

Contribuições ENEL:

Tomada de Subsídios ANEEL nº 010/2021

Medidas Regulatórias Necessárias para Permitir a
Abertura do Mercado Livre para Consumidores com
Carga Inferior a 500 kW



Sumário

Sumário Executivo	3
Preâmbulo	4
Questionamentos em discussão no âmbito da TS 010/2021	5
1) Quais os impactos (positivos e negativos) advindos da abertura do mercado de energia?	6
2) A opção de escolha do fornecedor de energia elétrica deve ser dada a todos os consumidores ou em algumas situações a migração deve ser vedada?	7
3) Como tratar a energia já contratada pelas concessionárias de distribuição (contratos legados)?	7
4) Como deve ser o desenho do comercializador regulado de energia?	13
4.1) Quem deve fornecer energia aos consumidores que: (i) optarem por não migrar para o mercado livre; (ii) optarem por voltar para o ACR; (iii) forem desligados de seu supridor por motivo de inadimplência do próprio consumidor; (iv) forem desligados de seu supridor por motivo de desligamento do supridor da CCEE; e (v) usufruam ou tenham o direito de usufruir de subsídios decorrentes de políticas públicas?	14
4.2) Como deve ser realizada a contratação de energia necessária para atendimento ao mercado do comercializador regulado de energia (gerenciamento da compra de energia, pagamento das perdas e subsídios etc)?	15
4.3) Uma vez optado pelo mercado livre, é razoável permitir a volta dos consumidores ao mercado regulado? Se sim, qual o prazo mínimo necessário para permitir essa volta?	16
4.4) O serviço de comercialização regulada de energia pode ser realizado pelas próprias distribuidoras e quais as alterações legais e/ou contratuais para tanto, se couber?	17
4.5) É razoável permitir que o consumidor possa optar por ter parte de seu fornecimento atrelado ao ACL e parte ao ACR?	17
5) Como deve ser o modelo de faturamento (fatura única, fatura separada por serviço etc) dos consumidores que optam por migrar para o ACL?	17
6) Quais os requisitos técnicos necessários para possibilitar a migração para o ACL?	17
6.1) Caso a solução escolhida seja alterar a medição, como proceder com a substituição dos medidores e quem deve suportar esses custos?	17
7) A abertura do mercado para consumidores residenciais exige tratamento	



regulatório específico para proteção desses consumidores em negócios de compra de energia? 18

8) Quais aperfeiçoamentos devem ser realizados no modelo de representação e comercialização varejista? 18

9) Em que prazos e qual o cronograma de ações que devem ser realizadas para a abertura do mercado? 19

10) Quais outros aspectos devem ser levados em consideração para a efetiva abertura do mercado de energia? 20

Sumário Executivo

A Enel ressalta a importância da discussão ampla e transparente estabelecida pela ANEEL no âmbito da TS 010/2021, para avaliar as medidas que viabilizem a abertura do mercado livre para os consumidores do Grupo B.

Desta forma, o Infográfico 1 apresenta as principais medidas que devem ser consideradas para viabilizar a abertura do mercado livre de forma extensível ao Grupo B.

Infográfico 1 – Principais medidas para viabilizar a abertura do ACL



* Caso, não seja possível a negociação de 100% desta energia, o remanescente será convertido em cotas rateadas pelo pool de clientes que migraram p/ o ACL

Preâmbulo

A Tomada de Subsídios nº 010/2021 vem ao encontro de um anseio da sociedade brasileira em relação ao avanço do marco legal e regulatório do Setor Elétrico Brasileiro, de forma a garantir ao consumidor um maior poder de escolha e de gestão de seus custos de compra de energia. Existe um relativo consenso entre os agentes de mercado de que o setor elétrico brasileiro necessita continuar com o avanço para garantir aos seus consumidores um crescente empoderamento.

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

Entretanto, para que essa expansão seja benéfica para o setor como um todo, é fundamental que a decisão de migração de um agente para o ACL seja neutra para os demais, inibindo assim comportamentos oportunistas individuais que visem a mera redução temporária de custos (arbitragem de preços).

A inibição desses comportamentos traria maior racionalidade e eficiência ao processo de migração dos consumidores para o mercado livre, evitando comportamentos oportunistas por parte dos agentes e sendo um incentivo pró-cíclico para migrações orientadas exclusivamente por decisões de gerenciamento de riscos de compra de energia.

Nessa mesma direção, é fundamental que além dos pontos em discussão presentes na Nota Técnica nº 50/2021–SRM/ANEEL, sejam estabelecidas regras claras que assegurem uma transição entre o modelo atual e o proposto, evitando a ruptura do modelo atual e consequente aumento da percepção sobre os riscos regulatórios.

Esse ponto é particularmente relevante no que tange às tratativas dos contratos legados. É necessário que as mudanças propostas garantam o respeito integral aos contratos vigentes, com relação à prazo, preço e volume, para não frustrar a estabilidade e segurança jurídica dos empreendedores que já investiram e desenvolveram projetos baseados nos dispositivos legais vigentes.

Há que se lembrar que o respeito aos contratos, o que inclui as partes envolvidas (contratante e contratado), é um pilar primordial para estabilidade dos riscos assumidos entre as partes, bem como a financiabilidade dos contratos previamente estabelecidos.

Ainda, para que a abertura de mercado seja efetiva, garantindo uma correta sinalização de equilíbrio entre os ambientes, há que se considerar que ações adotadas prezem por três pilares: planejamento de medidas de forma concatenada, neutralidade de impactos entre os ambientes e sustentabilidade dos diferentes segmentos que garantam o funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro.

Por último, ressalta-se que a pretendida redução dos limites para acesso ao mercado livre deva estar concatenada com outras medidas propostas nesta consulta pública, tais como: (i) tratamento adequado e exitoso para os contratos legados e a sobrecontratação involuntária das distribuidoras, decorrente da migração de consumidores para o mercado

livre; (ii) separação das atividades de distribuição e comercialização de energia (separação D&C); (iii) regulamentação e implementação do Supridor de Última Instância (SUI); (iv) aprimoramento da regulamentação associada ao Comercializador Varejista; (v) a revisão dos mecanismos de mitigação de risco de inadimplência e de perdas não técnicas; (vi) a regulamentação e implementação prévia da correta alocação do custo da expansão do sistema para todos os consumidores; e (vii) a viabilidade de implementação de estruturas tarifárias modernas e condizentes com a nova realidade de mercado.

