



NEOENERGIA

Tomada de Subsídios nº 010/2021

**Contribuições a serem utilizadas na elaboração
de estudo sobre as medidas regulatórias
necessárias para permitir a abertura do
mercado livre para consumidores com carga
inferior a 500 kW**

Agosto de 2021



Sumário

1	Considerações Iniciais.....	3
2	Experiência Internacional	4
3	Aspectos do modelo atual brasileiro.....	5
4	Abertura de Mercado e a Modernização do SEB	7
5	Riscos Jurídicos inerentes à mudança	8
6	Contribuições às questões de discussão da NT 50/2021	9
7	Conclusão	23

1 Considerações Iniciais

A Tomada de Subsídios (TS) nº 010/2021 foi aberta pela ANEEL em 18/06/2021, com o objetivo de obter subsídios à elaboração de estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW, incluindo o comercializador regulado de energia e proposta de cronograma de abertura iniciando em 1º de janeiro de 2024.

Atualmente, o requisito de demanda contratada para participação no Ambiente de Contratação Livre (ACL) é de 1,5 MW. Esse valor será reduzido em 0,5 MW por ano até 2023, conforme determina a Portaria do Ministério de Minas e Energia - MME nº 465/2019, que alterou a Portaria MME nº 514/2018.

A Portaria MME 465/19, estabelece que a redução dos limites de demanda para a contratação de energia elétrica por parte dos consumidores deve continuar a partir de 2024 (inferior a 0,5 MW) e assim estabeleceu o prazo de 31/01/2022 para que a ANEEL e a CCEE apresentem o referido estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre com proposta de cronograma de abertura iniciando em 1º de janeiro de 2024.

A ideia de uma liberalização total de mercado é razoável, mas ela deve garantir, isonomia entre todos os consumidores e usuários da rede elétrica. A competição deve ser priorizada sempre que possível como forma inclusive de desregulamentar e dar mais liberdade para novas iniciativas de serviços.

Em que pese a conveniência de prover liberdade de escolha a todos os consumidores quanto ao fornecimento de energia, existem assimetrias entre os ambientes de contratação regulada (ACR) e o ambiente de contratação livre (ACL) que há muito tempo já foram identificadas, mas que não foram ainda resolvidas. É o caso da expansão da geração que é função na prática atribuída somente ao ACR. Os leilões de reserva de capacidade apenas este ano foram previstos em lei não tendo ocorrido ainda nenhum. Como consequência o nível de contratação de energia no ACR é reconhecidamente mais elevado seja pela sobrecontratação involuntária (em maior parte decorrente da migração para o ACL), seja pela própria regra que exige das distribuidoras a contratação mínima de 100% da carga por contratos de longo prazo, enquanto que no ACL não se experimenta atualmente nenhum sobrecusto decorrente dessa involuntariedade e ainda podem fazer uso de contratos de curto prazo, inclusive estabelecidos ex-post. Soma-se a esse quadro o fato de que as contratações de energia no ACR são necessariamente conforme política estabelecida em que um planejador central define fontes a serem ofertadas. Obviamente essa é uma assimetria ainda não resolvida ainda que próxima de vir a ser, mas que implica hoje num sobrecusto legado para o ACR.

A recente lei de privatização da Eletrobrás estabeleceu a eliminação dos contratos de cotas decorrentes da MP 579. Ainda que o risco hidrológico desses contratos seja atualmente atribuído ao consumidor, o valor total da energia é mais módico em relação ao preço de mercado. A evidência disso é o benefício econômico previsto na lei ao converter essa geração hoje cotista em produção independente passando os preços a serem livremente contratados e com o risco hidrológico assumido pelo gerador. Apenas parte desse benefício econômico será revertida através da CDE para a modicidade tarifária do ACR, conforme previsão em Lei. Ainda que esse processo possa eliminar ou pelo menos mitigar a atual sobrecontratação das distribuidoras e

sobrecusto associado, por outro lado, elevará o preço médio de compra, implicando em manter parte da assimetria já existente em relação ao ACL.

Outra assimetria que gera sobrecusto é o atual sistema de compensação para Mini e Micro Geração Distribuída - MMGD. Como reconhece a ANEEL, por esse sistema os prosumidores utilizam a rede elétrica, mas não pagam integralmente pelo seu uso onerando demais consumidores no pagamento adicional pelo uso da rede elétrica de transmissão e encargos setoriais. No caso do uso da rede de distribuição o não pagamento pelo atual sistema de compensação onera essas empresas e após a correspondente revisão tarifária passa a ser igualmente um custo adicional aos demais consumidores e usuários da rede de distribuição. Além disso, existe uma redução de consumo e consequente sobrecontratação. Claramente o sistema de compensação da MMGD criou artificialmente um forte estímulo econômico para atividade que vem se desenvolvendo de forma exponencial, provocando perda de receita pelas distribuidoras e sobrecusto aos demais usuários. Essa é uma assimetria não resolvida.

Nesse contexto a Neoenergia é a favor da liberalização de mercado, mas desde que sanadas essas assimetrias existentes e tratados os efeitos já acumulados.

A ANEEL apresentou a Nota Técnica nº 50/2021 – SRM/ANEEL, de 16/06/2021, na qual traz 10 questões relevantes acerca da abertura do mercado livre. A seguir, o Grupo Neoenergia apresenta suas considerações e contribuições a respeito do tema.

2 Experiência Internacional

É importante que as discussões no âmbito do Brasil sobre abertura de mercado levem em consideração os processos pelos quais outros países já passaram e nos sirvam de exemplos capazes de mostrar os modelos já adotados, bem como a curva natural de amadurecimento desses modelos. Esse cuidado pode fornecer uma visão prática dos caminhos possíveis a serem trilhados considerando, obviamente, as devidas peculiaridades de cada país.

A observância de outros modelos externos ao Brasil, portanto, balizou também algumas diretrizes contidas na contribuição ora apresentada. Buscou-se fugir de propostas completamente inovadoras sem qualquer respaldo de implantação em outros lugares, objetivando-se, com isso, apresentar uma contribuição baseada numa arquitetura possível e já testada ainda que as propostas aqui descritas não configurem como sendo a cópia fiel do modelo de um único país. Na verdade, é preciso considerar a arquitetura já existente no modelo brasileiro em conjunto com as melhores práticas.

Discorrendo brevemente sobre essa proposta, é interessante observar que na Europa de modo geral, por exemplo, os medidores são parte do serviço de distribuição, cabendo a este ente não só a propriedade do equipamento, como também a instalação e medição. O Reino Unido apresenta-se como exceção, pois é o único país da Europa que o comercializador é o responsável pela substituição e propriedade dos medidores. Outros lugares como Texas e Califórnia, nos Estados Unidos, também podem ser citados como exemplos de regiões onde a distribuidora detém a responsabilidade pela aquisição e instalação do medidor. Portanto, essa seria a

melhor prática e um aspecto fundamental é a digitalização, ou seja, o emprego de *smart metering* com funcionalidades como a do corte remoto e plataforma de acesso as informações de medições de consumo e potência.

