

CT – 0036/17

São Paulo, 17 de agosto de 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

Exmo. Sr. Fernando Coelho Filho

Ministro

Esplanada dos Ministérios – Bloco “U” – 7º andar.

70065-900 - Brasília - DF

Ref.: Consulta Pública nº 33 de 2017 sobre o Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico.

Senhor Ministro,

A Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEólica, na qualidade de representante do setor, vem, respeitosamente, por meio desta missiva, **parabenizar e prestar o apoio institucional ao Ministério de Minas e Energia** pela iniciativa de propor, por meio da Consulta Pública nº 33/2017, o aprimoramento do marco legal do setor elétrico. O ato transparente demonstra maturidade e interesse do poder público em perseguir um diálogo construtivo com todos os agentes do mercado de energia para que as suas experiências e entendimentos possam contribuir, de fato, para o aprimoramento regulatório do setor.

Entendemos que as propostas apresentadas de mudanças, de forma geral, estão indo na direção correta, que é da busca da **recuperação da racionalidade econômica** do setor elétrico brasileiro. No entanto, considerando o objetivo de garantir o desenvolvimento sustentável do setor elétrico, em consonância com as questões relevantes ao planejamento energético do país e a expansão segura de nossa matriz, a despeito do prazo para manifestação e contribuições bastante reduzido, a ABEEólica fez um esforço de estudar minuciosamente as propostas e promover discussões exaustivas junto aos associados e aos conselheiros, para apresentar de forma cuidadosa nossas contribuições.

Para contextualizar nossos pontos, adiantamos, a seguir, uma visão geral da estrutura que balizará os documentos anexos: “ANEXO I – Nota Técnica - Medidas Principais Ensejadoras de Discussão” e “ANEXO II – Contribuições Gerais”.

As medidas efetivas de modernização e racionalização econômica do setor elétrico apresentadas por este Ministério na consulta em referência foram dispostas em 18 propostas e 4 grupos por identificação de

tema. Para a ABEEólica, também fracionamos as medidas, porém considerando níveis de urgência e necessidade em relação ao momento atual do setor elétrico.

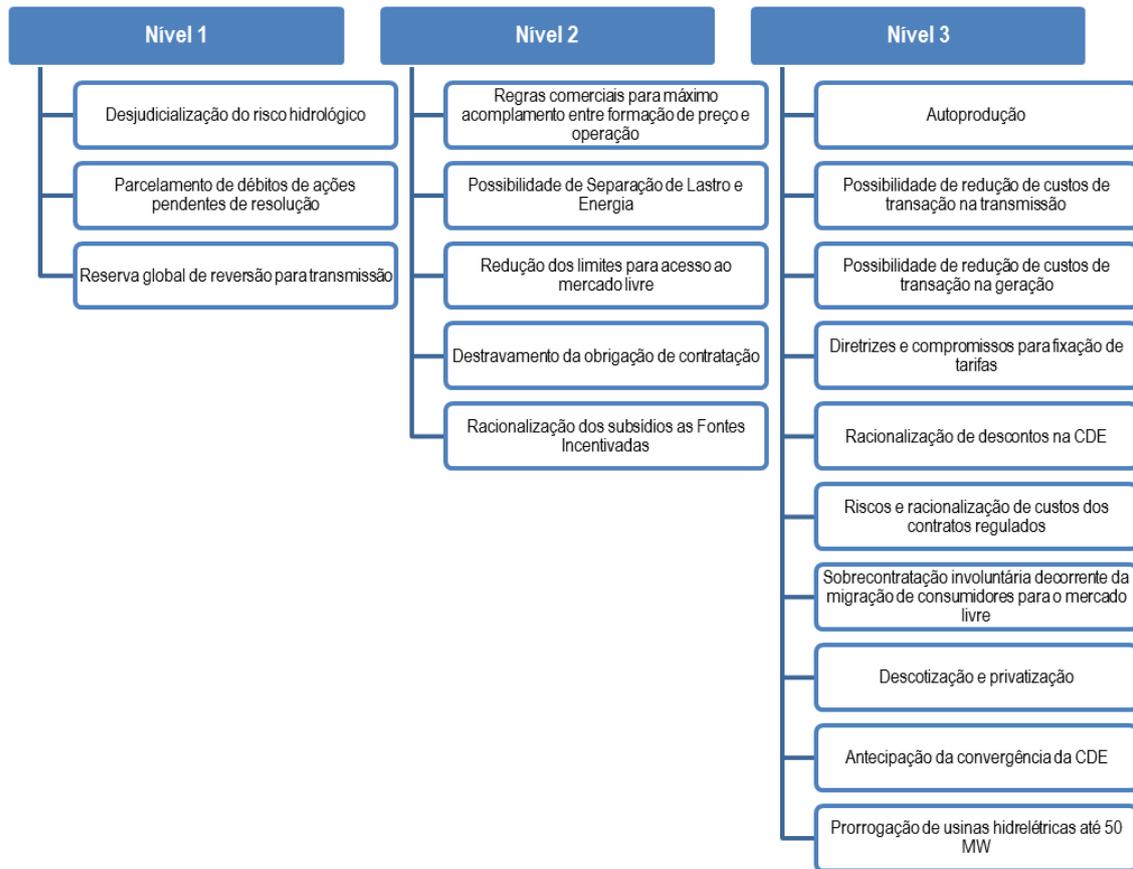
- **Nível 1 - Medidas Urgentes:** ensejadoras de resolução imediata, pois possibilitam a retomada da confiança com a recuperação do mercado de curto prazo e assim possível implementação dos próximos níveis.
- **Nível 2 – Medidas Principais Ensejadoras de Discussão:** são as que refletem relevância indiscutível para o mercado, e que podem transformar o setor, ou seja, são as que efetivamente compõe um novo modelo e, portanto, devem ser passíveis de discussões exaustivas junto a análises de impacto regulatório e mecanismos de transição.
- **Nível 3 - Medidas Diversas:** aperfeiçoamento do marco regulatório e correção de eventuais inconsistências; podendo ser consideradas como medidas importantes.

O diagrama seguinte lista todas as medidas propostas na consulta pública demonstrando em qual nível elas se enquadram.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica



Ressaltamos, ainda, que a ABEEólica reconhece a necessidade de aperfeiçoamentos na estrutura do setor elétrico. Entre as claras motivações para mudança, listamos: o avanço tecnológico e **inserção das fontes renováveis não convencionais** na matriz elétrica; expansão dependente dos contratos longos provenientes do ambiente de contratação regulado; as **dificuldades em viabilizar a expansão via mercado livre**; o problema de desequilíbrio estrutural devido à migração de agentes entre os mercados, que contribuiu para uma sobrecontratação involuntária das distribuidoras; a inexistência de um mercado para contratação de serviços ancilares; eventuais serviços ancilares prestados não são remunerados de forma adequada; os sobrecustos aos consumidores que não possuem poder de decisão; a necessidade de **precificar aspectos socioambientais** para pautar uma expansão sustentável atendendo os compromissos assumidos na COP 21; os subsídios que provocam distorções dos preços e poderiam ser substituídos por **mecanismos de mercado como certificados de energias renováveis**; falta de boa sinalização de preço e operacionalização eficientes considerando recursos os disponíveis; dentre outros.

É notória a falta de um mecanismo de gerenciamento do lado da demanda, além de sinais adequados de preços para consumidores e investidores no atual modelo. Neste ponto, destaca-se que o **modelo de preços nem sempre reflete a efetiva operação do sistema**, o que explica grande parte das ineficiências, tanto do lado da oferta, quanto do lado da demanda do setor.

Estabilidade, transparência, racionalidade e eficiência econômica precisam ser inseridos e ou recuperados no setor. Ao passo que sejam mantidos com grande zelo o sinal para a expansão dos investimentos e a segurança do suprimento, considerando com bastante atenção à dependência do tema com a **bancabilidade do setor**.

Importante enfatizar a **interdependência das propostas** e a **necessidade de implantação concatenada** das medidas para obtenção dos resultados. Isso se refere, principalmente, às medidas principais ensejadora de discussão. A **crível formação de preços**, por exemplo, deve anteceder a separação de lastro e energia. As conexões entre as medidas também envolvem a ordem entre os níveis. O problema da judicialização, contemplada no Nível 1, é imprescindível para a implementação e a sustentabilidade do modelo proposto nos Níveis 2 e 3.

Não menos importante, enfatizamos a necessidade de **modelos de transição robustos**, graduais e distribuídos no tempo de forma estruturada, para que não ocorra “implosão” do novo modelo antes mesmo de sua plena implantação. Com essa finalidade, apresentamos, no documento “ANEXO I - Nota Técnica - Medidas Principais Ensejadoras de Discussão”, dentre outras questões, uma **proposta de transição**, no sentido de **permitir a financiabilidade** da expansão da matriz elétrica, e, conseqüentemente, **garantir a segurança de suprimento**, no âmbito da separação de lastro e energia.

É importante salientar que, no entendimento do ABEEólica, uma questão relevante não abordada no âmbito da CP nº 033/2017 é uma proposta de **aprimoramento da governança das instituições do Setor Elétrico Brasileiro**. Para garantir o funcionamento mais harmônico do Setor, as principais instituições (ilustradas na figura abaixo) deveriam ter seus papéis revisitados, evitando sobreposição de competências, considerando o modelo proposto. Entendemos que a sustentabilidade do mercado passa também pelo resgate dos papéis institucionais, com o benefício da credibilidade e confiança pelos agentes. Nesse sentido, cabe ao governo buscar sinergia e coordenação entre as instituições, dentro das instituições e entre os agentes.



ABEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica



Figura 1 – Principais Instituições do Setor Elétrico. Fonte: ONS.

Certos de contar com a atenção de V.Sa. diante de tema de grande relevância para o desenvolvimento do setor, agradecemos pela oportunidade ao tempo que nos colocamos à disposição.

Atenciosamente,

Elbia Siva Gannoum

Elbia Gannoum
Presidente Executiva

ANEXO I - Nota Técnica nº 01/2017 – ABEEólica

São Paulo, 17 de agosto de 2017.

Assunto: Análise detalhada e propostas da ABEEólica para Consulta Pública Nº 33 de 2017 do MME

1.	DO OBJETIVO	7
2.	DOS FATOS	7
3.	DA ANÁLISE	11
4.	DA PROPOSTA.....	14
4.1.	FORMAÇÃO DE PREÇOS DE CURTO PRAZO	14
4.2.	LASTRO E ENERGIA	15
5.	DAS CONSIDERAÇÕES.....	18
6.	DA CONCLUSÃO.....	20

1. Do Objetivo

Por meio da Consulta Pública nº 33/2017, o MME trouxe uma proposta de medidas legais que tem por objetivo viabilizar o futuro do setor elétrico com sustentabilidade no longo prazo e ainda retomar a racionalidade econômica do mercado atual. Dentre as propostas de reestruturação, que representam mudanças estruturais no Setor Elétrico Brasileiro – SEB, foram apresentadas medidas acerca da separação de lastro e energia, abertura do mercado livre e formação de preço.

O objetivo desta nota técnica, é apresentar uma análise detalhada das medidas citadas e propor uma transição sustentável para o novo modelo do SEB, que permita alcançar a evolução regulatória almejada sem comprometer o sinal para a expansão dos investimentos em geração e a necessária segurança de suprimento do sistema.

2. Dos Fatos

Nos últimos anos, a expansão da matriz elétrica mundial teve participação relevante das fontes renováveis complementares, que possuem custo variável nulo e, conseqüentemente, tem contribuído para redução dos preços de mercado de energia. Por conta disso, é possível e cada vez mais provável que ocorram situações em que o preço do mercado (*spot*) não seja suficiente para atrair novos investimentos em expansão da geração. Tal cenário é conhecido como *Missing Money* e se configura ou configurou em diversos países. Essa situação pode ser visualizada por meio da Figura 1, que apresenta a diferença entre o preço de mercado e o custo marginal de expansão.

