



## Informativo de Energia

31 de março de 2014

### Setor Elétrico: da MP 579 ao pacote financeiro

Clara Costellini

Lavinia Hollanda

O setor elétrico vem sendo alvo de diversas discussões e debates, principalmente nos últimos meses. Em um sistema majoritariamente hidrelétrico, a falta de chuvas e as altas temperaturas trouxeram à tona importantes aspectos estruturais do setor. Os problemas que o setor elétrico vem enfrentando podem ser entendidos como o resultado de diversos fatores e de decisões tomadas nos últimos anos - em particular aquelas relacionadas ao planejamento, como a construção de novas hidrelétricas sem reservatórios e o atraso nas linhas de transmissão. Além dessas, a imposição de novos desafios socioambientais e a falta de sinal de preços adequado para a demanda também contribuíram para o cenário atual.

No entanto, muitos agentes identificam a MP 579, de 11 de setembro de 2012, como um divisor de águas. A partir da edição da MP 579, uma combinação de fatores, decorrentes ou não das decisões implementadas através dessa medida, teria levado o setor elétrico ao quadro que estamos vivenciando atualmente.

Assim, essa nota pretende traçar um panorama dos principais eventos do setor elétrico desde a edição da Medida Provisória 579 (MP 579), com o objetivo de identificar as relações causais entre as decisões tomadas no setor e seus efeitos. A partir daí, procura-se levantar alguns pontos que consideramos que devam ser abordados de maneira mais profunda.

Esse Informativo está estruturado da seguinte forma: Inicialmente, voltamos a setembro de 2012 e discutimos o contexto em que foi editada a MP 579, bem como as principais mudanças implementadas por essa medida. A partir daí, mostraremos a reação dos agentes diretamente afetados pela MP, primeiramente até a conversão da MP 579 em Lei. Em seguida, discutiremos os eventos ocorridos durante o ano de 2013 – alguns deles fora do controle do governo – e as sinalizações do mercado sobre as expectativas dos agentes com relação ao cenário para o ano de 2014. Finalmente, abordaremos os acontecimentos recentes, já a partir do ano de 2014, e levantaremos algumas questões que ainda devem ser acompanhadas no futuro próximo.



## As medidas anunciadas e a reação dos agentes

A Medida Provisória 579 foi editada em 11 de setembro de 2012, com o objetivo de viabilizar a redução do custo da energia elétrica para o consumidor brasileiro. A partir das medidas adotadas pela MP 579 – e complementadas, posteriormente, pelo Decreto 7.805, de 14 de setembro do mesmo ano -, seria possível reduzir a tarifa de energia em 20,2% em média para os consumidores.

Na ocasião, o crescimento do setor industrial vinha registrando queda, e havia preocupação com o custo da energia elétrica para a indústria. Além disso, a discussão sobre a renovação das concessões já estava na pauta do setor, e havia grande questionamento sobre o que aconteceria com as concessões que estavam vencendo e com a energia existente que seria descontratada<sup>1</sup>. Nesse contexto, a medida foi anunciada pelo governo como uma das mais arrojadas para impulsionar o desenvolvimento do país, em virtude principalmente dos seus efeitos na redução do custo da energia para as indústrias.

Tal desconto seria resultado de três medidas: (i) a desoneração de alguns dos encargos setoriais; (ii) a antecipação da prorrogação das concessões de geração, transmissão e distribuição anteriores à Lei nº 8.987, de 1995, que venceriam a partir de 2015; e (iii) o aporte de R\$ 3,3 bilhões anuais pela União à Conta do Desenvolvimento Energético (CDE).

Com relação à redução dos encargos setoriais, propôs-se o fim da arrecadação da Reserva Global de Reversão (RGR) para consumidores, novos empreendimentos de transmissão e para as concessões prorrogadas ou licitadas<sup>2</sup>. Decidiu-se, ainda, pelo fim da arrecadação da Conta de Consumo de Combustíveis<sup>3</sup> (CCC) e pela redução da arrecadação da CDE. De forma resumida, a proposta para a redução dos encargos previa:

- Fim do recolhimento da RGR para alguns agentes e da CCC, além da permissão de transferência dos recursos da RGR para a conta CDE; e
- Redução da quota de arrecadação da CDE pelas distribuidoras para 25% do que era arrecadado antes da Medida Provisória, com previsão de aporte do Tesouro.

