



Nota Técnica

Número 147 - agosto 2015

Comportamento das tarifas de energia elétrica no Brasil

DI ESE
DEPARTAMENTO INTERSINDICAL DE
ESTATÍSTICA E ESTUDOS SOCIOECONÔMICOS

Comportamento das tarifas de energia elétrica no Brasil

Apresentação

As tarifas de energia elétrica aumentaram substancialmente em 2015, o que influenciou a inflação. No primeiro semestre desse ano, a inflação medida pelo IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Ampliado), do IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística) alcançou 6,17%, acumulando em 12 meses aumento de 8,89%. A estimativa do Banco Central é que o índice feche 2015 em torno de 9,0% (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2015).

Segundo o IBGE, 0,71 ponto percentual (p.p.) da inflação de 1,32% verificada em março foi decorrente da variação da energia elétrica residencial¹, o que representou 53,8% do índice naquele mês.

A variação média da inflação de energia elétrica no país medida pelo IPCA-IBGE no ano é a seguinte:

- 36,4% no acumulado do primeiro trimestre (22,1% somente em março);
- 42,3% no acumulado do primeiro semestre;
- 58,37% no acumulado em 12 meses encerrados em junho

No entanto, quando se observam as variações acumuladas nos três últimos anos, é possível notar comportamentos bastante distintos. Em síntese, em 2013, as tarifas ficaram mais baratas por conta da renovação antecipada das concessões nos segmentos de geração e transmissão, além da redução de alguns encargos setoriais (DIEESE, 2012). Nos dois anos seguintes, aumentaram e pressionaram a inflação, em decorrência da crise hídrica e do consequente uso das termoeletricas, além da adoção de bandeiras tarifárias e da revisão extraordinária das tarifas nas concessionárias distribuidoras em 2015.

Esse texto tem como objetivo descrever a dinâmica do setor elétrico brasileiro e suas repercussões, com referência em elementos que influenciaram o comportamento das tarifas ao longo dos últimos três anos. Inicialmente, faz-se uma breve revisão da estrutura tarifária de energia elétrica. Na sequência são descritos os principais aspectos do processo de renovação das concessões em 2013, e os desdobramentos dessas medidas para os trabalhadores eletricitários. A elevação dos preços da energia em 2014 é o tema da quarta seção. Na quinta parte são apresentadas as bandeiras tarifárias e a revisão extraordinária que entraram em vigor em 2015. A última seção traz algumas

¹ É importante observar que, além do consumo residencial, existem outras categorias de consumo de energia elétrica que possuem tarifas diferenciadas de acordo com o nível de tensão (média e alta tensão). Além disso, cerca de 30% da energia elétrica do país é comercializada no mercado livre, onde os preços variam para cada contrato, conforme o prazo e o volume de energia, negociados.

perspectivas para a expansão da geração de energia elétrica no Brasil. Por fim, seguem algumas considerações.

Estrutura da tarifa final de energia elétrica²

A tarifa de energia elétrica do consumidor final no Brasil é regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Trata-se de um serviço público com um dos maiores índices de cobertura da população brasileira, além de insumo básico para diversos ramos econômicos ligados à indústria, agricultura e aos serviços. De acordo com os dados da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílio (Pnad-IBGE), em 2013, 99,6% da população brasileira tinha acesso ao serviço de energia elétrica³.

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) custos não gerenciáveis, ou Parcela A e
- 2) e custos gerenciáveis, ou Parcela B.

O Quadro 1 mostra a composição das duas partes - a soma delas é a tarifa cobrada do consumidor final. Importante mencionar que, na tarifa final, há ainda significativa incidência de tributos. A estimativa da Aneel para a participação média de cada um desses itens na tarifa de 2013 foi a seguinte: 35% de geração; 21% de distribuição (Parcela B); 4% de encargos; 3% de transmissão e 37% de tributos (ICMS e PIS/Cofins).

QUADRO 1
Estrutura da tarifa do serviço de distribuição de energia elétrica

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

Fonte: Aneel

Elaboração: DIEESE. Subseção Eletricitários SC

Por não serem gerenciáveis, os custos com a Parcela A (compra de energia, transmissão e encargos setoriais) são integralmente repassados ao consumidor. Esses custos são calculados a partir de projeções de mercado referentes à disponibilidade e à demanda de energia. Eventuais

² O conteúdo apresentado nessa seção foi extraído de DIEESE (2014).

³ Cabe destacar a importância do Programa Luz para Todos, do governo federal, que, em uma década, estendeu o acesso a mais de 15,4 milhões de pessoas e praticamente universalizou o acesso à energia elétrica no país (ver Programa Luz para Todos. Disponível em: http://luzparatodos.mme.gov.br/luzparatodos/Asp/o_programa.asp).

distorções entre as projeções das concessionárias e os custos efetivos dessas empresas são ajustadas por meio de correções nas tarifas autorizadas pela Aneel.

A Aneel possui três modalidades de correção das tarifas⁴:

- O *Reajuste Tarifário Anual* (RTA), que tem como objetivo reestabelecer o poder de compra da receita obtida por meio das tarifas praticadas pelas concessionárias. Os reajustes são autorizados ao longo do ano, de acordo com um calendário estabelecido pela Aneel. Metade das datas dos reajustes das concessionárias está concentrada em abril (11), junho (10) e agosto (16).

- A *Revisão Tarifária Periódica* (RTP), que é um processo que ocorre em todas as concessionárias distribuidoras, em média, a cada quatro anos, com o objetivo de redefinir o nível das tarifas para preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e, ao mesmo tempo, transferir aos consumidores eventuais ganhos de eficiência, observados durante o período das revisões.

- A *Revisão Tarifária Extraordinária* (RTE), que pode ser realizada a qualquer tempo, a pedido da distribuidora, diante de algum evento adverso que provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro para a concessão.

Apesar do modelo regulatório atuar principalmente sobre os custos da Parcela B (custos gerenciáveis pelas Distribuidoras), a maior proporção da tarifa paga pelo consumidor se encontra na Parcela A⁵. As variações nas tarifas de energia nos últimos três anos decorreram de mudanças nos custos dessa Parcela (compra de energia, transmissão e encargos setoriais), conforme pode ser observado neste texto.

