

Presi 91/2017.
São Paulo, 17 de agosto de 2017.

**Excelentíssimo Senhor
Ministro de Estado de Minas e Energia
Senhor Fernando Coelho Filho**

Assunto: Contribuição para a Consulta Pública MME nº 33/2017

Excelentíssimo Senhor Ministro,

A União da Indústria de Cana-de-Açúcar – UNICA, principal associação de classe do setor sucroenergético brasileiro, que representa mais de 130 agroindústrias produtoras de açúcar, etanol e bioeletricidade, vem, respeitosamente, apresentar suas contribuições e observações para a Consulta Pública MME nº 33/2017, conforme Apêndice.

Cordialmente,

Elizabeth Farina

Presidente Executiva da União da Indústria da Cana-de-Açúcar (UNICA)

APÊNDICE – Contribuição da UNICA para a Consulta Pública MME nº 33/2017

GRUPO 1 – COMPROMISSOS DE REFORMA E ELEMENTOS DE COESÃO

1.1 AUTOPRODUÇÃO

Critério dos 3 MW

A UNICA propõe a retirada do conceito de se caracterizar o autoprodutor como aquele abaixo de três MW de carga, para fins de pagamento de encargos com base no consumo líquido.

Para o agente autorizado como autoprodutor pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com sazonalidade reconhecida pela distribuidora local, o Montante de Uso da Rede de Distribuição (MUSD) contratado único não se aplica, o qual deve contratar segundo um cronograma mensal, que pode ser inferior a três MW num determinado período (p.ex. na entressafra), e muito superior a isto em outro período (p.ex. na safra), quando pode até ser exportador líquido de energia elétrica para o sistema.

Diante de situações como a exposta acima, objetivando-se garantir o Princípio da Simplicidade na regulamentação e se estimular a autoprodução no país, propomos a seguinte alteração na redação sugerida pelo MME ao tratar do tema supracitado na Lei 9.074, de 7 de julho de 1995:

Seção III

Das Opções de Compra e da Autoprodução de Energia Elétrica por parte dos Consumidores

Art. 14-A Considera-se autoprodutor de energia elétrica o consumidor que receba outorga para produzir energia por sua conta e risco.

(...)

§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.

Marco regulatório para a GD

A UNICA aproveita a iniciativa de se ter uma previsão legal e organizada para a figura da autoprodução para pleitear tratamento semelhante para a Geração Distribuída (GD), entendendo-a não somente como a micro e minigeração distribuída, mas também o conceito abrangente de GD, envolvendo o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) e a definição de GD disposta na Lei 10.848, de 15 de março de 2004, e no Decreto 5.163 de 30 de julho de 2004.

Também aproveitamos para solicitar a inserção das fontes biomassa e biogás no ProGD, com a criação de um Valor Anual de Referência Específico (VRES) para as fontes biomassa e biogás, a exemplo do instituído para a cogeração com gás natural e geração solar, bem como, ajustes na regulação que tornem a modalidade de Chamada Pública de GD uma ferramenta efetiva e importante para a gestão de compra de energia por parte das concessionárias de distribuição.

Tornar a Chamada Pública de GD uma ferramenta efetiva para as distribuidoras, significará contemplar as especificidades regionais, atendendo assim as necessidades de geração e demanda locais, de cada distribuidora, evitando-se investimentos em subtransmissão e distribuição das respectivas áreas de concessão.

1.2 REDUÇÃO DOS LIMITES PARA ACESSO AO MERCADO LIVRE

Abertura do mercado

A UNICA entende a abertura do mercado como um processo de modernização do setor elétrico, mas reforça a importância de tal diretriz estar concatenada com, pelos menos:

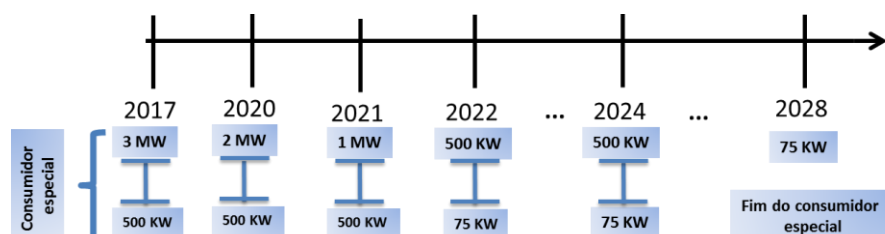
- (i) os ajustes necessários para maior credibilidade na formação dos preços;
- (ii) o máximo acoplamento possível entre o preço e as decisões de operação;
- (iii) a adequada valoração dos atributos que as fontes entregam ao sistema;
- (iv) o delineamento claro do que serão os produtos lastro e energia; e
- (v) o funcionamento adequado da liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo (MCP).

