CONTRIBUIÇÃO ENEL

Consulta Pública Ministério de Minas e Energia 137/2022

Abertura de mercado para consumidores atendidos em baixa tensão

Sumário

1. **Resumo das Contribuições** 3
2. **Alterações Propostas na Minuta de Portaria** 7
3. **Detalhamento das Propostas** 9
   - **3.1. Separação das atividades de distribuição e comercialização (D&C)** .. 10
   - **3.2. Regulamentação do Comercializador Regulado** 11
   - **3.3. Supridor de Última Instância (SUI)** 16
   - **3.4. Corte e Tratamento da inadimplência do consumidor livre** 18
   - **3.5. Medição e agregação da medição** 20
   - **3.6. Encargos de migração e sobrecontratação** 21

1. Resumo das Contribuições

- O Grupo Enel apoia a abertura gradual do mercado, conforme proposta de cronograma apresentado na minuta de portaria ora em consulta pública, **desde que observados os aprimoramentos legais e regulatórios discutidos a seguir e indicado prazo para execução de cada medida, para que a transição para um mercado liberalizado ocorra de forma sustentável, eficiente e justa.** Embora algumas medidas devam ser definidas em Lei ou através de Decretos, destacaremos os pontos aqui nesta consulta para análise deste ministério.
- **Separação das atividades de Distribuição e Comercialização Regulada (D&C)**: Para garantir a transparência nos custos, preços e riscos das diferentes atividades, é essencial a desverticalização completa das atividades "fio" (associadas à prestação do serviço de distribuição em si) e "energia" (referentes às atividades de comercialização de energia), no mínimo com a segregação contábil dessas atividades. Este é um padrão observado na maioria dos países mais avançados na abertura do mercado de energia elétrica. Adicionalmente, pode-se permitir, a critério do atual concessionário, a divisão contratual das duas atividades e posteriormente, permitir o agrupamento da atividade de comercialização regulada das distribuidoras de um mesmo grupo econômico, aumentando a eficiência e reduzindo custos no processo. Tal como qualquer atividade empresarial, inclusive aquela de comercialização de energia, é necessário se prever a remuneração pela execução desta nova atividade regulada. O tratamento para este item requer alterações legais e está previsto no PL 414/2021.

  Comercialização regulada: O comercializador regulado deverá ser responsável pelo atendimento dos consumidores: i) que decidiram não migrar; ii) que não conseguiram contrato com nenhum comercializador varejista; iii) beneficiados por subsídios (ex. Geração distribuída, irrigantes e Baixa renda); iv) que ainda não podem migrar; e v) regressos do mercado livre. É possível que a migração dos consumidores ao mercado livre comece por aqueles com bom histórico de pagamento, aumentando a participação dos clientes inadimplentes no portfólio do comercializador regulado. A possibilidade de retorno de consumidores ao mercado regulado também acrescenta complexidade às projeções de mercado das distribuidoras.

  Adicionalmente, a atual inflexibilidade dos mecanismos de contratação e descontratação de energia do comercializador regulado para atender esse mercado cada vez mais dinâmico, além do elevado custo médio de compra dos atuais contratos regulados, comparativamente aos preços praticados no mercado livre, fará a comercialização regulada experimentar um risco adicional significativo.

O modelo atual de comercialização regulada (Lei 10.848/2004 e Decreto 5.163/2004) foi concebido para garantir a expansão do sistema através de contratos de longo prazo com concessionários de distribuição e com antecedência ao início da construção da usina. Ao Distribuidor foi incumbido o papel de projeção da expansão da demanda, com até 7 anos de antecedência, no pressuposto que seu mercado seria crescente ano a ano e que toda a expansão do sistema seria no mercado cativo. Assim, dado que a maioria dos leilões para contratação ocorrem anos antes do início de vigência, o risco de projeção de mercado desse período fica integralmente alocado às distribuidoras.

Desta forma, entendemos que o atual modelo de Comercialização Regulada precisa ser aprimorado para acompanhar o cenário de abertura total do mercado do grupo B, de modo que esses riscos sejam calibrados e o comercializador regulado seja munido de ferramentas eficazes de gestão de portfólio, assegurando o equilíbrio econômico da atividade bem como uma competição justa no mercado, evitando subsídios implícitos indesejáveis e ineficientes. Para tanto, serão necessários ajustes em diversos dispositivos legais e regulatórios a serem detalhados na contribuição, relacionados aos seguintes temas:

- Regulamentação de prazos para migração ao mercado livre e retorno dos clientes ao mercado cativo
- Eliminação da necessidade de contratação em Leilões de Energia Nova, que seriam substituídos por Leiloes de Reserva de Capacidade;
- Eliminação dos limites de contratação de energia existente e em Leilões de ajuste;
- Flexibilização da obrigação de contratação de 100% da carga regulada;
- Aprimoramento da regulamentação dos mecanismos de gestão de portfólio;
- Aumento do limite de repasse da sobrecontratação ;
- Flexibilização da contratação de cotas de Itaipu;
- Flexibilização da contratação de energia de Angra I;
- Rateio dos custos de segurança do sistema entre consumidores do ambiente livre e regulado;
- Renegociação de Contratos de Energia Nova;
- Regulamentação dos Leilões de descontratação previstos na Lei 14.120/2021; e
- Regulamentação dos leilões de ajuste mensais.

- **Supridor de Última Instância (SUI):** Sugerimos que o texto da minuta da portaria restrinja o atendimento do SUI aos consumidores que perderam seu

comercializador varejista por desligamento da CCEE, como descrito no inciso III do art. 4º-A, §1º, da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

A atividade deve ser assumida prioritariamente pelas distribuidoras ou pelo comercializador regulado, no caso da efetiva separação D&C, com regulamentação que garanta a sustentabilidade econômica de cada atividade.

