

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS ARARANGUÁ
CENTRO DE CIÊNCIAS, TECNOLOGIAS E SAÚDE
DEPARTAMENTO DE ENERGIA E SUSTENTABILIDADE
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

Isabel Bianchini Nunes

**OPORTUNIDADES PARA GERADORES DE ENERGIA ELÉTRICA NO ÂMBITO
DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: UM ESTUDO SOBRE O ARTIGO Nº 15 DO MARCO
LEGAL DA GD**

Araranguá

2022

Isabel Bianchini Nunes

**OPORTUNIDADES PARA GERADORES DE ENERGIA ELÉTRICA NO ÂMBITO
DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: UM ESTUDO SOBRE O ARTIGO Nº 15 DO MARCO
LEGAL DA GD**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao curso de Engenharia de Energia do Centro de Ciências, Tecnologia e Saúde da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro/a de Energia

Orientador: Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli

Araranguá

2022

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Nunes, Isabel Bianchini

Oportunidades para geradores de energia elétrica no âmbito da geração distribuída: um estudo sobre o artigo nº 15 do marco legal da GD / Isabel Bianchini Nunes ; orientador, Giuliano Arns Rampinelli, 2022.
62 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá,
Graduação em Engenharia de Energia, Araranguá, 2022.

Inclui referências.

1. Engenharia de Energia. 2. Geração Distribuída. 3. Geração Compartilhada. 4. Lei 14.300. 5. Análise Econômico financeira. I. Rampinelli, Giuliano Arns. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia de Energia. III. Título.

Isabel Bianchini Nunes

**OPORTUNIDADES PARA GERADORES DE ENERGIA ELÉTRICA NO ÂMBITO
DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: UM ESTUDO SOBRE O ARTIGO Nº 15 DO MARCO
LEGAL DA GD**

O presente Trabalho de Conclusão de Curso, do Curso de Engenharia de Energia, foi avaliado e aprovado pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli (Orientador)
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Dr. Leonardo Elizeire Bremermann
Universidade Federal de Santa Catarina

Eng. Dra. Leticia Toreti Scarabelot
LEnergy Energia Solar

Certificamos que essa é a versão original e final do trabalho que foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro/a de Energia.

Profa. Dra. Kátia Cilene Rodrigues Madruga
Coordenadora do Curso

Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli
Orientador

Isabel Bianchini Nunes
Autora

Araranguá, 12 de dezembro de 2022.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais Helena e Telmo e as minhas irmãs, Cássia e Lúcia, por todo suporte ao longo da minha graduação, por sempre me incentivarem a não desistir e por todo amor que sempre tiveram comigo. Sem a minha família toda, nada disso seria possível.

Ao meu namorado Cícero, por todo amor, carinho e compreensão durante todos os momentos desta jornada.

Às minhas amigas de graduação, Daniela, Gabriela, Jéssica e Karin, pela parceria nos momentos que passamos estudando juntas e por se tornarem minha família em Araranguá.

A todos que contribuem para o crescimento da Associação Atlética Acadêmica do Campus Araranguá, projeto no qual fui presidente e me rendeu muito aprendizado, momentos de lazer e amigos para a vida toda.

Ao professor e orientador Dr. Giuliano Rampinelli, por todo suporte e compreensão durante a elaboração deste trabalho. A todos os professores que contribuíram com a minha formação e todos os servidores e técnicos da Universidade Federal de Santa Catarina que garantem o funcionamento e qualidade da universidade pública.

A todos que de alguma forma fizeram parte da minha trajetória, o meu muito obrigada.

RESUMO

O crescente aumento do consumo de energia elétrica ao longo do tempo forçou a introdução da geração de energia por novas fontes, especialmente as renováveis, visto que a consciência mundial sobre o meio ambiente se tornou um assunto central nos debates climáticos. Diante deste contexto, no Brasil, as fontes renováveis tiveram um grande incentivo, sendo a fonte solar fotovoltaica muito significativa, uma vez que o Brasil tem condições muito favoráveis ao recurso solar e a tecnologia hoje em dia está mais acessível à população. A Geração Distribuída (GD), estabelecida pela Resolução Normativa (REN) 482/12 e posteriormente pela REN 687/15, possibilitou que usinas gerassem energia perto do seu local de consumo e pudessem compartilhar sua energia excedente com outras Unidades Consumidoras (UCs) com algumas regras, dentro das modalidades de GD das Resoluções. Uma dessas é a Geração Compartilhada, onde é possível repartir energia entre UCs de diferentes titularidades e localizações, desde estejam na mesma distribuidora de energia. Em 2022, a Lei 14.300/22 foi criada, e instituiu o Marco Legal da MMGD, que alterou alguns pontos das Resoluções anteriores e com isso trouxe mais segurança jurídica para o setor de GD. O presente trabalho foca em um dos pontos alterados que é referente à Geração Compartilhada, uma vez que a nova Lei possibilita o envio de energia entre distribuidoras distintas e o objetivo principal é realizar uma análise financeira de 3 usinas de minigeração de fonte solar fotovoltaica em diferentes localidades. Por fim, uma análise comparativa é feita e o resultado é positivo para a hipótese, já que a possibilidade de enviar energia entre distribuidoras tornou o VPL e a TIR do projeto estudado maior do que se esta possibilidade não existisse. Portanto, conclui-se que esta operação é viável e tem potencial para ser realizada em outros estados do Brasil, necessitando ainda da regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para maiores definições e sobre o tema.

Palavras-chave: Geração Distribuída; Resolução Normativa 482/12; Lei 14.300/22; Geração Compartilhada; Análise Econômico-financeira.

ABSTRACT

The growing increase in electricity consumption over time has forced the introduction of energy generation from new sources, especially renewable ones, as the world's awareness of the environment has become a central issue in climate debates. In this context, in Brazil, renewable sources had a great incentive, with the photovoltaic solar source being very significant, since Brazil has very favorable conditions for solar resources and technology is now more accessible to the population. Distributed Generation (DG), established by Normative Resolution (REN) 482/12 and later by REN 687/15, allows plants to generate energy close to their place of consumption and share their surplus energy with other Consumer Units (UCs) with some rules, within the GD modalities of the Resolutions. One of them is Shared Generation, where it is possible to share energy between UCs of different ownership and locations, as long as they are in the same energy distributor. In 2022, Law 14.300/22 was created, and established the MMGD Legal Framework, which changed some points of previous Resolutions and thus brought more legal certainty to the GD sector. The present work focuses on one of the changed points, which refers to Shared Generation, since the new Law allows the sending of energy between different distributors and the main objective is to carry out a financial analysis of 3 photovoltaic solar source minigeneration plants in different places. Finally, a comparative analysis is carried out and the result is positive for the hypothesis, since the possibility of sending energy between distributors made the NPV and IRR of the studied project greater than if this possibility did not exist. Therefore, it is concluded that this operation is viable and has the potential to be carried out in other states of Brazil, still requiring the regulation of the National Electric Energy Agency (ANEEL) for further definitions and on the subject.

Keywords: Distributed Generation; Normative Resolution 482/12; Law 14.300/22; Shared Generation; Economic-financial analysis.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1: Quantidade anual de conexão de projetos de Geração Compartilhada no Brasil | 13 |
| Figura 2: Instituições do Setor Elétrico Brasileiro | 16 |
| Figura 3: Caminho percorrido pela energia..... | 17 |
| Figura 4: Mapa das Distribuidoras de Energia Elétrica do Brasil..... | 20 |
| Figura 5: Mapa das Distribuidoras de Energia de São Paulo | 21 |
| Figura 6: Oferta Interna de Energia Elétrica Brasileira por Fonte | 22 |
| Figura 7: Composição da Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) | 27 |
| Figura 8: Composição da Tarifa de Energia (TE)..... | 28 |
| Figura 9: Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil | 32 |
| Figura 10: Composição Tarifa Final do Investidor..... | 39 |
| Figura 11: Comparação VPL dos casos estudados | 46 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|----|
| Tabela 1: Potência e produtividade da usina | 36 |
| Tabela 2: Tarifas de Energia Elétrica da CERVAM e Elektro | 38 |
| Tabela 3: Valor do Fio B na Tarifa de Energia Elétrica da CERVAM e Elektro | 38 |
| Tabela 4: Custos do projeto – caso 1 | 40 |
| Tabela 5: Tarifa e Geração anual de energia elétrica - caso 1 | 40 |
| Tabela 6: Receita obtida a partir da Geração, Custos do projeto e Fluxo de Caixa - caso 1 | 41 |
| Tabela 7: Custos do projeto – caso 2 | 42 |
| Tabela 8: Tarifa e Geração anual de energia elétrica - caso 2 | 42 |
| Tabela 9: Receita obtida a partir da Geração, Custos do projeto e Fluxo de Caixa - caso 2 | 43 |
| Tabela 10: Custos do projeto – caso 3 | 44 |
| Tabela 11: Tarifa e Geração anual de energia elétrica - caso 3..... | 45 |
| Tabela 12: Receita obtida a partir da Geração, Custos do projeto e Fluxo de Caixa - caso 3 | 45 |
| Tabela 13: TIR dos 3 casos estudados | 47 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|---------|---|
| ABRADEE | Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica |
| ABSOLAR | Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| CAPEX | Capital Expenditure |
| CNPE | Conselho Nacional de Pesquisa Energética |
| COFINS | Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social |
| CONFAZ | Conselho Nacional de Política Fazendária |
| CPFL | Companhia Paulista de Força e Luz |
| EPE | Empresa de Pesquisa Energética |
| GD | Geração Distribuída |
| IPCA | Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo |
| LC | Lei Complementar |
| MMGD | Microgeração e Minigeração Distribuída |
| MME | Ministério de Minas e Energia |
| ONS | Operador Nacional do Sistema Elétrico |
| OPEX | Operational Expenditure |
| PDE | Plano Decenal de Expansão de Energia |
| PIS | Programa de Integração Social |
| PL | Projeto de Lei |
| PRORET | Procedimentos de Regulação Tarifária |
| REN | Resolução Normativa |
| SCEE | Sistema de Compensação de Energia Elétrica |
| TE | Tarifa de Energia |
| TMA | Taxa Mínima de Atratividade |
| TIR | Taxa Interna de Retorno |
| TUSD | Tarifa de Uso do Sistemas de Distribuição |
| UC | Unidade Consumidora |
| VPL | Valor Presente Líquido |

SUMÁRIO

| | | |
|--------------|---|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 12 |
| 1.1 | OBJETIVO GERAL | 13 |
| 1.2 | OBJETIVOS ESPECÍFICOS..... | 14 |
| 2 | ANÁLISE DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO..... | 14 |
| 2.1 | OS AGENTES DO SETOR | 15 |
| 2.2 | GERAÇÃO, TRANSMISSÃO, DISTRIBUIÇÃO E CONSUMO..... | 17 |
| 2.2.1 | Diferença entre permissionária e concessionária de energia elétrica | 18 |
| 2.3 | MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA | 22 |
| 3 | CONTEXTO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL..... | 23 |
| 3.1 | A REN Nº 482/12 E O INÍCIO DA GD NO BRASIL | 23 |
| 3.2 | A REN Nº 687/15 E A INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COMPARTILHADA | 24 |
| 3.3 | A 14.300/22, CONHECIDA COMO MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA..... | 25 |
| 3.3.1 | Potência Instalada | 26 |
| 3.3.2 | Demanda Contratada | 27 |
| 3.3.3 | Valoração dos créditos..... | 27 |
| 3.3.4 | Novas possibilidades de associação de consumidores de energia elétrica para Geração Compartilhada..... | 29 |
| 3.3.5 | Custo de Disponibilidade..... | 30 |
| 3.3.6 | Alocação de créditos | 31 |
| 3.4 | ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NA GD..... | 33 |
| 3.5 | ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA | 34 |
| 3.5.1 | Indicadores econômico-financeiros | 35 |
| 4 | METODOLOGIA..... | 36 |
| 4.1 | CUSTOS DO PROJETO | 36 |
| 4.2 | CARACTERÍSTICAS DA USINA DE MINIGERAÇÃO..... | 37 |

| | | |
|--------------|--|-----------|
| 4.3 | PREMISSAS DE ANÁLISE..... | 37 |
| 4.4 | TARIFAS E CENÁRIO TRIBUTÁRIO ATUAL | 38 |
| 4.4.1 | Lei Complementar 194/2022..... | 38 |
| 4.4.2 | Tarifas de Energia Elétrica | 39 |
| 5 | RESULTADOS E DISCUSSÕES | 40 |
| 5.1 | CASO 1: ENERGIA GERADA E CONSUMIDA NA PERMISSIONÁRIA CERVAM.. | 41 |
| 5.2 | CASO 2: ENERGIA GERADA E CONSUMIDA NA CONCESSIONÁRIA ELEKTRO | 43 |
| 5.3 | CASO 3: LEI 14.300 – ENERGIA GERADA NA CERVAM E CONSUMIDA NA ELEKTRO..... | 45 |
| 5.4 | DISCUSSÕES..... | 47 |
| 6 | CONCLUSÃO..... | 50 |
| | REFERÊNCIAS | 52 |

1 INTRODUÇÃO

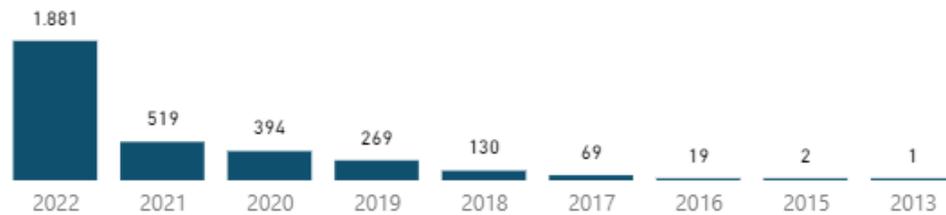
Em um contexto, com cada vez mais protagonismo no setor de energia, a Geração Distribuída tem possibilitado a democratização do acesso à energia limpa. De acordo com a (ANEEL, 2022b), o Brasil alcançou a marca de 15,03 GW de potência instalada de Geração Distribuída em novembro de 2022, número muito expressivo considerando que em 2019 se comemorava a marca de 1 GW instalado. A fonte solar fotovoltaica é a mais representativa nesse segmento, representando cerca de 99,9% das conexões de micro e mini GD no Brasil (ABSOLAR, 2022).

Nesta perspectiva, o forte crescimento da geração distribuída se deve em grande medida pela regulação da ANEEL, em especial a REN nº 482/12, estabelecendo os critérios necessários possibilitou que o consumidor gere energia elétrica para consumo próprio e ainda forneça eventual excedente para a rede de distribuição do seu local (ANEEL, 2022c).

Dentre as modalidades de GD incluídas pela REN 687/15 (ANEEL, 2015), que aperfeiçoou alguns pontos da Resolução anterior, a geração compartilhada de energia, principalmente a de fonte solar fotovoltaica, é amplamente discutida no mundo como uma das oportunidades de ter acesso à energia limpa, de forma mais barata. Algumas vantagens dessa modalidade de GD estão na: ausência de alto investimento inicial por parte do consumidor final, despreocupação com questões técnicas de instalação e em permitir o acesso à energia renovável para aqueles que não possuem local ou telhados adequados para geração de energia (VILELA e SILVA, 2017).