Na prática, os recursos da RGR e da CCC passaram a ser centralizados em uma conta única – a CDE. Em paralelo, os recursos da CDE passaram a atender também as obrigações da CCC e da RGR, incluindo a eventual necessidade de indenização aos concessionários por conta da reversão das concessões.

---

<sup>1</sup> 9,1 GW médios de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) vencendo em 2012, e 6,8 GW médios em 2013 para todas as distribuidoras.

<sup>2</sup> A RGR foi criada inicialmente para constituir um fundo para a cobertura de eventuais gastos do poder concedente com a indenização de reversões de concessões do setor elétrico. No entanto, ao longo do tempo, a RGR passou a ser utilizada também para viabilizar outras iniciativas no setor, como, por exemplo, a universalização do acesso e programas de eficiência energética. Após a conversão da MP em lei, continuam pagando o encargo os empreendimentos de geração e de transmissão que estavam em operação ou implementação na data da lei.

<sup>3</sup> O fundo setorial CCC teve como finalidade inicial cobrir parte dos custos da compra de combustíveis usados nas termelétricas. A partir de 2009, a CCC passou também a reembolsar parte dos custos de geração para o atendimento dos Sistemas Isolados, principalmente na região Norte do país.



Para viabilizar essa redução nos encargos e fazer frente às despesas previstas pelos programas cobertos por tais encargos, em 2013 e 2014, a medida previa um aporte de R\$ 3,3 bilhões do Tesouro para a conta da CDE, em 2013, e de R\$ 3,6 bilhões, em 2014. No início de 2013, o Tesouro antecipou receitas futuras a que tem direito pelo financiamento à construção da hidrelétrica de Itaipu, e transferiu R\$ 1,9 bilhão à CDE. No entanto, após diversas críticas ao governo pelo uso desse mecanismo contábil, foi anunciado em julho de 2013 que o Tesouro emitiria títulos públicos para a CDE pagar o custo das térmicas e contabilizaria essa despesa como um gasto primário. Até dezembro de 2013, esse custo ficou em R\$ 9,9 bilhões. A tabela abaixo resume a previsão de impacto tarifário da proposta para os encargos setoriais, por classe de consumidor.

### Previsão de Impacto Tarifário da Proposta para os Encargos Setoriais

Nível de Tensão	Efeito dos Encargos
A1	-10,80%
A2	-9,30%
A3	-6,90%
A3a	-7,40%
A4	-6,80%
As	-6,80%
BT	-5,40%
<b>Efeito Médio</b>	<b>-7,00%</b>

Fonte: Aneel.

Com relação à antecipação da renovação das concessões, a proposta possibilitava ao poder concedente antecipar a renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição em até cinco anos. Em particular, a medida teria efeito imediato para as concessões vencidas até 2017 – que, na ocasião, representavam 34% da energia contratada.

Como a maioria dos ativos dessas concessões já se encontrava amortizado e depreciado, a ideia era retirar da tarifa a parcela correspondente a essa rubrica. Os investimentos que porventura ainda não estivessem amortizados seriam indenizados, de forma que a receita final do concessionário não contemplaria os custos de capital – depreciação e remuneração dos ativos. Em contrapartida, as concessionárias que aceitassem a renovação teria o prazo de concessão ampliado em até 30 anos.

Adicionalmente, haveria uma redistribuição das cotas de energia correspondentes à parcela de energia das concessionárias de geração que aderissem às condições colocadas pela MP 579. Como dito, essa energia correspondia a 34% da energia contratada pelas distribuidoras no mercado regulado. Com a renovação, esses contratos seriam desfeitos e contratados novamente pelas distribuidoras como cotas, de maneira proporcional ao mercado de cada uma no Sistema Integrado Nacional, a preço mais baixo. Essa recontração a preço mais baixos permitiria que o consumidor se beneficiasse da diferença de preços entre os contratos antigos e o preço da cota. A tabela abaixo resume o impacto esperado de tal medida nas tarifas dos consumidores:



### Previsão de Impacto Tarifário da Proposta para a Renovação das Concessões

<b>Nível de Tensão</b>	<b>Efeito dos Encargos</b>
A1	-17,20%
A2	-15,50%
A3	-14,50%
A3a	-12,60%
A4	-12,60%
As	-12,80%
BT	-10,80%
<b>Efeito Médio</b>	<b>-13,20%</b>

Fonte: Aneel.

