



Contribuição EDP

Consulta Pública MME 131/2022

Abertura de Mercado

24 de agosto de 2022

Contribuição EDP



Consulta Pública MME 131/2022

Abertura de Mercado

24 de agosto de 2022

1 Sumário

1. Introdução.....	4
2. Contribuição	5
2.1 Análise quanto a proposta apresentada pelo MME.....	5
2.2 Adequação do texto da minuta de portaria.....	6
2.3 Desafios para a migração do Grupo A.....	7
2.3.1 Sobrecontratação e Contratos Legados.....	7
2.3.2 Segurança de Mercado	9
2.3.3 Uniformização do processo de migração e troca de medidores	10
2.3.4 Elevação das perdas não técnicas.....	12
2.3.5 Benefícios ambientais estabelecidos na Lei nº 14.120/21	14
2.5 Proposta de cronograma de abertura de mercado	15

1. Introdução

Por meio da Portaria nº 514/2018, o Ministério de Minas e Energia permitiu a livre opção de compra de energia para os consumidores com carga igual ou superior a 2.500 kW a partir de 1 de julho de 2019 e igual ou superior a 2.000 kW a partir de 1 de janeiro de 2020.

Ainda em linha com a tendência de reduzir o limite de carga para a livre contratação de energia pelos consumidores, foi publicada a Portaria MME nº 465, de 2019, que prevê a abertura de mercado para cargas maiores ou iguais a 500 kW a partir de janeiro de 2023. Esta mesma portaria determina a elaboração por parte da CCEE e ANEEL de estudos sobre as medidas regulatórias necessárias para a continuidade deste processo. Importante ressaltar que atualmente podem migrar cargas maiores ou iguais a 1.000 kW em qualquer tensão.

Com base nos estudos apresentados pela ANEEL e CCEE, o MME abriu esta consulta pública para discutir, com a sociedade, a possibilidade de migração de cargas abaixo de 500 kW com tensão igual ou superior a 2,3 kV (Grupo A) a partir de janeiro/2024 apenas por meio da representação de um comercializador varejista.

Diante disso, congratulamos o MME pela abertura desta Consulta Pública, ao passo em que apresentamos abaixo nossas contribuições.

2. Contribuição

2.1 Análise quanto a proposta apresentada pelo MME

Primeiramente cumpre ressaltar que o §3 do art. 15º da Lei nº 9.074/95 estabelece que após 08 (oito) anos da publicação da lei em questão, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão para permitir a migração dos consumidores ao mercado livre.

Diante disso, não vislumbramos óbice quanto a possibilidade de abertura de mercado para o Grupo A a partir de 2024 por meio infralegal, ou seja, por meio de portaria emitida pelo MME. Importante ressaltar que a redução gradativa de carga, para atendimento ao comando da Lei nº 9.074/95, já vem sendo realizada com a publicação das Portarias MME nº 514/18 e nº 465/19.

Além disso, esta etapa de abertura vai de encontro com as discussões legislativas em andamento, como o Projeto de Lei nº 414/21, que sugere um cronograma de abertura para todos os consumidores em 42 meses.

Assim, a EDP entende que esta proposta traz consigo inúmeros benefícios aos consumidores, em especial no que diz respeito à concorrência, liberdade e flexibilidade de escolha.

Estamos falando de um número expressivo de consumidores, que podem ser beneficiados com a adesão ao mercado livre. Conforme apresentado em estudo elaborado pela CCEE em 2021, temos pouco mais de 106 mil unidades consumidoras com carga abaixo de 500 kW conectadas em tensão igual ou superior a 2,3 kV (Grupo A) que ainda não migraram para o ambiente livre, o que representa um consumo de aproximadamente 3.654 MW médios. Com isso, a projeção é que com a migração total do Grupo A, o ACL represente 46% do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Segundo a Nota Técnica nº 16/2022/ASSEC, a proposta para migração do Grupo A leva em consideração:

“(...) a abertura do mercado de alta tensão previamente ao de baixa tensão requer menos esforços por parte do regulador, uma vez que os consumidores atendidos em alta tensão contam com sistema de medição similar aquele empregado no ACL, bem como tem suas tarifas diferenciadas por demanda e energia, de forma que o processo para os próprios consumidores também se torna menos custoso, visto que eles lidam com questões mais específicas do que os consumidores BT.

(...)

Dessa forma, a proposta aqui discutida leva em consideração a necessidade de um prazo maior para a abertura para os consumidores BT, permitindo que ao longo do tempo as lacunas regulatórias sejam preenchidas e os devidos aprimoramentos sejam realizados.”

Importante ressaltar que a EDP entende ser fundamental oferecer a possibilidade de escolha de fornecedor a todos os consumidores, reduzindo cada vez mais a divisão entre o ACL e ACR,

caminhando para tratamento isonômico entre todos os consumidores, proporcionando economia nas faturas de energia elétrica, permitindo o desenvolvimento de novos produtos e serviços, adequados a necessidade de cada consumidor.

Contudo, concordamos que para a completa abertura do mercado, em especial a migração do Grupo B, é necessário o atendimento a condições prévias, garantindo a sustentabilidade setorial, como, por exemplo, a definição de tratamento para os contratos legados e a sobrecontratação involuntária, conceito do SUI – Supridor de Última Instância, dentre outros.

