

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ
CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

CUSTOS E BENEFÍCIOS PARA UMA EMPRESA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA DECORRENTES DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

EVANDRO LUCIO FIUZA

FOZ DO IGUAÇU

2022

EVANDRO LUCIO FIUZA

CUSTOS E BENEFÍCIOS PARA UMA EMPRESA DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DECORRENTES DA
INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e Computação. Área de concentração: Sistemas Elétricos e Computação.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero

Foz do Iguaçu

2022

Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Fiuza, Evandro Lucio
CUSTOS E BENEFÍCIOS PARA UMA EMPRESA DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA DECORRENTES DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA / Evandro Lucio Fiuza; orientador Roberto
Cayetano Lotero. -- Foz do Iguaçu, 2022.
88 p.

Dissertação (Mestrado Acadêmico Campus de Foz do Iguaçu) --
Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Centro de
Engenharias e Ciências Exatas, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica e Computação, 2022.

1. Geração distribuída; . 2. Distribuidora de energia
elétrica; . 3. Análise custo-benefício. I. Lotero, Roberto
Cayetano, orient. II. Título.

Custos e Benefícios para uma Empresa de Distribuição de Energia Elétrica Decorrentes da Inserção de Geração Distribuída

Evandro Lucio Fiuza

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação e aprovada pela Banca Examinadora assim constituída:

Prof. Dr. **Roberto Cayetano Lotero** - (Orientador)
Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE

Prof. Dr. **Carlos Roberto Mendonça da Rocha**
Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE

Profa. Dra. **Luana Medeiros Marangon Lima**
Duke University

Data da defesa: 14 de junho de 2022

Resumo

Dada a maior penetração da geração distribuída (GD) e a recente transição regulatória, as empresas de distribuição de energia elétrica do Brasil vêm buscando novas formas de organizar seus negócios, visando a reduzir o risco financeiro decorrente do aumento da complexidade operacional e, conseqüentemente, dos custos. No entanto, muitas distribuidoras não dispõem de ferramentas adequadas para testar *ex-ante* um modelo de negócio, sendo uma das barreiras a necessidade de identificar de forma sistemática os custos e benefícios da GD na visão da distribuidora. Desse modo, este trabalho propõe três taxonomias para auxiliar a distribuidora nesse processo. Para isso, foi realizado um levantamento qualitativo por meio do *software ATLAS.ti*, buscando de maneira exaustiva dados secundários relacionados com custos e benefícios da GD para as distribuidoras. Os fatores foram tipificados e classificados utilizando as taxonomias propostas e considerando diferentes ambientes regulatórios. Os resultados mostram quais fatores da distribuidora são afetados pela GD, aumentando ou reduzindo custos e/ou receitas, além das condições para que ocorram. A quantificação desses custos e receitas permitirá à distribuidora fazer testes de linha de base ao definir um modelo de negócio que incorpore a GD.

Palavras-Chave: Geração distribuída; Distribuidora de energia elétrica; Análise custo-benefício.

Abstract

Due to greater penetration of distributed generation (DG) and the recent regulatory transition, electricity distribution companies (DISCO) in Brazil have been looking for new forms of their new business, aiming to reduce the financial risk arising from the business of increasing complexity and, consequently, of costs. However, for the DISCO there are not many available tools to do a test ex-ante of the business model, it is a barrier to identify in a systematic way the cost and benefits of DG on the distribution system. In this way, the present work of planning three taxonomies to assist the distributor in this process. For this reason, a qualitative survey with carried out through the software Atlas.TI, in an exhaustive, looking for secondary data related to costs and benefits of DG for distributors. The factors were typified and classified using three proposals of taxonomies and considering different regulatory environments. The results show what are the factors of difficulty that DG imposes on the distribution system, which also determine the cost and/or income to the DISCO, and the conditions for this happened. The quantification of these costs and revenues will allow the distributor to run out baseline tests of business model helping in the incorporation of DG.

Keywords: Distributed generation; Electricity distribution companies; Cost-benefit analyses.

*“Cherish those who seek the truth
but beware of those who find it”*

(Voltaire)

Dedico este trabalho a meus familiares e amigos.

Agradecimentos

A realização deste trabalho durante uma pandemia certamente foi um dos maiores desafios que já enfrentei. Dificuldades não faltaram, esforço e apoio nesses momentos também não. Muitas pessoas que contribuíram de alguma maneira para que este trabalho e aqui expresso minha gratidão

Deus sempre se faz presente. Dificuldades tornaram-se aprendizado, frustrações em força para continuar. Confiei em ti senhor, agora cheguei mais longe do que jamais imaginei chegar. Confiar e agradecer a Deus é um dos ensinamentos de minha mãe Marli Julita Lenhard Fiuza, nada aqui seria possível sem seu apoio. Agradeço também a meu pai Lucio Valdocci Alves Fiuza, sei que olhas por mim.

Agradeço muito ao meu orientador, Roberto Cayetano Lotero, que acreditou e apostou em meu trabalho, por sua paciência e colaboração, tenho certeza de que cada dica, crítica ou puxão de orelha contribuíram para o sucesso no desenvolvimento desse projeto.

Agradeço ao Centro Internacional de Energias Renováveis - CIBiogás e à Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE-D pelo apoio na condução deste trabalho. Agradeço meus colegas bolsistas pelas discussões, debates e troca de informações. Ainda, agradeço especialmente ao Breno Carneiro Ribeiro e à Natali Nunes pelas importantes contribuições.

Por fim, agradeço aos meus amigos por estarem presentes mesmo em períodos de distanciamento social. Nossas reuniões online estão eternizadas, o apoio e suporte de vocês fizeram toda a diferença.

Sumário

1	Introdução	17
2	Estado da Arte	20
2.1	Geração distribuída: conceitos e regulamentação no Brasil	20
2.2	Características das tecnologias de geração distribuída	23
2.3	Características gerais da distribuição de energia	28
2.4	Impactos da geração distribuída para a distribuidora	31
2.4.1	Impactos técnicos	34
2.4.2	Valor atribuído à geração distribuída	42
2.5	Conclusão	48
3	Delineamento metodológico	49
3.1	Procedimento Metodológico	49
3.2	Classificação e categorização dos custos e benefícios	53
3.2.1	Relação causa-efeito	54
3.2.2	Taxonomias para o agrupamento de fatores	54
3.2.3	Análise do MN	56
3.3	Conclusão	56
4	Testes e resultados	57
4.1	Síntese dos custos e benefícios	57
4.1.1	Capacidade instalada	58
4.1.2	Confiabilidade	59
4.1.3	Qualidade de energia	60
4.1.4	Serviços ancilares	61
4.1.5	Controle de tensão	62
4.1.6	Impactos Ambientais	63
4.1.7	Risco financeiro	63
4.1.8	Proteção e nível de curto-circuito	64
4.1.9	Flexibilidade de operação	64
4.1.10	Operação em ilha – Microrredes	65
4.1.11	Custo administrativo	65
4.1.12	Custos de O&M	66
4.2	Análise do impacto da GD sobre a distribuidora	66

4.3	Impacto dos fatores sobre custos e receitas	68
4.3.1	Cenário 1.....	69
4.3.2	Cenário 2.....	71
4.3.3	Cenário 3.....	74
4.4	Conclusões.....	76
5	Conclusão	77
	Referências Bibliográficas	80

Lista de Figuras

- Figura 2.1** Serviços ancilares presentes e futuros para o sistema de distribuição
- Figura 2.2** Visão esquemática do planejamento de operação da rede de distribuição.
- Figura 3.1** Estrutura do método de pesquisa.
- Figura 3.2** Visão sistêmica do método de pesquisa
- Figura 3.3** Processo de identificação das características que compõem os fatores de custo e benefício para a distribuidora
- Figura 4.14** Estrutura de classificação e análise dos custos e benefícios
- Figura 4.1** Classificação técnica-econômica dos custos e benefícios
- Figura 4.2** Análise do grau de impacto dos fatores técnicos e econômicos para a distribuidora.
- Figura 4.3** Fatores que impactam nos custos e receitas da distribuidora com GD no Cenário 1.
- Figura 4.4** Fatores que impactam nos custos e receitas da distribuidora com GD no Cenário 2.
- Figura 4.5** Fatores que impactam nos custos e receitas da distribuidora com GD no Cenário 3.

Lista de Tabelas

- Tabela 2.1** Organização da GD no sistema elétrico brasileiro.
- Tabela 2.2** Fontes energéticas primárias e suas características básicas primárias.
- Tabela 4.1** Quantidade de artigos mencionando cada um dos rótulos criados.

Lista de Símbolos

ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CSC	Custos Social do Carbono
DISCO	<i>Electricity Distribution Company</i>
DG	<i>Distributed Generation</i>
ELCC	Effective Load Carrying Capability
EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas
FV	Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
GW	Gigawatt
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IP	Índice de Penetração
kW	Quilowatt
MME	Ministério de Minas e Energia
MN	Modelo de negócio
MW	Megawatt
NO _x	Óxidos de nitrogênio
O&M	Operação e manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
REN	Resolução Normativa
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
RO	Renewables Obligations
RPS	Renewable Portfolio Standards
SA	Serviços Ancilares
SIN	Sistema Interligado Nacional
T&D	Transmissão e distribuição

TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SOx	Óxidos de Enxofre
UC	Unidade Consumidora

Capítulo 1

Introdução

A geração distribuída (GD) tem um importante papel na transformação pela qual vem passando o segmento de distribuição de energia elétrica no mundo todo. A possibilidade de implantar a GD cria oportunidades para empreendedores, ao mesmo tempo que impõe grandes desafios para os modelos de negócio (MN) das concessionárias de energia elétrica. Dentre os desafios, está quantificar de maneira adequada os custos e benefícios que terá uma distribuidora de energia elétrica devido à maior penetração de GD.

De acordo com Sioshansi (2016), pelo menos 144 países possuem alguma forma de incentivo à GD ou uma meta de quantidade de energia renovável a ser alcançada, dentre os quais se encontra o Brasil. Os incentivos têm a função de diminuir o custo associado ao risco dessa forma de geração e impulsionar o mercado a longo prazo, permitindo que a GD possa competir com tecnologias já consolidadas de produção de energia (Dantas, 2020).

A participação da GD no mercado brasileiro vem crescendo de forma consistente. Essa é uma alternativa interessante para a segurança energética, haja vista a dependência de recursos hídricos (Huback, 2016). Desde que as modalidades conhecidas como micro e minigeração foram regulamentadas em 2012, cada vez mais consumidores têm-se tornado prosumidores no Brasil, chegando a mais de 800.000 unidades no início de 2022, de acordo com o mapeamento da ANEEL (ANEEL, 2021a).

Com um maior número de unidades de GD nas suas redes, as distribuidoras percebem um aumento de custos, redução no número de consumidores e a consequente redução de receitas (Cossent et al., 2011; Picciariello et al., 2015a). O crescimento do mercado de GD desafia o planejamento e a operação das redes de distribuição, considerando a localização, fonte e tamanho da tecnologia de geração. Essas questões vêm sendo amplamente tratadas na literatura (como pode ser visto em Gomes & Saraiva, 2019; Forste, 2015; Lopes et al., 2007; Razavi et al., 2019).

A deficiência do modelo atual de troca de valores entre o consumidor e a distribuidora fica mais aparente na medida em que aumenta o índice de penetração (IP) da GD, o qual também vem sendo discutido na literatura (Cambini & Soroush, 2019; Cambini et al., 2016; Jenkins & Pérez-Arriaga, 2017; Lopes et al., 2007; Strbac, 2002). Vários trabalhos descrevem de que forma o aumento dos custos da distribuidora implica em um aumento na tarifa de energia dos

consumidores, incentivando outros consumidores a adotar a GD, resultando em novo aumento de tarifa, dando origem ao chamado espiral da morte das distribuidoras (Castaneda et al., 2017; Sioshansi, 2016; Vahl et al., 2013).

Os custos e benefícios que uma distribuidora de energia elétrica terá, devido à maior penetração de geração distribuída, têm sido objeto de estudo em vários trabalhos encontrados na literatura. No entanto, grande parte dos trabalhos se limita a avaliar um custo ou benefício, sem apresentar a dimensão total do problema (Dsouza et al., 2020; Ros et al., 2018). Um dos aspectos abordados é a estrutura tarifária que permite uma alocação justa dos custos da distribuidora entre os consumidores e a GD (Cambini & Soroush, 2019; Picciariello et al., 2015b). Outros trabalhos buscam definir uma forma de remunerar a GD, considerando os custos evitados pela distribuidora com expansão ou com as perdas nas redes (Cervilla et al., 2015; Méndez Quezada et al., 2006; Xie et al., 2013).

Os trabalhos citados focam em apenas uma parte do problema, sem explorar sistematicamente os custos e benefícios decorrentes da GD (Rodríguez Ortega et al., 2008). Modelos que apresentam uma análise detalhada dos custos se limitam a uma única tecnologia de geração ou não consideram produtos ou serviços adicionais que a GD pode oferecer (Cervilla et al., 2015). Por fim, observa-se, ainda, que alguns modelos tratam do modelo econômico-financeiro sem a preocupação com a viabilidade técnica da aplicação do projeto (Gordijn & Akkermans, 2007).

Dado o contexto, percebe-se a necessidade que as distribuidoras têm de conhecer e quantificar de forma sistemática e organizada os custos incorridos e os benefícios que podem ser auferidos com a inserção da GD nas suas redes. Com isso, será possível estabelecer indicadores que permitam avaliar o equilíbrio econômico-financeiro da empresa, informação muito útil também para a agência reguladora.

Sendo assim, este trabalho busca responder se é possível quantificar adequadamente os custos e benefícios que terá uma distribuidora de energia elétrica devido à maior penetração de geração distribuída por meio de métodos disponíveis na literatura.

Com esse intuito, foram desenvolvidas três taxonomias, sendo a principal uma estrutura analítica, a qual permite caracterizar os custos e benefícios de acordo com critérios pré-estabelecidos, considerando diferentes estruturas regulatórias e modelos de negócio da distribuidora.

É importante salientar que o trabalho é conduzido pela ideia de que a identificação e classificação sistemática dos métodos de quantificação dos custos e benefícios, decorrentes da inserção de geração distribuída nas redes de distribuição, permite obter resultados mais confiáveis do impacto econômico-financeiro para as empresas de distribuição.

Como apresentado na seção anterior, o objetivo deste trabalho de pesquisa é identificar, avaliar e classificar os métodos que permitem quantificar os custos e benefícios que terá uma empresa de distribuição de energia elétrica com a maior penetração de geração distribuída. É necessário deixar bem claro que o objetivo fundamental desta proposta de trabalho não é

determinar cada custo e cada benefício da distribuidora, e sim identificar os métodos e modelos que permitirão obtê-los, indicando quais fatores, parâmetros e variáveis deverão ser acompanhados de forma sistemática pela distribuidora.

Para realizar tal avaliação, será necessário, além de desenvolver a estrutura analítica, especificar os objetivos da política pública de incentivos nesta área e explicar claramente as implicações para as distribuidoras e os consumidores cativos. Também é necessário entender as características técnicas, econômicas e institucionais que são particulares da GD. Assim, para alcançar o objetivo geral, os seguintes objetivos específicos são propostos:

- Compreender o relacionamento físico e comercial entre a distribuidora e o proprietário da GD;
- Identificar os valores trocados e os custos e benefícios para a distribuidora;
- Avaliar como a regulamentação influencia na internalização dos custos e benefícios;
- Desenvolver uma ferramenta analítica para sistematizar os métodos de quantificação dos custos e benefícios.

Para atingir o objetivo proposto, esta pesquisa buscou, inicialmente, identificar e compreender todo o contexto das tecnologias, fonte e oportunidades geradas pela GD. Em sequência, foi efetuado um levantamento no sentido de entender o contexto regulatório, leis e regras que caracterizam o modelo mercantil brasileiro. Após essa etapa, passou-se a explorar a estrutura das empresas de distribuição, entendendo suas dificuldades e limitações enfrentadas durante o planejamento e operação do sistema de distribuição de energia elétrica.

Posteriormente, o trabalho apresenta os impactos técnicos e econômicos da GD para as concessionárias de energia. Esse levantamento foi realizado a partir de uma análise qualitativa, buscando identificar, em dados secundários, modelos, variáveis e parâmetros.

Após esse procedimento, é realizada uma síntese dos dados coletados; com isso, é composto um mapeamento de relação causa-efeito dos custos e benefícios, identificando situações necessárias para que a distribuidora possa obter benefícios com a GD ou, ainda, situações que levam à perda de receita.

Capítulo 2

Estado da Arte

Impulsionada por avanços tecnológicos, questões regulatórias e políticas de incentivo, a maior penetração da GD tem impactado no equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica. Do ponto de vista técnico, deve ser considerado o fato de que as redes de distribuição, projetadas para funcionar de forma radial e passiva, com a inserção da GD passam a ser ativas, podendo gerar um fluxo de potência bidirecional, criando dificuldades técnicas que resultam em custos adicionais para a empresa prestadora do serviço. Do ponto de vista comercial, as políticas de incentivo à adoção da GD resultam na perda de consumidores de energia que passam a ser prosumidores, com a consequente perda de receita. Por outro lado, são diversas as vantagens que a GD poderia oferecer para a distribuidora, como os custos de investimento evitados e a melhoria dos índices de confiabilidade.

Nesse contexto, o capítulo inicialmente apresenta os aspectos conceituais e regulatórios da geração distribuída. Em sequência, são discutidos os desafios técnicos e as oportunidades relacionadas às tecnologias de geração distribuída. Por fim, são descritas as características do serviço de distribuição de energia elétrica e como a GD vem influenciando nesse setor.

2.1 Geração distribuída: conceitos e regulamentação no Brasil

Em geral, pode-se dizer que a GD se refere a unidades de pequeno porte conectadas na rede de distribuição (Bollen & Hassan, 2011). Nessa linha, Borbely & Kreider (2001) definem a GD como qualquer geração de energia elétrica de pequena escala conectada no sistema de distribuição ou diretamente nas instalações do consumidor. Já o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) entende a GD como instalações que são suficientemente menores do que as centrais de geração convencionais, de modo a permitir a conexão em praticamente qualquer ponto do sistema de energia (IEEE Std 1547, 2003). Em geral, o conceito de GD envolve tecnologias de pequena escala que aproveitam fontes de energia renováveis (por exemplo, solar, eólica, geotérmica, biomassa, biogás e hidroelétrica) e não renováveis (utilizando combustível fóssil), inseridas de forma distribuída no sistema elétrico de distribuição (Ackermann et al., 2001).

No Brasil, a GD foi regulamentada pelo Decreto nº 5.163/04, a partir da Lei nº 10.848/04, que define as regras para a comercialização de energia elétrica no Brasil, contemplando a GD e os procedimentos para sua contratação. Nesse instrumento legal, são consideradas como GD os empreendimentos de geração oriundos de: (a) energia solar; (b) energia eólica; (c) hidrelétrica, com potência instalada menor ou igual a 30 MW; e (d) termelétricas, inclusive de cogeração a gás, com eficiência energética maior ou igual a 75%, montante que não é exigido quando se utiliza biomassa ou resíduos de processo como combustível (ANEEL, 2004).

As resoluções criaram um ambiente menos complexo, permitindo que muitos consumidores cativos tivessem acesso ao mercado de eletricidade, incentivando a expansão da GD. O mercado atual de GD pode ser dividido em três partes, de acordo com potência e tipo de fonte de geração. A Tabela 2.1 apresenta uma forma de classificação da GD de acordo com o ambiente regulatório do Brasil.

Tabela 2.1 - Organização da GD no sistema elétrico brasileiro.

	Micro GD	Mini GD	GD Incentivada		GD Convencional
	Sistema de compensação		Chamada pública		
Hidro	Até 75kW	De 75 kW até 5MW (Para todas as fontes REN 786/2017)	De 500kW Até 30MW	> 30 MW	> 30 MW
Eólica				Até 300 MW após 01/01/16	> 300 MW
Solar					
Biomassa					
Gás Natural					Sem limite de potência (Eficiência \geq 75%)
Carvão					
Diesel					
Óleo Comb.					
Regulamentação Aplicável	REN nº 482/2012 (Atualizada pela REN nº 687/2015 e 786/2017)		REN 247/06 Lei nº 14.120/2021		
			Lei nº 9.427/1996 (institui a ANEEL), Lei nº 13.360/16 (tarifas e recursos) REN 167/2000 (tarifas e recursos)		
	REN nº 482/2012 (Atualizada pela REN nº 687/2015 e 786/2017)				

Fonte: Adaptado de Godoi (2017).

A Resolução Normativa nº 482 de 2012 da ANEEL estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração aos sistemas de distribuição de energia elétrica e adota o sistema de compensação como mecanismo para os eventuais excedentes produzidos por essas fontes. A resolução cria a possibilidade para que uma unidade consumidora (UC) possa gerar energia para consumo próprio, ou, ainda, injetar energia na rede de distribuição para ser compensada futuramente por meio de créditos de energia (ANEEL, 2012).

Em 2015, a citada resolução foi atualizada por meio da REN 687/15, admitindo outras possibilidades de compensação por créditos de energia, como: empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada e autoconsumo remoto (ANEEL, 2015). Assim, o empreendedor de GD de pequeno porte pode compensar créditos em outras unidades consumidoras dentro da área de concessão da distribuidora.

A REN 482/12 define a microgeração como uma fonte geradora de energia elétrica com potência instalada inferior a 75kW e, com a mudança inserida pela REN 786/2017, a

minigeração como central geradora de energia elétrica renovável, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW, incluindo a possibilidade de utilização de cogeração qualificada (ANEEL, 2017b). Essas formas de GD estão inseridas no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) quando aderem ao sistema de compensação, o que implica que a distribuidora tem a obrigação de atender às unidades consumidoras vinculadas e deve receber a energia excedente injetada, a qual é convertida em créditos de energia a ser compensados futuramente. Nesse ambiente, não é admitida a venda dos excedentes, mecanismo que pode sofrer alterações com o amadurecimento do mercado livre (Rodi & Bermann, 2020).

A REN 482/2012 estabeleceu o arcabouço regulatório para micro e minigeração distribuída de energia elétrica no Brasil, principalmente pela regulamentação do sistema de compensação. Recentemente, foi instaurada a Lei nº 14.300/2022, a qual promove segurança jurídica para os empreendedores de micro e minigeração, instituindo o marco legal da microgeração e minigeração distribuída (Brown, 2022).

A Lei nº 14.300/2022 (resultado da tramitação do Projeto de Lei nº 5.829/2019) estende a cobrança de encargos e tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição aos micro e minigeradores de energia elétrica. A proposta aprovada prevê o pagamento gradual, pelas unidades consumidoras com GD, pelo uso da infraestrutura elétrica, por meio da chamada TUSD Fio B. Dentre as principais mudanças que podem auxiliar a distribuidora, estão: a possibilidade de venda de excedentes de energia elétrica exclusivamente por meio de chamadas públicas promovidas pelas distribuidoras, contratação de serviços ancilares e limitação de potência para minigeração distribuída para fontes não despacháveis, que passam a ter um limite máximo de 3 MW.

Além disso, a Lei nº 14.300 apresenta novidades sobre os benefícios gerados pela GD; em um prazo de até 6 meses após a publicação da Lei, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) deverá estabelecer diretrizes para valoração dos custos e benefícios da geração distribuída, considerando os benefícios locacionais da GD ao sistema elétrico. Nesse contexto, a ANEEL deverá estabelecer os cálculos da valoração dos benefícios em até 18 meses.

Outro instrumento legal relevante para a GD é a Resolução Normativa nº 247/06, que estabelece as condições para a comercialização oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja potência contratada seja maior ou igual a 500 kW (Florezi, 2009). São consideradas fontes incentivadas aquelas provenientes de recursos naturais, como hídrico, solar, vento e biomassa de potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição menor ou igual a 30 MW (ANEEL, 2006). Como incentivo, para garantir competitividade frente a unidades de maior porte, foi concedido a esse tipo de GD um desconto não inferior a 50% na taxa de uso do sistema de transmissão (TUST) e na taxa de uso do sistema de distribuição (TUSD). O incentivo tinha o intuito de aumentar a oferta de energia proveniente de GD com fontes alternativas renováveis, incluindo o gás natural, quando se trata de cogeração qualificada, com potência instalada de até 30 MW (Godoi, 2017; Tatemoto, 2013). Com a Lei nº 14.120/21, o citado benefício foi extinto e será substituído por mecanismos que contemplem os benefícios ambientais proporcionados

pela geração renovável, de acordo com a redução nas emissões de gases causadores do efeito estufa. No entanto, as diretrizes para esse mecanismo ainda não foram apresentadas; devem ser regidas pelo Projeto de Lei 528/21, que, até a presente data, encontrava-se em tramitação na câmara dos deputados.

A geração incentivada está inserida no Ambiente de Contratação Livre (ACL), negociando a sua energia diretamente com o comprador, pagando para a distribuidora pelo uso da rede por meio da TUSD. Os contratos, resultantes da negociação bilateral, devem ser registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O comprador tem a possibilidade de vender a energia excedente contratada no mercado de curto prazo, no entanto, não consegue obter créditos de energia, caso não utilize a energia contratada.

