

A inserção da micro e minigeração distribuída e a liberalização do mercado de energia elétrica:

os impactos da Lei nº 14.300/2022 na
estratégia de abertura do mercado para a
baixa tensão.

Pedro Mello Lombardi

Orientador: Daniel Vieira, Dr.

Coletânea de Pós-Graduação
Controle da Desestatização e da Regulação



REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO

MINISTROS

Bruno Dantas (Presidente)
Vital do Rêgo (Vice-Presidente)
Walton Alencar Rodrigues
Benjamin Zymler
Augusto Nardes
Aroldo Cedraz
Jorge Oliveira
Antonio Anastasia
Johnathan de Jesus

MINISTROS-SUBSTITUTOS

Augusto Sherman Cavalcanti
Marcos Bemquerer Costa
Weder de Oliveira

MINISTÉRIO PÚBLICO JUNTO AO TCU

Cristina Machado da Costa e Silva (Procuradora-Geral)
Lucas Rocha Furtado (Subprocurador-Geral)
Paulo Soares Bugarin (Subprocurador-Geral)
Marinus Eduardo de Vries Marsico (Procurador)
Júlio Marcelo de Oliveira (Procurador)
Sérgio Ricardo Costa Caribé (Procurador)
Rodrigo Medeiros de Lima (Procurador)



DIRETOR-GERAL

Adriano Cesar Ferreira Amorim

**DIRETORA DE ALTOS ESTUDOS
E COOPERAÇÃO INSTITUCIONAL**

Flávia Lacerda Franco Melo Oliveira

**CHEFE DO DEPARTAMENTO
DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISAS**

Clémens Soares dos Santos

CONSELHO ACADÊMICO

Maria Camila Ávila Dourado

Tiago Alves de Gouveia Lins e Dutra

Marcelo da Silva Sousa

Rafael Silveira e Silva

Pedro Paulo de Moraes

COORDENADOR ACADÊMICO

Leonardo Lopes Garcia

COORDENADORES PEDAGÓGICOS

Ana Carolina Dytz Fagundes de Moraes

Flávio Sposto Pompêo

Georges Marcel de Azeredo Silva

Marta Eliane Silveira da Costa Bissacot

COORDENADORA EXECUTIVA

Maria das Graças da Silva Duarte de Abreu

PROJETO GRÁFICO E CAPA

Núcleo de Comunicação – NCOM/ISC

A inserção da micro e minigeração distribuída e a liberalização do mercado de energia elétrica: os impactos da Lei nº 14.300/2022 na estratégia de abertura do mercado para a baixa tensão.

Pedro Mello Lombardi

Monografia de conclusão de curso submetida ao Instituto Serzedello Corrêa do Tribunal de Contas da União como requisito parcial para a obtenção do grau de especialista em Controle da Desestatização e da Regulação.

Orientador:

Prof. Dr. Daniel Vieira

Banca examinadora:

Daniel Vieira, Dr.

Renata Rosada da Silva, Me.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

LOMBARDI, Pedro Mello. **A inserção da micro e minigeração distribuída e a liberalização do mercado de energia elétrica: os impactos da Lei nº 14.300/2022 na estratégia de abertura do mercado para a baixa tensão.** 2023. Monografia (Especialização em Controle da Desestatização e da Regulação) – Instituto Serzedello Corrêa, Escola Superior do Tribunal de Contas da União, Brasília DF. 126 fl.

CESSÃO DE DIREITOS

NOME DO AUTOR: Pedro Mello Lombardi

TÍTULO: A inserção da micro e minigeração distribuída e a liberalização do mercado de energia elétrica: os impactos da Lei nº 14.300/2022 na estratégia de abertura do mercado para a baixa tensão.

GRAU/ANO: Especialista/2023

É concedido ao Instituto Serzedello Corrêa (ISC) permissão para reproduzir cópias deste Trabalho de Conclusão de Curso e emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. Do mesmo modo, o ISC tem permissão para divulgar este documento em biblioteca virtual, em formato que permita o acesso via redes de comunicação e a reprodução de cópias, desde que protegida a integridade do conteúdo dessas cópias e proibido o acesso a partes isoladas desse conteúdo. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte deste documento pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor.

Pedro Mello Lombardi
pedrolombardi@aneel.gov.br

FICHA CATALOGRÁFICA

L131a Lombardi, Pedro Mello

A inserção da micro e minigeração distribuída e a liberalização do mercado de energia elétrica: os impactos da Lei nº 14.300/2022 na estratégia de abertura do mercado para a baixa tensão / Pedro Mello Lombardi. – Brasília: ISC/TCU, 2023.

126 fl. (Monografia de Especialização)

1. Controle da desestatização e da Regulação. 2. Micro e Minigeração Distribuída (MMGD). 3. Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). 3. Ambiente de Contratação Livre (ACL). Liberalização do mercado; 4. Mercado livre. I. Título.

CDU 02
CDD 020

A inserção da micro e minigeração distribuída e a liberalização do mercado de energia elétrica: os impactos da Lei nº 14.300/2022 na estratégia de abertura do mercado para a baixa tensão.

Pedro Mello Lombardi

Trabalho de conclusão do curso de pós-graduação lato sensu em Controle da Desestatização e da Regulação realizado pelo Instituto Serzedello Corrêa como requisito para a obtenção do título de especialista.

Brasília, 27 de março de 2023.

Banca Examinadora:

Prof. Daniel Vieira, Dr.
Orientador
Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

Prof.^a Renata Rosada da Silva, Me.
Avaliadora
Casa Civil da Presidência da República

Resumo

Dentre os temas mais atuais em debate no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), destaca-se a possibilidade de liberalização do mercado de energia para o Grupo B, o que permitiria a consumidores conectados em baixa tensão negociar livremente o seu suprimento no Ambiente de Contratação Livre (ACL), introduzindo maior competição no mercado e empoderando os consumidores finais. No entanto, ao passo em que avançavam as discussões, a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) se apresentou como opção viável aos consumidores cativos das distribuidoras que buscam no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) alternativas capazes de reduzir os seus custos com energia. Nesse cenário, surgem modelos de negócio baseados na modalidade de geração compartilhada do SCEE, que podem interferir na estratégia de abertura do mercado livre para a baixa tensão. Assim, este trabalho investigou o modelo de abertura de mercado proposto pelo Ministério de Minas e Energia e o cotejou com o marco legal-regulatório da MMGD, quantificando os benefícios associados a cada alternativa disponível para o consumidor e identificando eventuais excedentes disponíveis aos empreendedores, como forma de avaliar a viabilidade de diferentes formas de suprimento, tanto no ACL quanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Como resultado, constatou-se que a abertura do mercado livre não é capaz de trazer competição para o ACR enquanto houver modelos de negócios baseados em energia compartilhada enquadrada na regra de transição GD I da MMGD, válida até 2045 para consumidores específicos. Por outro lado, a abertura do ACL pode melhorar o compartilhamento de excedentes dos agentes integradores com os consumidores do SCEE. Também foi verificado que eventual permissão para comercialização de energia incentivada para consumidores do Grupo B pode intensificar e prolongar a concessão de subsídios associados aos descontos nas tarifas de transporte – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) –, custeados por todos os consumidores conectados no Sistema Interligado Nacional (SIN). Por fim, demonstrou-se a viabilidade e a competitividade dos modelos baseados nas regras definitivas de MMGD e na comercialização de energia convencional no ACL – menos danosos às tarifas reguladas, visto que não são subsidiados – e que pode haver competição entre essas duas alternativas pelo consumidor cativo puro, integralmente suprido pela distribuidora.

Palavras-chave: Micro e Minigeração Distribuída (MMGD). Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Ambiente de Contratação Livre (ACL). Liberalização do mercado de energia.

Abstract

Among the most recent areas under discussion in the Brazilian Electricity Sector (SEB), the possibility of opening the energy market for the Group B stands out. This would allow low voltage connected consumers to negotiate their supply unrestrictedly in the Free Hiring Environment (ACL), creating greater competition in the market and empowering final consumers. However, whereas discussions are progressing, Micro and Mini Distributed Generation (MMGD) has presented itself as a viable option for captive retailers' consumers who are looking for liable alternatives within the Electric Energy Compensation System (SCEE) to lower their energy costs. In this scenario, business models based on the shared generation modality of the SCEE emerge, which may interfere with the strategy of the free market opening for low voltage. Thus, the present study assessed the market opening model proposed by the Ministry of Mines and Energy and cross-checked it with the legal-regulatory framework of the MMGD, measuring the benefits within each available alternative for the consumer and identifying eventual existing surpluses for entrepreneurs as a way of evaluating the feasibility of different means of supply, both in the ACL and in the Regulated Hiring Environment (ACR). As a result, it was found that the free market opening is not capable of bringing along competition to the ACR as long as there are business models based on shared energy classified under the GD I transition rule of the MMDG, valid until 2045 for specific consumers. Conversely, the opening of the ACL may improve the sharing of surpluses of integrating agents with SCEE consumers. It has also been found that eventual license for the power trading fostered for the Group B consumers may enhance and extend the granting of subventions associated with discounts on transmission tariffs – Use of the Distribution System Tariff (TUSD) and Transmission System Use Tariff (TUST) - funded by all consumers connected to the National Interconnected System (SIN). In conclusion, the viability and competitiveness of models based on the absolute rules of MMGD and conventional power trading in the ACL have been shown - less harmful to regulated tariffs, since they are not subsidized - and that there may be competition between these two alternatives for the pure captive consumer, fully supplied by the retailer.

Keywords: Micro and Mini Distributed Generation (MMDG). Electric Energy Compensation System (EECS). Free Hiring Environment (FHE). Energy market opening.

Lista de figuras

| | |
|--|----|
| FIGURA 1 – EVOLUÇÃO DA REPRESENTATIVA DO CONSUMO CATIVO NO SEB | 29 |
| FIGURA 2 – PORTFÓLIO DAS DISTRIBUIDORAS COTISTAS DE ITAIPU EM 2021 | 32 |
| FIGURA 3 – PORTFÓLIO DAS DISTRIBUIDORAS NÃO COTISTAS DE ITAIPU EM 2021 | 32 |
| FIGURA 4 – CONTRATOS DE COMPRA NO ACR EM 2021 | 33 |
| FIGURA 5 – MEDIDAS REGULATÓRIAS NECESSÁRIAS À ABERTURA DO MERCADO BT | 36 |
| FIGURA 6 – EVOLUÇÃO DA TARIFA MÉDIA DE APLICAÇÃO (R\$/MWH) | 42 |
| FIGURA 7 – EVOLUÇÃO DA MMGD | 43 |
| FIGURA 8 – EVOLUÇÃO ACUMULADA MMGD | 43 |
| FIGURA 9 – PROJEÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA DE MMGD (GW): CENÁRIOS | 44 |
| FIGURA 10 – ALTERNATIVAS DE PRECIFICAÇÃO DA ENERGIA INJETADA POR MMGD | 46 |
| FIGURA 11 – ALTERNATIVAS DE PRECIFICAÇÃO DA ENERGIA INJETADA POR MMGD (2) | 47 |
| FIGURA 12 – EVOLUÇÃO MMGD COMPARTILHADA | 49 |
| FIGURA 13 – EVOLUÇÃO DA MMGD COMPARTILHA E REMOTA | 50 |
| FIGURA 14 – PREÇOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS | 51 |
| FIGURA 15 – CONSULTA “ENERGIA POR ASSINATURA” | 52 |
| FIGURA 16 – FUNÇÕES DE CUSTOS E COMPONENTES TARIFÁRIOS DA TUSD | 54 |
| FIGURA 17 – FUNÇÕES DE CUSTOS E COMPONENTES TARIFÁRIOS DA TE | 57 |
| FIGURA 18 – DIFERENÇAS DE ATRATIVIDADE AO EMPREENDEDOR: CONSUMIDOR RESIDENCIAL ... | 83 |
| FIGURA 19 – HISTÓRICO DOS SUBSÍDIOS NO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA | 86 |
| FIGURA 20 – ALTERNATIVAS CONSUMIDOR RESIDENCIAL: BRASIL X CEMIG-D | 93 |
| FIGURA 21 – ALTERNATIVAS CONSUMIDOR COMERCIAL: BRASIL X CEMIG-D | 93 |
| FIGURA 22 – ALTERNATIVAS CONSUMIDOR INDUSTRIAL: BRASIL X CEMIG-D | 94 |

Lista de quadros

| | |
|--|-----|
| QUADRO 1 – DESCONTOS FONTES INCENTIVADAS | 26 |
| QUADRO 2 – ESTRUTURA DE CUSTOS DAS ALTERNATIVAS NO ACL | 64 |
| QUADRO 3 - DESCONTO MÉDIO NAS TARIFAS DE TRANSPORTE DO GRUPO A | 65 |
| QUADRO 4 - CONTRATAÇÃO DE ENERGIA INCENTIVADA NA 3ª QUINZENA DE 2023 | 66 |
| QUADRO 5 – POSSIBILIDADE DE TARIFAÇÃO DA ENERGIA INJETADA POR MMGD | 67 |
| QUADRO 6 – ESTRUTURA DE CUSTOS DAS ALTERNATIVAS NO ACR..... | 69 |
| QUADRO 7 - ESTRUTURA DE CUSTOS DAS ALTERNATIVAS PARA CONSUMIDOR DO GRUPO B | 71 |
| QUADRO 8 – CONSUMO MÉDIO NO ACR EM 2021 | 71 |
| QUADRO 9 – ESTRUTURA TARIFÁRIA MÉDIA BRASIL | 73 |
| QUADRO 10 - CUSTOS DAS ALTERNATIVAS PONDERADOS PELA ESTRUTURA TARIFÁRIA MÉDIA (%) | 75 |
| QUADRO 11 – SIMULAÇÃO PARA O CONSUMIDOR RESIDENCIAL DO BRASIL (R\$)..... | 79 |
| QUADRO 12 - CONSUMIDOR RESIDENCIAL BRASIL: RESULTADO CONSOLIDADO | 81 |
| QUADRO 13 - CONSUMIDOR COMERCIAL BRASIL: RESULTADO CONSOLIDADO | 83 |
| QUADRO 14 - CONSUMIDOR INDUSTRIAL BRASIL: RESULTADO CONSOLIDADO | 85 |
| QUADRO 15 – VANTAJOSIDADE DA GD I FRENTE AS DEMAIS ALTERNATIVAS | 85 |
| QUADRO 16 – ESTRUTURA TARIFÁRIA CEMIG-D | 90 |
| QUADRO 17 – RANKING DAS ALTERNATIVAS: BRASIL E CEMIG-D | 92 |
| QUADRO 18 – SIMULAÇÃO PARA O CONSUMIDOR RESIDENCIAL DO BRASIL (R\$)..... | 113 |
| QUADRO 19 – SIMULAÇÃO PARA O CONSUMIDOR COMERCIAL DO BRASIL (R\$)..... | 114 |
| QUADRO 20 – SIMULAÇÃO PARA O CONSUMIDOR INDUSTRIAL DO BRASIL (R\$)..... | 115 |
| QUADRO 21 – SIMULAÇÃO PARA O CONSUMIDOR RESIDENCIAL DA CEMIG-D (R\$) | 116 |
| QUADRO 22 – SIMULAÇÃO PARA O CONSUMIDOR COMERCIAL DA CEMIG-D (R\$) | 117 |
| QUADRO 23 – SIMULAÇÃO PARA O CONSUMIDOR INDUSTRIAL DA CEMIG-D (R\$) | 118 |

Lista de tabelas

| | |
|---|----|
| TABELA 1 – TIPOS DE LEILÃO NO SEB, POR DATA DE ENTREGA DOS PRODUTOS | 31 |
| TABELA 2 – CRONOGRAMA CCEE PARA ABERTURA DO MERCADO BT | 37 |
| TABELA 3 – COMPARATIVO TARIFAS MÉDIAS CALCULADAS <i>VERSUS</i> PUBLICADAS | 74 |
| TABELA 4 – PREÇO DA ENERGIA NO ACL | 76 |
| TABELA 5 – FATOR DE CAPACIDADE (FC) PONDERADO | 76 |
| TABELA 6 – CÁLCULO DA TUSDG BRASIL | 77 |
| TABELA 7 – ALÍQUOTA DOS TRIBUTOS..... | 78 |
| TABELA 8 – POTÊNCIA OUTORGADA FORA DE OPERAÇÃO | 88 |
| TABELA 9 – PARTICIPAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA..... | 89 |
| TABELA 10 – CÁLCULO DA TUSDG CEMIG-D..... | 91 |
| TABELA 11 – DADOS DE ENTRADA BRASIL X CEMIG-D..... | 92 |

Lista de abreviaturas e siglas

| | |
|-----------------|---|
| ABRACEEL | Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia |
| ABRADEE | Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica |
| ACL | Ambiente de Contratação Livre |
| ACR | Ambiente de Contratação Regulada |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| CAA | Custo anual dos ativos |
| CAOM | Custo de administração, operação e manutenção |
| CCEE | Câmara de Comercialização de Energia Elétrica |
| CCIP | Contribuição para o Custeio dos Serviços de Iluminação Pública |
| CDE | Conta de Desenvolvimento Energético |
| Cemig-D | Cemig Distribuição S/A |
| CFURH | Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos |
| CIP | Contribuição para o custeio do serviço de iluminação pública |
| CNPE | Conselho Nacional de Política Energética |
| Cofins | Contribuição ao Financiamento de Seguridade Social |
| Confaz | Conselho Nacional de Política Fazendária |
| COPEL | Companhia Paranaense de Energia |
| CP | Consulta Pública |
| CVA | Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A |
| DCF | Demais Componentes Financeiros |
| DIT | Demais Instalações de Transmissão |
| EE | Eficiência energética |
| EER | Encargo de Energia de Reserva |
| EPE | Empresa de Pesquisa Energética |
| ESS | Encargos de Serviços de Sistema |
| GD Def. | GD Definitiva |
| GT | Grupo de trabalho |
| GT-GDSF | Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos |
| GT-Modernização | Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico |
| GW | Gigawatt |

| | |
|---------|--|
| GWh | Gigawatt hora |
| GWh/mês | Gigawatt hora por mês |
| ICMS | Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços |
| IRENA | Agência Internacional de Energia Renovável |
| kV | Kilovolt |
| kW | Kilowatt |
| kWh | Kilowatt hora |
| kWh/mês | Kilowatt hora por mês |
| kWp | Kilowatt pico |
| MME | Ministério de Minas e Energia |
| MMGD | Micro e minigeração distribuída |
| MW | Megawatt |
| MWh | Megawatt hora |
| NT | Nota Técnica |
| OCDE | Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico |
| ONS | Operador Nacional do Sistema Elétrico |
| P&D | Pesquisa e Desenvolvimento |
| PDE | Plano Decenal de Expansão de Energia |
| EE | Eficiência energética |
| PEN | 2022 Plano de Operação Energética 2022/2026 |
| PERS | Programa de Energia Renovável Social |
| PIS | Programa de Integração Social |
| PL | Projeto de Lei |
| PLD | Preço de Liquidação das Diferenças |
| PLS | Projeto de Lei do Senado |
| PNE | Plano Nacional de Energia |
| PNT | Perdas não técnicas |
| PRODIST | Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional |
| Proinfa | Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica |
| PRORET | Procedimentos de Regulação Tarifária |
| PT | Perdas técnicas |
| REA | Resolução Autorizativa da ANEEL |
| RED | Recursos Energéticos Distribuídos |

| | |
|-------|---|
| REH | Resolução Homologatória da ANEEL |
| REN | Resolução Normativa da ANEEL |
| RI | Receitas irrecuperáveis |
| SCEE | Sistema de Compensação de Energia Elétrica |
| SEB | Setor Elétrico Brasileiro |
| SIN | Sistema Interligado Nacional |
| SRD | Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição |
| TA | Tarifa de Aplicação |
| TCIP | Tarifa Convencional de Iluminação Pública |
| TCU | Tribunal de Contas da União |
| TFSEE | Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica |
| TS | Tomada de Subsídio |
| TSEE | Tarifa Social e de Energia Elétrica |
| TUSD | Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição |
| TUSDg | Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição Aplicável a Central Geradora |
| TUST | Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição |
| TW | Terawatt |
| TWh | Terawatt hora |

Sumário

| | |
|--|------------|
| 1 Introdução..... | 16 |
| 1.2 Objetivos | 20 |
| 1.2.1 Objetivo geral | 20 |
| 1.2.2 Objetivos específicos | 20 |
| 1.3 Metodologia..... | 21 |
| 2 Desenvolvimento..... | 23 |
| 2.1 Revisão de Literatura | 23 |
| 2.1.1 Visão geral do ACL e da MMDG..... | 23 |
| 2.1.2 Os ambientes de contratação de energia | 30 |
| 2.1.3 A expansão do mercado livre de energia elétrica | 34 |
| 2.1.4 Micro e minigeração distribuída e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica | 39 |
| 2.1.5 Regras de faturamento aplicáveis aos consumidores cativos | 54 |
| 2.1.6 Regras de faturamento especiais aplicáveis aos micro e minigeradores | 60 |
| 2.2 Método das Simulações | 63 |
| 2.2.1 Definição de cenários..... | 63 |
| 2.2.2 Resultados e Discussão..... | 79 |
| 3 Conclusão..... | 94 |
| Referências bibliográficas..... | 97 |
| Apêndice A – Simulações..... | 113 |
| Apêndice B – Gráficos da Seção 2.2.2.1..... | 119 |

1 Introdução

1.1 Problema e justificativa

As transições energéticas são processos complexos, longos e multidimensionais que transformam tanto os sistemas socioeconômicos quanto as suas relações com o meio ambiente. A nova transição, em curso, busca alterar a matriz energética mundial baseada em combustíveis fósseis para outra focada em fontes renováveis, e tem como um de seus pilares a descarbonização da matriz, especialmente a partir da eletrificação da economia (MME/EPE, 2020).

Nesse processo, ganha papel de destaque a eficiência do consumo, com motivações não só econômicas, mas também socioambientais, em especial após a entrada em vigor do Acordo de Paris e a assinatura do Pacto do Clima de Glasgow, que trazem metas ambiciosas de redução da emissão de gases de efeito estufa (CORREIA; BINGEMER, 2022).

Apesar da transição ser ampla e contemplar diversos setores, como os de transportes e industrial, o fato de estar focada na descarbonização da economia por meio da sua eletrificação impõe grande pressão no setor elétrico, elemento fundamental para o alcance dos objetivos propostos.

Esse cenário apresenta-se como uma oportunidade para que o Brasil se posicione estrategicamente em nível mundial, dada a abundância de recursos renováveis disponíveis e as características das matrizes energética e elétrica nacionais, atualmente compostas por 47% e 85% de fontes renováveis, respectivamente, com perspectivas para alcançar 48% e 83%, conforme apresentado no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2031 da Empresa de Pesquisa Energética (MME/EPE, 2022).

Luiz Augusto Barroso reforça esse entendimento ao afirmar que o Brasil terá de se posicionar como o grande fornecedor global de produtos de baixo carbono, pois, além de recursos e escala, possui marco regulatório, ambiente favorável a investimentos privados e agências reguladoras nos setores elétrico e de óleo e gás (MONTENEGRO, 2023).

No entanto, o papel dos recursos energéticos distribuídos (RED) no processo de transição energética não pode ser subestimado. Conforme pontuado no Plano Nacional de Energia (PNE) 2050 (MME/EPE, 2020), a transição vai além da descarbonização da matriz, envolvendo outras questões associadas às novas tecnologias e o papel das distribuidoras e dos consumidores no mercado de energia elétrica. Nesse contexto, recomenda que o Brasil adeque seus arranjos institucionais, regulatórios e de desenho de mercado para potencializar a transição energética:

A nova transição energética requererá aperfeiçoamentos nos arranjos institucionais, legais e/ou regulatórios tanto para internalizar nos preços de energia as externalidades ambientais quanto tornar o mercado mais aberto, diversificado, competitivo e ágil para lidar com as modificações das condições de mercado, em particular as relacionadas às inovações tecnológicas e aos requisitos de flexibilidade, confiabilidade, competitividade e robustez dos sistemas energéticos. Especialmente para o contexto brasileiro, vale ressaltar o papel central das distribuidoras para esse processo, por meio de iniciativas de digitalização, como a implementação de medidores inteligentes.

Salienta-se a grande relevância da contínua busca pela adequada remuneração aos serviços prestados ao sistema, assim como o fomento à inovação tecnológica. A adequação dos arranjos deve-se endereçar os desafios e buscar o desenvolvimento de nichos de inovação a partir de ciclos que envolvem o estabelecimento da agenda, análise de impacto e a formulação de política (MME/EPE, 2020, p. 37-38).

Nessa seara, proliferam iniciativas que visam modernizar o setor frente às inovações em curso, desde leis recém-aprovadas ou em discussão no Congresso Nacional até estudos e normas em debate na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), passando pelas diretrizes e políticas públicas estabelecidas pelo Poder Executivo.

Dentre os diversos temas associados à modernização do setor, destaca-se a liberalização do mercado para consumidores com conexão em tensão menor que 2,3 kV (Grupo B), que permitirá que pequenos consumidores negociem livremente seus contratos de suprimento de energia elétrica com geradores, agregadores ou comercializadores, a depender da regulamentação aprovada, introduzindo maior competição no mercado e empoderando os consumidores finais.

De acordo com o Sumário Executivo do Relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico (GT-Modernização) do Ministério de Minas e Energia (MME):

A diretriz básica do processo de modernização do setor elétrico é levar energia elétrica para os consumidores de forma competitiva, zelando pela

sustentabilidade da expansão, com a promoção da abertura do mercado e a eficiência na alocação de custos e riscos (MME, 2019, p. 16).

Todavia, para atingir tais objetivos é necessário assegurar os elementos cruciais à estabilidade setorial, razão pela qual o processo de abertura se dá de forma gradual, com a realização de estudos e a implantação de requisitos necessários ao novo modelo.

Ocorre que, com o ritmo que a discussão tem evoluído, associado aos recorrentes aumentos na tarifa de fornecimento de energia, intensifica-se a busca de alternativas por parte dos consumidores, que, sendo cativos da distribuidora, encontram na Micro ou Minigeração Distribuída (MMGD) e no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) alternativas viáveis para reduzir seus custos.

No entanto, os fortes incentivos introduzidos pela Resolução Normativa ANEEL (REN) nº 482, de 17 de abril de 2012, associados aos benefícios tributários concedidos pelos fiscos estaduais e federal podem resultar em desequilíbrio na distribuição de riscos e custos no mercado de energia (SANTANA, 2021).

Além disso, a edição da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, apesar de disciplinar a redução escalonada dos subsídios à MMGD, facilitou o acesso ao modelo de geração compartilhada, caracterizada pela reunião de consumidores diferentes que podem se beneficiar de geração distribuída fora do ponto de consumo.

Nesse contexto, emergem modelos de negócio baseados na construção ou arrendamento de grandes usinas, que compartilham a energia gerada com os seus consorciados, garantindo benefícios tarifários a esses consumidores. Nessa situação, o ganho obtido é dividido entre os investidores e as unidades consumidoras que aderem à solução, em desfavor da distribuidora e dos demais consumidores cativos, que suportam os subsídios que garantem a atratividade dos empreendimentos com geração compartilhada.

Com isso, dada a proliferação da MMGD e de modelos de negócio que podem distorcer o mecanismo de preços do mercado de energia elétrica, surge a necessidade de investigar os impactos da MMGD no processo de abertura de mercado de energia elétrica para as unidades consumidoras do Grupo B.

Ao identificar os aspectos mais relevantes da MMGD e do Ambiente de Contratação Livre (ACL) que podem fomentar ou inibir a atratividade das alternativas para os consumidores e empreendedores, espera-se contribuir com o legislador, o formulador de políticas públicas e o regulador, que podem considerar os apontamentos deste estudo para promover correções de rumo que mitiguem os impactos dos subsídios associados ao SCEE e às fontes incentivadas e estimulem a comercialização de energia de forma adequada.

Assim, este trabalho estudou o modelo de abertura de mercado proposto pelo MME para confrontá-lo com o marco legal-regulatório da MMGD e do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, com o objetivo de verificar de que forma os modelos de negócio baseados no SCEE podem interferir ou concorrer com a liberalização do acesso ao ACL em debate no Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

Verificar de que forma os modelos de negócio baseados no SCEE podem interferir ou concorrer com a abertura do ACL para as unidades consumidoras do Grupo B, em debate no SEB.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Conhecer os ambientes de comercialização de energia no SEB, bem como as alternativas disponíveis para os consumidores do Grupo B, conectadas em baixa tensão (menor que 2,3 kV);
2. Compreender o processo de abertura do ACL no Brasil, identificando as premissas e desafios associados à abertura do mercado de baixa tensão;
3. Compreender as regras da MMGD e do SCEE, estabelecidas na Lei nº 14.300/2022, especialmente as normas de transição e aquelas associadas à geração compartilhada;
4. Identificar e quantificar os benefícios para o consumidor associados a cada uma das alternativas de suprimento disponíveis para as unidades consumidoras do Grupo B;
5. Quantificar eventuais excedentes disponíveis aos agentes varejistas e integradores em cada uma das alternativas de suprimento disponíveis para as unidades consumidoras do Grupo B; e
6. Discutir eventuais interferências da MMGD, do SCEE e dos modelos de negócio neles baseados no processo de abertura do mercado conduzido pelo MME.

Importante pontuar que não é escopo deste trabalho debater os novos desafios ao planejamento e à operação do sistema a partir da penetração de MMGD, avaliar a legalidade dos modelos de negócio investigados ou estudar os impactos de outros RED na abertura do mercado, uma vez que ainda não existe marco legal ou regulatório que discipline a sua inserção no sistema de distribuição brasileiro.

1.3 Metodologia

Para alcançar os objetivos gerais e específicos elencados na Seção anterior, utilizou-se metodologia baseada em duas fases.

Na primeira fase, foi efetuada pesquisa descritiva básica, com o objetivo de descrever e caracterizar o contexto em que se inserem a abertura do mercado livre de energia para consumidores do Grupo B e a MMGD, buscando compreender a correlação dos dois elementos e antever eventuais interferências. A pesquisa também apresenta os ambientes de contratação de energia SEB e as alternativas disponíveis para os consumidores conectadas em baixa tensão, incluindo a hipótese de abertura do mercado para o Grupo B.

Essa abordagem qualitativa utiliza o método bibliográfico, a partir de pesquisa documental baseada no arcabouço legal-regulatório que disciplina a comercialização de energia elétrica e a micro e minigeração distribuída e o sistema de compensação de energia elétrica.

Também foram pesquisados relatórios e notas técnicas do MME, da ANEEL, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e de outras instituições do SEB.

Por fim, realizou-se pesquisa bibliográfica para colher as percepções mais atuais sobre o tema no ambiente acadêmico.

A partir dos resultados alcançados na primeira fase, foi implementada a segunda fase da pesquisa, com abordagem quantitativa, que permitiu avaliar a viabilidade econômica de adesão de consumidores do Grupo B ao mercado livre ou ao modelo de MMGD compartilhada. De forma resumida, foram cotejadas as seguintes alternativas, subdivididas a partir de características específicas apresentadas no desenvolvimento do trabalho.

- a) Permanência como consumidor cativo da distribuidora, fora do SCEE;
- b) Adesão ao modelo de geração compartilhada do SCEE; ou
- c) Migração para o ACL em eventual caso de liberalização do mercado para consumidores do Grupo B.

Além de mapear as características de cada alternativa e como elas impactam no custo da energia aos consumidores, o estudo permitiu identificar os excedentes disponíveis aos intermediadores dos consumidores nas operações de aquisição da energia não suprida pelas distribuidoras: os agentes varejistas no ACL ou os integradores na geração compartilhada do SCEE.

Finalmente, a possibilidade de concorrência (ou interferência) entre os modelos baseados em MMGD e o ACL foi avaliada sob a perspectiva do empreendedor, que, a partir dos excedentes disponíveis para as operações de intermediação para o suprimento do consumidor final, podem ou não ter interesse de atuação em cada um dos segmentos.

Para testar a sensibilidade do modelo proposto, as simulações originalmente feitas com dados médios do Brasil foram replicadas à realidade da Cemig Distribuição S/A (Cemig-D), distribuidora do Brasil com a maior potência de MMGD instalada e o maior número de unidades consumidoras no SCEE.

Com base nos resultados alcançados, foram discutidas as eventuais interferências dos modelos de negócio baseados na MMGD no processo de abertura do mercado conduzido pelo MME.

2 Desenvolvimento

2.1 Revisão de Literatura

2.1.1 Visão geral do ACL e da MMGD

Para o desenvolvimento do debate proposto, convém promover um rápido nivelamento acerca dos mercados existentes cuja relação pretende-se discutir: o do Ambiente de Contratação Livre e aquele baseado na micro e minigeração distribuída e no Sistema de Compensação de Energia Elétrica, no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

O modelo vigente do setor elétrico brasileiro prevê a coexistência de 3 tipos de consumidores de energia elétrica, que diferem entre si no grau de liberdade que possuem na escolha dos seus fornecedores: consumidores livres, especiais e cativos.

A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, criou a figura do consumidor livre de energia, aquele com carga igual ou maior que 3 MW, atendido em qualquer tensão, que pode optar e negociar livremente a sua compra de energia, com qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) (BRASIL, 1998).

A mesma Lei atribuiu ao poder concedente a prerrogativa para alterar os requisitos de carga e tensão para que consumidores negociem livremente o seu suprimento (BRASIL, 1998).

Posteriormente, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, facultou a consumidores com carga inferior a 3 MW a compra de energia diretamente de determinadas fontes incentivadas ou especiais, desde que, individualmente ou reunidos com outros por comunhão de interesses de fato ou de direito, possuam carga igual ou superior a 500 kW, conforme § 5º do art. 26, a seguir:

Art. 26. Cabe ao Poder Concedente, diretamente ou mediante delegação à ANEEL, autorizar:

[...]

§ 5º Os aproveitamentos referidos nos incisos I e VI do caput deste artigo, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja

potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (quinhentos quilowatts), observados os prazos de carência constantes do art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme regulamentação da Aneel, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem, sem prejuízo do previsto nos §§ 1º e 2º deste artigo (BRASIL, 1998a, art. 26).

Com isso, foi instituído o consumidor especial: aquele com carga inferior à mínima necessária para tornar-se livre, mas superior a 500 kW, que compra sua energia de fontes incentivadas ou especiais.

Ocorre que com a expansão do mercado livre, tratada na Seção 2.1.3 deste documento, tal classificação perde parte da sua relevância, uma vez que a Portaria MME nº 465, de 12 de dezembro de 2019, ao alterar a Portaria MME nº 514, de 27 de dezembro de 2018, permitiu, a partir de 1º de janeiro de 2023, o acesso ao mercado livre a todos os consumidores de alta tensão com carga superior a 500 kW, independente da fonte de suprimento (MME, 2018, 2019).

Posteriormente, a Portaria Normativa nº 50/GM/MME, de 27 de setembro de 2022, expande, a partir de 1º de janeiro de 2024, o acesso ao ACL a todos os consumidores com conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV ou atendidos a partir de sistemas subterrâneos de distribuição em tensão menor que 2,3 kV (Grupo A), independente dos limites de carga (MME, 2022a).

Assim, resta ao § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427/1996 garantir a possibilidade de negociação no mercado livre de um conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito com carga maior ou igual a 500 kW.

Por outro lado, a classificação da fonte como incentivada não perdeu sua relevância, uma vez que a política pública que estabelece descontos nas tarifas de transporte de energia – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) ou Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) – para geradores a partir de tais fontes, definida nos §§ 1º, 1º-A e 1º-B do art. 26 da Lei nº 9.427/1996, ainda produz efeitos:

Art. 26. Cabe ao Poder Concedente, diretamente ou mediante delegação à ANEEL, autorizar:

I - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e igual ou inferior a 30.000 kW (trinta mil quilowatts),

destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidroelétrica;

[...]