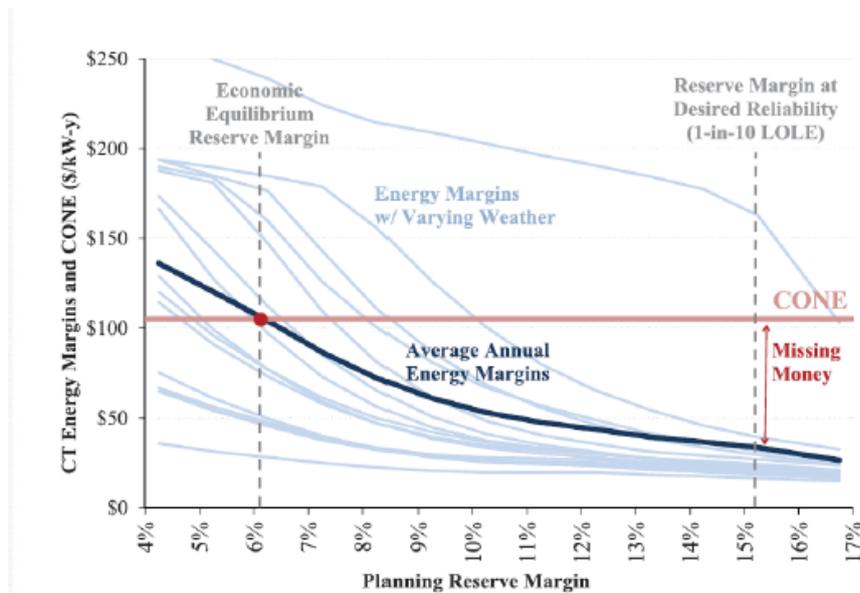


Figura 1 – Cenário de “Missing Money” no Mundo - Fonte: CCEE / SPEES, et al. (2013)

Uma vez que a ausência de sinal de expansão compromete o nível desejado de segurança de suprimento, em alguns países a solução encontrada foi instituição dos mercados de capacidade, conforme descrito pela Figura 2.

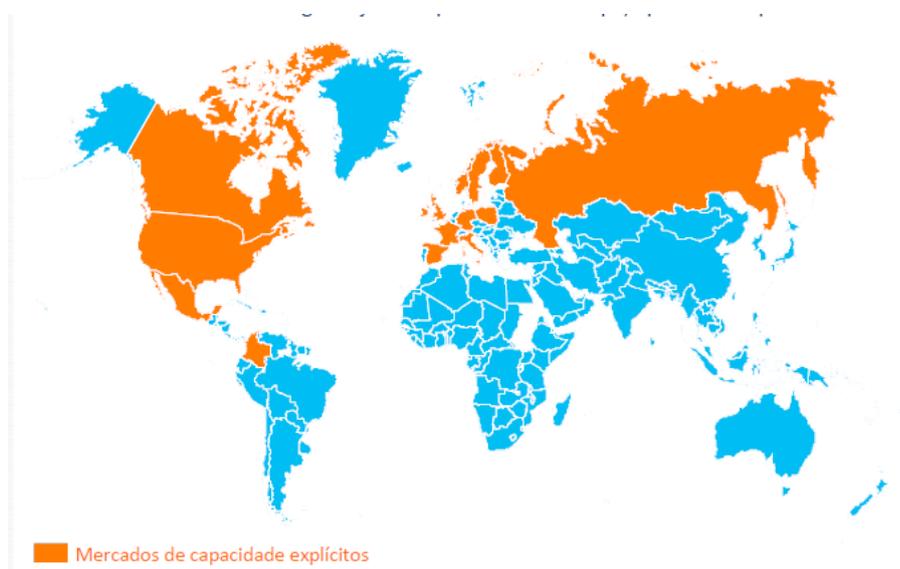


Figura 2 – Mercados de Capacidade Explícitos - Fonte: CCEE, IEA (2016) e VIANA (2017)

Neste ambiente, a financiabilidade dos projetos é pautada na expectativa da receita de dois produtos: capacidade e energia. Uma vez que a expectativa de preço de energia é uma das condições necessárias para viabilizar projetos de expansão de capacidade, é importante salientar que esse modelo tende a funcionar em países que possuem **modelos de formação de preços críveis**, ou seja, que apresentam regularidade estatística em suas distribuições de probabilidade e uma **governança** reconhecida pelos agentes de mercado. Ainda que haja grandes variações dos preços, nesses mercados, é possível estabelecer intervalos de confiança para os preços.

Nos anos de 2001 e 2002, o Brasil vivenciou uma grande crise de suprimento de eletricidade que afetou especialmente as regiões Sudeste e Centro-Oeste. Dentre outras razões, a principal delas foi a ausência de investimentos na expansão da geração do sistema somada a um período de hidrologia desfavorável. Neste período foi necessário uma forte intervenção do estado no setor e adoção de medidas para enfrentar a crise, entre elas um programa de redução de consumo de energia da ordem de 20%, o qual alcançou grande sucesso, mas trouxe serias consequências macroeconômicas para país.

Para lidar com o problema de segurança de suprimento e garantir a financiabilidade dos projetos, uma reforma no modelo foi efetuada e a expansão do sistema elétrico brasileiro foi pautada em contratação regulada por meio de leilões promovidos pelo poder concedente. O modelo implementado tem como princípio garantir a segurança de suprimento, onde neste cenário,

preconiza que todo o consumo precisa estar 100% lastreado em contratos de longo prazo, onde lastro e energia são comercializados conjuntamente. Adicionalmente, o modelo previu a divisão do mercado em 2 ambientes de contratação: Ambiente de Contratação Livre (ACL) que toma como base a livre negociação entre agentes de geração, comercialização e consumo (acima de 500kW) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) onde a contratação é feita de forma centralizada pelo governo para as distribuidoras, por meio de leilões.



Figura 3 – Mercado Regulado

Nesse modelo de contratação, por meio de leilões, foi possibilitada uma expansão do parque gerador com muito sucesso. Desde 2004, foram contratados mais de 30 GW médios de energia (dois quais, cerca de 12 GW de energia eólica já foram instalados).

Tal sucesso pautado no modelo de contratação regulada, conta com contratos de longo prazo, que são utilizados como garantia para o financiamento dos projetos. Nesse sentido, nos últimos anos, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES cumpriu um papel central no financiamento da infraestrutura no Brasil.

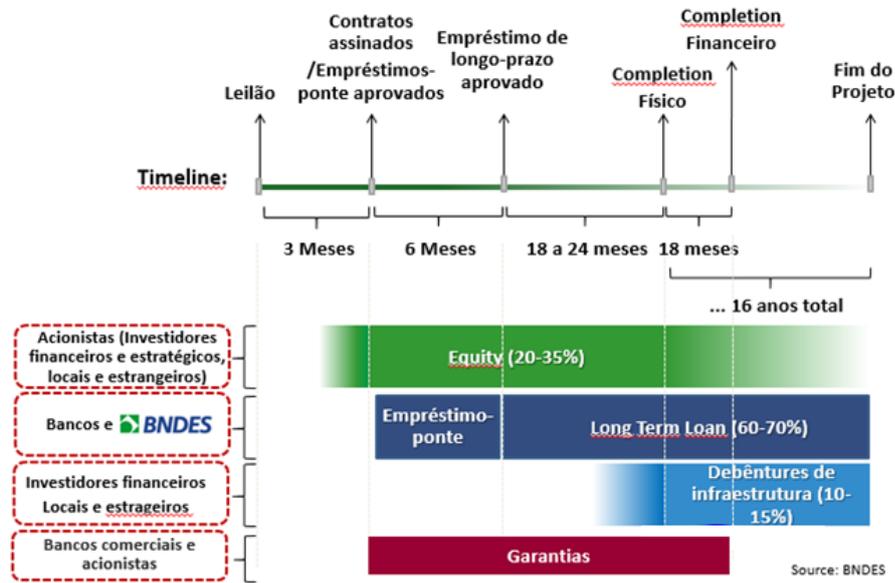


Figura 4 – Modelo de Financiamento – Fonte: BNDES



Figura 5 – Estrutura de Garantias – Fonte: BNDES

Já no Ambiente de Contratação Livre (ACL), os prazos dos contratos de energia negociados, geralmente, possuem prazos menores. Tal situação implica em um descasamento de garantias para a estruturação de um *Project Finance*.



Figura 6 – Descasamento de Garantias para o Mercado Livre – Fonte: ABEEólica

Geralmente, em situações de descasamento de garantias, o valor esperado dos preços de curto prazo é utilizado para fazer frente ao atendimento do serviço da dívida dos projetos de energia. Todavia, a falta de regularidade estatística do atual modelo de formação de preços implica na utilização do PLD mínimo para estruturação das garantias. Tal condição inviabiliza a financiabilidade dos projetos e compromete a expansão do sistema.

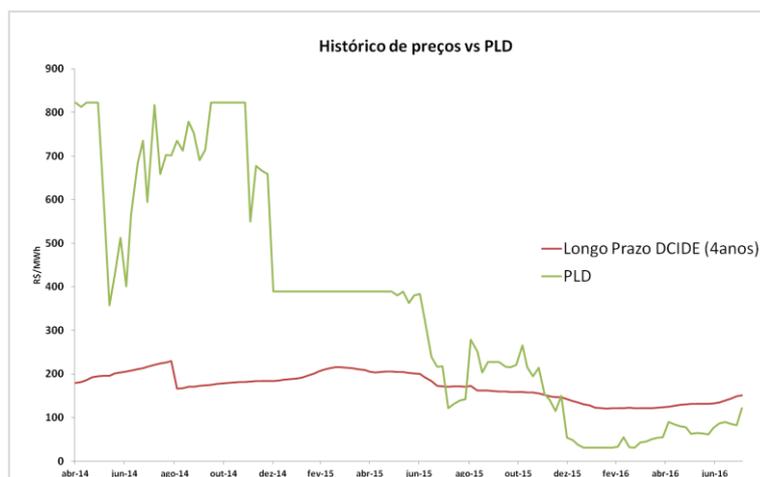


Figura 7 – Preço de Curto Prazo – Fonte: DCIDE

O problema da financiabilidade configurado para o mercado livre atualmente pode ser análogo para o um mercado de separação de lastro e energia, como proposto na consulta pública nº 33.

3. Da Análise

Fica claro que uma das principais virtudes do modelo de contratação atual é a garantia da segurança de suprimento e a expansão sustentável do sistema. Todavia, o modelo apresenta algumas distorções, ou mesmo necessidade de aperfeiçoamento, como por exemplo:

- Expansão dependente dos contratos longos (mais de 15 anos) provenientes do ambiente regulado;

- Dificuldades para expansão via mercado livre (fornecimento de recebíveis como garantia para o BNDES);
- Desequilíbrio estrutural entre os ambientes ACL e ACL, que resulta em situações de escassez de contratos no ACL e sobrecontratação das distribuidoras no ACR;
- Ausência de um mercado adequado para contratação de serviços ancilares, o que resulta na remuneração inadequada dos eventuais serviços prestados;
- Falha na qualificação de investidores de alguns certames;
- Definição inadequada de preço-teto de leilões;
- Sobrecustos aos consumidores que não possuem mecanismos adequados de gerenciamento da demanda;
- Distorções associadas a pagamentos e concessões de subsídios;
- Inadequado alinhamento entre planejamento, operação e comercialização do sistema.

A proposta apresentada pela consulta pública tem como base a **separação entre lastro e energia** nos contratos, o que significa uma mudança fundamental na lógica de comercialização de energia no Brasil. Neste sentido, desde o início das discussões da consulta pública, tem havido um grande debate em torno do conceito de lastro apresentado: “O que é lastro?”; “Como comercializar o lastro?”; “Serão vários produtos que comporão o lastro?”.

Para o modelo proposto, então, fica nítida a necessidade de uma definição mais assertiva do conceito de lastro, para permitir uma evolução adequada e sustentável do marco regulatório. Na visão da ABEEólica a separação entre lastro e energia possui vantagens e desvantagens que devem ser avaliadas com cautela.

Vantagens:

- Regras mais organizadas para comercialização de energia como commodity;
- Proporcional maior liquidez para o mercado de energia;
- Permite maior liberalização do mercado;
- Redução da indexação dos contratos (lastro é indexado pela inflação e energia é preço de mercado).

Desvantagens:



ABEÉólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

- Ausência de bancabilidade e, portanto, necessidade de equalização da questão do financiabilidade (salutar dado que não existe um modelo de formação de preços crível);
- Para garantir a expansão, pode haver um risco de sobrecusto devido a necessidade de proporcionar maior receita aos geradores no mercado de capacidade.

Tendo em vista a importância do tema, é essencial avaliar o impacto regulatório para que se proponham medidas de transição adequadas. Um modelo de **formação de preços crível**, por exemplo, é condição necessária para a implementação do modelo de separação entre lastro e energia:

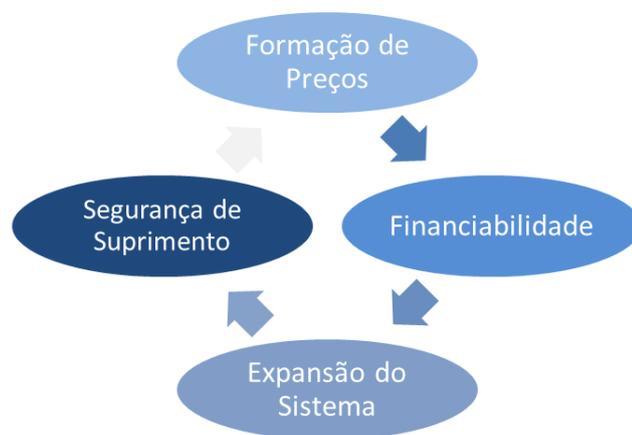


Figura 11 – Ciclo Virtuoso de Expansão da Matriz Elétrica – Fonte: ABEÉólica

O ciclo acima inicia o encadeamento das propostas ao demonstrar um fluxo necessário para garantia de segurança de suprimento. Assim, temos o pilar “formação de preço” com maior relevância, pois a credibilidade deste garantirá a financiabilidade dos projetos de energia nova, que garantirão a expansão do sistema, alcançando o bem comum necessário a sociedade: energia com segurança de suprimento.