Caso a abertura não se dê de forma estruturada, poderemos observar um desequilíbrio econômico-financeiro que atingirá diretamente o consumidor cativo e distribuidoras, a elevação de tarifas com eventual substituição em massa dos medidores sem comando regulatório, além da incompreensão da fatura e dos mecanismos para contratação de energia pelo consumidor.

A EDP concorda com a proposta do MME para a possibilidade de migração do Grupo A a partir de 2024. Contudo, entende que para a completa abertura do mercado, em especial a migração do Grupo B, é necessário o atendimento a condições prévias, como a definição de tratamento para os contratos legados, a sobrecontratação involuntária, definição de SUI, dentre outras.

2.2 Adequação do texto da minuta de portaria

A minuta de portaria disponibilizada com a abertura desta consulta pública apresenta em seu art. 1º o disposto abaixo:

“§ 1º A partir de 1º de janeiro de 2024, os consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 2,3kV poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.

§ 2º Os consumidores de que trata o § 1º, no exercício da opção de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, serão representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.”

Este texto pode levar a interpretação de que a partir de janeiro/24 qualquer consumidor que optar pela migração para o mercado livre de energia o deve fazer por meio da representação de um comercializador varejista.

Entendemos, porém, que a proposta do MME é estabelecer uma fronteira entre os mercados atacadista e varejista em 500 kW, ou seja, a partir de janeiro/24 os consumidores com carga individual abaixo de 500 kW em tensão igual ou superior a 2,3 kV poderão migrar unicamente por meio do varejista.

Além destes pontos é importante deixar claro que a possibilidade de realizar comunhão de fato ou direto pelos agentes que optarem por fazer se mantém inalterada, como disposto no Decreto

nº 9.143/2017. Hoje grande parte dos consumidores do Grupo A já optam por esta modalidade para realizarem suas migrações, porém o tipo de energia adquirido para atendimento destes consumidores é apenas de fonte especial.

Com isso, propomos a adequação do texto do normativo conforme abaixo:

*“§ 1º A partir de 1º de janeiro de 2024, os consumidores **com cargas individuais menores que 500 kW** atendidos em tensão igual ou superior a 2,3 kV poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.*

§ 2º Os consumidores de que trata o § 1º, no exercício da opção de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, serão representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.”

A EDP sugere adequação no texto da minuta de portaria proposta nesta consulta pública, de forma a deixar mais claro que apenas os consumidores com carga individual abaixo de 500 kW atendidos em tensão igual ou superior a 2,3 kV devem migrar unicamente por meio da representação do comercializador varejista, sendo facultativo aos demais.

2.3 Desafios para a migração do Grupo A

Diante da possibilidade de migração do Grupo A a partir de janeiro/24, se faz necessário destacar alguns desafios encontrados atualmente.

A EDP entende ser importante que o MME dê diretrizes e prazos para que a ANEEL possa regulamentar as alterações necessárias, de forma a possibilitar uma migração mais simples e menos burocrática, favorecendo todos os agentes.

2.3.1 Sobrecontratação e Contratos Legados

No contexto de abertura de mercado, dois dos principais temas de preocupação dos agentes guardam relação com o tratamento que será dado aos contratos legados e a tendência de sobrecontratação das distribuidoras com o aumento da migração dos consumidores para o Ambiente de Contratação Livre.

Fatores alheios à capacidade de gestão das empresas de distribuição podem determinar sub ou sobrecontratações relevantes, expondo-as ao risco, como é o caso da possibilidade de migração do Grupo A a partir de 2024.

A EDP entende que o princípio norteador da sobrecontratação deve ser a racionalidade econômica: se há um risco associado a um benefício sistêmico, esse risco deve ser alocado a todos os consumidores.

No caso da sobrecontratação, o risco refere-se a contratos que garantem a expansão do sistema e dão confiabilidade à operação. Contudo, o custo está sendo atribuído tão somente aos consumidores do ACR. Este fato, inclusive, tem incentivado a migração de unidades consumidoras ao Mercado Livre, de sorte que restam os custos para os clientes remanescentes.

A alocação assimétrica de riscos sistêmicos entre o Mercado Livre e o Mercado Regulado não pode prosperar, uma vez que promove incentivos perversos à migração, caracterizando subsídios cruzados.

Neste sentido, entendemos ser importante adoção de medidas de curto prazo já para a migração do Grupo A, tais quais sugerimos:

- Definição dos montantes de sobrecontratação involuntária de 2018 à 2021. E aprimoramento da regra de definição da sobrecontratação involuntária, uma vez que tal regra tem impacto direto no gerenciamento do portfólio de energia das distribuidoras;
- Alteração da regra de alocação das cotas de Itaipu e risco hidrológico associado a esta usina, reduzindo a obrigatoriedade de contratação integral pelo ACR;
- Maior flexibilidade nos mecanismos de gestão de portfólio, regulamentando mecanismos similares ao MCSD e MVE existentes hoje.