Sugerimos ainda o aumento do prazo de atendimento do SUI de 90 para 180 dias, para que haja tempo para diluição de eventuais efeitos conjunturais do mercado sobre o preço de energia, e o consumidor atendido nesta condição consiga encontrar contratos mais acessíveis com seu novo comercializador varejista.

Finalmente, é importante que a portaria sob consulta contemple um direcionamento de prazo para regulamentação do SUI pela ANEEL.

- **Corte e Tratamento da inadimplência do consumidor livre:** Um ponto que merece destaque diz respeito à inadimplência do consumidor livre com o comercializador varejista. O Art 4º-A da lei 14.120/2020, permite a suspensão do fornecimento de energia no caso de encerramento da representação do cliente pelo comercializador varejista. Adicionalmente, a mesma lei, veda a imposição ao comercializador varejista de qualquer ônus ou obrigações não previstas nos contratos ou em regulamento da Aneel. Dessa forma, é imprescindível a regulamentação por parte da ANEEL, antes do prazo previsto para a abertura do mercado de baixa tensão, no mínimo sobre os seguintes pontos:
    - **Condições mínimas contratuais** entre o comercializador varejista e o cliente livre, incluindo as garantias de pagamento do contrato.
    - **Regulamentação da relação entre comercializadores varejistas e distribuidoras** com estabelecimento de procedimento de comunicação, prazos de atendimento e remuneração do serviço de corte prestado pela distribuidora associados ao cumprimento de níveis de serviços definidos. No caso de inadimplemento do cliente com o varejista, após esgotadas as ações previstas no contrato para regularização do pagamento, o comercializador deve avisar a distribuidora para efetuar o corte. A distribuidora, por sua vez, deve ter um prazo máximo para efetuar o corte e, após o qual é encerrada a representação do cliente pelo varejista.
    - **Cliente com proibição de corte:** No caso de impedimento do corte do cliente por questões alheias à gestão da distribuidora e da comercializadora varejista (ex.: consumidores com restrição de corte por decisão judicial), o custo de atendimento desse cliente deve ser rateado entre todo o sistema, podendo-se adotar uma das seguintes opções: i) fundo de garantia de pagamento, a exemplo do Fundo de Garantia gerido pela CCEE dos leilões de reserva e de capacidade (apresentado no resultado da Consulta Pública ANEEL 061/2022); ii) Definição de um

agente setorial específico (que não seja a distribuidora local ou o comercializador regulado) que seria responsável pelo atendimento de todos os consumidores do sistema com impedimento de corte e; iii) Assumido pela distribuidora local (ou comercializador regulado, se já tiver ocorrido a separação das atividades), com repasse integral do custo líquido de atendimento do cliente a todos os consumidores da área de concessão cobrado através da TUSD.

- **Medição:** Os medidores devem permanecer sob a responsabilidade da distribuidora, assim como o processo de medição. Desta forma, concordamos que ela pode prestar o serviço de agregação da medição, mediante adequada remuneração do serviço. É preciso regulamentar a prestação desse serviço pelas distribuidoras, incluindo formas, procedimentos e prazos de entrega além das regras algébricas para estimativa do consumo naqueles consumidores sem medição remota.

  Embora a substituição dos medidores eletromecânicos convencionais por medidores inteligentes não seja uma condição necessária à abertura do mercado livre da baixa tensão, entendemos que a modernização do parque de medição traria inúmeros benefícios ao setor elétrico (com facilitação da comunicação entre distribuidoras e comercializadoras, disponibilização de dados, curva de carga, leitura remota, leitura bidirecional, agilidade do corte e medição horária), potencializando ganhos de produtividade para todos os agentes, facilitando inclusive a atividade de agregação da medição. Neste sentido, em benefício da eficiência do setor no médio e longo prazo, é fundamental a definição de diretrizes para modernização do parque de medição da baixa tensão em paralelo à abertura do mercado, assim como o aprimoramento da metodologia de reconhecimento de ativos tecnológicos na base de remuneração das distribuidoras, como forma de alavancar estes investimentos.

- **Encargo de migração e sobrecontratação:** Conforme dispositivo constante no PL414 de 2021, os consumidores do mercado cativo que migrarem para o mercado livre deverão pagar, mediante encargo tarifário, os custos remanescentes das operações financeiras contratadas para atender à finalidade de modicidade tarifária e dos encargos tarifários incidentes exclusivamente sobre os consumidores regulados. Dessa forma, evita-se um subsídio cruzado entre clientes do ambiente regulado e livre, permitindo uma abertura de mercado justa e equilibrada. Da mesma forma, havendo sobrecontratação de energia remanescente devido à migração de consumidores para o ambiente livre, e após a adoção de todas as medidas para gestão da contratação de energia por parte do comercializador regulado, o resultado líquido das sobras e déficits involuntários também devem ser alocados, mediante encargo tarifário, aos consumidores que exerceram a opção de migração para o mercado livre a partir do marco de abertura para o grupo B.

2. Alterações Propostas na Minuta de Portaria

Apresentamos a proposta de alteração da minuta de portaria a seguir, denotando os trechos taxados e marcados em vermelho (~~exemplo~~) como aqueles a serem excluídos, e os trechos coloridos em verde (exemplo) aqueles a serem incluídos.