Outro aspecto que também será apresentado como proposta nesta contribuição é a figura do Comercializador de Última instância, que no caso de países como Reino Unido, Espanha e Itália, trata-se de comercializadores designados pelo regulador para atender consumidores vulneráveis e consumidores sem comercializadores (por falência ou desinteresse). Na Austrália, por exemplo, o consumidor é transferido para o supridor de última instância após 25 dias de inadimplência com o seu comercializador.

Observa-se que de modo geral diversos países mantêm obrigações concorrentes para atendimento comercial, dada a necessidade de o consumidor acionar agentes diferentes para tratar de questões relacionadas à medição, ligação ou venda de energia, o que não significa necessariamente aumento dos custos uma vez que a submissão da venda de energia ao modelo de concorrência conduz naturalmente os agentes a buscarem a melhor alternativa econômica.

Sendo assim, reiteramos a necessidade da observância da experiência de modelos já implementados em outros países como sendo caminhos já testados, buscando-se utilizar essas experiências, obviamente quando positivas, para identificar problemas a serem enfrentados e soluções possíveis levando em conta, naturalmente, as características específicas do sistema elétrico brasileiro.

3 Aspectos do modelo atual brasileiro

Em abril/2019 o MME, por meio da Portaria nº 187 de 2019, instituiu um Grupo de Trabalho que trata de maneira integrada das propostas de Modernização do Setor Elétrico, onde estão sendo discutidos os seguintes temas:

- Ambiente de mercado e mecanismos de viabilização da expansão do Sistema Elétrico;
- Mecanismos de formação de preços;
- Racionalização de encargos e subsídios;
- Mecanismo de Realocação de Energia – MRE;
- Alocação de custos e riscos;
- Inserção das novas tecnologias; e
- Sustentabilidade dos serviços de distribuição.

É interessante que as necessárias alterações regulatórias estejam em linha com os demais projetos de modernização do setor elétrico, evitando que sejam tomadas decisões que promovam mudanças específicas em questões que exigem uma revisão mais ampla do modelo setorial, de modo a garantir uma evolução sustentável que assegure estabilidade regulatória e jurídica. Isso tudo, sem fugir do foco das razões

que nortearam a necessidade de modernização do atual modelo do setor elétrico, como evoluções tecnológicas, melhoria dos sinais econômicos, busca por maior eficiência e alocação de riscos aos agentes que podem melhor geri-lo.

Quaisquer alterações promovidas sem a visão macro das mudanças necessárias, estando estas desalinhadas com as alterações sistêmicas em estudo, tendem a se tornar “atalhos” ou “fragmentos” que podem de alguma forma, acarretar no desequilíbrio ao longo da cadeia de valor do setor, pondo em risco a saúde financeira da indústria da energia elétrica brasileira.

A coordenação dessas medidas é fundamental para evitar contradições. Por exemplo, numa escala mais geral, isso ocorre quando se busca oportunizar cada vez mais a liberdade para os clientes atuarem no mercado livre e, ao mesmo tempo, concentrar nas distribuidoras a responsabilidade da expansão e da confiabilidade do suprimento eletroenergético do sistema.

O financiamento da expansão setorial permanece com o segmento de distribuição e no limite será paga pelos consumidores remanescentes do mercado cativo. Portanto, a ampliação do mercado livre trará impactos na sobrecontratação das distribuidoras e os instrumentos existentes possuem limitações tanto em relação à sua efetividade quanto em relação ao período curto de troca/venda, assim não há como se afirmar que o problema da sobrecontratação das distribuidoras estaria equacionado com a utilização dos mesmos e faz se necessário o tratamento da involuntariedade decorrente destas sobras contratuais.

Essa situação mostra a necessidade de avançarmos para um modelo mais eficiente, através da promoção de mudanças estruturais no atual modelo do setor elétrico, no sentido de evitar a adoção de medidas isoladas que, de certa forma, acabem por negligenciar a complexidade do modelo.

Para propiciar a abertura de mercado de maneira equilibrada, deve-se identificar e restringir os subsídios cruzados entre o mercado livre e o mercado cativo.

Atualmente, identificamos alguns subsídios importantes do mercado cativo para o mercado livre:

- (i) custeio da expansão e da confiabilidade do sistema;
- (ii) custeio de componentes financeiros e;
- (iii) em consequência do processo de abertura, o tratamento para a consequente sobre contratação involuntária.

O custo associado à adequabilidade do suprimento é atualmente bancado praticamente na totalidade pelo ACR. Esses custos estão vinculados à contratação de usinas que, apesar de mais caras por unidade de energia gerada, são fundamentais para garantia do atendimento. Uma ampliação do mercado livre sem a evolução no compartilhamento desses custos entre os dois ambientes de mercado acentua os subsídios cruzados existentes atualmente sobremaneira.

Vale ressaltar ainda a assimetria financeira na tarifa de fornecimento relativa ao ressarcimento à distribuidora pelo custeio das diferenças entre a projeção de componentes fora de sua gestão e os valores efetivamente realizados. Como os componentes financeiros relativos à (i) Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela “A” (CVA) e (ii) os Demais Componentes Financeiros (DCF) são constituídos em um período tarifário (entre reajustes) e amortizados no período

seguinte, os consumidores que migrarem para o mercado livre deveriam carregar os custos desses componentes financeiros até o próximo processo tarifário.

Outro aspecto importante é o tratamento dos contratos legados e da sobrecontratação das distribuidoras, pois o aumento estrutural de migrações exigirá uma solução eficiente e definitiva para esses volumes.

Outro aspecto a ser avaliado é a separação fio e energia para as distribuidoras, de modo a não as onerar com a gestão da energia e a permitir que as mesmas se concentrem na sua função fim: investimento e operação e manutenção das redes de distribuição.

4 Abertura de Mercado e a Modernização do SEB

O Relatório de 2019 do Grupo Temático (GT) do MME aponta que o movimento de Abertura de Mercado pode ser entendido como um movimento que está associado à liberdade econômica dos agentes e, portanto, reduz as possibilidades de intervenção governamental no mercado de energia elétrica.

Adicionalmente, sinaliza como uma oportunidade de se corrigir distorções na alocação de custos e riscos existentes entre os ambientes de contratação, uma vez que com o passar dos anos tais externalidades negativas, podem ser ampliadas, a exemplo da sobrecontratação de energia pelas distribuidoras.

No que diz respeito aos agentes envolvidos, faz algumas considerações importantes sobre os segmentos de distribuição e comercialização no modelo atual:

- *O segmento de distribuição é impactado negativamente pela obrigação de contratação de energia para suprir o mercado regulado, assumindo as responsabilidades de fluxo de caixa associadas aos contratos que transferem os riscos de geração ao consumidor regulado, como os contratos por disponibilidade, de Itaipu, Angra e cotas de garantia de física.*
- *O segmento de comercialização é impactado negativamente pela limitação de mercado.*

O Grupo Neoenergia entende que as alterações de abertura de mercado precisam estar concatenadas com as ações de modernização do setor, promovendo mudanças de forma estrutural e sustentável que garantam estabilidade regulatória e jurídica, e buscando distanciar-se da adoção de medidas isoladas que, de certa forma, negligenciam a complexidade do modelo.

