

CONSULTA PÚBLICA Nº 104/2021

MINUTA DE PORTARIA DE DIRETRIZES E SISTEMÁTICA PARA
OS LEILÕES DE ENERGIA NOVA “A-5” E “A-6” DE 2021



Sumário

Sumário Executivo	3
Contribuições do Grupo CPFL Energia à CP Nº 104/2021	5
1. Do Limite de inflexibilidade para empreendimentos termoelétricos nos leilões de energia e os riscos para as tarifas dos consumidores cativos.....	5
2. Da data de declaração dos Leilões de Energia Nova “A-5” e “A-6” de 2021.....	7
3. Produto específico para empreendimentos de recuperação energética de RSU	7
4. Proposta da EPE de unificação dos produtos eólico e solar fotovoltaico	10
5. Redução dos prazos contratuais	11
6. Margens de escoamento remanescentes como critério de classificação dos Leilões	15
Considerações Finais.....	20

Sumário Executivo

Em 18/01/2021, o Ministério de Minas e Energia (“MME”) instaurou a Consulta Pública nº 104/2021 (“CP 104/2021”) no intuito de colher contribuições acerca das diretrizes e da sistemática para realização dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração “A-5” e “A-6” (LEN “A-5” e LEN “A-6”) a serem realizados no ano de 2021.

O Grupo CPFL Energia enaltece a possibilidade de ampla discussão do tema dada sua relevância e importância para toda cadeia do setor elétrico brasileiro, em especial, devido as inovações propostas para esse certame que, previamente, foram discutidas e aprimoradas com a participação da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”), Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”) e Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”).

Para execução dos LENs “A-5” e “A-6” de 2021, propõe-se a contratação dos seguintes empreendimentos:

- a. Hidrelétricos, na modalidade quantidade, com prazo de contratação de 25 (vinte e cinco) anos;
- b. Termelétricos a biomassa, carvão mineral nacional e gás natural, na modalidade disponibilidade, com prazo de contratação de 20 (vinte) anos;
- c. Eólicos na modalidade quantidade, com prazo de contratação de 15 (quinze) anos;
- d. Solares fotovoltaicos, na modalidade quantidade, com prazo de contratação de 15 (quinze) anos; e
- e. Recuperação energética de resíduos sólidos urbanos, na modalidade disponibilidade, com prazo de contratação de 20 (vinte) anos.

Em relação aos principais marcos, a proposta apresenta as seguintes datas:

- a. Cadastramento de projetos hidrelétricos com potência superior a 50 MW (objeto de outorga de concessão): até às doze horas de 26 de março de 2021;
- b. Cadastramento de projetos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 50 MW e demais fontes: das doze horas de 29 de março de 2021 até às doze horas de 6 maio de 2021; e
- c. Declaração de necessidade de contratação por parte das distribuidoras entre 26 e 30 de julho de 2021; e
- d. Data de realização do certame em 30 de setembro de 2021.

Quanto às alterações em relação ao LEN “A-6” de 2019, para os LENs “A-5” e “A-6” de 2021, apresenta-se, na sequência, as principais inovações propostas:

- a. Revisão na limitação de inflexibilidade de usinas termelétricas;
- b. Produto específico para empreendimentos de recuperação energética de resíduos sólidos;

- c. Redução dos prazos contratuais dos Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs resultantes dos presentes leilões;
- d. Utilização de recursos contingentes para comprovação de disponibilidade de combustíveis; e
- e. Margens de escoamento remanescentes como critério de classificação dos Leilões.

Diante do exposto, apresenta-se na sequência síntese das ponderações do Grupo CPFL Energia às informações disponibilizadas no âmbito da CP 0104/2021, como também a outros pontos que devem ser objeto de análise por parte do Ministério no avanço das discussões.

- Necessidade de aprofundar as discussões a fim de endereçar com segurança e transparência os riscos relacionados à retirada do limite de inflexibilidade para empreendimentos termelétricos;
- Adequação da data de declaração dos Leilões de Energia Nova A-5 e A-6 de 2021, tendo em vista sua interdependência com os leilões “A-3 e “A-4;
- Inserção sustentável do produto específico para empreendimentos de recuperação energética de resíduos sólidos;
- Concordância do Grupo CPFL Energia com a posição do MME de que não haja a unificação de eólicas e solares fotovoltaicas em um único produto de contratação;
- A redução dos prazos contratuais se mostra adequada para usinas eólicas e solares, mas não para usinas termelétricas e hídricas. A discretização da medida por fonte de contratação seria o melhor procedimento a ser adotado; e
- Entende-se que a utilização de margens de escoamento remanescentes como critério de classificação dos Leilões não se mostra uma forma adequada para mitigação de riscos para esses leilões.

Por fim, o Grupo CPFL Energia reforça seu entendimento quanto à importância da discussão acerca das diretrizes e sistemática para realização do LEN "A-5" e LEN "A-6" de 2021 e suas decorrências e, dessa forma, apresenta ao longo deste documento suas contribuições, de forma mais detalhada, a documentação disponibilizada na presente consulta pública.

Contribuições do Grupo CPFL Energia à CP Nº 104/2021

1. Do Limite de inflexibilidade para empreendimentos termoeletricos nos leilões de energia e os riscos para as tarifas dos consumidores cativos

A Portaria nº 435, de 4 de dezembro de 2020, estabeleceu o cronograma de leilões de energia nova para o horizonte 2021–2023 e trouxe importante inovação ao dispor que, nos LENs "A-5" e "A-6" de 2021, os empreendimentos termoeletricos a gás natural poderão competir sem restrição de limite de inflexibilidade operativa (art. 3º, parágrafo único).

A regra adotada nos leilões anteriores previa a possibilidade de declaração de inflexibilidade de geração, desde que limitada ao percentual máximo anual de 50%, sazonalizada mensalmente. Segundo a Nota Técnica nº 7/2021/DPE/SPEA, publicada pelo MME no âmbito da presente Consulta Pública, a inovação objetiva o aumento da concorrência nos certames, ao tempo que amplia o número de potenciais participantes. O MME espera, portanto, que o eventual acirramento da competição entre empreendimentos termoeletricos possa impactar positivamente nas tarifas, levando a deságios que levem a um preço de venda eficiente e competitivo.

