



ABRADEE

**CONTRIBUIÇÃO AO PROCESSO DE
CONSULTA PÚBLICA Nº 137/2022/MME**

**ABERTURA DE MERCADO PARA
CONSUMIDORES BT**

Novembro de 2022

Sumário Executivo

Resumo de Contribuições

- **ABRADEE defende que a proposta trazida à CP 137/2022 não seja implementada por Portaria do MME** e que a abertura do mercado livre se dê em conformidade com os ritos em trâmite, a partir das medidas legislativas em curso, respeitando a competência, forma e a legalidade da medida.
- **Não somos contrários a modernização do setor elétrico**, mas a **abertura integral do mercado não deve ser realizada por ato infralegal**, como a Portaria Ministerial proposta na Consulta Pública;
- O instrumento proposto na CP 137/2022, a publicação de **Portaria, demonstra-se insuficiente, podendo ser subvertida por ilegalidade e vícios**, o que ao final traria mais obstáculos e demora nos avanços esperados. Ademais, uma portaria não poderia implementar todos os instrumentos estruturais necessários para uma abertura do mercado sem aumento tarifário para os consumidores remanescentes.
- A abertura do mercado é o caminho natural para a evolução do setor elétrico e o segmento de distribuição, todavia, para que o caminho a ser trilhado seja melhor pavimentado **é preciso um robusto aprimoramento dos marcos legais, infralegais e regulatórios**.
- A ABRADEE reforça que tramita em estágio avançado no Congresso Nacional o **PL nº 414/2021**, que prevê a possibilidade de migração para o mercado livre dos consumidores atendidos por tensão inferior a 2,3 kV em até 42 meses após a sua entrada em vigor, sendo um caminho dotado de segurança jurídica para abertura do mercado.
- **A sobrecontratação estrutural existente hoje se acentuará sobremaneira com abertura irrestrita do ACL ao mercado BT**, sem os devidos tratamentos legais, infralegais e regulatórios que permitam maior gestão do Portfólio de contratos legados.
- O VPL 2026-2040, descontado à taxa de 7,15%, da **sobrecontratação para o ACR é de R\$ 34 bilhões**.
- **Não se combate subsídios criando subsídios**. A Abertura de Mercado não deve ser vista como instrumento para conter o avanço da MMGD.
- Sem o devido tratamento legal, **o subsídio às fontes incentivadas**, decorrente da abertura do ACL ao consumidor conectado exclusivamente em Baixa Tensão, **adicionará custos de R\$ 82 bilhões à CDE**, sendo até **R\$ 39 bilhões pagos exclusivamente pelo consumidor regulado** (VPL 2026-2040).

Sumário

1.	<u>OBJETO</u>	6
2.	<u>INTRODUÇÃO</u>	6
3.	<u>CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO BAIXA TENSÃO NO BRASIL</u>	9
4.	<u>CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA</u>	17
4.1.	<u>ARCABOUÇO LEGAL</u>	18
4.1.1.	<u>CUSTOS AOS CONSUMIDORES REMANESCENTES</u>	18
4.1.2.	<u>COMPETÊNCIA DO PODER CONCEDENTE E FORMA</u>	22
4.1.3.	<u>ART. 2º - SUPRIDOR DE ÚLTIMA INSTÂNCIA</u>	24
4.1.4.	<u>CONCLUSÃO</u>	28
4.2.	<u>CONTRATOS LEGADOS</u>	29
4.2.1.	<u>INSUFICIÊNCIA DE INSTRUMENTOS PARA GESTÃO DE PORTFÓLIO</u>	30
4.2.2.	<u>DESEQUILÍBRIO DE PREÇOS ENTRE O ACR E ACL</u>	32
4.2.3.	<u>CONSEQUÊNCIAS: CUSTO DA SOBRECONTRATAÇÃO ESTRUTURAL</u>	33
4.2.4.	<u>CONSEQUÊNCIAS: CUSTO DO ATRIBUTO TERMOELÉTRICO</u>	36
4.3.	<u>SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS AO ACL</u>	37
4.3.1.	<u>FONTES INCENTIVADAS</u>	37
4.3.2.	<u>CONSEQUÊNCIA: CUSTOS ASSOCIADOS AO SUBSÍDIO “FONTES INCENTIVADAS”</u>	42

<u>4.3.3.</u>	<u>SUBSÍDIO FONTE INCENTIVADA NÃO É SOLUÇÃO PARA O SUBSÍDIO MMGD</u>	<u>45</u>
<u>4.4.</u>	<u>SUBSÍDIOS CRUZADOS ENTRE AS ATIVIDADES DE D&C</u>	<u>48</u>
<u>4.5.</u>	<u>ATENDIMENTO AOS CONSUMIDORES PRETERIDOS PELO ACL</u>	<u>50</u>
<u>4.6.</u>	<u>TARIFAS OBSOLETAS</u>	<u>53</u>
<u>4.7.</u>	<u>INSUSTENTABILIDADE DO SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO</u>	<u>54</u>
<u>4.8.</u>	<u>CONCLUSÕES</u>	<u>56</u>
<u>5.</u>	<u>MEDIDAS NECESSÁRIAS</u>	<u>58</u>
<u>5.1.</u>	<u>CONTRATOS LEGADOS</u>	<u>59</u>
<u>5.1.1.</u>	<u>EVITAR A FORMAÇÃO DE NOVOS LEGADOS</u>	<u>60</u>
<u>5.1.2.</u>	<u>INTRODUZIR MECANISMOS QUE ATRIBUAM AO MERCADO LIVRE O CUSTO RESIDUAL DOS CONTRATOS LEGADOS</u>	<u>61</u>
<u>5.1.3.</u>	<u>ALOCAÇÃO ASSIMÉTRICA DO CUSTO DE CONTRATAÇÃO DO LASTRO TERMOELÉTRICO</u>	<u>61</u>
<u>5.1.4.</u>	<u>CARREGAMENTO DOS CUSTOS REMANESCENTES DE OPERAÇÕES FINANCEIRAS AFEITAS À MODICIDADE TARIFÁRIA</u>	<u>64</u>
<u>5.2.</u>	<u>MECANISMOS DE GESTÃO DO PORTFÓLIO</u>	<u>65</u>
<u>5.2.1.</u>	<u>DEFINIÇÃO (EX-ANTE) DE REGRAS OBJETIVAS PARA O CÁLCULO DOS MONTANTES REPASSÁVEIS ÀS TARIFAS</u>	<u>66</u>
<u>5.2.2.</u>	<u>APRIMORAMENTOS ADICIONAIS</u>	<u>66</u>
<u>5.2.3.</u>	<u>REGULAMENTAÇÃO DO MECANISMO COMPETITIVO DE DESCONTRATAÇÃO (LEI Nº 14.120/2021)</u>	<u>67</u>
<u>5.2.4.</u>	<u>NOVOS MECANISMOS</u>	<u>68</u>
<u>5.3.</u>	<u>REDUÇÃO DOS SUBSÍDIOS AO ACL</u>	<u>68</u>
<u>5.3.1.</u>	<u>OUTROS SUBSÍDIOS</u>	<u>70</u>

5.4. SEPARAÇÃO DAS ATIVIDADES DE DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO REGULADA	71
5.4.1. CRIAÇÃO DO AGENTE “SUPRIDOR DE ÚLTIMA INSTÂNCIA”	73
5.5. MODERNIZAÇÃO TARIFÁRIA – TARIFAS MULTIPARTES E HORÁRIAS AO CONSUMIDOR DO GRUPO B.	74
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS	75

1. Objeto

Posicionamento da ABRADDEE em relação à Consulta Pública nº 137/2022, instaurada pelo Ministério de Minas e Energia (MME), a fim de coletar contribuições à minuta de portaria prevendo a eliminação dos limites de carga para contratação de energia elétrica no mercado livre por parte dos consumidores conectados em baixa tensão.

2. Introdução

Desde 2016, quando o Ministério de Minas e Energia (MME) realizou a Consulta Pública nº 21 (CP 21) - e também por meio da Consulta Pública nº 33 (CP 33), que ocorreu em 2017 -, o Brasil discute com maior intensidade a modernização de seu setor elétrico, buscando a implementação de necessárias medidas com foco na transição para um setor mais moderno, eficiente, democrático e sustentável, com potencial atração de investimentos.

Em 2019, o Ministério de Minas e Energia conduziu um amplo estudo sobre a Modernização do Setor Elétrico, com a criação de um Grupo de Trabalho por meio da Portaria MME nº 187/2019. Este GT contou com a participação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, sob a coordenação do MME.

Entre os vários capítulos do relatório final, destacam-se os que trataram da Abertura do Mercado e o da Sustentabilidade da Distribuição, onde os temas tratados na presente consulta pública foram abordados. Resta claro, portanto, que um aspecto comum entre todos estes estudos anteriores do MME é a questão da ampliação da abertura do mercado livre de energia, bem como das medidas estruturais necessárias para que esta medida fosse adotada.

O tema da migração de consumidores regulados para o mercado livre de energia não é novo. As leis nº 9.074/95 e 9.427/96 estabeleceram as condições para que consumidores, que atendessem critérios específicos de carga e tensão, pudessem escolher seu fornecedor de energia. Assim, a legislação criou as figuras dos consumidores livres e especiais.

Especificamente sobre os critérios para migração, o art. 15 da Lei 9.074/95 estabeleceu um cronograma de redução dos requisitos de carga e tensão necessários para os consumidores se habilitarem a tal opção, mais tarde definida pela Lei nº 10.848/04 e pelo Decreto nº 5.163/04 como contratação de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074/95, autorizou o Poder Concedente a diminuir os limites legalmente estabelecidos para contratação do fornecimento de energia elétrica no ACL após 8 anos da publicação da Lei. Nesse sentido, em 2018, o MME publicou a Portaria nº 514 reduzindo os limites de carga e tensão para migração de consumidores do ambiente regulado (ACR) para o ACL. Posteriormente, o Ministério publicou a Portaria nº 465/2019, com novo cronograma para redução de limites, até 2023, quando serão igualados os requisitos de carga para os consumidores livres e especiais.

Recentemente, o MME abriu a Consulta Pública nº 131/2022, onde foi apresentado à sociedade uma proposta de redação à Portaria que estabelece a abertura do ACL para todos os consumidores do Grupo A (atendidos em tensão igual ou superior a 2,3kV), independentemente

da sua carga. Em sua contribuição à CP, a ABRADDEE destacou que o arcabouço legal e normativo vigente não permitem a abertura justa e equilibrada do ACL.

Isso porque, como demonstrado na contribuição protocolada, estamos diante de **falhas de mercado** que provocam **distorções de preços, transferência de custos e responsabilidades entre consumidores** livres e regulados e **riscos não precificados** na remuneração das distribuidoras de energia elétrica. A ABRADDEE ressaltou em seu documento que a abertura do mercado livre aos consumidores do Grupo A deixaria custos relacionados à sobrecontratação e ao atributo termoelétrico que adiciona segurança ao fornecimento, resultantes dos contratos legados no portfólio das distribuidoras. Destacou, ainda, que os instrumentos de gestão desses contratos são limitados e por vezes ineficazes, especialmente diante de um cenário de sobrecontratação sistêmica. A Associação também apresentou a projeção de aumento do custo com subsídios para fontes incentivadas esperado com a abertura do ACL aos consumidores conectados em MT e AT. Por fim, a ABRADDEE trouxe à atenção do MME a situação especial que atinge as distribuidoras quando da migração de um consumidor do Grupo A, faturado com tarifas monômias aplicadas à Baixa Tensão. Nesses casos, a remuneração pelo uso da rede de distribuição se mostra inadequada.

Diante dessas distorções, a ABRADDEE salientou a importância de ações precedentes à abertura, na busca pela modernização do setor elétrico, sustentabilidade setorial e modicidade tarifária. Dentre as ações, propôs-se:

- Estancar novos legados pela **redução dos prazos dos contratos de energia nova, através de alterações na Lei nº 10.848/2004;**
- Dotar os novos contratos de energia nova de **cláusulas que permitam a redução dos montantes contratados no caso de migração para o mercado livre;**
- Aprimoramentos no **Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE);**
- Regulamentação do **Mecanismo Competitivo de Descontratação (Lei nº 14.120/2021);**
- Criação de **novos mecanismos de gestão de portfólio**, como as **trocias bilaterais de CCEARs entre distribuidoras** - ou comercializadores regulados;
- Introduzir mecanismos **que atribuam ao mercado livre o custo residual dos contratos legados;**
- **Alocação assimétrica dos custos de confiabilidade associados ao atributo termoelétrico contratado pelas distribuidoras;**
- **Vedar acesso aos subsídios** oriundos de fontes incentivadas aos novos participantes do ACL.

Nada obstante, ao considerar a abertura aos consumidores do Grupo B, surgem novos aspectos que necessariamente precisam ser endereçados. **O primeiro, a separação das atividades de D&C.** Embora esse ponto tenha relevância mesmo com a abertura do ACL ao Grupo A, ao se considerar o volume de consumidores aptos à migração, e conseqüentemente, o consumo de energia a eles associada, é indispensável a separação das atividades de Distribuição e de Comercialização Regulada.

No atual modelo, as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica desempenham ambos os papéis. Entretanto, tal condição impõe, em algum grau, a formação de um subsídio cruzado entre as atividades. Assim, faz-se fundamental a separação contábil, regulatória e contratual das atividades, garantindo a correta remuneração ao prestador de cada

serviço e a especialização, que trará ganhos de escala, eficiência e a correta sinalização de preços.

Outro ponto fundamental, correlato ao primeiro, é a **criação legal da figura do Supridor de Última Instância (SUI)** e a correta caracterização de suas responsabilidades, direitos e obrigações. Ademais, é necessário definir quem terá direito a ser atendido por esse Supridor, por quanto tempo e sob quais condições.

Ainda, a abertura do mercado ao consumidor conectado em baixa tensão exige a **modernização tarifária, criando modalidades de tarifa multipartes e preferencialmente horárias ao consumidor** que queira migrar. É inconcebível que tal migração ocorra e o consumidor permaneça sendo faturado por tarifas volumétricas monômias. Do ponto de vista da distribuidora, aceitar tal fato conduziria a derrocada do segmento, dada a incapacidade de remunerar adequadamente a atividade e a infraestrutura de distribuição através dessa modalidade tarifária. Do ponto de vista do consumidor, manter o modelo tarifário ao Grupo B representaria aumentos insustentáveis de custos a serem cobertos pelos usuários que optarem por permanecer como clientes das distribuidoras, ou que não conseguirem migrar para o ambiente livre. Do ponto de vista sistêmico, a falta de mecanismo adequado para a remuneração dos serviços de fio (distribuição e transmissão) provoca distorções de preço, injusta alocação de custos e a implosão do modelo de arrecadação dos custos da cadeia do setor elétrico brasileiro.

Adicionalmente, a abertura do ACL a um mercado tão heterogêneo como o conectado em baixa tensão impõe desafios adicionais à manutenção do equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras. Se não forem sanadas as distorções alocativas de custos e as falhas de mercado hoje presentes, a este processo de abertura do mercado BT irá provocar aumentos tarifários aos consumidores remanescentes no ACR, produzindo como resultado perverso a elevação da inadimplência e das perdas de energia. Como será demonstrado no Capítulo 3, as migrações do BT ao Ambiente Livre impactarão as concessões de distribuição de diferentes formas. Assim, o aumento do preço regulado provocado pela abertura da forma como está proposta na CP 137/2022, combinada a um grupo de clientes com menor propensão à migração, pode desestruturar econômica e financeiramente o serviço de Distribuição diante de aumento de inadimplência e perdas elétricas.

Por fim, para minimizar os impactos sobre os consumidores remanescentes das distribuidoras e garantir a sustentabilidade do modelo proposto, verifica-se a necessidade de aprimoramentos no marco regulatório vigente. Por exemplo, a “revisão da regulação sobre o reconhecimento tarifário de investimentos na digitalização do sistema elétrico e em redes e medidores inteligentes”, a definição de regras para tratamento da inadimplência e perdas, de desligamentos e suspensão do fornecimento e a implementação de um amplo programa de comunicação e educação aos consumidores.

Importante notar que tais proposições da ABRADDEE encontram respaldo na visão de outros agentes do Setor Elétrico. A CCEE e a ANEEL, por exemplo, encaminharam ao MME os temas que entendem prioritários e precedentes à discussão da abertura de mercado. Entre os destaques, trataram das questões referentes aos Contratos Legados de Energia, destacando a necessidade de evitar novos legados e oferecer soluções para os existentes, assim como o fez a ABRADDEE. A Câmara apresentou iniciativas primordiais para a abertura saudável do mercado, com referência à criação e regulamentação de mecanismos de gestão do portfólio de contratos de energia, em harmonia com aquilo que apresentou a Associação. Outra preocupação comum

entre CCEE e ABRADEE refere-se aos custos acrescidos à CDE que uma abertura precipitada do mercado livre poderia ocasionar.

Dessa forma, nesta contribuição a ABRADEE reforça pontos levados à CP 131/2022/MME e adiciona novos, estritamente necessários tendo em vista que **os impactos já descritos são significativamente multiplicados quando se examina a proposta de abertura do mercado ao Baixa Tensão.**

Iniciaremos este documento caracterizando o mercado de Baixa Tensão no Brasil. Tal aspecto permitirá uma reflexão sobre o potencial de migrações a partir de 2026, conforme o cronograma proposto pelo Poder Concedente. Ademais, permitirá breves *insights* sobre as características dos consumidores nas diferentes regiões do país e a possibilidade de que uma abertura desordenada acentue desigualdades regionais.

A seguir, **apresentaremos os problemas que decorrem da abertura do mercado ao Grupo B sem as devidas medidas precedentes.** Tais aspectos serão qualificados e quantificados no tópico 4.

No capítulo 5, por sua vez, a ABRADEE apresentará propostas para mitigar os riscos e desequilíbrios explanados no tópico 4. Tais propostas não formam uma lista exaustiva, mas destacam medidas mínimas que devem anteceder a abertura do ACL. Vale destacar que muitas dessas ações já estão contempladas no Projeto de Lei nº 414/2021, em trâmite no Congresso Nacional.

3. Caracterização do mercado Baixa Tensão no Brasil

De acordo com a Portaria nº 690/GM/MME, de 29 de setembro de 2022, que apresenta uma minuta de portaria submetida à presente consulta pública, propõe-se a data de 1º de janeiro de 2026 como marco temporal para abertura de mercado para consumidores atendidos em baixa tensão, à exceção daqueles integrantes da classe residencial e da classe rural, que teriam essa possibilidade a partir de 1º de janeiro de 2028.

Segundo dados do SAMP¹ dos últimos 12 meses (set/2021 a ago/2022), o mercado regulado de energia elétrica no Brasil se caracteriza por ser **21% de alta (AT) ou média (MT) tensão** e o restante, **79%**, ser constituído de usuários atendidos em **baixa (BT) tensão**. Isso representa um consumo de **62,62 TWh/ano** para AT+MT e **233,57 TWh/ano** para BT, conforme pode-se observar na Tabela 1.

¹ Relatório ANEEL do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/cativo>. Excluídos usuários atendidos por redes subterrâneas.

Tabela 1 – Mercado (TWh) por Região e Brasil

Região	Mercado AT+MT (TWh)	%Part. AT+MT	Mercado BT (TWh)	%Part. BT	Total (TWh)	% Part. Total
Centro-Oeste	11,32	18,1%	45,56	19,5%	56,89	19,2%
Nordeste	13,14	21,0%	47,59	20,4%	60,73	20,5%
Norte	4,06	6,5%	15,74	6,7%	19,81	6,7%
Sudeste	22,55	36,0%	83,32	35,7%	105,88	35,8%
Sul	11,53	18,4%	41,33	17,7%	52,86	17,9%
Brasil	62,62	21,1%	233,57	78,9%	296,19	100,0%

Fonte: SAMP ANEEL – Elaboração ABRADEE.

O grande mercado consumidor está presente na região Sudeste do país, tanto em termos de mercado de AT/MT quanto de BT. Pouco mais de 1/3 do consumo nacional está concentrado nesta região. Na sequência, tem-se Nordeste, Centro-Oeste e Sul com participações equivalentes. A Região Norte desponta como o menor mercado do país.

Analisando a quantidade de unidades consumidoras (UC), temos atualmente uma média de **88,19 milhões** de usuários, sendo **186,43 mil de AT+MT** e **88 milhões consumidores BT**, conforme Tabela 2. Portanto, a baixa tensão concentra a imensa maioria dos usuários, localizados de forma dispersa ao longo de todo o território do país. Trata-se de volume de consumidores bastante diferente dos pouco menos de 30 mil usuários que se encontram atualmente no mercado livre.

Tabela 2 – Unidade Consumidoras (UC) por Região e Brasil

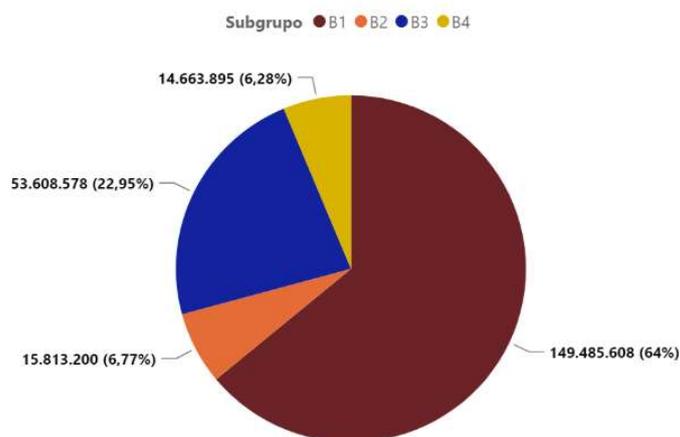
Região	UC AT+MT (mil)	%Part. UC AT+MT	UC BT (milhões)	%Part. UC BT	UC Total (milhões)	% Part. UC Total
Centro-Oeste	29,59	15,9%	14.597,22	16,6%	14.626,81	16,6%
Nordeste	43,71	23,5%	23.597,64	26,8%	23.641,35	26,8%
Norte	12,06	6,5%	5.501,40	6,3%	5.513,45	6,3%
Sudeste	59,32	31,8%	30.770,60	35,0%	30.829,92	35,0%
Sul	41,75	22,4%	13.536,98	15,4%	13.578,73	15,4%
Brasil	186,43	0,02%	88.003,84	99,8%	88.190,27	100,0%

Fonte: SAMP ANEEL – Elaboração ABRADEE.

O grupo BT se divide em 4 subgrupos tarifários, a saber: B1 – Residencial, B2 - Rural, B3 - Demais Classes e B4 - Iluminação Pública (IP). Conforme destacado na Gráfico 1, observa-se que a maior parcela do mercado concentra-se no **subgrupo B1**, aproximadamente, **149,48 TWh**, ou seja, **64% do mercado de baixa tensão**. O subgrupo B2 representa 6,77% do mercado BT. Juntos, portanto, os **subgrupos B1 e B2 representam pouco mais de 70% do mercado de baixa tensão**.

Já o mercado correspondente as classes comercial, industrial, poder público, e demais, classificadas no **subgrupo B3, representam 23% do mercado de baixa tensão**. Complementa a análise os usuários de IP, que são responsáveis por pouco mais de 6% do consumo de BT. **Portanto, o que está sendo colocado pela proposta de Portaria nº 690/GM/MME, em macro números, é a abertura de 30% do mercado de baixa tensão em 2026 e 70% em 2028.**

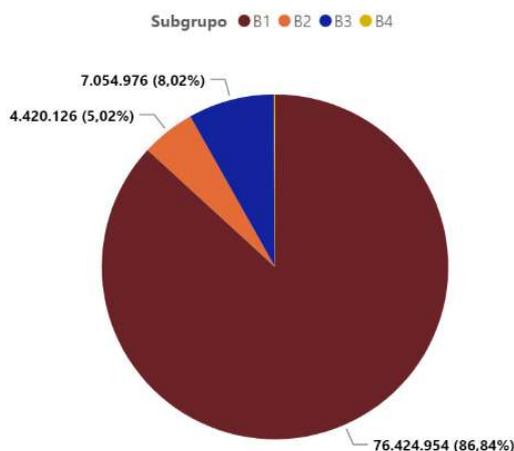
Gráfico 1 – Composição do Mercado BT (MWh) por Subgrupo Tarifário



Fonte: SAMP ANEEL – Elaboração ABRADEE.

Destaca-se, ainda, que a esmagadora maioria das unidades consumidoras estão alocadas no **subgrupo B1 (Classe Residencial)**, representando cerca de **86,8% dos usuários**, ou seja, **76,42 milhões de unidades consumidoras**. Os consumidores rurais – **subgrupo B2** – são **cerca de 4,4 milhões de unidades**. Isto é, considerando o cronograma de abertura do ACL ao Grupo B, proposto pelo MME em sua minuta de Portaria trazida à CP 137/2022, **em 2028 se concentra a migração potencial de mais de 81 milhões de consumidores**, conforme Gráfico 2 – Composição Mercado BT (Unidades Consumidoras) por Subgrupo Tarifário.

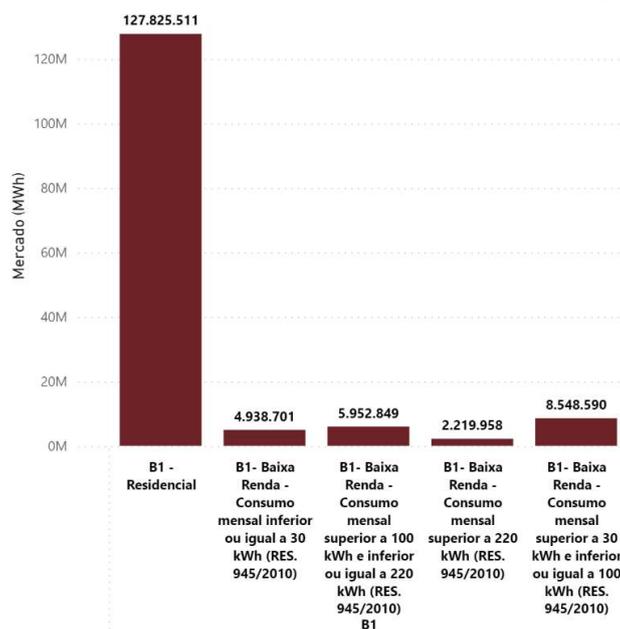
Gráfico 2 – Composição Mercado BT (Unidades Consumidoras) por Subgrupo Tarifário.



Fonte: SAMP ANEEL – Elaboração ABRADEE.

Dos 149,48 TWh alocados no subgrupo B1, cerca de **14,5%** da energia é consumida por **usuários classificados como Baixa Renda**. Em outras palavras, são **21,66 TWh** de energia demandados pelos usuários com tarifa subsidiada pela CDE (vide Gráfico 3). **Trata-se de 13,7 milhões de usuários**, cuja renda é insuficiente para cobrir os custos de acesso e uso de serviços de infraestrutura.

Gráfico 3 – Distribuição do Mercado do Subgrupo B1



Fonte: SAMP ANEEL – Elaboração ABRADEE.

Entretanto, há grande disparidade na representatividade do mercado residencial baixa renda entre as concessões de distribuição. Na Gráfico 4, apresenta-se os percentuais de participação da classe Residencial Baixa Renda no número de unidades consumidoras residenciais para cada uma das 53 concessionárias de distribuição de energia elétrica atuantes nas diversas regiões do país.

Observa-se que no Sudeste apenas a empresa **Energia Minas Gerais** destoa das demais, alcançando **25% de usuários na TSEE em relação aos residenciais totais**. No Nordeste, a **Sulgipe** (que atende ao sul do Estado de Sergipe) e a **Equatorial Piauí** galgam representatividades das tarifas sociais mais elevadas no país (**mais de 40%**). Segundo dados do IBGE de 2019, o Piauí tem o 2º menor PIB *per capita* do país, superado apenas pelo Maranhão (cuja distribuidora de energia é a Equatorial MA)².

