A.	743.488	243.444	154.625	678.699	166.784	124.619
ESCELSA - Espírito Santo Centrais Elétricas S/A.	333.296	231.781	125.817	357.878	168.771	106.782
FORCEL - Força e Luz Coronel Vívida Ltda	4.242	901	544	3.700	448	268
CHESP - Companhia Hidroelétrica São Patrício	13.029	4.542	1.975	11.405	2.663	1.528
EMG - Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A.	109.607	32.650	25.864	111.203	22.479	20.439
SULGIPE - Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	31.322	5.804	4.476	34.039	4.202	3.084
CEMAT - Centrais Elétricas Matogrossenses S/A.	393.265	250.436	127.182	407.786	151.719	100.926
ESE - Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	153.109	73.626	43.743	170.466	53.390	32.484
COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	948.333	633.498	366.132	975.250	423.989	283.114
COOPERALIANÇA - Cooperativa Aliança	9.390	1.533	1.974	10.873	3.110	1.891
CEAL - ELETROBRÁS Distribuição Alagoas	232.306	86.448	60.207	226.576	32.272	42.378
CEMAR - Companhia Energética do Maranhão	454.455	278.003	172.352	447.841	212.963	123.493
ENF - Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A.	26.227	14.411	6.919	24.552	7.787	4.511
Total	12.371.678	7.395.219	4.608.827	12.047.747	4.248.729	3.019.816

Fonte: Resoluções homologatórias ANEEL - Elab.: DIEESE - Subseção Eletricitários SC

As consequências do terceiro ciclo de revisão

Ao abandonar o modelo anterior de “Empresa de Referência”, a Aneel fez com que as empresas e outros agentes envolvidos na discussão tarifária do setor ampliassem os debates sobre a metodologia para o terceiro ciclo. Mesmo que o modelo até então usado fosse muito criticado, tinha o mérito de ser conhecido por todos.

Para os empresários, as mudanças promoviam um forte impacto na geração de caixa das empresas, como de fato ocorreu, na medida em que a taxa de retorno foi reduzida. Por outro lado, a argumentação do regulador de que o cenário macroeconômico até então utilizado para definir o custo do capital não fazia mais sentido, principalmente por não incorporar a melhora nos riscos país e cambial, não conseguiu ser contraposta pelas empresas. De fato, a remuneração até então estabelecida trazia um ganho adicional, na medida em que incorporava riscos inexistentes no atual cenário do país.

A existência da situação anterior explica, em parte, que, apesar de ser um serviço público, o setor tenha se transformado em um dos grandes geradores de lucros, deixando as empresas do setor nas primeiras colocações como as maiores pagadoras de dividendos aos acionistas⁸. Os resultados confirmaram as previsões e, como se viu anteriormente, a maior parte da redução da Parcela B da tarifa se deu na remuneração do capital.

Ocorre que as mudanças não colocaram apenas a remuneração do capital em outro patamar. Para os empresários do setor, a adoção do critério técnico de qualidade do serviço através das metas dos indicadores DEC e FEC fez com que a busca pela redução de custos tivesse que ser acompanhada por um desempenho técnico medido pelo regulador, que significa, na prática, manter um padrão adequado de continuidade dos serviços para os consumidores finais.

Manter esse padrão de qualidade passou a ser fundamental para que não ocorra penalização financeira na Parcela B nos próximos reajustes tarifários. A adoção do critério técnico pela Aneel foi resultado da constatação da piora na qualidade dos serviços. Pela primeira vez, tentou-se medir a eficiência além da simples verificação de quem gastou menos em relação aos custos regulatórios. No entanto, a consequência dessa medida - ou seja, manter os padrões de qualidade dos serviços - implicará a elevação dos investimentos, exatamente quando a revisão tarifária reduz parte importante dos ganhos empresariais.

⁸ DIEESE – **Renovação das concessões no setor elétrico: algumas considerações e consequências**. Nota Técnica 114, outubro, 2012.

