



## **CONTRIBUIÇÃO DA ENEL BRASIL À CONSULTA PÚBLICA 042/2020 SOBRE REVISÃO DAS REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO PARA CONTEMPLAR APRIMORAMENTOS DO MSCD E DO MVE**

A Enel apresenta abaixo suas contribuições à Consulta Pública nº 42/20, criada com o objetivo de discutir as Regras de Comercialização a fim de contemplar aprimoramentos nos MSCD e MVE e parabeniza a ANEEL pela realização desta Consulta, para implementação de importantes aperfeiçoamentos aos mecanismos de gestão contratual das distribuidoras, conferindo a estes melhor dinâmica, transparência e segurança.

Também é oportuno reforçar a relevância de concluírem-se as discussões propostas na Consulta Pública nº 37/20 e realização de nova Consulta Pública imediatamente posterior – e ainda em 2020 -, para garantir que os fundamentais aprimoramentos sejam implementados ainda este ano, respeitando assim a urgente necessidade de ajustes aos mecanismos de gestão de portfólio das distribuidoras, reforçada pelas consequências da pandemia da Covid-19.

Assim, tendo em vista as discussões realizadas na Consulta Pública nº 37/20 e aspectos de extrema relevância dentro do tema de gestão de contratos regulados que precisarão ser incluídos nas revisões às Regras de Comercialização, apresentam-se contribuições acerca de temas não totalmente englobados pelo escopo delimitado desta Consulta Pública, mas cuja importância motiva sua menção.

### **Do Mecanismo de Venda de Excedentes**

#### **Inclusão de múltiplos lances para um mesmo produto do MVE**

A possibilidade de realização de múltiplos lances, tanto pelo vendedor quanto pelo comprador, confere importante avanço à dinâmica do certame, que tende a beneficiar a negociação e a competitividade. Portanto, é um aprimoramento muito oportuno já para as rodadas previstas para dezembro de 2020. Também merece menção e elogio a implementação de preços discriminatórios, em substituição ao preço de equilíbrio, evitando a distorção entre preço ofertado e o preço que o agente está de fato disposto a negociar a energia.



Cabe apenas a ressalva de implementação de valores mínimos de incrementos e decrementos a cada lance, a fim de evitar-se condutas que reduzam o dinamismo do leilão.

### **Aprimoramentos à metodologia de apuração do resultado econômico do MVE e inclusão de produtos ao Mecanismo**

O item III.2 da Nota Técnica nº 69/2020 - SRM/ANEEL trata das propostas para o aprimoramento do Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE), e demonstra que as alterações propostas para as Regras de Comercialização são devidas às determinações já estabelecidas em discussões anteriores, como a Audiência Pública nº 33/19, porém cabe mencionar que ainda há necessidade de conclusão de questões relativas à Audiência Pública nº 25/2019, que apresentou riscos adicionais de impacto devido à sazonalidade mensal inicialmente não esperado pelas distribuidoras.

Outro ponto de preocupação é saber-se o nível de sobrecontratação involuntária com antecedência, de forma a precisar qual a parcela a ser assumida pelos consumidores e qual cabe à distribuidora. Assim, a ENEL propõe harmonizar o critério de sobrecontratação a partir da sazonalização flat do MVE e excluir o resultado dos MCSDs posteriores no cálculo do resultado econômico do MVE.

Na contribuição da ENEL à Consulta Pública nº 37/20, menciona-se a necessidade de conclusão da AP nº 25/2019, para a definição do critério de apuração do repasse tarifário para a venda de excedentes. Foram propostas, ainda, algumas melhorias possíveis ao mecanismo, transcritas abaixo, algumas cuja implementação já está prevista, outras que ainda carecem de inclusão.