Nesse sentido, além de registrar a concordância do Grupo Neoenergia à abertura do mercado, para a qual se anseia pela necessidade de reflexão sobre os benefícios processuais, econômicos e financeiros para agentes e consumidores, deve ser observado que se mostra imperativo avaliar as diversas mudanças regulatórias dos últimos anos, promovidas por essa agência, no cenário fortemente regulado do setor de Distribuição de Energia Elétrica.

As citadas mudanças recentes e, necessárias, tem como principais exemplos:

- (i) as disposições recentes sobre as questões contratuais, faturamento, apuração de indicadores dos pontos estimados de Iluminação Pública, bem como a cobrança por sua arrecadação, regidas pela REN 888/2020;
- (ii) A REN 925/2021 que exarou novas regras sobre os indicadores e compensações de continuidade do fornecimento e, também, uma nova formulação de apuração da componente de qualidade do fator X;
- (iii) As mudanças na composição da Base de Dados Geográfica da Distribuição - BDGD e no envio de indicadores Gerenciais - INDGER trazidas pela REN 937/2021;
- (iv) Além da recente Consulta Pública - CP 18/2021 que propôs e com certeza acarretará mudanças na forma como se dá o relacionamento da distribuidora com o consumidor e nos direitos do usuário. Deve se observar ainda que as mudanças promovidas pela CP 18/2021 ainda irão se alinhar às propostas da AP 27/2018.

Ao se avaliar as citadas mudanças regulatórias, identifica-se um cenário de fortes mudanças nos processos internos e nos sistemas de informática das distribuidoras, com elevados aportes financeiros e de homem-hora no desenvolvimento, fatos que levam a uma necessidade de planejamento dessa Agência Reguladora, no sentido de propiciar a acomodação econômica/financeira dos investimentos que estão sendo realizados, por meio de um cronograma de abertura de mercado que comporte o atual cenário sem ensejar em perdas dos atuais desenvolvimentos.

Diante do exposto, salientamos que o presente processo da Tomada de Subsídios 10/2021, que prevê substanciais mudanças para Distribuidoras e Comercializadoras, leve em consideração o acúmulo das alterações regulatórias recentes que implicam em vultuosos ajustes sistêmicos e processuais, visto a previsão de abertura do mercado com início em 01/01/2024.

O modelo clássico liberalizado é o de uma comercializadora no final da cadeia – já testado e com larga experiência internacional, evidenciando que é o modelo predominantemente adotado e o mais assertivo.

Para se obter uma liberalização efetiva e isonômica do mercado de energia é interessante avaliar a separação efetiva entre os segmentos de Distribuição e Comercialização (D e C).

Com a separação entre os segmentos ou desverticalização D e C diversos serviços poderão ser agregados pela comercializadora assim como uma estrutura personalizada de preços que uma atividade competitiva pode oferecer. Neste novo modelo o cliente passar a ter opção de escolha eliminando uma série de regulamentações setoriais que podem focar na promoção da competição saudável e equilibrada.

5 Riscos Jurídicos inerentes à mudança

Neste tópico, buscaremos traçar algumas linhas sobre o risco de intensa judicialização decorrente da mudança de modelo objeto da presente contribuição.

É importante destacar que para muitos consumidores, ONGs atuantes no setor e, especialmente, o Ministério Público (com reflexo no entendimento dos juízes), o processo de liberalização **não afastará** as garantias e prerrogativas atualmente desfrutadas pelos consumidores de menor porte no ACR, sob o entendimento de que se trata de um **serviço público**.

Considerando que, mesmo dando ao consumidor liberdade plena de escolha do fornecedor de energia, o uso da rede continuará sendo um serviço público (e o direito dos usuários é matéria de reserva legal, conforme art. 175, parágrafo único, inciso I da Constituição Federal), parece-nos fundamental que o binômio direitos e deveres na compra de energia e no uso da rede seja **previsto em lei**, sob aspecto formal, o que evitaria ou ao menos mitigaria a proliferação de decisões judiciais confusas ou que, no limite, acabariam por criar regulamentos paralelos em questões envolvendo preço, responsabilidade de terceiro, serviços-meio, etc.

O regime atual, ao mesmo tempo que cativa o consumidor do grupo B, traz para o mesmo uma série de garantias que não lhe assistirão em uma abertura total de mercado, tais como prazos para suspensão de fornecimento, cobrança de serviços auxiliares, prazos regulados para exame de pleitos, etc. Com a mudança, seria oportuno alterar a lei nº 13.460 (usuários de serviços públicos) para diferenciar situações de mercado aberto, bem como avaliar a situação do consumidor livre residencial frente ao Código de Defesa do Consumidor (Lei nº 8.078).

Tais medidas, repita-se, teriam o condão de propiciar a necessária segurança jurídica à mudança de modelo.

6 Contribuições às questões de discussão da NT 50/2021

Após as considerações feitas anteriormente, o Grupo Neoenergia, em linha com sua avaliação e experiência de atuação nos diversos segmentos do setor elétrico, a seguir apresenta suas contribuições sobre às questões elencadas na Nota Técnica nº 50/2021 – SRM/ANEEL, de 16/06/2021.

No entanto, antes de adentrar nas questões, em função dos vários termos utilizados nas discussões sobre o tema, faz-se necessário comunicar as terminologias que serão utilizadas nesta contribuição a fim de evitar problemas semânticos.

Portanto, ao longo do texto, serão utilizados os seguintes termos e conceitos:

- **Distribuidora_{Atual}**: sempre que se referir a distribuidora conhecida atualmente, que executa o serviço de uso da rede e comercialização de energia juntos;
- **Distribuidora_{Fio}**: para se referir a distribuidora que fornecerá apenas o serviço de uso da rede (fio), fruto do desmembramento de D e C;
- **Comercializadora Regulada**: comercializadora que surgirá do desmembramento de D e C, herdando os contratos legados e o mercado cativo da Distribuidora_{Atual};

- **Comercializadora de Última Instância:** comercializadora que atuará de forma regulada e que receberá os consumidores que não conseguirem firmar contratos com as demais comercializadoras, provavelmente por serem inadimplentes;
- **Consumidor Regulado:** termo utilizado para se referir ao consumidor suprido pela Comercializadora Regulada;
- **Consumidor de Última Instância:** termo utilizado para se referir ao consumidor suprido pela Comercializadora de Última Instância;
- **ACR_{Transição}:** termo utilizado para se referir ao Ambiente de Contratação Regulada vigente apenas durante um período de transição, onde a Comercializadora Regulada irá suprir os Consumidores Regulados, sendo tal ambiente extinto após o período de transição proposto;
- **ACR_{Último}:** termo utilizado para se referir ao Ambiente de Contratação Regulada onde a Comercializadora de Última Instância irá suprir os Consumidores de Última Instância.

A seguir serão apresentadas as contribuições para cada pergunta disponibilizada na Nota Técnica nº 50/2021–SRM/ANEEL.