Somando-se o impacto esperado pela redução dos encargos e pela antecipação da renovação das concessões, chega-se aos 20,2% de redução média anunciados pelo governo.

O prazo para que as concessionárias de geração e transmissão, cujos contratos vencessem até 2017, manifestassem-se sobre a sua adesão à proposta do governo terminaria 15 de outubro de 2012. Na prática, no entanto, a assinatura dos termos aditivos aos contratos de concessão ocorreria em 4 de dezembro de 2012 – menos de três meses após a edição da medida provisória e antes de sua efetiva conversão na Lei 12.783, em 11 de janeiro de 2013. Nesse ínterim, houve diversos questionamentos por parte dos agentes, principalmente com relação às incertezas nas regras para indenização dos ativos não depreciados<sup>4</sup> e à pouca transparência com que o processo foi conduzido.

Entre a edição da MP 579 e a data limite para a assinatura do termo aditivo, as concessionárias de capital aberto realizaram assembleias extraordinárias para deliberar sobre a proposta. Diante dos números expostos pelo Governo - muito abaixo do esperado pelas empresas – parte das concessionárias de geração não aderiu à proposta do governo, e a adesão na geração ficou em torno de 60% do volume inicialmente previsto pelo governo. Com isso, cerca de 10 mil MW de energia ficou fora da renovação e não entrou no regime de cotas proposto.

A não adesão das concessionárias de geração à proposta teve dois efeitos importantes. O primeiro efeito diz respeito à descontratação das distribuidoras de energia elétrica. Como resultado da MP 579, as distribuidoras – que estavam sobrecontratadas para o ano de 2013 quando da edição da medida – ficaram subcontratadas em um curto espaço de tempo.

<sup>4</sup>Em 29 de novembro de 2012, outra Medida Provisória, a MP 591, alteraria o artigo da MP 579 que tratava de tal indenização. Na prática, a MP 591 viabilizou a adesão das transmissoras aos termos da renovação das concessões propostos pela MP 579, por incluir os ativos de transmissão anteriores a maio de 2000 ainda não depreciados na indenização às transmissoras. Esse valor deve ser indenizado às transmissoras ao longo de 30 anos, corrigidos pelo IPCA.



Explica-se: conforme os contratos das distribuidoras com essas geradoras que não aderiram foram vencendo, parte da energia de que elas dispunham deixou de existir. Como tais geradoras não renovaram suas concessões, a energia produzida por elas não fazia parte do sistema de cotas previsto pelas regras da renovação. Logo, elas estavam livres para negociar sua produção no mercado livre. Assim, as distribuidoras ficaram involuntariamente descontratadas para o atendimento de seu mercado, e teriam que recorrer ao mercado de curto prazo para atender sua demanda prevista.

Para atender à sua demanda, as distribuidoras subcontratadas tiveram que recorrer ao mercado livre, comprando energia ao preço de mercado de curto prazo. Em tese, isso não seria um problema, pois o custo dessa energia, que seria arcado inicialmente pelas distribuidoras, seria posteriormente repassado aos consumidores quando do repasse anual dos custos da parcela A.

No entanto, o baixo regime de chuvas agravou o problema. A falta de chuvas elevou o Custo Marginal de Operação (CMO), o que levou ao aumento da geração termelétrica despachada por ordem de mérito de custo – ou seja, o despacho das termelétricas que apresentam custo de operação menor do que o CMO. Como consequência, houve aumento do preço praticado no mercado de curto prazo – o chamado PLD (preço de liquidação das diferenças).

Com o aumento significativo no PLD, as distribuidoras passaram a enfrentar um problema de fluxo de caixa já que o aumento do custo com a compra da eletricidade no mercado de curto prazo só seria repassado aos consumidores finais no reajuste anual, conforme a regra do contrato de concessão.