Da mesma forma que a geração distribuída cresceu exponencialmente no Brasil nos últimos anos, a GD compartilhada acompanhou o crescimento, conforme a figura 1, que mostra a quantidade anual de conexão de projetos de Geração Compartilhada até final de novembro de 2022 (ANEEL, 2022m):

Figura 1 - Quantidade anual de conexão de projetos de Geração Compartilhada no Brasil



Fonte: ANEEL¹, 2022m.

Apesar das vantagens, a Geração Distribuída Compartilhada apresenta alguns desafios, sendo um destes a obrigatoriedade dos consumidores que participam dessa modalidade estarem na mesma concessionária ou permissionária de energia, limitando a área de cobertura de potenciais clientes que poderiam aderir a modalidade e consumir a energia elétrica produzida pela usina de MMGD.

As concessionárias de energia estão em grandes centros urbanos e uma das hipóteses deste trabalho é que um terreno para construir a usina de Geração Distribuída nestes centros urbanos é mais custoso do que um terreno em cidades do interior do estado, inviabilizando assim muitos projetos de MMGD em locais atendidos por concessionárias de energia.

Com a Lei 14.300/22 que instituiu o Marco Legal da MMGD este desafio pode ser superado, pois o artigo 15 diz que os excedentes de energia provenientes de usinas de MMGD em unidades consumidoras em permissionárias de energia elétrica podem ser alocados nas concessionárias onde a permissionária está localizada (BRASIL, 2022c).

1.1 OBJETIVO GERAL

Este trabalho tem como objetivo compreender se a Lei 14.300/22, por meio do art. nº 15, aumenta as oportunidades para geradores de energia elétrica, integrando áreas de permissão às áreas de concessão do serviço de distribuição. Portanto o estudo não se limita a questões técnicas de engenharia como também atravessa questões jurídicas e regulatórias do setor elétrico.

¹ Figura obtida pelo Power BI de Geração Distribuída da ANEEL, no site: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

O estudo será focado em São Paulo, por ser o estado mais populoso e o terceiro com mais permissionárias de energia elétrica do Brasil (ANEEL, 2022g; BRASIL, 2021).

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Analisar as mudanças regulatórias promovidas pela Lei 14.300/22 no ambiente regulado pela REN 482/12, no que concerne a integração entre permissionárias e concessionárias de distribuição de energia.
- Mapear as permissionárias e concessionárias de energia do Brasil, com foco em São Paulo.
- Realizar a modelagem econômico-financeira de uma usina de minigeração distribuída compartilhada em 3 situações diferentes.
- Analisar se a alocação de energia de permissionária para concessionária vai impactar positiva ou negativamente os projetos estudados.

2 ANÁLISE DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Nos anos finais do século XIX, a eletricidade começou a ser produzida no Brasil, quase ao mesmo tempo do início do seu uso comercial na Europa (LORENZO, 2001, p. 148). Conforme a demanda por energia elétrica aumentou, com a crescente industrialização do país, o Estado teve como tarefa organizar o setor e lidar com a necessidade imediata de aumento da oferta de energia. Isto se deve ao fato de que naquela época não havia uma política de expansão do fornecimento de energia elétrica, já que os contratos de concessão eram firmados diretamente com municípios e estados (MERCEDES; RICO; POZZO, 2015, p. 17).

De acordo com (ABRADEE, 2021), a partir dos anos 90, buscando eficiência e autonomia econômica, o setor elétrico mundial começou a passar por reformas estruturais em sua operação. O principal objetivo das reformas deste setor é criar incentivos para o comportamento eficiente das empresas através da introdução da competição, e para este setor existem algumas particularidades que tornam a operação mais complexa que para as demais atividades econômicas (LOSEKANN, 2003).

O Brasil passou por duas grandes reformas no modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), sendo a primeira em 1996 que envolveu a privatização das companhias operadoras, criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e determinou que a exploração dos potenciais hidráulicos fosse concedida por meio de concorrência ou leilão. A segunda reforma ocorreu em 2004, quando houve a introdução do Novo Modelo do Setor Elétrico, que teve como objetivos principais: promover a modicidade tarifária; garantir a segurança no suprimento; e promover a inserção social, em particular pelos programas de universalização, como o programa Luz para Todos (ANEEL, 2008, p. 18).

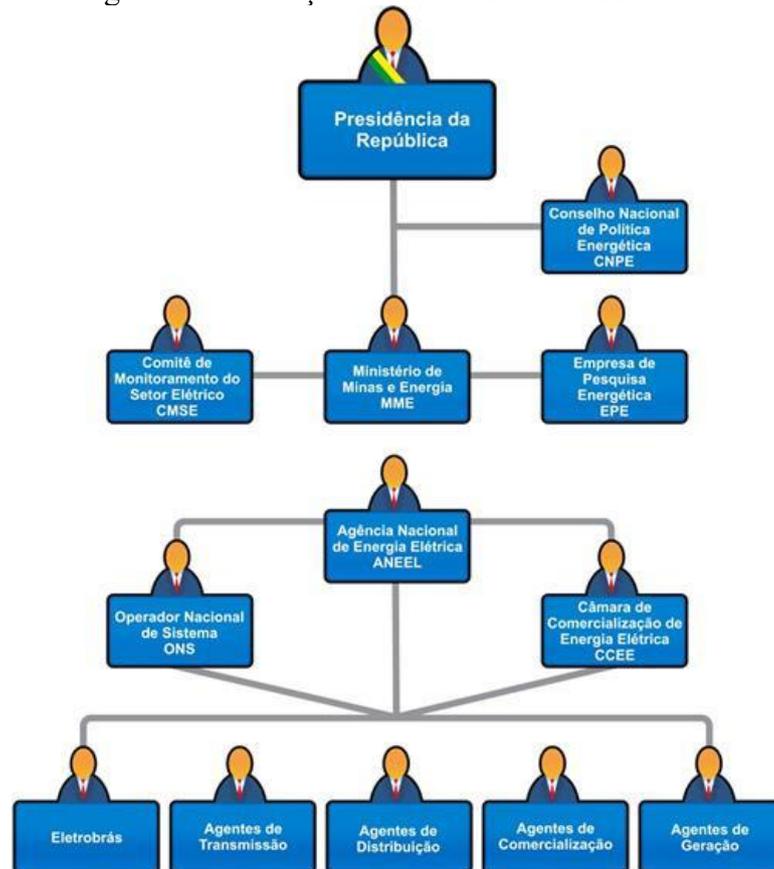
As reformas citadas resultaram na desverticalização do setor, já que tradicionalmente todas as atividades necessárias para o acesso à energia elétrica eram executadas por uma mesma empresa. Com isto, ocorreu a separação dos segmentos de geração, transmissão, distribuição, operação do sistema e comercialização, que passaram a ter responsáveis distintos pela sua administração (CAMARGO, 2005).

Segundo Losekann (2003), o transporte de eletricidade é considerado um caso de monopólio natural, uma vez que a operação de mais de uma empresa como distribuidora ou transmissora de energia gera ineficiência, dada a inviabilidade econômica de duplicação das redes que a energia é transportada. Assim, a competição se limita aos extremos da cadeia produtiva, geração e comercialização, que estão submetidas ao regime de livre concorrência.

2.1 OS AGENTES DO SETOR

Como apresentado anteriormente, entre 1995 e 2004 o Setor Elétrico Brasileiro passou por reformas institucionais que resultaram na atual estrutura de funcionamento do setor, criada sob um ideal de equilíbrio institucional entre agentes de governo, agentes públicos e privados (ABRADEE, 2021). A figura 2 ilustra a organização das instituições que dão corpo ao setor elétrico nacional:

Figura 2 - Instituições do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: ABRADÉE, 2021.

O órgão do governo federal que é responsável pela condução das políticas energéticas do país é o Ministério de Minas e Energia, que foi criado pela Lei nº 3.782/60 e desde a sua criação tornou-se uma instituição com papel relevante no desenvolvimento econômico brasileiro, estimulando inovação, tecnologia e sustentabilidade (BRASIL, 1960; MME, 2022). “Suas principais obrigações incluem a formulação e a implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética” (MME, 2021).

As atividades de governo relacionadas à energia são exercidas pelo CNPE, MME e CMSE. Já a ANEEL é a agência responsável por regular e fiscalizar a produção e o transporte de energia, estabelecer tarifas para as distribuidoras etc. (ANEEL, 2022a). A EPE, ONS e CCEE são empresas públicas ou de direito privado sem fins lucrativos que exercem as atividades de planejamento, operação e contabilização. As atividades que são reguladas e permitidas são exercidas pelos demais agentes do setor elétrico: geradores, distribuidores, transmissores e comercializadores (ABRADÉE, 2021).

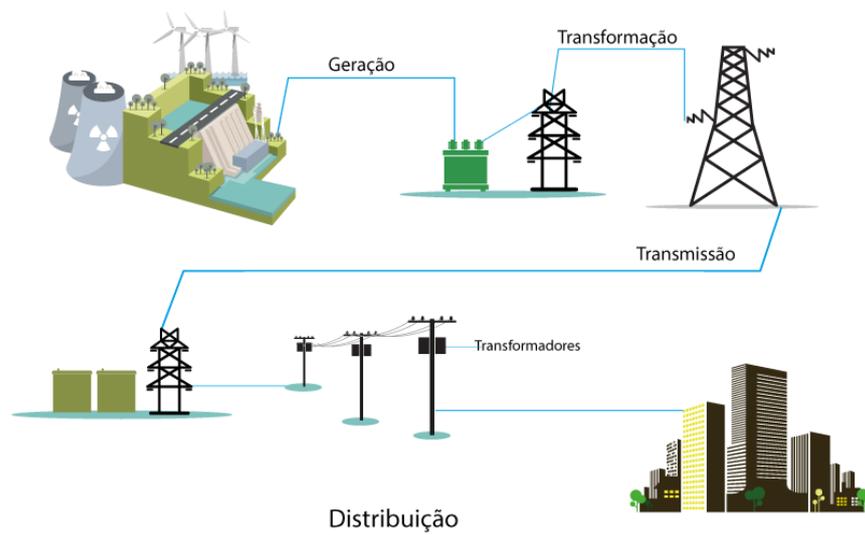
2.2 GERAÇÃO, TRANSMISSÃO, DISTRIBUIÇÃO E CONSUMO

Localizada no começo da cadeia produtiva, a geração é o segmento da eletricidade responsável por produzir energia elétrica e injetá-la nos sistemas de transporte de energia (ANEEL, 2021). Usinas de geração de energia elétrica produzem a energia normalmente longe dos centros consumidores e a energia leva um longo caminho até chegar aos consumidores finais.

É o segmento de transmissão que realiza esse transporte da energia por longas distâncias, uma vez que as transmissoras, de acordo com a ANEEL (2008, p. 28) “são responsáveis pela implantação e operação da rede que liga as usinas (fontes de geração) às instalações das companhias distribuidoras localizadas junto aos centros consumidores”.

Por fim, o segmento de distribuição é aquele que recebe grande quantidade de energia do segmento de transmissão e a distribui de forma pulverizada para as unidades consumidoras (ABRADEE, 2021). O caminho que a energia percorre até chegar ao consumidor final está representado na figura 3:

Figura 3: Caminho percorrido pela energia



Fonte: A Geradora, 2015

É de responsabilidade da ANEEL garantir aos consumidores de energia o pagamento de uma tarifa justa pela energia fornecida enquanto preserva o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias para que possam prestar o serviço com a qualidade acordada. Por isso,

devem ser incluídos os custos que a distribuidora tem no cálculo da tarifa (ANEEL, 2022a). A tarifa de energia elétrica considera três custos distintos: Energia gerada + transporte de energia até as unidades consumidoras (transmissão e distribuição) + encargos setoriais.

Por sua vez, os encargos setoriais e os tributos são instituídos por leis. Alguns incidem somente sobre o custo da distribuição, enquanto outros estão embutidos nos custos de transmissão e de geração. Os tributos cobrados pelos Governos Federal, Estadual e Municipal são: PIS/COFINS, ICMS e Contribuição para Iluminação Pública (Ibid.).

Sendo assim, percebe-se que os agentes que compõem o SEB na atualidade têm uma função complementar, sendo necessário que todos funcionem plenamente para que a energia efetivamente chegue ao consumidor. Contudo, para além de suas funções técnicas, há peculiaridades na forma de contratação, no plano da distribuição, que acabam por dividir as distribuidoras em permissionárias ou concessionárias de energia, como observado a seguir.

2.2.1 Diferença entre permissionária e concessionária de energia elétrica

Em 7 de dezembro de 2021, entrou em vigor a REN nº 1000/21, que sintetiza as principais regras da ANEEL para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica e onde estão dispostos os direitos e deveres dos consumidores. A Resolução define de maneira mais simples as responsabilidades dos agentes e os procedimentos a serem seguidos pelos consumidores para que o acesso universal ao serviço de energia elétrica esteja disponível com eficiência e qualidade, sendo assim um dos regulamentos mais importantes, segundo a ANEEL (2022k)

De acordo com a REN 1.000/21, a distribuidora é o agente titular de concessão ou permissão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2021b). Em geral, são empresas de grande porte que funcionam como elo entre o setor de energia elétrica e a sociedade, visto que suas instalações recebem das companhias de transmissão todo o suprimento destinado ao abastecimento no país (ANEEL, 2008, p. 23).

Os contratos de concessão e permissão têm suas diferenças apresentadas na Lei nº 8.987/95, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal. A concessão de serviço público tem a delegação de sua prestação feita pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade concorrência ou diálogo competitivo e o contrato tem um prazo determinado. Ao contrário do que ocorre na permissão de serviço público, que tem a delegação da prestação de serviços públicos feita pelo

poder concedente, mediante licitação apenas (BRASIL, 1995). O contrato de permissão firmado é de adesão e não tem prazo determinado, podendo assim ser considerado com caráter precário e menor segurança jurídica comparado à concessão (Radar PPP, 2021).

O desenvolvimento das permissionárias de distribuição no Brasil se inicia com as chamadas Cooperativas de Eletrificação. As Cooperativas de Eletrificação Rural (CER) atuam no setor elétrico brasileiro colaborando para a eletrificação de áreas não atendidas pelas distribuidoras e foram essenciais para possibilitar a eletrificação da área rural num período em que o mercado não conseguiria suprir a demanda nessas localidades (ANEEL, 2022e)

Com o crescente desenvolvimento das regiões onde operam, as cooperativas passaram a ter características similares às das concessionárias de energia, e esse fator, junto à atualização da legislação do SEB, fez com que as Cooperativas fossem regularizadas e passassem a seguir regras mais próximas dos demais agentes distribuidores (Ibid.).

A regularização das cooperativas de eletrificação rural como permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica foi concluída pela ANEEL em 2020, após um longo processo que foi iniciado em 2002, com a publicação da Resolução nº 12 que estabeleceu as condições gerais para a regularização de cooperativas de eletrificação rural. Por fim, a REN nº 205/05 definiu os procedimentos para encaixá-las como permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica (Ibid.)