TEXTO/MME	TEXTO/ENEL	JUSTIFICATIVA/ENEL
Art. 2º As concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, na figura de Supridores de Última Instância - SUI, serão responsáveis pelo atendimento aos consumidores da sua área de concessão no caso de encerramento da representação por agente varejista, nos termos do art. 4º-A, §1º, da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, observado o disposto no art. 4º-A, § 2º, da Lei nº 10.848, de2004.	Art. 2º As concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, na figura de Supridores de Última Instância - SUI, serão responsáveis pelo atendimento aos consumidores da sua área de concessão no caso de encerramento da representação por agente varejista, nos termos do art. 4º-A, §1º, inciso III da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, observado o disposto no art. 4º-A, § 2º, da Lei nº 10.848, de 2004.	O art. 4º-A, §1º, da Lei nº 10.848/2004 é abrangente e descreve três casos em que se pode haver encerramento da representação de um consumidor livre por seu comercializador varejista. A restrição do atendimento do SUI apenas aos consumidores que perderam seu comercializador varejista por desligamento deste na CCEE requer a inclusão do texto proposto.
§ 1º O atendimento nas condições de que trata o caput deverá ser efetuado por até noventa dias, por meio de condições e tarifas reguladas, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel.	§ 1º O atendimento nas condições de que trata o caput deverá ser efetuado por até ~~noventa~~ cento e oitenta dias, por meio de condições e tarifas reguladas, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel.	O aumento do prazo de atendimento do SUI de 90 para 180 dias permitirá que haja tempo para diluição de eventuais efeitos conjunturais do mercado sobre o preço de energia, e o consumidor atendido nesta condição consiga encontrar contratos mais acessíveis com seu novo comercializador varejista.
§ 2º O SUI não será responsável por eventuais pendências do consumidor junto à CCEE decorrentes do encerramento da representação de que trata o caput. § 3º Caberá ao consumidor tomar as providências para a contratação de nova	§ 2º O SUI não será responsável por eventuais pendências do consumidor junto à CCEE decorrentes do encerramento da representação de que trata o caput. § 3º Caberá ao consumidor tomar as providências para a contratação de nova	É fundamental para a segurança do mercado de energia elétrica que a criação e regulamentação da figura do SUI ocorra antes <u>do marco de abertura total do mercado para os clientes do grupo A (janeiro/2024)</u>, dado que a Portaria Normativa MME nº 50/2022 determinou que os consumidores classificados como grupo A com carga

representação junto à CCEE.	representação junto à CCEE. § 4º A ANEEL regulamentará a atividade do supridor de última instância no prazo máximo de 12 (doze) meses a contar da data de publicação desta portaria.	individual inferior a 500kW, no exercício da opção de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995, serão obrigatoriamente representados por agente varejista perante a CCEE.
	Art. Xº A ANEEL deve regulamentar, dentro de 12 (doze) meses a contar da data de publicação desta portaria, as condições mínimas contratuais entre comercializadores varejistas e os consumidores além dos procedimentos entre comercializadores varejistas e concessionárias de distribuição, incluindo o fluxo de informações necessário para execução do corte dos consumidores inadimplentes.	A sugestão de inserção de um artigo adicional com prazo para regulamentação dos Art. 4º-A e Art. 4º-B da Lei 14.120/2020 sobre a suspensão do fornecimento de energia elétrica se fundamenta na necessidade de direcionar o tratamento dos consumidores livres inadimplentes pelos comercializadores varejistas e concessionárias de distribuição antes ainda do marco de abertura total do mercado para os clientes do grupo A (janeiro/2024).
	Art Xº § 1° Havendo impedimento ao corte do consumidor inadimplente, por motivos alheios à gestão da concessionária ou do comercializador varejista, os custos relacionados ao atendimento deste consumidor serão caracterizados como custos sistêmicos, devendo ser rateados por todos os consumidores, conforme regulamentação da ANEEL.	A sugestão de inserção de um parágrafo ao artigo adicional proposto se fundamenta na necessidade de se dar tratamento os casos de consumidores inadimplentes com restrição judicial ao corte, por exemplo.

3. Detalhamento das Propostas

O Grupo Enel agradece ao Ministério de Minas e Energia (MME) pela possibilidade de ampla discussão sobre o tema, dada sua importância no âmbito das discussões sobre a modernização do setor elétrico brasileiro.

Como já mencionado na contribuição do grupo para a consulta pública MME nº 131/2022, consideramos que o processo de liberalização representa uma evolução do mercado brasileiro na medida em que incentiva o empoderamento do consumidor e permite maior flexibilidade e melhor alocação de riscos entre os agentes do setor. Por consequência, o engajamento desse novo consumidor impulsiona a competição do mercado, possibilita uma redução dos custos de energia, aumentando a eficiência econômica no setor elétrico e a produtividade das empresas.

Vislumbramos ainda, como potenciais pontos positivos, o aumento da possibilidade de novos negócios, a viabilidade de novos projetos de geração, o aumento das opções tarifárias para consumidores e o aumento da capacidade do setor elétrico de adaptar-se rapidamente à evolução tecnológica e as novas demandas da sociedade.

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. A migração para o mercado livre em busca de preços de energia mais baixos, sem o devido tratamento dos custos gerados no mercado regulado para atender esse consumidor, acaba por onerar os demais consumidores cativos, incentivando novas migrações, gerando um ciclo contínuo.

O Grupo Enel apoia a abertura gradual do mercado, conforme proposta de cronograma apresentado na minuta de portaria ora em consulta pública, desde que **observados os aprimoramentos legais e regulatórios discutidos a seguir e indicado prazo para execução de cada medida, para que a transição para um mercado liberalizado ocorra de forma sustentável, eficiente e justa,** evitando onerar qualquer dos ambientes ou agentes do setor em benefício do desenvolvimento do mercado livre:

i. Flexibilização dos mecanismos de contratação e descontratação da distribuidora/comercializador regulado;

ii. Tratativa definitiva da sobrecontratação das distribuidoras;

iii. Solução para os contratos legados e adequada alocação de custos e riscos entre os agentes;

iv. Separação das atividades de distribuição e comercialização de energia;

v. Regulamentação e implementação do comercializador regulado;

vi. Estabelecimento e regulamentação do SUI;

vii. Tratamento do risco de inadimplência dos consumidores representados pelo Comercializador Varejista cujo corte de fornecimento seja vedado judicialmente; e

viii. Viabilidade de implementação de estruturas tarifárias modernas e condizentes com a nova realidade de mercado.