Tal posicionamento é corroborado pela Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-078/2020, que avalia que a retirada da restrição promoveria a redução de barreiras à entrada de um portfólio mais amplo de soluções de suprimento de gás natural e contribuiria para o desenvolvimento da indústria de gás, em especial no que diz respeito à produção e oferta de gás nacional. A EPE também conclui no documento que termoeletricas inflexíveis com gás do pré-sal têm potencial de competitividade nos leilões, a depender dos custos de distribuição e das condições específicas dos campos (localização e concentração de dióxido de carbono).

Adicionalmente, a EPE coloca que, apesar dos benefícios identificados na retirada do limite, é necessário que sejam inseridos na dinâmica mecanismos de proteção aos consumidores cativos, capazes de mitigar os riscos associados à elevação dos preços dos combustíveis para a geração termoeletrica. Tal reflexão é primordial dentro da presente discussão, uma vez que a depender da forma de reajuste dos custos de combustível prevista nos contratos, o consumidor poderá ficar exposto à variação dos preços internacionais de combustíveis e à volatilidade do câmbio. Tal situação pode ser agravada uma vez que não é prevista revisão de cláusulas econômicas nos CCEARs, e pelo fato de estes apresentarem longos prazos, entre 15 e 25 anos.

Um segundo ponto de destaque é que a atualização dos CVUs na classificação de despacho por ordem de mérito possibilita mudanças na ordem de despacho das usinas que acabam por atenuar o risco de volatilidade ao consumidor. No entanto, quando se trata de geração inflexível, tal classificação deixa de existir, expondo o consumidor ao risco de preços de combustível, sob a obrigatoriedade de pagamento pela geração independentemente dos preços vigentes.

Tendo em vista tais questões, a EPE sugere três possíveis medidas para atenuação dos riscos identificados, apesar de não se aprofundar em nenhuma delas. São elas:

- Limitação de declaração valor máximo de Receita Fixa Vinculada ao Custo do Combustível (“RFComb”);
- Restrição de indexação de RFComb ao Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (“IPCA”); e
- Precificação da volatilidade dos preços internacionais e da taxa de câmbio na etapa pré-leilão de energia.

A proposta de diretrizes apresentada nesta Consulta Pública opta pela adoção da primeira medida sugerida pela EPE, similar ao valor limite de declaração de Custo Variável Unitário (“CVU”) que já é atualmente praticado em leilões, e que tenderia a reduzir os riscos alocados aos consumidores ao longo do Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (“CCEAR”), visto que a parcela compulsória de compra está limitada a um valor, no momento da compra no leilão de energia. Entretanto, não interfere diretamente na volatilidade dos preços internacionais e pode restringir o número de possibilidades de soluções de suprimento de gás natural nos leilões de energia. Além disso, tal valor limite não é disponibilizado nas minutas das diretrizes, não podendo os agentes, nesse momento, ter a dimensão do risco a ser tomado pelos compradores dos leilões.

Desse modo, entende-se necessário reiterar os riscos associados à proposta da minuta acerca do limite de inflexibilidade para empreendimentos termelétricos, já colocados pela EPE, uma vez que os custos associados aos contratos a serem firmados nos LENs “A-5” e “A-6” serão assumidos pelos consumidores cativos das distribuidoras que declararem necessidade de compra de energia.

Além das questões já colocadas anteriormente, pondera-se que há atualmente um calendário de liberalização do mercado em andamento que gera uma tendência de redução do mercado cativo. Em que pese a necessidade de estimular a segurança energética e a expansão de setores da economia como o de gás, quaisquer custos adicionais derivados de políticas públicas que sejam adicionados ao Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”) acabarão por ser suportados por cada vez menos consumidores e produzirão potencial aumento tarifário no médio e longo prazos, apesar de os benefícios se estenderem também a outros agentes que não somente ao mercado regulado.

Considera-se louvável a iniciativa de inserir na minuta das Diretrizes uma das opções de mitigação sugeridas pela EPE, na intenção de endereçar os riscos identificados; porém, sugere-se que a questão passe por estudos mais aprofundados, que tenham como produto análises e resultados mais desenvolvidos e que possam ser alvo de contribuições dos agentes do setor elétrico por um período mais longo, de modo a aprimorar o mecanismo e chegar a conclusões mais assertivas que enderecem com

segurança e transparência os riscos relacionados à retirada do limite de inflexibilidade para empreendimentos termelétricos.

2. Da data de declaração dos Leilões de Energia Nova “A-5” e “A-6” de 2021

Um segundo ponto a ser destacado diz respeito às datas propostas no âmbito desta Consulta Pública para declaração de necessidade de contratação de energia para os LENs “A-5” e “A-6” de 2021.

O grande marco a ser considerado para definição das datas de declaração de ambos os leilões aqui sob análise é a realização dos LENs “A-3” e “A-4” de 2021 que, a depender de seus resultados, influenciarão as decisões de compra de energia serem tomadas pelas distribuidoras para o horizonte dos LENs “A-5” e “A-6”. Dada essa interdependência, entende-se adequado que a declaração dos leilões “A-5” e “A-6” ocorra após os leilões “A-3” e “A-4”, com tempo hábil para que as distribuidoras possam ajustar suas declarações e passar pelo processo de governança.

Uma vez que os LENs “A-3” e “A-4” de 2021 serão realizados sequencialmente no dia 25 de julho de 2021, entende-se que o período de 26 a 30 de julho de 2021 está adequado.

3. Produto específico para empreendimentos de recuperação energética de RSU

Uma das propostas apresentadas nesta Consulta Pública é a de estabelecer um produto específico para contratação de empreendimentos de recuperação energética de Resíduos Sólidos Urbanos (“RSU”). A Nota Técnica nº 7/2021/DPE/SPE faz referência à minuta do Plano Decenal de Expansão 2030 (“PDE 2030”), objeto da Consulta Pública MME nº 101/2020, cujo fechamento da análise das contribuições ainda não foi apreciado por este Ministério.

De acordo com o documento, a expansão indicativa (cenário de referência) de RSU na matriz elétrica brasileira, entre os anos de 2026 e 2030, indica nesse período de 5 anos a entrada de 12 MW/ano, até o montante de 60 MW. Além disso, argumenta que “a inclusão do referido aproveitamento energético coaduna-se com o planejamento setorial, as ações em andamento e os instrumentos acima mencionados de política energética e também ambiental, envolvendo transversalmente o MME, o MMA, o MDR e o Ministério da Economia (ME), por meio do PPI”.