Para as fontes renováveis, o segmento do consumidor especial sempre foi importante na viabilização de novos empreendimentos, pois o consumidor especial essencialmente é aquele que tem o direito de participar do mercado livre ao adquirir energia de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e das fontes eólica, biomassa ou solar.

O consumidor especial e o mercado de energia incentivada foram decisivos para estruturar a oferta estratégica que atualmente a bioeletricidade exporta para o Sistema Interligado Nacional (SIN), predominantemente no período seco, com uma importante contribuição no período seco, quando a cogeração da biomassa de cana de açúcar pode preservar índices como 15 % dos reservatórios nas regiões SE/CO, como foi em 2016.

Do total de geração da bioeletricidade ofertado para o SIN em 2016, estimado pela CCEE em 23.881 GWh, 64% foram destinados ao ACL (15.271 GWh) e 36% destinados para o ACR (8.610 GWh), indicando a importância da figura do consumidor especial e do mercado livre para a fonte biomassa.

A UNICA propõe manter a abertura do mercado até 2028 para consumidores de alta e média tensão (Grupo A), alcançando o seu limite inferior de 75 kW de demanda em 2028, mas mantendo-se a figura do consumidor especial entre 2022 e 2028 caracterizado como aquele com demanda entre 500 kW e 75 kW, contratando de fontes incentivadas. A figura abaixo procura esquematizar a proposta.



Para tanto, propomos a seguinte alteração no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996:

§ 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) **até 31 de dezembro de 2021 e maior ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts) de 1º de janeiro de 2022 até 31 de dezembro de 2027**, observados os prazos de carência constantes do art. 15 da Lei n. 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.

Entendemos que nossa proposta acelerará a possibilidade de opção do consumidor acima de 75 kW pelo seu fornecedor (antecipa de 2028 para 2022), preservando-se por um período de transição maior a figura do consumidor especial, algo que tem sido essencial para se garantir a expansão das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira.

Criar uma regra de transição menos abrupta para a figura do consumidor especial do que a proposta na CP 33/2017 é o mais indicado neste importante momento em que precisamos garantir a expansão dessas fontes, até por conta dos compromissos internacionais assumidos pelo Governo Federal, como o Acordo de Paris.

Comunhão de fato e de direito às migrações

A UNICA entende que se deve continuar com a permissão de se somar as cargas para totalizar 500 kW para o acesso ao mercado livre especial, sob pena de se ferir Princípios fundamentais como o da Isonomia, da Valorização da Autonomia dos Agentes e do próprio Princípio da Coerência com a defesa ao acesso ao mercado livre de energia proposto no âmbito da CP 33/2017.

Definição da fronteira atacado/varejo

A obrigatoriedade de o consumidor até 1 MW ser representado por comercializador, a partir de janeiro de 2018, criará uma reserva de mercado, ferindo os Princípios da Isonomia, Intervenção Mínima e Simplicidade. Além do mais, poderá permanecer a dificuldade operacional de se atrair o comercializador varejista para essa opção, pois os riscos ainda são grandes para aqueles que querem atuar nessa modalidade.

Caso permaneça o entendimento da obrigatoriedade do consumidor até 1 MW ser representado por um comercializador varejista, a partir de janeiro de 2018, por se tratar de medida necessária na formação de um ambiente de atacado com garantias financeiras robustas e liquidação menos arriscada, a UNICA sugere para a restrição da fronteira atacado/varejo que se:

- (i) diminua o limite de 1 MW para 0,5 MW, até por conta da necessidade primária de fortalecimento da figura do comercializador varejista; e
- (ii) considere a restrição não por unidade consumidora mas por mesmo grupo econômico, diminuindo os custos de transação e governança nas operações.

GRUPO 2 – MEDIDAS DE DESTRAVAMENTO

2.1 POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA TRANSMISSÃO

A UNICA apoia a iniciativa proposta de criação de uma liquidação centralizada da transmissão.