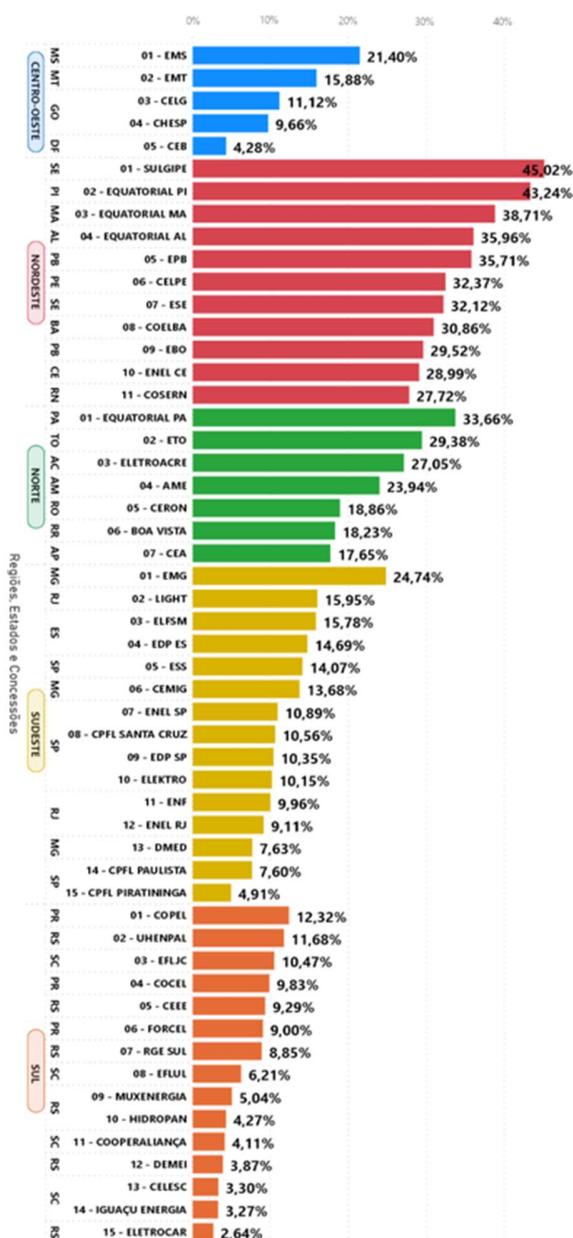
Ainda analisando os dados, observa-se que mesmo o Estado do Nordeste com menor cobertura da tarifa social (distribuidora Cosern, que atende aos consumidores do Rio Grande do Norte), tem patamares que superam todas as distribuidoras das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul. No **Norte**, chama a atenção a cobertura das tarifas sociais na Equatorial Pará, da Energisa

² IBGE, <https://www.ibge.gov.br/explica/pib.php>. Acesso janeiro de 2022.

Tocantins e da Eletoacre (ou Energisa Acre - EAC), que atendem aos estados do **Pará, Tocantins e Acre**. Nessas unidades federativas, **quase 1/3 dos domicílios habilitaram-se ao benefício da tarifa sociais (TSEE)**

Dados do **Centro-Oeste** demonstram que esta é uma região com alta **dispersão da renda**. Enquanto a **CEB** (distribuidora que atende à capital Brasília) concentra **apenas 4% dos usuários cadastrados na TSEE**, na Energisa Mato Grosso do Sul (**EMS**) esse patamar atinge quase **22%**.

Gráfico 4 – NUC médio Baixa Renda frente ao NUC médio de toda a classe Residencial por concessionária de distribuição e região.



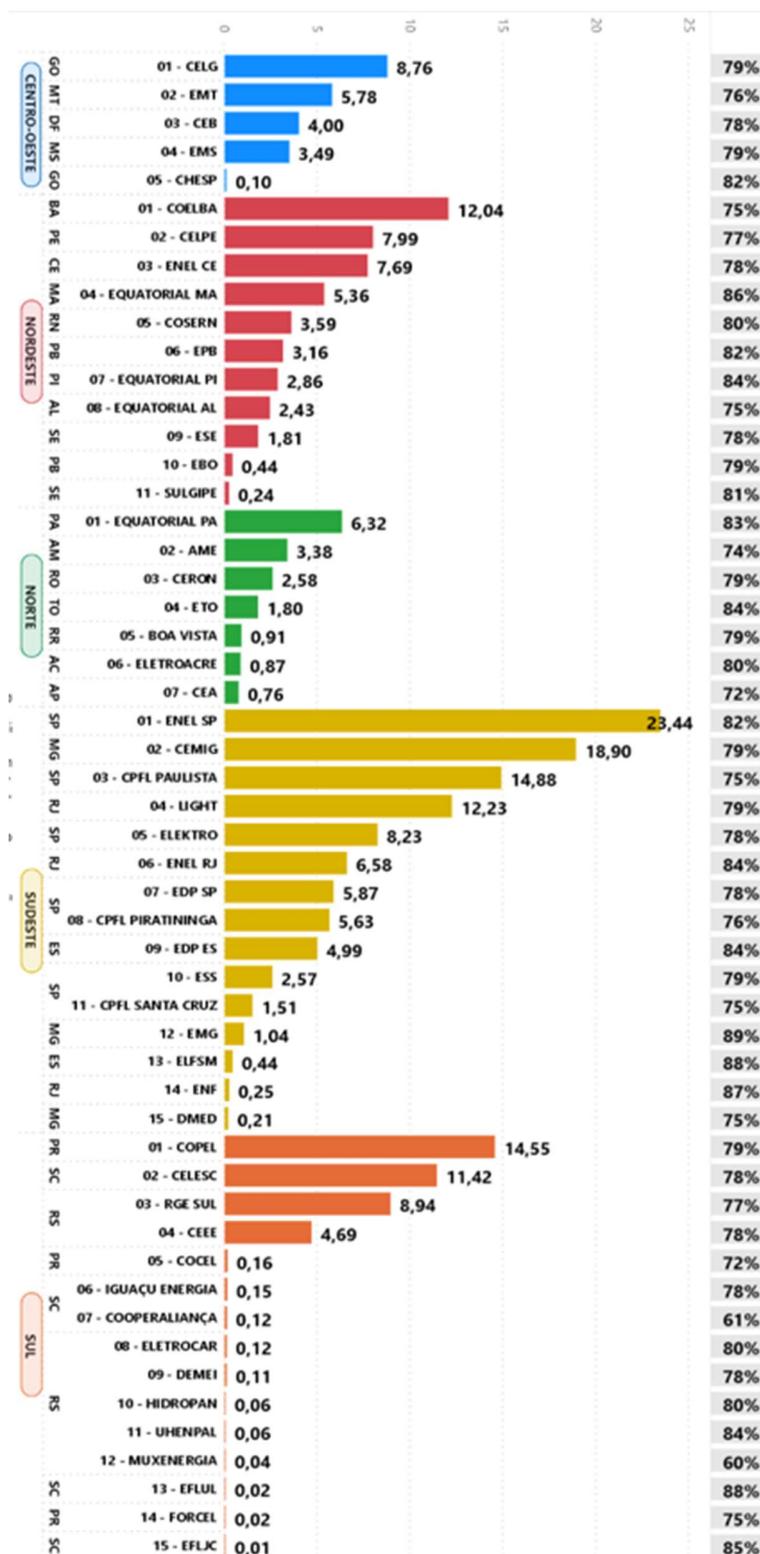
Fonte: SAMP ANEEL – Elaboração ABRADDEE.

Portanto, conforme será demonstrado em detalhes nos capítulos seguintes, **há que se ter muita cautela no processo de abertura do mercado, de tal sorte que esse movimento não deixe custos aos consumidores remanescentes do ambiente regulado.** É de se esperar que este **público de baixa renda seja o último a migrar**, por motivos multidimensionais, tais como escolaridade mais baixa, menor acesso à serviços de infraestrutura, atratividade comercial, entre outros.

Ademais, a representatividade do mercado de Baixa Tensão assume proporções diferentes entre as concessões. Logo, espera-se que o impacto da abertura proposta nesta CP afete de forma desigual as empresas de distribuição. Por exemplo, em termos de consumo, ENEL SP, Cemig, CPFL Paulista, Copel, Light, Coelba e Celesc, nessa ordem, são as maiores detentoras de mercado de BT. Juntas, perfazem 107,45 TWh/ano da demanda, cerca de 46% do mercado de baixa tensão. Em seu turno, há distribuidoras de pequeno porte, cujo mercado alcança apenas 12,6 GWh/ano.

Além disso, o mercado BT nas distintas concessões perfaz uma fatia específica em relação ao seu mercado regulado. O Gráfico 5 ilustra a composição do mercado BT por distribuidora (dados em TWh/ano nas barras) e a participação do mercado de baixa tensão em relação ao total (números em cinza). Observa-se que tem distribuidoras que possuem cerca de 61% de mercado BT em seu mix de fornecimento de energia, enquanto para outras concessionárias este percentual alcança 88%.

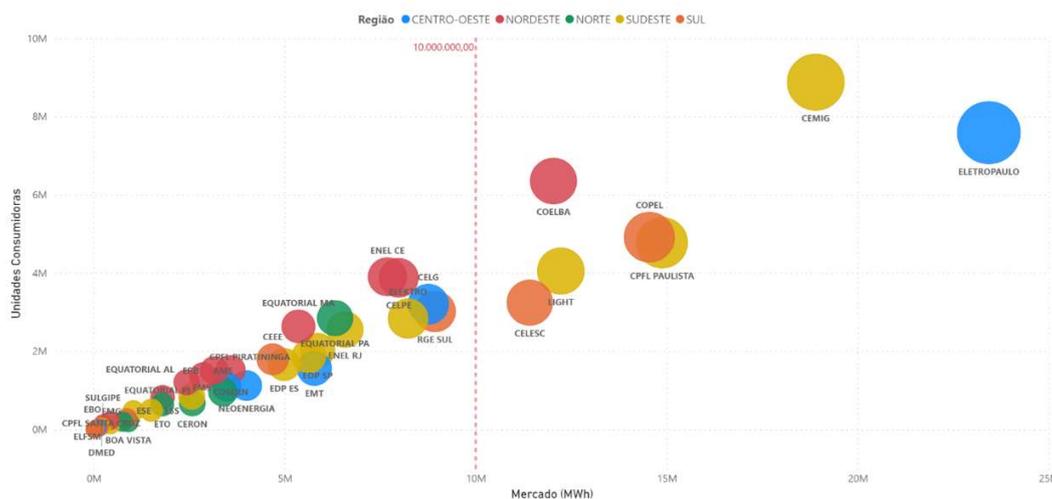
Gráfico 5 – Mercado e representatividade da BT (MWh) por Concessões.



Fonte: SAMP ANEEL – Elaboração ABRADEE.

A concentração do mercado fica evidente, conforme já destacado anteriormente, em que 7 empresas detêm quase 50% do mercado, e 46 empresas com os outros 50% restante do mercado. A Gráfico 6 – Dispersão do Mercado (MWh) e Unidade Consumidora por Região e Concessões nos dá uma dimensão desse cenário.

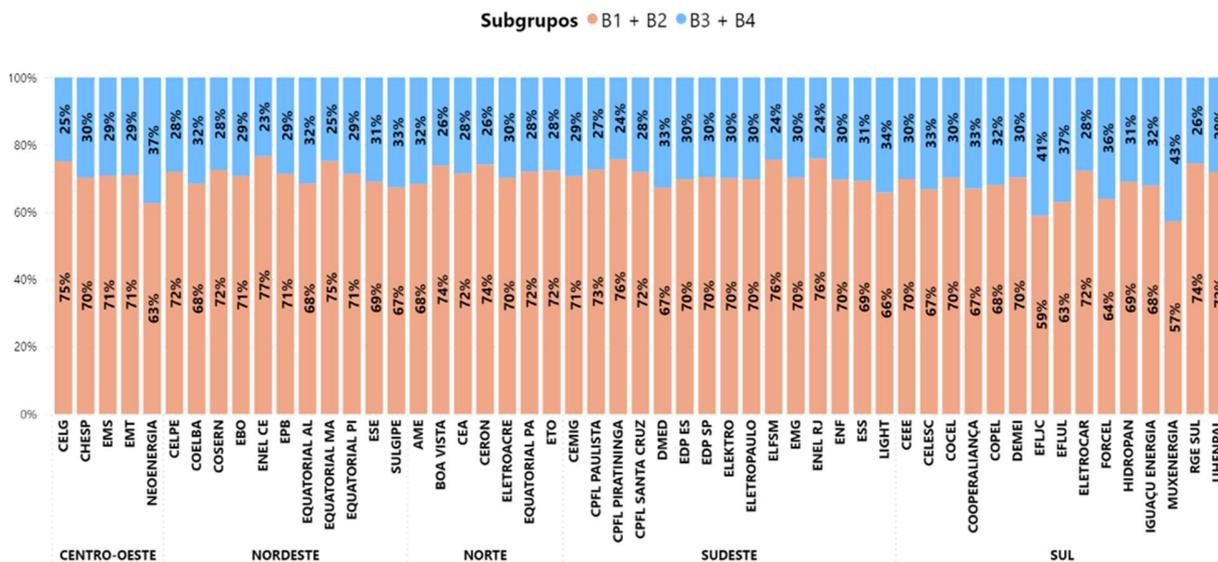
Gráfico 6 – Dispersão do Mercado (MWh) e Unidade Consumidora por Região e Concessões



Fonte: SAMP ANEEL – Elaboração ABRADEE.

Fato é que as concessões são tão díspares entre si, que o impacto da abertura de mercado será bem diferente entre as empresas. O Gráfico 7 – Composição do Mercado B1+B2 versus B3 + B4 demonstra a composição do mercado B1+B2 (Residencial e Rural) e B3 e B4 (Comercial/Industrial/Poder Público etc. e IP) segundo concessionária de distribuição de energia.

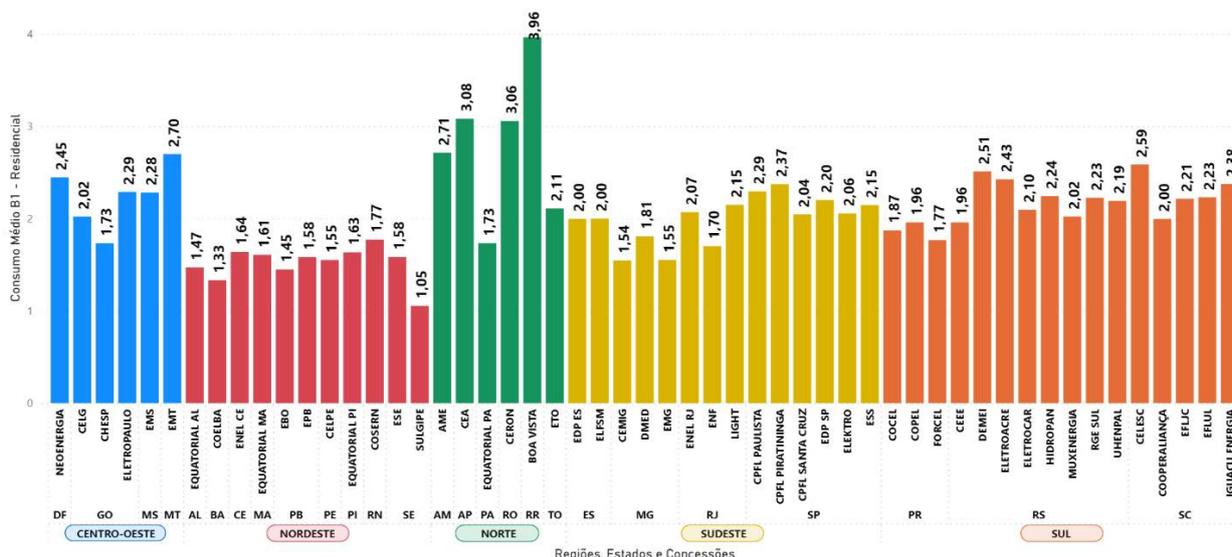
Gráfico 7 – Composição do Mercado B1+B2 versus B3 + B4



Fonte: SAMP ANEEL – Elaboração ABRADEE.

Por fim, se demonstra que o consumo médio residencial, por concessão, também oscila bastante entre empresas, numa clara representação de que a migração será mais acelerada em locais com consumo por UC sejam mais representativos, conforme Gráfico 8 – Consumo Médio (MWh/UC) por Concessões, Estados e Regiões.

Gráfico 8 – Consumo Médio (MWh/UC) por Concessões, Estados e Regiões



Fonte: SAMP ANEEL – Elaboração ABRADEE.

Assim, essa breve análise do mercado consumidor no Brasil permite concluir que a abertura do ACL ao consumidor do Grupo B exige cautela e estudos que avaliem o impacto dessa medida. O Brasil é bastante dispare entre regiões, estados, concessões e até mesmo dentro de uma mesma distribuidora de energia. Nos capítulos que seguem, ficará mais claro a caracterização do problema e as medidas necessárias para evitar distorções nocivas ao setor elétrico, em especial, ao ACR.

4. Caracterização do problema

O tema da modernização do Setor Elétrico Brasileiro, com foco nas medidas preparatórias do marco legal e regulatório para a transição energética ordenada, começou no MME em 2016 (CP 21), prosseguiu na Consulta Pública nº 33 (CP 33/2017) e aprofundou-se no Relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico, instituído pela Portaria MME nº 187/2019.

Muito se evoluiu desde então. Por exemplo, a Lei nº 14.120/2021 deu importantes passos para redução de subsídios, hoje desnecessários e com custo de bilhões às tarifas dos consumidores, além de ter estabelecido marco legal para criação de mecanismo para gestão do portfólio das distribuidoras. Entretanto, as principais mudanças estruturais discutidas na CP 33 seguem aguardando aprovação, principalmente no Congresso Nacional, onde tramita o PL nº 414/2021. Nesse sentido, observam-se falhas de mercado no Setor, que, diante da perspectiva de abertura

do mercado livre aos consumidores do Grupo B, serão agravadas, provocando custos desnecessários e desequilíbrios entre os diferentes agentes que atuam no mercado.

Os subtópicos que seguem detalharão os problemas percebidos e os desafios que estes impõem ao processo de abertura de mercado e modernização.

4.1. Arcabouço legal

A irrestrita abertura do mercado certamente está na perspectiva de reorganizar o setor elétrico, voltando-se para um racional mais competitivo, de diversos benefícios vislumbrados. Entretanto, como forma antecedente à proposta abertura de mercado, é imperioso que se observem os requisitos legais colocados como condicionantes do processo de abertura.

4.1.1. Custos aos consumidores remanescentes

O art. 15, § 5º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, determina que o resultado econômico do procedimento de “saída” do usuário – atualmente cativo – para o ACL não poderá resultar, por si, em aumento tarifário para os usuários remanescentes.

Especialmente no caso da Lei nº 9.074/95, não se pode ignorar que todo o modelo estrutural, tanto em termos de ativos de transporte de energia, bem como em termos de suprimento, foi delimitado de modo a considerar o maior proveito do mercado cativo, ou seja, é necessariamente equivocado compreender que, no momento em que o usuário optar por migrar para ambiente aberto, estará encerrado o seu custo para o sistema como um todo, incluindo o que compete à Distribuição.

Importante que se tenha em mente que as decisões que se destinam a atender o mercado regulado necessitam ser projetadas com antecedência, de forma que se planeje o atendimento da demanda a valor módico. Desse modo, o planejamento da distribuição tal qual se encontra hoje deve considerar o tempo necessário à sua efetivação.

Há de compreender que só serão efetivadas as determinações do **art. 6, §1º, de Lei nº 8.987/95** – do qual, além da modicidade, decorre a necessidade de que o serviço, para que possa ser qualificado como adequado, deva ser regular, contínuo, eficiente, seguro e prestado com generalidade – através desse planejamento, o que, novamente, dá-se por meio de projeções de carga, mercado e suprimento. Assim, para que ocorra o planejamento eficiente da atividade da distribuição, como lhe é requerido por Lei e pelo contrato de concessão, é necessário que essa antecipe a necessidade de contratação para atender à demanda futura. Ademais, contratação não só de energia, mas de diversos custos associados à satisfação de seu mercado pelo período planejado.

Além da contratação de energia, o planejamento de longo prazo considera a previsão futura de carga para a adequação dos investimentos na rede, bem como o mecanismo de recuperação e remuneração destes investimentos por meio da tarifa. Em um segmento com forte necessidade de investimentos, como o de distribuição (cerca de R\$ 18 bilhões anuais), e com retorno de longo prazo, superior em média à 20 (vinte) anos, essa previsibilidade é fundamental para atrair e manter o investidor privado, que celebrou com o Governo Federal contratos de concessão de serviço público de 30 anos de duração.

São por essas razões estruturais que se dá a previsão do **art. 15, § 5º, da Lei nº 9.074/95**, que tem como objetivo **garantir que não ocorra uma migração para o ACL que implique em “evasão” da qual se acarretem custos adicionais para o usuário cativo**, afetando a modicidade desde e desequilibrando a relação contratual estabelecida entre o poder concedente e a distribuidora. Em suma, a Lei tratou de impedir, em termos positivos, para que reste claro um conceito do qual já é defendido, que o usuário que opte por migrar para o ACL, o faça sem que a este se impute os custos assumidos antecipadamente pela Distribuidora justamente para atender a demanda desse usuário.

Outra não poderia ser a interpretação do arcabouço legal, posto que em um segmento fortemente regulado, como é o caso da Concessão dos Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, não se poderia admitir comando legal que privilegiasse um comportamento que – em sentido de transferir custos dos quais é responsável – seria oportunista, no sentido de causar prejuízo claro à concessão e, ao final, à coletividade e ao conjunto de consumidores remanescentes. Em última instância e de forma adicional, pode-se dizer que a despeito da já analisada previsão da Lei nº 9.074/95, o ordenamento jurídico brasileiro, tendo em vista o que está delimitado no art. 884, da Lei nº 10.406, de 10 de janeiro de 2002 (Código Civil), veda claramente atos oportunistas, ainda que este ocorra por decorrência de comportamento lícito do usuário.

É nesse contexto de harmonização do arcabouço jurídico, em termos holísticos, que vale compreender inexistirem formas de que o mercado livre irrestrito possa ser efetivado sem que, de maneira antecedente, tenham sido estabelecidos mecanismos no marco legal e normativo aptos a garantir o comando estabelecido pelo art. 15, § 5º, da Lei nº 9.074/95.

Em termos de interpretação específica, o dispositivo submete o “exercício da opção” de migrar à existência da garantia de que não se verifique aumento tarifário para os usuários remanescentes, ou seja, trata-se essa de **a) uma condição de eficácia dessa opção e, ademais, b) de uma condição de validade (legalidade) do próprio ato normativo, que venha a ser publicado com o objetivo de efetivar a ampla abertura do mercado – no caso, aqui se fala da portaria do MME, nos termos propostos na CP nº 137/2022.**

Para além da questão legal, como será demonstrado nos tópicos seguintes, há o risco claro de se imputar custos decorrentes da migração ao consumidor regulado. **Assim, caso não seja claramente estabelecido um mecanismo legal e normativo efetivo que assegure que o consumidor optante do direito de migração permaneça responsável pelo pagamento dos custos sistêmicos que lhe são devidos, o efeito econômico – direto e indireto – recairá em cascata invariavelmente sobre os demais usuários do mercado regulado. Desse modo, há direta violação do art. 15, § 5º, da Lei nº 9.074/95, feita de maneira sistemática e harmonizada com o ordenamento jurídico, o qual inegavelmente impõe que a separação dos custos relativos ao optante para com os custos do remanescente seja efetivada antes da abertura total, ou que, o ato normativo que decida pela referida abertura, não tenha eficácia antes da implementação das medidas necessárias, de modo a adequar os custos remanescentes no ACR.**

A esse turno, parece-nos que o MME buscava avaliar os impactos da abertura do mercado quando estabeleceu na Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019 – a qual atualizou o cronograma de abertura constante da Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018 – que competiria à ANEEL e à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) a

responsabilidade de apresentar estudo sobre as medidas necessárias para permitir a opção de migração dos usuários com carga inferior a 500 kW.

Por conseguinte, o Regulador promoveu a Tomada de Subsídios (TS) nº 10/2021, a qual, após contribuição de inúmeros interessados, resultou em apresentar ao MME a Nota Técnica nº 10, de 31 de janeiro de 2022, da Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado (SRM), da ANEEL. Não obstante a Agência ter apresentado inúmeras vantagens da referida migração, a Agência apontou também da existência de inúmeros pontos de atenção, identificando, dentre outros, o da **“possibilidade de aumento das tarifas para os consumidores que permanecerem no ACR se as regras atualmente em vigor não forem alteradas e as distorções corrigidas”**. Corroborou-se, assim, com as preocupações que se apresentam.

Importa destacar que, muito embora o MME tenha solicitado da ANEEL essa avaliação, que ao final apontou – em outras palavras – pelo risco de descumprimento do previsto na Lei nº 9.074/95, o próprio MME já previa a ocorrência de tal risco, ainda quando antes da publicação da Portaria nº 465/19. O grupo temático de Abertura do Mercado, do Grupo de Trabalho Modernização, reconhecia que, ao tempo em que a gestão centralizada diminuiria seu papel em matéria da gestão do suprimento, seria necessário garantir **“distorções alocativas”** entre os ambientes.

Do relatório final do grupo temático do GT Modernização que estudou o processo de contratação, realizou-se diagnóstico que também apontou para problemas presentes e que podem ser acentuados a depender das escolhas realizadas na abertura, em especial na contratação de energia:

“No entanto, as Distribuidoras não optam: (i) pelas fontes a serem contratadas, (ii) nem pelas contrapartes contratuais e (iii) nem pelos submercados aos quais estarão expostas. Esse fato impacta diretamente o Pmix de cada Distribuidora e, conseqüentemente no preço médio da energia elétrica, que será repassado aos consumidores finais.

(...)

Assim, além dos riscos intrínsecos da contratação de energia, como a sub ou a sobrecontratação e a apresentação de garantias contratuais – que são entregues como recebíveis aos geradores – as Distribuidoras também ficam expostas aos riscos de contratação decorrentes do mix do seu portfólio de contratos por quantidade ou por disponibilidade. Como exemplos de obrigações assumidas pelas Distribuidoras, citem-se o repasse do risco hidrológico, os custos reais dos contratos por disponibilidade (custo fixo e variável) e a diferença de PLD entre submercados de geração e consumo, além do pagamento de encargos originados da operação do SIN.”

No relatório de sustentabilidade da distribuição, além de mencionar a geração distribuída como um dos elementos de desequilíbrio da atividade de distribuição de energia elétrica – fenômeno que já ocorre hoje, inclusive na baixa tensão, e que independe do avanço na abertura do mercado

-, novamente emerge a questão da rigidez na gestão de contratos e na dependência do ACR como fundamento da expansão³:

“6. O que pode afetar a sustentabilidade da distribuição?”

A abertura do mercado pode afetar a sustentabilidade da distribuição em virtude das deficiências e dificuldades que as distribuidoras têm na gestão de seus portfólios, advindas da obrigatoriedade de contratação de quotas partes relacionadas à energia disponibilizada por Itaipu Binacional para o mercado brasileiro, pelas usinas nucleares de Angra I e Angra II, os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs, os Contratos de Cotas de Garantia Física – CCFs e pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, como, ainda, a inadequada alocação de custos e riscos associadas a expansão do sistema.”

Essas manifestações em diversas ocasiões revelam um diagnóstico praticamente estável do Ministério de Minas e Energia a respeito dos desafios e possíveis efeitos colaterais da abertura desordenada do mercado para consumidores com carga reduzida e, no limite, para unidades consumidoras de baixa tensão

Na mesma linha, ao concluir os estudos solicitados pela Portaria MME nº 465/2019, **a SRM da ANEEL, em juízo de avaliação das contribuições, na NT já citada, deixou claro que o risco existe e, ademais, apontou para a necessidade de serem estabelecidos mecanismos que viabilizem a redução da sobrecontratação relativa ao mercado regulado das distribuidoras.** Na mesma ocasião, a **ANEEL recomendou a criação de um mecanismo estrutural via encargo tarifário**, a ser arcado pelos consumidores optantes pela migração, que a estes deveria ser imputado na proporção de seu consumo. Considerou, contudo, existir a necessidade de esclarecer o rol dos responsáveis pelos pagamentos: se seriam todos (ACR e ACL); os remanescentes do ACR e aqueles que migrarem após a abertura do Mercado; ou somente os do ACL.

Nesse ponto, importa destacar que, dada a colocada interpretação jurídica, **a alternativa juridicamente possível será aquela que, acima de tudo, preserve o ACR remanescente de qualquer incidência dos custos que se identifique serem de responsabilidade do optante pela saída.** Nesse sentido, certamente a possibilidade que implica em que parte dos custos seja imputado ao ACR remanescente, ainda que concomitantemente os divida com os optantes pela migração, nos parece estar ainda em desacordo com o regramento em vigor.