Assim, é de se exaltar a iniciativa da ANEEL em colocar em discussão com todos os agentes a avaliação de quais as medidas necessárias para a liberalização completa do mercado de energia, que além de reforçar o compromisso de diálogo e transparência dessa Agência, busca aprofundar os pontos que equacionarão adequadamente algumas das principais medidas de aprimoramento do modelo atual, conferindo-o uma visão de futuro e assegurando a sua sustentabilidade de longo prazo.

Algumas dessas medidas buscam corrigir distorções graves do modelo atual que põem em risco a própria sustentabilidade do setor elétrico no curto prazo, e por isso mesmo são improteláveis. Outras, tem um caráter de médio e longo prazo, e buscam preparar o setor para as mudanças em curso, assegurando a sua sustentabilidade futura.

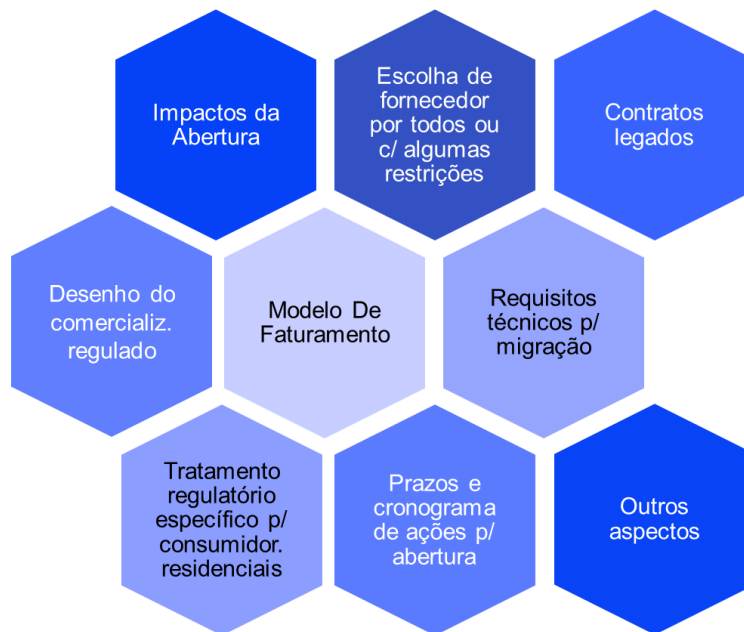
A velocidade dessas mudanças deve necessariamente observar a diferença dessas situações de modo que os problemas emergenciais sejam enfrentados o quanto antes, e que algumas melhorias sejam amplamente debatidas com a sociedade, e precedidas de análise de impacto regulatório e tarifário. Ainda, destaca-se a necessidade de abertura de outras fases de discussão ou outras Consultas Públicas detalhando cada passo do percurso a ser seguido, para que tudo seja feito com responsabilidade não colocando em risco a sustentabilidade do setor elétrico brasileiro.

Diante do exposto, a ENEL vem, respeitosamente, apresentar contribuições na Tomada de Subsídios nº 010/2021.

Questionamentos em discussão no âmbito da TS 010/2021

A presente Tomada de Subsídios reúne 14 questionamentos concentrados em 9 macro temas, conforme observa-se na Figura 1.

Figura 1 – Macro temas da TS 010/2021



1) Quais os impactos (positivos e negativos) advindos da abertura do mercado de energia?

A abertura do mercado livre representa um grande avanço para o empoderamento do consumidor, por permitir uma maior flexibilidade e gestão de riscos oriundos de seu uso e consumo de energia elétrica. Isto lhe possibilita a oportunidade para reduzir gastos com energia elétrica, que, por consequência, aumenta a eficiência econômica no setor elétrico e a produtividade das empresas, além de produzir um setor elétrico capaz de adaptar-se rapidamente à evolução tecnológica cada vez mais iminente.

Desta forma, a liberalização do mercado livre apresenta como potenciais pontos positivos:

- i. Aumento da possibilidade de novos negócios;
- ii. Viabilidade de novos projetos de geração;
- iii. Empoderamento e liberdade de escolha do consumidor;
- iv. Aumento das opções tarifárias para consumidores; dentre outros.

Por outro lado, para que as ações de abertura sejam, de fato, equilibradas, a fim de que se obtenham os benefícios esperados, deve-se, garantir que o processo seja bem estruturado, neutro e sustentável. Assim, alguns pontos de atenção devem ser endereçados:

- i. Tratativa definitiva da sobrecontratação;
- ii. Solução para os contratos legados;
- iii. Ações para evitar a espiral da morte;
- iv. Mitigação de um maior risco de inadimplência para os consumidores do ACR;
- v. Estabelecimento e regulamentação do SUI;
- vi. Aprimoramento do Comercializador Varejista; e

- vii. Separação das atividades de distribuição e comercialização de energia com uma antecedência não inferior a 12 meses da abertura do Grupo B.

2) A opção de escolha do fornecedor de energia elétrica deve ser dada a todos os consumidores ou em algumas situações a migração deve ser vedada?

A opção de escolha do fornecedor deve ser oferecida a todos os consumidores e a migração deve ser opcional e de livre negociação com o mercado.

Contudo, ressalta-se que a liberalização do mercado deve estar previamente associada a uma ampla campanha de comunicação e conscientização dos consumidores. Esta campanha deve ser capaz de adequar a sua linguagem, de forma a garantir sua compreensão pelos diferentes tipos consumidores. O sucesso da abertura de mercado só será, de fato, alcançado, caso o consumidor se sinta parte do processo, o que estará diretamente associado à correta forma de comunicação a ser adotada.

Nesse sentido, os consumidores detentores de subsídios tarifários no ACR, precisam estar cientes de que o benefício a que fazem jus será reduzido com a migração, uma vez que sobre a energia, que passa a ser livremente, negociada, não mais contemplará esse desconto, que passa a ser restrito apenas à tarifa de fio.

Ainda, os consumidores cuja migração resulte em duas hipóteses de desconto (em função da compra de energia incentivada), ou àqueles inseridos no Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, deixarão de fazer jus aos descontos associados ao Mercado Regulado.

Ademais, de forma a evitar efeitos adversos, a liberalização do mercado deve acontecer de forma gradual, evitando grandes rupturas que poderiam causar escassez e sobre oferta de energia em ambos ambientes de contratação.

3) Como tratar a energia já contratada pelas concessionárias de distribuição (contratos legados)?

