

Consulta Pública nº 079/2019

**Minuta de Portaria que estabelece as Diretrizes para o
Leilão de Energia Existente "A-4", a ser realizado em
2020**

Sumário

1.	<i>Introdução</i>	2
2.	<i>Postergação da declaração de Necessidade</i>	2
3.	<i>Flexibilidade na gestão do novo portfólio.....</i>	3
4.	<i>Montantes de Reposição e de Recuperação de Mercado.....</i>	3
5.	<i>Risco de exposição de submercado</i>	4
6.	<i>Sobrecontratação Estrutural e Incertezas Regulatórias</i>	5
7.	<i>Revisão da cronologia dos mecanismos de contratação de energia e novos mecanismos</i>	6
8.	<i>Conclusão.....</i>	8

1. Introdução

O Grupo Energisa vem, por meio desta, apresentar as suas contribuições para a Consulta Pública nº 79/2019 (CP 79/2019), cujo objetivo é colher subsídios para estabelecer as diretrizes para o Leilão de Energia Existente “A-4”, a ser realizado em 2020, o qual se destinará à contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes de geração de energia elétrica.

A Portaria nº 340/2019 do MME, de 28 de agosto de 2019, estabeleceu o prazo para apresentação, pelas distribuidoras, das Declarações de Necessidade para este certame e divulgou a minuta de Portaria contendo as Diretrizes do leilão para apreciação dos agentes interessados, os quais poderão enviar contribuições até 11 de setembro de 2019.

Na minuta divulgada, é prevista a oferta de produtos na modalidade disponibilidade para termelétricas, a gás natural e carvão mineral, com CVU de até 300 R\$/MWh, com prazo de suprimento de 15 (quinze) anos.

2. Postergação da declaração de Necessidade

A Portaria nº 340/2019, no § 1º do seu artigo 3º, determina que as distribuidoras deverão apresentar declaração de Necessidade para o Leilão de Energia Existente A-4 de 2020 até o dia 20 de setembro de 2019. Porém, as Diretrizes do certame ainda não estão definidas, uma vez que a Consulta Pública sobre o tema está em curso, sendo objeto de contribuições.

Entendemos que um dos principais motivos para a realização deste leilão é a substituição, com vista à modicidade tarifária, de atuais CCEAR-D com elevado CVU, oriundos de leilões de energia nova e cujos termos se darão em 2023 e 2025.

Nesse aspecto, a ABRADEE, por meio da carta ABRADEE/B24.00.CT2019-0065, de 17 de julho de 2019, sugeriu a possibilidade da antecipação do término dos contratos das usinas que vierem a participar deste LEE A-4 de 2020.

Contudo, como este cenário impactaria diretamente o nível de contratação esperado pelas distribuidoras nos próximos anos, não é possível a apresentação das declarações de Necessidade sem esta definição.

Inclusive, a esse respeito, a ABRADEE, através da Carta ABRADEE/B24.2.CT2019-0079, de 04 de setembro de 2019, já solicitou a postergação da data para apresentação das declarações

de Necessidade das distribuidoras, estabelecendo novo prazo em até 30 dias após a publicação da Portaria definitiva para o LEE A-4 de 2020.

Desta forma, corroboramos com o pedido de postergação do prazo para apresentação das declarações, após as devidas considerações das contribuições desta Consulta Pública e definição das Diretrizes do leilão.

3. Flexibilidade na gestão do novo portfólio

O artigo 29 do Decreto nº 5.163/2014 trata da possibilidade de reduções contratuais pelas distribuidoras devido ao exercício pelos consumidores potencialmente livres e os que se enquadram como especiais a adquirirem energia elétrica no ACL, além de outros casos. No entanto, este dispositivo não impede a aplicação de tais reduções aos CCEARs-D. Porém, de acordo com as “Regras de Comercialização” e “Procedimentos de Comercialização” da CCEE, o MCSD Mensal tem aplicação exclusiva sobre os CCEARs na modalidade por quantidade.

Tendo em vista que o LEE A-4 2020 será composto apenas por produto de disponibilidade, faz-se necessária a adequação de tais normas da CCEE, assim como a inclusão de tal previsão nas minutas de CCEARs e verificação de outras possíveis alterações regulatórias, permitindo que as distribuidoras possam reduzir estes novos contratos devido à migração de consumidores para o ACL ou pelas demais condições previstas no referido Decreto, não perdendo, ainda mais, sua flexibilidade na gestão de sua contratação.

Outro fato relevante que corrobora com a necessidade de adequação das regras da CCEE e previsão no edital do certame é que os produtos do LEE A-4 2020 terão vigência de 15 anos, período longo para não se ter flexibilidade.