Com relação ao assunto, vale destacar que o Grupo CPFL Energia não se opõe à viabilidade de novos projetos de RSU, mas cabem algumas ponderações, conforme apresentado a seguir.

Inicialmente, a minuta do PDE 2030 esclarece que a incorporação de usinas termelétricas movidas a RSU no horizonte decenal ocorre mediante restrição fornecida ao Modelo de Decisão de Investimento (“MDI”) utilizado pela EPE, para o Cenário de Referência, “considerando as diretrizes de política energética e os potenciais de cada tecnologia”. Especificamente para usinas de RSU, houve a restrição de “limite mínimo de expansão de 60 MW (...), a título de política energética e ambiental”. Dessa forma, observa-se que a adição de 60 MW na matriz elétrica até 2030 não ocorre por decisão de otimização intrínseca do MDI, mas por restrição imposta de forma exógena, pelo Planejamento.

Nessa linha, o resumo das considerações de custos para as tecnologias do MDI (Tabela 3-1 da minuta do PDE 2030, rerepresentada nesta contribuição pela Tabela 1) aponta custos referenciais de biogás (RSU) comparativamente elevados, o que deve ter contribuído para a decisão de imposição de restrição ao MDI, a fim de suportar a adição de usinas movidas por RSU. Para fins ilustrativos, reporta-se que o CAPEX unitário máximo (R\$/kW) aplicável para as usinas a RSU representa cerca de 5 vezes o CAPEX máximo aplicável às usinas a biomassa a cana-de-açúcar, por exemplo.

Tem-se a sensibilidade de que fontes energéticas possuem distintos graus de maturação de mercado e diferentes matrizes de custo, de forma que custos mais elevados para usinas a RSU já seriam esperados. No entanto, o CAPEX unitário máximo dessas usinas, de acordo com a minuta do PDE 2030, seria apenas superado pela fonte nuclear. Da mesma forma, o valor comparativo de O&M (R\$/kW/ano) para projetos a RSU é igualmente expressivo, se comparado às demais fontes.

Pontua-se ainda que a Resolução Normativa nº 077/2004 assegura o direito a 100% de redução a ser aplicada às Tarifas de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão e de Distribuição (TUST/TUSDg), aos projetos de geração que “utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto”.

Nesse sentido, levando em conta os custos referenciais comparativos mais elevados de usinas termelétricas a RSU e a regulamentação já vigente de redução tarifária (TUST/TUSDg) que permite desconto integral, visando à inclusão sustentável de empreendimentos de RSU na matriz elétrica, bem como à modicidade tarifária, propõe-se ao MME que:

- a) Seja observada a restrição imposta no MDI do PDE 2030 (12 MW/ano; 2030: 60 MW) como diretriz norteadora para a determinação do PARÂMETRO DA FONTE do PRODUTO DISPONIBILIDADE RESÍDUO SÓLIDO URBANO (PPFDS), parâmetro a ser inserido no SISTEMA pelo representante do MME, ouvida a EPE, e que irá indicar a QUANTIDADE DEMANDADA do produto exclusivamente destinado à contratação de RSU. Essa sugestão vai na linha de que a contratação regulada de projetos a RSU não deve se distanciar àquela restrição de política energética determinada no

Cenário de Referência, evitando contratações onerosas ou excessivas que retirem parcela da demanda que poderia ser destinada às fontes de menor custo de energia (eólicas e solares fotovoltaicas, por exemplo); e

- b) Que o PREÇO DE REFERÊNCIA para o produto destinado a projetos de RSU não se distancie tanto do PREÇO DE REFERÊNCIA a ser adotado para o PRODUTO DISPONIBILIDADE TERMELÉTRICA, mantida a razoabilidade de retorno ao agente empreendedor e de custo ao consumidor cativo de energia elétrica. Essa sugestão vai na linha de que já houve projeto a biogás contratado em leilão regulado (21 MW, A-5/2016), no mesmo PRODUTO DISPONIBILIDADE das demais usinas termelétricas a biomassa, sem distinção em produto específico para biogás, ainda que não se tratasse de biogás decorrente de RSU como ora se propõe, mas sim subprodutos da cana-de-açúcar (vinhaça e torta de filtro).

Tabela 1 - Tabela 3-1 da minuta do PDE 2030 - Resumo das considerações de custos para as tecnologias do MDI

Tipo de Oferta	Faixas de CAPEX, min e máx [R\$/kW]	CAPEX Referência, sem JDC [R\$/kW]	O&M [R\$/kW/ano]	Encargos/Impostos [R\$/kW/ano]	CVU [R\$/MWh]
Usinas Hidrelétricas	Variável (Tabela 3-2)	Variável (Tabela 3-2)	30 a 50	490 a 700	-
Fotovoltaica	3.000 a 5.000	4.000	50	150	-
Eólica Onshore	3.200 a 5.500	4.500	90	180	-
PCH (CAPEX Baixo)	3.500 a 6.500	5.000	90	180	-
PCH (CAPEX Médio)	6.500 a 8.500	7.500	90	230	-
PCH (CAPEX Alto)	8.500 a 11.500	10.000	90	300	-
Biomassa (Bagaço de Cana)	2.000 a 5.500	4.000	90	190	-
Biomassa (Cavaco de Madeira)	4.000 a 8.000	6.000	120	250	-
Biogás	3.000 a 10.000	7.500	500	300	-
Biogás (RSU)	14.500 a 27.000	19.600	600	750	-
Gás Natural (Ciclo Combinado)	3.400 a 5.900 (apenas a UTE)	4.100	80 (UTE) + 80 (Regas)	250	268 a 347
Gás Natural (Ciclo Aberto)	2.900 a 4.700	3.400	80 (UTE) + 160 (Regas Terceiros)	230	451 a 560
Gás Natural (C Comb. Pré-sal)	3.400 a 5.900 (apenas a UTE)	5.100	150	280	202
Carvão Nacional	8.000 a 13.500	9.800	160	620	120
Nuclear	22.000 a 29.400	24.500	490	740	44
Eólica Offshore	9.800 a 18.600	12.250	490	450	-
Fotovoltaica Flutuante	3.800 a 6.500	5.000	65	180	-
Usinas Reversíveis	2.400 a 12.000	6.500	70	300	-
Armazenamento - Baterias	6.000 a 9.800	7.350	70	310	-
Modernização UHE	1000 a 2000	-	50	300	-
Resposta da Demanda	-	-	5	72	349

Fonte: Minuta PDE 2030 (MME), Consulta Pública nº 101/2020.