É importante atentar para a necessidade da abertura total do mercado ser concatenada com as medidas para tratamento de falhas de mercado citadas anteriormente, sob o risco, no caso contrário, da abertura potencializar problemas já existentes logo nos primeiros anos e, ao invés de se alcançar os objetivos esperados de eficiência dos mercados e redução dos preços de energia, criar potencialmente um passivo setorial de grande monta para posterior discussão de seu custeio

Entendemos que nem todos os pontos destacados acima podem ser endereçados pela portaria, necessitando mudanças legislativas ou posterior regulamentação.

3.1. Separação das atividades de distribuição e comercialização (D&C)

A separação das atividades de distribuição e de comercialização de energia hoje exercidas de forma conjunta pelas distribuidoras, se faz necessária para o desenvolvimento de mercados eficientes de energia. Atualmente, observa-se que os resultados financeiros associados a atividades de fio vêm sendo usados como capital de giro para enfrentar desafios relacionados à atividade de comercialização.

Para garantir a transparência nos custos, preços e riscos das diferentes atividades de distribuição e comercialização de energia é necessária a desverticalização completa das atividades “fio” e “energia”, no mínimo de forma contábil.

A separação D&C, além de promover maior clareza dos custos e riscos associados a cada atividade, possibilita que as distribuidoras, cuja natureza da atividade é de monopólio natural, foquem seus esforços no atendimento do seu *core business* e se posicionem melhor para enfrentar novos desafios do mercado, enquanto as comercializadoras reguladas, cuja atividade é de natureza competitiva, podem reunir esforços no gerenciamento de seu portfólio de contratação e atendimento de seus clientes.

Adicionalmente, pode-se permitir, a critério do atual concessionário, a divisão do contrato de concessão nas duas atividades e posteriormente, permitir o agrupamento da atividade de comercialização regulada das distribuidoras de um mesmo grupo econômico, aumentando a eficiência e reduzindo custos no processo.

Quando consultamos o *benchmark* internacional de mercados de energia onde essa liberalização já ocorreu, verificamos que os mercados mais maduros fizeram essa separação de atividades, mesmo que de forma mais simples (ex. contábil), antes de abrir o mercado para os consumidores massivos.

Benchmarking Internacional	
Países com mercado liberalizado	**Tipo de separação D&C**
Itália	Separação jurídica. Empresa especifica por atividade.
Espanha	Separação contábil. Na prática, empresas específicas por atividade.
EUA (CA, NY, TX)	Separação jurídica
Romênia	Separação jurídica. Atividade não realizada por distribuidora.
Reino Unido	Separação de propriedade. Desverticalização total exigida pelo regulador.
Austrália	Separação funcional
México	Separação contábil
Chile	Separação contábil
Colômbia	Separação contábil

Fonte: Elaboração própria (Enel)

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 e corte em harmonia com as demais atividades de operação e intervenção das redes.

3.2. Regulamentação do Comercializador Regulado

O comercializador regulado tem como obrigação suprir todo cliente que optar por permanecer no mercado cativo, que pode aumentar ou reduzir seu consumo, sem qualquer limitação, de uma hora para outra. Ou seja, o cliente cativo tem uma liberdade contratual infinita, o que aumenta o risco assumido pelo comercializador regulado. É imprescindível que o arcabouço legal e regulatório busque flexibilidades de compra e venda de energia no mercado regulado compatíveis com esse risco associado.

A dificuldade de gestão de portfólio de energia tende a aumentar com a abertura do mercado. Isso, pois o consumidor terá liberdade de escolha para transitar entre o ACL e o ACR sem que o comercializador regulado tenha nenhuma capacidade de gerenciamento sobre essa movimentação. Na verdade, espera-se que, principalmente na fase de experimentação, diversos consumidores optem por migrar para o ACL e posteriormente retornem ao mercado cativo.

Soma-se a isso o fato de que, diante de uma base cada vez menor de consumidores abarcados no portfólio da comercializadora regulada, pequenos incrementos ou reduções de carga podem gerar grandes impactos em termos percentuais. Ou seja, a dificuldade de modelar projeções de carga assertivas aumentará à medida que a base de consumidores cativos se torna residual. Isso, por sua vez, aumenta o risco do comercializador regulado de ficar exposto ou sobrecontratado, o que impactará, no final, na modicidade tarifária para o consumidor.

Entende-se que o remédio regulatório para os riscos supracitados deve seguir a seguinte máxima: a flexibilidade contratual do comercializador regulado deve se assemelhar à liberdade de escolha garantida aos consumidores. Diante dessa máxima, é possível elencar diversos dispositivos legais e regulatórios a serem revistos, que se relacionam aos seguintes temas:

- Eliminação da necessidade de contratação em Leilões de Energia Nova, que seriam substituídos por Leiloes de Reserva de Capacidade
- Eliminação dos limites de contratação de energia existente e em Leilões de ajuste
- Flexibilização da obrigação de contratação entre 100% e 105% da carga com garantia de repasse;
- Aprimoramento da regulamentação dos mecanismos de gestão de portfólio;
- Aprimoramento da regulamentação sobre a sobrecontratação involuntária
- Flexibilização da contratação de cotas de Itaipu;
- Flexibilização da contratação de energia de Angra I;
- Rateio dos custos de segurança do sistema entre consumidores do ambiente livre e regulado;
- Renegociação de Contratos de Energia Nova;
- Regulamentação dos Leilões de descontratação previstos na Lei 14.120/2021;
- Regulamentação dos leilões de ajuste mensais.

3.2.1. Os desafios do comercializador regulado

Como citado anteriormente, a existência de mecanismos de contratação e descontratação de energia eficientes e flexíveis é indispensável em um cenário de aumento da liberdade do consumidor, para que o comercializador regulado tenha agilidade e efetividade em ajustar seu portfólio de contratos. No entanto,

a discussão sobre como devem ser os mecanismos de gestão de portfólio dentro de um ambiente liberalizado encontra como ponto de partida mecanismos que hoje tem eficácia extremamente limitada e regramentos que dificultam a gestão de portfólio.