Contudo, após uma avaliação de que esta liquidação centralizada resulte em redução de custos sistêmicos, entendemos que os titulares das instalações de transmissão já contratadas deveriam solicitar à ANEEL (e não opcionalmente) o aditamento dos contratos vigentes para o enquadramento na liquidação centralizada. Para tanto, propomos a seguinte alteração na redação sugerida pelo MME ao tratar do tema supracitado na Lei 9.074, de 7 de julho de 1995:

Art. 17

§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.

(...)

§12. Após instituição da centralizadora de contratos:

I - os titulares das instalações de transmissão já contratadas ~~deverão~~ ~~poderão~~ solicitar à ANEEL o aditamento dos contratos vigentes para atendimento ~~ao~~ enquadramento no §9º;

II – as contratações de novas instalações de transmissão serão realizadas diretamente com a centralizadora de contratos.

Sugerimos também a possibilidade de haver previsão em Lei estabelecendo que a existência da centralizadora de contratos não significará carga tributária maior para transmissoras e acessantes, vis-à-vis a situação original (sem a centralização dos contratos).

Por fim, salientamos que já há um trabalho apresentado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), no âmbito do Fórum de Associações do Setor Elétrico (FASE), que tratou do mesmo tema e poderá ser útil ao MME na condução da questão. Importante avaliar se aquela proposta não poderá trazer maior redução de custos de transação na transmissão.

2.2 REGRAS COMERCIAIS PARA MÁXIMO ACOPLAMENTO ENTRE FORMAÇÃO DE PREÇO E OPERAÇÃO

O avanço institucional pretendido pelo MME é o estabelecimento de preços críveis, com regras transparentes, e que se desviem o mínimo possível da realidade operativa. Na mesma linha, seria importante se rever o processo de definição dos limites mínimo e máximo do preço de referência do mercado de curto prazo, hoje estabelecidos pela ANEEL, ou seja, o MME deve aproveitar para avaliar ou estimular a discussão em torno do processo de definição metodológica do valor regulatório mínimo e máximo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

A UNICA também reforça a importância do estabelecimento de preços críveis, com regras transparentes, e que se desviem o mínimo possível da realidade operativa. Tais diretrizes devem fortalecer o mercado livre, a contratação de mais longo prazo naquele mercado e a diversificação nas fontes de financiamento, retirando parte da pressão sobre a obrigação de contratação de energia/lastro como ferramenta de segurança para o investidor/financiador.

2.3 POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA GERAÇÃO

A UNICA entende que a possibilidade de redução de custos de transação na geração se encontra em adotar a centralização de novos CCEARs – e, também, existentes – na similaridade com o proposto para a transmissão no âmbito da CP 33/2017.

A princípio, uma proposta operacionalmente de centralização de contratos para quem já tem CCEARs com n distribuidoras também poderá ser bem-vinda. Contudo, é preciso evoluir com tal proposta de liquidação centralizada para os CCEARs existentes, observando aspectos técnicos, jurídicos e no gerenciamento das inadimplências, tentando-se evitar eventos como a crescente e persistente inadimplência e judicialização nas liquidações financeiras no Mercado de Curto Prazo.

Semelhantemente ao processo de liquidação centralizada na transmissão, também indicamos a necessidade de previsão em Lei estabelecendo que a existência da centralizadora de contratos não significará carga tributária maior para vendedores e compradores de energia, vis-à-vis a situação original (sem a centralização dos contratos).

2.4 POSSIBILIDADE DE SEPARAÇÃO DE LASTRO E ENERGIA

Financiabilidade e regra de transição

Outro importante ponto de atenção é acompanhar como será regulamentada a questão da separação do lastro e energia. Coloca-se a possibilidade de contratação da confiabilidade (ou adequabilidade) sistêmica – o lastro – separada da gestão do risco comercial de cada agente – a energia, que vem sendo discutida no setor como a contratação separada de lastro e energia.

De acordo com a Nota Técnica do MME, o valor do lastro pode ser inferior à necessidade total de remuneração que um projeto necessita para se viabilizar. A contratação de longo prazo de forma centralizada (em leilões), a princípio, continuará existindo, mas apenas na parcela chamada lastro, que será um “bem comum” custeado por todos os beneficiários, propiciando uma receita previsível de longo prazo ao gerador.

Já a parcela energia será negociada no mercado em geral, com características de *commodity*, podendo até ter contratação em leilão para determinada parcela de consumidor, mas não se sabe a configuração de como se dará a negociação da energia, gerando dúvidas iniciais por parte dos investidores em geração. É necessário continuar garantindo a financiabilidade da expansão.