No grupo de geração convencional, apresentado na Tabela 2.1, encontram-se as hidrelétricas com potência superior a 30MW, demais fontes renováveis com potência superior a 300MW e não renováveis com eficiência superior a 75%. Normalmente, essas unidades não estão conectadas na rede de distribuição e sim no sistema de transmissão ou subtransmissão. Assim, não há um impacto direto dessa modalidade sobre a distribuidora (Godoi, 2017).

Existem basicamente dois tipos de agentes de geração: autoprodutor de energia e produtor independente de energia. O produtor independente de energia recebe a concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, enquanto o autoprodutor destina a energia elétrica produzida para consumo próprio. Este último ainda pode realizar a venda do excedente de produção para concessionário ou permissionário do serviço público na forma de permuta de energia em montantes economicamente equivalentes (ANEEL, 2015).

2.2 Características das tecnologias de geração distribuída

As tecnologias de GD podem operar de forma ilhada, atendendo às demandas de energia do consumidor em locais remotos do sistema de energia, ou conectadas diretamente à rede, de modo que o excedente gerado possa ser injetado nela (Gupta & Seethalekshmi, 2018; Jin et al., 2017; Lasseter, 2002). A crescente demanda por equipamentos para geração distribuída tem atraído muitos investimentos, ampliando a quantidade de fabricantes e prestadores de serviços que atualmente oferecem um amplo gama de tecnologias competitivas para a implantação desses sistemas, reduzindo os custos e aumentando a eficiência, promovendo o desenvolvimento desse setor (NREL, 2016).

De forma geral, podem-se dividir as tecnologias de GD em dois grupos:

- i) As que utilizam fontes não renováveis, como motores alternativos, turbinas e microturbinas a gás, e células de combustível;
- ii) Tecnologias baseadas em energias renováveis, como turbinas eólicas, solar térmica, solar fotovoltaica, biomassa e biogás, sistemas de energia oceânica e geotérmica, pequenas/ mini/

micro hidroelétricas e células de combustível de hidrogênio obtido a partir de fontes renováveis.

As renováveis são as que vêm ganhando maior destaque, pois causam menores impactos ambientais (Khetrapal, 2020), sendo a energia eólica e a solar as que mais têm crescido. Apesar de serem fontes ilimitadas, a energia fornecida por elas varia de acordo com as condições ambientais, sendo afetadas pelas características das estações do ano (chuvosa, seca) e até por condições momentâneas, como a presença de nuvens. Como consequência, a possibilidade de contar com a geração eólica ou solar muda ao longo do tempo e de forma muitas vezes repentina (Silva et al., 2016). Portanto, devido a essa característica de intermitência, são definidas como fontes não despacháveis de energia.

Cada fonte de energia, renovável ou não, possui características técnicas e econômicas de acordo com a tecnologia de conversão. Considerando as características de cada fonte e das tecnologias de conversão, a Tabela 2.2 apresenta uma forma de classificação dos produtos e serviços que a GD pode oferecer para a distribuidora.

Cada tipo de tecnologia de GD possui potencial e capacidade para trazer benefícios, se planejada e localizada em lugares adequados. Outra possibilidade é o investimento em tecnologias de armazenamento para superar a dificuldade de despacho e disponibilidade nas fontes intermitentes. No entanto, os fatores econômicos associados ao preço das tecnologias de armazenamento ainda limitam a sua utilização. Já a qualidade de energia e suporte para horário de pico podem ser atingidas com a utilização de inversores inteligentes.

Tabela 2.2 - Fontes energéticas primárias e suas características básicas primárias.

Fonte Energética	Suporte Horário de Pico	Disponibilidade	Qualidade de Energia	Renovável	Despachável
Diesel	Sim	Sim	Sim	Não	Sim
Gás Natural	Sim	Sim	Sim	Não	Sim
Célula de Combustível	Sim	Sim	Sim	Não	Sim
Fotovoltaica	Não	Não	Não	Sim	Não
Eólica	Não	Não	Não	Sim	Não
Biomassa	Sim	Não	Não	Sim	Sim
Hídrica	Não	Sim	Sim	Sim	Sim

Fonte: Autor.

Dentre os serviços que a GD pode oferecer, estão os chamados serviços ancilares, que englobam uma série de recursos e ações que ajudam a garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, a segurança do sistema, e a manutenção dos valores de tensão e frequência (Chaves, 2009; Lopes et al., 2007). Normalmente fontes não despacháveis não são capazes de fornecer serviços ancilares, uma alternativa para possibilitar esses produtos é adicionar fontes de armazenamento junto ao gerador. Apesar do elevado preço o mercado de armazenamento que vem crescendo significativamente, sendo impulsionado principalmente pelo aumento crescimento do mercado de GD (Oureilidis et al., 2020).

Assim, com o aumento do índice de penetração da GD no sistema, um mercado ainda mais amplo pode surgir para esses serviços. Os principais serviços ancilares para o sistema de distribuição, segundo Brandão et al. (2017), são:

- a) Reserva de operação: parcela de geração disposta pelo operador do sistema na realização do controle de frequência, compensando desequilíbrios entre geração e demanda. Utilizada para erros de previsão de carga, erros de previsão de geração de fontes intermitentes ou em situações de contingência, pela perda de unidades geradoras.
- b) Controle de frequência: quando a demanda é maior do que a produção, a frequência tende a diminuir, originando problemas na rede. Pode ser dividido em vários patamares, como regulação primária e secundária, sendo a diferença o tempo e duração da resposta. O princípio é restabelecer a frequência da rede quando há um desbalanço entre geração e demanda, feito por ajuste de potência ativa.
- c) Controle de tensão: é feita pelo controle de reativos necessários em pontos específicos da rede. Normalmente provido por geradores, compensadores síncronos e estáticos que servem como suporte de potência reativa. Destina-se a manter a tensão dentro dos limites estabelecidos e compensar os requerimentos de potência reativa. O controle de reativo normalmente é feito próximo da carga, pois não é conveniente que sejam transmitidos por longas distâncias.
- d) Black start: geradores que injetam energia no sistema sem nenhuma fonte externa de geração, úteis para facilitar a iniciação de outros geradores. São necessários em situações extremas de interrupção de energia por falhas de elementos do sistema. Para repor o normal funcionamento da rede, deverão existir recursos para a rápida restauração do serviço, na forma de unidades geradoras com capacidade de restauração autônoma.

Os impactos da GD associados aos serviços ancilares dependem da sua capacidade e localização e do padrão de produção do sistema interligado (Lopes et al., 2007). O desafio está na percepção de valor dos clientes e da distribuidora sobre estes produtos, além de como cada um pode ser cobrado ou remunerado. Com base na revisão da literatura, é possível notar que ainda não existe mercado para alguns dos produtos e serviços que a GD pode oferecer. De acordo com Oureilidis et al. (2020), com o crescimento do número de usuários de GD, ou seja, com o aumento do índice de penetração (IP), as tecnologias de GD podem oferecer um gama ainda maior de serviços ancilares, como:

- a) Resposta de inércia: com o aumento da penetração de GD baseado em conversores, e a consequente retirada de geradores síncronos, aumenta o problema de resposta de frequência. Atualmente não existe um mercado para resposta de inércia. Este pode ser realizado por controles de chaveamento e tecnologias de armazenamento.
- b) Rampa de potência ativa: devido a variações da carga, para manter balanço do sistema e evitar a *duck curve* (gráfico que apresenta o desequilíbrio entre o tempo de demanda de pico e produção de energia renovável, no período de um dia). Esse produto é um suporte para a qualidade de energia do sistema. Para controlar a rampa de potência ativa, utiliza os mesmos

recursos da resposta de inércia, sendo necessário ter os controles de chaveamento e baterias para evitar os picos de energia.

- c) Resposta de frequência: a GD com conversores pode atuar como resposta de frequência. O controle é feito pela potência ativa em função da frequência. Como os conversores atuais já possibilitam esse controle, não há necessidade de investimento adicional para atender a essa funcionalidade.
- d) Controle de tensão: esse controle normalmente deve ser realizado próximo da carga. A GD deve ser incentivada a reduzir a entrega de potência ativa para fornecer reativo para o sistema e dar suporte de tensão. É fundamental uma análise nodal para precificação e definir regras para a comercialização.
- e) Estabilidade e falha - *ride through*: ao substituir as grandes centrais por GD, não só a inércia rotativa disponível pode diminuir, mas pode até aumentar o desequilíbrio entre carga e geração durante as falhas de transmissão. Isso é causado pela desconexão da GD durante distúrbios da rede de transmissão. A redução da inércia rotativa e a desconexão de uma grande quantidade de GD pode comprometer a estabilidade da linha.
- f) Mitigação de harmônicas: as interfaces de conversão atuais são capazes de mitigar harmônicas. Contudo, para inserir essa solução, a fim de remunerar o serviço, é necessária uma alteração da regulamentação, com a medição no ponto de conexão comum.

Dados os produtos e serviços apresentados, bem como os que podem surgir com o aumento do índice de penetração, a Figura 2.1 mostra uma classificação em duas categorias: novos e existentes. Mesmo que pouco explorados no mercado atual de GD, estes produtos e serviços podem contribuir para três fatores essenciais no sistema de energia: a estabilidade transitória, a habilidade de acompanhar as mudanças na carga e a confiabilidade (disponibilidade).



Fonte: Autor.

Figura 2.1 – Serviços ancilares presentes e futuros para o sistema de distribuição.

A GD pode trazer benefícios tanto para o consumidor quanto para a distribuidora. No entanto, de acordo com Roy & Pota (2015), para evitar problemas com flutuação de tensão e com as proteções do sistema, é fundamental que a distribuidora tenha noção dos seguintes parâmetros para a conexão da GD na sua rede:

- A tecnologia de geração;
- O nível de tensão no qual a GD estará conectada;
- O nível de penetração da GD na rede;
- Tamanho da GD a ser conectada na rede;
- O nível de curto-circuito no ponto de instalação.

Normalmente, as distribuidoras planejam a expansão da rede de acordo com uma estimativa do crescimento da demanda, porém, a maior penetração de GD cria a necessidade de considerá-la de forma explícita nas estimativas. No entanto, prever o número de geradores que podem entrar na rede não é uma tarefa simples. Planejar o tamanho e a localização de cada um que pretende se conectar é um problema ainda maior, que foge da decisão da distribuidora (Huang, 2017). Se, antes, o custo era recuperado por meio da tarifa de energia, com a entrada da GD, os custos de infraestrutura e manutenção podem aumentar.

Nesse sentido, a deficiência do modelo atual de troca de valores entre consumidor e distribuidora fica mais evidente na medida em que aumenta a penetração da GD, que vem sendo discutida na literatura (Cambini & Soroush, 2019; Cambini et al., 2016; Jenkins & Pérez-Arriaga, 2017; Lopes et al., 2007; Strbac, 2002). Vários trabalhos descrevem de que forma o aumento dos custos da distribuidora implica em um aumento na tarifa de energia dos consumidores, incentivando outros consumidores a adotarem a GD, o que resulta em novo aumento de tarifa (Castaneda et al., 2017; Sioshansi, 2016; Vahl et al., 2013).

Os custos e benefícios que uma distribuidora de energia elétrica terá, devido à maior penetração da GD, tem sido objeto de estudo em vários trabalhos encontrados na literatura. No entanto, a maioria desses trabalhos se limita a avaliar um custo ou benefício, sem apresentar a dimensão total do problema (Dsouza et al., 2020; Ros et al., 2018). Outros trabalhos buscam definir uma forma de remunerar a GD, considerando os custos evitados pela distribuidora com as perdas nas redes ou com a expansão, porém, não consideram os custos impostos pela GD em outros aspectos (Cervilla et al., 2015; Méndez Quezada et al., 2006; Xie et al., 2013).

Os trabalhos citados focam em apenas uma parte do problema, sem explorar sistematicamente os custos e benefícios decorrentes da GD (Rodríguez Ortega et al., 2008). Modelos que apresentam uma análise detalhada dos custos se limitam a uma única tecnologia de geração ou não consideram produtos ou serviços adicionais que a GD pode oferecer (Cervilla et al., 2015). Por fim, observa-se ainda que alguns modelos tratam do aspecto econômico-financeiro sem a preocupação com a viabilidade técnica da aplicação do projeto (Gordijn & Akkermans, 2007).

Em suma, o mercado de GD se desenvolveu rápido, sendo influenciado e influenciando não só na regulamentação, mas também no fluxo de potência e no mercado de energia. A consolidação desse mercado é vista a partir do rápido desenvolvimento das tecnologias e diminuição de preços associados a elas, alavancando cada vez mais seu crescimento (Huang, 2017). Para a distribuidora, esse crescimento pode significar maiores custos de investimento em infraestrutura e reforços de rede e de manutenção, ou pode contribuir para evitar esses custos, que podem ser dependentes do posicionamento estratégico da distribuidora ao enfrentar os desafios impostos pela regulamentação da GD.

Portanto, entender os custos e benefícios que uma distribuidora de energia elétrica terá, como cada um destes se relaciona com o ambiente regulatório e compreender o impacto da crescente penetração da GD nos modelos de negócio é fundamental para um desenvolvimento sustentável da concessionária. Desse modo, faz parte da proposta de pesquisa avaliar como a regulamentação influencia na internalização dos custos e benefícios da distribuidora.

2.3 Características gerais da distribuição de energia

A distribuição de energia elétrica é considerada um serviço de utilidade pública pelo seu benefício social e, dada a existência de economia de escala, reveste-se das características de monopólio natural. Conforme descrito em Rubinfeld (2013), uma atividade econômica é caracterizada como monopólio natural quando uma única firma pode fornecer toda a produção de determinado produto a um custo total menor do que poderia ser alcançado por mais de uma firma. Consequentemente, não há competidores nestes setores. Logo, a existência de um órgão regulador para garantir a eficiência de mercado é necessária. Sendo assim, compete à ANEEL a responsabilidade por garantir o bem-estar social e a eficiência na prestação do serviço a longo prazo, ao mesmo tempo em que deve prezar pela qualidade técnica e pela sustentabilidade econômica das distribuidoras (Maestri & Andrade, 2020).

Segundo a ANEEL (2004), os agentes de distribuição são empresas detentoras de concessão, permissão ou autorização para a distribuição de energia elétrica em determinada região de atuação. Essas empresas recebem a energia elétrica do sistema de transmissão e a distribuem para todos os consumidores conectados nas suas redes. As empresas distribuidoras são responsáveis pela operação, manutenção e expansão do sistema de distribuição, além das atividades de comercialização de eletricidade para os consumidores cativos, não podendo desenvolver outras atividades, como geração e transmissão de energia (Rockmann, 2018). Devem obrigatoriamente contratar energia para os consumidores cativos por meio de leilões, não podendo vender nem contratar energia livremente para atender aos seus consumidores.

De acordo com D'Araújo (2009), é necessário garantir que a energia elétrica esteja pronta e disponível para o consumidor no exato momento da sua necessidade. Uma fonte energética sem garantia de disponibilidade pode causar grandes impactos para as distribuidoras, haja vista que estas têm que garantir a entrega de energia para os consumidores cativos no momento em

que estes a requeiram. No cenário que vem se desenhando para a GD, baseadas em fontes intermitentes, a questão da disponibilidade assume papel de destaque, sendo um aspecto que precisa ser quantificado pelas distribuidoras.

Outro elemento de grande interesse para as distribuidoras é a estrutura tarifária e os níveis de tarifa definidos pela ANEEL, desenhados de forma a garantir o equilíbrio econômico-financeiro dessas empresas e, ao mesmo tempo, proteger o consumidor do poder de monopólio (Castro et al., 2019). A estrutura tarifária aplicada ao segmento residencial contempla um único componente, representado em termos do consumo de eletricidade, alocando tanto os custos fixos quanto os custos variáveis da distribuidora. Portanto, com base na energia medida ao longo de determinado período regulatório, é calculada a tarifa por unidade de consumo kWh (ANEEL, 2017a). À vista disso, de acordo com Picciariello et al. (2015b) e Firestone et al. (2006), as tarifas de eletricidade podem ser compostas pelo uso do sistema de distribuição, cobrança pela conexão e custo com a compra de energia. A composição dos custos é dada por:

- Custos fixos (R\$/período): cobre o custo contínuo de conexão e medição;
- Custos volumétricos (R\$/kWh): valores que remuneram a energia consumida e o uso dos sistemas de distribuição e transmissão;
- Custos de capacidade (R\$/kW * período): custo referente à capacidade contratada pelo consumidor.

Ainda de acordo com Picciariello et al. (2015b), há dois tipos de problemas resultantes das estruturas tarifárias que não refletem os custos da rede:

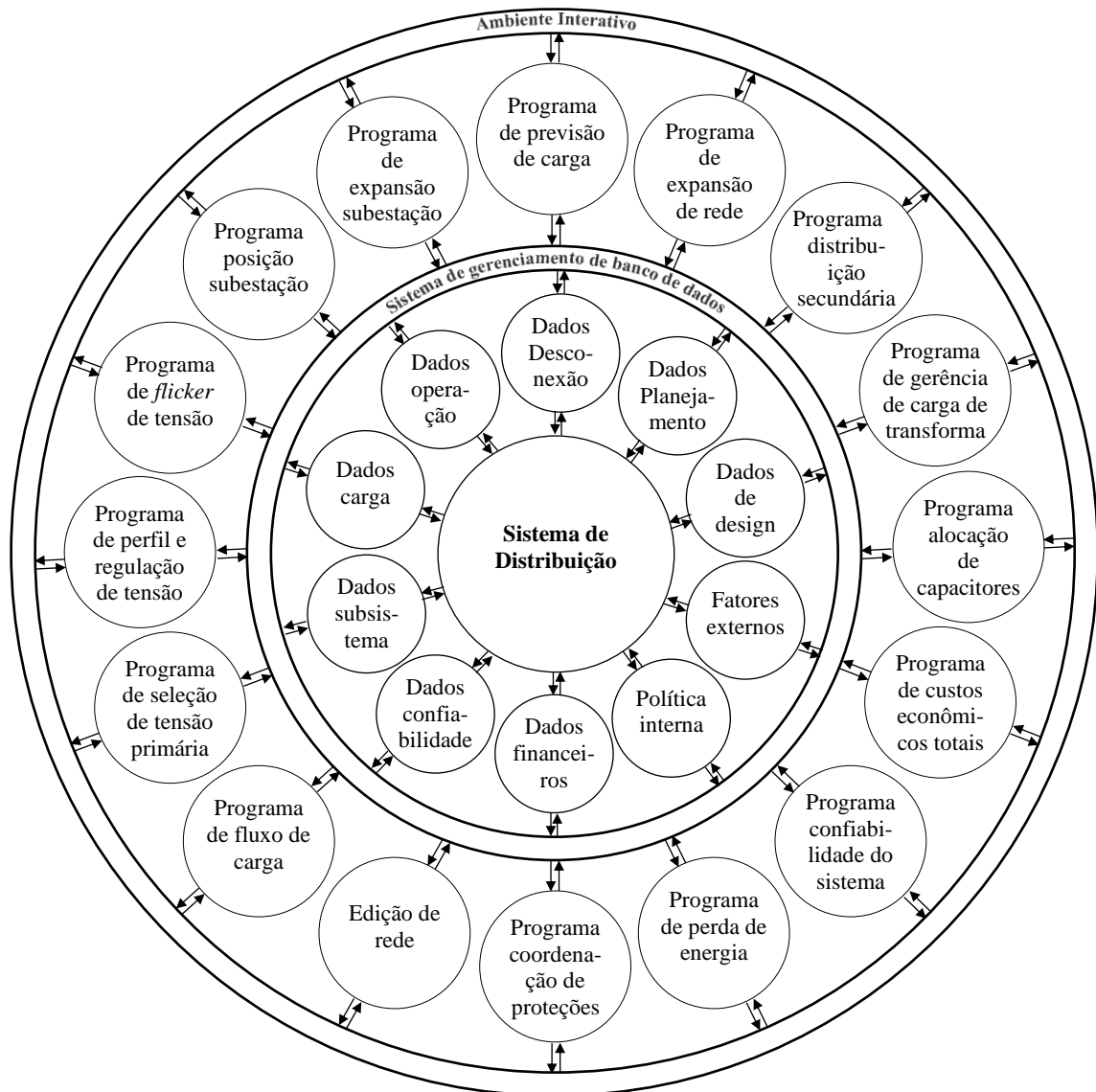
- Empresas públicas absorvem os prejuízos (situação chamada de erosão da receita);
- As concessionárias aumentam a tarifa do grupo de consumidores sem GD para atender aos requisitos da receita, podendo ser visto como um subsídio cruzado aos prosumidores.

A composição da tarifa de eletricidade (TE) deve atender ao princípio da eficiência econômica, ao mesmo tempo em que deve atender aos princípios de equidade, simplicidade, transparência, estabilidade e deve ser não-discriminatória para consumidores, permitindo a recuperação dos custos da distribuidora (Cossent et al., 2011; Nathanson & Bonbright, 1962). Tudo isso considerando que a distribuidora é obrigada a atender a todas as unidades consumidoras que solicitarem acesso à rede. O valor da TE que a concessionária de energia pode cobrar é definido pelo órgão regulador e segue o método denominado *price cap*. De acordo com Huang (2017), essa medida incentiva o agente de distribuição de energia a minimizar os custos na prestação do serviço de rede e na venda de energia.

Contudo, minimizar esse custo de prestação de serviço exige planejamento e controle sobre a rede de distribuição. No entanto, planejar e operar o sistema de distribuição é uma tarefa complexa, com diversas tarefas e fatores que devem ser levados em consideração, e reduzir o custo na prestação de serviço não é uma tarefa simples.

A Figura 2.2 apresenta diversas características da rede de distribuição que devem ser consideradas no planejamento de operação e expansão do sistema por uma concessionária de

energia. O círculo interno, denominado banco de dados, exibe de maneira organizada uma parte das informações consideradas durante a operação e planejamento da rede. Esses dados sofrem atualizações constantes, de acordo com as características do sistema. O círculo externo representa a interface entre o engenheiro e o sistema, sendo um ambiente interativo. Quando um programa é executado, o ambiente interativo gera informações, as quais podem ser aproveitadas pelos demais programas; além disso, influencia o banco de dados, armazenando e modificando os parâmetros da rede de distribuição.



Fonte: Adaptado de Gonen (2007).

Figura 2.2 – Visão esquemática do planejamento de operação da rede de distribuição.

O esquema da Figura 2.2 traduz a complexidade por trás da operação do sistema de distribuição, destacando como as distribuidoras devem levar em conta os dados técnicos, econômicos e até sociais no processo de planejamento. Além disso, mostra que a execução de um programa de operação influencia não só os dados, mas também outros programas presentes no sistema.

Levando em consideração que um bom planejamento do sistema elétrico deve garantir que o crescimento da demanda ocorra de maneira segura em termos técnicos e econômicos para a concessionária. Qualquer inovação só deveria ser adotada pela distribuidora, se capaz de reduzir custos, ou de fornecer um benefício que não estava disponível, superando custos anteriores (Gonen, 2007). É importante ressaltar que a influência da GD não é considerada na Figura 2.2; desse modo, a presença de geradores representa uma mudança de paradigma para o planejamento de expansão e operação do sistema de distribuição, podendo refletir de maneira positiva ou negativa sobre os dados e programas.

Os impactos típicos avaliados no planejamento com a presença de GD envolvem a expansão da rede, perdas, fator de potência, carregamento, violação de limites de tensão e problemas de proteção (Adefarati & Bansal, 2016; Bracale et al., 2009; Pepermans et al., 2005; Razavi et al., 2019).

A inserção de GD reflete também sobre a operação do sistema. Nesse sentido, Cossent et al. (2011); Picciariello et al. (2015a) apontam que, se instalada em um local adequado, a GD pode trazer uma série de benefícios para o sistema, dependendo de condições como o IP. Contudo, a GD também representa novos desafios para operação das redes de distribuição, considerando a localização e tamanho da tecnologia de geração. Essas questões vêm sendo amplamente tratadas na literatura (como pode ser visto em Gomes & Saraiva, 2019; Forste, 2015; Khetrupal, 2020; Lopes et al., 2007; Razavi et al., 2019).

Desse modo, para que as distribuidoras possam garantir serviços de boa qualidade para todos os consumidores, dada a maior penetração de GD, devem investir em tecnologias que melhorem a rede. Investimentos em soluções para monitorar e controlar o fluxo de energia são fundamentais, embora não sejam reconhecidos pelo regulador, o que pode levar a um desequilíbrio econômico-financeiro para essas empresas. Diante disso, os desafios para as empresas de distribuição são enormes. Inicialmente, devem garantir que os investimentos em modernização de redes e tecnologias no sistema de distribuição sejam reconhecidos pelo regulador. Outra questão é mudar a própria visão da distribuidora sobre os negócios, propondo investimentos, criando, entregando e capturando valor da GD. Para isso, é fundamental conhecer os custos e benefícios decorrentes disto. A proposta desta pesquisa, justamente nessa direção, proporciona apoio em decisões, além de servir como instrumento de apoio para o regulador no processo de revisão tarifária.