Ressaltamos também a apreensão com o surgimento de novos contratos legados, fruto dos Leilões de Energia Nova, visto que o suprimento dos CCEARs atualmente negociados varia de 15 a 30 anos.

Com a abertura gradual do mercado, será necessário dar tratamento às relações contratuais vigentes, zelando pelo princípio da segurança jurídica e estabilidade regulatória.

Portanto, já considerando a abertura do Grupo A já em 2024 e a perspectiva futura de abertura total do mercado cativo, os temas relatados acima deverão ser considerados como prioritários pelos órgãos reguladores, de forma a dar tratamento adequado.

Outras propostas para o tema podem ser consideradas, como apresentado no item 2.5 desta contribuição.

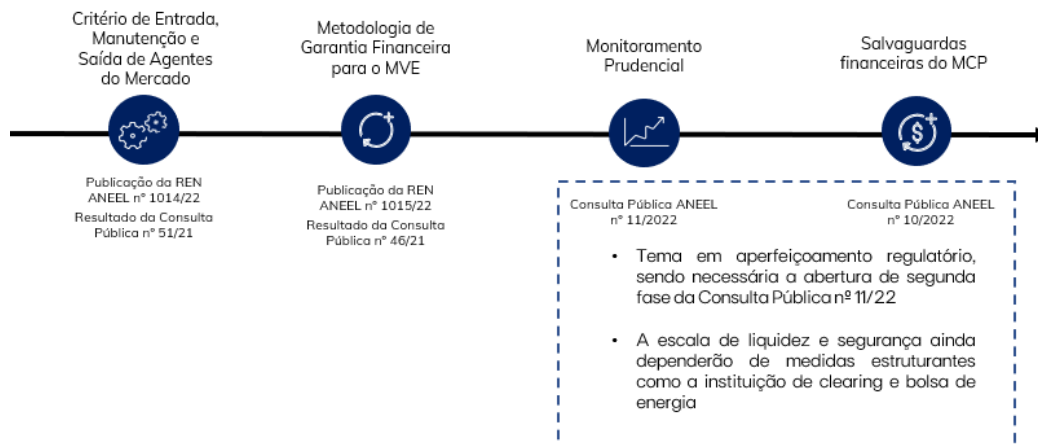
A EDP entende ser necessária a implementação de mecanismos que possam ser acionados com vistas a evitar o surgimento de novos contratos legados e que adequem os contratos existentes. Defende, para abertura do mercado, do Grupo B inclusive, que os riscos sistêmicos com sobrecontratação e exposição involuntária e os encargos setoriais sejam alocados de forma isonômica a todas as classes de consumidores, independentemente da opção de compra de energia no Mercado Livre ou no Mercado Regulado.

2.3.2 Segurança de Mercado

Outro quesito de significativa relevância consiste na continuidade dos aprimoramentos no que se refere à segurança de mercado.

Sabemos que em abril/22 através da REN nº 1.014/22, a ANEEL aprovou requisitos para entrada, manutenção e saída de agentes, o que já foi um importante passo para o avanço do tema, porém, é necessário dar continuidade a este trabalho de forma que se possa garantir um ambiente de comercialização mais seguro para todos os agentes.

A figura abaixo apresenta os pontos em discussão e os já regulamentados pela ANEEL.



Por definição, a maior participação de *players* no mercado traz maior liquidez e modicidade de preços ofertados aos consumidores finais, além de mitigar o exercício de poder de mercado.


No entanto, a abertura de mercado a todos os consumidores do Grupo A, principalmente a parcela representada dos agentes com carga inferior a 500 kW, aumentará o risco de exposição do comercializador varejista.

Assim, se faz necessário o aprimoramento de mecanismos que garantam a saúde do mercado, visando o mínimo de impacto aos demais agentes no caso de eventual inadimplência, seja ela dos consumidores finais ou dos comercializadores varejistas.

A EDP já se posicionou, em diversas oportunidades, favorável à criação da figura do Agente Garantidor ligada ao representado, com o objetivo de minimizar riscos jurídicos e proporcionar maior robustez aos fluxos de pagamentos, evitando prejuízos aos consumidores, comercializadores varejistas, e demais agentes de mercado.

Como citado mais acima, tivemos algum progresso no quesito de aprimoramento dos critérios de entrada para novos *players*. No entanto, mesmo com a mudança do capital social necessário para adesão de novos comercializadores e a criação de limites operacionais para os comercializadores do Tipo II, identifica-se espaço para aperfeiçoamentos. Como exemplo podemos citar a cobertura de 90 R\$/MWh em relação ao capital social de R\$ 2 milhões, conforme exemplificado abaixo:

$$\text{R\$ 2MM (capital social)} = 30 \text{ MWm (limite de operações)} * 744 \text{ horas/mês} * \text{PLD}$$



PLD ~ R\$ 90

Logo, a depender da exposição ao PLD, considerando um cenário de estresse hídrico, como visto em 2021, os requisitos financeiros regulamentares não seriam suficientes para cobrir eventual exposição ao mercado de curto prazo.