Nesse sentido, seguimos com uma preocupação principal: **a imprescindível** implementação de um **modelo de transição**, que deve ser robusta e detalhada para garantia de funcionamento do modelo proposto. Nesta transição é fundamental o adequado tratamento para os contratos legados de forma a preservar a estabilidade regulatória e o respeito aos direitos adquiridos; a transição sustentável para um novo modelo de formação de preços crível, sendo esta condição necessária para uma gradual separação entre lastro e energia no modelo de contratação dos leilões.

Na lógica apresentada pela ABEEólica na figura 11, a bancabilidade dos projetos e a sua consequente financiabilidade depende do modelo de formação de preços ou de um PPA de suporte para parcela de energia. Considerando que a parcela de energia será contratada a preços de mercado, tal preço necessita ser **robusto** o suficiente para permitir a formação de expectativas futuras adequadas e gerar credibilidade em torno de seu comportamento futuro, sendo portanto a **variável chave** para a decisão dos investimentos em expansão. Neste sentido, da forma que está sendo proposto, um novo modelo de formação de preços é **condição necessária** para a implementação do modelo de separação entre lastro e energia.

4. Da Proposta

Diante do exposto, visando garantir além da financiabilidade dos projetos de geração uma sustentabilidade do processo como um todo, é imprescindível que se estabeleçam modelos críveis e mecanismos robustos de transição. Estes serão apresentados nos subitens seguintes considerando o ciclo virtuoso de expansão supracitado, que invoca a necessidade de dois mecanismos interligados um de formação de preço e outro para separação de lastro e energia.

a. Formação de Preços de Curto Prazo

O modelo de formação de preços de curto prazo deve ser imprescindivelmente crível e garantir boa previsibilidade, permitindo a bancabilidade necessária que garantirá os financiamentos dos projetos de expansão do sistema. Para isso, fazemos algumas considerações iniciais:

- Deve ser realizada uma revisão estrutural do conjunto de modelos atuais (Newave, Decomp/Dessem) para permitir o cálculo dos preços horários;
- Um novo modelo de preços deve enxergar a evolução do conjunto de modelos anteriores;
- Os preços de mercado podem ser estabelecidos de forma segura por meio de um mecanismo de oferta de preços e já que esse não é o modelo vigente deve haver uma transição;
- É possível utilizar um mecanismo híbrido em que o modelo gera um túnel de preços como mitigador de práticas anticompetitivas;
- Deve-se estabelecer um mercado *forward* formando preços para contratos com *Tenors* Padronizados (1Y, 2Y, 3Y, 4Y, 5Y e 10Y).

Conforme um dos pontos apresentados, a proposta de transição para o modelo de Formação de Preços de Curto Prazo seria a utilização de um modelo híbrido, em que um modelo computacional definiria um “túnel de preços” e o mercado fica livre para negociar dentro desse intervalo.

Dessa forma, seria mantido um grau elevado de estabilidade do preço de mercado, considerando que o modelo vigente à época (seja o *Newave* ou sua evolução) permaneceria como balizador principal dos preços de curto prazo, garantindo sustentabilidade ao modelo já que ainda não é conhecido o perfil de *bid* dos formadores de preço.

A evolução dessa transição ocorreria em duas fases gradativas, sendo que o grande diferencial se dará pelo tamanho do “túnel de preços”.



Figura 18 – Sugestão para Formação de Preços de Curto Prazo – Fonte: ABEÉólica

Assim, o modelo computacional permite simular cenários factíveis para os *inputs* e estabelecer uma banda para os preços (“túnel de preços”). A partir da Fase II, a questão de confiabilidade estaria melhor equacionada e o mercado terá maior consciência, corroborando para uma melhor previsibilidade, o que permitirá que o intervalo possa ser dilatado.

b. Lastro e Energia

Paralelamente à evolução anterior, deve-se estabelecer um modelo de transição para separação de lastro e energia. Modelo este que, em um primeiro momento, já executaria a separação contábil entre os dois tipos de produto (lastro e energia).

Para fins de comercialização haveria fases distintas com agregação dos dois produtos em conjunto único e redução gradativa desse pacote concatenado. Só no futuro, após o equacionamento das questões de financiabilidade, evolução *pari passu* com o modelo de formação de preços e familiaridade com o novo modelo, haveria comercialização de produtos totalmente separáveis.



Figura 12 – Visão de Futuro para Transição para Contratação de Lastro e Energia – Fonte: ABEEólica

De forma mais detalhada, vamos fracionar o período de transição em três a fim de alcançar gradativamente o modelo esperado de separação total. No primeiro momento, então, mesmo com a separação contábil, os dois produtos devem ser negociados em conjunto único.



Figura 13 – Separação contábil de Lastro e Energia – Fonte: ABEEólica

Posteriormente, a negociação conjunta dos produtos lastro e energia contaria com um PPA de suporte, que descasaria uma parcela da contratação na totalidade dos dois produtos. Ou seja, o contrato da energia negociado em ambiente regulado teria seu período reduzido apesar da contratação do lastro ainda com período superior. Essa fase inicia o caminho para equacionamento das questões acerca do financiamento, pois o contrato de suporte promove dois benefícios: incentivo a negociação no ACL em prazos mais curtos (até 5 anos) e cobertura para o serviço da dívida (5 a 20 anos).



Figura 14 – Negociação conjunta dos produtos lastro e energia (PPA de Suporte) – Fonte: ABEEólica

A partir da Fase II, portanto, já haverá demanda por negociação de contratos de curto prazo no mercado livre. Assim, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE ou uma Bolsa (que vier a existir) pode promover leilões periódicos de energia para contratos com maturidades definidas e, conseqüentemente, estabelecer um Mercado *Forward* com liquidez, considerando o apresentado do subitem 4.1.

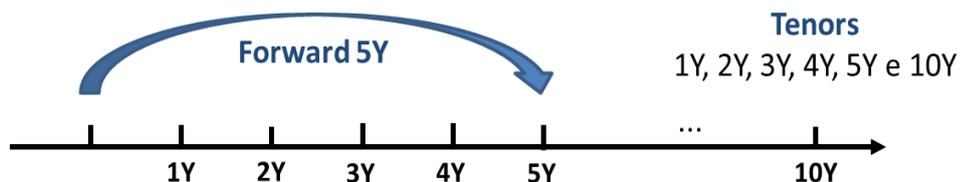


Figura 15 – Mercado Forward

Uma vez adquirida liquidez do mercado, o preço de longo prazo possuirá mais regularidade que o preço de curto prazo e a expectativa dos preços poderá ser utilizada para cobrir o serviço da dívida. Com o tempo, a negociação dos contratos de curto prazo, no ambiente de contratação livre, servirá como uma base de preços *forward* e a parcela não coberta por contratos pode ser dada pela expectativa de preços.



Figura 16 – Negociação conjunta dos produtos lastro e energia (PPA de Suporte Reduzido)

Finalmente, podemos ter um modelo de separação entre lastro e energia com a negociação dos produtos de forma totalmente separada. A partir daqui tanto o modelo de formação de preços quanto a separação de lastro e energia, devido ao casamento de prazos, já estarão maduros para seguir de forma sustentável.



Figura 17 – Negociação separada dos produtos lastro e energia (sem PPA de Suporte)

5. Considerações

A análise concluída anteriormente está totalmente interligada e é pressuposta do ciclo virtuoso de expansão do sistema elétrico nacional. No entanto, apesar da conexão lastro e energia e formação de preços, há uma dependência ainda maior a ser observada.



Figura 18 – Análise de Dependência das Propostas – Fonte: ABEEólica

Nesse caso há de se considerar que para sustentabilidade do modelo deve garantir a implementação de todas propostas em conjunto observadas as datas seguintes, que estruturam um cronograma ótimo para cada um dos temas.



Figura 20 – Prazo para o Período de Transição

6. Conclusão

O novo modelo do setor elétrico prestes à ser implementado de acordo com as medidas sugeridas pelo ministério vai em busca de um aperfeiçoamento ótimo da situação atual, porém ao mesmo tempo inseri uma mudança de paradigma acelerada.

Nesse contexto, reforçamos e concluímos que para o sucesso das implementações são necessárias análises recorrentes e implementação de mecanismos sustentáveis de transição.

Por fim, lembramos que além dos modelos aqui detalhados, questões pontuais apresentadas no ANEXO II – Contribuições – devem ser atendidas.

ANEXO II – Contribuição ABEEólica

GRUPO 1 – COMPROMISSOS DE REFORMA E ELEMENTOS DE COESÃO

ITEM 1: AUTOPRODUÇÃO - Alteração Proposta: Acrescenta os Art. 14-A, 14-B e 14-C na Lei 9.074/1995

TEXTO ATUAL / TEXTO DA CONSULTA	PROPOSTA [P] / JUSTIFICATIVA [J] / COMENTÁRIO [C]
<p>TEXTO ATUAL: Não há.</p> <p>TEXTO DA CONSULTA: Art. 14-A Considera-se autoprodutor de energia elétrica o consumidor que receba outorga para produzir energia por sua conta e risco. §1º É assegurado ao autoprodutor de energia elétrica o direito de acesso às redes de transmissão e distribuição de energia elétrica. §2º Também é considerado autoprodutor o consumidor que: I – participe da sociedade empresarial titular da outorga, limitada à proporção da participação societária com direito a voto; e II – esteja sob controle societário comum, direto ou indireto, ou sejam controladoras, controladas ou coligadas às empresas do inciso I, limitada às proporções resultantes de participação societária com direito a voto. §3º A destinação da energia autoproduzida independe da localização geográfica da geração e do consumo, ficando o autoprodutor responsável por diferenças de preços entre o local de produção e o local de consumo. §4º O pagamento de encargos pelo autoprodutor, para as suas unidades consumidoras com carga mínima de 3.000 kW (três mil quilowatts), deverá ser apurado com base no consumo líquido. §5º Considera-se consumo líquido do autoprodutor o máximo entre: I – o consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida; e II – a compra pelo autoprodutor de energia elétrica de terceiros até o limite do consumo total. §6º A energia elétrica autoproduzida considerada para o cálculo do consumo líquido para fins de pagamento de encargos será equivalente, no máximo: I - à garantia física ou energia assegurada do empreendimento outorgado; e II - à geração verificada anual, caso o empreendimento outorgado não possua garantia física ou energia assegurada. §7º A apuração da energia elétrica autoproduzida deverá observar os limites de que trata §2º e descontar vendas a terceiros que superem a parcela de energia do empreendimento não destinada à autoprodução. Art. 14-B O aproveitamento de potencial hidrelétrico para fins de autoprodução se dará em regime de produção independente de energia. Art. 14-C As linhas de transmissão de interesse restrito aos empreendimentos de autoprodução poderão ser concedidas ou autorizadas, simultânea ou complementarmente, aos respectivos atos de outorga.</p>	<p>[P] Art. 14-A Considera-se autoprodutor de energia elétrica o consumidor que receba outorga para produzir energia por sua conta e risco. §1º É assegurado ao autoprodutor de energia elétrica o direito de acesso às redes de transmissão e distribuição de energia elétrica. §2º Também é considerado autoprodutor o consumidor que: I – participe da sociedade empresarial titular da outorga, limitada à proporção da participação societária com direito a voto; e II – esteja sob controle societário comum, direto ou indireto, ou sejam controladoras, controladas ou coligadas às empresas do inciso I, limitada às proporções resultantes de participação societária com direito a voto. §3º A destinação da energia autoproduzida independe da localização geográfica da geração e do consumo, ficando o autoprodutor responsável por diferenças de preços entre o local de produção e o local de consumo. §4º O pagamento de encargos pelo autoprodutor, para as suas unidades consumidoras com carga mínima de 3.000 kW (três mil quilowatts), deverá ser apurado com base no consumo líquido independente da capacidade das unidades consumidoras, observado o disposto no Art. 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. §5º Considera-se consumo líquido do autoprodutor o máximo entre: I – o consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida; e II – a compra pelo autoprodutor de energia elétrica de terceiros até o limite do consumo total. §6º A energia elétrica autoproduzida considerada para o cálculo do consumo líquido para fins de pagamento de encargos será equivalente, no máximo: I - à garantia física ou energia assegurada do empreendimento outorgado; e II - à geração verificada anual, caso o empreendimento outorgado não possua garantia física ou energia assegurada. §7º A apuração da energia elétrica autoproduzida deverá observar os limites de que trata §2º e descontar vendas a terceiros que superem a parcela de energia do empreendimento não destinada à autoprodução. Art. 14-B O aproveitamento de potencial hidrelétrico para fins de autoprodução se dará em regime de produção independente de energia. Art. 14-C As linhas de transmissão de interesse restrito aos empreendimentos de autoprodução poderão ser concedidas ou autorizadas, simultânea ou complementarmente, aos respectivos atos de outorga.</p>



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

[J] Tal limitação, atualmente, é aplicada somente ao consumidor que venha a participar de Sociedade de Propósito Específico – SPE, assim, a energia elétrica produzida pelos empreendimentos de geração é alocada somente em unidades de consumo com demanda de potência igual ou superior a 3.000 kW, conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 166/2005.

