

TESE DE DOUTORADO

**METODOLOGIA PARA A DETERMINAÇÃO DOS IMPACTOS
TÉCNICOS E FINANCEIROS PROVOCADOS PELA
INSTALAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA
EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**

Priscilla Araújo Juá Stecanella

Brasília, dezembro de 2020

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

TESE DE DOUTORADO

**METODOLOGIA PARA A DETERMINAÇÃO DOS IMPACTOS
TÉCNICOS E FINANCEIROS PROVOCADOS PELA
INSTALAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA
EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**

Priscilla Araújo Juá Stecanella

*Relatório submetido ao Departamento de Engenharia
Elétrica como requisito parcial para obtenção
do grau de Doutor em Engenharia Elétrica*

Banca Examinadora

Prof. Dr. Anésio de Leles Ferreira Filho, _____
PPGEE/UnB
Orientador

Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues, _____
IFG/Goiânia
Examinador externo

Prof. Dr. Rafael Amaral Shayani, ENE/UnB _____
Examinador externo

Prof. Dr. Fernando Cardoso Melo, _____
PPGEE/UnB
Examinador interno

FICHA CATALOGRÁFICA

STECANELLA, PRISCILLA ARAÚJO JUÁ

Metodologia para a Determinação dos Impactos Técnicos e Financeiros Provocados pela Instalação de Geração Distribuída Fotovoltaica em um Sistema de Distribuição [Distrito Federal] 2020.

x, 103p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Doutor, Tese de Doutorado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia).

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Geração Distribuída Fotovoltaica

2. Impactos

3. Penetração Fotovoltaica

4. Política de Energia Renovável

5. Sistemas de Distribuição

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

STECANELLA, P. A. J. (2020). Metodologia para a Determinação dos Impactos Técnicos e Financeiros Provocados pela Instalação de Geração Distribuída Fotovoltaica em um Sistema de Distribuição. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGEE.TD-169/20, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 103p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Priscilla Araújo Juá Stecanella.

TÍTULO: Metodologia para a Determinação dos Impactos Técnicos e Financeiros Provocados pela Instalação de Geração Distribuída Fotovoltaica em um Sistema de Distribuição.

GRAU: Doutor

ANO: 2020

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta tese de doutorado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa tese de doutorado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Priscilla Araújo Juá Stecanella
prijua@gmail.com
Goiânia – GO – Brasil.

Dedicatória

A Deus. Pois Dele, por Ele e para Ele são todas as coisas.

Priscilla Araújo Juá Stecanella

Agradecimentos

Aprendi, durante o doutorado, o real significado da frase: “Deus age em todas as coisas para o bem daqueles que o amam, dos que foram chamados de acordo com o seu propósito” (Romanos 8:28). Deus sempre age. Ele transformou cada luta e dificuldade, em aprendizado e em uma força que nunca considere alcançável. A Tua graça me basta. Eu Te agradeço, meu Deus, por me capacitar, fortalecer a minha fé, por abrir portas que eu nunca imaginei atravessar, por me ensinar a esperar, por me acalmar e por me apresentar a pessoas maravilhosas, que me auxiliaram ao longo dessa caminhada.

Luciano Stecanella, meu esposo, obrigada pelo companheirismo, apoio, amizade... Foi você quem mais me incentivou a entrar nessa jornada, pois sempre acreditou em mim mais do que eu mesma. Obrigada pelos momentos que passamos juntos. Te amo.

Aos meus pais, Silvia Juá e Juarez Juá, obrigada pelo amor incondicional e por sempre cuidarem de mim. Às minhas irmãs, cunhados, sobrinhas, avós, tios, primos agradeço o amparo e por entenderem o tempo em que precisei ficar ausente. Família, vocês são muito importantes pra mim.

Agradeço aos meus sogros, Zelinda Bergamini e José Stecanella, e a minha cunhada Cleonice Stecanella pelo carinho. Mesmo à distância, vocês sempre zelaram por mim.

À família Igreja de Deus – Cidade Jardim (Goiânia/GO), obrigada pela amizade, pelo sustento espiritual, orações e conselhos.

Professor Anésio de Leles F. Filho, muito obrigada por me aceitar como sua aluna. Deus te colocou no meu caminho para me auxiliar durante todo este estudo, para me capacitar. O senhor se tornou mais que um orientador, tornou um amigo.

Professores Elder Geraldo, Rafael Shayani e Fernando Cardoso, obrigada pelos ensinamentos e contribuições. Vocês foram essenciais para a concretização desta trajetória.

Ronaldo Sérgio C. Camargos e Pedro Henrique F. Moraes, muito obrigada pelo companheirismo, distrações e conselhos. Vocês são pessoas que admiro e tenho um carinho muito especial.

A todos os alunos do REILab da UnB, em especial, Lúcio Sidney, Marcos Diego, Antônio Alves, Augusto Cesar, Letícia Maria e Christian Abada agradeço pelas imensas ajudas.

Aos amigos da ANEEL, Daniel Vieira e Marcos V. Vasconcelos, muito obrigada por todas as contribuições, ensinamentos, ajudas e parcerias.

Aos amigos Natália Tavares e Hudson Romualdo, obrigada pelos vários momentos que passamos programando.

A todos os colegas do IF Goiano – Campus Trindade, agradeço pela compreensão e pelo suporte acadêmico e pessoal.

E finalmente, e não menos importante, agradeço ao apoio financeiro obtido no âmbito do Programa de P&D da ANEEL, na Chamada ANEEL nº 001/2016, e do Termo de Cooperação Técnica nº 502/2018, celebrado entre CEB Distribuição S.A. e Fundação Universidade de Brasília.

Priscilla Araújo Juá Stecanella

RESUMO

O número de consumidores que produzem parte de sua própria energia elétrica por meio da geração distribuída fotovoltaica (GDFV) aumentou consideravelmente nos últimos anos. Ainda assim, a Agência Internacional de Energia (IEA) alerta que o crescimento desse tipo de fonte renovável é relativamente baixo na maioria dos países. Portanto, ela sugere o estabelecimento de políticas públicas que propiciem condições favoráveis para que elevados níveis de penetração (*pen*) fotovoltaica (FV) sejam alcançados. A instalação de GDFV pode proporcionar benefícios como o adiamento de investimentos na expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental e a melhoria dos níveis de tensão da rede. Entretanto, é importante ressaltar que caso as políticas de fomento não sejam bem estruturadas, o aumento no nível de penetração FV pode culminar em dificuldade na operação e controle das redes, e na cobrança pelo uso do sistema elétrico. Nesse sentido, este estudo apresenta uma metodologia para identificar os impactos técnicos e financeiros que a geração distribuída fotovoltaica pode provocar em um sistema de distribuição. O algoritmo de Monte Carlo é utilizado para se contemplar as incertezas referentes à localização dos sistemas FV, à irradiação solar e à temperatura ambiente na região. No tocante à avaliação financeira, é aplicada uma abordagem estocástica para monetizar os impactos decorrentes da integração de GDFV nos níveis de tensão, nas perdas técnicas e na demanda de pico. Dessa forma, pode-se determinar a política de incentivo à GDFV mais adequada do ponto de vista de seus impactos técnicos na rede. Os resultados da aplicação do método em dezenas de alimentadores reais mostram que sistemas FV dimensionados com base no consumo local (*Net metering*) e com menor potência geram mais benefícios para a concessionária. Alimentadores em áreas rurais são favorecidos com a inserção de GDFV em todos os níveis de penetração, enquanto alimentadores residenciais e comerciais precisam de manutenção e expansão na rede para acomodar baixos *pen*. Este estudo caracteriza-se como um suporte às distribuidoras quando do planejamento de medidas preventivas para fortalecer a rede, e às agências reguladoras no aprimoramento das políticas de apoio à GDFV em qualquer fase de implementação.

Palavras-chave: Geração distribuída fotovoltaica; Impactos; Penetração fotovoltaica; Política de energia renovável; Sistema de distribuição.

ABSTRACT

The number of consumers that produce part of their electricity through photovoltaic distributed generation (PVDG) has increased considerably in recent years. Even so, the International Energy Agency (IEA) warns that the growth of this type of renewable source is relatively low in most countries. Therefore, IEA suggests establishing public policies that provide favorable conditions for high penetration levels (*pen*) of photovoltaic (PV) to be achieved. The installation of PVDG can provide benefits such as the postponement of investments in the expansion of transmission and distribution systems, the low environmental impact, and the improvement of the power grid's voltage levels. However, it is important to note that if the development policies are not well structured, the increase in the penetration level of PV may provoke difficulties in the operation and control of the grids and charge for the use of the electrical system. In this regard, this study presents a method to identify the technical and financial impacts that the PVDG can cause in a distribution system. The Monte Carlo algorithm addresses the uncertainties regarding the location of PV systems, solar irradiation, and ambient temperature in the region. Regarding financial evaluation, a stochastic approach is applied to monetize the impacts resulting from the integration of PVDG in voltage levels, technical losses, and peak demand. In this way, it is possible to determine the most appropriate incentive policy for PVDG from its technical impacts on the grid. The results of applying the method to dozens of real feeders show that PV systems dimensioned based on local consumption (Net metering) and with less power generate more benefits for the utility. Feeders in rural areas are benefited from the insertion of PVDG at all penetration levels, while residential and commercial feeders need maintenance and expansion in the grid to accommodate low *pen*. This study is characterized as support to utilities when planning preventive measures to strengthen the grid and regulatory agencies to improve policies to support PVDG at any stage of implementation.