Renovação das concessões

Em 2013, o governo federal antecipou a renovação de um conjunto importante de concessões do setor elétrico brasileiro que venceriam até 2017: 27% do parque gerador (22.341 MW) e 75% das linhas de transmissão (85.326 km)⁶. O objetivo da polêmica Medida Provisória 579, transformada na Lei 12.783 de 2013, foi o de

“viabilizar a redução do custo da energia elétrica para o consumidor brasileiro, buscando, assim, não apenas promover a modicidade tarifária e a garantia de suprimento de energia elétrica, como também tornar o setor produtivo ainda mais competitivo, contribuindo para o

4 Aneel. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>

5 Para uma análise detalhada das mudanças na Parcela B, ver DIEESE (2014).

6 Além das concessões de geração e transmissão, a Lei 12.783 prevê a renovação de 35% das concessões de distribuição do país. No entanto, as regras para a renovação dessas concessões só foram definidas recentemente, por meio do Decreto 8461 de 02/06/2015.

aumento do nível de emprego e renda no Brasil” (Exposição de Motivos da Medida Provisória 579 de 11 de setembro de 2012).

Para tanto, a MP 579 eliminou dois encargos setoriais (CCC e RGR) e reduziu outro (CDE)⁷, além de ter indenizado os investimentos que ainda não haviam sido totalmente amortizados das empresas que aceitaram os termos da renovação antecipada. O objetivo da indenização foi o de excluir os custos de capital (remuneração e depreciação), que representam em torno de 2/3 do custo da geração e transmissão de energia na receita final dessas concessões e, por consequência, da conta final de energia (DIEESE, 2012).

No entanto, enquanto todas as concessões de transmissão foram renovadas, parcela significativa de concessões de geração não foi: aproximadamente 30% da capacidade de geração prevista para a renovação. Cemig (1.065 MW), Cesp (5.803 MW), Copel (272 MW) e Celesc (71 MW) não aceitaram reduzir tarifas em prol da renovação das concessões por mais 30 anos e optaram por continuar praticando as tarifas anteriores até o prazo final das concessões (durante mais dois ou três anos). Logo, na geração, somente as concessionárias do grupo Eletrobras (15.022 MW) aceitaram as condições para a renovação.

Dessa forma, a variação das tarifas finais de energia em 2013 refletiu a redução das tarifas de geração (das empresas Eletrobras) e transmissão, bem como a redução de encargos setoriais.⁸ A energia mais barata foi alocada na forma de cotas para as distribuidoras que, por meio de uma revisão extraordinária, passaram a cobrar tarifas mais baratas a partir de janeiro de 2014. Segundo o IBGE,

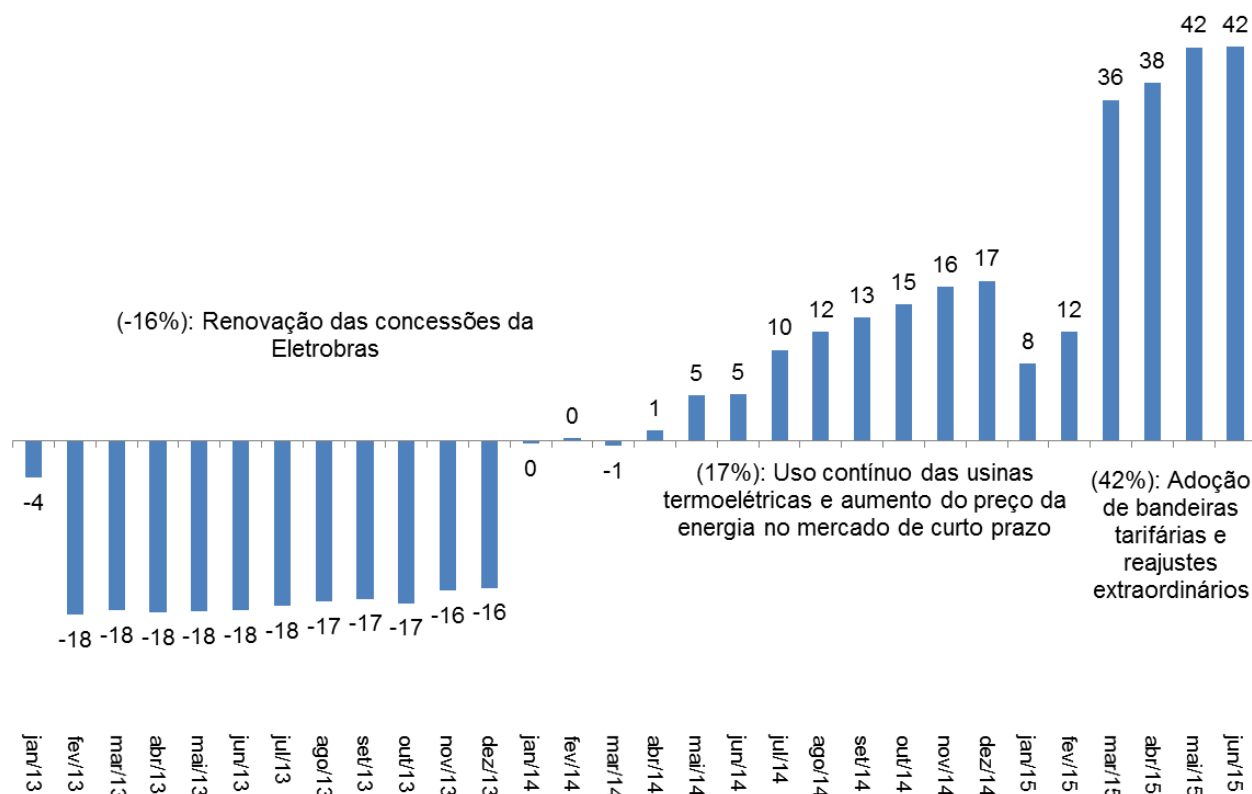
“As contas de energia elétrica ficaram 15,17% mais baratas em fevereiro [de 2013], refletindo boa parte da redução de 18% no valor das tarifas em vigor a partir de 24 de janeiro. Com peso de 3,18%, o item energia elétrica se destacou por exercer significativo impacto para baixo no IPCA de fevereiro, com -0,48 ponto percentual. Contando com a queda de 3,91% já incorporada no índice de janeiro, as contas de energia passaram a custar -18,49% neste ano” (IBGE, IPCA de março de 2013).

Como se pode observar no Gráfico 1, o resultado foi uma queda de -16,0% no preço da energia, ao final de 2013. Como consequência, o subitem energia elétrica teve uma contribuição de -0,52 ponto percentual no índice cheio de inflação (5,91%) daquele ano.

7 A CCC (Conta Consumo de Combustível) é um encargo que subsidia o custo de geração em sistemas isolados, os quais têm elevada participação de usinas a óleo combustível; A RGR (Reserva Geral de Reversão) é um encargo destinado à reversão de ativos ao poder concedente ao fim dos contratos de concessão, também utilizado para financiar programas de expansão e melhoria no sistema elétrico. E a CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) é um encargo com o objetivo de financiar o desenvolvimento energético dos estados, projetos de universalização do acesso à energia, subvenções aos consumidores de baixa renda e incentivos a determinadas tecnologias.

