

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO**  
**ESCOLA POLITÉCNICA**  
**PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA EM ENGENHARIA**

VINICIOS APARECIDO ROSA FERREIRA

**AVALIAÇÃO DA ASSIMETRIA NA ALOCAÇÃO DOS SUBSÍDIOS  
AOS CONSUMIDORES DA ENEL-SP E DA CEMIG À LUZ DO  
MARCO REGULATÓRIO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL**

São Paulo - SP  
2023

**VINICIOS APARECIDO ROSA FERREIRA**

**AVALIAÇÃO DA ASSIMETRIA NA ALOCAÇÃO DOS SUBSÍDIOS  
AOS CONSUMIDORES DA ENEL-SP E DA CEMIG À LUZ DO MARCO  
REGULATÓRIO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL**

Monografia apresentada ao Programa de Educação  
Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São  
Paulo, como pré-requisito para a obtenção do título de  
Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída  
e Eficiência Energética.

Área de Concentração: Geração Distribuída, Energias Renováveis.

Orientadora: Profa. Dra. Virginia Parente

São Paulo - SP  
2023

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Dedico este trabalho aos meus queridos pais:  
minha mãe Maria (*in memoriam*), por todo seu amor, minha eterna gratidão. Ainda sinto sua  
presença em todos os dias da minha vida; e  
ao meu pai João, grande companheiro dos bons e maus momentos.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pela saúde e por todas as oportunidades a qual pude aproveitar em minha trajetória profissional e acadêmica.

Aos meus pais, João Rosa Ferreira e Maria de Fátima Rosa Ferreira (*in memorian*), pelo imenso esforço para fornecer a mim o acesso a uma de educação de qualidade e por incentivar constantemente a minha formação. Suas histórias de vida me motivam a melhorar sempre.

Aos meus familiares e amigos, pela compreensão em que tantas vezes que me fiz ausente durante esses dois últimos anos, ainda que as aulas tenham sido realizadas de maneira online.

Aos professores do Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia de São Paulo, no qual tive a oportunidade de cursar o Técnico Integrado ao Ensino Médio em Eletrotécnica, por me despertar, juntamente com a minha juventude, o interesse nos temas de energia.

Aos professores da Universidade Federal do ABC, na qual tive a oportunidade de cursar Engenharia de Energia, por me instigarem a estudar sobre as energias renováveis.

Aos funcionários e professores brilhantes da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, que contribuíram para a minha formação durante o PECE.

À professora Virginia Parente, minha orientadora, pelo tempo disposto em meu auxílio, pelos ensinamentos em aula e por demonstrar em seus exemplos didáticos que as pessoas respondem a incentivos.

Aos companheiros de equipe da Diretoria de Regulação da EDP, por compartilharem o conhecimento e a vivência do setor elétrico brasileiro.

À vida.

## RESUMO

FERREIRA, Vinícios A. R. **Avaliação da assimetria na alocação dos subsídios aos consumidores da ENEL-SP e da CEMIG à luz do marco regulatório da geração distribuída no Brasil**. 2023. 70 f. Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2023.

A geração distribuída (GD) vem crescendo fortemente no Brasil desde a virada do século. Esse crescimento teve um maior impulso com a regulamentação do sistema de compensação de créditos de energia a partir de 2012. Considerando a projeção de crescimento da GD para a década de 2020 a 2030, as discussões para revisão da referida regulamentação tomaram relevância, notadamente quanto aos subsídios proporcionados aos empreendedores de GD e aos *prossumidores*, uma vez que tais subsídios são arcados por todos os consumidores. Em 2022 foi editada a Lei 14.300 que instituiu o marco legal da micro e minigeração distribuída e definiu uma política pública com vistas a manter o grau de incentivo até então praticado, estabelecendo uma fase de transição. Tendo em vista este contexto, o objetivo desta monografia é, através de um estudo de caso, avaliar a existência de assimetria na alocação do subsídio à GD no Brasil, isso porque esse subsídio passou a ser incluído de forma explícita nos encargos setoriais das tarifas de energia elétrica a serem pagas a partir do ano de 2023. Para a análise proposta foram selecionadas duas distribuidoras de energia atuantes no país, a ENEL-SP e a CEMIG, que possuem a mesma ordem de grandeza em relação ao número de consumidores e ao volume de energia distribuída. Estas distribuidoras, porém, enfrentam realidades distintas do ponto de vista da capacidade instalada em GD, uma vez que na área de concessão da CEMIG há uma presença muito maior da GD. Os resultados da avaliação realizada indicam que o rateio desse subsídio – incluído na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) – a depender da regra aplicada, terminará onerando os consumidores paulistanos em benefício dos *prossumidores* mineiros em R\$ 4,91 por MWh. Tal subsídio à GD alocado aos consumidores da ENEL-SP será quase 14 vezes maior do que o subsídio calculado para sua área de concessão, representando elevação de quase 1 ponto percentual na tarifa final definida em 2022 para os consumidores paulistas da região atendida pela ENEL-SP.

**Palavras-chave:** Regulação, Setor Elétrico, Geração Distribuída, Tarifas de Energia, Subsídios.

## ABSTRACT

FERREIRA, Vinicios A. R. **Assessment of asymmetry in the allocation of subsidies to ENEL-SP and CEMIG consumers in law of the distributed generation in Brazil.** 2023. 70 f. Monography (Specialization in Renewable Energies, Distributed Generation and Energy Efficiency) – Polytechnic School, University of São Paulo, São Paulo, 2023.

Distributed generation (DG) has been growing strongly in Brazil since the turn of the century. This increase was boosted by the regulation of net metering system in 2012. Considering the growth forecast for the 2020s to 2030s, the discussions to review the regulation became relevant, notably on the subsidies provided to engineering and construction companies and to prosumers, who are borne by all consumers. In 2022, Law 14,300 was enacted, which established the legal framework for distributed micro and mini-generation and defined a public policy with a view to maintaining the degree of incentive practiced until then and established a transition range. In view of this context, the objective of this monography is, through a case study, to evaluate the existence of asymmetry in the allocation of the subsidy to DG, because this will be covered by the charges electricity tariffs from the year 2023 onwards. For this, two power utilities companies in the country were selected, ENEL-SP and CEMIG, which have the same order of magnitude in relation to the size and energy consumption of the market served. These utilities, however, face different realities from the point of view of installed capacity in DG, since in CEMIG's concession area there is a much greater presence of DG. The results of the evaluation carried out indicate that the apportionment of this subsidy – included in the *Conta de Desenvolvimento Energético* (CDE) – depending on the applied rule, it will end up burdening São Paulo consumers to the benefit of Minas Gerais prosumers at R\$ 4.91 per MWh. The right to DG allocated to ENEL-SP consumers will be almost 14 times greater than the calculated right for its concession area, representing almost 1 percentage point in the final tariff defined in 2022 for São Paulo consumers in the region supplied by ENEL-SP.

**Keywords:** Regulation, Utilities Market, Distributed Power Generation, Utilities Tariffs, Subsidies.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Metodologia do Trabalho.....	6
Figura 2 – Renovabilidade da Matriz Elétrica Brasileira .....	8
Figura 3 – Histórico de Renovabilidade da Matriz Elétrica Brasileira .....	8
Figura 4 – Matriz Elétrica Brasileira 2020 e 2021 .....	9
Figura 5 – Plano Decenal de Energia 2030 .....	10
Figura 6 – Consumo médio residencial por região.....	11
Figura 7 – Distribuição do rendimento domiciliar per capita e região.....	11
Figura 8 – Comparativo entre valores médios de compra de energia (Pmix) de algumas distribuidoras com o VR e VRES atualizados.....	13
Figura 9 – Sistema de Compensação de Energia Elétrica .....	14
Figura 10 – Medição Líquida ( <i>net metering</i> ) .....	15
Figura 11 – Capacidade Instalada de Micro e Minigeração .....	18
Figura 12 – Motivos da redução dos custos de implantação solar fotovoltaica (2010-2021) .....	19
Figura 13 – Irradiação solar média Brasil .....	20
Figura 14 – Mapa de calor da capacidade instalada por estado .....	21
Figura 15 – Capacidade instalada (MW) por área de concessão e tipo de titular.....	22
Figura 16 – Participação na capacidade instalada de acordo com o porte .....	23
Figura 17 – Quantidade de UCs e capacidade instalada por classe de consumo.....	24
Figura 18 – Participação na formação da tarifa por função de custo .....	26
Figura 19 – Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD .....	27
Figura 20 – Funções de Custos e Componentes Tarifários da TE.....	28
Figura 21 – Despesas em R\$ com custeios e benefícios tarifários na CDE .....	30
Figura 22 – Fontes de Receita da CDE .....	31
Figura 23 – Relação do mercado responsável pela CDE e quota rateada por distribuidora.....	32
Figura 24 – Modelo proposto pela ANEEL para valoração da energia injetada .....	34
Figura 25 – Regra de Transição para GD Existente .....	37
Figura 26 – Regra de Transição para nova GD Local .....	37
Figura 27– Regra de Transição para nova GD Remota.....	38
Figura 28 – Energia injetada na rede da distribuidora em MWh por UF em 2021 .....	42
Figura 29 – Delta na Quota CDE Uso devido ao custeio do subsídio da GD .....	46
Figura 34 – Fator de assimetria no subsídio da GD para as distribuidoras .....	50



Figura 30 – Municípios atendidos pelo serviço da ENEL-SP .....	51
Figura 31 – Impacto nas Tarifas da ENEL – SP em 2022 .....	53
Figura 32 – Região atendida pelo serviço da CEMIG.....	54
Figura 33 – Impacto nas Tarifas da ENEL – SP em 2022 .....	55

**LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 – Capacidade Instalada em Geração Distribuída por fonte.....	19
Tabela 2 – Potência instalada por modalidade do SCEE.....	23
Tabela 3 – Incidência da TUSD Fio B para GD Local .....	38
Tabela 4 – Fator de capacidade médio adotado para fonte f .....	41
Tabela 5 – Energia injetada na rede da distribuidora Eir, f, d, por fonte f .....	43
Tabela 6 – Orçamento da CDE 2022 – Custeio subsídio da GD.....	45
Tabela 7 – Mercado consumidor da ENEL-SP .....	52
Tabela 8 – Impacto nas tarifas dos consumidores residenciais – ENEL-SP .....	53
Tabela 9 – Mercado consumidor da CEMIG .....	54
Tabela 10 – Impacto nas tarifas dos consumidores residenciais – CEMIG .....	55
Tabela 11 – Irradiação diária global média no plano inclinado por distribuidora .....	63
Tabela 12 – Energia teórica em MWh estimada por distribuidora para o ano de 2021.....	64
Tabela 13 – Capacidade instalada (kW) de geração distribuída por distribuidora em 2021.....	65
Tabela 14 – Energia injetada em MWh por distribuidora em 2021.....	66
Tabela 15 – Componentes da tarifa em 2021 por distribuidora.....	67
Tabela 16 – Mercado de Referência cativo por nível de tensão.....	68
Tabela 17 – Custeio pela CDE para o subsídio da GD.....	72
Tabela 18 – Comparativo da Quota Anual da CDE – com e sem o subsídio da GD.....	73

**LISTA DE SIGLAS**

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública
AT	Alta Tensão
BDGD	Base de Dados Geográfica da Distribuidora
BT	Baixa Tensão
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CGH	Central de Geração Hidrelétrica
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COP26	Conferência das Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima
CP	Consulta Pública
EOL	Eólica
FC	Fator de Capacidade
IDEC	Instituto de Defesa do Consumidor
MME	Ministério de Minas e Energia
MT	Média Tensão
NBR	Norma Brasileira Regulamentadora
NT	Nota Técnica
ONS	Operador Nacional do Sistema
PF	Pessoa Física
PJ	Pessoa Jurídica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional
REN	Resolução Normativa
RAP	Receitas Anuais Permitidas
SIN	Sistema Interligado Nacional
TUST	Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão
UC	Unidade Consumidora
UFV	Usina Fotovoltaica
UTE	Usina Termelétrica

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	1
1.1	JUSTIFICATIVA, CONTEXTO E MOTIVAÇÃO .....	2
1.2	QUESTÃO CENTRAL, HIPÓTESE DA PESQUISA E OBJETIVOS .....	4
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO E METODOLOGIA .....	5
<b>2</b>	<b>REVISÃO DA LITERATURA</b> .....	7
2.1	MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA .....	7
2.2	MERCADO CONSUMIDOR BRASILEIRO .....	10
2.3	EXPANSÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL .....	12
2.4	MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	14
2.5	MERCADO <i>PROSSUMIDOR</i> BRASILEIRO .....	19
2.6	COMPONENTES TARIFÁRIOS .....	24
2.7	CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO .....	29
2.8	MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL .....	33
<b>3</b>	<b>DESCRIÇÃO E ANÁLISE DO ESTUDO DE CASO</b> .....	40
3.1	ENERGIA TEÓRICA PRODUZIDA PELA GD .....	40
3.2	IMPACTO DO SUBSÍDIO NA CDE .....	43
3.3	IMPACTO NAS TARIFAS DOS CONSUMIDORES EM 2022 .....	46
3.4	ASSIMETRIA IDENTIFICADA NO NOVO MARCO LEGAL .....	48
3.5	ENEL-SP .....	51
3.6	CEMIG .....	53
<b>4</b>	<b>CONCLUSÕES</b> .....	56
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	58
	<b>APÊNDICE</b> .....	63

*“Tenho a impressão de ter sido uma criança brincando à beira-mar, divertindo-me em descobrir uma pedrinha mais lisa ou uma concha mais bonita que as outras, enquanto o imenso oceano da verdade continua misterioso diante de meus olhos”.*

*(Isaac Newton)*

## 1 INTRODUÇÃO

Os pactos globais sobre o clima têm sinalizado a importância da acelerada transição energética que o mundo precisará atravessar nos próximos anos para alcançar os objetivos propostos em busca da descarbonização. O primeiro pacto internacional firmado sobre o tema foi o Protocolo de Quioto de 1997, durante a 3ª Conferência das Partes da Convenção das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas, no qual foi estabelecida a meta de redução de 5,2%, em relação a 1990 até o ano de 2012 (Oliveira et al, 2018).

Sem alcançar esse objetivo, no Acordo de Paris, firmado em 2015, as nações se comprometeram em manter o aumento da temperatura média mundial abaixo dos 2 °C quando comparada com os níveis pré-industriais, não medindo esforços para limitar o aumento a 1,5 °C (ONU, 2015).

Mais recentemente, em 2021, na Conferência da Organização das Nações Unidas sobre Mudança Climática (COP26), os países apresentaram atualização de seus planos climáticos para alcançar o objetivo do pacto firmado em Paris. Nesse novo encontro foram estabelecidos marcos temporais de curto e médio prazos para a redução e para a neutralização das emissões, lembrando que a neutralização se refere ao alcance do equilíbrio entre as emissões e a absorção de carbono. No contexto da COP26, o Brasil, por sua vez, comprometeu-se a reduzir suas emissões em 37% até 2025 e em 50% até 2030, em comparação com 2005, alcançando a neutralização em 2050 (ONU, 2021).

Diferentemente de países como China, Estados Unidos e aqueles da União Europeia, o Brasil se destaca pela relevante participação de fontes renováveis em sua matriz elétrica. Segundo a EPE (2022), no Balanço Energético Nacional, as emissões provenientes do setor elétrico brasileiro, quando comparado com aquelas provenientes setores elétricos dos países desenvolvidos, representam o equivalente a cerca de 37% das emissões dos setores elétricos da União Europeia, ou a cerca de 27% das emissões do setor elétrico americano, ou a cerca de 15% das emissões do setor elétrico da China.

## 1.1 JUSTIFICATIVA, CONTEXTO E MOTIVAÇÃO

No contexto das preocupações com as mudanças climáticas são lançados diversos planos de ação dentre os quais o incentivo aos recursos energéticos distribuídos (REDs). Os REDs são reconhecidos como sendo tecnologias de geração ou de armazenamento de energia localizadas nas instalações dos consumidores ou no sistema das distribuidoras, sendo capazes de suprir parcial ou totalmente a demanda local e, em determinadas condições, ainda injetar potência, como por exemplo a geração distribuída, o armazenamento em baterias e os veículos elétricos (EPE, 2018).

A digitalização das redes, com a aplicação de equipamentos inteligentes e integrados, é de suma importância para suportar a complexidade que os REDs podem proporcionar ao sistema (EPE, 2018). Atualmente, o sistema elétrico brasileiro atende mais de 88 milhões de consumidores em 3,8 milhões de quilômetros de rede de distribuição. (ABRADEE, 2022).

O empoderamento do consumo pode considerado uma cultura irreversível no mundo globalizado e que apresenta seus reflexos também no setor elétrico brasileiro. Um bom exemplo desta tendência é a participação cada vez mais ativa nas alternativas de fornecimento e uso da energia. No Brasil, desde 2012 já é possível que um consumidor seja autossuficiente em energia, ou seja, ele pode produzir o equivalente ao seu consumo e pagar apenas pela disponibilidade do serviço de distribuição (ANEEL, 2012).

É possível também produzir além da sua necessidade de consumo, constituir créditos em energia para utilização futura ou compartilhar com outros consumidores. No horizonte de curto e médio prazo, com a liberalização do mercado, os consumidores poderão fazer portabilidade e decidir de qual empresa irão fazer a opção da compra da energia e até revender o excedente produzido (PAIVA, 2021).

Os desafios impostos pela descarbonização, descentralização e digitalização que foram brevemente explorados nesse capítulo, demonstram o papel fundamental de que as políticas públicas de incentivo estejam aderentes a realidade técnica, operacional e regulatória. No caso da geração distribuída, a vertente regulatória não pode ser pormenorizada porque o segmento de distribuição, que possui a relação direta com a maioria dos consumidores finais, é regido por um contrato regulado, que garante o equilíbrio econômico e financeiro da concessão, com tarifas e remuneração definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

No estudo *Utility of the Future* (MIT, 2016), a adoção de um sistema de compensação de energia (*net metering*) pode implicar em um subsídio cruzado dos usuários que possuem a geração distribuída para àqueles consumidores sem o sistema instalado. Segundo o estudo do Edison Foundation (IEI, 2014), o subsídio cruzado possui problemas de alocação, onde o benefício é direcionado para consumidores de maior poder aquisitivo e arcados pelos de menor renda.

No contexto brasileiro, o estudo editado pelo IDEC em 2021 buscou avaliar o contexto socioeconômico da evolução da geração distribuída no país e o peso da energia no orçamento das famílias. Esse estudo demonstrou que até então o subsídio cruzado custeado pelas tarifas dos consumidores de energia elétrica tem servido mais como benefício a grandes empresas do que como incentivo a pequenos empreendedores (IDEC, 2021).

Segundo ANEEL (2022a), nos últimos 10 anos, a tarifa residencial média Brasil (R\$/MWh), apresentou aumento de mais de 100%, saindo de R\$ 330 em 2010 para R\$ 670 em 2022. Cerca de 20% das tarifas dos consumidores de energia elétrica são dedicados para arrecadar os encargos setoriais, que foram criados por leis e aprovados pelo Congresso Nacional, com a finalidade de possibilitar a implantação de políticas públicas no setor elétrico brasileiro.

Em 2022 foi editada a Lei 14.300 que instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída e definiu uma política pública com vistas a manter o grau de incentivo até então praticado e estabeleceu uma fase de transição para o subsídio instituído.

Ainda no início deste trabalho, podemos afirmar então que a criação de uma nova política pública com vistas a manter o grau de incentivo à geração distribuída provocará aumento das tarifas, já que as políticas públicas do setor elétrico estão embutidas no valor a ser pago pelos consumidores.

Uma tarifa mais elevada de energia elétrica em crescimento constante indica que as famílias menos favorecidas em renda estejam abdicando de recursos na educação, alimentação, saúde e cultura, representando uma assimetria, ou seja, falta de igualdade na política de incentivo denominada como subsídio cruzado.

Nesse contexto torna-se relevante investigar o impacto da geração distribuída nas tarifas dos demais consumidores diante do novo cenário de custeio do subsídio instituído por meio dos encargos setoriais, uma componente da tarifa de energia elétrica a partir do ano de 2023.



## 1.2 QUESTÃO CENTRAL, HIPÓTESE DA PESQUISA E OBJETIVOS

A projeção de crescimento da micro e minigeração distribuída para a década de 2020 a 2030 requer avaliação de seu efeito nas tarifas de energia elétrica dos consumidores. Levando isso em conta, a questão central do presente estudo pode ser expressa da seguinte forma:

- Há ou não assimetria na alocação do subsídio direcionado ao estímulo à GD no país, tanto entre consumidores de energia elétrica subsidiando *prossumidores* de uma mesma área de concessão, quanto entre consumidores de uma área concessão subsidiando *prossumidores* de uma outra área distinta, considerando a recente instituição do marco legal da geração distribuída no Brasil?

A hipótese a ser investigada no decorrer desta monografia é que a previsão legal do novo subsídio evidenciará tal assimetria. Isso deve ocorrer porque os consumidores de uma determinada concessão de distribuição possivelmente poderão custear *prossumidores* não apenas da mesma área de concessão, mas até de outra área de concessão distinta, especialmente em prol daquelas regiões com maior capacidade instalada de geração distribuída.

Para responder à questão central o presente trabalho tem o seguinte objetivo principal:

- Avaliar a existência de assimetria na alocação do subsídio criado pela Lei 14.300/2022, que instituiu o marco legal da micro e minigeração distribuída no Brasil, através de estudo de caso das regiões atendidas pela ENEL-SP e CEMIG.

A seleção das duas concessionárias para a realização do estudo de caso se justifica pelo fato de que ambas possuem características equivalentes em relação ao tamanho e densidade do mercado consumidor atendido. Entretanto, essas concessionárias, porém, possuem realidades significativamente distintas do ponto de vista da capacidade instalada de geração distribuída, uma vez que na área de concessão da CEMIG há uma presença muito maior da GD (EPE, 2022).

Como objetivos específicos o trabalho almeja:

- Analisar a evolução da regulamentação voltada para a Geração Distribuída no Brasil;
- Examinar a tarifas de energia com foco nos seus componentes tarifários;

- Calcular a Energia Teórica Produzida pela Geração Distribuída no ano de 2021 para cada área de concessão de distribuição no Brasil, já que o rateio parte do subsídio necessário ao total da capacidade em GD no país;
- Mensurar o impacto na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e o rateio para cada distribuidora;
- Simular o impacto nas tarifas de energia elétrica de 2022 sobre os consumidores da ENEL-SP e da CEMIG se o marco legal da micro e minigeração distribuída fosse aplicado desde início no ano de 2021.

### 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO E METODOLOGIA

Este trabalho se desenvolve ao longo de quatro capítulos. O primeiro capítulo constitui a presente introdução que buscou explicitar o contexto do trabalho bem como seus objetivos. Já o segundo capítulo introduzirá o tema da micro e minigeração distribuída partindo da realidade do mercado consumidor e *prossumidor* brasileiro, a regulação do setor elétrico voltada para a geração distribuída e tarifas de energia. Como último item desse segundo capítulo será abordado o marco geral da geração distribuída (Lei 14.300/2022) com detalhamento sobre as regras do sistema de créditos de maneira a possibilitar a avaliação do estudo de caso.

O trabalho partiu de uma revisão da literatura sobre geração distribuída, subsídios e componentes tarifárias. Foram consultadas produções bibliográficas como teses, dissertações, monografias sobre tais temas. Adicionalmente foram analisadas produções técnicas como resoluções e notas técnicas dos agentes do setor elétrico brasileiro. Por fim, foi realizado levantamento de dados das distribuidoras de energia elétrica avaliadas, ENEL-SP e CEMIG, incluindo as planilhas de cálculos tarifários e capacidade instalada de geração distribuída.

Estas informações foram divulgadas em domínio público e estão de acordo com a Lei nº 12.527/2011, que regulamenta o direito constitucional de acesso às informações públicas. Os mecanismos de obtenção das informações detalhadas neste trabalho, foram obtidas utilizando-se dos dados abertos da Agência Nacional de Energia Elétrica em consonância com o disposto na Lei de Acesso à Informação – LAI (Lei nº 12.527/2011).

No terceiro capítulo será apresentada a avaliação da energia teórica produzida pela Geração Distribuída no ano de 2021 bem como o impacto do marco da geração distribuída na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Ao final desse capítulo será apresentada avaliação do impacto nas tarifas de energia se o marco legal da micro e minigeração distribuída

fosse aplicado no início no ano de 2021, no estudo de caso da perspectiva econômica dos consumidores da ENEL SP e CEMIG.

Por fim, no quarto capítulo, apresenta-se as principais respostas para a questão central bem como se apresenta sugestões para continuidade do estudo, aproveitando as informações presentes até a conclusão deste.

A Figura 1 ilustra a metodologia utilizada para o desenvolvimento deste trabalho. Observa-se que o ponto de partida é a revisão da literatura sobre geração distribuída, sendo feito na sequência o levantamento dos dados que por fim são utilizados na análise do estudo de caso.