Houve outro efeito importante da não adesão de algumas geradoras à proposta do governo, relacionado à proposta de redução de tarifas para o consumidor final. Como parte dessa redução de tarifas viria da redução do custo da energia para as distribuidoras, a não adesão de algumas geradoras faria com que o impacto final fosse de 16,7% - e não os 20,2% prometidos inicialmente. Para garantir a redução média de 20,2% prometida ao consumidor, o governo teve que desembolsar um valor adicional de R\$ 5,1 bilhões a título de compensação pela não adesão à prorrogação da concessão de geração.



## **AS TARIFAS DAS DISTRIBUIDORAS**

Para entender esse impacto, cabe uma breve explicação sobre o papel da distribuidora e sua forma de contratação da energia.

As distribuidoras são concessionárias que atendem o chamado mercado cativo – consumidores finais (residenciais, comerciais e industriais) que fazem parte de sua área de concessão. Pela regra estabelecida no modelo do setor elétrico, apenas os grandes consumidores industriais de grande porte podem optar por comprar sua energia diretamente no mercado livre, enquanto que os consumidores menores (em particular os residenciais e comerciais) devem, obrigatoriamente, ser atendidos via concessionária de distribuição.

Pelo modelo vigente no setor, as distribuidoras devem contratar antecipadamente toda a energia necessária para atender ao seu mercado cativo. Essa contratação é feita através de leilões realizados pela Aneel.

Vale lembrar que a tarifa de distribuição – aquela que pagamos em nossa conta de luz – é construída de modo que a distribuidora não seja afetada pelo custo da energia comprada. A explicação para isso é simples: a distribuidora não ganha com a venda da energia em si, ela ganha apenas com a sua distribuição – ou seja, ela é remunerada por transportar a energia até o consumidor final. Assim, a tarifa final do consumidor tem dois componentes:

- A parcela A, que inclui os custos não gerenciáveis pela distribuidora - entre eles os encargos e impostos, custos de transmissão e o custo da energia comprada, que é a “mercadoria” que será transportada pela distribuidora; e
- A parcela B, que contém os custos gerenciáveis pela distribuidora – os custos de uso do sistema de distribuição e a remuneração da concessionária.

Assim, os reajustes tarifários definidos nos contratos de concessão das distribuidoras são feitos de modo a repassar integralmente aos consumidores os custos da parcela A cada ano, no aniversário do contrato de concessão da distribuidora. Já os custos da parcela B são corrigidos anualmente pelo IGP-M e, de quatro em quatro anos, aproximadamente, são realizadas as revisões tarifárias, quando é definido um novo valor para a remuneração da distribuidora. Ou seja, sob o ponto de vista das distribuidoras, a Parcela B é o item da tarifa relevante para o retorno dos seus investimentos.

## **Soluções propostas em 2013 e evolução dos acontecimentos no ano de 2014**

O cenário hidrológico no início de 2013 era desfavorável. Além do aumento no despacho termelétrico pela ordem de mérito, preocupações relativas à segurança energética aumentaram também o despacho de termelétricas fora da ordem de mérito. Adicionalmente, a exposição involuntária das distribuidoras estava impactando fortemente o fluxo de caixa das concessionárias. Por outro lado, uma possível revisão tarifária extraordinária, que antecipasse o repasse ao consumidor do custo adicional da exposição involuntária, faria com que o impacto da redução de tarifas ao consumidor final implementado através da MP 579 fosse reduzido.



A solução para o impasse criado pela exposição involuntária das distribuidoras foi dada pelo Decreto 7945, de 7 de março de 2013. O governo decidiu pagar parte desse custo através de aporte de recursos à Conta de Desenvolvimento Energético. O repasse envolvia uma estratégia de gatilho: sempre que o custo adicional das térmicas gerasse aumentos superiores a 3% nos reajustes anuais, seriam usados recursos da CDE. Os consumidores deveriam devolver à CDE o montante atualizado pelo IPC-A, em cinco anos, nos reajustes tarifários das distribuidoras.

O aporte do Tesouro para resolver o problema de exposição voluntária em 2013 chegou a 9,8 bilhões, e, para que o desconto dado ao consumidor final pelas medidas da MP 579 não fosse diluído, determinou-se que essa dívida não seria paga pelos consumidores em 2014.