Essa constatação é o ponto de partida para avaliar as consequências do terceiro ciclo para os trabalhadores. O modelo de regulação tarifária se baseia na eficiência de custos. O regulador estabelece uma tarifa teto e permite que a concessionária se aproprie dos ganhos caso consiga operar com custos mais baixos. A cada nova revisão tarifária, parte desse ganho é capturado para o consumidor. A preocupação do regulador tem sido exclusivamente com o resultado final e nunca com o processo, ou seja, para o regulador não importa a forma como a redução de custos foi obtida. A adoção do critério técnico de qualidade revela uma primeira mudança nessa visão.

Esse modelo de regulação produziu, ao longo dos últimos anos, uma piora nos padrões de qualidade do trabalho no setor, especialmente no que se refere ao formato das contratações por meio de terceirizações para qualquer atividade e o consequente aumento nos casos de adoecimentos e mortes⁹. As constantes denúncias dessa situação fizeram com que a Aneel destacasse, em sua agenda regulatória para os anos de 2014 e 2015, uma discussão sobre a adoção de indicadores também na área de saúde e segurança, guardando similaridade com a adoção do indicador técnico aplicado no terceiro ciclo¹⁰.

No entanto, considerando a ausência de limites para a ação empresarial na gestão das empresas, não há nenhuma sinalização de que a redução dos ganhos empresariais no terceiro ciclo não venha a se traduzir em maior aperto nos custos operacionais, especialmente sobre a força de trabalho, como de regra tem se revelado desde a adoção da primeira revisão tarifária no início dos anos 2000.

A mudança na forma de captura dos ganhos de eficiência para os consumidores através do Fator X deve dificultar ainda mais as negociações trabalhistas no setor. Antes, essa captura se dava após o prazo do ciclo tarifário, ou seja, as empresas tinham todo o período do ciclo para se apropriarem da redução dos custos. No terceiro ciclo, essa transferência para a tarifa ocorre anualmente, inclusive no próprio ano da revisão. Além disso, ao adotar como um dos componentes do Fator X os ganhos de produtividade, criou-se uma dificuldade adicional à negociação desse item nas negociações salariais. Isto é, a produtividade é reconhecida e inclusive calculada pelo regulador, no entanto, nenhuma parte dela tem a garantia de ser transferida para o trabalhador, como se o trabalho não fosse elemento central nesse ganho de produtividade.

A Tabela 5 revela que a componente produtividade no Fator X varia por concessionária de 0,2% a 2,1% ao ano, sendo o percentual médio anual de 1,2% para os quatro anos do ciclo.

⁹ DIEESE – **Terceirização e morte no trabalho: um olhar sobre o setor elétrico brasileiro**. Estudos e Pesquisas 50, março de 2010.

¹⁰ Trata-se do item 38 da Agenda Regulatória 2014/2015 que tem a finalidade de avaliar a necessidade de metodologia e de procedimentos para acompanhamento e para definição de penalidades/incentivos relacionados aos indicadores de segurança do trabalho e das instalações.

Isso significa que esses percentuais transferidos aos consumidores no período do ciclo serão