Hoje os mecanismos de gestão de portfólio à disposição das distribuidoras são o MCSD e MVE. O MCSD, regulamentado pela REN Nº1.009, de 22 de março de 2022, possui eficácia limitada quando a sobrecontratação involuntária é um problema sistêmico. Além disso, mesmo em cenário de sobras e déficits não é garantido que o Mecanismo será eficaz[1] devido ao estímulo às distribuidoras a assumirem sobrecontratação de até 105% com garantia de repasse[1], conforme previsto no artigo 112º da REN Nº1.009/2022.

O MVE, regulamentado pela terceira seção da REN Nº1.009/2022, se apresenta como um ambiente propício para negociação quando há sobras sistêmicas[2] entre as distribuidoras. Ou seja, de certa forma, o MVE soluciona uma das lacunas geradas pelo formato do MCSD. No entanto, a venda de sobras no MVE é atrativa para a distribuidora apenas quando o preço de venda da energia (preço de mercado) está elevado, ou seja, quando o preço de mercado está muito baixo, nem sempre é interessante transacionar energia no MVE.

No cerne deste problema está os altos custos dos contratos regulados hoje abarcados no portfólio das distribuidoras de energia, que têm como característica serem contratos de longo prazo, atualizados pelo IPCA, o que acaba por distanciá-los dos preços de mercado com o passar dos anos. Além disso, também estão no portfólio das distribuidoras as cotas de Itaipu, as quais são indexadas ao dólar e as cotas contratuais de Angra I e II. Os contratos de Energia Nova (disponibilidade e quantidade), Angra I e II e Itaipu exercem pressão sobre Pmix das distribuidoras. À medida que o Pmix aumenta[3], pela lógica de mercado, também aumenta o preço o qual as distribuidoras estão dispostas a vender esses contratos no MVE.

A solução para esse impasse é a redução do custo dos contratos do portfólio, aproximando-os dos preços praticados no mercado, corrigindo, desta forma, a ineficiência do MVE. O Grupo Enel Brasil sugere revisar o regramento que trata das cotas de Itaipu no sentido de agregar maior flexibilidade contratual ao comercializador regulado. Na Contribuição do Grupo Enel Brasil à CP Nº131/2022 do MME foi proposto que a distribuidora tenha a prerrogativa de adquirir a energia de Itaipu através de Leilões de Energia Existentes (A-1 e A-2).

---

[1] Caso uma distribuidora esteja com nível de contratação em 102,5%, por estar dentro do limite de repasse, ela não tem estímulo para reduzir as sobras contratuais de outras que estejam com 107,5% (fora do limite de repasse) e nem cobrir a exposição de distribuidoras com nível de contratação de 97,5%.

[2] O MVE admite vários tipos de participantes, inclusive agentes do Mercado Livre. Esse escopo amplo incorpora ao Mecanismo agentes de múltiplos perfis e interesses o que favorece a efetivação de transações.

[3] Não menos importante é o fato de que o pmix elevado também prejudica a modicidade tarifária, uma vez que o preço desses contratos é repassado aos consumidores cativos.

Inclusive, recomenda-se que a frequência de realização desses leilões seja, antes do período úmido para que o preço do leilão tenha menor influência conjuntural do preço do mercado de curto prazo e, portanto, menor volatilidade. Nessas circunstâncias, seriam firmados contratos com preços módicos.

O Grupo Enel Brasil também sugeriu que caso a autorização de operação da usina Angra I seja prorrogada, seria oportuna a revisão do artigo 11º da Lei nº 12.111/2009, que define que receitas de Angra I e Angra II devam ser rateadas entre todas as distribuidoras de energia elétrica. Nessa revisão, a energia de Angra I poderia passar a ser contratada como energia de reserva. Dessa maneira, a energia passará a ser rateada entre os consumidores regulados e livres. Outra opção seria destinar a energia vinculada a Angra I para contratação via Leilões de Energia Existente (A-1 e A-2), visto que certamente seus custos de construção já estarão em todo ou em sua maioria amortizado. Ou seja, a mesma solução proposta para Itaipu. Essa alternativa gera o benefício de evitar encargos adicionais de EER no setor.

Cabe ainda endereçar soluções para os altos custos dos contratos de energia nova (por quantidade e disponibilidade). Quanto a esse tema, cabe destacar a necessidade de revisão do arcabouço legal para que haja estímulo dos agentes do ACL para contratar energia térmica. Isso, pois hoje os contratos de térmicas estão majoritariamente alocados ao ACR, ou seja, os consumidores cativos são aqueles que promovem a segurança de fornecimento de energia no SIN. No entanto, esses contratos possuem altos custos, o que agrava o problema supracitado relativo ao Pmix.

Para solucionar esse empasse, como consta na contribuição do Grupo Enel Brasil à Consulta Pública MME Nº 131/2022, Leilões de descontratação, no formato da Lei 14.120/2021, poderiam reorganizar a alocação de contratos de energia nova por disponibilidade entre ACL e ACR. Ou seja, poder-se-ia promover Leilões de Energia Reserva associados à descontratação da energia no ACR. Alternativamente, o MME pode atuar de forma mais direta, alocando gradualmente (e conforme crescimento do mercado livre) a energia dos contratos das térmicas para energia de reserva. Neste caso, a forma de alocação seria a retirada de contratos do ACR priorizando os contratos mais caros. Desta forma, o ACL e o ACR ratearíam a segurança do sistema. Consequentemente, isso também implicaria em redução do Pmix.

Essas seriam as soluções propostas para não apenas para reduzir o Pmix, e assim aumentar a atratividade do MVE, mas também para tornar o portfólio sob gestão das distribuidoras coerentes com a modernização almejada. Caso nada seja feito, o futuro comercializador regulado herdará das distribuidoras um conjunto de contratos incompatíveis com a nova dinâmica de mercado. Assim, a modernização do setor implica em rever o portfólio contratual a cargo das distribuidoras.