§ 1º Para o aproveitamento referido no inciso I do caput deste artigo, para os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), 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: (Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016)

I – comercializada pelos aproveitamentos; e (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)

II – destinada à autoprodução, desde que proveniente de empreendimentos que entrem em operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2016. (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)

§ 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) e atendam a quaisquer dos seguintes critérios: (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)

I – resultem de leilão de compra de energia realizado a partir de 1º de janeiro de 2016; ou (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)

II – venham a ser autorizados a partir de 1º de janeiro de 2016. (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)

§ 1º-B. Os aproveitamentos com base em fonte de biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição seja maior que 30.000 kW (trinta mil quilowatts) e menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) que não atendam aos critérios definidos no § 1º-A, bem como aqueles previstos no inciso VI do caput, terão direito ao percentual de redução sobre as tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição previsto no § 1º, limitando-se a aplicação do desconto a 30.000 kW (trinta mil quilowatts) de potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição. (Incluído pela Lei nº 13.299, de 2016)

§ 1º-C. Os percentuais de redução de que tratam os §§ 1º, 1º-A e 1º-B deste artigo serão aplicados: (Redação dada pela Lei nº 14.120, de 2021)

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 (Incluído pela Lei nº 14.120, de 2021)

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. (Incluído pela Lei nº 14.120, de 2021) (BRASIL, 1998a, art. 26).

De acordo com a REN nº 1.031, de 16 de julho de 2022, que regulamenta a redução das tarifas de transporte, os percentuais de desconto devidos variam de acordo com a fonte de geração, a data de entrada em operação e a potência da usina, conforme resumido no Quadro 1, a seguir:

Quadro 1 – Descontos fontes incentivadas

| Desconto | Fonte | Entrada em Operação | Potência | Limite de Injeção | Característica especial |
|----------|-----------------------|---------------------|-----------|----------------------|--|
| 50% | Hídrica | - | Até 30 MW | 30 MW | Se superior a 5 MW, mantidas as características de PCH. |
| | Solar | - | - | 30 MW | - |
| | Eólica | | | | |
| Biomassa | | | | | |
| | Cogeração Qualificada | | | | |
| | Solar | - | - | Entre 30 MW e 300 MW | Vencedor de leilão de energia ou autorizado nova realizado a partir de 01/01/2016. |
| | Eólica | | | | |
| | Biomassa | | | | |
| | Cogeração Qualificada | | | | |
| | Biomassa | - | - | Até 50 MW | Aplicação do desconto limitada a 30 MW. |
| | Hídrica | | | | |
| | Solar | até 31/12/2017 | - | - | Após os 10 primeiros anos de operação. |
| 80% | Solar | até 31/12/2017 | - | - | Nos 10 primeiros anos de operação. |
| 100% | Hídrica | até 31/12/2003 | - | - | Com percentual já estabelecido em ato autorizativo. |

| Desconto | Fonte | Entrada em Operação | Potência | Limite de Injeção | Característica especial |
|----------|-----------------------|-------------------------------|-----------------|-------------------|---|
| | Solar | | | | |
| | Eólica | | | | |
| | Biomassa | | | | |
| | Cogeração Qualificada | | | | |
| | Hídrica | Entre 1º/10/1999 e 31/12/2003 | entre 1 e 30 MW | - | Com características de PCH. |
| | Eólica | | | | - |
| | Biomassa | entre 23/04/2003 e 31/12/2003 | - | até 30 MW | |
| | Cogeração Qualificada | | | | |
| | Biomassa | | - | - | No mínimo 50% de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos, de biogás de aterro sanitário, de biodigestores de resíduos vegetais ou animais, ou de lodos de estações de tratamento de esgoto. |
| | | entre 23/04/2003 e 31/12/2003 | - | 50 MW | Com alteração da potência injetada. Aplicação do desconto limitada a 30 MW. |

Fonte: autoria própria, com dados da ANEEL (2022).

Merece pontuar que ainda existe a energia especial não incentivada (também conhecida como I0), que, apesar de não fazer jus a descontos nas tarifas de transporte, pode ser comercializada com consumidores especiais. No entanto, por não ter direito aos descontos, este estudo não diferenciará a energia I0 da convencional.

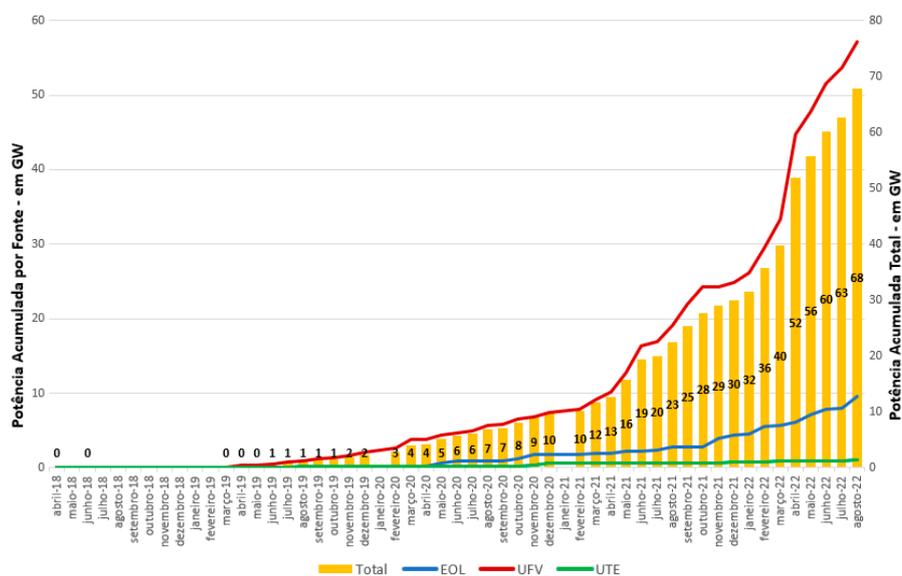
Ainda que os descontos não sejam mais devidos a novos pedidos de outorga, conforme inciso I do § 1º-C do art. 26 da Lei nº 9.427/1996, empreendimentos que protocolaram seus pedidos até junho de 2022 têm 48 meses, contados da emissão do ato de outorga, para entrar em operação e garantir a redução na TUSD ou TUST. Assim como ocorre com as usinas incentivadas anteriormente outorgados, a energia oriunda desses empreendimentos seguirá negociada com o desconto enquanto suas outorgas estiverem vigentes (BRASIL, 1998a).

De acordo com Steele (2022), a potência de geração cuja outorga foi solicitada dentro daquele prazo seria mais do que suficiente para suprir toda a carga do ACR, o que mostra a relevância das fontes incentivadas no planejamento setorial:

Diante desse prazo, até agosto de 2022 havia 68 GW de potência já outorgada de empreendimento de fontes incentivadas cuja construção ainda não havia iniciada, sendo que 84% dessa potência é de usinas fotovoltaicas e 14% de eólicas, além de outros 218 GW de potência com registro de requerimento de outorgas publicados.

Para se ter uma ideia da grandeza, o montante é muito maior que toda a potência média destinada em 2022 ao atendimento do consumo no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), de cerca de 43 GW médios, o que inclui as perdas na distribuição.

Figura 3 - Explosão de novas outorgas de projetos de fontes incentivadas (construção não iniciada)



Fonte: TR Soluções, com base em dados da Aneel. (STEELE, 2022)

Nesse contexto, em resumo, a energia comercializada no ACL pode ser assim classificada para fins deste estudo, sob a perspectiva dos incentivos concedidos às fontes:

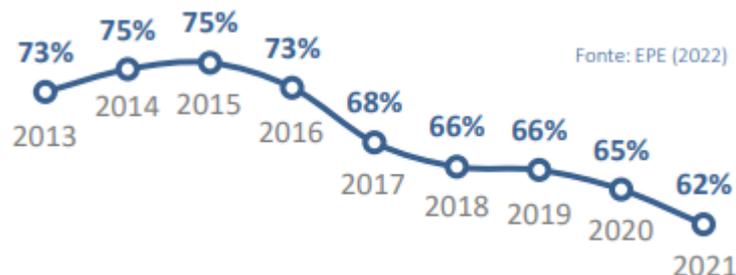
- Convencional (ACL-C): oriunda de empreendimento com base em fontes não incentivadas de energia (convencionais) ou em fontes incentivadas com 0% de desconto nas tarifas de transporte (I0);
- Incentivada I5: oriunda de empreendimento com base em fontes incentivadas com 50% de redução nas tarifas de transporte;

- c) Incentivada I8: oriunda de empreendimento com base em fontes incentivadas com 80% de redução nas tarifas de transporte; e
- d) Incentivado I1: oriunda de empreendimento com base em fontes incentivadas com 100% de redução nas tarifas de transporte.

Finalmente, representando cerca de 99,98% das unidades consumidoras (86.953.246) e 62% do consumo de energia (306.922 GWh) em 2021, os consumidores cativos são aqueles que não podem exercer opção de compra, estando sujeitos ao monopólio da distribuidora tanto para os serviços de rede quanto para a compra de energia, com tarifas de fornecimento homologadas pela ANEEL (MME/EPE, 2022).

Apesar do consumo cativo de energia ser historicamente superior ao consumo livre, o percentual vem caindo ao longo dos últimos anos, conforme Figura 1, retirada do Anuário Estatístico de Energia 2022 da EPE.

Figura 1 – Evolução da representativa do consumo cativo no SEB



Fonte: EPE (2022).

A tarifa dos consumidores cativos considera, além do preço da energia obtida pelas distribuidoras em leilões regulados, as cotas de alocação de energia de usinas específicas, como Itaipu Binacional e as nucleares Angra I e Angra II, e os contratos bilaterais legados (anteriores ao regime de leilões, estabelecido pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004), além de perdas elétricas e encargos setoriais. Também importa esclarecer que, apesar dos contratos serem de longo prazo, as tarifas homologadas pela ANEEL são reajustadas anualmente e revisadas a cada período de 4 ou 5 anos, a depender dos termos contratuais.

Dentre os consumidores cativos, existem os micro e minigeradores de energia, integrantes do SCEE, cujo marco legal foi instituído pela publicação da Lei nº 14.300/2022, regulamentada pela REN nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023.

Basicamente, são centrais geradoras de até 5 MW de potência instalada conectadas na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras. Apesar de serem consumidores cativos, possuem tratamento legal-regulatório específico que pode vir a influenciar no processo de abertura do mercado livre, conforme discutido adiante (BRASIL, 2022; ANEEL, 2023b).

2.1.2 Os ambientes de contratação de energia

A Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004, que dispõem sobre a comercialização de energia elétrica, definem os dois ambientes em que podem ser realizadas as operações de compra e venda de energia no Brasil. De acordo com o § 2º do art. 1º do citado Decreto, entende-se como:

Art.1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á nos Ambientes de Contratação Regulada ou Livre, nos termos da legislação, deste Decreto e de atos complementares.

[...]

§ 2º Para fins de comercialização de energia elétrica, entende-se como:

I - Ambiente de Contratação Regulada - ACR o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos;

II - Ambiente de Contratação Livre - ACL o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos (BRASIL, 2004a, art. 1º)

Conforme disciplinado na REN nº 1.009, de 22 de março de 2022, que estabelece as regras atinentes à contratação de energia nos ambientes regulado e livre, a energia necessária ao atendimento da carga dos consumidores cativos é obtida pelas distribuidoras no ACR, em operações precedidas de leilão, ressalvados os casos previstos em lei (ANEEL, 2022i).

Tais leilões são planejados e organizados pelo Poder Concedente e não buscam o objetivo único de prover o suprimento energético necessário ao atendimento do mercado das distribuidoras. A partir das diretrizes definidas para cada processo competitivo, é possível promover determinadas fontes ou tecnologias, a depender do interesse da política pública, bem como garantir a resiliência e a expansão do sistema, observando, inclusive, os requisitos de potência e disponibilidade.

De acordo com a CCEE, para garantir a diversidade e a modernização da matriz elétrica, o SEB realiza 8 tipos de leilão, todos com prazo especificado para entrega dos produtos, conforme apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 – Tipos de leilão no SEB, por data de entrega dos produtos

| Tipo de Leilão | Objetivo |
|------------------------|---|
| Energia Nova | Atender ao aumento de carga das distribuidoras. Neste caso, é negociada a energia de usinas que ainda serão construídas. |
| Energia Existente | Contratar energia gerada por usinas já construídas e que estejam em operação, cujos investimentos já foram amortizados e, portanto, possuem custo mais baixo. |
| Energia de Reserva | Elevar a segurança no fornecimento de energia no SIN, com energia proveniente de usinas específicas. Podem ser empreendimentos novos ou existentes. |
| Projetos Estruturantes | Contratar energia de projetos de geração indicados por resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e aprovados pelo Presidente da República. Os empreendimentos têm prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e o interesse público. |
| Ajuste | Adequar a contratação de energia pelas distribuidoras, tratando eventuais desvios oriundos da diferença entre as previsões feitas pelas distribuidoras em leilões anteriores e o comportamento realizado pelo seu mercado. |
| Fontes Alternativas | Atender ao crescimento do mercado no ambiente regulado e aumentar a participação de fontes renováveis na matriz. |
| Sistema Isolado | Garantir, com modicidade tarifária, o suprimento e a potência necessários às localidades do Sistema Isolado. |
| Reserva de Capacidade | Contratação de reserva de capacidade para atendimento à necessidade de potência do SIN, aumentando a confiabilidade do fornecimento. Empreendimentos novos ou existentes negociam apenas a potência, mantendo a energia livre para negociação em outros mercados. |

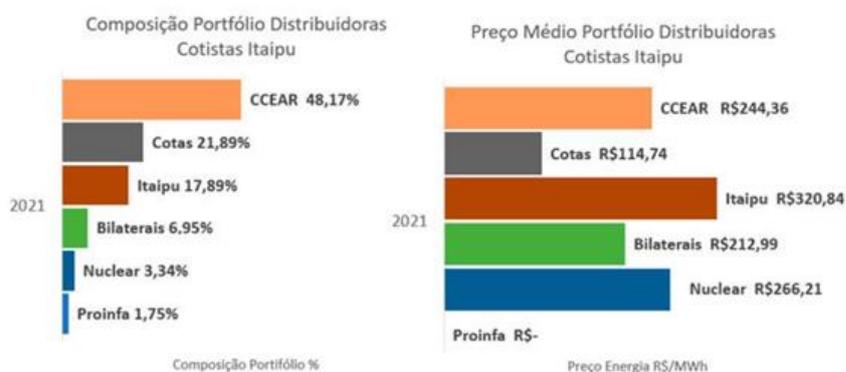
Fonte: elaboração própria, com dados da CCEE (2023).

Com isso, considerando o seu papel de estabilização do arranjo institucional do setor elétrico (EPE, 2023), o preço médio da energia adquirida pelas distribuidoras

nos diversos leilões promovidos pode ser superior àquele disponível para negociação no mercado livre.

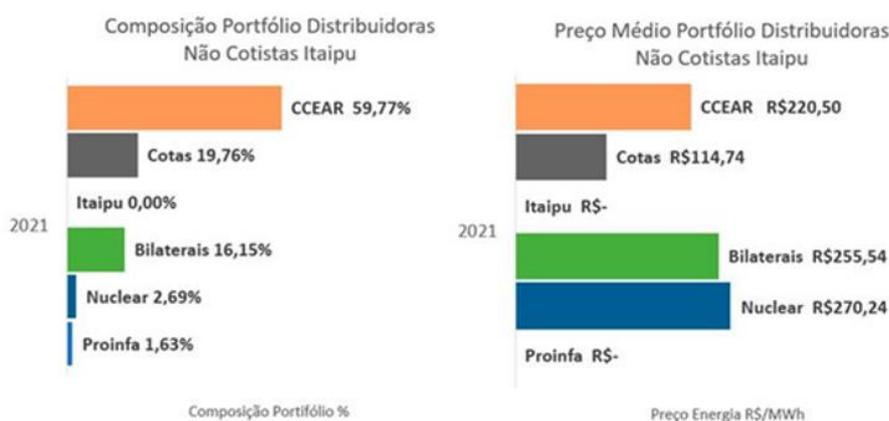
Lembrando que as distribuidoras também são obrigadas por lei a contratar cotas de energia ou potência de determinadas usinas, em montantes e preços definidos pela ANEEL, a Figura 2 e a Figura 3 apresentam a composição e o custo do portfólio de concessionárias de distribuição em 2021:

Figura 2 – Portfólio das distribuidoras cotistas de Itaipu em 2021



Fonte: Steele (2021).

Figura 3 – Portfólio das distribuidoras não cotistas de Itaipu em 2021



Fonte: Steele (2021).

Em função do exposto, segundo a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL), o preço médio praticado no mercado livre (R\$ 135/MWh¹) representa cerca de 49% da tarifa de energia média das distribuidoras (R\$ 277/MWh) (ABRACEEL, 2023).

¹ Preço de longo prazo do mercado livre, incluído o Encargo de Serviço de Sistema e o Encargo de Energia de Reserva.

Por outro lado, considerando que o portfólio energético de uma distribuidora possui produtos diversificados, conforme ilustrado na Figura 4, e que os contratos firmados no ambiente regulado costumam ser de longo prazo, há menor exposição às oscilações do preço da energia e maior estabilidade da tarifa transferida aos consumidores (Instituto Acende Brasil, 2012).

Figura 4 – Contratos de Compra no ACR em 2021



Fonte: Steele (2021).

No entanto, tal estabilidade nem sempre contribui à modicidade tarifária, uma vez que os contratos possuem índices de reajuste atrelados à inflação e não permitem a captura de eventuais reduções de custos de geração, que, no caso da energia solar, tomada como exemplo, reduziram em 82% entre 2010 e 2019 (IRENA, 2020).

Esse contexto, de tarifas elevadas e falta de liberdade para negociar o seu próprio suprimento, associado à obrigação de financiar a resiliência e expansão do sistema, leva muitos consumidores cativos a buscar alternativas no mercado livre ou na MMGD, como será debatido nas próximas seções.

Passando ao ACL, trata-se do ambiente de negociação e transação de energia para suprimento dos consumidores livres e especiais, onde todas as condições de comercialização, como preço, prazo, volume, flexibilidade e modulação, são livremente negociadas entre as partes.

Ao analisar a evolução do preço da energia elétrica desde 1999, Fioravante (2022) afirma que para tornar o mercado de energia mais eficiente, com benefícios ao consumidor final, é necessário ampliar a concorrências entre os ambientes livre e regulado. Fioravante (2022) também afirma que o SEB possui barreiras à entrada e

concentração de mercado superiores aos países-membro da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), sendo a falta de liberdade do pequeno consumidor a principal causa para isso.

Na mesma linha, Montenegro (2023) vê a competição na abertura do mercado uma possibilidade para reduzir as distorções causadas por políticas baseadas em transferência de custos:

Na opinião do dirigente da PSR [Luiz Augusto Barroso], a situação no setor elétrico só piorou nos últimos quatro anos, com o crescimento de incentivos que geram modelos de negócios baseados na transferência de custos que deveriam ser assumidos pelos beneficiários. “O que esses movimentos todos vem fazendo no setor ao longo de muitos anos, e esse movimento vem sendo acelerado, é causar oportunidade para migrações para o mercado livre e outros modelos que são mais oportunistas, que exportam custos para os consumidores que não tem esses benefícios”.

Nesse contexto entra a abertura do mercado, que demanda uma série de aperfeiçoamentos regulatórios, como forma de garantir benefícios distribuídos de forma mais equânime, por meio da competição por quem melhor entrega um preço ou um serviço ao setor elétrico (MONTENEGRO, 2023).

2.1.3 A expansão do mercado livre de energia elétrica

Mattar e Leite (2019) explicam que a última grande mudança no segmento de distribuição de energia elétrica veio da desverticalização e desestatização das empresas, que conferiu às distribuidoras o monopólio da prestação dos serviços. Apesar de ter funcionado bem ao seu propósito por muitos anos, o arcabouço legal-regulatório vigente tende a se tornar obsoleto frente à rápida expansão tecnológica do setor, que já impõe como realidade a aplicação de recursos energéticos distribuídos, especialmente a micro e minigeração distribuída.

Atento ao cenário de constantes transformações em que se encontra o setor elétrico brasileiro, o MME publicou a Portaria nº 485, de 4 de outubro de 2016, disponibilizando para Consulta Pública (CP) questionário sobre a expansão do mercado livre de energia elétrica com o objetivo de subsidiar a discussão e definir visões institucionais capazes de estimular a eficiência e a inovação no SEB (MME, 2016a).

Ao analisar as contribuições recebidas, o MME afirmou que:

4.3. Em resumo, as contribuições apontam a necessidade de equacionar adequadamente a alocação de riscos e custos associados à expansão do sistema, para garantia da segurança do abastecimento eletroenergético, e também de mitigar as incertezas associadas ao processo de ampliação do mercado livre, com respeito aos contratos vigentes, evitando, em qualquer hipótese, medidas unilaterais que alterem compulsoriamente relações já pactuadas (MME, 2017, p. 1-2).

Nessa linha, em 2017 o MME instaurou a Consulta Pública nº 33/2017, para discutir proposta de aprimoramento do setor elétrico, que, afora outros resultados, culminou na criação de Grupo de Trabalho para aprimorar as propostas de modernização do setor elétrico (GT Modernização), que desenvolveu seus trabalhos em 14 Grupos Temáticos, dentre eles um dedicado à abertura de mercado. Em seu relatório final, o GT Modernização apresenta algumas conclusões que indicam a necessidade de cautela no processo de liberalização:

O processo de abertura deve buscar corrigir distorções na alocação de custos e riscos existentes entre os ambientes de contratação, bem como demandar aprimoramentos dos mecanismos de viabilização da expansão do sistema elétrico.

[...]

Adicionalmente, a alocação de eventual excesso involuntário de energia elétrica das distribuidoras decorrente da migração de consumidores do mercado regulado para o mercado livre deve ser objeto de encargo, a ser pago por todos os consumidores.

[...]

Um dos pontos mais críticos relacionados a abertura completa dos limites de carga para a migração ao mercado livre é uma tendência ao aumento na sobrecontratação das distribuidoras.

Consequentemente, a abertura do mercado deve ocorrer de forma lenta e gradual, a fim de que sejam equacionadas possíveis limitações (MME, 2019a, p. 29).

Nesse contexto, foi publicada a Portaria MME nº 514/2018, alterada pela Portaria MME 465/2019, que regulamentou o disposto no § 3º da Lei nº 9.074/1995 e estabeleceu cronograma de redução de limites de carga para a livre contratação de energia elétrica por parte dos consumidores de alta tensão, conforme apresentado a seguir (MME, 2018, 2019):

- a) A partir de 01/07/2019, consumidores com carga igual ou superior a 2,5 MW;
- b) A partir de 01/01/2020, consumidores com carga igual ou superior a 2 MW;

- c) A partir de 01/01/2021, consumidores com carga igual ou superior a 1,5 MW;
- d) A partir de 01/01/2022, consumidores com carga igual ou superior a 1 MW; e
- e) A partir de 01/01/2023, os consumidores com carga igual ou superior a 0,5 MW.

A Portaria MME 465/2019 também definiu que a ANEEL e a CCEE deveriam apresentar estudos sobre as medidas necessárias para a abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW (MME, 2019).

Após discussão com a sociedade no âmbito da Tomada de Subsídio (TS) nº 010/2021, a ANEEL apresentou o seu estudo pela Nota Técnica (NT) nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31/1/2022, onde indica a necessidade de implementação de aprimoramentos regulatórios relacionados ao processo de abertura, desde a necessidade de campanhas de esclarecimento e conscientização dos consumidores até o suprimento de consumidores desligados pelo supridor no ACL (ANEEL, 2022k).

Já o estudo da CCEE foi apresentado pela Nota Técnica de Análise de Cenários e Cronograma para a Abertura de Mercado. De maneira análoga à ANEEL, a CCEE sugere cronograma de medidas regulatórias necessárias à abertura, sumarizado na Figura 5 (CCEE, 2022):

Figura 5 – Medidas regulatórias necessárias à abertura do mercado BT.

| Atividade | Cronograma | | | | | |
|--|------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 2022 | | 2023 | | 2024 | |
| | 1º Sem | 2º Sem | 1º Sem | 2º Sem | 1º Sem | 2º Sem |
| Revisão da regulação do comercializador varejista, sob a ótica de abertura de mercado. | ■ | | | | | |
| Agregação de medição para o contexto da abertura de mercado | | | | | | |
| Regulação da agregação de medição | ■ | | | | | |
| Implementação pelos agentes envolvidos | | ■ | | | | |
| Ações para tratamento dos contratos legados e da sobrecontratação: | | | | | | |
| Aperfeiçoamento da gestão contratual das distribuidoras. | | ■ | | | | |
| Tratamento dos contratos existentes (Itaipu, cotas de garantia física). | ■ | | | | | |
| Regulação do encargo de sobrecontratação | | | ■ | | | |
| Regulação do modelo de faturamento | | | | | ■ | |
| Regulação do Supridor de última instância | | | ■ | | | |
| Tratamento do desconto no uso para BT sob a ótica da abertura (evitar aumento da CDE). | | ■ | | | | |

Fonte: CCEE (2022, p.4).

O mesmo estudo da CCEE, após considerar diversas perspectivas e impactos decorrentes do processo de abertura, propôs ao MME o seguinte cronograma:

Tabela 2 – Cronograma CCEE para abertura do Mercado BT

| Abertura do Mercado | Data |
|-------------------------------------|--------------------------|
| Grupo A abaixo de 500 kW | Janeiro de 2024 |
| Grupo B não residencial e não rural | Janeiro de 2026 |
| Grupo B residencial e rural | A partir de janeiro 2028 |

Fonte: autoria própria, com dados da CCEE (2022).

Já em 2022, o MME editou a Portaria Normativa nº 50/GM/MME, que expandiu, a partir de 1º de janeiro de 2024, o acesso ao ACL para todos os consumidores do Grupo A, independente dos limites de carga (MME, 2022a).

A Portaria impõe apenas que os consumidores com carga inferior a 500 kW sejam representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, figura criada pela Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, que inclui o art. 4º-A na Lei 10.848/2004 (MME, 2022a):

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 (BRASIL, 2004b, art. 4º-A).

2.1.3.1 Abertura do ACL para consumidores do Grupo B

Ato contínuo, a Portaria nº 690/GM/MME, de 29 de setembro de 2022, instaurou a CP nº 137/2022, com a seguinte proposta de cronograma de abertura para o mercado de baixa tensão (Grupo B):

Art. 1º Definir o limite de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores de que trata o art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

§ 1º A partir de 1º de janeiro de 2026, os consumidores atendidos em baixa tensão, à exceção daqueles integrantes da Classe Residencial e da Classe Rural, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.

§ 2º A partir de 1º de janeiro de 2028, os consumidores atendidos em baixa tensão integrantes da Classe Residencial e da Classe Rural poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.

§ 3º Os consumidores de que tratam os §§ 1º e 2º, no exercício da opção de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995, serão representados por

agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (MME, 2022b, ANEXO).

Apesar da publicação de relatório datado de dezembro de 2022 com a análise das contribuições recebidas na CP nº 137/2022, o MME não publicou a minuta de portaria debatida na Consulta, de tal forma que o mercado livre de energia segue inacessível aos consumidores conectados em baixa tensão, o que impulsiona ainda mais a expansão do segmento de mini e microgeração distribuída (MME, 2022c).

Sobre isso, merece destaque o trecho a seguir, da Nota Técnica nº 27/2022/ASSEC, de 19 de setembro de 2022, que analisou as contribuições da Consulta Pública nº 131/2022 do MME, que resultou na publicação da Portaria Normativa nº 50/GM/MME, de 2022:

Desde então [a publicação da Lei nº 9.074, em 1995], é notável a evolução do mercado de energia no Brasil, de forma que a abertura é um processo natural e necessário e que se torna imprescindível com o crescimento da micro e mini geração distribuídas - MMGD, conforme apontado em diversas contribuições à CP, inclusive demonstrando quanto pode ser mais caro para o consumidor remanescente a "migração" para a MMGD (MME, 2022, p 2-3).

2.1.3.2 Abertura do ACL – perspectiva legislativa

A abertura do mercado de energia elétrica também vem sendo discutida na perspectiva legislativa desde 2015, no âmbito do Projeto de Lei (PL) nº 1.917/2015, que dispõe sobre a portabilidade da conta de luz, e do Projeto de Lei do Senado (PLS) nº 232/2016, aprovado pelo Senado Federal e convertido na Câmara dos Deputados no PL nº 414/2021, que dispõe sobre o modelo regulatório e comercial do setor elétrico com vistas à expansão do mercado livre.

No entanto, considerando que o PL nº 1.917/2015 não é movimentado desde 1º de março de 2018 (CD, 2015) e que o último despacho do PL nº 414/2021 (CD, 2021) data de 8 de março de 2022, e dado o recente início da atual legislatura, em contexto de troca de Governo, não há perspectiva de que o tema volte para a pauta do Congresso Nacional em futuro próximo (CD, 2015, 2021)

Assim, espera-se que a abertura do mercado se dê no ambiente infralegal, valendo-se da competência conferida ao MME pelo § 3º do art. 15 da Lei nº 9.074/1995 e observando o ACL atual e as regras aplicáveis aos consumidores atendidos em tensão superior a 2,3 kV.

2.1.4 Micro e minigeração distribuída e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica

O contexto apresentado anteriormente visa ilustrar a complexidade relacionada ao processo de abertura do ACL, cujas etapas são profundamente debatidas pelas instituições para conferir arcabouço político-legal-regulatório sólido e duradouro, que garanta a estabilidade setorial, o equilíbrio entre os agentes e a adequada prestação do serviço, sem com isso onerar o consumidor.

No entanto, ao passo em que avançam as discussões e ações relacionadas à abertura do mercado livre para consumidores do Grupo B, a micro e minigeração distribuída se desenvolve e robustece, em tecnologia, competitividade, representatividade e estabilidade, especialmente após a publicação da Lei nº 14.300/2022 e da REN nº 1.059/2023.

Em breve histórico, a MMGD remonta a 2008, quando, prospectando regras que permitissem aos consumidores gerarem sua própria energia e, como consequência, diversificar a matriz energética renovável nacional, o MME instituiu o Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos (GT-GDSF), por meio da Portaria nº 36, de 26 de novembro de 2008 (MME, 2009).

Como resultado, o GT-GDSF definiu plano de ação de curto e médio prazos, que envolviam ações de diversos atores do setor elétrico, inclusive a ANEEL, a quem caberia a análise da viabilidade da inserção da geração distribuída solar fotovoltaica no âmbito dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (MME, 2009).

Nesse sentido, após a experiência exitosa do Programa de Geração Distribuída com Saneamento Ambiental, implementado pela Companhia Paranaense de Energia (COPEL) como projeto piloto autorizado pela Resolução Autorizativa ANEEL (REA) nº 1.482, de 29 de julho de 2008, a ANEEL iniciou os estudos que resultaram na edição da REN nº 482/2012, de 17/4/2012, que estabeleceu as condições gerais para o acesso de MMGD aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica SCEE, assim definidos no texto normativo original:

Art. 2º Para efeitos desta Resolução, ficam adotadas as seguintes definições:

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa (ANEEL, 2012, art. 2º).

Em seu voto condutor, que levou à aprovação da REN nº 482/2012 pela Diretoria Colegiada da ANEEL, o Diretor-Relator Romeu Donizete Rufino destacou, em linha com a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição (SRD), que:

22. No entanto, deve-se esclarecer que o sistema de compensação de energia elétrica não visa estimular a instalação de centrais geradoras superdimensionadas, que excedem em muito a carga instalada da unidade consumidora. O objetivo desta resolução é reduzir barreiras para a central geradora de pequeno porte instalada em unidades consumidoras (ANEEL, 2012b, p.4).

A passagem já sinalizava a preocupação do regulador com a desvirtuação do propósito do regulamento. Posteriormente, para tornar mais claro o entendimento de que o sistema de compensação não contempla a comercialização de energia, a REN nº 482/2012 foi alterada pela REN nº 517, de 11 de dezembro de 2012, que, dentre outros ajustes, alterou o conceito do SCEE:

Art. 1º Alterar o inciso III do art. 2º da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art.

2º.....

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda.” (ANEEL, 2012a, art. 1º).

Posteriormente, em decorrência do processo de acompanhamento da implantação da REN nº 482/2012, a ANEEL identificou pontos de melhoria da regulamentação, que não havia promovido a penetração esperada da MMGD. Como resultado, foi publicada a REN nº 687, 24 de novembro de 2015, que ampliou significativamente o escopo do SCEE, com destaque para:

- a) a elevação do limite de potência para adesão ao SCEE, de 1 MW para 3 MW para fontes hídricas ou 5 MW para as demais fontes;
- b) a ampliação da validade dos créditos, de 36 para 60 meses;
- c) a criação das modalidades “empreendimento com múltiplas unidades consumidoras”, “geração compartilhada” e “autoconsumo remoto”; e
- d) a otimização do processo de conexão, tornando-o mais célere (ANEEL, 2015).

Das novas modalidades, merecem destaque a geração compartilhada e o autoconsumo remoto, instituídas com o propósito de viabilizar a instalação de MMGD em unidade consumidora diferente daquela onde se concentra o consumo de energia, conforme transcrição de trecho do voto condutor da deliberação, a seguir:

11. O conceito de autoconsumo remoto surge no sentido de se permitir que um consumidor tenha uma central geradora de sua propriedade, dentro de uma mesma área de concessão ou permissão, localizada em unidade consumidora com pequena, ou nenhuma carga instalada, de sua titularidade, e possa usufruir dos créditos em outra unidade consumidora, na qual se localiza a maior parte, ou a totalidade de suas cargas.

12. Adicionalmente, diversas contribuições foram recebidas no sentido de permitir a associação de consumidores para instalação de uma micro ou minigeração. Esse arranjo permite ganhos de escala, reduz capital inicial necessário para realização de um empreendimento de geração renovável e favorece a operação e manutenção dos ativos.

13. Para regulamentar esse tipo de arranjo, é proposto o termo “geração compartilhada” em que empreendimentos de micro e minigeração podem ser constituídos, distante de seus locais de consumo, por pessoa física, jurídica ou consórcio de empresas, dentro de uma mesma área de concessão ou permissão. O consórcio ou a cooperativa deve ser titular de uma unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída e deve definir, segundo critério próprio estabelecido entre os integrantes, o percentual da energia a ser destinado a cada unidade consumidora que a compõe. (ANEEL, 2015, p.2)

No entanto, mesmo com a criação das novas modalidades, altamente dependentes do uso do sistema de distribuição – dado que a geração se dá em local distinto da carga principal –, a valoração da energia injetada foi mantida, isentando

todos os usuários do SCEE da cobrança pelo uso da rede de distribuição, dos encargos e das perdas na parcela da energia compensada.

Somado a isso, tem-se o acelerado processo de redução de custos da energia renovável que, segundo a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA), caíram significativamente na última década, impulsionado por desenvolvimento tecnológico, economias de escala, melhoria das cadeias de suprimentos e maior experiência do mercado. (IRENA, 2020).

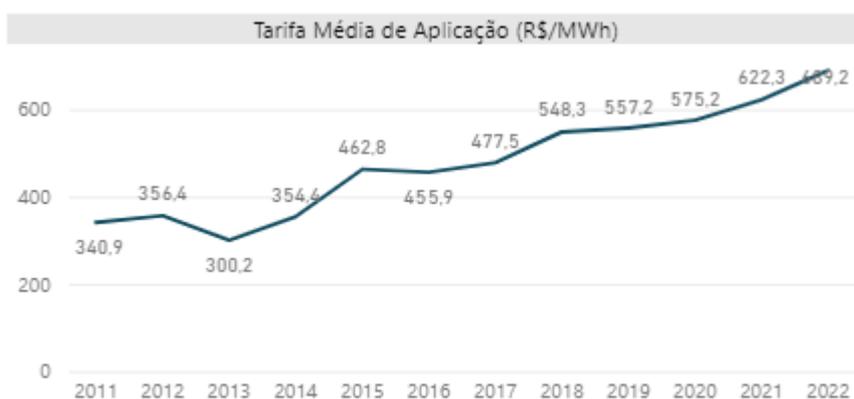
Adicionalmente, conforme destacado por Santana (2021), o segmento de MMGD tem se beneficiado de isenções tributárias:

No âmbito federal foi zerada a alíquota de importação de equipamentos e em diversas Unidades Federativas há isenção da incidência do ICMS. Além disso, no projeto de lei 5.829/2019², que tramita no Congresso Nacional, prevê um gama de novos benefícios que se somam a uma tentativa de perpetuidade do subsídio ao segmento (SANTANA, 2021, p. 19).