De acordo com a ANEEL (2022g) o serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil é feito por 53 concessionárias e 52 permissionárias. Na figura 4 é possível observar todas as distribuidoras de energia, apresentadas de cores diferentes.

Figura 4: Mapa das Distribuidoras de Energia Elétrica do Brasil.

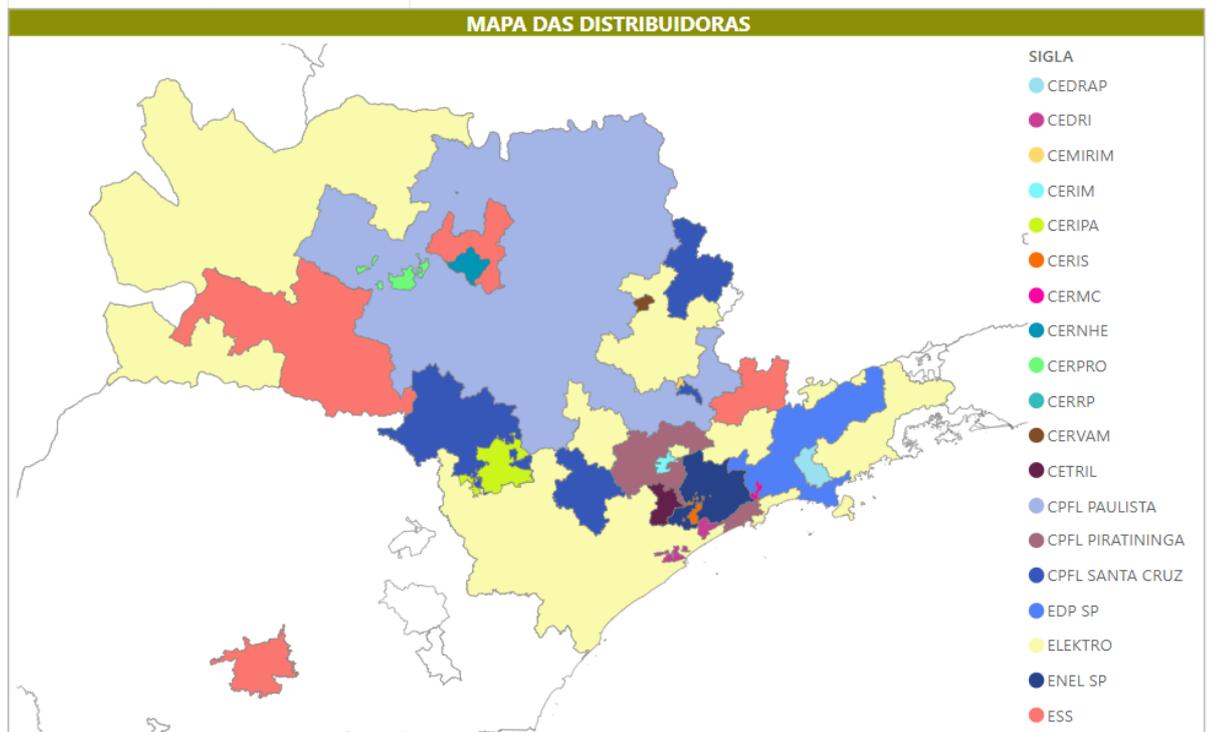


Fonte: ANEEL, 2022g.

A figura 4 mostra que a maioria das permissionárias estão no Sul e Sudeste do Brasil e segundo Steele (2021), isto se deve ao fato de que, no início do século passado, tais regiões tinham grande quantidade de pequenos e médios proprietários rurais que se uniram em cooperativas para obter o acesso à energia elétrica.

O estudo proposto teve como foco duas distribuidoras do estado de São Paulo, sendo estas a concessionária Neoenergia Elektro, que será chamada apenas de Elektro e a permissionária Cooperativa de Energização e Desenvolvimento do Vale do Mogi, chamada de CERVAM. Na figura 5 está apresentado o mapa do estado de São Paulo e suas respectivas distribuidoras de energia, onde é possível observar a Elektro representada pela cor amarelo claro e correspondendo a uma grande área do estado e a CERVAM com a cor marrom escuro, mais acima da figura, correspondendo a uma pequena área.

Figura 5: Mapa das Distribuidoras de Energia de São Paulo.



Fonte: ANEEL, 2022g.

Segundo a ANEEL (2021), as permissionárias podem adquirir energia elétrica das seguintes formas:

- Nos leilões de Ambiente de Contratação Regulada - ACR;
- De Geração distribuída - GD;
- Do atual agente supridor, com tarifa regulada; e/ou
- Em licitação pública por ele promovida.

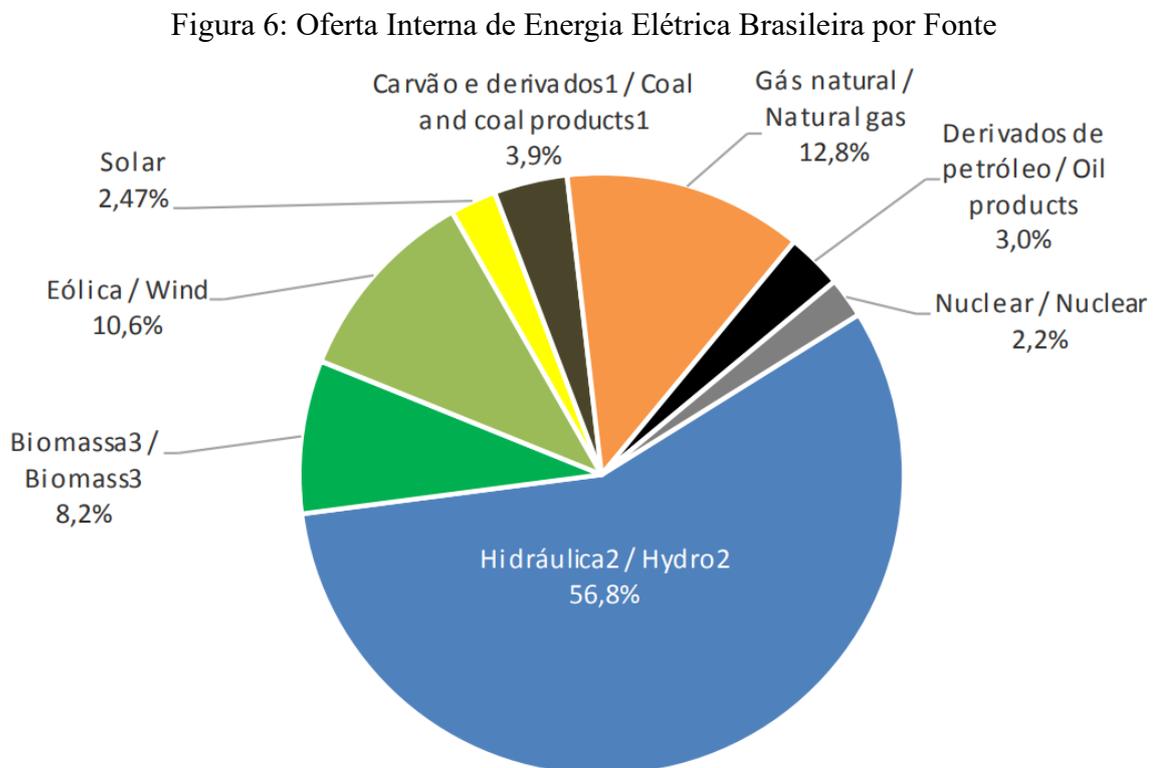
Dentre as possibilidades, a contratação de energia do atual agente supridor é a mais comum, ou seja, das distribuidoras em cujas áreas de concessão estão localizadas. Porém, algumas permissionárias já estão contratando energia do mercado livre de energia, a preços mais competitivos e reduzindo o valor da sua tarifa para os consumidores finais (STEELE, 2021).

2.3 MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

O consumo crescente e o impacto ambiental e também social causado pelas fontes de energia tradicionais, historicamente a partir de combustíveis fósseis, levaram o governo e a sociedade a pensarem em novas alternativas para geração de energia elétrica (BERMANN, 2007, p. 89)

Diante desse cenário, são vistas com bons olhos as fontes renováveis de energia como eólica, solar e biomassa. O debate contínuo sobre os impactos causados pela dependência mundial de combustíveis fósseis contribuiu de forma muito expressiva para o interesse mundial por soluções sustentáveis por meio de geração de energia com origem de fontes limpas e renováveis, ou seja, ambientalmente mais corretas (Ibid. p. 89).

O Brasil dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, sendo que em 2021 as fontes renováveis representavam 78,1% da oferta interna de eletricidade, com destaque para a fonte hídrica que responde por 53,4%, seguida da eólica, biomassa e solar, como pode-se visualizar na figura 6 abaixo (EPE, 2021):



Fonte: BEN (EPE, 2021).

3 CONTEXTO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (2022), o aumento do consumo de energia elétrica no Brasil no longo prazo será norteado por esses principais fatores: pelo aumento esperado de renda per capita, o crescimento populacional e a maior participação da eletricidade nas atividades econômicas e sociais, resultando na necessidade de forte expansão da capacidade de geração do sistema do Brasil nos próximos anos.

Uma possível alternativa ao atual modelo de planejamento da expansão do sistema energético brasileiro é a Geração Distribuída (GD), conseguindo também ser uma alternativa para o uso mais eficiente de recursos energéticos, ambientais e econômico-financeiros, de acordo com a EPE (EPE; MME, 2014). Juntamente com outras alternativas, a GD tem potencial para ser muito importante para garantir a segurança energética brasileira, visto que o consumo final de energia tende a crescer 2,5% ao ano, entre 2021 e 2031 (MME; EPE, 2022).

De acordo com o MME e EPE (2021), a disponibilidade de elevado potencial de fontes renováveis, qualidade dos recursos energéticos nacionais, o alto valor das tarifas de energia elétrica para os consumidores e um modelo de compensação de créditos muito favorável, tornou o investimento de geração própria bastante rentável no Brasil. Estes e outros fatores motivaram o início do consumidor-gerador, com forte investimento em sistemas de MMGD por consumidores residenciais e grandes redes varejistas, bancos e indústrias.

A Geração Distribuída é definida pela instalação de centrais geradoras de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou combustíveis fósseis, situadas próximas aos centros de consumo de energia elétrica (ANEEL, 2016).

Alguns dos benefícios, já mapeados, que a GD pode proporcionar para o sistema elétrico são: a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão, baixo impacto ambiental, melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada e a diversificação da matriz energética (Ibid.).

3.1 A REN Nº 482/12 E O INÍCIO DA GD NO BRASIL

Em 2010 e 2011 a ANEEL promoveu a Consulta Pública nº 15/2010 e a Audiência Pública nº 42/2011, as quais foram realizadas com o objetivo de debater os dispositivos legais que tratam da conexão de geração distribuída de pequeno porte na rede de distribuição. Essa consulta e participação pública resultaram na REN nº 482/12 (ANEEL, 2016).

Segundo a ANEEL (2022f), partir da regulamentação do setor elétrico em abril de 2012, a REN 482/2012 abordou alguns aspectos da GD e concedeu ao consumidor brasileiro a permissão de gerar sua própria energia, a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive oferecer o excedente de energia gerado para a rede de distribuição onde a unidade geradora estivesse conectada. A Resolução estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia, e criou o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE), conhecido internacionalmente como Net Metering (ANEEL, 2012).

No SCEE, a distribuidora funciona como uma bateria, ou seja, quando uma unidade consumidora tiver a geração de energia superior à consumida naquele mês, o consumidor fica com créditos de energia e a distribuidora armazena esse excedente. Esses créditos podem ser utilizados para diminuir a fatura nos meses seguintes ou podem ser usados para compensar o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular que estão em outro local, desde que estejam na mesma distribuidora, denominado de “autoconsumo remoto” (ANEEL, 2022f).

3.2 A REN Nº 687/15 E A INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COMPARTILHADA

Para incentivar o crescimento da Geração Distribuída, aumentar o público que pode ser atendido pelas energias renováveis, entre outros objetivos, a ANEEL revisou a resolução anterior e publicou a REN 687/2015, que aperfeiçoou as regras para o sistema de compensação de energia elétrica, incluindo novas modalidades de geração e definindo as centrais geradoras de micro e minigeração distribuída sendo:

- microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW

- minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica com potência instalada superior a 75 kW e inferior a 3 MW, para fonte hídrica, ou 5 MW para demais fontes de energia (ANEEL, 2015).

Uma das modalidades incluídas pela REN 687 diz respeito à possibilidade de instalação de um sistema de GD em condomínios e outros empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras (EMUC), nessa configuração, a energia gerada pode ser repartida entre

os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores, como está descrito no artigo nº 7 da Resolução (ANEEL, 2015; ANEEL, 2022f).

Outra modalidade de geração vinda pela REN 687 é a geração compartilhada, como observado na definição a seguir

“geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;” (ANEEL, 2015)

Essa nova configuração representa um grande avanço para o acesso a GD no Brasil, pois uma usina de micro ou minigeração pode ser instalada em um local mais afastado, com uma melhor irradiação solar e sem sombras, utilizando uma usina solar fotovoltaica como exemplo, e atender residências e empresas que estão no centro urbano, desde que estejam na mesma concessionária ou permissionária de energia.

Atualmente a principal modalidade de GD é a geração na própria Unidade Consumidora (UC) com mais de 1 milhão de projetos, seguida do autoconsumo remoto, geração compartilhada e por último o EMUC, segundo a ANEEL (2022m) até final de novembro de 2022.

3.3 A 14.300/22, CONHECIDA COMO MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Além de impulsionar o crescimento da GD no Brasil, as Resoluções nº 482/2012 e nº 687/2015 motivaram novas discussões a respeito da remuneração de alguns componentes tarifários no faturamento das unidades consumidoras com Geração Distribuída, principalmente por parte das distribuidoras (NETO, 2020 apud Menezes, 2022).

O modelo vigente do SCEE estabelece que a energia injetada seja utilizada para abater integralmente a energia consumida (considerando todas as componentes tarifárias), de modo que a energia injetada na rede pelo micro ou minigerador acaba sendo valorada pela tarifa de energia elétrica estabelecida para os consumidores (ANEEL, 2018).

As distribuidoras de energia elétrica e alguns consumidores argumentavam que o modelo de compensação vigente não possibilitava adequada remuneração pela utilização da rede de distribuição, transferindo custos aos consumidores que não possuem geração própria.

De outro lado, os grupos interessados no crescimento da geração própria defendiam o modelo de compensação vigente e destacavam os benefícios da expansão do setor (Ibid.)

De acordo com MME e EPE (2021, p. 287) uma análise internacional mostra que não só no Brasil, mas em diversos países está acontecendo essa revisão da regulamentação da MMGD. De forma complementar, cabe ressaltar que:

“Tais alterações regulatórias estão sendo praticadas internacionalmente não apenas com o foco na geração distribuída, mas sob um contexto mais amplo de modernização do setor elétrico, que busca permitir a inserção de demais recursos energéticos distribuídos (baterias, resposta da demanda e veículos elétricos, por exemplo) de forma eficiente” (Castro e Dantas, 2018, apud MME; EPE, 2021, p. 287).