Além dessa questão estrutural do MVE, há também indefinições[4] regulatórias[5] que afetam na decisão dos agentes distribuidores sobre participar do mecanismo. Um fator regulatório que limita a eficácia no mecanismo é a incerteza na previsão do montante de sobra a ser classificado como involuntário pela Aneel, levando as Distribuidoras que participam do mecanismo a incorrerem em riscos econômicos. Dessa forma, por mais vantajoso que possa ser para o consumidor, algumas concessionárias optam por permanecerem com sobras diante da imprevisibilidade do resultado econômico. Assim, há necessidade de rever a REN Nº 1.009/2022, bem como definir formulação algébrica para definição da sobrecontratação involuntária publicada no PRORET.

Essas correções, no entanto, não são suficientes para se promover a gestão de portfólio no curtíssimo prazo. Assim, sugere-se medidas adicionais: seria oportuno que o comercializador regulado possa gerenciar seu portfólio à nível mensal. Seria desejável a ocorrência de mecanismos de contratação mensais. Nesse caso, a melhor opção seria a contratação através de Leilões de Ajustes mensais.A ideia seria munir as distribuidoras de energia com um conjunto ferramental eficiente de contratação e descontratação mensais os quais permitirão às distribuidoras realizar ajustes finos em suas posições, acompanhando de forma acurada a demanda em um ambiente altamente volátil.

Como discutido, o MME tem avançado com a regulamentação da abertura do mercado de energia pelo lado do consumidor. No entanto, pelo lado da distribuidora (ou do futuro comercializador regulado) há inúmeros dispositivos legais e infralegais que precisam ser rediscutidos pela sociedade e revisados de forma a construir normas compatíveis com a modernização almejada pelo setor. Nesse sentido, destaca-se o posicionamento do MME contido na Nota Técnica MME Nº27/2022. Nesse posicionamento, o MME afirmou estar avançando com a discussão interna de muitos dos temas citados na Contribuição da Enel Brasil (e citados em diversas contribuições de outros agentes do setor) sem expor de forma precisa as medidas práticas que têm sido efetivamente engendradas para avançar com essas temáticas e nem o nível de avanço sobre a discussão desses temas. Ao mesmo tempo, nesse mesmo parágrafo, o MME indica que muitos dos problemas só devem ser equacionados à medida que surgirem, ou seja, após a abertura de mercado.

Diante da potencial magnitude da liberação do grupo B ao mercado livre, a postergação da definição do modelo de Comercialização regulado, compatível

[4] Mesmo que esta Consulta Pública seja restrita a ações apenas na alçada do Ministério, cabe discutir esse tema nessa contribuição a fim de possibilitar uma visão completa do problema.

[5] A regra de repasse faz distinção entre a sobrecontratação involuntária (parcela do consumidor) e a sobrecontratação voluntária (parcela do acionista). No entanto o cálculo de montante de involuntária em si tem sido objeto de constantes discussões desde 2016, já que depende de uma avaliação por parte da Aneel quanto às Distribuidoras realizarem ou não máximo esforço para se desfazerem de suas sobras involuntárias. Essa avaliação, entretanto, tem dado margem à diferentes interpretações, tendo os agentes solicitado à Aneel em diversas oportunidades maior clareza e uma possível definição algébrica para o cálculo da involuntária.

com essa nova realidade, gera insegurança das possíveis consequências setoriais, e desta forma o Grupo Enel Brasil pleiteia que o MME revise todo o arcabouço legal e infralegal que impacta a distribuidora/comercializador regulado previamente àabertura de mercado. Cabe lembrar que a distribuidora é um agente cujo equilíbrio econômico e financeiro é imprescindível para todo o setor e, portanto, merece ter antecipada discussão e mitigação de riscos que forem majorados pela abertura do mercado. Além disso, o artigo 15º da Lei Nº 9.074/95 veda a possibilidade de aumento tarifário para o consumidor cativo em decorrência da abertura de mercado:

> "§ 5° O exercício da opção pelo consumidor não poderá resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da concessionária de serviços públicos de energia elétrica que haja perdido mercado."

Sabe-se que a revisão de normas não é um processo imediato. Pelo contrário, requer amplo debate com a sociedade sobre os diversos impactos inerentes a cada norma editada. Portanto, pede-se celeridade ao Ministério no avanço das discussões. Como registrado na NT MME Nº27/2022, a intenção do MME em determinar antecipadamente uma data de abertura tem a finalidade de sinalizar aos agentes para que eles possam se preparar para a mudança. No entanto, boa parte desse preparo depende da atuação antecipada de esferas institucionais como o MME e a ANEEL.

3.3. Supridor de Última Instância (SUI)

Em linha ao exposto pela CCEE na carta 5492/2021, a figura do comercializador varejista será responsável por todas as operações e obrigações referentes a milhões de consumidores perante o mercado atacadista. Diante da complexidade de atuação neste mercado, se faz necessária a criação de mecanismos de assistência ao consumidor que, por qualquer motivo, perca o seu comercializador varejista (seja por perda da sua habilitação ou saída do mercado).

Seguindo este entendimento, <u>sugerimos que o texto da minuta da portaria restrinja o atendimento do SUI aos consumidores classificados no inciso III do art. 4º-A, §1º, da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.</u>

> Art. 4º-A. A comercialização no ambiente de contratação livre poderá ser realizada mediante a comercialização varejista, conforme regulamento da Aneel, caracterizada pela representação, por agentes da CCEE habilitados, das pessoas físicas ou jurídicas a quem seja facultado não aderir à CCEE.
>
> § 1º O encerramento da representação dos consumidores de que trata o § 1º do art. 4º desta Lei por gerador varejista ou por comercializador varejista, conforme condições e procedimentos regulados pela Aneel, poderá ocorrer, entre outras, pelas seguintes razões:
>
> (...)