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

A evolução tecnológica e do perfil do consumidor de eletricidade ensejam aprimoramentos metodológicos e regulamentares, para que se confira os sinais econômicos adequados, sem ferir o equilíbrio econômico e financeiro entre as partes.

Entendemos que os eventuais aprimoramentos como medidas de abertura de mercado devem buscar proporcionar uma justa alocação de custos entre os clientes, garantindo a remuneração adequada da disponibilidade da rede elétrica, sem perder de vista a necessidade de se permitir uma postura mais ativa do cliente em termos de controle e da utilização racional da energia elétrica.

Tendo em vista os aspectos abordados nos tópicos anteriores, dentre os principais impactos advindos da abertura do mercado de energia destacamos os seguintes:

Positivos:

- Oportunidade para um ambiente único e isonômico de livre acesso de todos os consumidores separação das atividades D e C, bem como a correta remuneração desses negócios;
- Oportunidade de desregular e simplificar o setor; além de aumentar e estimular a livre concorrência no segmento de comercialização;

- Mitigar a função arrecadadora do setor desempenhada hoje predominantemente pela Distribuidora^{Atual};
- Oferta de produtos mais flexíveis, possibilitando melhores preços aos consumidores;
- Possibilidade de oferta de mais serviços e melhoria destes para o cliente;
- A potencial separação das atividades D e C, com melhoria do serviço por parte da Distribuidora Fio, que estará mais focada no serviço de transporte ou propriamente de distribuição. A Distribuidora Fio poderá centralizar sua gestão no desenvolvimento da expertise de seu segmento de atuação, em especial na implementação de investimentos direcionados, manutenção de rede, atendimentos previstos em campo, desenvolvimento e melhoria das tecnologias a de reestabelecimento de energia elétrica, verificação de qualidade de energia e, ainda, promovendo a inserção e gerenciamento de recursos energéticos distribuídos em sua rede de distribuição;
- A abertura de mercado propiciará a padronização de estrutura do Sistema de Medição para Faturamento entre clientes com fornecimento em Baixa Tensão e Alta Tensão, aliado a esse ponto, a liberalização do mercado poderá alavancar o desenvolvimento do processo de medição, uma vez que seria ampliada a infraestrutura do parque de medição e a melhoria dos equipamentos disponibilizados, com a implementação de novas funcionalidades e melhores níveis de integralização dos dados de consumo, promovendo assim, maior facilidade na obtenção dos dados para faturamento e estudos tarifários;
- Com a separação dos negócios de distribuição e comercialização.

Negativos:

- Se não houver previa e completa solução para os contratos legados e sobrecontratação das Distribuidoras o processo não é sustentável;
- Judicialização de algumas questões em função das grandes mudanças;
- Segurança de abastecimento (expansão) precisa ser reformulada;
- Aumento do risco de mercado com o possível surgimento de novas comercializadoras;
- Aumento de contatos com os canais de atendimento, motivados por dúvidas da transição, que implicarão na necessidade de campanhas de comunicação tanto dos agentes envolvidos com da Agência Reguladora;

- Necessário reconsiderar o processo de desistência/postergação da migração para o ACL, pois o planejamento de aquisição de ativos por parte da Distribuidora é baseado nas Cartas Denúncia apresentadas pelos clientes, onerando a Distribuidora sem os devidos ressarcimentos;
- Necessário também revisar a tabela de valores das penalizações referentes às recontabilizações (pagamento de emolumento), ocorre que com a abertura total de mercado, relativos a ajustes, principalmente em unidades do Grupo B, que implicarão em pequenos montantes de energia a serem recontabilizados. Dessa forma o que se propõe é que ocorra uma proporcionalidade em relação ao montante de energia a ser recontabilizado.

Enfim, a abertura total de mercado em si é positiva, mas depende de várias medidas preparatórias para tanto que já se mostram imperativas pelo nível atual de abertura já existente. O arcabouço regulatório tem de considerar o avanço tecnológico, a fim de gerar um ambiente de negócios favorável à inovação, com a estabilidade de regras, evitando a distorção de custos e assegurando a remuneração pela utilização das redes.

Pergunta 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?

Anteriormente foi mencionado a necessidade de a abertura de mercado estar concatenada com ações de modernização do setor, promovendo mudanças de forma estrutural e sustentável que garantam estabilidade regulatória e jurídica. Nessa ótica como forma de evitar mudanças de grande magnitude de forma abrupta, propõe-se a adoção de um período de transição no qual poder-se-ia implementar mudanças programadas de forma paulatina e progressiva até que, ao final desse período, fosse alcançado, portanto, o modelo pleno planejado para a abertura de mercado.

Considerando a adoção de um período de transição haveria, portanto, durante esse período a instituição de critérios progressivos de liberalização para a migração até que, ao fim da transição, todos os Consumidores Regulados seriam compulsoriamente livres.

A atual forma de compensação de energia feita para os prosumidores de Geração Distribuída é, no entanto, um problema que precisa ser solucionado, caso contrário, representará um impeditivo natural de migração para esse grupo de unidades.

Por fim, entende-se que há condicionantes a serem observadas no processo de migração relacionadas a questões comerciais necessárias para o bom funcionamento do setor, independente do Consumidor Regulado já satisfazer eventual regra para a migração, como por exemplo: atualização de pendências cadastrais, adimplência e ausência de histórico recente de irregularidade, bem como adequação do padrão de entrada ao normatizado pela Distribuidora_{FIO}, principalmente no que se refere a instalação do padrão em local de fácil acesso para a realização da coleta de dados/medição etc.

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

Existem vários modelos possíveis. Uma alternativa é a Comercializadora Regulada derivada da desverticalização remanesça com os contratos legados e durante o período de transição deverá ocorrer a liberação progressiva dos Consumidores Regulados.

Seja qual for o modelo, um conceito fundamental é o de isonomia entre os consumidores, eliminando o quanto antes as assimetrias e tratando os efeitos já provocados por essas assimetrias. Uma vez que a abertura de mercado figura como um novo modelo capaz de beneficiar direta ou indiretamente toda a cadeia do setor, é necessário propor soluções capazes de impedir que os custos históricos advindos do engessamento da contratação da Distribuidora^{Atual} incentivem a migração para o ACL, onerando ainda mais o mercado regulado remanescente, incentivando mais migrações e criando, assim, um círculo vicioso.

Portanto, poderiam ser criados mecanismos no sentido de:

- i. possibilitar melhor gestão do lastro contratual através de ferramentas flexíveis de negociação dos contratos legados;
- ii. oportunizar mecanismos centralizados de descontração como, por exemplo, térmicas caras etc.;
- iii. criação de um encargo onde os custos não mitigados sejam rateados com os consumidores regulados e os consumidores migrantes;

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

Uma alternativa é que em cada área de concessão figure em decorrência da desverticalização um Comercializador Regulado, responsável por fornecer energia para os Consumidores Regulados. Durante a transição essa Comercializadora Regulada atuaria de acordo com regulamentação e tarifas definidas pelo regulador. Após o período de transição o ACR^{Transição} deixa de existir e a Comercializadora Regulada passa a ser uma Comercializadora Varejista, atuando com produtos e preços livres no ACL.