4. Montantes de Reposição e de Recuperação de Mercado

De acordo com o artigo 24º do Decreto 5.163 de 2004, editado pelo Decreto nº 9.143 de 2017, nos leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes, cada agente poderá contratar energia elétrica correspondente ao seu montante de reposição e à recuperação de mercado. Já a Resolução Normativa nº 421/2010, que estabelece os critérios para cálculo do Montante de Reposição e contratações adicionais dos agentes de distribuição, dá ênfase às apurações de montantes para o LEE A-1, e a ANEEL utiliza das mesmas premissas para

divulgação dos montantes relacionados ao LEE A-2, tendo em vista a realização concomitante dos certames.

Entendemos que a realização do LEE A-4, mesmo havendo previsão normativa do Decreto 5.163/2004, não deva impactar os Montantes de Reposição e Recuperação de Mercado a serem apurados em 2023 para 2024, por se tratar de um novo evento para o setor e por não ter a mesma flexibilidade do leilão de energia existente tradicional.

5. Risco de exposição de submercado

O risco de exposição de submercado, tema também abordado nas contribuições do Grupo Energisa nas Audiências Públicas da ANEEL nº 12/2019 e nº 29/2019, é ocasionado pela diferenciação de preços de energia no Mercado de Curto Prazo – MCP, entre os submercados.

As minutas de contrato dos últimos leilões definem que o registro da energia se dará no submercado do vendedor, uma vez que o gerador não conhece previamente os compradores.

Contudo, há que se levar em conta que os produtos negociados nos últimos leilões vêm alterando significativamente a matriz energética brasileira, principalmente com contratação de fontes renováveis no submercado Nordeste e grandes hidrelétricas no Norte.

Inclusive no LEE A-4 de 2020, certame em discussão, o ONS recomendou que ao menos 3,5 GW sejam preferencialmente contratados no subsistema NE, o que aumentaria ainda mais o risco de exposição das distribuidoras e o seu consequente repasse para os consumidores do ACR.

Devido à concentração da carga nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, existe um grande descasamento entre a oferta e demanda já contratada. Estima-se que as despesas com esta exposição em 2018 foram da ordem de R\$ 1,8 bilhão e que em 2019 supere R\$ 3,6 bilhões.

Portanto, vem sendo imputado somente ao consumidor regulado o aumento de custos para garantir a expansão e confiabilidade do sistema, subsidiando a atratividade da migração para o mercado livre. É necessário encontrar novas soluções que dividam tais custos entre os ambientes de contratação.

Neste sentido, nossa contribuição é que os leilões de energia passem a contratar energia em todos os submercados, com alocação percentual a cada um deles a ser definida e divulgada

pelo MME ou pela CCEE, após a declaração das distribuidoras e análise prévia do cruzamento de submercado do portfólio de contratos da “Distribuidora Brasil”. Desse modo, caberia aos geradores precificar as exposições, uma vez que teriam conhecimento prévio da alocação entre os submercados dos volumes a serem negociados.

6. Sobrecontratação Estrutural e Incertezas Regulatórias

O setor de distribuição de energia elétrica passa por um momento de sobrecontratação estrutural, evidenciado por meio da análise dos resultados do LEN A-4, MCSD EN A5+ e MCSD EN A-6, todos processados em 2019, quando foi possível concluir que o nível de contratação das distribuidoras do país continua elevado para os próximos anos. Como exemplo, o processamento do MCSD EN A-6 evitou a adição desnecessária de 762 MWm no ACR para o ano de 2025.

Neste contexto, observa-se ainda que possíveis frustrações na expectativa de crescimento econômico e consequente impacto nas projeções de carga, como vem ocorrendo nos últimos anos, resultará na manutenção ou mesmo agravamento do cenário de sobrecontratação, até mesmo sem considerar compras em leilões futuros.

Desta forma, é imprescindível evitar um sinal de necessidade de expansão da oferta para atendimento do ambiente regulado (ACR), enquanto ainda existem agentes sobrecontratados ou com nível de contratação elevado até 2025.

Portanto, apresentamos algumas das incertezas regulatórias que podem agravar ou dificultar a adequação dos níveis de contratação de energia pelas distribuidoras:

6.1 Abertura de Mercado

O MME e o setor elétrico como um todo, vêm sinalizando, como observado na Portaria nº 514/2018 e na recente Consulta Pública 77/2019, por uma maior abertura do ACL, de forma a estimular a competitividade de preços, permitindo que todos os consumidores de alta tensão possam ser livres a partir de 2025 e impactando diretamente nos níveis de contratação das distribuidoras.

Desta forma, todas estas incertezas em relação à adesão ao mercado livre e à ausência de mecanismos que garantam a redução proporcional de contratos de energia nova pelas

distribuidoras dificultam ainda mais o planejamento e a contratação de energia com antecedência.