**(i) Aumento da oferta de produtos futuros em todas as rodadas:** outro ponto importante e que pode contribuir é a possibilidade da oferta de produtos futuros e de maior prazo em todas as rodadas. Exemplo: até final do ano A+1, A+2 ou A+3. É uma forma de desvinculação dos preços das projeções de curto prazo de PLD. Outro ponto importante a ser alterado, de forma a trazer mais liquidez e oportunidades de diminuição dos riscos, seria somente na rodada desses produtos executar a comparação do preço de venda com o preço médio dos contratos das distribuidoras. O maior risco que a sobrecontratação precisa proteger é da liquidação SPOT da sobre em PLD's baixos e ao mesmo tempo não faz sentido

no longo prazo a distribuidora mitigar o risco do consumidor mas assumir todo o risco do PLD eventualmente subir em meses futuros e especificamente nesses meses ser onerada dessa diferença de preços no momento do reajuste tarifário. Como essa venda tem prazo maior que um ano, propomos que o valor de venda seja corrigido por IPCA anualmente.

**(ii) Antecipação do processamento de rodadas multiofertas,** previsto para 2021, de forma a tornar o MVE mais dinâmico e compatível com as diferentes percepções de riscos do tomador de decisão, permitindo tanto à distribuidora quanto ao comprador ofertar mais de um preço e volume em todos produtos negociados.

**(iii) Criação de MVE Ex-Post Mensal:** Esse mecanismo permitiria às empresas liquidarem tanto a sobrecontratação quanto à necessidade de energia sendo conhecido o PLD, carga e geração do mês realizado.

**(iv) Certificado de adimplemento para compradores:** deve-se exigir, a exemplo dos leilões regulados e MCSD-EN, que os compradores comprovem a regularidade com as obrigações intrassetoriais, mediante apresentação de Certificado de Adimplemento emitido pela SAF/ANEEL. O Mecanismo deve estar disponível aos bons pagadores. Tal exigência tem por objetivo incentivar a adimplência setorial;

**(v) Aporte de garantias compradores:** deve-se exigir também, ao menos nos produtos com prazo superior a 3 meses, que haja aporte de garantias de participação, que posteriormente seriam liberadas para aqueles que não obtivessem sucesso na aquisição de energia. Já para aqueles que adquirirem energia, a garantia seria convertida em garantia de fiel cumprimento da aquisição do produto. Hoje o MVE, na forma como é operado (registro contra pagamento) permite ao comprador arbitrar, comparando o preço do MVE com os preços de mercado, se deseja ou não continuar com o contrato. Caso não deseje, basta não efetuar o pagamento que o contrato não é registrado e é cancelado, voltando a energia para a distribuidora. Isto impacta negativamente a gestão do nível de contratação das distribuidoras, que ficam com uma expectativa que pode não vir a ser realizada. Imagine hipoteticamente o caso de uma distribuidora que, acima de 105%, resolve participar do último MVE do ano: ela vende montante suficiente para cumprir o limite (*ceteris paribus*), mas a energia pode em algum momento retornar para ela, no todo ou em parte, caso o comprador resolva que não deseja mais aquela energia. Hoje, a única penalidade para o comprador é a suspensão temporária da participação em MVEs, o que pode ser contornado através da participação de outras empresas do mesmo grupo econômico. Considerando que a resolução de um contrato é um direito legítimo das partes, uma alternativa seria permitir a resolução mediante o pagamento de uma multa rescisória de 50% do valor da energia



contratada remanescente, cuja receita seria compartilhada entre acionista e consumidor na proporção de 50%/50%.

Por oportuno, apesar do analisado nos itens 14 e 15 desta CP nº 42/2020, entende-se necessária a análise célere da AP nº 25/2019, assim como da CP nº 37/2020, a fim de que alterações metodológicas já possam ser vinculadas às regras de comercialização de 2021.

14. Ressaltamos que outras alterações na Resolução Normativa nº 824, de 2018, estão sendo propostas no âmbito da Consulta Pública (CP) nº 37/2020, que trata do aprimoramento do cronograma de realização do MCS D de Energia Nova e do próprio MVE. Nessa CP estão sendo propostos novos produtos e processamentos do MVE ao longo do ano.

15. No presente momento, no entanto, as alterações propostas levam em conta o texto vigente da Resolução Normativa nº 824, de 2018, sendo que a consolidação das alterações na Resolução Normativa nº 824/2018 será realizada no âmbito do fechamento das consultas públicas.