Sobre o assunto, por ora basta mencionar que há tributação diferenciada – mais benéfica – para o consumo de energia por consumidores do SCEE, em que pese tratamentos específicos dados por cada unidade federada.

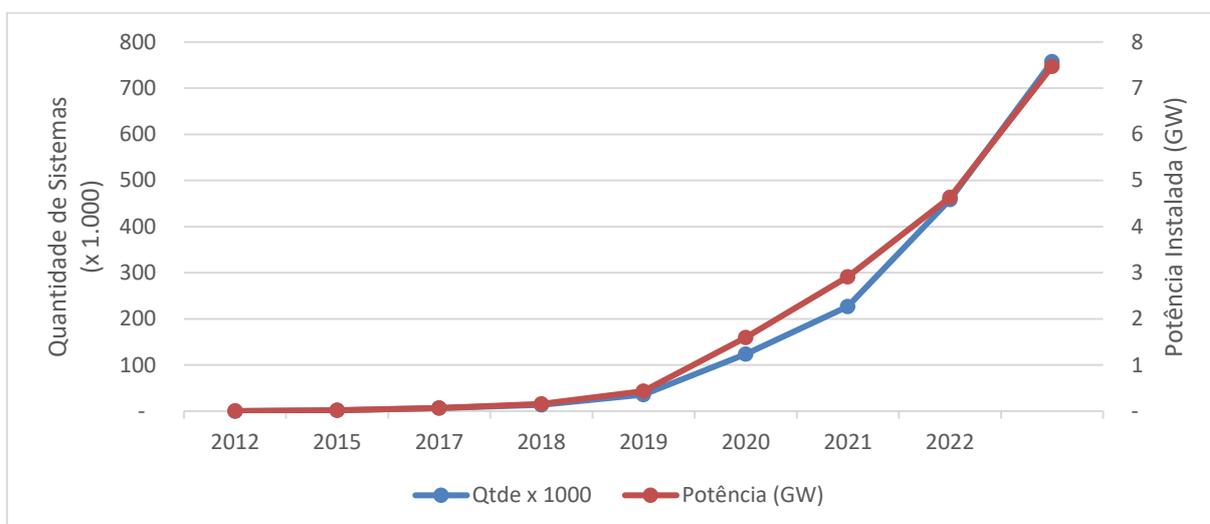
Tudo isso associado ao crescente encarecimento da tarifa de fornecimento no mercado cativo (conforme observa-se na Figura 6) resultou em crescimento exponencial da penetração da MMGD, conforme apresentado na Figura 7 e na Figura 8, a seguir.

Figura 6 – Evolução da Tarifa Média de Aplicação (R\$/MWh)

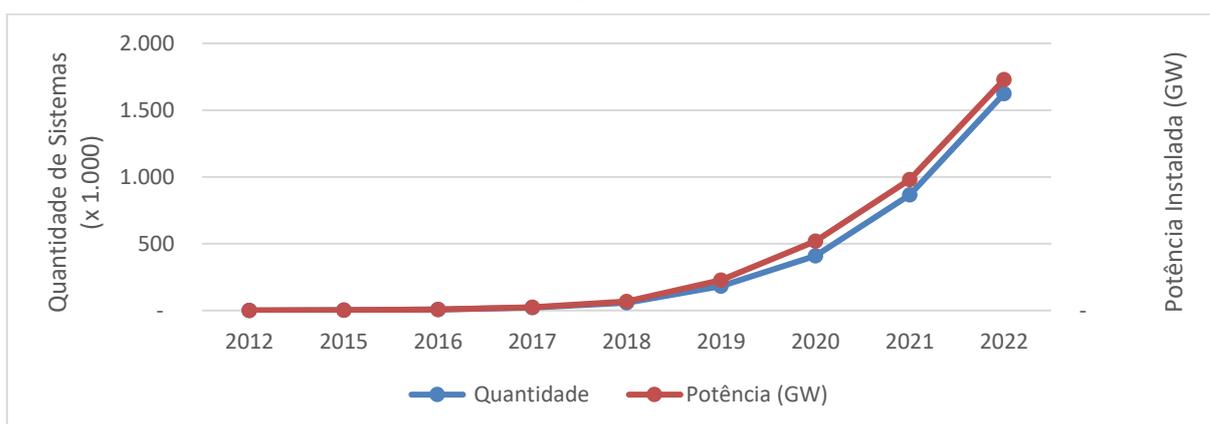


Fonte: ANEEL (2023c).

² Aprovado na forma da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022.

Figura 7 – Evolução da MMGD

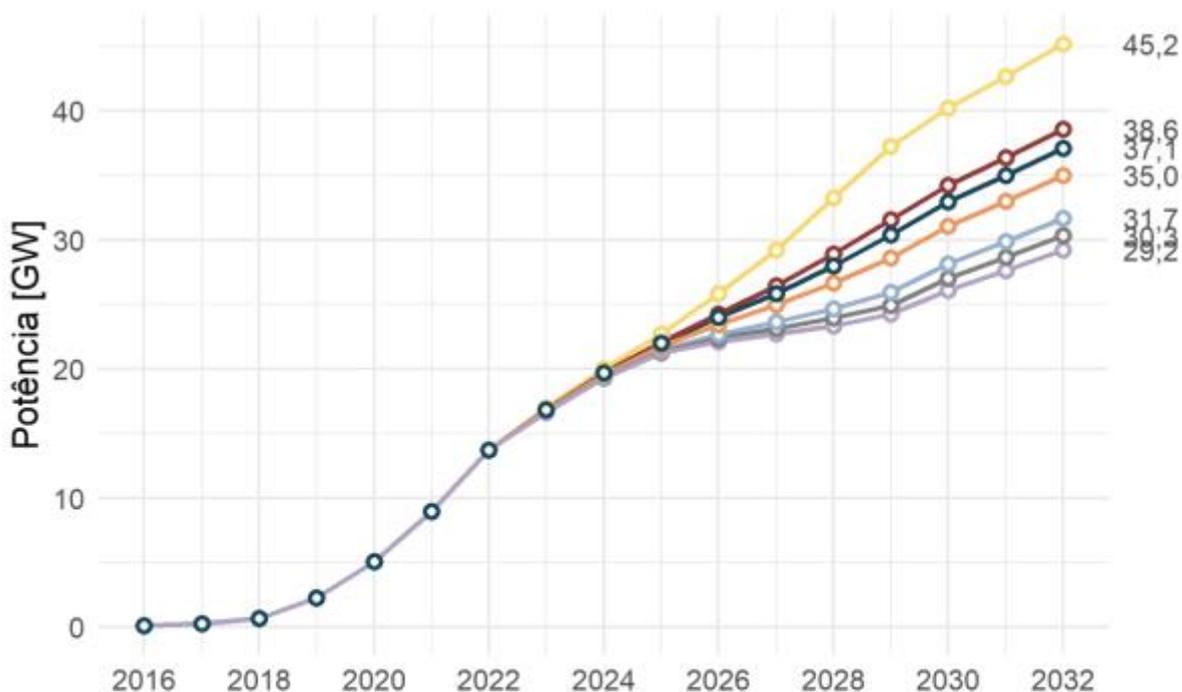
Fonte: elaboração própria, com dados da ANEEL (2023d).

Figura 8 – Evolução acumulada MMGD

Fonte: elaboração própria, com dados da ANEEL (2023d).

Enquanto a Figura 7 apresenta a conexão de novos sistemas de MMGD ano a ano, a Figura 8 exibe a evolução acumulada do SCEE, em termos de número de unidades consumidores e de potência instalada.

De acordo as projeções da EPE, mesmo reduzindo o ritmo observado nos últimos anos, a expansão do SCEE continuará ocorrendo a taxas altas em diferentes cenários simulados, conforme demonstrado na Figura 9.

Figura 9 – Projeção da capacidade instalada de MMGD (GW): cenários

Nota: Data base da projeção: fevereiro de 2022



Fonte: MME/EPE, 2022b.

Ocorre que, em compasso com a sua popularização e disseminação, os impactos tarifários da MMGD tornaram-se cada vez mais relevantes e evidenciaram o problema dos subsídios cruzados implícitos custeados pela tarifa dos demais consumidores, já apontados pelo Tribunal de Contas da União (TCU), que determinou à ANEEL providências “a fim de retirar a diferenciação tarifária percebida entre consumidores de energia elétrica, promovida em função de sua adesão, ou não, ao sistema de compensação de energia elétrica (SCEE)” (TCU, 2020, item 9.2):

De acordo com Santana (2021), dada a tarifação monômnia (volumétrica) aplicada a unidades consumidoras conectadas em baixa tensão e a opção do regulador por valorar a energia gerada pela integralidade da tarifa de aplicação (TUSD + TE), os consumidores do SCEE acabam não recolhendo os encargos setoriais nem remunerando adequadamente as redes de distribuição e transmissão, custos que acabam sendo rateados pelos demais consumidores, o que leva a uma série de

distorções, “dentre as quais a transferência de recursos de consumidores de menor poder aquisitivo para os de classe mais abastadas que aderem ao SCEE” (p. 13).

Além da diferenciação tarifária indevida, a inserção cada vez maior da geração distribuída leva a dificuldades crescentes no planejamento da expansão, a cargo especialmente da EPE, e na operação do sistema de distribuição pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que demonstra preocupação inclusive quanto à capacidade de escoamento e à resiliência do Sistema Interligado Nacional.

De acordo com a EPE:

Além do potencial de transformar profundamente os sistemas elétricos, que hoje são predominantemente operados com recursos de maior porte e gerenciados centralizadamente, a inserção dos RED exige novas práticas de planejamento, conforme detalhado em nota específica da EPE (2018). Nesse sentido, projetar a difusão da geração distribuída é um dos desafios que precisa ser enfrentando. Além disso, é importante ter estimativas precisas, pois caso o planejador projete um cenário de baixo desenvolvimento da geração distribuída e, na verdade, se materialize um cenário “alto”, haverá um sobreinvestimento na matriz elétrica centralizada. Por outro lado, caso seja assumido que haverá elevada penetração de geração distribuída e, na prática, se realize um cenário de “baixo” desenvolvimento, a confiabilidade do sistema pode ficar comprometida ou os custos de suprimento podem ser encarecidos. Esse dilema do planejador está ilustrado no diagrama a seguir.

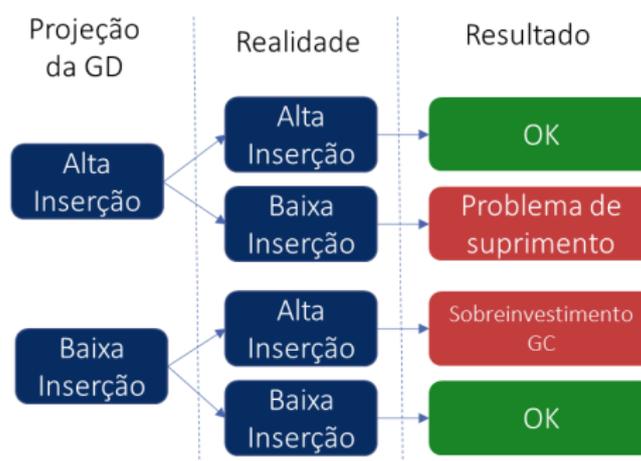


Figura 1 - Dilema do planejador numa matriz com geração distribuída

(MME/EPE, 2022, p. 2)

Com relação à operação do SIN, dentre as principais constatações do Plano de Operação Energética 2022/2026 (PEN 2022) do ONS, destaca-se a de que:

Tem-se verificado um significativo crescimento no número de instalações de MMGD, principalmente a partir da fonte solar. Este crescimento traz novos desafios para a operação do SIN, como por exemplo, a necessidade de compensar o efeito da rápida redução de potência da MMGD solar no final do

dia. Ressalta-se que o crescimento da MMGD tende a deslocar o horário de pico da curva carga para o período da noite; (ONS, 2022, p. 11).

Esse contexto evidencia que a evolução da regulamentação da micro e minigeração distribuída deu ao mercado sinalização contrária à finalidade original do SCEE, que não visava estimular a instalação de centrais geradoras superdimensionadas.

As novas modalidades, o aumento do limite de potência para adesão ao Sistema de Compensação, a manutenção da forma de valoração da energia injetada – mesmo em sistemas remotos – e os benefícios fiscais obtidos viabilizaram novos arranjos que despertaram o interesse de investidores na MMGD.

O cenário apresentado levou a ANEEL a iniciar, ainda em 2018, os estudos para a retirada gradual dos incentivos instituídos pela REN 482/2012, com foco na correta cobrança dos custos de uso do sistema de distribuição pelos microgeradores e minigeradores e na manutenção do desenvolvimento da tecnologia (ANEEL, 2019).

Tal revisão propunha, dentre outros aspectos, que a precificação da energia injetada por sistemas de MMGD não se desse pela integralidade da tarifa de aplicação, como ocorria até então. A Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 003/2019-SRD/SGT/SRN/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019, considerou as 6 alternativas apresentadas na Figura 10 e na Figura 11, a seguir:

Figura 10 – Alternativas de precificação da energia injetada por MMGD



Fonte: ANEEL (2019, p. 3).

Figura 11 – Alternativas de precificação da energia injetada por MMGD (2)

Fonte: ANEEL (2019, p. 22).

No entanto, em meio aos debates ocorridos no ambiente regulatório, foi editada a Lei nº 14.300/2022, que institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica e o Programa de Energia Renovável Social (PERS), posteriormente regulamentada pela REN nº 1.059/2023.

Apesar de representar avanços em relação à normatização anterior, a Lei 14.300/2022 restringiu significativamente o espaço discricionário ao alcance da regulamentação da ANEEL, garantindo ao segmento de micro e minigeração distribuída a postergação de parte dos incentivos e benefícios baseados em subsídios que estudava-se retirar ou mitigar.

Dentre outros aspectos, o marco legal-regulatório vigente tem duas características relevantes ao estudo ora apresentado: a flexibilização da modalidade de geração compartilhada e as regras especiais de faturamento dos micro e minigeradores.

2.1.4.1 Geração Compartilhada

Uma das grandes inovações trazidas pela REN 687/2015 foi a criação do modelo de geração compartilhada, que permitiu a qualquer consumidor ingressar no SCEE, mesmo que não possua espaço adequado para a instalação de sistemas de geração ou que não disponha de capital disponível para o investimento necessário (NETTO, 2022).

De acordo com o conceito anterior à Lei nº 14.300/2022, apresentado a seguir, consumidores, pessoas físicas ou jurídicas, poderiam se reunir, por consórcio ou cooperativa, e compartilhar os créditos de energia elétrica de uma mesma usina,

reduzindo assim o investimento individual requerido de cada consumidor (NETTO, 2022).

Art. 2º Para efeitos desta Resolução, ficam adotadas as seguintes definições:

[...]

VII – geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada (ANEEL, 2012, art. 2º).

Diante de frequentes questionamentos recebidos pela Agência, a Procuradoria Federal junto à ANEEL emitiu 2 pareceres³ com esclarecimentos a respeito dos aspectos relacionados à formação dos consórcios e cooperativas no âmbito do SCEE (ANEEL, 2017).

Em resumo, concluiu-se que a constituição de consórcio deve observar i) o disposto na Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 e na Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil nº 1.634, de 6 de maio 2016 ou ii) o disposto na Lei nº 11.795, de 8 de outubro de 2008. Quanto à constituição de cooperativas, deve-se observar as regras gerais previstas nos artigos 1.093 a 1.096 da Lei nº 10.406, de 10 de janeiro de 2002, e o que dispõe a Lei nº 5.764, de 16 de dezembro de 1971, o que restringia o acesso à modalidade de geração compartilhada (ANEEL, 2017).

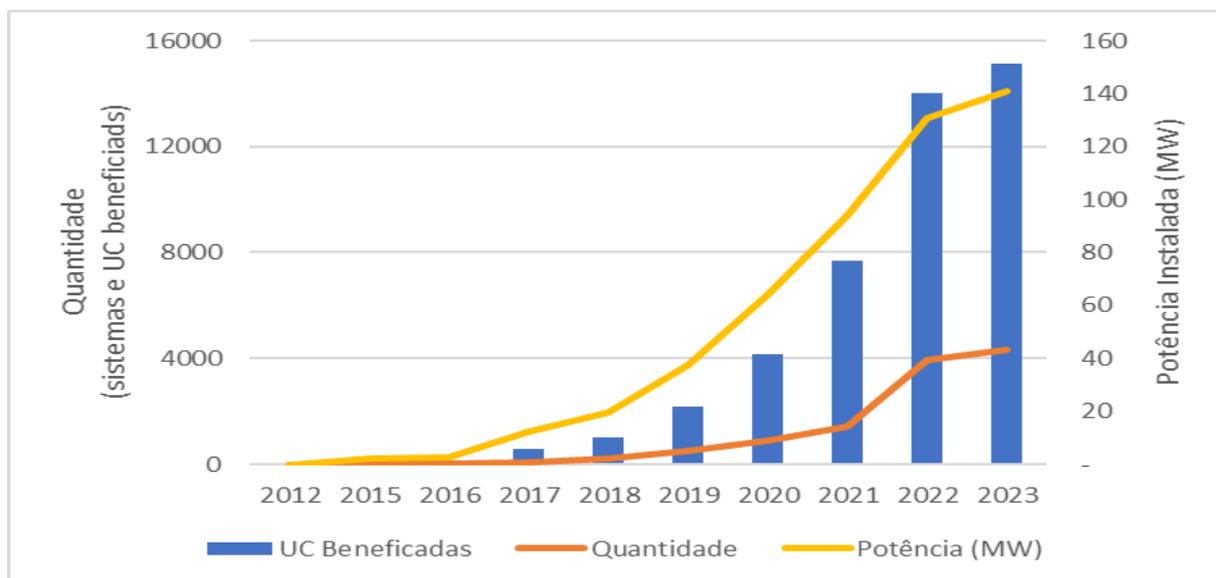
No entanto, a Lei nº 14.300/2022 ampliou as possibilidades de reunião de consumidores com a finalidade de adesão ao SCEE na modalidade geração compartilhada, acrescentando o condomínio civil voluntário ou edifício ou qualquer outra forma de associação civil instituída para esse fim, o que reduziu a burocracia associada ao processo, viabilizando novos modelos de negócio.

Com isso, o crescimento da geração compartilhada foi perceptível: até a publicação da Lei, no dia 7 de janeiro de 2022, havia 1.416 empreendimentos, com cerca de 95 MW de potência instalada, beneficiando 7.725 unidades consumidores. Desde então, até o dia 24/03/2023, foram registrados outros 2.914 sistemas de geração compartilhada, com mais quase 47 MW de potência instalada, cujos créditos

³ Parecer n. 00433/2016/PFANEEL/PGF/AGU, de 6 de setembro de 2016, e Parecer n. 00113/2017/PFANEEL/PGF/AGU, de 28 de março de 2017.

beneficiam outras 7.425 unidades consumidoras (ANEEL, 2023d), conforme ilustrado na Figura 12.

Figura 12 – Evolução MMDG Compartilhada

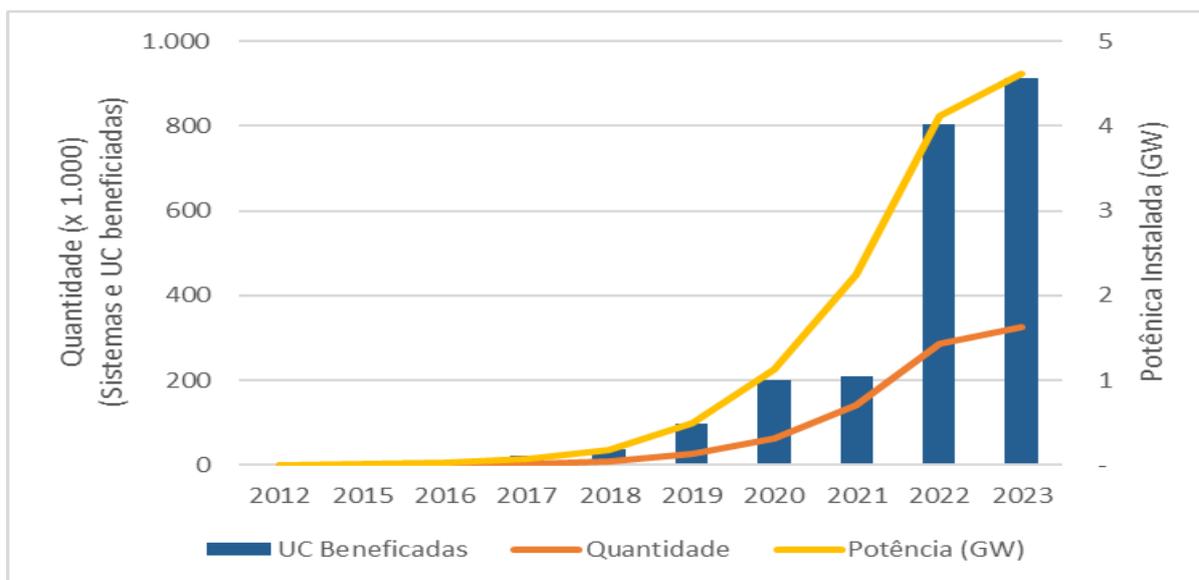


Fonte: elaboração própria, com dados da ANEEL (2023d).

Merece destaque que os consumidores com autoconsumo remoto também podem se enquadrar como geração compartilhada mantendo as regras vigentes, bastando para isso que ajustem a titularidade do sistema.

Dessa forma, adicionando à pesquisa os sistemas de autoconsumo remoto, verifica-se que o número de sistemas saltou de 141.525 (existentes no momento da publicação da Lei) para 325.392 no dia 24/03/2023, correspondendo a um crescimento de 2,27 para mais de 4,62 GW de potência instalada.

Tais números representam incremento de mais de 100% em pouco mais de um ano (ANEEL, 2023d), tanto em número de unidades consumidoras quanto em potência instalada. Ainda mais surpreendente é o aumento do número de unidades consumidoras beneficiadas, que já se aproxima de 1 milhão, conforme evidencia a Figura 13, a seguir:

Figura 13 – Evolução da MMGD Compartilha e Remota

Fonte: elaboração própria, com dados da ANEEL (2023d).

Adicionalmente, de acordo com Godoi (2023), a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) alega que, até 6 de janeiro de 2023, as distribuidoras receberam pedidos de conexão de outros 27 GW em geração remota:

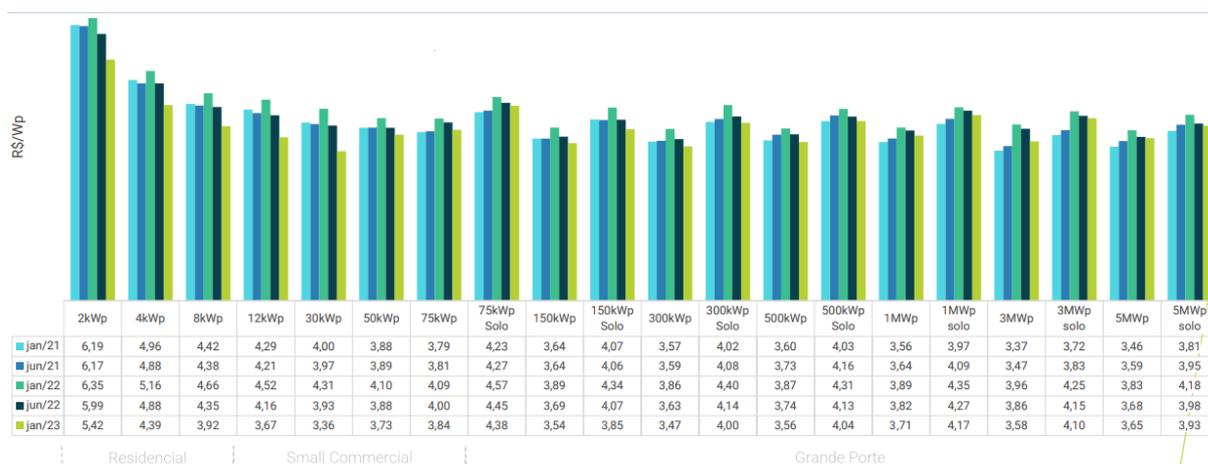
As distribuidoras tiveram um volume de solicitações de GD de 35,7 GW até 6 de janeiro, é mais do que o dobro do que foi conectado ao sistema até hoje. Se tudo isso entrar em operação e considerando os valores que tivemos até 2022, só esse grupo terá mais de R\$ 270 bilhões de subsídios até 2045. Se olharmos esses volumes, desses 35 GW, temos apenas 7 GW como GD local e os 27 GW são de GD remota (GODOI, 2023).

Essa enxurrada de pedidos se justifica pela regra de transição que será abordada a seguir, que, em resumo, garante que as regras de faturamento vigentes, mais benéficas que as trazidas pela Lei nº 14.300/2022 e pela REN nº 1.059/2023, sejam aplicadas até 2045, o que levou “os empreendedores a se empenharem em aproveitar uma oportunidade ímpar” (GODOI, 2023).

No caso da geração local e do autoconsumo remoto, a citada oportunidade depende das capacidades financeira do consumidor e física da sua unidade consumidora – ou de uma de suas unidades consumidoras –, visto que a adesão ao SCEE nessas modalidades depende da instalação de uma central geradora, que, sendo de fonte solar, pode custar até R\$ 2.700/KWp, conforme Figura 14, a seguir: (GREENER, 2023⁴).

⁴ Acesse em <https://www.greener.com.br/>

Figura 14 – Preços de sistemas fotovoltaicos



Fonte: Greener (2023).

Por isso, investidores e empreendedores estão focados em desenvolver modelos de negócio baseados na geração compartilhada que, dentre outros benefícios potenciais, podem oportunizar o acesso ao SCEE aos consumidores que não reúnem as condições citadas. Os dados mais atuais da Greener (2023) dão conta de cerca de 31.510 integradores ativos, dos quais aproximadamente 10.300 surgiram depois da vigência da Lei nº 14.300/2022.

Dentre esses modelos, o mais praticado tem sido aquele estruturado no formato de “locação do gerador”, no qual os papéis dos consumidores e dos geradores (prosumidores) não se confundem, sendo que o investimento na geração é de empreendedores ou investidores especializados em negócios baseados na MMDG e no SCEE, também conhecidos como integradores (NETTO, 2022).

De acordo com Netto (2022), cada consumidor arrenda parte da geração, à qual é devida um percentual da energia gerada, e remuneram os empreendedores pelo aluguel da central geradora, incluindo as despesas com prestadores de serviços e manutenção. Nas palavras da pesquisadora:

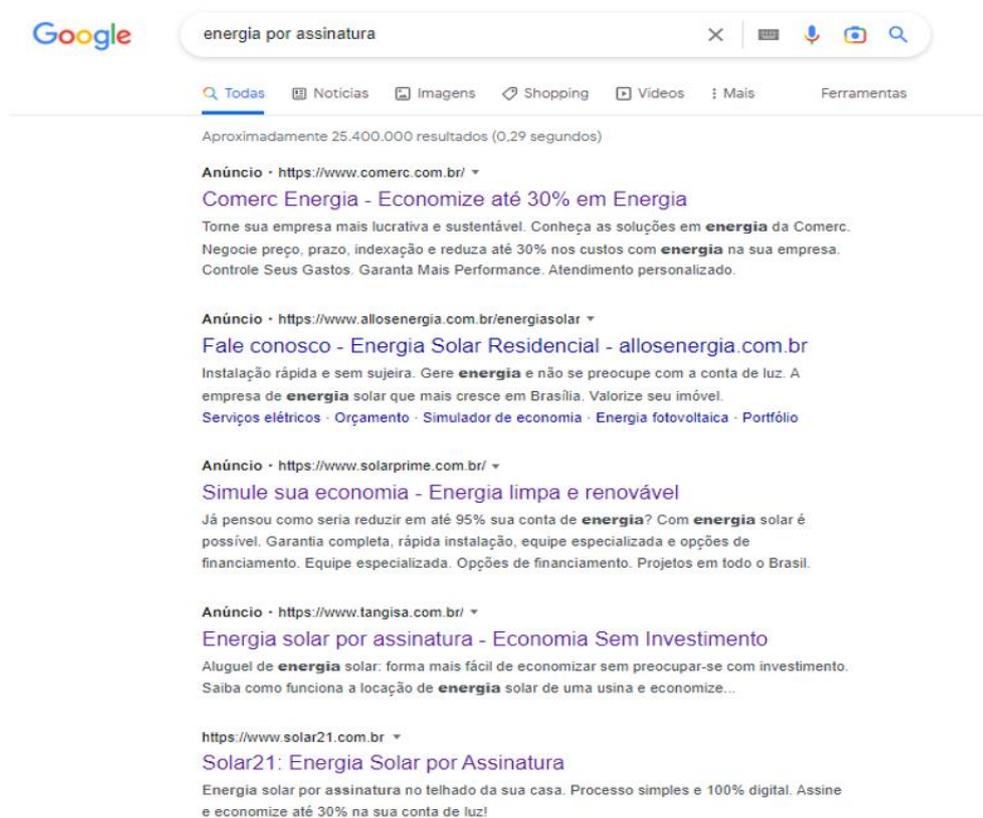
Nesse modelo, são firmados contratos de arrendamento dos equipamentos da usina da geração compartilhada, com percentuais previamente definidos para cada consumidor. Desse modo, o consumidor paga uma mensalidade para o prosumidor em relação à porcentagem dos equipamentos que aluga e recebe créditos de energia em sua devida UC [unidade consumidora] (FRÂNCICA, 2021). Essa mensalidade deve ser mais baixa do que a conta de energia mensal usualmente paga pelo consumidor para a distribuidora de energia elétrica local (PSCHEIDT, 2021). Assim, os consumidores podem economizar até 25% do que se consumirem energia da concessionária local (SINERGI, 2022a) (NETTO, 2022, p. 55-56).

Como bem assinalado por Netto (2022), o modelo de “locação do gerador” proporciona abertura antecipada do mercado livre, com “característica análoga a uma comercialização dentro do mercado cativo”, opinião compartilhada com Marcos Madureira, Presidente Executivo da ABRADÉE:

Pelo lado das distribuidoras os subsídios representam uma grande distorção que aumentará a tarifa de quem ficará na rede de distribuição. E mais, destaca o presidente executivo da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, Marcos Madureira, houve um desvirtuamento da 14.300, pois há uma espécie de liberalização extraoficial do mercado regulado com a comercialização de energia de sistemas de GD para consumidores de baixa tensão e que terão seu impacto sobre o setor elétrico brasileiro. (GODOI, 2023)

De fato, uma simples pesquisa na internet retorna diversas empresas oferecendo serviço como o descrito por Netto (2022). A Figura 15 apresenta os primeiros resultados obtidos ao buscar “energia por assinatura”⁵ em <https://www.google.com.br>:

Figura 15 – Consulta “energia por assinatura”



The image shows a Google search interface with the query "energia por assinatura". The search results are displayed as a list of advertisements. The first result is from "Comerc Energia" with the headline "Economize até 30% em Energia". The second result is from "allosenergia.com.br" with the headline "Energia Solar Residencial". The third result is from "solarprime.com.br" with the headline "Energia limpa e renovável". The fourth result is from "tangisa.com.br" with the headline "Energia solar por assinatura - Economia Sem Investimento". The fifth result is from "solar21.com.br" with the headline "Energia Solar por Assinatura".

Anúncio · <https://www.comerc.com.br/> ▾
Comerc Energia - Economize até 30% em Energia
Torne sua empresa mais lucrativa e sustentável. Conheça as soluções em **energia** da Comerc.
Negocie preço, prazo, indexação e reduza até 30% nos custos com **energia** na sua empresa.
Controle Seus Gastos. Garanta Mais Performance. Atendimento personalizado.

Anúncio · <https://www.allosenergia.com.br/energiasolar> ▾
Fale conosco - Energia Solar Residencial - allosenergia.com.br
Instalação rápida e sem sujeira. Gere **energia** e não se preocupe com a conta de luz. A empresa de **energia** solar que mais cresce em Brasília. Valorize seu imóvel.
[Serviços elétricos](#) · [Orçamento](#) · [Simulador de economia](#) · [Energia fotovoltaica](#) · [Portfólio](#)

Anúncio · <https://www.solarprime.com.br/> ▾
Simule sua economia - Energia limpa e renovável
Já pensou como seria reduzir em até 95% sua conta de **energia**? Com **energia** solar é possível. Garantia completa, rápida instalação, equipe especializada e opções de financiamento. Equipe especializada. Opções de financiamento. Projetos em todo o Brasil.

Anúncio · <https://www.tangisa.com.br/> ▾
Energia solar por assinatura - Economia Sem Investimento
Aluguel de **energia** solar: forma mais fácil de economizar sem preocupar-se com investimento. Saiba como funciona a locação de **energia** solar de uma usina e economize...

<https://www.solar21.com.br> ▾
Solar21: Energia Solar por Assinatura
Energia solar por assinatura no telhado da sua casa. Processo simples e 100% digital. Assine e economize até 30% na sua conta de luz!

Fonte: elaboração própria.

⁵ Pesquisa às 21h20 do dia 01/03/2023.

Dessa forma, ao representar uma abertura virtual do mercado livre para a baixa tensão, a MMGD, especialmente na modalidade de geração compartilhada, pode interferir na opção do consumidor por migrar para o mercado livre ou manter-se no mercado regulado, impactando também na estratégia associada à abertura formal do ACL para o Grupo B por parte do Poder Concedente.

Ademais, a abertura não planejada do ACL (formal ou virtualmente) apresenta alguns riscos, dentre os quais destaca-se aquele relacionado à alocação de custos, especialmente – mas não exclusivamente – dos relacionados ao uso do sistema de distribuição.

Apesar de ser uma forma de democratização do acesso à MMGD, é necessário considerar que, como apresentado na Seção 2.1.6, o SCEE possui regras tarifárias transitórias que não remuneram integralmente os custos do sistema de distribuição, tampouco contribuem no rateio dos encargos setoriais, o que leva à manutenção de subsídios que distorcem os sinais de preço tão caros à atividade regulatória.

Note-se que, ao permitir o compartilhamento de uma mesma central geradora por mais de um consumidor, a geração compartilhada apresenta-se necessariamente como uma modalidade de geração remota, com coeficiente de simultaneidade próximo de zero, ou seja, aquela com maior uso da rede de distribuição.

Interessante pontuar que uma das grandes preocupações das distribuidoras com relação à abertura do mercado livre para o Grupo B era a sua perda de mercado, situação mantida caso os consumidores no ACR acabem por aderir ao SCEE.

De acordo com a ABRADÉE (2023):

De acordo com dados reunidos pela ANEEL² no ano de 2022 o total de potência de MMGD conectada ao sistema das distribuidoras foi de 7.166 MW. Entretanto, esse acréscimo de potência aconteceu de forma escalonada, distribuída ao longo dos meses de 2022. Consequentemente, o mercado de 2022 não foi integralmente afetado pelo consumo de MMGD. Assim, mesmo que não houvesse novas conexões, a energia compensada pelos usuários com MMGD de 2023 irá crescer cerca de 35% frente ao mercado de 2022, exclusivamente pela diferença de geração associada à potência instalada por 12 meses cheios em 2023, frente à distribuição dessa mesma potência ao longo do ano de 2022.