2.4 Impactos da geração distribuída para a distribuidora

Com a evolução do mercado de energia, foram desenvolvidos diferentes métodos de incentivo e de tarifa de energia para a GD, os quais podem ser encontrados detalhadamente em Sioshansi (2016). Para o caso brasileiro, destaca-se, em particular, o *net-metering system*, conhecido como sistema de compensação, aplicado para micro e minigeradores, de acordo com a REN nº 482/2012, e atualizado pela Lei nº 14.300/2022.

Ainda, no caso do Brasil, destaca-se que, até setembro de 2020, existia o subsídio para geradores que utilizam fontes renováveis, por meio de descontos na TUSD. Essa tarifa é utilizada para recuperar os custos da rede de distribuição e é aplicada a todos os usuários, sejam consumidores cativos ou livres. O desconto dependia da data de homologação da outorga ou do registro do empreendimento na ANEEL e do tipo de fonte de geração (Rockmann, 2018). Desde setembro de 2020, foi substituída pela MP nº 998/2020, e sancionada pela lei nº 14.120/21; o novo subsídio para geradores será por baixas emissões de gases causadores do efeito estufa. As condições desse mercado continuam em tramitação pela câmara dos deputados, por meio do PL 2148/2015 e, recentemente, pelo PL 528/2021 (LEI nº 14.120, 2021).

A inserção de GD no sistema de distribuição, considerando tarifa volumétrica, faz com que a distribuidora não consiga recuperar todos os custos fixos da rede. Para evitar que isso ocorra, é permitido o aumento da tarifa de energia elétrica, afetando os consumidores cativos, uma vez que prosumidores compensam esse aumento com créditos de energia. Desse modo, os consumidores cativos acabam patrocinando indiretamente a inserção da GD, representando um claro subsídio cruzado (Castaneda et al., 2017; Picciariello et al., 2015b).

Como os consumidores cativos estão mais expostos aos aumentos tarifários, há maior interesse pela adesão às tecnologias de GD, aumentando o problema descrito. Segundo Gouvêa (2019), desde 2012, as distribuidoras têm enfrentado uma intensa sobrecontratação de energia, em decorrência da gradativa redução do consumo de energia dos consumidores cativos favorecidos pela expansão dos sistemas fotovoltaicos no mercado nacional. A crescente adoção de GD por parte dos consumidores afeta as distribuidoras no curto e no longo prazo; e isso explica o que passou a ser chamado de espiral da morte (Castaneda et al., 2017). O espiral da morte está relacionado com subsídios cruzados e programas de incentivos à GD que provocam custos para a distribuidora.

Apesar das possíveis ameaças que a GD pode trazer à estrutura de mercado atual, na qual as distribuidoras de energia estão inseridas, o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) pondera que as distribuidoras têm acesso privilegiado às informações dos consumidores. O conhecimento dos hábitos de consumo pode favorecer uma melhor prestação de serviço, retendo e aumentando seu mercado cativo. O instituto aponta, ainda, que a operação adequada é fundamental para o correto funcionamento do sistema (Dantas, 2020). Nessa linha, Tolmasquim et al. (2020) destacam que a GD é uma oportunidade para as distribuidoras, visto que podem adiar investimentos na expansão da rede e auxiliar no suporte de tensão, dentre outros aspectos.

Em contrapartida, de acordo com Scott (2016), a integração da GD impõe à distribuidora dificuldades devido a: i) infraestruturas obsoletas; ii) designs convencionais não planejados para integração de geração; e iii) uma demanda maior de energia. Ao mesmo tempo em que integra a GD, a distribuidora tem a obrigação de aumentar sua confiabilidade e capacidade de distribuição, sendo desafiada por restrições de orçamento e obrigação de uma gestão eficiente de recursos.

Parte das dificuldades com a inserção da GD surgem devido ao fato de o sistema de distribuição ter sido projetado para atuar de forma passiva, e, em decorrência da conexão de geradores, passa a trabalhar de forma ativa (Ahmed, 2011). Essa mudança na forma de operar a rede pode alterar o comportamento do fluxo de potência, resultando em problemas de tensão, proteção, controle de reativo e qualidade de energia. Nesse sentido, Soroudi et al. (2011); Shahzad et al. (2017) apresentam os problemas impostos pela GD e os desafios desse mercado. Elmubarak & Ali (2016); Gupta & Seethalekshmi (2018); Razavi et al. (2019); Walling et al. (2008) apresentam problemas relacionados à proteção e nível de curto-circuito. Driesen & Belmans (2006); Purchala et al. (2006) apontam para os problemas de um ponto de vista comercial, como: i) dificuldade de financiamento, ii) problemas de conexão, iii) capacidade de geração, iv) mudanças de operação e v) áreas de atendimento. Por fim, Lopes et al. (2007); Pepermans et al. (2005) dividem os impactos gerados pela GD em problemas técnicos, comerciais e regulatórios.

Os benefícios dependem da localização da GD, do nível de potência, do tipo de tecnologia e da capacidade da rede, podendo ser classificados em: técnicos, econômicos e ambientais (Dsouza et al., 2020; Graham et al., 2019; Khetrpal, 2020; Meyer et al., 2018; Orrell et al., 2018; Razavi et al., 2019; Ros et al., 2018; Woolf et al., 2014). Outro ponto em comum entre esses trabalhos está na atribuição de valor, sendo que os benefícios gerados pela GD são apresentados em termos de custo evitado para o sistema.

Zobaa & Cecati (2006) apontam algumas variáveis que deveriam ser conhecidas, analisadas e controladas pela distribuidora antes de conectar a GD:

- Capacidade: energia que o gerador pode entregar de maneira garantida com base na carga total projetada em determinado período.
- Disponibilidade: quanto tempo a energia estará acessível. Manutenção de rotina, manutenção não planejada (ou seja, avarias), reabastecimento e modificações são as principais causas de indisponibilidade em fontes convencionais de energia.
- Despachabilidade: está ligada à confiabilidade e disposição da fonte geradora, se a distribuidora pode ter acesso quando necessário à unidade geradora.
- Modularidade: capacidade de controle que a distribuidora tem sobre o gerador.
- Localização: análise dos melhores pontos para conectar geradores à rede.
- Custo: investimento de capital, operação e gestão, e custos incorridos ou evitados, como o resultado do emprego de uma tecnologia.
- Incentivos: os subsídios fornecidos pelo governo para promover o desenvolvimento de uma tecnologia.
- Custos externos e benefícios indiretos: ter maior controle sobre os custos e benefícios que determinado consumidor está impondo à rede, de maneira que pague pelos custos impostos e receba pelos benefícios gerados.

- Diversidade de risco: descreve qualquer imprevisto, condição desfavorável, incluindo disponibilidade imprevista, problemas com uma tecnologia, mudanças adversas no mercado, condições e mudanças inesperadas na legislação.

Tendo em vista a relação citada entre custos e benefícios, inicialmente, é apresentada uma revisão dos impactos técnicos da inserção da geração distribuída. Na sequência, apresentam-se os meios utilizados para atribuir valor à GD.

2.4.1 Impactos técnicos

Capacidade

A inserção de GD, principalmente no nível de distribuição, pode impactar significativamente na quantidade de energia operada pelos equipamentos (cabos, linhas e transformadores). De acordo com Bhadoria et al. (2013), os transformadores são os mais afetados quando a geração de energia aumenta em relação à potência de consumo. O fenômeno ocorre mais comumente em horário de pico de geração, dando origem ao fluxo de potência reverso (bidirecional).

De acordo com Barker & De Mello (2000), o impacto no alimentador primário será insignificante para qualquer unidade de GD em escala residencial individual menor que 10kW. No entanto, quando se tem uma capacidade agregada de muitas unidades pequenas implantadas, o alimentador atinge um limite crítico. Nesse caso, são desejáveis estudos de regulação de tensão para garantir que a tensão do alimentador seja mantida dentro dos limites apropriados.

A GD pode ser usada para dar suporte de tensão, reduzindo também a exigência de maior capacidade das linhas de distribuição. Isso ocorre quando fornece energia próximo da carga, liberando parte da capacidade das linhas, que, por sua vez, resultará em um aumento na magnitude da tensão na extremidade do cliente, melhorando a qualidade do fornecimento. É importante ressaltar que o citado benefício depende da localização, do tamanho e das características das unidades de GD, incluindo a disponibilidade do recurso primário (Gharehpetian & Mousavi Agah, 2017; Khetrapal, 2020).

Para tirar maior proveito de algumas tecnologias de GD, podem ser utilizados sistemas de armazenamento de energia para evitar investimentos em capacidade de transporte e melhorar a regulação de tensão (Chen et al., 2012). Em suma, utilizar recursos energéticos distribuídos nos horários de pico pode reduzir a necessidade de capacidade de transporte das linhas e dos transformadores. A redução da corrente nos equipamentos da rede reduzirá sua temperatura, aumentando a vida útil (Gharehpetian & Agah, 2017).

Segundo Denholm et al. (2014), estimar o valor da capacidade evitada pela GD requer duas etapas. Primeiro, deve ser calculado o crédito de capacidade, ou a fração real da capacidade de um sistema de GD que poderia ser usada de forma confiável para compensar a capacidade

de transporte da rede convencional. A segunda etapa consiste em traduzir o crédito de capacidade em um valor monetário.

Confiabilidade

Indica a capacidade do sistema de executar a função para a qual foi projetado sob as condições operacionais encontradas durante sua vida útil prevista. Idealmente, a confiabilidade de um sistema de energia do ponto de vista dos consumidores significa fornecimento ininterrupto de energia. Os principais indicadores da confiabilidade de um sistema de energia para os consumidores são a frequência e a duração das interrupções em seu ponto de utilização (Mazidi & Sreenivas, 2013; Sinapsis, 2016).

A interrupção de energia é causada pelo estado dos componentes elétricos, quando não estão disponíveis para desempenhar sua função pretendida, devido a eventos que estão diretamente associados a esse componente, como queda de raios, mau funcionamento do componente e manutenção. É uma consequência de uma desconexão física dos clientes do sistema de fornecimento de energia devido a eventos programados e não programados. O operador do sistema de energia e a equipe de manutenção devem traçar estratégias técnicas de mitigação para melhorar a confiabilidade do sistema, entre as quais estão a configuração do sistema, integração de unidades de GD, instalação de dispositivos de proteção e manobra, entre outras (Adefarati & Bansal, 2016).

Um elevado nível de confiabilidade implica em grandes custos de investimento e manutenção na rede e na infraestrutura de geração. Os incentivos que advêm da introdução da competição na geração e as ações dos reguladores visando reduções tarifárias de curto prazo para as empresas de rede podem implicar em redução nos níveis de confiabilidade (Driesen & Belmans, 2006).

A confiabilidade é afetada pela implementação da GD no sistema de distribuição. Sobre determinadas condições, como localização e despachabilidade, pode evitar custos para a distribuidora. Para isso, o tempo de despacho da tecnologia de GD para atender a determinada carga deve ser levado em consideração (Pepermans et al., 2005; Purchala et al., 2006), sendo que, se o tempo de resposta da GD não for em tempo hábil, tem-se uma interrupção de fornecimento de energia, levando a perdas de confiabilidade.

A confiabilidade é fundamental para cargas prioritárias, sendo necessário o uso de duas fontes de alimentação independentes para garantir que não ocorrerão interrupções. Nesse caso, a instalação de unidades de GD é uma alternativa para formar microrredes que podem operar de forma ilhada na ocorrência de eventos na rede principal (Gharehpetian & Agah, 2017).

Outro ponto que pode agregar valor para a confiabilidade são os serviços ancilares, a partir do auxílio no controle de tensão e frequência. Com o aumento da penetração da GD, junto com sistemas *smart grids*, pode-se ter um aumento do controle sobre a demanda do sistema. Outro ponto que pode favorecer a continuidade do fornecimento é uma diversificação das fontes

de energia de GD, e potencialmente reduzir a dependência de centrais geradoras (Khetrapal, 2020).

No Brasil, a confiabilidade na distribuição é monitorada por meio de indicadores de continuidade individuais e coletivos definidos no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) (ANEEL, 2021b). Os indicadores são apurados pelas distribuidoras e enviados periodicamente para a ANEEL, representando o tempo e o número de vezes que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica para o período considerado (mês, trimestre ou ano), o que permite que a Agência avalie a continuidade do serviço oferecido à população (ANEEL, 2016).

Quando ocorre o descumprimento dos limites regulatórios, a ANEEL aplica penalidades às distribuidoras. Para os indicadores de continuidade coletivos, as concessionárias ficam sujeitas a limitação no valor da tarifa (Fator X) e multas, e, em casos extremos, perda do contrato de concessão. Para os indicadores de continuidade individuais, as distribuidoras devem pagar compensações financeiras diretamente aos consumidores que tiveram os limites violados (Lamin & Leite, 2019).

Qualidade de energia

A falta de qualidade de energia pode ser consequência de: falhas e operações de comutação na rede, que resultam principalmente em quedas de tensão, interrupções e transientes; e distúrbios de rede que resultam principalmente em *flicker*, harmônicos e desequilíbrio de fase (Khetrapal, 2020). A natureza dessas perturbações está relacionada com a capacidade de curto-circuito e depende da configuração interna da rede (por exemplo: comprimento das linhas, capacidade de curto-circuito dos geradores e transformadores) (Driesen & Belmans, 2006; Pepermans et al., 2005).

A geração distribuída pode contribuir para melhorar ou deteriorar a qualidade da energia. Na literatura, em geral, são considerados três aspectos da qualidade de energia relacionados à GD: i) transiente; ii) *flicker*; e iii) distorções harmônicas (Bhadoria et al., 2013; Gharehpetian & Agah, 2017; Khetrapal, 2020).

Os transientes de tensão e corrente referem-se a uma tensão anormal ou oscilação de corrente a curto prazo que podem ocorrer quando geradores distribuídos são ligados ou desligados. Essas oscilações podem ter um efeito desestabilizador na rede (Bhadoria et al., 2013). Como grande parte das unidades de GD é de pequeno porte, um baixo nível de penetração de GD causa um impacto desprezível na estabilidade transitória do sistema de potência. Porém, em um ambiente com alta penetração de GD, o comportamento dinâmico do sistema elétrico acaba sendo influenciado (Gupta & Seethalekshmi, 2018).

O efeito *flicker* refere-se a variações rápidas de tensão que podem causar variações perceptíveis na iluminação e interromper o funcionamento de equipamentos eletrônicos (Khetrapal, 2020). Pode ser um problema simples ou complexo no que se refere à sua análise e

mitigação. Da perspectiva simples, pode ser o resultado da partida de uma máquina (por exemplo, gerador de indução) ou mudanças de sinal de saída da GD que resultam em uma mudança significativa de tensão no alimentador (Barker & De Mello, 2000). Para mitigar o efeito *flicker*, pode ser necessário realizar medições do sistema para avaliar a tensão e oscilações do fluxo de potência para identificar como os controles do equipamento podem ser ajustados. Em alguns casos, o problema pode ser resolvido simplesmente executando um ajuste de um elemento de controle; em outros casos, a correção requer uma investigação considerável para ser resolvida (Barker & De Mello, 2000; Bhadoria et al., 2013).

Já as harmônicas normalmente são relacionadas aos conversores de tensão e frequência presentes em tecnologias como inversores solares (Bhadoria et al., 2013; Pepermans et al., 2005). O tipo da harmônica e a gravidade dependerá da tecnologia de geração, conversor de energia, configuração do sistema, localização e conexão (Barker & De Mello, 2000). Dependendo do tipo de fonte de GD, as variações da frequência podem ser mais sensíveis. Distorções pequenas podem causar grandes correntes harmônicas, implicando em superaquecimento de transformadores, equipamentos rotativos e bancos de capacitores, causando perda de capacidade e dificuldades para regulação de tensão (Benson et al., 2019; Lai, 2011).

Há diversas técnicas de mitigação de harmônicas; os inversores atuais têm boa precisão e reduzem o risco de harmônicas ligadas à conversão. Além disso, a GD pode oferecer uma boa resposta para tensão e frequência do sistema, aumentando, assim, a qualidade de energia dos usuários da rede de distribuição (Coster et al., 2011; Purchala et al., 2006).

Controle de tensão

Uma unidade de GD de pequeno porte tem um efeito insignificante para o nível de tensão, no entanto, uma unidade de grande porte ou várias unidades de GD de pequeno porte agregadas podem levar a tensão do alimentador a níveis críticos (Bhadoria et al., 2013). Quando isso ocorre, estudos de regulação de tensão são necessários para garantir que o perfil de tensão se mantenha adequado (Barker & De Mello, 2000; Driesen & Belmans, 2006).

Manditereza & Bansal (2016) apresentam métodos para controle de tensão a partir do fator de potência da unidade de GD, melhorando a estabilidade e a confiabilidade do sistema. Alguns autores apontam que a resposta da GD sobre a tensão é mais veloz que reguladores de tensão, portanto, pode trazer benefícios para o sistema (Adefarati & Bansal, 2016; Driesen & Belmans, 2006; Manditereza & Bansal, 2016).

Um problema adicional apresentado por Bhadoria et al. (2013) é o desequilíbrio de tensão quando uma GD monofásica está integrada na rede de distribuição. Assim como outros distúrbios, esse desequilíbrio dependerá do número de geradores e do tamanho das unidades que estão introduzidas no sistema de distribuição.

A regulação de tensão em um alimentador normalmente é projetada com base em previsão de mudanças diárias e sazonais no carregamento. As injeções de energia da GD alteram este padrão de carregamento, podendo alterar o sentido do fluxo de potência. Com demanda mínima e geração máxima, a energia injetada ultrapassa a carga do alimentador, provocando aumento da tensão acima dos limites permitidos, causando sobretensão no sistema (Bhadoria et al., 2013).

Nota-se que a GD pode dar suporte à tensão em alguns casos, mas pode causar sobretensão em outros. As variáveis que influenciam no efeito são: tamanho do gerador, impedância da rede, características da carga, métodos de regulação, localização da tecnologia de geração e topologia (Bhadoria et al., 2013; Coster et al., 2011; Elmubarak & Ali, 2016).

Por outro lado, a GD pode gerar conflito com os esquemas de regulação de tensão existentes na rede. Mesmo que a GD não controle ativamente a tensão, pode causar um aumento ou diminuição da tensão ao longo do alimentador (Walling et al., 2008). A mudança de fluxo de potência causada por unidades de GD pode fazer com que equipamentos de regulação de tensão, comutadores e banco de capacitores respondam indevidamente (Bhadoria et al., 2013; Driesen & Belmans, 2006; Pepermans et al., 2005). O aumento da tensão é um fator chave, o qual limita a quantidade de capacidade adicional de GD que pode ser conectada à rede de distribuição (Lopes et al., 2007).

Por fim, Coster et al. (2011); Paliwal et al. (2014) apontam, como meios de regular a sobretensão causada pela GD: i) reduzir a tensão da subestação primária, ii) instalação de reguladores de tensão e autotransformadores, iii) reforço de rede e iv) desligamento das unidades geradoras em períodos de carga leve.

Nível de curto-circuito e sistema de Proteção

Redes de distribuição são caracterizadas por uma capacidade de curto-circuito projetada, ou seja, uma corrente de falha máxima aceitável. Esse parâmetro é utilizado por equipamentos de proteção e, quando superado o valor aceitável, desabilita a rede, a fim de preservar equipamentos e usuários do sistema de energia elétrica (Boutsika & Papathanassiou, 2008). A presença de GD afeta os níveis de curto-circuito da rede, o que cria um aumento nas correntes de falha, quando comparado às condições normais em que nenhuma GD está instalada na rede (Bhadoria et al., 2013).

Desse modo, além da regulação de tensão, qualidade de energia, quando se conecta uma GD na rede de distribuição, deve-se considerar sua contribuição para o nível de curto-circuito (Boutsika & Papathanassiou, 2008). A contribuição de uma pequena unidade de geração é baixa, no entanto, a contribuição agregada de unidades pequenas ou unidades grandes podem impactar significativamente no nível de curto-circuito (Barker & De Mello, 2000; Manditereza & Bansal, 2016). Nesse sentido, Coster et al. (2011) apontam que os geradores síncronos têm uma grande influência na corrente de curto-circuito, influenciando o esquema de proteção e o

nível de falha. Coster et al. (2011) ainda apresentam, por meio de um sistema teste, que geradores de grande porte têm maior influência sobre o nível de curto-circuito do que geradores de pequeno porte. Isso pode afetar a confiabilidade e segurança do sistema de distribuição em ambientes de elevado IP.

Segundo Bhadoria et al. (2013), as redes de distribuição eram pensadas e projetadas com a filosofia de “conectar e esquecer”, em que as proteções permaneciam estáticas. No entanto, a conexão de GD altera o nível da corrente de curto-circuito da rede, comprometendo sua detecção e prejudicando seu isolamento (Benson et al., 2019; Bhadoria et al., 2013; Razavi et al., 2019). Como as configurações de proteção da rede de distribuição foram feitas antes da conexão da GD, esses recursos afetam as configurações dos relés de proteção. Logo, todos os relés, especialmente os de sobrecorrente, precisam ser ajustados (Gharehpetian & Mousavi Agah, 2017; Manditereza & Bansal, 2016).

O aumento da penetração da GD leva a dificuldades na coordenação das proteções devido à possibilidade de fluxo bidirecional (Pepermans et al., 2005). Unidades de GD podem aumentar ou reduzir a corrente de falha, dependendo da localização. Quando não reconhecida pelos dispositivos de proteção, dificulta a detecção de falhas, prejudicando a coordenação desses dispositivos (Hung et al., 2010). Assim, pode-se dizer que o tipo de tecnologia de geração, a topologia da rede de distribuição e a localização são fatores que influenciam na proteção (Coster et al., 2011; Manditereza & Bansal, 2016; Paliwal et al., 2014; Razavi et al., 2019; Walling et al., 2008). Em Lopes et al. (2007); Razavi et al. (2019); Walling et al. (2008), são apresentados estudos de impactos individuais em cada equipamento de proteção proveniente da inserção de unidades de GD.

Por fim, para que a GD não interfira sobre o sistema de proteção, deve ser devidamente projetada, considerando as condições de operação do sistema e o projeto do alimentador. A chave religadora é outro dispositivo com o qual se deve ter cuidado ao conectar a GD à rede, para não influenciar no sincronismo da rede. Se a velocidade de religamento da chave estiver dessincronizada do resto do sistema, pode aumentar a duração da falha, resultando em falhas graves (Bhadoria et al., 2013).

Perda de energia

O transporte de energia elétrica naturalmente já implica em perdas na distribuição. A inserção de GD influencia no fluxo de energia, alterando a corrente através da linha e, portanto, afetando as perdas. O efeito sobre as perdas da rede depende fortemente da potência injetada, localização, capacidade e topologia da rede em que a GD é conectada (Adefarati & Bansal, 2016; Khetrapal, 2020).

O local adequado para a instalação das fontes de GD pode simultaneamente reduzir as perdas e controlar o nível de tensão no sistema. Portanto, um estudo técnico detalhado, por meio de simulações, é necessário para determinar o impacto da GD, de acordo com a sua localização

(Bhadoria et al., 2013; Gharehpetian & Mousavi Agah, 2017). Em geral, as distribuidoras não têm controle sobre o local de instalação da unidade geradora, uma vez que grande parte das GDs são de propriedade de clientes, podendo prejudicar o desempenho do sistema de distribuição (Barker & De Mello, 2000). Nesse sentido, Zangiabadi et al. (2011), a partir do fluxo de potência e do método de Monte Carlo, apresentam o benefício econômico da utilização da GD, minimizando as perdas de energia e a necessidade de compra de energia no mercado atacadista.

De acordo com Bhadoria et al. (2013), localizar unidades de GD para minimizar perdas de energia é semelhante à localização de bancos de capacitores para reduzir perdas. A principal diferença entre as duas situações é que a GD contribui com potências ativa e reativa, e os bancos de capacitores, apenas com potência reativa.

Flexibilidade operacional

A maior penetração da GD aumenta a complexidade do sistema de distribuição e as distribuidoras podem ter menor flexibilidade para operar (Khetrapal, 2020). Ao ocorrer problemas no sistema de distribuição, fica mais difícil solucioná-los, pela presença de unidades de geração que estão fora do controle dos operadores da rede (Driesen & Belmans, 2006). Essa limitação de flexibilidade de operação pode reduzir a confiabilidade do sistema de distribuição (Razavi et al., 2019). Caso o sistema possa operar em ilha, o que requer um esforço adicional por parte da operação, a confiabilidade pode ser aumentada (Purchala et al., 2006). Nesse sentido, Gharehpetian & Agah (2017) propõem que o sistema de monitoramento e controle seja implementado ao nível da distribuição, permitindo o controle remoto das redes e dos geradores nela inseridos, o que acaba por aumentar o custo da rede.

Para ter maior flexibilidade de operação e manter o bom funcionamento da rede, a distribuidora tem um custo adicional com programação, previsão e controle sobre as unidades geradoras; além disso, são necessários investimentos em serviços ancilares, como reserva operativa e regulação de tensão, por exemplo (Woolf et al., 2014). Esses custos dependem do índice de penetração, localização, características de geração e operação das GDs (Manditereza & Bansal, 2016; Purchala et al., 2006; Woolf et al., 2014). Adicionalmente, em mercados competitivos de energia, ter uma resposta da demanda a partir de diferentes tipos de geradores distribuídos é um meio de aumento da flexibilidade operacional, protegendo a distribuidora contra flutuações dos preços de energia no mercado atacadista (Driesen & Belmans, 2006; Pepermans et al., 2005; Purchala et al., 2006).