Nesta linha, entendemos que é importante avançar com o tema da separação lastro/energia, mas sugerimos um maior detalhamento com relação ao assunto, com um desenho do mercado proposto e dos produtos que deverão existir em tal mercado. É necessário estruturar uma regra de transição, com prazos e clareza institucional, entre o mercado atual (que contempla a comercialização combinada de lastro/energia) para o mercado a ser desenhado de separação lastro/energia, em conjunto com o destravamento da obrigação de contratação.

Atributos técnicos e físicos dos empreendimentos

A regra de transição, a ser estabelecida para a separação lastro/energia, deve estar concatenada com a regulamentação dos atributos técnicos e físicos dos empreendimentos habilitados no certame de contratação dos produtos lastro e/ou energia.

Caso contrário, ao não se considerar os atributos mínimos de cada fonte, a contratação continuará conforme tem sido desde 2005, num modelo com determinados vieses que pode conduzir à contratação de fontes de geração contestadas do ponto de vista operativo, econômico e ambiental.

Do elenco mencionado de atributos dos empreendimentos, sugerimos que conste também o nível de emissões globais de gases de efeito de estufa do empreendimento, de modo a induzir a contratação do empreendimento de menor impacto ambiental do ponto de vista das emissões de gases de efeito de estufa, em linha com os compromissos assumidos perante a sociedade civil local e internacional, como o Acordo de Paris. Neste contexto, propomos a seguinte alteração na redação do MME ao tratar do tema supracitado na Lei 10.848/2004:

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.

(...)

§7º Na contratação de novos empreendimentos para aquisição de lastro geração, na forma deste art., deverão ser considerados, conforme regulamentação, os atributos técnicos, ambientais e físicos dos empreendimentos habilitados no certame, 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; e
- VII – nível de emissão de gases de efeito estufa (GEE).

GRUPO 3 – ALOCAÇÃO DE CUSTOS E RACIONALIZAÇÃO

3.1 DIRETRIZES E COMPROMISSOS PARA FIXAÇÃO DE TARIFAS

De acordo com a Nota Técnica do MME, a ANEEL deverá definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, baseadas em diretrizes como (i) utilizar, quando viável técnica e economicamente, o sinal locacional no sistema de distribuição; e (ii) valorizar eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga.

A UNICA entende que são formas de racionalizar a remuneração de externalidades para as fontes de geração e, por isto, dada a importância do tema, pleiteia que seja indicado, já no âmbito dos resultados da CP 33/2017, um cronograma para a fixação destas diretrizes nas respectivas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

3.2 SUBSÍDIOS ÀS FONTES INCENTIVADAS

O consumidor especial e o mercado de energia incentivada foram decisivos para estruturar centenas de projetos e a oferta estratégica atualmente exportada pela bioeletricidade ao SIN, predominantemente no período seco.

O mecanismo do “desconto na TUSD” tem ajudado em muito na expansão de fontes renováveis, com o benefício global para o SIN superando em muito o custo da política setorial.

Assim, a UNICA entende que o “desconto na TUSD” não se relaciona a subsídios, mas sim a custos evitados pelas fontes de cogeração situadas próximas às cargas. Dessa forma, a UNICA pleiteia que o prêmio de incentivo ao gerador de energia renovável não seja limitado a data de 31 de dezembro de 2030, podendo ser postergado para que o país possa atender os compromissos assumidos nos acordos ambientais.

Também solicitamos que, para se respeitar a coerência regulatória com o correlato de novas outorgas, em havendo a adesão dos geradores com outorgas vigentes ao novo modelo, o prêmio seja pago até fim do prazo da outorga atual, mesmo que este ocorra posteriormente a 31 de dezembro de 2030. Para tanto, há necessidade de alteração na redação sugerida pelo MME ao tratar do tema no art. 26 da Lei 9.427, de 1996:

“Art. 26.

§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.

§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. §5º, 1º-A, 1º-B.

§1º-H O prêmio de que trata o §1º-G será pago até fim do prazo da outorga, mesmo que este ocorra posteriormente a 31 de dezembro de 2030.”

Ainda com relação ao prêmio, a UNICA solicita que haja um detalhamento quanto ao seu valor monetário (e seu cálculo) em si e a forma de como ocorrerá seu faturamento, operacionalização e recolhimento do ponto de vista tributário. É importante editar uma nota técnica complementar na qual essas informações sejam fornecidas antes do encaminhamento da Medida Provisória ou Projeto de Lei para o Congresso, resultante da CP 33/2017.