O atual modelo de contratação de energia no Ambiente Regulado, foi instituído em 2004, por meio do Decreto 5.163/2004. Esse pressupõe que as contratações de energia ocorram de forma antecipada (contratação *forward*) com antecedência de até 7 anos¹ e extensão contratual de até 30 anos, numa estratégia de atrair de investimentos para ampliação da capacidade de geração.

Ainda, numa tentativa de evitar que os consumidores fossem expostos a uma alta volatilidade de preços, devido à natureza predominantemente hídrica da matriz energética brasileira, estabeleceu-se que as distribuidoras fossem obrigadas a contratar, por meio de leilões de energia/potência, pelo menos 100% do seu mercado, com direito de repasse de até 105%² de sua carga.

¹ Leilões A-6 e A-7, foram incluídos a partir de 2017, por meio do Decreto nº 9.143.

² Limite majorado em 2 p.p., por meio do Decreto nº 7.945/2013, após a Medida Provisória nº 579/2012.

O PROBLEMA

OVERVIEW ATUAL DOS CONTRATOS LEGADOS

Como consequência das obrigações trazidas pelo Decreto supracitado, a estratégia de contratação de longo prazo criou um legado para os consumidores cativos até pelo menos 2054, como demonstra o Gráfico 1, que indica que 70% do volume contratado³ tem duração até 2035.

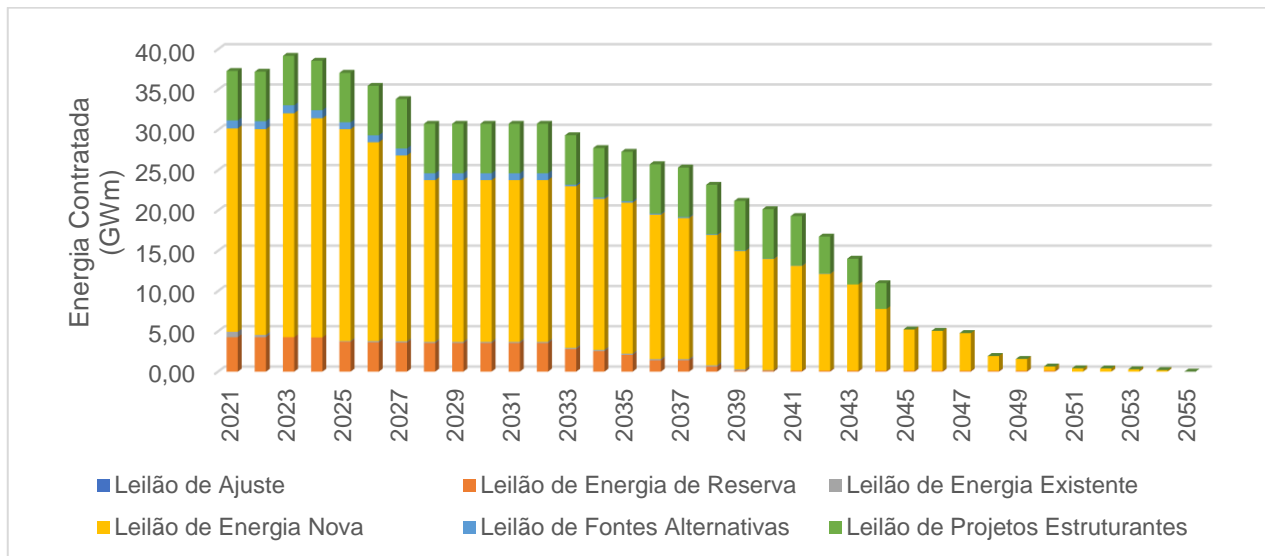


Gráfico 1 – Evolução da Contratação por tipo de Leilão – Fonte: CCEE – InfoLeilão - 052 - Ago/2021

Por outro lado, há que se diferenciar os tipos de contratos de leilão e suas especificidades associadas. Destacam-se as contratações de leilões de energia nova em relação as contratações de energia existente. Os contratos de energia existente possuem: (i) menor duração; (ii) cláusula de descontração de energia no caso de migração de consumidores para o mercado livre; e (iii) cláusula de redução de até 4% ao ano por incerteza na demanda.

Já os contratos de energia nova são mais restritivos quanto à reduções contratuais, por se tratarem de contratos utilizados como garantia da financiabilidade de projetos (*Project Finance*): estes contratos, além de mais longos, não possuem cláusulas de redução contratual.

Destaca-se que, de forma a garantir o respeito aos contratos, estes devem ser respeitados integralmente no que tange a prazo, preço e volume.

MECANISMOS ATUAIS DE DESCONTRATAÇÃO DE ENERGIA

Em primeiro lugar, é importante destacar que o atual modelo de comercialização de energia no ACR foi desenhado considerando como premissa o constante crescimento do mercado regulado.

I. MCSD

O primeiro mecanismo de descontração de energia inicialmente constituído, o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), pressupõe que distribuidoras

³ Não considera o volume associado aos contratos bilaterais, Proinfa, Itaipu, Angra I e II e CCGF (nem da descotização associada ao processo de descapitalização da Eletrobras).

sobrecontratadas doam energia para as subcontratadas, como um *hedge* de energia contratual entre as distribuidoras.

Observa-se, porém, que este mecanismo é inócuo em cenários de crise sistêmica, em que todas as distribuidoras estão sobrecontratadas. Ademais, em cenários de considerável retração da demanda, como observado nas crises econômicas em 2015 e 2016, e pela COVID, em 2020, estes instrumentos não são suficientes para gerenciar tamanho volume de sobras contratuais.

II. DEVOLUÇÃO POR MIGRAÇÃO PARA O ACL

À medida que o Mercado Livre foi se tornando mais estável e maduro, e com preços mais atrativos, o volume de migração de consumidores se elevou, conforme observa-se no Gráfico 2.



Gráfico 2 – Crescimento histórico do ACL – Fonte: CCEE

Tal como anteriormente mencionado, a solução identificada para essa migração foi a devolução de parte dos contratos de energia existente. Porém, como destacado no Gráfico 3, o volume de contratos de energia existente disponível para devolução reduziu consideravelmente.