Operação em ilha

A operação ilhada afeta a confiabilidade e a qualidade de energia, dentre outros problemas, como: variação da tensão, reconexão da ilha, baixa qualidade de energia no modo

ilhado, segurança e dificuldades de eliminar falhas de arco enquanto a GD está conectada. Por isso, a utilização de controles e proteções anti-ilhamento é uma questão relevante destacada por Barker & De Mello (2000); Manditereza & Bansal (2016).

Um dos maiores problemas do ilhamento reside no fato de ser frequentemente causado por falhas que ocorrem entre a GD e a subestação, o que muitas vezes resulta na abertura de relés em momentos diferentes, dando origem a perdas de sincronização. A perda de sincronização pode gerar grandes transientes quando o religador opera para reconectar a ilha, ocasionando um falso *trip* de proteção, levando a um religamento malsucedido em que a falha temporária se torna permanente (Bhadoria et al., 2013; Paliwal et al., 2014; Walling et al., 2008).

Esquemas de proteção anti-ilhamento obrigam a unidade geradora a se desconectar da rede em caso de falha. Isso reduz o benefício de implementação da GD. A desconexão é necessária para garantir que o gerador não contribua para as correntes de curto-circuito da rede da distribuidora e possa operar de acordo com a configuração originalmente projetada (Elmubarak & Ali, 2016; Manditereza & Bansal, 2016). Os equipamentos anti-ilhamento seguem a padronização da IEEE1547 (IEEE Std 1547, 2003). No Brasil, o módulo 4 do PRODIST – Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição permite a operação ilhada na forma de microrrede, desde que sejam cumpridos e acordados com a distribuidora os requisitos orientados no manual (ANEEL, 2010). Já o módulo 3 do PRODIST – Acesso ao Sistema de Distribuição permite que as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída possam operar no modo de ilha, desde que desconectadas fisicamente da rede de distribuição (ANEEL, 2017b).

A operação ilhada pode servir como *backup* de rede durante interrupções de fornecimento, refletindo em maior confiabilidade para o sistema. Para que isso ocorra, requer-se que haja unidades geradoras confiáveis e uma coordenação das proteções. Como apresentado, uma sincronização incorreta da ilha com a rede principal pode levar a grandes problemas, logo, precisa ser bem planejada para evitar esses problemas (Barker & De Mello, 2000; Bhadoria et al., 2013; Zoba & Cecati, 2006).

Uma análise de fluxo de potência é fundamental para garantir que a GD possa lidar com o influxo durante a partida da ilha. Antes de entrar em operação, a microrrede deve ser capaz de identificar se o problema não ocorreu dentro da zona ilhada. Deve garantir que a reconexão não ocorra até que a ilha e a rede principal estejam sincronizadas. Isso requer medição de tensão em ambos os lados da chave de conexão entre a ilha e a rede principal da distribuidora (Barker & De Mello, 2000; Manditereza & Bansal, 2016).

Além disso, a flexibilidade de operação oferecida pela GD em uma microrrede exige esforços extras de operação. Os clientes que entram em uma ilha durante interrupções devem continuar a atender aos requisitos de qualidade de energia, devendo ser capazes de fornecer serviços ancilares, se necessário, sendo útil também para garantir o resincronismo quando a rede principal estiver restabelecida (ANEEL, 2010; Driesen & Belmans, 2006; Purchala et al., 2006).

Existe uma dificuldade em controlar vários pequenos geradores espalhados pela rede simultaneamente, associada a questões de modularidade e despachabilidade das fontes. Para operar no modo de ilha, as fontes de GD, além da geração de potência ativa, também devem ter a função de controlar a frequência e a tensão (Zobaa & Cecati, 2006). Além disso, há uma dificuldade na coordenação das proteções e na operação ligada à mudança de fluxo que ocorre em uma operação ilhada. Nesse sentido, Gharehpetian & Agah (2017) destacam que, para operar de forma ilhada, é necessário o uso de controladores rápidos e avançados. Elmubarak & Ali (2016); Gupta & Seethalekshmi (2018); Manditereza & Bansal (2016) revisam diversas técnicas que vêm sendo utilizadas e desenvolvidas para esquemas de proteção e operação em ilha e microrredes.

2.4.2 Valor atribuído à geração distribuída

Ao analisar os impactos técnicos da GD nas redes de distribuição, nota-se que podem ser negativos ou positivos, dependendo das características da tecnologia de geração e do sistema, do local de instalação e dos investimentos realizados nas adequações (Barker & De Mello, 2000). Os benefícios, de maneira geral, referem-se à contribuição que a GD tem na melhoria das dificuldades descritas, e são chamados de benefícios de suporte ao sistema, sendo divididos nas seguintes categorias por Barker & De Mello (2000); Rugthaicharoencheep & Boonthienthong (2012); Zangiabadi et al. (2011):

- Suporte de tensão e aprimoramento da qualidade de energia;
- Redução das perdas;
- Aumento da capacidade de transmissão e distribuição (T&D);
- Investimentos adiados em infraestrutura de T&D;
- Aumento da confiabilidade do sistema.

Segundo Orrell et al. (2018), alguns elementos de valor podem ser difíceis de quantificar porque a abordagem do valor da GD é uma prática relativamente nova. As partes interessadas, particularmente empresas de serviços públicos, têm diferentes interpretações dos elementos e como calculá-los, o que pode resultar em avaliações amplamente variadas. A partir da ideia de custo evitado e dos elementos que vêm sendo quantificados na literatura, será apresentado o impacto da GD na rede e as possíveis fontes de receita para a distribuidora.

Perdas do sistema evitadas

Um dos impulsionadores da GD é sua capacidade na redução das perdas (Adefarati & Bansal, 2016; Bhadoria et al., 2013; Dsouza et al., 2020). Está presente na maioria dos estudos, sendo representada como custo variável associado ao custo de combustível, capacidade da rede

e serviços de operação e manutenção (Denholm et al., 2014). Para determinar as perdas técnicas, são utilizados softwares para cálculo do fluxo de potência.

As perdas evitadas podem ser quantificadas em termos de kWh e normalmente são expressas como uma porcentagem da geração. Segundo Woolf et al. (2014), as perdas médias anuais em toda a concessionária normalmente variam de 6% a 11%, mas essas perdas não são uniformes ao longo do dia ou do ano. Adefarati & Bansal (2016) apontam que a redução das perdas pode causar um impacto econômico positivo significativo se as unidades de GD estiverem estrategicamente localizadas no sistema de distribuição. Nesse sentido, em seu estudo, Zangiabadi et al. (2011) mostram os benefícios econômicos proporcionados pela redução das perdas em termos de energia evitada.

Energia evitada

Reflete o custo evitado pela distribuidora, em virtude da produção de energia pela GD, ao não ter que utilizar energia proveniente de centrais geradoras convencionais para atender ao seu mercado (Meyer et al., 2018). De acordo com Woolf et al. (2014), é a capacidade de geração central que pode ser adiada ou evitada devido à instalação de GD. Dsouza et al. (2020) vão além, ao concluir que a energia limpa produzida a um custo maior pela GD compensa a produzida por uma central geradora convencional que causa maiores impactos ambientais.

Quando uma concessionária recebe energia de GD, evita a compra de energia para atender aos seus clientes na quantidade exata recebida da GD (Dsouza et al., 2020). A energia evitada pode incluir custos variáveis que dependem do preço da energia no mercado atacadista, fortemente influenciado pelo uso de combustíveis fósseis. Também pode contribuir na redução ou aumento dos custos variáveis de O&M. Alguns autores incluem como energia evitada a redução nas perdas de transporte entre a geração convencional e a carga (Denholm et al., 2014; Woolf et al., 2014).

Em mercados livres de energia, o valor da GD também pode ser percebido durante o pico de carga, quando os preços da eletricidade estão em seus valores mais elevados, pois a concessionária pode comprar da GD a um preço inferior ao preço de atacado (Zangiabadi et al., 2011). Segundo Woolf et al. (2014), o custo evitado de energia também pode incluir custos ambientais evitados e outros fatores que fazem parte do preço de atacado. Em Norris et al. (2014), são apresentados exemplos de como calcular o custo da energia anual evitada, com a utilização de fluxo de potência e estudos de capacidade de transporte.

Capacidade de distribuição evitada

A GD pode ou não adiar as atualizações ou substituições planejadas na infraestrutura de distribuição. O valor evitado é sensível às características do sistema, à taxa de crescimento da

carga na área de concessão, às características da carga e à localização e nível de penetração da GD, dentre outros fatores (Meyer et al., 2018).

Dsouza et al. (2020) apontam que, em baixos níveis de penetração, a GD reduz o carregamento nos alimentadores, porém, pode não estar disponível para atender à carga do sistema durante as condições de pico. Em outras palavras, pode não contribuir para adiar investimentos em capacidade de transporte, devido à necessidade de atender ao pico de demanda e para fins de confiabilidade (Ros et al., 2018).

A redução da demanda de pico dependerá do tipo de recurso de GD, seu padrão operacional e o perfil de carga para a subestação alimentadora. De acordo com Meyer et al. (2018), o principal valor para o crescimento da GD inclui a capacidade efetiva de uma tecnologia de geração de injetar energia no pico da demanda do sistema e suprir as necessidades de capacidade do sistema, ou seja, reduzir o pico de energia que o sistema foi projetado para suportar. Apesar disso, seu impacto sobre o custo dependerá da característica do mercado, pois a redução da demanda pode representar uma redução de receita em mercados regulados (Gharehpetian & Agah, 2017).

O deslocamento e redução da demanda de pico com a utilização de microrredes e recursos de armazenamento podem ser um grande impulsionador do mercado de GD, dado que influenciam no dimensionamento da rede, podendo reduzir investimentos na rede principal por parte da distribuidora (Adefarati & Bansal, 2016; Barker & De Mello, 2000; El-Saadany et al., 2014; Manditereza & Bansal, 2016).

O custo de capacidade evitada é calculado com base no custo marginal deslocado e de acordo com a efetividade da GD em estar disponível de forma confiável em horários nos quais possa aumentar efetivamente a capacidade da rede (Meyer et al., 2018; Norris et al., 2014).

Um método utilizado para mensurar a capacidade efetiva de transporte é o *Effective Load Carrying Capability* (ELCC), que determina a quantidade de carga que pode ser atendida pela GD. O ELCC indica se a instalação da GD é efetiva para aumentar a capacidade de transporte da rede, ou, ainda, se é prejudicial, reduzindo essa capacidade (Meyer et al., 2018; Norris et al., 2014). Segundo Norris et al. (2014), a medida pode ser aplicada para determinar os custos de capacidade de geração evitados; os custos de capacidade de reserva evitados; os custos fixos de O&M de geração evitada; e os custos de capacidade de transmissão e distribuição evitados.

Risco financeiro

Os preços de mercado da eletricidade não são fixos e variam de acordo com as condições da geração de energia (Haghifam et al., 2008). A distribuidora deve obrigatoriamente comprar energia para atender aos seus consumidores cativos. No entanto, existe uma incerteza no preço da eletricidade no mercado de curto prazo, principalmente em horários com alta demanda de energia, o que se traduz em risco financeiro para a distribuidora (EPE, 2016).

A GD pode contribuir com a redução desse risco de exposição aos preços de combustível voláteis dos recursos de geração convencionais. Como a geração baseada em algumas fontes renováveis não tem custo de combustível, o custo variável não está sujeito a flutuações no preço do combustível (Meyer et al., 2018). O preço previsto do combustível para o recurso marginal deslocado é o principal motivador desse componente (Khetrapal, 2020).

Na mesma linha, Dsouza et al. (2020) apontam que os prosumidores podem ajudar a evitar a necessidade de a distribuidora ter que negociar novos contratos de longo prazo, caso as unidades de GD apresentem uma geração previsível. Esse valor pode ser avaliado como um benefício para a concessionária ou um benefício mais amplo para a sociedade. Do ponto de vista da concessionária, o valor se reflete no menor risco associado à volatilidade do preço do combustível. Do ponto de vista da sociedade, o benefício se reflete na forma de menores tarifas para os consumidores cativos (Meyer et al., 2018).

A diversidade de tecnologias de GD pode redundar em um aumento da segurança energética. Segundo Woolf et al. (2014), um portfólio diversificado é capaz de reduzir riscos ao contribuir com os seguintes aspectos: i) planejamento, reduzindo o crescimento da carga, ii) associados às regulamentações ambientais e iii) associados a interrupções causadas por tempestades e outros eventos inesperados. Aponta ainda que a GD reduz o risco por meio do aumento de opções de operação e resiliência do sistema, pois oferece maior flexibilidade para ajudar o sistema a lidar com o estresse e responder a mudanças imprevistas no futuro.

Benefícios ambientais

O benefício ambiental é impulsionado principalmente pelo papel da GD na promoção de energias renováveis, fontes menos poluentes e tecnologias de alta eficiência (Benson et al., 2019). A utilização da GD para mitigação de impactos ambientais é tão impactante quanto a redução das perdas de transporte (Allan et al., 2015). O resultado é dependente dos diferentes tipos de GD, combinados com as unidades convencionais que estão sendo substituídas, podendo variar, ainda, de acordo com períodos do dia, estação ou ano (Meyer et al., 2018; Pepermans et al., 2005).

As unidades geradoras renováveis que reduzem o consumo de energia normalmente reduzem emissões de SO_x (óxidos de enxofre) e NO_x (óxidos de nitrogênio) para a atmosfera. Os custos evitados variam de acordo com a estrutura de cada distribuidora e com o ambiente regulatório no qual ela está inserida, podendo refletir um custo evitado federal, regional, estadual e local (Khetrapal, 2020; Woolf et al., 2014).

Dentre os benefícios ambientais, podem ser citados dois componentes principais. O primeiro é o impacto evitado de emissão de poluentes e o segundo é o valor de créditos de energia (Dsouza et al., 2020). De acordo com Orrell et al. (2018), a melhoria da qualidade ambiental é um valor para a sociedade. No mercado brasileiro, a regulamentação dos créditos

de carbono deve ser incorporada pelo Projeto de Lei 528/21, atualmente em tramitação no Congresso Nacional.

Os custos ambientais podem ser quantificados de diferentes maneiras. No geral, os métodos de quantificação requerem vincular uma taxa de emissão ao custo do combustível ou recurso deslocado que a GD supõe ter evitado (Khetrapal, 2020). De acordo com Denholm et al. (2014), os custos ambientais são compostos por uma componente direta e indireta, sendo a direta formada por custos fixos e variáveis que a concessionária suporta por meio de controle de poluição, licença de emissão, impactos e taxas. A indireta se refere às taxas suportadas pela sociedade como um todo, danos ambientais e impactos à saúde, este último difícil de mensurar.

Dentre os métodos disponíveis para quantificação de créditos, dois se destacam na avaliação dos benefícios ambientais. Um deles é aplicar o custo social do carbono (CSC) e o outro é por meio dos padrões de portfólio renováveis (RPS). Este último aplicado nos estados americanos em que os distribuidores têm uma cota mínima de obrigação de utilização de energias renováveis (Meyer et al., 2018).

Ainda vale mencionar que alguns estudos incluem os custos ambientais evitados em conjunto com a geração de energia evitada (Woolf et al., 2014). Outro ponto é que, em adição a estes, em cenários onde há grande penetração de GD, pode haver um impacto na desativação de usinas poluentes ou ultrapassadas, além de adiar a necessidade de novas usinas. Isso resulta em custo evitado de certificado de conformidade de emissões, capital de atualização e controle de emissão para novas usinas (Denholm et al., 2014). No entanto, como outros índices, para que haja um bom desempenho, é necessário planejamento e recursos integrados de vários cenários de aplicação (Khetrapal, 2020).

Serviços ancilares

Essa categoria de valor reflete qualquer aumento ou redução nos custos associados à necessidade de reservas de geração para fornecer serviços de suporte à rede. A capacidade de monitorar e controlar as tecnologias de GD é um fator importante que afeta a capacidade desses recursos variáveis de fornecer serviços no momento de necessidade (Meyer et al., 2018). As unidades de GD localizadas no lado do cliente podem reduzir a necessidade de reservas operacionais adquiridas por meio do mercado de serviços ancilares no mercado de curto prazo. A GD pode ser utilizada também para resposta da demanda, participando diretamente no mercado de curto prazo de serviços ancilares.

Em mercados que exploram esses serviços, a GD pode contribuir para a eficiência energética, mantendo uma operação sustentável e estável da rede (Pepermans et al., 2005). O crescente interesse pela resposta da demanda e tecnologias de armazenamento está no fato de que possam fornecer acompanhamento da curva de carga, regulação de tensão e frequência. Projetos como estes podem se refletir na redução de preços de energia de compensação ou custo para adquirir tais serviços, melhorando o uso de recursos de energia variáveis (Woolf et al.,

2014). Nesse sentido, Woolf et al. (2014) mostram como a resposta de demanda vem sendo explorada no estado de Nova Iorque, mercado em que a GD possui grande penetração e competitividade.

Aprimorar a eficiência energética do sistema a partir da utilização de GD para serviços ancilares pode surtir em custos evitados de despacho de uma central geradora convencional (Barker & De Mello, 2000). A adição de GD para serviços ancilares muitas vezes não impacta no nível de confiabilidade geral do sistema percebida pelo consumidor cativo em mercados regulados, no entanto, pode proporcionar menor custo para a distribuidora (Manditereza & Bansal, 2016; Woolf et al., 2014).

O valor dos serviços ancilares prestados pode ser estimado de forma semelhante aos valores de capacidade e energia. As previsões de preços devem levar em consideração aumentos potenciais nas reservas, regulação e outros serviços decorrentes da maior penetração da GD (Oureilidis et al., 2020). Os custos relacionados a esses serviços são dependentes de mudanças de carga e operação do sistema; ainda há uma parcela de custos fixos que engloba a infraestrutura adicional necessária para fornecer esses serviços (Manditereza & Bansal, 2016). Denholm et al. (2014) quantificam os custos e benefícios dos serviços ancilares de reserva de tensão e controle reativo a partir de geradores fotovoltaicos.

Custo administrativo

Esta categoria reflete os custos da concessionária para administrar programas, planos e projetos. Pode incluir os custos a políticas de incentivo como *net-metering* e eficiência energética, assim como os custos para administrá-los, atividades de conformidade e relatórios, pessoal, custos de faturamento e outros custos para implementar e manter um programa formal (Meyer et al., 2018; Orrell et al., 2018). Deve incluir desde o custo para criar um plano, passando pelo processo de transição, até sua implementação. São fortemente influenciados pela estrutura interna da distribuidora e as possibilidades criadas pelo ambiente regulatório.

Grande parte dos impactos técnicos da GD ou a implementação de programas para maximizar seus benefícios envolve um custo administrativo para a concessionária. Esse custo pode ser formado por uma elevada componente fixa, devido ao emprego de softwares, além de uma parcela variável que envolve treinamento de equipes e instalação de equipamentos.

Em suma, esse custo está presente em qualquer decisão da distribuidora, independentemente das decisões estratégicas envolvendo a entrada da GD nas suas redes. Pode incluir estudos, avaliações, simulações antes da implantação da GD até o desenvolvimento de *software* e meios de comunicação para o efetivo controle da GD. Algumas ações se traduzem em um custo imediato de implementação, enquanto outras implicam em custos que sofrem alterações ao longo do tempo (Flores-Espino, 2015).

Operação e manutenção

A inserção de GD pode exigir atuações mais frequentes em: reguladores de tensão, transformadores, reconfiguração de rede, proteções, programação e previsão de serviços auxiliares (Coster et al., 2011; Meyer et al., 2018; Denholm et al., 2014). Redes ativas impõem novos desafios para a operação e gerenciamento da rede, especialmente em ambientes de grande penetração de GD (Ahmed, 2011).

A necessidade de manter um elevado nível de confiabilidade implica em elevado custo de O&M, além do custo de investimento (Pepermans et al., 2005). O custo de O&M pode ser dividido em uma parcela fixa e outra variável, as quais aumentam ou diminuem com a inserção da GD (Denholm et al., 2014; Meyer et al., 2018; Orrell et al., 2018). A parcela variável é afetada pela variabilidade de carga do sistema, já a parcela fixa depende da capacidade do sistema.

2.5 Conclusão

Neste capítulo, foram avaliados os aspectos conceituais e regulatórios da GD, destacando-se suas principais características, produtos atuais e futuros que podem surgir no mercado brasileiro. Foi efetuada, ainda, uma ampla revisão bibliográfica, de forma a colocar em evidência os custos e benefícios que a GD pode oferecer para a distribuidora. Sobre os custos e benefícios, buscou-se destacar os impactos técnicos e econômicos, apresentando problemas e soluções gerados na rede da concessionária.

Nesse contexto, percebeu-se que existe uma série de dificuldades proporcionadas pela inserção da GD; a concepção de valor é dependente de diversos fatores, como tipo de tecnologia, fonte de geração, localização, por exemplo; ou ainda fator de potência, topologia e nível do IP. Com isso, notou-se que, para se obter um custo ou benefício, são necessários estudos e mapeamentos do que está ocorrendo na rede de distribuição.

Dessa maneira, neste capítulo, foi efetuada uma contextualização do mercado de GD, suas características regulatórias, tecnologias e produtos, proporcionando a necessária compreensão da origem dos custos e benefícios, para que se possa, nos capítulos posteriores, utilizar esses elementos para elaborar uma classificação com o intuito de quantificar os custos e benefícios para as empresas de distribuição.

Capítulo 3

Delineamento metodológico

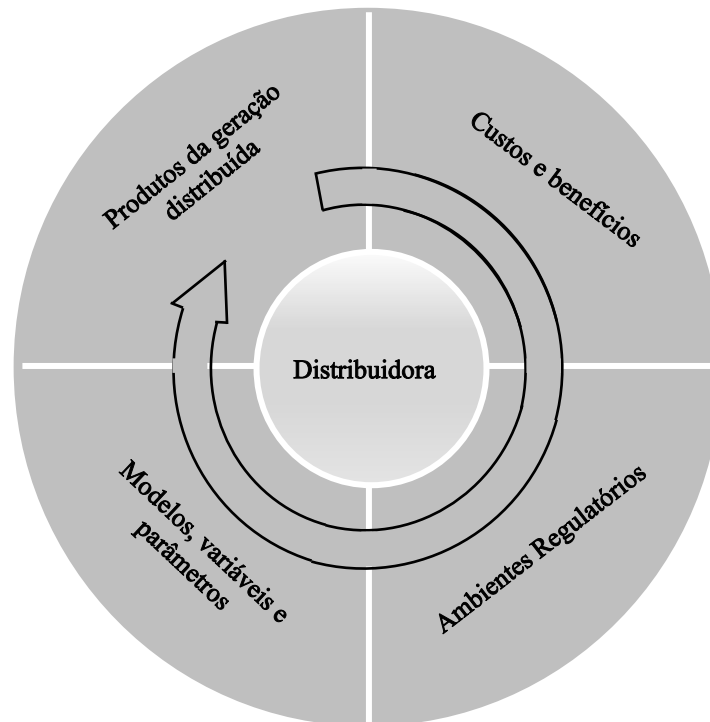
De acordo com o apresentado no capítulo anterior, as empresas de distribuição de energia elétrica têm seus custos e receitas afetadas pelo aumento da GD. Dadas as políticas de incentivo e um mercado em constante crescimento, é necessário que essas empresas busquem alternativas para minimizar os impactos e desafios impostos pela inserção dessas tecnologias. Nesse sentido, diversos modelos de negócio (MNs) vêm sendo propostos para que as distribuidoras possam gerar, entregar e capturar valor da GD.

Contudo, quantificar os custos e benefícios que a GD traz para uma empresa de distribuição pode ser uma tarefa difícil. Isso porque é uma prática relativamente nova, além de cada distribuidora possuir diferentes tipos de consumidores, mercados, estruturas, modelos de negócio e, conseqüentemente, diferentes interpretações desses componentes e como calculá-los. Atribuir valor a elementos como o aspecto social ou das políticas de incentivo em relação à geração de empregos e a clientes de baixa renda pode ser uma prática difícil ou impossível de quantificar (Orrell et al., 2018).

Portanto, é necessário fazer um levantamento sistemático das fontes de custos e receitas das distribuidoras que estão associadas à GD. Assim, será possível testar os diferentes MNs, considerando o ambiente regulatório no qual estão inseridas as distribuidoras de energia. Desse modo, neste capítulo, inicialmente, será apresentado o método utilizado para a coleta dos dados, na forma de custos e benefícios, e, na seqüência, será descrita a taxonomia utilizada para classificá-los.

3.1 Procedimento Metodológico

O processo utilizado na realização desta pesquisa pode ser visto na Figura 3.1. O processo começa com o levantamento dos produtos e serviços fornecidos ou que podem vir a ser fornecidos pela geração distribuída, seguindo com a identificação dos custos e benefícios associados. Posteriormente, procede-se à classificação, levando em consideração diferentes ambientes regulatórios, para, finalmente, extrair os modelos, variáveis e parâmetros sobre os quais a distribuidora precisa obter conhecimento para maximizar seus benefícios.