Keywords: Distribution system; Impacts; Photovoltaic distributed generation; Photovoltaic penetration; Renewable Energy Policy.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	MOTIVAÇÃO	1
1.2	ESTADO DA ARTE	3
1.3	OBJETIVOS	8
1.4	CONTRIBUIÇÕES DESTA TESE	9
1.5	ESTRUTURA DA TESE	9
2	IMPACTOS TÉCNICOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	11
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	11
2.2	PERDAS NO SISTEMA ELÉTRICO	12
2.3	DEMANDA	14
2.4	TENSÃO	16
2.5	DEMAIS IMPACTOS	18
2.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	20
3	INCENTIVOS REGULATÓRIOS À GDFV	21
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	21
3.2	<i>Net metering</i>	22
3.3	<i>Feed-in tariff</i>	25
3.4	DEMAIS FORMAS DE INCENTIVO À GDFV	28
3.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	29
4	MÉTODO PARA A IDENTIFICAÇÃO DOS IMPACTOS TÉCNICOS E FINANCEIROS PROVOCADOS PELA INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	30
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	30
4.2	VISÃO GERAL DO MÉTODO	30
4.3	DEFINIÇÃO DAS POLÍTICAS DE INCENTIVO À GDFV	31
4.4	IDENTIFICAÇÃO DOS IMPACTOS TÉCNICOS DA GDFV	32
4.4.1	NÍVEIS DE PENETRAÇÃO	33
4.4.2	SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO	34
4.4.3	NÍVEIS DE TENSÃO	34

4.4.4	PERDAS TÉCNICAS	36
4.4.5	DEMANDA DE PICO	38
4.4.6	ALGORITMO PARA O CÁLCULO DOS IMPACTOS TÉCNICOS DECORRENTES DA INSTALAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	39
4.4.7	MATERIAIS EMPREGADOS NOS CÁLCULOS DOS IMPACTOS TÉCNICOS	42
4.4.8	RESUMO	45
4.5	MONETIZAÇÃO DOS IMPACTOS TÉCNICOS	46
4.5.1	NÍVEIS DE TENSÃO	46
4.5.2	PERDAS TÉCNICAS	48
4.5.3	DEMANDA DE PICO	49
4.5.4	MONETIZAÇÃO TOTAL DOS IMPACTOS TÉCNICOS	50
4.5.5	ALGORITMO PARA MONETIZAÇÃO DOS IMPACTOS TÉCNICOS	50
4.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	53
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	54
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	54
5.2	DADOS GERAIS DA DISTRIBUIDORA E DAS SIMULAÇÕES	54
5.3	ESTUDO DE CASO 1 - ALIMENTADOR COM PERFIL RESIDENCIAL	56
5.3.1	AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS TÉCNICOS	57
5.3.2	MONETIZAÇÃO DOS IMPACTOS TÉCNICOS	61
5.4	ESTUDO DE CASO 2 - DISTRIBUIDORA	66
5.4.1	AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS TÉCNICOS	67
5.4.2	MONETIZAÇÃO DOS IMPACTOS TÉCNICOS	72
5.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	78
6	CONCLUSÕES	79
6.1	PRODUÇÕES.....	81
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	82
A	INTERFACE DO ALGORITMO COMPUTACIONAL PARA IDENTIFICAR OS IMPACTOS TÉCNICOS DA GDFV NA REDE ELÉTRICA	88
B	ALGORITMO COMPUTACIONAL PARA DETERMINAR A DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊN- CIA ACUMULADA DOS VALORES DE ΔV_A, ΔL_A E ΔD_A	89
C	ALGORITMO COMPUTACIONAL PARA MONETIZAR OS IMPACTOS TÉCNICOS DA GDFV NA REDE ELÉTRICA	97

LISTA DE FIGURAS

2.1	Perdas no setor elétrico brasileiro. Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2020b).....	13
2.2	Perdas técnicas regulatórias sobre a energia injetada – Dados Brasil, 2018. Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2019a).	14
2.3	Curva de carga comercial típica e irradiação solar média do estado de Goiás. Fonte: (ANEEL, 2016b; INMET, 2017).	15
2.4	Curva de carga residencial típica e irradiação solar média do estado de Goiás. Fonte: (ANEEL, 2016b; INMET, 2017).	16
2.5	Faixas de tensão em relação à de referência. Fonte: (ANEEL, 2020c).	17
3.1	Evolução das principais políticas de incentivo à GD. Fonte: (REN21, 2015, 2016, 2018, 2019, 2020).	22
3.2	Tipos de tarifas <i>net metering</i> . Fonte: (VIEIRA; SHAYANI; OLIVEIRA, 2016).	23
3.3	Desenvolvimento da capacidade instalada de energia renovável na Alemanha. Fonte: Adaptado de (CASTRO; DANTAS, 2018).	28
3.4	Distribuição dos sistemas FV na Alemanha, por tamanho – até 50 kW. Fonte: Adaptado de (CASTRO; DANTAS, 2018).	28
4.1	Diagrama simplificado da metodologia utilizada.....	31
4.2	Fluxograma para identificar os impactos técnicos da GDFV na rede elétrica.....	41
4.3	Fluxograma para monetizar os impactos técnicos da GDFV na rede elétrica.....	51
5.1	Percurso do alimentador 5000805.....	56
5.2	Variação nos perfis de tensão do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV.	58
5.3	Variação dos valores médios horários das perdas técnicas do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV.	59
5.4	Variação da demanda de pico do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV.	60
5.5	Demanda de pico horária do alimentador – Política NeM.....	60
5.6	Monetização total dos impactos técnicos do alimentador em função dos níveis de penetração.	62
5.7	ΔV_{pen} dos alimentadores analisados em função do nível de penetração.	68
5.8	Média dos valores de ΔV_{pen} em relação aos níveis de penetração, considerando alimentadores tipicamente residenciais, comerciais e rurais.	68

5.9	ΔL_{pen} dos alimentadores analisados em função do nível de penetração.	70
5.10	Média dos valores de ΔL_{pen} em relação aos níveis de penetração, considerando alimentadores tipicamente residenciais, comerciais e rurais (política NeM).....	70
5.11	ΔD_{pen} dos alimentadores analisados em função do nível de penetração.....	71
5.12	Média dos valores de ΔD_{pen} em relação aos níveis de penetração, considerando alimentadores tipicamente residenciais, comerciais e rurais.	72
5.13	Monetização total dos impactos técnicos da distribuidora em função dos níveis de penetração.	74
5.14	Monetização total dos impactos técnicos de um alimentador tipicamente rural em função dos níveis de penetração.	76
5.15	Monetização total dos impactos técnicos de um alimentador tipicamente comercial em função dos níveis de penetração.	77

LISTA DE TABELAS

2.1	Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220 V). Fonte: (ANEEL, 2020c).	18
3.1	Lista de países que adotam a <i>net metering</i> . Fonte: (REN21, 2020).	24
3.2	Principais vantagens do produtor que podem ser incorporadas em um programa FiT. Fonte: (AQUILA et al., 2017).	26
3.3	Lista de países que adotam a <i>feed-in</i> . Fonte: (REN21, 2020).	27
4.1	Agrupamento dos níveis de penetração. Fonte: Adaptado de (VIEIRA, 2016).	33
4.2	Resumo dos indicadores dos impactos técnicos da GDFV.....	45
5.1	Dados do alimentador.	57
5.2	Potência total de GDFV instalada por nível de penetração e política de incentivo.....	57
5.3	Monetização dos níveis de tensão do alimentador por nível de penetração e política de incentivo à GDFV.	61
5.4	Monetização das perdas técnicas do alimentador por nível de penetração e política de incentivo à GDFV.	61
5.5	Monetização da demanda de pico do alimentador por nível de penetração e política de incentivo à GDFV.	62
5.6	Monetização total dos impactos técnicos do alimentador por nível de penetração e política de incentivo à GDFV.	63
5.7	Risco relativo da monetização total dos impactos técnicos do alimentador.....	64
5.8	Probabilidade do alimentador ter prejuízo com a inserção de GDFV, por nível de penetração e política de incentivo.	65
5.9	Impacto total provocado por kW de GDFV instalado conforme a política NeM e para cada nível de penetração.	66
5.10	Potência de GDFV instalada nos alimentadores analisados.....	67
5.11	Monetização dos níveis de tensão da distribuidora por nível de penetração e política de incentivo à GDFV.	73
5.12	Monetização das perdas técnicas da distribuidora por nível de penetração e política de incentivo à GDFV.	73
5.13	Monetização da demanda de pico da distribuidora por nível de penetração e política de incentivo à GDFV	74