Nesse sentido, a despeito do aprimoramento dos critérios de entrada, manutenção e saída de agentes, que foi um primeiro passo importante na direção de um mercado mais seguro, avalia-se que ainda cabem melhorias, altamente dependentes das discussões propostas nas Consultas Públicas ANEEL nº 10 e 11/2022 que tratam de monitoramento prudencial e salvaguardas financeiras, garantindo assim uma regulamentação robusta que possa mitigar riscos e assegurar a operação dos agentes de mercado.

A EDP sugere a continuidade das discussões para aprimoramento da segurança de mercado, a exemplo das CPs nº 10 e 11/2022, de forma que seja adotada uma regulamentação robusta onde se garanta que os novos varejistas, principalmente, tenham condições suficientes para suprir energia aos consumidores.

2.3.3 Uniformização do processo de migração e troca de medidores

A REN nº 1.000/21 estabelece algumas regras gerais para a migração dos consumidores ao ACL, dentre as quais destacamos algumas:

Art. 164. A solicitação de redução do montante de energia elétrica contratado por consumidor livre e especial, com aplicação a partir do início da vigência subsequente, deve

ser realizada com a antecedência em relação ao término da vigência contratual de pelo menos:

I - 90 (noventa) dias: para o consumidor do subgrupo AS ou A4; ou

II - 180 (cento e oitenta) dias: para os consumidores dos demais subgrupos.

Art. 166

(...)

§ 3º A partir da comunicação formal disposta no caput, a distribuidora deve:

I - notificar o consumidor, por escrito, no prazo de até 10 (dez) dias úteis, sobre:

a) a documentação e informações requeridas nos Procedimentos de Comercialização da CCEE que o consumidor deve apresentar; e

b) o cronograma detalhado das etapas necessárias para a adequação do sistema de medição, quando necessária, observados os prazos dispostos no art. 96;

II - adequar, quando necessário, o sistema de medição do consumidor e mapear os pontos de consumo junto à CCEE, nos prazos definidos nos Procedimentos de Comercialização, observado o art. 96.

§ 4º Para fins de migração, a distribuidora somente pode exigir do consumidor as providências dispostas nesta Resolução, no PRODIST e nos Procedimentos de Comercialização.

(...)

Para realizar a migração ao mercado livre de energia é requisito mínimo que ocorra a denúncia do contrato junto a distribuidora, através de um documento denominado “carta denúncia”, com no mínimo 06 meses antes da data desejada de migração.

Apesar da apresentação do documento destacado acima ser exigência única entre todas as distribuidoras, o processo muitas vezes não é uniforme, ou seja, não existem prazos nem etapas estabelecidas, tendo os agentes de mercado, como varejista e comercializadores, que lidar com as dissemelhanças.

A título de exemplo, algumas distribuidoras realizam vistorias para confeccionarem um “relatório de adequações, de forma que o consumidor possa adequar sua infraestrutura. Outras distribuidoras não realizam esta vistoria e já disponibilizam um padrão previamente estabelecido ao cliente e por fim, outras distribuidoras não fazem nenhum tipo de exigência.

Outro ponto importante é em relação a troca de medidores. Apesar da NOTA TÉCNICA Nº 16/2022/ASSEC apontar a facilidade na migração dos consumidores do Grupo A pela similaridade do sistema de medição, é importante notar que a troca dos medidores vem sendo um problema enfrentado durante o processo de migração. É comum algumas poucas distribuidoras vincularem o processo de migração à troca completa do sistema de medição, mesmo muitos estando de acordo com as exigências. Este processo gera custos elevados ao consumidor, que, por vezes acaba desistindo da migração.

É importante que para se viabilizar uma migração mais robusta, apenas as adequações necessárias sejam realizadas, e que as distribuidoras não se aproveitem do momento para solicitar adequações pontuais não relacionadas diretamente a migração. Sabemos que adequações podem ser necessárias, porém não podem inviabilizar que o processo continue.

Outro ponto de atenção, é que como temos poucos fornecedores no mercado, uma troca de medidores em massa poderá comprometer os prazos para migração, sendo um ponto de atenção a ser considerado pelo regulador.

Além disso, como forma de mitigar riscos inerentes a comercialização varejista, é necessário que o processo de desligamento ocorra de forma eficiente. Baseado nisso, a REN nº 1.014/22 alterou a REN nº 957/21, estabelecendo um prazo menor para o corte no fornecimento dos consumidores, que agora passa a ser de no máximo 10 dias após a notificação. Neste ponto é importante estabelecer um canal de comunicação ótimo entre comercializador, CCEE, ONS e distribuidoras de forma a dar cumprimento aos prazos estabelecidos.

Assim, de forma a viabilizar uma migração mais rápida, porém segura, entendemos ser necessário o estabelecimento de processo e procedimentos padrão de forma a uniformizar e facilitar a migração ao ACL. Tornar o processo menos burocrático e uniforme trará benefícios a todas as partes.

A EDP sugere uma padronização no processo de migração de forma a facilitar a migração não só do Grupo A, a partir de 2024, como dos demais consumidores que optarem por assim o fazer. Além disso, é importante observar os problemas em relação a troca de medidores que vem afetando a migração ao ACL e dar direcionamento regulatório adequado a questão. Quando ao corte de fornecimento, é imprescindível que as distribuidoras se atentem ao prazo previsto na regulamentação.