O efeito desta parcela de crescimento da GD, ainda sob a égide da REN 482/2012, deve retirar 563 MWm do mercado de distribuição de 2023 (cerca de 2% do mercado de baixa tensão), causando impacto superior a R\$ 1,3

bilhão no resultado das distribuidoras, considerando apenas as parcelas de TUSD Fio B e de Perdas.

2.1.5 Regras de faturamento aplicáveis aos consumidores cativos

Antes de tratar do faturamento aplicável aos micro e minigeradores, é fundamental apresentar breve nivelamento sobre a estrutura tarifária aplicável aos consumidores cativos das distribuidoras, assim definida nos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) da ANEEL:

3. Estrutura Tarifária é um conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e os postos tarifários (ANEEL, 2023a, p. 2).

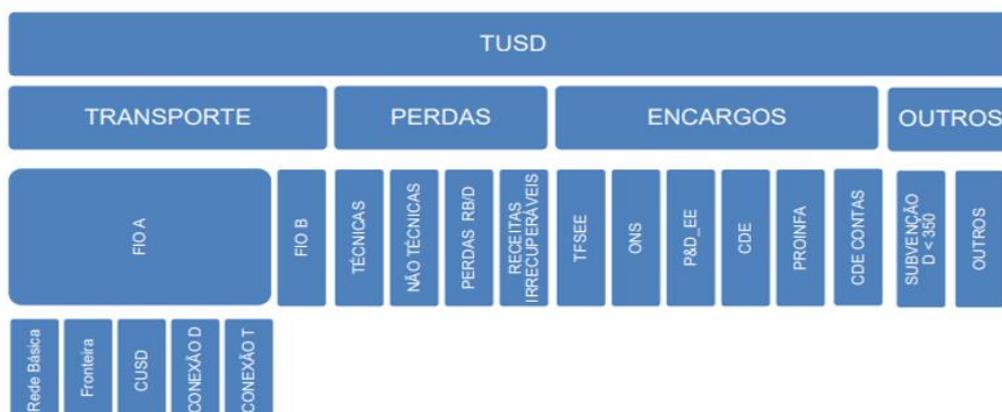
Os citados custos regulatórios, ainda de acordo com o Proret, são decompostos em diversos componente tarifários, refletidos em funções de custo que, agregadas, formam as tarifas de uso do sistema de distribuição e de energia.

2.1.5.1 Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD)

A TUSD, conforme Submódulo 7.1 do Proret (ANEEL, 2023a), é utilizada para faturar o uso do sistema de distribuição pelos usuários nele conectados, e é composta pelas funções de custo e componentes tarifários apresentados na Figura 16.

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição: valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema (ANEEL, 2023a, p.3).

Figura 16 – Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD



Fonte: (ANEEL, 2023a, p.8).

A função Transporte da TUSD é formada pelas componentes TUSD Fio A e TUSD Fio B, são definidos como:

- a) TUSD Fio A: formada pelos custos associados ao uso de ativos de terceiros, como os sistemas de transmissão da Rede Básica, os transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das Demais Instalações de Transmissão (DIT) compartilhadas, o uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras e a conexão às instalações de transmissão ou de distribuição (ANEEL, 2023a);
- b) TUSD Fio B: formadas pelos custos associados aos dos ativos da própria distribuidora, e compreende tanto o custo anual dos ativos (CAA) quanto o custo de administração, operação e manutenção (CAOM) (ANEEL, 2023a).

Já a função Perdas da TUSD é destinada à recuperação dos custos regulatórios associados às:

- a) Perdas técnicas (PT) do sistema da distribuidora, inerente ao processo de transporte, de transformação de tensão e de medição da energia na rede da concessionária (ANEEL, 2022, 2022a);
- b) Perdas não técnicas (PNT), que representam as demais perdas ocorridas na distribuição, como fraude, furto ou erros de medição ou faturamento (ANEEL, 2022, 2022a);
- c) Perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora; e
- d) Receitas Irrecuperáveis (RI), que representa a parcela da inadimplência dos consumidores que é reconhecida regulatoriamente e repassada à tarifa (ANEEL, 2022, 2022a).

A função Encargos recupera os custos das distribuidoras com os seguintes encargos:

- a) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE), estabelecido pela Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, que dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento (P&D) e em eficiência energética (EE) por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica (ANEEL, 2022h).

- b) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE): instituída pela Lei nº 9.427/1996, e regulamentada pelo Decreto nº 2.410, de 28 de novembro de 1997, a TFSEE constitui-se em receita para custeio das atividades para custeio das atividades da ANEEL (ANEEL, 2022g).
- c) Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.
- d) Cota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), fundo setorial criado com o objetivo de custear diversas políticas públicas, como a Tarifa Social e de Energia Elétrica (TSEE) e o Programa Luz para Todos. É regido pelas Leis nº 10.438, de 2003, e nº 14.182, de 12 de julho de 2021, além dos Decretos nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, e nº 9.022, de 31 de março de 2017 (ANEEL, 2023).
- e) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), nos termos do Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004 (ANEEL, 2022f).
- f) Cota da CDE associada aos Empréstimos da Conta COVID e da Conta Escassez Hídrica – CDE Contas.

Por fim, além de eventuais outros componentes necessários à composição da TUSD, a função Outros abarca a subvenção econômica destinada a distribuidoras de pequeno porte, criada por lei para impedir que distribuidoras com mercado próprio inferior a 350 GWh/ano tenham tarifas superiores às de distribuidoras com mercado anual superior a 700 GWh e estejam localizadas no mesmo estado da federação (MONTENEGRO, 2022).

Dada sua finalidade de remunerar a infraestrutura disponível aos usuários, a TUSD é devida por todos os consumidores, livres ou cativos, com exceção da regra de transição aplicável aos micro e minigeradores distribuídos, detalhada na Seção 2.1.6.

2.1.5.2 Tarifa de Energia (TE)

A TE, cuja definição do Submódulo 7.1 do Proret (ANEEL, 2023a) é apresentada a seguir, visa faturar o consumo de energia pelos consumidores cativos, e é composta pelas funções de custo e componentes tarifários apresentado na Figura 17.

TE – Tarifa de Energia: valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal pela distribuidora referente ao consumo de energia dos seguintes contratos:

- a) Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER, nos termos da Resolução Normativa nº 414/2010, art. 62, ou o que vier a sucedê-lo;
- b) Contrato de fornecimento de consumidores do grupo A, nos termos da Resolução Normativa nº 414/2010, art. 63, ou o que vier a sucedê-lo;
- c) Contrato de Adesão de consumidores do grupo B, nos termos da Resolução Normativa nº 414/2010, art. 60, ou o que vier a sucedê-lo;
- d) Contrato de Compra e Venda da Energia – CCE, para suprimento de concessionária ou permissionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano, nos termos do PRORET, Submódulo 11.1 (ANEEL, 2023a, p. 3)

Figura 17 – Funções de Custos e Componentes Tarifários da TE



Fonte: ANEEL (2023a, p. 10).

A função Energia representa a maior parcela da TE e recupera os custos incorridos pelas distribuidoras com a compra de energia para revenda aos consumidores, que pode ser decorrente (ANEEL, 2023a):

- a) dos leilões do ACR;
- b) de contratos bilaterais;
- c) de cotas de Itaipu, de Angra I e II, do Proinfa e de Garantia Física e de Potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013;
- d) de Geração Própria;
- e) de Contratos de Suprimento; ou
- f) de Geração Distribuída.

A função Transporte recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu, enquanto a função Perdas recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.

Já a função Encargos da TE recupera os custos dos seguintes encargos:

- a) Encargos de Serviços de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER;
- b) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE;
- c) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos – CFURH;
- d) Cota da CDE associada aos Empréstimos da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica – TE CDE;
- e) Cota da CDE resultado da desestatização da Eletrobras revertida à modicidade tarifária – CDE ELET; e
- f) Cota da CDE associada ao benefício tarifário do sistema de compensação da micro e minigeração distribuída – CDE GD.

Finalmente, a função Outros abarca a subvenção econômica às distribuidoras com mercado próprio anual inferior a 350 GWh e eventuais outros componentes necessários à composição da TE.

Cabe destacar que, apesar da TE ser dedicada aos consumidores cativos, as componentes Perdas, ESS e EER são recolhidas pelos consumidores livres diretamente à CCEE (EY; ABRACEEL, 2023).

2.1.5.3 Componentes financeiros e Bandeiras Tarifárias

Definidos no Submódulo 4.1 do PRORET, os Componentes Financeiros são os montantes em reais apurados pela ANEEL que são acrescentados ou subtraídos dos processos tarifários ordinários em função de obrigações legais e regulamentares impostas às distribuidoras, podendo ser agregados em 3 subgrupos:

- a) Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA), definida no Submódulo 4.2 do PRORET (ANEEL, 2022c);
- b) Sobrecontratação, definida no Submódulo 4.3 do PRORET (ANEEL, 2022d); e

- c) Demais Componentes Financeiros (DCF), definidos no Submódulo 4.4 do PRORET (ANEEL, 2022e).

De outra forma, apesar das tarifas das distribuidoras serem reajustadas anualmente e revisadas somente a cada 4 ou 5 anos, muitos dos custos regulatórios que as compõem são determinados por previsão e estão sujeitos a variações durante os períodos entre os processos de reajuste ou revisão, em virtude de diversas variáveis, como a taxa do dólar, a hidrologia, o despacho termelétrico, o preço do combustível, o comportamento do mercado, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) etc.

Com isso, a ANEEL apura mensalmente as diferenças verificadas entre os custos previstos e os realizados, a maior ou a menor, e as captura no processo tarifário seguinte, com a devida atualização monetária, tanto na TE quanto na TUSD.

Para reduzir o saldo financeiro nos processos tarifários e dar sinal de preços capaz de influenciar o comportamento do consumidor, foi criado o mecanismo de bandeiras tarifárias, adicionais aplicados em momentos em que o custo de geração está elevado, levando em consideração o risco hidrológico e o PLD.

Importante destacar que não se trata de custo adicional, mas de sinal de preço relacionado ao custo real da geração que oportuniza ao consumidor adaptar seu comportamento no período (ANEEL, 2023I).

2.1.5.4 Tributação

Adicionalmente, sobre o consumo de energia elétrica dos consumidores cativos ainda incidem contribuições ao Programa de Integração Social (PIS), e ao Financiamento de Seguridade Social (COFINS), de competência federal, e Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços (ICMS), de competência estadual ou distrital que, apesar de alterações recentes que limitam sua incidência sobre a energia elétrica, ainda podem representar até 25% da fatura.

A Lei Complementar nº 194, de 23 de junho de 2022, enquadrou a energia elétrica como serviço essencial e indispensável, vedando a fixação de alíquotas de ICMS superior ao das operações em geral. Na prática, a alíquota ficou limitada a 18%,

patamar significativamente inferior aos anteriormente praticados, que variavam entre 25% e 30% na maioria dos estados brasileiros (CASA CIVIL, 2022).

Quanto ao PIS e ao Cofins, com a edição das Leis nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002, nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, e nº 10.865, de 30 de abril de 2004, tiveram suas alíquotas fixadas em 1,65% e 7,6%, respectivamente, e passaram a ser apurados de forma não cumulativa.

Finalmente, a fatura de energia ainda contempla a arrecadação da contribuição para o custeio do serviço de iluminação pública (CIP), definida por cada município ou pelo Distrito Federal a partir de competência atribuída pelo art. 149-A da Constituição Federal de 1988:

Art. 149-A Os Municípios e o Distrito Federal poderão instituir contribuição, na forma das respectivas leis, para o custeio do serviço de iluminação pública, observado o disposto no art. 150, I e III. (Incluído pela Emenda Constitucional nº 39, de 2002)

Parágrafo único. É facultada a cobrança da contribuição a que se refere o caput, na fatura de consumo de energia elétrica.

2.1.6 Regras de faturamento especiais aplicáveis aos micro e minigeradores

Como antecipado, apesar de cativos das distribuidoras, os consumidores com MMGD fazem jus a regras específicas de faturamento.

Conforme disciplinado no art. 17 da Lei nº 14.300/2022, a energia compensada pelas unidades consumidoras participantes do SCEE será faturada pela incidência de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, abatidos os benefícios ao sistema elétrico propiciados pelas centrais de MMGD, cuja responsabilidade pelos cálculos foi atribuída pela Lei à ANEEL, observando as diretrizes a cargo do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), ainda não estabelecidas.

No entanto, a mesma Lei trouxe regras de transição distintas, a depender do momento da conexão da central geradora e das suas características, todas recepcionadas pela regulação setorial a partir das alterações promovidas pela REN nº 1.059/2023 na REN nº 1.000/2022:

- a) GD I: conforme disposto no art. 655-O da REN 1.000/2022, todos os sistemas de MMGD conectados ou com solicitação de orçamento de conexão protocolada até o dia 7 de janeiro de 2023 e que observem o disposto nos §§ 4º e 5º do mesmo artigo quanto à data limite para início da injeção de energia.

Nesses casos, conforme estabelecido no Submódulo 7.3 PRORET, a energia compensada é faturada com desconto de 100% em todas as componentes da TUSD e das funções Perdas, Encargos e Outros da TE.

Necessário pontuar a não incidência das funções da TE Energia e TE Transporte no faturamento da energia compensada, por estarem associadas ao custo da energia. De acordo com o art. 17 da Lei nº 14.300/2022:

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.

§ 1º As unidades consumidoras de que trata o caput deste artigo serão faturadas pela incidência, sobre a energia elétrica ativa consumida da rede de distribuição e sobre o uso ou sobre a demanda, de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, conforme regulação da Aneel, e deverão ser abatidos todos os benefícios ao sistema elétrico propiciados pelas centrais de microgeração e minigeração distribuída.

A partir de 2046, aplica-se o disposto no art. 17 da Lei (art. 655-K da REN 1.000/2022).

- b) GD II: sistemas de MMGD não enquadrados como GD I e que tenham até 500 kW de potência ou, se superiores, sejam enquadrados como central geradora despachável⁶ ou nas modalidades geração na própria carga, geração compartilhada^{7,8} ou empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (EMUC)⁹.

Nesses casos, além da não incidência das componentes TE Energia e TE Transportes, o Submódulo 7.3 do PRORET estabelece desconto de 100% nas componentes das funções Perdas, Encargos e Outros da TE até 31/12/2028,

⁶ Definida no inciso IV-A do art. 2º da REN 1.000/2022.

⁷ Definida no inciso XXIII-A do art. 2º da REN 1.000/2022.

⁸ Desde que nenhum titular detenha 25% ou mais da participação dos excedentes de energia.

⁹ Definida no inciso XIV-A do art. 2º da REN 1.000/2022.

além dos percentuais de desconto abaixo listados para a componente Fio B da TUSD:

- i. de 08/01/2023 a 31/12/2023, 85%;
- ii. de 01/01/2024 a 31/12/2024, 70%;
- iii. de 01/01/2025 a 31/12/2025, 55%;
- iv. de 01/01/2026 a 31/12/2026, 40%;
- v. de 01/01/2027 a 31/12/2027, 25%; e
- vi. de 01/01/2028 a 31/12/2028, 10%.

Sistemas conectados ou com solicitação de orçamento de conexão protocolada de 8 de janeiro de 2023 a 7 de julho de 2023 serão faturados como GD II até 31/12/2030, com o desconto de 10% na componente Fio B da TUSD.

Finalizada a transição, a partir de 2029 ou de 2031, a depender da data de conexão ou da solicitação de orçamento, aplica-se o disposto no art. 17 da Lei (art. 655-K da REN 1.000/2022).

c) GD III: demais casos.

De acordo com o PRORET, até 31/12/2028, aplicam-se os seguintes percentuais de desconto, considerando a não incidência das funções de custo TE Energia e TE Transporte, associadas ao custo da energia:

- i. 60% da componente Fio A da TUSD;
- ii. 100% dos componentes ONS, CDE, CDE Contas e Proinfa da função de custo Encargos da TUSD;
- iii. 100% da função de custo Perdas da TUSD;
- iv. 100% da função de custo Outros da TUSD;
- v. 100% da função de custo Perdas da TE;
- vi. 100% dos componentes CFRUH, ESS, ERR, TE CDE, CDE GD e CDE Elet da função de custo Encargos da TE; e
- vii. 100% da função de custo Outros da TE.

A partir de 2029, aplica-se o disposto no art. 17 da Lei (art. 655-K da REN 1.000/2022).

Por fim, como antecipado, há tributação diferenciada para o consumo de energia por consumidores do SCEE. Com relação ao tributo estadual, o Convênio ICMS nº 16, de 22 de abril de 2015, do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), autoriza a concessão de isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica injetada na rede para posterior consumo, no âmbito do SCEE, por unidades consumidoras cuja potência instalada seja menor ou igual a 1 MW.

Atualmente, todas as unidades da federação aderiram ao Convênio, e algumas aprovaram legislação específica que amplia o escopo da isenção. É o caso, por exemplo, dos estados de Minas Gerais¹⁰, Rio de Janeiro¹¹, Espírito Santo¹² e São Paulo¹³, que ampliaram o benefício para sistemas de geração compartilhada de até 5 MW de fonte solar e aos sistemas de geração compartilhada.

De forma análoga, no âmbito federal, a Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, zera as alíquotas de PIS e COFINS incidentes sobre a energia elétrica compensada no escopo do SCEE.

2.2 Método das Simulações

2.2.1 Definição de cenários

Esta Seção apresenta as possibilidades que estariam à disposição dos consumidores cativos conectados em baixa tensão caso a abertura do ACL para o Grupo B ocorresse conforme proposta do MME submetida à Consulta Pública nº 137/2022.

2.2.1.1 Delimitação das alternativas

2.2.1.1.1 Alternativas no ACL

¹⁰ Lei Estadual nº 22.549, de 30 de junho de 2017.

¹¹ Lei Estadual nº 8.922, de 30 de junho de 2020.

¹² Lei Estadual nº 11.253, de 08 de abril de 2021.

¹³ Decreto Legislativo nº 2.531, de 22 de novembro de 2022.

Inicialmente, cumpre resgatar que empreendimentos de geração a partir de fontes incentivadas pela Lei nº 9.427/1996 podem ter descontos de até 100% nas tarifas de transporte, conforme apresentado na Seção 2.1.3(BRASIL, 1998a).

Relembrando o que dispõe o art. 26 da Lei nº 9.427/1996, os percentuais de desconto de fontes incentivadas incidem na produção e no consumo da energia proveniente de tais empreendimentos, o que leva à conclusão de que os consumidores que contratarem tais suprimentos observarão os descontos em suas TUSD, sem prejuízo dos descontos conferidos aos geradores na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição Aplicável a Central Geradora (TUSDg) (BRASIL, 1998a).

É necessário esclarecer que, conforme disciplinado pelo Submódulo 7.1 do PRORET, o percentual de desconto para as fontes incentivadas será aplicado somente à função de custo TUSD Transporte, ou seja, sobre as componentes TUSD Fio A e TUSD Fio B.

Com relação à TE, apesar de não ser devida aos consumidores livres, as componentes Perdas, ESS e EER são recolhidas pelos consumidores livres diretamente à CCEE, o que impõe a necessidade de considerar seus custos de maneira apartada de suas respectivas funções na tarifa.

Adicionalmente, conforme estabelecido no § 3º do art. 1º da minuta de portaria discutida na CP MME nº 137/2022, para contratar energia no mercado livre, os consumidores do Grupo B precisariam ser representados perante a CCEE por agente varejista, custo adicional a ser suportado.

Finalmente, além do preço da energia negociada no ACL, os consumidores livres pagam a integralidade dos tributos federais e estaduais, além da contribuição municipal para custeio do serviço de iluminação pública.

O Quadro 2, a seguir, apresenta de forma resumida os custos que seriam suportados pelos consumidores em caso de migração para o ACL nos termos propostos pela CP nº 137/2022:

Quadro 2 – Estrutura de custos das alternativas no ACL

| Tarifa | Função de Custo | Componente | ACL | | | |
|--------|-----------------|------------|-----|-----|----|-------|
| | | | I5 | I8 | I1 | ACL-C |
| TUSD | Transporte | Fio A | 50% | 20% | 0% | 100% |

| Tarifa | Função de Custo | Componente | ACL | | | |
|-----------------------|-----------------------|------------|------|------|-------|-------|
| | | | I5 | I8 | I1 | ACL-C |
| | Encargos | Fio B | 50% | 20% | 0% | 100% |
| | | P&D e EE | 100% | 100% | 100% | 100% |
| | | TFSEE | 100% | 100% | 100% | 100% |
| | | Demais | 100% | 100% | 100% | 100% |
| | Perdas | Todos | 100% | 100% | 100% | 100% |
| | Outros | Todos | 100% | 100% | 100% | 100% |
| TE | Energia | Todos | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | Transporte | Todos | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | Perdas | Todos | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | Encargos | ESS e EER | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | | P&D e EE | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | | Demais | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Outros | Todos | 0% | 0% | 0% | 0% | |
| Tributos | PIS, Cofins e ICMS | | 100% | 100% | 100% | 100% |
| | CIP (Cosip) | | 100% | 100% | 100% | 100% |
| Energia de Terceiros | Energia ACL | | 100% | 100% | 100% | 100% |
| | TE ESS e ERR | | 100% | 100% | 100% | 100% |
| | TE Perdas | | 100% | 100% | 100% | 100% |
| | Energia Compartilhada | | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | TUSDg | | -50% | -80% | -100% | 0% |
| Tributos | PIS, Cofins e ICMS | | 100% | 100% | 100% | 100% |
| Serviços de Terceiros | Agente Varejista | | 100% | 100% | 100% | 100% |
| | Agente Integrador | | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Tributos | | | 100% | 100% | 100% | 100% |

Fonte: Autoria própria.

É importante esclarecer que o desconto percebido pelos consumidores na verdade representa uma ponderação dos seus contratos de suprimento e da observância pelo gerador dos seus limites de injeção, dentre outros aspectos, não sendo necessariamente igual aos patamares estabelecidos para os geradores.

De acordo com a TR Soluções (2022), o desconto médio observado em 2021 no consumo das 53 concessionárias de distribuição variou de 50,23% a 54,27%, conforme apresentado no Quadro 3:

Quadro 3 - Desconto médio nas tarifas de transporte do Grupo A

| Modalidade Tarifária | Posto Tarifário | Desconto Médio |
|----------------------|-----------------|----------------|
| Horária Azul | Ponta | 50,23% |
| | Fora Ponta | 50,46% |

| Modalidade Tarifária | Posto Tarifário | Desconto Médio |
|----------------------|-----------------|----------------|
| Horária Verde | Ponta | 54,27% |
| | Fora Ponta | 52,21% |

Fonte: autoria própria, com dados da TR Soluções (2022).

Adicionalmente, dados da CCEE referentes ao consumo de energia no período de 1º a 15 de fevereiro de 2023 dão conta de que a comercialização de energia I8 no mercado livre não é representativa, conforme Quadro 4:

Quadro 4 - Contratação de energia incentivada na 3ª quinzena de 2023

| Classe | Tipo de Incentivo | Participação |
|---------------------|-------------------|--------------|
| Consumidor Especial | I1 | 45,58% |
| | I5 | 54,42% |
| | I8 | 0,00% |
| Consumidor Livre | I1 | 3,07% |
| | I5 | 6,10% |
| | I8 | 0,04% |
| | Convencional | 90,79% |

Fonte: Autoria própria, com dados da CCEE (2023).

Dessa forma, este estudo considerará apenas 3 alternativas para o consumidor do Grupo B no mercado livre, ACL-C, I5 e I1, respectivamente com 0%, 50% e 100% de desconto nas tarifas de transporte devidas.

Finalmente, cumpre esclarecer que a alocação de TUSDg negativa na composição dos custos de aquisição de energia incentivada no ACL se justifica pelo fato de que os descontos devidos aos geradores não foram considerados na modelagem do estudo, somente os descontos devidos aos consumidores.

Apesar do preço médio da energia transacionada no mercado livre variar de acordo com os incentivos concedidos, conforme apresentado na Seção 2.2.1.3.2, este estudo adotou a premissa de que o desconto do gerador não é compartilhado com o comprador, o que gera excedente a terceiro que deve ser considerado nas análises.

2.2.1.1.2 Alternativas no ACR e no SCEE

No ACR, a primeira alternativa a ser considerada pelo consumidor é a de permanecer integralmente suprido pela distribuidora, pagando integralmente as tarifas de uso do sistema de distribuição e de energia, além da CIP, ICMS, PIS e Cofins. Por outro lado, não é devido a este consumidor nenhum custo com aquisição de energia ou serviços prestados por terceiros. Doravante neste estudo, tal consumidor será chamado de cativo puro.

Alternativamente, o consumidor cativo poderia aderir ao SCEE nas modalidades de geração local ou autoconsumo remoto. No entanto, por haver necessidade de adequação física da unidade consumidora¹⁴ e de investimento inicial relevante, entende-se que tais alternativas não estão disponíveis indistintamente a todos os consumidores, razão pela qual não serão consideradas no presente estudo.

Dessa forma, restam os modelos baseados em geração compartilhada, que, a princípio, podem ser acessados por consumidores de todas as classes sociais e perfis de consumo e de moradia.

Considerando as regras de transição apresentadas na Seção 2.1.6, a energia utilizada nesses modelos pode ser tarifada de acordo com 9 regras distintas, aplicáveis a períodos específicos, conforme resumido no Quadro 5:

Quadro 5 – Possibilidade de tarifação da energia injetada por MMGD

| Ano de Aplicação | GD I | GD II - Desconto Fio B de: | | | | | | GD III | GD Definitiva |
|------------------|------|----------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|--------|---------------|
| | | 85% | 70% | 55% | 40% | 25% | 10% | | |
| 2023 | S | S | N | N | N | N | N | S | N |
| 2024 | S | N | S | N | N | N | N | S | N |
| 2025 | S | N | N | S | N | N | N | S | N |
| 2026 | S | N | N | N | S | N | N | S | N |
| 2027 | S | N | N | N | N | S | N | S | N |
| 2028 | S | N | N | N | N | N | S | S | N |
| 2029 | S | N | N | N | N | N | S | N | S |
| 2030 | S | N | N | N | N | N | S | N | S |
| 2031 a 2045 | S | N | N | N | N | N | N | N | S |
| A partir de 2046 | N | N | N | N | N | N | N | N | S |

Fonte: Autoria própria.

¹⁴ Conforme apresentado na Seção 5.3.1.

Como pode-se observar, há grande variedade de regras, sendo que muitas delas com vigência limitada e pequeno grau de diferenciação, o que justifica a modelagem de apenas 4 alternativas baseadas em MMGD para o consumidor cativo:

- a) GD I: consumidor que aderir a modelo de geração compartilhada baseado em unidade geradora tarifada de acordo a regra GD I, com possibilidade de aplicação até 2045;
- b) GD II: consumidor que aderir a modelo de geração compartilhada baseado em unidade geradora tarifada de acordo a regra GD II e 10% de desconto na TUSD Fio B, com possibilidade de aplicação até 2031;
- c) GD III, consumidor que aderir a modelo de geração compartilhada baseado em unidade geradora tarifada de acordo a regra GD III, com possibilidade de aplicação até 2028; e
- d) GD definitiva (GD Def.): consumidor que aderir a modelo de geração compartilhada baseado em unidade geradora tarifada de acordo a regra definitiva, estabelecida no art. 17 da Lei nº 14.300/2022 (art. 655-K da REN 1.000/2022), com possibilidade de aplicação a partir de 2029.

Assim como ocorre com os consumidores supridos por fontes incentivadas no ACL, os consumidores GD I, GD II e GD III possuem parte das suas TUSD subsidiadas pelos consumidores cativos puros, conforme regras de transição apresentadas na Seção 2.1.6.

Já na TE, as regras aplicáveis aos micro e minigeradores são mais complexas do que no caso do ACL, onde há isenção plena da tarifa. Aqui, além das diferentes regras a depender da modelagem do consumidor, as componentes não pagas se aplicam somente à energia compensada (não adquirida da distribuidora), o que nem sempre representará a totalidade do consumo da unidade consumidora.

Sobre a energia compensada, ela é produzida por gerador que poderia estar comercializando sua produção no mercado livre, motivo pelo qual sua precificação pode se dar nos mesmos moldes daquela negociada no ACL. Adicionalmente, nos modelos baseados em geração compartilhada, deve-se considerar a existência de um agente integrador, conforme apresentado na Seção 2.1.4.1, que também demandará

remuneração adequada, custo não devido aos consumidores cativos puros nem aos livres.

Por fim, como já apresentado neste trabalho, existem regras tributárias diferenciadas para os consumidores integrantes do SCEE, que podem variar de estado a estado. Para as simulações do estudo, foram consideradas as regras aplicáveis ao estado de Minas Gerais, que ampliou a isenção de que trata o Convênio ICMS nº 16/2015 do Confaz.

Dito isso, o Quadro 6 apresenta o resumo dos custos atribuíveis às alternativas disponíveis no ACR aos consumidores do Grupo B:

Quadro 6 – Estrutura de custos das alternativas no ACR

| Tarifa | Função de Custo | Componente | Cativo Puro | GD I | GD II | GD III | GD Definitiva |
|-----------------------|-----------------------|--------------------|-------------|------|-------|--------|---------------|
| TUSD | Transporte | Fio A | 100% | 0% | 0% | 40% | 100% |
| | | Fio B | 100% | 0% | 90% | 100% | 100% |
| | Encargos | P&D e EE | 100% | 0% | 0% | 100% | 100% |
| | | TFSEE | 100% | 0% | 0% | 100% | 100% |
| | | Demais | 100% | 0% | 0% | 0% | 100% |
| | Perdas | Todos | 100% | 0% | 0% | 0% | 100% |
| | Outros | Todos | 100% | 0% | 0% | 0% | 100% |
| TE | Energia | Todos | 100% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | Transporte | Todos | 100% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | Perdas | Todos | 100% | 0% | 0% | 0% | 100% |
| | Encargos | ESS e EER | 100% | 0% | 0% | 0% | 100% |
| | | P&D e EE | 100% | 0% | 0% | 100% | 100% |
| | | Demais | 100% | 0% | 0% | 0% | 100% |
| Outros | Todos | 100% | 0% | 0% | 0% | 100% | |
| Tributos | | PIS, Cofins e ICMS | 100% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | | CIP (Cosip) | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| Energia de Terceiros | Energia ACL | | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | TE ESS e ERR | | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | TE Perdas | | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | Energia Compartilhada | | 0% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| | TUSDg | | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Tributos | | PIS, Cofins e ICMS | 100% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Serviços de Terceiros | Agente Varejista | | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | Agente Integrador | | 0% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| Tributos | | | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |

Fonte: autoria própria.

Importante destacar que os percentuais acima apresentados se referem apenas à energia compensada pelos consumidores com MMGD. Quando há consumo de energia fornecida pela distribuidora, o faturamento ocorre tal qual aquela devida aos consumidores cativos puros.

2.2.1.2 Parâmetros adotados para as alternativas

Em resumo, as alternativas deste estudo podem ser agregadas da seguinte maneira:

- a) Cativo puro: consumidor integralmente suprido pela distribuidora e sujeito somente às tarifas TUSD e TE, além dos tributos;
- b) GD I: consumidor que aderir a modelo de geração compartilhada baseado em unidade geradora tarifada de acordo a regra GD I;
- c) GD II: consumidor que aderir a modelo de geração compartilhada baseado em unidade geradora tarifada de acordo a regra GD II e 10% de desconto na TUSD Fio B;
- d) GD III, consumidor que aderir a modelo de geração compartilhada baseado em unidade geradora tarifada de acordo a regra GD III;
- e) GD definitiva (GD Def.): consumidor que aderir a modelo de geração compartilhada baseado em unidade geradora tarifada de acordo a regra definitiva, estabelecida no art. 17 da Lei nº 14.300;
- f) I5: consumidor do ACL suprido integralmente por energia incentivada I5, com 50% de desconto nas tarifas de transporte (TUSD e TUST);
- g) I1: consumidor do ACL suprido integralmente por energia incentivada I1, com 100% de desconto nas tarifas de transporte (TUSD e TUST); e
- h) ACL-C: consumidor do ACL suprido integralmente por energia convencional ou oriunda de fontes incentivadas com 0% de desconto nas tarifas de transporte (TUSD e TUST).

O Quadro 7 apresenta os custos devidos por cada um dos consumidores apresentados:

Quadro 7 - Estrutura de custos das alternativas para consumidor do Grupo B

| Componente | Cativo Puro | SCEE | | | | ACL | | |
|---|-------------|------|-------|--------|---------|------|-------|-------|
| | | GD I | GD II | GD III | GD Def. | I5 | I1 | ACL-C |
| TUSD Transp. Fio A | 100% | 0% | 0% | 40% | 100% | 50% | 0% | 100% |
| TUSD Transp. Fio B | 100% | 0% | 90% | 100% | 100% | 50% | 0% | 100% |
| TUSD Enc. P&D e EE | 100% | 0% | 0% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| TUSD Enc. TFSEE | 100% | 0% | 0% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| TUSD Enc. Demais | 100% | 0% | 0% | 0% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| TUSD Perdas | 100% | 0% | 0% | 0% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| TUSD Outros | 100% | 0% | 0% | 0% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| TE Energia | 100% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| TE Transporte | 100% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| TE Perdas | 100% | 0% | 0% | 0% | 100% | 0% | 0% | 0% |
| TE Enc. ESS e EER | 100% | 0% | 0% | 0% | 100% | 0% | 0% | 0% |
| TE Enc. P&D e EE | 100% | 0% | 0% | 100% | 100% | 0% | 0% | 0% |
| TE Enc. Demais | 100% | 0% | 0% | 0% | 100% | 0% | 0% | 0% |
| TE Outros | 100% | 0% | 0% | 0% | 100% | 0% | 0% | 0% |
| PIS, Cofins e ICMS (TUSD e TE) | 100% | 0% | 0% | 0% | 0% | 100% | 100% | 100% |
| CIP (Cosip) | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| Energia ACL | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 100% | 100% | 100% |
| TE ESS e ERR | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 100% | 100% | 100% |
| TE Perdas | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 100% | 100% | 100% |
| Energia Compartilhada | 0% | 100% | 100% | 100% | 100% | 0% | 0% | 0% |
| TUSDg | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | -50% | -100% | 0% |
| PIS, Cofins e ICMS (Energia de Terceiros) | 100% | 0% | 0% | 0% | 0% | 100% | 100% | 100% |
| Agente Varejista | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 100% | 100% | 100% |
| Agente Integrador | 0% | 100% | 100% | 100% | 100% | 0% | 0% | 0% |
| Tributos (Serviços de Terceiros) | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |

Fonte: autoria própria.

Definidas as alternativas e os custos, faz-se necessário atribuir a cada consumidor modelado o seu consumo mensal. Para tal, foram utilizados os dados do Anuário Estatístico de Energia 2022 (EPE, 2022), que permitem a obtenção dos valores médios apresentados no Quadro 8, referentes a 2021:

Quadro 8 – Consumo médio no ACR em 2021

| Classe de consumo | Consumo | | Consumidores | | Consumo Médio Mensal (MWh) |
|-------------------|------------|--------|--------------|--------|----------------------------|
| | GWh | % | Nº | % | |
| Brasil | 306.921,79 | 100,00 | 86.953.246 | 100,00 | 0,29 |
| Residencial | 149.797,56 | 48,81 | 75.231.709 | 86,52 | 0,17 |
| Industrial | 22.843,74 | 7,44 | 458.034 | 0,53 | 4,16 |

| Classe de consumo | Consumo | | Consumidores | | Consumo Médio Mensal (MWh) |
|--------------------|-----------|-------|--------------|------|----------------------------|
| | GWh | % | Nº | % | |
| Comercial | 61.869,86 | 20,16 | 5.776.536 | 6,64 | 0,89 |
| Rural | 29.952,34 | 9,76 | 4.420.838 | 5,08 | 0,56 |
| Poder Público | 13.226,23 | 4,31 | 837.100 | 0,96 | 1,32 |
| Iluminação Pública | 14.033,87 | 4,57 | 102.997 | 0,12 | 11,35 |
| Serviço Público | 12.016,12 | 3,92 | 116.342 | 0,13 | 8,61 |
| Consumo Próprio | 3.182,06 | 1,04 | 9.690 | 0,01 | 27,37 |

Fonte: elaboração própria, com dados da EPE (2022).