8 Vale destacar também que a redução das tarifas de energia elétrica decorrente da renovação das concessões teve impacto somente para os consumidores cativos, uma vez que toda energia das concessões renovadas (energia mais barata) foi direcionada para o mercado cativo por intermédio de cotas.

GRÁFICO 1
Evolução da Tarifa de Energia Elétrica, acumulado no ano (em %),
Brasil - Jan/2013-mar/2015



Fonte: IPCA-IBGE
 Elaboração: DIEESE. Subseção FNU

Essa contribuição foi bastante expressiva. A título de ilustração, o impacto da redução da tarifa de energia elétrica na inflação foi maior do que o Banco Central (a partir de um modelo de resposta da inflação à política monetária) prevê com o aumento de 1 p.p. na Taxa Selic durante um período de quatro trimestres (BANCO CENTRAL, 2012). Dessa forma, a renovação das concessões ocorreu em linha com a política macroeconômica seguida até então, de estímulos à competitividade e ao investimento, contribuindo ainda com a redução dos juros e o controle da inflação, exatamente numa conjuntura na qual o Banco Central seguia forte ciclo de redução da taxa Selic⁹.

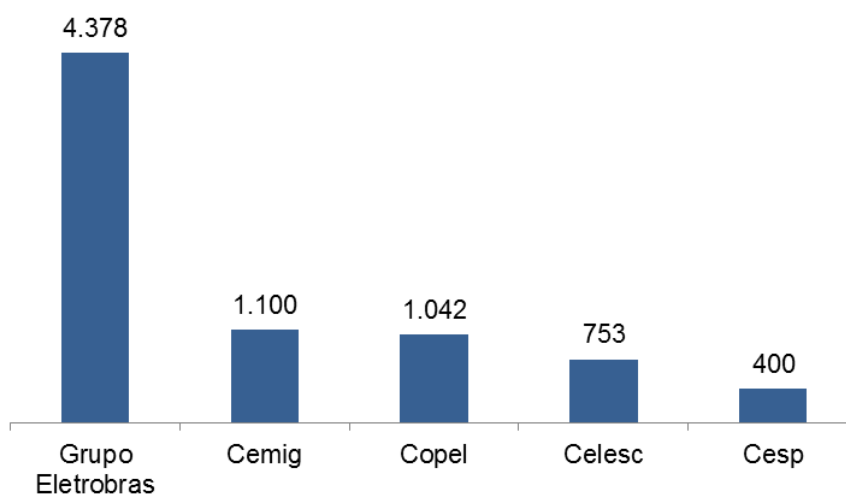
No que diz respeito ao processo de renovação, pelo menos três pontos merecem destaque. O primeiro é que a medida afetou as empresas que renovaram as concessões e as que optaram por não renová-las. Para aquelas que não renovaram, o horizonte de operação da concessão ficou limitado ao prazo de vencimento da concessão (entre 2015 e 2017), enquanto para as que aderiram à renovação, empresas do grupo Eletrobras, majoritariamente, as novas tarifas de geração e

⁹ É importante destacar que a taxa de juros chegou 7,25% em março de 2013.

transmissão ficaram muito abaixo daquelas praticadas anteriormente, na ordem de 60% menor. Além disso, o valor pago pela indenização dos ativos ainda não amortizados ficou bastante abaixo daquele registrado no balanço das empresas¹⁰.

O resultado foi um ajuste na estrutura de custos das empresas que causou a eliminação de mais de sete mil postos de trabalho, conforme o Gráfico 2. Somente na Eletrobras foram mais quatro mil trabalhadores desligados entre 2013 e 2014, cerca de 20% da força de trabalho do grupo.

GRÁFICO 2
Número de adesões dos empregados aos PDVs
de empresas do setor elétrico



Fonte: Canal Energia (06/09/2013)
Elaboração: DIEESE-Rede Eletricitários

O segundo ponto é que as concessões que não foram prorrogadas deverão ser licitadas, na modalidade de leilão. Assim, usinas que são hoje operadas por empresas estatais estaduais poderão passar a ser operadas por empresas privadas (inclusive grupos estrangeiros). É importante destacar que, apesar de não haver nenhuma garantia de emprego para os trabalhadores dessas concessões, o Ministério de Minas e Energia, no parágrafo terceiro do artigo primeiro da Portaria 333, de 27/09/2013, que regulamenta o leilão dessas concessões, sugere que a empresa vencedora do leilão mantenha os atuais empregados da concessão.

Por fim, a opção por não renovar a concessão permitiu que empresas auferissem ganhos extraordinários no mercado de curto prazo, ao longo de 2013 e 2014, enquanto a Eletrobras vem amargando três anos de prejuízos, acumulado em mais de R\$ 16,0 bilhões. Segundo relatório

¹⁰ Segundo o relatório de demonstrações financeiras da Eletrobras em 2014, o total de indenizações referentes à renovação das concessões recebido pelo grupo até 2014 foi da ordem de R\$ 12,5 bilhões. Ainda estão pendentes mais R\$ 3 bilhões. Além disso, o grupo está pleiteando junto a Aneel o reconhecimento de mais R\$ 15 bilhões em indenizações.

emitido pelo Tribunal de Contas da União (TCU), Cemig, Copel e Cesp registraram ganhos superiores a 700% no mercado de curto prazo entre janeiro de 2013 e maio de 2014 (TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO, 2014)¹¹, com consequências nas tarifas de 2014. O referido relatório aponta que o resultado dessas três empresas no mercado de curto prazo naquele período chegou a R\$ 5,7 bilhões.

Para a Eletrobras, os impactos negativos da renovação preocupam, uma vez que o grupo opera grande parte do sistema elétrico brasileiro: cerca de metade das linhas de transmissão, 30% da geração e sete empresas de distribuição localizadas em regiões estratégicas para o país (Norte e Nordeste). Contudo, é importante mencionar que, a despeito das condições econômico-financeiras adversas, o grupo segue investindo no setor (em 2014 foram mais de R\$ 11,0 bilhões) e o desempenho operacional tem se mantido bom.

A “crise hídrica” e o aumento dos preços da energia no mercado de curto prazo

Em 2014, a tarifa de energia elétrica apresentou tendência inversa à verificada em 2013, variando positivamente e de forma gradual a partir do segundo semestre. O ano foi encerrado com aumento de cerca de 17,0%. Como se sabe, 2014 foi marcado pelo aprofundamento de condições hidrológicas desfavoráveis, que secaram não só os reservatórios das usinas, mas também alguns importantes reservatórios de abastecimento de água, como o da maior cidade do país¹².