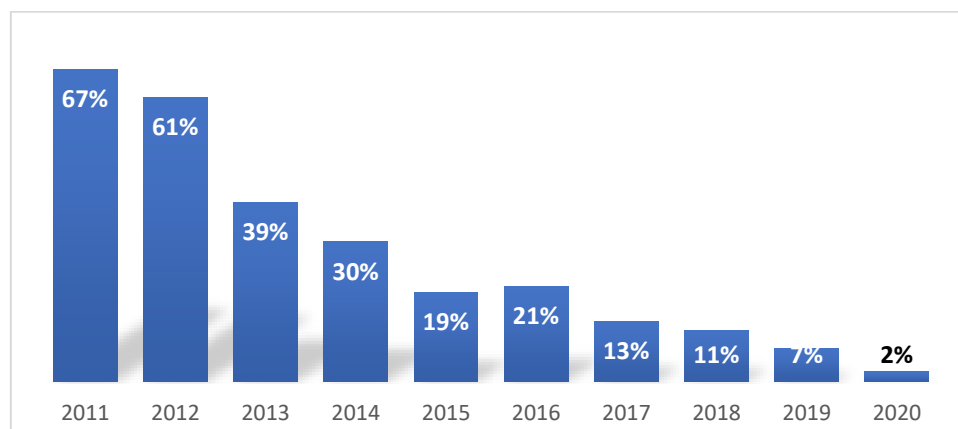


Gráfico 3 – Representatividade de Energia Existente no Portfólio das Distribuidoras⁴ – Fonte: CCEE - InfoLeilão - 052 - Ago/2021

⁴ Não considera o volume associado aos contratos bilaterais, Proinfa, Itaipu, Angra I e II e CCGF (nem da descotização associada ao processo de descapitalização da Eletrobras).

Desta forma, a opção de devolução de energia existente, à medida que os consumidores migram para o Mercado Livre, vem se tornando cada dia mais escassa.

III. MVE

A partir de 2016, por meio da Lei 13.360/2016, as distribuidoras passaram a contar com um mecanismo adicional para gestão de seu portfólio de contratos, o Mecanismo de Venda de Excedentes – MVE, que permite que as distribuidoras vendam o excedente de contratos ao mercado.

Para a eficácia de uma neutralidade do repasse de custos de contratação dos contratos legados, este mecanismo não consegue alcançar seus objetivos, já que o excedente é vendido a preço de mercado, que possui grande chance, em situações normais, de estar abaixo do preço dos contratos legados, cuja valor médio atual está sempre acima de 200 R\$/MWh até o fim da contratação, em 2054.

Além disso, devido à necessidade de maior detalhamento regulamentar para a apuração deste mecanismo, a forma com que a ANEEL calcula os resultados do MVE pode impor riscos adicionais às distribuidoras. Com isso, além das incertezas associadas ao preço (que já são elevadas, dada sua enorme volatilidade), estas incertezas adicionais frente à métrica de apuração, atuam como inibidor de uma participação em maior escala das concessionárias.

A própria classificação dos volumes vendidos, como voluntários ou involuntários, ainda gera incertezas na avaliação deste mecanismo, pois implica na distinção do compartilhamento de resultados entre consumidores e distribuidoras.

Adicionalmente, também prejudica a eficácia do mecanismo o fato de os resultados de venda serem comparados com o PLD realizado no período de vigência da operação e não com o preço de compra, o que aumenta o risco na venda de produtos a preços fixos, mais atrativos ao ACL.

Mesmo que uma distribuidora faça uma venda de energia a um preço maior do que o custo de compra, pode acontecer de o PLD médio superar esse preço de venda e a operação ser considerada desvantajosa, o que obrigaria a distribuidora a devolver a diferença aos consumidores, na hipótese de que o volume vendido fosse classificado como involuntário.

SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA

O Decreto 5.163/2004, define, no inciso V do §7º de seu artigo 3º, que a migração de consumidores livres e especiais ao Mercado Livre, desde que observada a avaliação do máximo esforço, é considerada uma sobrecontratação involuntária.

Apesar dessa possibilidade, a regra para classificação dos volumes vendidos, como voluntários ou involuntários, das ações adotadas como máximo esforço, vem gerando uma série de discussões nos últimos anos. Com isso, a aprovação da sobrecontratação não apresenta a celeridade e clareza necessária para se vislumbrar a abertura de mercado.

Por mais que a migração dos consumidores apresentem a opção de cobertura tarifária, esta ensejará em um aumento tarifário para aqueles consumidores que não exerceram a

opção de migração, que passaram a receber um ônus adicional oriundo de uma contratação de energia para aqueles consumidores que migraram. Desta forma, ocorrerá um novo sinal econômico, estimulando uma nova onda de migração, e os custos associados à sobrecontratação serão rateados por uma quantidade cada vez menor de consumidores, tornando este rateio insustentável, transformando-se na indesejada espiral da morte.

Assim, entende-se ser essencial a proposição e discussão de normas e conceitos claros para a definição da sobrecontratação involuntária das distribuidoras, acabando com a insegurança regulatória que, em muitos casos, as impedem de gerir com eficiência suas carteiras de contratos.

Há que se destacar que a solução de sobrecontratação e de tratativa dos contratos legados, são ações imprescindíveis que precisam ser endereçadas de forma definitiva para que a liberalização de mercado caminhe de forma neutra e sustentável.

SOLUÇÃO PROPOSTA

APRIMORAMENTOS DOS MECANISMOS DE GESTÃO CONTRATUAL

I. MECANISMOS DE DESCONTRATAÇÃO (GESTÃO USUAL)

- **MVE**: a regra de repasse atual (pendente de aprovação) comparando Preço de Venda ao PLD associada a uma difícil classificação das sobras como voluntária ou involuntária limita a participação de Distribuidoras, uma vez que aloca o risco associado à alta de PLD ao acionista.

Isso faz com que, ainda que haja janelas de oportunidades de venda no curto prazo a preços acima do Pmix (a exemplo do que tem ocorrido em 2021), muitas distribuidoras optem por não participar do mecanismo e se limitar à participação nos MCSDs como garantia de reconhecimento do máximo esforço.

As Distribuidoras que negociam no MVE estão tomando alguns riscos em nome de uma gestão mais eficiente para ambos acionista e consumidor.

- **Proposta**: A regra de repasse precisa ser endereçada de modo a permitir que o MVE possa rodar com muito mais efetividade e seja uma das principais ferramentas a permitir uma abertura de mercado sadia.
- #### **II. MECANISMOS DE DESCONTRATAÇÃO (ASSOCIADA A NOVAS MIGRAÇÕES E GD)**
- **Devolução de Contratos**: As Distribuidoras poderão devolver volumes associados a contratos (incluindo energia nova e cotas) decorrente da abertura de mercado a um *pool*.
 - **Proposta**: Sugere-se a criação de uma “Conta Centralizadora” que fará a gestão dos volumes e respectivos efeitos financeiros (a exemplo do que ocorre com a energia de reserva), com o resultado rateado por todo o mercado consumidor (livre e cativo).