Cabe indagar o motivo dessa limitação aos Autoprodutores, visto que tal alteração poderá culminar impactos aos consumidores que já investiram em geração com base na legislação vigente e possuem unidades consumidoras com diferentes demandas.

Também será um obstáculo para os grupos que desejam investir na Autoprodução e possuam unidades consumidoras, modeladas no Mercado Livre, inferiores a 3.000 kW, uma vez que ao investir na autoprodução, as cargas com menor consumo e que normalmente estão instaladas em média tensão são as que trazem os melhores resultados.

Por fim, deve-se ter cautela ao revogar o Art. 26º da Lei 11.488 pelo Art. 14-A da Lei 9.074, pois é esse artigo que define que um Produtor Independente (PIE) com carga equipara-se ao Autoprodutor. Por isso, o novo conceito definido no Art. 14-A da Lei 9.074 deve ter o mesmo entendimento

[C] Corroboramos com o item II, do §6º, do Art. 14-A, que está relacionado a aceitação do pleito da ABIAPE e ABEEólica para que apuração do consumo líquido para fins de pagamento de encargos utilize a geração verificada anual e não mensal.



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

GRUPO 1 – COMPROMISSOS DE REFORMA E ELEMENTOS DE COESÃO

ITEM 1: AUTOPRODUÇÃO - Alteração Proposta: Altera o Art. 3-A da Lei 10.848/2004

TEXTO ATUAL / TEXTO DA CONSULTA

PROPOSTA [P] / JUSTIFICATIVA [J] / COMENTÁRIO [C]

TEXTO ATUAL:

Art. 3^a-A Os custos decorrentes da contratação de energia de reserva de que trata o art. 3^a desta Lei, contendo, dentre outros, os custos administrativos, financeiros e encargos tributários, serão rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, incluindo os consumidores referidos nos arts. 15 e 16 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995, e no § 5^o do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN, conforme regulamentação. [\(Incluído pela Lei nº 11.488, de 2007\)](#)

TEXTO DA CONSULTA:

Art. 3^o-A Os custos decorrentes da contratação de energia de reserva de que trata o art. 3^o desta Lei nº, contendo, dentre outros, os custos administrativos, financeiros e encargos tributários, serão rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, incluindo os consumidores referidos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e no §5^o do art. 26 da Lei nº no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e os autoprodutores ~~apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN~~ na parcela do consumo líquido, conforme Regulamentação.

[C] Assim como exposto no item anterior, corroboramos a proposta de alteração desse item, que está relacionada a aceitação do pleito da ABIAPE e ABEEólica. Nesse caso, para que apuração do rateio se faça na parcela consumo líquido.

GRUPO 1 – COMPROMISSOS DE REFORMA E ELEMENTOS DE COESÃO

ITEM 2: REDUÇÃO DOS LIMITES PARA ACESSO AO MERCADO LIVRE - Alteração Proposta: Altera o Art. 16 na Lei 9.074/1995

TEXTO ATUAL / TEXTO DA CONSULTA

TEXTO ATUAL:

Art. 16. É de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.

TEXTO DA CONSULTA:

Art. 16. É de livre escolha dos ~~novos~~ consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.

§1º A partir de 2020, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 2000 kW.

§2º A partir de 2021, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 1000 kW.

§3º A partir de 2022, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 500 kW.

§4º A partir de 2024, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 400 kW.

§5º A partir de 2028, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 75 kW.

§6º A partir de 1º de janeiro de 2018, no exercício da opção de que trata este art., os consumidores com carga inferior a 1000 kW deverão ser representados por um agente de comercialização perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

PROPOSTA [P] / JUSTIFICATIVA [J] / COMENTÁRIO [C]

[P] Art. 16. É de livre escolha dos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.

~~§1º A partir de 2020, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 2000 kW.~~

~~§2º A partir de 2021, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 1000 kW.~~

§13º A partir de 2022, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 500 kW.

§24º A partir de 2024, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 400 kW.

§35º A partir de 2028, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 75 kW.

§46º A partir de 1º de janeiro de 2018, no exercício da opção de que trata este art., os consumidores com carga inferior a 1000 kW deverão ser representados por um agente de comercialização perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, sendo prevista a suspensão de fornecimento em caso de inadimplemento, conforme regulamentação específica.

[J] A redução dos limites de acesso ao mercado livre permite uma participação mais ativa dos consumidores no gerenciamento dos riscos associados ao custo da energia elétrica, fomenta a competição e permite uma melhora a alocação de risco entre os vários segmentos da cadeia produtiva, trazendo potenciais benefícios para todo o setor.

Entretanto, para que essa expansão traga de fato benefícios para o setor como um todo é fundamental que as decisões de migrar para o ACL de um agente sejam neutras para os demais agentes, inibindo comportamentos oportunistas individuais que visem a mera redução temporária de custos.

Nesse sentido, ademais das medidas já propostas na nota técnica nº 5/2017/AEREG/SE, sugere-se que seja vedado ao consumidor que optar por migrar para o mercado livre o seu regresso a condição de consumidor cativo.

A possibilidade de regresso permite o exercício de comportamento oportunista por parte dos agentes, prejudicando os processos de contratação de energia das distribuidoras e leva inevitavelmente a perdas para os demais consumidores. O estabelecimento de regra de regresso ao mercado cativo de forma onerosa promove uma alocação adequada dos custos evitando que os consumidores do mercado cativo suportem custos inerentes as decisões individuais de agentes, trazendo maior racionalidade, eficiência e gerenciamento de risco ao processo de migração dos consumidores para o mercado livre.

Nessa mesma direção é fundamental que as alterações propostas na nota técnica nº 5/2017/AEREG/SE estabeleçam regras claras que assegurem uma transição entre o modelo atual e proposto, evitando a ruptura do modelo atual e um aumento da percepção de riscos regulatórios.



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Esse ponto é particularmente relevante no que tange as decisões de investimento de longo prazo. É necessário que as mudanças propostas não frustrem os empreendedores que já investiram e desenvolveram projetos baseado nos dispositivos legais vigentes. Esse é o caso dos projetos de fontes renováveis (fonte incentivada).

Pela proposta na nota técnica nº 5/2017/AEREG/SE, até 2022 o que ocorrerá será basicamente a perda de reserva de mercado das fontes renováveis, já que os clientes com demanda superior a 500 kV já poderão migrar para o mercado livres desde que comprem energia de fontes renováveis. Adicionalmente, ao vedar a reunião de fato e de direito reduz a elegibilidade de venda para mercado livre para as fontes renováveis.

É importante, portanto, que se estabeleça um período maior de transição de modo evitar frustração dos empreendedores que já investiram e desenvolveram projetos renováveis baseado nos dispositivos legais vigentes para contratação de energia.

Já com relação à obrigatoriedade de representação dos consumidores com carga inferior a 1000 kW, entende-se a necessidade de reduzir a pulverização de agentes junto a CCEE, porém a mesma deve estar atrelada ao aprimoramento legal, em especial para os casos de inadimplência, dado que a figura do comercializador varejista foi regulamentada a 2 (dois) anos pela ANEEL e não trouxe os efeitos desejáveis ao mercado, logo essa obrigatoriedade deve estar vinculada a nova regulamentação uma vez que o consumidor poderá ser representado por qualquer agente da classe geração e comercialização.

Nesse sentido, propõe-se que o prazo para aplicação da obrigatoriedade de representação dos consumidores com carga inferior a 1000kW seja estendido para 2022, desde que regulamentado, com a ajustes nas propostas de alteração dos art. 16º da Lei 9.074 de 2015 e art. 26º da Lei 9.427 de 1996.

GRUPO 1 – COMPROMISSOS DE REFORMA E ELEMENTOS DE COESÃO

ITEM 2: REDUÇÃO DOS LIMITES PARA ACESSO AO MERCADO LIVRE - Alteração Proposta: Altera o §5º do Art. 26 e acrescenta os §§5º-A, 5º-B e 5º-C na Lei 9.427/1996

TEXTO ATUAL / TEXTO DA CONSULTA

TEXTO ATUAL:

Art. 26.
§ 5º Os aproveitamentos referidos nos incisos I e VI do **caput** deste artigo, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por **comunhão de interesses de fato ou de direito**, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (quinhentos quilowatts), observados os prazos de carência constantes do art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme regulamentação da Aneel, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem, sem prejuízo do previsto nos §§ 1º e 2º deste artigo.

TEXTO DA CONSULTA:

Art. 26.
§5º Os aproveitamentos referidos nos incisos I e VI do **caput** deste artigo, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) poderão comercializar energia elétrica com consumidor ~~ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito~~, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (quinhentos quilowatts), observados os prazos de carência constantes do art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme regulamentação da Aneel, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem. ~~sem prejuízo do previsto nos §§ 1º e 2º deste artigo.~~
§5º-A A partir de 1º de janeiro de 2018, no exercício da opção de que trata este art., os consumidores com carga inferior a 1000 kW deverão ser representados por um agente de comercialização perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.
§5º-B A exigência de que trata o §5º-A não se aplica aos consumidores que realizarem a escolha prevista neste art. até 31 de dezembro de 2017.
§5º-C Os consumidores que realizarem a escolha prevista neste art. até 31 de dezembro de 2017 poderão se reunir por comunhão de interesses de fato ou de direito para fins de atendimento ao limite estabelecido no caput.

PROPOSTA [P] / JUSTIFICATIVA [J] / COMENTÁRIO [C]

[P] Art. 26.
§5º **Até o prazo previsto no §3º do Art. 16**, os aproveitamentos referidos nos incisos I e VI do **caput** deste artigo, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) poderão comercializar energia elétrica com consumidor **ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito**, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (quinhentos quilowatts), observados os prazos de carência constantes do art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme regulamentação da Aneel, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem.
§5º-A Conforme regulamentação, a partir de 1º de janeiro de 2024, no exercício da opção de que trata este art., os consumidores **ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito** com carga inferior a 1000 kW deverão ser representados por um agente de comercialização perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.
§5º-B A exigência de que trata o §5º-A não se aplica aos consumidores que realizarem a escolha prevista neste art. até 31 de dezembro de 2024.
~~§5º C Os consumidores que realizarem a escolha prevista neste art. até 31 de dezembro de 2017 poderão se reunir por comunhão de interesses de fato ou de direito para fins de atendimento ao limite estabelecido no caput.~~
[J] A proposta de redução da reserva de mercado dos geradores especiais presentes na Lei 9427/96 vai ao encontro dos objetivos da CP, no entanto, verificamos que caso não sejam realizadas alterações ao texto, a medida pode acabar gerando outra reserva de mercado. Realizando a leitura conjunta da proposta de alteração da Lei 9074/95 e deste quadro, verificamos que a partir de 2024, quando o requisito mínimo para acesso ao mercado livre será de 400kW, os geradores incentivados estarão limitados ao atendimento dos consumidores cuja carga seja superior a 500 kW. Por isso, sugerimos a inserção de um limite para aplicabilidade do parágrafo 5º do artigo 26, que teria efeitos até 2022, sendo que a partir daí teríamos a extinção completa da reserva de mercado. Sobre a adequação de datas que tratam os §5º-A e §5º-B, considerando o cronograma apresentado de abertura de mercado e a possibilidade de livre escolha dos consumidores com requisito inferior a 1000 MW somente a partir de 2022, entendemos que a representação por agente de comercialização só faz sentido após 2022, conforme justificativa anterior.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

No que tange a reunião de fato e de direito, ao se vedar essa possibilidade há uma redução da elegibilidade de venda para mercado livre para as fontes renováveis e corroborando com a construção sugerida anteriormente realizada que prevê a extinção da reserva de mercado em 2022, entendemos que até lá as condições devem se manter. Justifica-se pelo encadeamento com o item anterior, visando o cruzamento correto de datas e, mais uma vez, trazendo consciência com a mudança de paradigma ao respeitar um período de transição sustentável.