TABELA 4			
VARIAÇÃO DOS COMPONENTES DA PARCELA "B" NO TERCEIRO CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA			
CONCESSIONÁRIAS DISTRIBUIDORAS DO SETOR ELÉTRICO			
CONCESSIONÁRIAS DISTRIBUIDORAS DO SETOR ELÉTRICO	Variação		
	Custos Operacionais + Anuidades	Remuneração	Depreciação
EEB - Empresa Elétrica Bragantina S.A.	5,4%	-75,4%	-36,5%
COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte	-3,9%	-28,9%	-28,4%
COCEL - Companhia Campolarguense de Energia	14,9%	-40,1%	-33,6%
EFLUL - Empresa Força e Luz Urussanga Ltda	0,3%	-40,3%	-36,3%
ELEKTRO - Elektro Eletricidade e Serviços S/A.	-2,8%	-41,7%	-26,5%
CPFL - Piratininga - Companhia Piratininga de Força e Luz	-12,4%	-43,7%	-30,2%
CELTINS - Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	6,1%	-59,9%	-41,9%
MUX-Energia - Muxfeldt Marin & Cia. Ltda	14,5%	-15,4%	-23,1%
UHENPAL - Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	4,3%	-8,5%	-10,6%
CJE - Companhia Jaguarí de Energia	-14,7%	-52,0%	-38,0%
EBO - Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A.	-9,1%	-15,4%	-21,2%
DEMEI - Departamento Municipal de Energia de Ijuí	2,9%	-35,8%	-5,1%
EDEVP - Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S/A	0,8%	-90,1%	-63,3%
CEB-DIS - CEB Distribuição S/A	6,6%	-26,9%	-25,3%
HIDROPAN - Hidroelétrica Panambi S/A.	8,4%	60,5%	10,2%
RGE - Rio Grande Energia S/A.	-12,4%	-35,8%	-40,4%
CNEE - Companhia Nacional de Energia Elétrica	4,7%	-30,5%	-10,1%
CAIUÁ-D - Caiuá Distribuição de Energia S/A	18,2%	-39,5%	-9,3%
CFLO - Companhia Força e Luz do Oeste	11,8%	-38,0%	-24,8%
COELCE - Companhia Energética do Ceará	-9,3%	-38,3%	-22,9%
BANDEIRANTE - Bandeirante Energia S/A.	-7,4%	-37,3%	-28,4%
EFLJC - Empresa Força e Luz João Cesa Ltda	-4,7%	-18,5%	-8,0%
ELETROPAULO - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	-2,1%	-74,7%	-74,8%
CELESC-DIS - Celesc Distribuição S.A.	-4,9%	-34,8%	-27,6%
CEEE-D - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	-7,2%	-48,4%	-38,1%
CLFM - Companhia Luz e Força Mococa	7,0%	-11,3%	33,7%
IENERGIA - Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	6,9%	-28,5%	-6,7%
CELPA - Centrais Elétricas do Pará S/A.	14,6%	-31,9%	8,3%
CELPE - Companhia Energética de Pernambuco	-0,3%	-32,4%	-27,8%
CEMIG-D - CEMIG Distribuição S/A	-5,8%	-46,4%	-35,0%
AES-SUL - AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A.	-3,6%	-16,4%	-25,6%
EPB - Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia	-8,7%	-26,1%	-23,6%
CELG-D - Celg Distribuição S.A.	-8,7%	-31,5%	-19,4%
ESCELSA - Espírito Santo Centrais Elétricas S/A.	7,4%	-27,2%	-15,1%
FORCEL - Força e Luz Coronel Vivida Ltda	-12,8%	-50,3%	-50,7%
CHESP - Companhia Hidroelétrica São Patrício	-12,5%	-41,4%	-22,6%
EMG - Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A.	1,5%	-31,2%	-21,0%
SULGIPE - Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	8,7%	-27,6%	-31,1%
CEMAT - Centrais Elétricas Matogrossenses S/A.	3,7%	-39,4%	-20,6%
ESE - Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	11,3%	-27,5%	-25,7%
COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	2,8%	-33,1%	-22,7%
COOPERALIANÇA - Cooperativa Aliança	15,8%	102,9%	-4,2%
CEAL - ELETROBRÁS Distribuição Alagoas	-2,5%	-62,7%	-29,6%
CEMAR - Companhia Energética do Maranhão	-1,5%	-23,4%	-28,3%
ENF - Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A.	-6,4%	-46,0%	-34,8%
Total	-2,6%	-42,5%	-34,5%

Fonte: Resoluções homologatórias ANEEL - Elab.: DIEESE - Subseção Eletricitários SC

contrapostos pelas empresas nos processos de negociação com os sindicatos, para impedir o crescimento real da remuneração dos trabalhadores.

Além da produtividade, a Tabela 5 mostra que o componente T do Fator X - que indica a trajetória de redução de custos previstos no período do ciclo - teve um percentual médio de 0,7%. Portanto, esses dois componentes pressionarão para baixo os próximos reajustes da Parcela B da tarifa e certamente entrarão no debate da negociação coletiva.