5.14 Monetização total dos impactos técnicos da distribuidora por nível de penetração e política de incentivo à GDFV.	74
5.15 Probabilidade da distribuidora ter prejuízo com a inserção de GDFV, por nível de penetração e política de incentivo.	75
5.16 Impacto total provocado em uma distribuidora por kW de GDFV instalado, conforme a política NeM.	78

LISTA DE SIGLAS

AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CE	Custo do <i>mix</i> de Compra de Energia da Distribuidora
CME	Custo Marginal de Expansão da Rede da Distribuidora
CMPC	Custo Médio Ponderado de Capital
COM	<i>Component Object Model</i>
CV	Coefficiente de Variação
DRC	Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica
DRP	Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
EUSD	Encargo de Uso do Sistema de Distribuição
FiT	<i>Feed-in Tariff</i>
FV	Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
IEA	Agência Internacional de Energia
iNDC	<i>intended Nationally Determined Contribution</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
LACE	Custo Evitado Nivelado da Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
MT	Média Tensão
NeM	<i>Net Metering</i>
OpenDSS	<i>Open Distribution System SimulatorTM</i>
<i>pen</i>	Nível de penetração
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
REN	Resolução Normativa
REN21	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i>

RES	Fontes de Energias Renováveis
RPS	<i>Renewable Portfolio Standard</i>
SDAT	Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SDBT	Sistemas de Distribuição de Baixa Tensão
SDMT	Sistemas de Distribuição de Média Tensão
THD	Distorção Harmônica Total
TUSD	Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
VTCDs	Variações de Tensão de Curta Duração

Capítulo 1

Introdução

1.1 Motivação

O sistema elétrico brasileiro possui uma capacidade instalada de geração de, aproximadamente, 177,761 GW, dos quais 83,2% são provenientes de fontes de energias renováveis (RES, da sigla em inglês de "*Renewable Energy Source*"), incluindo a hidráulica, biomassa, eólica e solar (MME, 2020).

A fonte hidráulica tem sido a mais amplamente aproveitada no Brasil, com capacidade instalada de geração de energia elétrica de 61,5% em outubro de 2020 (MME, 2020). Apesar da importância dessa geração no país, faz-se necessário o melhor aproveitamento das outras RES, conforme sugere o iNDC (*intended Nationally Determined Contribution*) apresentado no âmbito do Acordo de Paris (MMA, 2015). Por meio desse documento, o Brasil manifestou a sua intenção em alcançar, até 2030, uma participação de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética, além da hidráulica. Os objetivos são: 1) expandir para cerca de 33% o uso das outras fontes renováveis na matriz total de energia, e; 2) ampliar para 23% o uso doméstico de fontes de energias renováveis no fornecimento de energia elétrica. Esse patamar deve ser alcançado aumentando-se a participação de energia eólica, biomassa e solar (MMA, 2015).

Em 17 de abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa (REN) nº 482/2012 (ANEEL, 2012). Na REN, foi criado o sistema de compensação de energia elétrica (conhecido como *Net metering*), o qual permite que o consumidor brasileiro gere sua própria eletricidade empregando fontes renováveis ou cogeração qualificada e forneça o excesso para a rede de distribuição local. Tal resolução visa incentivar o desenvolvimento do mercado brasileiro de micro e minigeração distribuída de energia elétrica.

A fim de aumentar o público-alvo e reduzir o tempo e os custos de conexão da geração distribuída (GD), em 2015, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 687/2015 (ANEEL, 2015) revisando a REN nº 482/2012.

Com o incentivo das políticas públicas, a quantidade de GD aumentou consideravelmente. O maior aumento foi observado para a geração distribuída fotovoltaica (GDFV), que passou da

potência instalada de 640,73 kW, em dezembro de 2012, para mais de 4,07 GW em 336.293 unidades em outubro de 2020 (ANEEL, 2020a).

Em 2019, a Agência Internacional de Energia (IEA, na sigla em inglês) fez uma previsão do mercado mundial de energia e tecnologias renováveis até 2024. Foi constatado que a capacidade instalada de GDFV deve aumentar em mais de 250% nos próximos anos, representando quase a metade de todo o crescimento da energia solar fotovoltaica (FV) (IEA, 2019a).

Mesmo que o desenvolvimento da GDFV seja promissor, a IEA alerta que o seu crescimento ainda é relativamente baixo na maioria dos países e insuficiente para atender às metas climáticas firmadas no Acordo de Paris (IEA, 2019b). No Brasil, em outubro de 2020 a capacidade instalada de GD representava apenas 2,3% da matriz de geração de energia elétrica (MME, 2020). Desses, mais de 95% caracteriza-se como GDFV (MME, 2020). Diante dos dados globais, o relatório de energias renováveis 2019 (REN21, 2019) sugere que se estabeleçam políticas de incentivo e regulamentações mais arrojadas. Em outras palavras, são recomendadas políticas públicas que propiciem condições favoráveis ao crescimento das RES e aumentem as oportunidades para que elevados níveis de penetração da GDFV sejam alcançados.

O crescimento da GDFV representa um grande desafio para as distribuidoras. Isso porque um aumento do nível de penetração depende tanto de uma política adequada de suporte, quanto de um sistema de distribuição apto a receber geração distribuída (SILVA et al., 2019). Mesmo que as RES provoquem menos impactos ambientais que as fontes tradicionais de geração (ADEFARATI; BANSAL, 2016), a sua elevada integração nos sistemas de distribuição pode gerar problemas, como: dificuldade na operação da rede e na cobrança pelo uso do sistema elétrico; redução do mercado e, conseqüentemente, aumento tarifário, e; necessidade de alteração dos métodos para operar, controlar e proteger as redes de distribuição (ANEEL, 2016a; KARIMI et al., 2016). Como as redes não foram projetadas para receber fluxo de potência do consumidor para as linhas de distribuição ou transmissão (CHAUDHARY; RIZWAN, 2018), a GDFV pode promover alterações técnicas nas magnitudes de tensão, nas perdas e na demanda de pico, por exemplo, à medida que o nível de penetração cresce.

Ações prioritárias para acomodar a GDFV são importantes e incluem verificar se a rede consegue acomodar a geração FV no local e com a potência solicitada, e resolver os problemas técnicos para a interconexão (IEA, 2019b). Assim, medidas técnicas estão sendo adotadas mundialmente para mitigar os impactos da GD (HUDA; ŽIVANOVIĆ, 2017). Segundo o IEA (2019b), ações como o ajuste de regulamentações podem evitar os desafios de integração da GDFV na fase inicial da implementação. Em fases mais avançadas, os ajustes visam preparar o sistema elétrico para receber os elevados níveis de penetração.

Dessa forma, torna-se necessário um estudo que relacione as diferentes políticas de suporte à GDFV com os seus impactos técnicos nos sistemas de distribuição. Com as informações adquiridas, os formuladores de políticas públicas podem estabelecer incentivos com condições favoráveis ao crescimento da integração de GDFV na rede.

A próxima seção destina-se à apresentação de estudos encontrados na literatura relacionados a: influência das políticas de incentivo à GDFV no sistema elétrico de potência; impactos técnicos

resultantes da integração de GDFV na rede de distribuição, e; trabalhos que converteram todo um conjunto de impactos técnicos em valores econômicos.

1.2 Estado da arte

Nesta seção são exibidos os estudos relacionados às políticas de incentivo à inserção de GDFV e aos impactos técnicos e financeiros resultantes da integração dessa geração em sistemas de distribuição de energia elétrica.

No relatório de energias renováveis 2019 (REN21, 2019) foi sugerida a determinação de políticas públicas que proporcionem o crescimento da integração de GDFV na rede de distribuição. Nesse contexto, certos pesquisadores se dedicaram a avaliar o impacto das políticas de incentivo à GDFV em termos de benefícios para o prossumidor (produtor e consumidor de energia elétrica) (CAMPOCCIA et al., 2014; COFFMAN et al., 2016; CORIA; PENIZZOTTO; PRINGLES, 2019; CRAGO; KOEGLER, 2018; GABR; HELAL; ABBASY, 2020; GOMES et al., 2018; HOLDERMANN; KISSEL; BEIGEL, 2014; SHEIKHHOSEINI et al., 2019; VIEIRA; CARPIO, 2020).

Os estudos indicam que o avanço contínuo nesse segmento de mercado depende da redução dos custos de instalação e da disponibilidade de incentivos, principalmente para os consumidores de baixa renda (COFFMAN et al., 2016; CRAGO; KOEGLER, 2018; VIEIRA; CARPIO, 2020). Esses resultados são muito importantes para o desenvolvimento do mercado de energia elétrica, mas também é necessário analisar se os sistemas de distribuição estão preparados para receber a GD.

Há trabalhos dedicados à análise dos impactos das políticas de incentivo no desenvolvimento do mercado de energia e no setor elétrico de uma maneira geral (ANDRADE et al., 2020; BAYER et al., 2018; SILVA et al., 2019; GARCEZ, 2017; KRASKO; DORIS, 2013; MOURA; BRITO, 2019).