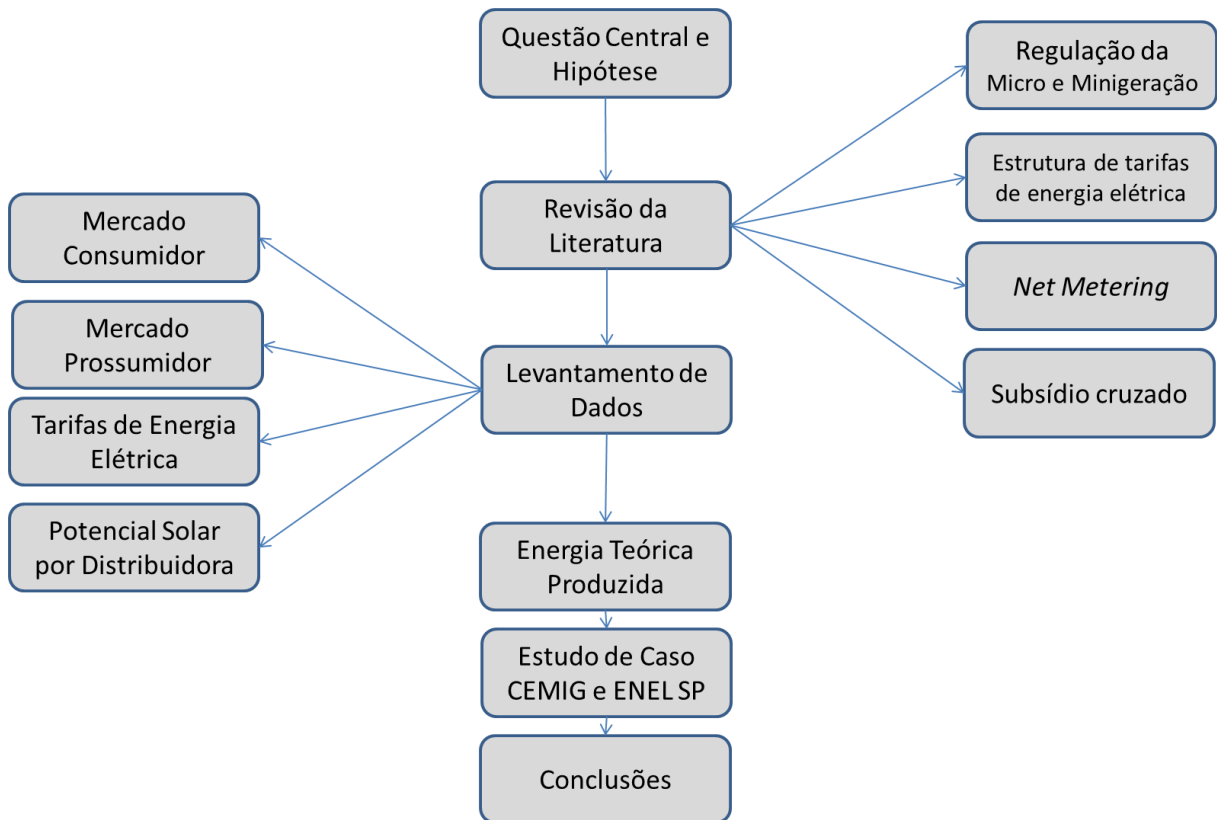


Figura 1 – Metodologia do Trabalho  
Fonte: Elaboração do autor (2022).

## **2 REVISÃO DA LITERATURA**

A revisão da literatura realizada neste capítulo busca fornecer um arcabouço para entendimento dos temas necessários afim de responder à questão central e alcançar o objetivo principal deste trabalho. Assim, o presente capítulo está dividido em oito partes. Na primeira é apresentada a matriz elétrica brasileira sinalizando a relevante predominância de fontes renováveis de energia. Na segunda é apresentada a realidade econômica do consumidor residencial, sua média de consumo energético e média salarial por região do país, por ser esse consumidor o responsável por custear a política de incentivos da geração distribuída. Na terceira, quarta e quinta partes são apresentados o histórico de crescimento da geração distribuída bem como os marcos regulatórios que incentivaram a expansão. Na sexta parte são detalhados os componentes que integram as tarifas de energia elétrica. Na sétima é detalhada a CDE, conta que comporta os vários dos subsídios presentes setor elétrico brasileiro. Por fim, na última parte é abordado o marco legal da geração distribuída (Lei 14.300/2022) com detalhes sobre as regras do sistema de créditos.

### **2.1 MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA**

De acordo com o Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa, a participação do setor energético nas emissões brasileiras foi de 18% em 2020, mantendo a tendência desse setor no panorama geral desde o ano de 2010, cuja emissões predominantes são relacionadas à agropecuária (27%) e ao uso da terra (46%) (SEEG, 2022). O total de emissões ao longo do horizonte até 2030 é crescente, o que reflete a perspectiva de crescimento econômico do país. O aumento das emissões deve acontecer em todos os setores e a expectativa é de que a distribuição de emissões por setor não se altere significativamente ao longo da década (EPE, 2021).

A Figura 2 indica a participação das fontes renováveis na oferta interna de energia na matriz elétrica brasileira quando comparada com os padrões mundiais e a realidade dos países membros da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE).

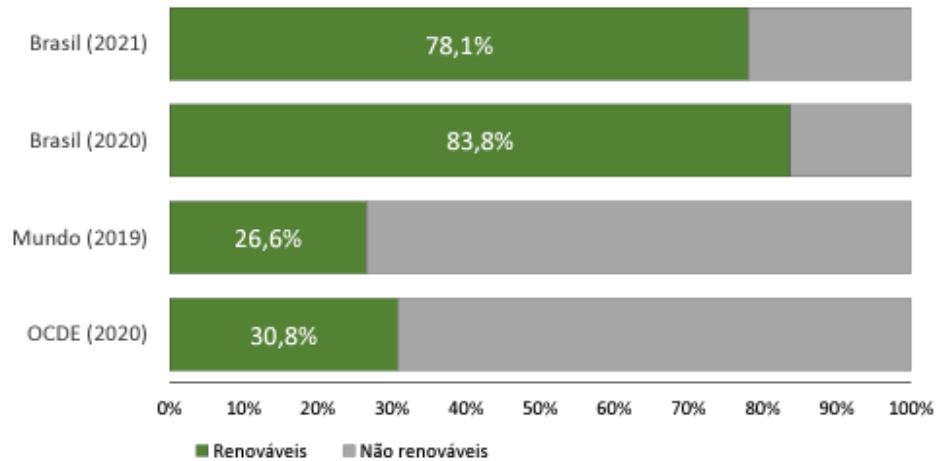


Figura 2 – Percentual de Fontes Renovável da Matriz Elétrica  
Fonte: EPE (2022a).

Por sua vez a Figura 3 apresenta a evolução da contribuição de fontes renováveis na matriz elétrica Brasileira nos últimos 10 anos. Importante observar que, embora em 2021, o Brasil tivesse registrado sua pior crise hídrica em 91 anos, o percentual de fontes renováveis na oferta interna de energia elétrica se manteve em patamar superior a 70%. Isso se deveu a grande contribuição das demais fontes renováveis que integram a matriz.

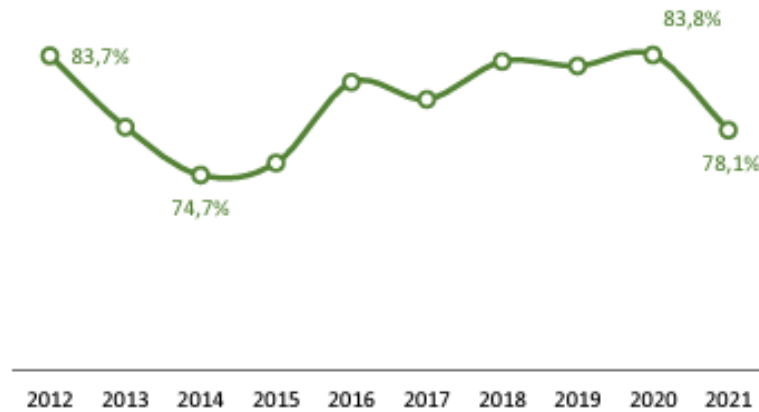


Figura 3 – Evolução da Contribuição de Fontes Renováveis na Matriz Elétrica Brasileira  
Fonte: EPE (2022a).

Para ilustrar esse efeito da redução da geração hídrica em 2021, a Figura 4 apresenta a participação das fontes na matriz elétrica brasileira quando comparadas com ano de 2020. Fica

evidente uma redução significativa na contribuição da fonte hídrica e aumento das fontes fósseis em virtude da escassez enfrentada ao longo de 2021.

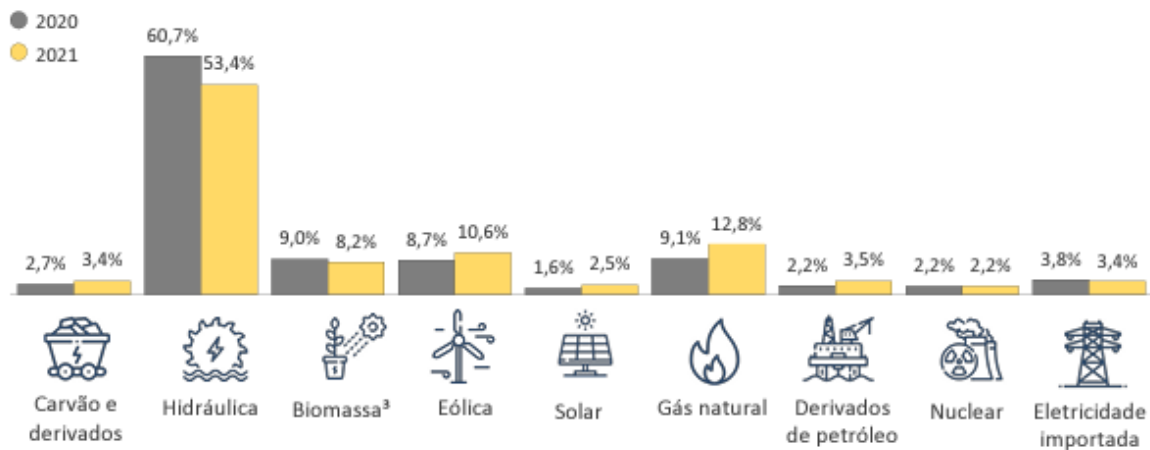


Figura 4 – Matriz Elétrica Brasileira 2020 e 2021  
Fonte: EPE (2022a).

Eventos como o ocorrido em 2021 demonstram a importância da diversificação de recursos energéticos na matriz elétrica. Do contrário, se torna necessário o acionamento das bandeiras tarifárias, devido à necessidade de complementar a oferta interna de energia com a geração termoelétrica (gás natural, derivados de petróleo e de carvão) que acabam encarecendo o custo da compra de energia pelas distribuidoras e são repassados diretamente aos consumidores finais. Nesse aspecto, para além do custo adicional nas faturas de energia, a bandeira tarifária tem como objetivo sinalizar aos consumidores que o custo da geração de energia está mais elevado, incentivando sobretudo a racionalização do uso.

Segundo a EPE (2022), o potencial brasileiro disponível para aproveitamento hidrelétrico é estimado em 172 GW, sendo que já foram aproveitados mais de 60%. Os grandes empreendimentos centralizados de fonte hídrica se tornaram menos atrativos aos investimentos. Isso se deve principalmente ao risco hidrológico envolvido e ao custo socioambiental, que pelo impacto social e ambiental que a construção e operação das usinas provocam para as populações locais geralmente é bem complexo e moroso. Cerca de 70% do potencial restante está localizado nas bacias hidrográficas Amazônica e Tocantins, que impõem um desafio ainda maior de exploração.

Segundo a EPE (2020a), a ampliação da oferta hidrelétrica não conseguirá acompanhar o ritmo de crescimento da demanda por energia no Brasil ao longo das próximas décadas. Na

Figura 5 podemos verificar uma redução na participação dessa fonte e o aumento das demais fontes como eólicas e solar centralizada no horizonte dos próximos anos.

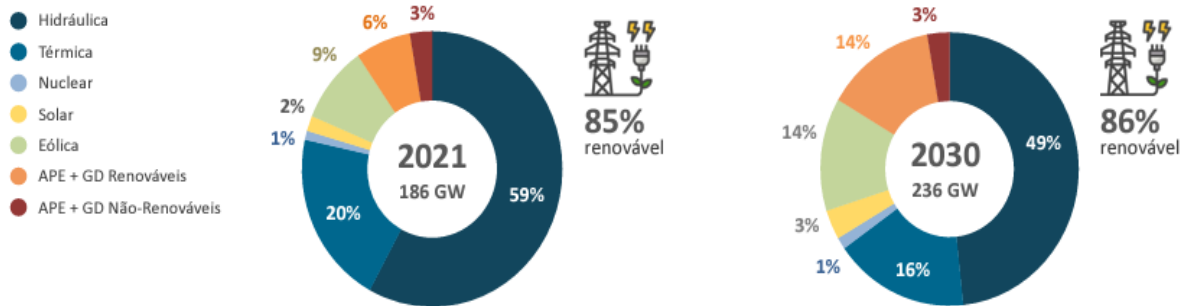


Figura 5 – Plano Decenal de Energia 2030  
Fonte: EPE (2021a).

O Plano Decenal de Energia editado pela EPE em 2021 passou a considerar a significativa contribuição da Geração Distribuída na matriz elétrica prevista para 2030, com registro de 6% em 2021 e passando a representar um crescimento de 8 pontos percentuais (14%) disponíveis ao final da década estudada.

## 2.2 MERCADO CONSUMIDOR BRASILEIRO

Na mesma linha do crescimento econômico previsto para os próximos anos, o Brasil deve continuar a registrar um crescimento médio do consumo de energia anual entre 2021 e 2031, ainda que os projetos de eficiência energética e de recursos energéticos distribuídos contribuam para a redução do consumo. A previsão é que a demanda de energia nas residências do país poderá crescer 1,4% ao ano. Segundo o anuário estatístico editado pela EPE (2022a), o consumo de energia elétrica na classe residencial em 2021 registrou crescimento em relação a 2020 nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste. Já as regiões Sul e Centro-Oeste registraram redução de cerca de 1% em relação ao ano anterior.

A Figura 6 apresenta o consumo médio domiciliar em cada uma das regiões bem como as Unidades Federativas que contribuíram de maneira mais significativa para o resultado. Quando se avalia o consumo energético de determinada região e relaciona-o com informações populacionais é possível identificar a intensidade energética por pessoa em cada unidade

federativa. Nessa avaliação da EPE (2022), o estado de Mato Grosso (Centro Oeste) é referência ao registrar 922 kWh/ano/por pessoa. Por outro lado, o estado de Alagoas (Nordeste) registra consumo de 473 kWh/ano/pessoa.

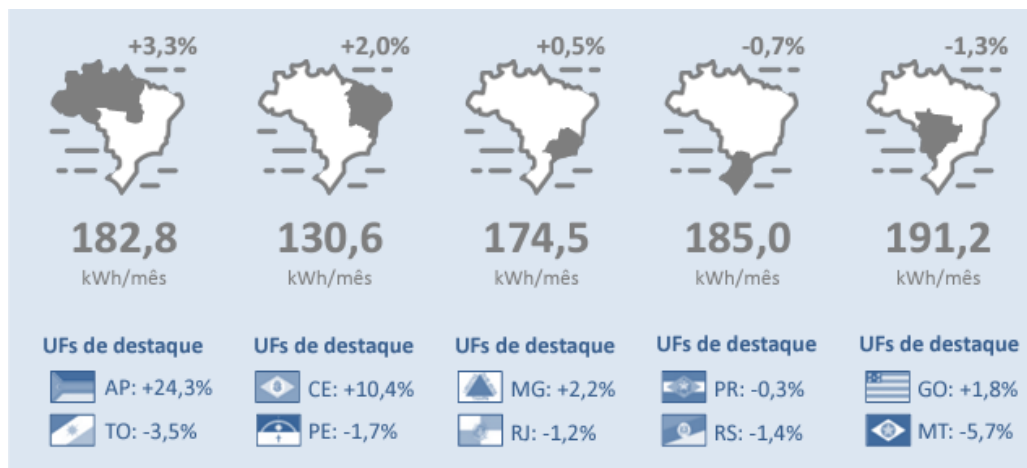


Figura 6 – Consumo médio residencial por região  
Fonte: Anuário Estatístico de Energia - EPE (2022b).

Essa informação permite identificar que a concentração de renda de uma determinada região acaba favorecendo também o consumo de energia e, por sua vez acaba contribuindo com uma desigualdade energética. A Figura 7 apresenta a distribuição do rendimento domiciliar per capita em cada uma das regiões brasileiras. Segundo dados do IBGE (2022a), as regiões Norte e Nordeste possuem cerca de 95% da população com rendimento familiar de até dois salários-mínimos. Por outro lado, cerca de 80% famílias residentes nas regiões Sudeste e Sul do País possuem a mesma realidade.

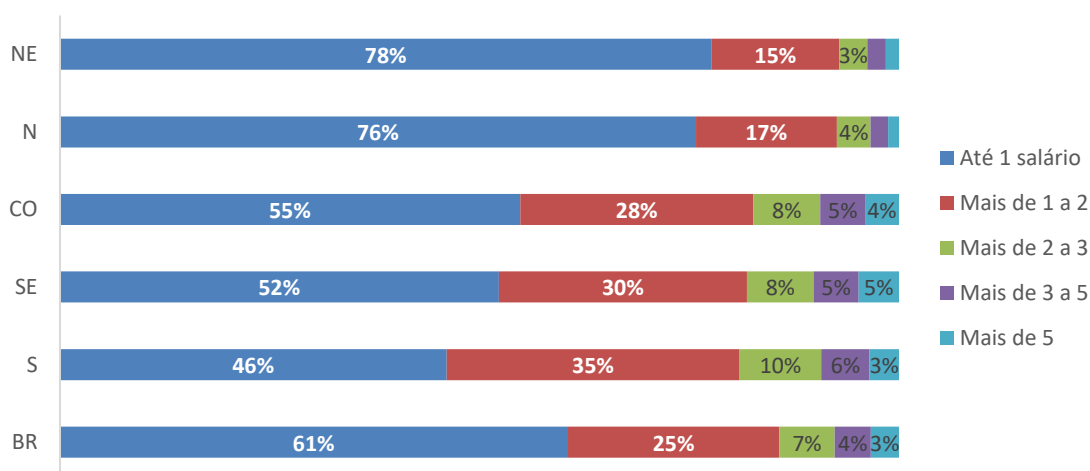


Figura 7 – Distribuição do rendimento domiciliar per capita e região  
Fonte: Elaboração do autor baseado em IBGE (2022a).



No quesito desigualdade, outro fator relevante a ser considerado é o quanto as despesas com a conta de energia representam do rendimento familiar. As regiões brasileiras que apresentam maior comprometimento da renda com as despesas básicas tendem a apresentar maior inadimplência no pagamento. Um estudo recente do IDEC (2021) demonstra que as despesas com energia possuem um nível de comprometimento de renda cinco vezes maior nas famílias menos favorecidas do que àquelas que possuem rendimentos maiores.

Fazer um diagnóstico da realidade do consumidor residencial é fundamental para estudar o destinatário da política de incentivos da geração distribuída. Na próxima parte deste capítulo será apresentado o histórico de crescimento da geração distribuída bem como os marcos regulatórios que incentivaram a expansão.

### **2.3 EXPANSÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL**

A geração distribuída foi regulamentada no Brasil pelo Decreto 5.163/2004. O regulamento definiu a geração distribuída pela exceção das fontes hidrelétricas com capacidade instalada superior a 30 MW e termelétricas com eficiência energética inferior a 75%. As termelétricas que utilizam biomassa ou resíduos como combustível não contavam com eficiência mínima exigida.

De acordo com o Decreto, empreendimentos cuja fontes eram solar, eólica e hidrelétricas com capacidade instalada inferior a 30 MW, e termelétricas de qualquer combustível com eficiência energética superior a 75% e que utilizem biomassa poderiam ter a energia contratada pelas distribuidoras limitada a 10% do mercado por meio de chamadas públicas.

Desde a regulamentação em 2004 não havia sido estabelecido um valor de referência específico para cada fonte, ocasião em que era adotado o Valor Anual de Referência – VR, que tem como parâmetro os resultados dos leilões de energia já realizados cuja divulgação é anual. A ausência de um valor específico que represente de fato o custo efetivo de cada fonte pode ter sido um dos fatores que frustraram essa política pública de incentivo e fomento.

Somente em 2015 a Lei nº 13.203 prevê que a ANEEL autorizará o repasse integral dos custos de aquisição de energia elétrica dessa modalidade de contratação pelos agentes de distribuição para a tarifa de seus consumidores finais, até o maior valor entre o Valor Anual de Referência – VR e o Valor Anual de Referência Específico – VRES.

A Figura 8 compara os valores médios de compra de energia (Pmix) de algumas distribuidoras com o VR e VRES atualizados, onde se observa que os Pmix em 2020 para as empresas avaliadas são bem inferiores aos limites para contratação de geração distribuída.

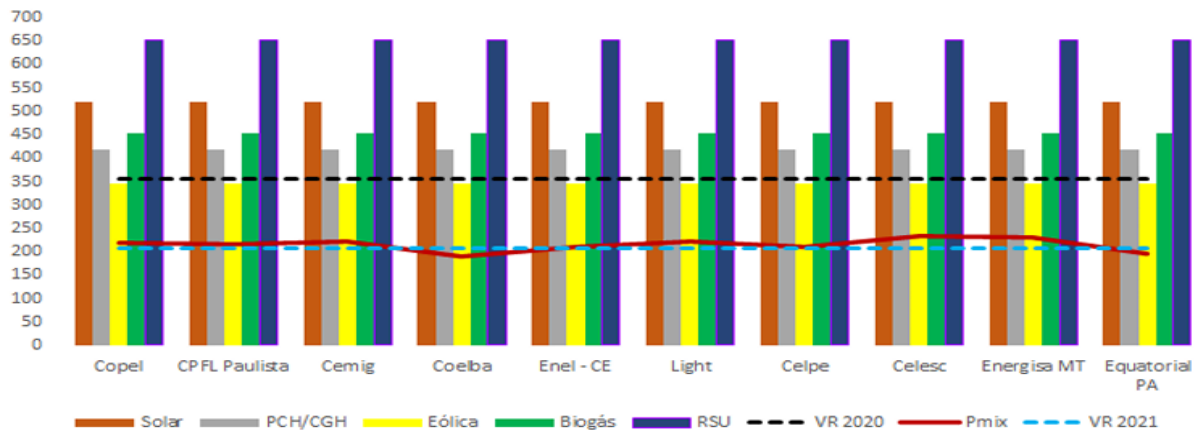


Figura 8 – Comparativo entre valores médios de compra de energia (Pmix) de algumas distribuidoras com o VR e VRES atualizados

Fonte: Nota Técnica nº 52/2021-SRM/SRD/ANEEL (ANEEL, 2021).

A partir dessas informações pode-se notar que esse tipo de contratação é mais custoso do que a compra no atacado, visto que uma compra de grandes volumes de energia por meio de um leilão tende a resultar em preços menores do que uma compra de pequenos volumes de energia por meio de uma contratação de geração distribuída, a partir de uma chamada pública promovida pela distribuidora que atrai pequenos players de mercado. O fator preço também pode ter contribuído para o desinteresse das distribuidoras em promoverem esse tipo de contratação.

Sendo assim, essa modalidade de contratação tende a se tornar mais atrativa quando se leva em conta além da contratação de energia para o mercado os benefícios que a inserção dessa fonte poderá trazer à operação e expansão do sistema elétrico. Com esse objetivo, a COPEL obteve a autorização da ANEEL em 2020 para contratar energia na modalidade de geração distribuída e melhorar a confiabilidade do fornecimento de energia em determinados conjuntos elétricos, constituindo microrredes para operação durante falhas na rede e reduzir as perdas elétricas nos alimentadores.

## 2.4 MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Com o objetivo de reduzir as barreiras para a inserção da geração distribuída e incentivar o desenvolvimento do mercado brasileiro, em 2012 foi publicada a Resolução Normativa – REN nº 482 que estabeleceu as condições para a conexão da micro e minigeração distribuída.

A microgeração distribuída foi definida como 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, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Na mesma linha, a minigeração distribuída foi definida como 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.

Nessa Resolução foi criado o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, que permite que a energia excedente gerada por uma unidade consumidora com micro ou minigeração seja injetada na rede da distribuidora, contabilizada em créditos de energia e posteriormente seja utilizada para abater o consumo mensal. O faturamento mensal da unidade consumidora leva em consideração o conceito da medição líquida (*net metering*).

A Figura 9 representa o mecanismo do sistema de compensação de energia elétrica. A energia produzida é utilizada pela unidade consumidora quando há necessidade de consumo. Quando a energia produzida é superior à demanda requisitada pelo consumo ocorre a injeção de energia na rede da distribuidora. Por outro lado, quando não há produção de energia, a rede da distribuidora supre integralmente a demanda de consumo. Isso pode acontecer quando está conectada uma fonte intermitente (eólica) ou com recurso disponível em determinado período do dia (solar).

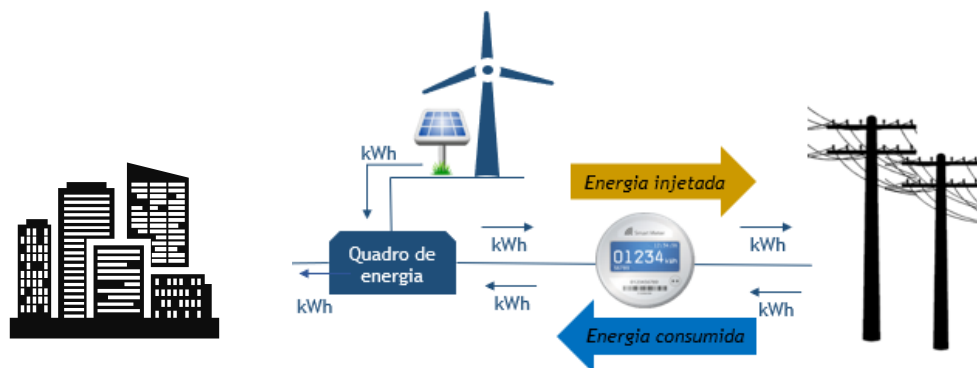


Figura 9 – Sistema de Compensação de Energia Elétrica  
Fonte: Adaptado de ANEEL (2016).