4. Proposta da EPE de unificação dos produtos eólico e solar fotovoltaico

No âmbito desta Consulta Pública, observa-se que foi sugerido pela EPE a unificação dos produtos eólico e solar fotovoltaico, proposta que não foi entendida como prudente pela Secretaria Executiva (“SECEX”), uma vez que “a mudança requer ainda uma avaliação mais detalhada”. De fato, entende-se que nesse momento não é recomendável a unificação dos produtos eólico e solar fotovoltaico, dada a necessidade de avaliações técnicas mais robustas.

A Nota Técnica EPE-DEE-NT-083/2020, por exemplo, cita que “um primeiro aspecto é o reduzido prazo de construção dos empreendimentos [eólicos e solares], variando hoje entre 12 e 18 meses, desde o início da obra até a operação comercial das usinas”. Sobre esse aspecto, vale destacar que o prazo médio de 18 meses de construção usinas eólicas (“EOLs”) equivaleria a 150% do prazo médio de 12 meses usinas fotovoltaicas (“UFVs”). Esse levantamento parece convergente, a princípio, com o Relatório de Acompanhamento da Implantação de Empreendimentos de Geração ANEEL nº 11 – Edição de março de 2018, com base nos dados internos de acompanhamento das usinas desde 2000 por parte do órgão regulador, conforme Tabela 2 reproduzida na sequência.

Tabela 2 - Tempo Médio de Construção de Usinas de Geração

TEMPO DE CONSTRUÇÃO DE USINAS DE GERAÇÃO	
Tipo	Tempo médio
UHE	45 meses
PCH	29 meses
EOL	18 meses
UTE	24 meses
UFV	12 meses

Fonte: RACIMG nº 11/2018 (ANEEL)

A mesma Nota Técnica EPE-DEE-NT-083/2020 manifesta que “as características do ponto de vista sistêmico também são semelhantes para as duas fontes. Trata-se de empreendimentos com geração não controlável e que apresentam variabilidade diária. Os empreendimentos eólicos apresentam variação sazonal mais acentuada, notadamente em algumas regiões específicas”. Observa-se, neste ponto, a diferenciação que a própria EPE fez entre usinas eólicas e solares fotovoltaicas, dada a variação sazonal de geração mais acentuada em eólicas de certas regiões do Sistema Interligado Nacional (“SIN”). O perfil de geração entre as duas fontes é distinto, fator que ganha relevância com a introdução do preço horário a partir de 1º de janeiro de 2021.

Apenas para fins ilustrativos, a própria Resolução Normativa nº 876/2020, utilizada para outorgas emitidas sob competência da ANEEL, como projetos do Ambiente de Comercialização Livre (“ACL”), fixa prazos distintos para a entrada em operação comercial de empreendimentos de geração solar (36 meses da data de publicação do ato de outorga, semelhante ao adotado para termoeletricas) e de geração eólica

(análise apenas dos pedidos de outorga com previsão de data de operação comercial igual ou inferior a 3 anos contados, a partir da data de protocolo do pedido de outorga). Vale destacar que a norma da ANEEL foi editada em 2020 e, não à toa, estabeleceu tratamento regulatório distinto para UFVs e EOLs.

Existem ainda outras especificidades de poderiam ser mencionadas, tais como a questão de interferência de parques eólicos e as próprias exigências de habilitação técnica que divergem entre as fontes, que poderiam ser melhor exploradas.

Destaca-se ainda a Consulta Pública ANEEL nº 61/2020 que buscou obter subsídios ao tratamento regulatório para o estabelecimento de usinas híbridas e associadas. São diversos temas elencados para aprimoramento regulatórios, dentre os quais a contratação de montante de uso do sistema de transmissão/distribuição (MUST/MUSD); o desconto tarifário a ser aplicado na composição híbrida; ajustes nos regulamentos de outorga; permissão ou não de adesão ao Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”); dentre outros. Sob a perspectiva de competência do MME, cita-se a norma pendente para cálculo de garantia física de usinas híbridas e associadas. Sobre este tema, merece destaque a recente proposta metodológica da EPE para Garantia Física de Usinas Associadas Eólico-Fotovoltaicas, mediante Nota Técnica EPE-DEE-NT-084/2020-r0, de 16/12/2020.

Nessa toada, a própria EPE fez referência à regulamentação da participação de empreendimentos híbridos e associados nos leilões regulados como estratégia a ser potencialmente utilizada pelos agentes de geração, aproveitando sinergias entre as fontes. Contudo, dada a lacuna regulatória para usinas híbridas e as incertezas associadas, bem como as distinções técnicas e comerciais existentes entre ambas as fontes energéticas e a necessidade de estudos técnicos adicionais mais robustos, o Grupo CPFL Energia ratifica a posição do MME de que não haja a unificação de eólicas e solares fotovoltaicas em um único produto de contratação.

5. Redução dos prazos contratuais

Com relação à proposta de redução de 5 anos para o prazo de suprimento dos CCEARs para todas as fontes, o Grupo CPFL Energia entende que a medida se mostra adequada para usinas eólicas e solares, mas é recomendada a manutenção do prazo de suprimento adotado no LEN “A-6” de 2019 para usinas termelétricas e hídricas, sem redução de prazo de suprimento. Dessa forma, uma discretização da medida por fonte de contratação é o melhor procedimento a ser adotado.