Com foco no setor de distribuição de energia elétrica, Silva et al. (2019) avaliaram treze estudos de casos internacionais a fim de fornecer informações das políticas e ajustes regulatórios de disseminação da GDFV. Os resultados mostraram que países onde o sistema de *feed-in tariff* (FiT) foram introduzidas, a principal preocupação é o aumento do custo de manutenção das políticas. Em regiões onde a política *net metering* (NeM) foi implementada, os impactos estão predominantemente relacionados às questões de transferência de custos, exigindo mudanças regulatórias específicas dos prossumidores, mas que tentem corrigir distorções alocativas por meio das tarifas de eletricidade.

Esses trabalhos que analisaram os impactos das políticas de incentivo no desenvolvimento do setor elétrico tiveram como referência estudos de casos de alguns países (SILVA et al., 2019), informações de entrevistas com operadores de sistemas de distribuição (BAYER et al., 2018), ou avaliaram os mecanismos de incentivo à GD do ponto de vista constitucional (ANDRADE et al., 2020). No entanto, não foram efetuadas simulações do fluxo de potência para determinar os impactos técnicos resultantes da integração de GDFV na rede de distribuição em função do nível de penetração.

Pesquisadores do setor de energia elétrica têm avaliado os impactos positivos e negativos que a inserção de GDFV pode causar nos sistemas de distribuição (ADEFARATI; BANSAL, 2016; CHAUDHARY; RIZWAN, 2018; KARIMI et al., 2016). Tendo em vista que os alimentadores não foram inicialmente projetados para integrar GDFV (CHAUDHARY; RIZWAN, 2018), a identificação de problemas técnicos – como qualidade da energia elétrica e perdas técnicas, por exemplo – associados aos níveis mais elevados de penetração FV, representa uma preocupação para as agências reguladoras e distribuidoras do setor. Melhorias feitas na rede elétrica com o objetivo de integrar mais energia FV podem gerar custos adicionais não só para a concessionária, mas para todos os consumidores, inclusive aqueles que não geram sua própria eletricidade (GOOP; ODENBERGER; JOHNSON, 2016).

Alguns trabalhos se dedicaram a analisar como será o desempenho da rede à medida que o nível de integração de GDFV aumenta. Certos autores avaliaram as alterações nas magnitudes de tensão, perdas técnicas, demanda de pico, e/ou na reversão do fluxo de potência (AZIZ; KETJOY, 2017; AZZOPARDI; GABRIEL-BUENAVENTURA, 2014; BHAGAVATHY et al., 2017; BRO-LIN; ROLIM; TRINDADE, 2019; CAMARGOS; SHAYANI; OLIVEIRA, 2019; CHENG et al., 2016; COHEN; CALLAWAY, 2016; EBAD; GRADY, 2016; GOOP; ODENBERGER; JOHNSON, 2016; HAGHDADI et al., 2017; HUNG; MITHULANANTHAN; LEE, 2014; MAYA; JASMIN, 2017; NGUYEN et al., 2016; PAATERO; LUND, 2007; QUEZADA; ABBAD; ROMAN, 2006; TORQUATO et al., 2018; VERDELHO et al., 2017; WANG et al., 2019; WESTACOTT; CANDELISE, 2016).

Existem outros trabalhos que examinaram o impacto no número de operações dos tapes do transformador, distorções harmônicas, desequilíbrios e flutuações de tensão (COHEN; CALLAWAY, 2016; EBAD; GRADY, 2016; KITWORAWUT; AZUATALAM; COLLIN, 2016; MOHAMMADI; MEHRAEEN, 2016; TORQUATO et al., 2018).

Goop, Odenberger e Johnsson (2016) investigaram os impactos e os potenciais benefícios da inserção de GD solar e eólica. São exemplos desses impactos, a redução das perdas e a alteração no fluxo de potência entre os diferentes níveis de tensão. Os resultados do estudo apontam que as perdas dependem de como a carga é distribuída entre os níveis de tensão. Para até 50% de penetração eólica e solar, as perdas podem ser potencialmente reduzidas no sistema de distribuição. Entretanto, para níveis de penetração maiores, a exportação da produção excedente ocasiona um aumento das perdas. Os autores ressaltam que a inserção de GDFV em baixa tensão (BT) não melhora significativamente a redução dos picos de demanda. Com o aumento da penetração, surgem algumas situações com fluxo de potência reverso.

Como conclusões, Goop, Odenberger e Johnsson (2016) mencionaram que: i) os benefícios das RES estão relacionados principalmente à quantidade de eletricidade que pode ser localmente utilizada onde a energia é gerada, e; ii) as políticas de incentivo devem encorajar a expansão da GDFV utilizadas localmente, pois, de outra maneira, a GDFV pode aumentar os custos do sistema ao invés de diminuí-los.

Cheng et al. (2016) investigaram, em dois alimentadores da Califórnia, quais as maiores limitações que a integração da geração FV pode ter em cenários futuros de alta penetração. Visando

avaliar os maiores impactos no alimentador, foram determinados dias críticos para condições específicas de carregamento e geração FV. A geração FV máxima durante o dia e a demanda máxima e mínima do alimentador são considerados como pontos críticos nas séries temporais. De acordo com os autores, isso culmina em uma metodologia que permite alcançar o equilíbrio entre a precisão dos resultados dos cálculos dos impactos dos sistemas FV e os volumes de dados e os esforços computacionais demandados.

Os principais resultados obtidos das simulações foram em relação às mudanças observadas nos valores de tensão disponibilizados aos consumidores e à reversão do fluxo de potência, podendo impactar nos reguladores de tensão e nos dispositivos do sistema de proteção. Para mitigar o desvio nos valores da tensão, foi proposta a alteração do fator de potência dos inversores. Já para o problema da inversão do fluxo de potência, foi sugerida a consideração do fluxo de potência bidirecional no projeto dos reguladores de tensão e dos dispositivos de proteção.

Diversos trabalhos apresentados até aqui, que examinaram os efeitos da integração de GDFV na rede, investigaram apenas um ou dois alimentadores (AZIZ; KETJOY, 2017; BHAGAVATHY et al., 2017; BROLIN; ROLIM; TRINDADE, 2019; CHENG et al., 2016; EBAD; GRADY, 2016; GOOP; ODENBERGER; JOHNSON, 2016; MOHAMMADI; MEHRAEEN, 2016), embora uma distribuidora possa ter dezenas deles com diferentes topologias. Segundo Urbanetz, Braun e Ruther (2012), os alimentadores possuem diferentes tipos de carga (residencial, comercial, industrial ou uma combinação delas), densidades de carga (urbana ou rural), tipos de construção, níveis de tensão, entre outros aspectos.

Sabendo que os sistemas de distribuição são altamente heterogêneos em termos de topologia e tipos de unidades consumidoras, Cohen e Callaway (2016) apresentaram os resultados de simulações (utilizando o *software* GridLAB-DTM) de 8 alimentadores representativos do sistema de distribuição da Califórnia. Foram considerados 3 diferentes climas, com níveis de penetração de até 100%. Os impactos na tensão dos alimentadores e nos equipamentos de regulação de tensão, devido à integração de GDFV, foram avaliados utilizando-se uma única base de dados.

Como resultado de seus estudos, Cohen e Callaway (2016) descobriram que a localização dos alimentadores, isto é, o clima, tem um efeito mais acentuado na reversão do fluxo de potência, na redução dos picos de carga, e na presença de flutuações de tensão do que o tipo de alimentador. Por outro lado, as características do alimentador influenciam mais na redução das perdas e nas mudanças de operação dos reguladores de tensão do que a localização. Vale ressaltar que, Cohen e Callaway (2016) não consideraram em suas simulações variados posicionamentos da GDFV. Smith, Dugan e Sunderman (2011) afirmam que é importante considerar as incertezas relacionadas às posições da GD, pois sua localização pode ter diferentes impactos no sistema de distribuição.

Cohen e Callaway (2016) enfatizaram que, embora seu estudo tenha sido amplo em termos de combinações de escopos geográficos e tipos de alimentadores, a real diversidade da infraestrutura do sistema elétrico é tão grande que existem alimentadores que sofreriam impactos mais severos da GDFV do que os abordados. Ebad e Grady (2016) também recomendam estimar o comportamento dinâmico de uma ampla faixa de alimentadores, considerando cenários de alta implantação fotovoltaica. Isso poderia ajudar os projetistas do sistema a acomodar melhor a crescente quantidade

de RES. Portanto, Cohen e Callaway (2016) sugerem que estudos futuros desenvolvam um método para identificar de antemão os tipos de alimentadores que encontrariam dificuldades técnicas quando maiores níveis de penetração de GDFV forem integrados.