No sistema de compensação de energia elétrica a energia elétrica que é produzida simultaneamente ao consumo não é registrada pelo medidor da distribuidora. A simultaneidade ocorre nas instalações que possuem a geração distribuída conectada com carga associadas, como por exemplo nas residências e comércios. Segundo estudo, o valor mais provável para a simultaneidade em residências é de 45% (ABSOLAR, 2019).

Nas unidades consumidoras que possuem exclusivamente a central geradora instalada, como não haverá consumo a energia consumida simultaneamente com a produção é 0%. A componente da energia produzida de forma não simultânea ao consumo é injetada na rede, sendo convertida em créditos. Dessa maneira, a rede assume o papel de “bateria virtual”, uma vez que a energia nela injetada é posteriormente utilizada para abater o consumo da unidade consumidora.

A Figura 10 ilustra o perfil típico de medição líquida ao longo de um dia ensolarado. A curva representada em amarelo exemplifica o perfil típico de geração solar fotovoltaica e a curva em azul representa o consumo absorvido da rede da distribuidora.

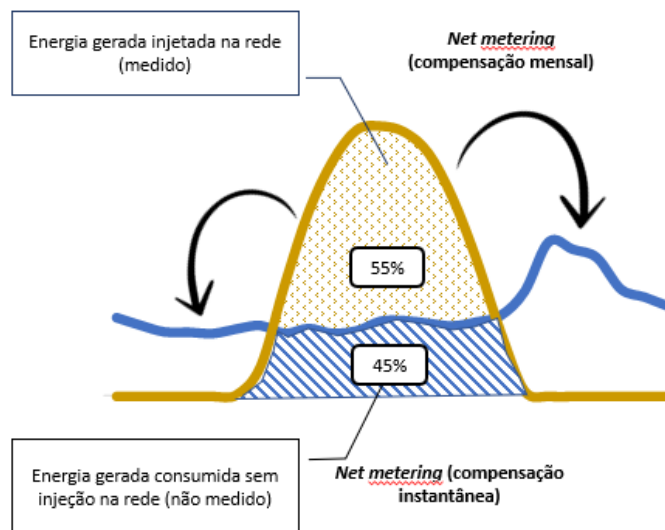


Figura 10 – Medição Líquida (*net metering*)

Fonte: Elaboração do autor (2022) adaptado de ALMEIDA et al (2022).

Quando a energia injetada, ao final do ciclo de faturamento, é superior à energia consumida, o consumidor recebe um crédito em energia (kWh) que pode ser utilizado para abater o consumo de até 60 meses subsequentes. O modelo aplicado estabelece que a energia injetada seja utilizada para abater a energia consumida (considerando todas as componentes da

tarifa, que serão detalhadas no item 2.4), de modo que a energia injetada na rede pelo gerador é valorada pela tarifa de energia elétrica estabelecida para os consumidores.

Somente após a apuração do consumo líquido será aplicada a tarifa homologada para faturamento. A contabilização da energia injetada em créditos de energia (kWh) garante que o valor monetário não seja depreciado pelos reajustes tarifários. Isso porque a energia que foi produzida à uma tarifa X poderá ser utilizada após doze meses, no mesmo montante (kWh) durante a vigência de uma tarifa Y (geralmente mais elevada).

Ainda que a energia produzida ou os créditos acumulados sejam utilizados para abater o consumo, haverá a cobrança do custo de disponibilidade para consumidores conectados na baixa tensão (Grupo B) ou da demanda contratada para consumidores conectados na média e alta tensão (Grupo A). Em geral o custo de disponibilidade do sistema elétrico é o valor em moeda corrente equivalente a 30 kWh, se monofásico; 50 kWh, se bifásico ou 100 kWh, se trifásico.

Segundo a ANEEL, ao final do ano de 2015 os sistemas conectados somavam uma capacidade instalada de 21,24 MW com cerca de 3,5 mil unidades consumidoras beneficiárias da energia. O efeito incipiente após a publicação da REN 482 pode ser associado a limitação do compensação apenas para geração no local de consumo, a redução das tarifas em 2013 à ser observada na Figura 4 e ao preço elevado de aquisição dos sistemas de geração que fazia com que o retorno do investimento se desse em um período maior.

Em 2015, por meio da REN nº 687 houve a elevação da potência limite de 1 MW para 5 MW (ou 3 MW para fontes hídricas) e a criação dos modelos de autoconsumo remoto, de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada. Esses modelos permitem ganhos de escala, redução do capital inicial necessário para realização de um empreendimento de geração renovável e favorecer a operação e manutenção dos ativos.

Os novos modelos continuaram restritos aos consumidores de uma mesma distribuidora, sendo instituídos com as seguintes características:

- **Autoconsumo remoto:** unidades consumidoras com a mesma titularidade (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, dentro da mesma área de concessão ou permissão.

- **Geração compartilhada:** reunião de consumidores, 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.
- **Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras:** cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento.

Em 2016 e 2017, após os efeitos dos reajustes tarifários de energia expressivos em virtude da crise hídrica e da criação do mecanismo das bandeiras tarifárias em 2015, a instalação da geração distribuída se tornou mais atrativa. Para cenários em que a tarifa de energia se encontra em crescimento constante o tempo de retorno do investimento (*pay-back*) tende a ser cada vez mais reduzido.

Em 2017, por meio da REN nº 786 houve a elevação da potência limite de 3MW para 5 MW para fontes hídricas e a vedação de acesso ao SCEE para centrais geradoras tenham tido sua energia elétrica contabilizada no Ambiente de Contratação Livre (ACL). A partir de então a capacidade instalada, quantidade de conexões e quantidade de adesões ao sistema de créditos cresceu exponencialmente conforme apresentado na Figura 11, com informações até o mês de julho de 2022.

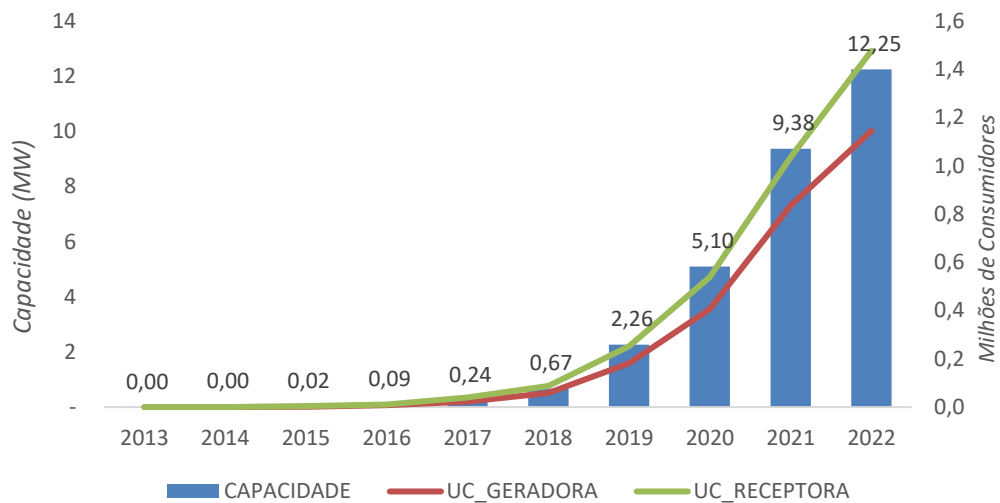


Figura 11 – Capacidade Instalada de Micro e Minigeração  
 Fonte: Elaboração do autor com base em dados da ANEEL (2022b).

O crescimento registrado e a projeção otimista para a próxima década podem ser explicados praticamente por dois efeitos: a difusão de uma nova tecnologia e o barateamento dos sistemas de geração. Everett Rogers (2003) explica em sua Teoria da Difusão de Inovações, que poucos indivíduos adotam a nova ideia no início (inovadores) mas tão logo a inovação começa a ter seus benefícios visíveis, passa a ser adotada pelos demais grupo, contribuindo ao formar opinião aos entrantes até que seja impossível parar o processo de difusão.

Segundo estudo da IRENA, as tecnologias de geração solar experimentaram uma variedade de melhorias que contribuíram para a competitividade. Entre 2010 e 2021, os módulos fotovoltaicos contribuíram com 45% do total de custos reduzidos no período para implantação de uma *utility-scale solar PV* conforme ilustrado na Figura 12. Segundo esse estudo, melhores condições de financiamento proporcionada pelo amadurecimento do mercado e redução dos custos de operação e manutenção também justificam a significativa redução de quase 90 % na década.

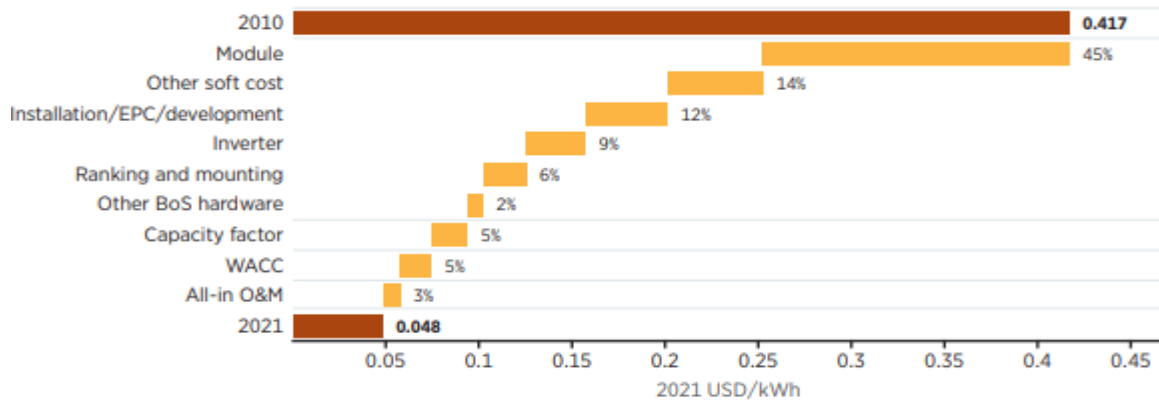


Figura 12 – Motivos da redução dos custos de implantação solar fotovoltaica (2010-2021)  
Fonte: IRENA (2022).

Como foi demonstrado, ao longo dos últimos anos os avanços tecnológicos e regulatórios propiciaram o crescimento da micro e minigeração. Na próxima parte deste capítulo será apresentado um diagnóstico do *prossumidor* brasileiro com destaque para as regiões que possuem maior capacidade instalada e quais os motivos para tal crescimento.

## 2.5 MERCADO PROSSUMIDOR BRASILEIRO

O estudo do IRENA demonstrou que os módulos fotovoltaicos apresentaram redução de custo significativa na última década, tornando os projetos mais viáveis em diversos países. O mercado brasileiro também se desenvolveu com o sinal de preço. Com a Tabela 1 podemos notar que a fonte das centrais geradoras de micro ou minigeração no Brasil é predominantemente solar.

Tabela 1 – Capacidade Instalada em Geração Distribuída por fonte

Fonte	Potência Instalada (kW)	Percentual da Capacidade
<b>Fotovoltaica</b>	12.483.071	98,3%
<b>Térmica</b>	129.412	1,0%
<b>Hidráulica</b>	69.521	0,5%
<b>Eólica</b>	17.155	0,1%
<b>Total Geral</b>	<b>12.699.160</b>	

Fonte: Elaboração do Autor Baseado em ANEEL (2022b).



Além do custo de aquisição do sistema de geração fotovoltaica, outros fatores como a localização, o valor das tarifas de energia, os impostos praticados, oferta latifundiária, entre outros são considerados na avaliação dos projetos.

Com a eficiência do próprio sistema e demais características técnicas que são definidas durante o projeto de engenharia, busca-se otimizar o investimento, ou seja, quanto mais energia for produzida para uma mesma capacidade instalada, mais rapidamente o projeto terá seu retorno. Nessa lógica, para a instalação de sistemas de geração fotovoltaica são buscados locais com maior disponibilidade de recurso solar.

O recurso solar é medido pela irradiação solar ( $\text{Wh}/\text{m}^2$ ) que expressa a radiação em todas as direções (direta e difusa) acumulada em um intervalo de tempo (PACHECO, 2021). A Figura 13 demonstra que as regiões nordeste, centro oeste e sudeste possuem a irradiação solar mais elevada, favorecendo então projetos solares fotovoltaicos nessas localidades.

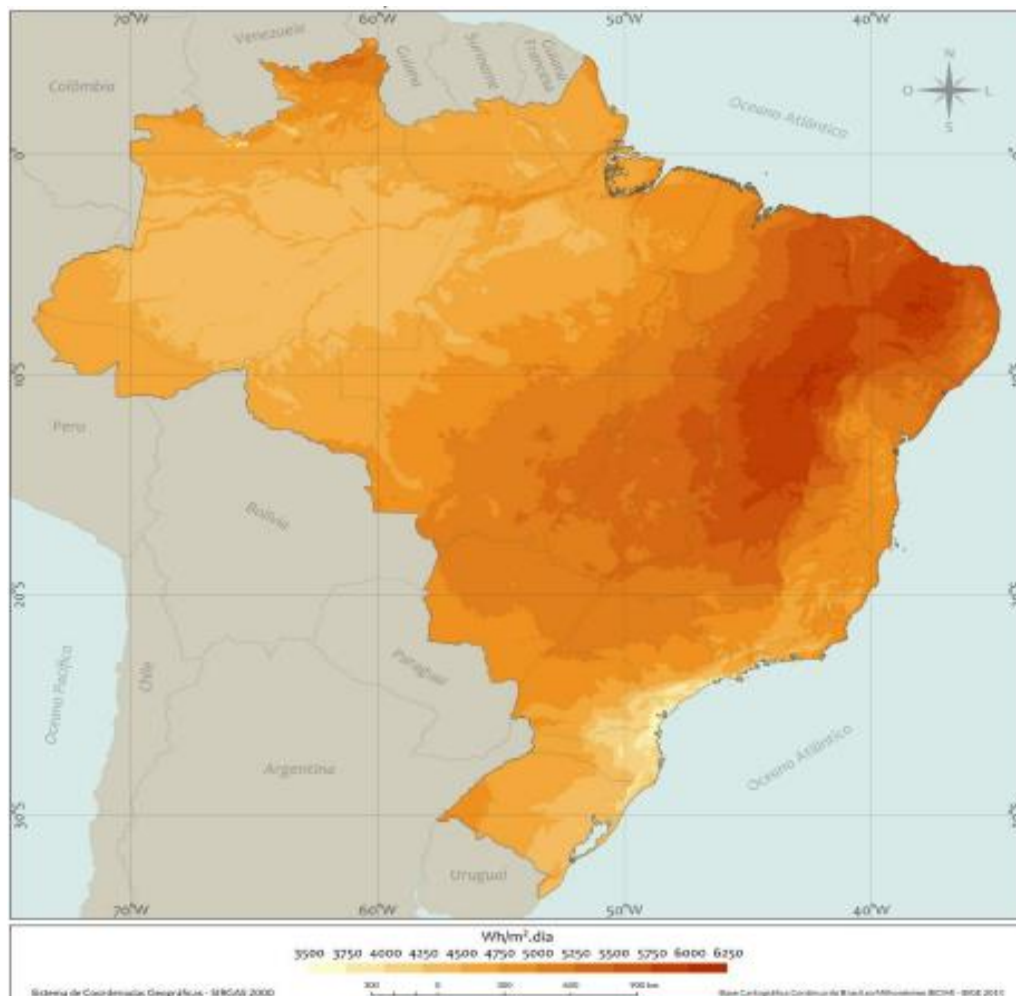


Figura 13 – Irradiação solar média Brasil  
Fonte: Pereira et al (2017).

Considerando o potencial de irradiação solar, mais de 50 % da potência instalada de micro e minigeração distribuída está localizada em cinco estados brasileiros que segundo o IBGE concentram cerca de 42 % da população. A primeira posição é ocupada pelo estado de Minas Gerais com 2.060 MW, que representa cerca de 16 % do total. Em seguida o estado de São Paulo com 13 %, Rio Grande do Sul com 11 % e Mato Grosso e Santa Catarina com 6 %. A Figura 14 demonstra um mapa de calor da capacidade instalada, indicando os estados brasileiros que contam com uma maior capacidade instalada em geração distribuída.

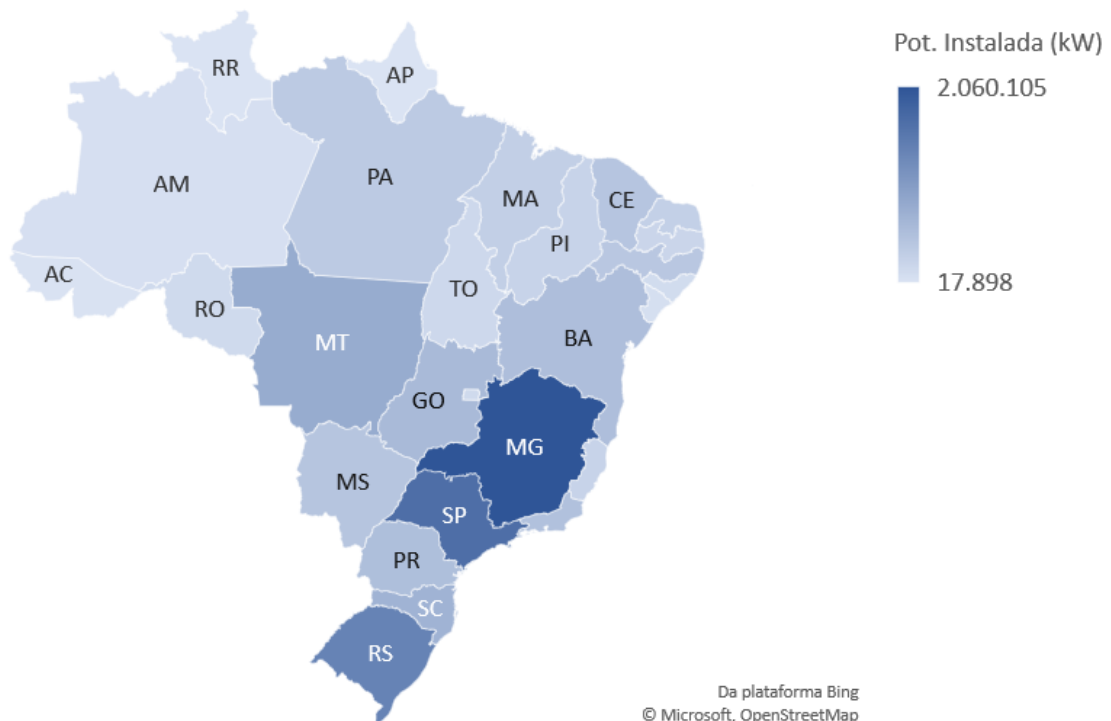


Figura 14 – Mapa de calor da capacidade instalada por estado  
Fonte: Elaboração do autor baseado em ANEEL (2022b).

Para efeitos comparativos, a capacidade instalada no estado mineiro é superior ao complexo nuclear de Angra dos Reis que conta com 2.013 MW de potência agregada de Angra 1 e Angra 2. O patamar de 1.000 MW foi alcançado em abril de 2021 e levou mais de 10 anos para alcançar essa capacidade.

Os demais fatores mencionados, notadamente o valor das tarifas de energia praticados pelas distribuidoras e os impostos fazem com que cada área de concessão tenha uma realidade do ponto de vista da inserção da geração distribuidora. Essa diferenciação pode ser observada

na Figura 15 que demonstra a capacidade instalada para as áreas de concessão de distribuição que possuem acima de 70 MW instalados em geração distribuída.

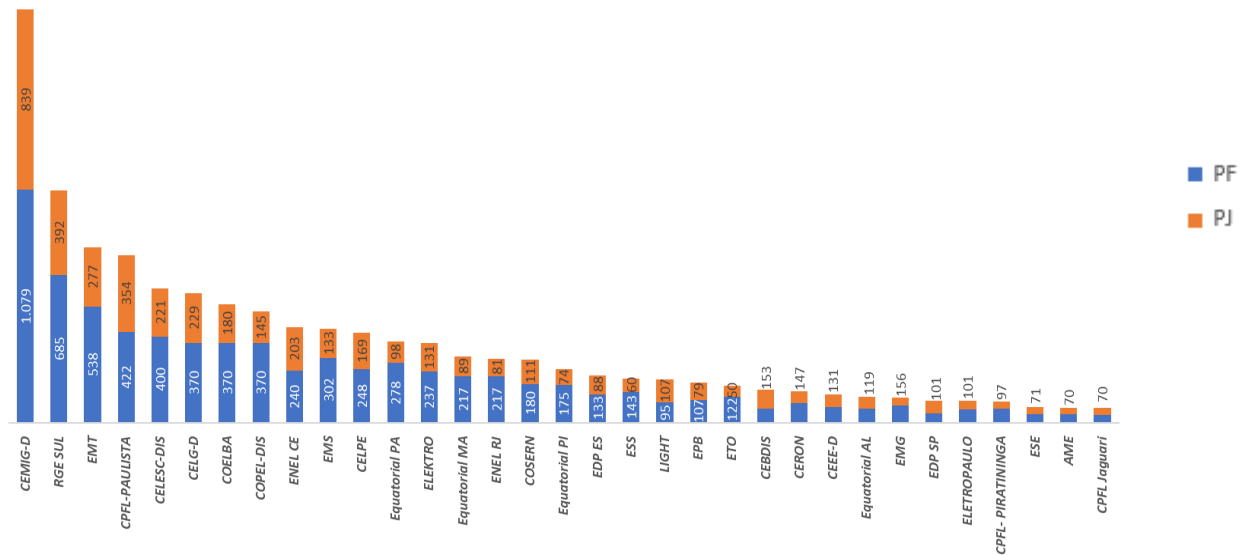


Figura 15 – Capacidade instalada (MW) por área de concessão e tipo de titular  
Fonte: Elaboração do autor baseado em ANEEL (2022b).

Como podemos identificar, a CEMIG lidera o ranking com mais de 90 % da potência instalada do estado mineiro. A segunda e terceira posição não estão ocupadas por uma distribuidora do estado de São Paulo como se esperava pela informação do mapa de calor na Figura 14. Essas posições foram ocupadas pela RGE (área de concessão no estado do Rio Grande do Sul) e EMT (área de concessão no estado do Mato Grosso). As tarifas médias dessas distribuidoras em 2021 foram mais elevadas do que tarifas praticadas pelas distribuidoras do estado de São Paulo, explicando o motivo da GD ter se tornado mais atrativa nessas regiões.

Com a Figura 15 é possível identificar que na média a potência instalada está igualmente distribuída entre titularidades de pessoas física (PF) e pessoas jurídica (PJ). Somente com as informações disponibilizadas não foi possível identificar a concentração da capacidade instalada em titularidades de pessoas físicas jurídicas afim de avaliar o efeito de regressividade dos incentivos à GD conforme constatado no estudo do IDEC em 2021. Segundo esse estudo seria esperado que essa concentração apresentasse uma diminuição gradual conforme o amadurecimento do mercado, no entanto, o desenvolvimento acelerado da tecnologia no país não tem sido suficiente para expandir o acesso a seus benefícios.

Após a criação autoconsumo remoto, geração compartilhada e múltiplas unidades consumidoras em 2015, essas modalidades contribuíram com mais de 22 % da potência dos

sistemas instalados e possibilitaram o acesso de quase 500 mil unidades consumidoras que não possuem GD ao SCEE. Ainda assim, a geração no local de consumo lidera a capacidade dos sistemas que foram instalados até junho de 2022, conforme demonstra a Tabela 2.

Tabela 2 – Potência instalada por modalidade do SCEE

Modalidade	Potência Instalada (kW)	Quantidade Receptoras	Quantidade com GD
Geração Local	9.896.467	1.000.878	1.000.878
Autoconsumo remoto	2.697.588	529.934	189.106
Geração compartilhada	98.843	8.989	2.563
Múltiplas UC	6.187	1.097	241
<b>Total Geral</b>	<b>12.699.084</b>	<b>1.540.898</b>	<b>1.192.788</b>

Fonte: Elaboração do autor baseado em ANEEL (2022b).

A potência média dos sistemas de pequeno porte geralmente instalado em residências é de cerca de 7 kWp. Para essa avaliação os sistemas de até 10 kWp foram considerados de pequeno porte, os sistemas de 10 a 40 kWp foram classificados como médio porte sendo geralmente instalado em comércios e pequenas indústrias e os sistemas de microgeração até 75 kWp como grande porte. Sistemas de minigeração foram apresentados de maneira agrupada por já representarem empreendimentos de escala.

A Figura 16 apresenta a participação dos sistemas de pequeno, médio e grande porte na capacidade instalada. Essa informação demonstra que 34 % dos sistemas, em termos de potência instalada, podem ser considerados de pequeno porte e 66 % são sistemas de médio e grande porte.

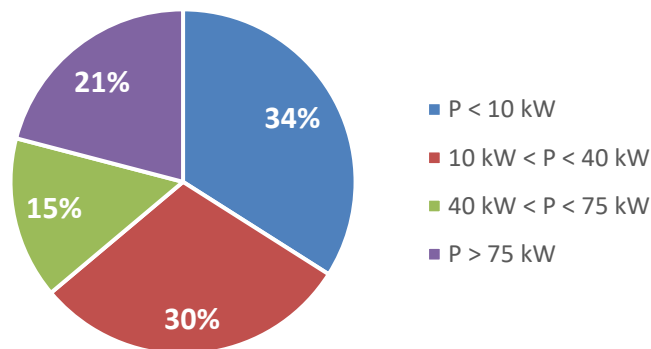


Figura 16 – Participação da GD de acordo com o tamanho da capacidade instalada

Fonte: Elaboração do autor baseado em ANEEL (2022b).

As residências possuem a maioria dos sistemas instalados e cerca de 47 % da capacidade instalada. A diferença entre a participação de sistemas de pequeno porte (34%) e os sistemas instalados na classe residencial (47%) existe devido a implantação de sistemas de médio, grande porte e de escala classificados como residencial.