Fonte: Autor.

Figura 3.1 – Estrutura do método de pesquisa.

Foi realizada uma ampla pesquisa bibliográfica, a fim de identificar as características técnicas e econômicas relacionadas à GD, começando com uma investigação sobre a presença da GD no contexto da regulamentação brasileira, identificando as tecnologias de conversão presentes no mercado, e seguindo por uma identificação dos produtos e serviços que a GD pode oferecer para a distribuidora. Além disso, foram descritos os meios de relacionamento da GD com o mercado, destacando o sistema de compensação, a comercialização de energia e a remuneração pela conexão e uso da rede de distribuição. Esse processo possibilitou colocar em evidência como ocorre o relacionamento físico e comercial entre a distribuidora e o proprietário da GD.

Com base em dados secundários provenientes da literatura, passou-se a identificar os valores trocados entre a GD e a distribuidora. Para isso, foram avaliados os valores que estão sendo trocados atualmente entre gerador e distribuidora, além de produtos que podem surgir com o aumento de penetração da GD. Para validar esses produtos e serviços, buscou-se destacar o papel da distribuidora em relação à GD, considerando o modelo mercantil brasileiro, apresentando as formas de incentivo aos geradores e as implicações, considerando a estrutura tarifária e a organização de suas atividades comerciais. A partir disso, foram expostos os impactos positivos e negativos da inserção de GD para a rede de distribuição.

Subsequente ao levantamento dos pontos positivos e negativos, passou-se a identificar todos os custos e benefícios que a distribuidora pode ter com a presença da GD na sua rede. Com base na revisão da literatura, foram verificadas condições para a existência de cada um

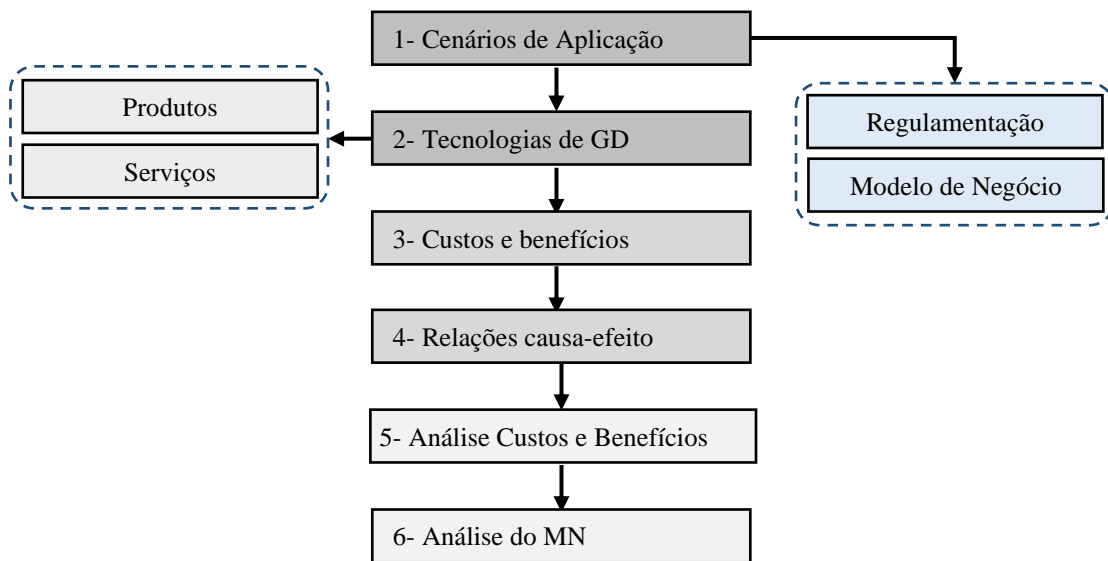
dos custos e benefícios; a partir disso, buscou-se enfatizar as seguintes características: formas de monitoramento do valor gerado, situações em que se têm benefícios, situações em que se tem perda de benefícios, e como cada um desses impacta a percepção de valor da GD para a concessionária. Com isso, foi possível apontar como a troca de valores pode implicar em custos e benefícios para a distribuidora.

Posteriormente, buscou-se colocar em evidência as variáveis, parâmetros e modelos necessários para determinar cada um dos custos e benefícios da GD na perspectiva da distribuidora. Vale ressaltar que não faz parte do escopo a quantificação dos custos e benefícios, e sim a identificação das variáveis, parâmetros e modelos necessários para determiná-los. Portanto, o escopo do trabalho está limitado ao levantamento dos custos e benefícios que a GD provoca na distribuidora, como eles podem ser repassados e de que forma estão sendo internalizados. No trabalho, também foi considerada a experiência internacional, a fim de comparar com o caso brasileiro, com o qual foi possível determinar os custos e benefícios presentes em cada um dos ambientes regulatórios identificados. Esta fase da pesquisa permitiu reunir dados para avaliar como a regulamentação influencia na internalização dos custos e benefícios.

Posteriormente, foi proposta uma estrutura analítica que permite caracterizar e classificar de forma sistemática os métodos de quantificação dos custos e benefícios. Para a formulação desta estrutura, antes de tudo, procurou-se definir o que será classificado e os critérios que serão utilizados. Ademais, foi necessário definir os limites dentro dos quais é possível a reprodução dos resultados do estudo. Desse modo, como limitação, têm-se os diferentes ambientes regulatórios e modelos de negócio adotados pelas distribuidoras. Como resultado, espera-se obter variáveis e parâmetros relevantes para a distribuidora na determinação de cada um dos custos e benefícios.

A construção da ferramenta de análise foi dividida em seis etapas, que podem ser observadas na Figura 3.2.

- 1- Descrever as oportunidades criadas pelo ambiente institucional, vigente e previsto, no qual estão inseridas a GD e a distribuidora. Com isso, é possível determinar as trocas de valor que podem ocorrer entre a distribuidora e os agentes com os quais se relaciona ou poderia se relacionar nesse ambiente institucional, constituindo um modelo de negócio simplificado.
- 2- Apresentar os produtos e serviços que podem criar valor a partir das tecnologias de GD. O objetivo é caracterizar cada um desses produtos e serviços e os requisitos para obtê-los. É nesta etapa que são identificadas novas oportunidades para que a distribuidora crie valor a partir da GD.
- 3- Apontar os custos e benefícios decorrentes da inserção da GD na perspectiva da distribuidora. Para esse levantamento, foi realizada uma análise qualitativa, utilizando o *software ATLAS.ti Scientific Development*, específico para esse tipo de análise. Assim, foi possível detalhar cada um dos custos e benefícios, colocando-os em uma linguagem comum, uniformizando os diferentes entendimentos presentes nas referências bibliográficas.



Fonte: Autor.

Figura 3.2 – Visão sistêmica do método de pesquisa.

- 4- Com base na análise qualitativa, foi realizada a síntese dos dados coletados. O objetivo dessa etapa é colocar em evidência cada um dos impactos causados pela GD na visão da distribuidora de energia elétrica, compondo um mapeamento da relação causa-efeito. Esse mapeamento permite estabelecer os requisitos e informações necessárias para que a distribuidora possa aprimorar seu planejamento com a presença de GD.
- 5- É realizada uma tipificação dos fatores causadores dos impactos da GD, relacionando-os com custos e benefícios para a distribuidora, para o qual foi proposta uma taxonomia que os separa em duas classes.
- 6- É realizada uma classificação dos fatores causadores de custos e benefícios, levando em consideração o ambiente regulatório analisado e o MN proposto para a distribuidora. O objetivo é identificar os fatores associados à GD que podem levar a uma redução ou a um aumento nos custos de distribuição, apontando também possíveis reduções ou aumentos nos benefícios da distribuidora. Ao final desse processo, tem-se uma análise *ex-ante* do MN, exibindo custos gerados e/ou evitados, receitas geradas e/ou perdas ao adotar determinado MN. Esse mapeamento disponibiliza informações estratégicas para a empresa distribuidora, auxiliando no processo de tomada de decisão e facilitando suas chances de sucesso na implementação do MN.

A seguir, serão apresentados os aspectos relacionados com o mapeamento das relações causa-efeito da GD, a classificação dos custos e benefícios e a análise de MN. Para isso, serão especificados os critérios utilizados e a taxonomia utilizada.

3.2 Classificação e categorização dos custos e benefícios

Em um ambiente complexo e turbulento como o da indústria de energia elétrica, novos MNs são quase sempre concebidos e implementados sem testes rigorosos. Na verdade, é comum a ausência total de testes; poucos MNs são implementados com avaliações que indiquem que eles produzem os incentivos corretos e resultados eficientes. Infelizmente, quando tais MNs são testados, mesmo nas situações hipotéticas mais bem-comportadas, eles nem sempre estão à altura das perspectivas esperadas.

Como nenhum MN deveria ser implementado sem esse nível mínimo de teste, este trabalho apresenta os elementos necessários para realizar um teste de linha de base, ou, ainda, de mínimo produto viável. A utilização dessa abordagem se dá pela ausência de trabalhos que apresentem testes desses modelos, ou ainda que apresentem a influência direta de cada fator de impacto da GD na forma de custo e receita para a distribuidora. É importante ressaltar que não está sendo proposto um teste na forma de uma receita padronizada a ser seguida, mas fornecer uma estrutura que geralmente está ausente na avaliação de um MN, estabelecendo um padrão mínimo.

Nesse contexto, ao longo do trabalho, foi utilizado o pensamento sistêmico (Kamprath & Halecker, 2012), observando o ambiente interno da distribuidora (modelo de negócio e sistema elétrico) e o ambiente externo (ambiente regulatório), mostrando de forma realista o impacto econômico que a GD causa no sistema de distribuição. A visão sistêmica foi construída a partir de dados secundários que foram obtidos na literatura pesquisada ou extraídos de relatórios técnicos de distribuidoras. Devido à variedade de fatores e aos diferentes impactos causados por eles sobre os custos e receitas da distribuidora, foi desenvolvido um método para a sua classificação e categorização sustentado nos conceitos de taxonomias e tipologias.

Uma taxonomia pode ser definida como a criação de estrutura e rótulos que facilitam a localização de informações relevantes (Campos & Gomes, 2007; Junior & Aguiar, 2018). Já uma tipologia se refere a uma forma de ordenar o conhecimento existente (Bertero, 1981). Pode ainda ser um instrumento que objetiva o aprimoramento da análise organizacional. Por vezes, a tipologia pode ser o resultado de um percurso empírico (Kamprath & Halecker, 2012).

A composição de ferramentas por meio de tipologias e taxonomia precisam de critérios que definam sua formação. Assim, como critério da composição, foi utilizada a relação causa-efeito que permite colocar em evidência de que forma a GD causa impactos técnicos e econômicos na distribuidora.

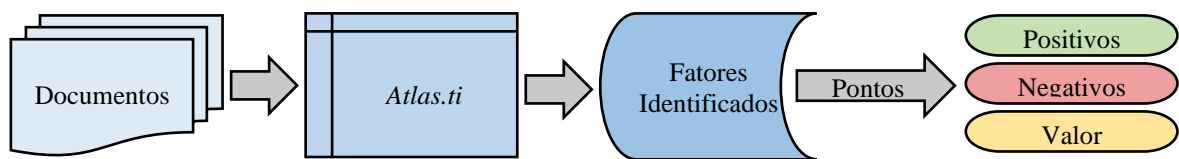
O mapeamento das relações causa-efeito realizado sobre os dados levantados permitiu identificar características comuns e semelhantes de forma a agrupar ou diferenciar esses dados. Portanto, a seguir, será apresentado o método de agrupamento dos fatores, utilizando as relações causa-efeito. Posteriormente, é apresentada a estrutura formada a partir da taxonomia que permite a separação dos fatores em dois grupos, considerando o tipo de impacto causado pela inserção de GD sobre a distribuidora. Por fim, é apresentada a ferramenta analítica que permite

associar cada fator de impacto com custo ou receita da distribuidora, levando em consideração seu MN e o ambiente regulatório em que está inserida.

3.2.1 Relação causa-efeito

A busca inicialmente considerou documentos no período de 2010 a 2021, sendo artigos e relatórios de institutos internacionais que focam na análise dos impactos da GD no sistema elétrico de forma geral. A seguir, foi utilizada a técnica *snowballing*, encontrando novas referências, nas quais constavam fatores relacionando “inserção de GD-impacto na distribuidora”.

Utilizando o *ATLAS.ti* em cada referência consultada, obtinha-se um conjunto de atributos de impacto positivo, negativo ou valor sobre um ou mais fatores de custo ou benefício. Como o *ATLAS.ti* permite uniformizar os atributos, ao final da análise de toda a documentação, obtiveram-se, de maneira organizada, as características de cada fator, facilitando o seu entendimento ao ser colocado em uma linguagem comum. A Figura 3.3 sumariza o processo de consulta, identificação e caracterização de cada um dos fatores classificados.



Fonte: Autor.

Figura 3.3 – Processo de identificação das características que compõem os fatores de custo e benefício para a distribuidora.

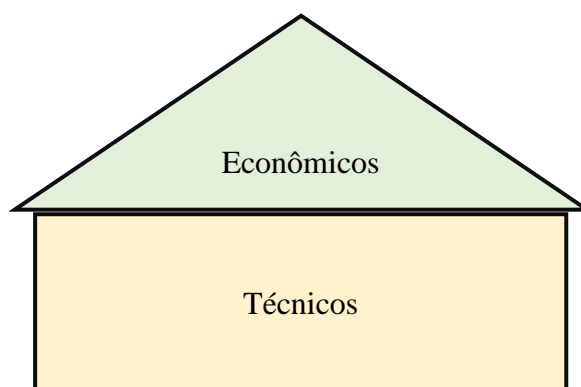
Após a análise qualitativa anterior, foi realizada a síntese dos dados com o objetivo de levantar informações chaves como variáveis, parâmetros e modelos que permitissem obter o valor da GD para a distribuidora. Durante o processo, notou-se que existiam diferentes entendimentos que limitavam a associação de cada fator identificado com custos e receitas da distribuidora. Portanto, buscou-se expor essa associação por meio de um mapeamento das relações causa-efeito.

As relações causa-efeito foram utilizadas avaliando de que maneira cada fator impacta o custo ou a receita da distribuidora, devido à inserção de GD, considerando também as condições para que isso ocorra. O conhecimento das relações causa-efeito ainda permite visualizar como as estratégias adotadas pela distribuidora em relação à GD podem afetar seus custos e receitas.

3.2.2 Taxonomias para o agrupamento de fatores

Identificados os fatores a partir do mapeamento anterior, foram propostas taxonomias para agrupá-los de acordo com características comuns, levando em consideração o tipo e a extensão dos impactos sobre a distribuidora. Notou-se, durante a análise das relações causa-

efeito, que alguns fatores afetam características técnicas da rede de distribuição, que podem ser valorados economicamente, e outros impactam diretamente em fatores econômicos. Assim, os fatores foram separados em dois grupos, sendo proposta a estrutura mostrada na **Figura 3.4**, que tem como premissa que, para que a distribuidora possa exercer suas funções com excelência, é necessário ter um conjunto de condições técnicas bem ajustadas, atendendo aos índices de qualidade exigidos pela regulamentação. Todavia, para manter as condições técnicas, são necessárias condições financeiras, logo, sem um bom telhado, não tem como existir uma boa estrutura. Assim, o equilíbrio entre condições técnicas e econômicas representa a sustentabilidade da distribuidora.



Fonte: Autor.

Figura 3.4 – Estrutura de classificação e análise dos custos e benefícios.

Buscando mostrar a extensão do impacto de cada fator de influência para a empresa de distribuição, foi proposta uma taxonomia para realizar uma categorização dos componentes, utilizando três tipologias:

- i) Local: representando um impacto que se estende, por exemplo, até a subestação na qual está conectado o alimentador em que está inserida a GD, afetando poucos usuários;
- ii) Regional: quando um impacto se estende sobre uma região geoeletrica definida pela distribuidora;
- iii) Global: quando o fator causa um impacto sobre custo ou receita da distribuidora que não depende da localização da GD.

Adicionalmente, é proposta uma taxonomia utilizando quatro tipologias para mostrar o tipo de impacto econômico causado por cada fator identificado:

- Custos gerados: representam aqueles custos que aumentam ou são originados com a inserção de GD nas redes da distribuidora.
- Custos evitados: são custos que diminuem ou a distribuidora deixa de ter por conta da GD, como a postergação de investimentos.
- Receita gerada: refere-se a tudo aquilo que implica em aumento ou criação de receita para a distribuidora por conta do relacionamento com a GD.

- Redução das receitas: são aqueles fatores que resultam em redução ou perda de receita para a distribuidora por conta da presença da GD.

3.2.3 Análise do MN

Os custos e benefícios da distribuidora são impactados de diferentes formas pela GD dependendo do ambiente regulatório e do MN adotado pela distribuidora. Portanto, é necessário definir cenários de aplicação que contemplem esses dois aspectos ao aplicar a última taxonomia descrita.

Ao final desse processo, tem-se uma análise *ex-ante* do MN proposto, dado um ambiente regulatório, exibindo custos gerados e/ou evitados, receitas geradas e/ou perdidas. Esse mapeamento disponibiliza informações estratégicas para a empresa distribuidora, auxiliando no processo de tomada de decisão e facilitando suas chances de sucesso na implementação do MN.

3.3 Conclusão

No decorrer deste capítulo, foi realizada a representação do método utilizado para a coleta e organização dos dados relacionados a custos e benefícios da GD para a distribuidora. Com isso, foi realizada a descrição da formação das relações causa-efeito e composição de três taxonomias utilizadas para classificar os dados coletados.

Duas das taxonomias apresentadas permitem a distribuidora a ter maior conhecimento sobre o impacto da GD na rede de distribuição. A terceira taxonomia proposta tem como objetivo sistematizar, tipificar e classificar os fatores identificados; essa taxonomia considera de que forma a GD pode gerar ou evitar custos, ou criar ou reduzir receitas, sendo a principal contribuição do trabalho.

Dessa maneira, este capítulo apresentou os critérios que compõem a ferramenta que permite à distribuidora realizar uma análise do modelo de negócio de maneira *ex-ante*, considerando o ambiente regulatório em que está inserida. No capítulo posterior, o referencial teórico apresentado é utilizado para composição da síntese dos dados, demonstração de impacto da GD e cenários testes para modelos de negócio da distribuidora.

Capítulo 4

Testes e resultados

Neste capítulo, são avaliados os fatores que podem afetar uma empresa de distribuição de energia elétrica com a inserção de GD na sua rede, descrevendo em que condições isso ocorre, com base na relação causa-efeito proporcionada por esta análise. São caracterizadas as variáveis do ponto de vista técnico ou econômico, expressando ainda a percepção de valor gerada sobre o sistema de energia.

Posteriormente, é apresentada uma estrutura que permite classificar de forma sistemática os custos e benefícios obtidos pela inserção da GD no sistema de distribuição. Quatro modelos de negócios da distribuidora são testados, cada cenário é constituído por um MN e um ambiente regulatório. Por fim, há uma comparação entre os resultados obtidos com cada um dos MNs, focando sempre na perspectiva da concessionária de energia.

4.1 Síntese dos custos e benefícios

Para realizar esta pesquisa, foram consultados 51 documentos, que foram classificados sistematicamente, realizando uma análise qualitativa, utilizando com auxílio do *software ATLAS.t*, sendo esse um *software* específico para esse tipo de análise. Permitido rotular os impactos positivos e negativos de acordo com os aspectos do sistema de distribuição que são influenciados pela GD, não apontando necessariamente para um custo ou benefício, mas sim para fatores que as concessionárias devem levar em consideração durante a prestação do serviço de distribuição. A Tabela 4.1 apresenta a síntese da pesquisa qualitativa realizada, mostrando a quantidade de artigos no qual cada fator foi citado.

A partir da análise qualitativa, foi possível expressar os dados em uma linguagem comum, colocando em evidência os fatores relevantes na prestação do serviço de distribuição que afetam ou são afetados pelos custos e benefícios decorrentes da inserção de GD. A partir disso, foi realizado um mapeamento para determinar as relações causa-efeito entre os fatores que são afetados pela inserção de GD e os efeitos sobre os custos e/ou receitas da distribuidora. Os resultados dessa pesquisa qualitativa são apresentados a seguir.

Tabela 4.1 - Quantidade de artigos mencionando cada um dos rótulos criados.

Fatores	Quantidade de Artigos	Fatores	Quantidade de Artigos
Capacidade	38	Proteção e Nível de Curto-circuito	17
Confiabilidade	39	Flexibilidade operacional	14
Qualidade de energia	31	Operação ilhada	17
Serviços Ancilares	23	Perdas de energia	35
Controle de Tensão	30	Administrativo	8
Impactos Ambientais	34	O&M	13
Risco Financeiro	10		

Fonte: Autor.

4.1.1 Capacidade instalada

Os custos relacionados à capacidade instalada da rede de distribuição identificados na literatura são listados a seguir:

- Custo evitado de investimento com a expansão e reforço da rede: obtido quando a GD é capaz de reduzir o carregamento das linhas de distribuição (Woolf et al., 2014). Uma alternativa para melhorar o fator de capacidade da rede é utilizar sistemas de armazenamento de energia, os quais podem ser vistos como mais um recurso de expansão, embora simultaneamente possam ser utilizados para arbitrar o preço da energia variável ao longo do dia (Chen et al., 2012).
- Custo evitado de energia: devido à diminuição das perdas que pode ocorrer com a inserção de GD e ao fornecimento de energia às cargas locais do sistema, reduzindo a necessidade de contratação no mercado atacadista (Norris et al., 2014).
- Custo administrativo: decorrente do aumento da complexibilidade da rede, planejamento de recursos energéticos, controle de fluxo de potência e possível controle sobre as unidades geradoras, implicando em custos com novos softwares e ferramentas (Dsouza et al., 2020; Ros et al., 2018; Orrell et al., 2018).
- Custo de O&M: igual ao caso anterior, aumenta com a maior complexidade da rede, a qual recebe novos recursos de expansão com a entrada da GD (Brown et al., 2001).

O elevado IP da GD altera significativamente o fluxo de potência e as correntes de curto-circuito, podendo ocorrer congestionamento na capacidade de transporte, consequência do fluxo reverso. Por outro lado, um valor adequado de IP pode ser uma alternativa para aliviar o congestionamento em horário de pico. Sob estas circunstâncias, os seguintes custos são observados:

- Custo de investimento com equipamentos de proteção: mais recorrentes com o aumento da GD, dada a necessidade de atualizar o sistema de proteção e instalar novos dispositivos em decorrência das alterações nas condições operativas da rede e, em alguns casos, para evitar o fluxo reverso (Razavi et al., 2019; Walling et al., 2008).

- Custo de investimento com expansão e reforço da rede: o fluxo reverso pode ser superior à capacidade instalada para atender às cargas locais e/ou pode aumentar as perdas de energia, sendo necessário reforçar a rede (Bhadoria et al., 2013; Rugthaicharoencheep & Boonthienthong, 2012). A instalação de sistemas de armazenamento, citado anteriormente, também é um investimento que deve ser considerado pela distribuidora para controlar o fluxo na rede.

4.1.2 Confiabilidade

Os seguintes custos foram citados na literatura quando avaliada a confiabilidade da rede de distribuição com inserção de GD:

- Custo de investimento em sistema de proteção: a inserção de novos geradores na rede de distribuição pode alterar o nível de curto-circuito, o que requer a troca de equipamentos de proteção com o objetivo de manter ou melhorar a segurança e confiabilidade (Razavi et al., 2019).
- Custo administrativo: está relacionado com a necessidade de novos procedimentos para o mapeamento de novos problemas, alteração no nível de curto-circuito, conflito da GD com religadores, ou ainda identificação de desgastes dos equipamentos (Coster et al., 2011; Flores-Espino, 2015).
- Custo de investimento com a expansão da rede: decorrente da adição de recursos que permitam a reconfiguração da rede, possibilitando tirar maior proveito da GD na melhoria da confiabilidade (Meyer et al., 2018; Dsouza et al., 2020).
- Custo de investimento evitado: a inserção de GD pode melhorar os índices de confiabilidade, evitando investimentos por parte da distribuidora, os quais seriam necessários sem a GD (Meyer et al., 2018; Dsouza et al., 2020).
- Custo de investimento em regulação de tensão: quando instalada próximo a centros de carga, a GD pode causar sobretensão, e, por consequência, desligamento da rede, prejudicando os indicadores de confiabilidade da distribuidora (Adefarati & Bansal, 2016; Manditereza & Bansal, 2016).
- Custo de investimento evitado em regulação de tensão: se a GD é instalada próximo ao final de redes radiais, por exemplo, pode ajudar a distribuidora a manter o nível de tensão, evitando, assim, custos com reguladores de tensão e melhorando índices de confiabilidade (Manditereza & Bansal, 2016; Sagar & Prasad, 2008).
- Custo de O&M: por conta da mão de obra necessária para troca de equipamentos de proteção, instalação de reguladores de tensão, reforços de rede e intervenções que surgem como consequência da inserção de GD (Roy & Pota, 2015).