Após dois anos de tramitação, em janeiro, foi publicada no Diário Oficial da União a Lei 14.300 de 6 de janeiro de 2022, que institui o Marco Legal da Geração Distribuída (MMGD). Seu desenvolvimento envolveu agentes privados do setor, representantes do setor regulatório e das distribuidoras e teve como objetivo manter a viabilidade dos empreendimentos de GD e atendendo às exigências dos agentes de distribuição (EPOWERBAY, 2022).

O Marco Legal da MMGD representa um avanço fundamental para o desenvolvimento das bases que vão permitir que o Brasil se insira em um novo patamar de inovação, sustentabilidade e competitividade. O Marco Legal representará uma estrutura legal e regulatória mais robusta, trazendo mais segurança jurídica, estabilidade e previsibilidade para o mercado (GREENER, 2022).

Algumas mudanças trazidas pela Lei 14.300/22 são autoaplicáveis, ou seja, estão vigentes desde o momento de publicação da Lei e outras ainda dependem de regulamentação complementar da ANEEL para começar a valer. Alguns pontos do Marco Legal que sofreram alterações em relação às Resoluções Normativas anteriores serão apresentados a seguir.

3.3.1 Potência Instalada

A microgeração distribuída continua sendo caracterizada por uma central geradora de energia elétrica até 75 kW de potência instalada. Já o limite para a Minigeração Distribuída foi alterado, sendo entre a faixa de centrais geradoras com potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW para as fontes não despacháveis, onde a fonte solar fotovoltaica está inclusa, sendo considerada então fonte

despachável apenas se o sistema tiver bateria para armazenar 20% da capacidade de geração mensal da usina (BRASIL, 2022c).

Um entendimento possível dessa limitação para fonte solar fotovoltaica é de que as fontes despacháveis precisam de uma potência instalada maior para a sua viabilidade do que quando são comparadas às fontes não despacháveis e a energia solar fotovoltaica é capaz de atingir a sua viabilidade com projetos com potência menor, não sendo necessário que o seu limite de potência instalada seja igual ao das outras fontes (ENERGÊS, 2022).

3.3.2 Demanda Contratada

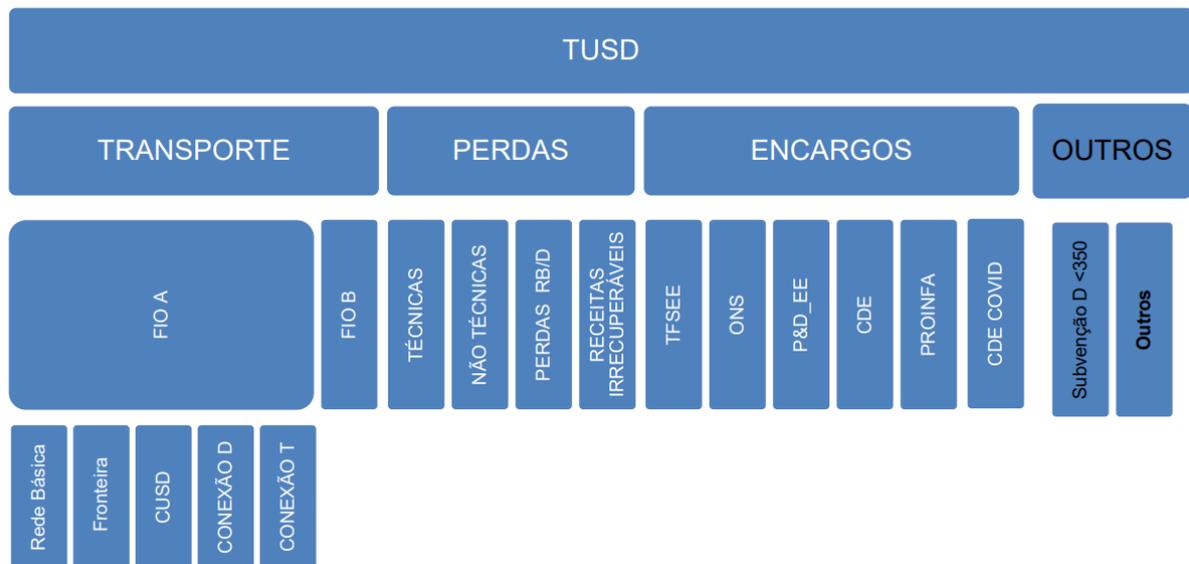
Uma conquista obtida para os geradores de energia é a alteração no cálculo da demanda contratada para as unidades consumidoras de GD. Conforme o artigo 26 da lei, o faturamento da demanda se dará de acordo com a forma de utilização do sistema de distribuição, e não mais pela TUSD demanda. (BRASIL, 2022c).

Esse era um tema que gerava um certo inconformismo entre os geradores, já que implicava em custos muito elevados para os projetos de geração remota, que não tem carga junto, pois o valor da demanda para consumir energia é muito maior que o valor para injetar energia na rede de distribuição (MELCOP, 2022). Então essa alteração corrige esse antigo mal enquadramento dos projetos de geração remota e agora os projetos que se conectarem em média tensão (grupo A4 e A3a) passarão a pagar a TUSD aplicada às unidades geradoras (TUSDg). A mudança na tarifa paga, passará a valer a partir da próxima revisão tarifária da respectiva distribuidora, que acontece a cada 4 a 5 anos. Esta mudança traz benefícios para os projetos, uma vez que a TUSDg tem valores significativamente menores do que a Demanda Contratada anterior, a TUSD A4 verde.

3.3.3 Valoração dos créditos

Para compreender melhor como se dará a valoração dos créditos com a Lei 14.300/22, é necessário entender como é a composição da tarifa de energia elétrica. No tópico 2.2 foi apresentada uma visão mais ampla dos custos referentes à tarifa de energia, e as figuras 7 e 8 apresentam os componentes tarifários referentes à cada parcela de energia.

Figura 7: Composição da Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)



Fonte: ANEEL, 2022i

Figura 8: Composição da Tarifa de Energia (TE)



Fonte: ANEEL, 2022i

A tarifa é composta pela soma da TUSD e da TE, sendo TUSD a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição e é referente ao valor em R\$/kWh dos custos com os fios, postes e outros equipamentos utilizados para distribuir a energia elétrica. Já a TE é a Tarifa de Energia que se refere ao valor em R\$/kWh da energia consumida pela unidade consumidora.

Para os Sistemas de MMGD que protocolarem o parecer de acesso (atualmente denominado “orçamento de conexão”) até 12 meses após a publicação da lei, permanecem nas condições atuais, no sistema de compensação atual, chamada de Direito Adquirido, até 31 de

dezembro de 2045, ou seja, cada quilowatt-hora injetado é utilizado na compensação de todas as componentes da tarifa de eletricidade (BRASIL, 2022c).

Para os novos consumidores, o Marco Legal de Geração Distribuída (2022) propõe uma transição de seis anos. A nova regra reduz o valor da energia elétrica compensada. De acordo com o Marques (2022), quem iniciar o seu processo de homologação a partir do dia 07/01/2023 já estará sujeito às novas regras de cobrança da tarifa de uso do sistema de distribuição, ou seja, da remuneração do Fio B, parte da tarifa que remunera as distribuidoras. O percentual vai subindo gradativamente:

- 15% a partir de 2023;
- 30% a partir de 2024;
- 45% a partir de 2025;
- 60% a partir de 2026;
- 75% a partir de 2027;
- 90% a partir de 2028.

De acordo com a Lei 14.300 (BRASIL, 2022c) para as unidades de minigeração distribuída acima de 500 kW de autoconsumo remoto em fonte não despachável ou na modalidade geração compartilhada, em que um único titular detenha 25% ou mais do excedente de energia elétrica, o faturamento de energia do SCEE deve considerar incidência, até 2028, de:

- 100% do Fio B
- 40% do Fio A
- 100% da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) e encargos

de Pesquisa e Desenvolvimento.

Após o período de transição, a partir de 2029, as novas regras tarifárias serão definidas conforme diretriz do CNPE e valoração dos benefícios da GD de acordo com a regulamentação da ANEEL (GREENER, 2022).

3.3.4 Novas possibilidades de associação de consumidores de energia elétrica para Geração Compartilhada

Além das cooperativas e consórcios já citados pela REN 687/15, que alterou a REN 482/12, a Lei 14.300/22 inova ao possibilitar a utilização de outras formas de associação de

consumidores de energia elétrica para GD Compartilhada (VIDAL e DONIN, 2022). Foram incluídas na Geração Compartilhada os termos de “condomínio civil voluntário ou edifício ou qualquer forma de associação civil, instituída para este fim” (BRASIL, 2022c). Uma definição adotada é exclusiva para GD e a nova forma de associação é definida como:

“consórcio de consumidores de energia elétrica: reunião de pessoas físicas e/ou jurídicas consumidoras de energia elétrica instituído para a geração de energia destinada a consumo próprio, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora” (BRASIL, 2022c).

De acordo com Vidal e Donin (2022), esta possibilidade é muito benéfica ao mercado, visto que as estruturas de consórcio e cooperativas tem regras de administração específicas e nem sempre estão em conformidade com a operação de GD, portanto esta modalidade específica de associação facilita o acesso ao SCEE, sendo benéfico aos agentes econômicos e muito favorável para o incentivo da geração de energia renovável.

3.3.5 Custo de Disponibilidade

A taxa mínima que as distribuidoras cobram para o uso da infraestrutura de distribuição continua sendo de 30 kWh, 50 kWh e 100 kWh respectivamente para ligações monofásicas, bifásicas e trifásicas, porém o pagamento do custo de disponibilidade para todos os consumidores foi alterado. Segundo GREENER (2022), a Lei 14.300/22 segue as regras abaixo:

- Projetos com o direito adquirido: a compensação de energia ocorre até o valor de referência, se o consumo medido for maior que o valor de referência.
- Projetos na regra de transição: se o consumo medido for maior que o valor de referência, a compensação de energia ocorre em todo o consumo, sem a cobrança do custo de disponibilidade

Para os dois casos, se o consumo medido for menor que o valor de referência, o consumidor paga o custo de disponibilidade.

3.3.6. Alocação de créditos

Uma importante mudança trazida pela Lei 14.300/22 é a possibilidade de “envio” de energia entre distribuidoras. O artigo 15 da supramencionada Lei descreve essa possibilidade:

“Os excedentes de energia provenientes de geração distribuída em unidades geradoras atendidas por permissionárias de energia elétrica podem ser alocados nas concessionárias de distribuição de energia elétrica onde a permissionária de distribuição de energia elétrica se encontra localizada, atendidas as normas estabelecidas pela Aneel” (BRASIL, 2022c)

Segundo o Diretor da ANEEL, essa é uma das mudanças que somente poderá ser realizada após definições estabelecidas em regulamentação técnica da ANEEL, uma vez que envolve 105 distribuidoras e este processo tende a ser muito complexo.

Em setembro de 2022, a ANEEL publicou a Nota Técnica nº 41/22² (ANEEL, 2022h), que tem o objetivo de apresentar proposta, para ser submetida à Consulta Pública, referente à adequação dos regulamentos aplicáveis à micro e minigeração distribuída. Um dos posicionamentos para esse artigo é de que o excedente de energia pode ser alocado em unidades consumidoras atendidas nas concessionárias com as quais a permissionária tenha um Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) celebrado na condição de usuária do sistema (ANEEL, 2022h)

A indicação das unidades consumidoras beneficiadas, atendidas pela concessionária de que trata o caput, deve ser realizada pelo interessado à permissionária que atende a unidade com microgeração ou minigeração. Em até 5 dias úteis, contados da indicação das UC beneficiadas, a permissionária deve informar à concessionária relacionada na operação, as unidades consumidoras beneficiadas (ANEEL, 2022d).

“A cada ciclo de faturamento, em até 5 dias úteis contados da data da realização da leitura do sistema de medição para faturamento, a permissionária deve enviar à concessionária de que trata o caput os excedentes de energia a serem alocados nas unidades consumidoras da concessionária” (ANEEL, 2022d).

²Nota Técnica nº41/2022 é referente aos Processos nº 48500.004924/2010-51 e nº 48500.004937/2020-00 da ANEEL.

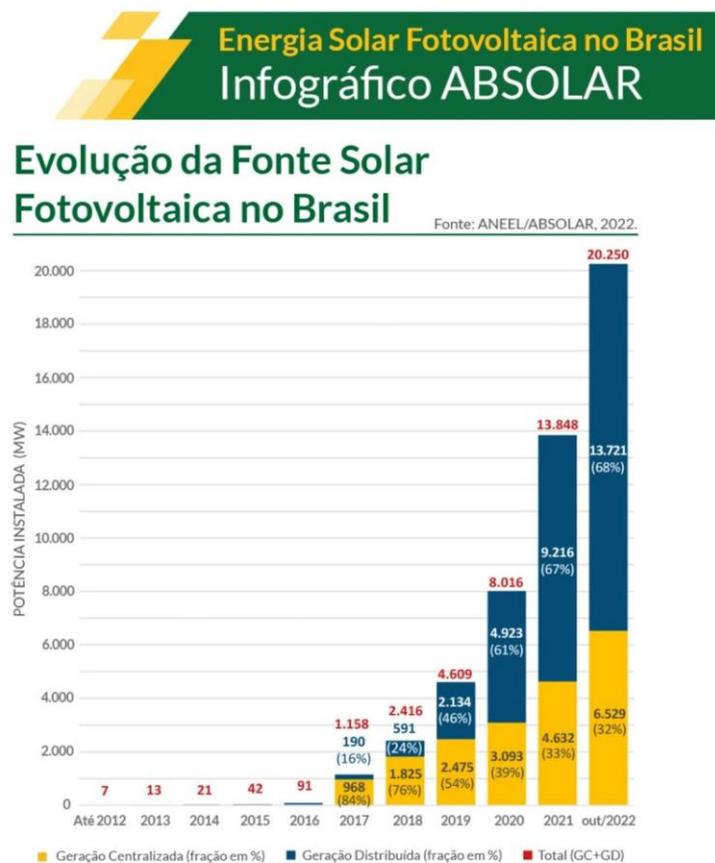
Hoje as distribuidoras têm o prazo de 30 (trinta) dias para operacionalizar a alteração dos percentuais dos excedentes de energia elétrica e é possível observar um atraso na alteração em reclamações feitas para a ouvidoria da ANEEL (BRASIL, 2022a, 2022c). Para esta nova operação serão 5 dias a mais para a alteração, o que gera um problema técnico para as distribuidoras e para os geradores de energia, pois atualmente o prazo equivale a um ciclo de faturamento, e 35 dias ocasionaria um atraso de compensação de energia de até 2 meses.

Vale ressaltar que essa proposta é preliminar, pois ainda está sendo submetida à Consulta Pública nº 51/2022, de forma que os agentes do mercado de energia ainda podem se manifestar sobre esse e outros pontos, delimitando a proposta de resolução final.