Cerca de 2.200 MW ou 38 % em termos de potência da classe residencial estão instalados em sistemas de médio e grande porte, representando cerca de 12 % das unidades consumidoras que possuem GD instalada nessa classe. A Figura 17 apresenta a participação das classes de consumo de acordo com a quantidade de sistemas instalados e a sua capacidade.

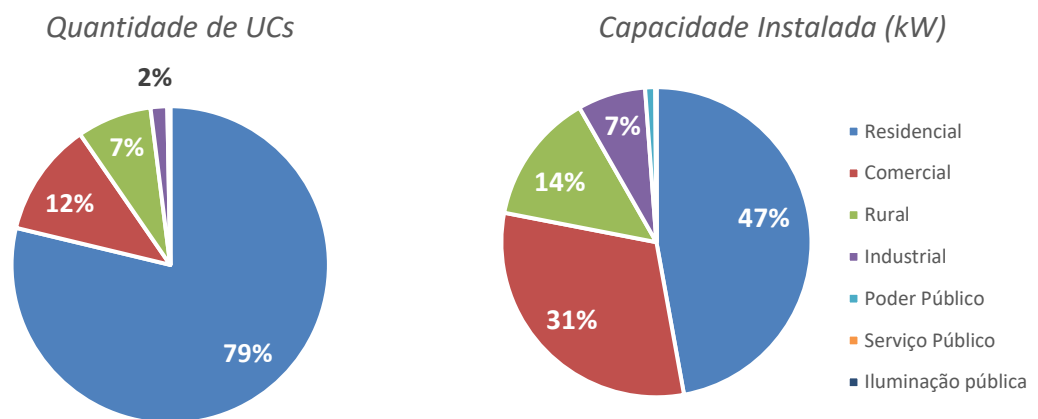


Figura 17 – Quantidade de UCs e capacidade instalada por classe de consumo  
Fonte: Elaboração do autor baseado em ANEEL (2022b).

Até esta parte do trabalho foi contextualizado o mercado de consumo e sistema de compensação, percorrendo pela evolução regulatória que incentivou o crescimento da geração distribuída. Na próxima parte deste capítulo será apresentada a composição tarifária de energia elétrica, necessária para alcançar o objetivo pretendido deste trabalho.

## 2.6 COMPONENTES TARIFÁRIOS

A indústria de energia elétrica possui uma cadeia produtiva que compreende a geração, transmissão, distribuição e comercialização. Os segmentos de geração e comercialização são caracterizados como segmentos competitivos em busca do menor preço, considerando a quantidade de agentes envolvidos e porque a energia elétrica pode se assemelhar a um produto homogêneo de uma *commodity*.

Diferentemente, os segmentos de transmissão e distribuição são considerados monopólios naturais, isso porque sua a estrutura física de seus ativos torna economicamente inviável a competição entre dois ou mais agentes em uma mesma área de concessão, o que faria com que o consumidor arcasse com tarifas mais elevadas. Nestes dois segmentos, o modelo de regulação de preços ou regulação por incentivos e regulação por comparação que possui o objetivo de simular um ambiente competitivo atribuindo cerco grau de liberdade para gestão das empresas (BERG, 1998).

Nesse contexto, a regulação pelo preço teto (*price-cap*) consiste na definição do valor máximo a ser praticado pelas concessionárias, com atualização inflacionária e de ganhos de produtividade para incentivar as empresas a serem mais eficientes a cada período, já que qualquer redução de custos maior do que as metas que foram estabelecidas, mantendo os níveis de qualidade exigidos poderão ser apropriados pela empresa. (ARAÚJO, 2001).

Isso posto, as tarifas praticadas pelas empresas de distribuição brasileiras funcionam como mecanismo de arrecadação para suportar os demais custos da cadeia de valor (geração e transmissão) e políticas públicas relacionadas à energia. Na definição das tarifas, os custos das distribuidoras podem ser classificados em gerenciáveis e não gerenciáveis (FUGIMOTO, 2010).

Os custos que não são gerenciados pela distribuidora integram a chamada Parcela A, compreendendo o custo da energia adquirida de empresas de geração, o custo do serviço de transporte da energia das usinas até as cidades (transmissão) e os encargos setoriais, determinados por leis que proporcionam descontos a determinados tipos de clientes (irrigação, baixa renda, etc) que serão detalhados no item 2.6.

Os custos de Distribuição que são gerenciados pela empresa integram a Parcela B, a qual é composta pelo custo de operar e manter o sistema elétrico funcionando, o custo de atendimento a clientes, os custos com equipes para atendimento comercial dos clientes, manutenção e operação das redes e subestações, custo com a frota de veículos, remuneração e depreciação dos ativos e etc.

A Figura 18 indica que cada função de custo presente nas tarifas de energia elétrica mantém um padrão em sua proporção. Essa participação é diferente em cada ano devido a atualização da receita das distribuidoras nos processos tarifários, que busca garantir equilíbrio econômico e financeiro dos custos gerenciáveis e não gerenciáveis.

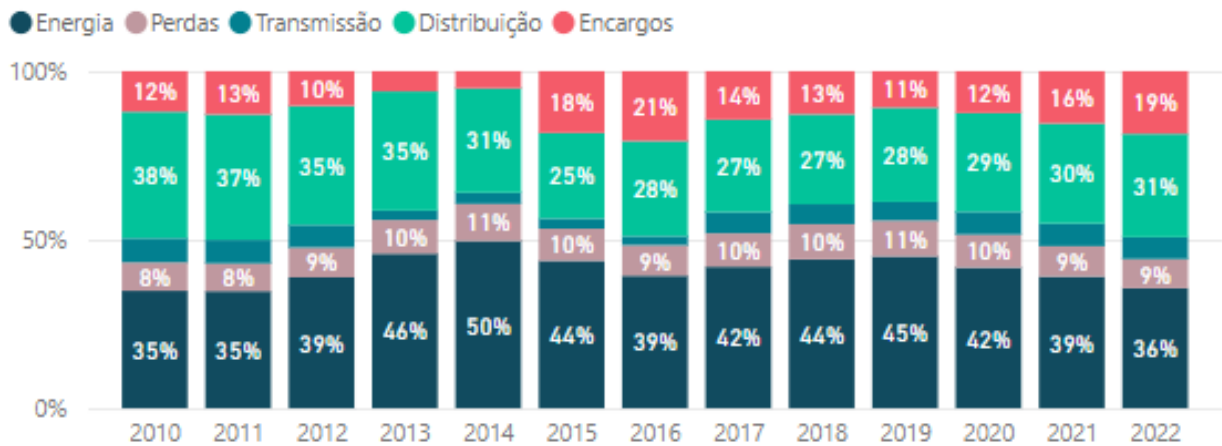


Figura 18 – Participação na formação da tarifa por função de custo

Fonte: ANEEL (2022c).

Considerando a tarifa média em 2022, a maior parte da tarifa é destinada às empresas de geração (45%), considerando a compra de energia e perdas para atendimento do mercado consumidor. Outros 24 % são repassados às empresas de transmissão e encargos setoriais, restando cerca de 31 % para custear o serviço de distribuição. As funções de custo são alocadas na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e na Tarifa de Energia (TE).

As funções de custos da TUSD estão representadas na Figura 19 e são formadas de acordo com os seguintes componentes tarifários:

- **TUSD TRANSPORTE** – parcela da tarifa compreendida pela TUSD FIO A e a TUSD FIO B, sendo:
  - a) TUSD FIO A – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida pelo uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica e uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras e de conexão às instalações de transmissão ou de distribuição.
  - b) TUSD FIO B – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da distribuidora que compõem a Parcela B, compreendida pelo custo anual dos ativos e o custo de administração, operação e manutenção.
- **TUSD ENCARGOS** – parcela da tarifa que recupera os encargos setoriais alocados na TUSD e podendo estar alocado na TE, oriundos de políticas de governo para o setor elétrico e que possuem finalidades específicas sendo definidos em legislação própria:

- a) *Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D\_EE;*  
 Instituído pela Lei nº 9.991 de 2000, representa a obrigação das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica de aplicarem percentuais de sua receita operacional líquida para fins de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e programas de eficiência energética.
- b) *Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;*  
 Instituída pela Lei nº 10.438 de 2002, a CDE tem como finalidade o desenvolvimento energético dos Estados, garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos consumidores classificados como Residencial Baixa Renda e prover recursos para compensar descontos tarifários aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica.
- c) *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;*  
 Instituído pela Lei nº 10.438 de 2002 tem como objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica.
- d) *Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE* destina-se à cobertura do custeio das atividades da ANEEL.
- e) *Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.*
- **TUSD PERDAS** – parcela da tarifa que recupera os custos regulatórios com as perdas técnicas do sistema da distribuidora, perdas não técnicas ou comerciais, perdas na Rede Básica e receita para cobrir a inadimplência dos consumidores.



Figura 19 – Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD  
 Fonte: ANEEL (2022d).



As funções de custos da TE estão representadas na Figura 20 e são formadas de acordo com os seguintes componentes tarifários:

- **TE ENERGIA** – parcela da tarifa que recupera os custos pela compra de energia elétrica realizada pelas distribuidoras junto às geradoras para revenda ao consumidor.
- **TE ENCARGOS** – parcela da tarifa que recupera os encargos setoriais alocados especificamente na TE:
  - *Encargos de Serviços de Sistema – ESS:*  
Previsto no Decreto nº. 5.163 de 2004, tem como finalidade destinar recursos para os custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, a reserva de potência operativa para a regulação da frequência para estabilidade do sistema elétrico.
  - *Encargo de Energia de Reserva – EER:*  
Previsto no Decreto nº 6.353 de 2008, representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva para aumentar a segurança energética.
  - *Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos – CFURH:*  
Instituído pela Lei nº. 7.990 de 1989, destina-se a compensação pela exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica.
- **TE TRANSPORTE** – parcela da tarifa que recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte e com a Rede Básica da UHE Itaipu.
- **TE PERDAS** – parcela da tarifa que recupera os custos com as perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.

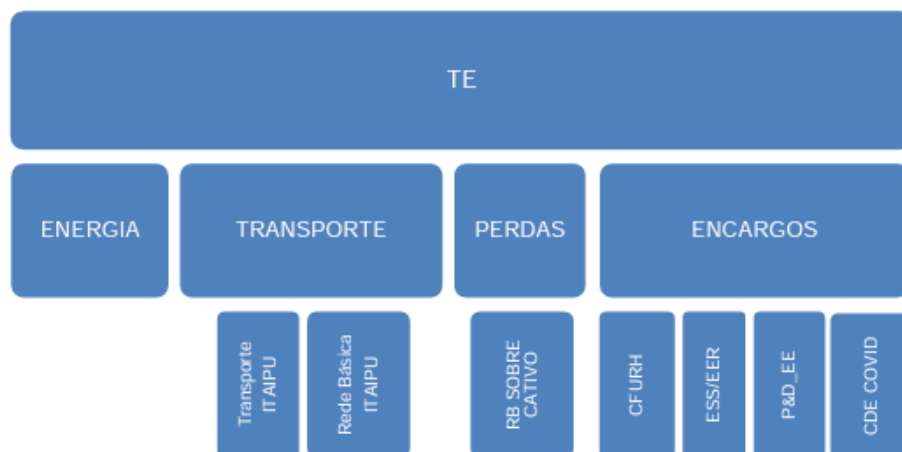


Figura 20 – Funções de Custos e Componentes Tarifários da TE  
Fonte: ANEEL (2022d).

## 2.7 CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

Segundo a Lei 10.438/2002, a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é um fundo setorial, que visa prover recursos para o desenvolvimento energético dos estados. Os recursos da CDE possuem destinação das seguintes coberturas de custo e benefícios tarifários:

- **Carvão Mineral Nacional:** conforme Lei nº 9.648 de 1998 para custear cobertura do custo de compra de carvão mineral nacional por parte das usinas termelétricas para aumentar a competitividade desse tipo de energia nas áreas interligadas.
- **Conta de Consumo de Combustíveis (CCC):** conforme Lei nº 12.111 de 2009 para custear a compensação do custo de geração aos sistemas isolados, ou seja, aqueles não conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), de maneira a reduzir a diferença comparada com o sistema interligado que são mais baixos (maior parte produzida por hidrelétricas). As regiões não conectadas possuem custo mais elevado de geração (em geral, com a queima de combustível fóssil).
- **Programa Luz para Todos:** conforme Lei nº 10.438 de 2002 para o custear as metas de universalização do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Os benefícios tarifários são descontos e subsídios incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica:

- **Água, esgoto e saneamento:** conforme Decreto nº 7.891 de 2013 é garantido o desconto de 15% na TUSD e na TE para os prestadores de serviço público de água, esgoto e saneamento.
- **Baixa Renda:** conforme Lei nº 12.212 de 2010 é garantido descontos nas tarifas de energia dos consumidores residenciais de baixa renda que varia entre 10% e 100% por meio da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE).
- **Geração e Carga Fontes Incentivadas:** conforme Lei nº 9.427 de 1996 é garantido desconto mínimo de 50% na Tarifa de Uso no Sistema de Transmissão (TUST) e TUSD para os empreendimentos e consumidores de energia produzida com recurso hidrelétricos, eólicos, solar, biomassa e cogeração qualificada.
- **Rural:** conforme Decreto nº 7.891 de 2013 é garantido o desconto de 10% a 40% no fornecimento de energia em áreas rurais. Em virtude do Decreto Presidencial nº 9.642 de 2018, o percentual de desconto praticado para esses consumidores vem sendo reduzido gradativamente nos últimos 5 anos.

- **Irrigantes e aquicultores:** conforme Lei nº 10.438 de 2002 é garantido desconto entre 60% e 90% na TUSD e na TE para irrigantes e aquicultores em horário especial.
- **Distribuidoras de pequeno porte:** conforme Decreto nº 4.541 de 2002 é garantido desconto para agentes de distribuição de pequeno porte.

A Figura 21 apresenta as despesas com os custeios e benefícios tarifários na CDE. Ao longo dos últimos seis anos, a destinação de recurso para essa finalidade teve um aumento de quase 100 %. O maior salto se deu na definição do orçamento do ano de 2022 justificado pelo crescimento de 41% na CCC, devido à expectativa de preços do mercado de combustível e pela inclusão automática de beneficiários na tarifa social, que elevou o custo dos descontos do programa social em 48,5%.

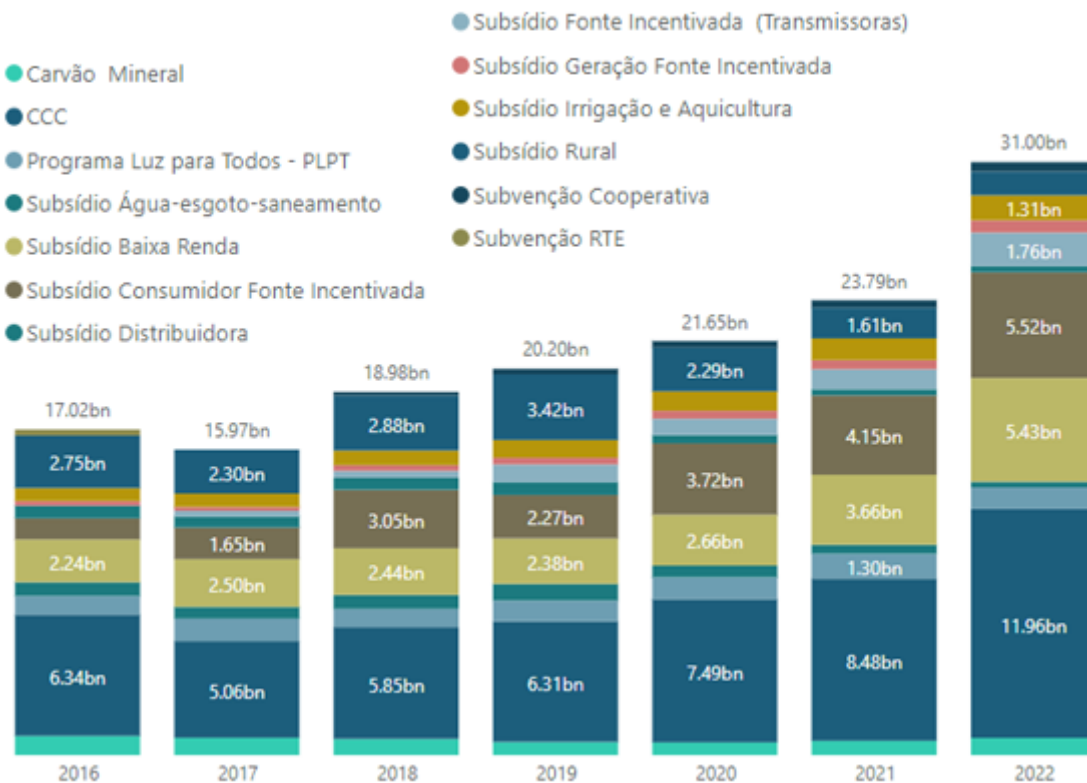


Figura 21 – Despesas em R\$ com custeios e benefícios tarifários na CDE

Fonte: Adaptado de ANEEL (2022e).

Segundo a ANEEL (2022f), a transferência de recursos do Orçamento Geral da União – OGU é uma fonte de receita da CDE, sujeita à disponibilidade orçamentária e financeira. Os subsídios podem ser operacionalizados via financiamento com recursos públicos (arcados pelo contribuinte) ou privados (pelo consumidor). Posner apud Viscusi (2015), considera que o

subsídio cruzado tem como uma de suas funções ajudar o governo em seu papel de promover a redistribuição dos recursos.

Na última década, observa-se que os subsídios foram majoritariamente cruzados, ou seja, arcados pelos próprios consumidores de energia elétrica. Em caráter de exceção, os subsídios públicos contidos na CDE advieram dos efeitos da Medida Provisória 579/2012 com expressiva participação dos subsídios governamentais nos anos de 2013 e 2014.

A Figura 22 demonstra as fontes de receitas da CDE, quando arcadas pelos consumidores por meio das quotas CDE Uso e CDE Energia e quando houve transferência de recursos da União.

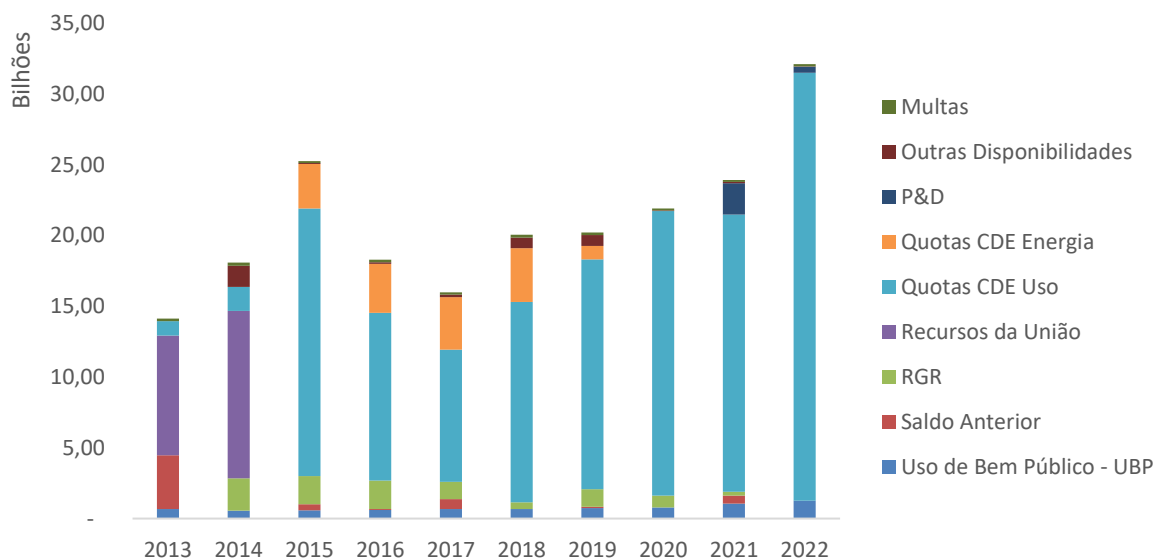


Figura 22 – Fontes de Receita da CDE  
Fonte: Elaboração do autor baseado em ANEEL (2022e).

Conforme ANEEL (2022f), o montante de receita para complementar a diferença entre as necessidades de recursos e as demais fontes do orçamento anual aprovado será definido como quota e será rateado entre os agentes de transmissão e distribuição de energia, e repassado às tarifas de uso dos consumidores finais, cativos e livres definido em R\$ por unidade de energia (MWh).

Para fins de rateio, o mercado dos consumidores cativos e livres do sistema de distribuição é deduzido dos mercados não pagantes da CDE (Subclasse Residencial Baixa Renda, do Consumidor Livre Autoprodutor e do Produtor Independente de Energia).

Portanto, o valor a ser arcado pela distribuidora e posteriormente repassado às tarifas é proporcional ao mercado responsável pelo custo. Como podemos ver na Figura 23, existe uma relação desproporcional para as distribuidoras localizadas nas regiões Norte e Nordeste (por exemplo COELBA) quando comparadas com as distribuidoras localizadas nas regiões Sudeste, Sul e Centro Oeste. Para que não haja mais diferenciação regional no rateio dos custos da CDE, no período de 2017 a 2030 foi definido um ajuste gradual que vem sendo aplicado para reduzir essa desproporção.

Até que seja extinguida essa diferenciação, os consumidores das regiões Sudeste, Sul e Centro Oeste são mais onerados promovendo a distribuição dos recursos aos consumidores das regiões Norte e Nordeste.

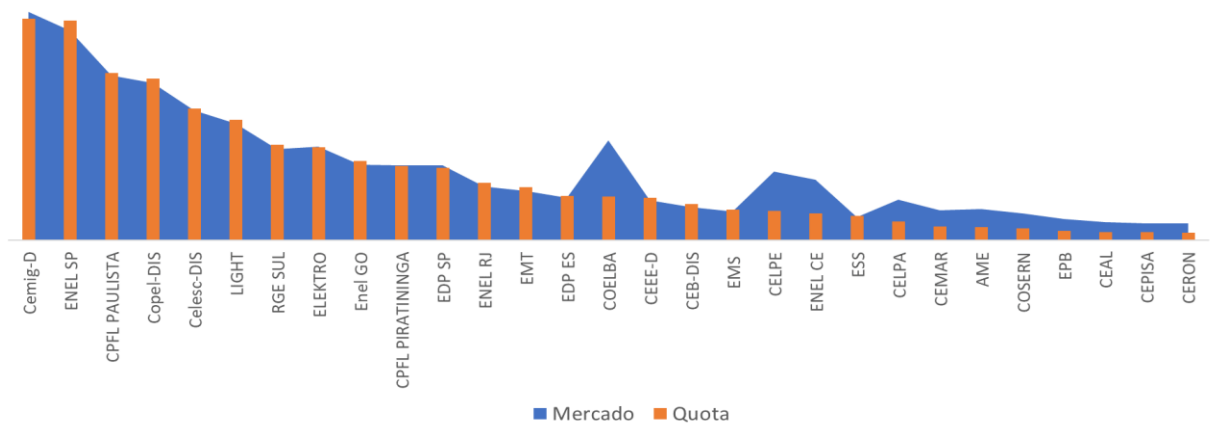


Figura 23 – Relação do mercado responsável pela CDE e quota rateada por distribuidora  
Fonte: Adaptado de ANEEL (2022g).

Importante observar que não é por acaso que foram selecionadas a CEMIG e ENEL SP para a avaliação deste trabalho. Ambas as empresas possuem montantes equivalentes do mercado consumidor e por consequência arcam com valores equivalentes no rateio da CDE, mas, no entanto, possuem realidades distintas do ponto de vista da capacidade instalada de geração distribuída.

No próximo subitem desse capítulo será apresentado o marco legal da geração distribuidora e um contexto das discussões que levaram a revisão das regras do sistema de compensação.

## 2.8 MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

O processo mais recente de revisão da regulamentação da geração distribuída se iniciou com a abertura pela ANEEL da Consulta Pública (CP) n° 10 em 2018, seguida da Audiência Pública (AP) n° 01 em 2019 e da CP n° 25 de 2019.

Em 2018 já se observava que o crescimento da potência instalada de geração distribuída superava as expectativas previstas. O processo de revisão se iniciou com a coleta de premissas a serem consideradas no modelo de avaliação dos custos-benefícios para as alternativas propostas para o sistema de compensação de energia elétrica assim como a particularidade no tratamento da geração local e remota e tempo de permanência da regra vigente. Outra questão discutida foi a necessidade de redução do limite da minigeração, atualmente 5 MW devido a indícios do mecanismo da GD se demonstrar mais vantajoso para os empreendimentos de grande porte do que a comercialização de energia no Ambiente de Contratação Livre – ACL.

Em 2019, utilizando as premissas coletadas foram propostas cinco alternativas de valoração da energia injetada com base nos componentes tarifários, definindo uma capacidade instalada limite para que uma alternativa fosse adotada. Segundo a ANEEL, os resultados do estudo mostraram que a compensação integral dos créditos e manutenção das regras atuais indefinidamente podem levar um custo na ordem de R\$ 55 bilhões para os consumidores que não instalem a geração local ou se não beneficiarem da geração remota no período compreendido entre 2020 e 2035.

A Figura 24 apresenta as alternativas estudadas considerando a energia evitada, perdas no sistema de distribuição e transmissão, redução do mercado da distribuidora, redução de emissão de CO<sub>2</sub> e geração de empregos afim de mitigar o impacto aos demais consumidores.