A partir desses dados, e considerando que a estrutura tarifária definida para o trabalho utilizou como referência as tarifas aplicáveis ao subgrupo B1, assumiu-se como padrão o consumo médio de 170 kwh por mês, referente à classe residencial, que corresponde a 86,52% das unidades consumidoras e 48,81% do consumo em 2021.

De forma complementar, dado que a tarifa B1 residencial é igual à B3 convencional, aplicável aos consumidores comerciais e industriais conectados na baixa tensão, as simulações também foram realizadas para unidades consumidoras com consumo de 890 e 4.160 kWh mensais, média das classes comercial e industrial, respectivamente. No entanto, é importante destacar que a proporcionalização das componentes foi baseada no mercado residencial, o que retira precisão dos resultados obtidos para as duas outras classes.

Por fim, para melhor compatibilizar esta análise com as regras de faturamento do SCEE, foi arbitrado que os consumidores com MMGD consomem da distribuidora o equivalente à referência para o cálculo do custo de disponibilidade, assim definido na REN 1.000/2021:

Art. 291. O custo de disponibilidade do sistema elétrico é o valor em moeda corrente equivalente a:

I - 30 kWh, se monofásico ou bifásico a dois condutores;

II - 50 kWh, se bifásico a três condutores; ou

III - 100 kWh, se trifásico (ANEEL, 2021, art. 291).

Com isso, o consumo das unidades consumidoras com MMGD foi estabelecido conforme apresentado a seguir:

- a) Consumidor residencial monofásico, com consumo mensal de 170 kWh, consome 30 kWh da distribuidora e 140 kWh a partir da geração compartilhada;
- b) Consumidor comercial bifásico, com consumo mensal de 890 kWh, consome 50 kWh da distribuidora e 840 kWh a partir da geração compartilhada; e
- c) Consumidor industrial trifásico, com consumo mensal de 4.160 kWh, consome 100 kWh da distribuidora e 4.060 kWh a partir da geração compartilhada.

2.2.1.3 Dados de entrada

2.2.1.3.1 Tarifas Homologadas

Inicialmente, o valor de cada componente tarifária vigente em 31 de janeiro de 2023, das 105 distribuidoras de energia elétrica do Brasil¹⁵, foi obtido a partir da Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica¹⁶.

A partir desses valores, foi estabelecida a média das componentes, ponderada pelo mercado de cada distribuidora em dezembro de 2023, última informação disponível no Relatório Mercado Cativo do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (SAMP). O resultado obtido é apresentado no Quadro 9, a seguir:

Quadro 9 – Estrutura tarifária média Brasil

| Tarifa | Função de Custo | Componente Tarifária | Valor médio (R\$/MWh) | % TA |
|----------|-----------------|----------------------|-----------------------|--------|
| TUSD | Transporte | TUSD_RB | 34,88 | 5,09% |
| | | TUSD_FR | 8,44 | 1,23% |
| | | TUSD_CUSD | 2,34 | 0,34% |
| | | TUSD_CCD | 0,00 | 0,00% |
| | | TUSD_CCT | 2,91 | 0,42% |
| | | TUSD_FioB | 221,27 | 32,29% |
| | Perdas | TUSD_PT | 33,56 | 4,90% |
| | | TUSD_PNT | 18,29 | 2,67% |
| | | TUSD_Per_RB_D | 1,29 | 0,19% |
| | | TUSD_RI | 3,06 | 0,45% |
| | Encargos | TUSD_TFSEE | 0,85 | 0,12% |
| TUSD_ONS | | 0,01 | 0,00% | |
| | | | | 59,74% |

¹⁵ Filtros aplicados: modalidade convencional, subgrupo B1, classe residencial, subclasse residencial, base tarifária tarifa de aplicação e ano 2022.

¹⁶ Disponível em <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas>. Acesso em 20 mar. 2023.

| Tarifa | Função de Custo | Componente Tarifária | Valor médio (R\$/MWh) | % TA | |
|--------------------------|-----------------|----------------------|-----------------------|---------|---------|
| | | TUSD_PeD | 3,38 | 0,49% | |
| | | TUSD_CDE | 87,20 | 12,73% | |
| | | TUSD_PROINFA | 17,01 | 2,48% | |
| | | TUSD_CDE_COVID | 8,20 | 1,20% | |
| | Outros | TUSD_SUBSIDIO | -33,29 | -4,86% | |
| TE | Energia | TE_ENERGIA | 251,73 | 36,74% | 40,26% |
| | Transporte | TE_TRANSPORTE_ITAIPU | 5,43 | 0,79% | |
| | | TE_TUST_ITAIPU | 4,03 | 0,59% | |
| | | TE_TUST_CI | 0,00 | 0,00% | |
| | Perdas | TE_Per_RB | 5,98 | 0,87% | |
| | Encargos | TE_CFURH | 0,00 | 0,00% | |
| | | TE_ESSERR | 28,99 | 4,23% | |
| | | TE_PeD | 2,93 | 0,43% | |
| | | TE_CDE_COVID | 10,72 | 1,56% | |
| | | TE_CDE_ELET | -11,30 | -1,65% | |
| Outros | TE_SUBSIDIO | -22,67 | -3,31% | | |
| Tarifa de Aplicação (TA) | | | 685,24 | 100,00% | 100,00% |

Fonte: autoria própria, com dados da ANEEL (2023).

Ao comparar o valor obtido para as tarifas com aqueles disponíveis no portal da ANEEL (2023), observa-se variação inferior a 0,5%, aceitável para um estudo generalista, conforme apresentado na Tabela 3 – Comparativo tarifas médias calculadas *versus* publicadas Tabela 3. Caso as premissas iniciais adotadas sejam validadas, a mesma metodologia pode ser replicada a todas as distribuidoras, alcançando conclusões mais assertivas.

Tabela 3 – Comparativo tarifas médias calculadas *versus* publicadas

| Tarifa | Valor Calculado | Valor Publicado | Variação |
|---------------------|-----------------|-----------------|----------|
| TUSD | 409,38 | 410,90 | 0,37% |
| TE | 275,60 | 275,60 | -0,10% |
| Tarifa de Aplicação | 685,24 | 686,5 | 0,18% |

Fonte: autoria própria, com dados da ANEEL (2023).

A partir da decomposição das tarifas em suas componentes, é possível monetizar a estrutura de custos das alternativas para consumidor do Grupo B apresentada no Quadro 7, resultando nos valores percentuais do Quadro 10, a seguir:

Quadro 10 - Custos das alternativas ponderados pela estrutura tarifária média (%)

| Componente | Cativo Puro | MMGD | | | | ACL | | |
|--------------------|-------------|--------|--------|--------|---------|--------|---------|--------|
| | | GD I | GD II | GD III | GD Def. | I5 | I1 | ACL-C |
| TUSD Transp. Fio A | 7,09 | 0,00 | 0,00 | 2,84 | 7,09 | 3,54 | 0,00 | 7,09 |
| TUSD Transp. Fio B | 32,29 | 0,00 | 29,06 | 32,29 | 32,29 | 16,15 | 0,00 | 32,29 |
| TUSD Enc. P&D e EE | 0,49 | 0,00 | 0,00 | 0,49 | 0,49 | 0,49 | 0,49 | 0,49 |
| TUSD Enc. TFSEE | 0,12 | 0,00 | 0,00 | 0,12 | 0,12 | 0,12 | 0,12 | 0,12 |
| TUSD Enc. Demais | 16,41 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 16,41 | 16,41 | 16,41 | 16,41 |
| TUSD Perdas | 8,20 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 8,20 | 8,20 | 8,20 | 8,20 |
| TUSD Outros | -4,86 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -4,86 | -4,86 | -4,86 | -4,86 |
| TE Energia | 36,74 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| TE Transporte | 1,38 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| TE Perdas | 0,87 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,87 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| TE Enc. ESS e EER | 4,23 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 4,23 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| TE Enc. P&D e EE | 0,43 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,43 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| TE Enc. Demais | -0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| TE Outros | -3,31 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -3,31 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| PIS, Cofins e ICMS | 100,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 |
| CIP (Cosip) | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 |
| Energia ACL | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 |
| TE ESS e ERR | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 4,23 | 4,23 | 4,23 |
| TE Perdas | 0,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,87 | 0,87 | 0,87 |
| Energia MMGD | 0,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| TUSDg | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -50,00 | -100,00 | 0,00 |
| PIS, Cofins e ICMS | 100,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 |
| Varejista | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 |
| Integrador | 0,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Tributos | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 |

Fonte: autoria própria, com dados da ANEEL (2023).

2.2.1.3.2 Energia de terceiros

Para valorar a energia negociada por terceiros, foram considerados os preços de longo prazo da Curva Foward da semana 10 de 2023, disponíveis na plataforma DASHDenergia¹⁷, a partir dos quais foram calculados os encargos recolhidos pelos consumidores do ACL à CCEE, apresentados na Tabela 4:

¹⁷ Disponível em <https://dennergia.com.br/dashboard>. Acesso em 14 de março de 2023

Tabela 4 – Preço da energia no ACL

| Energia | R\$/MWh | Aplicabilidade | TE Perdas (R\$/MWh) | TE Enc. ESS e EER (R\$/MWh) |
|--------------------------|---------|----------------|------------------------|--------------------------------|
| Convencional LP | 100,02 | SCEE e ACL-C | 0,87 | 4,23 |
| Incentivada I5 LP | 127,91 | I5 e I1 | 1,12 | 5,41 |

Fonte: autoria própria, com dados da Dcide (2023).

Definido o preço da energia praticado no mercado livre (também atribuível à energia compartilhada no âmbito no SCEE), resta estabelecer a TUSDg a ser considerada, necessária ao cálculo do benefício adicional devido aos geradores a partir de fontes incentivadas. Para isso, foi necessário:

- i. Estabelecer o fator de capacidade (FC) médio ponderado do parque de geração com potência superior a 75 kW, registrado na ANEEL ou integrante do SCEE, utilizando como referência o FC para a fonte solar estabelecido no art. 655-B da REN 1.000/2021, de 16%, e os valores disponíveis na minuta de resolução homologatória apresentada em anexo à Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14 de junho de 2022¹⁸ conforme Tabela 5; e

Tabela 5 – Fator de Capacidade (FC) ponderado

| Fonte | FC | Potência (MW) | FC Ponderado |
|----------|-----|---------------|--------------|
| Eólica | 38% | 40,46 | 0% |
| Hídrica | 46% | 825,98 | 10% |
| Solar* | 16% | 237,36 | 1% |
| Fóssil | 70% | 1.924,26 | 37% |
| Biomassa | 30% | 629,24 | 5% |
| Total | - | 3.657,30 | 54% |

Fonte: autoria própria, com dados da ANEEL (2023).

¹⁸ Documento 48554.001320/2022-00-2.

- ii. Calcular a média das tarifas A3a e A4, modalidade geração, vigentes até 31 de janeiro de 2023, ponderada pelo mercado das distribuidoras em dezembro de 2022, conforme Tabela 6.

Tabela 6 – Cálculo da TUSDg Brasil

| Grandeza | Valor |
|---------------------------------------|--------|
| Tarifa A3a (ou A4) ponderada (R\$/kW) | 9,39 |
| Fator de Capacidade (FC) | 54% |
| Tempo disponível (24*7*FC) | 387,64 |
| Capacidade (kWh) | 208,70 |
| TUSDg (R\$/kWh) | 0,04 |
| TUSDg (R\$/MWh) | 44,99 |

Fonte: autoria própria, com dados da ANEEL (2023).

2.2.1.3.3 Tributação

Finalmente, para a tributação foram selecionadas as regras aplicáveis aos consumidores do município de Belo Horizonte, supridos pela Cemig-D, onde a alíquota do ICMS é de 18%.

Para o PIS e o Cofins, foi calculada a média das alíquotas que incidiram sobre as tarifas aplicadas pela distribuidora no período de fevereiro de 2022 a janeiro de 2023¹⁹, resultando em 0,75% e 3,46%, respectivamente.

Por fim, conforme estabelecido pela Lei municipal nº 8.468, de 30 de dezembro de 2012 a Contribuição para o Custeio dos Serviços de Iluminação Pública (CCIP) de Belo Horizonte é calculada com base na Tarifa B4a – Iluminação Pública, de acordo com os parâmetros a seguir:

ANEXO ÚNICO

Tabela para cálculo da CCIP:

1. Consumo de até 100KWH por mês 1,00% da TCIP

¹⁹ Dados disponíveis em https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2022/02/PASEP_COFINS_Internet.xls. Acesso dia 23/03/2023.

2. Consumo de 101 a 200KWH por mês 4,00% da TCIP
3. Consumo de 201 a 300KWH por mês 6,00% da TCIP
4. Consumo de 301 a 500KWH por mês8,00% da TCIP
5. Consumo de mais de 500KWH por mês10,00% da TCIP
6. Imóvel sem medidor de consumo de energia por ano.... 60,00% da TCIP

TCIP: Tarifa Convencional de Iluminação Pública

TCIP = 1,0909 X Tarifa Convencional do subgrupo B4a - Iluminação Pública.
(Redação dada pela Lei nº 10.894/2015)

A Tabela 7 a seguir apresenta as alíquotas utilizadas para o cálculo dos tributos aplicados nas simulações:

Tabela 7 – Alíquota dos Tributos

| Consumo (MWh) | PIS/Cofins | ICMS | CCIP ²⁰ |
|---------------|------------|------|--------------------|
| Até 0,1 | 4% | 18% | R\$ 4,11 |
| 0,101 a 0,2 | 4% | 18% | R\$ 16,45 |
| 0,201 a 0,3 | 4% | 18% | R\$ 24,67 |
| 0,301 a 0,5 | 4% | 18% | R\$ 32,89 |
| > 0,5 | 4% | 18% | R\$ 41,11 |
| Sem medição | 4% | 18% | R\$ 20,56 |

Fonte: autoria própria.

2.2.1.3.4 Serviços de terceiros

Com relação aos serviços prestados por terceiros, varejistas ou integradores, seus custos não serão arbitrados e as análises do estudo serão baseadas em excedentes disponíveis para tais agentes, os quais podem ser compartilhados com os consumidores em maior ou menor grau, a depender da competição estabelecida no mercado.

²⁰ Com base n tarifa B4a média do Brasil, ponderada pelo mercado das distribuidoras em dezembro de 2022.

2.2.2 Resultados e Discussão

Nesta Seção, são apresentados e discutidos os resultados das simulações realizadas para as 8 alternativas modeladas, nas classes residencial, comercial e industrial, tanto para o Brasil quanto para a Cemig-D.

O consumidor residencial médio Brasil foi modelado com ligação monofásica e consumo mensal de 170 kWh. Quando integrante do SCEE, 30 kWh são consumidos da distribuidora, enquanto os demais 140 kWh são obtidos junto à geração compartilhada.

Já o consumidor comercial possui ligação bifásica e consumo mensal de 890 kWh, dos quais 50 kWh são consumidos da distribuidora quando o consumidor opta por aderir ao SCEE.

Finalmente, o consumidor industrial possui consumo mensal de 4.160 kWh, sendo que 100 kWh são supridos pela distribuidora quando o consumidor opta pelas alternativas associadas ao SCEE.

Inicialmente, para ilustrar o método adotado, o Quadro 11 apresenta a simulação realizada para o consumidor residencial monofásico médio Brasil.

Quadro 11 – Simulação para o consumidor residencial do Brasil (R\$)

| Tarifa | Função de Custo | Componente | Cativo Puro | MMGD | | | | ACL | | |
|----------|-----------------|------------|-------------|------|-------|--------|---------|------|------|-------|
| | | | | GD I | GD II | GD III | GD Def. | I5 | I1 | ACL-C |
| TUSD | Transporte | Fio A | 3,24 | 0,59 | 0,59 | 1,65 | 3,24 | 1,62 | 0,00 | 3,24 |
| | | Fio B | 14,78 | 2,67 | 13,57 | 14,78 | 14,78 | 7,39 | 0,00 | 14,78 |
| | Encargos | P&D e EE | 0,23 | 0,04 | 0,04 | 0,23 | 0,23 | 0,23 | 0,23 | 0,23 |
| | | TFSEE | 0,06 | 0,01 | 0,01 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 |
| | | Demais | 7,51 | 1,36 | 1,36 | 1,36 | 7,51 | 7,51 | 7,51 | 7,51 |
| | Perdas | Todos | 3,75 | 0,68 | 0,68 | 0,68 | 3,75 | 3,75 | 3,75 | 3,75 |
| | Outros | Todos | 2,22 | 0,40 | 0,40 | 0,40 | 2,22 | 2,22 | 2,22 | 2,22 |
| TE | Energia | Todos | 24,95 | 4,51 | 4,51 | 4,51 | 4,51 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Transporte | Todos | 0,94 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Perdas | Todos | 0,59 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,59 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Encargos | ESS e EER | 2,87 | 0,52 | 0,52 | 0,52 | 2,87 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | P&D e EE | 0,29 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,29 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | Demais | 0,06 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Outros | Todos | 2,25 | 0,41 | 0,41 | 0,41 | 2,25 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| Tributos | Federal | PIS/Cofins | 2,36 | 0,43 | 0,90 | 1,00 | 1,44 | 0,79 | 0,40 | 1,18 |
| | Estadual | ICMS | 12,52 | 2,26 | 4,76 | 5,33 | 7,67 | 4,20 | 2,13 | 6,26 |

| Tarifa | Função de Custo | Componente | Cativo Puro | MMGD | | | | ACL | | |
|------------------------------------|------------------------------|-------------------|-------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | | | | GD I | GD II | GD III | GD Def. | I5 | I1 | ACL-C |
| | Municipal | CCIP | 16,45 | 16,45 | 16,45 | 16,45 | 16,45 | 16,45 | 16,45 | 16,45 |
| Fatura Distribuidora | | | 86,02 | 29,02 | 42,89 | 46,07 | 59,03 | 39,77 | 28,30 | 51,23 |
| Energia de Terceiros | Energia ACL | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 21,22 | 21,22 | 16,60 |
| | TE ESS e ERR | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,90 | 0,90 | 0,70 |
| | TE Perdas | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,19 | 0,19 | 0,14 |
| | Energia Compartilhada | | 0,00 | 13,60 | 13,60 | 13,60 | 13,60 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | TUSDg | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 3,06 | 6,12 | 0,00 |
| Tributos | Federal | PIS/Cofins | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,83 | 0,70 | 0,75 |
| | Estadual | ICMS | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 4,23 | 3,55 | 3,83 |
| Serviços de Terceiros | Agente Varejista | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Agente Integrador | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Tributos | | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Fatura Terceiros | | | 0,00 | 13,60 | 13,60 | 13,60 | 13,60 | 24,30 | 20,44 | 22,02 |
| Total pago pelo Consumidor | | | 86,02 | 42,62 | 56,48 | 59,67 | 72,63 | 64,07 | 48,75 | 73,25 |
| % Alternativa / Cativo Puro | | | 100% | 50% | 66% | 69% | 84% | 74% | 57% | 85% |

Fonte: autoria própria.

Basicamente, a simulação aplica os dados de entrada à estrutura de custos definida para cada uma das alternativas parametrizadas para o consumidor típico modelado, emulando o custo total do seu suprimento de energia.

Note-se que o consumidor cativo só possui custos arrecadados pela distribuidora, visto que ele é integralmente suprido por ela e não possui qualquer desconto em suas tarifas TUSD e TE, tampouco nos tributos devidos. Dessa forma, sua fatura representa a referência máxima de valor (100%) para as análises realizadas.

No outro extremo, os consumidores I5, I1 e ACL-C, têm suas TE zeradas, uma vez que negociam seu suprimento integralmente no ACL. Em decorrência disso, tais consumidores incorrem em custos de energia de terceiros, não devidos pelos cativos puros. Quanto ao uso do sistema de distribuição, o consumidor do ACL suprido por energia convencional paga valor idêntico ao do cativo puro pelo uso do sistema distribuição, enquanto I5 e I1 possuem descontos de 50% e 100% nesse valor, decorrente da aplicação da TUSD incentivada. Interessante notar também o resultado da TUSDg na simulação, que reduz a despesa dos consumidores de energia incentivada no ACL, efeito justificado pelo fato de os descontos nas tarifas de

transporte também serem devidos aos geradores, conforme detalhado na Seção 632.2.1.1.1.

Em situação intermediária, os consumidores integrantes do SCEE (GD I, GD II, GD III e GD Def.) devem às distribuidoras a compra de parte de sua energia, complementada por terceiros com a energia advinda de sistemas de geração compartilhada. Quanto aos valores decorrentes da aplicação da TUSD, diferem entre si a depender da regra de transição em que estiverem enquadrados.

Apresentado o conceito das simulações realizadas, o resultado consolidado para o consumidor residencial modelado é apresentado no Quadro 12, a seguir:

Quadro 12 - Consumidor residencial Brasil: resultado consolidado

| Residencial Monofásico | Cativo Puro | MMGD | | | | ACL | | |
|--------------------------------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | | GD I | GD II | GD III | GD Def. | I5 | I1 | ACL-C |
| TUSD | 27,35 | 4,94 | 15,84 | 18,35 | 27,35 | 18,33 | 9,32 | 27,35 |
| TE | 27,35 | 4,94 | 4,94 | 4,94 | 6,14 | - | - | - |
| TA (TUSD + TE) | 54,69 | 9,89 | 20,79 | 23,29 | 33,48 | 18,33 | 9,32 | 27,35 |
| Energia Terceiros | - | 13,60 | 13,60 | 13,60 | 13,60 | 19,25 | 16,19 | 17,44 |
| Tributos | 31,32 | 19,14 | 22,10 | 22,78 | 25,55 | 26,49 | 23,23 | 28,46 |
| Total | 86,02 | 42,62 | 56,48 | 59,67 | 72,63 | 64,07 | 48,75 | 73,25 |
| Alternativa / Cativo Puro (%) | 100% | 50% | 66% | 69% | 84% | 74% | 57% | 85% |
| Excedente para o terceiro | 0% | 50% | 34% | 31% | 16% | 26% | 43% | 15% |
| | - | 43,40 | 29,53 | 26,35 | 13,39 | 21,95 | 37,27 | 12,76 |

Fonte: autoria própria.

A partir da linha “Alternativa / Cativo Puro (%)”, verifica-se a grande vantajosidade da modalidade GD I do SCEE, que dispense somente 50% do valor gasto pelo cativo puro pela mesma quantidade de energia consumida, 170 kWh/mês.

Sob outra perspectiva, significa dizer que o agente integrador possui um excedente de até R\$ 42,62 (50% do gasto total do cativo) para viabilizar o seu modelo de negócio. No entanto, mais relevante do que analisar individualmente o excedente de cada terceiro, vale compará-lo com os disponíveis nas outras alternativas, para identificar os impactos de eventual coexistência.

Nesse sentido, observa-se que um agente integrador com acesso a energia proveniente de sistema de geração enquadrada como GD I seria capaz de eliminar facilmente uma parcela de sua eventual concorrência. Ao oferecer desconto 26% ao

consumidor, por exemplo, o integrador em GD I elimina os excedentes daqueles baseados em GD Definitiva, I5 e ACL-C, permanecendo com 24% para viabilizar seu negócio.

Concedendo o mesmo desconto, o mesmo empreendedor também restringe significativamente a possibilidade dos modelos baseados em GD II e GD III, que teriam somente 8% e 5% de margem para viabilizar seus negócios, respectivamente.

Dessa forma, fica evidente que a real competitividade se daria entre as alternativas GD I e I1, com excedentes de 50% e 43%, respectivamente. Observa-se que o cenário poderia ser ainda mais parelho caso houvesse tratamento tributário equivalente entre as modalidades, visto que 67% da diferença observada entre as opções (R\$ 6,13) é justificada pela diferença de tributos (R\$ 4,10). A proximidade entre essas duas opções (GD I e I1) também indica que, apesar de direcionados a componentes tarifárias diferentes, os subsídios à MMGD e às fontes incentivadas são comparáveis em valores totais.

Em patamar intermediário, pode-se dizer que também há viabilidade de competição entre modelos baseados em GD II, GD III e I5, com excedentes de 34%, 31% e 26% disponíveis aos terceiros empreendedores.

Por fim, outra constatação interessante à estratégia de abertura do mercado para o Grupo B é a de que as alternativas baseadas em GD Def. e em ACL-C (independentes dos subsídios atualmente existentes para a MMGD e para as fontes incentivadas) são viáveis e podem competir entre si. Apesar da significativa diferença na composição de custos das alternativas, elas propiciam excedentes muito parecidos para eventuais empreendedores, 16% e 15% respectivamente. Sem os tributos, a diferença entre as alternativas é de menos de R\$ 1,00 para os 170 kWh/mês.

O escopo deste estudo não permite avaliar o interesse de agentes privados em oferecer os seus serviços para competir por excedentes da ordem de 15%, que ainda devem ser compartilhados com os consumidores para motivá-los a sair da inércia do mercado cativo puro. Tampouco é possível avaliar a resistência do consumidor a tal mudança, que também implica em maior responsabilidade e riscos.

No entanto, é possível afirmar a existência de espaço que viabiliza a competição de 3 alternativas distintas que se viabilizam sem a concessão de

subsídios: a manutenção do consumidor como cativo puro, a adesão a sistemas de geração compartilhada baseados em empreendimento de MMGD sujeitos às regras definitivas de faturamento e a aquisição de energia convencional no ACL.

Por fim, a Figura 18 apresenta a diferença de atratividade para o empreendedor entre as alternativas estudadas, comparadas duas a duas, com base nos excedentes disponíveis aos integradores ou varejistas.

Figura 18 – Diferenças de atratividade ao empreendedor: consumidor residencial

| Residencial Monofásico | Cativo | GD I | GD II | GD III | GD | I5 | I1 | ACL-C |
|------------------------|--------|------|-------|--------|------|------|------|-------|
| Cativo | 0% | -50% | -34% | -31% | -16% | -26% | -43% | -15% |
| GD I | 50% | 0% | 16% | 20% | 35% | 25% | 7% | 36% |
| GD II | 34% | -16% | 0% | 4% | 19% | 9% | -9% | 19% |
| GD III | 31% | -20% | -4% | 0% | 15% | 5% | -13% | 16% |
| GD | 16% | -35% | -19% | -15% | 0% | -10% | -28% | 1% |
| I5 | 26% | -25% | -9% | -5% | 10% | 0% | -18% | 11% |
| I1 | 43% | -7% | 9% | 13% | 28% | 18% | 0% | 28% |
| ACL-C | 15% | -36% | -19% | -16% | -1% | -11% | -28% | 0% |

Fonte: autoria própria.

Para auxiliar na interpretação da matriz, a informação contida nas células representa a diferença entre o excedente da alternativa representada na linha e o excedente da opção representada na coluna.

Finalizada a discussão dos resultados obtidos para o consumidor residencial, o Quadro 13 - Consumidor comercial Brasil: resultado consolidado apresenta os resultados alcançados a partir da simulação realizada para o consumidor comercial. Os valores detalhados podem ser consultados no Apêndice I.

Quadro 13 - Consumidor comercial Brasil: resultado consolidado

| Comercial Bifásico | Cativo Puro | MMGD | | | | ACL | | |
|--------------------------------------|-------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | | GD I | GD II | GD III | GD Def. | I5 | I1 | ACL-C |
| TUSD | 147,10 | 8,24 | 75,79 | 91,32 | 147,10 | 98,62 | 50,14 | 147,10 |
| TE | 147,10 | 8,24 | 8,24 | 8,24 | 15,62 | - | - | - |
| TA (TUSD + TE) | 294,19 | 16,48 | 84,03 | 99,56 | 162,72 | 98,62 | 50,14 | 147,10 |
| Energia Terceiros | - | 84,27 | 84,27 | 84,27 | 84,27 | 101,04 | 82,09 | 93,83 |
| Tributos | 121,14 | 45,60 | 63,97 | 68,20 | 85,38 | 94,47 | 76,31 | 105,76 |
| Total | 415,34 | 146,35 | 232,27 | 252,02 | 332,37 | 294,13 | 208,53 | 346,69 |
| Alternativa / Cativo Puro (%) | 100% | 35% | 56% | 61% | 80% | 71% | 50% | 83% |

| Comercial Bifásico | Cativo Puro | MMGD | | | | ACL | | |
|---------------------------|-------------|--------|--------|--------|---------|--------|--------|-------|
| | | GD I | GD II | GD III | GD Def. | I5 | I1 | ACL-C |
| Excedente para o terceiro | 0% | 65% | 44% | 39% | 20% | 29% | 50% | 17% |
| | - | 268,99 | 183,07 | 163,31 | 82,97 | 121,21 | 206,80 | 68,65 |

Fonte: autoria própria.

A análise dos resultados obtidos para o consumidor comercial leva ao mesmo ranqueamento de alternativas (GD I, I1, GD II, GD III, GD Def. e ACL-C) e à mesma conclusão acerca da competitividade entre as opções GD II, GD III e I5. No entanto, permite outras reflexões mais aprimoradas.

Verifica-se, por exemplo, o aumento da vantajosidade da GD I frente todas as outras opções, o que se justifica pela diminuição da participação da energia revendida pela distribuidora no suprimento da unidade consumidora, de 17,65%²¹ para 5,62²²%.

Com esse salto de vantajosidade, o empreendedor baseado em GD I passa a ter a possibilidade de retirar do mercado inclusive aquele com acesso a fontes incentivadas I1, eliminando a competição nesse mercado.

Essa constatação é extremamente relevante, pois pode levar à conclusão de que a abertura de mercado pode só se viabilizar após 2045, quando finda a regra de transição para a MMGD, ou caso a disponibilidade de energia GD I se esgote.

No entanto, conforme dados apresentados na Seção 2.1.4.1, os sistemas que podem ser tarifados com a regra GD I somam 6,53 GW de potência, capazes de produzir mais de 130 GWh/mês²³, energia suficiente para suprir cerca de 160 mil unidades consumidoras como as modeladas para esta simulação, com consumo de 840 kWh/mês de sistemas compartilhados.

Também chama atenção o compartilhamento assimétrico do excedente dos integradores, o que se justifica pela falta de competição no ambiente. Em simulação

²¹ 30 kWh / 170 kWh.

²² 50 kWh / 890 kWh.

²³ Fator de capacidade de 28,54%, calculado conforme a partir dos valores apresentados na Seção 2.2.1.3.2 deste trabalho, ponderados na participação de cada fonte na capacidade instalada de minigeração distribuída, consultada em Power Bi. Acesso em 18.03/2023. Valores obtidos: 2 MW de fonte biomassa, 5 MW de fonte eólica, 4,41 MW de fonte fóssil, 22,11 MW de fonte hídrica e 49,73 MW de fonte solar.

realizada no portal da Cemig Sim²⁴, um consumidor com fatura mensal de R\$ 400²⁵ teria economia anual de apenas R\$ 492,00, menos de 13% do valor disponível ao agente, de R\$ 3.120,00²⁶.

Outra constatação possível a partir do resultado é a de que o excedente disponível aos terceiros também aumentou nas alternativas GD Definitiva e ACL-C, o que eleva a atratividade de investidores para esses modelos de negócio.

Finalmente, o Quadro 14 apresenta os valores alcançados a partir da simulação realizada para o consumidor industrial. Novamente, os detalhes da simulação foram disponibilizados no Apêndice I.

Quadro 14 - Consumidor industrial Brasil: resultado consolidado

| Industrial Trifásico | Cativo Puro | MMGD | | | | ACL | | |
|--------------------------------------|-------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | | GD I | GD II | GD III | GD Def. | I5 | I1 | ACL-C |
| TUSD | 684,96 | 16,48 | 341,66 | 416,42 | 684,96 | 459,22 | 233,48 | 684,96 |
| TE | 684,96 | 16,48 | 16,48 | 16,48 | 52,02 | - | - | - |
| TA (TUSD + TE) | 1.369,91 | 32,96 | 358,14 | 432,90 | 736,98 | 459,22 | 233,48 | 684,96 |
| Energia Terceiros | - | 405,69 | 405,69 | 405,69 | 405,69 | 467,50 | 376,26 | 436,91 |
| Tributos | 413,76 | 50,08 | 138,54 | 158,87 | 241,59 | 288,78 | 203,42 | 342,16 |
| Total | 1.783,68 | 488,73 | 902,37 | 997,47 | 1.384,26 | 1.215,50 | 813,15 | 1.464,03 |
| Alternativa / Cativo Puro (%) | 100% | 27% | 51% | 56% | 78% | 68% | 46% | 82% |
| Excedente para o terceiro | 0% | 73% | 49% | 44% | 22% | 32% | 54% | 18% |
| | - | 1.294,94 | 881,31 | 786,21 | 399,42 | 568,18 | 970,52 | 319,65 |

Fonte: autoria própria.

O resultado obtido reforça todas as conclusões alcançadas na análise da situação anterior, com destaque para o crescimento da vantajosidade da alternativa GD I, conforme apresentado no Quadro 15, que demonstra a vantajosidade da alternativa em todos os cenários estudados.

Quadro 15 – Vantajosidade da GD I frente as demais alternativas

| Consumidor | Cativo | GD I | GD II | GD III | GD | I5 | I1 | ACL-C |
|-------------|--------|------|-------|--------|-----|-----|----|-------|
| Residencial | 50% | 0% | 16% | 20% | 35% | 25% | 7% | 36% |

²⁴ <https://cemigsim.com.br/>. Simulação realizada no dia 24/3/2023.

²⁵ Consumo de cerca de 925 kWh/mês, conforme simulador deste trabalho aplicado à Cemig-D, muito próximo ao consumidor comercial modelado.

²⁶ Excedente de 65% multiplicado ao valor da fatura (R\$ 400) multiplicado por 12 meses.

| | | | | | | | | |
|-------------------|-----|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Comercial | 65% | 0% | 21% | 25% | 45% | 36% | 15% | 48% |
| Industrial | 73% | 0% | 23% | 29% | 50% | 41% | 18% | 55% |

Fonte: autoria própria.

Os resultados obtidos para o consumidor industrial também demonstram pequeno crescimento do excedente à disposição dos terceiros nas opções não subsidiadas (GD Def. e ACL-C), ponto muito relevantes às discussões atuais sobre a abertura do mercado para a baixa tensão.

Em resumo, dos resultados obtidos a partir das 3 simulações, verifica-se grande disparidade da alternativa GD I, que oferece vantagem competitiva frente às demais opções, vantagem que cresce conforme aumenta a energia obtida a partir de sistemas de geração compartilhada. Após GD I, as alternativas mais vantajosas são sempre I1, GD II e GD III.

Ocorre que todas essas alternativas são fortemente subsidiadas, o que acaba aumentando o fardo a ser suportado pelo consumidor cativo e, conseqüentemente, eleva ainda mais a atratividade das alternativas, levando ao ciclo vicioso conhecido na literatura como “espiral da morte”. A evolução apresentada na Figura 19 sugere que o processo já esteja em curso:

Figura 19 – Histórico dos subsídios no setor de energia elétrica



Fonte: ANEEL (2023)²⁷.

27

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrjoiY2Q1YjdlZTETmzQ2ZS00OTlyLThiODctZDY2NTRhMDFhMmFjIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 21 mar. 2023.

No entanto, há data definida por lei para o fim das regras de faturamento mais benéficas à MMGD, e, fora os pedidos já recebidos pelas distribuidoras, não há possibilidade de crescimento da potência instalada associada às regras GD I e GD III.

Quanto à GD II, apesar da possibilidade de novos pedidos de adesão, não é de se esperar movimento massivo nesse sentido, visto que a regra transitória se encerra em 2030. No entanto, o benefício oferecido não é desprezível, especialmente pelo fato de que ainda não há alternativa disponível no ACL.