Nesta nota técnica complementar, sugerimos também que seja apresentada uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) à sociedade civil contendo uma estimativa da redução de despesa da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE com a adoção do prêmio vis-à-vis o abandono do desconto no fio, até por conta de se avaliar (ou se tentar estimar) o real custo/benefício de se alterar (ou terminar) a política setorial de incentivo às fontes renováveis via desconto no fio.

Elogiamos a diretriz de que o pagamento do prêmio de incentivo esteja associado à energia fisicamente produzida por cada empreendimento incentivado e não limitado à potência injetada no SIN.

Por fim, a UNICA entende que o estabelecimento da linha de corte, a partir da qual as novas outorgas incentivadas deixarão de ter desconto nas tarifas de uso da rede, deva ser, no mínimo, janeiro de 2019 (e não 31/12/2017), tendo como justificativa haver projetos com análise em andamento e sendo elaborados para fins do cadastramento dos Leilões de Energia Nova 2017, cujo término é 13/9/2017, e todos devem levar em consideração a atual regulamentação, que prevê a concessão do desconto na TUSD e não uma proposta de regulamentação, ainda em fase de Consulta Pública.

3.3 DESCOTIZAÇÃO E PRIVATIZAÇÃO

A UNICA corrobora o entendimento do MME de que o ideal é uma destinação maior, do que a proposta na CP 33/2017, dos recursos das privatizações para a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, permitindo um alívio maior dos custos setoriais.

3.4 PARCELAMENTO DE DÉBITOS DE AÇÕES PENDENTES DE RESOLUÇÃO

A Lei 13.360, de 17/11/2016, em seu art.10, incluiu o § 10 no art. 1º da Lei 10.848/2004, estabelecendo que as regras de comercialização devem prever o pagamento de encargo para cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, entre outros, a geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado ou por razões de segurança energética, a ser alocada nos consumidores com possibilidade de diferenciação entre os submercados.

Desta forma, a UNICA apenas gostaria de reforçar seu entendimento de que a Lei 13.360, de 17/11/2016, de fato estabeleceu o responsável pelo encargo, confirmando que a cobrança anteriormente feita era ilegal, pois era desprovida de fundamento em lei formal.

3.5 DESJUDICIALIZAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO

Reforçamos a necessidade de solução definitiva para a judicialização do risco hidrológico. Entendemos que a solução proposta pelo MME, de compensação na forma de extensão no prazo de outorga, tenha sido negociada e aceita pelos geradores devedores que discutem sua situação no Judiciário. É inadmissível simplesmente tentar uma proposta, sem ter a segurança de que ela será aceita pelos detentores das liminares. Também, entendemos que a proposta apresentada deve abranger as Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs), que são objeto de registro e não de outorga.

Preocupa a menção à definição de parâmetros pela ANEEL. Os parâmetros basilares já devem estar previstos numa eventual Medida Provisória resultante da CP 33/2017, na medida do possível. Caso contrário, haverá o risco de a ANEEL estabelecer parâmetros que não venham a ser aceitos pelos geradores hidrelétricos devedores.

As regras devem ser suficientes para garantir o êxito na proposta. Para tanto, devem prover as informações necessárias para a correta avaliação por parte dos geradores hidrelétricos devedores que discutem sua situação no Judiciário. Assim, deve-se evitar uma regra aberta, lacunosa, cujo êxito da proposta dependa de outras regras (da regulamentação).

A UNICA entende que a viabilidade da proposta, na ótica dos geradores hidrelétricos devedores, dependerá da definição – ou pelo menos da indicação - da metodologia de pagamento a ser adotada para geração fora da ordem de mérito (GFOM), envolvendo a definição de parâmetros-chave, dos valores de ressarcimento e dos prazos de extensão da concessão. Desta forma, o texto da Medida Provisória ou Projeto de Lei, resultante da CP 33/2017, deve ser, o quanto possível, suficiente claro para garantir a solução do problema da judicialização do risco hidrológico.

Por último, como os temas tratados na CP 33/2017 representam uma complexa alteração em todo o setor elétrico, é possível que a versão final do texto da Medida Provisória ou Projeto de Lei suscite ainda muitas discussões e divergências e demore a ser publicado. Considerando isto, a UNICA entende ser preferível que as regras de desjudicialização relativa ao risco hidrológico sejam tratadas de forma independente e o mais célere possível, para que este problema, que já se alongou demais, seja resolvido com maior brevidade.