O outro componente do Fator X dependerá do comportamento do indicador de qualidade (DEC e FEC) podendo variar até 1% para mais ou para menos. Desse modo, já há uma sinalização para as empresas que os reajustes futuros terão esse redutor na Parcela B. Assim, o conflito distributivo entre capital e trabalho pela renda do setor tende a ser mais acirrado após o terceiro ciclo, situação de fato comprovada pelas dificuldades das negociações salariais verificadas ao longo de 2013¹¹.

O risco de racionamento e o comportamento das tarifas

Até aqui foi tratado do terceiro ciclo de revisão tarifária, demonstrando que a ação do regulador ocorre especialmente sobre a Parcela B da tarifa. No entanto, a maior proporção do valor da tarifa final pago pelo consumidor se encontra na Parcela A, com destaque para o custo da energia, da transmissão e dos encargos setoriais. Na situação atual, o que se discute é o risco de racionamento em razão do baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas e observa-se uma elevação do custo da energia que alcança preços exorbitantes e estão constantemente nos noticiários. Para entender como um setor fortemente regulado convive com elevada volatilidade no seu principal item de custo (geração de energia) é preciso descrever alguns pontos do funcionamento do modelo setorial, que tem como base a Lei 10.848 de 2004, que mistura regulação com livre mercado na definição do custo de geração.

Há dois mercados consumidores de energia em pleno funcionamento: cativo e livre. O mercado cativo é suprido pelas concessionárias distribuidoras que têm a obrigação de estimar a sua demanda com antecedência de cinco anos, com revisões anuais. A margem de erro é de no máximo 3% para mais ou para menos¹². A partir dessa demanda, o governo realiza leilões estabelecendo preços máximos, de acordo com cada fonte de energia, e as empresas geradoras e distribuidoras estabelecem contratos de compra e venda. O objetivo é que todo o mercado cativo esteja contratado pelas distribuidoras.

¹¹ DIEESE – **Balanco das negociações dos reajustes salariais 2013**. Estudos e Pesquisas 71, abril de 2014.

¹² Atualmente a margem para o excedente de contratação das concessionárias foi ampliada para até 5%.

Já o mercado livre caracteriza-se por uma relação bilateral entre grandes consumidores e vendedores de energia. Para operar nesse mercado, surgiu um novo segmento no setor que são as comercializadoras de energia. As informações desse mercado são privadas, há poucos dados públicos sobre demanda, oferta e preços. Estima-se que o mercado livre responda por 30% do mercado total de energia. Para que essa energia negociada livremente chegue ao consumidor final, é necessário utilizar a estrutura da concessionária distribuidora, e nesse caso há o pagamento pela utilização dos serviços da distribuição.

A energia contratada pelas concessionárias distribuidoras para atender ao mercado é reconhecida pela Aneel e compõe o preço da geração que o consumidor pagará. Portanto, o custo da geração, em cada concessionária, é um “mix” de diferentes contratos que variam de acordo com as condições do mercado no momento em que as concessionárias distribuidoras participaram do leilão para suprir sua demanda. Isso explica o fato de existirem tarifas tão diferentes entre concessionárias que são vizinhas.

A energia contratada deve ser fornecida pela empresa geradora que participou do leilão. Portanto, ela deve assegurar esse fornecimento e, por isso, são definidas as garantias físicas de cada empreendimento para que nenhuma empresa venda energia que não possua. O risco hidrológico, nesse caso, é do agente gerador. Logo, caso ele não tenha energia para fornecer, terá que comprar no mercado livre de outra fonte, eventualmente mais cara ou barata que o preço contratado em leilão.