Westacott e Candelise (2016) avaliaram os impactos da penetração fotovoltaica sobre o fluxo de energia em uma rede de distribuição de BT contendo 1,5 milhões de consumidores no Reino Unido. Segundo os autores, uma avaliação comparativa entre a geração FV e a demanda das unidades consumidoras se faz necessária para: determinar a quantidade de geração FV que pode ser integrada na rede sem incorrer na reversão do fluxo de potência; identificar áreas que podem atingir os limites de hospedagem ¹, e; levantar o potencial de aplicação de estratégias de mitigação como o armazenamento de energia e a resposta da demanda.

Para avaliar o impacto da integração de GDFV no fluxo de energia, Westacott e Candelise (2016) efetuaram uma análise para o pior cenário, isto é, para a época do ano em que a geração FV é tomada como máxima em relação à demanda. Assim, as diferenças entre a geração FV e a demanda foram identificadas considerando apenas o mês de julho. Análises de séries temporais não foram abordadas neste estudo. Cabe ressaltar que o uso de análises feitas sequencialmente ao longo do tempo pode ser considerado uma ferramenta prática para indicar a frequência com que os piores cenários ocorrem e para identificar os benefícios de diferentes estratégias de integração. Além disso, o trabalho não apresenta resultados para diversos níveis de penetração.

Em geral, os trabalhos que se dedicaram a analisar os impactos técnicos na rede de distribuição à medida que o nível de penetração fotovoltaica cresce, não os relacionaram com as políticas de incentivo vigentes. A IEA (2019b) reforça que é importante avaliar e ajustar as atuais regulamentações para evitar os desafios da integração da GDFV.

Segundo Machado, Borba e Maciel (2016) as condições econômicas locais e o efeito das políticas de incentivo à GD sobre os consumidores são questões frequentemente desconsideradas nas análises de impacto técnico. Essa não consideração contribui para a obtenção de cenários impróprios à conexão de unidades geradoras. Tendo como base a análise de viabilidade econômica individual das unidades consumidoras (UC), os autores desenvolveram uma metodologia para analisar o impacto da GD na rede de distribuição. O trabalho apresentou um estudo de caso de um sistema real da rede de distribuição do município de Armação dos Búzios (Rio de Janeiro, Brasil). Da análise dos resultados concluiu-se que os incentivos são essenciais para a expansão da GDFV no Brasil. Os resultados mais expressivos foram obtidos com os mecanismos de *feed-in tariff* e incentivo direto. O sistema de compensação *net metering* proposto na REN nº 482/2012 também contribui de maneira positiva. Contudo, a isenção de tributo definida no Convênio ICMS 6 é o esquema de incentivo que menos promove a conexão de GDFV. Com relação aos impactos técnicos, não houve prejuízo nos índices analisados mesmo nos casos de maior penetração. Em virtude do atendimento local da demanda, observou-se que em todos os cenários houve redução de perdas técnicas. Nesse trabalho, apenas recebem GDFV unidades consumidoras residenciais e aquelas selecionadas de acordo com a análise de viabilidade econômica. A rede secundária não foi modelada. Trata-se de um trabalho relevante, dado que a metodologia pode culminar na identificação dos consumidores que

¹Máxima quantidade de GDFV que pode ser inserida na rede sem que ocorram mudanças no sistema de distribuição elétrico.

provavelmente instalarão sistemas FV. Entretanto, não são executadas análises para vários níveis de penetração. Em estudos de impactos é importante avaliar os efeitos relacionados às inúmeras combinações de inserções de sistemas FV (diferentes potências e locais) de forma independente da viabilidade econômica. Com essas considerações, a análise do efeito técnico pode sinalizar a necessidade de alteração nas políticas de incentivo que viabilizarão a ocorrência dos cenários mais promissores do ponto de vista técnico.

Os impactos técnicos da GDFV nos sistemas de distribuição, como os níveis de tensão, perdas técnicas e demanda de pico, por exemplo, são grandezas físicas expressas em unidades diferentes. Isso inviabiliza uma comparação entre as diferentes políticas de incentivo considerando simultaneamente os efeitos técnicos. Uma solução prática para esse obstáculo é a conversão dessas grandezas em quantias monetárias.

Cohen, Kauzmann e Callaway (2016), Hadj-said et al. (2015) e Vieira (2016) converteram todo um conjunto de impactos técnicos em valores econômicos empregando métodos determinísticos.

Hadj-said et al. (2015) contabilizaram somente as alterações nas perdas técnicas para valorar os impactos. Todavia, é possível encontrar na literatura trabalhos que contemplam os efeitos nos níveis de tensão e na demanda de pico (AZIZ; KETJOY, 2017; AZZOPARDI; GABRIEL-BUENAVENTURA, 2014; EBAD; GRADY, 2016; WESTACOTT; CANDELISE, 2016).

Segundo Cohen, Kauzmann e Callaway (2016), o valor pago pela eletricidade provinda da GDFV é afetado tanto pelos preços da energia elétrica em nível de transmissão, quanto pelos efeitos que a inserção dos sistemas FV podem acarretar às redes de distribuição. Nesse estudo, com a finalidade de estimarem o valor da energia fotovoltaica, os resultados das simulações do fluxo de potência foram combinados com as informações orçamentárias cedidas pela Pacific Gas & Electric (PG&E). Nos cálculos efetuados são consideradas as despesas evitadas de energia no atacado, as despesas de energia evitadas devido à GDFV, e os aumentos dos gastos para controlar as magnitudes das tensões. Os autores utilizaram o Custo Evitado Nivelado da Energia (LACE, do inglês) como indicador financeiro e consideraram a energia produzida pela GDFV. Porém, o valor da energia fotovoltaica encontrado é um benefício para o prosumidor, dado que a distribuidora não é beneficiada diretamente. Ainda de acordo com Cohen, Kauzmann e Callaway (2016), os resultados dos estudos apontam para a necessidade das concessionárias aplicarem tarifas que reconheçam a heterogeneidade dos impactos da GDFV no sistema de distribuição em diferentes localizações.

Vieira (2016) propôs um método que permite determinar, para diferentes tipos de incentivo regulatório, quais são os impactos que a GDFV conectada a uma rede de distribuição provoca nas perdas técnicas, potência de pico e níveis de tensão. Seu objetivo foi elaborar uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) que possibilita identificar quais as melhores políticas de suporte à GDFV do ponto de vista de seus impactos técnicos na rede. No método proposto, Vieira (2016) considerou as incertezas relativas à localização e ao tamanho dos sistemas FV inseridos, assim como o caráter probabilístico da irradiância solar, das curvas de carga e do consumo das UCs conectadas à rede. A curva de carga da UC variou conforme a sua probabilidade, definida por: representatividade no mercado da distribuidora e dia da semana. O patamar de consumo de cada UC foi definido de acordo com a probabilidade de um consumidor pertencer a uma determinada faixa de consumo. A

irradiância solar assumiu qualquer valor dentro de uma curva normal com média e desvio padrão pré-estabelecidos. De forma a empregar o efeito da GDFV sob essas considerações, foi adotado o método de Monte Carlo, que consiste em aplicar inúmeras simulações para representar múltiplas configurações possíveis de ocorrer. Segundo o autor, se os dados reais do consumo de cada carga fossem disponibilizados para estudos, não seria necessário simulações estatísticas para essa grandeza.

Dispondo de um alimentador com 2.152 unidades consumidoras residenciais e 680 comerciais, Vieira (2016) estabeleceu cenários que contemplaram a inserção de sistemas FV para diferentes níveis de penetração. Em cada cenário, a potência instalada dos sistemas FV variou conforme as políticas de incentivo: *net metering*, *net metering* virtual, *feed-in* potência baixa (5 kW), *feed-in* potência média (10 kW) e quotas. Os dados reais do sistema de distribuição limitaram-se à rede de média tensão (MT) e aos transformadores. Com as simulações, os impactos técnicos foram quantificados. Ao final, eles foram transformados em valores monetários utilizando valores fixos, tanto para os dados técnicos quanto para as tarifas de energia utilizadas. De forma a garantir a robustez do método, foi feita uma análise de sensibilidade dos resultados monetizados. Como resultado, o autor indicou que a política de *net metering* é a que implica em maiores benefícios técnicos para a rede em todos os níveis de penetração de GDFV, seguida das políticas de *feed-in* de 5, 10 kW, quotas e *net metering* virtual, respectivamente.

De acordo com Vieira (2016), a aplicação do método proposto para uma quantidade maior de alimentadores e diferentes distribuidoras, permitiria obter resultados que poderiam ser generalizados. O autor sugere para trabalhos futuros: utilizar dados reais de topologia dos alimentadores, irradiação solar, patamares de consumo e curvas de carga; obtenção de valores mais precisos para monetizar os impactos técnicos, e; migrar a modelagem do sistema de distribuição para o *Open Distribution System SimulatorTM* (OpenDSS) da EPRI. Isso permitiria a adoção de modelos de representação das cargas diferentes do adotado no trabalho (potência constante).