2.3.4 Elevação das perdas não técnicas

Atualmente, as distribuidoras convivem com o que chamamos de perdas não técnicas, que são aquelas decorrentes principalmente de furtos ou fraudes, como por exemplo ligações clandestinas, adulterações de medidor, dentre outros.

Estas perdas podem impactar no valor da tarifa que será paga pelos consumidores, e de forma a melhorar a qualidade do fornecimento, as distribuidoras realizam análises constantes na busca por identificar suas causas.

Com o movimento de abertura de mercado, é esperado uma dificuldade maior por parte da distribuidora em identificar possíveis procedimentos irregulares e produzir os efeitos energéticos para o balanço da empresa, no tocante de perdas, em decorrência da recuperação da energia não medida.

Atualmente a recuperação destas energias se dão de forma morosa, tendo em vista que é necessário a abertura de um processo de recontabilização na CCEE e que o mesmo está condicionado aos pagamentos dos custos dos emolumentos e ao aceite do consumidor que fez uso irregular da energia.

As providências a serem adotadas em caso de procedimentos irregulares são detalhadas através do Capítulo VII Dos Procedimentos Irregulares da REN nº 1.000/21, em que cabe a distribuidora realizar a fiel caracterização da irregularidade, através de evidências que consistem em:

- Emitir o Termo de Ocorrência e Inspeção (TOI);
- Solicitar a verificação ou a perícia metrológica, quando entender cabível ou a critério do consumidor;
- Elaborar relatório de avaliação técnica quando constatada a violação do medidor ou demais equipamentos de medição, contendo as informações técnicas e a descrição das condições físicas de suas partes, peças e dispositivos;
- Avaliar histórico de consumo e das grandezas elétricas; e
- Implementar medição fiscalizadora e recursos visuais (fotos e vídeos).

Com a comprovação dos fatos, resta inequívoca a caracterização da irregularidade apurada pela distribuidora, e neste caso, entendemos que não caberia ao consumidor a contestação do fato ocorrido, mas apenas da estimativa de valores realizada pela distribuidora para recuperação dos montantes de energia não medida, conforme critérios estabelecidos no art. 325 da REN nº 1.000/21.

Outro ponto a ser observado é a aplicação de penalidades aos consumidores em que forem constatados procedimentos irregulares para uso de energia elétrica. O processo descrito na REN nº 1.000/21 prevê apenas a recuperação dos montantes não medidos e o repasse dos custos administrativos, porém entendemos que a aplicação de penalidades nestes casos se faz necessária como forma de coibir novas ocorrências. Porém, em caso de reincidência, é necessário a aplicação de penalidades mais severas, como o possível desligamento da unidade consumidora no momento da constatação do novo fato.

Além disso, a EDP entende ser necessário revisitar o processo de recontabilização perante a CCEE, de forma que ao se comprovar o procedimento irregular executado pelo consumidor a recontabilização seja realizada de forma compulsória e que haja aplicação de penalidade, não sendo necessário anuência por parte do consumidor. Além disso, é importante que a aprovação do processo ocorra de forma rápida, podendo inclusive se enquadrar na nova modalidade de recontabilização criada pela CCEE, denominada “express.”

A EDP sugere adequações regulatórias para os casos em que for constatado procedimento irregular executado pelo consumidor, como a aplicação de penalidades, podendo chegar até o corte de fornecimento da unidade consumidora. Entende também ser necessário revisitar o processo de recontabilização perante a CCEE, de forma que, ao se comprovar o procedimento irregular pelo consumidor, a recontabilização seja realizada de ofício, não sendo necessário anuência por parte do mesmo. Além disso, é importante que a aprovação do processo ocorra de forma rápida, podendo inclusive se enquadrar na nova modalidade de recontabilização criada pela CCEE, denominada “express”.

2.3.5 Benefícios ambientais estabelecidos na Lei nº 14.120/21

Atualmente, uma das vantagens para que os consumidores migrem para o mercado livre é a possibilidade da contratação de energia incentivada. Este tipo de energia garante subsídios na conta de energia, tais quais descontos na TUSD/TUST. Como bem tratado na NOTA TÉCNICA Nº 16/2022/ASSEC, a manutenção deste desconto pode elevar a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e provocar uma elevação nos custos assumidos pelos consumidores.

A Lei nº 14.120/21, publicada em março/21, trouxe mudanças importantes para o setor elétrico, sendo uma das mais importantes a extinção dos descontos aplicados na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para os empreendimentos enquadrados no art. 26, §§ 1º, 1º-A e 1º-B da Lei nº 9.427/1996.

Em contrapartida, a referida Lei fixa o prazo de 12 meses para que o Poder Executivo defina diretrizes para a implementação, no setor elétrico, de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais, em consonância com mecanismos para a garantia da segurança e suprimento da competitividade.

Com isso, foi elaborado um estudo pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, com a participação de agentes do setor, contendo propostas de diretrizes para a consideração de benefícios ambientais no setor elétrico, de forma a subsidiar o Ministério de Minas e Energia – MME, e que culminou com a abertura de CP MME 118/22. Importante ressaltar que ainda não temos a divulgação destas diretrizes de forma oficial.