A alternativa 0 corresponde à regra vigente antes do marco legal, em que a energia injetada é valorada por todas as componentes da tarifa. O conceito é que cada alternativa represente gradualmente a remuneração das funções de custos que compõem a tarifa de energia elétrica. Ou seja, ao deixar de compensar uma função de custo, a energia injetada na rede de distribuição não será integralmente compensada e custeará àqueles componentes tarifários até alcançar a componente que reflete o custo médio de compra de energia das distribuidoras (Alternativa 5).



Figura 24 – Modelo proposto pela ANEEL para valoração da energia injetada  
 Fonte: ANEEL (2022h).

No que concerne o tempo de permanência da regra vigente foi proposto na primeira versão de 2019, que os entrantes anteriores à vigência da norma manteriam a regra anterior pelo período de 25 anos. No entanto, na segunda versão discutida durante a CP 025 foi proposto 10 anos para manutenção da regra, com o argumento de esse tempo seria suficiente para retorno dos investimentos (em torno de 4 a 5 anos) realizados pelos *prossumidores* até o ano de 2020.

Em 2020 o Ministério Público e Tribunal de Contas da União solicitaram que a ANEEL interrompesse o processo de contribuição setorial alegando possível violação aos princípios da segurança jurídica, da confiança legítima e da boa-fé, determinando sobretudo:

- que a ANEEL apresente um plano de ação para retirar a diferenciação tarifária percebida em função de sua adesão, ou não, ao sistema de compensação de energia elétrica.
- que o MME formule um modelo de nova política pública, em substituição ao sistema de compensação atualmente previsto na Resolução Aneel 482/2012.

Em atendimento à necessidade de formulação de política pública ao final do ano de 2020 foi editada a Resolução nº 15 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que é o Órgão que assessoria o presidente da república para formulação de políticas e diretrizes de energia, com as seguintes diretrizes nacionais para políticas públicas voltadas à Microgeração e Minigeração Distribuída no País:

*Art. 1º Estabelecer como de interesse da Política Energética Nacional que, na formulação e implementação de políticas públicas voltadas à Microgeração e Minigeração Distribuída no País, sejam observadas as seguintes Diretrizes:*

*I - acesso não discriminatório do consumidor às redes das distribuidoras para fins de conexão de Geração Distribuída;*

*II - segurança jurídica e regulatória, com prazos para a manutenção dos incentivos dos atuais consumidores que possuem Geração Distribuída;*

*III - alocação dos custos de uso da rede e dos encargos previstos na legislação do Setor Elétrico, considerando os benefícios da Micro e Mini Geração Distribuída - MMGD;*

*IV - transparência e previsibilidade nos processos de elaboração, implementação e monitoramento da política pública, com definição de agenda e prazos de revisão das regras para a Geração Distribuída; e*

*V - gradualidade na transição das regras, com estabelecimento de estágios intermediários para o aprimoramento das regras para Microgeração e Minigeração Distribuída - MMGD. CNPE (2020)*



Além das propostas apresentadas pela ANEEL, o tema da geração distribuída e seus incentivos tomou relevância nas discussões parlamentares. Desde 2019 foram apresentadas mais de 80 Projetos de Lei com ementas voltadas principalmente ao financiamento de projetos e sobre os mecanismos de compensação e comercialização de energia produzida.

Dentre os projetos apresentados merecem destaque o Anteprojeto de Lei nº 2 de 2019 com objetivo de instituir o Código Brasileiro de Energia Elétrica e o Projeto de Lei (PL) nº 5829 de 2019 com objetivo de instituir o marco legal da geração distribuída.

O Anteprojeto de Lei nº 2 de 2019 indicou que a incidência da TUSD Fio B sobre a energia consumida do sistema de compensação de energia elétrica seria custeada por cotas específicas da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), rateadas apenas entre as unidades consumidoras do ambiente regulado. Segundo a proposta, esses consumidores suportarão o benefício integralmente no ano civil de 2022, e parcialmente até 31 de dezembro de 2031 garantia de permanência da regra vigente até 2046 para as instalações que solicitassem acesso na distribuidora ainda em 2020.

O Projeto de Lei (PL) nº 5829 de 2019 introduziu que a minigeração distribuída que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW, menor ou igual a 5 MW para as fontes despacháveis, assim como usinas hidrelétricas, termelétricas e fotovoltaicas com modulação de geração por meio baterias, e menor ou igual a 3 MW para as fontes não despacháveis. Os projetos deveriam apresentar uma garantia de realização com apresentação em montante definido a partir de percentual sobre o valor do investimento, a ser resgatado pela distribuidora e devolvido aos demais consumidores na hipótese de desistência na implantação.

Nessa proposta haveria a incidência de percentual da TUSD Fio B de maneira gradual até 2029 e da TUSD Fio A sobre a energia consumida, com custeio pela CDE de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia incidentes e não remuneradas pelo prosumidor sobre a energia elétrica compensada, suportado apenas entre as unidades consumidoras do ambiente regulado. Além disso haveria garantia de permanência na regra vigente até 2045 para as instalações que solicitassem acesso na distribuidora durante em até 12 meses da publicação da lei.

Por fim, foi proposto o Programa de Energia Renovável Social (PERS), destinado a investimentos na instalação de sistemas fotovoltaicos e de outras fontes renováveis, na modalidade local ou remota compartilhada aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda.

Após consenso entre as diversas entidades do setor elétrico, o PL 5829 de 2019 foi endereçado para aprovação da Câmara dos Deputados e Senado Federal. Em 06 de Janeiro de 2022 foi sancionada a Lei 14.300/2022 considerando inteiro teor desse PL e apenas dois vetos, que posteriormente foram rejeitados pelo legislativo. Os trechos que inicialmente foram vetados são relacionados a instalação de unidades flutuantes de geração fotovoltaica em reservatórios hídricos e enquadramento em regime especial de incentivo para investimentos em infraestrutura.

A Figura 25 apresenta a regra estabelecida na Lei 14.300/2022 que para as instalações que possuem GD instalada ou solicitarem perante a distribuidora local até o dia 07 de janeiro de 2023 seria garantida a permanência na regra vigente até 2045 com a compensação integral dos componentes tarifários na energia injetada.

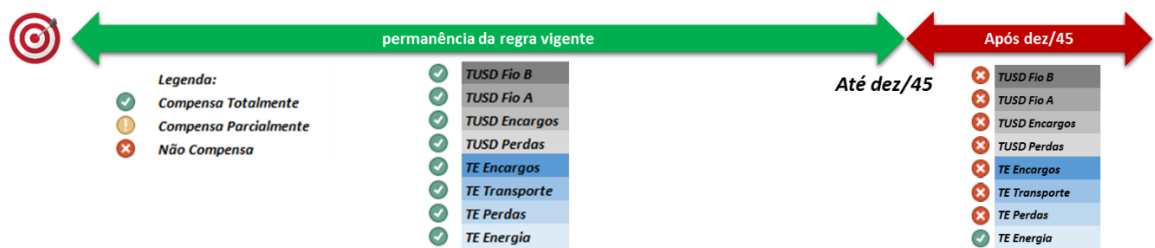


Figura 25 – Regra de Transição para GD Existente  
 Fonte: Elaboração do autor (2022).

A Figura 26 apresenta a regra estabelecida para as instalações que solicitarem perante a distribuidora a conexão de GD para uso local da energia. Para os consumidores que solicitarem a partir de 08 de junho de 2023 haverá a incidência de 15 % da TUSD Fio B sobre a energia injetada compensada durante o ano de 2023. Essa participação aumentará na ordem de 15 pontos percentuais anualmente até alcançar a incidência integral da TUSD Fio B conforme Tabela 3.

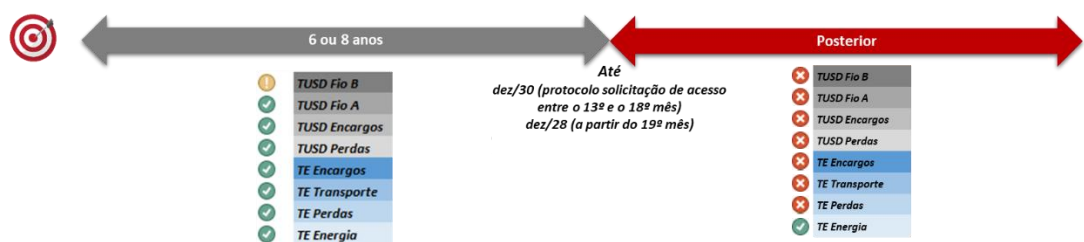


Figura 26 – Regra de Transição para nova GD Local  
 Fonte: Elaboração do autor (2022).

Haverá a incidência de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia a partir de 2031, para consumidores que solicitarem à distribuidora até 07 de junho de 2023, ou a partir de 2029, para os consumidores que solicitarem a partir de 08 de junho de 2023.

Tabela 3 – Incidência da TUSD Fio B para GD Local

Solicitação	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Até 05 de junho 2023</b>	15%	30%	45%	60%	75%	90%	90%	90%	NOVA REGRA
<b>Após 06 de junho 2023</b>	15%	30%	45%	60%	75%	90%			NOVA REGRA

Fonte: Elaboração do autor (2022)

A Figura 27 apresenta a regra estabelecida para as instalações que solicitarem perante a distribuidora a conexão de GD para uso remoto da energia. Para os consumidores que solicitarem à distribuidora até 05 de junho de 2023 haverá a incidência de 100 % da TUSD Fio B e 40% da TUSD Fio A e até dezembro de 2030. Para os consumidores que solicitarem à distribuidora a partir de 08 de junho de 2023 será aplicada a mesma regra até dezembro de 2028. As componentes tarifárias não associadas ao custo da energia incidentes e não remuneradas pelo *prossumidor* sobre a energia elétrica compensada, serão custeadas pela CDE na componente de energia, ou seja, será arcada somente pelos consumidores cativos às distribuidoras.

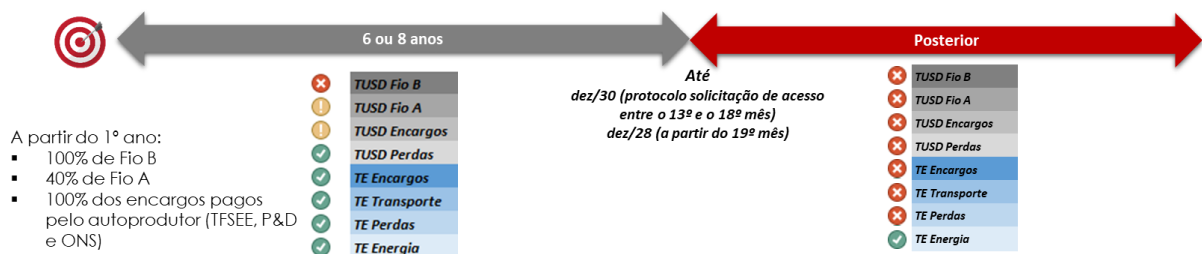


Figura 27– Regra de Transição para nova GD Remota

Fonte: Elaboração do autor (2022).

Simone (2019) em sua dissertação buscou demonstrar quais as repercussões da inserção da GD fotovoltaica na receita das distribuidoras em virtude da diminuição do mercado e nas

tarifas dos consumidores, como elevação para os consumidores que não possuem o sistema instalado na realidade regulatória existente antes do marco regulatório, onde-se prevalecia a existência do subsídio cruzado interno à cada área de concessão, porém implícito e sem previsão legal.

As principais alterações no sistema de compensação de energia elétrica trazidas pelo marco regulatório da GD foram esgotadas nesse item do presente capítulo. Diante dessa alteração relevante no mecanismo de incentivo, que passou a ter uma previsão legal, é oportuno avançar os estudos até então realizados, fator esse que motivou a elaboração deste trabalho.

No próximo capítulo será apresentada a avaliação da energia teórica produzida pela Geração Distribuída no ano de 2021 bem como o impacto do marco da geração distribuída na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Ao final desse capítulo será apresentada avaliação do impacto nas tarifas de energia se o marco legal da micro e minigeração distribuída fosse aplicado no início no ano de 2021, no estudo de caso da perspectiva econômica dos consumidores da ENEL-SP e da CEMIG.

### 3 DESCRIÇÃO E ANÁLISE DO ESTUDO DE CASO

Neste capítulo será apresentado o estudo de caso pela perspectiva tarifária dos consumidores da ENEL SP e CEMIG. Assim, o presente capítulo está dividido em seis partes. Na primeira é conceituada a energia teórica produzida pela Geração Distribuída, com o cálculo para cada distribuidora no ano de 2021. Na segunda é detalhado o impacto do marco legal da geração distribuída na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Na terceira são apresentados os reflexos setoriais nas tarifas de energia homologadas no ano de 2022. Na quarta faz-se uma avaliação da assimetria na política pública criada pelo marco legal da GD, a fim de responder à questão central deste trabalho. Por fim, na quinta e sexta parte são apresentados os impactos tarifários para a ENEL-SP e CEMIG respectivamente.

#### 3.1 ENERGIA TEÓRICA PRODUZIDA PELA GD

O cálculo da energia teórica produzida pelas usinas de geração distribuída foi baseado na estimativa apresentada na Nota Técnica DEA 005/2021: Balanço Energético Nacional – Manual Metodológico, editada pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, conforme a Equação 1.

A estimativa foi realizada através da quantificação da contribuição energética de cada sistema de geração existente cadastrados na base de dados da ANEEL.

$$E_{f,d} = \sum_{i=1}^n P_{i,f,d} \times FC_f \times Z_b \times 24 \times (1 - k)^{Z_T} \quad (1)$$

Onde:

$E_{f,m,s}$  é a energia gerada no ano base, para a fonte  $f$  e distribuidora  $d$ ;

$i$  é o índice de cada sistema de geração em operação no ano base, sendo incrementado do primeiro até o total  $n$ ;

$P_{i,f,d}$  é a potência instalada do sistema  $i$ , da fonte  $f$  e distribuidora  $d$ ;

$FC_f$  é o fator de capacidade para a fonte  $f$ , conforme Tabela 4, e distribuidora  $d$ ;

$Z_b$  é o número de dias de operação da potência  $P_i$  no ano base;

$k$  é o fator de degradação diário da tecnologia. Para a fonte fotovoltaica, foi calculado como  $(1 + 0,005)(1/365) - 1$ ;

$Z_T$  é o número total de dias em operação da Pi desde a sua instalação até o final do ano base.

Tabela 4 – Fator de capacidade médio adotado para fonte f

Fonte	Fator de Capacidade (FC)
<b>Térmica (UTE)</b>	70%
<b>Hidráulica (CGH)</b>	46%
<b>Eólica (EOL)</b>	30%

Fonte: Elaboração do autor baseado em EPE (2021).

Para as usinas novas que entram em operação ao longo do ano base de 2021, utilizado neste estudo, a estimação da geração considera o funcionamento proporcional ao número de dias em que a unidade esteve conectada.

Para estimar o fator de capacidade dos sistemas fotovoltaicos utiliza-se a Equação 2 (adaptada de Zilles, 2012):

$$FC_{f,d} = \frac{PRs \times GTIm}{24 \times ISTC} \quad (2)$$

Onde:

PR define o *Performance Ratio* que incorpora perdas por temperatura, sujeira, conversão CC/CA, eficiência do inversor, etc. Assumido valor igual a 0,75 (baseados em Pinho e Galdino, 2014);

GTI(d) é a irradiação diária global média no plano inclinado para a distribuidora d, conforme Tabela 11 no anexo. Obtidas a partir do Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2ª Edição (Pereira et al., 2017);

ISTC é a irradiância nas condições padrões de teste = 1 [kW/m<sup>2</sup>].

Conforme apresentado no Capítulo 2, a energia elétrica que é produzida simultaneamente ao consumo não é registrada pelo medidor da distribuidora e não será contabilizada no subsídio custeado pela CDE. A simultaneidade do consumo e geração ocorre nas instalações que possuem a geração distribuída conectada com carga associadas.

Apesar do montante de energia consumida simultaneamente representar impacto no mercado consumido das distribuidoras, e por consequência aos demais consumidores, esse efeito é análogo a qualquer outra ação de medida de eficiência energética adotada pelos consumidores, como por exemplo a substituição da iluminação para a tecnologia *Light-Emitting Diode* (LED).

Neste estudo adotou-se o valor mais provável para a simultaneidade em residências é de 45% (ABSOLAR, 2019) e para minigerações, cuja potência instalada é superior a 75 kW fator adotado foi de 0%, pois entende-se que na média, a energia produzida em centrais *utility-scale* é integralmente injetada na rede, exceto pelo consumo local utilizado nos serviços auxiliares e sistemas de comando e controle etc.

Portanto, para o cálculo da energia produzida e que não é consumida simultaneamente, ou seja, injetada na rede da distribuidora local, aplica-se sobre a energia gerada no ano base ( $E_{f,m,s}$ ) a equação 3.

$$E_{ir,f,d} = E_{f,d} \times (1 - F_s) \quad (3)$$

Onde:

$E_{ir,f,d}$  é a energia injetada na rede da distribuidora d no ano base para a fonte f;

$E_{f,m,s}$  é a energia gerada no ano base, para a fonte f e distribuidora d;

$F_s$  é o fator de simultaneidade médio.

Os resultados do cálculo da energia teórica produzida pelas usinas de geração distribuída conforme o método apresentado encontra-se na Tabela 12 no anexo. A Figura 28 apresenta o Energia injetada na rede da distribuidora em MWh por UF em 2021, destacando o estado de Minas Gerais, São Paulo e Mato Grosso que lideram a capacidade instalada durante o ano base.

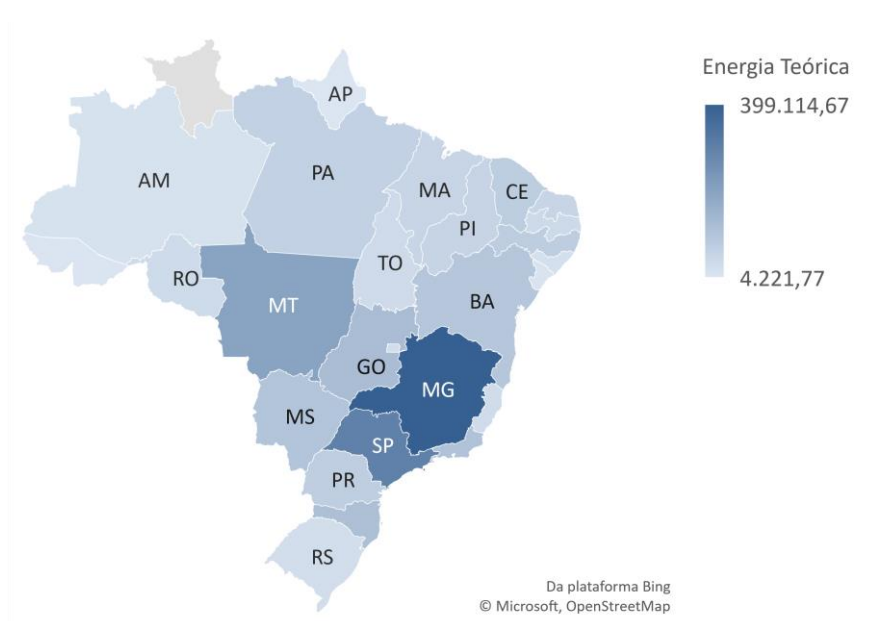


Figura 28 – Energia injetada na rede da distribuidora em MWh por UF em 2021  
Fonte: Elaboração do autor baseado em ANEEL (2022b).

As usinas fotovoltaicas continuaram representando mais de 97 % na capacidade instalada no ano de 2021, e por consequência da energia teórica injetada conforme demonstra a Tabela 5.

Tabela 5 – Energia injetada na rede da distribuidora  $E_{ir,f,d}$ , por fonte f

<b>Fonte</b>	<b>Energia Teórica Injetada MWh</b>
<b>UFV</b>	2.285.448,34
<b>UTE</b>	55.878,74
<b>CGH</b>	8.238,30
<b>EOL</b>	221,14

Fonte: Elaboração do autor baseado em ANEEL (2022b).

Com a estimativa da energia gerada e injetada na rede da distribuidora será possível calcular monetariamente o subsídio que seria custeado pela CDE na hipótese de a vigência da regra de transição estabelecida pela Lei 14.300 fosse em 2021, conforme será detalhado no próximo item deste capítulo.

### 3.2 IMPACTO DO SUBSÍDIO NA CDE

A Lei 14.300/2022 estabeleceu que as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia incidentes e não remuneradas pelo *prossumidor* sobre a energia elétrica compensada, serão custeadas pela CDE na componente de energia.

Para consumidores que possuem a GD instalada para uso no próprio local, o valor a ser custeado pela CDE considera a tarifa de aplicação deduzida da parcela remunerada pelo *prossumidor* (15 % da TUSD Fio B) e das componentes tarifárias associadas ao custo da energia.

Segundo a ANEEL (2022k), sobre a energia compensada não ocorre a incidência das componentes tarifárias da TE – Energia, TE – Transporte de Itaipu e TE – Rede Básica Itaipu, por serem associadas ao custo de energia. Essas componentes estão agrupadas na TE Transporte, conforme a equação 4.

$$CDE\ GD\ Local = TAplicação - TE\ Energia - TE\ Transporte - 0,15 \times TUSD\ Fio\ B \quad (4)$$



Para consumidores que possuem a GD instalada e compensam a energia produzida em outra unidade consumidora, o valor a ser custeado pela CDE considera a tarifa de aplicação deduzida da parcela remunerada pelo *prossumidor* (100 % da TUSD Fio B e 40% da TUSD Fio A) e das componentes tarifárias associadas ao custo da energia, conforme a equação 5.

$$CDE\ GD\ Remota = T_{Aplicação} - TE\ Energia - TE\ Transporte - TUSD\ Fio\ B - 0,40 \times TUSD\ Fio\ A \quad (5)$$

Como visto, será necessário aplicar regras distintas para a GD Local e a GD Remota. Além disso, considerando um estudo simplificado, o efeito na CDE das GDs existentes e novas em distribuidoras com mercado próprio anual inferior a 700 GWh não foi calculado.

A Tabela 13 apresenta Capacidade instalada (kW) de geração distribuída por distribuidora em 2021 utilizada para o cálculo da energia injetada em MWh por distribuidora em 2021, com os dados representados na Tabela 14, ambas no anexo.

Cada componente tarifário das tarifas homologadas em 2021 que foram utilizados para determinar a *CDE GD Local* e *CDE GD Remota* foram obtidos na ANEEL e estão representados na Tabela 15 no anexo. Os resultados do cálculo do montante de recurso que seria custeado pela CDE para subsidiar a GD com aplicação no ano base de 2021 conforme o método apresentado encontra-se na Tabela 17 no anexo.

O orçamento da CDE para 2022 foi definido em R\$ 32,096 bilhões, sendo que R\$ 30,219 bilhões são arcados pelas quotas CDE Uso presente nas tarifas dos consumidores de energia das distribuidoras. Para simular o impacto do subsídio da GD que seria custeado pela CDE em 2022, utilizou-se o memorial de cálculo disponibilizado pela ANEEL na Consulta Pública que discutiu o orçamento para a CDE em 2022.

A Tabela 6 demonstra as receitas e despesas utilizadas na definição do orçamento da CDE 2022, em que na rubrica dos descontos tarifários da distribuição somou-se o valor estimado do subsídio da GD, que representa R\$ 1,405 bilhão.

Tabela 6 – Orçamento da CDE 2022 – Custeio subsídio da GD

<b>DESPESAS</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
<b>Restos a pagar / provisões</b>	236	113	1.084
<b>Universalização - PLpT e Kit Instalação</b>	1.142	1.297	1.140
<b>Tarifa Social - Baixa Renda</b>	2.661	3.656	5.430
<b>Carvão Mineral Nacional</b>	666	750	898
<b>CCC - Sistemas Isolados</b>	7.489	8.481	11.964
<b>Descontos Tarifários na Distribuição</b>	8.494	8.175	9.323 + 1.295
<b>Descontos Tarifários na Transmissão</b>	855	1.042	1.755
<b>Subvenção Cooperativas</b>	346	384	494
<b>CAFT CCEE</b>	25	18	7
<b>Reserva Técnica</b>	0	0	0
<b>Total</b>	<b>21.912</b>	<b>23.917</b>	<b>33.390</b>

<b>RECEITAS</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
<b>Saldo em Conta</b>	0	564	0
<b>P&amp;D - MP 998</b>	0	2.230	422
<b>UBP</b>	774	1.067	1.268
<b>Multas</b>	143	144	147
<b>Recursos da União</b>	0	0	0
<b>Recursos da RGR</b>	843	257	0
<b>Outras disponibilidades</b>	48	81	40
<b>Quotas CDE – Uso</b>	20.105	19.574	30.218 + 1.295
<b>Total</b>	<b>21.912</b>	<b>23.917</b>	<b>33.390</b>

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da ANEEL (2022e).

Considerando exclusivamente o custeio do subsídio da GD, na hipótese de somar aos demais descontos tarifários da distribuição, o orçamento da CDE para 2022 seria definido em R\$ 33,4 bilhões, cerca de R\$ 1,3 bilhão superior, sendo que R\$ 31,5 bilhões seriam destinados às tarifas dos consumidores de energia das distribuidoras.

Conforme detalhado no item 2.6 do Capítulo 2 deste trabalho, o rateio da CDE é proporcional ao mercado elegível de cada distribuidora. Para estimar o impacto da CDE nas duas distribuidoras que serão analisadas no estudo de caso, foi necessário determinar o efeito do aumento da CDE em todas as distribuidoras para então determinar o rateio.

O mercado utilizado para a CDE Uso é distinto (cativo + livre). Para tanto, foi necessário determinar o mercado cativo para cada nível de tensão de cada distribuidora utilizando informações do SAMP, conforme indicado na Tabela 17. Os resultados do cálculo da quota da

CDE Uso com o comparativo s quota com e sem o subsídio da GD estão dispostos na Tabela 18 no anexo.