Por conta do que restou estabelecido, de antemão, **a ABRADDEE classifica como ilegal qualquer ação ou mesmo omissão que se viole ou admita a migração de usuários cativos para o ACL a qual implique, como resultado direto ou indireto, em acréscimo de custo**

³ Esse relatório adentra em diversos temas fundamentais ao segmento de distribuição e que vão além do escopo da Tomada de Subsídios nº 10 da SRM/ANEEL, estando mais relacionados com a Tomada de Subsídios nº 11 da SRD/ANEEL, como a questão de integração de recursos energéticos distribuídos e a oferta de novos serviços na gestão das atividades de distribuição. A despeito de sua importância, esses temas não serão abordados nesta Contribuição, dado não possuírem relação direta com o escopo da TS 10.

para os usuários que optem por permanecer no mercado cativo – ou, como a Lei tratou, mercado remanescente.

4.1.2. Competência do Poder Concedente e Forma

Através da edição das Portarias MME nº 514/2018, nº 465/2019 e nº 50/2022, as quais diminuíram os limites de carga para exercício da opção de migração ao mercado livre, bem como a Portaria nº 690/2022, a qual determinou a abertura da CP em exame – qual seja, nº 137/2022 – o poder concedente recorre aos poderes regulamentares estabelecidos no art. 15, § 3º da Lei nº 9.074/95 como base legal de sua atuação, o qual dispõe que:

Art. 15. Respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica.

[...]

§ 3º Após oito anos da publicação desta Lei, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos neste e no art. 16. (Grifos nossos).

O dispositivo estabelece que, decorrido o prazo que prescreve, será possível ao Poder Concedente diminuir os limites de carga e tensão, por sua vez complementado pelo art. 16, o qual estabelece:

Art. 16. É de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica. (Grifos nossos)

A rigor, o texto da Lei admite que **o Poder Concedente** possa, por medida infralegal – da qual, a forma utilizada até hoje foram as portarias – **ampliar até certo ponto o mercado livre**, sendo o seu ponto máximo aquele que é exatamente antecedente ao que se constitui como aquele que amplia a possibilidade de migração a todos.

Em outras palavras, **a Lei não delegou ao Poder Concedente a eliminação de todo e qualquer requisito de carga, menos ainda a abertura integral do mercado de baixa tensão, dado que este movimento implicaria em reforma do modelo setorial.** Ao contrário, a delegação foi extremamente restrita, até porque limitada ao resultado econômico (vedação de impacto tarifário ao consumidor remanescente).

Há ainda de se analisar o assunto quanto à forma. Com efeito, o Poder Executivo pode modificar o patamar de carga mínima para que um grande consumidor (alta tensão) possa migrar ao ACL, como demonstrado acima. Entretanto, não pode extrapolar essa delegação e promover a instituição de um novo modelo setorial, com modificações estruturais de máxima amplitude, sob pretexto de exercer a competência prevista no referido dispositivo. Além disso, seus atos são limitados pela Lei, ao condicionar o acesso ao ACL ao requisito de não imputar custos aos consumidores remanescentes.

Com efeito, a delegação de competência para diminuir os limites de carga tem que ser examinada à luz do momento em que foi conferida, em 1995, bem como do período em que se permitiu a sua redução para abaixo de 3.000 kW, o que ocorreria a partir de 2003. Quando se fala da redução dos limites de carga dos consumidores de alta e média tensão, como dito no capítulo 3, estamos falando de um universo de 186,4 mil consumidores, dos quais cerca de 30 mil estão hoje no mercado livre. Já o mercado de baixa tensão é composto de 88 milhões de consumidores. Este número por si só revela que não se trata de uma simples redução de requisito de carga, mas de uma alteração profunda de modelo, que não se pode entender compreendida na delegação do § 3º.

Ademais, além da significativa diferença de volume de consumidores atingidos, são também significativas as diferenças de regulação entre os consumidores do Grupo A (alta e média tensão) e os consumidores do Grupo B (baixa tensão, incluindo residências, rurais, comerciais, etc.), como exposto no quadro abaixo:

Grupo A (alta e média tensão)	Grupo B (baixa tensão)
Tarifa horosazonal	Tarifa monômnia s/ variação horária
Tarifa Demanda + Tarifa de Energia	Tarifa volumétrica
Medição com memória de massa (horária)	Medição convencional
Contratação em separado de demanda e energia	Contrato de adesão

Como se observa, abrir o mercado para todos os consumidores de baixa tensão não se trata de mera redução do requisito de carga, o que é autorizado por lei. Sair de um mercado potencial de 186,4 mil consumidores para um mercado potencial de 88 milhões de consumidores é a mais profunda alteração do setor elétrico brasileiro desde o Projeto RE-SEB, que deu origem à Lei 9.074/95.

Assim, não se pode abusar da forma e, a despeito do objetivo almejado na norma (art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074/1995, que é apenas o de definir o limite de carga de um grande consumidor de energia), realizar mudanças em todo o setor elétrico, de impacto estrutural e econômico, por ato infralegal, ainda mais por Portaria. Adicionalmente, não pode o Executivo, ao supor sua liberalidade para abertura do mercado, desconsiderar o comando dado no mesmo artigo 15, se ao diminuir os limites de carga e tensão, incentivar ou permitir a opção do consumidor de migração para o ACL e que dessa decorram custos aos consumidores remanescentes.

A medida proposta tem caráter inegavelmente estrutural, de máxima envergadura e importância, que pode inclusive tornar a existência do mercado regulado marginal, o que é manifestamente incompatível com o ato executivo proposto, que não possui caráter normativo e não pode inovar no mundo jurídico.

Dito de modo direto, **a Portaria proposta pelo MME na Consulta Pública nº 137/2022 (anexa à Portaria MME nº 690/2022) reveste-se de ilegalidade ao extrapolar a finalidade do comando legal** que atribui competência ao Poder Executivo para realizar a mera redução de

carga para caracterização do consumidor livre, mas não de inovar em questões estruturais do setor elétrico, que envolvem escolhas centrais ao seu adequado funcionamento. Especialmente, **reveste-se de vício de competência e/ou de iniciativa, nesse sentido ao caracterizar usurpação de poderes conferidos ao Poder Legislativo e a outros órgãos do Executivo.**

4.1.3. Art. 2º - Supridor de Última Instância

No documento publicado pela CCEE, “Proposta conceitual para a Abertura do Mercado”, de setembro/2021, foi destacada a necessidade de previsão expressa acerca do papel do Supridor de Última Instância – SUI. Lê-se:

“6.2 Supridor de última instância (SUI)

Com a abertura total do mercado, pequenos consumidores poderão acessar o mercado livre por meio dos comercializadores varejistas, sem a necessidade de entenderem o funcionamento e as operações do mercado livre de energia, bem como assumirem as responsabilidades e os riscos inerentes ao mercado atacadista. Embora possam escolher seus fornecedores de energia, comparando preços e produtos oferecidos, para esses consumidores, o atendimento pelos comercializadores varejistas não será muito diferente do atual atendimento pelas distribuidoras.

A figura do comercializador varejista será responsável por todas as operações e obrigações referentes a, possivelmente, milhões de consumidores perante o mercado atacadista. Com isso, **é preciso criar mecanismos para tratar a possibilidade de um comercializador varejista perder sua habilitação ou sair do mercado por qualquer motivo.**

Consumidores que se encontrem nessa situação deverão buscar um novo comercializador varejista. No entanto, não é prudente ou razoável assumir que os consumidores atingidos imediatamente tomarão ações para buscar novos fornecedores. Na verdade, é esperado que grande parte desses consumidores sequer tenha conhecimento do ocorrido em um primeiro momento.

Por outro lado, tais consumidores poderão continuar conectados na rede da distribuidora, ainda que consumindo energia sem um fornecedor estabelecido. Tal situação poderia gerar um desequilíbrio nas operações do comercializador regulado, uma vez que seria obrigado a assumir, prontamente, uma quantidade elevada de consumidores para os quais não possui contratos de energia.

Como conclusão, é preciso garantir a continuidade do fornecimento para os consumidores impactados pela perda de seu comercializador varejista sem, no entanto, trazer impactos para o comercializador regulado.

Nesse contexto, o Supridor de Última Instância (SUI) é a figura regulatória utilizada em diversos países para garantir provisoriamente a continuidade do fornecimento sem gerar impactos para os demais agentes do mercado. As unidades consumidoras que ficarem sem fornecedor são imediatamente alocadas ao Supridor de Última Instância de sua região que, **por um prazo máximo estabelecido em regulação,** assume o atendimento até que os consumidores busquem novos fornecedores.

Caberá ao SUI comunicar os consumidores da condição transitória de atendimento que se encontram e da **necessidade de se transferirem para novos fornecedores até o prazo definido, sob pena de terem o fornecimento suspenso ao fim desse prazo**. Considerando os atuais prazos do processo de suspensão de fornecimento para consumidores da baixa tensão, inicialmente propõe-se que o prazo para atendimento pelo SUI seja estabelecido em 3 meses. Após este prazo, algumas ações podem ser aplicadas, como o desligamento dos consumidores ou a aplicação de uma elevação na tarifa de atendimento em última instância, de modo a incentivá-los a buscar outro fornecedor. (...)

Propõe-se que o papel de Supridor de Última Instância seja assumido pela distribuidora local em função da segurança e robustez das empresas, expertise para execução das atividades e simplicidade para implantação. A atividade deve ser realizada com solidez e não deve resultar em prejuízos para a distribuidora, que inclusive é um dos objetivos da própria atividade do SUI. Assim, no entendimento da Câmara, o atendimento pelo SUI deve ser contabilizado de forma segregada das demais atividades de gestão da rede de distribuição e de comercialização regulada e com garantia de equilíbrio econômico-financeiro. (Grifos no original)”

Em sua análise, a CCEE estabeleceu claramente o caráter emergencial e temporário do fornecimento ao consumidor livre pelo SUI, destacando as situações em que o Comercializador Varejista não possa mais atender o seu cliente no ACL. Há de se acrescentar que podem existir razões provocadas pelo próprio consumidor que deem causa à resolução contratual (sua inadimplência, por exemplo). Quaisquer que sejam as causas, a Lei nº 14.120/2021, prevê que o usuário tem a obrigação de diligenciar pela busca de novo comercializador. Durante um período limitado e breve, é razoável supor que esse consumidor seja atendido pelo SUI, sendo desligado se, transcorrido o período de atendimento em última instância, esse cliente não providenciar, no ACL, outro fornecedor.

Note-se que a figura do SUI não se confunde com a do Comercializador Regulado (CR), embora não se veja óbice a que um mesmo agente exerça os dois papéis. Entretanto, o CR não se caracteriza pelo atendimento emergencial, mas sim, pelo fornecimento contínuo àqueles que decidam permanecer como consumidores regulados. Essa figura, embora a ABRADDEE entenda pertinente a separação contábil, tarifária e mesmo contratual, pode ser atribuída diretamente às Distribuidoras. Já o papel de Supridor de Última Instância, não.

A figura do Supridor de Última Instância (SUI) já foi cogitada no contexto da Medida Provisória (MPv) nº 998/20, posteriormente convertida em Lei nº 14.120/21, mas sua criação não foi acatada no texto publicado, atualmente vigente. Assim, não é um agente existente no bojo do ordenamento, embora se evidencie ser uma figura tida como necessária à abertura ampla do mercado.

Sobre esse novo agente, recorde-se que o relatório do grupo temático responsável pela Abertura de Mercado, no contexto das discussões sobre GT Modernização do Setor Elétrico⁴, instituído pela Portaria MME nº 187/2019, indicou a necessidade de promoção dos estudos relacionados

⁴ Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/abertura-de-mercado.pdf>, acessado em 25/10/2022.

ao SUI, oportunidade em que discorreu com relação à figura do “comercializador de energia regulado” ou “comercializador de última instância”. Vejamos:

“Considerações sobre o comercializador de última instância ou comercializador de energia regulado

[...]

Ressalta-se que, conforme já mencionado neste Relatório, a avaliação da abertura do mercado para cargas inferiores a 500 kW deverá ser apresentada pela ANEEL, em conjunto com a CCEE, até dezembro de 2022. Assim, entende-se que este estudo poderá abranger também avaliação sobre a o comercializador de energia regulado.

RECOMENDAÇÕES.

[...]

Realização de estudo, até dezembro de 2022, pela ANEEL e CCEE, que contemple avaliação da abertura de mercado para consumidores com carga inferior a 500 kW, necessidade de se estabelecer um limite para a separação entre atacado e varejo na comercialização de energia elétrica e **implantação do comercializador de última instância;**” (Grifos no original)

Apesar desse contexto, e da tentativa anterior de criação do SUI por Lei, em consonância com os estudos realizados no âmbito do governo, o MME fez **constar da proposta anexa da Portaria nº 690/2022 que as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, na figura de Supridores de Última Instância – SUI, serão responsáveis pelo atendimento aos consumidores em sua área de concessão, no caso de encerramento da representação por agente varejista:**

Art. 2º As concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, na figura de Supridores de Última Instância – SUI, serão responsáveis pelo atendimento aos consumidores da sua área de concessão no caso de encerramento da representação por agente varejista, nos termos do § 1º do art. 4º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, observado o disposto no § 2º do art. 4º-A da Lei nº 10.848, de 2004.

Os dispositivos legais referenciados, estabelecem:

Art. 4º-A. A comercialização no ambiente de contratação livre poderá ser realizada mediante a comercialização varejista, conforme regulamento da Aneel, caracterizada pela representação, por agentes da CCEE habilitados, das pessoas físicas ou jurídicas a quem seja facultado não aderir à CCEE. (Incluído pela Lei nº 14.120, de 2021)

*§ 1º O encerramento da representação dos consumidores de que trata o § 1º do art. 4º desta Lei por gerador varejista ou por comercializador varejista, conforme condições e procedimentos regulados pela Aneel, **poderá ocorrer, entre outras, pelas seguintes razões:** (Incluído pela Lei nº 14.120, de 2021)*

*I - **resilição do contrato**, mediante declaração de vontade, por denúncia à prorrogação da representação contratada; (Incluído pela Lei nº 14.120, de 2021)*

II - resolução do contrato em virtude de inexecução contratual; e (Incluído pela Lei nº 14.120, de 2021)

III - desligamento do gerador varejista ou do comercializador varejista perante a CCEE ou sua inabilitação superveniente para a comercialização varejista pela CCEE. (Incluído pela Lei nº 14.120, de 2021)

§ 2º Caso o consumidor não diligencie pela continuidade de seu atendimento em termos da energia consumida, conforme regulamento da Aneel, o encerramento de sua representação por gerador varejista ou por comercializador varejista ensejará a suspensão do fornecimento de energia elétrica a todas as suas unidades consumidoras modeladas sob o varejista. (Incluído pela Lei nº 14.120, de 2021) (Grifos nossos).

Relevante destacar que a Lei não fez menção à figura do SUI, suas atribuições, quem tem direito a ser atendido por este ente, seu regime econômico-financeiro e tampouco a quem deveria ser incumbido dessa atividade. Limitou-se a especificar que seria de responsabilidade do usuário optante pela migração garantir o atendimento de sua energia consumida, de modo que o encerramento da representação incidirá na suspensão do fornecimento de energia elétrica às UCs outrora supridas pelo varejista.

Sendo assim, a ABRADEE entende que não há comando legal claro e dotado de coercitividade jurídica tal que atribua ao MME delegação de competência para determinar que a atividade seja exercida por concessionárias de distribuição. Trata-se, melhor dizendo, de atividade que poderá ser exercida pela distribuidora, desde que haja comando legal específico e com tarifa que garanta o equilíbrio econômico-financeiro da atividade. Contudo, certamente não é uma atividade que pode ser criada por portaria, por absoluta falta de delegação de competência para isso, nem tampouco poderia ser imposta às distribuidoras, sem que com isso se afaste do conteúdo legalmente estabelecido.

Evidencia-se na medida em que, caso ignorem-se os fundamentos de ordem legal acima explorados, num cenário de imposição à distribuidora da atividade de SUI os consumidores cativos (remanescentes, que não optaram por migrar) e os usuários a serem atendidos pelo SUI (outrora migrados e, por inúmeras razões, não mais representados por um varejista) poderão ter implicações na gestão do suprimento. A distribuidora terá, para além de um serviço adicional, até agora não existente na legislação de regência, ter que assumir a gestão de uma categoria de clientes não antes cogitada, os “supridos em última instância”.

Ademais, é preciso destacar que há também uma **limitação legal que impede que a criação da figura do Supridor de Última Instância seja feita por portaria**. Com efeito, não é possível ignorar que o art. 15, § 8º, também da Lei nº 9.074/95, determinou que o usuário que desejar voltar a ser suprido pela distribuidora, terá que aguardar 5 (cinco) anos para que isso se efetive. Trata-se de prerrogativa da concessionária, a qual pode decidir reduzir o lapso, se assim lhe convier, conforme o seguinte §9º.

Art. 15.....

§ 8º Os consumidores que exercerem a opção prevista neste artigo e no art. 16 desta Lei poderão retornar à condição de consumidor atendido mediante tarifa regulada, garantida a continuidade da prestação dos serviços, nos termos da lei e da regulamentação, desde que informem à concessionária, à

permissionária ou à autorizada de distribuição local, com antecedência mínima de 5 (cinco) anos.

§ 9º Os prazos definidos nos §§ 4º e 8º deste artigo poderão ser reduzidos, a critério da concessionária, da permissionária ou da autorizada de distribuição local. .

Entretanto, esse eventual retorno definitivo ao ACR se daria, não sob a figura do SUI, mas do Comercializador Regulado ou da Distribuidora. Ainda assim, pelo texto apresentado na Portaria, ao exercer o papel de SUI, sem o devido tratamento legal, o consumidor somente poderia ser atendido pela Concessionária, a quem se impõe indevida e compulsoriamente o papel de Supridor de Última Instância, se essa assim o desejar e permitir. Ainda que se superem os aspectos legalmente instituídos, os quais, de novo, não dão essa responsabilidade para a distribuidora, o § 8º é um impedimento à sua aplicação, conquanto as dê até 5 (cinco) anos para acatar o reingresso, enquanto a minuta da portaria aponta que o usuário gozará do SUI por até 90 (noventa) dias.

De todo modo, o que mais importa é que a criação de um direito para o consumidor que migrou para o mercado livre ser atendido pela distribuidora, seja a que título for e mesmo temporariamente, em prazo inferior à 5 (cinco) anos somente pode ser feito se previsto em lei uma exceção ao disposto no § 8º do art. 15 da Lei 9.074/95, o que não ocorre.

Dito de outro modo, não se pode criar para o concessionário de distribuição uma obrigação de aceitar qualquer consumidor do ACL em prazo inferior a 5 (cinco) anos, seja ao exercer o papel de SUI, seja como Comercializador Regulado, por ato infralegal. Apenas a lei poderia excepcionar o referido prazo.

4.1.4. Conclusão

Em síntese, a abertura de mercado da forma como está sendo proposta na CP 137/2022 é ilegal em duas dimensões jurídicas:

- a) no **aspecto formal**, ao se propor que seja operada por Portaria do MME, sem que exista delegação por lei para se promover a abertura integral do mercado de baixa tensão, implicando efetivamente em uma profunda reformulação do modelo setorial, ou mesmo para a criação da figura do Supridor de Última Instância, em ambos os casos por autoridade sem a devida competência para tanto;
- b) no **aspecto material**, uma vez que a migração decorrente da abertura, sem o tratamento prévio e adequado de suas consequências, implica em aumento das tarifas para os consumidores remanescentes, o que colide com o § 5º do art. 15 da Lei nº 9.074/95, bem como não se coaduna com as conclusões do Relatório Final do GT Modernização do Setor Elétrico conduzido pelo próprio MME em 2019.

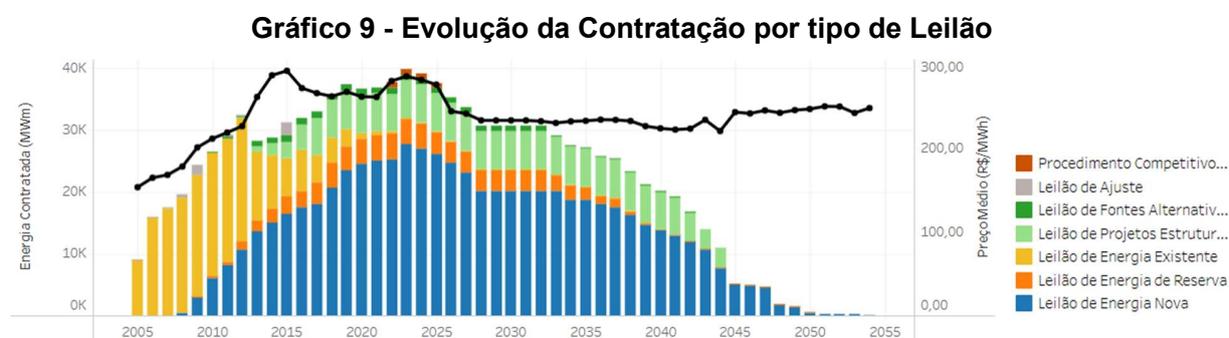
Contudo, a ilegalidade e os vícios presentes não são inafastáveis. Caso a abertura de mercado de baixa tensão seja estabelecida por lei, onde sejam criados os mecanismos estruturais necessários à garantia de hígidez de todos os segmentos do setor elétrico e com a devida proteção ao consumidor remanescente, certamente haverá espaço para regulamentação por parte do Poder Concedente e delegação de competências para o MME atuar na sua efetiva implementação.

4.2. Contratos Legados

Quando se fala em contratos legados nesta contribuição, de forma simples, faz-se referência ao estoque de contratos de energia que permanecerão com as distribuidoras, mesmo diante de mudanças regulatórias no Setor Elétrico. Sua origem remete a 2004, quando foi implementado o desenho de comercialização regulada vigente. Este, alocou compulsoriamente sobre o mercado cativo os custos da expansão do sistema, com contratos de longo prazo para novos projetos de geração. A elevada volatilidade do preço no mercado de curto prazo, PLD, em função da predominância hídrica de nossa matriz energética, fez com que o desenho do setor concebido em 2004, por meio da Lei nº 10.848, fosse baseado em contratos *forward* como instrumento fundamental para reduzir os riscos de mercado, protegendo geradores de preços baixos e consumidores de preços elevados, e atrair nova capacidade de geração.

Ainda, o modelo brasileiro induz a liquidez no mercado de energia elétrica ao obrigar todos os consumidores a contratarem pelo menos 100% do seu consumo, sendo que no caso do mercado regulado, as distribuidoras são normativamente obrigadas a contratarem, através dos leilões organizados pelo governo, a integralidade de seu mercado consumidor futuro, podendo lhes ser imputadas penalidades em caso de subcontratação. Dadas as incertezas a que estão expostas no momento da declaração de compra, garante-se a elas o direito de repasse às tarifas as compras de energia equivalentes a até 105% da sua carga.

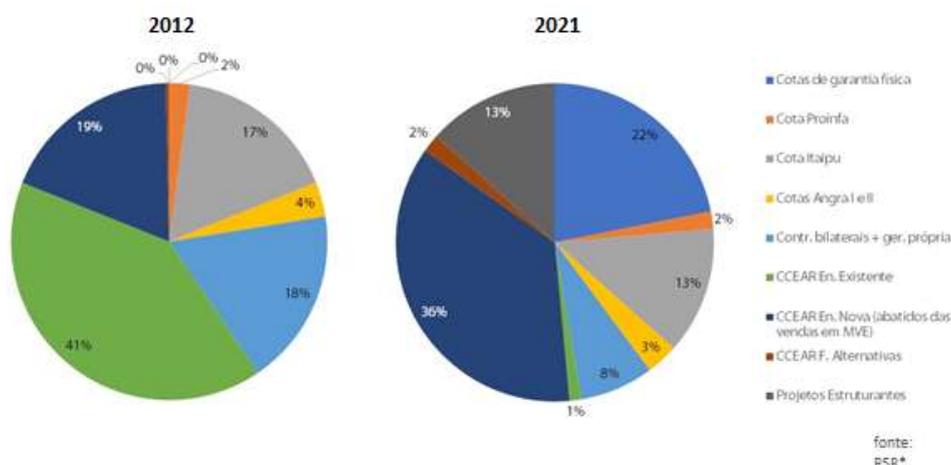
Como consequência do desenho setorial, existe na carteira das distribuidoras um legado de contratos de energia vigentes até pelo menos 2055, com parcela relevante dos contratos encerrando-se apenas em 2040. O Gráfico 9 apresenta a evolução de contratação em leilões pelo mercado regulado.



Fonte: CCEE - InfoLeilão

Além da energia contratada em leilões, há montantes compulsoriamente atribuídos às distribuidoras. Cita-se nesse rol de contratos a energia proveniente de Itaipu, das usinas Angra I e Angra II, além de cotas de garantia física oriundas da Lei nº 12.783/2013. Os gráficos a seguir apresentam uma comparação entre o mix de contrato das distribuidoras em 2012 e atualmente.

Gráfico 10 – Participação dos contratos de energia no ACR



A maior parcela de contratos decorre de CCEAR de Energia Nova, firmados nos leilões promovidos pelo Poder Concedente. A segunda maior parcela de contratos, decorre dos CCGF, compulsoriamente impostos às distribuidoras. A energia proveniente de Itaipu aparece no gráfico com participação de 13%, terceiro maior percentual, sendo também uma energia alocada a um grupo de Concessionárias. Por outro lado, os contratos de energia existente, que possuem cláusula de descontração, somam atualmente apenas cerca de 530 MW médios, o que é menos que 1% do volume contratual total. As distribuidoras possuem 22 GW médios de contratos existentes sem flexibilidade.

Essa rápida análise do portfólio de contratos das distribuidoras introduz outro problema a ser sanado para endereçar a questão dos contratos legados: **a dificuldade de descontração de energia imposta pela insuficiência de instrumentos para gestão da carteira de contratos.**

4.2.1. insuficiência de instrumentos para gestão de portfólio

No modelo estabelecido, visando permitir alguma gestão pelas distribuidoras dos riscos associados aos volumes contratados, o desenho original do setor foi pensado de forma a proporcionar um portfólio de instrumentos regulatórios.

O primeiro deles foi a separação dos contratos em energia existente e nova. Os contratos de energia existente possuíam: (i) menor duração; (ii) cláusula de descontração de energia no caso de migração de consumidores para o mercado livre; e (iii) cláusula de redução de até 4% ao ano por incerteza na demanda.

Entretanto, os contratos oriundos desses leilões (Leilões de Energia Existente – LEE) representam, hoje, menos de 1% do portfólio de contratos das distribuidoras, como demonstrado no Gráfico 2. Isso significa que a capacidade de gestão sobre os contratos das distribuidoras hoje, diante da redução de mercado provocada pela migração de consumidores para o ACL, é mínima. Especialmente porque os contratos de energia nova são menos flexíveis: além de mais longos, foram concebidos sem cláusulas de redução contratual, sob a alegação de preservar o Project Finance e a atratividade do setor.

O segundo instrumento regulatório era o portfólio de leilões para as distribuidoras, com inícios de vigência variados (A-1, A-3, A-5, A-6 e A-7). O terceiro, e último, era um hedge entre as distribuidoras: aquelas sobrecontratadas doam energia para as subcontratadas, conhecido como Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD).

Havia um importante aspecto desse desenho de mercado: **a premissa de que o consumo de energia no mercado regulado seria sempre crescente**. Entretanto, em cenários de redução da demanda, como ocorreu em 2015 e 2016, pela crise econômica, e em 2020, pela COVID, estes instrumentos não são suficientes para gerenciar a sobra de contratos. Além disso, o mecanismo de troca de energia entre as distribuidoras não funciona quando a crise é sistêmica e todas estão sub ou sobrecontratadas.

Ademais, ao longo do tempo, uma série de mudanças na implementação dos instrumentos regulatórios e no marco legal deixaram o portfólio de contratos das distribuidoras ainda mais engessado. Dentre tais mudanças, cabe destacar: **(i)** a renovação das concessões das hidrelétricas no regime de cotas (trazida pela Lei nº 12.783/2013); **(ii)** a contratação de termelétricas na modalidade por disponibilidade, que também não possuem cláusulas de descontração; e **(iii)** a ampliação dos leilões de energia nova para A-6 e A-7, aumentando a incerteza sobre o crescimento da demanda e resultando em maior contratação de energia nova.

Dada a ineficácia dos instrumentos de gestão em permitir o reequilíbrio entre contratos e consumo, um novo mecanismo foi criado através da Lei nº 13.360, de novembro de 2016, o MVE - Mecanismo de Venda de Excedentes. Esse instrumento permite que as distribuidoras vendam o seu excedente de contratos ao mercado.