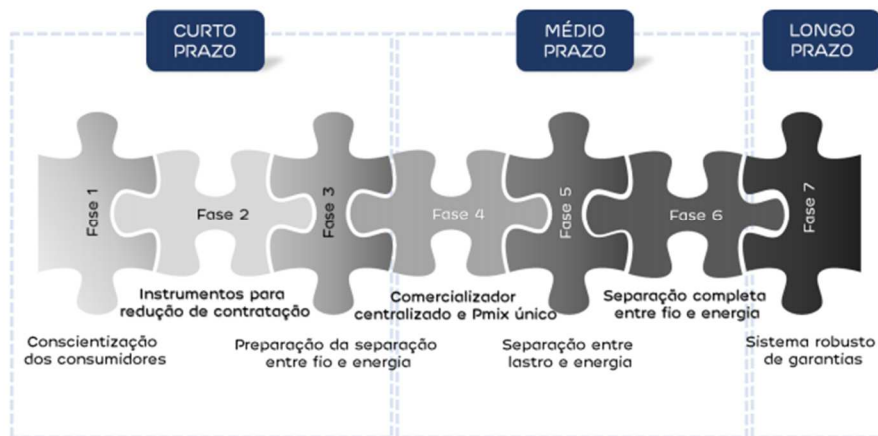
Assim, com o fim do subsídio aplicado à energia proveniente de fontes renováveis, é necessário que as diretrizes sejam apresentadas e implementadas o quanto antes, de forma que este tipo de energia mantenha sua competitividade frente às demais e que continue sendo atrativa para os consumidores.

A EDP solicita agilidade na definição e implementação das diretrizes ambientais definidas na Lei nº 14.120/21 e discutidas através da CP MME nº 118/22.

2.5 Proposta de cronograma de abertura de mercado

Como forma de auxiliar o MME para a próxima etapa de abertura, que entendemos ser a do Grupo B, apresentamos um cronograma distribuído em fases de forma que possamos garantir uma abertura sustentável.

A proposta da EDP consiste em 7 fases a serem realizadas em curto prazo (1 ano), médio prazo (2 a 3 anos) e longo prazo (5 anos), conforme demonstrado na figura abaixo:



Fase 1: Conscientização dos consumidores

Para a abertura do mercado aos consumidores residenciais, é essencial que o consumidor compreenda o funcionamento do setor elétrico, assim como as responsabilidades que devem ser assumidas com a migração para o ACL.

Deve ficar claro que a liberdade de escolha oferecida ao cliente resume-se, tão somente, aos comercializadores, de maneira que ficam mantidas as áreas de concessão das distribuidoras. Ou seja, somente será possível a conexão da unidade consumidora através do Sistema Elétrico (serviço fio) da distribuidora responsável pela concessão no município respectivo.

Além disso, o cliente deverá compreender com clareza que, ao pagar sua conta de energia elétrica, remunerará: (i) a distribuidora local, pela prestação de serviços relacionados à construção, manutenção e operação das redes de distribuição (serviço fio), além de atividades relacionadas à medição; e (ii) a comercializadora, pela gestão da compra de energia, faturamento, interação com a CCEE, dentre outras.

O consumidor precisa entender os benefícios e riscos da migração para o mercado livre, quais são as responsabilidades, seus direitos relativos aos dados, as parcelas da remuneração à

distribuidora e à comercializadora, suas possibilidades de escolha quanto ao fornecedor, entre outros temas.

Desta forma, é importante que sejam realizadas campanhas para conscientização dos consumidores sobre o mercado livre e a função de cada segmento (distribuição, transmissão etc.) para entendimento das remunerações.

Ainda na fase 1, é importante que o desenvolvimento da Segurança de Mercado esteja avançado, para garantir um ambiente de comercialização mais seguro para todos os agentes. Assim, medidas de curto prazo devem ser tomadas para mitigar riscos, sendo importante que haja um regulamento que garanta que as comercializadoras tenham condições suficientes para suprir energia aos consumidores, e dessa forma garantir a segurança do mercado.

Fase 2: Instrumentos para redução da contratação

Uma alternativa para tratar a energia já contratada seria a criação de um agente centralizador, por exemplo a CCEE, sendo este responsável pela gestão dos contratos legados, realocação da energia entre os agentes, realização de leilões para contratação de energia no mercado livre e liquidação da energia no mercado de curto prazo.

O centralizador distribuiria os contratos legados entre as comercializadoras varejistas, na proporção do aumento de sua demanda em virtude da migração dos consumidores do ambiente regulado para o livre, aplicando um preço médio único. O Preço Médio de Energia único (pmix) seria calculado como a média ponderada dos preços de todos os contratos legados em nível Brasil. Sua vantagem é de corrigir distorções tarifárias que alocam custos e riscos não isonômicos aos consumidores. Outra opção seria direcionar os contratos legados mais caros para fornecimento aos consumidores que ficarem com o Supridor de Última Instância (SUI), isto com o objetivo de estimular a migração para o mercado livre.

Concomitante com este centralizador de contratos, seria criado mecanismo similar ao MCSD atual, em intervalos que podem ser inferiores ao mensal, com a participação de consumidores livres, geradores e comercializadoras, buscando dar liquidez à sobra de energia.

