



Contribuição à Consulta Pública MME nº 33/2017:

Nota Técnica 6 – Destravamento das Operações

Brasília, 17 de agosto de 2017

Sumário

| | |
|--|-----------|
| SUMÁRIO EXECUTIVO | 4 |
| INTRODUÇÃO | 6 |
| DESTRAVAMENTO DA OPERAÇÃO | 12 |
| DESJUDICIALIZAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO | 16 |
| Proposta de Destravamento da Liquidação | 17 |
| RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO PARA TRANSMISSÃO | 22 |
| Indenização das Transmissoras | 23 |
| PARCELAMENTO DE DÉBITOS DE AÇÕES PENDENTES DE RESOLUÇÃO | 26 |
| Parcelamento de Débitos | 26 |
| DESCOTIZAÇÃO E PRIVATIZAÇÃO | 30 |
| Privatização Federal | 31 |
| Retirada das Cotas | 33 |
| CONCLUSÃO | 38 |

sumário

executivo

Para que o Setor Elétrico Brasileiro pacifique seus conflitos e alcance o necessário destravamento, faz-se necessário eliminar as causas da judicialização, no intuito de criar mecanismos que restaurem o equilíbrio econômico dos agentes para, assim, conferir liquidez, agilidade e segurança jurídica.

Nesse contexto, esta Nota Técnica trata das seguintes questões: Desjudicialização do Risco Hidrológico; Reserva Global de Reversão para Transmissão; Parcelamento de Débitos para Ações Pendentes de Resolução; Descotização e Privatização. Com base nas análises apresentadas, a EDP defende seis posicionamentos ao longo do texto:

Retorno do Papel Original do MRE

A EDP defende que o MRE resgate seu conceito original e compartilhe apenas os riscos de natureza estritamente hidrológica entre os geradores participantes, deixando de assumir

impactos em prol da segurança do sistema, como:

- I. Geração fora da ordem de mérito elétrico e energético – GFOM;
- II. Geração de energia de reserva;
- III. Atraso no sistema de transmissão; e
- IV. Uso das interligações para compensar intermitência

Este posicionamento também está presente na Nota Técnica 2 – Formação de Preços

Remoção do Caráter Global da Condicionante de Plena Ausência de Ações Judiciais para Aplicação da RGR para Transmissão

A EDP defende retirar o caráter global da condicionante de plena ausência de ações judiciais cujo objeto seja o valor das indenizações, substituindo-a por uma condicionante individual.

Eliminação dos Efeitos da Resolução CNPE 03/13 ao Invés do Parcelamento de Débitos de ESS

A EDP defende a eliminação dos efeitos da Resolução CNPE 03/13 e, para tanto, propõe novo dispositivo que, utilizando o comando da Lei 13.360/16, retroaja seus efeitos para 8 de março de 2013.

Aplicação dos Recursos da Privatização para Redução da CDE

A EDP defende que os recursos obtidos com a privatização das Geradoras devem ser destinados integralmente à CDE, para permitir a mitigação dos efeitos tarifários resultantes do conjunto de medidas propostas e para redução do valor dos encargos cobrados dos consumidores.

Este posicionamento também está presente na Nota Técnica 5 – Descontos e Subsídios

Extinção do Modelo de Cotas de Energia e Potência

A EDP defende que qualquer empreendimento em regime de cotas possa migrar para o regime de produção independente, com destinação integral do benefício econômico-financeiro adicionado pelos novos contratos de concessão à CDE, para mitigação dos efeitos tarifários resultantes do conjunto de medidas propostas e para redução dos encargos aos consumidores.

Aplicação de Novas Regras para os Ativos a Serem Privatizados

A EDP defende que as privatizações de ativos de geração devem ser realizadas com as novas regras propostas nesta consulta pública, em especial aquelas sobre separação de lastro e energia e mecanismos de precificação.

introdução



As propostas de mudanças trazidas pela Consulta Pública nº 033/2017, do Ministério de Minas e Energia – MME, estabelecem um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, migrando-se:

de:

uma arquitetura baseada em poucas possibilidades de escolha para os clientes, devido à formação de preços atacadistas baseada em modelos matemáticos, às garantias financeiras insuficientes e ao alto custo transaccional, além de ampla base de subsídios e de inúmeros processos judiciais que têm praticamente paralisado as operações de mercado

para:

estrutura voltada ao mercado e aos sinais de preço como indutores de eficiência, tal como ilustrado esquematicamente na Figura 1.

| | Atualmente... | Proposta... |
|---|---|---|
| 1 Mercado Livre | Cientes de grande porte podem ter a opção de fornecedor de energia e possuem sinais de preço, ainda que opacos... | Cientes de alta tensão de menor porte poderão optar pelo fornecedor de energia, podendo estender-se à baixa tensão... |
| 2 Formação de Preços | Preços calculados com base em modelos matemáticos, com desvios relevantes entre produção e despacho... | Preços com possibilidade de serem formados por ofertas dos agentes, com acoplamento entre preço e despacho... |
| 3 Elementos Estruturais para o Mercado | Sistema de garantias insuficiente e alto volume transacional em operações de faturamento e pagamento de energia e transporte... | Centralização das atividades transacionais dos contratos de geração e transmissão, e um sistema de garantias robusto... |
| 4 Expansão da Oferta | Expansão baseada em oferta de energia, em MWmed, e contratada somente por consumidores do Ambiente Regulado... | Expansão baseada nos atributos das fontes e contratada por todos os consumidores... |
| 5 Descontos e Subsídios | Subsídios são opacos e persistem por prazo indeterminado e sem uma lógica específica de viabilidade técnica... | Subsídios transparentes, com prazo determinado e com uma consistência que permita ganhos sistêmicos... |
| 6 Destramamento do Mercado | Uma série de medidas judiciais tem paralisado o fluxo financeiro referente às operações de mercado... | Proposta de medidas conjunturais para o destravamento das operações de mercado... |

Figura 1 – Visão geral das mudanças propostas na Consulta Pública do MME.

De forma geral, a EDP é favorável a mudanças que induzam eficiência, tanto do ponto de vista operacional quanto do ponto de vista dos processos comerciais e da satisfação dos seus clientes.

Para contribuir com o processo de Consulta Pública, esta Nota Técnica trata de forma mais específica de alguns temas do Grupo 4, sobre Medidas de Sustentabilidade e Desjudicialização.

Como sustentabilidade, entende-se a capacidade das medidas se manterem coerentes ao longo do tempo, com mecanismos robustos e transparentes de solução de conflitos, bem como antecipando possíveis dificuldades futuras e abordando-as, evitando-se a busca do Poder Judiciário para dirimir essas questões.