No entanto, este mecanismo não garante a recuperação dos custos dos contratos legados, uma vez que o excedente é vendido a preço de mercado, que possuem grande chance de estarem abaixo do preço dos contratos legados. Além disso, a forma com que a ANEEL apura os resultados do MVE atualmente impõe riscos adicionais às distribuidoras, principalmente porque as regras para esta apuração não estão suficientemente detalhadas na regulação. Com isso, as concessionárias enfrentam incertezas excessivas na definição de suas estratégias de participação no MVE, restringindo muitas vezes a eficácia do mecanismo.

Dentre os pontos a destacar, que geram essa insegurança, estão as mencionadas indefinições a respeito de qual a classificação dos volumes vendidos, voluntários ou involuntários, pois isso implica distinção no compartilhamento de resultados entre consumidores e distribuidoras. Também prejudica a eficácia do mecanismo o fato de os resultados de venda serem comparados com o PLD realizado no período de vigência da operação e não com o preço de compra, o que aumenta o risco na venda de produtos a preços fixos, mais atrativos ao ACL.

No momento da oferta no MVE, portanto, a distribuidora não sabe se está negociado um volume de sobrecontratação voluntária ou involuntária, por falta de critério objetivo ex-ante, e, logo, não sabe se estará exposta ao risco de devolver dinheiro ao consumidor por conta de reversões nas expectativas do PLD, o que se torna especialmente arriscado em produtos ofertados com maior antecedência.

Adicionalmente, em relação a produtos de maior duração, esse ponto foi destacado pela ABRADEE no âmbito da Consulta Pública 37/2020, indicando que não deveria haver diferença no tratamento de volumes voluntários e involuntários para esses casos.

Finalmente, destaca-se a baixa competitividade da venda via MVE quando comparada às opções de venda na ACL, devido à ausência de flexibilidade para as distribuidoras com relação à data da venda. Como as datas do MVE são pré-definidas e engessadas, elas podem não equivaler ao momento mais atrativo do mercado para a transação.

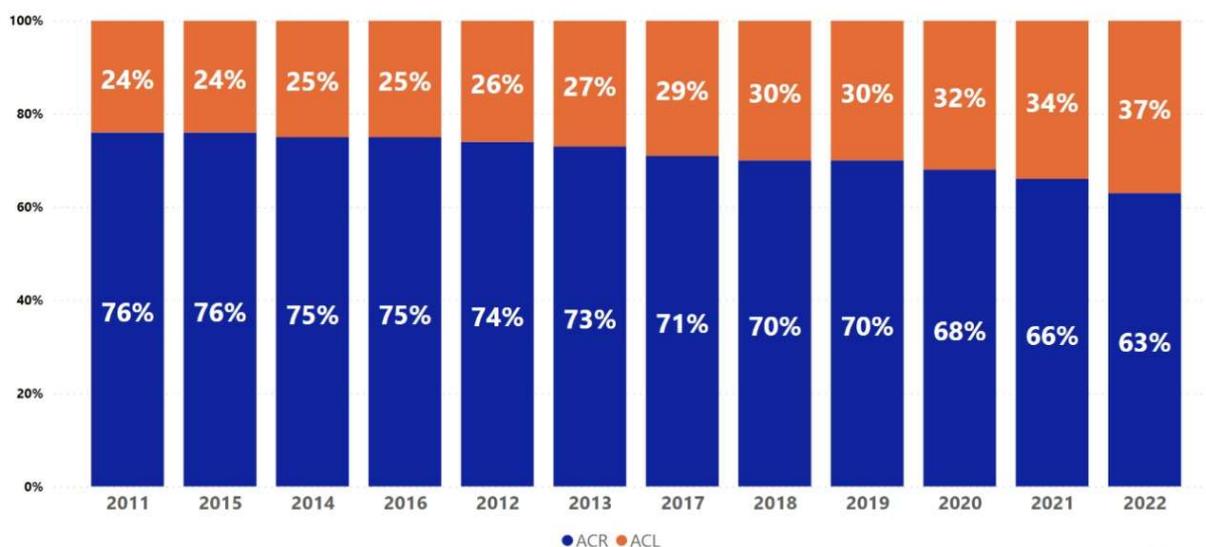
Por fim, destaca-se que instrumentos de gestão, como o Mecanismo Competitivo de Descontratação, previsto na Lei nº 14.120/2021, seguem pendentes de regulamentação. Ainda, o setor carece de novas formas de negociação dos seus contratos para que, em algum grau, sejam mitigados os efeitos da sobrecontratação que certamente resultará redução de consumo no ACR quando da total abertura do Ambiente Livre.

4.2.2. Desequilíbrio de preços entre o ACR e ACL

O tópico anterior encerrou afirmando que a abertura de mercado acarretará drásticas reduções na energia consumida no ambiente regulado. Em grande parte, esse efeito deve-se ao desequilíbrio de preços praticado no ACR e no ACL. Assim, a pergunta que precisa ser respondida é: **por que ocorre a assimetria de preços da energia entre os ambientes?**

Os preços no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) são historicamente mais elevados. O primeiro aspecto que torna os preços (médios) da energia que supre o mercado regulado superiores aos preços que suprem o mercado livre está associado ao fato de que os custos da confiabilidade do sistema (lastro) são alocados, atualmente, apenas sobre o ACR, a despeito deste ambiente representar, há bastante tempo, menos de 70% da energia consumida no SIN, como demonstra o gráfico a seguir.

Gráfico 11 – Participação do ACR/ACL no SIN



Fonte: Elaboração própria. Dados: CCEE InfoMercado

Tal alocação assimétrica dos custos da confiabilidade do sistema decorre, principalmente, das características do mercado livre, cujos consumidores não estão dispostos a assumir o risco hidrológico, o que dificulta a contratação ou o desenvolvimento de projetos de geração termelétrica. No entanto, como esses geradores são importantes e necessários para a segurança

de suprimento do sistema, sua contratação (mesmo com preços mais elevados) acabou sendo feita totalmente pelo mercado cativo, via leilões de energia, em linha com o modelo implementado desde 2004.

Assim, embora aparentemente se trate de preços diferentes para o mesmo produto, um olhar mais atento permite ver que os produtos diferem, pois no ACR a energia carrega a maior parte do atributo termoelétrico que garante a segurança do fornecimento em situações extremas.

Agravando este cenário, devido à evolução tecnológica pela qual setor elétrico tem passado, houve a intensa redução no custo de geração a partir de fontes renováveis, aumentando a cada ano o *gap* entre o preço de uma nova usina e o preço médio dos contratos existentes. Por exemplo, o preço estimado para remunerar um empreendimento de geração eólica atualmente está próximo de 150 R\$/MWh⁵, que é 50% inferior ao preço desta mesma eólica contratada em 2010, além de ser bastante inferior ao preço do mix de contratos das distribuidoras. No portfólio das distribuidoras, essa energia representa uma fração dos contratos. Entretanto, um cliente que migra para o ACL pode optar por contratar 100% de sua energia dessa fonte, tendo a segurança energética garantida pelas térmicas pagas pelo consumidor regulado. **Evidentemente, isso torna o preço do contrato no ACL mais barato, o custo da confiabilidade está sendo financiado pelo grupo de consumidores que não migraram.**

Essa assimetria de preços atua como um catalisador das migrações do ACR para o ACL. Quanto mais díspares forem os preços praticados nos dois mercados, mais atrativo se torna o ACL, ainda que essa atratividade, como demonstrada, pautem-se em falhas de mercado que distorcem os preços e as relações concorrenciais.

Em agravamento, oferece-se aos consumidores do ambiente livre subsídios exclusivos, que tornam os custos ainda mais baixos para os participantes desse mercado e mais elevados para os consumidores regulados. O tópico 4.3 tratará desse tema. Antes, porém, a presente contribuição apresentará as consequências do modelo atual de comercialização, com insuficiência de mecanismos de gestão contratual e distorções de preços que tornam a migração desequilibradamente atrativa. Em destaque, a sobrecontratação estrutural e a alocação desigual dos custos da confiabilidade assegurada pelos contratos legados.

4.2.3. Consequências: custo da sobrecontratação estrutural

No atual cenário de baixa flexibilidade na gestão da carteira das distribuidoras, combinado com a abertura do mercado aos consumidores da alta e baixa tensão, já iniciada em 2019 e a intensificar-se a partir de 2024, bem como à maior atratividade dos preços no mercado livre e dos subsídios a ele relacionados, vê-se o impulsionamento da migração para o ACL, agravando significativamente os riscos associados à gestão dos contratos legados.

Importante ressaltar que os contratos de compra de energia elétrica das Distribuidoras foram adquiridos integralmente por meio de processos licitatórios e de chamadas públicas no ACR, homologados pela ANEEL, ou por meio de alocação de CCGF, ANGRA, PROINFA e Itaipu Binacional. Todos, portanto, respeitaram o princípio de economicidade na sua contratação. Faz-

⁵ Sem considerar o benefício do desconto na TUSD na ponta do consumo. Ao considerar tal desconto, a energia sai ainda mais barata para o cliente final.

se assim necessário munir as distribuidoras de instrumentos mais autônomos e efetivos para os ajustes estruturais e conjunturais do seu portfólio de energia. Em especial, porque, pela regulação atual, os custos da sobrecontratação repassável às tarifas são alocados apenas sobre os consumidores regulados.

Inicia-se esse subtópico com essas reflexões dada uma grave consequência projetada pela ABRADEE diante da realidade atual: **a sobrecontratação estrutural percebida hoje se acentuará sobremaneira com as ações de ampliação do ACL propostas nas Consultas Públicas 131/2022 e 137/2022, em consideração.**

Para essa projeção adotaram-se premissas claras:

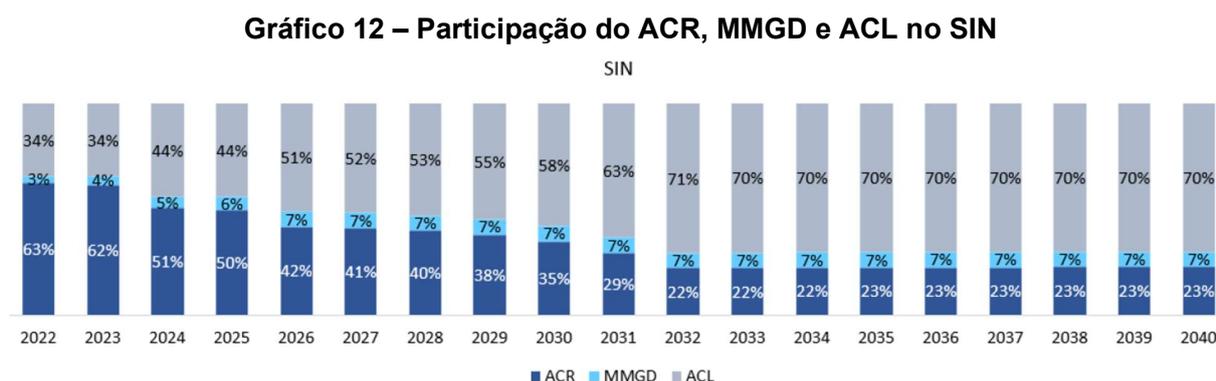
AT/MT

- I. Elegibilidade considera cronograma vigente nas portarias n.º 465 2019 e n.º 50 2022;
- II. Mercado residual engloba consumidores das classes Poder e Serviço Público que não migraram até o momento, adicionados aos novos elegíveis dessas mesmas classes.

BT

- I. Abertura a partir de 2026;
- II. Não migrariam aqueles com consumo médio inferior a 150 kWh/mês, além dos pertencentes às classes Baixa Renda, Poder Público e Serviço Público;
- III. Dos demais consumidores, 100% migrariam;
- IV. Dos consumidores do ACR atual, 57% migrariam com a abertura do mercado, e o ACL abrangeria cerca de 70% da carga do SIN ao término da migração.

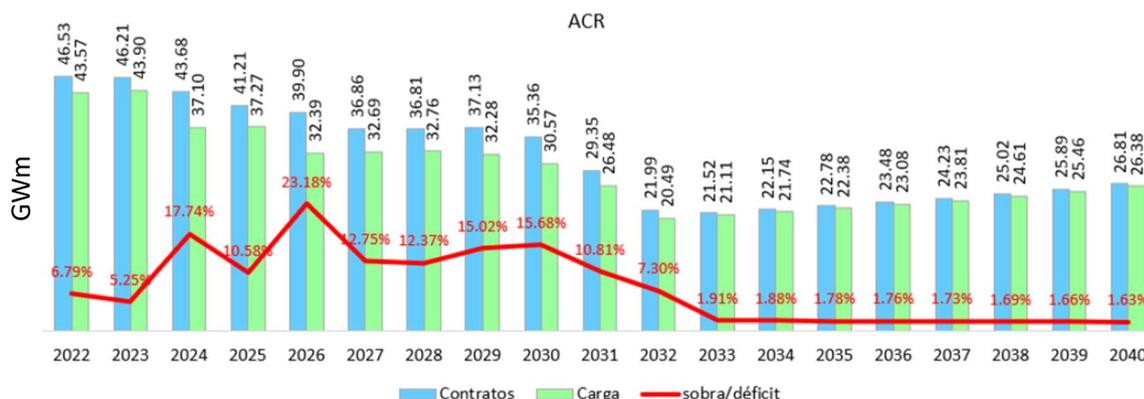
Com a adoção dessas premissas, a expectativa da ABRADEE é que a relação de consumo entre ACR, Micro e Minigeradores distribuídos e ACL se estabeleça na proporção apresentada no Gráfico 12:



Fonte: PSR

Nesse cenário, a sobrecontratação no ACR permanecerá acima do percentual de repasse às tarifas, regulatoriamente estabelecido em 105%. A relação anual de contratos e cargas esperado encontra-se no Gráfico 13, abaixo:

Gráfico 13 – Sobrecontratação



Fonte: PSR

Note-se que em 2026, quando iniciaria, pela proposta levada à CP pelo MME, a abertura do ACL ao Grupo B, alcança-se sobras contratuais de 23,18%, ou de 7,51 Gigawatt médios (GWm). Salienta-se que esta é uma visão sistêmica. A situação pode variar conforme a situação contratual e o efeito das migrações sobre cada concessão. Como demonstrado no capítulo 3, há grande heterogeneidade na formatação do mercado das diferentes distribuidoras que atuam no país, o que necessariamente acarretará situações muito mais graves do que a média demonstrada no Gráfico 5 para alguns concessionários.

Assim, partindo de premissas claras e razoáveis, a ABRADDEE demonstra que a sobrecontratação será uma consequência da abertura do mercado, em especial, ao Grupo B, considerando o modelo de comercialização vigente, o arcabouço legal e regulatório estabelecido e as falhas de mercado presentes, já demonstradas nesse tópico 4.

Cabe assim, uma análise quantitativa dessa consequência: quanto custará a sobrecontratação estrutural projetada? O Gráfico 6 considera tanto o custo anual das sobras quanto o impacto tarifário previsto:

Gráfico 14 – Custo da Sobrecontratação para o ACR



Fonte: PSR

A sobrecontratação projetada resultará em impacto tarifário de até R\$ 36,50/MWh. Considerando o custo total da sobrecontratação decorrente da abertura do ACL ao BT, entre 2026 e 2040, somam-se R\$ 45,3 bilhões, a serem adicionados no ACR. O VPL desse montante, descontado a uma taxa de 7,15%⁶, alcançaria R\$ 34 bilhões.

Fica evidente que, na atual circunstância, a presença do legado de contratos e a sobrecontratação deixa custos para os consumidores remanescentes no ACR, em clara violação ao art. 15, § 5º, da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, citada no Tópico 4.1, e repetida abaixo:

Art. 15.

(...)

§ 5º *O exercício da opção pelo consumidor não poderá resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da concessionária de serviços públicos de energia elétrica que haja perdido mercado.*” Grifo nosso.

4.2.4. Consequências: custo do atributo termoelétrico

Além dos custos de sobrecontratação, demonstrados em 4.2.3, há de se tratar também do custo de confiabilidade associado à geração térmica, hoje alocado aos consumidores do ACR, embora em benefício de toda a cadeia. Conforme amplamente discutido no setor, há no modelo implementado em 2004 uma alocação assimétrica dos custos da confiabilidade do sistema, pois apenas o ACR paga por eles, a despeito deste ambiente representar cerca de 63% da carga do país.

O reconhecimento do ativo de lastro de qualidade se faz presente pela quantificação do impacto econômico ao ACR pela aquisição das fontes de geração que oferecem os melhores atributos para confiabilidade e adequabilidade do suprimento de energia ao Sistema Interligado Nacional. Ou seja, esse ativo é oriundo das usinas termoelétricas convencionais e nucleares, que permitem a continuidade do fornecimento de forma independente da disponibilidade das fontes primárias de combustível (água, sol, vento, etc).

No âmbito da CP nº 83/2019, promovida pelo MME, a ABRADEE apresentou contribuição que propôs a quantificação desse ativo, ou atributo. Para tanto, foi quantificado o volume e os preços dos CCEAR-D e de cotas das usinas Angra I e II, considerando seus prazos de vigência contratual. Ato subsequente, o atributo termoelétrico foi valorado como a diferença entre os preços obtidos no primeiro passo e as projeções de preços dos contratos de energia de 1 ano no mercado livre. À época, o valor do ativo do atributo “lastro termoelétrico”, para o período 2020 a 2048, foi estimado em 97,70 R\$/MWh.

Com a edição da **Lei nº 14.120/2021**, regulamentada pelo Decreto nº 10.707/2021, o Poder Concedente tem instrumentos suficientes para que, **de agora em diante, toda nova contratação de termelétricas em leilões organizados pela ANEEL seja feita na modalidade de reserva de capacidade, com custos repartidos por todos os usuários finais do SIN.**

⁶ Próxima a WACC para o segmento de distribuição (DESPACHO Nº 544, DE 22 DE FEVEREIRO DE 2022).

O referido ato normativo, alterou a Lei nº 10.848/2004, estabelecendo ao Poder Concedente o direito de homologar a quantidade de reserva de capacidade necessária para atendimento das necessidades do mercado nacional.

Um grande avanço das diretrizes para a realização do Leilão refere-se à ampliação do rol de pagadores dessa contratação, incluindo não apenas os consumidores regulados, mas também os consumidores do ambiente livre. Pela nova regra, os agentes deverão celebrar contratos de uso de potência de reserva de capacidade com a CCEE, retirando parte do ônus sobre a contratação do atributo da confiabilidade por fonte termelétrica do SIN, que hoje recai apenas sobre o mercado cativo das distribuidoras.

Esse novo arranjo setorial está em consonância com os desdobramentos da CP 33, que, dentre outros pontos, propôs a separação entre lastro e energia, bem como alinhado com o relatório do GT Modernização do Setor Elétrico, de 2019, constituindo-se como um modelo de transição, enquanto a separação não é implementada em sua integralidade.

Ainda assim, resta tratar do lastro associado aos contratos legados. As termelétricas são importantes e necessárias para a confiabilidade do sistema e seus custos deveriam ser arcados por todos os consumidores. Entretanto, conforme apontado, por deficiências no modelo setorial, até o momento tais custos foram arcados apenas pelos consumidores do ACR, a despeito destes representarem 63% da carga do SIN atualmente. Dessa forma, **os consumidores regulados têm, em seus contratos, um estoque para cobertura do lastro de confiabilidade do sistema bem superior àquele que deveriam suportar.** Ainda, conforme se intensificam as migrações para o ACL, o custo desse atributo termoelétrico passa a ser rateado entre um número cada vez menor de participantes, sobrecarregando as tarifas dos consumidores que permanecerem no ACR. Em síntese, é a chamada espiral da morte, quanto mais consumidores migram maior o custo para os que ficam até o momento de total desastre no sistema

4.3. Subsídios tarifários ao ACL

Conforme já citado, há, para o ACL, subsídios não extensíveis aos consumidores regulados, tornando o incentivo à migração ainda mais atrativa e aprofundando as distorções de preços entre os dois ambientes. Esse, em especial, é um tema que precisa ser tratado através de instrumento legal, como previsto no PL 414/2021, antes da promulgação de qualquer ato que permita o acesso dos consumidores conectados em Baixa Tensão ao ACL, sob o risco de criar direitos insustentáveis para o Setor.

4.3.1. Fontes Incentivadas

Nesse sentido, destaca-se o **desconto na TUSD** aplicável aos consumidores livres e especiais que compram sua energia de empreendimentos que se enquadram no rol de fontes incentivadas. Tal desconto está estabelecido legalmente, conforme se observa nos trechos extraídos da Lei nº 9.427/96:

"Art. 26.

§ 1º-A Para empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e, conforme regulamentação da Aneel, cogeração qualificada, a Aneel estipulará **percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia proveniente de tais empreendimentos, comercializada ou destinada à autoprodução, pelos aproveitamentos, desde que a potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja maior que 30.000 kW (trinta mil quilowatts) e menor ou igual a 300.000 kW (trezentos mil quilowatts) [...]**

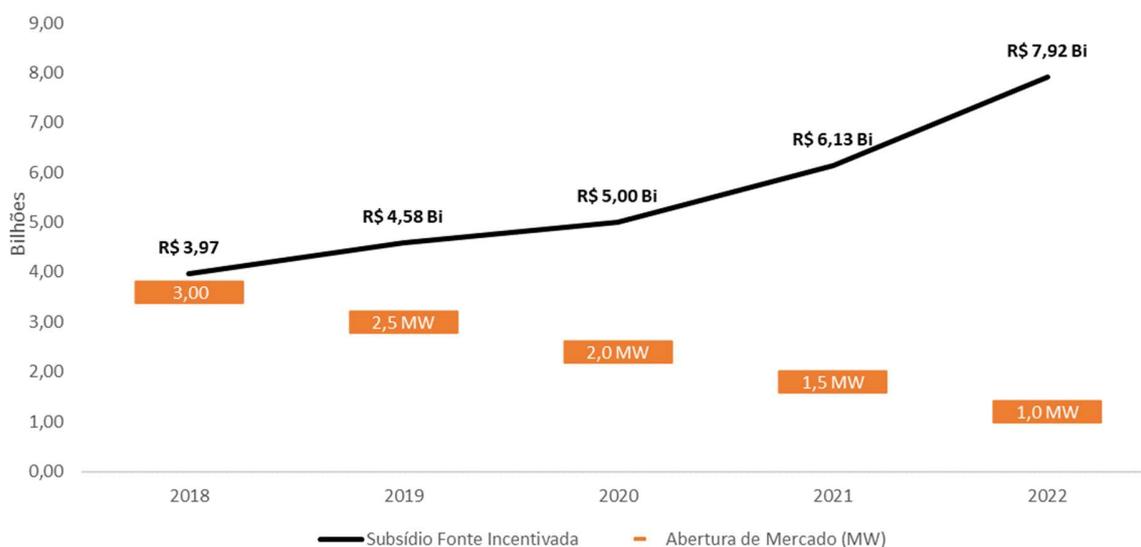
Como se pode observar, aos compradores dessa energia incentivada, oferece-se desconto mínimo de 50% na tarifa de uso do sistema de distribuição, TUSD. Apenas podem optar por comprar energia desses empreendimentos os consumidores do ACL, tornando o subsídio exclusivo a esse mercado.

Desde 2019, o mercado tem observado a abertura gradual do ACL pela redução dos requisitos mínimos de carga para o acesso ao ambiente. Por meio da Portaria MME nº 514, de dezembro de 2018, e posteriormente, da Portaria MME nº 465/2019, o requisito de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores foi reduzida, escalonadamente:

- **2019:** carga igual ou superior a 2.500 kW, atendido em qualquer nível de tensão;
- **2020:** carga igual ou superior a 2.000 kW, atendido em qualquer nível de tensão;
- **2021:** carga igual ou superior a 1.500 kW, atendido em qualquer nível de tensão;
- **2022:** carga igual ou superior a 1.000 kW, atendido em qualquer nível de tensão.

No Gráfico 15, observa-se a relação direta entre a abertura e o custo desse subsídio, pago através da CDE:

Gráfico 15 – Custos associados ao subsídio às fontes incentivadas



Fonte: Elaboração própria

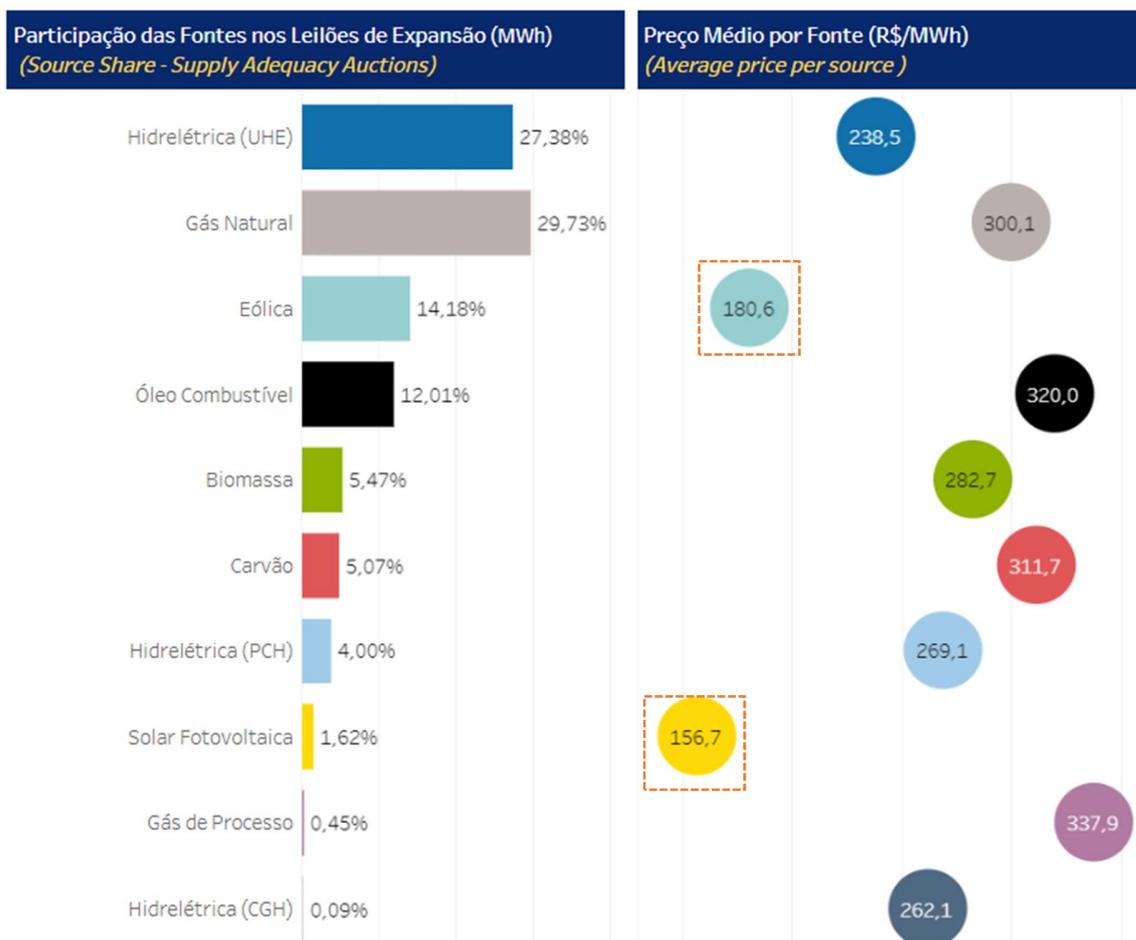
O gráfico demonstra claramente que a cada degrau, redução de patamar de carga para acesso ao ACL, há um custo de subsídio associado. O que se observa é o aumento de 100% (99,496%) no valor orçamentário da CDE para cobertura do desconto aos consumidores que suprem sua

demanda de energia através de empreendimentos que se enquadram nos termos do art. 26 da Lei nº 9.427/96.

Ao considerar o subsídio destinado exclusivamente aos consumidores pelo desconto mínimo de 50% sobre a TUSD, dos R\$ 7,92 bilhões verificados em 2022 no gráfico 4, R\$ 5,5 bilhões foram destinados a menos de 10 mil consumidores⁷. Ou seja, há um aumento de custo para todos os demais consumidores em benefício de uma minoria privilegiada que recebe subsídios atualmente desnecessários, haja visto a expressiva redução dos preços das fontes renováveis.