Na tentativa de diminuir a exposição das distribuidoras ao mercado de curto prazo, o governo chegou a promover alguns Leilões de Energia Existente ao longo de 2013, na tentativa de reduzir a descontração das distribuidoras. Foram realizados dois leilões com essa finalidade, o primeiro em 24 de junho (11o LEE) e o segundo em 17 de dezembro (12o LEE). No entanto, o resultado desses leilões foi aquém do esperado: no primeiro, não houve negociação e no segundo, do final do ano, houve contratação de 2.751 MW médios, o que representou cerca de 40% dos 6.300 MW médios de necessidade das distribuidoras.

Paralelamente, o aumento do despacho fora da ordem de mérito estava elevando os valores do Encargo de Serviço do Sistema (ESS energético), encargo que custeava esse despacho. O ESS era recolhido pelos consumidores (livres e distribuidoras) e pago aos geradores térmicos que atenderam à solicitação do Operador do Sistema (ONS), para gerar fora da ordem de mérito. Em função do elevado despacho térmico fora do mérito, os valores a serem pagos a título de ESS aumentaram expressivamente. Assim, em 6 de março de 2013, o governo publicou a Resolução CNPE 03, que tomou duas medidas importantes:

- (i) Incorporou a curva de aversão a risco aos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço; e
- (ii) Dividiu o custo do despacho adicional (ESS) – que anteriormente era pago apenas pelos consumidores – entre todos os agentes – inclusive os geradores termelétricos.

A incorporação da curva de aversão ao risco ao modelo de despacho aumentou o CMO, conseqüentemente reduzindo o despacho fora da ordem de mérito por razões de segurança energética. No entanto, a divisão dos custos do despacho adicional entre todos os agentes foi uma medida bastante controversa, que resultou em forte questionamento por parte dos agentes, inclusive judicialmente, através de liminares que ainda estão vigentes.

### Movimentação Conta de Desenvolvimento Energético – 2013

(Em R\$)

Movimentação CDE - 2013	Saldo Inicial em 01.01.2013
<b>Saldo Inicial 2013</b>	<b>2.475.560.272,90</b>
<b>Entradas em 2013</b>	
Quotas CDE - Distribuidora	1.127.423.907,89
Quotas CDE - Cooperativas Permissionárias	16.454.158,24
Quotas CDE - Transmissora	80.726.937,14
Quotas UBP	487.260.842,67
Multas ANEEL	191.269.062,53
Parcelamento - CDE	67.489.128,73
Crédito Transf. da RGR para CDE	4.991.000.000,00
Crédito Transferido do Tesouro Nacional	9.856.554.305,87
Restituição de parte CDE - LPT	19.931.857,71
Parcelamento - REST. Parte CDE - LPT	12.869.242,08
Rendimentos de Aplicações Financeiras	13.224.817,35
Reposição Economica de CARVÃO MINERAL	56.312,06
Outras Entradas	30.002.691,34
<b>TOTAL DE ENTRADAS EM 2013</b>	<b>16.894.263.263,61</b>
<b>Saídas em 2013</b>	
Pagto - Baixa Renda	2.087.297.122,17
Pagto - Carvão Mineral	866.542.873,33
Pagto - Luz p/ Todos (UPP)	0,00
Pagto - Luz p/ Todos (ECFS)	545.858.897,04
Pagto - Kit Instalação	2.288.835,67
Pagto - Comp. não adesão prorrogação da Concessão Geração	260.259.465,14
Pagto - Modicidade Tarifária	2.845.659.562,23
Pagto - Custos Termelétricas	5.649.896.843,50
Pagto - Cobertura do CVA	3.886.982.595,09
Transferência de Recursos para o Fundo CCC	1.656.701.725,17
Transferência de Recursos para o Fundo RGR	1.517.180.939,87
Outras Saídas	5.188.732,01
<b>TOTAL DE SAÍDAS EM 2013</b>	<b>19.323.857.591,22</b>
	<b>Saldo Final em 31.12.2013</b>
<b>Saldo Final 2013</b>	<b>45.965.945,29</b>

Fonte: Eletrobras.