Ademais, a desjudicialização é medida necessária para garantir maior fluidez e agilidade do sistema normativo e operacional do setor elétrico, eliminando as questões localizadas no cerne dos conflitos, por meio de regras claras e sempre com respeito à segurança jurídica.

Nesse contexto, este documento analisará os seguintes itens da Nota Técnica:

- (I) Grupo 4 – Desjudicialização do Risco Hidrológico.
- (II) Grupo 4 – Reserva Global de Reversão para Transmissão.
- (III) Grupo 4 – Parcelamento de Débitos de Ações Pendentes de Resolução.
- (IV) Grupo 4 – Descotização e Privatização.



destravamento da operação

O Setor Elétrico Brasileiro é composto por um arcabouço de relações institucionais, normas legais e infralegais, órgãos de política pública, planejamento, regulação, fiscalização, operação e comercialização, e inúmeros agentes com os mais diferentes perfis, incluindo grandes empresas estatais, multinacionais privadas, grupos familiares e *startups*.

Diante da pluralidade de relações e interesses, nasce uma intrincada complexidade, por vezes necessária, para que se possa alcançar a tão almejada convergência em prol do interesse público, uma vez que o produto do setor elétrico, a saber, a energia elétrica, caracteriza-se como bem essencial para a sociedade.

Comumente, denominamos como modelo esse conjunto de relações e normas, por isso podemos dizer que o atual modelo do Setor Elétrico Brasileiro foi estruturado a partir de normas definidoras, a exemplo da lei geral das concessões, da constituição da ANEEL, do MAE e do ONS, da lei do chamado novo modelo do setor elétrico e da lei de prorrogação de concessões, dentre outras tantas.



Figura 2 – Linha do tempo das principais leis para o Setor Elétrico Brasileiro

A primeira observação que se faz necessária é sobre o número de normas, com sucessivas alterações a dispositivos essenciais e mudanças de paradigmas do setor. A frequência com que essas mudanças são inseridas no contexto do setor elétrico é prejudicial ao desenvolvimento de um setor de infraestrutura essencial.

Não obstante à premente necessidade de estabilidade, é importante louvar os esforços de aprimoramento de um modelo setorial por parte dos agentes públicos que os promovem. No entanto, aprimoramentos em um modelo se diferem de frequentes mudanças drásticas e pulverizadas, bem como de dispositivos que inserem elementos exógenos ao modelo.

Portanto, o atual modelo do Setor Elétrico Brasileiro apresenta desgaste, imposto por mudanças que visaram solucionar questões pontuais, mas acabaram por gerar mais desafios, onerosidade e necessidade de uma transformação.

Com isso, quer-se dizer que mudanças são necessárias para prover a estabilidade e a sustentabilidade para o desenvolvimento do setor, eliminando entraves à atração de investimentos.

Diante desse diagnóstico, o melhor expediente é o desenvolvimento de um novo modelo, e é nesse sentido que o MME propõe as medidas analisadas na presente contribuição. Destarte, faz-se mister evitar os equívocos que levaram o atual modelo à situação corrente.

Destaca-se, em uma análise perfunctória do atual modelo, que os pontos de conflito tiveram origem em três causas principais: (I) regras que não consideraram a participação dos

agentes na sua definição; (II) decisões que não consideraram os impactos a longo prazo e; (III) alocação de riscos que inseriram desequilíbrio no modelo.

Outro sinal que evidencia que um novo modelo deve ser desenvolvido é a multiplicação de medidas judiciais visando a modulação da aplicação de regras, em prol da proteção de direitos dos agentes ou salvaguardas contra decisões administrativas dos órgãos competentes.

Assim, chega-se a uma segunda observação, a de que as medidas judiciais que permeiam o setor elétrico emergiram precisamente dos pontos de conflito e das abordagens em seus equacionamentos.

É evidente que o direito de se socorrer do poder judiciário para apreciar qualquer lesão ou ameaça a direito é inafastável, e não se propõe qualquer medida contrária a esse direito. No entanto, a larga judicialização em que se encontra hoje o setor elétrico é nociva ao seu efetivo funcionamento, constituindo mais um sintoma da necessidade de mudanças.

As consequências da judicialização são os elevados níveis de inadimplência, a falta de liquidez e a insegurança jurídica. Esses elementos afugentam o investidor prudente, distorcem a governança, oneram os usuários e agravam as disfunções do atual modelo.

Assim, para criar um modelo setorial saudável, faz-se necessário:

- (I) atração de investimentos;
- (II) governança promotora de equilíbrio entre os agentes;
- (III) transparência e previsibilidade nas

regras e decisões;

(IV) segurança jurídica;

(V) segurança energética;

(VI) modicidade tarifária; e

(VII) operação ágil, eficaz e líquida.

É crucial que as questões judicializadas sejam efetivamente resolvidas, pacificando o setor elétrico, de forma que o novo modelo encontre um campo fértil para seu enraizamento e crescimento.

Outrossim, compete almejar soluções sustentáveis e de longo prazo, que evitem incorrer em inconsistências conceituais, por meio da atenção às particularidades de cada tema e dos agentes envolvidos.

Só assim será possível o destravamen-

to da operação do modelo do Setor Elétrico Brasileiro, de forma a garantir que não surjam novos questionamentos e entraves, evitando-se um ciclo vicioso.

Portanto, a EDP defende a busca de soluções para as principais questões que hoje se encontram judicializadas e a definição de regras e parâmetros que garantam a neutralidade das relações entre os agentes.

Ademais, apesar desse tema ter maior enfoque no destravamento das questões atuais, é importante não esquecer que as propostas devem encontrar alinhamento com as mudanças estruturais que são objeto dos demais temas da presente consulta pública.



desjudicialização do risco hidrológico

Atualmente, encontram-se vigentes cerca de 150 ações judiciais versando sobre a aplicação do *Generation Scaling Factor* – GSF em empreendimentos de geração hídrica no Ambiente de Contratação Livre – ACL. Essas decisões representam um montante de mais de 2,1 bilhões de reais não liquidados no mercado de curto prazo¹.

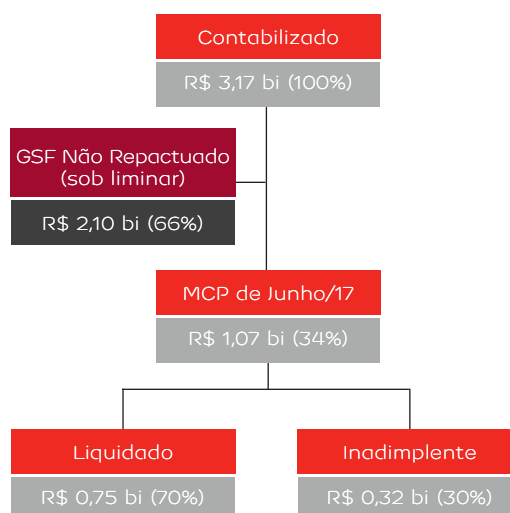


Figura 3 – Resultado da Contabilização de Junho de 2017

1. De acordo com MCP/CCEE de junho de 2017.

Tais decisões são motivadas pelo cenário adverso vivenciado pelo Setor Elétrico Brasileiro nos últimos anos e pelas mudanças estruturais introduzidas em prol da segurança energética, em especial, no presente caso, no segmento de geração hídrica, que apresenta níveis de GSF em percentuais baixíssimos.