Pode-se afirmar que tais descontos não são mais necessários visto a evolução do preço comercializado da energia oriunda dessas fontes tanto no ACR como no ACL. O Gráfico 16 evidencia que a energia proveniente de fontes solar e eólica negociam os preços mais baixos dentre as fontes nos leilões regulados:

Gráfico 16 – Preço médio por fonte nos leilões regulados



Fonte: InfoLeilão – CCEE

⁷ Número superestimado considerando que todos os consumidores livres (1.132 agentes) compram energia de fonte incentivada, somando-se aos 8.798 consumidores especiais cadastrados na CCEE (dados de dez/2021).

Como se observa, a fonte solar tem sido comercializada, em média, a R\$ 156,70/MWh, ao passo que a fonte eólica, com a expressiva participação de 14,2% nos leilões de expansão, tem preço médio de R\$ 180,60/MWh. São as fontes com os menores preços de comercialização no ACR. Como era de se esperar, no ACL, a energia convencional é comercializada a R\$ 142,16/MWh e as fontes incentivadas, R\$ 171,81/MWh⁸. Ou seja, a escala de produção e o desenvolvimento tecnológico permitem que hoje, essas fontes subsidiadas, não precisem de qualquer favorecimento para produção. Da mesma forma, dado que a energia delas proveniente possui os menores preços de comercialização, não faz sentido oferecer subsídios na forma de desconto para que os compradores sejam incentivados a firmar contratos com esses empreendimentos. As regras de mercado e concorrência já as tornam muito atrativas.

Assim, esses subsídios não cumprem mais seu papel, representando hoje apenas um custo ao consumidor de energia elétrica que se traduz em transferência de renda do consumo em favor dos geradores. Sequer cabe a interpretação de que tais custos se revertem à sociedade pela redução dos custos de produção. A Figura 1 demonstra os preços praticados no mercado livre, divulgados semanalmente pela Consultoria DCide:

Figura 1 – Curva Forward – Mercado Livre

01-11-2022 / **Semana 44** ● ● ● ●

Índices Curva Forward	Índice R\$/MWh	Varição Semanal	Varição Mensal	Varição Anual
Convencional Trimestre ¹	58,88	-1,82% ▼	-3,96% ▼	-66,56% ▼
Convencional Longo Prazo ²	142,16	0,42% ▲	-5,92% ▼	-20,72% ▼
Incentivada 50% Trimestre ¹	86,86	-1,49% ▼	-6,10% ▼	-62,29% ▼
Incentivada 50% Longo Prazo ²	171,81	0,05% ▲	-6,29% ▼	-21,01% ▼
FCF da semana (SE ponderado) ³	55,70	0,00%	0,00%	-65,80% ▼

1 Reflete o preço de referência da energia, na respectiva fonte, de Novembro/2022 a Janeiro/2023 (trimestre móvel)
2 Reflete o preço médio de referência de energia, na respectiva fonte, de 2024 a 2027 (longo prazo).
3 Preços semanais da função de custo futuro do modelo DECOMP.
Fonte: Pesquisa de preços Dcide 31-10-2022.

Fonte: Dcide

Note-se que tanto os preços trimestrais quanto os de longo prazo são mais baixos para energia convencional quando comparadas à incentivada. Ou seja, por ser um produto com grande demanda, dado que permitem ao comprador receber descontos nas tarifas pelo uso da rede de distribuição, seguindo as regras de mercado, **os empreendimentos cobram um spread ao comercializar essa energia alcançada pelos descontos. Assim, a maior parte do subsídio é apropriada pelo próprio gerador, uma vez que o consumidor pagará menor TUSD, mas**

⁸ Dados obtidos em [Dashboard Dcide \(denergia.com.br\)](https://denergia.com.br), referentes a semana 42 (Índices Curva Forward de longo prazo - 19/10/2022)

seu custo com energia será majorado. Isso demonstra que além de desnecessário, o subsídio à fontes incentivadas é ineficiente.

Essas falhas de mercado provocadas por esse subsídio e as distorções alocativas que ele gera são agravados ao passo que o ACL se abre para consumidores conectados em níveis de tensão mais baixos. Isso se explica visto que **as tarifas (TUSD) aplicáveis aos consumidores aumentam conforme o nível de tensão de conexão baixa.** A razão pela qual isso ocorre baseia-se nos custos progressivos para atender consumidores em níveis de tensão inferiores àqueles em que a Distribuidora recebe a energia da rede de transmissão. Para atender uma residência, por exemplo, a infraestrutura para rebaixar a tensão e distribuir a energia recebida dos geradores é muito maior do que aquela necessária ao atendimento de uma grande indústria, conectada em 138 KV, por exemplo. Na literatura tarifária este conceito está vinculado a chamada “estrutura vertical” e está correlacionada ao investimento requerido no atendimento das cargas mais baixas.

Assim, a TUSD de aplicação para clientes do Grupo B é, aproximadamente, 87% mais elevada do que a TUSD média aplicável ao Grupo A, como demonstra a Tabela 3. Consequentemente, o subsídio deverá crescer exponencialmente se não houver uma mudança legal que restrinja o desconto na TUSD aos consumidores conectados em Alta Tensão (AT).

Tabela 3 – TUSD Transporte (Fio A + Fio B) em 2022

Subgrupo	Fio-A + Fio-B
	R\$/MWh
A2 Azul	55,1
A3 Azul	64,0
A4 Azul	136,2
A4 Verde	182,4
média grupo A	135,7
B1 Convencional	253,1

Fonte: PSR

Cabe destacar que, embora a Lei nº 14.120/2021 tenha trazido novas diretrizes para este subsídio, estabelecendo que a partir de março de 2022 novos geradores renováveis (à exceção das PCH) serão outorgados sem o benefício, o estoque de projetos que fazem jus ao benefício até o final de suas outorgas é bastante expressivo. A alteração citada encontra-se no art. 26 do instrumento legal:

"Art. 26.....

§1º C Os percentuais de redução de que tratam os §§1º, 1º A e 1º B deste artigo serão aplicados:

I - aos empreendimentos que solicitarem a outorga, conforme regulamento da Aneel, no prazo de até 12 (doze) meses, contado a partir da data de publicação deste inciso, e que iniciarem a operação de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data da outorga; e

II - ao montante acrescido de capacidade instalada, caso a solicitação de alteração da outorga que resulte em aumento na capacidade instalada do

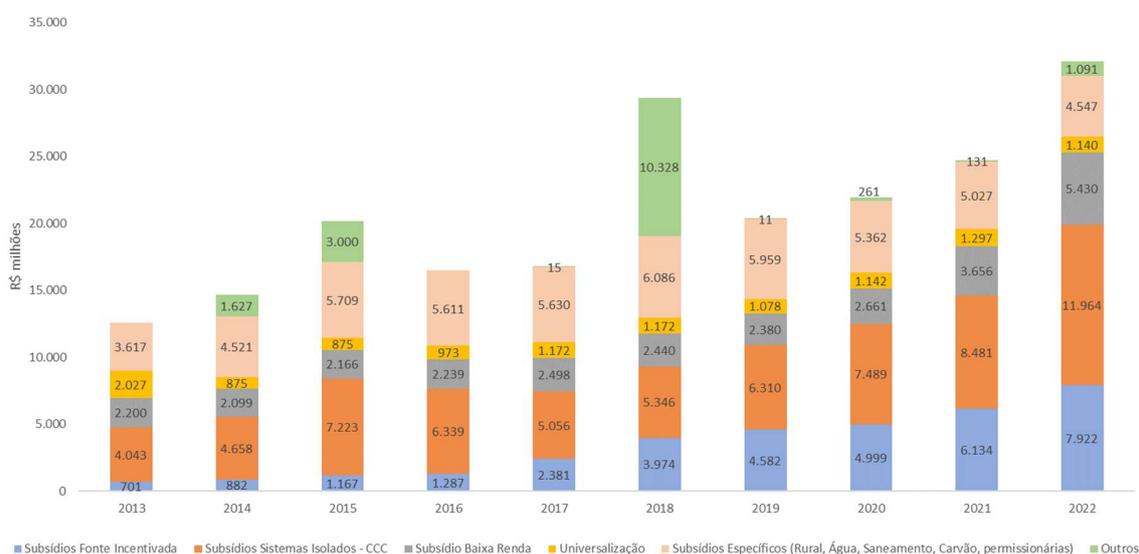
empreendimento seja realizada no prazo de até 12 (doze) meses, contado a partir da data de publicação deste inciso, e a operação de todas as unidades geradoras associadas à solicitação seja iniciada no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de publicação do ato que autoriza a alteração da outorga.

Com a “corrida ao ouro” provocada pelo período de transição previsto na Lei nº 14.120/2021, ainda que uma quantidade de empreendimentos não se viabilize, uma parcela relevante de garantia física com direito ao desconto será inserida no sistema, e, portanto, espera-se uma elevação dos subsídios aos geradores antes que estes comecem efetivamente a cair. Assim, projeta-se uma ampliação significativa dos custos do subsídio, já referido como ineficiente e desnecessário, aumentando a tarifa dos consumidores, especialmente daqueles que não quiserem ou não conseguirem migrar para o ACL, permanecendo no ACR. Consequentemente, as distorções de preço entre os mercados se agravarão.

4.3.2. Consequência: custos associados ao subsídio “fontes incentivadas”

Em 2022, a despesa estimada no orçamento da CDE para essa rubrica (Desconto Fonte Incentivada - Consumo e Geração) foi de R\$ 6,17 bilhões, equivalente a 19% da despesa total da CDE. Para o consumo e geração da transmissão, o custo orçamentário foi de R\$ 1,76 bilhões, representando 5% da despesa total. Como demonstrado no Gráfico 9, o subsídio custou para o setor elétrico R\$ 7,9 bilhões.

Gráfico 17 – Subsídios na CDE



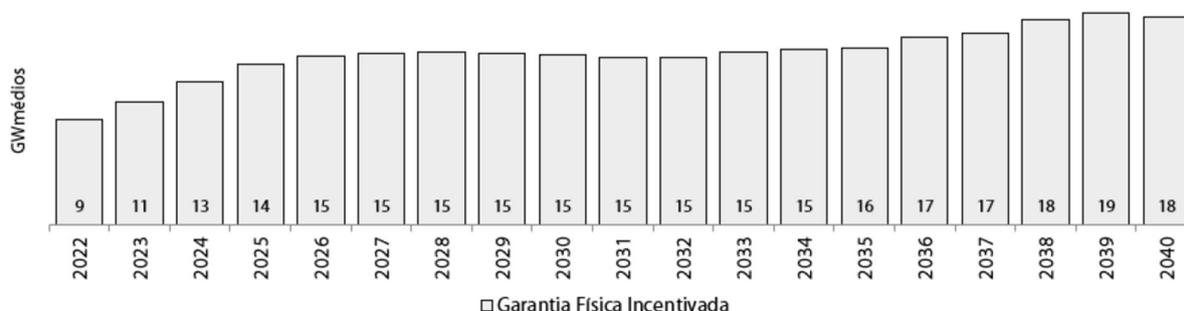
Fonte: CCEE. Elaboração própria

Entretanto, com o comando precipitado de abertura do mercado aos consumidores do Grupo B a partir de 2026, ou seja, sem os necessários passos preliminares que alterem o arcabouço legal e regulatório, o subsídio a consumidores de fontes incentivadas crescerá exponencialmente. A ABRADDEE projetou, a partir de um conjunto de premissas, a evolução do custo desse desconto sobre a CDE.

Parte-se da prerrogativa de que o subsídio para a energia associada à geração concedidos aos usuários conectados à rede de transmissão (geradores incentivados e consumidores) cresce de acordo com o aumento da geração renovável incentivada no cenário de expansão de longo prazo da PSR e com as perspectivas de TUST dos segmentos de consumo e geração. Assim, visando refletir as alterações trazidas pela Lei 14.120, utilizou-se a premissa de que os geradores que entrarem em operação após 2026 não terão mais direito ao desconto no “fio”. Além disso, embora a lei defina que o desconto é de, no mínimo 50% da TUSD, conservadoramente, não se adotou qualquer possibilidade de que esse desconto venha a aumentar, ou seja, por todo o período foi mantido o percentual atualmente vigente (metade da TUSD). A partir desses critérios, os Gráficos 18 e 19 apresentam o crescimento da Garantia Física de fontes incentivadas e a diferença de custos à CDE entre dois cenários: (1) concedendo o desconto a qualquer participante do ACL e (2) restringindo o desconto ao consumidor BT.

Ainda, as premissas utilizadas consideram que não migrariam usuários com consumo médio inferior a 150 kWh/mês, além dos pertencentes às classes Baixa Renda, Poder Público e Serviço Público. Dos demais consumidores, 100% migrariam. Em relação aos consumidores de AT/MT, considera-se o cronograma vigente nas portarias nº 465/2019 e nº 50/2022. Ademais, consumidores das classes Poder e Serviço Público que não migraram até o momento, adicionados aos novos elegíveis dessas mesmas classes, não foram considerados na migração. A partir dessas premissas, dos consumidores do ACR atual, 57% migrariam com a abertura do mercado, e o ACL abrangeria cerca de 70 da carga do SIN ao término da migração.

Gráfico 18 – Garantia Física Convencional



Fonte: PSR

O subsídio para consumidores especiais cresce de acordo com o crescimento da Garantia Física de energia incentivada destinada ao Mercado Livre, e com base nas perspectivas para a evolução do prêmio da energia incentivada. Assim, a partir do cenário energético acima traçado, o gráfico a seguir apresenta os custos projetados com o subsídio ao BT.

Gráfico 19 – Custo do Subsídio Fonte Incentivada ao BT



Fonte: Elaboração própria

As barras laranjas no gráfico representam o custo, em bilhões de Reais, do subsídio incremental caso se estenda o desconto na TUSD aos consumidores de Baixa Tensão. A linha, por sua vez, representa uma estimativa percentual da alocação do custo da CDE no ACR. Como se observa, ela não acompanha a proporção de consumo entre os ambientes (ACL/ACR). Para essa estimativa, assumiu-se uma proxy que considera a participação da autoprodução no mercado livre. O efeito isolado deste processo é a elevação do custeio dos encargos CDE pelo ACR ao longo dos anos, comparativamente à proporção deste ambiente na carga total do SIN. Nesse ponto, cabe lembrar que o art. 26 da Lei nº 11.488/2007 cria a figura de equiparação do consumidor ao autoprodutor, conferindo a possibilidade de que, mediante participação em SPEs usufruam do benefício do pagamento dos encargos CDE, CCC e Proinfa apenas com relação ao seu consumo líquido. Partindo dessa premissa, o mercado regulado pagaria até 2030 mais da metade da despesa de CDE. Ademais, a partir de 2032, a participação do ACR no pagamento da CDE volta a crescer, pela expectativa de crescimento mais acentuado do Autoprodutor de Energia (APE), comparativamente ao crescimento do ACL. A estimativa aponta que quando o subsídio atingir seu ápice, o consumidor do ACR estará custeando 46% da conta.

Assim, considerando o período 2026-2040, a extensão do subsídio fonte incentivada ao consumidor BT no Ambiente Livre **custaria, a Valor Presente Líquido⁹, R\$ 39 bilhões adicionais ao ACR, exclusivamente.**

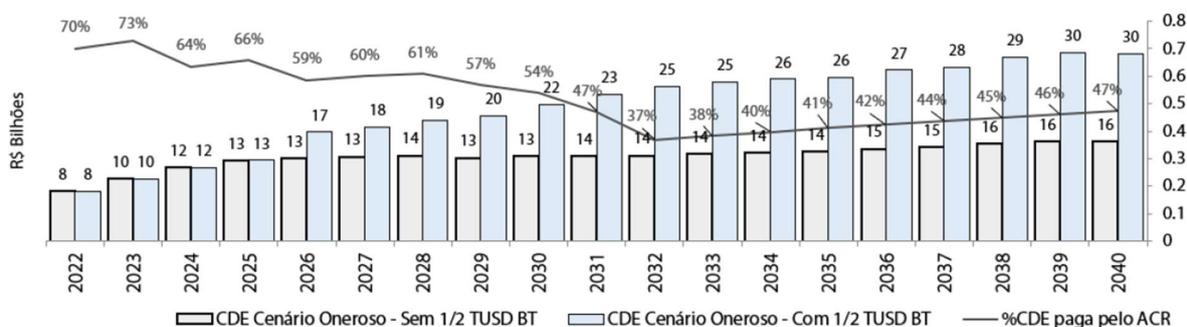
Ainda que se desconsidere a premissa assumida para alocação da CDE sobre o ACR, pode-se avaliar o custo do Subsídio a ser repassado à CDE e paga por todos os consumidores. O subsídio fonte incentivada ao BT, identificado pelas barras laranjas do Gráfico 19, **representaria um custo incremental, a valor presente líquido (VPL)¹⁰, de R\$ 82 bilhões.**

⁹ Valor das barras cinzas do Gráfico 11, descontadas à taxa de 7,15%.

¹⁰ Descontado a uma taxa de 7,15%.

Cabe lembrar, entretanto, que a abertura em curso do ACL já vem provocando custos ao ACR. O Gráfico 20 apresenta o valor do desconto subsidiado aos consumidores no mercado, com e sem a extensão do subsídio ao BT:

Gráfico 20 – Subsídio projetado 2022 – 2040



Fonte: PSR

As barras cinzas representam o subsídio sem o desconto extensível ao consumidor BT que migrar, nos termos da minuta de Portaria apresentada pelo MME. As barras azuis, por sua vez, adicionam às cinzas o custo do subsídio à baixa tensão. O VPL dos valores apresentados no cenário sem o desconto para o BT é de R\$ 133 bilhões. Parte considerável desse custo recairá sobre o consumidor regulado. Ao considerar o VPL das barras azuis, ou seja, do **subsídio concedido aos consumidores AT e MT** habilitados à migração nos termos das Portarias nº 465/2019 e nº 50/2022, **com o que poderia ser concedido aos consumidores do Grupo B, o custo aumenta para R\$ 200 bilhões entre 2023 e 2040**. Assumindo a premissa de **alocação dos custos sobre o ACR**, representado pela linha do Gráfico 20, **o valor do subsídio pago pelo mercado regulado até 2040 excede os R\$ 102 bilhões¹¹**.

Ou seja, o “exercício da opção pelo consumidor” conectado em **Baixa Tensão de migrar para o ACL, nos termos da proposta apresentada na CP 137/2021, provocará aumento de R\$ 82 bilhões na CDE e deixará um custo de R\$ 39 bilhões para o consumidor regulado. Entretanto, o subsídio total pago pelo ACR até 2040 para custear os descontos concedidos exclusivamente a consumidores livres ultrapassa R\$ 102 bilhões. Novamente, percebe-se uma clara violação do art. 15, § 5º, da Lei nº 9.074/95.**

4.3.3. Subsídio fonte incentivada não é solução para o subsídio MMGD

No item 4.26 da Nota Técnica nº 29/2022/ASSEC, disponibilizada na CP nº 137/2022/MME, lê-se a afirmação de que “a proposta de abertura do mercado resultará em menor impacto do que aquele já provocado pela MMGD, uma vez que o consumidor ao migrar para o ACL permanece com parte dos custos da CDE e dos encargos setoriais”. Na visão da ABRADDEE, é um equívoco ampliar o subsídio relacionado às fontes incentivadas como instrumento de contenção do subsídio à Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD).

¹¹ R\$ 102,40 bilhões, descontados à taxa de 7,15%.

Há anos, a ABRADEE vem chamando atenção para os subsídios cruzados provocados pela MMGD. Embora não sejam claramente percebidos em um componente tarifário, como a CDE, a transferência de custos entre usuários com e sem geração distribuída. O custo do subsídio à microgeração e minigeração distribuída, estimado entre 2022 e 2045, resulta em um VPL de R\$ 103 bilhões.

Nada obstante, não há razões econômicas para imaginar que a abertura de mercado venha a reduzir essa projeção. Ao contrário, como demonstrado em 4.3.2, adicionará R\$ 39 bilhões ao mercado regulado.

É preciso considerar que desde a publicação da Lei nº 14.300/2022, também chamada de Marco Legal da Geração Distribuída, foi endereçado parte do problema da MMGD. Em rápida síntese, a Lei estabeleceu uma regra para limitar o subsídio a novos participantes. Os trechos a seguir, extraídos do Marco Legal, evidenciam essa conclusão.

Art. 17. Após o período de transição de que tratam os arts. 26 e 27 desta Lei, as unidades participantes do SCEE ficarão sujeitas às regras tarifárias estabelecidas pela Aneel para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída.

Art 26. As disposições constantes do art. 17 desta Lei não se aplicam até 31 de dezembro de 2045 para unidades beneficiárias da energia oriunda de microgeradores e minigeradores:

I - existentes na data de publicação desta Lei; ou

II - que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora em até 12 (doze) meses contados da publicação desta Lei.

(...)

§ 3º Os empreendimentos referidos no inciso II do caput deste artigo, além das disposições dos arts. 4º, 5º e 6º desta Lei, devem observar os seguintes prazos para dar início à injeção de energia pela central geradora, contados da data de emissão do parecer de acesso:

I - 120 (cento e vinte) dias para microgeradores distribuídos, independentemente da fonte;

II - 12 (doze) meses para minigeradores de fonte solar; ou

III - 30 (trinta) meses para minigeradores das demais fontes.

Art. 27. O faturamento de energia das unidades participantes do SCEE não abrangidas pelo art. 26 desta Lei deve considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada dos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição:

I - 15% (quinze por cento) a partir de 2023;

II - 30% (trinta por cento) a partir de 2024;

III - **45%** (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025;

IV - **60%** (sessenta por cento) a partir de 2026;

V - **75%** (setenta e cinco por cento) a partir de 2027;

VI - **90%** (noventa por cento) a partir de 2028;

VII - **a regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029.**

§ 1º **Para as unidades de minigeração distribuída acima de 500 kW (quinhentos quilowatts) em fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto ou na modalidade geração compartilhada em que um único titular detenha 25% (vinte e cinco por cento) ou mais da participação do excedente de energia elétrica, o faturamento de energia das unidades participantes do SCEE deve considerar, até 2028, a incidência:**

I - de 100% (cem por cento) das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição;

II - de 40% (quarenta por cento) das componentes tarifárias relativas ao uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica, ao uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV (duzentos e trinta quilovolts) e das Demais Instalações de Transmissão (DIT) compartilhadas, ao uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras e à conexão às instalações de transmissão ou de distribuição;

III - de 100% (cem por cento) dos encargos Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); e

IV - da regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029.

§ 2º **Para as unidades que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora entre o 13º (décimo terceiro) e o 18º (décimo oitavo) mês contados da data de publicação desta Lei, a aplicação do art. 17 desta Lei dar-se-á a partir de 2031.**

Os destaques da Lei 14.300/2022 evidenciam diferentes situações, sintetizadas a seguir:

- **Subsídio integral** até 2045 para MMGD existentes ou que ingressarem pedido de conexão junto à distribuidora até 06 de janeiro de 2023;
- **Subsídio decrescente até 2029** para geradores instalados junto à carga, ou autoconsumo remoto com potência inferior a 500 kW;
- **Subsídio reduzido e decrescente até 2029** para modalidade de autoconsumo remoto (potência superior a 500 kW);
- **Subsídio decrescente até 2030** para geradores que solicitarem conexão entre o 13º e 18º mês após a publicação da Lei, ou seja, entre fevereiro e julho de 2023.

Como a abertura de mercado impactaria cada um desses grupos de beneficiários? O primeiro grupo, que recebe subsídio integral, não deixaria de participar do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) associados à MMGD para migrar ao ACL, afinal, não há razão para trocar um subsídio quase integral de sua despesa até 2045 por um desconto de 50% da TUSD.

Assim, para 1.402.390 geradores distribuídos, que correspondem a 14,9 GW de Potência Instalada, a sinalização de abertura do mercado não fará a menor diferença, em termos de custo do subsídio à MMGD até 2045.

Para o consumidor de menor porte, que “compra” remotamente créditos de energia de uma Usina Geração de pequeno porte (menor ou igual a 500 kW) que porventura não ingressou com pedido de conexão até a data delimitada na Lei nº 14.300/2022, o subsídio de MMGD perdurará até 2028, pois em 2029 já pagará pelas parcelas não relacionadas à energia. Ou seja, a abertura de mercado em 2028 não altera a decisão desse consumidor de receber o benefício decrescente da MMGD. Ao contrário, lhe permite que, a partir de 2029, migre para o ACL e receba o subsídio concedido aos compradores de fontes incentivadas no ACL. A mesma lógica se aplica aos consumidores que aderem a modalidade autoconsumo remoto de usinas de grande porte.

Ou seja, a extensão do subsídio de fontes incentivadas à Baixa Tensão apenas cria uma alternativa de desconto para consumidores que deixariam de receber o subsídio da MMGD em 2029, e que agora passarão a se beneficiar de um subsídio ao qual, hoje, não possuem direito de acessar. **Não é demais relembrar que descontos e subsídios não são economia, mas uma transferência de custo entre participantes.** Para que um subsídio seja concedido, alguém precisa pagar por ele. **No caso do desconto para fontes incentivadas, embora seu custeio seja feito através da CDE, como evidenciado, o consumidor regulado, que não tem subsídio de MMGD nem desconto na TUSD exclusivo ao ACL, pagará R\$ 39 bilhões, representando uma transferência injusta, indevida e ilegal de custos.**

4.4. Subsídios cruzados entre as atividades de D&C

Existem subsídios cruzados entre as atividades de distribuição e comercialização, os quais acabam ficando implícitos nos resultados econômico-financeiros das concessionárias de distribuição que, atualmente, exercem as duas atividades. Por sua vez, a Lei nº 8.987/95 assegura a preservação desse equilíbrio nos contratos de concessão. Para garantir a sustentabilidade dos contratos, é fundamental que a receita e custos de cada atividade sejam conhecidos e tratados de maneira segregada, ou seja, que ocorra a separação contábil, regulatória e, futuramente, contratual entre Distribuição e Comercialização Regulada.

A separação D&C é parte de um conjunto de medidas necessárias à abertura do mercado de energia para o segmento de baixa tensão, sendo um dos principais elementos desse processo. A abertura exigirá correções de problemas existentes no modelo atual, especialmente relacionados a subsídios entre as atividades de distribuição e comercialização para o mercado regulado.

É importante adotar medidas para evitar que usuários da rede não subsidiem consumidores de energia, e vice e versa. É importante evitar também que os acionistas das concessionárias sejam indevidamente impactados por decisões de políticas públicas, o que teria efeitos negativos sobre investimentos de desincentivos a ganhos de eficiência.

A ausência de separação entre as atividades resulta em algumas consequências negativas para o setor elétrico, que irão se ampliar com o processo de abertura para o mercado de baixa tensão. A principal é que ela pode provocar subsídios entre as atividades. Por exemplo, os custos operacionais relacionados à atividade de comercialização são atualmente alocados a todos os consumidores, livres e cativos, tais como:

- I. custos de pessoal, material, serviços e outros, além de sistemas de informação, destinados a prover a estrutura de gestão da compra de energia para os consumidores regulados, que são repassados ao nível eficiente para todos os consumidores, inclusive os livres;
- II. custos e benefícios da regularização no combate às perdas de energia, que não possuem repasse uniforme entre consumidores livres e regulados; e
- III. custos eventuais de instalações móveis e imóveis referentes à comercialização regulada.

Há também subsídios dos acionistas das distribuidoras para a comercialização de energia. Dentre eles, pode-se citar o não repasse integral aos consumidores dos custos relacionados a ativos e passivos financeiros setoriais.

Outro exemplo de como a atividade de distribuição subsidia a atividade de comercialização está nas regras de reequilíbrio econômico e financeiro (Submódulo 2.9 do PRORET). A regulação estabelece, ainda que de forma implícita, que o caixa da atividade de distribuição deve ser considerado como um “lastro financeiro” para a comercialização. Isso, porque, de acordo com a regra, os desvios de parcela A só ensejam reequilíbrio econômico e financeiro se superarem um certo limite do EBITDA da atividade de distribuição. Esse subsídio recai também sobre os acionistas das distribuidoras.

São bem conhecidas na teoria econômica as distorções causadas por subsídios. A principal é que eles geram preços relativos que não refletem os custos marginais dos serviços/produtos e, como consequência, ineficiência alocativa. Essa ineficiência será tanto maior quanto maior o peso do subsídio nos preços finais.