O início do ano de 2014 não trouxe boas novidades. As distribuidoras, que já estavam subcontratadas em aproximadamente 2300 MW médios, chegaram em dezembro de 2013 com a necessidade de recontratar 4000 MW médios referentes aos contratos velhos (CCEAR de energia existente) que venceriam no final do ano. No entanto, no leilão A-1, realizado em 17 de dezembro, para atender a essas demandas, apenas 2500 MW médios foram oferecidos pelas geradoras, que apostaram em um preço *spot* mais alto que o determinado pelo leilão. Assim, as distribuidoras iniciaram esse ano subcontratadas em aproximadamente 3500 MW médios.

Aliado a isso, novamente, o regime de chuvas veio abaixo do esperado. O forte calor fez o consumo disparar, e o PLD bateu recorde, atingindo o teto estabelecido pelo governo, de R\$ 822/MWh. Mais uma vez subcontratadas, o mesmo problema de exposição involuntária se abateu sobre as distribuidoras, impactando novamente o caixa das distribuidoras.

Durante o mês de janeiro de 2014, a exposição das distribuidoras ao mercado de curto prazo foi de cerca de R\$ 1,8 bilhão. O aporte das garantias financeiras referentes a essa compra de energia, que estava previsto para ocorrer em 21 de fevereiro de 2014, foi adiado pela Aneel para 11 de março. A efetiva liquidação desse valor deveria ocorrer em 12 de março, e poderia comprometer parcela importante do fluxo de caixa das distribuidoras. Além disso, o cenário em fevereiro foi ainda pior, com a permanência de pouca chuva e altas temperaturas – o que sinalizava que a exposição durante o mês de fevereiro poderia ser ainda maior. Como o decreto 7.945 de 2013 estabelecia que o repasse dos recursos da CDE para neutralizar a exposição das concessionárias e cobrir o custo adicional decorrente do despacho das térmicas poderia ser feito apenas no ano de 2013, houve a necessidade de uma nova medida emergencial para lidar com a situação em 2014.

Às vésperas do vencimento do prazo, através do decreto 8.203 de 7 de março de 2014, o Tesouro decidiu repassar R\$ 1,2 bilhão para as distribuidoras, através da CDE, garantindo parte do pagamento da conta referente à energia comprada no mês de janeiro - estimada em R\$ 1,8 bilhão. Para o ano de 2014, já estava previsto no orçamento do governo um aporte do Tesouro de R\$ 9 bilhões para a CDE. No entanto, as condições adversas do início do ano apontaram para uma conta superior à do ano passado, sinalizando a necessidade de alocação de mais recursos. Conforme esclarecido pelo governo na ocasião, esse repasse de R\$ 1,2 bilhão seria uma antecipação do orçamento de R\$ 9 bilhões previsto para a CDE para o ano de 2014. Assim como foi feito em 2013, o consumidor terá cinco anos para pagar essa conta.

A solução proposta pelo decreto 8.203 equacionou apenas a liquidação da exposição das distribuidoras no mês de janeiro. Como a liquidação teria que ser feita em 12 de março, o decreto de 7 de março trouxe uma solução imediata para um problema pontual – a liquidação da compra de energia em janeiro. No entanto, por ocasião da publicação do decreto, já se sabia que a exposição das distribuidoras, durante o mês de fevereiro, fora da ordem de R\$ 3,5 bilhões. Da mesma maneira, a expectativa para o mês de março não previa uma mudança significativa no regime de chuvas – ou seja, o nível dos reservatórios continuaria baixo, e o CMO e o despacho térmico, e o PLD, permaneceriam elevados.



Além do problema de exposição involuntária, o caixa das distribuidoras sofre ainda com a diferença entre o preço reconhecido nas tarifas e o preço da energia comprada no leilão A-1 de dezembro de 2013. Até a época do reajuste anual, o preço médio da energia reconhecido na tarifa de distribuição é de R\$ 110,00 por MWh. No entanto, o preço médio da energia comprada no leilão é de R\$ 177/MWh. Esse valor é contabilizado na chamada CVA – conta de variação de valores de itens da parcela A. Essa conta registra a variação dos itens não gerenciáveis das distribuidoras entre os reajustes tarifários anuais, com a finalidade de acompanhar o descasamento entre os valores reconhecidos na tarifa e os valores efetivamente pagos. Por ocasião do reajuste tarifário anual, é feito um encontro de contas, e as diferenças – positivas ou negativas – são repassadas para a tarifa. A estimativa é que, até que todas as distribuidoras passem pelo reajuste tarifário anual em 2014, a CVA tenha um valor total de cerca de R\$ 1,5 bilhão, que, pelas regras, deveriam ser repassados para as tarifas.