Importante a garantia da neutralidade tarifária para a concessionária de Distribuição.

- Considerando que tal Conta Centralizadora pode acumular grande volume de energia, sugere-se como exemplo para gerenciamento da energia do pool para fins de redução de risco e transferência do lastro deste para o ACL, que seja

implementado um mecanismo chamado aqui de “Leilão de Venda” com produto de suprimentos mais longos (3 – 5 anos) em que o **Pool realize venda de energia (a fim de controlar o montante gerido), não fazendo bid de preço** (diferentemente do que ocorre no MVE). O preço mínimo de venda poderia ser definido por meio de regulação ou estabelecidos pelo MME, tal como ocorre nos Leilões de compra. O repasse seria integral, trazendo neutralidade para o acionista.

A Enel entende que essa alternativa de realizar as vendas de forma antecipada é mais segura e benéfica ou, no mínimo, menos onerosa aos consumidores cativos, já que garante um preço de venda em detrimento de liquidação das sobras no MCP, em que estaria suscetível ao risco de períodos de PLD baixo.

O desafio será definir se os contratos liberados serão primeiramente contratos mais antigos, contratos mais caros ou um mix deles (avaliar que cada contrato tem um efeito financeiro diferenciado).

ENDEREÇAMENTO SUGERIDO DOS CONTRATOS LEGADOS

I. ESTANCAR A CONTRATAÇÃO DE NOVOS LEGADOS

Antes de discutir a solução para o problema dos contratos legados, é essencial que se adotem medidas imediatas para estancar a majoração do problema. Nesse sentido, em caso de necessidade, deve-se priorizar a contratação no ACR, via Reserva de Capacidade, garantindo-se a neutralidade ao se considerar todas as fontes, inclusive as renováveis, para participarem deste mecanismo.

Destaca-se que o aumento de legados insere uma crescente onerosidade à liberalização efetiva de mercado de contratação de energia para um ambiente de plenamente competitivo. Ademais, é necessário que os novos contratos de energia nova tenham cláusulas de redução no caso de migração para o mercado livre. Isto permite compartilhar com o gerador o risco de mercado, que é algo natural em um ambiente de livre negociação, e considera que estes próprios geradores poderiam vender a energia para os consumidores no mercado livre, equilibrando assim os dois ambientes.

II. ADOÇÃO DE MEDIDAS HÍBRIDAS PARA ENDEREÇAR OS CONTRATOS LEGADOS JÁ EXISTENTES.

Os contratos legados podem apresentar uma solução híbrida:

- Contratados oriundos de **leilões de energia existente, cotas e Itaipu**: pode-se adotar a livre negociação entre as distribuidoras e o mercado livre, uma vez que não mais possuem garantias de financiabilidade associadas à contratação. Caso restasse alguma energia, após a negociação junto ao ACL, essa sobra seria convertida em encargo e rateada pelo *pool* de consumidores migrantes naquele período associado; e
- Contratados oriundos de **leilões de energia nova**: por utilizarem os contratos como garantia à viabilização da construção do empreendimento, estes empreendimentos deveriam ser repassados ao ACL por meio de um encargo.

4) Como deve ser o desenho do comercializador regulado de energia?

Por se tratar de uma atividade prevista nos contratos de concessão das distribuidoras, estas devem ter a prerrogativa da sua execução. Caso a distribuidora abra mão desta prerrogativa, essa função pode ser exercida por uma empresa distinta, mediante a processo concorrencial com requisitos claros e isonômicos para participação.

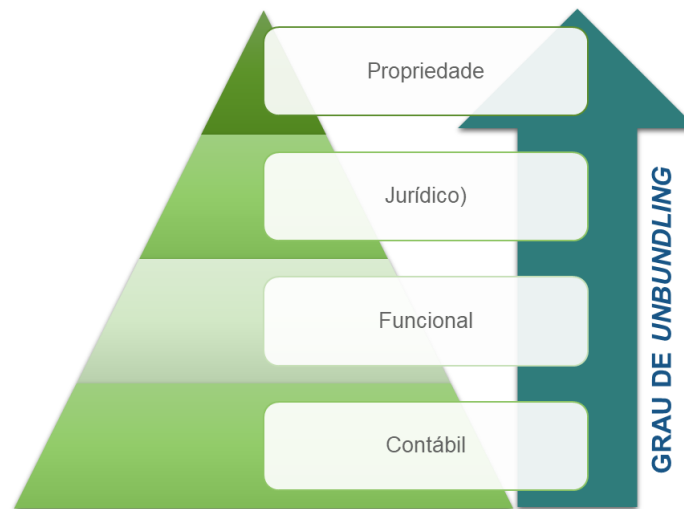
Para garantir a transparência nos custos, preços e riscos das diferentes atividades de distribuição e comercialização de energia é necessário que a desverticalização completa das atividades “fio” e “energia” (separação D&C) tenha ocorrido. Esta desverticalização, ajuda a proteger o interesse dos agentes e consumidores o atendimento ao mercado do comercializador regulado.

Há diversos arranjos possíveis para viabilizar esta separação de fio e energia, em diferentes graus:

- Contábil – é a forma menos drástica, para evitar subsídios cruzados, por realizar apenas a separação das contas contábeis para as atividades de rede e energia, mantendo, porém, a possibilidade de compartilhamento de atividades operacionais sob uma única empresa;
- Funcional – exige que, além da separação contábil das atividades, seja realizada a separação das atividades operacionais e de gestão. A equipe é designada para diferentes divisões de negócios que funcionam independentemente, mas ainda podem ser gerenciadas a partir de uma *holding* central;
- Jurídica/legal – exige que as atividades de fio sejam colocadas em entidades jurídicas separadas das demais atividades. A propriedade comum de ativos de rede e geração é permitida desde que a rede seja operada por uma afiliada independente em termos de sua organização e tomada de decisão. É uma medida menos rigorosa, em que as atividades da rede são organizadas em uma entidade legal separada, que pode, no entanto, funcionar em uma *holding*, juntamente com atividades de produção e comercialização; ou
- De propriedade – é a forma mais drástica. As funções competitivas e de rede devem pertencer a entidades independentes, portanto, não pertencem à mesma propriedade. Essas entidades não podem deter ações em ambas as atividades. Embora seja a medida reguladora mais rigorosa porque a rede é totalmente separada e proíbe uma empresa de rede de produzir e comercializar energia, ela é considerada a abordagem mais eficaz.