> III - desligamento do gerador varejista ou do comercializador varejista perante a CCEE ou sua inabilitação superveniente para a comercialização varejista pela CCEE

Esta restrição seria importante para não atribuir o atendimento do SUI, que deverá ter um caráter de emergência e de proteção ao consumidor em situação vulnerável, a consumidores que, por vontade própria, optaram pelo encerramento do contrato com o comercializador varejista (inciso I do art. 4º-A, §1º, da Lei nº 10.848) ou tenham infringido alguma cláusula de seu contrato com seu representante (inciso II do art. 4º-A, §1º, da Lei nº 10.848).

Ainda em linha com a CCEE e com a minuta de portaria sob consulta, entendemos que a atividade de SUI deve ser assumida prioritariamente pelas distribuidoras ou pelo comercializador regulado, no caso da efetiva separação D&C. Para que essa atividade não cause qualquer desequilíbrio à distribuidora/ ao comercializador regulado, consideramos importante que:

i) A contabilização do serviço de SUI seja segregada das outras atividades da distribuidora ou comercializador regulado;

ii) A tarifa aplicada aos consumidores atendidos pelo SUI seja diferenciada e contemple um adicional suficiente para cobrir os riscos associados a essa atividade (inadimplência, compra de energia para suprimento de emergência, gastos adicionais para atendimento de última instância);

iii) A distribuidora ou comercializador regulado possua flexibilidade de contratação de energia suficiente para não ser penalizada pela possível subcontratação causada pelo aumento repentino de demanda.

iv) Haja claro direcionamento sobre ações a serem aplicadas ao consumidor que, após o prazo previstos para atendimento pelo SUI, não tenham escolhido outro comercializador varejista. Como alternativas, mencionamos: i) desligamento do consumidor; ii) aplicação de tarifas progressivas como forma de incentivo à contratação de outro varejista; iii) retorno do consumidor ao mercado regulado mediante aceite do comercializador regulado.

É provável que a conjuntura do mercado de energia no momento que um comercializador varejista se desligue da CCEE (por falência ou inadimplência, por exemplo) seja complexa e experimente altos preços no mercado de curto prazo, tornando difícil para o consumidor que acaba de perder seu representante se recontratar a preços razoáveis. Em benefício do consumidor mais vulnerável, sugerimos o aumento do prazo de atendimento do SUI para 180 dias, para que haja tempo para diluição de efeitos conjunturais do mercado sobre o preço de energia e o consumidor consiga encontrar contratos mais acessíveis com seu novo comercializador varejista.

Importante destacar que a criação e regulamentação da figura do SUI é urgente e necessária antes até do marco de abertura total do mercado para os clientes

do grupo A (janeiro/2024), dado que a Portaria Normativa MME nº 50/2022 determinou que os consumidores classificados como grupo A com carga individual inferior a 500kW, no exercício da opção de migração para o ACL, serão obrigatoriamente representados por agente varejista perante a CCEE. Nesse sentido, seria interessante que a portaria sob consulta contemplasse um direcionamento de prazo para tal regulamentação pela ANEEL

3.4. Corte e Tratamento da inadimplência do consumidor livre

O aumento do volume de consumidores atuando no mercado livre, principalmente dos que tem obrigatoriedade de serem representados por comercializador varejista, traz à tona a necessidade de se dar diretrizes ao tratamento da inadimplência.

Na posse de duas faturas de diferentes emitentes (varejista e distribuidor), existe a possibilidade de se verificar a situação em que um consumidor pague apenas uma delas, estando inadimplente com a outra parte. Em qualquer das situações de inadimplência, com a tarifa de energia ou de transporte, o consumidor poderá, como último recurso de cobrança, ter seu fornecimento de energia suspenso.

A Lei 14.120/2020, em seu art. 4-A, trouxe melhorias claras ao tratamento deste tema 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 e ao judiciário, para que este artigo produza os efeitos desejados em ambos os ambientes.

Por se tratar de um serviço que envolve manipulação de dispositivos na rede, a responsável pelo corte é sempre a distribuidora de energia. Quando a inadimplência ocorre com a parte de energia, é preciso que a comunicação entre o comercializador varejista e a distribuidora seja efetiva. Para tanto, é imprescindível a regulamentação por parte da ANEEL, antes mesmo do prazo previsto para a abertura do mercado da alta tensão para consumidores com carga inferior a 500 kW, no mínimo sobre os seguintes pontos:

a) **Condições mínimas contratuais** entre o comercializador varejista e o cliente livre, incluindo, entre outros, prazos mínimos de contratação, condições de retorno ao cativo, garantias de pagamento do contrato, dentre outros.

b) **Regulamentação da relação entre comercializadores varejistas e distribuidoras** com estabelecimento de procedimento de comunicação, prazos de atendimento e remuneração do serviço de corte prestado pela distribuidora associados ao cumprimento de níveis de serviços definidos. No caso de inadimplemento do cliente com o varejista, após esgotadas as ações previstas no contrato para regularização do pagamento, o

comercializador deve avisar a distribuidora para efetuar o corte. A distribuidora, por sua vez, deve ter um prazo máximo para efetuar o corte e, após este prazo, é encerrada a representação do cliente pelo varejista.

c) **Prazo para o corte.** A regulamentação da comercialização varejista está estabelecida atualmente na Resolução Normativa nº 1.011/2021. Especificamente no que trata do processo de encerramento da comercialização varejista por inadimplência, a referida resolução estabelece que o comercializador varejista deve notificar o consumidor inadimplente e a CCEE com ao menos 30 dias de antecedência à data de fim de representação varejista pretendida. Ressalte-se que a data de encerramento da representação deve ser coincidente com o último dia útil do mês contabilizado pela CCEE, ou seja, na prática, o prazo de antecedência da notificação pode totalizar cerca de 60 dias. Passado esse processo, a CCEE deve notificar as distribuidoras em até 5 dias para que essas procedam com a suspensão do fornecimento físico do consumidor. As distribuidoras, por sua vez, têm entre 5 e 10 dias para efetivar o corte. Nota-se que o prazo para efetivar a suspensão de fornecimento físico do consumidor inadimplente pode totalizar 75 dias, no decorrer do qual o comercializador varejista permanece responsável pelo fornecimento de energia ao consumidor inadimplente. Nessa direção, ressalta-se a urgência do aprimoramento do modelo de comercialização varejista especialmente no que diz respeito ao prazo para o encerramento da representação por ocasião de inadimplência do consumidor com vistas a buscar isonomia entre o procedimento aplicável aos consumidores varejistas e regulados, aos quais as distribuidoras têm a obrigação de notificar com 15 dias de antecedência à suspensão de fornecimento físico.