A Figura 29 representa parcialmente as distribuidoras que teriam maior impacto devido ao acréscimo do subsídio da GD na CDE. Como se pode observar a CEMIG e ENEL SP teriam acréscimo de mais de R\$ 140 milhões na quota CDE Uso que seriam repassados nas tarifas de seus consumidores.

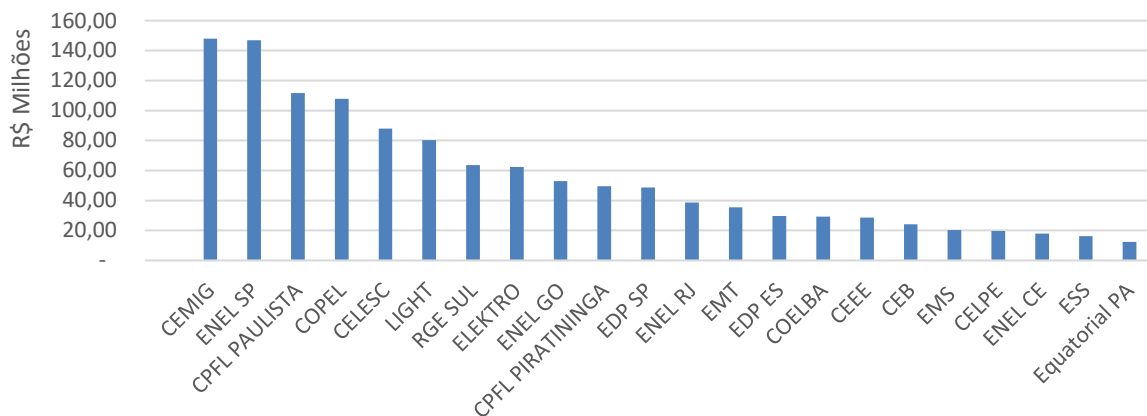


Figura 29 – Delta na Quota CDE Uso devido ao custeio do subsídio da GD  
Fonte: Elaboração do autor baseado em ANEEL (2022b).

Após determinar o acréscimo de quota da CDE Uso de cada distribuidora para custear o subsídio estimado em R\$ 1,295 bilhão é possível determinar qual o efeito que seria percebido para os consumidores em 2022 se o subsídio fosse aplicado no ano base de 2021. O detalhamento dessa análise de impacto será apresentado no próximo subitem.

### 3.3 IMPACTO NAS TARIFAS DOS CONSUMIDORES EM 2022

Os reajustes tarifários estão previstos nos contratos de concessão das distribuidoras e buscam equilibrar econômica e financeiramente a receita das empresas para possibilitar a prestação do serviço durante o próximo ano. No geral os processos tarifários em 2022 foram influenciados pelos efeitos registrados da pior crise hídrica no país em 91 anos que elevaram o custo da geração de energia ao despachar usinas termelétricas para suprir o déficit da hidroeletricidade. O efeito percebido nas tarifas é reflexo de atualização em rubricas não

gerenciáveis pelas distribuidoras (encargos, transporte e energia) e nos custos diretamente gerenciável pela distribuidora.

Neste trabalho, não é objetivo principal analisar com detalhe os efeitos nas tarifas de energia elétrica, mas para compreender o estudo de caso é necessário conhecer as dimensões que refletem no reajuste tarifário. Portanto, na sequência será apresentado um breve resumo dos principais efeitos nas tarifas em 2022 para então abordar a realidade da ENEL-SP e da CEMIG.

O principal fator que influenciou no aumento Encargos Setoriais diz respeito à CDE. O montante do orçamento do fundo setorial da CDE passou para R\$ 32,1 bi em 2022, sendo 34,2% maior que 2021, quando o orçamento ficou em R\$ 23,9 bilhões. Em relação aos valores de 2021, houve aumento de 54,3% na previsão do custo das quotas anuais da CDE – USO. Esse aumento para 2021 deve-se aos efeitos da Lei nº 14.203, de 2021, que alterou a orientação para inscrição de beneficiários da Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE, passando a prever a inscrição automática de unidades consumidoras.

Além disso foi adicionado um novo componente do Encargo CDE, denominado CDE – Conta Covid, relacionado ao pagamento do empréstimo da Conta-Covid, conforme disposto no Decreto nº 10.350/2020, destinado a receber os recursos de operação financeira para enfretamento dos impactos da pandemia da Covid-19 no setor elétrico e alívio do caixa das distribuidoras em 2020.

Os custos de transporte são obtidos a partir das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e das Receitas Anuais Permitidas (RAP) das concessionárias de transmissão para o ciclo 2022-2023. O incremento total observado nas RAPs foi decorrente do efeito inflacionário do reajuste dos contratos e da entrada de novas instalações de transmissão.

Cada contrato de energia registrado entre as distribuidoras e geradoras segue índices distintos para atualização do valor da energia, como por exemplo o Dólar utilizado para valorar a energia proveniente da UHE Itaipu.

Quando acontece a Revisão Tarifária Periódica, a ANEEL redefine os custos que são gerenciados pela empresa. A receita da distribuidora é composta pelos custos dos novos investimentos, da operação do sistema elétrico, atendimento a clientes, pagamento de pessoal próprio e terceiros para atendimento comercial dos clientes, manutenção e operação das redes e subestações, custo com a frota de veículos, uniformes, Equipamentos de Proteção Individual

e Coletivos (EPIs e EPCs), remuneração e depreciação dos ativos, etc. Nos reajustes tarifários a receita da distribuidora é atualizada pelo índice inflacionário (IGP-M ou IPCA)

A diferença entre os custos não gerenciáveis homologados (energia, transporte e encargos), e os efetivamente incorridos pela distribuidora no período tarifário de 2021 a 2022 é reconhecida nos processos tarifários. Quando há elevação nesses custos entre o período dos processos tarifários, teoricamente a distribuidora suporta o custo adicional que será fiscalizado e incorporado pela ANEEL no próximo processo tarifário.

### **3.4 ASSIMETRIA IDENTIFICADA NO NOVO MARCO LEGAL**

Conceitualmente uma externalidade surge a partir da ação de um personagem que provoca impacto no bem-estar de um terceiro que não participa diretamente dessa ação, sem pagar nem receber nenhuma compensação por esse impacto. Se o impacto sobre o terceiro é adverso, é chamado externalidade negativa; por outro lado se for benéfico, é chamado de externalidade positiva.

Nesse contexto, o interesse comum em um resultado de mercado prevalece sobre o benefício aos compradores e vendedores; passa a incluir também efeitos de terceiros que são indiretamente afetados. Segundo Mankiw (2009), como os personagens dessa relação desconsideram os efeitos externos de suas ações em sua decisão, o equilíbrio de mercado não é eficiente quando há externalidades.

Antes do marco legal da geração distribuída, Simone (2019) demonstrou em sua dissertação que a inserção da GD possuía basicamente duas externalidades negativas. A primeira com efeito na receita das distribuidoras em virtude da diminuição do mercado e a segunda nas tarifas dos consumidores, com a elevação das tarifas para os consumidores que não possuem o sistema instalado. Nesse momento prevalecia a existência do subsídio cruzado, implícito, sem previsão legal, mas com efeitos colaterais vinculados apenas aos consumidores de uma mesma concessão.

O termo subsídio é amplamente utilizado na teoria econômica como um antônimo de imposto (WTO, 2006), ou seja, trata-se de uma transferência do governo para pessoas físicas ou jurídicas. De maneira geral, pode-se considerar subsídio público como um mecanismo de política pública que visa incentivar o preço ao consumidor ou o custo do produtor (MYERS e KENT, 1998). Além dessa forma, existe uma intervenção pública sobre os preços do

consumidor ou custos do produtor que não envolve transferências de valores públicos, conhecida na literatura como subsídio cruzado ou privado.

Silva (2015) destacou que à medida que os novos subsídios forem criados e/ou ampliados na CDE, como na Lei 14.300/2022, sem a transferência do governo, serão ampliados também os subsídios cruzados e assimetrias entre submercados, consumidores regulados e entre consumidores livres e regulados e, em consequência, redução da eficiência econômica.

O fator de assimetria foi calculado conforme a Equação 6:

$$Fator\ de\ Assimetria = \frac{DELTA\ CDE-USO\ 2022}{CDE\ GD\ Local + CDE\ GD\ Remota} \quad (6)$$

Onde:

*DELTA CDE – USO 2022* é a diferença da quota CDE USO definida para 2022 com o subsidio da GD, conforme Tabela 17.

*CDE GD Local* é o valor a ser custeado pela CDE para GD Local, conforme Tabela 17;

*CDE GD Remota* é o valor a ser custeado pela CDE para GD Remota, conforme Tabela 17;

Este efeito levantado por Silva (2015) pode ser confirmado no estudo de caso da ENEL-SP e CEMIG, que foram apresentados nos itens 3.4 e 3.5 respectivamente. Estas distribuidoras possuem características equivalentes do mercado consumidor, porém com realidades distintas do ponto de vista da capacidade instalada de geração distribuída. Ou seja, sem a consideração de aporte do Tesouro Nacional que suporte integralmente esse custo, o subsídio criado pela GD, a depender da regra aplicada, poderá fazer com que os consumidores paulistanos sejam onerados para beneficiar os *prossumidores* mineiros, evidenciando assimetria em sua alocação.

De acordo com a Figura 34, as distribuidoras que possuem o fator de assimetria maior do que 1, possuem montante alocado da CDE maior do que o subsídio produzido pela GD em sua área de concessão. Por sua vez, as distribuidoras que possuem o fator de assimetria menor do que 1, possuem montante alocado da CDE menor do que o subsídio produzido.

A Figura 34 apresenta efeito da assimetria no subsídio da GD, por meio de um fator que relaciona o montante de subsídio produzido e o montante alocado em cada área de concessão.

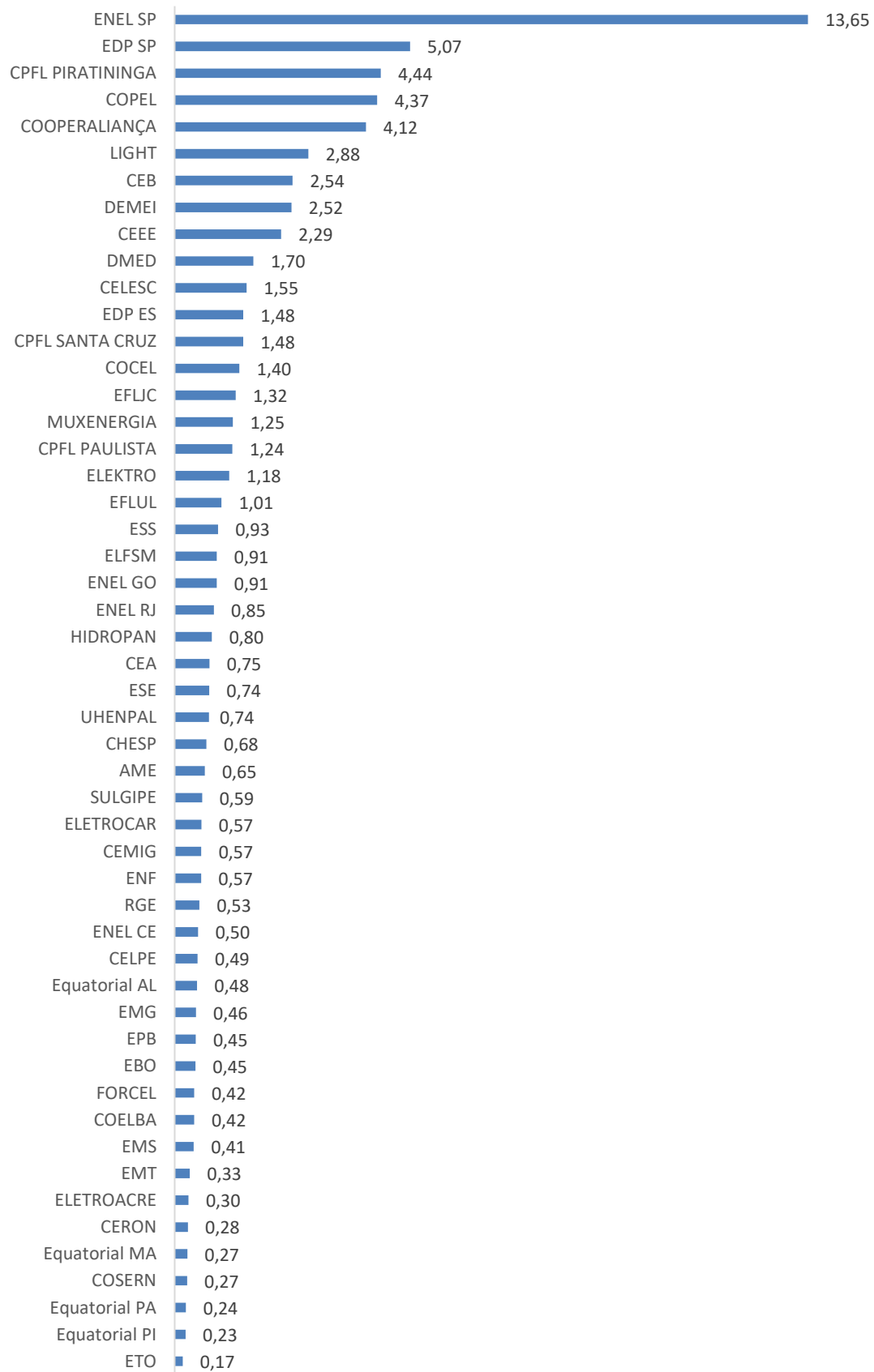


Figura 30 – Fator de assimetria no subsídio da GD para as distribuidoras  
 Fonte: Elaboração do autor (2022).

A CEMIG teve 576,66 MW de capacidade instalada em geração distribuída em 2021, enquanto a ENEL SP ampliou em 37,64 MW a capacidade no mesmo período. Quando se compara as duas distribuidoras, a CEMIG instalou uma capacidade em potência 15 vezes maior do que a ENEL SP. Nessa mesma linha, o fator de assimetria ilustrado na Figura 34 indica que o subsídio GD alocado aos consumidores da ENEL-SP será quase 14 vezes o valor produzido.

Nesse contexto, é necessário ponderar ainda que alguns dos benefícios trazidos pela GD, cita-se a redução de perdas elétricas e postergação nos investimentos, surtirão efeitos apenas dentro de cada área de concessão o que acaba por acentuar a assimetria na redistribuição dos recursos regionais.

### 3.5 ENEL-SP

Segundo a ANEEL (2022d), a ENEL Distribuição São Paulo (ENEL-SP) atende aproximadamente 7,6 milhões de unidades consumidoras nos 24 municípios da região metropolitana de São Paulo cujo consumo de energia elétrica representa faturamento anual na ordem de R\$ 18,5 bilhões. A Figura 30 representa os municípios atendidos pela ENEL-SP.

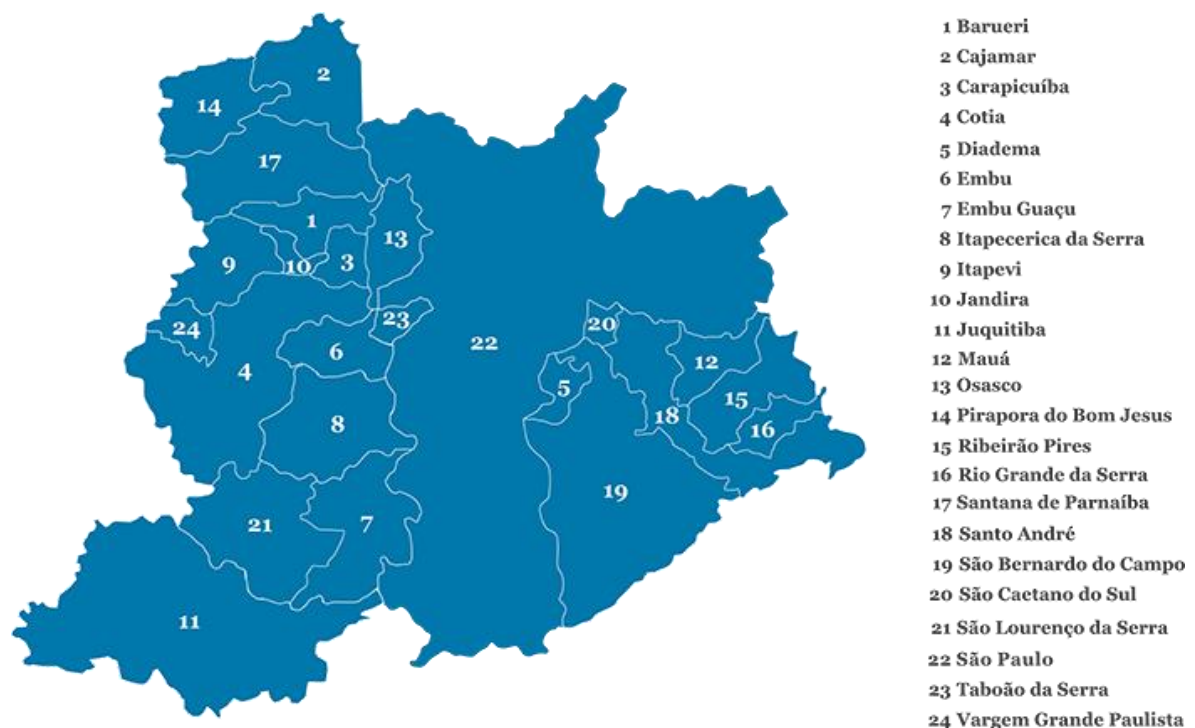


Figura 31 – Municípios atendidos pelo serviço da ENEL-SP



Fonte: ENEL SP (2022).

A Tabela 7 apresenta o mercado consumidor da ENEL-SP, cujo maior número de unidades consumidoras e consumo de energia pertencem à classe residencial, representando respectivamente 94% e 39,1% do total.

Tabela 7 – Mercado consumidor da ENEL-SP

<b>Classe de Consumo</b>	<b>Nº de Unidades Consumidoras</b>	<b>Consumo de Energia (MWh)</b>	<b>Participação no Consumo (%)</b>
<b>Residencial</b>	7.182.721	1.326.235	39,1%
<b>Industrial</b>	27.778	997.436	29,4%
<b>Comercial</b>	408.637	777.672	22,9%
<b>Rural</b>	527	993	0,0%
<b>Iluminação Pública</b>	2.891	37.221	1,1%
<b>Poder Público</b>	15.579	92.388	2,7%
<b>Serviço Público</b>	1.417	153.282	4,5%
<b>Demais classes</b>	421	6.495	0,2%
<b>Total</b>	<b>7.639.971</b>	<b>3.391.721</b>	<b>100%</b>

Fonte: Elaboração do autor baseado em ANEEL (2022i).

Segundo ANEEL (2022d) o efeito médio percebido pelos consumidores no reajuste tarifário de 2022 foi de 12,04%, sendo em média 18,03%, para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e 10,15% para os consumidores conectados em Baixa Tensão (BT).

Para estimar o impacto da elevação do encargo da CDE utilizou-se o memorial de cálculo disponibilizado pela ANEEL (2022d) no processo tarifário da ENEL-SP, somando o valor devido ao subsídio da GD na quota CDE Uso considerada.

A Figura 31 ilustra o efeito para o consumidor da ENEL-SP por componente (ANTES), destacando o efeito devido ao subsídio da GD (DEPOIS). Portanto, estima-se que o reajuste médio da ENEL-SP seria 0,78 pontos percentuais maior se estivesse presente o subsídio da GD relativo ao ano de 2021.

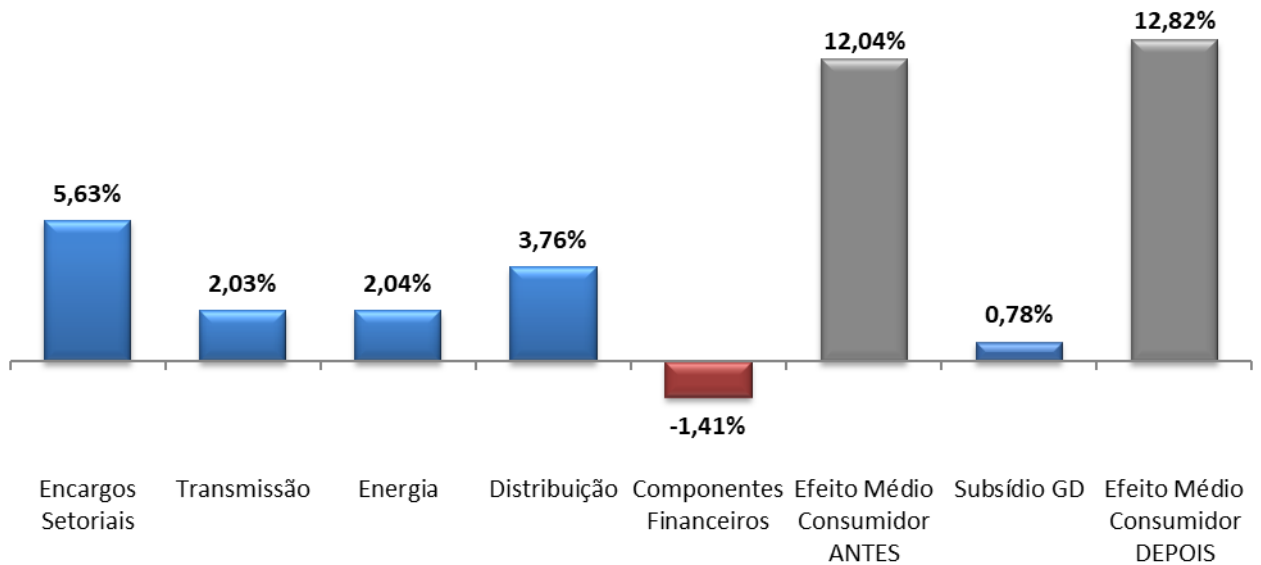


Figura 32 – Impacto nas Tarifas da ENEL – SP em 2022  
 Fonte: Adaptado de ANEEL (2022i).

A partir dessa estimativa é possível verificar o impacto monetário nas tarifas. Para os consumidores residenciais classificados no subgrupo B1, a Tabela 8 representa as tarifas antes e depois do subsídio. Verifica-se que essa tarifa seria R\$ 4,91/MWh maior se estivesse presente o subsídio da GD relativo ao ano de 2021.

Tabela 8 – Impacto nas tarifas dos consumidores residenciais – ENEL-SP

SUBSÍDIO GD	TUSD (R\$/MWh)	TE (R\$/MWh)	TUSD + TE (R\$/MWh)
NÃO	396,03	260,46	656,49
SIM	396,19	265,21	661,40
DELTA	0,16	4,75	4,91

Fonte: Elaboração do autor (2022).

### 3.6 CEMIG

Segundo a ANEEL (2022e), a CEMIG atende aproximadamente 8,8 milhões de unidades consumidoras nos 774 municípios do estado de Minas Gerais, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 18,5 bilhões. A Figura 33 representa as regiões do estado de Minas Gerais atendidas pela CEMIG, com exceção da região Zona da Mata que parcialmente é atendida pela Energisa Minas Gerais (EMG).

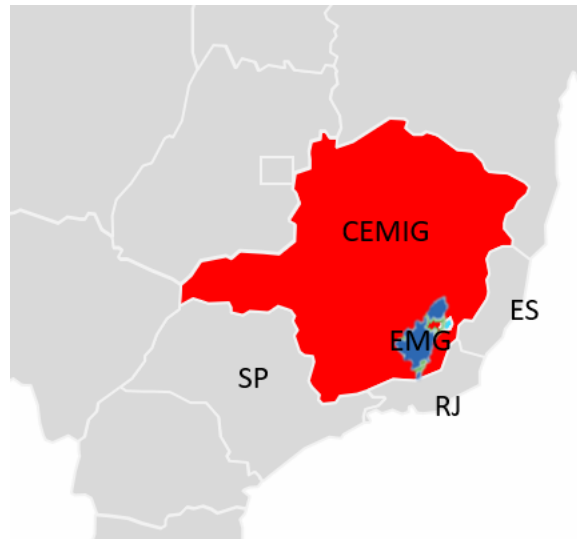


Figura 33 – Região atendida pelo serviço da CEMIG  
Fonte: Adaptado de ANEEL (2022).

A Tabela 9 apresenta o mercado consumidor da CEMIG, cujo maior número de unidades consumidoras pertencem à classe residencial, representando 94% e o consumo de energia é liderado pela classe industrial, representando 48,1% do total.

Tabela 9 – Mercado consumidor da CEMIG

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
<b>Residencial</b>	7.334.487	989.977	26,9%
<b>Industrial</b>	32.083	1.770.910	48,1%
<b>Comercial</b>	942.022	408.217	11,1%
<b>Rural</b>	483.601	168.346	4,6%
<b>Iluminação Pública</b>	6.878	96.991	2,6%
<b>Poder Público</b>	67.543	72.032	2,0%
<b>Serviço Público</b>	13.538	107.489	2,9%
<b>Demais classes</b>	761	67.674	1,8%
<b>Total</b>	<b>8.880.913</b>	<b>3.681.636</b>	<b>100%</b>

Fonte: Elaboração do autor baseado em ANEEL (2022j).

Segundo ANEEL (2022d) o efeito médio percebido pelos consumidores no reajuste tarifário de 2022 foi de 8,80%, sendo em média de 14,31% para os consumidores conectados na AT e de 6,23 para os consumidores conectados na BT.

Para estimar o impacto da elevação do encargo da CDE utilizou-se mesmo método descrito no item da ENEL-SP. A Figura 33 ilustra o efeito para o consumidor da CEMIG por componente (ANTES), destacando o efeito devido ao subsídio da GD (DEPOIS). Portanto,

estima-se que o reajuste médio da CEMIG seria 0,68 pontos percentuais maior se estivesse presente o subsídio da GD relativo ao ano de 2021.