É inegável que existe uma questão relevante a ser tratada, pois a situação tem ocasionado perdas financeiras expressivas aos agentes de geração. Portanto, a desjudicialização é uma proposta para uma necessária solução que deve permitir o revigoramento e o fortalecimento do Setor Elétrico Brasileiro.

PROPOSTA DE DESTRAVAMENTO DA LIQUIDAÇÃO

Com as alterações das condições objetivas, fáticas e jurídicas acerca do funcionamento do setor elétrico, iniciadas em 2012, os geradores sofreram frustração na produção de energia, decorrente de fatores estruturais e conjunturais, por motivos alheios ao risco hidrológico que assumem por força de lei.

O Mecanismo de Realocação de Energia – MRE foi instituído por lei, especificamente para permitir o compartilhamento do risco hidrológico², a qual consignou também que a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) considera a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos e o custo do déficit de energia.

§ 5º Nos processos de definição de preços e de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo, serão considerados intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor da energia elétrica, observando inclusive os seguintes fatores:

II – o mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; e

Figura 4 – Disposição Legal sobre Mecanismo de Realocação de Energia

2. Artigo 14 §1º, alínea "b" da Lei nº 9.648/98, sucedido pelo artigo 1º, § 5º, inciso II, da Lei nº 10.848/04.

Portanto, a função essencial do MRE foi alterada em decorrência de fatores estruturais que, gradativamente, comprimiram o espaço para geração hidrelétrica, e também por fatores conjunturais iniciados em 2012, os quais conduziram à eclosão da problemática em 2014.

Entende-se como fatores estruturais: (I) alterações na composição da matriz energética; (II) geração térmica fora da ordem de mérito e desvirtuamento do processo de otimização do uso dos recursos eletroenergéticos; (III) deslocamento da geração do MRE provocado pela contratação de energia de reserva; e (IV) atrasos em obras de transmissão.

Já os fatores conjunturais compreendem: (I) inversão no sinal do custo de geração; (II) inobservância do custo do déficit e ausência de decretação de racionamento; e (III) racionalização e ampliação da geração térmica.

Assim, a condição objetiva de que o MRE teria o propósito de viabilizar o compartilhamento do risco hidrológico, contribuindo tanto para a previsibilidade quanto para o fluxo de receita líquida dos projetos de geração frente aos investimentos realizados, sofreu grave alteração.

Ao longo do tempo, o MRE foi utilizado para alocar riscos não hidrológicos, em prol da segurança do sistema. No entanto, tal finalidade é distinta daquela para a qual o mecanismo foi estabelecido e para o qual os agentes se planejaram.

Ademais, outros efeitos impactam o resultado do MRE, como os atrasos na construção de linhas de transmissão, pois, nessas situações, a usina que se conectaria no sistema recebe sua garantia física, porém, fica impedida de gerar por restrições da rede, resultando em um grave impacto para todas as usinas do MRE.

Posição EDP – Retorno do Papel Original do MRE

A EDP defende que o MRE resgate seu conceito original e compartilhe apenas os riscos de natureza estritamente hidrológica entre os geradores participantes, deixando de assumir impactos em prol da segurança do sistema, como:

- I. Geração fora da ordem de mérito elétrico e energético – GFOM;
- II. Geração de energia de reserva;
- III. Atraso no sistema de transmissão; e
- IV. Uso das interligações para compensar intermitência

Soma-se a isso a inflexibilidade da energia de reserva, que também causa impactos, por razões não hidrológicas, resultando em um GSF baixo, altos custos suportados pelas usinas e um grave desequilíbrio no mecanismo de realocação de energia.

A assunção sistêmica dos riscos hidrológicos, conforme o comando da lei, mantém a previsibilidade quanto ao fluxo de caixa dos projetos de geração hidráulica, mitiga os riscos da pluviometria do local onde a usina se instala, além de promover aderência aos princípios da racionalidade econômica, segurança jurídica e coerência.

Assim sendo, a proposta do MME visa um acordo que possibilita o encerramento das ações judiciais relacionadas aos riscos hidrológicos para o período de janeiro de 2013 até 31 de outubro de 2017, com o consequente retorno da operação normal do mercado de curto prazo, permitindo uma liquidação sem amarras judiciais ou elevados níveis de inadimplência.

Para tanto, os agentes de geração seriam compensados mediante extensão de prazo de outorga, o qual seria calculado a partir do deslocamento hidrelétrico causado pela geração fora da ordem de mérito (GFOM), considerando o alcance a toda a energia não repactuada.

Condições do MME para adesão à proposta:

- (I) Inexistência da ação judicial em curso, que ensejará desistência de ações;
- (II) Renúncia às alegações que fundamentam as ações com resolução de mérito;
- (III) Desistência ou ausência de repactuação do risco hidrológico, parciais ou integrais.

Os geradores que aderirem à proposta, uma vez que terão de renunciar aos direitos que versam as ações de mitigação do risco hidrológico, suportarão os débitos no mercado de curto prazo referente ao GSF do período da vigência das liminares.

A proposta também veda novas repactuações após a definição dos parâmetros para cálculo do ressarcimento do GFOM pela ANEEL, bem como as repactuações sucessivas.

As mudanças colocadas à apreciação na presente consulta têm o condão de recuperar a liquidez do mercado, em especial no ambiente de contratação livre, permitindo a celebração de acordos entre os agentes que atualmente encontram-se amparados por decisões judiciais.

Trata-se de objetivo louvável e que deve ser perseguido, de tal maneira que a EDP apoia a iniciativa. E, para tanto, faz-se mister que a proposta esteja aderente aos princípios da transparência, segurança jurídica e previsibilidade.

Para alcançar tais princípios, é imprescindível o conhecimento prévio de importantes parâmetros, por exemplo, o PLDx que será utilizado no período em questão e o Preço de Referência para o cálculo da prorrogação da concessão. Só assim os agentes poderão tomar uma decisão racional sobre a adesão.

É fundamental que a proposta contemple todas as causas raízes do GSF, que são de origem não hidrológicas, como a geração fora de ordem de mérito, por razões energéticas ou elétricas, o atraso nas linhas de transmissão e a geração inflexível das usinas comercializadas como energia de reserva.