3.4 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NA GD

Segundo a ABSOLAR (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica) (2020) a geração distribuída fotovoltaica cresceu a uma taxa média de 230% ao ano no Brasil desde 2013. O crescimento da GD por fonte solar no Brasil continua em destaque, com tendência de aumento de mais de 80% na capacidade instalada em 2022, em relação a 2021, de acordo com o Ministério de Minas e Energia (2022). A figura 9 apresenta a evolução da fonte solar fotovoltaica ao longo dos anos, alcançando em outubro de 2022 a marca de 20 GW de potência instalada, englobando Geração Distribuída e Geração Centralizada.

Figura 9: Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil



Atualizado em 05/10/2022 | nº 48



Fonte: ABSOLAR, 2022.

Esse crescimento muito rápido da energia solar no Brasil se deve aos incentivos do governo, do decréscimo do valor dos equipamentos e ao fato do país estar quase totalmente situado entre os Trópicos de Câncer e de Capricórnio. Essa questão geográfica garante ao Brasil

elevados índices de incidência da radiação solar em quase todo o território nacional, até mesmo durante o inverno, o que proporciona ao país condições vantajosas para o aproveitamento energético do recurso solar (MME; EPE, 2018).

O forte aumento da GD Fotovoltaica em 2022 é reflexo também de políticas públicas de incentivo às fontes de energia renováveis e da Micro e Minigeração Distribuída, como a Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022. O Marco Legal da GD gerou uma “corrida” no setor, diante da oportunidade de assegurar a gratuidade da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) (BRASIL; MME, 2022).

De acordo com Moreira Júnior e Souza (2020) apesar da Alemanha receber 40% menos radiação do que o lugar menos ensolarado do Brasil e é um país em que a tecnologia fotovoltaica já se encontra em estágio muito avançado. Segundo a Agência Internacional para as Energias Renováveis (IRENA), no começo de 2022 a Alemanha ocupava a quarta posição no ranking de países com maior capacidade instalada de energia solar, enquanto o Brasil está na décima quarta posição. Por outra perspectiva, o Brasil assumiu a 4ª posição no ranking mundial de crescimento da energia solar em 2021, o que mostra o imenso potencial de geração de energia solar fotovoltaica no país (CANAL ENERGIA, 2022).

Dadas as condições favoráveis de mercado e o excelente recurso solar disponível em todas as regiões do Brasil, a fonte de geração de energia solar fotovoltaica é responsável por mais de 99,9% de todos os sistemas de Geração Distribuída (TAKATA; SAUAIA; KOLOSZUK, 2019; ANEEL, 2022m).

3.5 ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA

Considerando o atual contexto de transição regulatória, o objetivo deste trabalho foi apresentar uma avaliação financeira dos impactos da Lei 14.300, especificamente o impacto do artigo 15, em uma usina de minigeração distribuída localizada na Elektro e na CERVAM com características distintas entre elas. Foi escolhida para este trabalho uma usina solar fotovoltaica por ser a fonte mais expressiva no setor de GD atualmente.

Foi analisada uma usina de minigeração distribuída, na modalidade de geração compartilhada, com as unidades consumidoras participantes de um consórcio de consumidores de energia elétrica. A escolha do consórcio foi motivada por ser a nova forma de associação trazida pela Lei 14.300/22, exclusiva para GD, e para atender médias empresas e consumidores residenciais.

O primeiro caso proposto reportou uma usina enviando o excedente de energia para os consumidores atendidos apenas pela CERVAM, que seria a possibilidade existente até a publicação da Lei 14.300 e o segundo foi uma usina na Elektro, enviando o excedente de energia para os consumidores da concessionária Elektro. Já o terceiro caso tratava-se uma usina na CERVAM, enviando o excedente de energia para a Elektro, a qual é a principal agente supridora da permissionária CERVAM (ANEEL, 2022) e a nova possibilidade de alocação de energia com a publicação da nova lei.

É necessário o entendimento de alguns indicadores de viabilidade econômico-financeira para realizar as análises dos casos citados acima. Para este trabalho serão considerados o *Payback time*, Valor Presente Líquido (VPL), TIR, TMA e será apresentado o Fluxo de Caixa estimado do projeto para os próximos 25 anos, período este considerado como o tempo de vida útil dos módulos fotovoltaicos (MARTINS, 2021).

3.5.1. Indicadores econômico-financeiros

Payback time é um indicador que representa o período de recuperação do investimento inicial e é obtido calculando-se o tempo necessário para que os fluxos de caixa futuros acumulados igualem o montante do investimento inicial. (FONSECA e BRUNI, 2003). Em outras palavras, é quando as receitas superam o capital investido. Normalmente o payback é calculado em meses, semestres ou anos.

O Valor Presente Líquido (VPL) considera explicitamente o valor do dinheiro no tempo, é o valor do fluxo de caixa do investimento aplicado a uma taxa de juros e levado a valor presente, ou seja, é o retorno financeiro em reais obtido (MENEZES, 2022). De acordo com Fonseca e Bruni (2003), se o VPL calculado for maior que zero, o investimento vale a pena, caso contrário, o projeto é inviável. Em uma situação em que dois projetos têm VPL maior que zero, escolhe-se o de maior VPL.

A Taxa Interna de Retorno, conhecida como TIR, representa a taxa financeira que consegue levar o VPL a zero. A TIR reflete a qualidade e principalmente a atratividade do investimento, e em projetos de grande porte ela é fundamental na tomada de decisão de um projeto com alto investimento (PELLEGRINI, 2019).

Já a TMA ou taxa mínima de atratividade, corresponde ao percentual mínimo que um investidor se propõe a ganhar e é estimada com base nas principais taxas de juros aplicadas pelo mercado vigente (SCHULTZ, 2019). A TMA é fundamental, pois é possível compará-la com a

TIR do projeto e caso a TIR seja maior que a TMA o investimento é atrativo, isto é, viável financeiramente.

4 METODOLOGIA

Neste capítulo é apresentada a metodologia adotada para desenvolvimento do trabalho. Inicialmente estão descritos os custos básicos de um projeto de minigeração distribuída, são definidas as características da usina estudada e as premissas da análise, para maior aproximação de um sistema real.

4.1 CUSTOS DO PROJETO

Para este trabalho, as análises foram realizadas em valores nominais, ou seja, não levam em consideração a inflação sobre as receitas, despesas ou custos relacionados ao projeto. A TMA utilizada é de 6,17% e foi obtida pelo valor do Tesouro IPCA+ 2045, de acordo com o Tesouro Direto (2022) em 19 de novembro de 2022, que corresponde ao IPCA+6,17%.

Os custos principais da construção de uma usina solar fotovoltaica são: Capex e Opex. O Capex é o investimento inicial, para a compra dos equipamentos (painéis fotovoltaicos, inversores, estruturas, cabos, transformadores, etc.), os serviços de engenharia, montagem e seguros de obra (CANAL SOLAR, 2022)

Já o Opex é relacionado aos custos operacionais, como operação e manutenção da usina, limpeza dos painéis fotovoltaicos, aluguel do terreno, demanda contratada, gestão financeira e contábil do empreendimento, entre outros (Ibid.).

Para a realização das análises, foi considerada como entradas do fluxo de caixa livre os excedentes de energia consumidos pelos integrantes do consórcio, ou seja, a energia gerada pela usina multiplicada pelo valor da tarifa final que sobra para o investidor, considerando que toda energia gerada é consumida no mesmo mês. Já nas saídas são considerados os gastos com implantação e manutenção da usina.

O levantamento de produtividade das usinas, forma de desconto ofertado ao consumidor final e modelagem financeira dos projetos foi realizado em parceria com a empresa Lemon Energia, uma startup que faz a gestão dos excedentes de energia de usinas de terceiros, na modalidade de geração compartilhada.

4.2 CARACTERÍSTICAS DA USINA DE MINIGERAÇÃO

Para este trabalho foi analisada uma usina de minigeração fotovoltaica na modalidade de GD Compartilhada de 1 MW de potência instalada em 3 casos diferentes:

- Caso 1: usina instalada na cidade de Porto Ferreira, atendida pela CERVAM e considera-se que todos os clientes recebedores do excedente de energia da usina estão presentes na área da permissionária e a demanda contratada é paga à CERVAM.

- Caso 2: usina instalada na cidade de Araras, atendida pela concessionária Elektro e considera-se que todos os clientes recebedores do excedente de energia estão presentes na área da concessionária e a demanda contratada é paga à Elektro.

- Caso 3: Lei 14.300 - usina instalada em Porto Ferreira e considera-se que os clientes recebedores do excedente de energia da usina estão presentes na área da concessionária Elektro e a demanda contratada é paga à CERVAM, pois a usina está localizada na área da permissionária.

Para os casos citados, foram consideradas usinas de mesma potência e produção à título de comparação. As características de potência e produtividade das usinas estão descritas na tabela 1:

Tabela 1: Potência e produtividade da usina.

| Potência Nominal | Potência Pico | Produção de energia |
|------------------|---------------|---------------------|
| 1,00 MW | 1,30 MWp | 2225 MWh/ano |

Fonte: a autora.

4.3 PREMISSAS DE ANÁLISE

Para o desenvolvimento deste trabalho foram utilizadas as seguintes premissas:

- a) Início de operação das usinas em janeiro de 2023;
- b) aplicação da tarifa B3 Comercial para as unidades consumidoras participantes do consórcio e a usina de minigeração faturada pelo grupo A4;
- c) tarifas consideradas no cenário de bandeira verde;
- d) pagamento da demanda contratada da usina como TUSDg;
- e) incidência de alíquota de PIS/COFINS 5%, e ICMS de 18%
- f) investimento inicial próprio, sem alavancagem;
- g) degradação dos módulos Fotovoltaicos de 2% no primeiro ano, e 0,5% nos demais;

- h) desconto de 10% fixo sobre a tarifa de energia elétrica com impostos para os participantes do consórcio;
- i) taxa de remuneração para a empresa gestora da usina de 10% sobre a tarifa pós desconto do cliente e impostos não compensados;
- j) considera-se pagamento de 100% do Fio B após 2029.

4.4 TARIFAS E CENÁRIO TRIBUTÁRIO ATUAL

Neste tópico foram abordados o cenário tributário atual, já que recentemente houve uma alteração na base de cálculo do ICMS da energia elétrica, e as tarifas das distribuidoras CERVAM e Elektro. O Fio B, valor de muita importância para o cálculo de compensação, também será apresentado.

4.4.1 Lei Complementar 194/2022

Em junho de 2022 foi publicada a Lei Complementar nº 194/22, a qual trouxe significativas mudanças no Código Tributário Nacional e na Lei Complementar (LC) nº 87/96 (Lei Kandir) a fim de reconhecer como essenciais os bens e serviços relacionados aos combustíveis, energia elétrica, comunicações e transporte coletivo. Com isso, a lei limitou a cobrança de ICMS sobre esses bens e serviços a uma alíquota que não pode ultrapassar 17% ou 18% dependendo do estado do Brasil (BARROSO, 2022).

Além do foco principal referente à redução significativa da alíquota de ICMS sobre energia elétrica na maioria dos estados, a LC nº 194/22 passou a estabelecer também a não incidência de ICMS sobre os serviços de transmissão e distribuição e encargos setoriais vinculados às operações com energia elétrica (BRASIL, 2022b; MME, 2022).

Conforme as figuras apresentadas no capítulo 3.3.3, as parcelas da tarifa de energia elétrica em que há a não incidência de ICMS são:

- TUSD: Transporte e Encargos
- TE: Encargos

4.4.2 Tarifas de Energia Elétrica

Os valores de cada componente tarifário de energia da CERVAM e Elektro são obtidos pela ANEEL (ANEEL, 2022j) e em seguida são aplicados os impostos incidentes, como PIS/COFINS e ICMS, já sendo consideradas as mudanças previstas pela Lei Complementar nº 194/2022. Foram considerados os valores vigentes em novembro de 2022 e as tarifas do subgrupo B3 convencional e subgrupo A4 geração (TUSD A4g) para a demanda contratada. A parcela TE e TUSD das distribuidoras estudadas neste trabalho, a tarifa total com impostos de cada uma e o valor da TUSD A4g estão apresentadas na tabela abaixo:

Tabela 2: Tarifas de Energia Elétrica da CERVAM e Elektro.

| Distribuidora | TUSD (R\$/MWh) | TE (R\$/MWh) | Tarifa com impostos (R\$/MWh) | Demanda Contratada - TUSDg (R\$/kW) |
|---------------|----------------|--------------|-------------------------------|-------------------------------------|
| CERVAM | 437,60 | 185,42 | 699,31 | 14,05 |
| Elektro | 426,45 | 266,49 | 790,18 | 12,78 |

Fonte: a autora com base em ANEEL (2022j).

Como foi apresentado anteriormente neste trabalho, o Fio B é o componente tarifário que será pago gradualmente a cada ano e esse valor varia de distribuidora para distribuidora. Na tabela 3 a seguir estão os valores do Fio B e a porcentagem que eles representam das tarifas sem impostos.

Tabela 3: Valor do Fio B na Tarifa de Energia Elétrica da CERVAM e Elektro

| Distribuidora | Fio B (R\$/MWh) | % da tarifa sem impostos |
|---------------|-----------------|--------------------------|
| CERVAM | 211,39 | 33,93% |
| Elektro | 195,62 | 28,23% |

Fonte: a autora com base em ANEEL (2022j).

Para exemplo de cálculo, no primeiro ano de aplicação dessa nova regra do sistema de compensação de energia, o Fio B pago será referente a 5,09% da tarifa sem impostos na CERVAM e na Elektro será referente a 4,23%.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

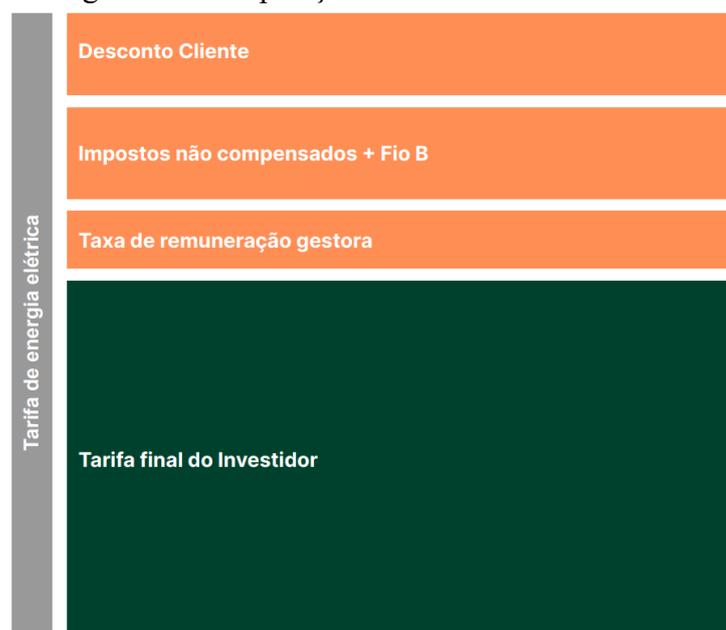
Neste capítulo é apresentada a análise financeira dos três casos propostos, considerando o Marco Legal da GD. Não há carga junto às usinas, portanto foi considerada que toda energia que for gerada será consumida no mesmo mês pelos participantes do consórcio, para que o valor de geração de energia do mês seja toda a energia gerada multiplicada pela tarifa final do investidor.