Nesta proposta, após ajustes no portfólio realizados pelo centralizador via mecanismos de troca de energia entre agentes, os riscos e encargos vinculados à sobrecontratação remanescente seriam rateados entre todos os consumidores. No caso do SUI, sua sobrecontratação seria arcada apenas pelos seus clientes. De forma alternativa, poderia se considerar que todo o custo da sobrecontratação fosse direcionado à tarifa regulada, a ser paga temporariamente por esses consumidores remanescentes no mercado cativo. Tal medida poderia estimular a migração em massa para o livre.

Além disso, considerando a criação de um agente centralizador, a previsão de carga deve ser realizada a partir deste agente único e a contratação para suprir os consumidores regulados, passa a ser inferior a 100%, ponderando que em mercados liberalizados não existe controle da obrigação contratual de cada comercializadora/distribuidora.

Vale mencionar novamente que é imprescindível o desenvolvimento do tema Segurança de Mercado para trazer robustez, respaldar as operações do agente centralizador e dar tratamento adequado aos consumidores inadimplentes.

Concomitantemente, para o tratamento da sobrecontratação, propõe-se as seguintes medidas:

- Definição dos montantes de sobrecontratação involuntária de 2018 à 2021. E aprimoramento da regra de definição da sobrecontratação involuntária, uma vez que tal regra tem impacto direto no gerenciamento do portfólio de energia das distribuidoras;
- Alteração da regra de alocação das cotas de Itaipu e risco hidrológico associado a esta usina, reduzindo a obrigatoriedade de contratação integral pelo ACR;
- Maior flexibilidade nos mecanismos de gestão de portfólio, regulamentando mecanismos similares ao MCSD e MVE existentes hoje, para que o centralizador possa gerir os contratos legados, negociando a energia no ambiente livre, com geradores, comercializadoras e consumidores.

Fase 3: Preparação para separação entre fio e energia

Atualmente, é exigida do consumidor que quer migrar para o ambiente livre a troca do medidor para medidor bidirecional, sendo arcado pelo próprio consumidor. Vale destacar que, segundo levantamento interno da EDP, somente a substituição do sistema de medição pode custar aproximadamente R\$15 mil, podendo atingir até R\$300 mil, caso a distribuidora solicite outras adequações/obras no local de instalação do medidor.

Tal exigência inviabilizaria a migração em massa dos consumidores e por isso faz-se necessária a simplificação desta regra. Sabe-se dos benefícios provenientes dos medidores bidirecionais, como aumentar a gestão da conta de energia pelos consumidores, entretanto, a proposta seria para um período de transição, simplificando esta regra e permitindo a migração dos consumidores sem a troca dos medidores.

Desta forma, cada distribuidora avaliaria o tempo de vida dos medidores de sua concessão e faria o planejamento da troca, sem onerar excessivamente os consumidores.

Além disso, propõem-se a extinção do *netmetering* e a permissão para mini e microgeração distribuída serem representados por varejistas, permitindo que os consumidores que geram energia no local e pagam apenas pela energia líquida possam negociar sua energia excedente junto ao seu varejista.

Ainda no curto prazo, é importante estruturar a implementação da tarifa binômica a partir da tarifação por capacidade, levando em conta a faixa de consumo e o fator de carga.

Fase 4: Comercializador centralizado e pmix único

No médio prazo, propõe-se a regulamentação de um pmix único para todos os contratos legados, considerando que os mesmos apresentam diferentes índices de atualização, por exemplo,

Contratos de Energia Nova por Disponibilidade são indexados a combustível e ao dólar, enquanto Contratos de Energia Nova por Quantidade são indexados ao IPCA.

Estas diferenças mencionadas acima trazem consigo riscos e custos não gerenciáveis aos agentes de distribuição e aos consumidores finais, gerando distorções entre as áreas de concessão.

Desta forma, a implementação de um pmix único promoveria simplicidade e eficiência alocativa.

Ainda na fase 4, deverá ser criado um agente centralizador de contratos (conforme explicado no detalhamento da fase 2), responsável por gerir os contratos legados com pmix único e dar liquidez a energia do mercado regulado.

Este agente faria uso de mecanismos similares ao MCSD e MVE existentes, alocando energia entre as distribuidoras e vendendo o excedente no mercado livre. As sobras ou déficits poderiam ser tratados através de leilões ou comprando/vendendo energia de comercializadoras e geradores.

O SUI seria responsável por representar os consumidores que:

- Não migraram para o ACL ainda; e
- Estavam embaixo de uma varejista que foi desligada da CCEE.

Consumidores vulneráveis poderiam ter um prazo ampliado para se manter no mercado regulado, para que possam ter acesso às campanhas informativas e selecionar sua comercializadora com mais conhecimento.

Em um primeiro momento, o SUI seria um braço da distribuidora, havendo um Supridor de Última Instância para cada área de concessão. Em seguida, atingido o adequado funcionamento do setor, haveria uma transição para SUI por grandes regiões ou até um SUI para todo o território brasileiro. Para isto, poderia ser realizado um leilão para definição de quem seriam os SUIs regionais ou o SUI nacional.