Sob elevado IP, o controle dos índices de confiabilidade pode ser ainda mais difícil para a distribuidora, pois a grande maioria dos geradores são baseados em fontes intermitentes de

energia, dificultando a previsão da energia injetada (Bhadoria et al., 2013; Paliwal et al., 2014). Assim, os seguintes custos foram citados na literatura:

- **Custo administrativo:** a dificuldade de previsão da energia injetada pelas fontes intermitentes exige maior esforço da distribuidora no monitoramento da rede (fluxo de potência, curto-circuito) (Meyer et al., 2018). Com elevado IP, o custo administrativo aumenta pela necessidade de ter que realizar mais estudos para determinar quais recursos energéticos e de rede de transporte estão disponíveis para atender à demanda com determinado nível de confiabilidade, frente a diversas contingências que podem ocorrer no sistema.
- **Risco financeiro:** a dificuldade de previsão da energia proveniente de fontes intermitentes aumenta o risco da distribuidora pela possibilidade de não atender aos índices de confiabilidade e a consequente exposição à aplicação de multas (Meyer et al., 2018).

4.1.3 Qualidade de energia

Na literatura pesquisada, a qualidade de energia é associada aos seguintes custos:

- **Custo de investimento para a expansão e reforço da rede:** os transformadores e o comprimento das linhas influenciam sobre a qualidade de energia, assim como os conversores utilizados na conexão de algumas tecnologias de GD (Driesen & Belmans, 2006; Pepermans et al., 2005). Como consequência, há um aumento nas perdas no transporte e redução da vida útil de equipamentos, implicando em novos investimentos (Leão et al., 2013).
- **Custo de investimento para a regulação de tensão:** refere-se ao custo que a distribuidora tem com equipamentos de regulação de tensão para manter os níveis de tensão entre os limites especificados pela regulamentação, e que garantem o funcionamento correto e seguro das tecnologias de uso final dos consumidores, mesmo com a inserção de GD na rede (Purchala et al., 2006).
- **Custo evitado de investimento em regulação de tensão:** a instalação de GD em determinados pontos da rede pode ajudar no controle de tensão, evitando investimentos em reguladores de tensão que seriam necessários sem a GD (Manditereza & Bansal, 2016; Sagar & Prasad, 2008).
- **Custo administrativo:** para o monitoramento e identificação de distúrbios que podem ocorrer com a inserção de GD e que afetam a qualidade de energia (Gupta & Seethalekshmi, 2018; Khetrapal, 2020).
- **Custo investimento em equipamentos de proteção:** os problemas de qualidade de energia causados pela GD podem afetar os equipamentos de proteção, causando falso acionamento, implicando muitas vezes na troca desses equipamentos (Dsouza et al., 2020; Ros et al., 2018).

Problemas de harmônicas, *flickers* e transientes são mais comuns quando se tem um elevado IP, variando com a tecnologia de geração (Coster et al., 2011; Khetrapal, 2020). É importante destacar de que forma a qualidade de energia é afetada por esses fatores e as implicações:

- Redução da qualidade de energia: transientes de tensão e corrente geram uma tensão anormal ou oscilação de corrente (Bhadoria et al., 2013).
- Custo de O&M: a ocorrência de *flickers* leva a variações rápidas de tensão que podem interromper a operação de equipamentos eletrônicos, incluindo os conversores por meio dos quais são conectadas várias tecnologias de GD, podendo também causar problemas na proteção (Khetrapal, 2020).
- Custo administrativo: conforme a complexidade da rede aumenta com a maior penetração de GD, maiores são os custos com modernização e monitoramento de distúrbios (Gupta & Seethalekshmi, 2018; Khetrapal, 2020).
- Risco financeiro: o aumento de custos fixos e variáveis não planejados, devido aos efeitos da degradação da qualidade com elevada penetração de GD, cria incertezas quanto à sua recuperação, expondo a distribuidora aos riscos decorrentes. No entanto, esse risco pode ser amenizado com a venda de produtos e serviços que contribuem com a melhoria da qualidade para consumidores com cargas mais sensíveis (Dsouza et al., 2020; Ros et al., 2018).
- Aprimoramento da confiabilidade: caso a distribuidora possa contar com o suporte à rede que algumas tecnologias de GD podem oferecer, a qualidade de energia pode ser melhorada, refletindo na melhoria da confiabilidade ao ocorrer menos desligamentos (Brandão et al., 2017).

4.1.4 Serviços ancilares

Na literatura pesquisada, os serviços ancilares foram associados aos fatores listados a seguir:

- Custo evitado em confiabilidade e qualidade de energia: é possível utilizar os serviços ancilares para dar suporte à rede, aumentando os níveis de capacidade, confiabilidade e qualidade de energia e, dependendo do ambiente regulatório, pode abrir a possibilidade de gerar receitas para a distribuidora (Manditereza & Bansal, 2016; Woolf et al., 2014).
- Custo evitado de investimento com expansão e reforço de rede: a possibilidade de utilizar a GD como um recurso para controlar a circulação de reativos contribui para aumentar a capacidade de transporte da rede e para o controle de tensão, reduzindo custos em novos recursos por parte da distribuidora (Driesen & Belmans, 2006; Manditereza & Bansal, 2016).
- Custo evitado de investimento em regulação de tensão: dentre os produtos que a GD pode oferecer como serviços ancilares, está o controle de tensão por meio da injeção de potência reativa, evitando investimentos em reguladores de tensão (Oureilidis et al., 2020).

- **Custo administrativo:** a implementação do mercado de serviços ancilares impõe novos custos para a distribuidora, variando com o tipo de controle que se terá sobre as fontes disponíveis (Orrell et al., 2018). Outro problema é o monitoramento e gerenciamento de condições como intermitência das fontes de geração (Meyer et al., 2018).
- **Custo de O&M:** a utilização de serviços ancilares fornecidos pela GD certamente criará novas demandas para a distribuidora, implicando em aumento desse tipo de custo.

Ante um elevado IP da GD no sistema, um mercado ainda mais amplo deve surgir para esses serviços, conforme descrito anteriormente.

4.1.5 Controle de tensão

Com base na revisão realizada, foi constatado que a regulação de tensão pode impactar nos seguintes custos:

- **Custo evitado de investimento em regulação de tensão:** a instalação de GD em locais estratégicos possibilita a redução das quedas de tensão, principalmente para consumidores ao final da rede, evitando a instalação de equipamentos para controlar esses níveis de tensão (Adefarati & Bansal, 2016).
- **Custo administrativo:** um dos fatores que mais preocupa a distribuidora ao considerar a inserção de GD é o efeito sobre os níveis de tensão, sendo necessário realizar exaustivas simulações considerando vários cenários de localização e operação, traduzindo-se em custos para a distribuidora (Elmubarak & Ali, 2016; Iyer et al., 2005). Monitorar e controlar as unidades geradoras seria uma tarefa nova para a distribuidora, gerando novos custos (Coster et al., 2011; Paliwal et al., 2014). O desenho de métodos de incentivo para o consumidor adotar a GD no ponto desejado pela distribuidora também resulta em custo administrativo (Janjic et al., 2016).
- **Custo de O&M:** em função da troca de reguladores na rede de distribuição.

Um elevado IP da GD pode provocar problemas de sobretensão ou subtensão, reduzindo a capacidade de transporte e afetando os índices de confiabilidade e a qualidade de energia. Sob essas circunstâncias, os seguintes custos são observados:

- **Custo de investimento em armazenamento de energia:** como grande parte das fontes de geração são intermitentes, ocorrem problemas de sobretensão em determinados horários, e subtensão em outros (Elmubarak & Ali, 2016). Tecnologias de armazenamento adequadamente localizadas e dimensionadas são consideradas uma alternativa para lidar com esse problema, juntamente com o problema energético.
- **Custo evitado de investimento em reguladores de tensão:** a distribuidora pode evitar problemas de sobretensão controlando a injeção de reativos das unidades de GD; dessa forma, evita a necessidade de instalar equipamentos para esse fim (Adefarati & Bansal, 2016; Driesen & Belmans, 2006; Manditereza & Bansal, 2016).

4.1.6 Impactos Ambientais

Os impactos ambientais vêm ganhando grande destaque quando se trata da GD. Na análise qualitativa realizada a partir da revisão da literatura, foram identificados os aspectos listados a seguir:

- Custo evitado de geração convencional: a GD reduz a necessidade de despachar unidades de geração centralizada convencional, evitando a queima de combustível e a consequente redução de emissões (Flores-Espino, 2015; Pepermans et al., 2005).
- Melhoria da qualidade do ar: a redução de impactos ambientais pela utilização de energia limpa associada à GD leva a uma melhor qualidade de vida ao reduzir problemas de saúde (Woolf et al., 2014).

Um desafio que vem sendo enfrentado pelas empresas de energia elétrica e pelos reguladores é quantificar os impactos ambientais e monetizá-los na forma de custos ou receitas.

4.1.7 Risco financeiro

É possível perceber, da análise precedente, que o risco financeiro enfrentado pela empresa distribuidora é afetado com a inserção da GD, devido, dentre outros, aos fatores descritos a seguir:

- Capacidade de transporte: a injeção de grande quantidade de energia por fontes intermitentes em horários de baixo consumo resulta em custos fixos não programados para aumentar a capacidade da rede, ao qual deve ser somada a incerteza quanto à sua recuperação, dependendo do ambiente regulatório (Payyala & Green, 2007). Também contribui para o aumento do risco o fato de que, nos horários de pico de demanda, essa GD intermitente não está disponível, requerendo capacidade instalada suficiente para atender a uma demanda máxima de curta duração. Uma alternativa que vem se destacando e se tornando comercialmente viável é a utilização de sistemas de armazenamento, sendo este um fator de risco que merece ser explorado.
- Redução da confiabilidade e qualidade de energia: como já citado, a GD afeta os índices de confiabilidade da distribuidora, sendo isso ainda uma enorme fonte de incertezas que aumenta o risco de aplicação de multas regulatórias. A qualidade de energia também é afetada pela inserção de GD, provocando impactos econômicos diretos, relacionados com a operação da rede, e indiretos, ao afetar os níveis de confiabilidade (Manditereza & Bansal, 2016).
- Custo de investimento em equipamentos de proteção: a maior intervenção no sistema de proteção requerida pela crescente inserção de GD cria incertezas quanto aos custos e à sua recuperação, sendo mais um fator de risco para a distribuidora (Razavi et al., 2019; Walling et al., 2008).

- Redução dos custos com compra de eletricidade: a produção de energia local das unidades de GD e a possibilidade de controlar sistemas de armazenamento reduz a necessidade de compra de energia no mercado atacadista, evitando o risco de exposição ao preço spot (Driesen & Belmans, 2006; Pepermans et al., 2005).

4.1.8 Proteção e nível de curto-circuito

A análise de conteúdo da bibliografia consultada também permitiu identificar como a GD influencia o nível de curto-circuito e o esquema de proteção da rede de distribuição, afetando os seguintes fatores:

- Custo administrativo: pelo monitoramento do nível de curto-circuito e estado da rede (ocorrência de ilhamento não intencionados) no caso de uma falha (Manditereza & Bansal, 2016). Ganha grande importância a necessidade de exaustivos estudos para determinar a possibilidade de não detecção de ilhamento, com os consequentes custos associados (Khodaei et al., 2015; Walling et al., 2008).
- Custo de O&M: com a alteração do nível de curto-circuito, são necessárias intervenções mais frequentes na reconfiguração do sistema de proteção, inclusive, pode ser necessária a substituição dos equipamentos (Adefarati & Bansal, 2016).
- Custo de investimento em equipamentos de proteção: devido à alteração do nível de curto-circuito, é necessária a troca de equipamentos, ou, ainda, dependendo da filosofia de operação da distribuidora, a instalação de relés que identifiquem e atuem no caso de fluxo reverso (Coster et al., 2011).

4.1.9 Flexibilidade de operação

Um dos aspectos muito citado na literatura, quando se refere à inserção de GD na rede de distribuição, é o efeito sobre a flexibilidade de operação dessa rede e o impacto sobre alguns fatores, dentre os quais estão os listados a seguir:

- Custo de investimento e administrativo: a falta de controle das unidades de GD espalhadas pela rede de distribuição aumenta a complexidade na operação do sistema, resultado da maior dificuldade de previsão da demanda que deve ser atendida e do consequente fluxo de potência na rede. A consequência disso é a necessidade de investimento em ferramentas de previsão mais sofisticadas e métodos de controle da GD, quando possível (Driesen & Belmans, 2006). Ao anterior, tem-se associado um elevado custo administrativo com treinamento das equipes de operação. Particularmente, as empresas distribuidoras vêm realizando investimentos em sistemas SCADA que incluem a função de monitoramento e controle de GD, permitindo, inclusive, o controle remoto sobre ilhamento e resposta da demanda (Gharehpetian & Mousavi Agah, 2017).

- Redução de confiabilidade: o conflito entre o sistema de proteção da rede e das unidades de GD dificultam o restabelecimento em caso de falhas, influenciando na filosofia de operação da distribuidora (Pepermans et al., 2005). A instalação de proteção para evitar esse tipo de problema é do consumidor, de acordo com o módulo 4 do PRODIST (ANEEL, 2010). No entanto, a flexibilidade de operação é afetada, implicando em custos para a distribuidora.
- Aumento da confiabilidade do sistema: a possibilidade de resposta da demanda permite o gerenciamento do uso da energia em resposta às variações ocorridas na geração local. Esse cenário é possível se a distribuidora possui controle sobre as unidades consumidoras (Woolf et al., 2014). Considerando que a distribuidora também possui controle sobre algumas tecnologias de GD, é possível formar microrredes, melhorando a confiabilidade do fornecimento de energia. No entanto, isso implica em uma nova filosofia de operação da rede, requerendo investimentos e implicando em aumento do custo de O&M (Khodaei et al., 2015; Roy & Pota, 2015).

4.1.10 Operação em ilha - Microrredes

Essa opção é o foco de muitas pesquisas que estão sendo realizadas e de projetos pilotos que buscam estudar a sua viabilidade. Ainda não existe uma grande difusão desse modo de operação do ponto de vista comercial, dificultando a quantificação dos custos envolvidos. No entanto, os seguintes aspectos podem ser destacados:

- Custo com serviços de apoio à microrrede: surgem com a necessidade de suporte de tensão e frequência, quando não está sincronizada com a rede principal, ou seja, ao operar no modo ilhado. Ao anterior, deve ser somado o custo decorrente de um sistema de sincronização para reconectar à rede principal sem provocar falhas (Driesen & Belmans, 2006; Purchala et al., 2006).
- Custo administrativo: resultante de realizar a gestão dos recursos energéticos, de determinar as condições para sincronização e de monitorar falhas no sistema.
- Custo de investimento: a possibilidade de criar microrredes implica em investimentos em sistemas de proteção, chaves, sistemas de controle e equipamentos de medição para a operação automática e autônoma da microrrede e a correta desconexão e conexão com a rede principal (Coster et al., 2011; Razavi et al., 2019; Driesen & Belmans, 2006).

4.1.11 Custo administrativo

Não foram encontrados métodos que permitam determinar este valor de maneira precisa. De acordo com as definições encontradas, isso pode envolver um amplo gama de elementos, incluindo incentivos, relatórios, custos de faturamento, modernizações, programações, softwares, treinamentos, estudos, projetos (Grundmann-Kollmann, 2000). Parte das referências

consideram este custo internalizado dentro dos custos de expansão e de O&M (Bhadoria et al., 2013; El-Saadany et al., 2014; Khetrapal, 2020).

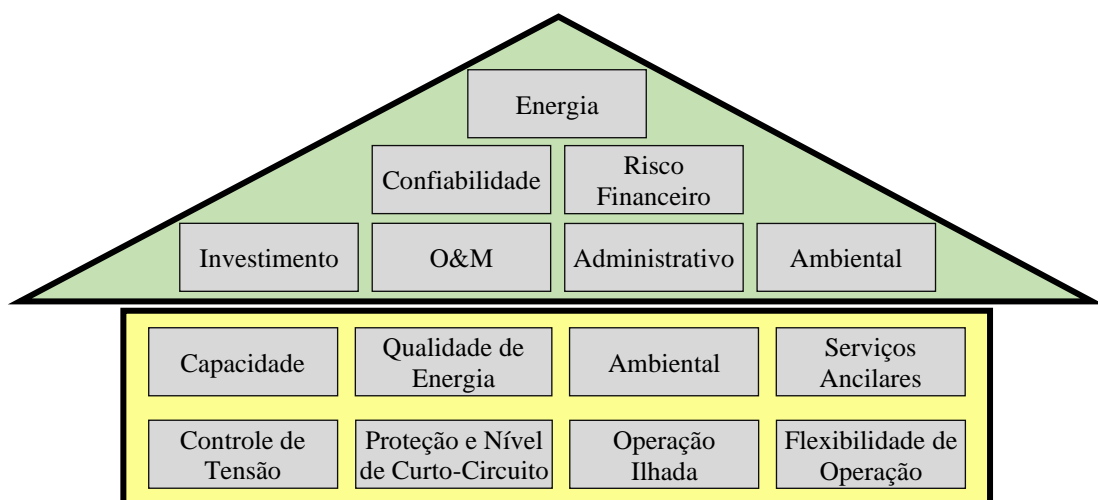
4.1.12 Custos de O&M

Os custos que a distribuidora tem com O&M são aqueles despendidos com operações e manobras para manter o funcionamento da rede, envio de equipes de manutenção para o restabelecimento do fornecimento, atualização de rede, instalação de reguladores de tensão, manutenção de transformadores, manutenção de equipamentos previamente planejados e despacho de serviços, entre outros. Esse custo tende a aumentar em cenários com elevado IP, devido a custos adicionais gerados pelo aumento da complexidade operacional, nível de curto-circuito e variações de tensão (Coster et al., 2011; Denholm et al., 2014; Meyer et al., 2018).

De acordo com Orrell et al. (2018), a dificuldade de apontar o valor do custo de O&M ocorre pelas diferentes estruturas e realidades entre as concessionárias de energia. Em decorrência disso, não existe uma receita padrão para esse componente, que são dependentes do entendimento da distribuidora para sua composição.

4.2 Análise do impacto da GD sobre a distribuidora

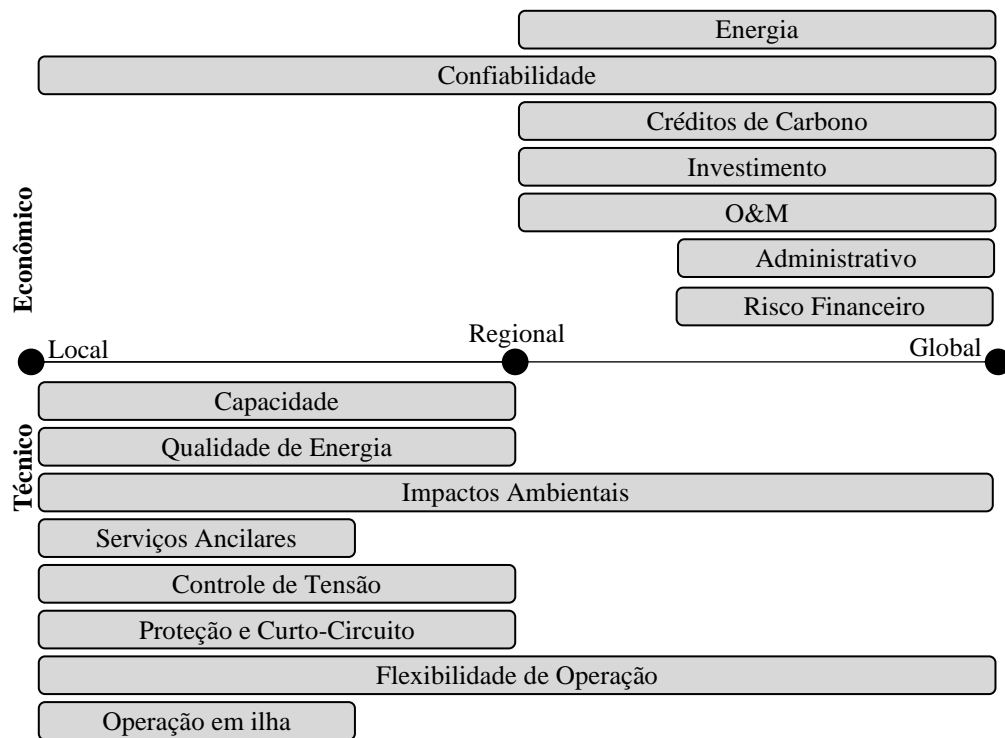
A partir da análise das relações causa-efeito, foi possível perceber a inter-relação entre os fatores identificados e os impactos diretos e indiretos sobre os custos e receitas. Foi observado que a mudança de um atributo técnico influencia em outras questões técnicas da rede, alterando a percepção de valor da GD de acordo com o impacto sobre custos e receitas da distribuidora. Assim, a Figura 4.1 separa os fatores em dois grupos principais, de acordo com o tipo de impacto mais perceptível do ponto de vista da distribuidora: técnicos e econômicos.



Fonte: Autor

Figura 4.1 – Classificação técnica-econômica dos custos e benefícios.

Ainda com base na análise causa-efeito, é possível atribuir graus de impacto para cada um dos fatores apresentados. Os impactos técnicos normalmente afetam a rede de distribuição de forma local, contudo, do ponto de vista econômico, há diferentes níveis de influência. Com esse objetivo, utilizando a classificação dos fatores em componentes técnicas e econômicas, foi realizada uma análise de nível de impacto para a rede de distribuição, cujo resultado é mostrado na Figura 4.2.



Fonte: Autor

Figura 4.2 – Análise do grau de impacto dos fatores técnicos e econômicos para a distribuidora.

Fatores como investimento e O&M podem ter um grau de impacto regional, a nível de subestação, ou global, sendo que, quanto mais localizada a abordagem de valor, melhor a noção de impacto da GD sobre o sistema de distribuição. Os fatores custo administrativo e risco financeiro são entendidos como tendo um grau de impacto global, reflexo de como a GD afeta o modelo de negócio da distribuidora (Grundmann-Kollmann, 2000).

Impactos ambientais foram considerados como provocados do ponto de vista técnico e econômico. Como a maior parte da GD é de natureza renovável e intermitente, impacta sobre todos os fatores técnicos considerados. Por outro lado, afeta positivamente o meio ambiente em geral, resultando em uma melhora na qualidade de vida para a população. Apesar de não ser prática comum, a contabilização e comercialização dos créditos de carbono da GD no Brasil, para a distribuidora, pode significar uma fonte de renda adicional.

Em suma, as classificações apresentadas mostram quão complexo é o planejamento da rede de distribuição e as dificuldades para a distribuidora extrair valor da GD. Mostram, ainda, como os fatores identificados estão inter-relacionados e como a mudança de determinado fator

pode impactar em diferentes graus o sistema de criação e captura de valor por parte da distribuidora. Isso tende a ser ainda mais complexo, se ponderadas as formas de atuação da distribuidora em diferentes ambientes regulatórios. Desse modo, em sequência, este trabalho apresenta uma avaliação do impacto de cada um dos fatores sobre os custos e receitas da distribuidora, considerando sua inserção em diferentes ambientes regulatórios e o seu modelo de negócio.

4.3 Impacto dos fatores sobre custos e receitas

Como já destacado anteriormente, planejar e operar o sistema de distribuição não é uma tarefa simples, haja vista as diversas tarefas, complexas e interdependentes, que devem ser levadas em consideração. A tipificação dos custos e benefícios para uma distribuidora, que resultam da inserção de GD, contribui para a adoção de estratégias que permitam criar e entregar valor a partir dessa tecnologia. Assim, espera-se que os resultados deste trabalho auxiliem a distribuidora na definição de modelos de negócio mais assertivos ao considerar a GD.

Devido à complexidade da operação e planejamento do sistema de distribuição, juntamente com as regras impostas pelo ambiente regulatório, alguns fatores de influência não foram considerados, dada sua pequena relevância.

É importante ressaltar que apesar de determinados fatores da GD impactarem tanto sobre custos gerados e evitados um não anula o outro, de fato, um custo evitado pode ser muito maior que um custo gerado ou um custo gerado pode ser maior que um evitado a depender principalmente das condições apontadas na descrição de cada item.

Os custos e benefícios da GD tendem a ter características diferentes, dependendo dos ambientes regulatórios e modelos de negócio adotados pelas distribuidoras, além disso o IP é outro fator a ser levado em consideração. Com o objetivo de mostrar os diferentes comportamentos e MNs em que a distribuidora está inserida, três cenários foram escolhidos para teste:

- Cenário 1: MN tradicional da distribuidora (passiva em relação à GD), sob a REN 482/2012, representando o ambiente regulatório antes de ser alterado pela recentemente publicada Lei nº 14.300/2022;
- Cenário 2: MN tradicional da distribuidora, sob a Lei nº 14.300/2022, representando o ambiente regulatório vigente;
- Cenário 3: MN de distribuidora apenas como transportadora de energia, sob condições de mercado livre.

4.3.1 Cenário 1

Representa o início do mercado de GD no Brasil, com a REN 482/2012, criando um ambiente que deu grande impulso à GD por meio do mecanismo de compensação. Ou seja, representa um momento em que o IP da GD era mínimo e passou a ser incentivado para crescimento do mercado. Nesse cenário, a distribuidora não adota nenhum MN como alternativa ao tradicional para extrair valor da GD porque o ambiente regulatório restringe essa possibilidade. A avaliação do cenário é apresentada na Figura 4.3, que mostra de que forma os fatores anteriormente discutidos resultam em custos gerados, custos evitados, receitas geradas e receitas reduzidas pela GD para a distribuidora.