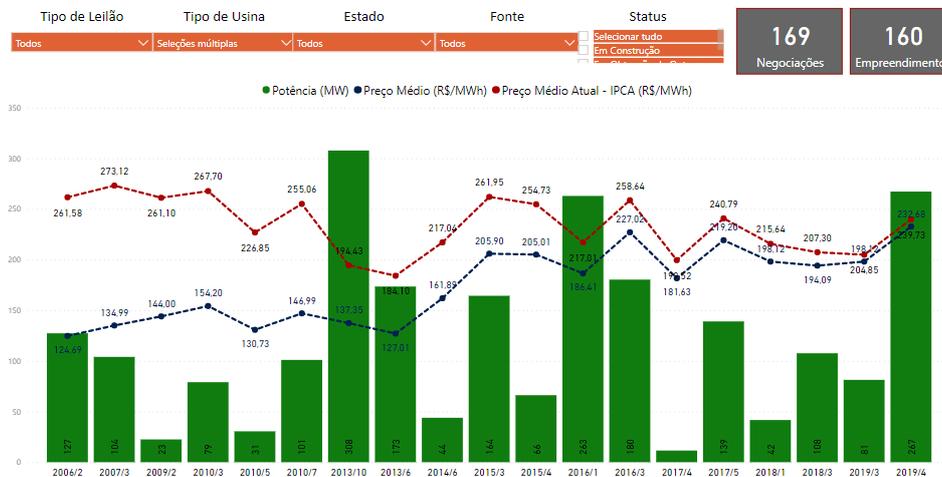
Segundo o MME, a EPE aponta que “a iniciativa [de reduzir os prazos contratuais] permitiria uma melhor captura dos benefícios provenientes da evolução tecnológica, à medida que empreendimentos existentes seriam substituídos por empreendimentos mais modernos em um intervalo de tempo mais curto. Dessa

forma, os consumidores poderiam desfrutar mais cedo dos benefícios econômicos da transição tecnológica”.

Existem diferentes graus de maturação tecnológica das fontes energéticas e projeções de reduções de custo. As fontes eólicas e solares, por exemplo, têm apresentado tendência de trajetória de declínio de custos de contratação de energia ao longo dos últimos anos, ao passo que empreendimentos hidroelétricos, por sua vez, apresentam uma trajetória de maior estabilidade, com valores pouco alterados de forma estrutural ao longo dos últimos 10 anos. O Gráfico 1, extraído da ANEEL (Resultados dos Leilões de Expansão da Geração – Relatórios Interativos), aponta o preço médio histórico e a potência contratada de Pequenas Centrais Hidrelétrica (“PCHs”) e Centrais Geradoras Hidrelétricas (“CGHs”) desde 2006.

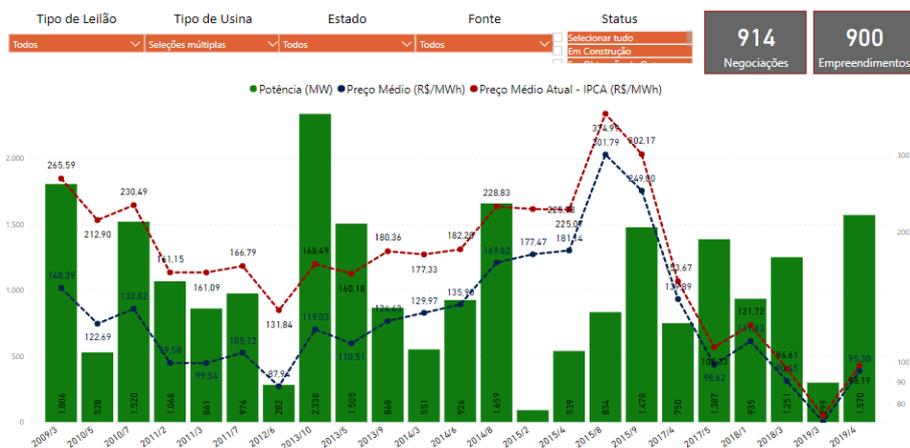
Observa-se que o preço médio atual – IPCA (R\$/MWh) do último LEN “A-6” de 2019 não diverge tanto do preço de licitações de 2010, quase 10 anos antes. Esse comportamento diverge da trajetória de EOLs e UVs somadas (Gráfico 2), que apresentam uma mudança estrutural relevante dos preços médios de contratação – haja vista o espaço de incorporação de mudanças tecnológicas (redução de CAPEX/OPEX), traduzidas por redução de preços ofertados nos últimos anos, sobretudo, a partir de 2015.

Gráfico 1 – Preço Médio de Contratação em Leilões do ACR – PCHs e CGHs



Fonte: ANEEL, 2021.

Gráfico 2 – Preço Médio de Contratação em Leilões do ACR – EOLs e UVFs



Fonte: ANEEL, 2021.

Nessa linha, o Grupo CPFL Energia entende que o objetivo primordial da redução contratual exposto pela EPE (melhor captura dos benefícios provenientes da evolução tecnológica) se encontra prejudicado para PCHs e CGHs, de forma que o incremento do preço da energia esperado pela redução do prazo de CCEAR para tais empreendimentos não seria recuperado, a princípio, com a evolução tecnológica e a modernização dos projetos futuros. Nesse ponto, destaca-se ainda a vida útil mais extensa de projetos hídricos se comparada a de outras renováveis (algumas usinas hídricas em operação, inclusive, são centenárias), bem como o grau de maturidade já atingido na indústria brasileira para o desenvolvimento desses aproveitamentos energéticos. Nesse sentido, o Grupo CPFL Energia se posiciona no sentido de:

- Manter o prazo contratual de 30 anos de suprimento de CCEAR para usinas hídricas, a exemplo do adotado no LEN “A-6” de 2019; e
- Reduzir o prazo contratual para 15 anos de suprimento de CCEAR para usinas eólicas e solares fotovoltaicas, considerando o cenário favorável tecnicamente para tal medida nos leilões de 2021.

Com relação às usinas termelétricas, a compilação de projetos a carvão mineral, gás natural e biomassa em um mesmo produto de contratação agrega maior complexidade à análise acerca da manutenção ou redução de prazos contratuais. Isso porque diferentes combustíveis termelétricos, fósseis ou renováveis, apresentam trajetórias históricas muito distintas de preços de contratação. Mais além, usinas movidas a combustíveis fósseis, com CVUs não-nulos, possuem maiores dificuldades para recuperação de valor via comercialização de energia no mercado livre, como é notório, dados os custos variáveis envolvidos, o arranjo dificultado de suprimento de gás natural (*Gas Supply Agreement – GSA*) para prazos curtos e a preços competitivos, e a contratação por disponibilidade.