A proposta ainda estabelece 31 de outubro de 2017 como a data limite para atendimento às condicionantes na nova redação do Art. 2º, §2º da Lei 13.203/15. No entanto, esse limite deve ser alterado, pois essa data pode ser alcançada sem que os parâmetros supracitados tenham sido divulgados, de forma que os agentes não tenham condições de optarem pela adesão.

Para solucionar essa questão, deve-se ajustar a redação para que os agentes tenham tempo hábil para avaliar a viabilidade econômica do acordo, efetuar os necessários estudos e tomar suas decisões, tendo em vista seus procedimentos de governança.

A EDP defende o estabelecimento de um prazo, de pelo menos 90 (noventa) dias, contados a partir da publicidade dos parâmetros e das condições específicas do acordo, considerando ainda que a proposta abarque todas as causas de aumento de GSF por razões não hídricas.

Adicionalmente, a redação que condiciona a adesão à desistência das ações judiciais e à renúncia de direitos por parte dos geradores deve ser adequada para prover maior segurança aos agentes, evitando alcançar os direitos futuros, ou seja, aqueles decorrentes de alterações supervenientes, de fato ou de norma, bem como res-

guardando o direito constitucional de pleitear eventuais lesões ou ameaças de direito.

Por fim, a EDP entende que é salutar estabelecer novas regras para futuras repactuações, pois a regra atual foi criada para eliminar uma distorção inserida no modelo de alocação de risco hidrológico.

Após a definição dos novos contornos do modelo setorial, deve-se buscar definir as regras que pautarão futuras pactuações, as quais são necessárias para alocação e mitigação do risco hidrológico.

Enquanto essas novas regras não forem definidas, o regramento atual deve ser mantido, em consonância ao princípio da segurança jurídica e da previsibilidade³.

Portanto, a EDP defende a continuidade das novas opções por repactuação de acordo com as normas vigentes.

Essa contribuição é relevante, pois existem obrigações impostas pelos agentes financiadores quanto à adesão à repactuação do risco hidrológico, por isso uma vedação imediata poderá resultar em violação desses contratos, ocasionando prejuízo a todas as partes envolvidas.

3. A Resolução Normativa ANEEL nº 684/15, em seu art. 12, define que a opção pela repactuação deve ser protocolada até 30 de setembro do ano anterior ao início de sua vigência.



reserva global de

reversão para transmissão

A Lei 13.783/13 facultou ao Poder Concedente a prorrogação de concessões de transmissão de energia elétrica, permitindo uma antecipação de até 60 (sessenta) meses com relação ao termo contratual. Para tanto, a receita desses agentes deveria considerar a parcela de investimentos ainda não amortizados, não depreciados ou não indenizados.

A valoração desses ativos utilizou o método do Valor Novo de Reposição (VNR) e incluiu os ativos não depreciados existentes em 31 de maio de 2000.

Assim, uma vez concluído o processo de prorrogação, bem como a realização dos cálculos, a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST foi revisada para incorporar essa parcela em seu cálculo, o que resultou em aumentos significativos dos custos de transmissão para os agentes conectados ao Sistema Interligado Nacional.

Com esse aumento, inúmeros agentes judicializaram a questão, alegando que não deveriam ser chamados a pagar esses valores, o que resultou nos entraves que a proposta do MME visa solucionar.

INDENIZAÇÃO DAS TRANSMISSORAS

Neste item, a proposta é promover a desjudicialização do pagamento do componente tarifário dos ativos do sistema de transmissão não amortizados, não depreciados e não indenizados quando da prorrogação das concessões ocorrida a partir de 2012, através da aplicação dos recursos da RGR, a critério do Poder Concedente.

Essa aplicação, no entanto, está condicionada à inexistência de ações judiciais questionando os valores do respectivo componente tarifário.

A EDP entende que a proposta é positiva, pois ela está alinhada com o objetivo de destravar o setor elétrico. No entanto, a forma com que se vinculou a proposta à inexistência de ações judiciais gera o temor de que essa não se concretize, dado que a permanência de qualquer ação judicial inviabiliza por completo a proposta. Ou seja, em um caso extremo, a discordância de um único agente setorial, em divergência à decisão da grande maioria em renunciar às ações judiciais, torna a proposta inexecutável.

Posição EDP – Remoção do Caráter Global da Condicionante de Plena Ausência de Ações Judiciais para Aplicação da RGR para Transmissão

A EDP defende retirar o caráter global da condicionante de plena ausência de ações judiciais cujo objeto seja o valor das indenizações, substituindo-a por uma condicionante individual.

Adicionalmente, o texto apresenta uma dificuldade de interpretação, pois não é explícito quanto ao marco temporal de verificação do Poder Público em relação à existência de ações judiciais. Sem essa delimitação no tempo, a condição se torna indefinida.

Ainda que o Poder Concedente opte, em determinado momento de inexistência das referidas ações judiciais, por empregar os recursos da RGR para o fim em questão, qualquer proposição de nova ação judicial com objeto versando sobre o tema sobrestaria os pagamentos da componente via RGR.

Dessa forma, deve ser permitido que cada agente afetado pelo componente tarifário das tarifas de uso do sistema de transmissão, correspondente aos ativos não amortizados, não depreciados ou não indenizados, seja ele um devedor ou credor, exerça, individualmente, a opção de renunciar ao direito sobre que se fundam as ações judiciais que eventualmente tenham em curso para ter sua correspondente parcela coberta mediante destinação de recursos da RGR.

A EDP defende a limitação da adesão à proposta para uma data específica, como abril de 2018, o que significa que a individualização das tarifas de transmissão ocorreria apenas uma vez no ciclo tarifário de 2018.

Essa individualização requer a edição de novos regulamentos e o desenvolvimento de uma metodologia própria, o que deve ficar a cargo da ANEEL e, para tanto, a data de opção deve ser conhecida com certa antecedência com relação ao ciclo tarifário, tal qual a data aqui proposta.

Essa contribuição tem dois principais efeitos benéficos:

(i) conferir maior autonomia aos agentes, para que eles tenham gestão sobre esse pagamento e suas eventuais judicializações, e

(ii) outorgar eficácia à proposta, permitindo sua aplicação imediata, para evitar a armadilha de uma condicionante ampla e temporalmente indefinida.

A EDP defende a necessidade de incluir na redação um dispositivo sobre a renúncia dos direitos que se fundam as ações judiciais, conferindo, assim, segurança de que o tema não voltará a ser pleiteado em juízo, o que poderia implicar na interrupção da destinação dos recursos da RGR para o pagamento do componente tarifário em questão.



parcelamento de débitos de ações pendentes de resolução

Uma das atuais travas do Setor Elétrico Brasileiro, e que carece de tratamento, diz respeito aos encargos setoriais que estão com exigibilidade suspensa devido a decisões judiciais. Dentre esses encargos, foram objeto de destaque pela proposta do MME a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e os Encargos de Serviço do Sistema – ESS.