Há dois efeitos mais específicos para o setor elétrico brasileiro que devem ser destacados. O primeiro é que os subsídios que vêm sendo carregados pelos acionistas das distribuidoras diminuem a remuneração da atividade de distribuição, com reflexos negativos sobre investimentos e aumento de custo de capital. Independentemente da abertura do mercado, essa distorção precisa ser corrigida.

O segundo é que os subsídios geram valores de margens de comercialização irrealistas. Quando ela representa uma pequena fração do custo total de energia, como ocorre com consumidores “maiores”, o impacto tende a ser menor. No entanto, para consumidores de baixa tensão, a margem certamente terá um peso maior no custo final. Nesse caso, os subsídios podem gerar incentivos distorcidos de migração ou permanência no ACR.

Um outro aspecto importante é que a abertura para o mercado de baixa tensão irá ampliar substancialmente o volume de consumidores migrando para o ACL e retornando para o ACR. A Portaria, trazida à Consulta Pública, inclusive prevê em seu art. 2º tal movimento ao estabelecer infralegalmente o papel do Supridor de Última Instância (SUI), atribuindo-o às distribuidoras, e definindo sua responsabilidade de atendimento de clientes por prazo determinado. Esse movimento pode provocar variações relevantes de receita de comercialização em um curto período. Para garantir o equilíbrio econômico e financeiro da atividade de comercialização, é fundamental que sua receita e seus custos sejam conhecidos e tratados de forma separada da atividade de distribuição.

Dessa maneira, faz-se mister promover a separação das atividades, antes da abertura do mercado ao BT. Entretanto, a criação do SUI por portaria acarreta outros problemas, apresentados no Tópico 4.5.

4.5. Atendimento aos consumidores preteridos pelo ACL

A experiência recente da abertura de mercado, que vem ocorrendo desde 2019, evidencia que nem todo consumidor que cumpre os requisitos para acesso ao ACL opta por migrar. De outro lado, muitos consumidores que migraram optam por retornar ao ACR. Há ainda, aqueles consumidores que foram desligados da CCEE, seja por descumprimento, seja de forma compulsória. A Figura 2, obtida do site da CCEE, demonstra os desligamentos por classes de agentes ocorridos em 2021:

Figura 2 – Desligamentos CCEE 2021

	Por Descumprimento	Compulsório
Autoprodutor	0	0
Comercializador	4	0
Consumidor Especial	9	4
Consumidor Livre	0	1
Produtor Independente	2	0
Total Geral	15	5

Fonte: CCEE

Como se observa, foram 20 agentes desligados, número relativamente baixo considerando o total de 12.240 agentes cadastrados na Câmara. O desligamento ocorre quando agentes descumprem obrigações financeiras ou perdem a condição de operação, conforme a Resolução Normativa Aneel nº 957/2021. Ao longo de 2021, cerca de 60 procedimentos de desligamento por descumprimento de obrigações foram iniciados pela CCEE, sendo estes apresentados na figura concluídos com a exclusão do agente.

Entretanto, 718 processos foram iniciados em 2021 pela CCEE promovendo ações informativas para evitar inadimplências que venham a ser causadas por erros operacionais cometidos pelos agentes. Cerca de metade dos processos foi arquivado pelo agente ter se mantido adimplente por 6 meses após a abertura do processo. Outros 284 estão em monitoramento e 86 em andamento. Os demais resultaram na deliberação pelo desligamento.

Esses dados evidenciam que, mesmo considerando grandes consumidores, ocorrem casos de agentes que são expulsos do ACL, que se somam àqueles que desistem do mercado livre e àqueles que nunca migraram, que precisaram buscar o atendimento de suas demandas junto ao mercado regulado (ACR) ou temporariamente com o supridor de última instância.

Nesse ponto, diferenciam-se esses agentes. Aquele consumidor que não migra do ACR para o ACL por escolha sua, ou por não haver comercializador varejista interessado em atendê-lo (por exemplo, consumidores com CPF negativado, com histórico de inadimplência junto a sua distribuidora ou com processos de recuperação de receita por furto ou fraude), será atendido pelo comercializador regulado. Como demonstrado em 4.4, tal situação justifica a separação prévia à abertura das atividades de D&C.

De outro lado, há o consumidor que se arrepende da migração. A este, a distribuidora, se estiver desempenhado o papel de Comercializador Regulado, não tem a obrigação legal de atender salvo após o transcurso de um prazo de 5 (cinco) anos, como dispões a Lei nº 9.074, em seu art. 15, § 8º:

*"Art. 15.....
*

*§ 8º Os consumidores que exercerem a opção prevista neste artigo e no art. 16 desta Lei poderão retornar à condição de consumidor atendido mediante tarifa regulada, garantida a continuidade da prestação dos serviços, nos termos da lei e da regulamentação, desde que informem à concessionária, à permissionária ou à autorizada de distribuição local, **com antecedência mínima de 5 (cinco) anos.***

Legalmente, se um consumidor livre quiser retornar ao ACR, precisa notificar a Concessionária com 5 anos de antecedência. A distribuidora, se desejar, pode aceitar o retorno antecipado do consumidor. Mas, a lei estabelece a prerrogativa de que o consumidor possa retornar ao mercado regulado apenas após 5 anos de sua denúncia. Ou seja, desistentes que queiram voltar do ACL para o ACR não poderão fazê-lo, a menos que a distribuidora ou quem estiver desempenhando o papel de comercializador regulado o aceite antes do prazo legal.

Da mesma forma, aqueles que forem excluídos do ACL, compulsoriamente ou por descumprimento, não podem retornar ao ACR. As consequências do desligamento podem ser verificadas no art. 4º, §9º, da Lei nº 10.848/04 e no art. 50, § 3º, da REN nº 957/2021:

Lei nº 10.848/04:

*"Art. 4º.....
*

*§9º O desligamento da CCEE de consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e o § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, ensejará a **suspensão do fornecimento de energia elétrica a todas as unidades consumidoras modeladas na CCEE.***

REN nº 957/2021:

*"Art. 15.....
*

*O inadimplemento de consumidor especial ou livre implica seu desligamento da CCEE e a **suspensão do fornecimento a todas as unidades consumidoras modeladas sob seu perfil na CCEE**, operando-se os efeitos do desligamento a partir do primeiro dia do mês subsequente à efetivação da última suspensão do fornecimento à unidade consumidora*

Igualmente, aos consumidores que migraram com suporte de comercializador varejista, como se propõe a todos os consumidores do Grupo B, a Lei 10.848 define:

Art. 4º-A. A comercialização no ambiente de contratação livre poderá ser realizada mediante a comercialização varejista, conforme regulamento da Aneel, caracterizada pela representação, por agentes da CCEE habilitados, das pessoas físicas ou jurídicas a quem seja facultado não aderir à CCEE.

§ 1º O encerramento da representação dos consumidores de que trata o § 1º do art. 4º desta Lei por gerador varejista ou por comercializador varejista, conforme condições e procedimentos regulados pela Aneel, poderá ocorrer, entre outras, pelas seguintes razões:

I - rescisão do contrato, mediante declaração de vontade, por denúncia à prorrogação da representação contratada;

II - resolução do contrato em virtude de inexecução contratual; e

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

§ 2º Caso o consumidor não diligencie pela continuidade de seu atendimento em termos da energia consumida, conforme regulamento da Aneel, o encerramento de sua representação por gerador varejista ou por comercializador varejista ensejará a suspensão do fornecimento de energia elétrica a todas as suas unidades consumidoras modeladas sob o varejista.

Ou seja, para esses consumidores representados por comercializador varejista, se tiverem seu contrato resolvido, rescisão do contrato ou desligamento do gerador ou comercializador varejista, que o representa, deverá diligenciar pela continuidade do seu atendimento no ACL, e não retornar ao ACR, afinal, como demonstrado na previsão legal, tal retorno somente se dará após 5 anos da notificação, se assim desejar a distribuidora (ou, no caso defendido pela ABRADDEE, aquele que desempenhar o papel de comercializador regulado).

A despeito dessas disposições legais vigentes, a minuta de Portaria, trouxe em seu art. 2º o seguinte comando:

Art. 2º As concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, na figura de Supridores de Última Instância – SUI, serão responsáveis pelo atendimento aos consumidores da sua área de concessão no caso de encerramento da representação por agente varejista, nos termos do § 1º do art. 4º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, observado o disposto no § 2º do art. 4º-A da Lei nº 10.848, de 2004.

§ 1º O atendimento nas condições de que trata o caput deverá ser efetuado por até 90 (noventa) dias, por meio de condições e tarifas reguladas, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

§ 2º O SUI não será responsável por eventuais pendências do consumidor junto à CCEE decorrentes do encerramento da representação de que trata o caput.

§ 3º Caberá ao consumidor tomar as providências para a contratação de nova representação junto à CCEE.

No caput do artigo, o MME impõe sobre as distribuidoras a responsabilidade de atuarem como SUI. Embora seja uma decisão razoável, especialmente nos momentos iniciais da transição, por questão de segurança jurídica, uma Portaria não parece à ABRADDEE o instrumento adequado para definição desse papel. Em especial, haja vista que os atuais contratos de concessão e a regulação vigente não preveem tal responsabilidade às concessionárias e permissionárias de distribuição, ou mesmo uma receita adequada pelo papel.

Ainda no § 1º, define-se o tempo pelo qual o consumidor poderá ser atendido no SUI – até 90 dias. Novamente, embora a Lei nº 10.848/2004 não defina um prazo para avaliação do § 2º do art. 4º-A, ou seja, para que o consumidor busque e firme contratos com outro comercializador varejista. De novo, embora a ABRADDEE não esteja questionando o mérito do prazo proposto, o instrumento certamente não é adequado.

O estabelecimento da figura do Supridor de Última Instância é uma medida necessária e em consonância com os estudos conduzidos pelo MME na CP 21/2016, CP 33/2017 e no relatório final do GT Modernização do Setor Elétrico, instituído pela Portaria MME nº 187/2019, bem como em linha com os estudos da ANEEL e da CCEE. Contudo, as responsabilidades e o regime econômico-financeiro do SUI, bem como a definição de quais consumidores terão direito a este atendimento, em nosso entender, precisam ser definidos em lei.

4.6. Tarifas obsoletas

Hoje, aplicam-se aos consumidores de BT, unicamente tarifas monômias, ou volumétricas. Isso significa, simplificada, que a receita de faturamento desses clientes depende exclusivamente do montante de energia consumida. A título de comparação, aos consumidores conectados em Alta Tensão, a tarifa é binômia. Ou seja, parte dela volumétrica, com faturamento associado à energia (KWh) e parte associada à demanda utilizada (KW), remunerando a infraestrutura disponibilizada independentemente do consumo de energia.

Embora tarifas monômias sejam reconhecidamente mais simples, tanto do ponto de vista de aplicação pela distribuidora como de compreensão por parte do consumidor, a teoria econômica demonstra que essa modalidade apresenta fragilidades para recuperação dos custos incorridos com a infraestrutura de distribuição, bem como na sinalização de preços acerca da onerosidade do uso da rede elétrica ao consumidor.

Ademais, esse modelo tarifário exclusivamente volumétrico, aplicado ao Grupo B, traz riscos de desequilíbrios às concessionárias, dado que o setor passa a depender especificamente do consumo das unidades consumidoras. Ou seja, as distribuidoras ficam à mercê de cenários conjunturais adversos.

Ainda, tarifas monômias não trazem incentivos à promoção de campanhas de efficientização ou redução de consumo, como recentemente realizado no período de crise hidroenergética (Redução Voluntária de Consumo). Por fim, a tarifação volumétrica também torna mais difícil identificar a presença de subsídios cruzados entre classes de consumo.

Assim, é indispensável o desenho de modelos de tarifação ao Grupo B capazes de recuperar devidamente os custos pelo uso da rede de distribuição, garantindo a sustentabilidade do segmento. As tarifas multipartes aproximam a estrutura de preços da estrutura de custos, o que é altamente desejável. Adicionalmente, trazem maior eficiência alocativa e permitem a estabilização da receita das distribuidoras, mesmo diante de eventos conjunturais adversos. Ademais, em um cenário de modernização, com a introdução de Recursos Energéticos Distribuídos, como geração descentralizada, armazenamento, veículos elétricos e programas de resposta à demanda, é essencial que o mercado possa contar com tarifas que acompanhem essa evolução do Setor Elétrico.

Pelo lado do consumidor, mantém uma razoável simplicidade e auxilia na redução de subsídios cruzados, sem sobressaltos tarifários. Esse desenho não volumétrico oferece a correta sinalização de preços ao consumidor, tanto para compreensão do custo associado à infraestrutura, quanto para a razoabilidade no dimensionamento das suas instalações.

Assim, a abertura de mercado deve ser acompanhada da modernização tarifária. O modelo atual aplicável ao BT é obsoleto, pois baseia-se na lógica tradicional de um sistema com fluxos unidirecionais, geração centralizada e consumidores passivos. Assim, o redesenho das tarifas do Grupo B estão intimamente relacionadas à sustentabilidade e equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, a correção de falhas alocativas provocadas pela tarifa volumétrica e a liberdade de escolha e empoderamento dos consumidores.

4.7. Insustentabilidade do segmento de distribuição

A Lei nº 8.987/95 dispõe, em seu art. 9º, que as tarifas aplicáveis pelas concessionárias de distribuição devem garantir a preservação do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos. Por sua vez, a Lei nº 12.783/13, regulada pelo Decreto nº 8.461/15, definiu que a renovação das concessões, atingidas pelo art. 7º da Lei decorrente da Medida Provisória nº 579/12, deveria pautar-se por critérios de eficiência com relação à gestão econômica e financeira das distribuidoras.

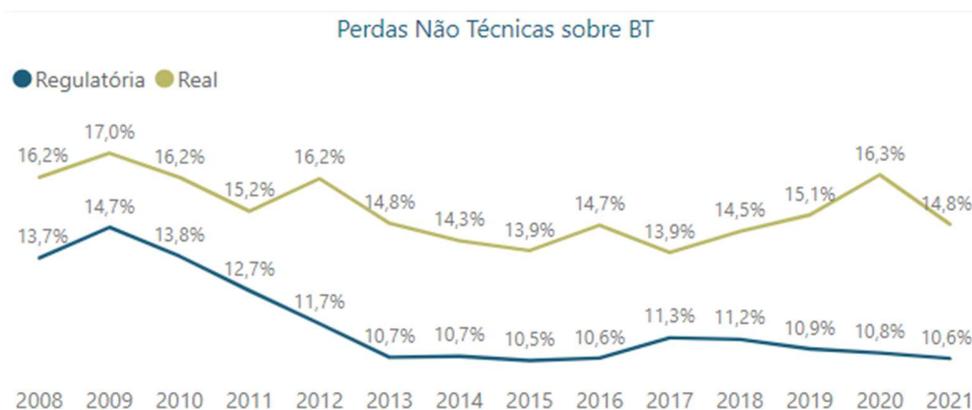
Nos contratos de concessão renovados nos termos do decreto, foi incluída cláusula de sustentabilidade, onde a distribuidora se compromete a preservar durante toda a concessão o equilíbrio econômico e financeiro. O descumprimento dessa cláusula implica em limitações na distribuição de dividendos, inserção em regime restritivo de contratos e exigência de aportes de capital pelos Controladores, sem prejuízo de outras ações fiscalizatórias. Ainda mais grave, os contratos trazem a previsão de extinção da concessão, após abertura de processo administrativo, caso a distribuidora venha a violar, por um número contratualmente determinado de anos consecutivos a cláusula de sustentabilidade.

Assim, dadas as graves consequências associadas ao descumprimento da obrigação de preservação do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, é preciso que haja uma profunda análise dos efeitos da abertura do Mercado aos consumidores conectados em BT para garantir que esse movimento não provoque desequilíbrios, tornando insustentável a manutenção da adimplência contratual.

A respeito desse tema, a ABRADEE apresenta preocupações em relação a dois pontos: o reconhecimento de perdas e o aumento proporcional da inadimplência resultantes da abertura do ACL à Baixa Tensão. Via de regra, espera-se que os consumidores que optam por migrar e que são aceitos no mercado livre são aqueles que não furtam energia e que se mostram bons pagadores. Com sua saída do ACR para o ACL, percentualmente, o ACR vai apresentar forte crescimento de perdas comerciais e inadimplência. Entretanto, o reconhecimento tarifário desse fenômeno, pelas regras vigentes, apresentará um *delay*, sobrecarregando e, em alguns casos, inviabilizando a sustentabilidade financeira dos concessionários.

As perdas não técnicas, por exemplo, são percentualmente mensuradas sobre o mercado de Baixa Tensão. O gráfico abaixo demonstra sua evolução nos últimos 14 anos.

Gráfico 21 – Evolução das PnT no Brasil



Fonte: ANEEL

Em 2021, as perdas comerciais representavam 14,8% do mercado de Baixa Tensão no SIN. Como demonstra o Gráfico 21, entretanto, o reconhecimento tarifário limitava-se a 10,6% do mercado BT. A abordagem utilizada para a definição dos níveis regulatórios de perdas não técnicas é o da análise comparativa – *yardstick competition*. Essa análise utiliza uma matriz de probabilidade de comparação entre diferentes áreas de concessão considerando suas complexidades socioeconômicas. Assim, comparam-se regiões similares e aplica-se um método de *benchmark* entre concessões. Ou seja, exige-se de distribuidoras em áreas de complexidade de atuação similar, resultados semelhantes aos da empresa mais eficiente no combate às perdas não técnicas, definindo-se uma meta de perdas para cada área de concessão.

Ocorre que esse modelo não foi desenhado para um cenário de abertura do mercado de Baixa Tensão. As migrações ocorrerão de forma assimétrica entre as diferentes áreas de concessão e regiões do país, como se conclui da disparidade de participação e composição do Mercado BT, apresentada no capítulo 3 desta contribuição. Assim, embora, *Ceteris Paribus*, o numerador dessa equação, ou seja, o volume de energia perdida (PNT) seja mantido, o denominador - o mercado de Baixa Tensão – será fortemente alterado na proposta da CP 137/2022. Logo, o delta entre perdas regulatórias e perdas reais aumentará significativamente entre ciclos tarifários, traduzindo-se em desequilíbrios econômicos e financeiros às distribuidoras.

Similarmente, espera-se fenômeno similar para os índices de inadimplência. Com a migração de bons pagadores para o ACL e com a redução do faturamento, em especial com Parcela A, espera-se um aumento relativo dos valores inadimplidos em relação a Receita Requerida das Distribuidoras. Nesse ponto, sequer se quantifica a expectativa de que o aumento tarifário aos consumidores do ACR pelos custos deixados pelos consumidores que migram, no modelo proposto na Portaria apresentada na CP 137/2022, deve levar a um aumento da inadimplência pelo aumento do valor da fatura. Ou seja, considera-se apenas o aumento relativo, percentual, da inadimplência, sem levar em conta a provável elevação absoluta dos montantes inadimplidos.

Confirmando-se o aumento relativo, novamente, provoca-se um desequilíbrio econômico e financeiro às distribuidoras. Isso porque a metodologia que define os valores reconhecidos na tarifa com Receitas Irrecuperáveis parte da “mediana dos faturamentos não recebidos de 49 a 60 meses das datas de referência”. (PRORET 2.6 A) Ou seja, a inadimplência associada à

abertura de mercado somente passará a ser reconhecida na metodologia, a partir do 4º ano. Até que ocorra a atualização da base de dados, as distribuidoras irão arcar com esse descasamento, utilizando recursos da Parcela B para tanto, ou seja, de uma parcela sem neutralidade. Ademais, o balanço das empresas será afetado pela provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa (PCLD), impactando a remuneração do segmento.

Questões regulatórias como estas precisam ser devidamente endereçadas antes da abertura do ACL. Não as considerar coloca em risco o segmento de distribuição, essencial e indispensável para a modernização e abertura do mercado. **Ameaçando sua sustentabilidade por promover desequilíbrios financeiros e econômicos é também clara violação dos contratos de concessão, bem como do comando legal estabelecido nas Leis 8.987/95 e 12.783/13 e normativo, regulamentado pelo Decreto nº 8.461/15.**

Há ainda de se considerar que a minuta de Portaria, além de designar o papel de SUI às distribuidoras, em seu art. 2º, impõe ainda sobre esses agentes de distribuição a responsabilidade pela agregação de medidores. Assim como destacado em 4.5, não se analisa aqui a essência ou razoabilidade da designação. Parece bem à ABRADEE que, em especial, nas fases iniciais da abertura, os papéis de SUI e de agregador sejam desempenhados pela distribuidora. Entretanto, o arcabouço legal e regulatório não prevê tais obrigações aos concessionários e permissionários. Naturalmente, também não se prevê receitas pela execução desses serviços. Assim, a designação desses papéis às distribuidoras, além da fragilidade jurídica associada ao instrumento que impõe tais responsabilidades (Portaria Interministerial não assegura adequadamente o direito da distribuidora em desempenhar o papel), não ser tal responsabilidade precedida de discussões acerca da receita devida por esses serviços de supridor e agregador colocam em risco a sustentabilidade econômica e financeira das distribuidoras.

4.8. Conclusões

Nesse capítulo, foram caracterizados os problemas associados a abertura do mercado livre ao consumidor BT sem os devidos tratamentos e por meio de Portaria Interministerial. Conforme evidenciado, há quatro questões a serem enfrentadas:

- Contratos legados e os problemas a eles associados (sobrecontratação estrutural, distorções de preços, falhas competitivas, alocação indevida dos custos de confiabilidade, insuficiência e ineficiência dos instrumentos de gestão de portfólio);
- Aumento dos subsídios ao ACL;
- Obsolescência tarifária; e
- Sustentabilidade do segmento de distribuição.

Em destaque, a **sobrecontratação** resultante da abertura do BT sem os devidos instrumentos para sua mitigação **custará R\$ 34 bilhões**¹² **ao consumidor regulado**. Tal custo pode ser amplamente reduzido com ações devidas de gestão de portfólio, estancando a formação de

¹² VPL 2023 – 2040.

novos legados e, em última instância, alocando o custo remanescente aos usuários de ambos os ambientes, livre e regulado.

Por sua vez, a abertura do ACL, através de Portaria e sem o devido tratamento legal necessário, adicionará custos estimados em **R\$ 101 bilhões apenas ao ACR¹³, referente ao subsídio para fontes incentivadas.**

Dessa forma, considerando apenas novos custos mensuráveis, relacionados à sobrecontratação e subsídios exclusivos ao ACL, **adiciona-se ao Consumidor Regulado R\$ 135 bilhões** entre 2023 e 2040. Como diversas vezes destacado, tal cenário é uma clara violação ao comando legal do art. 15, § 5º, da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995.

Há ainda custos que, embora não sejam novos, serão mantidos a um conjunto cada vez menor de consumidores. Situam-se nesse rol o custo do atributo termoelétrico, pago exclusivamente pelo ACR. Com a redução desse mercado, o peso da confiabilidade sistêmica usufruída por todos os usuários da rede elétrica será cada vez maior aos consumidores mais vulneráveis e àqueles que escolherem não migrar para o ACL. Subsídios cruzados entre as atividades de distribuição e comercialização, que provocam falhas alocativas e impactam a atratividade do segmento, permanecem sem solução prévia ao comando infralegal de abertura, proposto na Portaria. Ainda, as falhas alocativas decorrentes de uma estrutura tarifária obsoleta diante da proposta de abertura não estão endereçadas.

Por fim, os efeitos da abertura sobre o reconhecimento de perdas e inadimplência não foram devidamente estudados de forma que se possa garantir a sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras de energia. Adicionalmente, a Portaria proposta impõe responsabilidades e papéis aos agentes de distribuição, sem que se tenha segurança jurídica e regulatória, que garanta que tais atribuições não interfiram no equilíbrio dessas empresas.

Do ponto de vista jurídico, demonstrou-se que **o Ministério de Minas e Energia não possui competência** delegada pelo Presidente da República para edição do ato administrativo normativo que amplifica os consumidores aptos a adquirir energia no mercado livre. Ainda, analisou-se que a forma apresentada na CP 137/2022 é imprópria. Por fim, verificou-se que o texto infralegal proposto apresenta vícios materiais, ao atribuir compulsoriamente responsabilidades às distribuidoras e desconsiderar os comandos legais da Lei nº 9.074/95 quanto aos pré-requisitos estabelecidos à abertura do mercado e o retorno do consumidor livre ao ACR, seja de forma temporária, ao ser atendido pelo SUI, seja permanente, quando operacionalizada através do Comercializador Regulado.

Por tudo o exposto, **a ABRADDEE reforça seu posicionamento, favorável à abertura do ACL, mas totalmente contrária a que essa medida seja adotada por meio de Portaria Interministerial. A nossa preocupação é que a abertura no ACL não implique em aumento de tarifas para o consumidor remanescente, de forma a preservar a sustentabilidade do Setor Elétrico como um todo. Ademais, a ABRADDEE entende que há ações que devem necessariamente preceder ao comando de abertura do mercado ao consumidor BT.** No próximo capítulo, tais passos serão abordados.

¹³ O VPL 2026 - 2040 considerou a parcela da CDE paga exclusivamente pelo ACR. No mesmo período, o valor presente do subsídio na CDE, a ser pago por consumidores livres e regulados ultrapassa R\$ 200 bilhões.

5. Medidas necessárias

Como previamente destacado, a maturidade do mercado de geração no Brasil é hoje diferente daquela observada em 2002 durante a crise do racionamento, evento que desencadeou o modelo atual de *enforcement* de expansão da oferta de energia elétrica no Brasil. Atualmente a presença de grande número de agentes aptos a oferecer soluções de geração, permite que a abertura de mercado se dê de forma segura pelo lado da oferta de energia (geração), sem a necessidade da realização de contratos compulsórios de longo prazo para suprimento de energia.

Essa transição tem, entretanto, potencial de perturbar o equilíbrio econômico-financeiro do setor elétrico. Em particular são necessárias diversas ações antecedentes a abertura de mercado que visem assegurar contratos e a estabilidade das atividades reguladas. Um dos pontos centrais é a mitigação do ônus dos contratos legados ao setor de distribuição na direção de eliminar boa parte do risco contratual no modelo do setor elétrico que será descontinuado com a abertura de mercado.

Apesar do apoio da ABRADEE à abertura de mercado, embora sob hipótese alguma através do instrumento proposto nesta CP, reforçamos a necessidade da adoção de diversas medidas, cujo objetivo é a proteção dos consumidores regulados vulneráveis à abertura de mercado e a manutenção do equilíbrio das atividades reguladas, assim elencadas:

- I. Tratamento legal da Sobrecontratação provocada pelos Contratos Legados com base na potencial queda de mercado das distribuidoras oriunda da aceleração das migrações para o mercado livre;
- II. Rateio justo do custo da segurança energética como forma de manter a confiabilidade do suprimento no longo prazo (bem público);
- III. Eliminação do aumento dos subsídios pagos pela CDE vinculados ao amortecimento dos efeitos da migração do mercado cativo para o mercado livre sobre a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do setor elétrico na defesa da modicidade tarifária, e;
- IV. Tratamento da ineficácia dos atuais mecanismos de gestão de portfólio por parte das distribuidoras, como meio de evitar os novos riscos de mercado pós desacoplamento entre as atividades de transporte e comercialização regulada.

É importante salientar que a sustentabilidade do Setor Elétrico não depende apenas dos pontos anteriores. Especialmente para abertura do ACL ao mercado de baixa tensão, objeto dessa audiência pública, outras medidas são imprescindíveis para que haja equilíbrio entre os agentes e que custos não sejam transferidos do ACL para o ACR, dentre as quais:

- I. Restringir o subsídio referente à contratação de energia de fontes incentivadas ao mercado de baixa (descontos na TUSD);
- II. Separação regulatória, contábil e contratual das atividades de comercialização regulada e distribuição;
- III. Alocação das despesas de lastro no mercado livre até que haja uma equiparação das despesas entre os dois ambientes no que concerne ao ônus contratual com o atributo termelétrico;

- IV. Construir mecanismos que assegurem a competitividade das tarifas reguladas na sua parcela de energia, garantindo baixo custo ao consumidor cativo vulnerável.
- V. Consolidação de mecanismos de proteção à vulnerabilidade energética na defesa dos consumidores de baixa renda;
- VI. Melhor enquadramento da regulação das perdas comerciais;
- VII. Melhor enquadramento da regulação da medição;
- VIII. Criação de tarifas binômias ou multipartes;
- IX. Criação da figura do supridor de última instância - SUI - por meio de comando legal, incluindo a regulamentação de pontos de conflito na regulação da migração dos consumidores para o mercado livre, como a judicialização da inadimplência na CCEE;
- X. Reestruturação do modelo de negócios da distribuição, criação de remuneração para ações comerciais como faturamento, corte e religação e centralização da medição, evitando a criação de novos custos com perdas de energia e inadimplência a serem suportado pelo SUI.