No tocante ao gás natural (Gráfico 3), verifica-se a redução de preços ofertados nos leilões mais recentes, mas valores de contratação não muito divergentes ocorreram também nos anos anteriores. Não é possível afirmar ainda uma mudança estrutural recente na trajetória de preços, com perspectiva primaz de captura de redução de custos tecnológicos futuros. No caso do carvão mineral (Gráfico 4), pesa o pouco histórico de projetos contratados (5 usinas), sendo que 3 empreendimentos foram contratados com carvão importado, combustível impedido de participar nas diretrizes do MME para os LEN “A-5” e “A-6” de 2021, que priorizam o carvão nacional. Não obstante, a tendência é quase que retilínea para projetos a carvão mineral. Já no caso de usinas a biomassa de cana-de-açúcar (Gráfico 5), a trajetória de preços também não aponta para mudança estrutural otimista de rebaixamento de custos, sobretudo, com a queda expressiva de contratação de número e de potência de projetos do gênero nos últimos anos.

Gráfico 3 – Preço Médio de Contratação em Leilões do ACR – Gás Natural



Fonte: ANEEL, 2021.

Gráfico 4 – Preço Médio de Contratação em Leilões do ACR – Carvão



Fonte: ANEEL, 2021.

Gráfico 5 – Preço Médio de Contratação em Leilões do ACR – Biomassa de cana



Fonte: ANEEL, 2021.

No entanto, vale destacar a aprovação, em 04/02/2021, do Projeto de Lei de Conversão nº 42/2020 (MP 998), que aprovou a criação do leilão de reserva de capacidade, cuja contratação seria rateada entre os consumidores regulados e livres. Entende-se que esse mecanismo pode ser favorável à contratação de capacidade de usinas termelétricas, reduzindo a necessidade de contratação por parte do ACR, o que perpetuaria as assimetrias de custos assumidas entre os ambientes de comercialização. Nesse sentido, caso seja viabilizado tempestivamente o leilão de reserva de capacidade ainda em 2021, entendemos que uma redução de 5 anos no prazo de CCEAR de usinas termelétricas para os LENs “A-5” e “A-6” não seria tão nociva, haja vista o mecanismo alternativo de contratação.

No entanto, caso não seja viabilizado o leilão de capacidade em 2021, o Grupo CPFL Energia sugere que, especificamente para o produto termelétrico nos LEN “A-5” e “A-6” de 2021, seja:

- Mantido o prazo contratual de 25 anos de suprimento de CCEAR para usinas termelétricas (gás natural, carvão nacional e biomassa), a exemplo do adotado no LEN “A-6” de 2019. Medida semelhante poderia ser adotada para o RSU, fato que viabilizaria o produto sugerido pelo MME.

6. Margens de escoamento remanescentes como critério de classificação dos Leilões

Na Nota Técnica nº 7/2021/DPE/SPE, consta a sugestão de que “a exemplo do que já é praticado para os LENs ‘A-3’ e ‘A-4’, (...) sejam adotadas margens remanescentes de escoamento do SIN como critério de classificação dos certames”. De acordo com o exposto, “o objetivo da medida, juntamente com o afastamento do art. 9º da Portaria nº 514, de 2011, é o de mitigar riscos de que empreendimentos que

venham a se sagrar vencedores possam vir a ter sua produção energética restringida por gargalos nos sistemas de transmissão ou distribuição”.

Nessa linha, a Nota Técnica apresenta a argumentação de que, mesmo trabalhando com o horizonte de um leilão “A-6”, haveria risco de descasamento entre geração ofertada e transmissão, haja vista: (i) os prazos considerados pela ANEEL, que têm sido de até 60 meses; (ii) a Instrução Normativa TCU 81/2018 (“IN TCU 81/2018”), que alterou os prazos do Tribunal de Contas da União (“TCU”) para análise dos estudos, perfazendo 3 meses; e (iii) o planejamento e realização de um leilão de transmissão com prazo de cerca de 11 meses.

Em que pese os comentários levantados, que possuem a devida sensibilidade do Grupo CPFL Energia, entende-se não pertinente à utilização de margens de escoamento como critério de classificação dos leilões, tanto “A-5” quanto “A-6” de 2021, pelos motivos expostos a seguir. Vale destacar que o Grupo CPFL Energia, dentre outras atividades, tem operações tanto em Geração como em Transmissão.

Se atendo a motivação para se opor a proposta, inicialmente, resgata-se o conteúdo da Nota Técnica nº 14/2019/CGEG/DMSE/SEE, de 30/07/2019, que realizou os seguintes apontamentos:

- “Em relação aos empreendimentos de transmissão, com base nas informações homologadas na 220ª reunião do CMSE, de 03 de julho de 2019, há 433 empreendimentos de transmissão monitorados. Desses, 209 (48%) estão dentro do prazo estabelecido no ato legal, 82 (19%) estão adiantados e 142 (33%) estão atrasados”.

Comentário: com base no Painel de Situação dos Empreendimentos de Transmissão em Andamento da ANEEL (acesso em fevereiro de 2021), dos 368 empreendimentos de transmissão monitorados¹, 104 (28%) estão dentro do prazo, 146 (40%) estão adiantados e 114 (31%) estão atrasados. Observa-se, portanto, (i) um aumento expressivo dos empreendimentos de transmissão adiantados; e (ii) redução dos empreendimentos atrasados, no intervalo 2019-2021.

- “Dos empreendimentos de transmissão em implantação, 228 foram licitados nos leilões de transmissão de energia. Desses, 175 foram licitados após a Portaria MME 444/2016, sendo que 2 (1%) estão atrasados e com atraso médio de 11 meses, 127 (73%) dentro do prazo estabelecido no ato legal e 46 (26%) estão adiantados e com adiantamento médio de 15 meses”.

¹ 4 (1,09%) empreendimentos constavam como situação “não informada”, tratando-se de empreendimentos que ainda não tiveram cronogramas executivos atualizados pela transmissora responsável.

Comentário: observa-se como as licitações mais recentes de transmissão apresentam maior tendência para antecipações e ao atendimento do prazo estabelecido em contrato de concessão, com mitigação muito expressiva de atrasos (~1%).