Fase 5: Separação entre lastro e energia

Um importante passo em direção à abertura de mercado foi dado com a publicação do Decreto nº 10.707, de 2021 e a Portaria MME nº 518, de 2021, que regulamentam a contratação de reserva de capacidade na forma de potência.

Esta regulamentação é importante para a transição entre garantir a expansão e confiabilidade da oferta de energia através de leilões para a contratação centralizada de potência, sendo que neste último, a remuneração da segurança energética do sistema é dividida entre todos os consumidores, sejam eles livres ou regulados.

Portanto, a EDP entende que avançar na contratação de capacidade de forma centralizada é crucial para o bom funcionamento do setor, tanto para garantir a expansão de oferta quanto para isonomia entre agentes.

Em relação à energia, esta continua a ser negociada livremente entre agentes, com período e preço a serem definidos pelas contrapartes, sendo que a oferta e demanda naturalmente regulam os preços.

Fase 6: Separação completa entre fio e energia

As atividades relacionadas à gestão da compra e da comercialização de energia elétrica devem ser segregadas das atividades relacionadas à construção, operação e manutenção da rede de distribuição (serviço fio).

Nesta etapa devem ser tratados os seguintes temas:

- Fatura única e corte do consumidor inadimplente
- Padrão para fatura e recebimento de dados em todo o país
- Regras de acesso aos dados de medição
- Adequação da liquidação aos lotes de leitura

Em relação à fatura única, a distribuidora será remunerada pela construção, operação, manutenção da rede de distribuição e medição do consumo de sua concessão, enquanto a comercializadora seria remunerada pelo faturamento dos consumidores, gestão da energia, encargos, impostos e etc.

Propõe-se a fatura única de forma a simplificar para os consumidores o processo de pagamento e evitar arbitragem do pagamento de somente um serviço (por exemplo, no pagamento do serviço da distribuidora e a inadimplência para com a varejista).

Vale mencionar que a fatura única seria de responsabilidade da varejista apenas quando o mercado varejista se ampliar. Com o tamanho atual do mercado varejista, essa atividade poderia inviabilizar todo o segmento, na medida em que não há escala e diversificação de risco para que a varejista possa repassar a receita aos demais elos da cadeia.

Concomitante com a implementação da fatura única a ser cobrada pelas varejistas, é importante desenvolver regras de acesso aos dados de medição, banco de dados de leitura das distribuidoras, padronizar o recebimento de dados e emissão da fatura.

Considerando que no processo de transição não seria exigida a troca dos medidores do Grupo B, o faturamento continuaria sendo realizado através da visita do leiturista ao local. Neste contexto, entende-se que a contabilização na CCEE deve ter o critério alterado para o Grupo B, realizando a contabilização mediante estimativa do consumo com base no consumo médio diário, com posterior acerto de contas, caso seja necessário.

Em casos de inadimplência, a varejista solicita à distribuidora a suspensão do fornecimento de energia deste consumidor.

Atualmente, a distribuidora opta por postergar o corte do consumidor inadimplente, alocando na rota das equipes de forma menos custosa, pois há custos com corte e religamento após o pagamento que não são completamente cobertos pelas taxas pagas pelos consumidores. Com

base nisso, propõe-se que a varejista possa pagar um valor adicional pelo corte do consumidor na data em que ela desejar que cobriria os custos com deslocamento da distribuidora.

Dado devido tratamento para as questões endereçadas acima, restará a completa separação das atividades de serviço fio e comercialização de energia, conforme segue:

- Serviço fio: Realizado pela distribuidora, este serviço engloba o planejamento, construção, manutenção das redes de distribuição, prestação de serviço de medição e combate às perdas.
- Comercialização de energia: Realizado pela varejista, este serviço engloba a gestão da compra, venda gerenciamento/pagamento de encargos, faturamento, entre outros.

Fase 7: Sistema robusto de garantias

Em linha com o desenvolvimento de Segurança do Mercado apontado nas fases a serem realizadas no curto prazo, seria possível desenvolver um sistema robusto de garantias, impondo a obrigatoriedade de aportes com prazos compatíveis e intervalos proporcionais aos riscos do mercado.

Assim, buscando assegurar o bom funcionamento das operações na CCEE e proporcionar maior robustez ao fluxo de pagamentos, minimizar riscos jurídicos e evitar prejuízos aos consumidores, é essencial que o varejista possua um agente garantidor, que respalde suas operações.

Em mercados maduros, tem-se estabelecido a *Clearing House* como garantidora do mercado. Com a criação de uma Bolsa de Energia, que se caracteriza por transações anônimas, liquidadas por Câmaras de Compensação e Liquidação que se tornam contraparte central em todas as transações, há o benefício de dar transparência à formação de preços e à divulgação de referência para o mercado, atraindo cada vez mais investidores.

A EDP propõe um cronograma para abertura integral do mercado em até 5 anos, sendo implantado em 1 ano um programa de conscientização dos consumidores, desenvolvimento da segurança de mercado e início da separação fio e energia. De 2 a 3 anos, criação do centralizador de contratos e SUI, mercado de capacidade e separação total de fio e energia. Por fim, no longo prazo o desenvolvimento de um sistema robusto de garantias.