Quanto à CDE, a problemática tem origem na ampliação⁴ do escopo desse encargo para 7 novas atribuições:

- I. neutralizar a exposição das distribuidoras no mercado de curto prazo, decorrente da alocação das cotas de garantia física de energia e de potência e da não adesão à prorrogação de concessões de geração;
- II. cobrir o custo adicional para as concessionárias de distribuição, decorrente do despacho de usinas termelétricas acionadas em razão de segurança energética;

4. Decretos Presidenciais nº 7. 945/13, 8.203/14, 8.221/14 e 8.272/14.

III. neutralizar a exposição contratual involuntária das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo, decorrente da compra frustrada no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes realizado em dezembro de 2013;

IV. cobrir os custos com a realização de obras no sistema de distribuição para atendimento aos requisitos determinados pelo Comitê Olímpico Internacional;

V. cobrir os custos relativos à exposição involuntária das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo;

VI. cobrir os custos adicionais das distribuidoras relativos ao despacho de usinas vinculadas aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, na modalidade por disponibilidade;

VII. cobrir os custos relativos à Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR⁵.

Tal ampliação seria suportada pelos consumidores das distribuidoras na proporção do uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, assim como por aportes da União. No entanto, com o recuo do Governo Federal, foi alterado o critério de alocação desse encargo, o qual passou a ser cobrado na proporção do consumo de energia, onerando os consumidores.

Nesse contexto, a alteração da alocação da CDE foi objeto de ações judiciais propostas pelas associações de consumidores de energia, que resultaram na exclusão de alguns custos computados no encargo da CDE e na manutenção do rateio dos valores remanescentes com base no uso da rede de transmissão ou distribuição.

Com relação ao ESS, a problemática tem origem na publicação da Resolução do Conselho Nacional de Política Energética nº 03/13, que definiu o rateio do encargo para todos os agentes de mercado, passando a incluir os

5. Art. 1º do Decreto 8.221/2014.

geradores, os comercializadores e os clientes livres.

No entanto, tal disposição foi objeto de ações judiciais propostas por agentes e associações, que resultaram na suspensão de seus efeitos para uma grande parcela desses agentes.

Com o advento da alteração da Lei 10.848/04 pela Lei 13.360/16, no rateio do ESS entre os agentes consumidores, foram excluídos da regra os agentes de geração e comercialização.

Para operacionalização desse dispositivo, foi expedido comando pela ANEEL à CCEE, que passou a contabilizar, para todos os efeitos, a data de publicação da Lei 13.360/16, ocorrida em 18

PARCELAMENTO DE DÉBITOS

A proposta visa combater dois encargos que foram judicializados nos últimos anos: o pagamento da CDE e o rateio do ESS. Sugere-se o parcelamento dos débitos pendentes em até 120 (cento e vinte) prestações mensais fixas, condicionado à desistência expressa e irrevogável das ações judiciais e renúncia de direitos até 31/12/2017.

Embora a proposta tenha como objetivo destravar a liquidação do mercado de curto prazo e conferir maior liquidez a esses encargos setoriais, deve-se analisar com mais profundidade sua atratividade e seus efeitos.

Quanto à atratividade da proposta, é pouco provável que os agentes hoje protegidos por decisões judiciais, muitas em fases processuais adiantadas, optem por sua desistência em favor de

de novembro de 2016, para a aplicação da nova regra de rateio.

Cabe salientar que a operacionalização ainda não alcançou a totalidade dos agentes de consumo, uma vez que uma parcela deles ainda tem o rateio de ESS afastado por decisões judiciais.

Não obstante à evolução da lei, esta restou silente quanto ao tratamento a ser aplicado para o período compreendido entre a publicação da resolução do CNPE, ocorrida em 8 de março de 2013, e a edição da Lei 13.360/16.

É frente a esse panorama que se insere a proposta de parcelamento de débitos que o MME apresenta.

um parcelamento dos valores em litígio.

Os agentes que mantiverem suas ações judiciais devem estar convictos que detêm o “bom direito”, o que é reforçado pelas decisões que o judiciário vem exarando sobre o tema. Ademais, a publicação da Lei 13.360/16 reforça a tese jurídica que suporta essas ações.

Sem uma larga e substancial adesão, a medida não alcançará os efeitos desejados e os encargos em tela continuarão sub judice de maneira indefinida.

Ademais, não é razoável a manutenção de cobrança de um suposto débito de agentes setoriais, considerando um encargo cuja nova disposição legal já reconheceu a exclusão do rateio.

6. Nova redação do art. 1º, §10.

7. Despacho ANEEL nº 1146/2017.

8. De acordo com a carta CT-CCEE-0920/2017, de 6 de junho de 2017, existem 145 consumidores, distribuídos em um total de 12 processos, que não estão incluídos no rateio de ESS.

Posição EDP – Eliminação dos Efeitos da Resolução CNPE
03/13 ao Invés do Parcelamento de Débitos de ESS

A EDP defende a eliminação dos efeitos da Resolução CNPE 03/13 e, para tanto, propõe novo dispositivo que, utilizando o comando da Lei 13.360/16, retroaja seus efeitos para 8 de março de 2013.



descotização e privatização

O Setor Elétrico Brasileiro já experimentou diversos movimentos estatizantes e privatizantes, sendo o mais recente o RESEB – Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Desde então, empresas privadas e estatais competem na obtenção de novas outorgas de ativos e serviços públicos de energia elétrica.

Ainda assim, boa parte dos ativos que estavam no controle de empresas estatais assim permanecem, com destaque para o Grupo Eletrobrás.

Adicionalmente, em 2012 o Governo Federal promoveu uma ampla prorrogação das concessões de energia elétrica, englobando os segmentos de distribuição, transmissão e, em especial, geração, buscando promover a redução de tarifas e impondo um regime jurídico diferenciado, conhecido como regime de cotas de garantia física e potência.

As cotas de garantia física e potência são alocadas às distribuidoras com preços inferiores ao mercado, uma vez que as usinas que produzem essa energia

tiveram seus ativos amortizados, depreciados e/ou indenizados e, portanto, só teriam direito a auferir valores referentes à operação e à manutenção de suas centrais produtoras.

É frente a esse panorama que se encontra inserida a proposta de privatização dos ativos de energia elétrica sob domínio da União Federal e a extinção do regime de cotas.

PRIVATIZAÇÃO FEDERAL

O tema de privatização de ativos e empresas do setor elétrico que atualmente são controladas pela administração pública federal, é abordado pela Nota Técnica MME nº 05/17, com importante detalhamento, incluindo incentivos à privatização, definindo a destinação dos recursos auferidos e alterando o regime de concessão dos empreendimentos de geração.