Diante disso, tendo em vista os incentivos à participação cada vez maior dos consumidores na escolha de seus fornecedores de energia, entende-se não ser razoável atribuir, somente às distribuidoras, a responsabilidade pela indicação da expansão do parque gerador, pelo que se faz necessário encontrar novas soluções que dividam entre os ambientes de contratação os custos que garantam a segurança e a qualidade do fornecimento de energia elétrica, assim como exposto no item 5 desta contribuição.

6.2 Micro/Mini Geração Distribuída

Está prevista, para o final de 2019, a revisão dos normativos de Mini/Microgeração Distribuída, que também impactarão diretamente no crescimento da geração embutida nas concessionárias e, conseqüentemente, na quantidade de energia a ser adquirida pelas distribuidoras.

Podemos citar o Plano Decenal de Expansão de Energia 2027, da EPE, que menciona que, a depender do resultado das discussões, a energia gerada pelos próprios consumidores, e consequente redução do mercado da distribuidora, poderá chegar ao dobro da estimada, dada a incerteza em relação aos incentivos tributários determinados por cada unidade federativa, sem qualquer gestão por parte da ANEEL ou do próprio MME.

6.3 Contrato de Cotas de Itaipu

Outra relevante incerteza setorial decorre do fato do Tratado de Itaipu completar 50 anos em abril/2023, havendo a necessidade da revisão do seu Anexo C, de forma que eventuais alterações no montante contratado, na metodologia de rateio ou até mesmo a não renovação desta energia afetarão diretamente a estratégia de contratação de todas as distribuidoras do SIN.

7. Revisão da cronologia dos mecanismos de contratação de energia e novos mecanismos

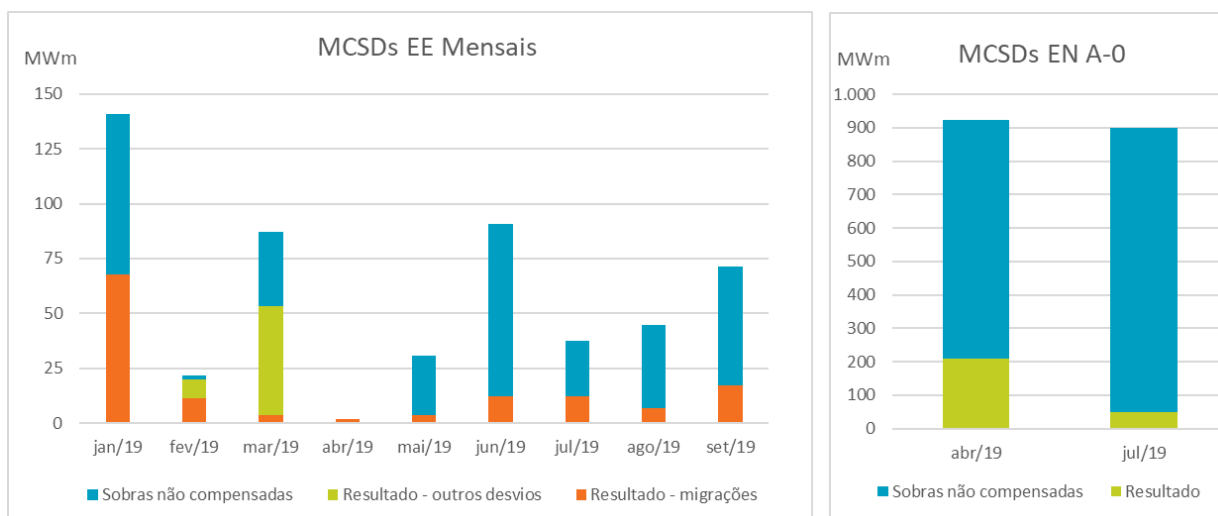
Conforme mencionado no item 6, há uma sobrecontratação estrutural no ACR. Estima-se

que as distribuidoras do país estão com 6,6% de contratos excedentes para atendimento de seu mercado em 2020 e 5,1% de excedentes em 2021, podendo ainda piorar devido às recentes reduções das projeções de crescimento da economia.

Vale ressaltar que os MCSDs atuais não são flexíveis o suficiente, pois a ordem de processamento não prima pela eficiência da contratação das discos. Como citado acima, o MCSD EN A-1 só ocorre após o LEE A-1, induzindo as distribuidoras a adquirirem energia de forma desnecessária junto a geradores e/ou comercializadoras, além de não existir um MCSD EN A-2.

Com relação aos MCSDs de energia existente, a cessão de contratos até o final de seu suprimento pode balancear um ano e desequilibrar outro, além do fato deste mecanismo só garantir a devolução de contratos, em decorrência de migrações para o ACL, para produtos de quantidade, conforme já mencionado no item 3.