Vale lembrar, também, que as distribuidoras estão arcando ainda com as cotas da CDE. Na proposta, uma diferença de R\$ 5,6 bilhões entre as receitas e as despesas seria rateada entre as distribuidoras na proporção de seus mercados. Ou seja, para fechar o orçamento proposto para a CDE, as distribuidoras deveriam arrecadar esse valor dos consumidores finais a título de encargo setorial. Como esse montante representa um aumento de R\$ 4,6 bilhões na arrecadação da CDE, em comparação à arrecadação do ano de 2013 (que foi de cerca de R\$ 1 bilhão), essa arrecadação adicional, quando repassada ao consumidor, teria um impacto médio de 4,6% na tarifa.

Os valores propostos foram homologados em fevereiro, porém, foi concedido efeito suspensivo a pedido da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) e da Bandeirante Energia, e a Aneel determinou que as cotas fossem baseadas nos valores de 2013 até a decisão final sobre o orçamento de 2014.

### **Solucionando o problema financeiro – o pacote e o uso do saldo da Coner**

Cerca de uma semana após o anúncio do socorro de R\$ 1,2 bilhão às distribuidoras, o governo anunciou um conjunto de medidas com o objetivo de prover uma solução mais definitiva para o setor. As medidas anunciadas pelo governo para melhorar a situação das distribuidoras incluíram:

- (i) Aporte de R\$ 4 bilhões pelo Tesouro na CDE. Esse recurso virá via extensão do Refis (Refinanciamento de dívidas com o fisco) ou de aumento de impostos; e
- (ii) Financiamento de mercado através da CCEE, que irá a bancos públicos e privados para conseguir empréstimos de até R\$ 8 bilhões a juros de mercado. Os empréstimos serão realizados mês a mês conforme a necessidade das distribuidoras e serão oferecidas garantias regulatórias aos bancos: parte da tarifa será reservada para pagar a conta. Além disso, será criado um fundo para dividir entre as distribuidoras uma eventual inadimplência de alguma delas.

Além disso, foi anunciado um leilão de energia existente no final de abril para reduzir a exposição involuntária das distribuidoras, contratando parte da energia que precisam oferecer aos consumidores. Ainda sem anunciar os preços, as medidas para garantir o sucesso do leilão seriam: prazos mais longos – de cinco a oito anos – para os contratos e a inclusão de térmicas no leilão.



Recentemente, a Portaria MME 118, de 21 de março de 2014, definiu as diretrizes para esse leilão (Leilão A), a ser realizado em 25 de abril.

- Suprimento com início em 1º de maio de 2014 e término em 31 de dezembro de 2019;
- Contratos (CCEAR) por disponibilidade para a energia elétrica proveniente de fonte termelétrica, inclusive biomassa; e
- Contratos por quantidade para a energia elétrica proveniente de outras fontes.

É importante destacar que serão desenhados produtos para empreendedores termelétricos (com CVU inferior a R\$ 300,00/MWh), o que não vinha acontecendo nos leilões anteriores. Isso viabilizará a participação de alguns empreendimentos termelétricos, inclusive da Petrobras, que devem suprir boa parte da demanda descontratada.

Outra solução recentemente implementada, e que já vinha sendo estudada pela Aneel, seria o repasse de R\$ 4,5 bilhões da Conta de Energia de Reserva (Coner). A Energia de Reserva é contratada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) nos Leilões de Energia de Reserva e possui um modelo de remuneração diferenciada. A Energia de Reserva foi criada para aumentar a segurança do sistema, e, quando necessária, os geradores dessa energia são remunerados de acordo com o preço firmado no leilão. No entanto, essa energia é liquidada no mercado de curto prazo ao PLD. Assim, é gerado um excedente acumulado na Coner em momentos de PLD elevado.