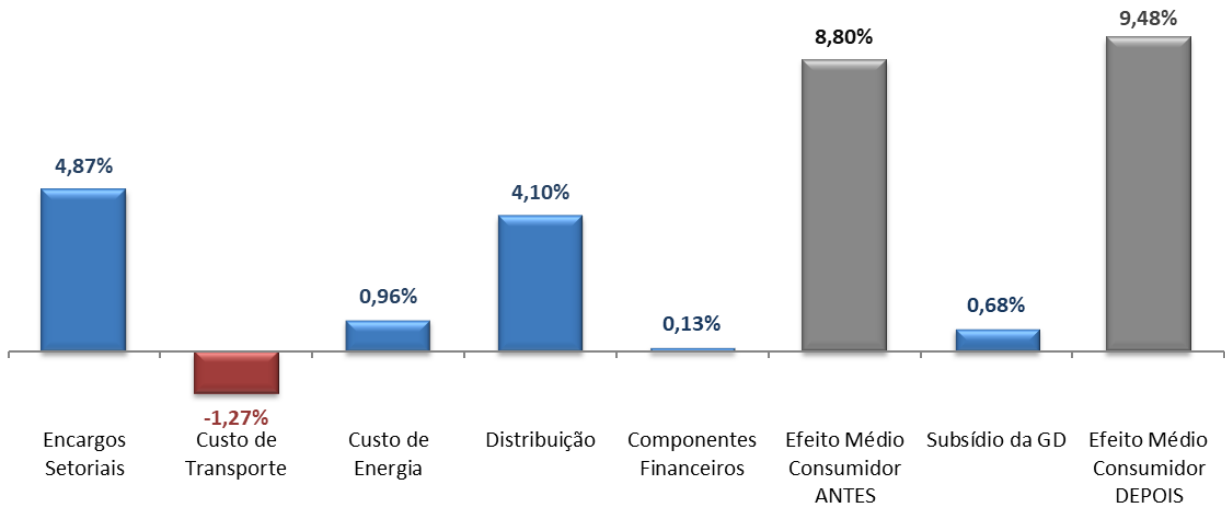


Figura 34 – Impacto nas Tarifas da ENEL – SP em 2022  
Fonte: Adaptado de ANEEL (2022j).

Dessa maneira foi possível verificar o impacto monetário nas tarifas. Para os consumidores residenciais classificados no subgrupo B1, a Tabela 8 apresenta as tarifas antes e depois do subsídio. Verifica-se que essa tarifa seria R\$ 4,71/MWh maior se estivesse presente o subsídio da GD relativo ao ano de 2021.

Tabela 10 – Impacto nas tarifas dos consumidores residenciais – CEMIG

SUBSÍDIO GD	TUSD (R\$/MWh)	TE (R\$/MWh)	TUSD + TE (R\$/MWh)
NÃO	409,13	244,00	653,13
SIM	409,44	248,40	658,79
DELTA	0,31	4,40	4,71

Fonte: Elaboração do autor (2022).

## 4 CONCLUSÕES

Este trabalho buscou avaliar a existência de assimetria na alocação do subsídio criado pela Lei 14.300/2022, que instituiu o marco legal da micro e minigeração distribuída, através de estudo de caso das regiões atendidas pela ENEL-SP e CEMIG. Nesse sentido, a hipótese investigada no decorrer desta monografia foi se a previsão legal do novo subsídio poderia evidenciar uma assimetria, isso porque os consumidores de uma determinada concessão de distribuição poderiam estar custeando consumidores de outras áreas de concessão que possuíssem realidades distintas de capacidade instalada em geração distribuída. Essa hipótese se confirmou com a análises realizada.

Ao percorrer os capítulos do trabalho, alguns aspectos merecem destaque. No Capítulo 2 os principais destaques foram que a GD tem tido um desenvolvimento desigual de capacidade instalada entre os estados brasileiros. Isso se deve ao custo de aquisição do sistema de geração, disponibilidade do recurso utilizado para geração, o valor das tarifas de energia, os impostos praticados, e a oferta latifundiária entre outros, conforme indicado no referido capítulo.

Além disso, observou-se que o custeio da CDE se mostra proporcional ao mercado. Em outras palavras, empresas de distribuição com mesma ordem de grandeza do mercado consumidor possuem a mesma responsabilidade de custeio salvo a relação desproporcional, em extinção gradual, para as distribuidoras localizadas nas regiões Norte e Nordeste quando comparadas com as distribuidoras localizadas nas regiões Sudeste. Por fim, constatou-se, ainda no Capítulo 2, que antes do marco legal da GD ser definido prevalecia a existência do subsídio cruzado interno a cada área de concessão, porém este era implícito e sem previsão legal. Pode-se dizer que o marco legal instituído pela Lei 14.300 resultou em uma outra situação, ou seja, deixou explícito tal subsídio, acentuando a transferência de incentivos cruzados entre as áreas de concessão, conforme visto no estudo de caso do Capítulo 3.

No estudo de caso para a ENEL-SP, realizado no Capítulo 3, calculou-se o efeito médio no reajuste das tarifas de 2022 como sendo 0,78 pontos percentuais acima do esse reajuste seria caso o rateio continuasse como antes, considerando apenas o subsídio dentro da própria área de concessão. Isso resultou em um custo de R\$ 4,91 por MWh imputado ao consumidor residencial na região paulista atendida pela ENEL-SP. Da mesma maneira, o estudo de caso para a CEMIG mostrou que o efeito médio no reajuste das tarifas de 2022 seria de 0,68 pontos percentuais a maior, com R\$ 4,71 por MWh imputado ao consumidor residencial se a CDE já

suportasse esse subsídio. Desse Capítulo 3 convém destacar: (i) a CEMIG teve 576,66 MW de capacidade instalada em geração distribuída em 2021, enquanto a ENEL-SP ampliou em apenas 37,64 MW a capacidade em GD no mesmo período; (ii) quando se comparam as duas distribuidoras, a CEMIG instalou uma capacidade em potência 15 vezes maior do que a ENEL-SP; (iii) consumidores cativos às distribuidoras com características equivalentes do mercado consumidor, a depender da regra aplicada, irão custear valores independentemente do benefício sistêmico que a GD proporcionará àquela área de concessão, evidenciando assimetria na sua alocação do subsídio instituído pelo marco legal da GD; e (iv) o fator de assimetria calculado indica que o subsídio da GD alocado aos consumidores da ENEL-SP será quase 14 vezes o valor produzido.

Os resultados do estudo de caso apresentado no Capítulo 3 permitem concluir que não só haverá subsídio cruzado a partir de 2023, mas que esse será acentuado. Isso porque os consumidores de uma determinada concessão de distribuição com características equivalentes quanto ao mercado consumidor, irão beneficiar em cerca de R\$ 5/kWh os consumidores de outra área de concessão, independentemente do benefício sistêmico que a GD proporcionará àquela área de concessão. Essa análise responde à questão central que se procurou responder e confirmando a hipótese inicial aventada.

Apesar de a amostra utilizada para este estudo de caso não representar a realidade de todas as distribuidoras do Brasil, a análise realizada nesta monografia serviu, ao comprovar a hipótese, que o presente marco regulatório da GD no país merece ser aprimorado. Por fim, é possível indicar sugestões para trabalhos futuros visando aos aprofundamentos dos temas aqui explorados. Dentre eles, é possível escolher outras áreas de concessão no país para realizar novas análises.

Uma outra linha de investigação poderá confrontar o efeito sobre os consumidores quando esse subsídio permanecia implícito, sem previsão legal, mas com efeitos colaterais vinculados apenas aos consumidores de uma mesma concessão *versus* o subsídio atual instituído pelo marco legal. Adicionalmente, conforme visto, na presente monografia adotou-se o critério de rateio já praticado pela CDE, de acordo com a proposta de Consulta Pública nº 50/2022, pela ANEEL. Nessa mesma linha, trabalhos futuros poderão avaliar novos critérios de rateio a fim de mitigar a assimetria evidenciada, dentre os caminhos a serem explorados para o aprimoramento do marco regulatório ora vigente.

## REFERÊNCIAS

ABRADEE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA. **Distribuição de Energia**. 2022. Disponível em:< <https://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia/>>. Acesso em: 14. jul. 2022.

ABSOLAR – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Contribuição à Audiência Pública 001/2019 que teve como objetivo obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório - AIR sobre o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída (Resolução Normativa nº 482/2012)**. 2019. Disponível em:< [https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?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\\_idDocumento=32482&participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?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_idDocumento=32482&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp)>. Acesso em: 04. jul. 2022.

ALMEIDA, M. DESSBESELL, C. S. SAUSEN. A. T. Z. R. CAMPOS, M. **Estudo comparativo entre a geração energética fotovoltaica e o consumo energético de propriedade localizada na zona rural de Ijuí**. 2022. Disponível em:< <https://publicacoeseventos.unijui.edu.br/index.php/salaconhecimento/article/view/22392/20886>>. Acesso em: 07. jul. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa 482**. 2012. Disponível em:< <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 15. set. 2022.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa 482**. 2012. Disponível em:< <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 15. set. 2022.

\_\_\_\_\_. **Cadernos Temáticos ANEEL Micro e Minigeração Distribuída Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2016. Disponível em <<https://biblioteca.aneel.gov.br/Busca/Download?codigoArquivo=178813>>. Acesso em: 08. dez. 2022.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica nº 52/2021-SRM/SRD/ANEEL - Proposta de modelo para Contrato de Geração Distribuída**. 2021. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/025/documento/nota\\_tecnica\\_0025\\_srd\\_dec\\_fec\\_AES\\_Eletropaulo.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/025/documento/nota_tecnica_0025_srd_dec_fec_AES_Eletropaulo.pdf)>. Acesso em 12. ago. 2022.

\_\_\_\_\_. **Ranking da Tarifa Residencial**. 2022a. Disponível em:<<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/rankingtarifas>>. Acesso em: 04. set. 2022.

\_\_\_\_\_. **Relação de empreendimentos de Geração Distribuída**. 2022b. Disponível em:< <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empresendimentos-de-geracao-distribuida>>. Acesso em: 04. set. 2022.

\_\_\_\_\_. **Tarifa Residencial – Evolução por função de custo**. 2022c. Disponível em:< <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiOTY0NWQzOGItMmQ3ZS00MWUzLTlINmMtNTA5NTYxODdhYTgzIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYjYtNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>>. Acesso em: 07. jul. 2022.

\_\_\_\_\_. **Submódulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária PRORET – Procedimentos**

**Gerais.** 2022d. Disponível

em:<[https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003\\_Proret\\_Submod\\_7\\_1\\_V2\\_5C.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_7_1_V2_5C.pdf)>. Acesso em: 04. set. 2022.

\_\_\_\_\_. **Orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.** 2022e. Disponível em:<

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZDBINjg1N2ItYjllhOC00YmVhLTlkMWQ0NzkzZWYyYzRlNDgyIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiR9>>. Acesso em: 04. out. 2022.

\_\_\_\_\_. **Submódulo 5.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária PRORET – Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.** 2022f. Disponível em:<

[https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003\\_Proret\\_Submod\\_5\\_2\\_V1\\_1C.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_5_2_V1_1C.pdf)>. Acesso em: 25. set. 2022.

\_\_\_\_\_. **Memorial de Cálculo disponibilizado para Consulta Pública nº 81/2021, instituída com vistas a colher subsídios e informações adicionais para definir o orçamento e as quotas anuais da Conta de Desenvolvimentos Energético (CDE) de 2022.** 2022g. Disponível em:<

[https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003\\_Proret\\_Submod\\_5\\_2\\_V1\\_1C.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_5_2_V1_1C.pdf)>. Acesso em: 24. out. 2022.

\_\_\_\_\_. **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012 - Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019**

SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL. 2022h. 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\\_idDocumento=38566&participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp](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_idDocumento=38566&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp)>.

Acesso em: 15. set. 2022.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica nº 98/2022-SGT/ANEEL. Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à ENEL Distribuição São Paulo - Enel SP e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2022.** 2022i.

Disponível em

<[https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/Nota%20t%C3%A9cnica\\_Enel%20SP\\_2022.pdf](https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/Nota%20t%C3%A9cnica_Enel%20SP_2022.pdf)>. Acesso em: 22. out. 2022.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica nº 192/2022-SGT/ANEEL. Proposta de abertura de Consulta Pública, com vistas a obter subsídios para a regulação econômica da Lei n. 14.300/2022.** 2022k. 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\\_idDocumento=47642&participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp](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_idDocumento=47642&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp)>.

Acesso em: 07. jan. 2023.

\_\_\_\_\_. **Dados Abertos ANEEL** 2022l. Disponível em:

<<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/samp>>. Acesso em 12. out. 2022.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica nº 52/2021-SRM/SRD/ANEEL - Proposta de modelo para Contrato de Geração Distribuída.** 2021. Disponível em:



<[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/025/documento/nota\\_tecnica\\_0025\\_srd\\_dec\\_fec\\_AES\\_Eletropaulo.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/025/documento/nota_tecnica_0025_srd_dec_fec_AES_Eletropaulo.pdf)>. Acesso em 12. ago. 2022.

ARAÚJO, J. L. R. H. **Modelos de formação de preços na regulação de monopólios**. Econômica, v3, n. 1, 2001.

BERG, S.V. **Introduction to the Fundamentals of Incentive Regulation. Public Utility**. Research Center University of Florida, 1998

CNPE. Resolução nº 15 de 2020 – Estabelece as Diretrizes Nacionais para Políticas Públicas voltadas à Microgeração e Minigeração Distribuída no País, 2020. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/despacho-do-presidente-da-republica-296427418>> Acesso em: 18. set. 2022.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético**. 2018. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/ND%20-%20Recursos%20Energ%C3%A9ticos%20Distribu%C3%ADdos.pdf>>. Acesso em: 25. ago. 2022

\_\_\_\_\_. **Plano Decenal de Energia 2030**. 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>>. Acesso em: 04. set. 2022

\_\_\_\_\_. **Balanco Energético Nacional**. 2022a. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022>>. Acesso em: 24. jul. 2022

\_\_\_\_\_. **Anuário Estatístico de Energia 2021**. 2022b. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anu%C3%A1rio\\_2021.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anu%C3%A1rio_2021.pdf)>. Acesso em: 04. ago. 2022

FUGIMOTO, Sergio K. **Estrutura de tarifas de energia elétrica: análise crítica e proposições metodológicas**. São Paulo, 2010. 195 p. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2016.

IBGE - INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **O efeito “Robin Hood às avessas” da energia solar**. São Paulo, 2021. 13 p. Disponível em: <[https://idec.org.br/sites/default/files/estudo\\_gd\\_robin\\_hood\\_as\\_avessas\\_2\\_1.pdf](https://idec.org.br/sites/default/files/estudo_gd_robin_hood_as_avessas_2_1.pdf)>. Acesso em: 09. set. 2022

IDEC - INSTITUTO BRASILEIRO DE DEFESA DO CONSUMIDOR. **O efeito “Robin Hood às avessas” da energia solar**. São Paulo, 2021. 13 p. Disponível em: <[https://idec.org.br/sites/default/files/estudo\\_gd\\_robin\\_hood\\_as\\_avessas\\_2\\_1.pdf](https://idec.org.br/sites/default/files/estudo_gd_robin_hood_as_avessas_2_1.pdf)>. Acesso em: 04. jun. 2022

IEI. **Net Energy Metering: Subsidy issues and Regulatory solutions**. Institute for Electric Innovation. The Edison Institute. September 2014.

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2021**. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. 2022. 204 p. Disponível em: <[https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA\\_Renewable\\_Power\\_Generation\\_Costs\\_2021.pdf](https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Renewable_Power_Generation_Costs_2021.pdf)>. Acesso em: 04. set. 2022

MANKIWI, N. Gregory. Introdução à economia. Tradução da 3ª edição Norte Americana. São Paulo. Cengage Learning, 2009

MIT. “**Cross-subsidization of DG network users by customers without DG**”. Utility of the Future An MIT Energy Initiative response to an industry in transition, p. 85. December 2016. Disponível em: < <https://energy.mit.edu/research/utility-future-study/>>. Acesso em: 24. set. 2022

MYERS, N. KENT, J. **Perverse Subsidies**. International Institute for Sustainable Development, Winnipeg, 1 May 1998.

OLIVEIRA, Adriano S. MIGUEZ, José D. G. ANDRADE, Tulio C. M A. **A convenção sobre mudança do clima e o seu protocolo de quioto como indutores de ação**. Capítulo 1 do Livro: Legado do MDL: impactos e lições aprendidas a partir da implementação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo no Brasil / organizadores: Flavia Witkowski Frangetto, Ana Paula Beber Veiga, Gustavo Luedemann. – Brasília: IPEA, 2018.

ONU. **Acordo de Paris**. Documento final traduzido para o português pelo Centro de Informação das Nações Unidas para o Brasil (UNIC Rio), 2015. Disponível em: <<https://brasil.un.org/pt-br/node/88191>>. Acesso em: 02. nov 2022

ONU. **COP26 é encerrada e texto final dita os compromissos dos próximos 30 anos**. 2021. Disponível em: < <https://brasil.un.org/pt-br/158590-cop26-e-encerrada-e-texto-final-dita-os-compromissos-dos-proximos-30-anos> >. Acesso em: 02. nov 2022

PACHECO, Claudio R. F. **Fundamentos da utilização de energia solar. Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética**. São Paulo, 2021. 490 p. Livro (Capítulo 9). 2a ed.

PAIVA, Juliana L. B. V. B. C. **A Liberalização do mercado de energia elétrica brasileiro: regulação para promoção da concorrência no varejo ("full retail competition")**. Rio de Janeiro, 2021. 176 f. Dissertação. Escola de Direito do Rio de Janeiro da Fundação Getulio Vargas

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: < <http://urlib.net/rep/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE> > Acesso em: 14. ago. 2022

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. 2014. CEPEL/CRESESB. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)>. Acesso em: 15. set. 2022

ROGERS, E. **The Diffusion of Innovations**. The Free Press, New York, USA, 5th edition, 2003.

SEEG – SISTEMA DE ESTIMATIVAS DE EMISSÕES E REMOÇÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA. **Total emissions**. 2022a. Disponível em: < [https://plataforma.seeg.eco.br/total\\_emission](https://plataforma.seeg.eco.br/total_emission) >. Acesso em: 04. jul. 2022

SIMONE, Lucas F. C. **Inserção da micro e minigeração distribuída solar fotovoltaica: impactos na receita da distribuidora e nas tarifas dos consumidores**. São Paulo, 2019. 148 p. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2019.

SILVA, R. M. Impactos dos Subsídios Custeados pela Conta de Desenvolvimento Energético. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/ Senado, Fevereiro/2015 (Texto para Discussão nº 167). Disponível em: <[www.senado.leg.br/estudos](http://www.senado.leg.br/estudos)>. Acesso em 04. out. 2022

VISCUSI, W. K.; HARRINGTON JR, J. E.; VERNON, J. M. **Economics of Regulation and Antitrust**. Cambridge Massachusetts, Londres, 2015.

WORLD TRADE ORGANIZATION (WTO). World Trade Report 2006: Exploring the Links between Subsidies, Trade and the WTO. Geneva, 2006.

ZILLES, R. et al. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. Oficina de Textos, São Paulo, 2012.

## **APÊNDICE**

Tabela 11 – Irradiação diária global média no plano inclinado por distribuidora

<b>Distribuidora</b>	<b>GTI (m)</b>
AME	4,976
BOA VISTA	5,142
CEA	5,197
CEB	5,879
CEEE	5,16
CELESC	5,065
CELPE	5,114
CEMIG	5,733
CERON	5,105
CHESP	5,648
COCEL	5,536
COELBA	5,306
COOPERALIANÇA	5,065
COPEL	5,158
COSERN	5,348
CPFL PAULISTA / PIRATININGA E SANTA CRUZ	5,423
DEMEI	5,16
DMED	5,733
EBO	5,284
EDP ES	5,132
EDP SP	5,423
EFLJC	5,065
EFLUL	5,065
ELEKTRO	5,423
ELETROACRE	5,198
ELETROCAR	5,16
ELFSM	5,733
EMG	5,733
EMS	5,951
EMT	5,536
ENEL CE	5,433
ENEL GO	5,648
ENEL RJ	5,465
ENEL SP	5,423
ENF	5,465
EPB	5,284
EQUATORIAL AL	5,382
EQUATORIAL MA	5,326
EQUATORIAL PA	5,24
EQUATORIAL PI	5,669
ESS	5,423
ESSE	5,425
ETO	5,673
FORCEL	5,158
HIDROPAN	5,16
IENERGIA	5,065
LIGHT	5,465
MUXENERGIA	5,16
RGE	5,16
RGE SUL	5,16
SULGIPE	5,425
UHENPAL	5,16

Fonte: Elaboração do autor baseado em ANEEL (2022h).

Tabela 12 – Energia teórica em MWh estimada por distribuidora para o ano de 2021

<b>DISTRIBUIDORA</b>	<b>UF</b>	<b>UFV</b>	<b>UTE</b>	<b>CGH</b>	<b>EOL</b>
AME	AM	15.512,69	-	-	-
CEA	AL	4.221,77	-	-	-
CEB	DF	28.450,63	-	-	-
CEEE	GO	23.841,32	577,63	-	-
CELESC	MG	113.790,61	7.644,07	5.070,12	-
CELPE	GO	76.545,67	-	-	-
CEMIG	BA	358.064,61	-	-	-
CERON	SP	37.677,90	267,48	-	-
CHESP	SP	1.625,66	-	-	-
COCEL	SP	1.652,62	-	-	-
COELBA	MG	95.935,30	-	-	-
COOPERALIANÇA	ES	449,84	-	49,11	21,38
COPEL	SP	70.330,10	-	-	-
COSERN	SP	53.697,19	-	918,53	-
CPFL PAULISTA	AC	135.751,04	-	-	-
CPFL PIRATININGA	SP	13.278,48	15.800,40	-	-
CPFL SANTA CRUZ	ES	11.107,92	-	-	-
DEMEI	MG	738,58	764,61	-	-
DMED	MS	2.053,05	532,90	-	-
EBO	MT	6.247,68	21.204,05	2.095,39	-
EDP ES	CE	29.228,78	18,55	-	4,12
EDP SP	RJ	11.174,70	-	-	-
EFLJC	RJ	38,53	-	-	-
EFLUL	AL	239,46	-	-	-
ELEKTRO	MA	62.272,55	4.169,09	-	-
ELETROACRE	PA	8.147,79	-	-	11,79
ELETROCAR	SP	2.124,00	-	-	-
ELFSM	TO	4.758,93	-	-	-
EMG	RJ	25.518,20	-	-	-
SEM	SE	102.170,90	-	-	-
EMT	RS	179.768,06	301,19	-	-
ENEL CE	SC	75.745,51	2.583,11	105,16	183,78
ENEL GO	PE	121.672,58	-	-	-
ENEL RJ	RO	63.959,51	-	-	-
ENEL SP	PR	17.500,28	-	-	-
ENF	SC	3.803,17	-	-	0,07
EPB	RN	34.459,31	-	-	-
Equatorial AL	RS	20.904,47	-	-	-
Equatorial MA	PB	50.456,56	-	-	-
Equatorial PA	PR	65.584,31	-	-	-
Equatorial PI	SC	56.565,69	-	-	-
ESS	RS	33.068,82	-	-	-
ESSE	PB	9.996,83	-	-	-
ETO	PI	36.102,35	-	-	-
FORCEL	SE	503,99	-	-	-
HIDROPAN	PR	681,72	-	-	-
LIGHT	RS	39.616,65	-	-	-
MUXENERGIA	RS	430,43	-	-	-
RGE SUL	RGE	176.067,43	-	-	-
SULGIPE	RS	1.394,05	-	-	-
UHENPAL	PR	520,11	2.015,66	-	-
<b>TOTAL</b>		<b>2.285.448,34</b>	<b>55.878,74</b>	<b>8.238,30</b>	<b>221,14</b>

Fonte: Elaboração do autor baseado em ANEEL (2022b).