GRUPO 2 – MEDIDAS DE DESTRAVAMENTO

ITEM 3: DESTRAVAMENTO DA OBRIGAÇÃO DE CONTRATAÇÃO - Alteração Proposta: Acrescenta o §7º-A no Art. 15 na Lei 9.074/1995

TEXTO ATUAL / TEXTO DA CONSULTA

PROPOSTA [P] / JUSTIFICATIVA [J] / COMENTÁRIO [C]

TEXTO ATUAL:

Não há.

TEXTO DA CONSULTA:

Art. 15

§7º-A O Ministério poderá reduzir a obrigação de contratação de que trata o §7º a percentual inferior à totalidade da carga.

[P] Art. 15

§7º-A Quando da implementação da modalidade de contratação de lastro e energia prevista do Art 3º da Lei 10.848 de 2004, o Ministério poderá reduzir a obrigação de contratação de que trata o §7º a percentual inferior à totalidade da carga.

[J] Tal aprimoramento é necessário tendo em vista o processo de separação entre lastro e energia, considerando que o atendimento a totalidade do mercado pelos consumidores e pelas distribuidoras tinha como objetivo garantir a segurança de suprimento. Com a venda em separado dos dois produtos, o governo se responsabiliza pela contratação centralizada do lastro, garantido o atendimento ao sistema, e os consumidores e distribuidores podem realizar a gestão da cobertura de seus contratos de energia, nos limites estabelecidos pelo MME.

Adicionalmente, a redução do limite mínimo de contratação para os consumidores deve ocorrer de forma gradual em busca de evitar a fragilidade do modelo atual de expansão de oferta. Além disso, a desobrigação de contratação implantada de forma isolada pode fazer com que agentes não adquiram contratos de energia para gerenciar seu risco financeiro ficando expostos ao mercado de curto prazo, resultando em risco de créditos elevados para o mercado, com possível insolvência generalizada no mercado de curto prazo.

Diante do exposto, sugere-se reforçando que a desobrigação contratual seja gradual e simultânea com outras medidas propostas nesta consulta pública, como separação de lastro e energia, aporte de garantia financeiras horária, e um modelo de preço crível tanto no mercado spot quanto no longo prazo.

Por fim, para garantir maior segurança regulatória e estabilidade, é importante que o limite de contratação seja conhecido com antecedência.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

GRUPO 2 – MEDIDAS DE DESTRAVAMENTO

ITEM 3: DESTRAVAMENTO DA OBRIGAÇÃO DE CONTRATAÇÃO - Alteração Proposta: Altera o Art. 3º na Lei 9.427/1996

TEXTO ATUAL / TEXTO DA CONSULTA

PROPOSTA [P] / JUSTIFICATIVA [J] / COMENTÁRIO [C]

TEXTO ATUAL:

Art. 3º

XVII - estabelecer mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento à totalidade do mercado de cada agente de distribuição e de comercialização de energia elétrica, bem como à carga dos consumidores que tenham exercido a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995; [\(Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004\)](#)

TEXTO DA CONSULTA:

Art. 3º

XVII - estabelecer mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento ~~à totalidade de~~ ao mercado de cada agente de distribuição e de comercialização de energia elétrica, bem como à carga dos consumidores que tenham exercido a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei nº no 9.074, de 7 de julho de 1995.

[C] As reflexões desse item são as mesmas apresentadas na justificativa anterior.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

GRUPO 2 – MEDIDAS DE DESTRAVAMENTO

ITEM 3: DESTRAVAMENTO DA OBRIGAÇÃO DE CONTRATAÇÃO - Alteração Proposta: Acrescenta o §1º-A ao Art. 2º na Lei 10.848/2004

TEXTO ATUAL / TEXTO DA CONSULTA

PROPOSTA [P] / JUSTIFICATIVA [J] / COMENTÁRIO [C]

TEXTO ATUAL:

Não há.

TEXTO DA CONSULTA:

Art. 2º.....

§1º-A O Ministério poderá reduzir a obrigação de contratação de que trata o caput a percentual inferior à totalidade da carga.

[P] Art. 2º.....

~~§1º-A O Ministério poderá reduzir a obrigação de contratação de que trata o caput a percentual inferior à totalidade da carga.~~

[J] Entendemos que a flexibilização proposta no art. 15, §7º-A da Lei 9.074/96, não deve ser aplicada ao setor de distribuição, em primeiro lugar para mitigar riscos de preços aos consumidores cativos e também para permitir um mercado mínimo de contratação de energia para financiar a expansão do sistema, uma vez que a venda de lastro deve representar apenas uma parcela da receita do empreendimento.

GRUPO 2 – MEDIDAS DE DESTRAVAMENTO

ITEM 4: POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA TRANSMISSÃO - Alteração Proposta: Acrescenta parágrafos ao Art. 17 na Lei 9.074/1995

TEXTO ATUAL / TEXTO DA CONSULTA	PROPOSTA [P] / JUSTIFICATIVA [J] / COMENTÁRIO [C]
<p>TEXTO ATUAL: Não há.</p> <p>TEXTO DA CONSULTA: Art. 17</p> <p>§9º A contratação das instalações de transmissão poderá se dar por meio de centralizadora de contratos, destinada a atuar como contraparte dos titulares das instalações e dos usuários da rede, desde que resulte em redução de custos sistêmicos.</p> <p>§10. Os custos de contratação, representação e gestão incorridos pela centralizadora serão alocados entre os usuários da rede, na proporção das tarifas definidas pela ANEEL.</p> <p>§11. A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente.</p> <p>§12. Após instituição da centralizadora de contratos: I – os titulares das instalações de transmissão já contratadas poderão solicitar à ANEEL o aditamento dos contratos vigentes para atendimento enquadramento no §9º; II – as contratações de novas instalações de transmissão serão realizadas diretamente com a centralizadora de contratos.</p>	<p>[P] Art. 17</p> <p>§9º A contratação das instalações de transmissão poderá se dar por meio de centralizadora de contratos, destinada a:</p> <p>I – Atuar como contraparte dos titulares das instalações e dos usuários da rede, desde que resulte em redução de custos sistêmicos;</p> <p>II – Centralizar os contratos de transmissão e os usuários da rede;</p> <p>III – Centralizar os fluxos de pagamentos e recebimentos.</p> <p>§10. Os custos de contratação, representação e gestão incorridos pela centralizadora serão alocados entre os usuários da rede e agentes de transmissão, na proporção das tarifas definidas pela ANEEL.</p> <p>§11. A CCEE O Poder Concedente poderá ser designar a o órgão responsável por centralizar de de os contratos. pele poder concedente.</p> <p>§12. Após instituição da centralizadora de contratos: I – os titulares das instalações de transmissão já contratadas e os usuário da rede deverão poderão solicitar à ANEEL o aditamento dos contratos vigentes para atendimento enquadramento no §9º; II – as contratações de novas instalações de transmissão serão realizadas diretamente com a centralizadora de contratos.</p> <p>[J] Para que que essa centralização traga de fato benefícios para o setor como um todo é fundamental a lei explicita claramente os objetivos da centralização tanto para os usuários como para os agentes de transmissão. Além disso, como a centralização trará redução de custos tanto para os usuários como para as transmissoras, é fundamental que os custos decorrentes da operação centralizada sejam cobertos por todos os agentes, inclusive as transmissoras. Ao permitir uma adesão voluntária ao mecanismo, existe um receio no mercado de que os efeitos observados pela centralização poderiam não ser alcançados, podendo até mesmo ampliar os custos para o sistema.</p> <p>[C] É importantíssimo que se tome conhecimento de todos os esforços que já vem sendo realizados por um grupo de trabalho do ONS a respeito do mesmo tema. Grupo este composto pelo operador e por diversos representantes dos agentes que tem discutido exaustivamente a melhor forma de se realizar a centralização proposta. Para se ter ideia, já existem diversos estudos, notas técnicas, interação e negociação com bancos no que tangem um novo modelo de centralizadora. Importa referir também, que, segundo a legislação e regulamentação vigente, compete ao ONS administrar a cobrança e da liquidação dos encargos de uso do sistema de transmissão, ficando este, incumbido de definir a forma mais eficiente de proceder tal administração.</p>



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Outrossim, não se identifica no arcabouço regulatório vigente nenhum óbice à implementação da liquidação simplificada por meio da contratação de instituição financeira destinada à operacionalização do processo.

Considerando o exposto, seria apreciável deixar a cargo deste operador a definição dos procedimentos relacionados junto aos Agentes, visando a otimização e eficiência do processo de liquidação centralizada.

[C] É fundamental que sejam incorporadas medidas de mitigação de inadimplência e de garantia de recebimento, inclusive em caso de ação judicial, de forma a evitar que a centralização eleve o risco das transmissoras.

GRUPO 2 – MEDIDAS DE DESTRAVAMENTO

ITEM 5: REGRAS COMERCIAIS PARA MÁXIMO ACOMPLAMENTO ENTRE FORMAÇÃO DE PREÇO E OPERAÇÃO - Alteração Proposta: Altera o Art. 1º e acrescenta parágrafos na Lei 10.848/2004

TEXTO ATUAL / TEXTO DA CONSULTA	PROPOSTA [P] / JUSTIFICATIVA [J] / COMENTÁRIO [C]
<p>TEXTO ATUAL: Art. 1º §4º I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas e de cargas que se habilitem como interruptíveis; <u>(Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016)</u> §5º II - o mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; e III - o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica. §6º II - as garantias financeiras; </p> <p>TEXTO DA CONSULTA: Art. 1º §4º I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas e de cargas que se habilitem como interruptíveis e a forma utilizada para definição dos preços de que trata o §5º-B; §5º II - eventual mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; e III - o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica, que poderão ser adquiridos em mecanismo competitivo e remunerados por preço ou tarifa definida pela ANEEL. §5º-A Até 1º de janeiro de 2020, a definição dos preços de que trata o §5º deve ser feita no máximo em intervalos de tempo horários. §5º-B A definição dos preços de que trata o §5º poderá se dar por meio de: I - regra de cálculo explícita que minimize o custo da operação de forma centralizada; ou</p>	<p>[P] Art. 1º §4º I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas e de cargas que se habilitem como interruptíveis e a forma utilizada para definição dos preços de que trata o §5º-B; §5º II - eventual mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; e III - o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica, que poderão ser adquiridos em mecanismo competitivo e remunerados por preço ou tarifa definida pela ANEEL. §5º-A Até 1º de janeiro de 2020, a definição dos preços de que trata o §5º deve ser feita no máximo em intervalos de tempo horários. §5º-B A definição dos preços de que trata o §5º poderá se dar por meio de: I - regra de cálculo explícita que minimize o custo da operação de forma centralizada; ou II - ofertas de preço feitas por agentes de geração e por cargas que se habilitem como interruptíveis, com mecanismos de monitoramento de mercado que restrinjam práticas anticompetitivas, sendo que estes devem constar em ato regulamentar. §5º-C O código-fonte e os algoritmos dos modelos computacionais utilizados para operação, planejamento e definição de preços deverão ser públicos. §6º II - as garantias financeiras, que poderão prever aporte de margem para mitigação de inadimplências na liquidação baseado nas exposições diárias; </p> <p>[J] É importante que os mecanismos de monitoramento de mercado que venham a restringir possíveis práticas anticompetitivas sejam regulamentados para segurança do mecanismo e transparência com os agentes. Para esse ponto especificamente, a ABEEólica sugere que seja utilizado um modelo computacional que defina um “túnel de preços” balizador, que permitirá ofertas máximas e mínimas garantindo uma transição para o novo modelo e ainda a racionalidade no <i>bid</i> dos agentes. Esse ponto está maior detalhado no ANEXO I – Nota Técnica Medidas Principais Enxeradoras de Discussão.</p> <p>[C] O sistema elétrico Brasileiro é regido por um modelo que se baseia no custo de operação do sistema, entretanto, ao longo dos últimos anos os desafios da operação em tempo real têm</p>



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

II - ofertas de preço feitas por agentes de geração e por cargas que se habilitem como interruptíveis, com mecanismos de monitoramento de mercado que restrinjam práticas anticompetitivas.

§5º-C O código-fonte e os algoritmos dos modelos computacionais utilizados para operação, planejamento e definição de preços deverão ser públicos.

§6º

II - as garantias financeiras, que poderão prever aporte de margem para mitigação de inadimplências na liquidação baseado nas exposições diárias;

.....

aumentado exponencialmente, tendo em vista fatores como o período crítico de aflúências abaixo da média histórica desde 2013 (no nordeste isto perdura por 20 anos), a queda na demanda por energia elétrica provocada pela recessão econômica, a inserção maciça de fontes variáveis de produção de energia elétrica ao longo dos últimos anos, etc. Tais desafios, somados a baixa correlação existente entre o preço calculado e o custo de operação do sistema evidenciam a necessidade de revisar o modelo de preços do setor elétrico.