As medidas acima têm o condão de evitar que o ônus da abertura de mercado seja pago pelos consumidores mais vulneráveis, e preservar o equilíbrio financeiro da atividade de distribuição. Ademais deve-se ressaltar a necessidade de manutenção do princípio de que toda migração para o mercado livre **não provoque aumento de tarifas para os consumidores remanescentes**. Considera-se que esse é um requisito basilar de legalidade para abertura de mercado, previsto no já citado parágrafo 5º do Artigo 15 da Lei 9.074/1995.

Nosso argumento almeja evitar os constrangimentos derivados da não observância de uma abertura de mercado ordenada, que preserve a modicidade tarifária para os consumidores e o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. A ABRADEE propõe que as ações destacadas nas seções a seguir devem ser observadas como meio de manter a estabilidade do setor elétrico diante da abertura de mercado.

5.1. Contratos Legados

Uma resposta “simplista” para a pergunta sobre o tratamento dos contratos legados estaria na alteração de suas condições contratuais, por exemplo, redução de prazos e mudanças nos preços. Entretanto, como o respeito aos contratos e a segurança jurídica são pilares essenciais para a manutenção da atratividade e financiabilidade dos investimentos em infraestrutura do país, esta alteração somente poderia ocorrer com a anuência dos geradores, o que, na maioria dos casos, não seria provável. Alguns motivos corroboram essa afirmação, dentre eles: **i)** a indexação de longo prazo é benéfica ao gerador; **ii)** a responsabilidade contratual imputada a distribuidora pelo Decreto nº 5.163/2004, constitui-se como elemento relevante de redução de risco observado pelo gerador.

Alternativamente, na linha da busca por soluções “simplistas”, o limite de sobrecontratação, hoje em 105%, poderia ser aumentado, alocando este custo no consumidor regulado remanescente, elevando ainda mais sua tarifa. Essa opção também não se mostraria adequada, pois a elevação das tarifas do ACR tornaria ainda mais atrativa a migração para o ACL, onerando cada vez mais os consumidores regulados, de maneira insustentável no médio e no longo prazo, numa espiral

sucessiva de migração (“espiral da morte”): a redução de mercado e a elevação das tarifas combinadas aumentaria demasiadamente os custos pagos pelos consumidores não migrantes, aprofundando o abismo de competição entre os dois ambientes de contratação.

Finalmente, uma solução menos convencional, que já foi adotada em países Europeus, é a alocação dos custos dos contratos legados no tesouro. Tal opção levaria a uma pressão nas contas públicas a qual não se vislumbra assunção por parte do governo.

Como nenhuma das alternativas acima parece viável, fica evidente que a solução para o tratamento dos contratos legados no contexto da abertura de mercado não é óbvia nem envolve apenas uma dimensão. Trata-se de tema de extrema relevância, que vem sendo discutido há bastante tempo no mundo e no Brasil (principalmente a partir da CP 33, de 2017).

5.1.1. Evitar a formação de novos legados

Antes de discutir a solução para o problema dos contratos legados, é essencial o Brasil tomar rapidamente medidas para estancar o problema, conforme proposta já discutida no âmbito da CP 33. Por exemplo, a cada novo leilão de energia nova A-5 ou A-6 realizado, com contratos de 20 a 30 anos, mais legados são deixados para os consumidores do futuro. **A remoção do ônus por parte das distribuidoras em assumir novos contratos legados de longo prazo deve ser imediatamente implementada.**

Nesse contexto, é fundamental que uma primeira medida plausível seja reduzir o prazo dos contratos de energia nova, através de alterações na Lei nº 10.848/2004. O argumento da necessidade de estabilidade de fluxo de caixa para o financiamento, utilizado para justificar contratos longos, já não é válido. Um exemplo desse novo contexto que reforça a possibilidade de abertura de mercado é o aumento do volume de projetos de geração dedicados ao mercado livre. A redução no prazo dos contratos também tem sido observada em outros países, com comitês de créditos preocupados com a contratação de longo prazo no setor elétrico face à disrupção tecnológica, que permite ao consumidor cada vez mais ter acesso a uma energia mais barata.

No Brasil, o BNDES resolveu o problema da financiabilidade com contratos de menor prazo no mercado livre estabelecendo condições específicas de financiamento, com a consideração de um preço de referência para o período em que o ativo está descontratado. **Qual a razão para este racional não ser utilizado também nos leilões no mercado regulado?**

Cabe ressaltar uma segunda medida já em curso. A partir de 2017, o setor elétrico brasileiro passou a adotar leilões de energia existente com antecedência de três e quatro anos. Isso permite, por exemplo, que a distribuidora contrate um novo gerador no leilão A-6 de 2021 por 5 anos (início de operação em 2027) e em 2024 realize outro leilão A-4 de energia existente para recontratar esta energia. Se houver a abertura do mercado, este gerador pode atender os consumidores do mercado livre, reduzindo o risco de sobrecontratação das distribuidoras, tais cláusulas contratuais permitem a redução de montantes na contratação de energia existente. Os leilões de energia existente com cláusulas de redução contratual devem, portanto, ser incentivados, pós abertura de mercado, permitindo flexibilidade de gestão dos contratos por parte das distribuidoras.

Por fim, uma terceira iniciativa envolve estancar a criação de novos legados também para energia nova. Assim é mandatório dotar os novos contratos de energia nova de cláusulas que permitam a redução dos montantes contratados no caso de migração para o mercado livre, como no caso da energia existente. Isto permite compartilhar com o gerador o risco de mercado, que é algo natural em um ambiente de livre negociação, e considera que estes próprios geradores poderiam vender a energia para os consumidores no mercado livre, equilibrando assim os dois ambientes. Desta maneira deve ser permitida a descontração dos montantes contratados à medida que o mercado livre se expanda sobre o mercado cativo, com novas regras definidas nos leilões de energia nova, bem como melhorar os instrumentos de realocação de excedentes.

5.1.2. Introduzir mecanismos que atribuam ao mercado livre o custo residual dos contratos legados

Uma outra solução discutida no setor elétrico, proposta originalmente pela CP 33, seria a criação de um encargo setorial, que alocaria o custo dos contratos legados sobre todos os consumidores, do ACL e ACR, para os casos em que os instrumentos de gestão de portfólio sejam insuficientes para ajustes na sobrecontratação.

Esse encargo representaria o custo de transição para um ambiente liberalizado e estaria alinhado com discussões regulatórias atuais sobre a necessidade de impor aos consumidores que migram para o mercado livre parte dos custos de decisões tomadas no passado para suprir o seu consumo. Seria semelhante a um pedágio para migração.

Conforme estimativas apresentadas pela coluna do ex-Diretor da ANEEL Edvaldo Santana em sua coluna no Valor Econômico¹⁴ os custos da migração para o mercado livre podem superar em 6 anos a cifra de R\$ 75 bilhões, e já representam um custo afundado de 45 bilhões atualmente derivados da diferença entre os preços dos contratos (em média) praticados no mercado cativo e livre. Ou seja, contraria o comando dado no art. 15, da Lei nº 9.074/95, de que a o exercício da opção de contratação do suprimento no Ambiente Livre não pode onerar os consumidores remanescentes.

O Poder Concedente tem a prerrogativa de propor e implementar diversos mecanismos para evitar que a migração de consumidores para o mercado livre agrave o impacto dos contratos legados para os consumidores regulados remanescentes. O mecanismo de encargo previsto no PL 414 é um mecanismo apropriado, embora outros possam ser também adotados. O que não se pode fazer é ignorar o impacto para os consumidores remanescentes e ampliar a abertura de mercado sem a adoção de nenhum mecanismo mitigatório, sob pena de ilegalidade da proposta, por violação do já citado art. 15, § 5º, da Lei nº 9.074/95.

5.1.3. Alocação assimétrica do custo de contratação do lastro termoelétrico

Conforme amplamente discutido no setor, há no modelo implementado em 2004 uma alocação assimétrica dos custos da confiabilidade do sistema, pois apenas o ACR paga por eles, a despeito deste ambiente representar cerca de 63% da carga do país. Este é um ônus que permanece sendo pago apenas pelos consumidores cativos explica boa parte do diferencial

¹⁴ <https://valor.globo.com/opiniao/coluna/o-dote-da-energia-livre.ghtml>

competitividade – custo afundado – que o preço da energia comercializada no mercado regulado apresenta.

Assim, a correção desta alocação assimétrica é fundamental para permitir a expansão sustentável do mercado livre, sem onerar indevidamente os consumidores regulados. Para tal, é preciso assegurar que a nova oferta de geradores que agreguem confiabilidade ao sistema, em particular na necessidade de contratação de energia firme de fonte termoeletrica, independente do ambiente em que sua energia é comercializada, tenha seus custos cobertos por todos os consumidores, do ACR, do ACL ou por consumidores optantes pela instalação de MMGD.

Há algumas formas de corrigir esta alocação, dentre elas a “separação entre lastro e energia” proposta na CP 33 e incorporada ao PL 414, ainda pendente de aprovação, e a mensuração dos custos e benefícios da geração distribuída, em particular, o seu direcionamento na promoção da redução dos subsídios aos prossumidores com a adoção de uma modalidade tarifária binômia. A alocação eficiente de custos deve atribuir o ônus da confiabilidade como um bem público a ser socializado por todos os usuários conectados ao sistema elétrico indistintamente.

De forma resumida, nesta proposta, ao invés de receberem apenas pela energia gerada, os novos geradores recebem também pelo lastro. O lastro de um parque gerador é a máxima demanda que pode ser atendida com segurança por este parque, dado um critério de segurança de suprimento.

Este conceito pode ser estendido às instalações individuais de geração, sendo o lastro de um gerador decorrência de seu compromisso de existir e de estar disponível dentro de um determinado padrão de desempenho, de tal forma que o conjunto de geradores assegure o atendimento da demanda com um padrão de confiabilidade considerado aceitável, dados os critérios de segurança de suprimento adotados. Ainda, para fazerem jus ao pagamento pelo lastro, os geradores precisam estar disponíveis, sempre que forem chamados ao despacho e preservar seus padrões de desempenho, além dos atributos.

Associados a estes critérios de segurança de suprimento, o lastro pode ser composto por 3 componentes: **(i)** lastro de energia, **(ii)** lastro de potência e **(iii)** lastro referente aos demais atributos¹⁵.

O pagamento pelo lastro dos novos geradores tem de ser responsabilidade de todos os consumidores, independentemente de estarem contratados, ou de participarem do ACL, do ACR ou da MMGD. Assim, a separação dos contratos permitirá dar tratamento de bem público ao lastro provido por cada gerador, levando em conta todas as suas dimensões.

Uma vez garantida a confiabilidade de suprimento, a comercialização de energia passa a ter maior liberdade, podendo ser uma atividade puramente financeira, envolvendo qualquer volume de MWh por qualquer parte, sem a necessidade de obrigação de contratação, visto que a segurança de suprimento física já está assegurada.

Com a edição da Lei nº 14.120/2021, regulamentada pelo Decreto nº 10.707/2021, é possível garantir que, de agora em diante, toda nova contratação de termelétricas em leilões organizados

¹⁵ Outros tipos de lastro, que integram a segurança do suprimento, como flexibilidade (em termos de modulação e sazonalidade) e resiliência.

pela ANEEL seja feita na modalidade de reserva de capacidade, com custos repartidos por todos os usuários finais do SIN.

O referido ato normativo, alterou a Lei nº 10.848/2004, estabelecendo ao Poder Concedente o direito de homologar a quantidade de reserva de capacidade necessária para atendimento das necessidades do mercado nacional.

Um grande avanço das diretrizes para a realização do Leilão refere-se à ampliação do rol de pagadores dessa contratação, incluindo não apenas os consumidores regulados, mas também os consumidores do ambiente livre. Pela nova regra, os agentes deverão celebrar contratos de uso de potência de reserva de capacidade com a CCEE, retirando parte do ônus sobre a contratação do atributo da confiabilidade por fonte termelétrica do SIN, que hoje recai apenas sobre o mercado cativo das distribuidoras.

Esse novo arranjo setorial está em consonância com os desdobramentos da CP 33, que, dentre outros pontos, propôs a separação entre lastro e energia, bem como alinhado com o relatório do GT Modernização do Setor Elétrico, de 2019, constituindo-se como um modelo de transição, enquanto a separação não é implementada em sua integralidade.

Ainda assim, resta tratar do lastro associado aos contratos legados. As termelétricas são importantes e necessárias para a confiabilidade do sistema e seus custos deveriam estar sendo arcados por todos os consumidores. Entretanto, conforme apontado, por deficiências no modelo setorial, até o momento tais custos foram arcados apenas pelos consumidores do ACR, a despeito destes representarem 63% da carga do SIN¹⁶. Dessa forma, os consumidores regulados têm, em seus contratos, um estoque para cobertura do lastro de confiabilidade do sistema bem superior àquele que seria justo entre os dois ambientes de contratação.

Em 2019, a PSR fez um trabalho encomendado pela ABRADDEE, onde calculou o valor do ativo do atributo termoelétrico¹⁷. Isso porque, mesmo que os consumidores do ACL passem a pagar a partir de agora pelo novo lastro agregado ao sistema, proporcionalmente ao seu consumo, a desproporção do estoque de lastro nos contratos legados alocados ao ACR permanecerá ainda por muitos anos, até que este estoque acabe, com o fim dos contratos. Trata-se, portanto, de cenário indesejável, pois mantém a alocação desproporcional do lastro de confiabilidade sobre o ACR por um longo período futuro, ferindo o princípio da isonomia.

Para evitar este cenário, a ABRADDEE propôs ao MME, em 2019, que o pagamento do novo lastro agregado ao sistema seja integralmente arcado pelo ACL, até que o estoque de lastro pago se iguale àquele pago pelo ACR, sempre considerando a proporção de carga dos dois ambientes. Na ocasião, a ABRADDEE apresentou um cronograma de pagamentos pelo ACL, levando em consideração que o mercado cativo apenas pagaria pelo atributo termoelétrico da expansão quando o valor que caberia ao ACR (de acordo com a participação desse mercado no mercado total) fosse superior ao valor do atributo termoelétrico já contratado no ambiente cativo.

¹⁶ Dado 2020, conforme Gráfico 11.

¹⁷ O valor, em R\$/MWh, foi estimado como a diferença entre o preço médio dos CCEAR, de energia nova, por disponibilidade, de termelétricas a projeção de preços de contratos de energia no mercado livre, que foram precificados já com lastro.

Em resumo, como o impacto do carregamento desproporcional do lastro termelétrico pelos consumidores regulados é relevante, torna-se também relevante a consideração deste aspecto na definição da forma com que o lastro das novas termelétricas será custeado ao longo dos próximos anos. Assim, a cada novo degrau de abertura proposto, sem que ocorra o tratamento do rateio do custo desse atributo, que garante a segurança energética para o Sistema, sobrecarrega-se os consumidores do ACR com o custo do lastro sobre os contratos legados.

Assim, a ABRADDEE volta a destacar a importância de que a definição da distribuição dos custos associados ao atributo termelétrico entre ACL e ACR busque reduzir a desproporção do estoque de lastro dos contratos legados alocado aos consumidores regulados, em especial, a medida em que novas térmicas são agregadas ao sistema.

Novamente, não proceder com essas medidas continuará imputando custos desproporcionais aos consumidores regulados, em especial, com o aumento da participação do ambiente livre no Sistema Interligado Nacional. Tal situação ofende o disposto no art. 15 da Lei nº 9.074/95, exigindo tratamento prévio a novas escalas de abertura.

A proposta aqui apresentada, em conjunto com aquela que aloca os custos de sobrecontratação a todo o ambiente livre, pontuada no tópico 5.1, contribui e acelera a redução do subsídio cruzado no provimento da confiabilidade sistêmica. Nesse sentido, que em 5.1.3 a ABRADDEE resgatou proposta apresentada à CP nº 83/2019, promovida pelo próprio MME, onde a associação propôs que **o pagamento do novo lastro agregado ao sistema seja arcado pelo ACL, até que o estoque de lastro pago se iguale àquele pago pelo ACR.**

5.1.4. Carregamento dos custos remanescentes de operações financeiras afeitas à modicidade tarifária

Sob o mesmo dogma, de que consumidores regulados não podem ser onerados pela queda de mercado ocasionada pelas migrações de consumidores ao ACL, há de se considerar um tratamento específico para custos incidentes exclusivamente sobre o ACR. **Dentre esses, destacam-se as operações financeiras contratadas como ação de enfrentamento a crise sanitária de Covid-19 e a escassez hídrica recentemente vivenciada, e outras que poderão existir até que a abertura de mercado se consolide.** Esses empréstimos setoriais, que visavam à modicidade tarifária, apresentam saldo remanescente para pagamento, sendo que uma parte desse custo incide exclusivamente sobre o ACR.

Por exemplo, a Resolução Normativa nº 1.008/2022, que dispõe sobre a Conta Escassez Hídrica, as operações financeiras e a utilização da CDE para o repasse dos custos às tarifas, ao tratar do encargo de CDE, em seu art. 8º, § 4º, estabelece:

Art. 8º A ANEEL homologará quotas específicas da CDE, denominadas CDE Escassez Hídrica, a serem recolhidas a partir de 2023.

(...)

§ 4º Os titulares das unidades consumidoras que tenham comunicado à distribuidora a opção de migração para o ACL a partir de 13 de dezembro de 2021, inclusive, permanecerão obrigados ao pagamento da totalidade dos componentes tarifários associados à CDE Escassez Hídrica, condicionado o deferimento da migração e a adesão à CCEE à pactuação dessa obrigação mediante aditivo ao

Contrato de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD, que deverá conter as seguintes disposições:

I - em cumprimento das obrigações dispostas pelo art. 2º da Medida Provisória nº 1.078, de 13 de dezembro de 2021, pelo art. 3º, §§ 10, e 11 do Decreto nº 10.939, de 14 de janeiro de 2022, e por esta Resolução Normativa, o consumidor se responsabiliza pelo integral pagamento do encargo tarifário estabelecido pela ANEEL em decorrência da escassez hídrica; e

II - o consumidor declara plena concordância com as condições estabelecidas pelas normas setoriais aplicáveis e suas alterações supervenientes.

Como se observa, a norma que regulou no âmbito da criação da Conta Escassez Hídrica estabeleceu a obrigação do consumidor que migra para o mercado livre continue a arcar com o pagamento do encargo da Conta Escassez Hídrica, como aliás já tinha ocorrido com o encargo da Conta-Covid.

Entretanto, é necessário que seja estabelecido uma regra legal permanente que assegure que estas operações financeiras e quaisquer outros encargos que recaiam apenas no consumidor regulado sejam também “carregados” pelo consumidor que migre, para evitar que a sua decisão seja tomada para transferir a responsabilidade de pagamento de encargo. No PL 414/2021, inclusive, tal previsão já consta através da inclusão dos arts. 16-C e 16-E na Lei nº 9.074/95, quando se prevê que os consumidores que exercerem a opção de contratação do seu fornecimento no ACL paguem “na proporção do consumo de energia elétrica, os custos remanescentes das operações financeiras contratadas para atender à finalidade de modicidade tarifária”.

Nesse sentido, a ABRADDEE propõe que aqueles consumidores que venham a exercer a opção prevista no art. 15 da Lei nº 9.074/95, quando da correta e bem instrumentalizada abertura do mercado livre, tenham como requisito à migração o pagamento, mediante repasse tarifário na TUSD na proporção do consumo de energia elétrica, os custos remanescentes das operações financeiras contratadas para atender à finalidade de modicidade tarifária e dos encargos tarifários incidentes exclusivamente sobre a Tarifa de Energia (TE).

5.2. Mecanismos de gestão do portfólio

Há diversas ações que podem ser implementadas para melhorar a capacidade das distribuidoras gerenciarem seus portfólios de contratos. Tais ações quando devidamente flexíveis, opção de descontração e recontração de montantes em leilões de energia nova e existente, dentre outros mecanismos, adiciona bastante eficácia a abertura de mercado e reduz o compartilhamento de custos entre ACR e ACL.

No entanto, entendemos que, em um primeiro momento, é fundamental revisitar os mecanismos já previstos na regulação vigente, buscando a implementação de aprimoramentos infralegais que podem trazer benefícios expressivos e reduzir os custos residuais dos contratos legados.

É necessário, por fim, que a gestão do portfólio regulado seja focada em trazer benefícios tarifários aos consumidores cativos remanescentes (modicidade), evitando desbalanço de custos entre os dois ambientes de contratação (já verificado atualmente). O engessamento da gestão do portfólio regulado e a falta de previsibilidade não contribuem com essa mecânica, sendo

fundamental a busca de soluções que enderecem a reforma proposta com a abertura de mercado. Nos subtópicos a seguir, são feitas considerações sobre aprimoramentos necessários, na visão da ABRADEE.

5.2.1. Definição (ex-ante) de regras objetivas para o cálculo dos montantes repassáveis às tarifas

Dentre os aprimoramentos necessários à regulação vigente, talvez o mais importante se refira à definição de regras objetivas que permitam o cálculo, ex ante, dos seguintes itens que afetam o cálculo do repasse tarifário da compra de energia:

- Aferição da sobrecontratação involuntária em decorrência: **(i)** do retorno e da saída de consumidores do/para o mercado livre, detalhando o período considerado nas análises, **(ii)** da alocação involuntária de cotas (por exemplo CCGF, Itaipu, Proinfa e Eletronuclear); e **(iii)** da frustração da compra de energia em leilões regulados; **(iv)** da migração para autoprodução, ou geração distribuída.
- Aferição de máximo esforço das distribuidoras em mitigar exposições ao MCP.

5.2.2. Aprimoramentos adicionais

Algumas medidas podem ser adotadas para tornar os mecanismos existentes mais efetivos, dentre as quais, destacam-se:

- **MVE – Definição de fórmula algébrica para cálculo, ex-ante, do volume de energia involuntária:** A definição de regras objetivas para aferição da sobrecontratação involuntária e do máximo esforço supracitada é particularmente relevante para tornar o MVE mais efetivo, pois elevará a previsibilidade das concessionárias no momento da definição das estratégias de venda no mecanismo. De fato, apesar da apuração da sobrecontratação da distribuidora, e, conseqüentemente, dos volumes involuntários, ocorrer somente no final do ano civil, seria possível e necessário determinar uma fórmula algébrica para estimar, no momento do MVE, quais seriam estes volumes, garantindo a neutralidade da distribuidora quanto a eventuais desvios nos valores projetados (comparados aos efetivamente verificados).
- **MVE - Descentralização dos processamentos:** A proposta consiste em permitir que as distribuidoras organizem seus próprios processamentos para venda de excedentes, o que traria mais flexibilidade e possibilitaria às empresas a explorar melhores momentos para venda. Cabe ressaltar que os produtos negociados neste processamento devem seguir as mesmas diretrizes atuais (tipo de preço e de energia), flexibilizando-se, no entanto, os períodos de suprimento, condicionando a venda somente no ano vigente. Destaca-se ainda, a importância da manutenção dos processamentos centralizados organizados pela CCEE, de forma a garantir que empresas que não desejarem organizar seus processamentos possam continuar vendendo seus excedentes.
- **MVE - Mudança no benchmark dos produtos preço fixo na parcela compartilhada quando $PMVE > PMIX$:** A regulamentação atual, que busca proteger os ganhos do consumidor, pode ser extremamente perversa com a distribuidora em situações em que $PMVE > PMIX$. Isto porque, se o PLD for superior ao PMVE a distribuidora é responsável

por ressarcir o consumidor mesmo quando houver um ganho financeiro na operação, isto é, quando preço de venda (PMVE) é maior que o preço de compra (PMIX). Assim, a proposta seria eliminar essa obrigação de ressarcimento pela distribuidora na situação em que $PMVE > PMIX$ e $PMVE < PLD$, pois traz riscos adicionais que inibem a atuação das concessionárias no MVE. Por sua vez, a proposta garante um resultado positivo aos consumidores e fomenta a participação das distribuidoras no MVE, reduzindo os volumes expostos ao PLD e, potencialmente, os custos repassados às tarifas através da CVA.

- **Mecanismos de troca** - Necessidade de que antecedam a declaração dos leilões: Um outro aprimoramento que entendemos ser factível de implementar no curto prazo é o estabelecimento de normativo que obrigue a realização de mecanismos de troca de energia, tais como o MCSD, com antecedência suficiente em relação a data de declaração das distribuidoras para os leilões centralizados. Esse aprimoramento é de suma importância para evitar a criação de novos contratos legados e equalizar as posições contratuais das distribuidoras, reduzindo assim os níveis de sobrecontratação observados atualmente.
- **Ordenamento dos volumes negociados nos mecanismos de descontratação:** Uma vez que os efeitos dos mecanismos de descontratação possuem tratamento tarifário diferenciados e expõem as empresas a diferentes tipos de risco, propõe-se a criação de regras objetivas para definição do ordenamento dos montantes de energia transacionados nesses mecanismos.

5.2.3. Regulamentação do Mecanismo Competitivo de Descontratação (Lei nº 14.120/2021)

A melhoria na capacidade de gestão das distribuidoras de seus portfólios de contratos também pode ser implementada com um bom desenho regulatório para o Mecanismo Competitivo de Descontratação previsto na Lei nº 14.120/2021, cuja regulamentação segue pendente.

Esta iniciativa remonta, de certa maneira, ao mecanismo que já vigorou nos processamentos de MCSD de Energia Nova, por meio do qual era possível, mesmo para geradores em operação comercial, ofertar reduções contratuais.

Na época em que se proibiu este mecanismo para geradores em operação comercial, houve preocupação relacionada ao fato de que os geradores que possuíam maior incentivo para solicitar esta redução eram aqueles com custo de oportunidade interessante de venda no ACL, ou seja, com preços mais baixos. Assim, ao conseguir a redução contratual, apesar de diminuir a sobrecontratação, havia um potencial aumento no custo médio de compra de energia pelas distribuidoras.

Por sua vez, dependendo dos níveis de sobrecontratação das distribuidoras e das condições dos preços de curto prazo, a descontratação, mesmo dos contratos com preços mais reduzidos, pode configurar-se como a opção de menor custo para os consumidores finais. Além disso, há casos em que as penalidades previstas nos CCEARs pelo não cumprimento de suas cláusulas são tão elevadas, que os geradores, mesmo com contratos mais caros, têm interesse em descontratar sua energia.

Portanto, é possível que este mecanismo de descontração, introduzido pela Lei nº 14.120/2021, traga resultados efetivos, ainda que não suficientes, principalmente se sua regulamentação tiver regras claras, desenhadas para priorizar a descontração de contratos de maior custo total para os consumidores, alguns deles inclusive com potencial de participar do rateio de reserva de capacidade, a ser alocado entre os consumidores do mercado livre, em fase de descomissionamento, com grande parte da infraestrutura amortizada, imprimindo alguma grau de competitividade a esses empreendimentos.

5.2.4. Novos mecanismos

A busca por novos mecanismos, ainda não consolidados na legislação vigente, que tornem a gestão dos contratos legados pelas distribuidoras mais eficiente e mitiguem riscos de custos excessivos aos consumidores finais segue sendo de suma importância.

Dentre tais mecanismos, há um, resultante das discussões no âmbito da CP 33, que acabou incorporado ao texto do PL 414, atualmente em discussão na Câmara dos Deputados. Trata-se da transferência de CCEARs entre distribuidoras - ou comercializadores regulados - de forma bilateral¹⁸.

A ABRADEE entende que este mecanismo pode ter resultados mais eficientes do que o MCSD, pois é mais flexível e garante maior agilidade às empresas. Entretanto, assim como no caso dos mecanismos existentes, é fundamental que suas regras sejam bem definidas e não imponham incertezas adicionais às distribuidoras.

Observa-se que, individualmente, a troca bilateral de contratos, o Mecanismo de Competitivo de Descontração, o ajuste das regras do MVE ou a definição ex-ante da involuntariedade não resolvem o problema de sobras estruturais, sendo necessário a evolução desse conjunto de ações, visando a modernização setorial e a ampliação da capacidade de gestão das distribuidoras sobre sua carteira de contratos.

Entendemos que esta medida pode ser implementada por decreto, ainda que de forma mais simplificada. Este importante avanço deve ser efetivado, independentemente da discussão sobre abertura do mercado de baixa tensão, porque ajuda desde já as distribuidoras a gerenciar melhor seu portfólio de contratos, com evidentes e imediatos efeitos para a redução das tarifas dos consumidores regulados.