Com relação à alteração de regime de concessão das geradoras, uma relevante consequência é a descotização,

pois aqueles ativos estatais que foram prorrogados ou licitados no regime de cotas de energia e potência⁹ passariam ao regime de produção independente, com a possibilidade de venda de sua energia por sua conta e risco.

Tal regime tem como consequência a mudança na alocação dos riscos hidrológicos entre consumidores e geradores. Os atuais contratos de cotas de energia e potência determinam, por força da Lei 12.783/13, que o risco hidrológico dessas usinas seja alocado ao consumidor, enquanto que no regime de produção independente tal risco é atribuído ao gerador.

As mudanças em questão sinalizam uma clara opção da União em angariar recursos, por meio da privatização de ativos do setor elétrico, para compor seu caixa. Além disso, a proposta inova em criar mecanismos que capturem parte desses recursos e os reapliquem no setor que lhes deu origem.

9. Lei 12.783/13.

A EDP destaca que tem total compromisso com o Setor Elétrico Brasileiro e, portanto, apoia medidas que permitam que os recursos promovam o desenvolvimento do setor.

Adicionalmente, as mudanças apresentam novas oportunidades de investimentos privados, por meio de maior atratividade aos ativos estatais, frente aos recursos necessários para mantê-los no devido padrão de qualidade, confiabilidade, segurança, eficiência e atualidade.

Não obstante os avanços introduzidos pelo tema, tecemos as seguintes considerações e, de maneira propositiva, passamos a elencar sugestões de melhoria.

Inicialmente, deve-se atentar para os sinais econômicos da proposta, de forma a incentivar os agentes privados para participarem dos processos de privatizações, sem, no entanto, atrair especuladores. O modelo de privatização deve ser concebido para atrair investimentos prudentes e garantir a sustentabilidade dos ativos transferidos.

Nesse sentido, a ausência de aportes iniciais de valores, como o investimento de construção de um novo empreendimento ou o imediato pagamento de benefício econômico de uma usina existente, pode representar um incentivo a investidores menos qualificados para gerir os ativos, com elevado risco de má gerência e devoluções antecipadas dessas concessões, promovendo instabilidades e insegurança em todo o setor elétrico.

Assim, é crucial que qualquer esforço de privatização de ativos de geração, transmissão ou distribuição seja orientado por mecanismos robustos que garantam um elevado nível de gestão, com vistas à estabilidade jurídica e econômica de longo prazo.

A outra sugestão diz respeito à parcela do benefício econômico alocado à mitigação da CDE no caso de privatização ou licitação de empreendimento de geração. A proposta do MME é no sentido de alocar um terço desse valor para tal fim.

Posição EDP – Aplicação dos Recursos da Privatização para Redução da CDE

A EDP defende que os recursos obtidos com a privatização das Geradoras devem ser destinados integralmente à CDE, para permitir a mitigação dos efeitos tarifários resultantes do conjunto de medidas propostas e para redução do valor dos encargos cobrados dos consumidores.

Isso significa que, os recursos provenientes da privatização que o Poder Concedente pretende realizar, incluindo o ágio propiciado pelo certame, deverá ser destinado aos consumidores do Setor Elétrico Brasileiro.

Essa destinação deve existir para evitar os efeitos tarifários globais do conjunto de propostas do MME, como racionalização de descontos e antecipação da convergência da CDE¹⁰, além da revisão dos subsídios das fontes incentivadas¹¹.

RETIRADA DAS COTAS

Com relação à descotização, a mudança é relevante e oportuna, pois traz maior realismo à valoração do produto energia elétrica e à remoção da alocação do risco hidrológico do consumidor que não dispõe de mecanismos para gerir esse risco.

Ademais, os investimentos necessários para garantir a operação das usinas prorrogadas no regime de cotas

de energia e potência, remunerado por meio de autorizações do Poder Concedente ou através da criação de uma parcela de receita atrelada a investimentos¹², não foram corretamente considerados na definição do modelo e, assim, contribuem para sua insuficiência.

A Receita Anual de Geração – RAG, que forma a base financeira para que o concessionário opere as usinas hidrelétricas em regime de cotas, é calculada a partir de três fontes: (I) Custos da Gestão de Ativos – GAG; (II) encargos de uso e conexão, e (III) bônus ou penalidade pela qualidade do serviço prestado.

Especificamente, para a parcela bônus ou penalidade pela qualidade do serviço prestado, de acordo com a ANEEL¹³, no período de julho de 2016 a junho de 2017, observa-se que a maioria das usinas cotistas acumularam um déficit de R\$ 12,8 milhões de reais em suas receitas, conforme tabelas a seguir.

10. Nota Técnica nº 5 – Descontos e Subsídios.

11. Nota Técnica nº 4 – Expansão da Oferta.

12. GAG-Melhoria.

13. Nota Técnica no 232/2016-SCT/ANEEL, de 14/07/16.

| # | Usina | GAG-O&M | Indisp referência | Indisp verificada | Δ | Ajuste pela indisponibilidade |
|----|--------------------------|--------------------------|-------------------|-------------------|----------------|-------------------------------|
| 1 | Complexo Paulo Afonso | R\$169.064.965,85 | 0,1366 | 0,1948 | -0,0581 | -R\$ 9.822.674,52 |
| 2 | Xingó | R\$148.684.913,49 | 0,1352 | 0,1386 | -0,0034 | -R\$ 505.528,71 |
| 3 | Henry Borden | R\$119.926.037,94 | 0,1013 | 0,093 | 0,0083 | R\$ 995.386,11 |
| 4 | Itaparica (Luiz Gonzaga) | R\$83.377.356,92 | 0,1469 | 0,0981 | 0,0488 | R\$ 4.068.815,02 |
| 5 | Marimbondo | R\$74.573.148,09 | 0,1042 | 0,1218 | -0,0176 | -R\$ 1.312.487,41 |
| 6 | Furnas | R\$65.196.277,27 | 0,1042 | 0,2423 | -0,1000 | -R\$ 6.519.627,73 |
| 7 | Estreito (L. C. Barreto) | R\$57.541.487,14 | 0,1042 | 0,1167 | -0,0125 | -R\$ 719.268,59 |
| 8 | Corumbá I | R\$28.541.443,21 | 0,1042 | 0,0654 | 0,0388 | R\$ 11.070.408,00 |
| 9 | Porto Colômbia | R\$25.684.716,14 | 0,1042 | 0,1016 | 0,0026 | R\$ 66.780,26 |
| 10 | Boa Esperança | R\$20.912.317,26 | 0,0893 | 0,1058 | -0,0165 | -R\$ 345.053,23 |
| 11 | Funil – RJ | R\$18.992.502,02 | 0,1042 | 0,1092 | -0,005 | -R\$ 94.962,51 |
| 12 | Jacuí | R\$17.837.113,92 | 0,0698 | 0,052 | 0,0178 | R\$ 317.500,63 |
| 13 | Passo Real | R\$13.684.849,26 | 0,1042 | 0,0589 | 0,0453 | R\$ 619.923,67 |
| 14 | Coaracy Nunes | R\$10.187.382,43 | 0,0825 | 0,0907 | -0,0082 | -R\$ 83.536,54 |
| | Total | R\$854.204.510,94 | | Soma | -1,43% | -R\$ 12.227.325,53 |