O saldo acumulado é reservado para que os consumidores sejam desobrigados de pagar o Encargo de Energia de Reserva (EER) - ou ESS - no futuro. A proposta da Aneel, que ficou em Audiência Pública de 19 de fevereiro a 05 de março, era de restituir os excedentes aos agentes elegíveis ao recolhimento do EER, proporcionalmente à sua participação no rateio do encargo. Assim, o saldo seria devolvido mensalmente na liquidação do mercado *spot*. As estimativas encontradas na Nota Técnica da Audiência Pública são de um saldo total ao final do ano de R\$ 4,5 bilhões.

Este saldo previsto para o ano de 2014, estimado pela área técnica, foi revisto pela Aneel, que decidiu ser mais conservadora. A agência trabalha atualmente com o valor de R\$ 2,9 bilhões. Deste recurso, 79% (R\$ 2,3 bilhões) irão para as distribuidoras e o restante para os consumidores livres. Recursos de R\$ 300 a 400 milhões dessa conta já serão usados em abril para pagar a conta de fevereiro.

### **O que esperar nos próximos anos? O cenário para 2015 e 2016**

As medidas que foram anunciadas recentemente e que vêm sendo implementadas pelo governo providenciam, por ora, soluções para o problema financeiro do setor elétrico e para a descontração das distribuidoras. Tal situação pode ser vista como conjuntural, e decorre, em grande medida, dos atos implementados pela MP 579.



Nesse contexto, embora o cenário de 2014 para as distribuidoras seja desfavorável, espera-se um ano menos turbulento em 2015. Com o vencimento dos contratos de concessão de geração que não foram renovados, a energia gerada por essas usinas passará a entrar nas cotas. Ou seja, à medida que tais contratos forem vencendo, energia de baixo custo desses empreendimentos já amortizados será convertida em cota e estará disponível para as distribuidoras.

A entrada do sistema de bandeiras tarifárias, a partir de 2015, também deve gerar alívio para o caixa das distribuidoras. O sistema estava programado para ser implementado já a partir de 2014, mas teve sua implementação adiada pelo governo para 2015. Se já estivesse vigorando, estima-se que haveria uma economia mensal de cerca de R\$ 800 milhões mensais por conta da reação dos consumidores ao sistema de bandeiras.

Além disso, espera-se que as distribuidoras já tenham passado por reajustes tarifários durante o ano de 2014 e que os reajustes ocorram normalmente também ao longo de 2015. Um aspecto importante do problema de caixa das distribuidoras está relacionado ao cronograma dos reajustes anuais, que ocorrem ao longo de todo o ano, a depender da data de aniversário do contrato de concessão de cada distribuidora. É importante observar que a compra de energia é um item da parcela A da tarifa, onde estão os itens não gerenciáveis pela distribuidora (ver box). Apesar disso, o custo da energia e seu impacto nas tarifas tem sido tema de grande preocupação para as distribuidoras – o que não é coerente com o modelo tarifário vigente no setor regulado.

Também, caso o leilão previsto para abril seja bem-sucedido, a perspectiva é que o problema de subcontratação das distribuidoras seja amenizado. Isso contribuiria para uma situação mais confortável para as distribuidoras ao longo do ano de 2015.

No entanto, se para as distribuidoras a perspectiva é positiva, não se pode dizer o mesmo para os consumidores. A partir de 2015, além do aumento regular das tarifas, há uma expectativa de que as contas de 2013 e 2014 comecem a ser pagas. Além disso, com o início do mecanismo das bandeiras tarifárias, a tendência é uma tarifa mais alta em períodos mais críticos. Resta ao consumidor rever seu padrão de consumo e fazê-lo de forma mais consciente. De toda forma, a conta de hoje será paga em algum momento – seja pelo consumidor, seja pelo contribuinte.

Como comentário final, vale destacar que as medidas recentes não abordam o problema energético do setor. O setor elétrico é complexo e precisa ser pensado e planejado para o longo prazo - e há desafios estruturais anteriores à MP 579, que já estão presentes há mais tempo. As restrições existentes pelo lado da oferta e da demanda já são conhecidas e há mecanismos para lidar com elas e mitigar seus efeitos. Independentemente das soluções pontuais implementadas para dar conta do problema financeiro das distribuidoras, o momento pede uma reflexão mais profunda sobre o setor.