O baixo nível dos reservatórios das usinas fez com que a geração de energia das hidrelétricas ficasse bastante abaixo da capacidade instalada, o que exigiu o acionamento integral e contínuo das usinas termelétricas, fontes mais caras de geração. A geração de energia por meio das termelétricas cresceu 57%, entre 2013 e 2014: a geração de energia por meio de fonte térmica convencional (excluindo térmicas nucleares) passou de 7.227 GWh, em dezembro de 2013, para 11.371 GWh, em dezembro de 2014¹³. Como consequência, a participação da geração por meio de fontes térmicas na capacidade instalada total no país aumentou de 22%, em 2008, para 30%, em 2013, enquanto a participação das hidroelétricas caiu de 75% para 68%, em 2013.

Como se pode observar na Figura 1, o nível dos reservatórios, que diminuía desde 2013, ficou, em 2014, abaixo de 20% da capacidade em determinadas regiões do país. Nas regiões

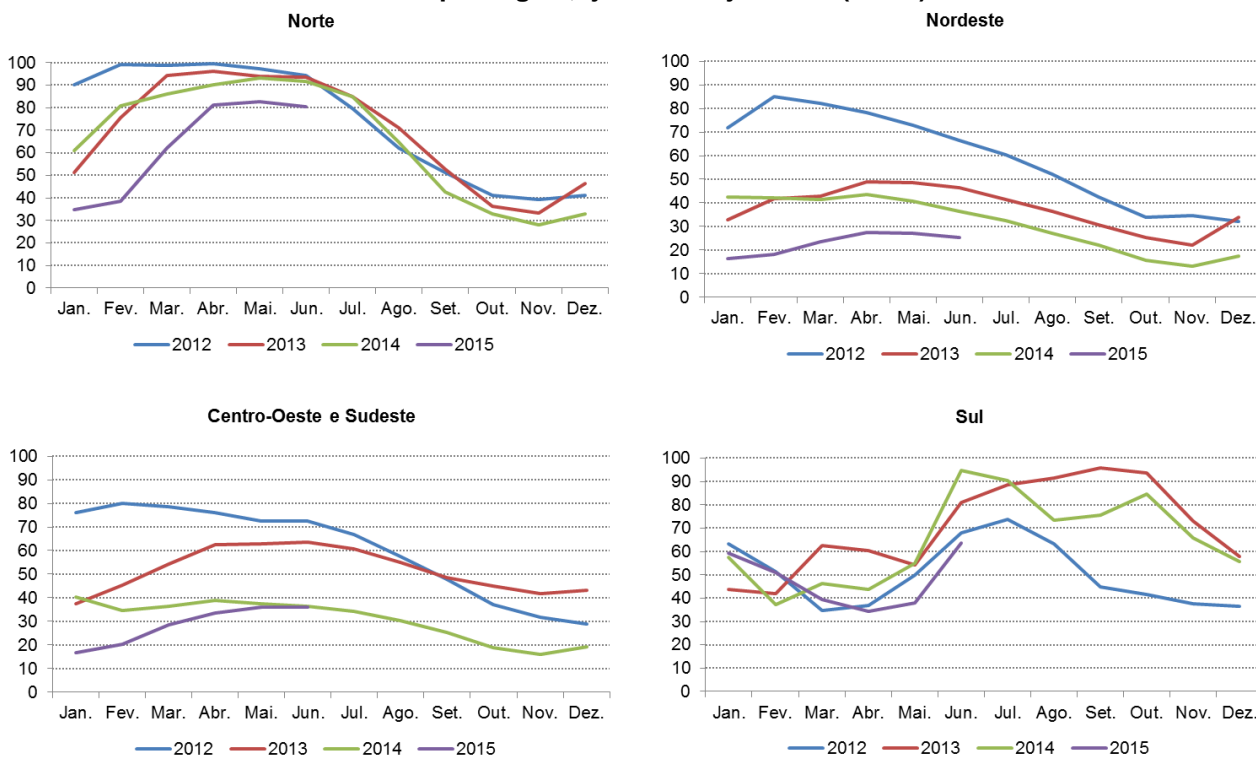
11 Tribunal de Contas da União. Auditoria Operacional, n.º 011.223/2014-6. Disponível em: http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:90cCF5X_SQAJ:portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/imprensa/noticias/noticias_arquivos/011.223.2014.6%2520%28CDE%29.rtf+&cd=1&hl=pt-BR&ct=clnk&gl=br

12 Evidentemente, a falta de água em São Paulo não pode ser explicada exclusivamente pela falta de chuvas. Entre os principais fatores é possível destacar também a falta de investimentos, bem como a ausência de um plano de contingenciamento que permitiu a continuidade do uso intensivo da água por parte de setores produtivos (principalmente a indústria) em detrimento do consumo da população.

13 Operador Nacional do Sistema (ONS). Disponível em: http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx

Sudeste e Centro-Oeste, onde estão localizadas algumas das principais usinas, o nível dos reservatórios permaneceu abaixo de 40% durante todo o ano passado.

FIGURA 1
Nível dos reservatórios das usinas hidroelétricas no Brasil,
por região, jan/2012 a jun/2015 (em %)



Fonte: Canal Energia.
 Elaboração: DIEESE-Subseção FNU

Diante disso, o Operador Nacional Sistema (ONS) limitou o despacho da geração das hidroelétricas, visando preservar os reservatórios. Com essa limitação, as empresas ficaram impossibilitadas de gerar energia em volume suficiente para atender às garantias físicas dos contratos e ficaram obrigadas a comprar energia no mercado de curto de prazo. Quanto mais contratada estava a empresa geradora, maior a perda a ser absorvida, decorrente da diferença entre o preço da energia contratada e o preço da energia efetivamente entregue ao consumidor final. Ao mesmo tempo, deve ser considerado que as empresas geradoras que tinham disponibilidade de geração, principalmente por estarem descontratadas, auferiram lucros extraordinários no período.

O efeito da “crise hídrica” na tarifa do consumidor final

Em um primeiro momento, a restrição na geração de energia de fonte hídrica (mais barata) coloca em operação outras fontes mais caras. Parte dessa energia já está contratada pelas distribuidoras a título de disponibilidade. Quando ela é efetivamente utilizada, adiciona-se um custo

de operação que varia de acordo com a fonte e o porte da geradora. Desse modo, o simples fato de o acionamento da energia mais cara vai refletir na tarifa do consumidor final no próximo reajuste tarifário.

Além disso, para garantir a redução média de 20% da tarifa final pretendida pelo governo federal, a energia de todas as concessões que estavam por vencer foi alocada em cotas nas concessionárias distribuidoras, como se de fato existissem. Como uma parcela daquela energia não foi renovada, as distribuidoras ficaram involuntariamente expostas no mercado de curto prazo¹⁴. Portanto, além do custo adicional proveniente da utilização da energia das termoeletricas, as concessionárias distribuidoras subcontratadas tiveram que comprar essa energia no mercado de curto prazo em um momento em que o preço praticado estava no patamar máximo.