Uma parte da energia no mercado, especialmente geração térmica, é contratada por disponibilidade e já é considerada na tarifa do consumidor cativo. Ou seja, há um pagamento para que esses empreendimentos existam. Quando necessária a sua utilização, adiciona-se o custo dessa operação. Cada empreendimento contratado dessa forma tem um custo diferente para entrar em operação que varia de acordo com a capacidade e a fonte de geração (gás, óleo, biomassa etc.). Por isso, quando necessário, o despacho dessa energia é feito por ordem de mérito, ou seja, do menor para o maior custo.

Importante destacar que o sistema é interligado nacionalmente e que o despacho de energia é centralizado pelo Operador Nacional do Sistema, que busca otimizar a utilização de diferentes fontes com destaque para a hídrica. Assim, através de extensas linhas de transmissão é possível produzir energia em uma região e consumir em outra. Desse modo, a existência de um contrato entre um agente gerador¹³ e distribuidor não significa que a energia que a distribuidora recebe seja exatamente aquela gerada pelo agente que o vendeu, no entanto os valores e as quantidades dos contratos precisam ser respeitados.

¹³ Nesse caso, entenda-se por agente gerador as empresas de geração e de comercialização de energia elétrica que operam no mercado de energia.

Quando o Operador Nacional avalia como necessário despachar a energia contratada por disponibilidade, o custo adicional dessa fonte passa a ser cobrado da concessionária distribuidora e será repassado ao consumidor final quando do reajuste anual das tarifas. Portanto, quanto mais se utilizar a energia contratada por disponibilidade, mais cara será a tarifa cobrada do consumidor final. Essa diferença é contabilizada pela empresa distribuidora em uma conta patrimonial de compensação para a variação da Parcela A (CVA) e é atualizada pela taxa Selic. Essa é a situação pela qual passa, atualmente, o setor elétrico nacional: por conta da forte estiagem, energia mais cara passou a ser gerada para suprir a falta de energia elétrica gerada de fonte hídrica. Além dessa situação, outras questões agravam esse cenário.

Como visto, o governo precisa realizar periodicamente leilões para suprir a demanda do mercado cativo. A existência de um mercado livre de energia dá a possibilidade de as empresas geradoras optarem por contratar ou não a sua oferta. Os novos empreendimentos de geração já definem a proporção da energia que deve ser disponibilizada para o mercado cativo, mas há uma parte de energia “nova” e “velha” que estão disponíveis para ser ofertadas nos leilões. A opção de vender ou não a energia nos leilões depende da estratégia econômica e financeira de cada agente gerador. Dessa forma, caso o preço teto definido pelo governo nos leilões não esteja de acordo com os interesses dos agentes geradores, o leilão pode suprir apenas parte da demanda cativa prevista, deixando o mercado cativo descoberto. Geralmente a opção dos agentes geradores oscila entre garantir um fluxo de caixa regular e de longo prazo, o que significa participar do leilão ou apostar em um preço mais elevado da energia no mercado livre e de curto prazo.

Havendo subcontratação de energia nas concessionárias distribuidoras (já que a totalidade da demanda não foi atendida no leilão) essa diferença precisa ser comprada no mercado de curto prazo desses mesmos agentes geradores até que ocorra um próximo leilão. O preço dessa energia de curto prazo é estabelecido semanalmente e definido como preço de liquidação de diferenças (PLD). Em síntese, o modelo definidor do PLD procura reproduzir o custo marginal de operação, ou seja, o custo de uma nova unidade geradora considerando o cenário atual da oferta e demanda¹⁴. Contudo, quanto mais o cenário for de escassez, maior tende a ser o PLD, sendo o contrário também verdadeiro. Não por outro motivo, o PLD atualmente está no nível mais elevado.

Portanto, além do custo adicional proveniente da utilização da energia contratada por disponibilidade, as concessionárias distribuidoras subcontratadas estão tendo que comprar essa

¹⁴ A definição do PLD está baseada nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços dos combustíveis, no custo do déficit de energia, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão. A partir desses dados há a precificação da geração ótima para o período em questão.

energia no mercado de curto prazo, arcando com um preço mais elevado e que futuramente será repassada às tarifas dos consumidores finais.