Da investigação efetuada na literatura, constata-se a ausência de estudos que relacionam as diferentes políticas de suporte à GDFV com os seus impactos técnicos nos sistemas de distribuição, empregando conjuntamente: dados reais da geração FV (irradiância solar e temperatura para cada dia do ano); dados reais do consumo das UCs; método com abordagem estocástica para monetização dos impactos técnicos, e; uma quantidade expressiva de alimentadores de uma distribuidora para que se possam extrair generalizações.

1.3 Objetivos

Em função das lacunas observadas com o levantamento do Estado da Arte, este trabalho propõe uma metodologia alternativa para identificar os impactos que a GDFV instalada sob os tipos de políticas de incentivo regulatório *net metering* e *feed-in* provoca em uma rede de distribuição.

Objetivos específicos:

- Adaptar a metodologia técnica proposta por Vieira (2016) e aplicar técnicas de Monte Carlo

para se contemplar as incertezas relativas à localização dos sistemas fotovoltaicos, à irradiação solar e à temperatura ambiente na região (dados reais para cada dia do ano);

- Determinar os impactos que o crescimento da integração de GDFV pode provocar nos níveis de tensão, perdas técnicas e demanda de pico de dezenas de alimentadores reais de uma distribuidora, considerando os dados reais da rede elétrica (MT e BT), do consumo e das curvas de carga das unidades consumidoras;
- Identificar os tipos de alimentadores que teriam dificuldades técnicas para implementar GDFV à rede;
- Propor uma metodologia com abordagem estocástica que permite a monetização dos impactos técnicos decorrentes da integração de GDFV nos níveis de tensão, nas perdas técnicas e na demanda de pico de cada política analisada;
- Determinar a política de incentivo à GDFV mais adequada do ponto de vista de seus impactos técnicos na rede.

1.4 Contribuições desta tese

As principais contribuições são:

- Avaliação dos impactos técnicos de dezenas de alimentadores de uma distribuidora, o que permite obter resultados que podem ser generalizados;
- Elaboração de um método estocástico para a determinação e monetização dos impactos técnicos. Isso garante uma maior precisão nos resultados;
- Os resultados alcançados para diversos níveis de penetração permitem aos formuladores de políticas públicas estabelecerem incentivos favoráveis à integração de GDFV na rede em qualquer fase de implementação.

1.5 Estrutura da tese

Com o propósito de alcançar os objetivos estabelecidos, este trabalho foi organizado da seguinte maneira:

- O Capítulo 2 descreve os principais impactos que a instalação de GDFV pode provocar na rede elétrica;
- No Capítulo 3 são descritas as principais formas de incentivos regulatórios à geração distribuída;
- O Capítulo 4 expõe a metodologia utilizada para relacionar as diferentes políticas de suporte à GDFV aos seus impactos técnicos nos sistemas de distribuição;

- No Capítulo 5 são discutidos os resultados da aplicação do método em dois estudos de casos. No primeiro, o método é empregado a um alimentador com perfil predominantemente residencial. No segundo, emprega-se a metodologia a vários alimentadores reais de uma concessionária brasileira. São avaliados cenários em que a potência dos sistemas FV foram dimensionadas de acordo com as políticas de incentivo regulatório *net metering* e *feed-in*. Ao final, é determinada a política de incentivo à GDFV mais adequada do ponto de vista de seus impactos técnicos na rede;
- Por fim, o Capítulo 6 apresenta as conclusões e as sugestões de trabalhos futuros.

Capítulo 2

Impactos Técnicos da Geração Distribuída Fotovoltaica nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

2.1 Considerações iniciais

Os sistemas elétricos foram projetados para prover eletricidade por meio da geração centralizada, utilizando grandes usinas para produzir a energia e enviando aos consumidores finais através de linhas de transmissão e distribuição. Já a geração distribuída é caracterizada pela inserção de pequenas fontes produtoras de energia elétrica próximas às unidades consumidoras (ANEEL, 2016a). Como resultado, a implementação da GD pode proporcionar benefícios ou prejuízos para as redes de distribuição.

Entre as vantagens da GD, destacam-se o adiamento de investimentos na expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a melhoria dos níveis de tensão da rede, além da variação da matriz energética (ANEEL, 2016a; COHEN; CALLAWAY, 2016). As desvantagens estão relacionadas à complexidade na operação da rede e estabelecimento de tarifas pelo uso do sistema elétrico, e exigência para modificar a forma de operar, controlar e proteger os sistemas de distribuição (ANEEL, 2016a; KARIMI et al., 2016). A presença da GD pode acarretar sobrecarga em linhas e transformadores e, conseqüentemente, aumentar as perdas, gerar demanda de investimentos antes desnecessários, e elevar as tensões de maneira inadequada.

A identificação dos impactos técnicos da integração da GDFV pode ser feita por meio da análise do fluxo de potência da rede, que consiste em resolver o circuito elétrico da rede, formado por transformadores, reguladores, redes de alta e média tensão, ramais de ligação, sistemas de BT e medidores de energia das unidades consumidoras (ANEEL, 2018a; KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). Mediante a simulação do fluxo de potência, pode-se: calcular as perdas, em termos de potência e energia, permitindo a comparação com a demanda e energia das cargas; calcular as tensões nos barramentos; verificar o atendimento aos níveis de tensão tecnicamente corretos; calcular a corrente e a potência que fluem pelos trechos da rede; determinar os desequilíbrios de

corrente e tensão; identificar a distorção harmônica originada da injeção de correntes em barras específicas (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

Visando alcançar os objetivos desta tese, o presente capítulo descreve os principais impactos da GDFV na rede de distribuição. Em geral, são abordados os que podem ser estudados por meio da simulação do fluxo de potência da rede.

2.2 Perdas no sistema elétrico

Em um sistema elétrico ideal, toda a energia elétrica gerada deveria ser fornecida aos consumidores finais. Porém, parte dela se perde ao longo das linhas de transmissão e redes de distribuição e não chega a ser comercializada (ANEEL, 2019a). A diferença entre a energia que sai da geração e a que chega às unidades consumidoras é denominada perda de energia (ANEEL, 2020b).

As perdas podem acontecer nas linhas de transmissão (ou rede básica) e são calculadas pela diferença da energia entregue pela geração e a que chega nos sistemas de distribuição. Elas são apuradas mensalmente e o seu custo é dividido em metade para geração e metade para o consumo. As perdas, também ocorrem dentro do sistema de distribuição e, nesse caso, são classificadas em perdas técnicas e não técnicas (ANEEL, 2020b).

As perdas técnicas são decorrentes da transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores, das perdas nos núcleos dos transformadores, das perdas dielétricas, dentre outras pertinentes ao transporte da energia elétrica. As perdas não técnicas sucedem principalmente de ligações ilícitas, adulterações no medidor, erros de medição e faturamento ou consumidores sem equipamento de medição. Elas são medidas pela diferença entre as perdas totais declaradas pela distribuidora e as perdas técnicas regulatórias (ANEEL, 2019a, 2020b).

O cálculo das perdas técnicas é feito de acordo com as regras estabelecidas no Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Resumidamente, o método de cálculo consiste na aplicação de dois procedimentos distintos: um para o Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT) e outro para os Sistemas de Distribuição de Média Tensão (SDMT) e Baixa tensão (SDBT) (ANEEL, 2018a).

No SDAT, as perdas de energia são calculadas pela subtração da energia injetada medida na fronteira do SDAT com o SDMT e da energia medida nas subestações de distribuição. Para o cálculo das perdas no SDMT e no SDBT é utilizado o método de fluxo de potência. Neste caso, as perdas são calculadas a partir da soma da energia medida nos pontos de consumo e das perdas nos medidores (ANEEL, 2018a).

A Figura 2.1 expõe um exemplo do cálculo das perdas no setor elétrico, desde a geração até a entrega da energia aos consumidores finais.