Deve ser considerado que, para evitar essa exposição involuntária, o governo promoveu leilões para suprir a diferença de energia. No entanto, não houve interessados em ofertar energia ao preço proposto, revelando o caráter especulativo que assumiu esse tipo de operação, já que esta mesma energia teve que ser comprada pelas distribuidoras desses mesmos fornecedores no mercado de curto prazo. Segundo relatório do TCU (TCU, 2014), de um total de 14.000 MW médios de necessidade declarados pelas distribuidoras em três leilões (em junho e dezembro de 2013 e abril de 2014), somente 4.500 MW médios foram atendidos - e no leilão de junho de 2013, não houve nenhuma contratação.

Como consequência, o preço da energia no curto prazo (Preço de Liquidação de Diferenças - PLD) disparou nos últimos dois anos. O preço do MW/h, que variou num intervalo inferior a R\$ 240,00 ao longo de 2012, começou a subir em 2013, saltando para o teto regulatório de R\$ 822,00 o MW/h em 2014.

Dessa forma, as tarifas de energia elétrica em 2014 refletiram o aumento do custo da energia e algumas concessionárias tiveram reajustes tarifários anuais superiores a 30% (ver tabela reajuste tarifário anual de 2014 em Anexo). O problema é que o custo com a energia ficou muito elevado para as distribuidoras bancarem antecipadamente a liquidação mensal e aguardarem até a data de aniversário anual do contrato de concessão para obter o reajuste.

Nesse sentido, o governo federal tomou uma série de medidas com o objetivo de minimizar os impactos da alta do preço da energia no caixa das distribuidoras:

14 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).

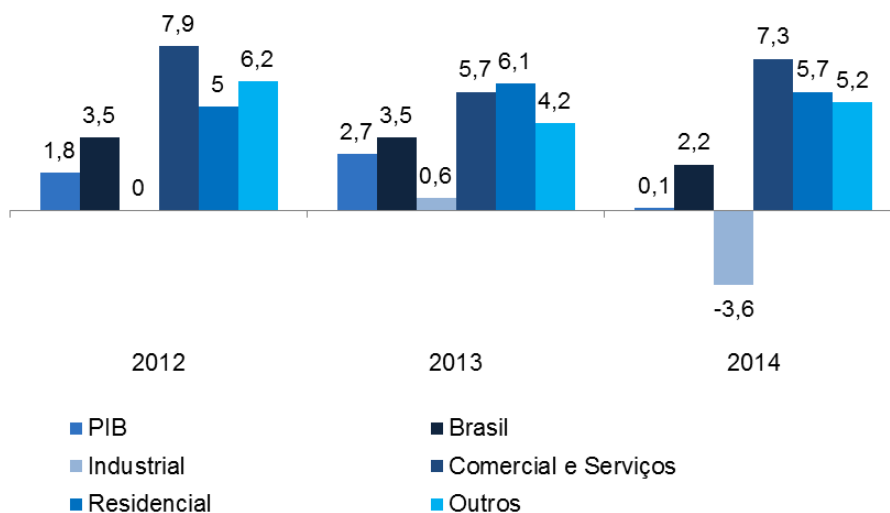
- a. Cobrir parte da diferença entre o preço cobrado do consumidor e o de compra dessa energia no curto prazo, utilizando os recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) que, diante da elevação dos preços, exauriu-se;
- b. Criar a Conta-ACR (Conta no Ambiente de Contratação Regulada) a ser gerida pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, que captou dois empréstimos às companhias de distribuição em 2014, para que elas pudessem saldar compromissos decorrentes dos custos relacionados ao acionamento das usinas termoeletricas e da exposição involuntária ao mercado de curto prazo. O total dos empréstimos chegou a R\$ 17,8 bilhões (R\$ 11,2 bilhões em abril e R\$ 6,6 bilhões em agosto), que serão repassados com juros às tarifas dos consumidores finais até 2017 - totalizando cerca de R\$ 26,6 bilhões;
- c. Diferir os custos com geração para um período mais longo (até cinco anos) nos próximos reajustes aos consumidores finais;
- d. Realizar o leilão A-0 com o objetivo de contratar pelo menos parte da energia não alocada nas distribuidoras em razão da não aceitação da renovação antecipada das concessões de Cemig, Copel, Cesp e Celesc. Essa última medida teve o objetivo de reduzir a exposição involuntária das distribuidoras ao mercado de curto prazo (DIEESE, 2014).

Importante observar que, após o leilão das usinas que não renovaram as concessões, a energia gerada por elas será destinada ao mercado cativo ao custo semelhante daquelas que optaram pela renovação antecipada. Com isso, espera-se um efeito atenuador na atual trajetória de elevação de preços no setor.

Para agravar a situação do fornecimento de energia, o consumo de energia elétrica continuou crescendo entre 2012 e 2014. Como se pode observar no Gráfico 3, nos últimos anos, o crescimento do consumo de energia elétrica tem superado o crescimento do Produto Interno Bruto (PIB), mesmo com a retração do consumo de energia por parte do setor industrial, que é responsável por cerca de 40% do consumo total do país. Após a eclosão da crise econômica mundial em 2008, o crescimento do consumo de energia elétrica por parte da indústria brasileira foi bastante modesto: 5% entre 2008 e 2013. Enquanto isso, o consumo de energia residencial e comercial cresceu, no mesmo período, 32% e 35%, respectivamente.

Em 2014, o crescimento do consumo de energia elétrica foi de 2,2%, mesmo com o decréscimo de 3,6% do consumo industrial e o crescimento praticamente nulo do PIB (0,1%).

GRÁFICO 3
Taxas de crescimento do PIB e do consumo
de energia elétrica no Brasil e por setor
2012-2014



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE); IBGE
 Elaboração: DIEESE. Subseção FNU.

Foi justamente o descompasso entre a demanda crescente e o baixo nível dos reservatórios das usinas que levantou uma série de questionamentos sobre o risco de racionamento de energia em meados de 2014. O fato é que a baixa disponibilidade de energia provavelmente foi um dos fatores que contribuíram para dificultar a recuperação da produção industrial, tão esperada e estimulada pelo próprio governo federal - foram cerca de R\$ 200 bilhões em desonerações fiscais para o setor industrial nos últimos anos¹⁵.

Em suma, todo o esforço do governo federal em reduzir as tarifas de geração e transmissão em 2013 acabou sendo temporário, diante da crise hídrica e da estrutura mercantil de comercialização de energia, que resultaram na elevação dos preços mercado de curto prazo, contaminando os custos da energia no mercado como um todo em 2014.

Entretanto, diante de um cenário de retração da economia brasileira e de aumentos substanciais das tarifas, o consumo de energia começou a cair em 2015. Até maio, o consumo de energia elétrica no Brasil registrava queda de 0,9% diante de igual período do ano anterior: o consumo industrial apresentou redução de 4,5%, enquanto o consumo residencial cresceu somente 0,5%. Em maio, o consumo residencial de energia elétrica caiu 2,5%.