Merece reconhecimento a inclusão de produto adicional ao MVE, referente ao segundo semestre do ano posterior, um aceno positivo à reiterada necessidade de inclusão de mais produtos ao Mecanismo, que reduzam o efeito da expectativa de preços da energia no curto prazo. Cabendo, contudo, reforço à importância de inclusão de produto com vigência do primeiro semestre do ano, a ser negociado em julho, antes de transcorrido parte do período úmido, e possibilitar descolamento entre o preço de negociação e aqueles indicados pelas projeções de PLD de curto prazo.

Outro produto com potencial de contribuir para o ajuste ao nível de contratação das distribuidoras é o MVE Ex-Post, em que é possível saber-se os valores de Contratos, Requisitos, Preço Médio de Contratos e PLD, o que permite ciência do risco a ser tomado ao participar de tal certame, e ainda assim, em determinados cenários, pode criar oportunidade de negociação. Ainda, com a ciência sobre as variáveis que determinam o efeito da negociação aos consumidores regulados, é possível imputar, com maior legitimidade, responsabilidade por eventuais negociações que prejudicariam os consumidores regulados.

### **Do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits**



### **Possibilidade de cessão de contrato recebido em MCSD-EE**

Na contribuição ENEL à CP nº 37/2020 propôs-se a inclusão de cessões recebidas em outros processamentos de MCSD-EE, no montante passível de nova cessão ou redução.

A proposta apresentada nesta Consulta Pública prevê, sem apresentar fundamentação, que a impossibilidade de cessão ou redução de montantes de energia recebida e também que as cessões recebidas dos CCEARs de Disponibilidade não comporão os montantes dos contratos originais, ao contrário do que já é praticado com os CCEARs de Quantidade.

*Diferentemente do realizado para CCEAR por Quantidade, as cessões recebidas provenientes de CCEAR por Disponibilidade não aumentarão a energia do contrato original do leilão registrado na CCEE, mas serão criados novos contratos específicos para o montante total recebido, ou seja, incluindo a energia de todos cessionários, em cada processamento. Em caso de novo processamento, que resulte em energia recebida, serão criados novos contratos para representação do montante de cessões recebidas. Uma vez que o montante recebido não pode ser cedido ou reduzido, farão parte das álgebras, que consideram os déficits, apenas os contratos originais provenientes do leilão (Linhas de Comando 10, 11, 14 a 17, 20 a 22, 25 a 28, 32, 51, 52, 61, 63 a 66, 67.2, 69 a 71, 83 e 84)*

Em sentido contrário, a Enel entende que, tanto para CCEARs-Q quanto para CCEARs-D, os montantes recebidos devem compor os contratos originais, quando cabível, sendo desnecessária a criação de novos contratos, e não devem sofrer limitações. Tais limitações vão de encontro à necessidade das distribuidoras de maior flexibilidade na gestão de seus portfólios. Considerando que hoje já é extremamente reduzido o montante de energia existente no portfólio das distribuidoras, impor tais limitações reduz sobremaneira a eficácia desses mecanismos.

A limitação foi criada em um contexto no qual as datas de reajuste dos preços dos CCEARs acompanhavam as datas de reajuste tarifário das distribuidoras compradoras. Este fato, que não mais se observa nos CCEARs e Editais atuais, criava uma dificuldade operacional para a CCEE controlar os preços das cessões e apurar os montantes da liquidação financeira. Não existindo mais esta barreira, e tendo em vista que os leilões vigentes de energia existente já preveem em



seus editais uma data única de reajuste para todos, ou preço fixo nos produtos com prazo de até 2 anos, não há fundamentação para manutenção dessas limitações.

Some-se a isso o fato de que o cenário atual é de uma nova onda de migrações de consumidores ao Ambiente de Comercialização Livre. Assim, as distribuidoras precisam de mecanismos eficazes para mitigação desse risco, sob pena de transferir o problema para as complexas discussões envolvendo o caráter involuntário das sobrecontratações que vêm sendo verificadas.