O valor do Capex estimado para os projetos depende da potência instalada de cada um. A partir de estudos da Greener (2022), os valores de R\$/Wp variam entre 4,88 a 3,97, portanto, para as usinas estudadas foi considerado R\$ 4,35 / Wp. O valor do Opex é estimado como um percentual do Capex, normalmente variando de 2% a 3%.

O valor da tarifa final do investidor é calculado pela tarifa de energia elétrica vigente, diminuído o desconto ofertado para os clientes/consumidores participantes do consórcio, descontado os impostos que não são compensados, como PIS/COFINS e ICMS, descontado o Fio B e descontada a taxa de remuneração para a gestora responsável pela administração do consórcio da usina. A tarifa final do investidor acompanha o pagamento gradual do componente tarifário Fio B e de 2029 em diante considera-se pagamento de 100% do Fio B.

Na figura 10 está representado um exemplo de composição da tarifa de energia, resultando na tarifa final do investidor.

Figura 10: Composição Tarifa Final do Investidor



Fonte: a autora.

Como as usinas são faturadas pelo grupo A, o custo a ser pago da Demanda Contratada é da TUSDg (geração), mudança que ocorreu devido à Lei nº 14.300 e foi calculada com a equação 1 abaixo:

$$Demanda\ Contratada\left(\frac{R\$}{ano}\right) = \frac{Potência\ Instalada\ (kW) * TUSDg\left(\frac{R\$}{kW}\right) * 1000 * 12}{1 - \left(\frac{PIS}{COFINS}\right)\ (%)}$$
 (1)

5.1 CASO 1: ENERGIA GERADA E CONSUMIDA NA PERMISSIONÁRIA CERVAM

Para este primeiro caso foi considerado o Opex como 1,5% do Capex, já que nesse custo engloba aluguel do terreno, manutenção, entre outros.

Os custos do projeto por ano, que são o valor do Capex, Opex e da Demanda Contratada (TUSDg) estão apresentados na tabela abaixo.

Tabela 4: Custos do projeto – caso 1

| Capex | Opex | Demanda Contratada (R\$/ano) |
|------------------|---------------|------------------------------|
| R\$ 5.655.000,00 | R\$ 84.825,00 | R\$ 177.473,68 |

Fonte: a autora.

Na tabela 5 está apresentada a tarifa final do investidor e a geração de energia elétrica anual.

Tabela 5: Tarifa e Geração anual de energia elétrica - caso 1

| Ano | Tarifa final do investidor (R\$/MWh) | Geração anual (MWh) |
|-----|--------------------------------------|---------------------|
| 0 | R\$ 497,78 | 0,00 |
| 1 | R\$ 469,24 | 2225 |
| 2 | R\$ 440,70 | 2181 |
| 3 | R\$ 412,17 | 2169 |
| 4 | R\$ 383,63 | 2158 |
| 5 | R\$ 355,09 | 2147 |
| 6 | R\$ 326,55 | 2136 |
| 7 | R\$ 307,53 | 2125 |
| 8 | R\$ 307,53 | 2114 |
| 9 | R\$ 307,53 | 2103 |
| 10 | R\$ 307,53 | 2092 |
| 11 | R\$ 307,53 | 2080 |

| | | | |
|----|-----|--------|------|
| 12 | R\$ | 307,53 | 2069 |
| 13 | R\$ | 307,53 | 2058 |
| 14 | R\$ | 307,53 | 2047 |
| 15 | R\$ | 307,53 | 2036 |
| 16 | R\$ | 307,53 | 2025 |
| 17 | R\$ | 307,53 | 2014 |
| 18 | R\$ | 307,53 | 2003 |
| 19 | R\$ | 307,53 | 1991 |
| 20 | R\$ | 307,53 | 1980 |
| 21 | R\$ | 307,53 | 1969 |
| 22 | R\$ | 307,53 | 1958 |
| 23 | R\$ | 307,53 | 1947 |
| 24 | R\$ | 307,53 | 1936 |
| 25 | R\$ | 307,53 | 1925 |

Fonte: a autora.

Após realizar os cálculos de entradas e saídas, foi encontrado o Fluxo de Caixa do projeto, apresentado na tabela 6.

Tabela 6: Receita obtida a partir da Geração, Custos do projeto e Fluxo de Caixa - caso 1

| Ano | Receita Obtida a partir da Geração | Custos do projeto | Fluxo de Caixa |
|-----|------------------------------------|-------------------|-------------------|
| 0 | R\$ - | -R\$ 5.655.000,00 | -R\$ 5.655.000,00 |
| 1 | R\$ 1.044.063,81 | -R\$ 262.298,68 | R\$ 781.765,12 |
| 2 | R\$ 960.956,18 | -R\$ 262.298,68 | R\$ 698.657,50 |
| 3 | R\$ 894.144,48 | -R\$ 262.298,68 | R\$ 631.845,80 |
| 4 | R\$ 827.967,74 | -R\$ 262.298,68 | R\$ 565.669,06 |
| 5 | R\$ 762.425,97 | -R\$ 262.298,68 | R\$ 500.127,28 |
| 6 | R\$ 697.519,15 | -R\$ 262.298,68 | R\$ 435.220,47 |
| 7 | R\$ 653.460,28 | -R\$ 262.298,68 | R\$ 391.161,60 |
| 8 | R\$ 650.039,02 | -R\$ 262.298,68 | R\$ 387.740,34 |
| 9 | R\$ 646.617,76 | -R\$ 262.298,68 | R\$ 384.319,08 |
| 10 | R\$ 643.196,51 | -R\$ 262.298,68 | R\$ 380.897,82 |
| 11 | R\$ 639.775,25 | -R\$ 262.298,68 | R\$ 377.476,56 |
| 12 | R\$ 636.353,99 | -R\$ 262.298,68 | R\$ 374.055,31 |
| 13 | R\$ 632.932,73 | -R\$ 262.298,68 | R\$ 370.634,05 |
| 14 | R\$ 629.511,47 | -R\$ 262.298,68 | R\$ 367.212,79 |
| 15 | R\$ 626.090,22 | -R\$ 262.298,68 | R\$ 363.791,53 |
| 16 | R\$ 622.668,96 | -R\$ 262.298,68 | R\$ 360.370,27 |
| 17 | R\$ 619.247,70 | -R\$ 262.298,68 | R\$ 356.949,02 |
| 18 | R\$ 615.826,44 | -R\$ 262.298,68 | R\$ 353.527,76 |
| 19 | R\$ 612.405,18 | -R\$ 262.298,68 | R\$ 350.106,50 |
| 20 | R\$ 608.983,93 | -R\$ 262.298,68 | R\$ 346.685,24 |

| | | | | | |
|----|-----|------------|-----------------|-----|------------|
| 21 | R\$ | 605.562,67 | -R\$ 262.298,68 | R\$ | 343.263,98 |
| 22 | R\$ | 602.141,41 | -R\$ 262.298,68 | R\$ | 339.842,73 |
| 23 | R\$ | 598.720,15 | -R\$ 262.298,68 | R\$ | 336.421,47 |
| 24 | R\$ | 595.298,89 | -R\$ 262.298,68 | R\$ | 333.000,21 |
| 25 | R\$ | 591.877,64 | -R\$ 262.298,68 | R\$ | 329.578,95 |

Fonte: a autora.

5.2 CASO 2: ENERGIA GERADA E CONSUMIDA NA CONCESSIONÁRIA ELEKTRO

A CERVAM atende apenas 6 municípios (CERVAM, 2021) e a Elektro atende 234 municípios espalhados pelo estado de São Paulo e alguns bem próximos à Região Metropolitana de São Paulo (ANEEL, 2022g), então a hipótese é de que o aluguel do terreno para instalar a usina fotovoltaica é superior em municípios atendidos pela Elektro do que em cidades atendidas pela CERVAM, como Porto Ferreira.

Por este motivo, para este caso foi utilizado um Opex de 2,5% do valor do Capex, superior ao caso 1, que foi de 1,5%. Na tabela 7 estão mostrados os custos do projeto e na tabela 8 está a tarifa final do investidor e a geração de energia anual.

Tabela 7: Custos do projeto - Caso 2

| Capex | Opex | Demanda Contratada (R\$/ano) |
|------------------|----------------|------------------------------|
| R\$ 5.655.000,00 | R\$ 141.375,00 | R\$ 161.431,58 |

Fonte: a autora.

Tabela 8: Tarifa e Geração anual de energia elétrica - caso 2

| Ano | Tarifa final do investidor (R\$/MWh) | Geração Anual (MWh) |
|-----|--------------------------------------|---------------------|
| 0 | R\$ 552,53 | 0,00 |
| 1 | R\$ 526,12 | 2225 |
| 2 | R\$ 499,71 | 2181 |
| 3 | R\$ 473,30 | 2169 |
| 4 | R\$ 446,89 | 2158 |
| 5 | R\$ 420,49 | 2147 |
| 6 | R\$ 394,08 | 2136 |
| 7 | R\$ 376,47 | 2125 |
| 8 | R\$ 376,47 | 2114 |
| 9 | R\$ 376,47 | 2103 |
| 10 | R\$ 376,47 | 2092 |

| | | | |
|----|-----|--------|------|
| 11 | R\$ | 376,47 | 2080 |
| 12 | R\$ | 376,47 | 2069 |
| 13 | R\$ | 376,47 | 2058 |
| 14 | R\$ | 376,47 | 2047 |
| 15 | R\$ | 376,47 | 2036 |
| 16 | R\$ | 376,47 | 2025 |
| 17 | R\$ | 376,47 | 2014 |
| 18 | R\$ | 376,47 | 2003 |
| 19 | R\$ | 376,47 | 1991 |
| 20 | R\$ | 376,47 | 1980 |
| 21 | R\$ | 376,47 | 1969 |
| 22 | R\$ | 376,47 | 1958 |
| 23 | R\$ | 376,47 | 1947 |
| 24 | R\$ | 376,47 | 1936 |
| 25 | R\$ | 376,47 | 1925 |

Fonte: a autora.

Do mesmo modo que no caso 1, na tabela 9 estão apresentados a receita obtida a partir da geração de energia, custos e o fluxo de caixa do projeto.

Tabela 9: Receita obtida a partir da Geração, Custos do projeto e Fluxo de Caixa - caso 2

| Ano | Receita Obtida a partir da Geração | Custos do projeto | Fluxo de Caixa |
|-----|------------------------------------|-------------------|-------------------|
| 0 | R\$ - | -R\$ 5.655.000,00 | -R\$ 5.655.000,00 |
| 1 | R\$ 1.170.618,84 | -R\$ 302.806,58 | R\$ 867.812,26 |
| 2 | R\$ 1.089.622,29 | -R\$ 302.806,58 | R\$ 786.815,71 |
| 3 | R\$ 1.026.772,62 | -R\$ 302.806,58 | R\$ 723.966,04 |
| 4 | R\$ 964.510,54 | -R\$ 302.806,58 | R\$ 661.703,96 |
| 5 | R\$ 902.836,06 | -R\$ 302.806,58 | R\$ 600.029,48 |
| 6 | R\$ 841.749,17 | -R\$ 302.806,58 | R\$ 538.942,59 |
| 7 | R\$ 799.954,93 | -R\$ 302.806,58 | R\$ 497.148,35 |
| 8 | R\$ 795.766,69 | -R\$ 302.806,58 | R\$ 492.960,11 |
| 9 | R\$ 791.578,44 | -R\$ 302.806,58 | R\$ 488.771,86 |
| 10 | R\$ 787.390,19 | -R\$ 302.806,58 | R\$ 484.583,62 |
| 11 | R\$ 783.201,95 | -R\$ 302.806,58 | R\$ 480.395,37 |
| 12 | R\$ 779.013,70 | -R\$ 302.806,58 | R\$ 476.207,12 |
| 13 | R\$ 774.825,46 | -R\$ 302.806,58 | R\$ 472.018,88 |
| 14 | R\$ 770.637,21 | -R\$ 302.806,58 | R\$ 467.830,63 |
| 15 | R\$ 766.448,97 | -R\$ 302.806,58 | R\$ 463.642,39 |
| 16 | R\$ 762.260,72 | -R\$ 302.806,58 | R\$ 459.454,14 |
| 17 | R\$ 758.072,47 | -R\$ 302.806,58 | R\$ 455.265,90 |
| 18 | R\$ 753.884,23 | -R\$ 302.806,58 | R\$ 451.077,65 |
| 19 | R\$ 749.695,98 | -R\$ 302.806,58 | R\$ 446.889,40 |
| 20 | R\$ 745.507,74 | -R\$ 302.806,58 | R\$ 442.701,16 |
| 21 | R\$ 741.319,49 | -R\$ 302.806,58 | R\$ 438.512,91 |

| | | | | | | |
|----|-----|------------|------|------------|-----|------------|
| 22 | R\$ | 737.131,25 | -R\$ | 302.806,58 | R\$ | 434.324,67 |
| 23 | R\$ | 732.943,00 | -R\$ | 302.806,58 | R\$ | 430.136,42 |
| 24 | R\$ | 728.754,75 | -R\$ | 302.806,58 | R\$ | 425.948,18 |
| 25 | R\$ | 724.566,51 | -R\$ | 302.806,58 | R\$ | 421.759,93 |

Fonte: a autora.

5.3 CASO 3: LEI 14.300 – ENERGIA GERADA NA CERVAM E CONSUMIDA NA ELEKTRO

Para o último caso proposto, foi utilizado um Opex de 2% do Capex, isto pois essa nova configuração, de alocação de energia entre distribuidoras, pode conter custos adicionais. Segundo uma das proposições da Minuta para a regulamentação da Lei 14.300, que aprimora as regras para a conexão e faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, o interessado é responsável por eventuais custos tributários adicionais decorrentes da operação (ANEEL, 2022d). Portanto, o gerador de energia, investidor do projeto, será o responsável por eventuais custos desta operação. Os custos do projeto estão na tabela 10 abaixo:

Tabela 10 - Custos do projeto - Caso 3

| Capex | Opex | Demanda Contratada (R\$/ano) |
|------------------|----------------|------------------------------|
| R\$ 5.655.000,00 | R\$ 113.100,00 | R\$ 177.473,68 |

Fonte: a autora.

A tarifa final do investidor e a geração de energia elétrica anual estão presentes na tabela 11. Por fim, na tabela 12 estão a Receita obtida a partir da Geração, custos e fluxo de caixa do projeto.