15 Conforme, Ministério da Fazenda (2015).

Bandeiras tarifárias e revisão tarifária extraordinária

Em 2015, observa-se uma “explosão” dos preços da energia, com variação de mais de 36% acumulada somente no primeiro trimestre. E na medida em que ocorrerem os reajustes tarifários anuais, deve aumentar: a previsão é que a variação acumulada ao longo de todo esse ano supere 60%, como já se verifica no acumulado nos últimos 12 meses. Mas por que os preços continuam subindo?

O primeiro aspecto é que o governo federal, que em 2013 e 2014, bancou parte significativa dos custos adicionais com a geração de energia das termoeletricas, autorizou em 2015 o repasse integral desses custos para a tarifa do consumidor final, seguindo a linha da nova política macroeconômica de ajuste fiscal.

Em segundo, foram adotadas pela Aneel as bandeiras tarifárias. Conforme mencionado acima, apesar da dificuldade de geração, o consumo continuou subindo, e, nesse caso, as bandeiras tarifárias têm a finalidade de sinalizar ao consumidor o custo da geração de energia. Os novos valores das bandeiras tarifárias foram aprovados pela Aneel em fevereiro de 2015.

Segundo a Aneel, “os novos valores das bandeiras tarifárias permitirão refletir o custo real das condições de geração. As cores das bandeiras (verde, amarela ou vermelha) indicam se a energia custará mais ou menos em função das condições de geração de eletricidade. A bandeira verde indica condições favoráveis de geração de energia e, nesse caso, a tarifa não sofre acréscimo. Na bandeira amarela, as condições de geração são menos favoráveis e, por isso, a tarifa tem acréscimo de R\$ 2,50 (sem impostos) para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (e suas frações). Se houver condições mais custosas de geração, a bandeira vermelha é acionada e há um acréscimo de R\$ 5,50 (sem impostos) para cada 100 kWh consumidos - e suas frações”¹⁶.

A bandeira tarifária é uma antecipação de custo que, de todo modo, seria pago pelo consumidor final na data de aniversário de cada concessionária distribuidora. Esse custo, até então assumido pela concessionária e repassado depois ao consumidor, foi antecipado pelas bandeiras.

16 Aneel - Resolução Homologatória nº 1.859. Art. 1º A partir de 2 de março de 2015, as faixas de acionamento das bandeiras tarifárias de que tratam o Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret, serão: a) bandeira tarifária verde: será acionada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário - CVU da última usina a ser despachada for inferior ao valor de 200,00 R\$/MWh; b) bandeira tarifária amarela: será acionada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário - CVU da última usina a ser despachada for igual ou superior a 200,00 R\$/MWh e inferior ao valor-teto do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD, atualmente de 388,48 R\$/MWh; e c) bandeira tarifária vermelha: será acionada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário - CVU da última usina a ser despachada for igual ou superior ao valor-teto do PLD, de 388,48 R\$/MWh. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8415&id_area=90

Nesse ano, a partir de 2 de março, também foi autorizada pela Aneel a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), para “aliviar” os desequilíbrios de caixa das distribuidoras que haviam acumulado uma série de custos para serem repassados no futuro ao consumidor. O Quadro 2 mostra o percentual de reajustes extraordinários aprovados para as concessionárias de Distribuição. Os reajustes variaram de 2,2% (Celpe) até 39,5% (AES Sul), de acordo com a distribuidora.

QUADRO 2
Revisão tarifária extraordinária aprovada pela Aneel em 2015

Distribuidora	Efeito	Distribuidora	Efeito
Celpe	2,2%	Celesc	24,8%
Cosern	2,8%	Bandeirante	24,9%
Cemar	3,0%	ENF	26,0%
Cepisa	3,2%	Escelsa	26,3%
Celpe	3,6%	Cemat	26,8%
Energisa PB	3,8%	Energisa MG	26,9%
Celtins	4,5%	Eflul	27,0%
Ceal	4,7%	Eletrocar	27,2%
Coelba	5,4%	Celg	27,5%
Energisa BO	5,7%	DME-PC	27,6%
Sulgipe	7,5%	Enersul	27,9%
Energisa SE	8,0%	Cemig	28,8%
CPFL Sta Cruz	9,2	CPFL	29,2%
		Piratininga	
Coelce	10,3%	EDEVP	29,4%
Mococa	16,2%	CPFL Paulista	31,8%
Ceron	16,9%	Hidropan	31,8%
CPEE	19,1%	CFLO	31,9%
Joaocesa	19,8%	Eletropaulo	31,9%
Cooperaliança	20,5%	Forcel	32,2%
Eletroacre	21,0%	Caiua	32,4%
Santamaria	21,0%	Demei	33,7%
Chesp	21,3%	Muxfeldt	34,3%
CSPE	21,3%	Cocel	34,6%
CEEE	21,9%	CNEE	35,2%
Light	22,5%	RGE	35,5%
CJE	22,8%	Copel	36,4%
Ienergia	23,9%	Uhenpal	36,8%
CEB	24,1%	Bragantina	38,5%
Elektro	24,2%	AES Sul	39,5%

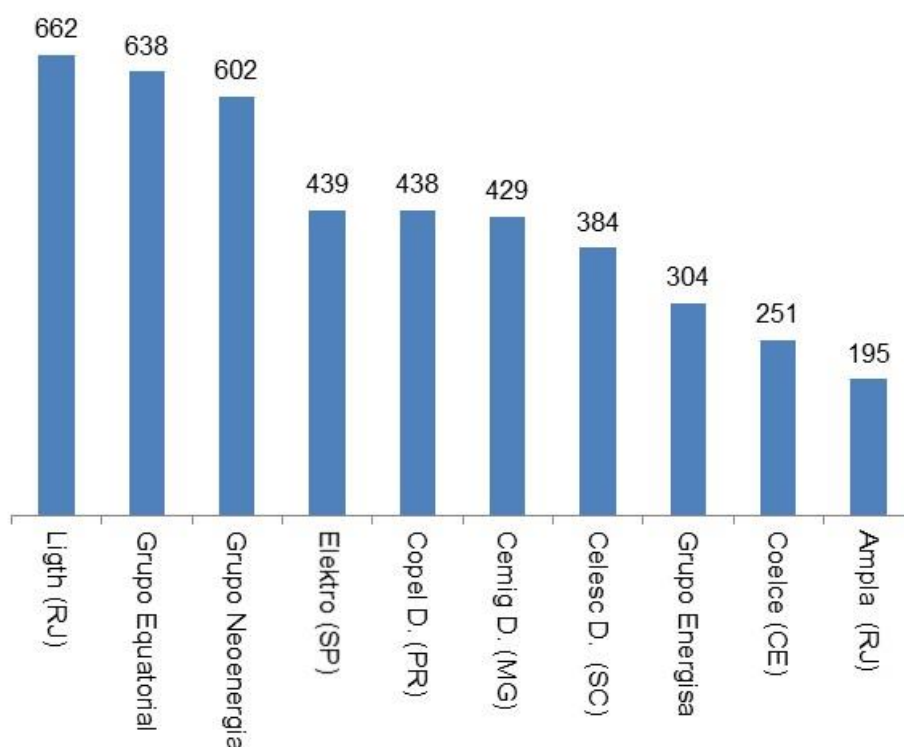
Fonte: Aneel

Disponível em:

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8418&id_area=90

Cabe destacar que os desequilíbrios registrados nos caixas de algumas das distribuidoras, decorrente da elevação dos custos com energia, não impediram que as concessionárias tivessem, em geral, um desempenho econômico-financeiro bastante positivo em 2014. Como se observa, a soma do lucro líquido dos 10 grupos e/ou concessionárias selecionadas foi superior a R\$ 4 bilhões em 2014.

GRÁFICO 4
Lucro Líquido, em R\$ milhões, dos grupos/concessionárias¹
de distribuição de energia elétrica - 2014



Fonte: Demonstrações Financeiras das empresas. Elaboração: DIEESE – Subseção FNU

Nota (1): O grupo Neoenergia controla as concessionárias Coelba (BA), Consern (RN) e Celpe (PE); o grupo Equatorial controla a Cemar (MA) e a Celpa (PA); e o grupo Energisa controla treze concessionárias em nove estados da federação, dentre as quais a Energisa Mato Grosso, Energisa Mato Grosso do Sul e Energisa Tocantins

Para as concessionárias que têm reajustes tarifários anuais agendados até junho, por exemplo, já se pode contabilizar dois reajustes anuais (2014 e 2015), além da RTE e o acionamento das bandeiras tarifárias.

Por fim, cabe destacar que os reservatórios das usinas hidroelétricas ainda não recuperaram os níveis médios históricos e que as usinas termoelétricas continuam trabalhando “a todo vapor” - o nível dos reservatórios da região Sudeste/Centro Oeste iniciou o ano abaixo de 10% da capacidade (Figura 1 - Nível dos Reservatórios). Verifica-se uma mudança estrutural importante na matriz elétrica nacional, com maior e contínua participação das termoelétricas. Assim, o sistema que era antes predominantemente hidroelétrico passa agora ser considerado como um sistema hidrotérmico.

Perspectivas para a expansão da geração de energia elétrica no Brasil

As mudanças econômicas e sociais ocorridas na última década, bem como a perspectiva de recuperação do setor industrial (que representa cerca de 40% do consumo de energia elétrica do país), colocam um grande desafio para a consolidação de um ciclo de crescimento sustentável e com

desenvolvimento econômico e social: o planejamento da expansão da geração com a diversificação da matriz energética brasileira.

De acordo com o último Plano Decenal de Energia (2023), elaborado pela EPE, a previsão é de um crescimento médio do consumo de energia elétrica no país de 4,3% ao ano entre 2013 e 2023 (EPE, 2014b). Para o período de 2013 a 2018, a projeção é de um aumento médio ainda maior, de 4,5% ao ano. Para atender essa demanda até 2018, o planejamento energético considera a entrega de energia nova, contratada por meio de 11 leilões realizados entre 2010 e 2015, além da entrada em funcionamento da usina hidrelétrica de Belo Monte (Plano Decenal de Energia 2023, p. 69). O Brasil também tem realizado, por meio da Eletrobras, acordos e estudos para aumentar a integração energética nas Américas Central e do Sul.

No que diz respeito à expansão da geração, inicialmente cabe ressaltar que, apesar de todos os problemas elencados acima, a geração de energia elétrica no país cresceu 3,2%, em 2013: a geração hidráulica diminuiu 6%, enquanto a geração por gás natural e carvão aumentou 46% e 75%, respectivamente (EPE, 2014a).

Quanto aos novos empreendimentos, estão previstos para entrar em operação 32.717 MW de potência entre 2014 e 2018. Destes, 34,3% são a partir da expansão da energia eólica (11.248 MW), com empreendimentos concentrados quase totalmente no Nordeste. Em relação às regiões, cerca de metade da potência prevista para entrar em operação está localizada no Norte, com destaque para as usinas hidrelétricas de Teles Pires (1.879 MW em 2015), Belo Monte (11.000 MW em 2016), São Manoel (700 MW em 2018) e Sinop (400 MW em 2018). No Sudeste/Centro-Oeste, destaca-se ainda a usina nuclear de Angra 3, com 1.405 MW previstos para 2018 (Plano Decenal de Energia 2023, tabelas 42 e 43, p.79).

Segundo o BNDES (2014), o volume de recursos previsto para investimentos no setor elétrico no quadriênio 2015-2018 chega a R\$ 192 bilhões, o que é muito próximo ao verificado entre 2010-2013 (R\$ 190 bilhões). Esse montante representa a maior parte do total previsto para a área de infraestrutura (R\$ 598 bilhões), cerca de 30%. Para a área de geração de energia elétrica, estimam-se R\$ 118 bilhões, sendo R\$ 53 bilhões em hidrelétricas, R\$ 35,5 bilhões em eólicas e R\$ 6,6 bilhões em solar.

Entre os principais desafios colocados para os investimentos no setor elétrico, o BNDES aponta:

- a elevação do custo da geração de energia com as térmicas e consequentemente as dificuldades de caixas dos agentes que tiveram de bancar temporariamente esses custos
- o “processo de recuperação de margens e rentabilidade” e da capacidade de investimento e o financiamento do grupo Eletrobras

- os atrasos na implementação dos investimentos, decorrentes da maior complexidade do licenciamento ambiental.

Sobre o último ponto, segundo levantamento do TCU, o atraso médio dos investimentos em geração tem sido de oito meses para usinas hidrelétricas, 11 meses para usinas termoelétricas e 10 meses para parques eólicos. Já o atraso médio dos investimentos em linhas de transmissão supera um ano: é de 14 meses (TCU, 2014).

Ainda de acordo com o BNDES, a tendência da matriz elétrica brasileira é de consolidação do processo de diversificação de fontes, com a previsão de que a fonte eólica alcance 10% da matriz daqui a cinco anos e a maior participação das térmicas eleve o preço final da energia. Nessa questão, é importante enfatizar a necessidade da participação social no processo de planejamento energético. Para tanto, é fundamental que a população conheça os impactos ambientais e sociais, bem como os custos, benefícios e limitações dos investimentos em cada tipo de fonte de geração de energia elétrica (hidrelétricas com reservatórios de acumulação ou a fio d'água¹⁷, pequenas centrais hidrelétricas, termoelétricas convencionais ou nucleares, eólica, solar, biomassa).