Tabela 1 – Penalidades pela qualidade de serviço das usinas cotistas Despachadas pelo ONS.

| # | Usina | GAG-O&M | Índice de Desempenho | Limite Inferior | Δ | Ajuste pela indisponibilidade |
|----|-----------------------|-------------------------|----------------------|-----------------|---------------|-------------------------------|
| 15 | Canastra | R\$5.708.635,69 | 0,98 | 0,85 | 0,00 | - |
| 16 | Porto Góes | R\$4.188.379,95 | 1,07 | 0,85 | 0,07 | R\$ 293.186,60 |
| 17 | Funil – BA | R\$4.108.556,66 | 0,56 | 0,85 | -0,10 | -R\$ 410.855,67 |
| 18 | Rasgão | R\$3.443.267,19 | 0,89 | 0,85 | 0,00 | - |
| 19 | Bugres | R\$2.503.501,72 | 1,01 | 0,85 | 0,01 | R\$ 25.035,02 |
| 20 | Rio do Peixe | R\$2.463.296,96 | 0,54 | 0,85 | -0,10 | -R\$ 246.329,70 |
| 21 | Pedra | R\$2.183.501,85 | 0,25 | 0,85 | -0,10 | -R\$ 218.350,19 |
| 22 | Antas I | R\$1.784.991,37 | 0,88 | 0,85 | 0,00 | - |
| 23 | Ernestina | R\$1.209.882,99 | 0,93 | 0,85 | 0,00 | - |
| 24 | Cachoeira do Lavrinha | R\$820.154,48 | 0,85 | 0,85 | 0,00 | - |
| 25 | Capigui | R\$782.313,56 | 0,70 | 0,85 | -0,10 | -R\$ 78.231,36 |
| 26 | Macaco Branco | R\$726.005,82 | 0,58 | 0,85 | -0,10 | -R\$ 72.600,58 |
| 27 | Guarita | R\$538.211,60 | 1,18 | 0,85 | 0,10 | R\$ 53.821,16 |
| 28 | Santa Rosa | R\$472.995,27 | 1,13 | 0,85 | 0,10 | R\$ 47.299,53 |
| 29 | Forquilha | R\$428.424,22 | 1,00 | 0,85 | 0,00 | - |
| 30 | Ijuzinho | R\$383.330,26 | 1,01 | 0,85 | 0,01 | R\$ 3.833,30 |
| 31 | Passo do Inferno | R\$383.261,29 | 1,01 | 0,85 | 0,01 | R\$ 3.832,61 |
| 32 | Herval | R\$334.453,33 | 0,41 | 0,85 | -0,10 | -R\$ 33.445,33 |
| | Total | R\$32.463.164,21 | | Soma | -1,95% | -R\$ 632.804,60 |

Tabela 2 – Penalidades pela qualidade de serviço das usinas cotistas não Despachadas pelo ONS.

Para as usinas cotistas, consideradas como empreendimentos antigos, com mais de 30 anos de operação, é im-

portante que seja garantido o sinal regulatório adequado para que os concessionários decidam pela realização

dos investimentos necessários¹⁴, sob o risco das usinas prorrogadas, no decorrer da vigência de seus contratos, ocasionarem colapsos sistêmicos na prestação dos serviços.

Posição EDP – Extinção do Modelo de Cotas de Energia e Potência

A EDP defende que qualquer empreendimento em regime de cotas possa migrar para o regime de produção independente, com destinação integral do benefício econômico-financeiro adicionado pelos novos contratos de concessão à CDE, para mitigação dos efeitos tarifários resultantes do conjunto de medidas propostas e para redução dos encargos aos consumidores.

Para tanto, é necessário que sejam definidas regras claras de transição entre os modelos. A proposta do MME é clara na efetividade da migração do modelo de cotas para o modelo de produção independente quando da privatização de ativos de geração. No entanto, não há a mesma clareza em relação às usinas que já se encontram sob controle privado.

A modificação proposta pela Nota Técnica do MME, que visa incluir, dentre outros, o § 7º no art. 28 da Lei 9.074/95, dispõe que as novas regras de privatização e descotização se aplicam também para as usinas hidrelétricas licitadas com contratos prorrogados nos termos da Lei 12.783/13.

Esse dispositivo pode ser interpretado no sentido de que as usinas já licitadas¹⁵ poderiam migrar para o modelo de produção independente. No entanto, as regras de interpretação de dispositivos legais ensinam que aquilo que é disposto em um parágrafo deve ser, necessariamente, coerente e diretamente relacionado com o conteúdo de seu caput.

Assim, como o art. 28 trata especificamente de privatização, o alcance do parágrafo 7º não poderia abranger usinas já privatizadas.

Por outro lado, a explicação que a mesma nota técnica traz em seu item 3.136, expõe que tal dispositivo teria o condão de retirar das distribuidoras

14. Usinas hidrelétricas cotistas: aspectos técnicos e regulatórios sobre a qualidade do serviço prestado, Gustavo Caravaggi Tenaglia, Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências: "Além disso, apesar dos retornos individualmente se justificarem (sob a ótica dos ganhos relativos pontuais), ao levar em consideração o envelhecimento dos demais componentes e sistemas da usina cotista, a tendência é haver um aumento da penalização pela indisponibilidade o que minaria o retorno esperado com o investimento prévio. Como ponto de partida, os custos operacionais e a remuneração estão descoladas dos incorridos, reduzindo os caixas das usinas cotistas e tornando os investimentos seletivos e/ou restritivos. Desta forma, considerando que o capital imobilizado em sobressalentes tem o papel de um "seguro" da disponibilidade e - muitas vezes - há outros investimentos urgentes para correções emergenciais nos equipamentos em estado de falha, a tendência é que haja um aumento da indisponibilidade e degradação das usinas cotistas. A degradação não só é prejudicial para a busca da modicidade tarifária para os consumidores regulados, mas também é crítica para a operação do sistema em um período em que as hidrelétricas existentes passarão a ter um papel fundamental na questão do armazenamento de energia e gerenciamento de carga com a entrada de fontes intermitentes no sistema elétrico brasileiro."