### **Liquidação MCSD de CCEAR-D**

Com relação à Liquidação Financeira das Cessões do MCSD de CCEARs-D, a proposta desta Consulta Pública prevê para as cessões a manutenção do pagamento em 3 parcelas, conforme já é realizado no faturamento bilateral do contrato original. A primeira parcela seria liquidada junto com a liquidação do MCSD dos CCEARs-Q, no dia 25, e as demais 2 parcelas em datas nas estipuladas na proposta.

A justificativa apresentada para a proposta seria a manutenção do procedimento padrão do faturamento bilateral. Atualmente, os CCEARs-D possuem vencimentos para as 2 primeiras parcelas nos dias 20 e 30 do mês subsequente ao de competência e 15 do segundo mês subsequente. Contudo, não se deve esquecer que os CCEARs-Q também preveem o faturamento em 3 parcelas, e nem por isso as liquidações das cessões de MCSD destes contratos são feitas em 3 parcelas.

Outro fato que deve ser levado em consideração é que, não raro, os montantes apurados de ressarcimento superam os valores a pagar na terceira parcela, gerando para os compradores uma parcela a pagar “negativa”. Em um contexto de liquidação centralizada, em que os devedores aportam o montante total a liquidar, eventuais parcelas negativas consumiriam receitas de outros vendedores, provocando uma aparente insuficiência de recursos.

Como forma de mitigar estas ocorrências, a Enel propõe que a liquidação seja realizada em 2 parcelas. A primeira parcela, correspondendo a soma de 50% da Receita Fixa e 50% da Receita Variável Preliminar, seria paga junto com a liquidação do MCSD de CCEARs-Q, conforme proposta desta Consulta. O restante, correspondendo a soma dos demais 50% da Receita Fixa,



com a diferença entre Receita Variável Final e os 50% da Receita Variável Preliminar, e mais eventuais Ressarcimentos, poderia ser liquidada no dia 15 do segundo mês subsequente, conforme estipulado no CCEAR. Esta proposta minimiza os impactos para os vendedores.

Para contemplar o caso de, ainda assim, a segunda parcela resultar em valor negativo, a regra deve prever que o valor considerado seja nulo, e que o crédito seja compensado, com correção monetária, na primeira parcela da liquidação do mês subsequente. Ainda, caso isto ocorra no último mês de competência de vigência do contrato, deve ser promovida liquidação especial em que o vendedor quitaria seus saldos de ressarcimento com os compradores.

Adicionalmente a Enel entende que os Relatórios de apuração de valores a serem pagos referente às cessões de CCEARs-D devem ter publicação obrigatoriamente distinta dos relatórios existentes para evitar confusão entre as informações constantes nos relatórios RRV dos CCEARs originais, o que contribui para melhor controle na gestão dos pagamentos dos RRVs dos contratos por Disponibilidade.

#### **Inclusão do CCEAR-D no MCSD Ex-Post**

Com relação ao MCSD Ex-Post, a proposta apresentada foi de não alteração, por ora, do mecanismo, sob a alegação de que este não está relacionado com as disposições do CCEAR ou do Decreto nº 5.163/2004, e que o mérito sobre a aplicação poderia ser avaliado depois.

*Por fim, cabe destacar que neste momento não foram realizadas alterações no MCSD Ex-post, mantendo apenas para os CCEAR por Quantidade. O referido MCSD não está relacionado com as disposições do CCEAR ou do Decreto nº 5.163/2004, entretanto, o mérito sobre a aplicação do CCEAR por disponibilidade nesta modalidade poderá ser analisado posteriormente.*

A Enel entende que a inclusão dos CCEARs-D de Energia Existente no rol de contratos elegíveis ao processamento do MCSD Ex-Post deve ocorrer neste momento, haja vista o potencial prejuízo de postergação de medidas de ajuste que contribuiriam para a eficácia dos mecanismos de gestão das distribuidoras. O MCSD Ex-Post é uma ferramenta importante para o cumprimento de sua obrigação de atendimento aos seus mercados. Além disso, a referida

alteração não implica relevante impacto para os vendedores, dado que se limita à possibilidade de cessão dos contratos entre distribuidoras.