Entendemos que a formação de preços por modelos críveis é condição “sine qua non” e deve preceder a instauração de um mercado em que haja separação entre lastro e energia.

Adicionalmente, é necessário que haja um período de estabilização para a metodologia de preços a ser adotada, visto que o mercado necessita de um histórico razoável dos preços que serão usados como sinalização para os preços futuros, visando viabilizar a financiabilidade do setor e garantir a expansão do sistema.

GRUPO 2 – MEDIDAS DE DESTRAVAMENTO

ITEM 6: POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA GERAÇÃO - Alteração Proposta: Altera o Art. 2º e acrescenta parágrafos na Lei 10.848/2004

TEXTO ATUAL / TEXTO DA CONSULTA

PROPOSTA [P] / JUSTIFICATIVA [J] / COMENTÁRIO [C]

TEXTO ATUAL:

Art. 2º.....

§ 2º A contratação regulada de que trata o **caput** deste artigo deverá ser formalizada por meio de contratos bilaterais denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, celebrados entre cada concessionária ou autorizada de geração e todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição, devendo ser observado o seguinte:

TEXTO DA CONSULTA:

Art. 2º.....

§2º A contratação regulada de que trata o **caput** deste artigo deverá ser formalizada por meio de contratos bilaterais denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, celebrados entre cada concessionária ou autorizada de geração e todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição **ou pessoa jurídica destinada a atuar como centralizadora de contratos, devendo ser observado o seguinte:**

§2º-B A centralizadora de contratos poderá representar as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição nos CCEAR celebrados com concessionárias ou autorizadas de geração.

§2º-C O poder concedente estabelecerá as obrigações das concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição e de geração e da centralizadora de contratos, na formalização de que trata o §2º.

§2º-D Poderá ser transferida à centralizadora a representação das concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição no pagamento da energia elétrica proveniente:

I – das cotas de garantia física de energia e de potência, adquirida junto à usina hidrelétrica prorrogada ou licitada nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013;

II – dos empreendimentos de que trata o art. 11 da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009;

III – de Itaipu, adquirida na forma da Lei nº 5.899 de 5 de julho de 1973, exceto no caso de comercialização nos termos do art. 14-A.

§2º-E Os custos de contratação, representação e gestão incorridos pela centralizadora serão alocados entre as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição, assegurado o repasse tarifário, conforme regulamento.

[C] Entendemos que a alteração é benéfica, tratando-se de uma alternativa que poderá possibilitar a redução dos custos de transação na geração. No entanto, conforme observado e comentado no item que tratou da redução de custos de transação na transmissão, é necessário observar os trabalhos já desenvolvidos pelo mercado a respeito do tema.

Nesse caso, a CCEE vem analisando a temática já tendo realizado algumas reuniões a respeito, que contaram com a participação das associações que fazem parte do Fórum das Associações do Setor Elétrico – FASE.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

§2º-F Os custos de aquisição da energia para a qual a centralizadora exerça representação serão repassados às tarifas de energia dos consumidores das concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição pelo preço médio ponderado dessa energia, conforme regulamento.

§2º-G A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente, desde que esta opção não tenha mais custos tributários do que a contratação de outra empresa por meio de licitação.

GRUPO 2 – MEDIDAS DE DESTRAVAMENTO

ITEM 7: POSSIBILIDADE DE SEPARAÇÃO DE LASTRO E ENERGIA - Alteração Proposta: Altera o Art. 3º e acrescenta o §4º ao Art. 3º e Art. 3º-C na Lei 10.848/2004

TEXTO ATUAL / TEXTO DA CONSULTA

TEXTO ATUAL:

Art. 3º O Poder Concedente homologará a quantidade de energia elétrica a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, bem como a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, o processo licitatório de contratação de energia.

TEXTO DA CONSULTA:

Art. 3º O Poder Concedente homologará o lastro de geração de cada empreendimento, definido como a sua contribuição ao provimento de confiabilidade sistêmica, e a quantidade de energia elétrica a serem contratadas para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, bem como a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, os processos licitatórios de contratação de energia, conforme regulamento.

§4º Será vedada a contratação da reserva de capacidade de que trata o §3º após a regulamentação e implementação da modalidade de contratação de lastro de geração prevista no art. 3º-C.

Art. 3º-C O poder concedente poderá realizar, diretamente ou indiretamente, licitação para contratação de lastro de geração associado ao provimento de confiabilidade sistêmica necessária ao atendimento da expansão do consumo de energia elétrica.

§1º A contratação de que trata o caput ocorrerá por meio da centralizadora de contratos prevista no art. 2º.

§2º O poder concedente deverá prever e a forma, os prazos e as condições da contratação de que trata o caput e as diretrizes para a realização das licitações.

§3º Os custos da contratação de que trata o caput serão pagos por meio encargo tarifário para essa finalidade e serão rateados na forma do art. 3º-A.

§4º A centralizadora de contratos será responsável pela gestão das receitas do encargo de que trata §3º e das despesas da contratação de que trata o caput.

§5º Na hipótese de a contratação de capacidade ser proveniente de fonte nuclear, sua contratação será realizada diretamente com a Eletronuclear.

§6º O poder concedente deverá estabelecer regra explícita para definição da capacidade a ser contratada para o sistema, conforme regulamento.

§7º Na contratação de novos empreendimentos para aquisição de lastro geração, na forma deste art., deverão ser considerados, conforme regulamentação, os atributos técnicos e físicos dos empreendimentos habilitados no certame, tais como:

- I - confiabilidade;
- II - velocidade de respostas às decisões de despacho;

PROPOSTA [P] / JUSTIFICATIVA [J] / COMENTÁRIO [C]

[P] Art. 3º-C O poder concedente poderá realizar, diretamente ou indiretamente, licitação para contratação de lastro de geração associado ao provimento de confiabilidade sistêmica necessária ao atendimento da expansão do consumo de energia elétrica.

§1º A contratação de que trata o caput ocorrerá por meio da centralizadora de contratos prevista no art. 2º.

§2º O poder concedente deverá prever e a forma, os prazos e as condições da contratação de que trata o caput e as diretrizes para a realização das licitações.

§3º Os custos da contratação de que trata o caput serão pagos por meio encargo tarifário para essa finalidade e serão rateados na forma do art. 3º-A.

§4º A centralizadora de contratos será responsável pela gestão das receitas do encargo de que trata §3º e das despesas da contratação de que trata o caput.

§5º Na hipótese de a contratação de capacidade ser proveniente de fonte nuclear, sua contratação será realizada diretamente com a Eletronuclear.

§6º O poder concedente deverá estabelecer regra explícita para definição da capacidade a ser contratada para o sistema, conforme regulamento.

§7º Na contratação de novos empreendimentos para aquisição de lastro geração, na forma deste art., deverão ser considerados, conforme regulamentação, ~~os~~ atributos ~~técnicos e físicos~~ dos empreendimentos habilitados no certame e poderão ser comercializados certificados de energia renovável, tais como:

- ~~I - confiabilidade;~~
- ~~II - velocidade de respostas às decisões de despacho;~~
- ~~III - contribuição para redução das perdas de energia elétrica;~~
- ~~IV - economicidade proporcionada ao sistema de transmissão ou de distribuição necessário ao escoamento da energia elétrica gerada;~~
- ~~V - capacidade de atendimento à demanda de energia elétrica nos momentos de maior consumo; e~~
- ~~VI - capacidade de regulação de tensão e de frequência.~~

[J] A ABEEólica entende que os atributos devem ser detalhado minuciosamente de forma infralegal. No formato proposto, verificamos que existe clara priorização a tipos de fontes que obterão vantagem competitiva para contratação.

Nossa sugestão é que, para cada contratação de lastro, se faça uma análise técnica pela EPE, nos moldes do PDE, devidamente submetida à consulta pública. Além disso, a definição de forma infralegal permitirá que o sistema se adapte de forma mais tempestiva as tecnologias disruptivas. Para garantir a adequação do novo marco regulatório com os aspectos socioambientais é importante



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

III – contribuição para redução das perdas de energia elétrica;
IV – economicidade proporcionada ao sistema de transmissão ou de distribuição necessário ao escoamento da energia elétrica gerada;
V – capacidade de atendimento à demanda de energia elétrica nos momentos de maior consumo; e
VI – capacidade de regulação de tensão e de frequência.

incluir a possibilidade de comercialização de certificados de energias renováveis, que devem ser tratados como política de estado.

[C] A implementação de uma metodologia de formação de preço crível é uma premissa estrutural e absolutamente necessária para garantir a financiabilidade e a expansão no modelo de separação de lastro e energia.

Entendemos que a implementação de novo modelo de contratação deve ser amplamente discutida com toda a sociedade mediante avaliação do impacto regulatório e levado em consideração o compromisso brasileiro para o combate às mudanças climáticas na COP21. O Brasil se destaca por possuir uma matriz energética com grande participação de fontes renováveis, realidade verificada em poucos países do mundo, e o grande desafio do setor energético brasileiro é justamente manter a participação de fontes renováveis em sua matriz. Ressalta-se que as fontes renováveis são fontes com abundância natural no Brasil e com custo variável de produção nulo ou muito baixo.

O sucesso de qualquer novo modelo de contratação deve garantir a diversificação da matriz elétrica brasileira com o sinal de longo prazo adequado e a remuneração dos ativos novos e existentes.

É de extrema relevância assegurar a definição de uma proposta robusta de transição, cumprindo fases, para garantir a segurança de suprimento. Nesse sentido, solicitamos observar o ANEXO I – Nota Técnica Medidas Principais Ensejadoras de Discussão.

Discussões adicionais devem trazer objetivamente alguns dos seguintes aspectos, antes de sua implantação, dentre outros:

1. Metodologia de cálculo da contribuição de confiabilidade de suprimento para de cada projeto a ser contratado (“lastro”);
2. Metodologia de cálculo dos atributos dos projetos;
3. Definição da sistemática das licitações: por fonte, por região, etc..
4. Existência ou não de um mercado bilateral de lastro;
5. Definição de matriz determinativa/ indicativa;
6. Necessidade de reserva de capacidade incorporada a conta lastro dada a vedação de energia de reserva;
7. Regras para contratação de mercado cativo residual;

Por fim, a ABEEólica acredita que a nomenclatura “Lastro” causou desconforto nos agentes de mercado, visto que este nome possui significado adverso consolidado no Setor Elétrico Brasileiro.

Em face aos objetivos que se deseja alcançar no modelo de reorganização do SEB, seria mais adequado estabelecer uma nomenclatura que melhor refletisse a ideia, mesmo que se tratasse de um nome genérico, mais que contivesse mais informações de seu significado. Em alguns países utiliza-se o termo “capacidade”.

GRUPO 3 – ALOCAÇÃO DE CUSTOS E RACIONALIZAÇÃO

ITEM 8: SOBRECONTRATAÇÃO INVOLUNTÁRIA DECORRENTE DA MIGRAÇÃO DE CONSUMIDORES PARA O MERCADO LIVRE - Alteração Proposta: Altera o §13 no Art. 4º e acrescenta o §14 no Art. 4º, os Art. 16-A, 16-B e 16-C na Lei 9.074/1995

TEXTO ATUAL / TEXTO DA CONSULTA

PROPOSTA [P] / JUSTIFICATIVA [J] / COMENTÁRIO [C]

TEXTO ATUAL:

Art. 4º

§ 13. As concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica poderão, conforme regulação da Aneel, negociar com consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 desta Lei, afastada a vedação de que trata o inciso III do § 5º, contratos de venda de energia elétrica lastreados no excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado.

TEXTO DA CONSULTA:

Art. 4º

§13. As concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica poderão **vender, em mecanismo centralizado estabelecido** conforme regulação da ANEEL, **contratos de energia elétrica lastreados no excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado com:**

I - consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 desta Lei nº, afastada a vedação de que trata o inciso III do §5º;

II – comercializadores;

III – agentes de geração; e

IV – autoprodutores.

§14. O resultado, positivo ou negativo, da venda de que trata o §13 será alocado aos custos de que trata o art. 16-B, limitado ao montante equivalente ao excesso involuntário de energia contratada decorrente das opções previstas no §5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos art. 15 e art. 16.