5.3. Redução dos subsídios ao ACL

Conforme mencionado anteriormente, há subsídios relevantes no modelo atual para os consumidores que saírem do ambiente regulado, incentivando essa migração de forma desproporcional, inclusive causando sobreoferta no sistema, o que eleva sobremaneira os custos da sobrecontratação das distribuidoras. Em sua maioria, esses subsídios, além de não serem mais necessários economicamente (por exemplo, porque as fontes renováveis já são competitivas), criam assimetrias comerciais entre consumidores em diferentes ambientes de

¹⁸ Conforme proposta de alteração do Artigo 2º da Lei nº 10.848/2004, abaixo transcrita:

“§ 25. As concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica poderão transferir CCEARs entre si, de forma bilateral e independente dos mecanismos centralizados de compensação de posições contratuais, desde que haja anuência do vendedor.”

contratação e propiciam o desenvolvimento de ciclos viciosos de migrações e aumentos de tarifas e de encargos setoriais.

A Lei nº 14.120/2021 trouxe importante avanço a esse respeito, ao estabelecer a necessidade de criação de mecanismos destinados a valorar os benefícios ambientais trazidos pelas fontes renováveis, não somente ao setor elétrico, mas à economia e à sociedade como um todo, e, com isso, definindo horizonte para o fim dos subsídios atuais atrelados ao desconto na TUSD. Por sua vez, considerando o estoque de energia oriundo de projetos de geração advindos de outorgas que ainda fazem jus ao desconto, espera-se uma expansão dos custos com subsídio a fontes incentivadas para o mercado livre nos anos futuros, sendo esses, custeados pela CDE, impulsionando novas migrações aos consumidores que cumpram os requisitos.

Além disso, com a abertura irrestrita do mercado para os consumidores de Baixa tensão, o valor do desconto, por MWh, será muito maior do que aquele percebido até então. Isso porque, pela estrutura tarifária atual, esses consumidores conectados em baixa tensão possuem tarifas muito mais elevadas do que aquelas aplicáveis aos consumidores de alta e média tensão, por exemplo, inseridos nos subgrupos tarifários A2, A3 e A4¹⁹. Assim, a alocação do estoque de energia incentivada nesses consumidores causará uma explosão da CDE nos próximos anos, aumentando o efeito do subsídio na decisão do consumidor a migrar, gerando um círculo vicioso: quanto maior o subsídio, maior o incentivo à migração, que eleva os subsídios concedidos e aumenta ainda mais o custo pago pela CDE. Há ainda um dano irreversível ao setor produtivo que atualmente acessa esse benefício, uma vez que os geradores incentivados estarão livres para alocar um spread cada vez maior, dado que esse adicional cobrado pelas fontes incentivadas irá se limitar pelo valor da energia vendida pelo comercializador regulado ou pelo desconto na TUSD do consumidor (o que for menos). Assim, haverá um incentivo de mercado à comercialização de energia incentivada com consumidores do Grupo B, em detrimento dos consumidores industriais e comerciais que hoje usufruem do benefício.

Para evitar este ciclo vicioso de migrações e aumentos da CDE associados à alocação do estoque de energia incentivada sobre os consumidores de média tensão, é importante que tal alocação seja vedada aos consumidores livres conectados em baixa tensão, ou faturados com tarifa do Grupo B. Do contrário, novamente será imputado ao consumidor regulado custos decorrentes da queda de mercado provocada pelas migrações.

Destaque-se que não se trata de elemento novo e não identificado pelo próprio MME. Com efeito, no relatório do GT Modernização do Setor Elétrico, instituído pela Portaria MME nº 187/2019, no capítulo sobre Abertura de Mercado²⁰, este problema corretamente caracterizado, bem como seus efeitos perversos:

“A reserva de mercado para energia incentivada, da forma como está implementada, vem aumentando o pagamento de subsídios, especialmente na parcela de consumo, devido às limitações de competitividade, afetando negativamente os consumidores livres, que também participam do rateio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). A atual assimetria de informação e de preços dificulta a negociação com geradores e comercializadores,

¹⁹ Vide Tabela 3.

²⁰ <http://antigo.mme.gov.br/documents/36070/525274/Abertura+de+Mercado.pdf/15b12f12-1f5b-09e9-ec0a-c0a7c756ebc4>

podendo implicar em sobrecusto. Por outro lado, essa classe de consumidores é afetada positivamente pelos atuais mecanismos de viabilização da expansão do sistema elétrico e os associados à segurança energética, que, atualmente, oneram mais o consumidor regulado que o livre”

Como demonstrado em 4.3.2, o custo desse subsídio à Baixa Tensão pode chegar a R\$ 81 bilhões alocados na CDE. A ABRADDEE fica, especialmente preocupada, com a proposta de abertura do mercado a esses consumidores, através de uma Portaria Interministerial, criando um direito a esses usuários antes da alteração da Lei nº 9.427/96. Tal abertura precipitada criará esse passivo bilionário, que se alterado posteriormente, retroagirá em desfavor do consumidor. Ou seja, o texto legal precisa, necessariamente ser alterado, conforme proposto no PL 414/2021, antes que haja qualquer determinação que crie direitos a tais usuários.

5.3.1. Outros subsídios

Em adição, cabe fazer menção a outro conjunto de subsídios: benefícios direcionados aos autoprodutores de energia. Pelas regras atuais, não há incidência de cobrança de CDE, PROINFA, Encargo de Serviço do Sistema (ESS) e Encargos de Energia de Reserva (EER) sobre a parcela da energia auto suprida. Esse benefício é bastante relevante também, pois esses encargos somavam, em 2021, mais de R\$ 90/MWh para os consumidores de Média Tensão dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste⁶. Além disso, autoprodutores de energia podem acumular o benefício da não cobrança de encargos com o desconto na tarifa de transmissão ou distribuição quando sua geração advém de fontes incentivadas. Nesses casos, o benefício econômico da APE renovável atinge valores ainda mais significativos, superando os R\$ 100/MWh.

O objetivo primário do benefício a autoprodução foi distorcido a partir da Lei nº 11.488/2007, que criou o produtor por equiparação, e pela Lei nº 13.205/2015, que passou a permitir a participação de acionistas em SPEs de geração com direito a voto, com o objetivo de configurar a autoprodução associada entre diferentes consumidores. Esta abertura legal permitiu o crescimento desse segmento, pois concatenou em grupos consumidores de menor porte, alavancando os subsídios a serem pagos pelos consumidores cativos, uma vez que para o efetivo usufruto da energia autoproduzida fosse necessário o uso da rede e, portanto, a necessidade de pagamento das despesas com o transporte.

Uma estimativa da média de valores apresentados pelo GESEL, indicou que o subsídio de autoprodução pelas SPE's se concentra em um volume de aproximadamente 30% da energia autoproduzida injetada na rede - ou seja, não deveria fazer jus aos incentivos. Em valores monetários, esse montante seria da ordem de R\$ 1,8 bilhões de dedução no custo adicional socializado para os demais consumidores. Além disso, o benefício na TUSD ou TUST, em se tratando da parcela de energia renovável incentivada - não considerado na conta do GESEL - estaria estimado em aproximadamente R\$ 1,2 bilhões, para os mesmos 30% de participação das SPE's na autoprodução total.

Ademais, como demonstrado no Gráfico 19 e explicado nos comentários em 4.3.2, o subsídio ao APE acaba impondo custos adicionais aos demais usuários. Por exemplo, no tópico mencionado, evidenciou-se que a ampliação da presença do APE por equiparação ou participação, aumenta o percentual da Conta paga pelo consumidor regulado acima de sua participação no mercado total.

Entretanto, no caso dos subsídios à energia autoproduzida, a situação ainda carece de solução que aponte para a redução dos benefícios nos anos futuros. Nesse contexto, entendemos ser importante buscar atenuar os efeitos danosos dos subsídios à autoprodução sobre as tarifas dos demais consumidores e sobre a elevação dos custos residuais dos contratos legados, em função do potencial aumento da sobrecontratação causado pela manutenção desse subsídio na legislação vigente. Assim, há necessidade de intervenção, que já havia sido inclusive incluída no escopo do Projeto de Lei 414. A intervenção legal e infralegal deve considerar a alteração do critério mínimo para enquadramento do consumidor equiparado ao autoprodutor para usufruir do benefício de menor parcela dos encargos CDE, CCC e Proinfa, além de dispositivo que torne claro que o benefício de menor parcela de EER e ESS se refere ao autoprodutor com consumo no mesmo local da geração, para a parcela de seu consumo líquido, conectado ao SIN.

5.4. Separação das atividades de Distribuição e Comercialização Regulada

Atualmente a função de comercialização regulada é parte integrante das atividades das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Não há uma separação clara de custos entre comercialização e distribuição no Contrato de Concessão das distribuidoras nas regras de regulação tarifária e nem na contabilidade regulatória. Subsídios cruzados, como a responsabilidade das distribuidoras em prover as despesas operacionais com a gestão da comercialização, são pagos por todos os consumidores independente do ambiente de contratação a que pertencem, mesmo agindo apenas em benefício dos consumidores cativos.

A separação das atividades de distribuição e comercialização é parte integrante e indissociável do conjunto de medidas que visam a abertura do mercado de energia para o segmento de baixa tensão, sendo um dos principais elementos desse processo. A abertura exigirá correções de problemas existentes no modelo atual, especialmente relacionados a subsídios entre as atividades de distribuição e comercialização regulada para o mercado cativo e a necessária desvinculação de risco entre as duas atividades, sendo que o risco dos contratos de compra de energia não deve mais ser suportado pelas distribuidoras.

Para que a abertura ocorra de forma eficiente, sem distorções alocativas, desperdícios de recursos da sociedade e desincentivos a investimentos, é importante que a separação de atividades garanta o equilíbrio econômico e financeiro de cada atividade de forma isolada, sem subsídios cruzados. É indispensável adotar medidas para evitar que usuários da rede não subsidiem consumidores de energia, e vice e versa, a única forma de fazê-lo é promover a completa desvinculação contábil e operacional da gestão dos contratos de compra de energia no ambiente regulado.

É importante evitar também que os acionistas das concessionárias de distribuição sejam indevidamente impactados por decisões de políticas públicas, no tocante a parcela de energia da tarifa, o que teria efeitos negativos sobre investimentos e desincentivos a ganhos de eficiência na atividade de distribuição. Considera-se primordial que a eficaz separação das atividades de distribuição e comercialização promova os incentivos corretos para a migração dos consumidores ao ACL.

Há pelo modelo verticalizado atual, subsídios pagos pelos acionistas das distribuidoras para a comercialização de energia de diversas formas: desde os “erros” na projeção de mercado que provocam uma exposição “voluntária”, liquidada a PLD, até amortecimentos de caixa na exigência do cumprimento de compromissos contratuais com geradores. Soma-se a isso uma

gestão limitada do risco de exposição contratual e o não repasse integral aos consumidores dos custos relacionados a ativos e passivos financeiros setoriais. Este último ponto decorre do fato de que a regulação não reconhece a assimetria existente entre as taxas de juros de empréstimos para manutenção dos compromissos com contratos de compra de energia e a taxa SELIC, que é o parâmetro utilizado para repasse às tarifas.

Toda vez que as distribuidoras financiam ao consumidor os descasamentos de caixa oriundos das despesas com geração, a remuneração não estabelece um cálculo adequado ao risco do descasamento, sendo o bônus aplicado à CVA insuficiente para essa compensação (tanto positiva quanto negativa dos saldos). As distribuidoras fazem o papel de “banco do setor elétrico” amortecendo descasamentos financeiros alheios a atividade de transporte, os quais, em certos momentos prejudicam o fluxo contínuo de investimentos requeridos na manutenção da expansão do serviço de transporte, ou como é de direito do acionista das distribuidoras, o aporte do resultado líquido em setores mais atrativos constituindo-se em um custo de oportunidade para o setor de distribuição em benefício dos geradores.

Neste contexto, desvios de Parcela A por falta de cobertura tarifária, ainda que tenham repasse assegurado no futuro, exigem da empresa: (i) captação de dívida de curto prazo no mercado – CDI + spread; e (ii) postergação na recuperação do capital dos acionistas, o que tem custo de oportunidade igual ao custo de capital próprio. O fato de as distribuidoras perceberem a correção do saldo pela taxa SELIC não se comunica com o custo de capital viável para suprir o déficit de caixa experimentado pelas distribuidoras. A taxa SELIC é menor do que o custo da dívida e, mais ainda, do que o custo do capital próprio.

Não são raros eventos como o ocorrido na última crise hidrológica que pressionam o caixa das distribuidoras de forma compulsória, aumentando o risco da sua operação, forçando eventos tarifários extraordinários, diferimentos, e financiamentos que oneram os consumidores, os quais, não tem nenhuma liberdade de gestão desse risco. Com a abertura de mercado espera-se que tais flutuações sejam integralmente apartadas da responsabilidade da atividade de distribuição, bem como sejam precificadas no ambiente livre de mercado, ou reguladas de forma a manter integralmente a neutralidade.

A ausência de separação das atividades pode também provocar subsídios no sentido contrário. Os custos operacionais da comercialização regulada, por exemplo, são alocados a todos os consumidores, livres e cativos, por meio da TUSD. Isto porque os custos de pessoal, material, serviços e outros, além de sistemas de informação, destinados a prover a estrutura de gestão da compra de energia para os consumidores regulados, que são repassados ao nível eficiente para a tarifa.

Outro benefício da separação entre distribuição e comercialização regulada é a especialização de atividades. O foco específico em uma atividade por parte da empresa tende a aumentar a eficiência da gestão, tanto da distribuição, quanto da comercialização. Além disso, permite melhorar a gestão de risco de portfólio ao, eventualmente, possibilitar uma maior diversificação de contratos. Essa é a razão de vários países no mundo com mercado de energia avançado terem promovido a separação das atividades de comercialização e distribuição.

Sem sombra de dúvidas, o melhor instrumento normativo para a separação das atividades de distribuição e comercialização é o estabelecimento por lei de prazo para a separação contábil e tarifária entre as atividades de distribuição e comercialização regulada, com o estabelecimento

de tarifas que garantam o equilíbrio econômico-financeiro por atividade. É importante também que a lei autorize a possibilidade de segregação dos atuais contratos de concessão em dois objetos, já como preparação para uma futura separação dos CNPJs. Também a lei deve criar a figura do Supridor de Última Instância - SUI, que neste caso seria a atual distribuidora ou o comercializador regulado (após a separação de atividades), assim como definir quais consumidores e em condições teriam direito a serem atendidos pelo SUI.

Há, todavia, medidas que podem também serem implementadas por meio infralegal. Nesse sentido, a ABRADEE entende que deve preceder à abertura do mercado os seguintes passos:

1. Edição de Decreto com diretrizes para a separação contábil e tarifária entre as atividades de distribuição e comercialização regulada;
 - a. O Comando deve dispor acerca da classificação das tarefas típicas de cada atividade;
 - b. Devem ser claramente definidas as diretrizes para garantia legal do equilíbrio econômico-financeiro de cada atividade;
2. Revisão, pela ANEEL, dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) e do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE).

5.4.1. Criação do Agente “Supridor de Última Instância”

A separação contratual das atividades de D&C, combinada à criação de um Agente Supridor de Última Instância, é um passo importante, que precisa preceder a abertura do ACL, por ao menos três razões principais:

- 1) permite a definição clara das atribuições do Supridor de Última Instância (que pode ser a atual distribuidora ou o comercializador regulado, após a segregação de atividades), seus direitos e obrigações, regras de equilíbrio econômico e financeiro, e regulação econômica;
- 2) permite, quando houver racionalidade econômica, a unificação das atuais áreas de concessão com mesmo controle societário para atuação do Supridor de Última Instância, robustecendo seu papel de provedor de um bem público, e mitigando riscos de mercado (liberdade para a unificação ou fusão de supridores);
- 3) permite a eventual transferência da atividade de comercialização para outros agentes, criando atividade concedida a critério do poder concedente, quando houver racionalidade econômica, eficiência, ou no caso de não cumprimento dos comandos regulatórios que o regem.

Ocorre que na percepção da ABRADEE a proposta de portaria apresentada na Consulta Pública 137 MME, não trata adequadamente sobre a criação deste agente. Como já abordamos, há um vício inicial de competência, dado que não há delegação na lei para que o MME possa criar esta figura por portaria. Ademais, somente a lei poderia excepcionalizar o comando do art. 15, § 8º, da Lei nº 9.074/95, que somente permite ao consumidor livre voltar a ser atendido pela distribuidora após o transcurso de um prazo de 5 (cinco) anos.

Além disso torna-se preocupante a inadequação da abertura de mercado, pautada em mudanças tão profundas na organização institucional do setor elétrico por meio da publicação de uma portaria, que pode não abranger comando que possam ser conciliados previamente com outros dispositivos legais. Um exemplo é o comando que está especificado no § 4 do art.o 16 do Decreto n° 5.163/2004, ao regulamentar a Lei n° 9.074:

Art.16.....

§ 4º Os agentes de distribuição que optarem pela contratação de que tratam os incisos I, II ou IV do caput serão agentes da CCEE e deverão formalizar junto ao seu supridor, com antecedência mínima de cinco anos, a decisão de retornar à condição de agente atendido mediante tarifa e condições reguladas.

Mesmo que o regulamento defina que o consumidor de baixa tensão deva ser atendido por comercializador varejista que o representa na CCEE, alguns comandos devem ser definidos por força de lei, tal como a definição do que acontece quando um comercializador varejista é descadastrado da Câmara ou haja a resolução contratual.

A ABRADEE entende, pelo regulamento atual - § 4º do art. 16 da lei 5.163/2004 - que nenhum consumidor que optar pela migração ao mercado livre terá direito a ser atendido pelo Supridor de Última Instância sem que a própria Lei seja alterada. Em caso de omissão, qualquer consumidor optante pela migração ao mercado livre deve ser atendido por outro supridor dentro do mercado livre, ou desligado do sistema elétrico, não cabendo liberalidade na opção de retorno ao ambiente cativo antes do prazo de cinco anos, mesmo em situações de descadastramento do comercializador varejista que o atenda.

Depreende-se que os aspectos mais importantes do estabelecimento do Supridor de Última Instância devem ser estabelecidos em lei: (i) quem fará a função de SUI, (ii) qual o regime econômico-financeiro do SUI, (iii) tarifa que garanta o equilíbrio econômico-financeiro da atividade; (iv) quais consumidores terão direito de ser atendido pelo SUI, entre outros. Somente após estas definições de caráter legal seria possível a regulamentação pelo Poder Concedente e regulação pela ANEEL deste importante ator na abertura do mercado de baixa tensão.

5.5. Modernização Tarifária – Tarifas multipartes e horárias ao Consumidor do Grupo B.

Apesar da aplicação de tarifas binômias não ser uma atividade mandatória para a abertura de mercado, é importante mencionar que sua implementação tem potencial de trazer benefícios a estabilidade da receita regulada de distribuição tornando-a menos volátil a variações de mercado. Nesse contexto o consumidor teria uma melhor referência dos custos de transporte caso tais custos fossem vinculados a componentes de demanda contratada e não energia consumida. Somado a isso a completa separação entre distribuição e comercialização implicaria em tarifas aplicadas sobre quantidades distintas, ampliando a segurança quanto a neutralidade da opção de migração para o mercado livre já prevista no parágrafo 5 do Artigo 15 da Lei 9.074/1995.

Além dos benefícios em prol da sustentabilidade da atividade de distribuição considera-se relevante ponderar que a implementação de tarifas multipartes que permitirá melhorar a competitividade e a quantidade de produtos e serviços prestados pelo mercado livre, bem como

estimular a aplicação da tarifação horária (adequada ao contexto de aplicação de medição inteligente, com a expansão da microgeração distribuída). Tais medidas podem também favorecer a modernização do parque de medição permitindo o corte remoto em situações de inadimplência mitigando os riscos de atribuição das perdas, e uma maior relação de confiança entre distribuidores e comercializadores.

6. Considerações finais

Desde a instauração da CP nº 21/2016 do MME, quando foi apresentado ao setor “questionário sobre a expansão do mercado livre de energia elétrica, benefícios e riscos envolvidos”, ficou evidenciada a complexidade envolvida no processo de maior abertura ao mercado livre, especialmente envolvendo o mercado de baixa tensão. A seu turno, a CP nº 33/2017, também do MME, então voltada para apresentação de proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico, compreendeu que seria necessária a implementação de inúmeras medidas com foco em difundir para a sociedade a informação essencial para operar a abertura do mercado e fazê-lo de maneira justa e equilibrada, sem onerar os consumidores do ACR e sem afetar a sustentabilidade econômica e financeira dos agentes de distribuição.

Em 2019, o Ministério de Minas e Energia, por meio da Portaria MME nº187, criou um Grupo de Trabalho (GT Modernização do Setor Elétrico), que por meses se debruçou sobre as medidas necessárias para preparar o Brasil para uma transição energética mais organizada. Este GT envolveu a ANEEL, a EPE, o ONS, a CCEE e o próprio MME. No relatório de tema Abertura de Mercado, ao se questionar sobre por que abrir o mercado de energia, este grupo corretamente identificou que a abertura somente será benéfica se corrigidas as distorções de alocação de custos:

A abertura de mercado pode ser entendida como um movimento que está associado à liberdade econômica dos agentes e, portanto, reduz as possibilidades de intervenção governamental no mercado de energia elétrica.

Neste processo de abertura, todavia, deve-se buscar corrigir distorções na alocação de custos e riscos existentes entre os ambientes de contratação e que poderiam, como externalidade negativa, ser ampliadas. Por exemplo, a sobrecontratação das distribuidoras devido à migração de consumidores do ACR para o ACL poderia aumentar ainda mais as tarifas reguladas, estimulando este fluxo.

Ou seja, o Ministério de Minas Energia e as mais altas autoridade do Setor Elétrico Brasileiro convergiram que a abertura de mercado, sem a implementação de medidas mitigatórias, vai piorar a situação atual e aprofundar as distorções que já existem. As soluções para a correção das distorções estão presentes no relatório “Abertura de Mercado”, “Sustentabilidade da Distribuição” e no “Relatório Final do GT” e tem convergência com os recentes estudos da ANEEL (TS nº 10/2021) e da CCEE. Em grande medida, as soluções destes estudos são as mesmas aqui apresentadas, como tratamento dos contratos legados, maior gestão do portfólio das distribuidoras, fim de subsídios de fonte incentivada e redução destes subsídios, sob a constatação de que eles afetam negativamente os consumidores e geram sobrecustos de energia, separação das atividades de distribuição e comercialização regulada, necessidade de instituição de um Supridor de Última Instância, instituição de uma tarifa não volumétrica (tarifa multipartes), etc.

Desde o início desse movimento, a ABRADDEE defendeu a abertura de mercado. As mensagens da associação sempre visaram apoiar a abertura como parte da modernização do setor elétrico, mas ao mesmo tempo, a ABRADDEE vem alertando que esse passo precisa ser dado de forma criteriosa, para garantir a justiça, o equilíbrio e a sustentabilidade do processo. Em especial, por ser o agente com maior interação com o consumidor final, a ABRADDEE sempre defendeu o direito dos consumidores, tanto à liberdade de escolha, mas também à garantia de que os custos associados à migração de consumidores para o ACL não sejam imputados aos consumidores regulados.

Nessa contribuição, a ABRADDEE demonstrou que, da forma proposta na CP 137/2022, a abertura deixará custos bilionários ao consumidor regulado, em clara afronta ao comando da Lei nº 9.074/95. Dentre os custos projetados²¹, destaca-se:

- **Sobrecontratação de energia: R\$ 34 bilhões**
- **Subsídio Fontes Incentivadas: R\$ 102 bilhões**

Somente esses dois itens adicionarão R\$ 136 bilhões às faturas dos consumidores regulados. Em especial esses pontos merecem destaque, pois necessariamente precisam ser tratados **antes** de qualquer direito à migração ser criado para o Grupo B.

Ainda, a contribuição avaliou outras medidas indispensáveis à abertura justa, equilibrada e sustentável do mercado. A Contribuição trouxe à atenção aspectos relacionados a alocação do custo de confiabilidade do setor elétrico, associada a contratação de energia térmica, hoje integralmente custeado pelo ACR. Tratou de aprimoramentos necessários, como a separação de atividades de Distribuição e Comercialização Regulada, a modernização tarifária, os mecanismos capazes de mitigar o volume de sobras de energia no ACR, de forma a não deixar custos ilegais aos consumidores regulados, entre outros aspectos de cunho comercial e regulatório.

Do ponto de vista jurídico, nossa contribuição tratou de aspectos como competência e forma. Em síntese, o que a ABRADDEE defende é que a abertura ocorra através de lei, concomitante aos devidos tratamentos legais necessários à legalidade da mudança. A ABRADDEE entende que a abertura irrestrita do ACL não é de competência do Ministério de Minas e Energia, e que uma Portaria não é o instrumento adequado para determinar tal abertura, até porque não tem também competência para implementar as medidas mitigatórias necessárias para evitar o aumento da tarifa dos consumidores remanescentes.

Ainda, evidenciou-se que aquilo que é trazido na Portaria, nos arts. 2º e 3º, confrontam comandos legais. Primeiro, quanto à criação do SUI e a determinação de que esse papel seja exercido pelos agentes de distribuição sem previsão legal. Evidenciou-se que não se pode atribuir ao consumidor por portaria um direito de acessar o SUI a menos que dispositivo legal excepcione o comando do art. 15, § 8º, também da Lei nº 9.074/95. Ainda, não há comando claro e dotado de coercitividade jurídica tal que o MME, possa determinar que a atividade seja exercida por concessionárias de distribuição.

Quanto ao art. 3º, verificou-se que o MME impõe às distribuidoras o papel de agregador. Novamente, por tratar-se de atividade não prevista em suas receitas, trata-se de atribuição que

²¹ VPL 2026 – 2040. (Vide 4.2.3 e 4.3.2)

poderá, à critério da distribuidora, ser assumido por ela. Embora a proposta goze de razoabilidade, ao propor que o papel de SUI e de Agregador de Medição sejam apropriados pelas empresas de distribuição, a Portaria não é o instrumento normativo adequado para tanto.

Neste ponto, espera-se ter ficado claro que a ABRADDEE não é contra a abertura de mercado, mas que não concorda com a forma apresentada nesta CP. A abertura do mercado é o caminho natural para a evolução do setor elétrico e o segmento de distribuição, todavia, para que o caminho a ser trilhado seja melhor pavimentado é preciso, como demonstrado ao longo desta contribuição, um robusto aprimoramento dos marcos legais e infralegais. De tal modo que o instrumento proposto, a publicação de Portaria Ministerial, demonstra-se insuficiente, podendo ser subvertida por ilegalidade e vícios, o que ao final traria mais obstáculos e demora nos avanços esperados. Nesse sentido, a ABRADDEE reforça que tramita em estágio avançado no Congresso Nacional o PL nº 414/2021 (anteriormente, Projeto de Lei do Senado nº 232/2016, aprovado naquela casa legislativa), que prevê a possibilidade de migração para o mercado livre dos consumidores atendidos por tensão inferior a 2,3 kV em até 42 (quarenta e dois) meses após a sua entrada em vigor.

Dentre as várias condições para endereçar as variadas questões adjacentes à abertura do mercado de energia, este texto dispõe que a sobrecontratação involuntária, decorrente da migração de consumidores para o mercado livre, seja alocado, por meio de encargo, a todos os consumidores (ACR e ACL), na proporção do consumo. Ainda, esse Projeto soluciona as questões associadas ao subsídio relativo às fontes incentivadas.

Em que pese o adiantado da tramitação dos projetos encabeçados pelo Poder Legislativo, pautados sobre discussão ampla com a sociedade civil através de consultas e audiências públicas, o MME entendeu por dar seguimento às medidas infralegais para ampliar o acesso ao mercado livre. A decisão, em meio ao processo legislativo em curso, o qual foi construído com em contribuições de inúmeras instituições e agentes setoriais, sinaliza no sentido da ausência de governança e de equilíbrio institucional, o que, ao final, invariavelmente implica em insegurança jurídica e instabilidade regulatória.

Por tudo exposto, a ABRADDEE propõe que a minuta de Portaria trazida à CP 137/2022 não seja publicada e que a abertura do mercado livre se dê em conformidade com os ritos em trâmite, a partir das medidas legislativas em curso, respeitando a competência, forma e a legalidade da medida.