A razão de todas as concessionárias distribuidoras estarem subcontratadas tem relação com o processo de antecipação da renovação das concessões promovida pelo governo federal através da MP 579, transformada na Lei 12.783. Ocorre que algumas empresas não aceitaram as condições de antecipação das renovações. Assim, para garantir a redução média da tarifa pretendida pelo governo federal em 20%, a energia dessas empresas foi alocada em cotas nas concessionárias distribuidoras como se de fato existissem, deixando-as involuntariamente expostas no mercado de curto prazo.

O governo tentou cobrir essa lacuna promovendo um leilão que não obteve sucesso deixando uma diferença aproximada de 3 mil MW às concessionárias distribuidoras. Para cobrir a diferença entre o preço cobrado do consumidor e o de compra dessa energia no curto prazo o governo está utilizando os recursos de um encargo setorial chamado Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) que, diante da elevação dos preços, exauriu-se.

Por essa razão, o governo pretende realizar novo leilão, certamente com preço teto mais elevado, para atrair os agentes geradores e tirar o mercado cativo da volatilidade de preços do mercado de curto prazo. Adicionalmente, o governo aguarda o vencimento das concessões dos empreendimentos que não aceitaram a antecipação da renovação das concessões para poder alocar essa energia nas concessionárias distribuidoras, acabando com a exposição involuntária destas ao mercado de curto prazo.

Enfim, atualmente dois fenômenos distintos, mas interligados em termos de preço da energia: 1) diante da escassez de fonte hídrica, são utilizadas outras fontes contratadas por disponibilidade com custo mais elevado; 2) a utilização de fontes mais caras revela uma escassez o que faz aumentar o preço da energia no curto prazo e penaliza o consumidor (cativo ou livre) que eventualmente esteja exposto a este mercado.

Considerações finais

O terceiro ciclo de revisão tarifária provocou forte impacto na Parcela B das tarifas, reduzindo os ganhos das concessionárias distribuidoras. Ao mesmo tempo, adotou um critério de qualidade no fornecimento de energia que, de acordo com o desempenho, poderá aumentar ou reduzir as tarifas futuras. O objetivo do regulador é que a busca pela eficiência nas ações empresariais não comprometa os padrões de qualidade do serviço.

Foram ampliadas as possibilidades de transferência dos ganhos de eficiência do setor aos consumidores. Além de essa transferência passar a ser anual - quando dos reajustes de cada concessionária - parte dos percentuais já foram definidos antecipadamente no momento da

revisão. Portanto, eventuais reduções de gastos promovidos pelas concessionárias em relação aos valores regulatórios definidos na revisão somente serão apropriados pelas empresas no decorrer de um ano, e não mais durante todo o período do ciclo (em média - quatro anos).

Os resultados das revisões tarifárias revelaram uma redução da Parcela B da tarifa paga pelo consumidor final. Essa participação tende a ser inferior a 30%, sem levar em conta, nesses valores, os impostos. Ao considerar os impostos, a proporção fica próxima de 20% da tarifa final paga pelo consumidor de energia elétrica.

A constatação da redução da Parcela B nas revisões mostra que o foco da regulação se dá sobre esta parcela da tarifa, estimulando as empresas a comprimirem os custos com pessoal, material, serviços e outros (PMSO), que representam cerca de 60% da Parcela B, sendo os 40% restantes a remuneração da empresa e a depreciação. Portanto, da tarifa final (com impostos) paga pelo consumidor, estima-se que o gasto com PMSO deve representar na média 12%, sendo o gasto com pessoal (P) próximo de 6%.

O maior aperto da regulação nessa parcela da tarifa tende a elevar o grau de acirramento das relações trabalhistas no setor. Nessa perspectiva, é necessário que a regulação se atente às consequências nessa relação, da mesma forma que fez quando adotou o critério de qualidade. É preciso evitar uma deterioração nas relações de trabalho que reflita negativamente na prestação do serviço e em externalidades como são os casos de mortes e adoecimentos constatados. Em resumo, a eficiência não pode ser alcançada a qualquer custo tanto na qualidade da prestação do serviço quanto nas condições de saúde e segurança dos trabalhadores do setor.