Como complemento do modelo ora proposto ou mesmo qualquer outro é necessário criar ainda a figura do Comercializador de Última Instância, que receberia os consumidores que não conseguiram firmar contrato com as Comercializadoras Varejistas, seja por questões de recusa contratual, por inadimplência ou fraudes.

O Comercializador de Última Instância poderia idealmente ter uma atuação nacional por meio de um ente público ou a função poderia ser exercida alternativamente em cada área de concessão como segunda derivação a partir das Comercializadoras Reguladas.

Por fim, parece-nos adequada a formulação de um **conjunto mínimo comum** de direitos do consumidor de energia, tanto no ACL como no ACR, seria um elemento de pacificação social, evitando-se a proliferação de litígios sob o fundamento de violação ao princípio da isonomia.

Pergunta 4.1: Quem deve fornecer energia aos consumidores que:

(i) optarem por não migrar para o mercado livre

Durante o período de transição, a Comercializadora Regulada permanecerá fornecendo energia aos consumidores que optarem por não migrar. Finalizado o período todos os Consumidores Regulados seriam considerados livres, com fatura de energia sendo emitida pela Comercializadora Regulada que então se transformou em Comercializadora Varejista e poderá, portanto, negociar contratos livremente com produtos e tarifas diferenciados.

Pergunta 4.1: Quem deve fornecer energia aos consumidores que:

(ii) optarem por voltar para o ACR

Enquanto durar o ACR_{Transição} caso o consumidor migre ele só poderá retornar de acordo com aceitação por parte da Comercializadora Regulada ou cumprimento de prazo mínimo para retorno estabelecido conforme as regras de contratação vigentes para a Comercializadora Regulada no período, caso contrário será recebido pela Comercializadora de Última Instância que já estará atuando no mercado durante o período de transição.

Após o período de transição não haveria que se falar em "retorno para o ACR" já que este ambiente tal como se conhece deixa de existir, permanecendo somente o ACL e ACR_{Último}.

Pergunta 4.1: Quem deve fornecer energia aos consumidores que:

(iii) forem desligados de seu supridor por motivo de inadimplência do próprio consumidor

Partindo do princípio inequívoco de que o corte continuará sendo uma ação necessária destinada aos consumidores inadimplentes, entende-se que as condições contratuais dos consumidores livres em virtude do número de faturas não pagas, ou prazo decorrido da inadimplência terão que ser observadas por parte das Comercializadoras Varejistas. No entanto, caso os consumidores livres desligados por motivo de inadimplência, tenham como resultado disso o cancelamento do contrato junto as Comercializadoras Varejistas, seja durante ou após a transição, deverão ser supridos pelo Comercializador de Última Instância que terá regulação específica para suportar esse risco.

Pergunta 4.1: Quem deve fornecer energia aos consumidores que:

(iv) forem desligados de seu supridor por motivo de desligamento do supridor da CCEE

Se o desligamento do supridor na CCEE ocorrer durante a transição do modelo, os consumidores até então supridos pelo agente desligado deverão retornar para a Comercializadora Regulada. Passado o período de transição poderia se adotar a regra atual onde o consumidor tem um prazo para tentar contratação no ACL com outra Comercializadora Varejista e depois de transcorrido o prazo, caso novo contrato

não tenha sido firmado, o consumidor seria então suprido pela Comercializadora de Última Instância, permanecendo, portanto no ACR_{Último} até adotar as devidas providências para adquirir uma nova contratação junto a outra Comercializadora Varejista.

Pergunta 4.1: Quem deve fornecer energia aos consumidores que:

(v) usufruam ou tenham o direito de usufruir de subsídios decorrentes de políticas públicas?

Consumidores com o direito a usufruir subsídios decorrentes de políticas públicas não devem ser impedidos de escolher seu fornecedor de energia. Nessa ótica, durante o período de transição é necessário estabelecer regras para liberalização paulatina dos consumidores subsidiados de modo que esses subsídios sejam explícitos e com fonte de recurso de tal forma que independa qual seja o supridor. É importante que a forma de recebimento desses subsídios possa ser devidamente ajustada à nova realidade sem que isso seja um entrave em caso de mudança de fornecedor de energia no ACL.

Para tanto, entende-se necessário adotar novo cálculo ou submeter os subsídios a uma reformulação de modo que eles sejam identificados facilmente de maneira destacada na fatura, para evitar as atuais complexidades de cálculo e, por consequência de repasse.

Ponto de atenção sob a ótica jurídica é que os subsídios devem ser criados por Lei, com previsão expressa quanto aos beneficiados e ao público que o custeia. Logo, também nesse ponto, para que um subsídio possa acompanhar o cliente no ACL, parece-nos adequada a haja previsão legal expressa a respeito. Em vários casos, será necessário alterar a forma de cobrança do mesmo, pois desaparecerá o preço público, e o preço livre seria, a princípio, confidencial.

Pergunta 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 contratação de energia do Comercializador Regulado precisa ser de tal forma que oportunize durante o período de transição uma trajetória progressiva de liberdade para o novo modelo, ou seja, ao final do percurso de transição a Comercializadora Regulada já deveria estar com a quase totalidade e seus contratos substituídos por contratos adquiridos e geridos de forma livre.

A contratação das perdas deve ser atribuída ao ente que é responsável por elas, ou seja, passaria a ser papel da Distribuidora_{F10} se lastrear para cobrir suas perdas.

Um aspecto importante a ser avaliado em relação a responsabilidade de contratação das perdas de energia por parte da Distribuidora_{F10} é a possibilidade de elevação do custo de aquisição da energia, uma vez que, com a separação das atividades D e C e a inexistência de carga ligada diretamente à essa Distribuidora, o montante de energia a ser contratado especificamente para a cobertura destas perdas teria menor representatividade absoluta, bem como seria de difícil previsibilidade a médio/longo prazo. Tal elevação de custo de aquisição de energia elevaria a tarifa referente a cobertura de perdas, bem como amplificaria o impacto das glosas em relação a

cobertura reconhecida pela ANEEL, que já são bastante significativas para as Distribuidoras^{Atuais}.

Para mitigar esse efeito poderiam ser criados mecanismos de contratação de energia para as Distribuidora^{Fio}, onde haveria preferência dos contratos existentes de menor custo, uma vez que impactariam em todos os consumidores.

Alternativamente, poderia ser criada a figura de um comprador centralizado de energia que desonere as distribuidoras de seus contratos, tornando o comprador centralizado responsável por endereçar, inclusive, as sobras de energia vendendo para o mercado livre, por exemplo.

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?

Conforme já indicado no item ii da questão 4.1, durante o período de transição ao migrar para o ACL o consumidor só poderia retornar de imediato de acordo com aceitação por parte da Comercializadora Regulada, caso contrário teria que cumprir o prazo mínimo a ser estabelecido observado o grau de liberdade de contratação imposto à Comercializadora Regulada no período.