Tabela 11: Tarifa e Geração anual de energia elétrica - caso 3

| Ano | Tarifa final do investidor (R\$/MWh) | Geração Anual (MWh) |
|-----|--------------------------------------|---------------------|
| 0 | R\$ - | 0,00 |
| 1 | R\$ 526,12 | 2225 |
| 2 | R\$ 499,71 | 2181 |
| 3 | R\$ 473,30 | 2169 |
| 4 | R\$ 446,89 | 2158 |

| | | | |
|----|-----|--------|------|
| 5 | R\$ | 420,49 | 2147 |
| 6 | R\$ | 394,08 | 2136 |
| 7 | R\$ | 376,47 | 2125 |
| 8 | R\$ | 376,47 | 2114 |
| 9 | R\$ | 376,47 | 2103 |
| 10 | R\$ | 376,47 | 2092 |
| 11 | R\$ | 376,47 | 2080 |
| 12 | R\$ | 376,47 | 2069 |
| 13 | R\$ | 376,47 | 2058 |
| 14 | R\$ | 376,47 | 2047 |
| 15 | R\$ | 376,47 | 2036 |
| 16 | R\$ | 376,47 | 2025 |
| 17 | R\$ | 376,47 | 2014 |
| 18 | R\$ | 376,47 | 2003 |
| 19 | R\$ | 376,47 | 1991 |
| 20 | R\$ | 376,47 | 1980 |
| 21 | R\$ | 376,47 | 1969 |
| 22 | R\$ | 376,47 | 1958 |
| 23 | R\$ | 376,47 | 1947 |
| 24 | R\$ | 376,47 | 1936 |
| 25 | R\$ | 376,47 | 1925 |

Fonte: a autora.

Tabela 12: Receita obtida a partir da Geração, Custos do projeto e Fluxo de Caixa - caso 3

| Ano | Receita Obtida a partir da Geração | Custos do projeto | Fluxo de Caixa |
|-----|------------------------------------|-------------------|-------------------|
| 0 | R\$ - | -R\$ 5.655.000,00 | -R\$ 5.655.000,00 |
| 1 | R\$ 1.170.618,84 | -R\$ 290.573,68 | R\$ 880.045,15 |
| 2 | R\$ 1.089.622,29 | -R\$ 290.573,68 | R\$ 799.048,60 |
| 3 | R\$ 1.026.772,62 | -R\$ 290.573,68 | R\$ 736.198,93 |
| 4 | R\$ 964.510,54 | -R\$ 290.573,68 | R\$ 673.936,86 |
| 5 | R\$ 902.836,06 | -R\$ 290.573,68 | R\$ 612.262,37 |
| 6 | R\$ 841.749,17 | -R\$ 290.573,68 | R\$ 551.175,48 |
| 7 | R\$ 799.954,93 | -R\$ 290.573,68 | R\$ 509.381,25 |
| 8 | R\$ 795.766,69 | -R\$ 290.573,68 | R\$ 505.193,00 |
| 9 | R\$ 791.578,44 | -R\$ 290.573,68 | R\$ 501.004,76 |
| 10 | R\$ 787.390,19 | -R\$ 290.573,68 | R\$ 496.816,51 |
| 11 | R\$ 783.201,95 | -R\$ 290.573,68 | R\$ 492.628,26 |
| 12 | R\$ 779.013,70 | -R\$ 290.573,68 | R\$ 488.440,02 |
| 13 | R\$ 774.825,46 | -R\$ 290.573,68 | R\$ 484.251,77 |
| 14 | R\$ 770.637,21 | -R\$ 290.573,68 | R\$ 480.063,53 |
| 15 | R\$ 766.448,97 | -R\$ 290.573,68 | R\$ 475.875,28 |
| 16 | R\$ 762.260,72 | -R\$ 290.573,68 | R\$ 471.687,04 |
| 17 | R\$ 758.072,47 | -R\$ 290.573,68 | R\$ 467.498,79 |
| 18 | R\$ 753.884,23 | -R\$ 290.573,68 | R\$ 463.310,54 |

| | | | | | |
|----|-----|------------|-----------------|-----|------------|
| 19 | R\$ | 749.695,98 | -R\$ 290.573,68 | R\$ | 459.122,30 |
| 20 | R\$ | 745.507,74 | -R\$ 290.573,68 | R\$ | 454.934,05 |
| 21 | R\$ | 741.319,49 | -R\$ 290.573,68 | R\$ | 450.745,81 |
| 22 | R\$ | 737.131,25 | -R\$ 290.573,68 | R\$ | 446.557,56 |
| 23 | R\$ | 732.943,00 | -R\$ 290.573,68 | R\$ | 442.369,32 |
| 24 | R\$ | 728.754,75 | -R\$ 290.573,68 | R\$ | 438.181,07 |
| 25 | R\$ | 724.566,51 | -R\$ 290.573,68 | R\$ | 433.992,82 |

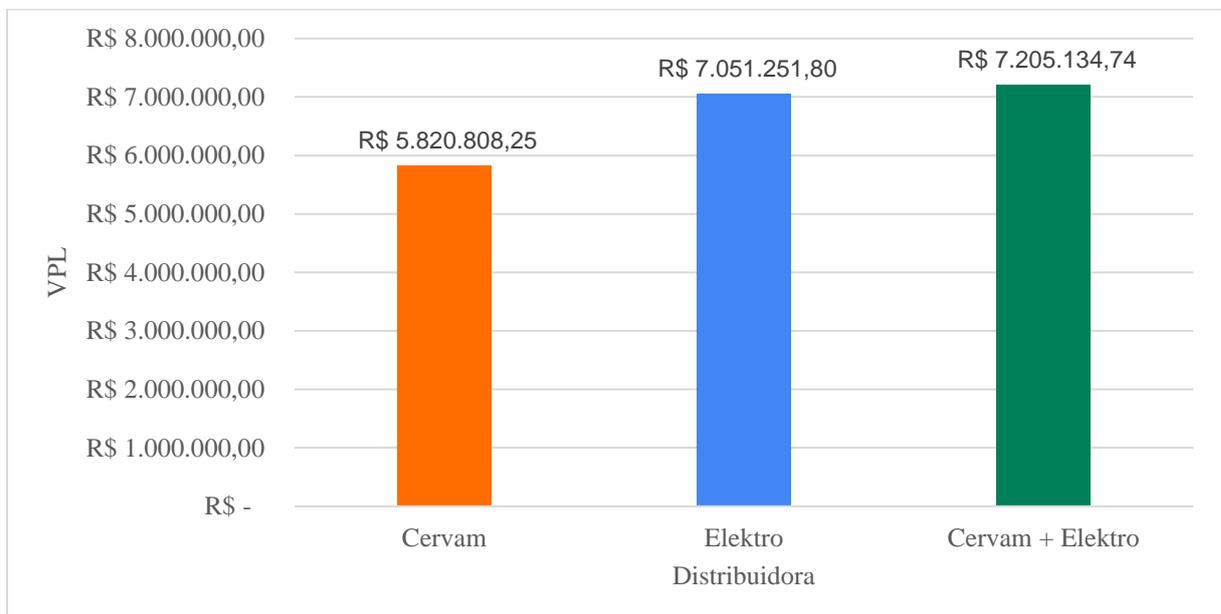
Fonte: a autora.

5.4 DISCUSSÕES

A partir dos resultados dos três casos apresentados foi possível realizar algumas análises. Foi utilizado o mesmo valor de Capex nos três casos para comparação e as diferenças foram no Opex, tarifas e demanda contratada.

No gráfico 1 tem-se a comparação do VPL nos três casos, sendo o VPL do caso 3, que é o caso que há a conexão entre as distribuidoras, o maior deles. Como foi apresentado no tópico 3.5.1. quando comparados projetos com VPL acima de zero, escolhe-se o projeto com maior VPL, que terá a maior viabilidade do investimento.

Figura 11: Comparação VPL dos casos estudados



Fonte: a autora.

O *payback time* dos 3 casos ficou próximo, sendo o do caso 1 o maior *payback time* de 11,3 anos, o do caso 2 de 8,9 anos e o *payback time* do caso 3 de 8,7 anos, sendo este o melhor *payback time*, que é o menor tempo que os lucros superam os custos.

Para este trabalho não foi utilizada a inflação nos custos do projeto e inflação ou reajuste na tarifa de energia. De acordo com um levantamento da Abraceel (2022), a tarifa de energia elétrica residencial teve um aumento muito acima da inflação comum no Brasil nos últimos 7 anos, sendo um aumento médio anual de 16,3% enquanto o IPCA variou 6,7% ao ano. Com isso, a hipótese possível é de que os projetos estudados apresentariam um *payback time* menor e mais atrativo e um VPL maior, se a inflação nos custos e ganhos fosse uma das premissas do presente trabalho.

A TIR dos 3 casos foi superior à TMA utilizada, mostrando a atratividade dos projetos. O caso que obteve a maior TIR foi o caso 3, com a nova possibilidade de alocação de créditos entre Concessionária e Permissionária, como apresentado na tabela 13.

Tabela 13: TIR dos 3 casos estudados

| Distribuidora de Energia | CERVAM | Elektro | CERVAM + Elektro |
|--------------------------|--------|---------|------------------|
| TIR | 6,54% | 9,13% | 9,43% |

Fonte: a autora.

O caso 3 obteve os melhores resultados, pois a tarifa de energia elétrica da concessionária Elektro tem o valor mais alto do que o valor da tarifa da permissionária de energia CERVAM, sendo assim um ponto limitante para algumas permissionárias que tem a tarifa mais alta que a concessionária.

Os números de consumidores por quilometro de rede que são atendidos por uma concessionária são bem maiores do que por uma permissionária, então os custos dos serviços da permissionária são maiores. Esse fator fez com que a ANEEL concedesse subsídios para as permissionárias, ou seja, descontos na compra de energia, para garantir o atendimento de distribuição nessas localidades. Esse ponto pode se tornar muito significativo, visto que os descontos na compra de energia das permissionárias estão diminuindo gradativamente, portanto os valores das tarifas de energia das permissionárias estão cada vez mais parecidos com os valores das concessionárias, podendo assim inviabilizar financeiramente esta operação simulada no caso 3 (COOPERMILA, 2022).

Um ponto de bastante relevância para a geração compartilhada é a população que pode ser atendida em cada Distribuidora de Energia, visto que quanto mais unidades consumidoras podem ser prospectadas como clientes isso significa mais consumidores potenciais para

participar do consórcio administrado pela gestora e mais confiabilidade na receita que o investidor recebe.

De acordo com a CERVAM (2021) a Permissionária CERVAM atende 4.202 unidades consumidoras e a Concessionária Elektro atende 2.771.904 unidades consumidoras (ANEEL, 2022g), então percebe-se uma área de atuação infinitamente maior para a GD compartilhada com essa possibilidade de envio de excedente de energia entre estas duas distribuidoras.

A Minuta de regulamentação da Lei 14.300/22 (ANEEL, 2022d) dispõe que essa operação de envio do excedente de energia de permissionária para concessionária deixa de ser possível caso o CUSD entre as distribuidoras deixe de vigorar. De antemão o mercado de energia já reagiu sobre esse ponto e a percepção é que a CUSD seria uma ferramenta muito burocrática e com uma certa insegurança para os geradores de energia.

Neste ponto vale ressaltar a necessidade da ANEEL de estabelecer maiores definições sobre o artigo 15, com critérios e condições mínimas para que o CUSD deixe de vigorar, levando a uma maior segurança jurídica para esta operação e para o gerador de energia não ficar tão refém da arbitrariedade das distribuidoras em celebrar o CUSD.

Uma questão que não foi abordada neste trabalho, mas que pode ter um impacto significativo no caso simulado é a infraestrutura elétrica do sistema de distribuição da permissionária, que pode não estar preparada para a conexão de uma usina de geração distribuída de 1 MW ou de maior potência instalada. A rede de distribuição de energia elétrica da permissionária pode não suportar a geração de energia da usina de GD e necessitar de reforços, que podem ter custos altos e assim inviabilizar técnica ou financeiramente o caso 3.

6 CONCLUSÃO

O presente trabalho abordou alguns pontos principais que resultaram no formato atual do Setor Elétrico Brasileiro, dando ênfase ao segmento de distribuição de energia elétrica. Como visto, são as concessionárias e permissionárias de energia elétrica que realizam esta distribuição para os consumidores finais, sendo este um serviço público e que tem como objetivo garantir o acesso à energia elétrica a todos os cidadãos brasileiros.

O crescimento exponencial da Geração Distribuída em poucos anos e o importante papel que ela exerce na expansão e no planejamento do setor elétrico brasileiro também foram pontos discutidos. Este papel de destaque se deve principalmente pela regulação da GD com as Resoluções Normativas 482/12, 687/15 e atualmente com a Lei 14.300/22 (Marco Legal da MMGD).

O Marco Legal da MMGD estabeleceu algumas alterações que podem ser interpretadas como benéficas para a GD ou não, mas é evidente que ele trouxe mais segurança jurídica e previsibilidade para o mercado de micro e minigeração distribuída. Uma das alterações previstas pelo Marco Legal está no artigo nº 15, que dispõe sobre a transferência de excedentes de energia de Permissionárias para Concessionárias de energia e o presente trabalho tratou de analisar essa alteração do ponto de vista de 3 casos distintos.

Foi analisado o investimento em uma usina de Minigeração Distribuída na modalidade de Geração Compartilhada em 3 casos, sendo o primeiro caso: gerando e consumindo energia na CERVAM, o segundo caso: gerando e consumindo energia na Elektro e o terceiro: gerando energia na CERVAM e consumindo na Elektro, sendo este último caso possível conforme a Lei 14.300/22. Utilizou-se como base de comparação o Capex igual para as 3 usinas e o Opex e tarifas diferentes, portanto, dadas estas e outras premissas presentes neste trabalho, a possibilidade de transferência de excedentes de energia entre distribuidoras tornou o projeto de Geração Distribuída Compartilhada mais atrativo e rentável do que os outros casos analisados. O caso 3 resultou em valores mais altos de VPL e TIR, resultou no *payback time* menor entre os casos estudados, tendo assim um retorno de investimento maior em um tempo menor, cenário que é sempre buscado por investidores de grandes projetos.

Para definições mais concretas de como ocorrerá esta operação referente ao artigo nº 15 e os outros pontos do Marco Legal da MMGD que não são autoaplicáveis é necessário ainda que a ANEEL faça a regulamentação complementar da Lei 14.300/22, que será após a Consulta Pública nº 51/2022 ser finalizada.

Em resumo, a Geração Compartilhada é uma modalidade da GD que auxilia o acesso à energia limpa para os consumidores que aderem a esse modelo, e juntamente com o artigo nº 15 do Marco Legal da MMD, possibilitam diversas operações nas regiões Sul e Sudeste, onde há maior concentração de permissionárias de energia, e apresentam novas oportunidades para os investidores/geradores de energia no âmbito da Geração Distribuída nas distribuidoras abordadas no trabalho.

Como sugestão para trabalhos futuros propõe-se o estudo do artigo nº 15 aplicado a outras permissionárias e concessionárias do Brasil, principalmente de Santa Catarina e Rio Grande do Sul e após a regulamentação da Lei 14.300, recomenda-se um estudo mais aprofundado dos custos que podem ocorrer nesta operação e a viabilidade econômico-financeira deste projeto levando em consideração inflação na tarifa de energia e nas despesas do projeto.

REFERÊNCIAS

A GERADORA. **Como a energia elétrica chega até sua casa**. 2015. Disponível em: <https://www.ageradora.com.br/como-a-energia-eletrica-chega-ate-sua-casa/>. Acesso em: 27 nov. 2022.