d) **Cliente com impedimento de corte.** Nos casos de consumidores com impedimento do corte por motivo alheio a gestão da distribuidora, mesmo realizados os melhores esforços para efetivação do mesmo, entendemos de suma importância que este custo seja caracterizado como um custo sistêmico, a exemplo do que ocorre com o consumidor livre cuja inadimplência na CCEE é rateada por todos os agentes. Assim é necessária a criação de mecanismo de rateio de custo e compartilhamento do risco entre todo o sistema. Como alternativas deste mecanismo, destacamos:

   i. Criação de um agente setorial específico, responsável pelo tratamento de consumidores descontratados, ou seja, livres, porém desvinculados de seu varejista por inadimplência e proteção judicial ao corte. O custo de atendimento deste novo agente seria rateado entre todos os consumidores.

   ii. Criação de um fundo de garantia mantido pelo pagamento de todos os consumidores, a exemplo do Fundo de Garantia gerido pela CCEE

dos leilões de reserva e de capacidade (apresentado no resultado da Consulta Pública ANEEL 061/2022).

iii. Assunção do consumidor pela distribuidora com total neutralidade para este agente, ou seja, com repasse integral do custo líquido de atendimento do cliente a todos os consumidores da área de concessão cobrado através da TUSD.

Sem que a regulamentação seja clara, a precificação pelo comercializador varejista dos riscos atrelados a esta inadimplência com impedimento de corte do fornecimento impactará negativamente a efetividade da adoção dessa representação.

3.5. Medição e agregação da medição

3.5.1. Responsabilidade sobre a medição e remuneração da atividade de agregação

Entende-se que os medidores, por já fazerem parte da Base de Remuneração das distribuidoras, e estarem associados à gestão e operação de ativos técnicos elétricos, devem permanecer sob a responsabilidade deste agente, assim como o processo de medição.

Desta forma, concordamos 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.

Vale destacar que esta atividade requer investimento em desenvolvimento tecnológico de sistemas e a dedicação de recursos humanos adicionais para sua execução, devendo ser a distribuidora adequadamente remunerada por esse serviço.

Portanto, é preciso regulamentar a prestação desse serviço pelas distribuidoras, incluindo formas, procedimentos e prazos de entrega da informação, além das regras algébricas para estimativa do consumo daqueles consumidores sem medição remota.

3.5.2. Diretriz para modernização do parque de medição

Embora a substituição dos medidores eletromecânicos convencionais por medidores inteligentes não seja uma condição necessária à abertura do mercado livre de baixa tensão, entendemos que a modernização do parque de medição traria inúmeros benefícios ao setor elétrico, potencializando ganhos de produtividade para todos os agentes, facilitando inclusive a atividade de agregação da medição.

O objetivo a ser alcançado com a abertura de mercado é garantir ao consumidor o poder de escolha do seu supridor de energia, e consequentemente promover

maior eficiência e redução de custos de energia através do incentivo à competição.

Essa redução de custos no nível da baixa tensão, porém, estaria limitada à competição de preço do quilowatt-hora, pois os medidores convencionais proveem limitada qualidade de informação. O acesso à informação detalhada de consumo de energia por parte do próprio consumidor e das comercializadoras (reguladas ou varejistas), aliada à possibilidade de responder a sinais de preço, permitiriam ao consumidor maior gestão do seu consumo, podendo participar ativamente do processo de redução dos custos de energia. A maior disponibilidade de dados e funcionalidades de um medidor inteligente permitiria também a expansão de uma ampla gama de novos produtos e serviços ao consumidor, o que dinamizaria os mercados e potencializaria a eficiência esperada com a abertura.

Importante destacar que os ganhos de produtividade mencionados só são possíveis com a instalação massiva de medidores inteligentes em uma dada região. A depender do requisito técnico utilizado pelas distribuidoras ou por determinação regulatória, há risco de trocas de medidores esparsas, custosas e sem escala, que podem onerar os consumidores, ao revés. A substituição de medidores 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.

Neste sentido, em benefício da eficiência do setor no médio e longo prazo, entendemos que é importante a definição de diretrizes para modernização gradual do parque de medição da baixa tensão em paralelo à abertura do mercado, assim como o aprimoramento da metodologia de reconhecimento e remuneração regulatória dos medidores inteligentes (que permitem a leitura horária e remota) na tarifa das distribuidoras.

3.6. Encargos de migração e sobrecontratação

Conforme dispositivo constante no PL414 de 2021, os consumidores do mercado cativo que migrarem para o mercado livre deverão pagar, mediante encargo tarifário, os custos remanescentes das operações financeiras contratadas para atender à finalidade de modicidade tarifária e dos encargos tarifários incidentes exclusivamente sobre os consumidores regulados. Dessa forma, evita-se um subsídio cruzado entre clientes do ambiente regulado e livre, permitindo uma abertura de mercado justa e equilibrada.

Da mesma forma, havendo sobrecontratação de energia remanescente, após a adoção de todas as medidas para gestão da contratação de energia por parte da distribuidora ou do comercializador regulado, devido a migração de consumidores para o ambiente livre, o resultado líquido das sobras e déficits

involuntários também devem ser alocados, mediante encargo tarifário, a todos os consumidores dos ambientes de contratação regulada e livre.