É importante que ao se buscar estabelecer tal regra se perceba a relação direta existente entre prazo mínimo para retorno e a regra imposta para a Comercializadora Regulada no tocante a gestão do seu portfólio contratual. Alternativamente pode-se oferecer ao consumidor a opção de retorno imediato em caso de negativa da Comercializadora Regulada, desde que o mesmo esteja disposto a assumir os custos de implicação cujo cálculo precisa está claramente definido por meio de regra.

Passada a transição o consumidor terá que transitar entre as Comercializadoras Varejistas atuantes naquela área de concessão. Caso não consiga firmar um contrato com algum fornecedor seria recepcionado pela Comercializadora de Última Instância.

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?

Entende-se que o serviço de comercialização regulada de energia não deveria ser realizado pelas próprias Distribuidoras^{Atuais}, pois para o bom funcionamento do novo modelo do setor as atividades de D e C devem ser separadas e cada agente deve ter sua remuneração estruturada de acordo com sua atividade fim. Isso permitiria não só que cada ente pudesse focar seus esforços na melhoria da prestação do serviço que lhe cabe como também direcionar investimentos em tecnologias capazes de desenvolver novos produtos.

Além disso, a literatura própria do setor aponta como desejável a adoção do modelo de concorrência onde o negócio assim o permita. Sendo assim, se por um lado a distribuição de energia se configura como monopólio natural, de outro, a comercialização não é, devendo, portanto, tal atividade ser conduzida ao modelo de concorrência, sujeitando os consumidores aos benefícios já conhecidos quando se tem vários agentes econômicos tentando cativar clientes ora por preço, ora por produto, serviço, diferencial tecnológico etc.

Com relação as alterações legais necessárias para a devida separação de D e C tem-se toda a gama de instrumentos regulatórios que dão suporte ao atual modelo e que, portanto, precisarão ser revisados: contrato de concessão, leis, decretos e publicação de regulamentos e normas sobre as novas regras do setor.

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

Os eventuais benefícios de possibilitar ao consumidor a opção de ter parte de seu fornecimento atrelado ao ACL e parte ao ACR_{Transição} não justificam a complexidade necessária para tornar viável essa proposta.

Considerando a proeminente mudança de grande magnitude, exigindo toda a vasta gama de novas legislações, impacto humano, judicial e tecnológico são, portanto, bem-vindas não só as propostas de simplificação como também a de rejeição de complexidades não justificadas.

Além do mais, deve ser levado em conta que após o período de transição, a Comercializadora Regulada se transformaria em Comercializadora Varejista, deixando de existir com isso o cenário onde o consumidor teria parte de seu fornecimento atrelado ao ACR_{Transição} e parte no ACL. Dessa forma, o período de transição seria melhor aproveitado como sendo uma etapa decisória para o consumidor escolher com qual fornecedor pretende firmar contrato.

Por derradeiro, a lógica de segregação jurídica entre ACL e ACR reside no fato de que o acesso à energia deve ser universal, ao mesmo tempo que permite livre escolha do fornecedor. Assim, um ambiente seria eletivo, ao passo que outro seria assecuratório do atendimento. E cada um deles deve prever o conjunto de direitos de seus usuários (obviamente distinto um do outro, ainda que contenham um mínimo conjunto de regras em comum), não fazendo sentido, do ponto de vista jurídico, que um mesmo consumidor esteja sob 2 regimes jurídicos ao mesmo tempo – o que aumentaria, ademais, a insegurança jurídica.

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

Mesmo considerando a total separação de D e C, entende-se que o relacionamento comercial e de faturamento pelo menos da parcela especificamente referente ao Uso da Rede de distribuição deve continuar sendo realizado pelas Distribuidoras_{Fio}. Esse é um serviço já realizado hoje com infraestrutura já montada e expertise das distribuidoras. Conforme for o interesse das comercializadoras poderia ser um serviço prestado pelas Distribuidoras_{Fio} referente ao faturamento das demais componentes do serviço. Esse faturamento único opcional é importante fator de redução de custos e de riscos. A distribuidora já exerce a responsabilidade de repasse dos custos da cadeia produtiva e dos encargos setoriais, mitigando os riscos relacionados a Comercializadoras Varejistas que entrem em situação de *default*. Deve ser levado em conta também, que a maioria das regras tributárias (municipais, estaduais e federais) já se encontram ajustadas ou com rotinas adaptadas aos procedimentos das atuais distribuidoras. Frisa-se apenas as necessidades de ajustes nos normativos relacionados com o tema.

Além disso, devem ser criados mecanismos regulatórios de adesão compulsória às modalidades digitais de acompanhamento de informações de consumo e de entrega da fatura, de forma que se viabilize a disponibilização das faturas com as informações de cada comercializadora sem implicar em elevação dos custos operacionais da Distribuidora_{F10}.

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

Conforme o padrão atual de monitoramento da evolução de consumo no Sistema de Coleta de Dados de Energia Elétrica (SCDE), se faz necessário a utilização mínima de medidores THS (tarifa horosazonal) com Classe de Exatidão Mínima: C e canal de comunicação que habilite o fluxo de dados de consumo com o SCDE e Plataforma de Coleta da Distribuidora.

Além disso, as adequações físicas devem atender aos Procedimentos de Distribuição-PRODIST e Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS para o Sistema de Medição para Faturamento - SMF. No que se refere ao padrão de entrada, tomando como base a manutenção dos critérios de definição do ponto de entrega (regulamentados pela Resolução Normativa – REN nº 414/2010) e de acesso ao sistema de distribuição (normatizado pelo Módulo 3 do PRODIST) deve continuar a ser normatizado tecnicamente por cada Distribuidora_{F10}.

Por fim, deve ser avaliado o que toca a implementação de medidor de retaguarda e dos equipamentos relacionados a ele, fica a critério da distribuidora definir a necessidade de implantação, podendo ser observados critérios como o uso contratado ou comportamento do uso da rede de unidades consumidoras similares, tendo em vista a relação classe de consumo/atividade desenvolvida.

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

Segundo simulações da ANEEL na Audiência Pública nº 059/2018, a implantação de medição de demanda para o custo de disponibilidade de rede utilizada, implicaria em um acréscimo, na média, de 13% na fatura atual. Isso considerando o preço de aquisição e instalação de medidor eletrônico da ordem de R\$ 500,00.

O Grupo Neoenergia entende que esse custo da troca dos medidores para medição de demanda é facilmente superado pelo avanço de eficiência econômica que pode ser obtido pelo correto sinal de preço, principalmente se adotada uma implantação gradual da substituição dos mesmos, por área geográfica e com prévia e massiva explicação e orientação aos consumidores.

Ou seja, a solução a ser adotada tem que levar em consideração um cronograma de substituição de medidores, mesmo que num processo de médio e longo prazo (7 a 10 anos). Isto para dar um sinal adequado para o consumidor com efetiva possibilidade de otimização de sua utilização de potência da rede e redução ou compensação de acréscimos na fatura com a mudança na forma de tarifação.