## Da Sobrecontratação Involuntária

### Inclusão da GD para fim de apuração da sobrecontratação involuntária

O limite de repasse dos custos de compra de energia às tarifas dos consumidores finais representa, de certa forma, o nível de risco reconhecido em parte pela legislação na atividade de gestão da cobertura contratual de consumo pelas distribuidoras. Este limite, que inicialmente era de 103%, foi posteriormente alterado para 105%.

Entretanto, há fatores que contribuem para um aumento no nível de risco percebido no desenvolvimento dessa atividade. Deve-se mencionar, entre esses, o crescimento exponencial da implantação de geração distribuída, muito além do que a própria ANEEL projetou em seus próprios estudos em 2017 e 2019. Projetando os anos posteriores por meio da mesma curva utilizada pela ANEEL, atualizando o ponto de partida com valores realizados até junho de 2020, percebe-se expressivo crescimento da GD ao longo dos anos, influência de fatores como incentivos fiscais, redução dos valores da tecnologia fotovoltaica e mão de obra, entrada de muitos concorrentes, e especialmente dos subsídios implícitos a essa modalidade de geração, conforme amplamente discutido na Consulta Pública nº 25/19.







- <sup>1</sup>- Dados retirados da base da ANEEL (Data: jun2020)
- <sup>2</sup>- Projeção de potência instalada realizada pela ANEEL em 2017 (NT 56/2017)
- <sup>3</sup>- Projeção de potência instalada realizada pela ANEEL em 2019 (CP 25/2019)
- <sup>4</sup>- Projeção considera a curva da Aneel e ajustada com a diferença de 2020, como exemplo no PDE 2029, a EPE está projetando no pior cenário 10,1GW em 2024

Em decorrência desse crescimento, dos seus potenciais impactos ao nível de contratação das distribuidoras e de sua origem alheia aos riscos de mercado previstos no contrato de concessão de distribuição, a ENEL aproveita a oportunidade para reforçar a necessidade de inclusão da redução de carga decorrente da Geração Distribuída à apuração da sobrecontratação involuntária. Diante disso, ainda que a explicitação desse direito implique necessidade de ajuste ao Decreto 5.163/04, vê oportuna tal discussão, dado que a sua implementação depende de regulamentação e metodologia, aspectos cuja discussão precoce pode reforçar a viabilidade e a urgência de tal ajuste.

### **Considerações finais**

A Enel reitera a relevância do tema posto em discussão nesta Consulta Pública e valoriza o esforço da ANEEL para permitir a implementação ainda em 2020 de aprimoramentos aos mecanismos de gestão de portfólio das distribuidoras. Nessa mesma linha, reforça a necessidade de implementação urgente de novos ajustes aos mecanismos vigentes, bem como a inclusão de novos mecanismos, conforme discussão e contribuições da CP nº 37/20, haja vista a carência de mecanismos que confirmam eficácia suficiente para essa gestão por parte das distribuidoras sem lhes imputar risco excessivo.

Por fim, lista-se resumo das propostas apresentadas nesta contribuição:

- Conclusão das discussões realizadas na Audiência Pública nº 25/19 e na Consulta Pública nº 37/20, de modo a definir os aprimoramentos à gestão de portfólio das distribuidoras;
- Realização de nova Consulta Pública de Regras de Comercialização ainda em 2020, a fim de garantir a célere implementação dos aprimoramentos mencionados no item anterior;
- Apoio à proposta de implementação de lances múltiplos por rodada com preços discriminatórios;



- Aprimoramentos à metodologia de apuração do resultado econômico do MVE;
- Apoio à proposta de inclusão de produto segundo semestre do ano posterior;
- Inclusão de novos produtos ao MVE;
- Inclusão de obrigações para conferir maior segurança às negociações do MVE: certificados de adimplemento e garantias financeiras;
- Possibilidade de cessão de contrato recebido em MCSD-EE;
- Aprimoramentos à liquidação das cessões de MCSD-EE;
- Inclusão dos CCEAR-D ao MCSD Ex-Post; e
- Inclusão da GD para fim de apuração da sobrecontratação involuntária.