A Figura 2 ilustra os diferentes graus possíveis de *unbundling*.

Figura 2 – Graus de separação D&C



Para que a abertura do Grupo B transcorra bem, essa clareza de custos deve ter ocorrido, mesmo que, no momento inicial, seja apenas a separação contábil. Porém, de forma garantir almejada transparência nos custos, preços e riscos das diferentes atividades de distribuição e comercialização, deve-se estabelecer um cronograma para que a separação jurídica seja alcançada.

Em qualquer dos arranjos adotados, é primordial que as atividades comerciais correlatas à operação da rede permaneçam com a distribuidora, a fim de maximizar ganhos de escala e escopo dentro da concessão regulada, em benefício da sociedade. A distribuidora, que será a operadora da rede, deve permanecer responsável pelas atividades de combate às perdas, medição, inspeção, cortes e faturamento em harmonia com as demais atividades de operação e intervenção das redes.

4.1) Quem deve fornecer energia aos consumidores que: (i) optarem por não migrar para o mercado livre; (ii) optarem por voltar para o ACR; (iii) forem desligados de seu supridor por motivo de inadimplência do próprio consumidor; (iv) forem desligados de seu supridor por motivo de desligamento do supridor da CCEE; e (v) usufruam ou tenham o direito de usufruir de subsídios decorrentes de políticas públicas?

Em primeiro lugar, deve-se restar clara a necessidade de se regulamentar a figura do Supridor de Última Instância (SUI), de forma a dar tratamento adequado aos consumidores que não sejam atendidos por comercializadoras livres ou varejistas, por diversos motivos, como inadimplência ou dificuldade de contratação junto a comercializadora.

A esta figura de mercado deve ser assegurando o repasse das variações mensais dos custos, reduzindo o impacto no caixa do Supridor de Última Instância. Essa tarifa também deverá contemplar um adicional tarifário que permita que o SUI faça frente a inadimplência, assim como o estabelecimento de uma margem pela prestação do serviço (“taxa de atendimento de última instância”);

Ademais, em caso de inadimplência por parte do consumidor, o fornecimento deve ser

cortado, à luz das melhorias estabelecidas no artigo 4-A da Lei 14.120/2020, que viabiliza a suspensão do fornecimento e resolução do contrato em caso de inexecução do mesmo, o que permite que o consumidor inadimplente seja desligado.

Entretanto, entende-se que persiste a necessidade de regulamentação do tema por parte da ANEEL, com prazos curtos, e um esforço conjunto junto ao judiciário e legislador, para que este artigo produza os efeitos desejados em ambos os ambientes que, sabidamente, são bastante protetivos à figura do consumidor hipossuficiente.

Sem que a regulamentação seja clara, em um ambiente excessivamente protetivo ao pequeno consumidor, a precificação dos riscos atrelados a esta inadimplência pelo gerador ou comercializador varejista poderia inviabilizar o desenvolvimento desta figura, tornado sua tarifa demasiadamente elevada, o que poderia acarretar a ineficácia da abertura do mercado livre.

Nos casos especiais em que os consumidores correspondam a serviços que sejam essenciais (hospitais, iluminação pública), em caso de proteção judicial para o corte, seu fornecimento de energia deve ser repassado para o Supridor de Última Instância (SUI), que, para tanto, receberá uma tarifa regulada com um encargo associado.

Já os consumidores vinculados a um supridor que for desligado da CCEE, têm a livre escolha de optar por outro supridor. Caso não o façam, podem ser atendidos, temporariamente pelo Supridor de Última Instância (SUI).

De forma resumida, o SUI seria responsável pelo atendimento dos consumidores:

- Hipossuficientes;
- Detentores de benefícios tarifários associados a políticas públicas;
- Oriundos de supridor desligado da CCEE; e
- Inadimplentes com vedação de corte, por serem classificados como serviços essenciais.

Já os consumidores que não exercerem o direito à migração; que optarem por retornar ao mercado cativo, seriam atendidos pelo Comercializador Regulado.

Destaca-se que os consumidores inadimplentes cortados só deverão ser religados quando deixarem de ser inadimplentes ou renegociarem suas dívidas.

4.2) Como deve ser realizada a contratação de energia necessária para atendimento ao mercado do comercializador regulado de energia (gerenciamento da compra de energia, pagamento das perdas e subsídios etc)?

A responsabilidade pelo combate às perdas, conforme destacado no preâmbulo da pergunta 4, deve permanecer sobre a responsabilidade da distribuidora por se tratar de atividade de equipe técnica de campo.

A alocação, por consequência, da responsabilidade de contratação para atendimento às perdas ao mesmo agente responsável pela sua regularização internaliza os incentivos e favorece uma atuação coordenada de combate, orientada pelos custos e benefícios da

redução. Neste caso, a contratação pode ser realizada via Comercializadora Regulada local ou do grupo de distribuidoras.

A mesma tratativa pode ser viabilizada para a contratação de energia para o mercado do comercializador regulado. Isto é, a contratação de energia poderia ocorrer diretamente pela Comercializadora Regulada ou de forma concentrada por um comercializador regulado único de um mesmo grupo econômico das distribuidoras, por exemplo. Esta alternativa adicionaria um ganho escala e de flexibilidade na gestão de portfólio de contratação de energia.

Quanto mais alternativas de contratação, mais flexível fica a gestão do portfólio, o que pode diluir riscos de volatilidades pontuais e intrínsecas ao modelo energético majoritariamente hídrico, o que contribui para a escolha ótima na resposta ao incentivo de combate (reduzir, em determinados momentos, pode ser mais caro do que suprir a baixo custo).

Outro ponto importante a ser considerado no processo de contratação de energia pelo comercializador regulado é que os limites máximos de contratação dados pelo Decreto 5.163/2004 devem ser retirados.