Art. 16-A Os consumidores do Ambiente de Contratação Regulada, de que trata a Lei nº 10.848, de 2004, que exercerem as opções previstas no §5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos art. 15 e art. 16 deverão pagar, mediante encargo tarifário cobrado nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, na proporção do consumo de energia elétrica, os custos remanescentes das operações financeiras contratadas para atender à finalidade de modicidade tarifária de que trata o §13 do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Art. 16-B Os custos das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com excesso involuntário de energia contratada decorrente das opções previstas no §5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos art. 15 e art. 16, serão pagos por todos os consumidores, mediante encargo tarifário cobrado nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, na proporção do consumo de energia elétrica.

§1º Os custos de que trata o caput serão calculados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

§2º Deverá ser considerado no cálculo dos custos de que trata o caput o resultado, positivo ou negativo, da venda de que trata o §13 do art. 4º.

[C] Entendemos que a proposta é benéfica ao mercado já que aperfeiçoa o mecanismo permite a redução da sobrecontratação involuntária das distribuidoras no ACR e reduz o impacto da migração de consumidores para o mercado livre.



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Art. 16-C Os encargos de que tratam os art. 16-A e art. 16-B serão regulamentados pelo Poder Executivo e poderão ser movimentados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Parágrafo único. Os valores relativos à administração dos encargos de que trata o caput, incluídos os custos administrativos e financeiros e os tributos, deverão ser custeados integralmente ao responsável pela movimentação.

GRUPO 3 – ALOCAÇÃO DE CUSTOS E RACIONALIZAÇÃO

ITEM 9: DIRETRIZES E COMPROMISSOS PARA FIXAÇÃO DE TARIFAS - Alteração Proposta: Altera Art. 3º e acrescenta o Art. 15-A e 15-B na Lei 9.427/1996

TEXTO ATUAL / TEXTO DA CONSULTA

PROPOSTA [P] / JUSTIFICATIVA [J] / COMENTÁRIO [C]

TEXTO ATUAL:

Art. 3º
XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, sendo que as de transmissão devem ser baseadas nas seguintes diretrizes:

b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão;

TEXTO DA CONSULTA:

Art. 3º
XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, ~~sendo que as de transmissão devem ser~~ baseadas nas seguintes diretrizes:

b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão;

c) utilizar, quando viável técnica e economicamente, o sinal locacional no sistema de distribuição; e
d) valorizar eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga.

Art. 15-A As modalidades tarifárias de fornecimento de energia elétrica aplicadas às unidades consumidoras, independente da tensão de fornecimento em que essas unidades são atendidas:

I – devem contemplar a cobrança segregada da tarifa de consumo de energia elétrica ativa, da tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão e do componente encargos setoriais; e

II – podem prever tarifas diferenciadas por horário.

§1º A tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão não poderá ser cobrada em Reais por unidade de energia elétrica consumida, vedação não extensiva aos componentes perdas e encargos setoriais.

§2º A implantação da segregação e da cobrança de que trata este art. deverá ocorrer até 31 de dezembro de 2021.

Art. 15-B A fatura de energia elétrica deverá discriminar, para qualquer tensão de fornecimento:

I – as tarifas segregadas de que tratam o inciso I do art. 15-A; e

II – os valores correspondentes à compra de energia elétrica, ao serviço de distribuição de energia elétrica, ao serviço de transmissão de energia elétrica, às perdas de energia de energia e aos encargos setoriais.

[P] Art. 3º
XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, baseadas nas seguintes diretrizes:

b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão;

c) utilizar, quando viável técnica e economicamente, o sinal locacional no sistema de distribuição; e

~~d) valorizar eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga.~~

[J] Além de ser subjetivo, o item d) já está sendo considerado na calibração do sinal locacional proposto no item b).

Neste caso, sugerimos excluir a alínea d) para que não ocorram distorções em benefícios concedidos.

GRUPO 3 – ALOCAÇÃO DE CUSTOS E RACIONALIZAÇÃO

ITEM 10: SUBSÍDIOS AS FONTES INCENTIVADAS - Alteração Proposta: Altera o §1º-C e acrescenta os §§1º-D, 1º-E, 1º-F e 1º-G do Art. 26 na Lei 9.427/1996

TEXTO ATUAL / TEXTO DA CONSULTA

PROPOSTA [P] / JUSTIFICATIVA [J] / COMENTÁRIO [C]

TEXTO ATUAL:

Art. 26.

§1º-C Os percentuais de redução a que se referem os §§ 1º, 1º-A e 1º-B não serão aplicados aos empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada que tiverem suas outorgas de autorização prorrogadas.

TEXTO DA CONSULTA:

Art. 26.

§1º-C Os percentuais de redução a que se referem os §§1º, 1º-A e 1º-B: ~~não serão aplicados aos empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada que tiverem suas outorgas de autorização prorrogadas.~~

I - não serão aplicados aos empreendimentos após o fim do prazo da outorga atual; e

II – serão aplicados aos empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2017.

§1º-D Para outorgas concedidas a novos empreendimentos entre 1º de janeiro de 2018 e 31 de dezembro de 2029, deverá ser pago prêmio de incentivo ao gerador em função de cada unidade de energia produzida, exceto para consumo próprio, com observância das seguintes características:

I - aproveitamento referido no inciso I do caput deste art.;

II - empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts);

III – empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais.

§1º-E O prêmio de que trata o §1º-D:

I - corresponderá ao valor médio, em reais por unidade produzida de energia elétrica, exceto aquela destinada a consumo próprio, pago no ano de 2016, nos termos dos §§1º, 1º-A e 1º-B, corrigido pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), ou outro que o substituir;

II - será idêntico entre as fontes de que trata este art.; e

III – será pago ao titular da outorga.

§1º-F O valor do prêmio de que trata o §1º-E:

I - será calculado observando os percentuais incidentes na produção e no consumo e a participação proporcional dos tipos de empreendimentos beneficiários; e

II – será pago até 31 de dezembro de 2030 para empreendimentos outorgados entre 1º de janeiro de 2018 e 31 de dezembro de 2029; e

III – será pago pelo prazo da outorga atual, no caso de empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2017.

[P] Art. 26.

§1º-C Os percentuais de redução a que se referem os §§1º, 1º-A e 1º-B:

I - não serão aplicados aos empreendimentos após o fim do prazo da outorga atual; e

II – serão aplicados aos empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2017.

§1º-D Para outorgas concedidas a novos empreendimentos entre 1º de janeiro de 2019 e 31 de dezembro de 2029, deverá ser pago prêmio de incentivo ao gerador em função de cada unidade de energia produzida, exceto para consumo próprio, com observância das seguintes características:

I - aproveitamento referido no inciso I do caput deste art.;

II - empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts);

III – empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais.

§1º-E O prêmio de que trata o §1º-D:

I – corresponderá ao valor médio, em reais por unidade produzida de energia elétrica, exceto aquela destinada a consumo próprio, pago no ano de 2016, nos termos dos §§1º, 1º-A e 1º-B, corrigido pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), ou outro que o substituir;

II - será idêntico entre todas as usinas de mesma as fontes de que trata este art.; e

III – será pago ao titular da outorga.

§1º-F O valor do prêmio de que trata o §1º-E:

I - será calculado observando os percentuais incidentes na produção e no consumo e a participação proporcional dos tipos de empreendimentos beneficiários; e

II – será pago até 31 de dezembro de 2030 para empreendimentos outorgados entre 1º de janeiro de 2019 e 31 de dezembro de 2029; e

III – será pago pelo prazo da outorga atual, no caso de empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2017.

§1º-G A qualquer tempo, os titulares das outorgas dos empreendimentos de que tratam os §§1º, 1º-A, 1º-B e inciso II do §1º-C poderão receber o prêmio de que trata o §1º-D desde que abdicarem da aplicação dos percentuais de redução previstos nos arts. §§1º, 1º-A, 1º-B, observado o disposto no inciso III, §1º-F.

[J] Inicialmente propomos que as mudanças propostas tenham aplicabilidade para as outorgas emitidas a partir de 2019, isto por que além ser prazo adequado para estabilização e ampla publicidade de medida, após publicação em lei. Nesse caso, é importante ressaltar também que existem geradores que já possuem enorme quantidade de projetos desenvolvidos e cuja realização



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

§1º-G Os titulares das outorgas dos empreendimentos de que tratam os §§1º, 1º-A, 1º-B e inciso II do §1º-C poderão receber o prêmio de que trata o §1º-D desde que abdicuem da aplicação dos percentuais de redução previstos nos arts. §§1º, 1º-A, 1º-B.

carece dos leilões que não ocorreram desde 2016 até o presente momento. Caso a medida fosse aplicada para os empreendimentos viabilizados já em 2018, haveria frustração das expectativas já estabelecidas no mercado. Esse exemplo fica ainda mais evidente quando na proposta de realização dos leilões de energia nova de 2017, que permite ao empreendedor utilizar os mesmos projetos cadastrados no leilão que poderia ter ocorrido em 2016.

Com relação ao exercício da opção do prêmio, é importante que não haja restrições de prazo para que o agente opte pelo novo modelo, isso porque o modelo de prêmio visa corrigir as distorções provocadas pelo subsídio cruzado e, portanto, entendemos ser importante que o agente possa tomar esta decisão a qualquer tempo.

Quanto ao cálculo do valor do prêmio, a ABEEólica entende que o prêmio deve ser oferecido para todas as fontes incentivadas, independentemente do seu destino ou ambiente de comercialização, seja para consumo próprio (autoprodução) ou para comercialização (Produtor Independente), seja para mercado livre ou mercado regulado.

Outro ponto relevante é que a proposta em consulta pública estabelece que o prêmio de incentivo será calculado com base em valores no ano de 2016 e, tendo em vista, a realocação do prêmio para a partir de 2019, deveríamos considerar as bases dos descontos concedidos para as fontes incentivadas no ano de 2017.

Por fim, frisamos que o objetivo proposto na CP é o de gerar sinal de competitividade ao mercado, corrigindo-se as distorções existentes, por tal razão entendemos e reforçamos que será salutar ao mercado a não existência de diferenciações no pagamento do prêmio entre os diferentes ambientes de contratação.

GRUPO 3 – ALOCAÇÃO DE CUSTOS E RACIONALIZAÇÃO

ITEM 11: RACIONALIZAÇÃO DE DESCONTOS NA CDE - Alteração Proposta: Acrescenta o Art. 13-A na Lei 10.438/2002

TEXTO ATUAL / TEXTO DA CONSULTA

TEXTO ATUAL:

Não há.

TEXTO DA CONSULTA:

Art. 13-A A partir de 1º de janeiro de 2019, os descontos de que trata o inciso VII do art. 13, serão convertidos em reais por unidade de consumo de energia elétrica, nos termos deste art.

§1º A conversão de que trata o caput utilizará, como parâmetro, o valor desembolsado no ano de 2016.

§2º A soma do valor dos descontos de que trata o inciso VII do art. 13 não poderá ser superior ao valor desembolsado em 2016, corrigido pelo reajuste médio das prestadoras de serviço público de distribuição de energia elétrica.

§3º O valor resultante da conversão, calculado na forma deste artigo, poderá ser corrigido anualmente pelo reajuste médio das prestadoras de serviço público de distribuição de energia elétrica, respeitado o limite previsto no §2º.

§4º Os descontos de que trata o inciso VII do art. 13 poderão ser condicionados:

I – à exigência de contrapartidas dos beneficiários, condizentes com a finalidade do subsídio; e

II – a critérios de acesso, que considerem, inclusive, as condições sociais e econômicas do público alvo.

§5º O disposto neste art. não se aplica aos descontos e ao prêmio de incentivo concedidos na forma dos §§1º, 1º-A e 1º-B, 1º-C, 1º-D, 1º-E, 1º-F e 1º-G do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

PROPOSTA [P] / JUSTIFICATIVA [J] / COMENTÁRIO [C]

[P] Art. 13-A A partir de 1º de janeiro de 2019, os descontos de que trata o inciso VII do art. 13, serão convertidos em reais por unidade de consumo de energia elétrica, nos termos deste art.

§1º A conversão de que trata o caput utilizará, como parâmetro, o valor desembolsado no ano de 2016~~7~~.

§2º A soma do valor dos descontos de que trata o inciso VII do art. 13 não poderá ser superior ao valor desembolsado em 2016~~7~~, corrigido pelo reajuste médio das prestadoras de serviço público de distribuição de energia elétrica.

§3º O valor resultante da conversão, calculado na forma deste artigo, poderá ser corrigido anualmente pelo reajuste médio das prestadoras de serviço público de distribuição de energia elétrica, respeitado o limite previsto no §2º.

§4º Os descontos de que trata o inciso VII do art. 13 poderão ser condicionados:

I – à exigência de contrapartidas dos beneficiários, condizentes com a finalidade do subsídio; e

II – a critérios de acesso, que considerem, inclusive, as condições sociais e econômicas do público alvo.