Custos Gerados	Custos Evitados	Receitas Geradas	Receitas Reduzidas
Energia			Energia
O&M	O&M		
Administrativo			
Capacidade	Capacidade		
Confiabilidade	Confiabilidade		
Proteção e Curto-Circuito			
Qualidade de Energia			
Controle de Tensão	Controle de Tensão		
	Impactos Ambientais		
Serviços Ancilares			
Flexibilidade de Operação			

Fonte: Autor

Figura 4.3 – Fatores que impactam nos custos e receitas da distribuidora com GD no Cenário 1.

Energia: a distribuidora pode ter um custo evitado de energia, devido à redução das perdas técnicas na rede, decorrentes do menor fluxo de potência, ao inserir a GD. Contudo, para esse cenário, devido à dificuldade de previsão, medição da potência gerada pela GD e do aumento de consumo pelo prosumidor após a instalação de GD, essa redução das perdas, normalmente, não é contabilizada. Além disso, como a distribuidora tem a obrigação de atender a todos os consumidores cativos (mesmo os que adotam a GD e aderem ao sistema de compensação), a falta de controle sobre a energia injetada pela GD leva a distribuidora a um risco maior de sobrecontratação de energia, que pode redundar em perda de receita.

O&M: como mencionado, existe uma enorme incerteza sobre como e em que medida a GD pode evitar ou contribuir para os custos de O&M. Essa incerteza é um reflexo do aumento da complexidade da rede elétrica proporcionada pela GD e das diferentes estruturas internas das concessionárias de energia. Portanto, a distribuidora precisa identificar e quantificar de forma sistemática os custos relacionados aos fatores apresentados que são afetados pela GD,

considerando diversos níveis de penetração, tecnologia e distribuição temporal e espacial. Isso requer mudanças significativas no planejamento da operação e da manutenção das redes.

Capacidade instalada: custos de investimento para aumentar a capacidade de transporte são previstos durante a fase de planejamento da rede, sendo este fortemente influenciado pela GD. Se a GD for capaz de reduzir o carregamento das linhas, ter-se-á um custo evitado, dependendo do tipo, tamanho e local em que a GD foi instalada. Na perspectiva da distribuidora, o que se vê muitas vezes é o aumento dos custos de infraestrutura, devido à inserção da GD, em decorrência do fluxo reverso e intermitência das fontes. Uma alternativa para melhora da capacidade é a utilização de sistemas de armazenamento, o que representaria mais um custo de expansão para a distribuidora, para este cenário.

Administrativo: variam de acordo com a complexidade do sistema, ou ainda do MN da distribuidora. Com a inserção de GD, é observado um modo reativo para enfrentar os problemas a ela associados, gerando novos custos administrativos para a distribuidora.

Confiabilidade: para atender aos requisitos regulatórios, a distribuidora incorre em custos de investimentos para reforçar a rede, permitindo reconfigurações em caso de falta, e em sistemas de proteção, reduzindo o número de unidades consumidoras desligadas ou a duração dos desligamentos. A GD pode evitar custos para a distribuidora que estão associados aos dois fatores citados. Outro custo fortemente vinculado à confiabilidade é o de O&M, que pode aumentar com a maior inserção da GD, dada a necessidade de maior número de intervenções na rede, como no sistema de proteção e na reconfiguração da rede.

Proteção e nível de curto-circuito: com a presença de GD, a distribuidora tem maior custo administrativo relacionado com o cálculo e monitoramento do nível de curto-circuito. Também é afetado o custo de investimento devido à necessidade de troca de dispositivos de proteção antes do tempo programado, dadas as mudanças no nível de curto-circuito. Pode não ser necessário trocar equipamentos, porém, deverão ser realizados ajustes mais frequentes no esquema de proteção, resultando em um maior custo de O&M.

Qualidade de energia: associado a estudos de harmônicas, *flickers*, transientes e outros distúrbios elétricos que podem ter a sua origem em tecnologias de GD. A falta de regulamentação desses aspectos, definindo as responsabilidades da GD, resultam em prejuízos para a distribuidora, que podem ser considerados dentre os custos de O&M.

Controle de tensão: o sistema de controle de tensão normalmente é projetado com base em previsão de mudanças diárias e sazonais no carregamento do sistema de distribuição. As injeções de potência da GD alteram esse padrão de carregamento, além de alterar o sentido do fluxo de potência em algumas circunstâncias. Assim, um nível elevado de penetração da GD pode levar a problemas de sobretensão, reduzindo a confiabilidade da rede, o que, por sua vez, pode resultar em multas para a distribuidora. Isso gera custos em infraestrutura com relés de controle de tensão, bancos de capacitores, reguladores de tensão, ou, ainda, com reforços de rede. Também envolve custos de O&M, como manobras de cargas, reconfiguração da rede ou

ajustes em transformadores. Por fim, podem ser vinculados custos administrativos decorrentes de estudos elétricos, planejamento e projetos para correção do nível de tensão.

Impactos ambientais: durante o período da REN 482/2012, não foram criados mecanismos para explorar os créditos gerados por um portfólio renovável.

Serviços ancilares: a gestão e contratação de serviços ancilares no âmbito da REN 482 era de responsabilidade exclusiva do ONS, de acordo com módulo 14 dos “Procedimentos de Rede” (ONS, 2019).

Operação em ilha e flexibilidade operacional: o aumento da flexibilidade operacional é considerado uma melhora na rede, devido à capacidade de superar falhas, no entanto, para esse cenário, observa-se uma redução da flexibilidade operacional para a distribuidora, refletindo em um aumento de custos de infraestrutura e de O&M. Uma alternativa para o aumento da flexibilidade é a operação ilhada, porém, durante a vigência da REN 482, apenas projetos pilotos foram testados.

A partir do conhecimento detalhado e da quantificação de cada um dos custos e receitas que são afetados pela GD, é possível concluir que são poucas as alternativas de que a distribuidora dispõe para evitar custos; não havendo novas fontes de receita, portanto, para esse cenário, tem-se um risco financeiro para a distribuidora. Esse risco financeiro pode ser atribuído ao aumento da complexidade operacional, do grande número de fontes intermitentes, falta de controle sobre local de instalação e da energia injetada das unidades geradoras.

As dificuldades impostas pela GD nesse cenário frequentemente levavam as distribuidoras à sobrecontratação de energia. Outro ponto de preocupação eram as perdas de receita decorrentes da alta migração de consumidores cativos para prosumidores, em que as concessionárias deixam de arrecadar um valor de energia e os custos de rede impostos pela GD não são totalmente recuperados pela tarifa volumétrica, gerando todo o ciclo conhecido como espiral da morte.

4.3.2 Cenário 2

Este cenário representa a recente transição regulatória da GD no Brasil promovida pela Lei nº 14.300/2022. A citada lei apresenta algumas novidades sobre exploração de produtos e serviços que a GD pode oferecer, altera o limite de potência de minigeradores não despacháveis e inclui mudanças no sistema de compensação, as quais devem ocorrer de maneira gradual no período de seis anos. A preocupação com o crescimento do IP da GD se iniciou quando o Brasil atingiu a marca de 150.777 unidades de GD, quando a lei entrou em vigor o número de unidades consumidoras com GD já passava de 850.000 (ANEEL, 2021a). A Figura 4.4 apresenta a categorização dos fatores que afetam custos e receitas, considerando o MN. Por se tratar de um aprimoramento do cenário anterior, a forma como os fatores afetam custos e receitas são as mesmas, porém, cria-se a possibilidade para a distribuidora extrair valor da GD. Portanto, é

realizada uma breve discussão justificando a alocação em cada um dos fatores, complementado a análise realizada para o cenário anterior.

Custos Gerados	Custos Evitados	Receitas Geradas	Receitas Reduzidas
	Energia		Energia
O&M	O&M		
Administrativo			
Capacidade	Capacidade		
Confiabilidade	Confiabilidade		
Proteção e Curto-Circuito			
Qualidade de Energia			
Controle de Tensão	Controle de Tensão		
		Impactos Ambientais	
Serviços Ancilares	Serviços Ancilares		
Flexibilidade de Operação	Flexibilidade de Operação		
Operação em Ilha	Operação em Ilha		

Fonte: Autor

Figura 4.4 – Fatores que impactam nos custos e receitas da distribuidora com GD no Cenário 2.

Energia: a falta de previsibilidade das unidades geradoras e o problema de coincidência entre pico de carga e injeção de energia continuam. A possibilidade de compra de energia elétrica de unidades de GD, por meio de chamadas públicas, pode ser uma alternativa para ter melhor previsibilidade. Nesse cenário, o mercado de GD continua atrativo para empreendedores, favorecendo a adoção de micro e minigeração pelos consumidores. Desse modo, a perda do mercado cativo continua a provocar redução de receita para a distribuidora.

Capacidade instalada: cria a possibilidade do uso de tecnologias de armazenamento na rede de distribuição, abrindo caminho para que a distribuidora possa contratar serviços que permitam postergar investimentos na rede. Embora a instalação de tecnologias de armazenamento seja opcional para um prosumidor, surge a possibilidade de modular a energia produzida por fontes renováveis intermitentes, evitando custos de investimento em capacidade de transporte, além de outros relacionados com O&M. No entanto, como não há obrigatoriedade de instalação de baterias e grande parte das unidades de GD continuam sendo não-despacháveis, a distribuidora deve avaliar se realiza investimentos em ampliação e reforços de rede ou em sistemas de armazenamento distribuídos.

Confiabilidade: um aspecto da nova regulamentação que merece maior atenção por parte das distribuidoras é a possibilidade de formar microrredes que possam operar de forma ilhada quando ocorre uma falta na rede de distribuição, contribuindo de forma decisiva na melhoria dos índices de confiabilidade. A maior penetração de GD e a possibilidade de inserir sistemas

de armazenamento, somadas às inovações e redução de custos nas tecnologias associadas às *smart grids*, tornam as microrredes uma realidade.

Controle de tensão: com a possibilidade de poder controlar a injeção de potência reativa, a GD surge como uma alternativa para o ajuste dos níveis de tensão da rede de distribuição. Contudo, isso exige a coordenação e controle dessas tecnologias, sendo uma nova tarefa para a distribuidora, implicando em maiores custos.

Impactos ambientais: pode se transformar em uma fonte de receita para a distribuidora, ao agregar uma quantidade significativa de GD renovável, por meio de mecanismos debatidos pelo PL528/21.

Serviços ancilares: a Lei nº 14.300 possibilita a contratação de serviços ancilares por parte da distribuidora a partir de chamada pública. A contratação de serviços ancilares habilita um novo mercado de energia para a distribuidora e seus consumidores, podendo aumentar a confiabilidade com auxílio de reservas de operação e possibilidade de ilhamento. Assim, custos administrativos devem surgir para planejamento e despacho das fontes de energia, além da implantação de ferramentas sofisticadas para controlar os geradores. No entanto, de maneira geral, essa é uma ótima oportunidade para a distribuidora evitar custos com transporte e confiabilidade, porém, não está prevista a utilização desses recursos como uma nova fonte de receita para a distribuidora.

Operação em ilha e flexibilidade operacional: a regulamentação permite que a distribuidora possa contratar serviços ancilares, mediante a remuneração, para a formação de microrredes, gerando oportunidades para os empreendedores em GD. De maneira geral, esta também é uma oportunidade para a distribuidora ter custos evitados em confiabilidade, porém, gera custos com outros componentes, como os citados anteriormente.

O MN tradicional da distribuidora, inserido no ambiente regulatório prevalecente no Brasil, afeta o risco financeiro da distribuidora decorrente das novas possibilidades criadas para extrair valor da GD e a possibilidade de criar microrredes. Apesar de continuar com algumas das dificuldades impostas pela GD, como aumento da complexidade operacional e do grande número de fontes intermitentes, esse cenário oferece algumas alternativas relacionadas à possibilidade de vendas de excedentes de energia, exploração de serviços ancilares, por exemplo.

Nesse sentido, as distribuidoras passam a ter alternativas para lidar com a sobrecontratação de energia. Quanto aos custos de rede impostos pela GD, a nova regulamentação estabelece uma etapa de transição para a cobrança de tarifas de uso dos sistemas de distribuição por parte de micro e minigeradores. No entanto, como o mercado continua atrativo para os empreendedores, logo, as perdas de receita decorrentes da alta migração de consumidores cativos para prosumidores deve continuar. De maneira geral, as mudanças realizadas podem contribuir com a redução de risco financeiro para a distribuidora e a análise realizada durante este capítulo destaca esses avanços regulatórios.

4.3.3 Cenário 3

Um dos desdobramentos possíveis do mercado de energia elétrica é a distribuidora atuar apenas como uma fornecedora da infraestrutura de distribuição, cabendo aos consumidores negociar livremente com os ofertantes as condições de compra de energia. A distribuidora deve continuar garantindo a continuidade do serviço, atendendo às condições de confiabilidade e qualidade de energia estabelecidas pelo regulador.

Nesse cenário, a distribuidora opera apenas como uma transportadora de energia elétrica, sendo a plataforma por meio da qual os ofertantes e demandantes negociam energia livremente. Para possibilitar esse tipo de mercado é necessário um IP em acima de 20% (Foster, 2019). A Figura 4.5 apresenta de que forma os diversos fatores identificados anteriormente influenciam nos custos e receitas, considerando a proposta de MN para a distribuidora. Assim como nos casos anteriores, na sequência, será realizada uma breve discussão sobre cada um dos fatores, justificando a alocação em cada uma das categorias, destacando custos gerados, custos evitados, receitas geradas e receitas reduzidas.

Custos Gerados	Custos Evitados	Receitas Geradas	Receitas Reduzidas
			Energia
O&M	O&M	O&M	
Administrativo			
Capacidade	Capacidade		
Confiabilidade	Confiabilidade	Confiabilidade	
Proteção e Curto-Circuito			
Qualidade de Energia	Qualidade de Energia	Qualidade de Energia	
Controle de Tensão	Controle de Tensão	Controle de Tensão	
Serviços Ancilares	Serviços Ancilares		
Flexibilidade de Operação	Flexibilidade de Operação	Flexibilidade de Operação	
Operação em Ilha	Operação em Ilha	Operação em Ilha	

Fonte: Autor.

Figura 4.5 – Fatores que impactam nos custos e receitas da distribuidora com GD no Cenário 3.

Energia: este cenário altera as relações entre fornecedores e consumidores de energia. A distribuidora não tem mais a obrigação de comprar energia para os consumidores, sendo responsável apenas pela infraestrutura, garantindo que todos possam participar do mercado. Nesse sentido, passaria apenas a receber pela estrutura de rede. Esse mercado pode provocar mudanças sobre a demanda de energia, devido à volatilidade dos preços de geração em determinados horários, refletindo sobre custos de O&M, infraestrutura de expansão e reforço de rede.

Administrativo: relacionado com a necessidade de novos procedimentos para o mapeamento de novos problemas, devido à atualização das condições operativas do sistema de distribuição proporcionada por esse tipo de mercado, estudos de nível de curto-circuito ou, ainda, identificação de desgastes dos equipamentos.

O&M: a distribuidora passaria a cobrar pelos custos adicionais para alocar o gerador na rede, podendo cobrar por serviços de O&M das unidades de GD.

Capacidade instalada: como mencionado anteriormente, esse tipo de mercado pode provocar mudanças sobre a demanda de energia. Essas mudanças afetam a capacidade da rede de distribuição, provocando a necessidade de investimentos em infraestrutura com expansão e reforços de rede. No entanto, a possibilidade de utilizar armazenadores de energia como recurso para aumentar a capacidade da rede deve se tornar comum nesse mercado, facilitando adiar esses investimentos.

Qualidade de energia: a distribuidora ainda deve manter níveis de tensão e frequência de acordo com o estabelecido pelo regulador. Contudo, algumas responsabilidades sobre questões de qualidade de energia são transferidas para o gerador, o qual será penalizado em caso de não atendimento dos padrões de qualidade. A distribuidora deve monitorar a qualidade de energia individualmente no ponto de conexão comum entre o gerador e a rede de distribuição.

Impactos ambientais: como a distribuidora não é mais responsável pela contratação de energia, os créditos que antes poderiam ser utilizados como uma fonte de receita em cenários anteriores, passam a ser apenas dos geradores. Para manter o crescimento de fontes renováveis, podem ser implementados subsídios para o incentivo à energia limpa e portfólio renovável na área de concessão da distribuidora.

Serviços ancilares: recursos como baterias e um mix de fontes de geração devem estar presentes para o funcionamento desse mercado, assim, a distribuidora pode contratar essas fontes para evitar custos em infraestrutura com reguladores de tensão ou de frequência.

Flexibilidade operacional e operação em ilha: como salientado anteriormente, a possibilidade de aumentar a flexibilidade operacional através de microrredes gera custos de infraestrutura. No entanto, nesse cenário em que a GD passa a ter maior participação nas questões relacionadas com qualidade de energia e confiabilidade, isso deve proporcionar uma melhora de resultados para a distribuidora. A presença de usinas virtuais pode ser outro produto que pode surgir, aumentando ainda mais a segurança e flexibilidade de operação.

Esse cenário transfere todo o risco de investimento em GD para o empreendedor. Como consequência, os produtores tendem a deixar de lado projetos de longo prazo, mais abertos ao risco, em favor de projetos mais flexíveis, que trazem retornos rápidos. Para a distribuidora, fica mais fácil identificar e repassar os custos impostos pela GD. No geral, a liberalização do setor elétrico facilitaria a entrada de novos geradores, estimulando a concorrência e a diferenciação dos produtos e serviços oferecidos aos consumidores, criando nichos nos quais a GD ainda pode crescer muito.

4.4 Conclusões

Os resultados apresentados neste capítulo têm como base a análise qualitativa realizada, organizando os fatores de custos ou benefícios que permitem à distribuidora obter com a GD de diferentes maneiras.

O mapeamento de causa-efeito mostra como os fatores de custo e benefício estão fortemente inter-relacionados e como a postura que a distribuidora toma perante a GD pode fazer a total diferença em um resultado positivo ou negativo. Para reforçar essa ideia de como um fator afeta outros fatores, que, por sua vez, é afetado por esses fatores, a primeira taxonomia de classificação foi proposta. De maneira sucinta, mostra como os fatores técnicos e econômicos devem ser levados em consideração durante o planejamento de operação da rede, para garantir que a distribuidora consiga se manter no mercado.

A segunda taxonomia proposta separa os fatores técnicos e econômicos por grau de impacto para a distribuidora. Essa taxonomia traz uma visão qualitativa do impacto causado pela GD; devido às diferentes estruturas internas e preparo da rede para receber a GD, não é possível dizer qual fator é mais relevante para as distribuidoras, sendo este um gap para pesquisas futuras. Contudo, essa visão qualitativa apresenta uma ideia geral de como esse impacto deve ser percebido pela distribuidora.

A terceira e última taxonomia analisa três cenários regulatórios e MN diferentes para a distribuidora. Busca colocar em evidência as dificuldades enfrentadas pela distribuidora para criar e capturar valor dos recursos que poderiam ser disponibilizados pela GD. Além disso, o ambiente regulatório influencia na internalização dos custos e benefícios decorrentes da GD. Nesse sentido, novamente, a postura que a distribuidora adota perante a presença da GD impacta de maneira positiva ou negativa na capitalização dos recursos, sendo que essa capitalização também depende das possibilidades regulatórias.

Por fim, os três cenários apresentados validam a ferramenta de análise proposta, possibilitando à distribuidora avançar no detalhamento dos custos e benefícios e na quantificação deles, com o fim de testar de forma efetiva as propostas de MN's antes da aplicação.

Capítulo 5

Conclusão

A proposta desta dissertação foi apresentar de forma sistemática e organizada meios que permitam que uma distribuidora de energia elétrica conheça e identifique os impactos causados pela inserção de GD na sua rede. Para isso, foi apresentada a evolução do ambiente regulatório e as características e produtos ofertados pelas tecnologias de GD, mostrando de que forma isso afeta a empresa de distribuição.

Outro ponto fundamental do trabalho foi apresentar todos os impactos técnicos e aspectos de valor que a GD pode agregar para a concessionária de energia. Como resultado obteve-se um mapeamento das relações causa-efeito da inserção da GD no sistema de distribuição. Os resultados obtidos com o mapeamento mostram que as estratégias adotadas pela distribuidora em relação à GD afetam de diferentes maneiras os custos e receitas da distribuidora, sendo influenciados pelo IP e pelo ambiente regulatório. Com isso, foi possível inferir que adotar um posicionamento passivo em relação à GD não é uma opção aceitável para a segurança do sistema e para os negócios da concessionária.

Também foram compostas três taxonomias para analisar como os fatores associados à inserção de GD influenciam sobre os custos e receitas da distribuidora, considerando aspectos técnicos, econômicos e regulatórios. A primeira taxonomia tem como principal objetivo mostrar como uma alteração causada no sistema de distribuição pela GD altera toda a percepção de valor técnico-econômico da distribuidora. A partir dessa análise, percebe-se que, para a distribuidora se manter sustentável no mercado, é necessário monitorar os fatores identificados utilizando métricas relacionadas aos custos e receitas, a partir do qual é possível adotar estratégias para a melhor gestão da GD.

A segunda taxonomia buscou atribuir graus de extensão do impacto de cada fator de influência para a empresa de distribuição. Os resultados obtidos apresentam, de maneira qualitativa, o grau de interferência causado pela GD na rede de distribuição. Não foi possível determinar se um fator é mais relevante do que o outro. No entanto, pode se concluir que a GD afeta significativamente a distribuidora tanto do ponto de vista local como a empresa com um todo, e o conhecimento desse tipo de influência pode ser útil para a distribuidora e para o órgão regulador em períodos de revisão tarifária.

Por fim, para sistematizar, tipificar e classificar os fatores identificados, foi proposta uma terceira taxonomia, a qual considera de que forma a GD pode gerar ou evitar custos, ou criar ou reduzir receitas. Essa taxonomia é composta por quatro tipologias e leva em consideração o ambiente regulatório e o modelo de negócio adotado pela distribuidora.

Essa ferramenta analítica foi utilizada para sistematizar os fatores que afetam os custos e receitas identificados em três cenários diferentes, avaliando como a regulamentação influencia na internalização dos custos e dos benefícios gerados pela GD. A estrutura permite à distribuidora mapear, de maneira prévia, todos os custos e receitas de um MN, antes de sua aplicação, sendo a principal contribuição deste trabalho.

Durante a exploração dos cenários, percebeu-se que a regulamentação tem uma grande influência na internalização dos custos e benefícios. Essa inferência é resultado da comparação entre os três cenários regulatórios apresentados. Nota-se que a distribuidora tem uma redução do risco financeiro, conforme se posiciona de maneira mais ativa, propondo e buscando o valor que a GD pode oferecer.

Vale ressaltar que um posicionamento ativo sobre os negócios representa uma mudança de paradigma para a distribuidora. Essa mudança é considerada importante dado que o IP só tende a crescer, e agregar o valor da GD é fundamental para a sustentabilidade da distribuidora. Portanto, este trabalho buscou apresentar alternativas para que a distribuidora possa extrair os benefícios que a GD pode oferecer, e, como um resumo das principais contribuições deste trabalho, pode-se listar:

- Sistematização das características técnicas, econômicas e institucionais que são particulares da GD para a distribuidora;
- Mapeamentos das relações causa-efeito entre os fatores do serviço de distribuição que são influenciados pela GD e os impactos desses fatores sobre os custos e receitas da distribuidora, apontando alternativas para melhorar seu desempenho com a maior penetração de GD;
- Proposição de taxonomias para caracterizar e classificar os fatores identificados de acordo com o tipo de impacto sobre a distribuidora, fornecendo informações estratégicas para auxiliar no processo de tomada de decisão.

Considerando a complexidade e extensão do tema tratado, para o desenvolvimento de trabalhos futuros são sugeridos os seguintes:

- Identificar o nível de impacto de cada fator identificado utilizando métodos qualitativos e quantitativos, expandindo a análise feita neste trabalho que se limitou apenas à divisão entre fatores técnicos e econômicos;
- Detalhamento da caracterização de cada custo e receita e dos modelos que permitam a sua quantificação. A isso deve ser somado o fato de que é necessário desenvolver um teste simples de linha de base para avaliar a viabilidade das proposições de MNs;

- Desenvolver um método que permita avaliar como o aumento de penetração da GD nas redes de distribuição impacta no equilíbrio econômico-financeiro das empresas concessionárias;
- Definir métricas e indicadores que mostrem para as empresas distribuidoras de forma simples o grau de influência do nível de penetração da GD.