Da Figura 2.1 é possível verificar que a maior parte das perdas está vinculada ao sistema de distribuição. A cada 4 ou 5 anos, a ANEEL define os percentuais regulatórios das perdas técnicas e não técnicas das distribuidoras de energia elétrica do Brasil. Entre os anos de 2008 e 2018, o valor médio das perdas técnicas considerando todas as distribuidoras foi de, aproximadamente, 7,27%

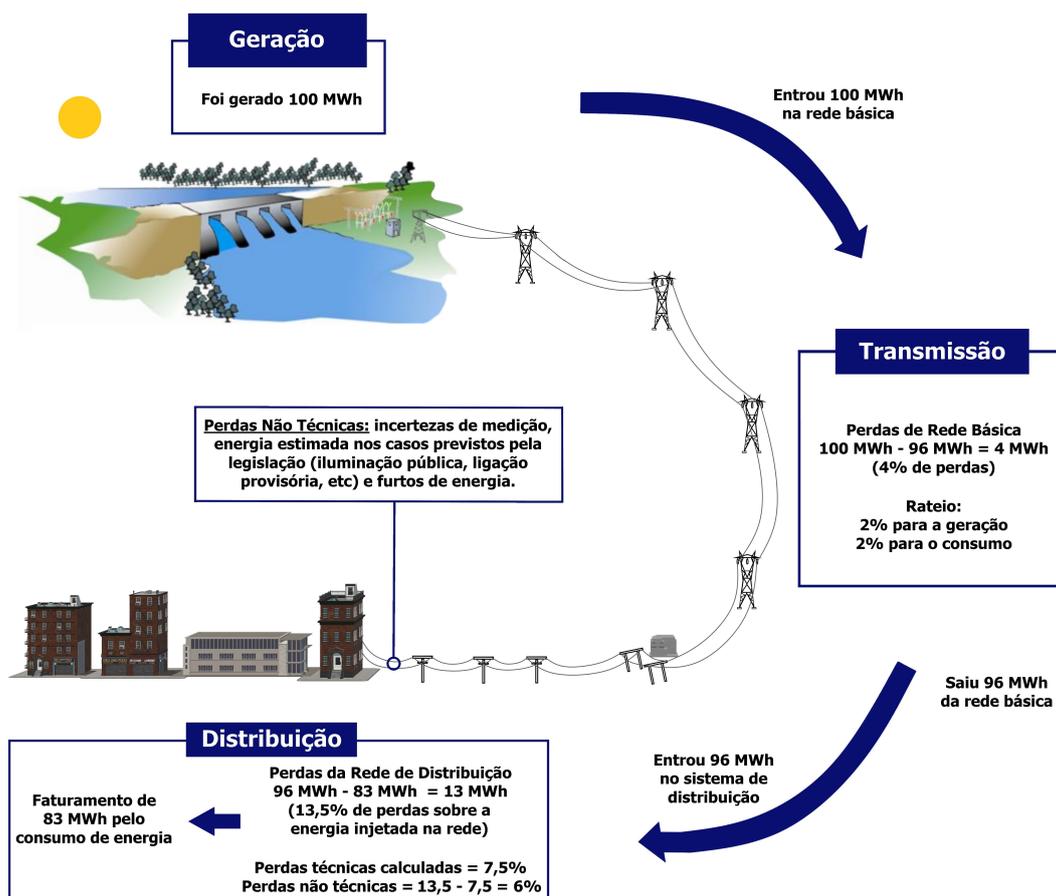


Figura 2.1: Perdas no setor elétrico brasileiro. Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2020b).

do total da energia injetada. As perdas não técnicas encontraram-se em torno de 6,45%. Com isso, o valor médio das perdas no sistema elétrico brasileiro é igual a 13,72% (ANEEL, 2019a).

A Figura 2.2 apresenta o valor das perdas técnicas regulatórias em 2018 de todos os estados brasileiros. A média é de 7,5%, totalizando um custo da ordem de R\$ 7,1 bilhões, sem considerar os tributos. Ressalta-se que esses gastos são repassados aos consumidores (ANEEL, 2019a).

Segundo Adefarati e Bansal (2016) e Chiradeja e Ramakumar (2004), uma das principais vantagens de se integrar GD na rede de distribuição é reduzir a quantidade de perdas de energia elétrica e, conseqüentemente, o custo que é cobrado dos usuários. Assim, os estudos vinculados a esse tema caracterizam-se como bastante relevantes.

A perda de energia ocorre quando a corrente flui no sistema de distribuição. Portanto, ela depende do comprimento da rede. Se a linha de distribuição for reduzida, a quantidade de corrente que percorre nos alimentadores será reduzida a uma determinada porcentagem. Isso contribui para a redução das perdas e para o adiamento da expansão da rede (HUNG; MITHULANANTHAN; BANSAL, 2014). Adefarati e Bansal (2016) afirmaram que a instalação de GDFV próxima aos consumidores reduz as perdas de energia. Contudo, esta redução está sujeita à localização, configuração da rede, operação e características das cargas. Se o tamanho e o posicionamento da GD forem inadequados, podem ocorrer perdas excessivas de energia e sobrecarga nos alimentadores.

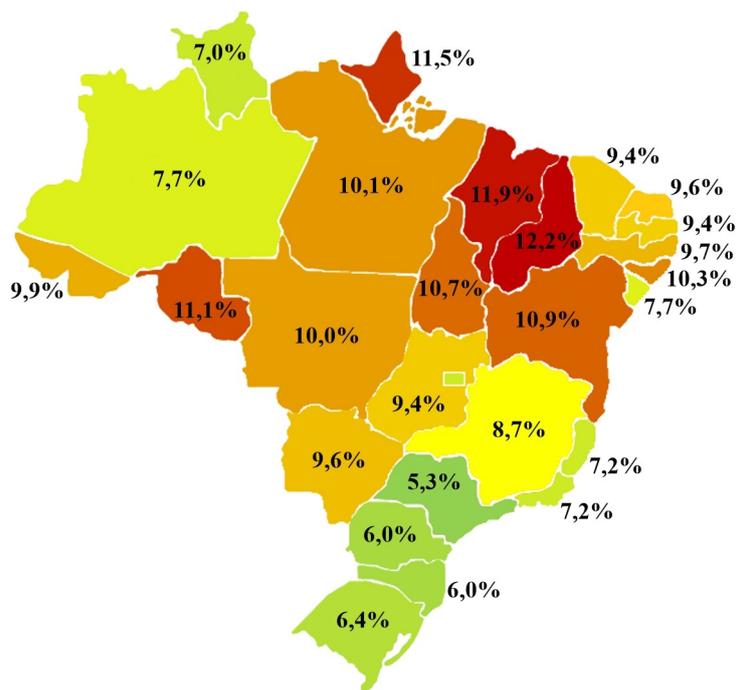


Figura 2.2: Perdas técnicas regulatórias sobre a energia injetada – Dados Brasil, 2018. Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2019a).

Goop, Odenberger e Johnsson (2016) confirmaram em seu estudo que níveis de penetração de até 50% de GDFV podem levar à redução de perdas na distribuição. No entanto, para níveis de penetração maiores, a exportação da produção excedente ocasiona um aumento das perdas.

Verdelho et al. (2017) destacaram que a integração de sistemas FV aumenta as perdas relativas à energia injetada na rede pela subestação. Entretanto, as perdas técnicas são menores quando referenciadas à energia injetada pelos módulos FV. Em resumo, os autores concluíram que a GD diminui os valores absolutos de perdas no sistema de distribuição.

A integração de GD na rede de distribuição gera muitos desafios técnicos que ainda não foram totalmente resolvidos (ADEFARATI; BANSAL, 2016). Assim, dada a relevância do efeito da GDFV nas perdas técnicas da rede de distribuição, o método proposto neste trabalho contempla esta grandeza.

2.3 Demanda

As normas técnicas definem a demanda de uma instalação ou sistema como “a carga nos terminais receptores tomada em valor médio num determinado intervalo de tempo” (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). Entende-se por “carga”, a variável medida em termos de potência (ativa, reativa ou aparente) ou valor eficaz da intensidade da corrente.

A demanda máxima também é definida por norma, e representa a maior de todas as demandas que ocorreram num determinado período (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

Um dos principais desafios das redes de distribuição é a expansão da capacidade de atendimento. Os sistemas geralmente são projetados para atender aos picos de carga, mas para uma pequena porcentagem de tempo. Expandir a rede para atender à demanda de pico requer altos investimentos e reduz os fatores de utilização (HAGHDADI et al., 2017).

A instalação de GDFV na rede permite que a energia gerada seja consumida pelas UCs próximas às cargas, o que reduz a capacidade máxima necessária para atendimento à demanda (ou potência) de pico (VIEIRA, 2016). Segundo Westacott e Candelise (2016), tal redução depende da quantidade de GDFV instalada, do número e tipo de consumidores (residencial, comercial, industrial etc.), dos seus perfis de demanda, do horário do dia e do período do ano. Assim, a geração solar tem a possibilidade de postergar ou antecipar a necessidade de investimentos na rede.

Quando são instalados sistemas FV em alimentadores com predominância de UCs não domésticas, como comércios e indústrias, muito provavelmente a geração solar acontecerá concomitantemente ao pico de carga. Como consequência, a rede é aliviada e adia a necessidade de investimentos (VIEIRA, 2016). A Figura 2.3 apresenta uma curva de carga típica de comércios do centro-oeste brasileiro e a irradiação solar média ao longo do dia.