§5º O disposto neste art. não se aplica aos descontos e ao prêmio de incentivo concedidos na forma dos §§1º, 1º-A e 1º-B, 1º-C, 1º-D, 1º-E, 1º-F e 1º-G do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

[J] Assim como na proposta anterior que trata de um mecanismo de prêmio, sugerimos, observado o início da vigência dos novos descontos para 2019, que as bases de cálculo sejam mais completas e atualizadas, portanto, sendo considerados os valores pagos em 2017.

GRUPO 3 – ALOCAÇÃO DE CUSTOS E RACIONALIZAÇÃO

ITEM 12: RISCOS E RACIONALIZAÇÃO DE CUSTOS DOS CONTRATOS REGULADOS - Alteração Proposta: Altera o Art. 2º e acrescenta o Art. 2º-D na Lei 10.848/2004

TEXTO ATUAL / TEXTO DA CONSULTA

TEXTO ATUAL:

Art. 2º

§1º Na contratação regulada, a critério do Ministério de Minas e Energia, os riscos hidrológicos serão assumidos, total ou parcialmente, pelos geradores ou pelos compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais, conforme as seguintes modalidades contratuais: [\(Redação dada pela Lei nº 13.203, de 2015\)](#)

I – Contratos por Quantidade de Energia; e
II – Contratos por Disponibilidade de Energia.

TEXTO DA CONSULTA:

Art. 2º

§1º Na contratação regulada, ~~a critério do Ministério de Minas e Energia,~~ os riscos ~~hidrológicos serão assumidos, total ou parcialmente, pelos geradores ou pelos compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais, conforme as seguintes~~ exposição ao mercado de curto prazo decorrente das decisões de despacho serão alocados conforme as seguintes modalidades:

I – Contratos por Quantidade de Energia, nos quais o risco fica com os vendedores, devendo ser a modalidade preferencial de contratação; e
II – Contratos por Disponibilidade de Energia, nos quais o risco fica com os compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais.

.....

Art. 2º-D. Os geradores que tenham vendido CCEAR por disponibilidade com custo variável unitário de operação superior ao preço máximo do mercado de curto prazo definido pela ANEEL poderão requerer à Agência a rescisão desse contrato.

§1º O volume máximo a ser rescindido nos termos do caput, por submercado ou por área definida por restrição operativa de transmissão, será definido pelo Ministério de Minas e Energia – MME, a partir de estudos da Empresa de Pesquisa Energética – EPE observada a segurança do abastecimento.

§2º É assegurado o repasse às tarifas das concessionárias de distribuição de eventual exposição ao mercado de curto prazo decorrente da rescisão de que trata o caput, observada o máximo esforço dessas concessionárias na recompra dos montantes necessários ao atendimento de seus mercados, conforme regulamento.

§3º Caso os requerimentos de rescisão superem o volume máximo definido pelo MME, a ANEEL deverá priorizar a rescisão dos CCEARs de maior custo variável unitário de operação.

§4º Para que a rescisão seja efetivada, os geradores deverão quitar eventuais obrigações contratuais pendentes e penalidades, dispensado o pagamento da multa rescisória dos CCEARs.

PROPOSTA [P] / JUSTIFICATIVA [J] / COMENTÁRIO [C]

[P] Art. 2º

§1º Na contratação regulada, os riscos a exposição ao mercado de curto prazo decorrente das decisões de despacho serão alocados conforme as seguintes modalidades:

I – Contratos por Quantidade de Energia, nos quais o risco fica com os vendedores, ~~devendo ser a modalidade preferencial de contratação;~~ e
II – Contratos por Disponibilidade de Energia, nos quais o risco fica com os compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais.

.....

[J] As fontes renováveis não convencionais, especialmente eólica e solar, têm por natureza a sazonalidade de seu recurso. Os contratos por disponibilidade foram criados para possibilitar a inserção de fontes com tais características na matriz energética Brasileira. Não achamos razoável que passem a ter papel secundário para expansão da matriz.

GRUPO 4 – MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE E DESJUDICIALIZAÇÃO

ITEM 13: RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO PARA TRANSMISSÃO - Alteração Proposta: Acrescenta os §§4º-A e 4º-B no Art. 4º na Lei 5.655/1971

TEXTO ATUAL / TEXTO DA CONSULTA

PROPOSTA [P] / JUSTIFICATIVA [J] / COMENTÁRIO [C]

TEXTO ATUAL:

Não há.

TEXTO DA CONSULTA:

Art. 4º

§4º-A A RGR poderá, a critério do poder concedente, destinar recursos para pagar o componente tarifário das tarifas de uso do sistema de transmissão correspondente aos ativos previstos no art. 15, §2º, da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

§4º-B A destinação de recursos nos termos do §4º-A será condicionada à inexistência de ações judiciais questionando os valores do respectivo componente tarifário.

[P] Art. 4º

§4º-A A RGR poderá, a critério do poder concedente, destinar recursos para pagar ~~o componente tarifário~~ a indenização das tarifas de uso do sistema de transmissão correspondente aos ativos previstos no art. 15, §2º, da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

§4º-B A destinação de recursos nos termos do §4º-A será condicionada à inexistência de ações judiciais questionando os valores do respectivo componente tarifário.

[J] A proposta em questão prevê a destinação dos recursos da RGR apenas para abatimento de uma componente das "tarifas de uso do sistema de transmissão", ou seja, da TUST. Ocorre que o pagamento previsto no artigo 15, § 2º, da Lei n. 12.783/2013, ao ser recolhido via tarifa – por força do que disposto na Portaria n. 120/2016-MME –, acaba por também impactar as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD – e, por conseguinte, os geradores pagantes da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para Geradores – TUSDg.

Considerando que o intuito é reduzir os litígios judiciais pelos impactados, afigura-se necessário que a redação proposta contida na nota técnica nº 5/2017/AEREG/SE de alteração do art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971 considere também os pagantes da TUSDg, conforme sugestão acima. Tendo em vista que a utilização dos recursos da RGR está condicionada a desistência de ações judiciais é de suma importância a explicitação do saldo existente da RGR, quais serão os recebíveis do fundo nos próximos anos e quando serão efetuados os pagamentos às transmissoras.

GRUPO 4 – MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE E DESJUDICIALIZAÇÃO

ITEM 14: DESJUDICIALIZAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO - Alteração Proposta: Altera o Art. 1º e acrescenta parágrafos ao Art. 2º na Lei 13.203/2015

TEXTO ATUAL / TEXTO DA CONSULTA

TEXTO ATUAL:

Art. 1º O risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica.

TEXTO DA CONSULTA:

Art. 1º O risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica, **observado o art. 2º.**

Art. 2º

§1º É vedada a repactuação do risco hidrológico de que trata o art. 1º após a definição pela ANEEL dos parâmetros de que trata o caput.

§2º Os parâmetros de que trata o caput serão aplicados retroativamente, a partir de 1º de janeiro de 2013, sobre a parcela da energia cujo agente de geração titular, até 31 de outubro de 2017, tenha:

I – desistido ou não seja autor de ação judicial cujo objeto é a isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, ficando dispensados os honorários advocatícios em razão dessa extinção;

II - renunciado a qualquer alegação de direito sobre a qual se funde a ação de que trata o inciso I, mediante protocolo de requerimento de extinção do processo com resolução do mérito; e

III – desistido da repactuação ou não tenha repactuado o risco hidrológico nos termos do art. 1º, para a respectiva parcela de energia.

§3º O valor apurado decorrente da aplicação retroativa dos parâmetros de que trata o caput na forma do §3º será ressarcido ao agente de geração mediante extensão do prazo das outorgas vigentes com base em preço de referência compatível com o ressarcimento de que trata este §, limitada a quinze anos, dispondo o gerador livremente da energia.

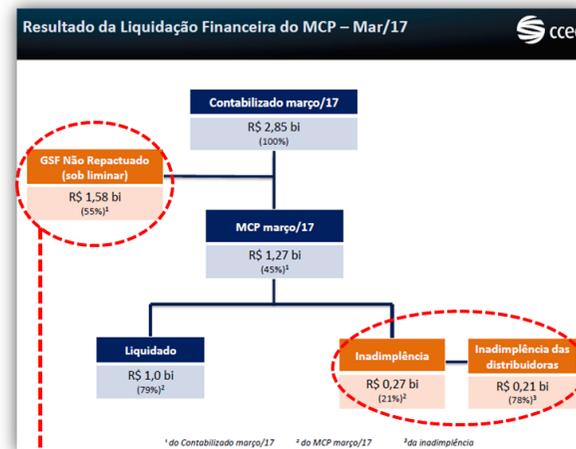
§4º No caso de desistência da repactuação efetuada nos termos do §1º, para fins de enquadramento da respectiva parcela de energia no §2º:

I – ficam preservados os resultados de alocação de riscos ocorridos até a data da desistência; e

II – soma-se a extensão de outorga calculada com base no §3º à prevista no inciso I do §6º do art. 1º.

PROPOSTA [P] / JUSTIFICATIVA [J] / COMENTÁRIO [C]

[C] Atualmente o mercado tem itens primordiais a serem resolvidos, que impactam enormemente o setor de energia elétrica, destacamos com grande ênfase a judicialização que já perdura mais de um ano, causa enorme inadimplência e represa um montante não recebido por agentes credores. Salutar informar que uma das consequências dessa judicialização é atenuar a perceptível perda de crédito no setor elétrico, demonstrado pela queda no rating de risco das empresas e consequente perda de valor de mercado das mesmas.



São bilhões de reais retidos só referente ao GSF.

Por fim, gostaríamos de solicitar que a proposta seja exaustivamente discutida com o setor hídrico a fim de garantir a adesão dos mesmos a proposta.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

GRUPO 5 – DEMAIS ASSUNTOS SUGERIDOS PELA ABEEÓLICA

ITEM 15: ARRENDAMENTO DE TERRAS PARA EMPRESAS QUE DETENHAM CAPITAL ESTRANGEIRO - Alteração Proposta: Inclusão de artigo em nova lei.

TEXTO ATUAL / TEXTO DA CONSULTA	PROPOSTA [P] / JUSTIFICATIVA [J] / COMENTÁRIO [C]
<p>TEXTO ATUAL: Não há.</p> <p>TEXTO DA CONSULTA: Não há.</p>	<p>[P] <i>Art. X - Os negócios jurídicos que implicarem obtenção da posse, da propriedade, do domínio ou de qualquer outro direito real sobre imóveis rurais destinados às atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, por meio de concessão, autorização ou permissão emanadas pelo Poder Público, ainda que desenvolvidas por pessoas jurídicas brasileiras controladas, direta ou indiretamente, por pessoas físicas ou jurídicas estrangeiras, não estão sujeitos ao regime e às restrições estabelecidas nas leis n.º 5.709/71, 8.629/93 e 6.634/79.</i></p> <p>[J] A inclusão tem por objetivo buscar uma alteração na lei que equacionasse a questão de arrendamento de terras por empresas que tenham capital estrangeiro única e exclusivamente para o setor elétrico.</p>



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

GRUPO 5 – DEMAIS ASSUNTOS SUGERIDOS PELA ABEEÓLICA

ITEM 16: EMPREENDIMENTOS COM POTÊNCIA INJETADA SUPERIOR A 30MW - Alteração Proposta: Altera o Art. 26 na Lei 9.427/96.

TEXTO ATUAL / TEXTO DA CONSULTA

PROPOSTA [P] / JUSTIFICATIVA [J] / COMENTÁRIO [C]

TEXTO ATUAL:

Art. 26

.....

§ 1º-B. Os aproveitamentos com base em fonte de biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição seja maior que 30.000 kW (trinta mil quilowatts) e menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) que não atendam aos critérios definidos no § 1º-A, bem como aqueles previstos no inciso VI do **caput**, terão direito ao percentual de redução sobre as tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição previsto no § 1º, limitando-se a aplicação do desconto a 30.000 kW (trinta mil quilowatts) de potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição.

TEXTO DA CONSULTA:

Não há.

[P] Art. 26

.....

§ 1º-B. Os aproveitamentos com base em fontes **eólica e de** biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição seja maior que 30.000 kW (trinta mil quilowatts) e menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) que não atendam aos critérios definidos no § 1º-A, bem como aqueles previstos no inciso VI do **caput**, terão direito ao percentual de redução sobre as tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição previsto no § 1º, limitando-se a aplicação do desconto a 30.000 kW (trinta mil quilowatts) de potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição.

[J] Há diversos empreendimentos eólicos com potência instalada acima de 30 MW que limitam sua produção para não perder o desconto, especialmente nos períodos de altos ventos. Havendo capacidade de transmissão, o destravamento dessa limitação contribuiu para a otimização dos recursos energéticos, principalmente na região NE que vem sofrendo com a escassez hidrológica. Com a redação proposta não há aumento da participação de fontes com direito ao desconto.