Complementarmente, deve ser regrado que, no novo cenário de abertura de mercado e com a proposta de atualização do parque de medição, o comissionamento do SMF para o ACL continuará sendo realizado pela Distribuidora_{F10} e, as adequações físicas

(padrão, cabine, obras civis, entre outros) deverão ficar a encargo do consumidor ou Comercializador Varejista, conforme disciplina a regulamentação vigente.

Por fim, quando do requerimento de implementação de conjunto de medição com tecnologia ou funcionalidades adicionais ao padronizado pela Distribuidora_{Fio}, é razoável o repasse dos custos ao consumidor ou Comercializador Varejista demandante, referentes a diferença do valor do medidor (em relação ao padronizado), serviço de troca do medidor e adaptações do canal de comunicação, tendo em vista que a mudança/ampliação do parque de medidores para monitoramento no Sistema de Coleta de Dados de Energia - SCDE já irá onerar a tarifa referente ao uso do fio.

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

É necessário que haja proteção para os consumidores residenciais quando da abertura de mercado. A sugestão de adoção de um período de transição visa justamente oportunizar tempo não só para implementação paulatina das mudanças como também garantir que os consumidores residenciais tenham tempo para aprender como atuar no ACL.

Ressalta-se que os consumidores residenciais atuantes no ACL teriam que necessariamente ser representados por uma Comercializadora Varejista, e para tanto propõe-se o desenvolvimento de regulamentação específica tratando de temas como encerramento de contrato, inadimplência, transferência do consumidor para a Comercializadora de Última Instância e suspensão de fornecimento.

Atualmente o contrato de fornecimento entre consumidor e comercializadora varejista já possui prazo por tempo indeterminado. Porém, o preço não é acordado para toda a vigência do contrato, isto é, o preço não se mantém por tempo indeterminado, e nem deve ser, em função da dinâmica do mercado de energia elétrica. Mas a regulamentação para proteção, especialmente de consumidores residenciais, deve tratar dos prazos para negociação de preços, notificações e condições para transferência do consumidor à comercializadora de última instância.

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

O principal aperfeiçoamento necessário é no sentido de delimitar a responsabilidade da Comercializadora Varejista.

O prazo que o consumidor inadimplente permanece sob responsabilidade da Comercializadora Varejista deve ser curto. Dessa forma, a regulamentação deve prever o tratamento para esses casos, incluindo prazo para desligamento, que precisa ser curto, e/ou transferência do consumidor para a Comercializadora de Última Instância.

Também é necessário prever tratamento para os casos em que o consumidor inadimplente obtenha alguma decisão judicial impedindo a suspensão do fornecimento. Nesses casos, o mais adequado seria sua transferência para a Comercializadora de Última Instância, que deve receber remuneração adequada para assunção desse tipo de risco.

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

De modo geral é necessário um cronograma de transição que reflita uma mudança gradual e com a devida alocação dos riscos e custos.

Sendo assim, os prazos precisam estar compatíveis com a implementação das medidas prévias necessárias para mudança no modelo do setor:

- I. Eliminação das assimetrias entre ACL e ACR (responsabilidade pela expansão, nível de contratação e flexibilidades contratuais equivalentes, além de maior flexibilidade para vender excedentes);
- II. Tratamento de transição da atual sobrecontratação do ACR (assimetrias ainda não eliminadas);
- III. Desverticalização (lei) D&C com regras de transição (a exemplo de como foi T&D e G&D);
- IV. Definição da regulamentação do Comercializador de Última Instância para consumidores não aceitos no ACL;
- V. O cronograma deve observar as ações obrigatórias de comunicação (agentes e entes do governo) bem como a criação de faixas de consumo delimitando o ano de migração, devendo ser avaliada a implicação financeira das ações de comunicação.

Destaca-se que essas medidas na verdade já se mostram necessárias de serem desenvolvidas mesmo no atual nível de abertura do mercado.

Deve ser estabelecido um cronograma concatenado às implementações de sistema e ações de comunicação com clareza das regras de portabilidade.

O estabelecimento de uma nova estrutura tarifária, caso venha a ser necessária, com a separação das empresas e das receitas (D e C), inicialmente ambas reguladas, deve ocorrer por meio de um processo de revisão tarifária específico para tanto.

Ainda com respeito a mudanças no sistema tarifário que venham a ser propostas, é preciso cautela e acompanhamento das consequências das mesmas, garantindo a manutenção do equilíbrio econômico e financeiro das Distribuidoras. Em linha com essa preocupação a ANEEL no voto de abertura da CP 49/2021 (*Sandboxes Tarifários*) ressaltou essa questão, conforme trechos a seguir transcritos.

20. Os sinais de preço existentes nas tarifas, portanto, devem estimular a alocação dos recursos técnicos e econômicos de modo a aumentar a eficiência econômica, evitando transferência de custos entre agentes, de forma a termos alocação adequada dos custos, em comunhão com as características de cada acessante, possibilitando que o mercado cresça de maneira mais célere e eficiente, trazendo desenvolvimento para o país e qualidade de vida a todos os cidadãos.

(...)

22. Por outro lado, dada a importância da eletricidade na vida cotidiana e os impactos sociais e econômicos da energia elétrica, em especial a fixação de tarifa, alterações tarifárias estruturantes, como a que se propõe, devem ser implantadas após um amplo

planejamento que vai desde as suas etapas operacionais, até um amplo programa de comunicação dada a grande sensibilidade para a vida cotidiana dos consumidores até eventual impacto na tributação.

Conforme cronograma previamente definido em Lei, haveria a liberalização dos consumidores atendidos pela nova empresa Comercializadora Regulada.

Até que se inicie o processo de liberalização, a nova Comercializadora Regulada poderia contratar e vender energia inicialmente apenas nos mesmos moldes atuais, com a garantia de equilíbrio econômico e financeiro, e com repasse integral de sobre e subcontratação.

Após iniciada a liberalização, os preços e campo de atuação seriam totalmente livres conforme a faixa e a forma de compra e venda igualmente livre. As tarifas seriam reguladas até a liberalização da respectiva faixa de consumo, mas seria atribuída uma margem regulatória (%) para cobrir o risco assumido.

Deve ser respeitado o contrato de concessão inicial, mas sendo desmembrado gradativamente em um novo contrato de Distribuição_{Fio} e uma autorização para Comercializadora Varejista.

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

Para o segmento de distribuição é importante que o modelo tarifário seja o mais aderente possível aos custos incorridos por ele. Seja qual for o modelo, os mecanismos de reajuste e revisão tarifária precisam preservar o equilíbrio dos contratos de concessão de distribuição.

Uma mudança deste porte requer, além do período de transição, de um acompanhamento e aprimoramentos periódicos em função da dificuldade de mensurar a resposta do mercado aos sinais tarifários implantados.

É imprescindível que o equilíbrio econômico e financeiro seja assegurado, evitando impactos negativos como, por exemplo, os causados recentemente na concepção das regras de implantação para mini e micro geração distribuída.