Ainda sobre a MMGD, é preciso lembrar que o SCEE não autoriza a comercialização de energia elétrica, exatamente por ser, por definição legal, uma modalidade restrita ao ACR. Dessa forma, apesar da dificuldade de controle da natureza das operações realizadas dentro do Sistema de Compensação, a efetiva observância à vedação é capaz de circunscrever os impactos negativos associados à geração compartilhada, em especial os seus subsídios.

Por outro lado, caso a comercialização de energia incentivada para consumidores do Grupo B seja autorizada, o SEB pode dar vazão a uma grande capacidade de geração ainda represada por não haver mercado que a demande, visto que a proximidade do fim do acesso aos descontos, imposto pela Lei nº 14.120/2021, levou à chamada “corrida ao ouro”, que resultou em cerca de 300 GW de potência em pedidos de outorga para análise da ANEEL (MORAIS, 2023), capacidade muito superior à demanda energética do ACR (TR Soluções, 2022).

É importante lembrar que, após emitida a outorga para os pedidos protocolados tempestivamente na ANEEL, os agentes de geração têm 48 meses para iniciar sua operação, garantindo seus benefícios durante os 35 anos da outorga. Com isso, havendo demanda para a energia incentivada, em 2062 ela ainda pode estar sendo comercializada e onerando o consumidor cativo, caso o modelo vigente suporte.

Em contraponto, o prazo de 48 meses para a entrada em operação pode ser um fator crucial à limitação do parque incentivado, desde que a emissão das outorgas pela ANEEL seja célere, visto que não há previsão de aumento da carga no SIN suficiente para estimular os empreendedores a levarem a cabo os seus projetos nos próximos 4 anos. Soma-se a isso o alto risco de colapso da oferta, dado que o

desequilíbrio entre a capacidade de geração e a demanda levaria os preços da energia a patamares impraticavelmente baixos.

De acordo com o cenário de referência da EPE (2023), espera-se crescimento de 3,4% ao ano no consumo de energia elétrica até 2032, o que representa cerca de 230 TWh no período, volume que poderia ser integralmente suprido pelos empreendimentos já outorgados e que ainda não entraram em operação²⁸, que somam potência superior a 122 GW, conforme apresentado na Tabela 8.

Tabela 8 – Potência outorgada fora de operação

| Fonte | Quantidade | Potência Outorgada (MW) | Fator de Capacidade ²⁹ | Energia até 2023 (TWh) |
|-------|------------|-------------------------|-----------------------------------|------------------------|
| CGH | 3 | 6,60 | 46% | 0,27 |
| EOL | 574 | 23.047,67 | 38% | 767,21 |
| PCH | 108 | 1.513,51 | 46% | 60,99 |
| UFV | 1.971 | 89.258,06 | 16% | 1.251,04 |
| UHE | 4 | 312,00 | 46% | 12,57 |
| UTE | 51 | 8.255,53 | 56% ³⁰ | 402,81 |
| UTN | 1 | 1.350,00 | 98% ³¹ | 116,14 |
| TOTAL | 2.711 | 122.393,36 | 24% | 2.611,03 |

Fonte: autoria própria, com dados da ANEEL (2023).

Nesse contexto, maior competição entre a MMGD e o ACL poderia ajudar a conter a oferta de energia incentivada no Sistema no curto prazo, em benefício especialmente dos consumidores cativos, geralmente hipossuficientes quando comparados àqueles que se beneficiam dos descontos no transporte da energia, sejam consumidores ou geradores.

Importante destacar que restringir a oferta incentivada não é o mesmo que restringir a oferta de energia renovável. O que se discute agora é a retirada dos incentivos que, diante da competitividade e da disponibilidade das fontes renováveis,

²⁸ Empreendimentos em construção ou com construção não iniciada.

²⁹ Apresentados na Seção 2.2.1.3.2 deste trabalho.

³⁰ Ponderação de acordo com os dados do SIGA (ANEEL, 2023).

³¹ FAERMAN, 2020.

não se justificam mais. A Tabela 9, demonstra a forte participação das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira:

Tabela 9 – Participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira

| Fonte | Quantidade | Potência Outorgada (MW) | Participação (%) | | | | |
|---------------|----------------|-------------------------|------------------|----------|-------|-------|-------|
| | | | Quantidade | Potência | | | |
| Renovável | Biomassa | 624 | 16.509,87 | 2,68 | 89,73 | 8,64 | 83,51 |
| | Hídrica | 1.362 | 109.777,46 | 5,85 | | 57,42 | |
| | Solar | 18.000 | 8.272,63 | 77,28 | | 4,33 | |
| | Eólica | 912 | 25.098,22 | 3,92 | | 13,13 | |
| Não Renovável | Petróleo | 2.188 | 8.620,78 | 9,39 | 10,27 | 4,51 | 16,49 |
| | Gás Natural | 181 | 17.460,86 | 0,78 | | 9,13 | |
| | Carvão Mineral | 22 | 3.465,83 | 0,09 | | 1,81 | |
| | Nuclear | 2 | 1.990,00 | 0,01 | | 1,04 | |

Fonte: autoria própria, com dados da ANEEL (2023)

No médio prazo, caso a comercialização ilegal no âmbito do SCEE seja efetivamente contida, eventual competição entre as alternativas baseadas nas regras de transição da MMGD e na energia incentivada no ACL pode levar a maior compartilhamento dos excedentes – hoje capturados em grande parte pelos agentes integradores – com os consumidores do SCEE. No entanto, apesar desse compartilhamento beneficiar os usuários que fazem parte do Sistema de Compensação, em nada favorece os demais consumidores, que seguem suportando os custos dos subsídios concedidos.

No longo prazo, a análise sugere a viabilidade e a competitividade dos modelos baseados nas regras definitivas de MMGD e na comercialização de energia convencional no ACL – menos danosos às tarifas reguladas, visto que não são subsidiados – e que pode haver competição entre essas duas alternativas pelo consumidor cativo puro.

No entanto, duas questões precisam ser bem equacionadas para que não haja vantagem competitiva indevida: i) tratamento tributário compatível entre as duas alternativas, visto se tratar de produtos e serviços equivalentes, e ii) adequada precificação dos custos e benefícios associados à MMGD, que serão calculados pela ANEEL com base em diretrizes da CNPE e deverão ser considerados nas regras tarifárias aplicáveis àquele segmento, conforme disciplinado na Lei nº 14.300/2022:

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.

§ 1º As unidades consumidoras de que trata o caput deste artigo serão faturadas pela incidência, sobre a energia elétrica ativa consumida da rede de distribuição e sobre o uso ou sobre a demanda, de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, conforme regulação da Aneel, e deverão ser abatidos todos os benefícios ao sistema elétrico propiciados pelas centrais de microgeração e minigeração distribuída.

§ 2º Competirá ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), ouvidos a sociedade, as associações e entidades representativas, as empresas e os agentes do setor elétrico, estabelecer as diretrizes para valoração dos custos e dos benefícios da microgeração e minigeração distribuída, observados os seguintes prazos, contados da data de publicação desta Lei:

I - até 6 (seis) meses para o CNPE estabelecer as diretrizes; e

II - até 18 (dezoito) meses para a Aneel estabelecer os cálculos da valoração dos benefícios.

§ 3º No estabelecimento das diretrizes de que trata o § 2º deste artigo, o CNPE deverá considerar todos os benefícios, incluídos os locacionais da microgeração e minigeração distribuída ao sistema elétrico compreendendo as componentes de geração, perdas elétricas, transmissão e distribuição.

§ 4º Após o transcurso dos prazos de transição de que trata o caput deste artigo, a unidade consumidora participante ou que venha a participar do SCEE será faturada pela mesma modalidade tarifária vigente estipulada em regulação da Aneel para a sua classe de consumo, observados os princípios desta Lei.

2.2.2.1 Análise de sensibilidade

Para verificar se a análise realizada pode ser aplicada à realidade das distribuidoras, trazendo alguma sensibilidade quanto à sua acurácia, o modelo desenvolvido foi aplicado a consumidores domiciliados no município de Belo Horizonte na área de concessão da Cemig-D, distribuidora com a maior potência instalada e o maior número de unidades com MMGD no Brasil.

Para isso, foram consideradas as tarifas homologadas para a Cemig-D pela Resolução Homologatória ANEEL (REH) nº 3.046, de 21 de junho de 2022, vigentes até o dia 22 de junho de 2023, que resultaram na estrutura apresentada no Quadro 16:

Quadro 16 – Estrutura tarifária Cemig-D

| Tarifa | Função de Custo | Componente Tarifária | Valor (R\$/MWh) | % TA | |
|---------------------------------|-----------------|----------------------|-----------------|----------------|----------------|
| TUSD | Transporte | TUSD_RB | 45,37 | 6,95% | 62,64% |
| | | TUSD_FR | 5,30 | 0,81% | |
| | | TUSD_CUSD | 0,15 | 0,02% | |
| | | TUSD_CCD | 0,00 | 0,00% | |
| | | TUSD_CCT | 3,24 | 0,50% | |
| | | TUSD_FioB | 232,76 | 35,64% | |
| | Perdas | TUSD_PT | 42,87 | 6,56% | |
| | | TUSD_PNT | 9,71 | 1,49% | |
| | | TUSD_Per_RB_D | 0,89 | 0,14% | |
| | | TUSD_RI | 4,69 | 0,72% | |
| | Encargos | TUSD_TFSEE | 0,66 | 0,10% | |
| | | TUSD_ONS | 0,00 | 0,00% | |
| | | TUSD_PeD | 2,69 | 0,41% | |
| | | TUSD_CDE | 98,23 | 15,04% | |
| | | TUSD_PROINFA | 16,52 | 2,53% | |
| | TUSD_CDE_COVID | 9,00 | 1,38% | | |
| Outros | TUSD_SUBSIDIO | -62,93 | -9,64% | | |
| TE | Energia | TE_ENERGIA | 250,92 | 38,42% | 37,36% |
| | Transporte | TE_TRANSPORTE_ITAIPU | 6,62 | 1,01% | |
| | | TE_TUST_ITAIPU | 4,89 | 0,75% | |
| | | TE_TUST_CI | 0,00 | 0,00% | |
| | Perdas | TE_Per_RB | 4,32 | 0,66% | |
| | Encargos | TE_CFURH | 0,00 | 0,00% | |
| | | TE_ESSERR | 18,07 | 2,77% | |
| | | TE_PeD | 2,78 | 0,43% | |
| | | TE_CDE_COVID | 10,73 | 1,64% | |
| | TE_CDE_ELET | -17,39 | -2,66% | | |
| Outros | TE_SUBSIDIO | -36,95 | -5,66% | | |
| Tarifa de Aplicação (TA) | | | 653,13 | 100,00% | 100,00% |

Fonte: autoria própria, com dados da ANEEL (2023).

O emprego das tarifas homologadas para a Cemig-D também impactou na definição da TUSDg aplicável, conforme apresentado na Tabela 10:

Tabela 10 – Cálculo da TUSDg Cemig-D

| Grandeza | Valor |
|-----------------------------|--------|
| Tarifa A3a (ou A4) (R\$/kW) | 9,45 |
| Fator de Capacidade (FC) | 54% |
| Tempo disponível (24*7*FC) | 387,64 |
| Capacidade (kWh) | 208,70 |

| Grandeza | Valor |
|-----------------|-------|
| TUSDg (R\$/kWh) | 0,05 |
| TUSDg (R\$/MWh) | 45,28 |

Fonte: autoria própria, com dados da ANEEL (2023)

Em resumo, a utilização da REH nº 3.046/2022 alterou os dados de entrada listados na Tabela 11:

Tabela 11 – Dados de entrada Brasil x Cemig-D

| Tarifa | Brasil (R\$/MWh) | Cemig-D (R\$/MWh) |
|--------|------------------|-------------------|
| TUSD | 409,38 | 409,13 |
| TE | 275,86 | 244,00 |
| TA | 685,24 | 653,13 |
| B4a | 376,87 | 359,22 |
| TUSDg | 44,99 | 45,28 |

Fonte: autoria própria.

Feitas as devidas ressalvas, ao comparar a atratividade das alternativas nas simulações realizadas com os dados médios do Brasil e os da Cemig-D, verifica-se que o ranqueamento de vantajosidade não foi alterado, permanecendo sempre conforme apresentado no Quadro 17:

Quadro 17 – Ranking das alternativas: Brasil e Cemig-D

| Alternativa | Ranqueamento |
|-------------|--------------|
| GD I | 1 |
| I1 | 2 |
| GD II | 3 |
| GD III | 4 |
| I5 | 5 |
| GD | 6 |
| ACL-C | 7 |
| Cativo | 8 |

Fonte: autoria própria.

Adicionalmente, a Figura 20, a Figura 21 e a Figura 22 evidenciam a coerência dos resultados obtidos nas simulações aplicadas às médias Brasil e à realidade da Cemig-D, o que sugere a acurácia do modelo³².

Figura 20 – Alternativas consumidor residencial: Brasil x Cemig-D



Fonte: autoria própria.

³² Os gráficos utilizados nas figuras desta Seção foram disponibilizados no Apêndice 2.

Figura 21 – Alternativas consumidor comercial: Brasil x Cemig-D



Fonte: autoria própria.

Figura 22 – Alternativas consumidor industrial: Brasil x Cemig-D



Fonte: autoria própria.

3 Conclusão

Após analisar o ACL, o ACR, o SCEE e a evolução dos debates relacionados à abertura do mercado livre de energia para consumidores do Grupo B, foi desenvolvido modelo de simulação com o objetivo de verificar como os negócios baseados no SCEE podem interferir ou concorrer com a abertura do ACL para as unidades consumidoras do Grupo B, em debate no SEB.

De forma resumida, foram escrutinadas e cotejadas as seguintes alternativas, subdivididas a partir de características específicas apresentadas no desenvolvimento do trabalho.

- a) Permanência como consumidor cativo da distribuidora, fora do SCEE;
- b) Adesão ao modelo de geração compartilhada do SCEE; ou
- c) Migração para o ACL.

Para isso, as tarifas homologadas foram decompostas em suas componentes, para permitir que as simulações considerassem apenas as parcelas de custo atribuíveis a cada uma das opções identificadas para o consumidor da baixa tensão, detalhadas na Seção 2.2.1, na qual também foram definidos e caracterizados os consumidores e os dados de entrada utilizados nas simulações.

Além de identificar e quantificar os benefícios para o consumidor, o modelo desenvolvido também permitiu avaliar os excedentes disponíveis aos agentes varejistas e integradores, necessários às operações de aquisição da energia não suprida pelas distribuidoras, seja no ACL ou no ACR.

Com base nos resultados alcançados, foram discutidas as interferências dos modelos de negócio baseados na MMGD no processo de abertura do mercado conduzido pelo MME, e constatou-se que a abertura do mercado livre não é capaz de trazer competição para o ACR enquanto houver modelos de negócios baseados em energia compartilhada enquadrada na regra de transição GD I.

No entanto, caso o modelo escolhido para a abertura permita a comercialização de energia incentivada, o excedente dos agentes integradores pode ser mais bem

compartilhado com os consumidores do SCEE, mas sem melhora para a situação dos cativos puros.

Por outro lado, a liberação da comercialização de energia incentivada pode agravar o problema dos subsídios no SEB, visto que:

- a) A ordem de grandeza dos subsídios à MMGD e às fontes incentivadas é equivalente;
- b) Enquanto a regra mais benéfica da MMGD está prevista para vigor até 2045, os subsídios às fontes incentivadas perdurarão até, no mínimo, 2062;
- c) A potência disponível às modalidades remotas de MMGD com direito às regras mais benéficas do SCEE está delimitada e não é comparável ao potencial de geração por fontes incentivadas, muito superior; e
- d) A comercialização de energia no SCEE é proibida, o que aumenta os riscos das operações nesse ambiente e confere ao regulador a possibilidade de atuar para impedir negócios que ocorram à margem da Lei nº 14.300/2022.

Por fim, demonstrou-se a viabilidade e a competitividade dos modelos baseados nas regras definitivas de MMGD e na comercialização de energia convencional no ACL – mais benéficas a todo o modelo setorial, visto que não fazem jus a benefícios tarifários baseados em subsídios – e que pode haver competição entre essas duas alternativas.

Em análise complementar, também foi identificada a necessidade de tratamento tributário compatível entre as alternativas no ACR – incluindo o SCEE – e no ACL, visto se tratar de produtos e serviços equivalentes e que as regras diferenciadas podem prejudicar a competição.

Ainda sobre a tributação, vale o adendo de que a redução do mercado das distribuidoras impõe às municipalidades a necessidade de avaliarem a melhor forma de arrecadação da contribuição para o custeio do serviço de iluminação pública, sob pena de perda de receita dos municípios que estabelecem alíquotas incidentes sobre a energia consumida. Apesar da situação ser mais gravosa em casos de geração local, dado o elevado coeficiente de simultaneidade, eventual imprecisão na especificação da base de cálculo pode comprometer a arrecadação também em sistemas de geração remota.

Para testar a sensibilidade do modelo proposto, as simulações realizadas com os dados médios do Brasil foram replicadas à realidade da Cemig-D e levaram a resultados compatíveis, o que sugere a acurácia do modelo.

No entanto, para validar a sua precisão e generalidade, estudos futuros podem aplicar o método desenvolvido neste trabalho em outras realidades, segregando as distribuidoras por região, tipo do ato de outorga ou tamanho do mercado, por exemplo. Estudos futuros também podem avaliar a atratividade do ACL para consumidores com sistemas de MMDG baseados em geração local e no autoconsumo remoto.

Finalmente, a avaliação da propensão do consumidor cativo a migrar para o ACL representaria grande contribuição aos agentes envolvidos no processo de análise da abertura do mercado de energia elétrica para as unidades consumidoras do Grupo B. Possíveis caminhos podem ser traçados a partir dos dados de migração de consumidores do Grupo A ou de adesão à modalidade tarifária horária branca pelos consumidores do Grupo B.

Referências bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). [Voto condutor da deliberação do processo nº 48500.004924/2010-51 na 44ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria de 2022, proferido no dia 24 de novembro de 2015]. Resultado da Audiência Pública nº 026/2015, que objetivou aprimorar a Resolução Normativa nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST. Brasília, DF: ANEEL, 2015a. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015687_1.pdf. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). [Voto condutor da deliberação do processo nº 48500.004924/2010-51, proferido no dia 17 de abril de 2012]. Proposta de Resoluções Normativas que visam estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e promover a alteração do desconto na Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST para usinas com fonte solar, resultado da Audiência Pública n. 42/2011. Brasília, DF: ANEEL, 2012b. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2012482_1.pdf. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL (Brasil). **Base de dados das tarifas das distribuidoras de energia elétrica**. Relatório contendo os valores publicados pela ANEEL para as tarifas de aplicação e base econômica das distribuidoras de energia elétrica, segregadas em Tarifa de Energia – TE e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD. 2023. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas>. Acesso em: 12 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL (Brasil). **Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SEM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14 de junho de 2022**. Proposta de abertura de Consulta Pública com vistas a obter subsídios para o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída. Brasília, DF: ANEEL, 2022. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=47698&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jsPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). **Perguntas e Respostas sobre a aplicação da Resolução Normativa nº 482/2012**, 2017. Disponível em: <https://git.aneel.gov.br/publico/acessoinfo/-/raw/main/faq/geracaodistribuida.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). **Procedimentos de Regulação Tarifária, PRORET**. Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição. Submódulo 2.6: Perdas de Energia e [Receitas] irrecuperáveis. v. 2.0 C. Brasília, DF: ANEEL, 2022. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_2_6_V2_0C.pdf. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). **Procedimentos de Regulação Tarifária, PRORET**. Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição. Submódulo 2.6 A: Perdas de Energia e [Receitas] irrecuperáveis. v. 1.0 C. Brasília, DF: ANEEL, 2022a. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20201003_Proret_Submod_2_6A_v1_0C.pdf. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). **Procedimentos de Regulação Tarifária, PRORET**. Módulo 4: Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição. Submódulo 4.1: Conceitos Gerais. v. 1.0 C. Brasília, DF: ANEEL, 2022b. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_4_1_V1_0C.pdf. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). **Procedimentos de Regulação Tarifária, PRORET**. Módulo 4: Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição. Submódulo 4.2: Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela "A". v. 1.0 C. Brasília, DF: ANEEL, 2022c. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_4_2_v1_0C.pdf. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). **Procedimentos de Regulação Tarifária, PRORET**. Módulo 4: Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição. Submódulo 4.3: Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo. v. 1.0 C. Brasília, DF: ANEEL, 2022d. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_4_3_v1_0C.pdf. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). **Procedimentos de Regulação Tarifária, PRORET**. Módulo 4: Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição. Submódulo 4.4: Demais Componentes Financeiros. v. 1.7. Brasília, DF: ANEEL, 2022e. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221049_Proret_Submod_4_4_v1_7.pdf . Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). **Procedimentos de Regulação Tarifária, PRORET**. Módulo 5: Encargos Setoriais. Submódulo 5.2: Conta de Desenvolvimento Energético – CDE. v. 1.3. Brasília, DF: ANEEL, 2023. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20231060_2.pdf. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). **Procedimentos de Regulação Tarifária, PRORET**. Módulo 5: Encargos Setoriais. Submódulo 5.3: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa. v. 1.0 C.

Brasília, DF: ANEEL 2022f. Disponível em:
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_5_3_V1_0C.pdf.
Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). **Procedimentos de Regulação Tarifária, PRORET**. Módulo 5: Encargos Setoriais. Submódulo 5.5: Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE. v. 1.1 C. Brasília, DF: ANEEL, 2022g. Disponível em:
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_5_5_V1_1C.pdf.
Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). **Procedimentos de Regulação Tarifária, PRORET**. Módulo 5: Encargos Setoriais. Submódulo 5.6: Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética – EE. v. 1.3 C. Brasília, DF: ANEEL, 2022h. Disponível em:
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_5_6_V1_3C.pdf.
Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). **Procedimentos de Regulação Tarifária, PRORET**. Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição. Submódulo 7.1: Procedimentos Gerais. v. 2.8. Brasília, DF: ANEEL, 2023a. Disponível em:
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20231060_2_1.pdf. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL (Brasil). **Procedimentos de Regulação Tarifária, PRORET**. Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição. Submódulo 7.3: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição. v. 2.6. Brasília, DF: ANEEL, 2023. Disponível em:
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20231060_2_3.pdf. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019- SRD/SGT/SEM/SRG/SCG/SMA/ANEEL**: Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012. 2019. Brasília, DF: ANEEL, 2019. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/air2019003srd.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL (Brasil). **Relatório mercado cativo - SAMP (Atualização Mensal)**. Relatório contendo número de unidades consumidoras faturadas, consumo faturado de energia (MWh) e tarifas médias por empresa, classe de consumo e nível de tensão. 2023. Disponível em:
<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/cativo#!>. Acesso em: 12 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). **Resolução Autorizativa nº 1.482, de 29 de julho de 2008**. Autoriza Programa de Geração Distribuída com Saneamento Ambiental apresentado pela Companhia Paranaense de Energia – COPEL como projeto piloto de implantação de geração distribuída em baixa tensão. Brasília, DF: ANEEL, 2008. Disponível em:
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/rea20081482.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). **Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). **Resolução Normativa ANEEL nº 517, de 11 de dezembro de 2012**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília, DF: ANEEL, 2012a. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). **Resolução Normativa ANEEL nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília, DF: ANEEL, 2015. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.html>. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). **Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021**. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas ANEEL 376, de 25 de agosto de 2009, 472, de 24 de janeiro de 2012; e 482, de 17 de abril de 2012; e revoga as resoluções normativas listadas.. Brasília, DF: ANEEL, 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.html>. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). **Resolução Normativa ANEEL nº 1.009, de 22 de março de 2022**. Estabelece as regras atinentes à contratação de energia pelos agentes nos ambientes de contratação regulado e livre. Brasília, DF: ANEEL, 2021a. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). **Resolução Normativa ANEEL nº 1.031, de 26 de julho de 2022**. Consolida os atos regulatórios relativos aos procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidrelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada; e aos requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogeneradoras de energia. Brasília, DF: ANEEL, 2022j. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221031.html>. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). **Resolução Normativa ANEEL nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2022**. Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, 1.000, de 7 de dezembro de 2021, 1009, de 22 de março de 2022, e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2023b. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL (Brasil). **Resolução Homologatória nº 3.046, de 21 de junho de 2022**. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2022, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à CEMIG Distribuição S/A - Cemig-D, e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2008.
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223046ti.pdf>. Acesso em: 22 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL (Brasil). **Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA**. Banco de dados de empreendimentos de geração outorgados no Brasil. 2023. Disponível em:
<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 18 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). **Sobre bandeiras tarifárias**. 2022l. Portal da Aneel. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL (Brasil). **Subsidiômetro**. 2023. Relatório que apresenta os custos dos subsídios presentes no setor de energia elétrica, segregados por destinação. Disponibiliza também o impacto tarifário desses subsídios na tarifa dos consumidores residenciais e o comparativo entre a Cota CDE e os Subsídios, por distribuidora. Disponível em:
<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiY2Q1YjdlZTEtMzQ2ZS00OTlyLThiODctZDY2NTRhMDFhMmFjliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 21 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado. **Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, de 31 de janeiro de 2022**. Medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW. Brasília, DF: ANEEL, 2022k. Disponível em:
https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/tomadas-de-subsidios?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=45742&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). Superintendência de Gestão Tarifária. **Tarifas Residenciais: efeito dos reajustes tarifários**. 2023c. Apresenta o histórico dos índices de reajuste tarifário dos consumidores residenciais B1, segregados por itens de custo. Disponível em:
<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiZDFmMzIzM2QtM2EyNi00YjkyLWlXNDMtYTU4NTI0NWlyNTI1liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). **Unidades com geração distribuída**. 2023d. Relatório de unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 24 mar. 2023.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA - ABRADDEE. **ABRADEE/B24.1CT2023-15, de 24 de fevereiro de 2023**. Equilíbrio Tarifário da Geração Distribuída. 48513.004443/2023-00. 2023. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consulta-processual>. Acesso em: 25 mar. 2023.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA - ABRACEEL. **Boletim Abraceel da Energia Livre**. Fev. 2023. Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/2023/03/Boletim-da-Energia-Livre-fev23.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2023.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA – ABRACEEL; ERNEST & YOUNG GLOBAL - EY. **Avaliação dos cenários possíveis para abertura organizada do setor elétrica**. 2022. Disponível em: https://assets.ey.com/content/dam/ey-sites/ey-com/pt_br/topics/energy/ey-abraceel.pdf?download. Acesso em: 25 mar. 2023.

BELO HORIZONTE. **Lei nº 8.468, de 30 de dezembro de 2002**. Altera a redação do art. 46 da Lei nº 5.641/89 e institui a Contribuição para Custeio dos Serviços de Iluminação Pública. Belo Horizonte, MG: BELO HORIZONTE, 2002. Disponível em: <https://cmbhsildownload.cmbh.mg.gov.br/silinternet/servico/download/documentoDaNorma?idDocDaNorma=2c907f767c5f60f7017c5ffb24c10020>. Acesso em: 25 mar. 2023.

BRASIL. [Constituição (1988)]. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988**. Brasília, DF: Presidência da República, 2016 Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm. Acesso em: 25 mar. 2023.

BRASIL. Câmara dos Deputados. **Projeto de Lei nº 1.917, de 15 de junho de 2015**. Dispõe sobre a portabilidade da conta de luz, as concessões de geração de energia elétrica e a comercialização de energia elétrica, altera as Leis n. 12.783, de 11 de janeiro de 2013, 10.848, de 15 de março de 2004, 10.847, de 15 de março de 2004, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Medida Provisória n. 2.227, de 4 de setembro de 2001, e dá outras providências. Brasília, DF: CD, 2015. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=1307190>. Acesso em: 25 mar. 2023.

BRASIL. Câmara dos Deputados. **Projeto de Lei nº 414, de 10 de fevereiro de 2021**. Altera as Leis nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, nº 10.438, de 26 de abril de 2002, nº 10.848, de 15 de março de 2004, nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, e nº 12.111, de 9 de

dezembro de 2009, para aprimorar o modelo regulatório e comercial do setor elétrico com vistas à expansão do mercado livre, e dá outras providências. Brasília, DF: CD, 2021. Disponível em:

<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2270036>. Acesso em: 25 mar. 2023.

BRASIL. Casa Civil. **Redução do ICMS pode diminuir os valores das faturas de energia elétrica de todo o País**. Casa Civil, 14 jul. 2022. Disponível em:

<https://www.gov.br/casacivil/pt-br/assuntos/noticias/2022/julho/reducao-do-icms-pode-diminuir-os-valores-das-faturas-de-energia-eletrica-de-todo-o-pais>. Acesso em: 25 mar. 2023

BRASIL. **Decreto nº 2.410, de 28 de novembro de 1997**. Dispõe sobre o cálculo e o recolhimento da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica instituída pela Lei nº 9.427, de 26 dezembro de 1996, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 1997. Disponível em:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1997/D2410.htm. Acesso em: 19 mar. 2023.

BRASIL. **Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004**. Regulamenta o inciso I e os §§ 1º, 2º, 3º, 4º e 5º do art. 3º da Lei no 10.438, de 26 de abril de 2002, no que dispõem sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, primeira etapa, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5025.htm. Acesso em: 19 mar. 2023.

BRASIL. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2004a. Disponível em:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm. Acesso em: 19 mar. 2023.

BRASIL. **Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013**. Regulamenta a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária, e a Medida Provisória nº 605, de 23 de janeiro de 2013, que altera a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2013. Disponível em:

https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/decreto/d7891.htm. Acesso em: 19 mar. 2023.

BRASIL. **Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017**. Dispõe sobre a Conta de Desenvolvimento Energético, a Reserva Global de Reversão e o Operador Nacional do Sistema Elétrico e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2017. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2017/decreto/D9022.htm. Acesso em: 19 mar. 2023.

BRASIL. **Lei Complementar nº 194, de 23 de junho de 2022**. Altera a Lei nº 5.172, de 25 de outubro de 1966 (Código Tributário Nacional), e a Lei Complementar nº 87, de 13 de setembro de 1996 (Lei Kandir), para considerar bens e serviços essenciais

os relativos aos combustíveis, à energia elétrica, às comunicações e ao transporte coletivo, e as Leis Complementares nºs 192, de 11 de março de 2022, e 159, de 19 de maio de 2017. Brasília, DF: Presidência da República, 2015 Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/lcp194.htm. Acesso em: 25 mar. 2023.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2004b. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm. Acesso em: 19 mar. 2023.

BRASIL. Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015. Altera a Lei nº 7.689, de 15 de dezembro de 1988, para elevar a alíquota da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL em relação às pessoas jurídicas de seguros privados e de capitalização, e às referidas nos incisos I a VII, IX e X do § 1º do art. 1º da Lei Complementar nº 105, de 10 de janeiro de 2001; altera as Leis nºs 9.808, de 20 de julho de 1999, 8.402, de 8 de janeiro de 1992, 10.637, de 30 de dezembro de 2002, 10.833, de 29 de dezembro de 2003, 11.033, de 21 de dezembro de 2004, 12.715, de 17 de setembro de 2012, 9.249, de 26 de dezembro de 1995, 11.484, de 31 de maio de 2007, 12.973, de 13 de maio de 2014, 10.150, de 21 de dezembro de 2000, e 10.865, de 30 de abril de 2004; e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2015. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/l13169.htm. Acesso em: 19 mar. 2023.

BRASIL. Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021. Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, e o Decreto-Lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974; transfere para a União as ações de titularidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) representativas do capital social da Indústrias Nucleares do Brasil S.A. (INB) e da Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A. (Nuclep); e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2021. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/L14120.htm. Acesso em: 19 mar. 2023.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm. Acesso em: 19 mar. 2023.

BRASIL. **Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995**. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 1998. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm. Acesso em: 19 mar. 2023.

BRASIL. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996**. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 1998a. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm. Acesso em: 19 mar. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Assessoria Especial em Assuntos Regulatórios. **Nota Técnica nº 27/2022/ASSEC, de 19 de setembro de 2022**. Avaliação das contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública nº 131/2022 e proposição de minuta de portaria que promove a redução dos limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores no mercado livre. Brasília, DF: MME, 2022. Disponível em: http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=9d769aae-f437-f4c1-6d69-abe8241116bc&groupId=36090. Acesso em: 25 mar. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Consultoria Jurídica. **Portaria nº 36, de 12 de fevereiro de 2008**. Divulga, para Consulta Pública, o questionário sobre a expansão do mercado livre de energia elétrica, benefícios e riscos envolvidos, com objetivo de subsidiar novas etapas de discussão, bem como definir visões institucionais capazes de estimular a eficiência e a inovação no setor elétrico. Brasília, DF: MME, 2016. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2008/portaria-n-36-2008.pdf/@@download/file/Portaria%20n%2036-2008.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Consultoria Jurídica. **Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019**. Altera a Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018. Brasília, DF: MME, 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2019/portaria-n-465-2019.pdf/@@download/file/Portaria%20n%20465-2019.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Consultoria Jurídica. **Portaria nº 485, de 4 de outubro de 2016**. Divulga, para Consulta Pública, o questionário sobre a expansão do mercado livre de energia elétrica, benefícios e riscos envolvidos, com objetivo de subsidiar novas etapas de discussão, bem como definir visões institucionais capazes de estimular a eficiência e a inovação no setor elétrico. Brasília, DF: MME, 2016a. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2016/portaria-n-485-2016.pdf/@@download/file/Portaria%20n%20485-2016.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Consultoria Jurídica. **Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018**. Regulamenta o disposto no art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com o objetivo de diminuir os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores. Brasília, DF: MME, 2018. Disponível

em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/acao-a-informacao/legislacao/portarias/2018/portaria-n-514-2018.pdf/@/@download/file/Portaria%20n%20514-2018.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Consultoria Jurídica. **Portaria Normativa nº 50/GM/MME, de 27 de setembro de 2022**. Define o limite de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores de que trata o § 3º do art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Brasília, DF: MME, 2022a. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/acao-a-informacao/legislacao/portarias/2022/portaria-normativa-n-50-gm-mme-2022.pdf/@/@download/file/Portaria%20Normativa%20n%2050-GM-MME-2022.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Consultoria Jurídica. **Portaria Normativa nº 690/GM/MME, de 29 de setembro de 2022**. Divulga, para Consulta Pública, minuta de Portaria que trata da redução do limite de carga para contratação de energia elétrica no mercado livre por parte dos consumidores da baixa tensão no mercado livre. Brasília, DF: MME, 2022b. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/acao-a-informacao/legislacao/portarias/2022/portaria-n-690-gm-mme-2022.pdf/@/@download/file/Portaria%20n%20690-GM-MME-2022.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2022**: ano base 2021. Brasília, DF: MME/EPE, 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Fact%20Sheet%20-%20Anu%20Estat%20de%20Energia%20El%20%C3%A9trica%202022.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Nota Técnica EPE DEA-SEE 009/2021**. Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): metodologia – versão PDE 2031. Brasília, DF: MME/EPE, 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-593/NT_Metodologia_4MD_PDE_2031.pdf. Acesso em: 25 mar. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Brasília, DF: MME/EPE, 2022a. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf. Acesso em: 25 mar. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2050**. Brasília, DF: MME/EPE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032: micro e minigeração distribuída & baterias**. Brasília, DF: MME/EPE, 2022b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno_MMGD_Baterias.pdf. Acesso em: 25 mar. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032: demanda e eficiência energética**. Brasília, DF: MME/EPE, 2023. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Efici%C3%Aancia%20e%20Demanda%20-%20PDE%202032%20final_20230313.pdf. Acesso em: 22 mar. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico**. Brasília, DF: MME, 2019a. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/documents/36070/525274/Relat%C3%B3rio+do+GT+Moderniza%C3%A7%C3%A3o+do+Setor+EI%C3%A9trico.pdf/b49d5558-ad36-d268-c2e2-2f0e5331a6b4>. Acesso em: 25 mar. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Energia. Assessoria Especial em Assuntos Regulatórios. **Nota Técnica nº 3/2017/AEREG/SE, de 10 de maio de 2017**. Fechamento da Consulta Pública nº 21/2016 promovida pelo MME para colher contribuições associadas aos desafios para expansão do mercado livre. Brasília, DF: MME, 2017. Disponível em: http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=03d44107-bea8-933b-232b-2bc37b249558&groupId=36070. Acesso em: 25 mar. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. Departamento de Desenvolvimento Energético. **Relatório do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos – GT-GDSF, de 25 de junho de 2009**. Brasília, DF: MME, 2009. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/download/Relatorio_GT_GDSF.pdf. Acesso em: 25 mar. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Secretaria Executiva. **Contribuições à Consulta Pública nº 137/2022, que tratou da redução dos limites de carga para contratação de energia elétrica no mercado livre por parte dos consumidores conectados em baixa tensão**. Relatório. Brasília, DF: MME, 2022c. Disponível em: http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=c2195424-7a6f-3e51-b543-7c26791da358&groupId=36090. Acesso em: 25 mar. 2023.