- “Analisando o Relatório Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica - RALIE - julho de 2019 da Superintendência da Fiscalização da Geração da ANEEL, dos 121 (cento e vinte e um) empreendimentos identificados como atrasados, verificou-se que em 100% dos casos os atrasos não foram decorrentes, salvo melhor juízo, de eventos sob responsabilidade da conexão de transmissão. Os casos mais comuns referem-se a atraso no início de obra, atrasos durante a execução da obra e licenciamento ambiental. Além disso, não há registro de atrasos decorrentes, primariamente, da conexão de transmissão para os empreendimentos atualmente em implantação provenientes desses leilões. Pelo apresentado, verifica-se que nos últimos anos houve um declínio considerável na quantidade de empreendimentos de geração impactados diretamente por indisponibilidade de transmissão”.

Comentário: diferentemente dos atrasos na entrada em operação dos sistemas de transmissão nos anos de 2013 a 2014, que impactaram o escoamento de geração e a situação de usinas atestadas como “aptas para operação comercial”, situação que não ocorre mais desde 2017, observa-se desatrelamento nos últimos anos, de forma consistente, dos atrasos de usinas de geração em decorrência do fator transmissão. Como pontuado pelo DMSE, os atrasos de geração possuem outras causas não relacionadas mais à transmissão. Destaca-se que LENs “A-5” e “A-6” têm ocorrido sem importar em limitações de geração por transmissão quando da operação comercial.

Com relação ao ponto suscitado de que os prazos considerados pela ANEEL têm sido de até 60 meses, vale destacar que, caso determinado empreendimento de transmissão se mostre crítico para escoamento de geração e necessite de encurtamento do prazo máximo de 60 meses, para fins sistêmicos, assim pode ser estabelecido no mecanismo licitatório, desde que observada a exequibilidade de tal redução de prazo, dada uma construção diligente. Vale destacar que as transmissoras já têm trabalhado com antecipação de operação comercial em diversos casos, de forma que um encurtamento do ato legal para início da operação de transmissão, aos empreendimentos que assim justificarem, seria recomendada.

Apenas para fins ilustrativos dessa argumentação, sem entrar em qualquer mérito do caso concreto do agente econômico em questão, cujo caso regulatório já se encontra administrativamente sanado, o posicionamento técnico da Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão (“SRT”) na ocasião (julho de 2020) foi de que teria havido “oportunidade de diminuição ou mesmo eliminação de

riscos da conexão” no caso do gerador de grande porte, que participou de LEN “A-6”. Essa oportunidade poderia ter ocorrido mediante “compatibilização de data de necessidade” com a “expansão do sistema de transmissão planejado para o escoamento de sua energia antes mesmo da realização do leilão dessas instalações”. Isto é, na concepção exarada, o prazo de 60 meses (concedido na licitação do empreendimento crítico para o escoamento dessa usina de grande porte) poderia ter sido encurtado, ex-ante leilão, de forma a melhor suportar a concatenação do início de suprimento do empreendimento de geração com a operação comercial do futuro empreendimento de transmissão. De fato, no caso específico, não obstante o direito do transmissor de usufruir do prazo até o ato legal para início da operação comercial (22/03/2024) conforme contrato de concessão, observa-se que a previsão mais recente da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (“SFE”), atualização em 12/01/2021, é de entrada em operação dessas instalações de transmissão em 01/01/2023 (i.e., antecipação superior a 1 ano).

Em síntese, o prazo de 60 meses não precisa ser utilizado àqueles empreendimentos mais necessários e críticos para o escoamento da geração contratada – não obstante, é claro, a exequibilidade de cronograma de implantação. Um cronograma excessivamente restritivo de implantação de transmissão, por exemplo, poderia ter o desdobramento negativo de ausência de contratação (lote vazio) ou de redução dos deságios. Não obstante, o Grupo CPFL Energia, enquanto agente de transmissão, entende que essa calibragem correta é possível.

A Nota Técnica nº 14/2019/CGEG/DMSE/SEE pontuou também que “ainda há de se considerar que as margens de escoamento são calculadas considerando uma estimativa da expansão de geração e transmissão e que horizontes maiores podem significar maiores incertezas no processo”. Isto é, trabalhar com prazos maiores (5, 6 anos) agregaria maiores incertezas às simulações e ao processo, considerando as estimativas de geração e transmissão enquanto dados de entrada. A adoção de margens de escoamento reduziria, indevidamente, a indisponibilidade de margem em vários pontos de conexão envolvidos nos LENs “A-5” e “A-6”, servindo como barreira à entrada (evitável). Isto é, para mitigar riscos, adotar-se-ia mecanismo de barreira à entrada de empreendimentos de geração. Isso seria justificável em caso de verificação risco elevado aos consumidores. Mas essa não é a realidade, conforme fora demonstrado na argumentação desta contribuição. A adoção de nova barreira à entrada com baixa percepção de risco é medida indesejada ao mercado e aos próprios consumidores regulados.

Outros pontos suscitados na Consulta Pública foram o prazo médio de 3 meses para avaliação do TCU e o prazo médio do planejamento para licitação de transmissão de cerca de 11 meses. Sobre essas questões, não obstante a sensibilidade do Grupo CPFL Energia quanto aos prazos, destaca-se ser necessário a coordenação dos órgãos setoriais para tentar otimizar cronogramas de estudos de transmissão, a fim de

que as licitações ocorram em prazos mais céleres, resguardados os requisitos técnicos, adequabilidade e consistência dos estudos que consubstanciam os lotes licitados.

Por exemplo, conforme fora veiculado na mídia especializada, o tempo médio de preparação para cada leilão de transmissão, mesmo com as exigências do TCU, teria passado para 9 meses². Isto é, em eventuais casos pontuais de criticidade de escoamento, seria possível o encurtamento dos prazos de planejamento dos leilões de transmissão, a fim de que sejam evitados gargalos. Para mera referência, conforme Informe da EPE para o Leilão de Transmissão nº 02/2017, os lotes 3 e 4 que foram recomendados para mitigar o impacto provocado pelo atraso de obras de transmissão, em especial as que estavam sob concessão da Abengoa, foram oriundos de estudos que definiram essas obras no prazo de 3 meses (maio a julho de 2017). Dessa forma, “pouco tempo após a declaração de caducidade das concessões da Abengoa, efetivada em setembro/2017, já havia recomendações em substituição às obras anteriores”, o que foi um grande êxito e mérito do esforço do Planejamento setorial à época.