Considerações finais

O texto procurou descrever os principais fatores que influenciaram a variação das tarifas de energia elétrica nos últimos três anos. Em suma, viu-se que as variações na tarifa final de energia ao longo desse período decorreram principalmente de mudanças nos custos da “Parcela A”, ou seja, relacionadas à compra de energia, à transmissão e aos encargos setoriais.

Em 2013, as tarifas foram reduzidas em 16% devido à renovação antecipada das concessões de geração (das empresas do grupo Eletrobras) e transmissão e da diminuição de alguns encargos setoriais. Por um lado, a medida seguiu a linha da política macroeconômica do período, de estímulo à competitividade, e ainda auxiliou no controle da inflação, o que contribuiu para o ciclo de redução da taxa de juros adotada pelo Banco Central em 2012 e 2013. Por outro lado, as novas tarifas (para a Eletrobras) e o horizonte do fim das concessões (para as empresas que não aderiram à medida) implicaram forte ajuste de custos no setor, o que resultou na eliminação de mais de sete mil postos de trabalho.

A forte estiagem e a lógica mercantil do modelo de comercialização de energia atuaram no sentido contrário da medida adotada em 2013, anulando já em 2014 todo esforço da política de redução das tarifas adotada pelo governo (as tarifas aumentaram 17% em 2014). A crise hídrica

¹⁷ Para análise sobre os tipos de reservatórios, ver, por exemplo, Firjan. A expansão das Usinas a Fio d'água e o declínio da capacidade de regularização do sistema elétrico brasileiro.

explicitou as contradições de um modelo que pretende ser mercantil, mas que é vinculado a uma estrutura de mercado que tende ao monopólio. Nesse sentido, qualquer viés restritivo de oferta tende a criar ganhadores e perdedores, sempre transferindo a conta ao consumidor final.

A maior parte dos aumentos verificados em 2015 foi a antecipação de custos já incorridos pelas distribuidoras que, de certa forma, funcionam como uma espécie de “caixa” do setor (já que elas simplesmente repassam os custos com a Parcela A para o consumidor final). Entretanto, apesar dos desequilíbrios nos caixas das distribuidoras, é possível verificar um bom desempenho econômico-financeiro em 2014: foram mais de R\$ 4 bilhões de lucro líquido, quando se analisa um conjunto das principais concessionárias de distribuição do país. Além disso, para as distribuidoras que têm o reajuste tarifário anual agendado até junho, já é possível contabilizar três reajustes num período de somente um ano: os reajustes tarifários anuais de 2014 e 2015 e o reajuste tarifário extraordinário ocorrido em março. No caso das bandeiras tarifárias, o custo com a volatilidade do preço da geração, que era transferido uma vez por ano, passou a ser mensal, numa perspectiva de que esta sinalização deverá orientar o consumidor para um consumo mais prudente, como se o patamar tarifário anterior às bandeiras já não fosse o suficiente para isso.

Por fim, o retorno das tarifas aos patamares anteriores a 2015 não se resume à recuperação dos níveis hidrológicos. O Brasil possui um desafio de conciliar a expansão da geração com a diversificação da matriz energética. Nesse sentido, é fundamental que a população conheça e participe efetivamente do processo de avaliação e decisão da expansão da matriz. Uma alternativa seria a estruturação de audiências públicas para que, de fato, a sociedade civil organizada possa participar do planejamento setorial.

Além disso, na medida em que os novos empreendimentos contribuam na direção de aumentar a oferta, é importante garantir que a energia seja direcionada prioritariamente para o mercado cativo. Para tanto, é fundamental repensar o modelo de comercialização do setor, substituindo a multiplicação dos contratos de energia por um sistema no qual a contratação considere a totalidade da demanda (pelo menos daqueles que optarem em não ir para o mercado livre) e não as demandas parciais de cada área de concessão.

Em síntese, é preciso reduzir a presença da especulação no mercado de energia e garantir o fornecimento àqueles que querem a energia apenas para atender suas necessidades e não para transformá-la em fontes de negócios. Para isso, dever-se-ia devolver mecanismos que impeçam a transferência para o mercado cativo de qualquer evento especulativo derivado do preço da energia de curto prazo. O mercado cativo deveria ser totalmente garantido pelo governo e pelas geradoras (apenas o excedente deveria ir para o livre mercado). Além disso, o preço da energia deve ser

comum para todas as concessionárias, como forma inclusive de minimizar as desigualdades regionais.

Referências Bibliográficas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, DF. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Indicadores consolidados**: estimativas de índices de preços. Brasília, DF, 2015. Posição em 03/07/2015.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Projeção de inflação utilizando modelo semiestrutural desagregado: bens comercializáveis e não comercializáveis. In: _____. **Perspectivas para a inflação**. Brasília, DF, set. 2012.

BNDES. **Perspectivas do investimento 2015-2018**. Brasília, DF, 2015. Disponível em:

<https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/2842> . Acesso em: jul. 2015.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. **Programa Luz para Todos**. Brasília, DF, 2014. Disponível em:

http://luzparatodos.mme.gov.br/luzparatodos/Asp/o_programa.asp. Acesso em: jul. 2015.

DIEESE. **As tarifas de energia elétrica no Brasil**: inventário do terceiro ciclo de revisão tarifária e os efeitos sobre o setor. São Paulo, maio, 2014. (Nota Técnica, 134).

DIEESE. **Renovação das concessões no setor elétrico**. São Paulo, out. 2012. (Nota Técnica, 114)

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário estatístico de energia elétrica de 2014**. Brasília, DF, 2014a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Energia 2023**, Brasília, DF, 2014b.

LEVY, Joaquim. **Construindo condições para a retomada do crescimento**. Brasília, DF: Ministério da Fazenda, 2015. Apresentação do ministro Joaquim Levy na Câmara dos Deputados, 29 de abril de 2015. Disponível em:

<http://www.fazenda.gov.br/divulgacao/apresentacoes>

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO. **Sumário**: auditoria operacional, n.º 011.223/2014-6.... Brasília, DF.

Disponível em:

http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:90cCF5X_SQAJ:portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/impressa/noticias/noticias_arquivos/011.223.2014.6%2520%28CDE%29.rtf+&cd=1&hl=pt-BR&ct=clnk&gl=br

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 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: Airton Santos

Coordenadora de estudos e desenvolvimento: Angela Maria Schwengber

Secretaria da direção sindical e técnica - secgeral@dieese.org.br

Equipe responsável

Rede Eletricitários

Carlos Machado

Cristiane Garrido

Fabiano Camargo

Gustavo Teixeira

Thiago Luiz Rodarte