ABRACEEL, Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia. **Conta de luz sobe mais que o dobro da inflação no mercado cativo**. 2022. Disponível em: <https://abraceel.com.br/blog/2022/01/conta-de-luz-sobe-mais-que-o-dobro-da-inflacao-no-mercado-cativo/>. Acesso em: 28 nov. 2022.

ABRADEE, Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. **Visão Geral do Setor**. 2021. Disponível em: <https://www.abradee.org.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor/>. Acesso em: 27 nov. 2022.

ABSOLAR, Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Geração distribuída fotovoltaica cresce 230% ao ano no Brasil**. 2020. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/geracao-distribuida-fotovoltaica-cresce-230-ao-ano-no-brasil/>. Acesso em: 28 nov. 2022.

ABSOLAR, Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 13 out. 2022.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **A ANEEL**. 2022a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/institucional/a-aneel>. Acesso em: 27 nov. 2022.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Acréscimo anual da potência instalada**. 2021a. Disponível em: https://dadosabertos.aneel.gov.br/pt_BR/dataset/acrescimo-da-potencia-instalada. Acesso em: 27 nov. 2022.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília: 2008.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atuação da ANEEL e o equilíbrio tarifário garantem mais de 15,03 GW de potência instalada**. 2022b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/atuacao-da-aneel-e-o-equilibrio-tarifario-comemoram-mais-de-15-03-gw-de-potencia-instalada-1>. Acesso em: 26 nov. 2022.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Brasil ultrapassa marca de 10 GW em micro e minigeração distribuída**. 2022c. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/brasil-ultrapassa-marca-de-10-gw-em-micro-e-minigeracao-distribuida>. Acesso em: 26 nov. 2022.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Consulta Pública N° 051/2022. **Proposta de Resolução Normativa**: 2022d. 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=cacheLevel-Page&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=47700&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 25 nov. 2022.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Cooperativas**. 2022e. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/cooperativas>. Acesso em: 27 nov. 2022.

ANEEL. **Custo da Energia que chega aos consumidores**. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/custo-da-energia-que-chega-aos-consumidores>. Acesso em: 23 nov. 2022.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Geração Distribuída**. 2022f. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: 27 nov. 2022.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Mapa das distribuidoras**. 2022g. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/distribuicao>. Acesso em: 27 nov. 2022.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica**. 2. ed. Brasília: Cadernos Temáticos ANEEL, 2016. *E-book*. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/08/Caderno-tematico-Micro-e-Minigeracao-Distribuida-2-edicao.pdf>. Acesso em: 27 nov. 2022.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 0041/2022**. 14 jun. 2022h. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacao-publica_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&_participacao-publica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=47698&_participacao-publica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacao-publica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 05 dez. 2022.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Ofício nº 54/2022-DIR/ANEEL**. Brasília: 2022i. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/Oficio202254ME_ICMSRFBC48576.000375.2022.00.pdf. Acesso em: 28 nov. 2022.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Processos Tarifários**. 2022j. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/calendario-de-atividades/processos-tarifarios>. Acesso em: 28 nov. 2022.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018**. Brasília: 2018. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AIR+-+SRD+-+Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida.pdf/769daa1c-51af-65e8-e4cf-24eba4f965c1>. Acesso em: 3 dez. 2022.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução 1000 da ANEEL, seus direitos sobre energia elétrica, agora num só lugar! (2022)**. 2022k. Disponível em:

<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/campanhas/resolucao-1000-da-aneel-seus-direitos-sobre-energia-eletrica-agora-num-so-lugar-2022>. Acesso em: 27 nov. 2022.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021**. Brasil: 7 dez. 2021b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: 27 nov. 2022.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.003, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022**. 1 fev. 2022l. Disponível em: <http://https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221003.pdf>. Acesso em: 27 nov. 2022.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**. 17 abr. 2012. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 27 nov. 2022.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015**. 24 nov. 2015. Disponível em: Acesso em: 27 nov. 2022.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Unidades com Geração Distribuída**. 2022m. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>. Acesso em: 26 nov. 2022.

BARROSO, Bruno. **Lei Complementar nº 194/2022 e a redução das contas de energia elétrica**. 2022. Disponível em: https://www.conjur.com.br/2022-ago-06/bruno-barroso-lc-194-reducao-contas-energia#_edn1. Acesso em: 28 nov. 2022.

BERMANN, Célio. **As novas energias no Brasil: dilemas da inclusão social e programas de governo**. FASE, 2007.

BRASIL. **Indicadores: Relato do Consumidor**. 2022a. Disponível em: <https://www.consumidor.gov.br/pages/indicador/relatos/abrir;acoesSessaoCookie=14A31248CFC8262B604D63478740E76F>. Acesso em: 28 nov. 2022.

BRASIL. **LEI COMPLEMENTAR Nº 194, DE 23 DE JUNHO DE 2022**. Brasília, 23 jun. 2022b. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/Lcp194.htm#art2. Acesso em: 28 nov. 2022.

BRASIL. **Lei Nº 3.682, de 22 de julho de 1960**. Brasília, 22 jul. 1960. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/1950-1969/13782.htm. Acesso em: 27 nov. 2022.

BRASIL. **LEI Nº 8.987, DE 13 DE FEVEREIRO DE 1995**. Brasília, 13 fev. 1995. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/18987cons.htm. Acesso em: 27 nov. 2022.

BRASIL. **Lei Nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Brasília, 7 jan. 2022c. Disponível em: <https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?data=07/01/2022&jornal=515&pagina=4>. Acesso em: 9 fev. 2022.

BRASIL. **População brasileira chega a 213,3 milhões de habitantes, estima IBGE**. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/pt-br/noticias/financas-impostos-e-gestao-publica/2021/08/populacao-brasileira-chega-a-213-3-milhoes-de-habitantes-estima-ibge>. Acesso em: 27 nov. 2022.

BRASIL; MME, Ministério de Minas e Energia. **Capacidade instalada de geração distribuída solar apresenta forte alta em relação a 2021**. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2022/10/capacidade-instalada-de-geracao-distribuida-solar-apresenta-forte-alta-em-relacao-a-2021>. Acesso em: 28 nov. 2022.

CAMARGO, Ivan Marques de Toledo. **Análise do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro**. Revista Brasileira de Energia, v. 11, n. 2, p. 1–9, 2005. Disponível em: https://repositorio.unb.br/bitstream/10482/15954/1/ARTIGO_AnaliseProcessoReestruturacao.pdf. Acesso em: 27 nov. 2022.

CANAL SOLAR. **Como montar uma fazenda de energia solar?** 2022. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/como-montar-uma-fazenda-de-energia-solar/>. Acesso em: 28 nov. 2022.

CANAL ENERGIA. **Absolar aponta crescimento de fonte solar e subida de posições no ranking internacional.** 2022. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53209329/absolar-aponta-crescimento-de-fonte-solar-e-subida-de-posicoes-no-ranking-internacional>. Acesso em: 28 nov. 2022.

CERVAM, Cooperativa de Energização e de Desenvolvimento do Vale do Mogi. **RELATÓRIO ANUAL SOCIETÁRIO E REGULATÓRIO 2020.** 2021. Disponível em: https://www.cervam.com.br/sistema/public_docs/PAC%202020.pdf. Acesso em: 28 nov. 2022.

COOPERMILA. **Possível queda subsídios preocupa cooperativas.** 2022. Disponível em: <https://www.coopermila.com.br/cooperativas-permissionarias-e-a-legislacao/>. Acesso em: 19 dez. 2022.

ENERGÊS. **NOVOS LIMITES DE POTÊNCIA INSTALADA NOS SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR.** 2022. Disponível em: <https://energes.com.br/limite-de-potencia/>. Acesso em: 18 dez. 2022.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2021: Ano base 2020.** Rio de Janeiro: 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-596/BEN2021.pdf>. Acesso em: 27 nov. 2022.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Expansão da Geração.** 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao>. Acesso em: 27 nov. 2022.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética; MME, Ministério de Minas e Energia. **Nota Técnica DEA 26/14 Avaliação da eficiência energética e geração distribuída para os próximos 10 anos (2014-2023).** Rio de Janeiro: 2014. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-251/topico->

311/DEA%2026%20Efici%C3%AAncia%20Energ%C3%A9tica%20e%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADda%20para%20os%20pr%C3%B3ximos%2010%20anos%5B1%5D.pdf.
Acesso em: 27 nov. 2022.

EPOWERBAY. **Geração Distribuída: Acesso à Rede de Distribuição.** 2022. Disponível em: <https://www.epowerbay.com/single-post/gera%C3%A7%C3%A3o-distribu%C3%ADda-acesso-a-rede-de-distribui%C3%A7%C3%A3o>. Acesso em: 27 nov. 2022.

FONSECA, Yonara Daltro da; BRUNI, Adriano Leal. **TÉCNICAS DE AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTOS: UMA BREVE REVISÃO DA LITERATURA.** 2003. Disponível em: <http://repositorio.ufba.br/ri/handle/ri/25449>. Acesso em: 27 nov. 2022.

GREENER. **Análise do Marco Legal da Geração Distribuída.** 2022. Disponível em: https://www.greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-da-geracao-distribuida-lei-14-300-2022/?utm_campaign=Estudo-GD-2s2021&utm_medium=Estudo&utm_source=PDF. Acesso em: 27 nov. 2022.

LORENZO, Helena Carvalho de. **O setor elétrico brasileiro: passado e futuro.** Perspectivas: Revista de Ciências Sociais, v. 24–25, p. 147–170, 2001. Disponível em: <https://periodicos.fclar.unesp.br/perspectivas/article/view/406>. Acesso em: 27 nov. 2022.

LOSEKANN, Luciano Dias. **Reestruturação do setor elétrico brasileiro: coordenação e concorrência.** 2003. Tese (Doutorado em Economia) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003. Disponível em: <http://www.nuca.ie.ufrj.br/furnas/losekann.pdf>. Acesso em: 27 nov. 2022.

MARQUES, Ricardo. **Entendendo a Tarifação do Fio B previsto na Lei 14.300.** 2022. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/tarifacao-do-fio-b-previsto-na-lei-14-300/>. Acesso em: 28 nov. 2022.

MARTINS, Ariel. **Qual é a vida útil do inversor fotovoltaico?** 2021. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/qual-e-a-vida-util-do-inversor-fotovoltaico/>. Acesso em: 28 nov. 2022.

MELCOP, Luiza. **Precisamos falar da aplicação da TUSDg para geração distribuída.** 2022. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/precisamos-falar-da-aplicacao-da-tusdg-para-gd/>. Acesso em: 18 dez. 2022.

MENEZES, Mariana Pereira. **Impactos da Lei 14.300 na viabilidade de usinas de micro e minigeração fotovoltaica: Estudo de caso no Ceará.** 2022. 54 f. Graduação em Energia Elétrica - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2022. Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/67636>. Acesso em: 27 nov. 2022.

MERCEDES, Sonia Seger Pereira; RICO, Julieta A. P.; POZZO, Liliana De Ysasa. **Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro.** Revista USP, n. 104, p. 13, 2015. Disponível em: <http://www.revistas.usp.br/revusp/article/view/106750>. Acesso em: 27 nov. 2022.

MME, Ministério de Minas e Energia. **Conheça as instituições do setor elétrico brasileiro e as competências de cada uma.** 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/conheca-as-instituicoes-do-setor-eletrico-brasileiro-e-as-competencias-de-cada-uma>. Acesso em: 28 nov. 2022.

MME, Ministério das Minas e Energia. **Ministério de Minas e Energia, 62 anos trabalhando para o Brasil.** 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/ministerio-de-minas-e-energia-62-anos-trabalhando-para-o-brasil>. Acesso em: 27 nov. 2022.

MME, Ministério de Minas e Energia. **MME publica o impacto potencial da redução dos tributos nas faturas dos consumidores de energia elétrica.** 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-publica-o-impacto-potencial-da-reducao-dos-tributos-nas-faturas-dos-consumidores-de-energia-eletrica>. Acesso em: 28 nov. 2022.

MME, Ministério das Minas e Energia; EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Nota Técnica PR 04/18 - Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050.** 2018. Disponível em: www.mme.gov.br.

MME, Ministério de Minas e Energia; EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. Brasília: 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf. Acesso em: 27 nov. 2022.

MME, Ministério de Minas e Energia; EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Brasília: 2022. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf. Acesso em: 27 nov. 2022.

MOREIRA JÚNIOR, Orlando; SOUZA, Celso Correia de. **Aproveitamento fotovoltaico, análise comparativa entre Brasil e Alemanha**. Interações (Campo Grande), v. 21, p. 379–387, 2020. Disponível em: <http://www.scielo.br/j/inter/a/t7NryC6KdCmwL4RXL4pjVfN/?lang=pt>. Acesso em: 28 nov. 2022.

PELLEGRINI, Lucas Valmir. **Projeto de usina fotovoltaica de 5 MWp em São Luiz do Puro**. 2019. Monografia (Especialização em Energias Renováveis) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2019.

RADAR PPP. **Quais as diferenças entre concessão e permissão?** 2021. Disponível em: <https://radarppp.com/blog/quais-as-diferencas-entre-concessao-e-permissao/>. Acesso em: 27 nov. 2022.

SCHULTZ, Felix. **Saiba tudo sobre a TMA - Taxa Mínima de Atratividade**. 2019. Disponível em: <https://blog.bomcontrole.com.br/tma-taxa-minima-de-atratividade/>. Acesso em: 28 nov. 2022.

STEELE, Paulo. **Mercado livre como alternativa para redução de tarifas de permissionárias de distribuição de energia**. 2021. Disponível em: https://www.trsolucoes.com/conteudo/articles/mercado_livre_como_alternativa_para_reducao_de_tarifas_de_permissionarias_de_distribuicao_de_energia. Acesso em: 27 nov. 2022.

TAKATA, Márcio; SAUAIA, Rodrigo; KOLOSZUK, Ronaldo. **A transição energética avança**. 2019. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/artigos/a-transicao-energetica-avanca/>. Acesso em: 28 nov. 2022.

TESOURO DIRETO. **Preços e taxas dos títulos IPCA, Pré e Pós-fixados**. 2022. Disponível em: <https://www.tesourodireto.com.br/titulos/precos-e-taxas.htm#0>. Acesso em: 19 nov. 2022.

VIDAL, Eliebe; DONIN, Erika. **Lei nº 14.300/22 e consórcio de energia elétrica**. Valor Econômico, 2022. Disponível em: <https://valor.globo.com/legislacao/noticia/2022/03/09/lei-no-14-300-22-e-consorcio-de-energia-eletrica.ghtml>. Acesso em: 26 nov. 2022.

VILELA, Izana Nadir Ribeiro; SILVA, Ennio Peres da. **A GERAÇÃO COMPARTILHADA DE ENERGIA: UMA ANÁLISE DOS MODELOS E O PAPEL DA CONCESSIONÁRIA**. Revista Brasileira de Energia, 2017. Disponível em: <https://sbpe.org.br/index.php/rbe/article/view/362>. Acesso em: 26 nov. 2022.