Por todo o exposto, o Grupo CPFL Energia reforça o entendimento de que não devem ser utilizadas margens de escoamento como critério de classificação dos leilões. Tal medida constituiria barreira à entrada indesejada, cuja tentativa de mitigação de riscos não se mostra adequada para esses leilões.

No entanto, a Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração é uma documentação relevante, desde que resguardado seu caráter informativo para os LENS em questão. Elas permitem uma visibilidade, ainda que com diversas incertezas associadas (majoradas pelo prazo de 5, 6 anos), acerca da situação remanescente dos barramentos candidatos. Sua publicação, com caráter meramente informativo, permitiria aos agentes de geração e ao próprio Planejamento a identificação das regiões de maiores restrições e riscos.

Além disso, o processo de acesso e de conexão torna-se mais transparente, medida desejada para um mercado de energia equilibrado. Não somente os agentes que participam do leilão diretamente são beneficiados, mas também aqueles do ACL que buscam conexão de seus empreendimentos. Nesse sentido, ainda que a Nota Técnica não seja instrumento de seleção dos empreendimentos, pode se tornar um diretriz importante para start célere aos estudos de planejamento no tocante à licitação de transmissão, caso empreendimentos se tornem vencedores em regiões onde foram identificados gargalos/restrições de escoamento nas simulações prévias.

Vislumbra-se benefícios generalizados com a publicação informativa: (i) aos agentes de geração que participarão da licitação, que poderão melhor medir seus riscos/oportunidades; (ii) aos agentes de

² Audiência pública do leilão de transmissão de dezembro é antecipada pela Aneel. Canal Energia. 28/05/2019. Acesso em <https://canalenergia.com.br/noticias/53100591/audiencia-publica-do-leilao-de-transmissao-de-dezembro-e-antecipada-pela-aneel>.

geração do ACL que possuem empreendimentos cuja conexão pretendida é tratada na Nota Técnica, para definição de estratégia; (iii) ao Planejamento, que poderá se antecipar a gargalos de escoamento que estudos de planejamento subsequentes incorporariam, em benefício do tempo, sem, com isso, comprometer a competitividade do certame; e (iv) aos consumidores, que receberiam os rebatimentos positivos de mitigações de risco de estratégias comerciais/planejamento.

Com relação às flexibilizações propostas na Consulta Pública, de modo a incluir projetos do ACL que possuem solicitações de acesso em andamento com Parecer de Acesso Válido na Nota Técnica, de caráter exclusivamente informativo, o Grupo CPFL Energia é favorável, haja vista que se trata de medida que beneficiaria os agentes envolvidos.

Considerações Finais

O constante aprimoramento das diretrizes e da sistemática para realização dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, no presente caso, o Leilões "A-5" e "A-6", aliado à possibilidade de ampla discussão dos aprimoramentos propostos junto à sociedade é de extrema relevância para assegurar um ambiente transparente, isonômico e com simetria de informação entre todos agentes do setor elétrico brasileiro.

Deste modo, o Grupo CPFL Energia registra os principais pontos abordados em suas contribuições ao presente processo, a saber.

- Do Limite de inflexibilidade para empreendimentos termelétricos nos leilões de energia e os riscos para as tarifas dos consumidores cativos: Considera-se louvável a iniciativa de aderir na minuta das Diretrizes a uma das opções de mitigação sugeridas pela EPE, na intenção de endereçar os riscos identificados; porém, sugere-se que a questão passe por estudos mais aprofundados, que tenham como produto análises e resultados mais desenvolvidos e que possam ser alvo de contribuições dos agentes do setor elétrico por um período mais longo, de modo a aprimorar o mecanismo e chegar a conclusões mais assertivas que enderecem com segurança e transparência os riscos relacionados à retirada do limite de inflexibilidade para empreendimentos termelétricos;
- Da data de declaração dos Leilões de Energia Nova A-5 e A-6 de 2021: Dada essa interdependência, entende-se adequado que a declaração dos leilões "A-5" e "A-6" ocorra após os leilões "A-3" e "A-4", com tempo hábil para que as distribuidoras possam ajustar suas declarações e passar pelo processo de governança. Uma vez que os LENs "A-3" e "A-4" de 2021

serão realizados sequencialmente no dia 25 de julho de 2021, entende-se que o período de 26 a 30 de julho de 2021 está adequado;

- Produto específico para empreendimentos de recuperação energética de resíduos sólidos: Tendo em vista, os custos referenciais comparativos mais elevados de usinas termelétricas a RSU e a regulamentação já vigente de redução tarifária (TUST/TUSDg) que permite desconto integral, visando à inclusão sustentável de empreendimentos de RSU na matriz elétrica, bem como à modicidade tarifária, sugere-se a inserção sustentável do produto específico para empreendimentos de recuperação energética de RSU, conforme fora detalhado anteriormente;
- Proposta da EPE de unificação dos produtos eólico e solar fotovoltaico: Dada a lacuna regulatória para usinas híbridas e as incertezas associadas, bem como as distinções técnicas e comerciais existentes entre ambas as fontes energéticas e a necessidade de estudos técnicos adicionais mais robustos, o Grupo CPFL Energia ratifica a posição do MME de que não haja a unificação de eólicas e solares fotovoltaicas em um único produto de contratação;
- Redução dos prazos contratuais: Com relação à proposta de redução de 5 anos para o prazo de suprimento dos CCEARs para todas as fontes, o Grupo CPFL Energia entende que a medida se mostra adequada para usinas eólicas e solares, mas é recomendada a manutenção do prazo de suprimento adotado no LEN A-6/2019 para usinas termelétricas e hídricas, sem redução de prazo de suprimento. Dessa forma, uma discretização da medida por fonte de contratação é o melhor procedimento a ser adotado; e
- Margens de escoamento remanescentes como critério de classificação dos Leilões: O Grupo CPFL Energia reforça o entendimento de que não devem ser utilizadas margens de escoamento como critério de classificação dos leilões. Tal medida constituiria barreira à entrada indesejada, cuja tentativa de mitigação de riscos não se mostra adequada para esses leilões.

Por fim, entende-se que as contribuições oferecidas no presente documento devam ser consideradas, na medida em que tais propostas trazidas para discussão levam em consideração diferentes aspectos da cadeia do setor elétrico brasileiro, condição essencial para o aprimoramento contínuo do setor.