Desta forma, a contratação passaria a ocorrer conforme proposto, a seguir:

- Leilões A-5/A-6: manutenção da ausência de limite de declaração de demanda por parte das comercializadoras reguladas
- Leilões A-3/A-4: retirada da limitação de declaração a 2% da carga. Com a recente e constante redução nos patamares de preços dos leilões de energia nova das fontes eólica e solar, não haveria mais necessidade de incentivar a participação das Distribuidoras nos Leilões A-5/A-6 que historicamente eram mais baratos. A realidade de preços mudou bastante desde a concepção do modelo do SEB.
- Leilões A-1/A-2: De forma similar, já que a expansão do sistema desde a realização de Leilões de Lastro não depende mais exclusivamente da declaração de demandas das Distribuidoras, solicita-se a flexibilização nos limites de contratação dos Leilões de curto prazo (A-1/ A-2) que atualmente limitam as declarações das Distribuidoras ao Montante de Reposição (MR) + recuperação de mercado. Assim, a comercializadora regulada teria mais liberdade de contratar mais energia com maior proximidade ao período de suprimento.

Ademais, o custo da confiabilidade e expansão do sistema rateado por todos os consumidores. A contratação da capacidade se daria de forma centralizada pelo Poder Concedente, precedida do processo de separação de lastro e energia.

4.3) Uma vez optado pelo mercado livre, é razoável permitir a volta dos consumidores ao mercado regulado? Se sim, qual o prazo mínimo necessário para permitir essa volta?

A volta ao mercado cativo deve ser possível. Porém, após uma primeira mudança entre os mercados livre e cativo, deve se estabelecer um período de carência mínima de 12 meses para uma nova migração, independentemente de para qual mercado o consumidor desejar retornar.

Essa carência visa evitar uma possível arbitragem de preços entre os dois ambientes.

4.4) O serviço de comercialização regulada de energia pode ser realizado pelas próprias distribuidoras e quais as alterações legais e/ou contratuais para tanto, se couber?

Por se tratar de uma atividade prevista nos contratos de concessão das distribuidoras, estas devem ter a prerrogativa da sua execução. Caso a distribuidora abra mão desta prerrogativa, pode ser exercida por uma empresa distinta, mediante a processo concorrencial com requisitos claros e isonômicos para participação.

Ressalta-se que, uma vez que serviço de comercialização regulada deve ser precedida da separação das atividades de fio e energia, conforme destacado na pergunta 4, num primeiro momento, um aditivo ao contrato de concessão, pode ser necessário. Por outro lado, não se vislumbra a necessidade de alteração legal, uma vez que os atuais contratos de concessão já possuem a permissão para tal.

4.5) É razoável permitir que o consumidor possa optar por ter parte de seu fornecimento atrelado ao ACL e parte ao ACR?

Não. A figura do consumidor parcialmente livre acarreta complicações operacionais para todos os agentes envolvidos, além de facilitar possíveis arbitragens de preço indesejáveis para um mercado 100% liberalizado e estável.

5) Como deve ser o modelo de faturamento (fatura única, fatura separada por serviço etc) dos consumidores que optam por migrar para o ACL?

O faturamento pode ser separado entre as atividades de fio e energia, de forma análoga ao que ocorre hoje para os consumidores que já migraram para o ACL. O faturamento único pode ser um serviço oferecido pelas distribuidoras às comercializadoras varejistas que desejem terceirizar essa atividade ou apresentar essa facilidade aos seus clientes, de modo a cobrar pela energia livremente negociada direto na fatura do fio, caso as partes envolvidas estejam de acordo.

6) Quais os requisitos técnicos necessários para possibilitar a migração para o ACL?

A substituição de medidores não é uma condição necessária à abertura do mercado livre, mesmo que seja desejável.

6.1) Caso a solução escolhida seja alterar a medição, como proceder com a substituição dos medidores e quem deve suportar esses custos?

Como citado na pergunta anterior, a substituição de medidores não deve ser obrigatória, apesar de desejável.

Porém, a substituição deve ser precedida de avaliação que comprove a viabilidade econômica para a sociedade como um todo, uma vez que os custos dessa adaptação podem se mostrar elevados, o que se contrapõe ao ganho de eficiência esperado.

A alteração da medição de forma massiva implica a adoção de soluções tecnológicas de medição que ainda não são predominantes na infraestrutura atual, especialmente nas

unidades consumidoras de baixa tensão.

Como se vê, a depender do requisito técnico, há risco de trocas esparsas, custosas e sem escala, que podem onerar os demais consumidores que não exercerem o direito de migração ao ACL.

Ademais, entende-se que a distribuidora, como operadora da rede e dos equipamentos de medição, pode prestar o serviço de agregação de carga e de transmissão de dados para fins das apurações de custos para os consumidores livres e respectivos comercializadores varejistas na CCEE. Destaca-se que os medidores, por já fazerem parte da Base de Remuneração das distribuidoras, e estarem associados à gestão e operação de ativos técnicos, devem permanecer sobre a responsabilidade da distribuidora, assim como o processo de medição.

7) A abertura do mercado para consumidores residenciais exige tratamento regulatório específico para proteção desses consumidores em negócios de compra de energia?

O objetivo a ser alcançado com a abertura de mercado é garantir ao consumidor o poder de escolha do seu supridor de energia. Desta forma, não há que se adotar um tratamento regulatório específico para os consumidores residenciais.

Ressalta-se que a abertura, por si só, deve ser precedida de uma vasta campanha de comunicação e conscientização que viabilize, por meio de uma linguagem adequada e direcionada aos diferentes públicos alvo, um maior esclarecimento quanto aos benefícios e ações associadas ao empoderamento oferecido aos consumidores como um todo.

Ademais, associado à essa campanha, se bem direcionada, há que se destacar o poder de adaptação dos consumidores à velocidade de mudança cada vez mais acelerada. As mudanças as quais todos os consumidores, como cidadãos, vêm se sujeitando comprovam a nossa capacidade de adaptação. O exemplo mais recente resta na adaptação massiva feita por toda a humanidade às condições de contorno da COVID-19.

Desta forma, há que desmistificar a incapacidade do ser humano à adaptação. Essa adaptação é possível, desde que associada ao correto incentivo e linguagem de comunicação. Ademais, esta velocidade de se adequar ao novo está cada vez mais rápida.

8) Quais aperfeiçoamentos devem ser realizados no modelo de representação e comercialização varejista?

Com relação aos aperfeiçoamentos que a Enel entende que devem ser realizados para o modelo de representação e de comercialização varejista, destaca-se:

A Lei 14.120/2020, em seu art. 4-A, trouxe melhorias claras ao estabelecer a suspensão do fornecimento e resolução do contrato em caso de inexecução do mesmo, o que, em teoria, permitiria que o consumidor inadimplente fosse desligado. Entendemos, entretanto, que persiste a necessidade de regulamentação por parte da ANEEL, com prazos curtos, e um esforço conjunto junto ao legislador ao judiciário, para que este artigo produza os efeitos desejados em ambos ambientes que, sabidamente, são bastante

protetivos à figura do consumidor hipossuficiente.