Tabela 13 – Capacidade instalada (kW) de geração distribuída por distribuidora em 2021

	<b>GD LOCAL</b>	<b>GD REMOTA</b>	<b>TOTAL</b>
<b>AME</b>	18.717,86	10.523,38	29.241,24
<b>CEA</b>	6.302,22	1.055,22	7.357,44
<b>CEB</b>	33.184,35	4.731,64	37.915,99
<b>CEEE</b>	32.565,93	10.977,03	43.542,96
<b>CELESC</b>	173.501,38	67.643,29	241.144,67
<b>CELPE</b>	88.381,81	53.965,59	142.347,40
<b>CEMIG</b>	504.928,44	71.737,19	576.665,63
<b>CERON</b>	56.749,30	5.148,74	61.898,04
<b>CHESP</b>	2.267,53	695,00	2.962,53
<b>COCEL</b>	1.566,21	930,90	2.497,11
<b>COELBA</b>	190.351,16	7.671,37	198.022,53
<b>COOPERALIANÇA</b>	986,16	257,95	1.244,11
<b>COPEL</b>	67.150,74	25.064,26	92.215,00
<b>COSERN</b>	109.102,21	86,10	109.188,31
<b>CPFL PAULISTA</b>	219.611,95	58.360,93	277.972,88
<b>CPFL PIRATINGA</b>	25.782,85	2.560,16	28.343,01
<b>CPFL SANTA CRUZ</b>	18.886,25	4.136,19	23.022,44
<b>DEMEI</b>	764,17	95,10	859,27
<b>DMED</b>	2.272,12	406,44	2.678,56
<b>EBO</b>	5.972,39	3.707,66	9.680,05
<b>EDP ES</b>	58.194,58	4.997,73	63.192,31
<b>EDP SP</b>	18.941,13	5.978,52	24.919,65
<b>EFLJC</b>	147,17	-	147,17
<b>EFLUL</b>	341,50	165,56	507,06
<b>ELEKTRO</b>	127.224,19	2.737,28	129.961,47
<b>ELETROACRE</b>	13.877,00	2.093,46	15.970,46
<b>ELETROCAR</b>	2.834,18	2.034,25	4.868,43
<b>ELFSM</b>	8.077,72	234,80	8.312,52
<b>EMG</b>	18.614,47	26.284,46	44.898,93
<b>EMS</b>	77.940,08	79.205,14	157.145,22
<b>EMT</b>	262.096,97	26.678,96	288.775,93
<b>ENEL CE</b>	101.174,59	45.387,54	146.562,13
<b>ENEL GO</b>	147.596,59	43.006,25	190.602,84
<b>ENEL RJ</b>	87.685,49	27.502,34	115.187,83
<b>ENEL SP</b>	31.445,77	6.190,33	37.636,10
<b>ENF</b>	3.356,55	4.897,06	8.253,61
<b>EPB</b>	30.373,58	33.799,79	64.173,37
<b>Equatorial AL</b>	25.010,25	15.643,40	40.653,65
<b>Equatorial MA</b>	82.676,28	35.170,61	117.846,89
<b>Equatorial PA</b>	94.985,70	39.750,58	134.736,28
<b>Equatorial PI</b>	56.981,75	38.695,92	95.677,67
<b>ESE</b>	16.776,56	3.508,19	20.284,75
<b>ESS</b>	45.235,49	21.580,17	66.815,66
<b>ETO</b>	49.035,09	17.201,37	66.236,46
<b>FORCEL</b>	874,71	176,53	1.051,24
<b>HIDROPAN</b>	1.477,22	161,50	1.638,72
<b>LIGHT</b>	62.785,57	5.208,56	67.994,13
<b>MUXENERGIA</b>	541,89	311,04	852,93
<b>RGE SUL</b>	265.905,84	109.435,50	375.341,34
<b>SULGIPE</b>	2.164,23	122,92	2.287,15
<b>UHENPAL</b>	1.192,22	69,32	1.261,54

Fonte: Elaboração do autor baseado em ANEEL (2022b).

Tabela 14 – Energia injetada em MWh por distribuidora em 2021

	<b>GD LOCAL</b>	<b>GD REMOTA</b>	<b>TOTAL</b>
<b>AME</b>	9.929,96	5.582,73	15.512,69
<b>CEA</b>	3.616,28	605,50	4.221,77
<b>CEB</b>	24.900,20	3.550,43	28.450,63
<b>CEEE</b>	18.056,26	6.086,24	24.142,51
<b>CELESC</b>	83.937,71	32.724,94	116.662,66
<b>CELPE</b>	47.526,30	29.019,37	76.545,67
<b>CEMIG</b>	324.653,93	46.124,87	370.778,80
<b>CERON</b>	34.543,81	3.134,08	37.677,90
<b>CHESP</b>	1.244,29	381,38	1.625,66
<b>COCEL</b>	1.036,54	616,08	1.652,62
<b>COELBA</b>	92.218,78	3.716,52	95.935,30
<b>COOPERALIANÇA</b>	356,63	93,28	449,91
<b>COPEL</b>	52.682,01	19.663,75	72.345,76
<b>COSERN</b>	53.654,85	42,34	53.697,19
<b>CPFL PAULISTA</b>	107.249,85	28.501,19	135.751,04
<b>CPFL PIRATININGA</b>	12.079,07	1.199,42	13.278,48
<b>CPFL SANTA CRUZ</b>	9.331,71	2.043,69	11.375,41
<b>DEMEI</b>	656,84	81,74	738,58
<b>DMED</b>	1.741,53	311,53	2.053,05
<b>EBO</b>	3.854,69	2.392,99	6.247,68
<b>EDP ES</b>	26.982,06	2.317,21	29.299,27
<b>EDP SP</b>	8.493,76	2.680,94	11.174,70
<b>EFLJC</b>	38,53	-	38,53
<b>EFLUL</b>	161,28	78,19	239,46
<b>ELEKTRO</b>	61.860,14	1.330,95	63.191,08
<b>ELETROACRE</b>	7.079,75	1.068,04	8.147,79
<b>ELETROCAR</b>	1.236,50	887,50	2.124,00
<b>ELFSM</b>	4.624,50	134,42	4.758,93
<b>EMG</b>	10.896,49	15.386,32	26.282,81
<b>EMS</b>	50.938,50	51.765,30	102.703,80
<b>EMT</b>	184.306,84	18.760,67	203.067,51
<b>ENEL CE</b>	52.304,20	23.463,98	75.768,18
<b>ENEL GO</b>	94.666,56	27.583,66	122.250,22
<b>ENEL RJ</b>	48.688,49	15.271,03	63.959,51
<b>ENEL SP</b>	27.823,44	5.477,25	33.300,68
<b>ENF</b>	1.546,66	2.256,51	3.803,17
<b>EPB</b>	16.309,76	18.149,54	34.459,31
<b>Equatorial AL</b>	12.860,49	8.043,98	20.904,47
<b>Equatorial MA</b>	38.322,99	16.302,66	54.625,64
<b>Equatorial PA</b>	46.243,60	19.352,49	65.596,10
<b>Equatorial PI</b>	33.688,24	22.877,45	56.565,69
<b>ESE</b>	8.267,91	1.728,92	9.996,83
<b>ESS</b>	22.388,23	10.680,59	33.068,82
<b>ETO</b>	26.726,70	9.375,65	36.102,35
<b>FORCEL</b>	419,36	84,63	503,99
<b>HIDROPAN</b>	614,54	67,19	681,72
<b>LIGHT</b>	36.581,89	3.034,76	39.616,65
<b>MUXENERGIA</b>	273,46	156,96	430,43
<b>RGE SUL</b>	124.732,75	51.334,68	176.067,43
<b>SULGIPE</b>	1.319,13	74,92	1.394,05
<b>UHENPAL</b>	491,53	28,58	520,11

Fonte: Elaboração do autor baseado em ANEEL (2022b).



Tabela 15 – Componentes da tarifa em 2021 por distribuidora

DISTRIBUIDORA	TA APLICAÇÃO	TE ENERGIA	TE_TRANSPORTE	TUSD FIO B	TUSD FIO A	CDE GDLOCAL	CDEGD REMOTA
AME	803,72	252,36	0,00	230,05	42,92	516,86	304,15
CEA	539,82	82,93	0,00	282,21	27,14	414,55	163,82
CEB	574,87	256,34	10,42	108,61	42,00	291,82	182,70
CEEE	629,70	266,63	13,55	137,79	57,05	328,85	188,90
CELESC	532,24	287,02	10,37	107,50	37,68	218,72	112,28
CELPE	619,48	248,25	0,00	203,16	40,99	340,76	151,68
CEMIG	618,05	240,01	12,66	198,42	46,85	370,96	148,22
CERON	546,03	150,11	0,00	213,22	20,98	363,94	174,31
CHESP	634,79	230,14	9,78	234,49	50,36	359,70	140,24
COELBA	619,58	215,19	0,00	275,04	55,52	363,13	107,14
COPEL	558,81	253,00	16,41	125,01	45,50	270,65	146,19
COSERN	559,03	240,94	0,00	211,87	44,58	286,31	88,40
CPFL_PAULI	595,65	253,42	12,54	148,02	31,72	307,48	168,98
CPFL PIRAT	619,94	283,49	12,55	154,28	29,01	300,77	158,03
CPFL ST CZ	564,98	214,83	14,27	161,10	42,35	311,71	157,84
DEMEI	582,42	225,66	8,96	113,20	105,76	330,82	192,30
DMED	592,65	241,72	15,30	162,39	30,57	311,28	161,02
EBO	517,08	217,25	0,00	174,49	27,15	310,00	114,48
EDP ES	610,51	258,24	10,42	180,69	44,49	314,74	143,36
EDP SP	635,92	277,42	12,53	177,96	38,20	319,28	152,74
EFLJC	724,94	317,74	0,00	208,68	0,00	375,90	198,53
EFLUL	646,71	301,36	0,00	172,92	0,00	319,41	172,43
ELEKTRO	622,58	251,15	10,67	172,23	47,07	334,93	169,70
ELETRACRE	640,18	150,52	0,00	320,39	26,21	441,60	158,79
ELETROCAR	582,71	210,39	10,19	180,60	41,87	335,04	164,79
ELFSM	647,42	273,18	10,67	166,58	25,56	338,58	186,76
EMG	668,95	272,60	10,69	175,39	11,42	359,36	205,71
EMS	693,64	212,55	11,62	255,91	34,80	431,08	199,64
EMT	683,50	232,67	8,60	254,86	20,71	404,01	179,09
ENEL CE	588,78	238,23	0,00	228,80	31,94	316,23	108,97
ENEL GO	636,89	262,69	11,01	163,22	35,08	338,71	185,94
ENEL RJ	714,43	211,30	14,75	213,57	52,40	456,35	253,85
ENEL SP	594,48	256,45	12,04	172,70	32,45	300,09	140,32
ENF	687,55	269,43	0,00	177,29	0,00	391,52	240,83
EPB	596,93	230,03	0,00	207,01	43,65	335,85	142,43
Equatorial MA	642,07	208,44	0,00	266,67	51,47	393,63	146,37
Equatorial PA	765,96	208,75	0,00	378,61	72,88	500,42	149,45
Equatorial PI	628,04	208,12	0,00	274,68	52,41	378,72	124,28
ESE	580,44	210,94	0,00	233,38	37,74	334,49	121,01
ESS	572,46	256,19	0,00	126,75	35,47	287,92	175,33
ETO	667,99	198,83	0,00	319,69	37,96	421,21	134,29
FORCEL	688,15	255,81	16,18	185,04	0,00	388,41	231,13
HIDROPAN	641,50	304,03	0,00	185,26	44,09	309,68	134,57
LIGHT	694,04	258,53	16,98	143,41	50,94	397,02	254,74
MUXENERGIA	575,00	222,04	9,22	129,51	0,00	324,32	214,23
RGE	643,09	257,90	12,92	213,38	40,71	340,26	142,61
SULGIPE	617,59	207,78	0,00	256,55	49,51	371,33	133,46
UHENPAL	605,55	176,78	0,00	175,03	0,00	393,87	253,74

Fonte: Elaboração do autor baseado em ANEEL (2022b).

Tabela 16 – Mercado de Referência cativo por nível de tensão

Concessionária	Nível de Tensão	MERCADO DE REFERÊNCIA 2022 (MWh) - SET/2021 A AGO/2022
AME	AT	
AME	MT	1.193.839,90
AME	BT	2.852.400,90
BOA VISTA	AT	-
BOA VISTA	MT	213.328,11
BOA VISTA	BT	752.881,73
CEA	AT	73.692,50
CEA	MT	211.989,92
CEA	BT	740.113,14
CELPA	AT	6.002,98
CELPA	MT	1.387.514,90
CELPA	BT	4.816.719,12
ETO	AT	5.288,74
ETO	MT	341.944,56
ETO	BT	1.560.095,81
CERON	AT	
CERON	MT	646.557,97
CERON	BT	2.284.134,45
ELETROACRE	AT	-
ELETROACRE	MT	187.912,12
ELETROACRE	BT	732.075,58
CEAL	AT	
CEAL	MT	817.973,00
CEAL	BT	2.022.326,22
CELPE	AT	
CELPE	MT	2.414.815,74
CELPE	BT	6.702.915,41
CEMAR	AT	
CEMAR	MT	886.638,31
CEMAR	BT	4.000.147,38
CEPISA	AT	
CEPISA	MT	590.856,32
CEPISA	BT	2.349.071,44
COELBA	AT	7.257,61
COELBA	MT	3.962.389,25
COELBA	BT	10.275.216,16
ENEL CE	AT	
ENEL CE	MT	2.211.805,91
ENEL CE	BT	6.701.387,78
COSERN	AT	
COSERN	MT	905.803,53
COSERN	BT	3.108.826,56
EBO	AT	
EBO	MT	118.511,77
EBO	BT	368.374,62
EPB	AT	
EPB	MT	689.881,59
EPB	BT	2.570.532,08
ESE	AT	

Fonte: Elaboração do autor baseado em ANEEL (2022l).

Concessionária	Nível de Tensão	MERCADO DE REFERÊNCIA 2022 (MWh) - SET/2021 A AGO/2022
ESE	MT	655.802,95
ESE	BT	1.520.339,18
SULGIPE	AT	
SULGIPE	MT	51.293,63
SULGIPE	BT	180.822,74
CEB-DIS	AT	113.182,88
CEB-DIS	MT	911.465,96
CEB-DIS	BT	4.387.825,33
Enel GO	AT	16.408,76
Enel GO	MT	2.387.399,11
Enel GO	BT	8.225.134,90
EMT	AT	7.541,10
EMT	MT	1.828.725,23
EMT	BT	5.468.723,77
CHESP	AT	-
CHESP	MT	31.692,06
CHESP	BT	95.151,21
EMS	AT	
EMS	MT	935.844,33
EMS	BT	3.171.375,09
ENEL RJ	AT	22.928,75
ENEL RJ	MT	1.300.329,41
ENEL RJ	BT	6.632.307,09
EDP SP	AT	57.231,80
EDP SP	MT	1.593.920,57
EDP SP	BT	5.503.419,63
ESS	AT	8.163,56
ESS	MT	702.246,71
ESS	BT	2.460.908,90
Cemig-D	AT	517.274,97
Cemig-D	MT	4.462.011,16
Cemig-D	BT	18.016.479,12
CPFL Santa Cruz	AT	1.517,00
CPFL Santa Cruz	MT	512.635,33
CPFL Santa Cruz	BT	1.448.622,16
CPFL PIRATININGA	AT	61.573,74
CPFL PIRATININGA	MT	1.742.647,66
CPFL PIRATININGA	BT	5.557.764,70
CPFL PAULISTA	AT	317.541,91
CPFL PAULISTA	MT	4.662.479,64
CPFL PAULISTA	BT	14.621.592,11
DMED	AT	
DMED	MT	67.322,67
DMED	BT	198.999,86
ELEKTRO	AT	199.953,76
ELEKTRO	MT	2.204.740,24
ELEKTRO	BT	7.895.845,18
ENEL SP	AT	211.199,65

Concessionária	Nível de Tensão	MERCADO DE REFERÊNCIA 2022 (MWh) - SET/2021 A AGO/2022
ENEL SP	MT	5.575.079,31
ENEL SP	BT	22.585.611,89
ELFSM	AT	-
ELFSM	MT	65.136,48
ELFSM	BT	436.172,93
EMG	AT	-
EMG	MT	156.546,83
EMG	BT	951.217,86
ENF	AT	-
ENF	MT	41.901,80
ENF	BT	241.157,62
EDP ES	AT	7.207,16
EDP ES	MT	958.173,30
EDP ES	BT	4.670.484,10
LIGHT	AT	751.098,36
LIGHT	MT	2.504.009,46
LIGHT	BT	12.152.033,50
RGE SUL	AT	66.332,19
RGE SUL	MT	2.664.411,01
RGE SUL	BT	8.694.259,31
CEEE-D	AT	3.050,78
CEEE-D	MT	1.273.667,55
CEEE-D	BT	4.640.747,79
Celesc-DIS	AT	199,67
Celesc-DIS	MT	3.193.831,29
Celesc-DIS	BT	11.070.077,18
COCEL	AT	-
COCEL	MT	66.518,91
COCEL	BT	130.830,19
COOPERALIANÇA	AT	-
COOPERALIANÇA	MT	118.863,36
COOPERALIANÇA	BT	122.941,94
Copel-DIS	AT	1.498.076,00
Copel-DIS	MT	4.077.276,00
Copel-DIS	BT	14.219.582,53
DEMEI	AT	-
DEMEI	MT	31.121,00
DEMEI	BT	106.723,49
EFLJC	AT	-
EFLJC	MT	3.041,66
EFLJC	BT	11.629,46
EFLUL	AT	-
EFLUL	MT	4.566,27
EFLUL	BT	23.212,72
ELETROCAR	AT	-
ELETROCAR	MT	35.434,54
ELETROCAR	BT	113.853,20
FORCEL	AT	-
FORCEL	MT	11.008,25
FORCEL	BT	22.068,91
HIDROPAN	AT	-

Fonte: Elaboração do autor baseado em ANEEL (2022l).

Concessionária	Nível de Tensão	MERCADO DE REFERÊNCIA 2022 (MWh) - SET/2021 A AGO/2022
HIDROPAN	MT	21.089,77
HIDROPAN	BT	56.910,94
IENERGIA	AT	-
IENERGIA	MT	152.208,40
IENERGIA	BT	144.349,75
MuxEnergia	AT	-
MuxEnergia	MT	27.749,80
MuxEnergia	BT	35.847,64
UHENPAL	AT	-
UHENPAL	MT	18.702,67
UHENPAL	BT	54.549,13
<b>TOTAL</b>		<b>283.492.172,47</b>

Fonte: Elaboração do autor baseado em ANEEL (2022).

Tabela 17 – Custeio pela CDE para o subsídio da GD

<b>DISTRIBUIDORA</b>	<b>R\$ CDE LOCAL</b>	<b>R\$ CDE REMOTA</b>	<b>R\$ TOTAL</b>
AME	9.674.481,45	3.200.655,09	12.875.136,53
CEA	2.612.610,95	172.864,71	2.785.475,66
CEB	9.683.937,26	864.468,62	10.548.405,89
CEEE	10.709.143,34	2.073.609,70	12.782.753,04
CELESC	37.948.862,07	7.594.764,13	45.543.626,20
CELPE	30.116.983,84	8.185.487,48	38.302.471,32
CEMIG	187.309.656,67	10.632.550,46	197.942.207,12
CERON	20.653.300,80	897.463,55	21.550.764,34
CHESP	815.633,76	97.467,14	913.100,89
COCEL	494.005,16	192.795,21	686.800,36
COELBA	69.123.084,52	821.935,53	69.945.020,05
COOPERALIANÇA	245.132,18	32.307,50	277.439,68
COPEL	18.174.401,22	3.664.193,48	21.838.594,70
COSERN	31.237.573,49	7.611,01	31.245.184,50
CPFL PAULISTA	67.527.214,99	9.861.916,50	77.389.131,49
CPFL PIRATINGA	7.754.633,56	404.572,89	8.159.206,45
CPFL SANTA CRUZ	5.887.047,86	652.838,06	6.539.885,92
DEMEI	252.803,41	18.287,59	271.091,01
DMED	707.262,15	65.446,06	772.708,21
EBO	1.851.451,98	424.444,13	2.275.896,11
EDP ES	18.316.166,83	716.451,47	19.032.618,30
EDP SP	6.047.540,89	913.136,37	6.960.677,27
EFLJC	55.321,19	-	55.321,19
EFLUL	109.079,60	28.548,17	137.627,77
ELEKTRO	42.611.183,78	464.525,11	43.075.708,88
ELETROACRE	6.128.091,41	332.418,52	6.460.509,93
ELETROCAR	949.573,29	335.214,33	1.284.787,61
ELFSM	2.734.954,69	43.851,66	2.778.806,36
EMG	6.689.229,19	5.406.869,17	12.096.098,36
EMS	33.598.402,22	15.812.265,38	49.410.667,60
EMT	105.889.710,68	4.778.053,12	110.667.763,81
ENEL CE	31.994.633,53	4.946.079,58	36.940.713,11
ENEL GO	49.992.414,99	7.996.412,04	57.988.827,03
ENEL RJ	40.014.867,50	6.981.434,56	46.996.302,05
ENEL SP	9.436.662,90	868.600,13	10.305.263,03
ENF	1.314.165,08	1.179.351,29	2.493.516,37
EPB	10.200.933,92	4.814.046,27	15.014.980,19
Equatorial AL	9.105.630,92	3.037.898,33	12.143.529,25
Equatorial MA	32.543.470,06	5.147.749,74	37.691.219,80
Equatorial PA	47.532.749,56	5.940.778,68	53.473.528,24
Equatorial PI	21.580.299,95	4.809.097,14	26.389.397,08
ESE	5.611.518,98	424.541,20	6.036.060,18
ESS	13.024.361,43	3.783.718,98	16.808.080,41
ETO	20.653.833,27	2.309.892,67	22.963.725,94
FORCEL	339.746,52	40.800,76	380.547,28
HIDROPAN	457.464,66	21.733,32	479.197,97
LIGHT	24.926.945,44	1.326.833,25	26.253.778,69
MUXENERGIA	175.745,30	66.634,90	242.380,20
RGE	90.477.057,12	15.606.158,47	106.083.215,59
SULGIPE	803.648,88	16.405,28	820.054,16
UHENPAL	469.582,88	17.589,25	487.172,13
<b>TOTAL</b>	<b>1.146.564.207,32</b>	<b>148.032.767,95</b>	<b>1.294.596.975,27</b>

Fonte: Elaboração do autor baseado em ANEEL (2022b).

Tabela 18 – Comparativo da Quota Anual da CDE – com e sem o subsídio da GD

DISTRIBUIDORA	Quota Anual	Quota Anual	DELTA (R\$)
	SEM GD	COM GD	
	CDE-USO 2022 (R\$)	CDE-USO 2022 (R\$)	
AME	191.359.489,00	199.712.945,45	8.353.456,45
BOA VISTA	35.141.224,13	37.160.837,67	2.019.613,54
CEA	36.457.203,14	38.545.713,34	2.088.510,20
CEAL	117.629.378,12	123.500.123,22	5.870.745,10
CEB-DIS	518.188.988,78	545.013.825,54	26.824.836,76
CEEE-D	614.289.530,79	643.624.957,18	29.335.426,39
CELESC-DIS	1.891.250.138,65	1.961.875.831,48	70.625.692,83
CELPA	266.032.691,33	279.002.980,59	12.970.289,26
CELPE	422.806.110,55	441.725.113,73	18.919.003,18
CEMAR	197.781.304,44	208.062.545,55	10.281.241,11
CEMIG-D	3.184.025.385,92	3.297.439.618,81	113.414.232,89
CEPISA	114.910.873,81	121.076.230,96	6.165.357,15
CERON	112.785.261,87	118.911.297,02	6.126.035,15
CHESP	10.880.845,73	11.506.182,61	625.336,88
COCEL	27.418.446,47	28.377.235,64	958.789,17
COELBA	630.885.653,00	660.371.563,66	29.485.910,66
COOPERALIANÇA	19.906.891,24	21.050.967,13	1.144.075,89
COPEL-DIS	2.321.875.055,78	2.417.254.278,43	95.379.222,65
COSERN	171.731.493,55	180.116.314,51	8.384.820,96
CPFL PAULISTA	2.403.116.507,46	2.499.325.846,60	96.209.339,14
CPFL PIRATINGA	1.066.686.283,27	1.102.940.195,67	36.253.912,40
CPFL SANTA CRUZ	235.823.954,77	245.479.198,95	9.655.244,18
DEMEI	12.111.307,96	12.793.608,46	682.300,50
DMED	41.969.122,21	43.281.449,27	1.312.327,06
EBO	21.368.493,25	22.382.386,22	1.013.892,97
EDP ES	638.753.564,39	666.893.999,83	28.140.435,44
EDP SP	1.045.542.552,58	1.080.862.008,10	35.319.455,52
EFLJC	1.702.303,44	1.775.144,70	72.841,26
EFLUL	9.226.276,03	9.365.177,23	138.901,20
ELEKTRO	1.340.838.268,02	1.391.532.779,70	50.694.511,68
ELETROACRE	35.101.782,30	37.030.053,65	1.928.271,35
ELETROCAR	16.244.058,45	16.981.579,11	737.520,66
ELFSM	49.513.626,11	52.034.474,35	2.520.848,24
EMG	117.442.763,26	123.002.826,15	5.560.062,89
EMS	438.187.811,25	458.510.626,70	20.322.815,45
EMT	760.155.324,98	796.151.261,13	35.995.936,15
ENEL CE	386.516.485,17	405.062.679,81	18.546.194,64
ENEL GO	1.138.084.056,22	1.190.673.104,78	52.589.048,56
ENEL RJ	830.403.233,69	870.144.186,18	39.740.952,49
ENEL SP	3.161.949.623,84	3.302.654.531,76	140.704.907,92
ENF	27.363.320,38	28.782.483,12	1.419.162,74
EPB	134.931.229,09	141.756.680,42	6.825.451,33
ESE	84.917.146,23	89.405.026,12	4.487.879,89
ESS	350.941.004,20	366.633.707,90	15.692.703,70
ETO	79.267.294,51	83.277.169,36	4.009.874,85
FORCEL	5.512.588,81	5.673.404,63	160.815,82
HIDROPAN	9.962.170,68	10.345.398,34	383.227,66
LIGHT	1.729.180.702,47	1.804.777.676,94	75.596.974,47
MUXENERGIA	6.229.100,74	6.532.891,31	303.790,57
RGE SUL	1.370.802.617,34	1.427.154.633,99	56.352.016,65

<b>SULGIPE</b>	12.893.879,97	13.379.044,04	485.164,07
<b>UHENPAL</b>	6.277.945,63	6.638.747,63	360.802,00
<b>DISTRIBUIDORAS</b>	<b>28.478.694.912,48</b>	<b>29.673.282.941,73</b>	<b>1.194.588.029,25</b>
<b>TRANSMISSORAS</b>	1.373.230.643,97	1.452.152.061,03	78.921.417,06
<b>PERMISSIONÁRIAS</b>	366.907.236,45	387.993.890,14	21.086.653,69
<b>TOTAL</b>	<b>30.218.832.792,90</b>	<b>31.513.428.892,90</b>	<b>1.294.596.100,00</b>

Fonte: Elaboração do autor baseado em ANEEL (2022b).