BRASIL. Senado Federal. **Projeto de Lei do Senado nº 232, de 7 de junho de 2016**. Dispõe sobre o modelo comercial do setor elétrico, a portabilidade da conta de luz e as concessões de geração de energia elétrica, altera as Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 10.847, de 15 de março de 2004, nº 10.848, de 15 de março de 2004, e nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e a Medida Provisória nº 2.227, de 4 de setembro

de 2001, e dá outras providências. Brasília, DF: SF, 2016. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/126049>. Acesso em: 25 mar. 2023.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE. **Análise de Cenários e cronograma para a Abertura de Mercado**. Estudo da CCEE referente às medidas necessárias à abertura do mercado livre para consumidores do Grupo B. São Paulo, SP: CCEE, 2022. Disponível em: http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=a3baba0e-2582-316c-ac7e-0fa3d8fc4e42&groupId=36090#:~:text=Este%20documento%20complementa%20a%20Proposta,MME%20em%20dezembro%20de%202021. Acesso em: 25 mar. 2023.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE. Análise dos dados de 01 a 15/02/2023 comparados com o mesmo período de 2022 (01 a 15/02/2022). **InfoMercado Quinzenal**, n. 295, 1. ed., fev. 23. São Paulo, SP: CCEE, 2023. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/infomercado-quinzenal-295-1-edicao-fev-23>. Acesso em: 25 mar. 2023.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. **Leilões**. Portal da CCEE. 2023. Informações sobre leilões no Ambiente de Contratação Regulada. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/mercado/leilao-mercado>. Acesso em: 25 mar. 2023.

COMPANHIA ENERGÉTICA MINAS GERAIS - CEMIG. **Simulador de economia na conta de energia**. [S. D.]. Disponível em: <https://cemigsim.com.br/>. Acesso em: 24 mar. 2023.

COMPANHIA ENERGÉTICA MINAS GERAIS - CEMIG. **Tarifas de fornecimento CEMIG homologadas pela Resolução Homologatória nº 3.046, de 21 de junho de 2022**. Disponível em https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2022/02/PASEP_COFINS_Internet.xls. Acesso em: 23 mar. 2023.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA - CONFAZ (Brasil). **Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015**. Autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Brasília, DF: CONFAZ, 2015. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15. Acesso em: 25 mar. 2023.

CORREIA, Bruna de Barros; BINGEMER, Carlos Frederico Lucchetti. Transição energética e as perspectivas para o hidrogênio verde no Brasil. **Energia em um mundo em transição**: desafios, oportunidades e perspectivas. Rio de Janeiro: CEBRI, 2022. p. 72-78. Disponível em: https://www.cebri.org/media/documentos/arquivos/CEBRI-BMA_vF.pdf. Acesso em: 25 mar. 2023.

DENERGIA. **Índices Curva Forward**: Semana 10 de 2023. Disponível em: <https://dennergia.com.br/dashboard>. Acesso em: 14 de mar. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Leilões**. Portal da EPE. 2023. Informações sobre leilões de energia. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes>. Acesso em: 25 mar. 2023.

ESPÍRITO SANTO. **Lei nº 11.253, de 08 de abril de 2021**. Institui o Programa de Geração de Energias Renováveis do Espírito Santo - GERAR. Belo Horizonte, MG: MINAS GERAIS, 2015. Disponível em: <http://www2.sefaz.es.gov.br/LegislacaoOnline/lpext.dll/infobaselegislacaoonline/leis/2021/lei11.253.htm?fn=document-frame.htm&f=templates&2.0>. Acesso em: 25 mar. 2023.

FAERMAN, Henrique. **Energia nuclear atinge recorde de geração no Brasil**: Usinas de Angra 1 e 2 tiveram em 2019 o melhor ano de sua história, chegando à marca de 16.128.826 MWh. Canal Energia, 16 jan. 2020. Disponível em <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53123857/energia-nuclear-atinge-recorde-de-geracao-no-brasil>. Acesso em: 22 mar. 2023.

FIORAVANTE, Dea. **O preço da energia**: o descontrole do abuso de controle. estimação da distribuição do subsídio. Radar: tecnologia, produção e comércio exterior, Brasília, nº 70, ago. 2022. Disponível em: https://radar.ipea.gov.br/wp-content/uploads/2022/09/220905_radar_70.pdf. Acesso em: 25 mar. 2023.

GODOI, Maurício. **GD**: solução está boa para ambas as partes (ou não)? Canal Energia, 24 fev. 2023. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/especiais/53239022/gd-solucao-esta-boa-para-ambas-as-partes-ou-nao>. Acesso em: 25 mar. 2023.

GREENER. **Estudo Estratégico de Geração Distribuída**: mercado fotovoltaico. 2023. São Paulo, SP, 2023. Disponível em: <https://www.greener.com.br/sumario-executivo-estudo-de-geracao-distribuida-2023-2o-sem-2022/#download>. Acesso em 25 mar. 2023.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações. **White Paper**, n. 7, maio 2012. Disponível em: https://acendebrasil.com.br/wp-content/uploads/2020/04/2012_WhitePaperAcendeBrasil_07_Leiloes_Rev2.pdf. Acesso em: 25 mar. 2023.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY - IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2019**. Abu Dhabi, 2020. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf?rev=77ebbae10ca34ef98909a59e39470906. Acesso em 25 mar. 2023.

MATTAR, Carlos Alberto Calixto; LEITE, Davi Rabelo Viana. **Distribuição do futuro**: segregação das atividades da distribuidora. 2019. Trabalho de Conclusão de curso (MBA Executivo em Administração: Gestão em Empresas de Energia Elétrica) -

Fundação Getúlio Vargas, Brasília, 2019. Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/Busca/Download?codigoArquivo=178282>. Acesso em: 25 mar. 2023.

MINAS GERAIS. **Lei nº 22.549, de 30 de junho de 2017**. Institui o Plano de Regularização de Créditos Tributários, altera as Leis nº 6.763, de 26 de dezembro de 1975, nº 14.699, de 6 de agosto de 2003, nº 14.937, de 23 de dezembro de 2003, nº 14.941, de 29 de dezembro de 2003, nº 15.273, de 29 de julho de 2004, nº 19.971, de 27 de dezembro de 2011, nº 21.016, de 20 de dezembro de 2013 e nº 21.735, de 3 de agosto de 2015, e dá outras providências. Belo Horizonte, MG: SEFA, 2015. Disponível em: http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao_tributaria/leis/2017/l22549_2017.html#:~:text=1%C2%BA%20%2D%20Fica%20institu%C3%ADdo%2C%20no%20%C3%A2mbito,Plano%20de%20Regulariza%C3%A7%C3%A3o%20de%20Cr%C3%A9ditos. Acesso em: 25 mar. 2023.

MONTENEGRO, Sueli. **Aneel regulamenta novo subsídio a concessionárias de pequeno porte**: Subvenção criada por lei prevê repasses de recursos da CDE a concessionárias com mercado inferior a 350GWh/ano. Canal Energia, 22 nov. 2022. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53230520/aneel-regulamenta-novo-subsidio-a-concessionarias-de-pequeno-porte>. Acesso em: 25 mar. 2023.

MONTENEGRO, Sueli. **Luiz Barroso cobra ação do governo para evitar captura por agendas individuais**. Canal Energia, 3 mar. 2023. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53239587/luiz-barroso-cobra-acao-do-governo-para-evitar-captura-por-agendas-individuais>. Acesso em: 25 mar. 2023.

MORAIS, Gustavo. **As consequências da “corrida do ouro” por outorgas de geração**. Infra ROI, 18 jan. 2023. Disponível em: <https://infraroi.com.br/2023/01/18/artigo-as-consequencias-da-corrída-do-ouro-por-outorgas-de-geracao/>. Acesso em: 21 mar. 2023.

NETTO, Alana de Moura. **Geração compartilhada de energia elétrica por meio de consórcios e cooperativas**. 2022. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR, Curitiba, 2022. Disponível em: <https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/30148/1/geracaocompartilhadaenergiaeletrica.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Plano da Operação Energética 2022/202, PEN 2022**. Relatório das Condições de Atendimento. Rio de Janeiro, RJ: ONS, 2022. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT-ONS%20DPL%200102-2022_PEN%202022%20-%20Condi%C3%A7%C3%B5es%20de%20Atendimento.pdf. Acesso em: 25 mar. 2023.

RIO DE JANEIRO [Estado]. **Lei nº 8.922, de 30 de junho 2020**. Revoga o art. 8º da Lei nº 7.122, de 03 de dezembro de 2015 e adere à isenção de ICMS nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, concedida pelo item 222 do Anexo I, do Decreto Executivo do Estado de Minas Gerais nº 43.080, de 13 de dezembro de 2002, com base no § 8º da Lei Complementar nº 160, de 7 de agosto de 2017 e na Cláusula Décima Terceira do Convênio ICMS nº 190/2017. Rio de Janeiro, RJ: SEFA-RJ, 2020. Disponível em: http://www.fazenda.rj.gov.br/sefaz/faces/oracle/webcenter/portalapp/pages/navigation-renderer.jspx?_afrLoop=99190345653253826&datasource=UCMServer%23dDocName%3AWCC42000009178&_adf.ctrl-state=qmpvgh7k_9. Acesso em: 25 mar. 2023.

SANTANA, Rodrigo. **Análise da regulação da geração distribuída de energia elétrica no Brasil**: estimativa da distribuição do subsídio. 2021. Dissertação (Mestrado Profissional em Economia) – Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa – IDP, Brasília, 2021. Disponível em: https://repositorio.idp.edu.br/bitstream/123456789/4159/1/DISSERTACAO_%20RODRIGO%20SANTANA%20MESTRADO_2021.pdf. Acesso em: 25 mar. 2023.

SÃO PAULO [Estado]. **Decreto Legislativo nº 2.531, de 22 de novembro de 2022**. Manifesta concordância com a alteração do Regulamento do Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação - RICMS, para estender a aplicação da isenção prevista no artigo 166 do Anexo I do RICMS, que beneficia microgeradores e minigeradores de energia elétrica, a outras modalidades de geração distribuída (geração compartilhada e autoconsumo remoto), bem como a centrais geradoras de energia elétrica solar fotovoltaica com potência instalada de até 5 MW. São Paulo, SP: Assembleia Legislativa do Estado de São Paulo, 2022. Disponível em: <https://www.al.sp.gov.br/repositorio/legislacao/decreto.legislativo/2022/decreto.legislativo-2531-22.11.2022.html>. Acesso em: 25 mar. 2023.

STEELE, Paulo. **Evolução do custo da energia no Ambiente de Contratação Regulada**. TR Soluções, 8 out. 2021. Disponível em: https://www.trsolucoes.com/conteudo/articles/evolucao_do_custo_da_energia_no_ambiente_de_contrata%C3%A7%C3%A3o_regulada. Acesso em: 25 mar. 2023.

STEELE, Paulo. **Possíveis efeitos da expansão do mercado livre nas tarifas de energia**. TR Soluções, 27 out. 2022. Disponível em: https://www.trsolucoes.com/conteudo/articles/impacto_da_expansao_do_mercado_livre_nas_tarifas_de_energia. Acesso em: 25 mar. 2023.

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO - TCU. **Acórdão nº 3063/2020 – TCU – Plenário**. Representação do ministério público junto ao TCU. Consulta Pública ANEEL 25/2019. Alteração da Resolução ANEEL 482/2012, que regula a micro e a

minigeração distribuídas de energia elétrica. Brasília, DF: TCU, 2020. Disponível em: https://pesquisa.apps.tcu.gov.br/#/documento/acordao-completo/*/NUMACORDAO%253A3063%2520ANOACORDAO%253A2020%2520COLEGIADO%253A%2522Plen%25C3%25A1rio%2522/DTRELEVANCIA%2520desc%252C%2520NUMACORDAOINT%2520desc/0/%2520. Acesso em: 25 mar. 2023.

Apêndice A – Simulações

Quadro 18 – Simulação para o consumidor residencial do Brasil (R\$)

| Tarifa | Função de Custo | Componente | Cativo Puro | MMGD | | | | ACL | | |
|------------------------------------|-----------------------|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | | | | GD I | GD II | GD III | GD Def. | I5 | I1 | ACL-C |
| TUSD | Transporte | Fio A | 3,24 | 0,59 | 0,59 | 1,65 | 3,24 | 1,62 | 0,00 | 3,24 |
| | | Fio B | 14,78 | 2,67 | 13,57 | 14,78 | 14,78 | 7,39 | 0,00 | 14,78 |
| | Encargos | P&D e EE | 0,23 | 0,04 | 0,04 | 0,23 | 0,23 | 0,23 | 0,23 | 0,23 |
| | | TFSEE | 0,06 | 0,01 | 0,01 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 |
| | | Demais | 7,51 | 1,36 | 1,36 | 1,36 | 7,51 | 7,51 | 7,51 | 7,51 |
| | Perdas | Todos | 3,75 | 0,68 | 0,68 | 0,68 | 3,75 | 3,75 | 3,75 | 3,75 |
| | Outros | Todos | 2,22 | 0,40 | 0,40 | 0,40 | 2,22 | 2,22 | 2,22 | 2,22 |
| TE | Energia | Todos | 24,95 | 4,51 | 4,51 | 4,51 | 4,51 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Transporte | Todos | 0,94 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Perdas | Todos | 0,59 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,59 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Encargos | ESS e EER | 2,87 | 0,52 | 0,52 | 0,52 | 2,87 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | P&D e EE | 0,29 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,29 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | Demais | 0,06 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Outros | Todos | 2,25 | 0,41 | 0,41 | 0,41 | 2,25 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Tributos | Federal | PIS/Cofins | 2,36 | 0,43 | 0,90 | 1,00 | 1,44 | 0,79 | 0,40 | 1,18 |
| | Estadual | ICMS | 12,52 | 2,26 | 4,76 | 5,33 | 7,67 | 4,20 | 2,13 | 6,26 |
| | Municipal | CCIP | 16,45 | 16,45 | 16,45 | 16,45 | 16,45 | 16,45 | 16,45 | 16,45 |
| Fatura Distribuidora | | | 86,02 | 29,02 | 42,89 | 46,07 | 59,03 | 39,77 | 28,30 | 51,23 |
| Energia de Terceiros | Energia ACL | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 21,22 | 21,22 | 16,60 |
| | TE ESS e ERR | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,90 | 0,90 | 0,70 |
| | TE Perdas | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,19 | 0,19 | 0,14 |
| | Energia Compartilhada | | 0,00 | 13,60 | 13,60 | 13,60 | 13,60 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | TUSDg | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 3,06 | 6,12 | 0,00 |
| Tributos | Federal | PIS/Cofins | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,83 | 0,70 | 0,75 |
| | Estadual | ICMS | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 4,23 | 3,55 | 3,83 |
| Serviços de Terceiros | Agente Varejista | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Agente Integrador | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Tributos | | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Fatura Terceiros | | | 0,00 | 13,60 | 13,60 | 13,60 | 13,60 | 24,30 | 20,44 | 22,02 |
| Total pago pelo Consumidor | | | 86,02 | 42,62 | 56,48 | 59,67 | 72,63 | 64,07 | 48,75 | 73,25 |
| % Alternativa / Cativo Puro | | | 100% | 50% | 66% | 69% | 84% | 74% | 57% | 85% |

Fonte: autoria própria.

Quadro 19 – Simulação para o consumidor comercial do Brasil (R\$)

| Tarifa | Função de Custo | Componente | Cativo Puro | MMGD | | | | ACL | | |
|------------------------------------|-----------------|------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | | | | GD I | GD II | GD III | GD Def. | I5 | I1 | ACL-C |
| TUSD | Transporte | Fio A | 17,45 | 0,98 | 0,98 | 7,57 | 17,45 | 8,73 | 0,00 | 17,45 |
| | | Fio B | 79,51 | 4,45 | 72,00 | 79,51 | 79,51 | 39,75 | 0,00 | 79,51 |
| | Encargos | P&D e EE | 1,21 | 0,07 | 0,07 | 1,21 | 1,21 | 1,21 | 1,21 | 1,21 |
| | | TFSEE | 0,31 | 0,02 | 0,02 | 0,31 | 0,31 | 0,31 | 0,31 | 0,31 |
| | | Demais | 40,39 | 2,26 | 2,26 | 2,26 | 40,39 | 40,39 | 40,39 | 40,39 |
| | Perdas | Todos | 20,19 | 1,13 | 1,13 | 1,13 | 20,19 | 20,19 | 20,19 | 20,19 |
| | Outros | Todos | 11,96 | 0,67 | 0,67 | 0,67 | 11,96 | 11,96 | 11,96 | 11,96 |
| TE | Energia | Todos | 134,23 | 7,52 | 7,52 | 7,52 | 7,52 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Transporte | Todos | 5,05 | 0,28 | 0,28 | 0,28 | 0,28 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Perdas | Todos | 3,19 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 3,19 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Encargos | ESS e EER | 15,46 | 0,87 | 0,87 | 0,87 | 15,46 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | P&D e EE | 1,56 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 1,56 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | Demais | 0,31 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,31 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Outros | Todos | 12,09 | 0,68 | 0,68 | 0,68 | 12,09 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Tributos | Federal | PIS/Cofins | 12,67 | 0,71 | 3,62 | 4,29 | 7,01 | 4,25 | 2,16 | 6,33 |
| | Estadual | ICMS | 67,36 | 3,77 | 19,24 | 22,80 | 37,26 | 22,58 | 11,48 | 33,68 |
| | Municipal | CCIP | 41,11 | 41,11 | 41,11 | 41,11 | 41,11 | 41,11 | 41,11 | 41,11 |
| Fatura Distribuidora | | | 415,34 | 62,08 | 148,00 | 167,75 | 248,10 | 166,56 | 104,89 | 228,22 |
| Energia de Terceiros | Energia ACL | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,17 | 114,17 | 89,27 |
| | TE ESS e ERR | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 4,83 | 4,83 | 3,78 |
| | TE Perdas | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,00 | 1,00 | 0,78 |
| | Energia MMGD | | 0,00 | 84,27 | 84,27 | 84,27 | 84,27 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | TUSDg | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 18,95 | 37,91 | 0,00 |
| Tributos | Federal | PIS/Cofins | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 4,35 | 3,53 | 4,04 |
| | Estadual | ICMS | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 22,18 | 18,02 | 20,60 |
| Serviços de Terceiros | Varejista | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Integrador | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Tributos | | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Fatura Terceiros | | | 0,00 | 84,27 | 84,27 | 84,27 | 84,27 | 127,57 | 103,64 | 118,47 |
| Total pago pelo Consumidor | | | 415,34 | 146,35 | 232,27 | 252,02 | 332,37 | 294,13 | 208,53 | 346,69 |
| % Alternativa / Cativo Puro | | | 100% | 35% | 56% | 61% | 80% | 71% | 50% | 83% |

Fonte: autoria própria.

Quadro 20 – Simulação para o consumidor industrial do Brasil (R\$)

| Tarifa | Função de Custo | Componente | Cativo Puro | MMGD | | | | ACL | | |
|-----------------------------|-----------------|------------|-------------|--------|--------|--------|----------|----------|--------|----------|
| | | | | GD I | GD II | GD III | GD Def. | I5 | I1 | ACL-C |
| TUSD | Transporte | Fio A | 81,27 | 1,96 | 1,96 | 33,68 | 81,27 | 40,63 | 0,00 | 81,27 |
| | | Fio B | 370,21 | 8,91 | 334,08 | 370,21 | 370,21 | 185,11 | 0,00 | 370,21 |
| | Encargos | P&D e EE | 5,66 | 0,14 | 0,14 | 5,66 | 5,66 | 5,66 | 5,66 | 5,66 |
| | | TFSEE | 1,43 | 0,03 | 0,03 | 1,43 | 1,43 | 1,43 | 1,43 | 1,43 |
| | | Demais | 188,09 | 4,53 | 4,53 | 4,53 | 188,09 | 188,09 | 188,09 | 188,09 |
| | Perdas | Todos | 94,01 | 2,26 | 2,26 | 2,26 | 94,01 | 94,01 | 94,01 | 94,01 |
| | Outros | Todos | 55,70 | 1,34 | 1,34 | 1,34 | 55,70 | 55,70 | 55,70 | 55,70 |
| TE | Energia | Todos | 625,04 | 15,04 | 15,04 | 15,04 | 15,04 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Transporte | Todos | 23,50 | 0,57 | 0,57 | 0,57 | 0,57 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Perdas | Todos | 14,84 | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 14,84 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Encargos | ESS e EER | 71,99 | 1,73 | 1,73 | 1,73 | 71,99 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | P&D e EE | 7,28 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 7,28 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | Demais | 1,42 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 1,42 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Outros | Todos | 56,28 | 1,35 | 1,35 | 1,35 | 56,28 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| Tributos | Federal | PIS/Cofins | 58,99 | 1,42 | 15,42 | 18,64 | 31,73 | 19,77 | 10,05 | 29,49 |
| | Estadual | ICMS | 313,66 | 7,55 | 82,00 | 99,12 | 168,74 | 105,14 | 53,46 | 156,83 |
| | Municipal | CCIP | 41,11 | 41,11 | 41,11 | 41,11 | 41,11 | 41,11 | 41,11 | 41,11 |
| Fatura Distribuidora | | | 1.783,68 | 83,04 | 496,67 | 591,78 | 978,57 | 625,25 | 338,10 | 912,39 |
| Energia de Terceiros | Energia ACL | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 531,61 | 531,61 | 415,70 |
| | TE ESS e ERR | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 22,49 | 22,49 | 17,59 |
| | TE Perdas | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 4,64 | 4,64 | 3,63 |
| | Energia MMGD | | 0,00 | 405,69 | 405,69 | 405,69 | 405,69 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | TUSDg | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 91,24 | 182,48 | 0,00 |
| Tributos | Federal | PIS/Cofins | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 20,13 | 16,20 | 18,81 |
| | Estadual | ICMS | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 102,62 | 82,59 | 95,91 |
| Serviços de Terceiros | Varejista | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Integrador | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Tributos | | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Fatura Terceiros | | | 0,00 | 405,69 | 405,69 | 405,69 | 405,69 | 590,25 | 475,05 | 551,63 |
| Total pago pelo Consumidor | | | 1.783,68 | 488,73 | 902,37 | 997,47 | 1.384,26 | 1.215,50 | 813,15 | 1.464,03 |
| % Alternativa / Cativo Puro | | | 100% | 27% | 51% | 56% | 78% | 68% | 46% | 82% |

Fonte: autoria própria.

Quadro 21 – Simulação para o consumidor residencial da Cemig-D (R\$)

| Tarifa | Função de Custo | Componente | Cativo Puro | MMGD | | | | ACL | | |
|-----------------------------|-----------------|------------|-------------|-------|-------|--------|---------|-------|-------|-------|
| | | | | GD I | GD II | GD III | GD Def. | I5 | I1 | ACL-C |
| TUSD | Transporte | Fio A | 3,35 | 0,61 | 0,61 | 1,70 | 3,35 | 1,68 | 0,00 | 3,35 |
| | | Fio B | 14,43 | 2,61 | 13,25 | 14,43 | 14,43 | 7,21 | 0,00 | 14,43 |
| | Encargos | P&D e EE | 0,17 | 0,03 | 0,03 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,17 |
| | | TFSEE | 0,04 | 0,01 | 0,01 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 |
| | | Demais | 7,67 | 1,39 | 1,39 | 1,39 | 7,67 | 7,67 | 7,67 | 7,67 |
| | Perdas | Todos | 3,61 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 3,61 | 3,61 | 3,61 | 3,61 |
| | Outros | Todos | 3,90 | 0,71 | 0,71 | 0,71 | 3,90 | 3,90 | 3,90 | 3,90 |
| TE | Energia | Todos | 26,08 | 4,72 | 4,72 | 4,72 | 4,72 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Transporte | Todos | 1,20 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Perdas | Todos | 0,45 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,45 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Encargos | ESS e EER | 1,88 | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 1,88 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | P&D e EE | 0,29 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,29 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | Demais | 0,69 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,69 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Outros | Todos | 3,84 | 0,69 | 0,69 | 0,69 | 3,84 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Tributos | Federal | PIS/Cofins | 2,18 | 0,39 | 0,85 | 0,96 | 1,22 | 0,71 | 0,33 | 1,09 |
| | Estadual | ICMS | 11,61 | 2,10 | 4,54 | 5,10 | 6,50 | 3,77 | 1,74 | 5,81 |
| | Municipal | CCIP | 15,67 | 15,67 | 15,67 | 15,67 | 15,67 | 15,67 | 15,67 | 15,67 |
| Fatura Distribuidora | | | 80,20 | 27,34 | 40,87 | 43,99 | 51,77 | 36,63 | 25,32 | 47,93 |
| Energia de Terceiros | Energia ACL | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 21,22 | 21,22 | 16,60 |
| | TE ESS e ERR | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,59 | 0,59 | 0,46 |
| | TE Perdas | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,14 | 0,14 | 0,11 |
| | Energia MMGD | | 0,00 | 13,60 | 13,60 | 13,60 | 13,60 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | TUSDg | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 3,08 | 6,15 | 0,00 |
| Tributos | Federal | PIS/Cofins | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,81 | 0,68 | 0,74 |
| | Estadual | ICMS | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 4,14 | 3,47 | 3,77 |
| Serviços de Terceiros | Varejista | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Integrador | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Tributos | | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Fatura Terceiros | | | 0,00 | 13,60 | 13,60 | 13,60 | 13,60 | 23,83 | 19,94 | 21,67 |
| Total pago pelo Consumidor | | | 80,20 | 40,94 | 54,47 | 57,58 | 65,37 | 60,46 | 45,26 | 69,61 |
| % Alternativa / Cativo Puro | | | 100% | 51% | 68% | 72% | 82% | 75% | 56% | 87% |

Fonte: autoria própria.

Quadro 22 – Simulação para o consumidor comercial da Cemig-D (R\$)

| Tarifa | Função de Custo | Componente | Cativo Puro | 2023 a 2028 | | | | ACL | | |
|-----------------------------|-----------------|------------|-------------|-------------|--------|--------|---------|--------|--------|--------|
| | | | | GD I | GD II | GD III | GD Def. | I5 | I1 | ACL-C |
| TUSD | Transporte | Fio A | 18,02 | 1,01 | 1,01 | 7,82 | 18,02 | 9,01 | 0,00 | 18,02 |
| | | Fio B | 77,61 | 4,35 | 70,28 | 77,61 | 77,61 | 38,81 | 0,00 | 77,61 |
| | Encargos | P&D e EE | 0,90 | 0,05 | 0,05 | 0,90 | 0,90 | 0,90 | 0,90 | 0,90 |
| | | TFSEE | 0,22 | 0,01 | 0,01 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 |
| | | Demais | 41,26 | 2,31 | 2,31 | 2,31 | 41,26 | 41,26 | 41,26 | 41,26 |
| | Perdas | Todos | 19,39 | 1,09 | 1,09 | 1,09 | 19,39 | 19,39 | 19,39 | 19,39 |
| Outros | Todos | 20,98 | 1,18 | 1,18 | 1,18 | 20,98 | 20,98 | 20,98 | 20,98 | |
| TE | Energia | Todos | 140,29 | 7,86 | 7,86 | 7,86 | 7,86 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Transporte | Todos | 6,44 | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Perdas | Todos | 2,42 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 2,42 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Encargos | ESS e EER | 10,10 | 0,57 | 0,57 | 0,57 | 10,10 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | P&D e EE | 1,56 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 1,56 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | Demais | 3,73 | 0,21 | 0,21 | 0,21 | 3,73 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Outros | Todos | 20,66 | 1,16 | 1,16 | 1,16 | 20,66 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| Tributos | Federal | PIS/Cofins | 11,75 | 0,66 | 3,50 | 4,15 | 5,78 | 3,82 | 1,76 | 5,87 |
| | Estadual | ICMS | 62,47 | 3,50 | 18,60 | 22,07 | 30,76 | 20,29 | 9,34 | 31,24 |
| | Municipal | CCIP | 39,19 | 39,19 | 39,19 | 39,19 | 39,19 | 39,19 | 39,19 | 39,19 |
| Fatura Distribuidora | | | 386,25 | 58,63 | 142,50 | 161,82 | 210,06 | 151,89 | 91,07 | 212,72 |
| Energia de Terceiros | Energia ACL | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 114,17 | 114,17 | 89,27 |
| | TE ESS e ERR | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 3,16 | 3,16 | 2,47 |
| | TE Perdas | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,76 | 0,76 | 0,59 |
| | Energia MMGD | | 0,00 | 84,27 | 84,27 | 84,27 | 84,27 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | TUSDg | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 19,08 | 38,15 | 0,00 |
| Tributos | Federal | PIS/Cofins | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 4,26 | 3,44 | 3,98 |
| | Estadual | ICMS | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 21,73 | 17,55 | 20,27 |
| Serviços de Terceiros | Varejista | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Integrador | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Tributos | | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Fatura Terceiros | | | 0,00 | 84,27 | 84,27 | 84,27 | 84,27 | 125,00 | 100,92 | 116,58 |
| Total pago pelo Consumidor | | | 386,25 | 142,90 | 226,77 | 246,09 | 294,33 | 276,89 | 191,98 | 329,29 |
| % Alternativa / Cativo Puro | | | 100% | 37% | 59% | 64% | 76% | 72% | 50% | 85% |

Fonte: autoria própria.

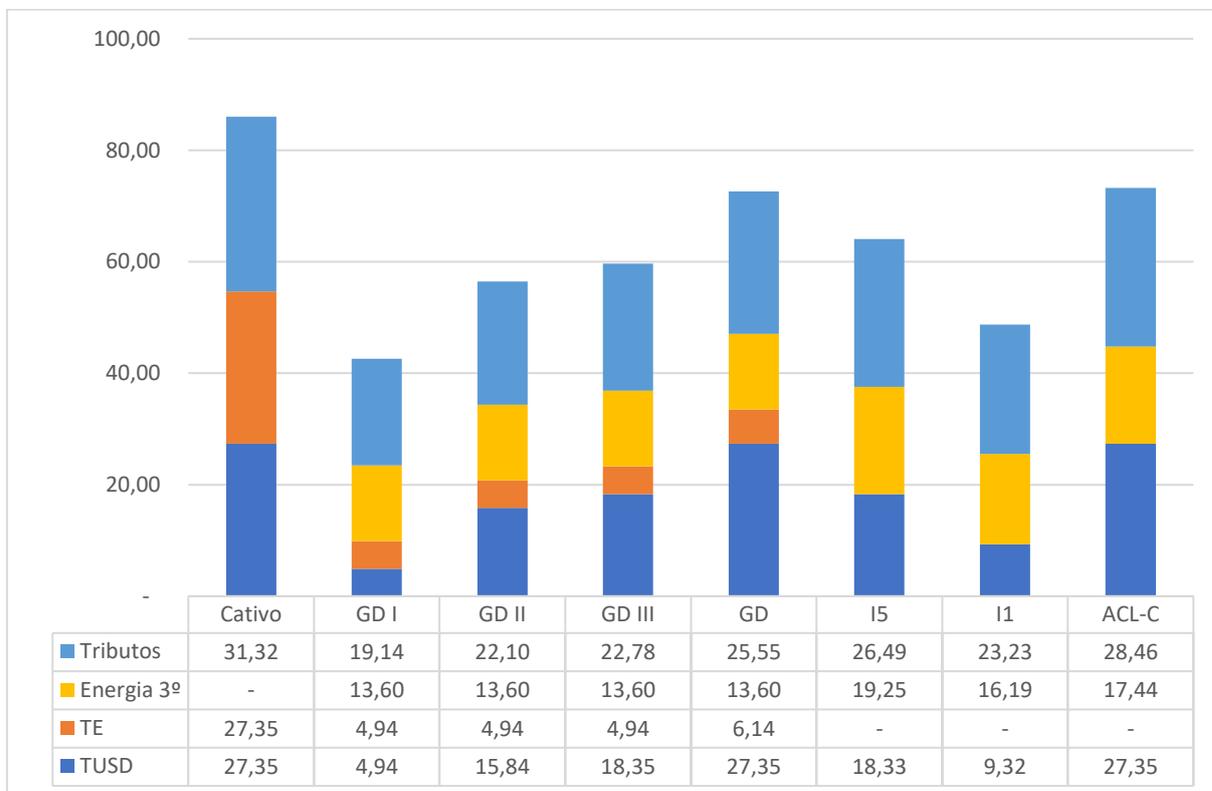
Quadro 23 – Simulação para o consumidor industrial da Cemig-D (R\$)

| Tarifa | Função de Custo | Componente | Cativo Puro | MMGD | | | | ACL | | |
|------------------------------------|-----------------|------------|-----------------|---------------|---------------|---------------|-----------------|-----------------|---------------|-----------------|
| | | | | GD I | GD II | GD III | GD Def. | I5 | I1 | ACL-C |
| TUSD | Transporte | Fio A | 83,93 | 2,02 | 2,02 | 34,78 | 83,93 | 41,96 | 0,00 | 83,93 |
| | | Fio B | 361,39 | 8,70 | 326,12 | 361,39 | 361,39 | 180,70 | 0,00 | 361,39 |
| | Encargos | P&D e EE | 4,18 | 0,10 | 0,10 | 4,18 | 4,18 | 4,18 | 4,18 | 4,18 |
| | | TFSEE | 1,02 | 0,02 | 0,02 | 1,02 | 1,02 | 1,02 | 1,02 | 1,02 |
| | | Demais | 192,13 | 4,62 | 4,62 | 4,62 | 192,13 | 192,13 | 192,13 | 192,13 |
| | Perdas | Todos | 90,30 | 2,17 | 2,17 | 2,17 | 90,30 | 90,30 | 90,30 | 90,30 |
| Outros | Todos | 97,71 | 2,35 | 2,35 | 2,35 | 97,71 | 97,71 | 97,71 | 97,71 | |
| TE | Energia | Todos | 653,27 | 15,72 | 15,72 | 15,72 | 15,72 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Transporte | Todos | 29,97 | 0,72 | 0,72 | 0,72 | 0,72 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Perdas | Todos | 11,25 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 11,25 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Encargos | ESS e EER | 47,04 | 1,13 | 1,13 | 1,13 | 47,04 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | P&D e EE | 7,24 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 7,24 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | Demais | 17,35 | 0,42 | 0,42 | 0,42 | 17,35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Outros | Todos | 96,19 | 2,31 | 2,31 | 2,31 | 96,19 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| Tributos | Federal | PIS/Cofins | 54,71 | 1,32 | 14,98 | 18,13 | 25,99 | 17,77 | 8,18 | 27,35 |
| | Estadual | ICMS | 290,89 | 7,00 | 79,68 | 96,42 | 138,22 | 94,47 | 43,49 | 145,45 |
| | Municipal | CCIP | 39,19 | 39,19 | 39,19 | 39,19 | 39,19 | 39,19 | 39,19 | 39,19 |
| Fatura Distribuidora | | | 1.655,26 | 78,07 | 481,85 | 574,84 | 807,08 | 564,00 | 280,77 | 847,22 |
| Energia de Terceiros | Energia ACL | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 531,61 | 531,61 | 415,70 |
| | TE ESS e ERR | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 14,71 | 14,71 | 11,50 |
| | TE Perdas | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 3,52 | 3,52 | 2,75 |
| | Energia MMGD | | 0,00 | 405,69 | 405,69 | 405,69 | 405,69 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | TUSDg | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 91,83 | 183,66 | 0,00 |
| Tributos | Federal | PIS/Cofins | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 19,72 | 15,77 | 18,51 |
| | Estadual | ICMS | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 100,54 | 80,38 | 94,38 |
| Serviços de Terceiros | Varejista | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Integrador | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Tributos | | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Fatura Terceiros | | | 0,00 | 405,69 | 405,69 | 405,69 | 405,69 | 578,26 | 462,32 | 542,84 |
| Total pago pelo Consumidor | | | 1.655,26 | 483,76 | 887,54 | 980,53 | 1.212,78 | 1.142,26 | 743,09 | 1.390,06 |
| % Alternativa / Cativo Puro | | | 100% | 29% | 54% | 59% | 73% | 69% | 45% | 84% |

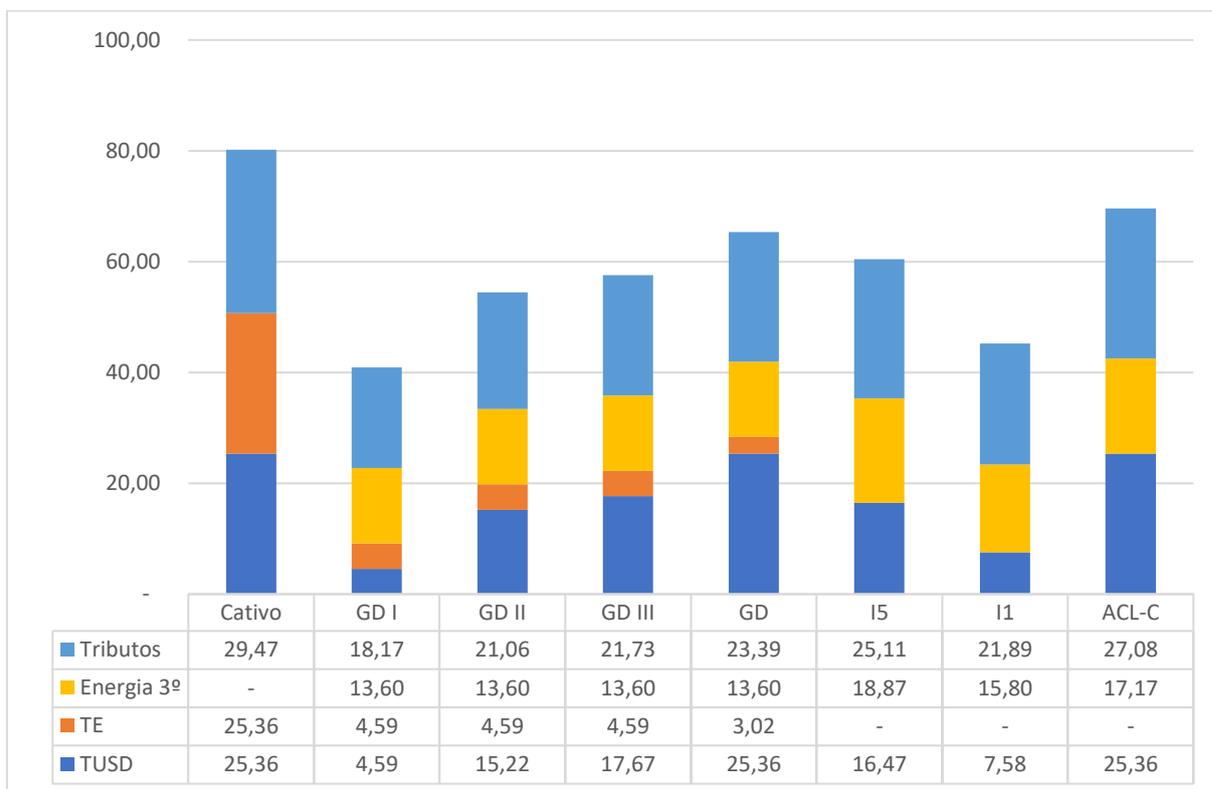
Fonte: autoria própria.