Sem que a regulamentação seja clara, e em um ambiente excessivamente protetivo ao pequeno consumidor, a precificação dos riscos atrelados a esta inadimplência pelo gerador ou comercializador varejista poderia inviabilizar o desenvolvimento desta figura. Nos casos especiais em que os consumidores correspondam a serviços que sejam essenciais (hospitais, iluminação pública), em caso de proteção judicial para o corte, seu fornecimento de energia deve ser repassado para o Supridor de Última Instância (SUI), que, para tanto, receberá uma tarifa regulada com um encargo associado.

Ainda, em um esforço contínuo para aperfeiçoamento da regulamentação, entendemos que o reestabelecimento do fornecimento de energia que havia sido suspenso devido à inadimplência deverá ser condicionado à quitação ou negociação da dívida pelo consumidor. A mesma condição deve ser atendida no caso de eventual transferência desse consumidor ou de qualquer consumidor para o Supridor de Última Instância (SUI), para a distribuidora ou para outro fornecedor de energia.

No caso da abertura do Mercado Livre para o Grupo B, a Enel entende que a habilitação do varejista deve ser acompanhada de regras mais robustas, especialmente no que se refere a soluções regulatórias e condições de atendimento comercial para a representação de consumidores com consumos cada vez menores.

Ademais, a regulação da comercialização varejista deve se adequar às dimensões à capacidade de atendimento dos consumidores residenciais. A comercialização para pequenos consumidores exige maior transparência, gestão de informação, responsabilidades, capital e requisitos mínimos para exercício da atividade.

Um mercado sustentável e seguro deve evitar o acionamento de hipóteses de suprimento de última instância, o que implica, como contrapartida, que os comercializadores varejistas sejam submetidos à critérios mais rigorosos do que os atuais de forma a mitigar o risco de default.

9) Em que prazos e qual o cronograma de ações que devem ser realizadas para a abertura do mercado?

Conforme destacado ao longo de toda a contribuição até aqui apresentada, a abertura passa pela definição de um plano de ação direcionado à adoção das medidas estruturais relacionadas à mitigação dos custos associados aos contratos legados e da garantia de transparência nos custos, preços e riscos das diferentes atividades de distribuição e comercialização. Desta forma, é imprescindível que o cronograma de abertura de mercado seja associado à implementação das ações listadas a seguir:

- a. Estancar a contratação de novos legados;
- b. Introduzir mecanismos que visem dividir com o mercado livre o custo residual dos contratos legados;
- c. Melhorar a capacidade das distribuidoras gerenciarem seus portfólios de contratos;
- d. Solucionar, com regras claras, tempestivas e definitivas, a sobrecontratação das distribuidoras;

- e. Fortalecer mecanismos que aloquem os custos da confiabilidade do sistema a todos os consumidores (ACR e ACL)
- f. Realizar a separação das atividades de fio e energia;
- g. Revisitar a estrutura tarifária de forma a oferecer uma diversidade maior de opções para o consumidor.

Ademais, a utilização de janelas de descontração, auxilia a mitigação dos custos oriundos dos contratos legados. A utilização dessas janelas, se devidamente associada ao volume de consumidores potencialmente livres, constitui uma associação ótima para a definição do cronograma de abertura. O Gráfico 4 destaca uma dessas janelas.

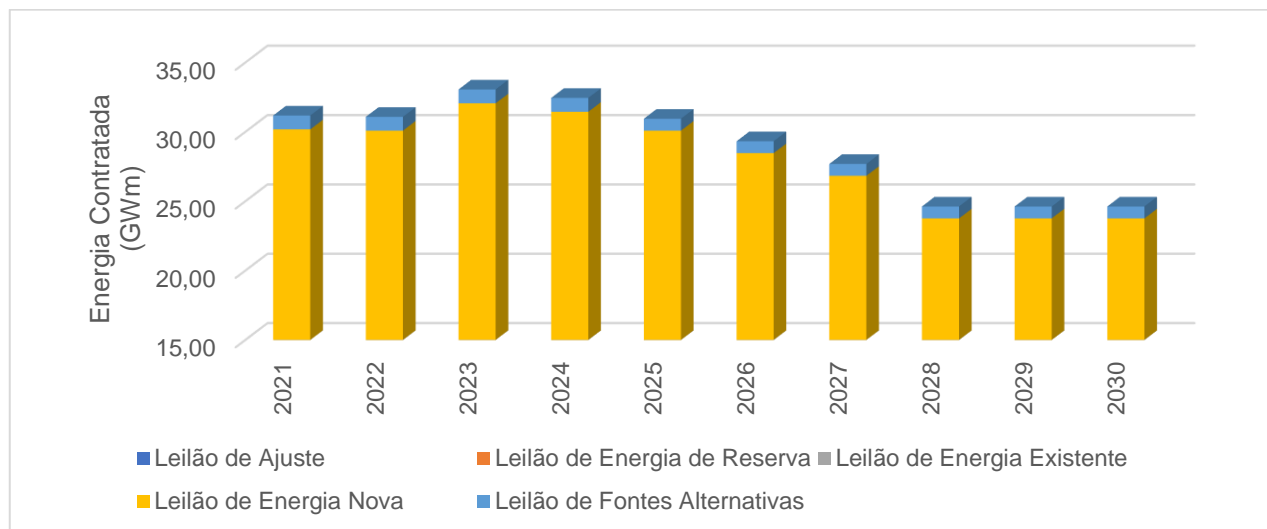


Gráfico 4 – Exemplo de Janela de Descontração⁵ – Fonte: CCEE – InfoLeilão - 052 - Ago/2021

10) Quais outros aspectos devem ser levados em consideração para a efetiva abertura do mercado de energia?

Além dos pontos destacados ao longo da presente contribuição, os seguintes aspectos merecem uma avaliação ao se avaliar uma liberalização do mercado de energia:

- Gestão da inadimplência/perdas/subsídios;
- Necessidade de separação D&C para viabilizar a abertura do Grupo B;
- Tratativa definitiva da sobrecontratação e contratos legados;
- Evitar criação de novos contratos legados; e
- Ações concatenadas, neutras e sustentáveis.

⁵ Não considera o volume associado aos contratos bilaterais, Proinfa, Itaipu, Angra I e II e CCGF (nem da descotização associada ao processo de descapitalização da Eletrobras).