Outros aspectos importantes:

- A abertura do mercado deve ser gradual;
- Retirada da obrigatoriedade de 100% da contratação de energia;
- Considerar outros itens de impactos tarifários atualmente não cobertos pela tarifa;
- Prever possibilidade de Revisão Tarifária Extraordinária - RTE para recompor eventuais perdas de receitas resultante da abertura do mercado e não previstas originalmente;
- Necessidade de acomodação regulatória das Unidade com MMGD, de forma a possibilitar sua utilização no ambiente livre, respeitando os limites de potência de geração;

- Revisão do subsídio cruzado da MMGD (alterar para subvenção explícita com fonte de recursos de impacto homogêneo - isonomia - e na medida da necessidade e benefício social);
- Avaliar implicações relacionadas à Lei Geral de Proteção de Dados, bem como de *compliance* nos trâmites de informações entre Distribuidora e Comercializadoras;
- Haverá naturalmente uma elevação dos contatos com o atendimento da Distribuidora_{F10}, para prestação dos devidos esclarecimentos sobre o processo de mudança do setor, sendo assim será necessário dar o devido tratamento de flexibilização de indicadores relativos ao Percentual de Chamadas Atendidas, INS – Índice de Nível de Serviço, IAB – Índice de Abandonado, ICO – Índice de Chamadas Ocupadas;
- Necessidade de tratamento dos indicadores regulados que tem implicação direta na tarifa (IASC, DEC, FER, INS, Iab e ICO), visto que são impactados diretamente pelo conjunto atendimento/percepção do cliente na sua definição e/ou apuração;
- Necessidade de revisão dos prazos de envio e ajustes de dados no SCDE, caso seja identificada a indisponibilidade de leitura dentro do ciclo de faturamento, pois considerando a pulverização dos clientes, torna-se inviável a modalidade atual de exigências da CCEE perante penalidades e consolidação de dados. Com isso, os procedimentos de comercialização necessitam ser modificados para que se assemelhem com o disposto na REN 414/2010, no que diz respeito a leitura e faturamento;
- Melhoria na forma de modelagem de divulgação dos descontos relativos a geração por fontes incentivadas em virtude da ampliação de unidades que poderão fazer uso do benefício;
- Revisão da regra de cobrança da Contribuição para Iluminação Pública – CIP pelas Distribuidora_{F10}, de modo a parametrizar e adequar a metodologia a nova realidade do segmento;
- Buscar manter para os consumidores do grupo B, o atual modelo de calendário de leitura e faturamento do serviço de Uso da Rede por parte da Distribuidora_{F10} com o intuito de evitar onerações desnecessárias;
- É necessário que haja algum mecanismo para endereçar corretamente os custos de adequabilidade do sistema, que atualmente é assumido pelo ACR. A solução pode ser, por exemplo, contratação de reserva de capacidade, ou separação entre lastro e energia, desde que os custos para atendimento às necessidades sistêmicas, que vão além da contratação da energia, sejam arcados por todos os consumidores;

- Deve ser feito um trabalho de conscientização, tanto com a população quanto com o poder judiciário, para que o setor funcione corretamente após a abertura;
- Necessidade de sistema interligado de gerenciamento de dados entre a Distribuidora_{F10} e as Comercializadoras (seja a Regulada, a de Última Instância ou as Varejistas), e CCEE;
- No faturamento de energia pelas Comercializadoras deve ser avaliada a implantação de regras fiscais de cada estado (alíquotas de ICMS e redutores de base);
- Estabelecer prazos suficientes para a adequação dos sistemas que suportam as operações técnicas e comerciais da Distribuidora_{F10} e da Comercializadora Regulada;
- Regularizar as questões relacionadas à cobrança do serviço de leitura caso as Comercializadoras optem por inserir na fatura do Uso da Rede a cobrança da venda de energia;
- A venda de energia será assumida pelas Comercializadoras, enquanto que os medidores serão responsabilidade da Distribuidora_{F10}, sendo assim é necessário revisar o regulamento relativo a caracterização da irregularidade de modo a delimitar as responsabilidades de cada ente, os prazos e os limites de atuação;
- Reformulação do Processo de fiscalização, monitoramento, apuração e atribuição das perdas de energia;
- Revisão das regras de compensação da Distribuidora_{Atual} ao cliente, por transgressão de prazos de serviços comerciais e de tratamento de reclamações, principalmente no que se refere ao cálculo do crédito a ser disponibilizado ao cliente, pois a regra vigente contempla parcela de energia em sua formulação, sendo necessário ser aplicada apenas a parcela de uso (TUSD_{F10} B) para compensação por parte da nova Distribuidora_{F10};

7 Conclusão

O Grupo Neoenergia entende que a continuidade da abertura de mercado já iniciada precisa estar concatenada com as ações de modernização do setor, promovendo mudanças de forma estrutural e sustentável que garantam estabilidade regulatória e jurídica, e buscando distanciar-se da adoção de medidas isoladas que, de certa forma, negligenciam a complexidade do modelo, provocando tratamento não isonômico entre os consumidores e usuários da rede.

Entendemos que as inovações poderão trazer benefícios processuais, econômicos e financeiros para agentes e consumidores se as devidas e necessárias mudanças regulatórias forem promovidas de forma gradativa e consistente, prezando-se pela prudência ao se lidar com alterações estruturais de grande magnitude.

Ressaltamos como primordial a adoção de um período de transição, não só para permitir adaptação dos consumidores ao novo modelo como também em função da necessidade de implementar com parcimônia as mudanças, como por exemplo, liberalização não abrupta, ou seja, como boa prática instituir, por exemplo, um cronograma de abertura gradual de mercado e de substituição paulatina dos medidores com critérios e regras previamente definidos. Esse período de transição também seria utilizado para modificar aos poucos a forma de contratação de energia da Comercializadora Regulada, de modo que siga uma trajetória progressiva de liberdade para o novo modelo, ou seja, ao final do percurso de transição a Comercializadora Regulada já deveria estar com a quase totalidade e seus contratos substituídos por contratos adquiridos e geridos de forma livre. Conclui-se, portanto, que ao final da trajetória o ACR_{Transição} deixa de existir e todos os consumidores se tornam compulsoriamente livres.

Apontamos para a necessidade de se criar ainda a figura da Comercializadora de Última Instância que atuará no mercado durante e após o período de transição, recebendo os consumidores que migraram para o ACL, mas não conseguiram firmar contrato com as Comercializadoras Varejistas, provavelmente por maior risco de inadimplência. Essa Comercializadora de Última Instância atuará de forma regulada e poderia idealmente ter uma atuação nacional por meio de um ente público ou a função poderia ser exercida alternativamente em cada área de concessão.

Por fim, chamamos atenção para o fato de que a adoção de um período de transição para o empreendimento de uma transformação gradativa do modelo por si só não garante que haverá sustentabilidade no setor. Os atuais problemas enfrentados já se mostram como críticos para o atual nível de abertura do mercado e que se agrava como um efetivo entrave para a implementação da mudança ora aventada, sendo urgente, portanto, a resolução prévia das assimetrias já existentes entre ACL e ACR como as aquelas atreladas aos subsídios, alocação de custos e riscos, sustentabilidade da expansão da oferta de energia, contratos legados etc.

Diretoria de Regulação
Grupo Neoenergia