Apêndice B – Gráficos da Seção 2.2.2.1

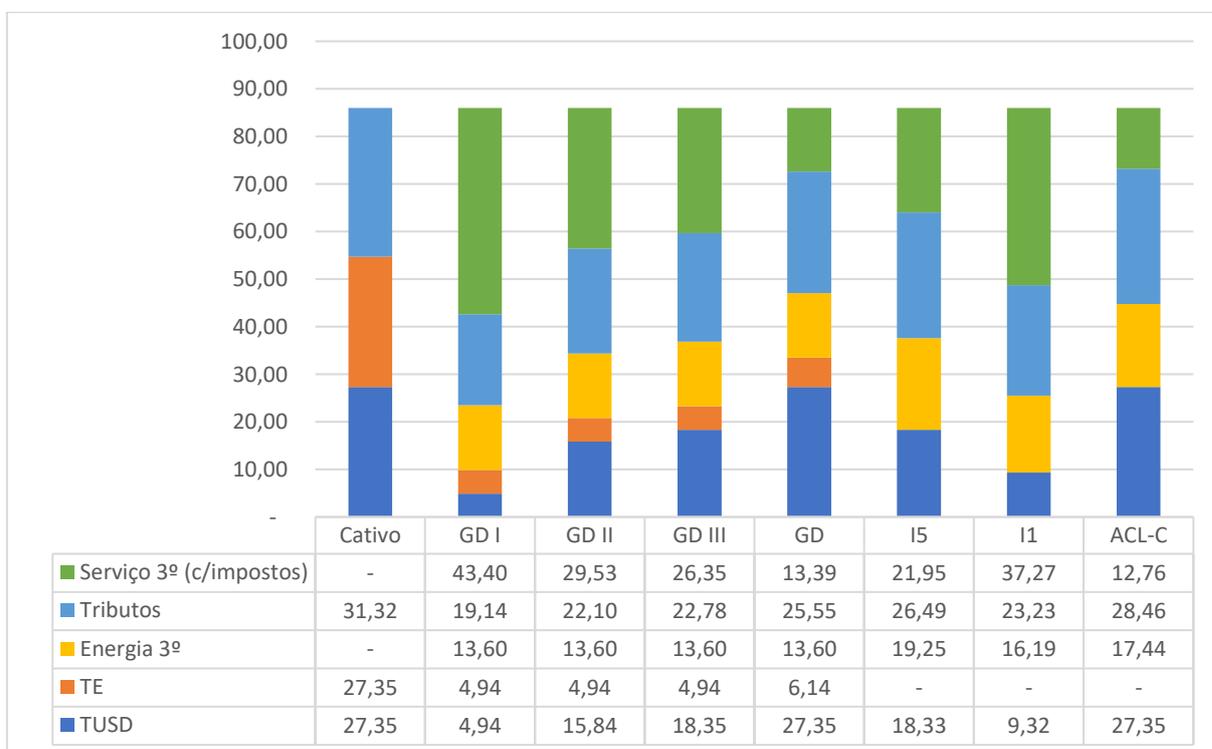
Gráfico 1 – Alternativas consumidor residencial Brasil



Fonte: autoria própria.

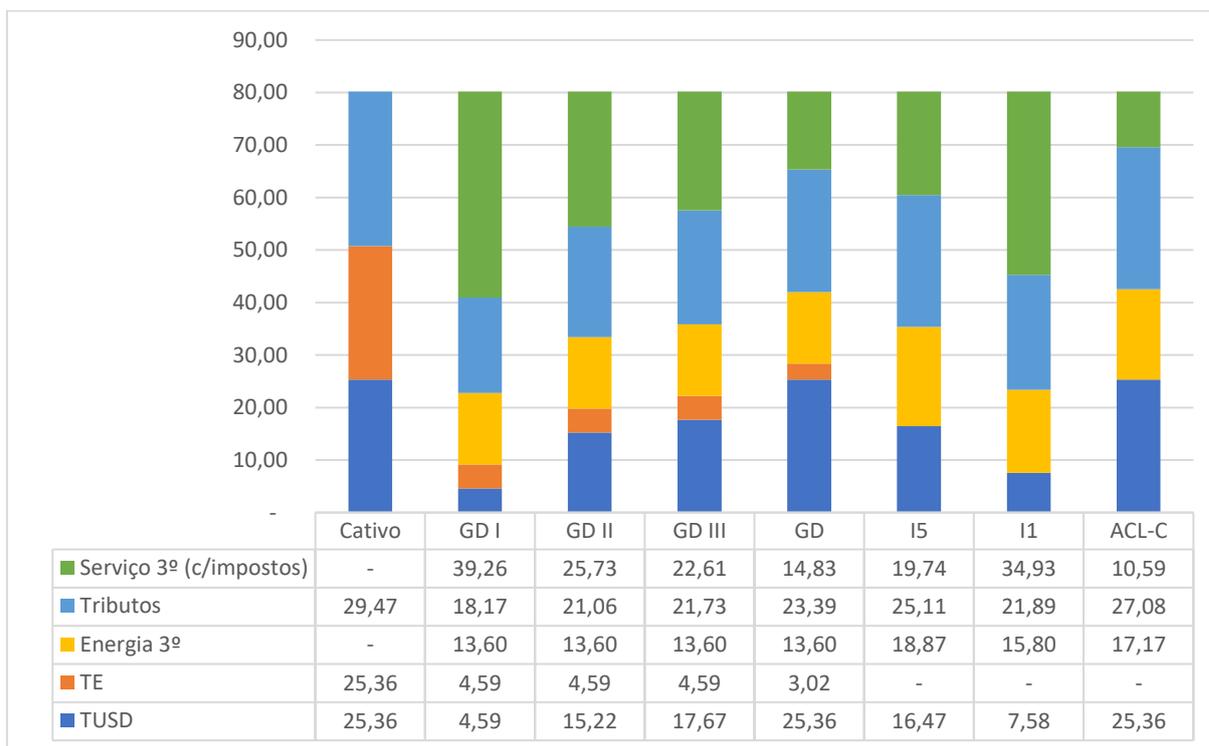
Gráfico 2 – Alternativas consumidor residencial Cemig-D

Fonte: autoria própria.

Gráfico 3 – Alternativas consumidor residencial Brasil com serviços de terceiros

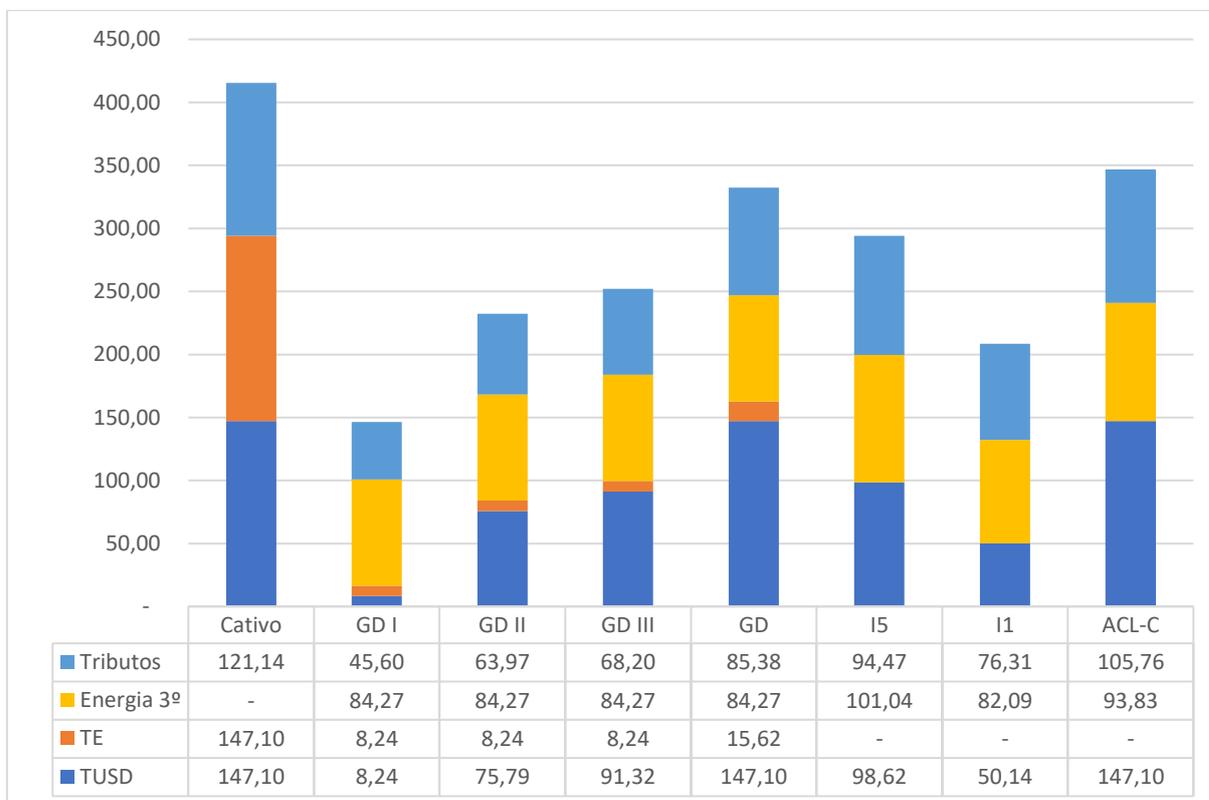
Fonte: autoria própria.

Gráfico 4 – Alternativas consumidor residencial Cemig-D com serviços de terceiros

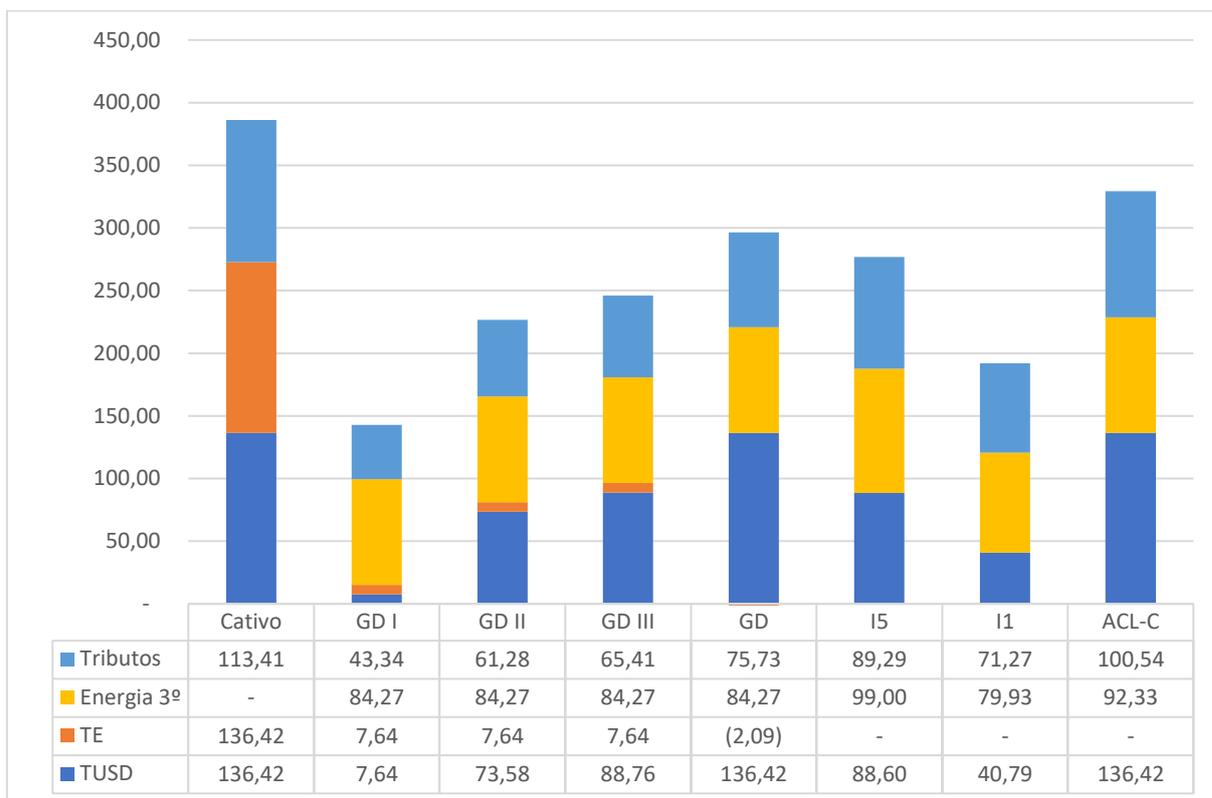


Fonte: autoria própria.

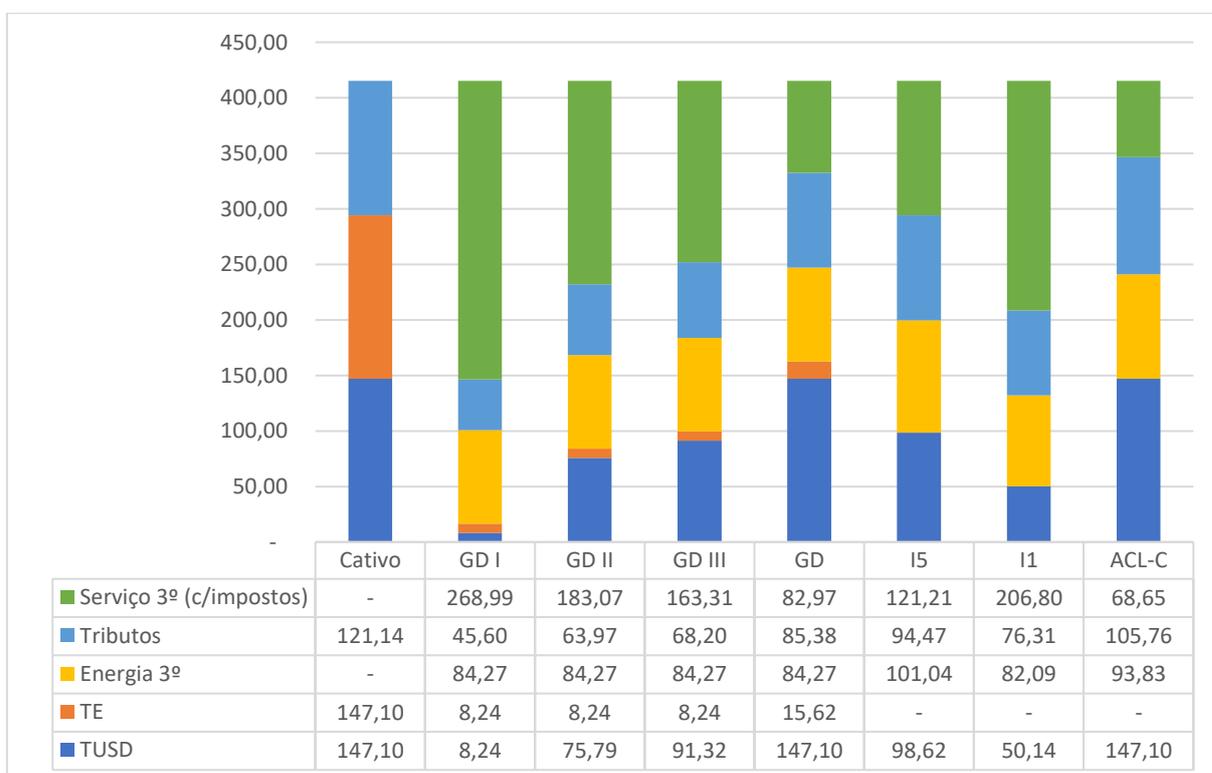
Gráfico 5 – Alternativas consumidor comercial Brasil



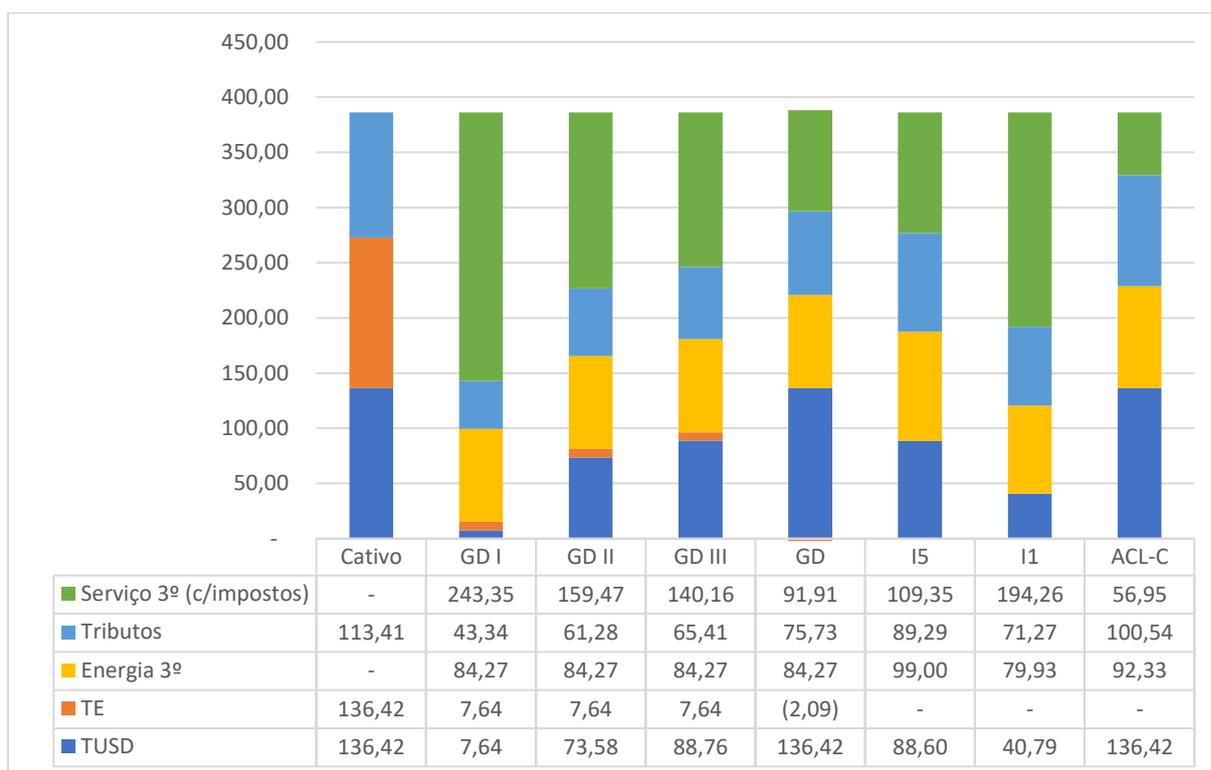
Fonte: autoria própria.

Gráfico 6 – Alternativas consumidor comercial Cemig-D

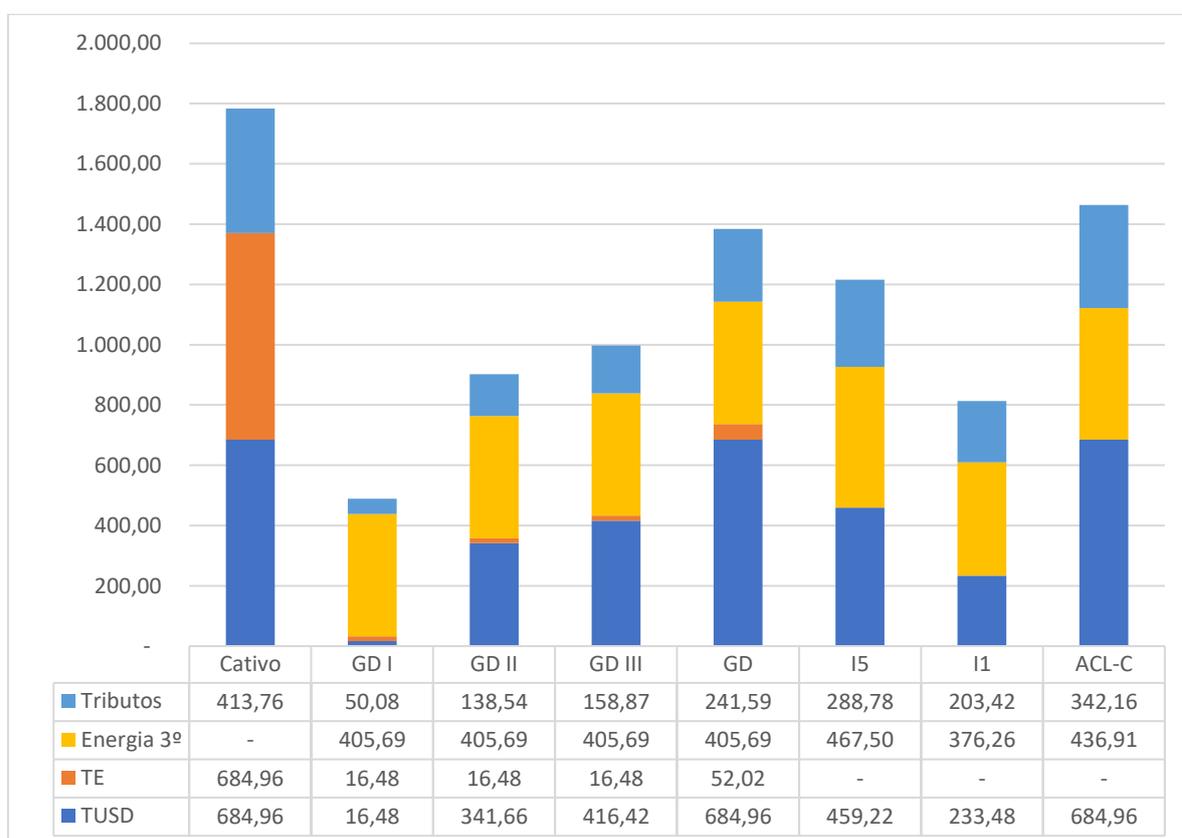
Fonte: autoria própria.

Gráfico 7 – Alternativas consumidor comercial Brasil com serviços de terceiros

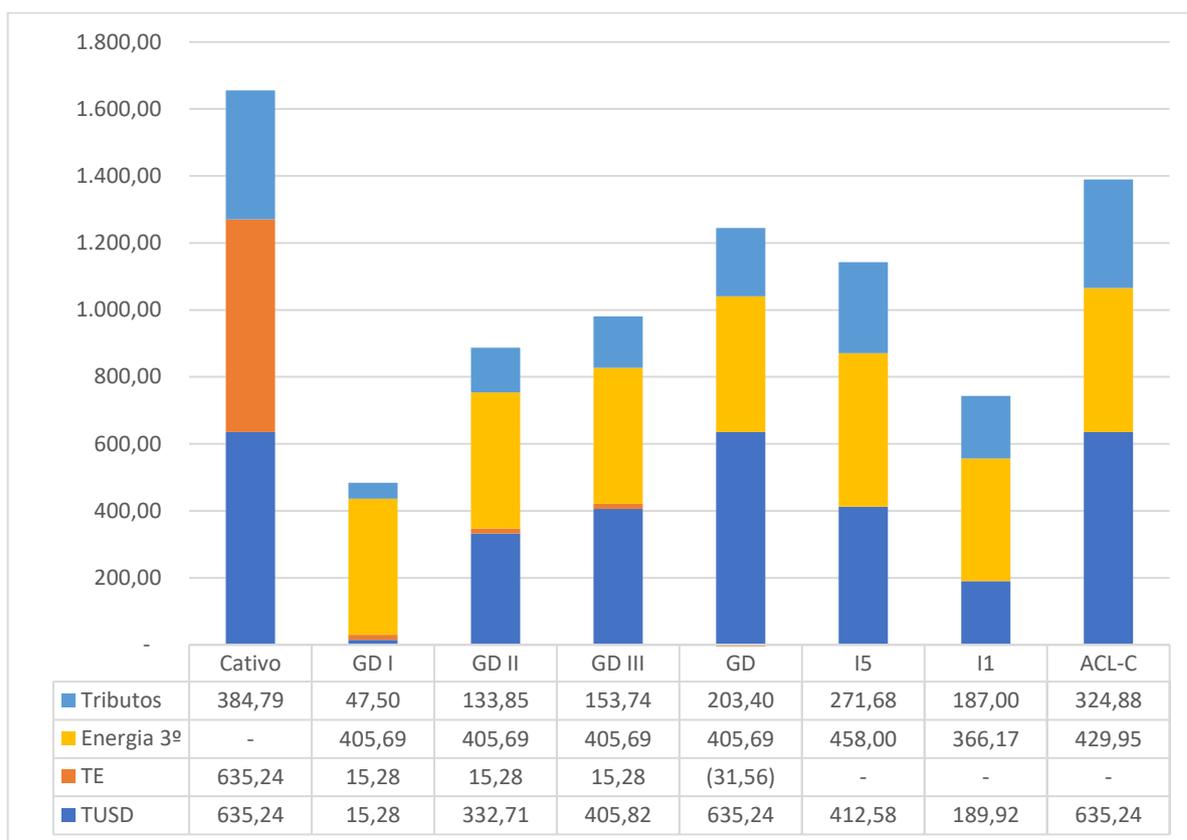
Fonte: autoria própria.

Gráfico 8 – Alternativas consumidor comercial Cemig-D com serviços de terceiros

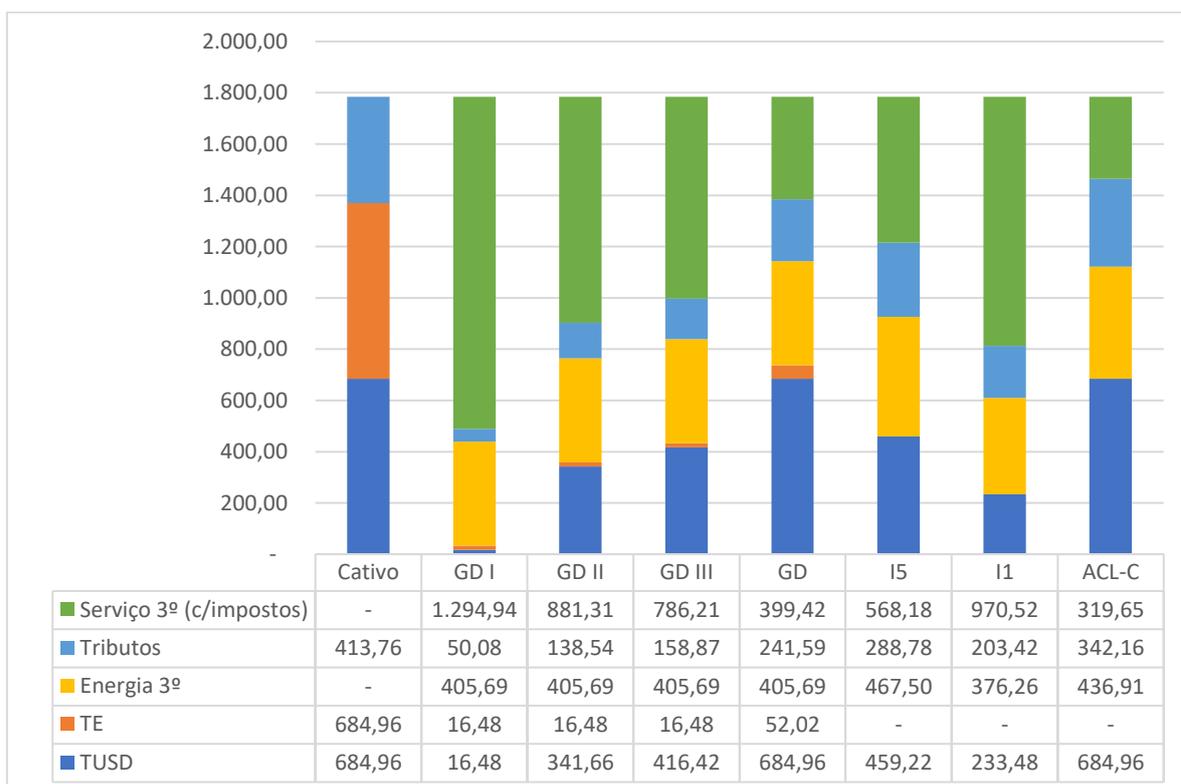
Fonte: autoria própria.

Gráfico 9 – Alternativas consumidor industrial Brasil

Fonte: autoria própria.

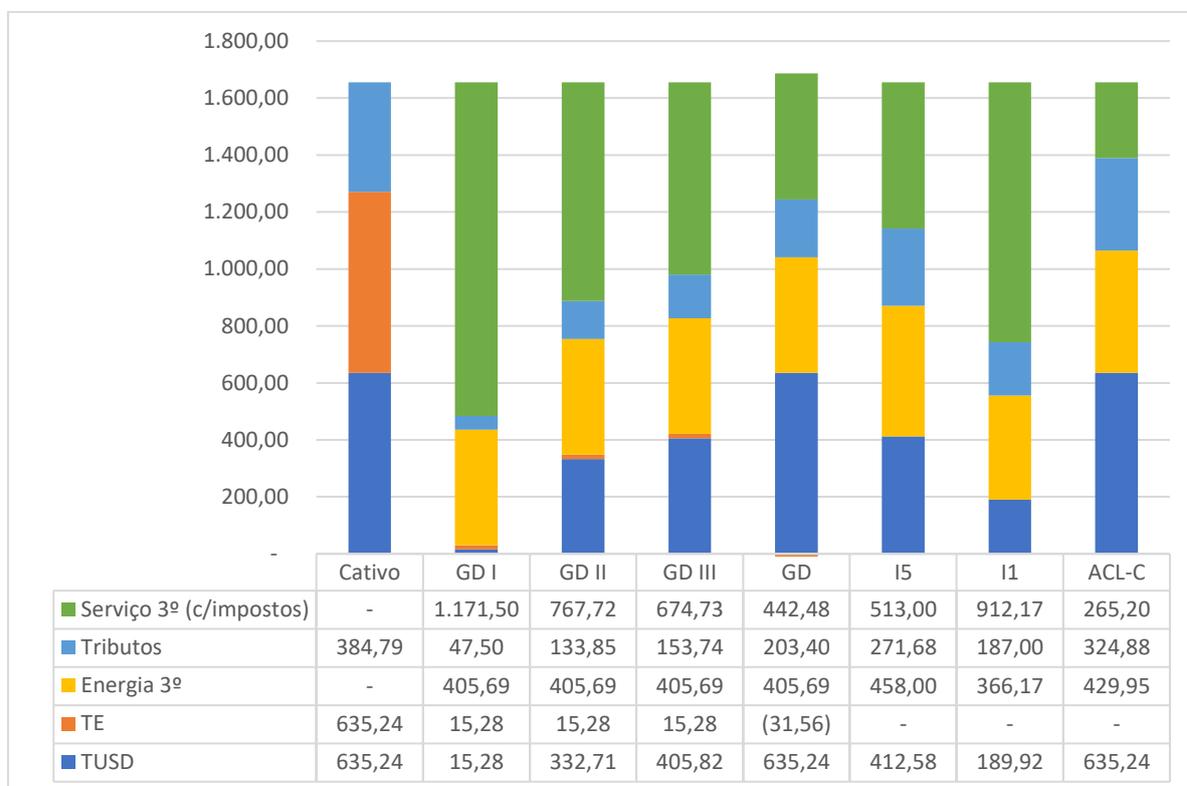
Gráfico 10 – Alternativas consumidor industrial Cemig-D

Fonte: autoria própria.

Gráfico 11 – Alternativas consumidor industrial Brasil com serviços de terceiros

Fonte: autoria própria.

Gráfico 12 – Alternativas consumidor industrial Cemig-D com serviços de terceiros



Fonte: autoria própria.

Missão

Aprimorar a Administração Pública em benefício da sociedade por meio do controle externo

Visão

Ser referência na promoção de uma Administração Pública efetiva, ética, ágil e responsável