15. Leilões no 002/14 e 012/15.

as energias em regime de cota e substituí-las por uma nova contratação de energia. Ademais, no item seguinte, em simulação do impacto tarifário de tal medida, a nota técnica faz referência a toda energia comercializada no regime de cotas. Ora, só seria possível descotizar toda energia comercializada nesse regime se os empreendimentos privados em regime de cotas pudessem também ser alvo da descotização, o que não parece ser possível pela redação legal proposta.

No Brasil, nos últimos anos, legislou-se na direção de que o segmento de geração deveria ser competitivo e tal direcionamento se materializou através da

criação dos produtores independentes de energia elétrica (PIE), que vendem a energia por sua conta e risco. A venda da energia dos PIEs, por meio de leilões de energia nova, incentiva a eficiência do empreendimento contratado e contribui para a modicidade tarifária.

Entretanto, o tratamento dado quando da renovação da concessão das usinas hidrelétricas afastou a premissa da competição, transformando o segmento de geração em um agrupamento de geradoras com naturezas e regras diferentes: (I) geradores com liberdade comercial (PIE); (II) geradores “regulados” e remunerados por tarifa¹⁶ e, (III) os geradores híbridos¹⁷.

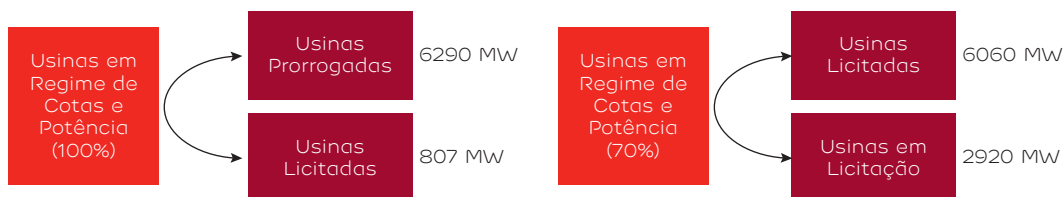


Figura 5 – Distribuição de Capacidade pelos diferentes regimes de cotas de energia e potência.

Dessa forma, a manutenção dos geradores “regulados” e remunerados por tarifa e dos geradores híbridos, vai na contramão da tendência de liberalização do setor elétrico experimentada nos mercados mundiais e no mercado brasileiro.

Para tanto, deve-se criar mecanismo autônomo, com regras claras sobre a opção que os agentes teriam na descotização, bem como quanto à definição do benefício econômico e sua destinação, considerando a bonificação que já foi dispendida por cada usina.

Assim, a proposta da EDP visa evitar a manutenção de dois modelos distintos

de comercialização de energia em vigor, de forma concomitante, eliminando distorções artificiais e equalizando a comparação de preço de energia entre o Ambiente de Contratação Regulado e Livre.

Essa disposição evita discrepâncias entre os ativos estatais e aqueles já privados, conferindo maior isonomia e evitando possíveis judicializações.

Por fim, a privatização, como proposta conjuntural inserida em mudanças estruturais do setor elétrico, deve estar aderente ao modelo em discussão. De plano, pode-se observar que os mecanismos criados para conferir atrati-

16. Lei 12.783/13.

17. Lei 13.203/15.

vidade à privatização diferem de uma das propostas essenciais, a saber, a separação de lastro e energia, bem como as questões de precificação da energia elétrica.

Portanto, esses ativos de geração deveriam ter:

- (i) prazo de concessão recomposto a 30 anos,
- (ii) extinto o regime de cotas de energia e potência,
- (iii) separação de lastro e energia, com possibilidade de negociação desses novos produtos;
- (iv) submissão às regras de precificação.

Não é recomendável, ainda que buscando conferir celeridade aos processos de privatização, criar, neste momento de transição, novas concessões de empreendimentos de geração, pelo longo prazo de 30 anos, conforme o regime anterior.

Essas concessões geram a obrigatoriedade de convivência, por todo o seu período, dos dois regimes jurídicos, com entraves à correta sinalização de preço de energia elétrica no mercado, bem como impondo a necessidade de regras de transição por um período mais longo, ocasionando distorções sistêmicas e custos operacionais.

Posição EDP – Aplicação de Novas Regras para os Ativos a Serem Privatizados

A EDP defende que as privatizações de ativos de geração devem ser realizadas com as novas regras propostas nesta consulta pública, em especial aquelas sobre separação de lastro e energia e mecanismos de precificação.

Com base no exposto, a EDP registra a convicção de que é possível produzir os efeitos almejados pela proposta, com ampla pertinência aos princípios que

defende¹⁸, a mitigação dos impactos ao consumidor e em concordância com as propostas estruturais.

18. Os nove princípios que a EDP defende foram objeto de contribuição na CP 032/17, sendo eles: Racionalidade Econômica, Transparência, Segurança Jurídica, Credibilidade, Previsibilidade, Governança, Autonomia, Coerência, Externalidades e Isonomia.

conclusão

Este documento apresenta elementos estruturais para a viabilização da reorganização do setor elétrico de acordo com a Nota Técnica disponibilizada na Consulta Pública 033/2017 do MME.

Em consonância com os princípios da segurança jurídica, da racionalidade econômica, da transparência, da coerência, da previsibilidade, da governança e da isonomia, a EDP defende a o retorno do MRE a seu papel original, a individualização da adesão da RGR das transmissoras, a extinção dos efeitos da Resolução CNPE 03/13, a extinção do modelo de cotas de energia e potência associado à destinação integral do benefício econômico dessa mudança à CDE e a separação de lastro e energia em eventuais privatizações.

O Mecanismo de Realocação de Energia – MRE deve compartilhar apenas os riscos de natureza estritamente hidrológica entre os geradores participantes, de forma a resgatar seu papel original, em consonância com a previsão legal.

Em relação à adesão da RGR das transmissoras, deve-se retirar o caráter global da condicionante de plena ausência de ações judiciais, substituindo-a por uma condicionante individual.

Quanto ao parcelamento dos débitos referentes aos Encargos de Serviço do Sistema – ESS, é impreterível eliminar, retroativamente, os efeitos da Resolução CNPE 03/13, por meio de novo dispositivo legal.

Nos processos de privatização, a alocação do valor auferido com o

benefício econômico, bem como de todo o ágio, deve ser à CDE, para mitigação dos efeitos tarifários resultantes do conjunto de medidas propostas e para redução dos encargos aos consumidores.

As privatizações de ativos de geração devem também ser realizadas em consonância com as novas regras aprovadas, em especial com aquelas que tratam da separação de lastro e energia e precificação.

Quanto à descotização, qualquer empreendimento em regime de cotas deve ter a opção de migrar para o regime de produção independente, com destinação integral do benefício econômico-financeiro adicionado pelos novos contratos de concessão à CDE.



www.edp.com.br