Referências Bibliográficas

- Ackermann, T., Andersson, G., & Söder, L. (2001). Distributed generation: A definition. *Electric Power Systems Research*. [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(01\)00101-8](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(01)00101-8)
- Adefarati, T., & Bansal, R. C. (2016). Integration of renewable distributed generators into the distribution system: A review. *IET Renewable Power Generation*, *10*(7), 873–884. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0378>
- Ahmed Sharique Anees. (2011). Grid Integration of Variable Renewable Energy Sources: Research Challenges and Opportunities. *Networks*.
- Allan, G., Eromenko, I., Gilmartin, M., Kockar, I., & McGregor, P. (2015). The economics of distributed energy generation: A literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *42*, 543–556. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.064>
- Aneel. (2015). *Cadastro de Agentes*. Aneel. <http://www.aneel.gov.br/cadastro-de-agentes>
- ANEEL. (2004). *Institucional - Competências da ANEEL*. <https://www.aneel.gov.br/competencias>. Acessado em: 03 de agosto de 2020.
- ANEEL. (2006). RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 247, DE 21 DE DEZEMBRO DE 2006. In *Aneel*. <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/ren2006247.pdf/00a08734-65b0-434f-8e1f-9d55a8160199?version=1.0>
- ANEEL. (2010). *PRODIST - Módulo 4 – Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição*. <http://www.aneel.gov.br/modulo-4>
- ANEEL. (2012). Resolução Normativa Nº 482. *Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL*.
- ANEEL. (2015). *Resolução Normativa nº 687/2015*. https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_assetEntryId=14461914&_101_type=content&_101_groupId=656827&_101_urlTitle=geracao-distribuida-introduc-1&
- ANEEL. (2016). *Qualidade do Serviço - ANEEL*. <http://www.aneel.gov.br/qualidade-do-servico2>
- ANEEL. (2017a). *Como é composta a tarifa*. https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret/654800?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fantigo.aneel.gov.br%2Fweb%2Fguest%2Finformacoes-tecnicas%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_CegkWaVJWF5E%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2
- ANEEL. (2017b). *PRODIST - Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição Revisão*. In *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Vol. Módulo 3*. <http://www.aneel.gov.br/modulo-3>

- ANEEL. (2021a). *Mapeamento Micro e Minigeração Brasil: Planilha de dados SISGD*.
- ANEEL. (2021b). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 - Qualidade de energia elétrica*.
- Barker, P. P., & De Mello, R. W. (2000). Determining the impact of distributed generation on power systems: Part 1 - Radial distribution systems. *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, 3(c), 1645–1656. <https://doi.org/10.1109/pess.2000.868775>
- Benson, S. A., Ashigwuike, E. C., & Ogunjuyigbe, J. K. (2019). *Assessing the Benefits and Challenges of Distributed Generation in Nigeria Power Distribution Network*. 5(1), 8–13. <https://doi.org/10.11648/j.ijdst.20190501.12>
- Bertero, C. O. (1981). Tipologias e teoria organizacional. *Revista de Administração de Empresas*, 21(1), 31–38. <https://doi.org/10.1590/s0034-75901981000100003>
- Bhadoria, V. S., Pal, N. S., & Shrivastava, V. (2013). A Review on Distributed Generation Definitions and DG Impacts on Distribution System. *International Conference on Advanced Computing and Communication Technologies (ICACCTTM-2013)*, 1–7. <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.4439.4328>
- Bollen, M., & Hassan, F. (2011). Integration of Distributed Generation in the Power System. In *Integration of Distributed Generation in the Power System*. <https://doi.org/10.1002/9781118029039>
- Borbely; Kreider, 2001. (2001). Distributed Generation: The Power Paradigm for the New Millennium. In CRC Press (Org.), *Distributed Generation: The Power Paradigm for the New Millennium* (p. 1–15).
- Boutsika, T. N., & Papathanassiou, S. A. (2008). Short-circuit calculations in networks with distributed generation. *Electric Power Systems Research*, 78(7), 1181–1191. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2007.10.003>
- Bracale, A., Carpinelli, G., Di Fazio, A., & Proto, D. (2009). On the evaluation of power quality indices in distribution systems with dispersed generation. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 1(7), 721–727. <https://doi.org/10.24084/repqj07.483>
- Brandão, R., Dorado, P., & Vardiero, P. (2017). Análise Do Mercado De Serviços Ancilares De Portugal: Implicações Para O Caso Brasileiro. *6th Latin American Energy Economics Meeting (ELAEE)*.
- Brown, M. (2022). *Informativo-Do-Setor-Eletrico--Lei-N-14300-De-2022--Marco-Legal-Da-Gd. 1, 2022–2024*.
- Brown, R. E., Pan, J., Feng, X., & Koutlev, K. (2001). Siting distributed generation to defer T&D expansion. *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, 2(M), 622–627. <https://doi.org/10.1109/tdc.2001.971309>
- Cambini, C., Meletiou, A., Bompard, E., & Masera, M. (2016). Market and regulatory factors influencing smart-grid investment in Europe: Evidence from pilot projects and implications for reform. *Utilities Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.03.003>
- Cambini, C., & Soroush, G. (2019). Designing grid tariffs in the presence of distributed generation. *Utilities Policy*, 61(November 2018), 100979. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2019.100979>
- Campos, M. L. de A., & Gomes, H. E. (2007). Taxonomia e classificação: a categorização como

- princípio. *VIII ENANCIB - Encontro Nacional e Pesquisa em Ciência da Informação*, 1–14. <http://www.enancib.ppgci.ufba.br/artigos/GT2--101.pdf>
- Castaneda, M., Jimenez, M., Zapata, S., Franco, C. J., & Dyner, I. (2017). Myths and facts of the utility death spiral. *Energy Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.063>
- Castro, N. J. de, Gouvêa, A. R., & Moszkowicz, M. (2019). Desafios das distribuidoras de energia elétrica frente à difusão dos recursos energéticos distribuídos. *Canal Energia*, 1–5;
- Cervilla, C., Villar, J., & Campos, F. A. (2015). Bi-level optimization of electricity tariffs and PV distributed generation investments. *International Conference on the European Energy Market, EEM, 2015-Augus*, 0–4. <https://doi.org/10.1109/EEM.2015.7216711>
- Chaves, F. D. M. (2009). *Serviços ancilares através da geração distribuída: reserva de potência ativa e suporte de reativos*. 146. <http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=000775351>
- Chen, S. X., Gooi, H. B., Wang, M. Q. (2012). Sizing of Energy Storage Systems for Microgrids. *Energy Storage for Sustainable Microgrid*, 3(1), 125–142. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803374-6.00005-6>
- Cossent, R., Olmos, L., Gómez, T., Mateo, C., & Frías, P. (2011). Distribution network costs under different penetration levels of distributed generation. *European Transactions on Electrical Power*. <https://doi.org/10.1002/etep.503>
- Coster, E. J., Myrzik, J. M. A., Kruimer, B., & Kling, W. L. (2011). Integration issues of distributed generation in distribution grids. *Proceedings of the IEEE*, 99(1), 28–39. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2010.2052776>
- D'Araújo, R. P. (2009). *Setor elétrico brasileiro - Uma aventura mercantil Roberto D'Araújo* (C. Benjamim (org.); Barros Cav). CONFEA. <https://www.ecodebate.com.br/pdf/setorseletrico.pdf>
- Dantas, S. G. (2020). Oportunidades e desafios da geração solar fotovoltaica no semiárido do Brasil. *IPEA*, 60.
- Denholm, P., Margolis, R., Palmintier, B., Barrows, C., Ibanez, E., Bird, L., Zuboy, J., & National Renewable Energy Laboratory. (2014). Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System. *NREL Technical Report, September*.
- Driesen, J., & Belmans, R. (2006). Distributed generation: Challenges and possible solutions. *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES*, 1–8. <https://doi.org/10.1109/pes.2006.1709099>
- Dsouza, K., Halbe, S., Thomas, M., Baran, M., Chowdhury, B., Schwarz, P., & Proudlove, A. (2020). The challenges of valuing distributed generation. *2020 IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2020*. <https://doi.org/10.1109/ISGT45199.2020.9087715>
- El-Saadany, E. F., Zeineldin, H. H., & Al-Badi, A. H. (2014). Distributed Generation : Benefits and Challenges. *International Conference on Communication, Computer & Power, February*, 115–119.
- Elmubarak, E. S., & Ali, A. M. (2016). Distributed Generation: Definitions, Benefits, Technologies & Challenges. *International Journal of Science and Research (IJSR)*, 5(7), 1941–1948. <https://doi.org/10.21275/v5i7.art2016445>

- EPE. (2016). NOTA TÉCNICA DEA 13/15 - Demanda de Energia. *arXiv*, 1(9), 28–49. http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-202/DEA_13-15_Demanda_de_Energia_2050.pdf%0A <http://www.ufopa.edu.br/portaldeperiodicos/index.php/anaisscoop>
- Firestone, R., Marnay, C., & Maribu, K. M. (2006). The Value of Distributed Generation under Different Tariff Structures. In *Lawrence Berkeley National Laboratory*.
- Flores-Espino, F. (2015). Compensation for Distributed Solar: A Survey of Options to Preserve Stakeholder Value. *Program*, September.
- Florezi, G. (2009). *Consumidores livres de energia elétrica uma visão prática*. 158. https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-12082010-160912/publico/Dissertacao_Guilherme_Florezi.pdf
- Foster, R. (2019). *Energy efficiency unlocks climate change solutions*. <https://www.encyvermont.com/blog/our-insights/energy-efficiency-unlocks-climate-change-solutions>
- Gharehpetian, G. B., & Mousavi Agah, S. M. (2017). Distributed generation systems: Design, operation and grid integration. In *Distributed Generation Systems: Design, Operation and Grid Integration*.
- Godoi, L. C. de. (2017). *Elementos inibidores e facilitadores na implantação de geração distribuída no brasil*. 79. https://tede.unioeste.br/bitstream/tede/3107/5/Luiz_Condi_Godoi_2017.pdf
- Gomes, P. V., & Saraiva, J. T. (2019). State-of-the-art of transmission expansion planning: A survey from restructuring to renewable and distributed electricity markets. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 111(March), 411–424. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.04.035>
- Gonen, T. (2007). *Electric Power Distribution System Engineering, Second Edition* (Vol. 1, p. 856). <https://books.google.com/books?id=vX1bbwAACAAJ&pgis=1>
- Gordijn, J., & Akkermans, H. (2007). Business models for distributed generation in a liberalized market environment. *Electric Power Systems Research*. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2006.08.008>
- Gouvêa, Adriana Ribeiro; Pereira Jr, A. O. (2019). *Uma visão estratégica do setor de distribuição de energia elétrica frente aos desafios da expansão de recursos energéticos distribuídos no Brasil* [UFRJ]. <http://www.ppe.ufrj.br/index.php/pt/publicacoes/dissertacoes/2019/1428-uma-visao-estrategica-do-setor-de-distribuicao-de-energia-eletrica-frente-aos-desafios-da-expansao-de-recursos-energeticos-distribuidos-no-brasil>
- Graham, P., Brinsmead, T., Spak, B., & Havas, L. (2019). *Review of cost-benefit analysis frameworks and results for DER integration* (Número April). https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/der/2019/oen/CSIRO_cbareviewreport_13-05-2019.pdf?la=en
- Grundmann-Kollmann, M. (2000). Scleroedema adultorum. *H+G Zeitschrift für Hautkrankheiten*, 75(7–8), 443. <https://doi.org/10.1007/s00105-018-4259-6>
- Gupta, N., & Seethalekshmi, K. (2018). A review on Key Issues and Challenges in Integration of Distributed Generation System. *2018 5th IEEE Uttar Pradesh Section International Conference on Electrical, Electronics and Computer Engineering, UPCON 2018*, 1–7. <https://doi.org/10.1109/UPCON.2018.8597014>
- Haghifam, M. R., Falaghi, H., & Malik, O. P. (2008). Risk-based distributed generation

- placement. *IET Generation, Transmission and Distribution*. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd:20070046>
- Huang, Y. (2017). *Economic regulation in power distribution*. <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/22514/economic-regulation-in-power-distribution-energiforsk-rapport-2017-362.pdf>
- Huback, V., Castro, N., Dantas, G., Silva, P. P. da, Rosental, R., & Magalhães, M. (2016). Mudanças climáticas e os impactos sobre o setor de energia elétrica: uma análise da bibliografia. *Atas do X Congresso Brasileiro de Planejamento Energético (CBPE) - Oferta e Demanda de Energia - O papel da tecnologia da informação na integração dos recursos*.
- Hung, D. Q., Mithulananthan, N., & Bansal, R. C. (2010). Analytical expressions for DG allocation in primary distribution networks. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 25(3), 814–820. <https://doi.org/10.1109/TEC.2010.2044414>
- IEEE Std 1547. (2003). IEEE Std 1547-2003. In *IEEE Std 1547-2003*. <https://standards.ieee.org/ieee/1547/5915/>
- Iyer, H., Ray, S., & Ramakumar, R. (2005). Voltage profile improvement with distributed generation. *2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 3, 2977–2984. <https://doi.org/10.1109/pes.2005.1489406>
- Janjic, A., Petrušić, A., & Janjić, A. (2016). *Economic Regulation of Electric Power Distribution Network Optimization of MV/LV transformer operation View project Economic Regulation of Electric Power Distribution Network*. September, 24–32. <https://www.researchgate.net/publication/310795191>
- Jenkins, J. D., & Pérez-Arriaga, I. J. (2017). Improved regulatory approaches for the remuneration of electricity distribution utilities with high penetrations of distributed energy resources. *Energy Journal*. <https://doi.org/10.5547/01956574.38.3.jjen>
- Jin, M., Feng, W., Marnay, C., & Spanos, C. (2017). Microgrid to enable optimal distributed energy retail and end-user demand response. *Applied Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.103>
- Junior, O., & Aguiar, Y. P. C. (2018). Taxonomia de Critérios para Avaliação de Software Educativo - TaCASE. *Anais do XXIX Simpósio Brasileiro de Informática na Educação (SBIE 2018)*, 1(Cbie), 298. <https://doi.org/10.5753/cbie.sbie.2018.298>
- K. Forste. (2015). The Integrated Grid: A Benefit-Cost Framework. In *EPRI- The Electric Power Research Institute*. <https://www.epri.com/#/pages/product/3002005003/>
- Kamprath, M., & Halecker, B. (2012). A Systematic Approach for Business Model Taxonomy- How to operationalize and compare large Quantities of Business Models? *ISPIM Innovation Symposium, December*, 1.
- Khetrupal, P. (2020). Distributed generation: A critical review of technologies, grid integration issues, growth drivers and potential benefits. *International Journal of Renewable Energy Development*, 9(2), 189–205. <https://doi.org/10.14710/ijred.9.2.189-205>
- Khodaei, A., Bahramirad, S., & Shahidehpour, M. (2015). Microgrid Planning Under Uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(5), 2417–2425. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2361094>
- Lai, L. L. (2011). *Challenges to Implementing Distributed Generation in Area Electric Power System*. 797–801. [10.1109/ICSMC.2011.6083750](https://doi.org/10.1109/ICSMC.2011.6083750)

- Lamin, H., & Leite, M. V. V. (2019). *Análise Das Estratégias De Gestão De Recursos Adotadas Pelas Concessionárias De Distribuição E Os Resultados Na Qualidade Do Serviço*.
- Lasseter, R. H. (2002). Microgrids. *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, 119(12), 305–308. <https://doi.org/10.1016/j.amjmed.2006.08.019>
- Leão, R., Sampaio, R., & Antunes, F. (2013). *Harmônicos Em Sistemas Elétricos*. ELSEVIER EDITORA. <https://books.google.com.br/books?id=-4IpgvAACAAJ>
- LEI Nº14.120. (2021). *LEI Nº 14.120, DE 1º DE MARÇO DE 2021*le. 02/03/2021. <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.120-de-1-de-marco-de-2021-306116199>
- LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022, Pub. L. No. ISSN 1677-7042, 1 (2022). <https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?data=07/01/2022&jornal=515&pagina=4>
- Lopes, J. A. P., Hatziaargyriou, N., Mutale, J., Djapic, P., & Jenkins, N. (2007). Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electric Power Systems Research*. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2006.08.016>
- Maestri, C. O. N. M., & Andrade, M. E. M. C. (2020). *GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E SUA COMPENSAÇÃO NA TARIFA DE ENERGIA* (p. 23). XIV Congresso ANPCONT.
- Manditereza, P. T., & Bansal, R. (2016). Renewable distributed generation: The hidden challenges - A review from the protection perspective. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, 1457–1465. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.276>
- Mazidi, P., & Sreenivas, G. N. (2013). Reliability Assessment of A Distributed Generation Connected Distribution System. *International Journal of Electrical and Electronics Engineering*, 3(2), 82–88.
- Méndez Quezada, V. H., Rivier Abbad, J., & Gómez San Román, T. (2006). Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.873115>
- Meyer, D., Agan, J., Marks, K., & Verclas, K. (2018). *Review of Recent Cost-Benefit Studies Related to Net Metering and Distributed Solar*. https://www.energy.gov/sites/default/files/2020/06/f75/ICF%20NEM%20Meta%20Analysis_Formatted%20FINAL_Revised%208-27-18.pdf
- Nathanson, N. L., & Bonbright, J. C. (1962). Principles of Public Utility Rates. *Columbia Law Review*. <https://doi.org/10.2307/1120804>
- Norris, B. L., Putnam, M. C., & Hoff, T. E. (2014). *Minnesota Value of Solar: Methodology Principal Investigators Legal Notice from Clean Power Research*. <https://mn.gov/commerce/energy/images/MN-VOS-Methodology-FINAL.pdf>
- NREL. (2016). *Distributed Generation Renewable Energy Estimate of Costs*. <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-re-cost-est.html>
- ONS. (2019). *Procedimentos de Rede. Submódulo 14.1. Administração dos serviços ancilares: visão geral*. 12–16. <http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2014%2FSubm%C3%B3dulo%2014.1%2FSubm%C3%B3dulo%2014.1%202019.08.pdf>
- Orrell, A. C., Homer, J. S., & Tang, Y. (2018). Distributed Generation Valuation and Compensation White Paper. In *Pacific Northwest National Laboratory, U.S. Department*

- of Energy* (Número February). <https://www.districtenergy.org/HigherLogic/System/DownloadDocumentFile.ashx?DocumentFileKey=0103ebf1-2ac9-7285-b49d-e615368725b2&forceDialog=0>
- Oureilidis, K., Malamaki, K. N., Gallos, K., Tsitsimelis, A., Dikaiakos, C., Gkavanoudis, S., Cvetkovic, M., Mauricio, J. M., Ortega, J. M. M., Ramos, J. L. M., Papaioannou, G., & Demoulias, C. (2020). Ancillary services market design in distribution networks: Review and identification of barriers. *Energies*, *13*(4). <https://doi.org/10.3390/en13040917>
- Paliwal, P., Patidar, N. P., & Nema, R. K. (2014). Planning of grid integrated distributed generators: A review of technology, objectives and techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *40*, 557–570. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.200>
- Payyala, S. L., & Green, T. C. (2007). An estimation of economic benefit values of DG. 2007 *IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES*, 1–8. <https://doi.org/10.1109/PES.2007.386094>
- Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R., & D'haeseleer, W. (2005). Distributed generation: Definition, benefits and issues. *Energy Policy*, *33*(6), 787–798. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.10.004>
- Picciariello, A., Reneses, J., Frias, P., & Söder, L. (2015). Distributed generation and distribution pricing: Why do we need new tariff design methodologies? *Electric Power Systems Research*, *119*, 370–376. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.10.021>
- Picciariello, Angela, Vergara, C., Reneses, J., Frías, P., & Söder, L. (2015). Electricity distribution tariffs and distributed generation: Quantifying cross-subsidies from consumers to prosumers. *Utilities Policy*, *37*, 23–33. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2015.09.007>
- Pindyck, R. S., & Rubinfeld, D. L. (2013). *Microeconomics* (8^o ed). PEARSON. https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/4292722/mod_resource/content/1/%288th%20Edition%29%20%28The%20Pearson%20Series%20in%20Economics%29%20Robert%20Pindyck%2C%20Daniel%20Rubinfeld-Microecon.pdf
- PL528/21. (2021). *Projeto regulamenta mercado de negociação de créditos de carbono*. <https://www.camara.leg.br/noticias/746463-projeto-regulamenta-mercado-de-negociacao-de-creditos-de-carbono/>
- Purchala, K., Belmans, R., Leuven, K. U., Exarchakos, L., & Hawkes, a D. (2006). Distributed generation and the grid integration issues. In *Imperial College London*.
- Razavi, S. E., Rahimi, E., Javadi, M. S., Nezhad, A. E., Lotfi, M., Shafie-khah, M., & Catalão, J. P. S. (2019). Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 105, Número May 2018, p. 157–167). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.050>
- Resolução Normativa ANEEL n. 786. (2017). *Minigeração distribuída*. https://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2F&_101_assetEntryId=15050927&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=min
- Rockmann Roberto. (2018). 20 Anos do Mercado Brasileiro de Energia Elétrica. In *CCEE*. CCEE. http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_645490
- Rodi, R. M., & Bermann, C. (2020). A regulação da Geração Distribuída no Brasil. *Revista*

- Brasileira de Energia*, 26(2), 7–17. <https://doi.org/10.47168/rbe.v26i2.565>
- Rodríguez Ortega, M. P., Pérez-Arriaga, J. I., Abbad, J. R., & González, J. P. (2008). Distribution network tariffs: A closed question? *Energy Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.01.025>
- Ros, A. J., Broehm, R., & Hanser, P. (2018). Economic framework for compensating distributed energy resources: Theory and practice. *Electricity Journal*, 31(8), 14–22. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2018.09.009>
- Roy, N. K., & Pota, H. R. (2015). Current Status and Issues of Concern for the Integration of Distributed Generation into Electricity Networks. *IEEE Systems Journal*, 9(3), 933–944. <https://doi.org/10.1109/JSYST.2014.2305282>
- Rugthaicharoencheep, N., & Boonthienthong, M. (2012). Smart grid for energy management on distribution system with distributed generation. *Proceedings - 2012 IEEE International Conference on Cyber Technology in Automation, Control, and Intelligent Systems, CYBER 2012*, 165–169. <https://doi.org/10.1109/CYBER.2012.6392547>
- Sagar, E., & Prasad, P. (2008). Impact of DG on Radial Distribution System Reliability. *Energy, December*, 467–472. http://www.ee.iitb.ac.in/uma/~npsc2008/NPSC_CD/Data/Oral/DIC4/p112.pdf
- Scott P. Burger. (2016). *Business Models for Distributed Energy Markets*. Massachusetts Institute of Technology (MIT).
- Shahzad, U., Kahrobaee, S., & Asgarpoor, S. (2017). Protection of Distributed Generation: Challenges and Solutions. *Energy and Power Engineering*, 09(10), 614–653. <https://doi.org/10.4236/epe.2017.910042>
- Silva, T. B.; Hollanda, L.; Cunha, H. (2016). Recursos energeticos mi.pdf. In *FGV ENERGIA* (Vol. 7).
- Sinapsis, I. em energia; A. M. E. consultores; M. de energia C. (2016). *Avaliação dos Custos Relacionados às Interrupções de Energia Elétrica e suas Implicações na Regulação - Relatório 5*. 5, 61. <http://www.mme.gov.br/documents/10584/9309513/Produto+3b.pdf/6db3e8dc-58e1-48a6-bbee-e7c8ff4fb6bd>
- Sioshansi, R. (2016). Retail electricity tariff and mechanism design to incentivize distributed renewable generation. *Energy Policy*, 95, 498–508. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.12.041>
- Soroudi, A., Ehsan, M., Caire, R., & Hadjsaid, N. (2011). Possibilistic evaluation of distributed generations impacts on distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2011.2116810>
- Strbac, G. (2002). Impact of dispersed generation on distribution systems: A European perspective. *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*. <https://doi.org/10.1109/pesw.2002.984968>
- Tatemoto, K. A. (2013). *Energia Incentivada: Uma Análise Integrada dos Aspectos Regulatórios, de Comercialização e de Sustentabilidade*. 162.
- Tolmasquim, M. T., Senra, P. M. A., Gouvêa, A. R., Pereira, A. O., Alves, A. C., & Moszkowicz, M. (2020). Strategies of electricity distributors in the context of distributed energy resources diffusion. *Environmental Impact Assessment Review*, 84(June), 106429. <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2020.106429>

- Vahl, F. P., R  ther, R., & Casarotto Filho, N. (2013). The influence of distributed generation penetration levels on energy markets. *Energy Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.108>
- Walling, R. A., Saint, R., Dugan, R. C., Burke, J., & Kojovic, L. A. (2008). Summary of distributed resources impact on power delivery systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2007.909115>
- Woolf, T., Vitolo, T., & Hornby, R. (2014). *BENEFIT-COST ANALYSIS FOR DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES: A framework for accounting for all relevant costs and benefits*.
- Xie, S., Wang, X., Qu, C., Wang, X., & Guo, J. (2013). Impacts of different wind speed simulation methods on conditional reliability indices. *International transactions on electrical energy systems*, 20(October 2010), 1–6. <https://doi.org/10.1002/etep>
- Zangiabadi, M., Feuillet, R., Lesani, H., Hadj-Said, N., & Kval  y, J. T. (2011). Assessing the performance and benefits of customer distributed generation developers under uncertainties. *Energy*, 36(3), 1703–1712. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.12.058>
- Zobaa, A. F., & Cecati, C. (2006). A comprehensive review on distributed power generation. *International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, 2006. SPEEDAM 2006, 2006, 514–518*. <https://doi.org/10.1109/SPEEDAM.2006.1649826>