O cenário atual revela, para o consumidor, que a ação da regulação tem um efeito limitado na sua tarifa final, pois parte importante dela está na Parcela A, especialmente na despesa com geração de energia. Tanto efeitos climáticos quanto decisões empresariais são capazes de criar grande volatilidade no preço da geração com forte impacto na tarifa final.

Torna-se incompreensível para a sociedade saber que no atual contexto de estiagem ainda existe energia para ser fornecida, mas que o seu preço é exorbitante e guarda mais relação com um modelo que estima um custo marginal de expansão do que com o custo efetivo pelo qual esta energia está sendo gerada. Da mesma forma, é difícil compreender como um mercado cativo, formado pela imensa maioria dos consumidores, que obrigatoriamente precisa ser suprido, pode ser submetido a condições de exposição ao preço da energia no curto prazo que tem um viés claramente especulativo.

Essas duas situações revelam a necessidade de revisitar o modelo atual do setor elétrico que completa 10 anos em 2014. A experiência já permite ao país avaliar os pontos positivos e negativos do modelo com vista ao seu aperfeiçoamento.

Rua Aurora, 957 – 1º andar
CEP 05001-900 São Paulo, SP
Telefone (11) 3874-5366 / fax (11) 3874-5394
E-mail: en@dieese.org.br
www.dieese.org.br

Presidente: Antônio de Sousa - Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Metalúrgicas Mecânicas e de Material Elétrico de Osasco e Região - SP

Vice Presidente: Alberto Soares da Silva - Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica de Campinas - SP

Secretária Executiva: Zenaide Honório APEOESP - Sindicato dos Professores do Ensino Oficial do Estado de São Paulo - SP

Diretor Executivo: Alceu Luiz dos Santos - Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Metalúrgicas de Máquinas Mecânicas e de Material Elétrico de Veículos e Peças Automotivas da Grande Curitiba - PR

Diretor Executivo: Josinaldo José de Barros - Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Metalúrgicas Mecânicas e de Materiais Elétricos de Guarulhos Arujá Mairiporã e Santa Isabel - SP

Diretor Executivo: José Carlos Souza - Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica de São Paulo - SP

Diretor Executivo: Luís Carlos de Oliveira - Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Metalúrgicas Mecânicas e de Material Elétrico de São Paulo Mogi das Cruzes e Região - SP

Diretora Executiva: Mara Luzia Feltes - Sindicato dos Empregados em Empresas de Assessoramentos Perícias Informações Pesquisas e de Fundações Estaduais do Rio Grande do Sul - RS

Diretora Executiva: Maria das Graças de Oliveira - Sindicato dos Servidores Públicos Federais do Estado de Pernambuco - PE

Diretora Executiva: Marta Soares dos Santos - Sindicato dos Empregados em Estabelecimentos Bancários de São Paulo Osasco e Região - SP

Diretor Executivo: Paulo de Tarso Guedes de Brito Costa - Sindicato dos Eletricitários da Bahia - BA

Diretor Executivo: Roberto Alves da Silva - Federação dos Trabalhadores em Serviços de Asseio e Conservação Ambiental Urbana e Áreas Verdes do Estado de São Paulo - SP

Diretor Executivo: Ângelo Máximo de Oliveira Pinho - Sindicato dos Metalúrgicos do ABC - SP

Direção Técnica

Diretor técnico: Clemente Ganz Lúcio

Coordenadora executiva: Patrícia Pelatieri

Coordenadora administrativa e financeira: Rosana de Freitas

Coordenador de educação: Nelson de Chueri Karam

Coordenador de relações sindicais: José Silvestre Prado de Oliveira

Coordenador de atendimento técnico sindical: Airtton Santos

Coordenadora de estudos e desenvolvimento: Angela Maria Schwengber

Equipe técnica responsável

Daniel Passos

Equipe de crítica:

Gustavo Teixeira

Carlos Machado

Iara Heger (revisão de texto)