Abaixo seguem gráficos representativos da efetividade dos MCSDs intra-anuais de 2019:



Observa-se que a efetividade acumulada dos MCSDs Mensais em 2019 é de 37%, porém, se considerarmos apenas as declarações de “outros desvios de mercado”, teremos somente 15%. Cabe destacar que em 7 dos 9 meses processados até o momento, a efetividade das compensações dos volumes oriundos de “outros desvios de mercado” foi nula. Já nos MCSDs EN A-0, a efetividade acumulada dos processamentos é de 14%.

Dessa forma, é de suma importância que as distribuidoras possam equalizar suas contratações para os próximos anos, especialmente para 2020 e 2021, antes de suas

Declarações de Necessidade para o LEE A-1 e A-2 (previstas para 22 de novembro de 2019, conforme Portaria nº 304/2019), através da antecipação do processamento do MCSD EN A-1 e a realização concomitante de um MCSD EN A-2.

Com a criação do MVE, por meio da Resolução Normativa 824/2018, foram alteradas as Resoluções Normativas nº 711/2016 e nº 693/2015, que, respectivamente, regulamentava a celebração de acordos bilaterais e definia as condições de participação de geradores nos MCSDs de Energia Nova. Tais alterações retiraram das distribuidoras suas principais ferramentas de gestão de portfólio em um cenário de sobrecontratação, uma vez que só permitem a participação de geradores que ainda não entraram em operação comercial.

Com a baixa efetividade dos MCSDs, o MVE se apresenta como única solução para a redução do nível contratual das distribuidoras, porém ainda com alto risco de exposição ao PLD, desencorajando sua participação neste mecanismo para mitigar a sobrecontratação, não garantindo assim a modicidade tarifária esperada para todo o país.

Sendo assim, o Grupo Energisa vislumbra a oportunidade para criação de um novo mecanismo, em que as distribuidoras possam realizar a venda de seus montantes excedentes para outras distribuidoras, propiciando um maior equilíbrio entre sobras e déficits no longo prazo e dando o sinal adequado na contratação de energia nos leilões ACR. Poderiam ser adotados preços regulados, como por exemplo o Pmix das vendedoras, não afetando sensivelmente as discos compradoras.

8. Conclusão

Notoriamente tivemos avanços significativos na regulação do setor ao longo dos últimos anos, sobretudo na diversificação da matriz energética, viabilizando fontes renováveis a preços competitivos e em diferentes submercados.

Especificamente sobre o LEE A-4 de 2020, é louvável a busca pela redução dos preços de contratação de energia de usinas térmicas, imprescindíveis para a manutenção da segurança energética do país. Contudo, a modalidade de contratação aloca os riscos de geração nos consumidores, por intermédio das distribuidoras, situação que resta evidente com a volatilidade de tarifas que estamos vivenciando nos últimos anos.

Neste sentido, nossas contribuições são no sentido de melhor alocar tais riscos, uma vez que os geradores possuem maior flexibilidade na gestão de seus ativos e podem fazer uso de mecanismos de mitigação, além de sugerir a criação de novos mecanismos de gestão de portfólio pelas distribuidoras, tendo em vista as incertezas regulatórias existentes.

Isto posto, reforçamos as seguintes contribuições da ENERGISA para a Consulta Pública nº 79/2019:

- Postergação do prazo para apresentação de Declaração de Necessidade para o LEE A-4 2020, em pelo menos 30 dias após a publicação da Portaria definitiva para o certame;
- Alteração da regra atual do MCSD Mensal de Energia Existente, permitindo a declaração pelas distribuidoras das sobras oriundas da migração de consumidores para o ACL em produtos de disponibilidade, com redução compulsória dos contratos em caso de não compensação com demais distribuidoras;
- Não abatimento dos valores contratados no LEE A-4 de 2020 dos Montantes de Reposição de 2024 e Recuperação de Mercado;
- Registro dos contratos oriundos do LEE A-4 2020, assim como dos próximos leilões, no submercado dos compradores;
- Antecipação do processamento do MCSD EN A-1 de 2019, que está previsto para ser realizado após o LEE A-1, evitando-se um aumento da sobrecontratação prevista para 2020 e, conseqüentemente, do custo com compra de energia entre os consumidores do ACR;
- Sob o mesmo princípio, processamento excepcional de um MCSD EN A-2 de forma concomitante ao A-1, ou seja, com efeitos para o ano de 2021;
- Revisão da Resolução Normativa nº 693/2015 para que haja incorporação concomitante do MCSD EN A-2 ao MCSD EN A-1, e que seus processamentos sejam realizados anualmente antes da apresentação de Declaração de Necessidade nos LEE A-1 e A-2; e
- Abertura de Consulta/Audiência Pública para colher subsídios sobre a criação do mecanismo “Contratos Bilaterais entre Distribuidoras”.