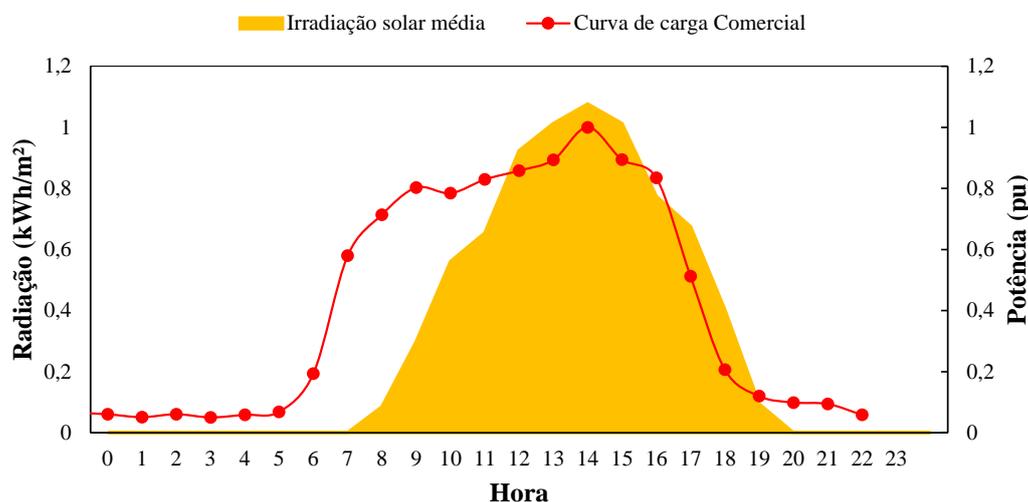


Figura 2.3: Curva de carga comercial típica e irradiação solar média do estado de Goiás. Fonte: (ANEEL, 2016b; INMET, 2017).

Se as UCs conectadas ao alimentador forem em maior parte residenciais, com hábitos de consumo de energia elétrica no período noturno, a geração solar não coincidirá com o pico de carga. Nesse caso, a GDFV não adia os investimentos relativos à demanda da rede. A Figura 2.4 apresenta uma curva de carga típica de residências do Estado de Goiás e a irradiação solar média ao longo do dia.

Azzopardi e Gabriel-Buenaventura (2014) desenvolveram uma metodologia para analisar a viabilidade técnica da integração de elevados níveis de penetração da GDFV. Foi considerada a associação da demanda com a geração. Trezentos e noventa e três unidades consumidoras (entre residências e comércios) foram investigadas. Os resultados mostraram que iniciativas técnicas como o deslocamento de carga e o armazenamento de energia podem auxiliar para o aumento da penetração de GDFV nos sistemas elétricos.

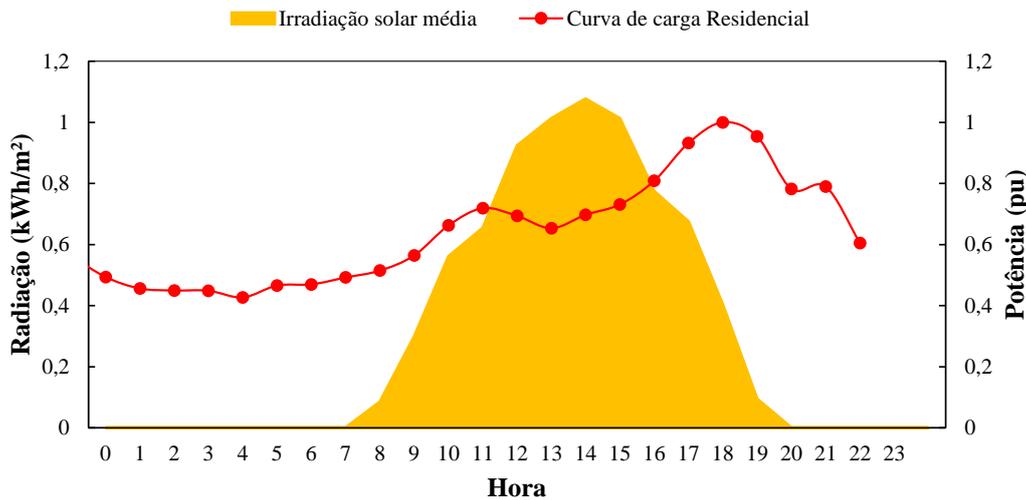


Figura 2.4: Curva de carga residencial típica e irradiância solar média do estado de Goiás. Fonte: (ANEEL, 2016b; INMET, 2017).

Com base na disponibilidade de geração FV durante os períodos de pico de demanda, Haghdadadi et al. (2017) fizeram uma avaliação probabilística do impacto da GD no pico de carga de 138 subestações de uma região de Sydney (local com alta penetração de GDFV na rede de distribuição de BT). Simulações computacionais de fluxo de potência foram executadas a cada 15 minutos. Níveis de penetração FV de 10 a 100% foram simulados. Os módulos FV foram modelados com base em um banco de dados que monitora cerca de 5000 sistemas fotovoltaicos residenciais na Austrália. Os autores mostraram que, quando a porcentagem de GDFV aumenta além de 20%, o pico de carga começa a diminuir. Isto acontece porque quando a geração FV reduz os picos diurnos, os demais picos tendem a ocorrer mais tarde.

Em função dos impactos que a demanda de pico pode experimentar quando da integração de GDFV na rede de distribuição, esta grandeza foi selecionada para investigação neste trabalho.

2.4 Tensão

Os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores finais são regulados pela ANEEL (ANEEL, 2020c). Em vista disso, o abastecimento da energia elétrica às UCs deve ser padronizado conforme dois modos: a qualidade de serviço e a qualidade do produto.

A qualidade do serviço está relacionada à continuidade do fornecimento de eletricidade e é resultado de interrupções na rede (programadas ou não). A qualidade do produto, que é determinada pela forma de onda de tensão dos componentes de um sistema trifásico, abrange os seguintes fenômenos: variação de tensão de longa e curta duração, variação de frequência, distorção harmônica de tensão e corrente, desequilíbrios de tensão e corrente, e flutuações de tensão (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

Em virtude da variação contínua da carga do sistema elétrico, a tensão de longa duração em barras de UCs geralmente oscila no decorrer do dia. Certos equipamentos sofrem redução da

vida útil ou apresentam um menor rendimento quando operam com tensão inferior ou superior aos limites estabelecidos em norma (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). Assim, por meio do Módulo 8 do PRODIST, a ANEEL define três faixas de operação, sendo: níveis de tensão na faixa adequada, faixa precária e faixa crítica (ANEEL, 2020c). A Figura 2.5 mostra as faixas de tensão em relação à de referência (1 pu).

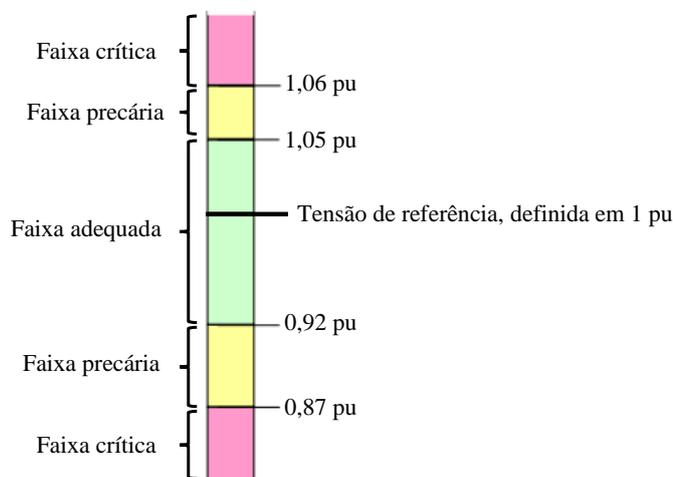


Figura 2.5: Faixas de tensão em relação à de referência. Fonte: (ANEEL, 2020c).

As distribuidoras são as responsáveis pelo acompanhamento da tensão em regime permanente de todo o sistema de distribuição e, caso necessário, elas devem intervir para que a tensão se mantenha dentro da faixa adequada (ANEEL, 2020c).

Em relação às faixas precária e crítica, a norma determina a porcentagem de tempo que os consumidores podem se encontrar nesses intervalos. Para isso, registradores são instalados na entrada das UCs. Eles fazem a leitura da tensão com intervalos de 10 minutos. Na sequência, são calculados o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e o índice para tensão crítica (DRC). O limite do indicador DRP é de 3%, e para o indicador DRC é de 0,5%. Na hipótese desses valores serem ultrapassados, a distribuidora deve compensar os consumidores que foram submetidos às tensões de atendimento com transgressão e os proprietários daquelas atendidas pelo mesmo ponto de conexão (ANEEL, 2020c).

As tensões nos pontos de conexão das redes de BT são classificadas de acordo com as faixas de variação da tensão de leitura. A Tabela 2.1 apresenta, em volts, as faixas de tensão de uma rede de 380/220V. Convertendo para a forma normalizada, a tensão de fornecimento às UCs é considerada adequada quando seu valor estiver entre 0,92 e 1,05 pu (ANEEL, 2020c).

De acordo com Adefarati e Bansal (2016) e Westacott e Candelise (2016), a integração de GDFV altera os níveis de tensão do sistema de distribuição.

Ebad e Grady (2016) desenvolveram um método de simulação para análise dos impactos da integração de GDFV na tensão. Tal método pode auxiliar projetistas de distribuição a entender os efeitos da integração de geração fotovoltaica na tensão, e a evitar decisões conservadoras relacionadas à quantidade de sistemas FV que pode ser instalada em um alimentador. As simulações foram

Tabela 2.1: Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220 V). Fonte: (ANEEL, 2020c).

Tensão de atendimento	Faixa de variação da tensão de leitura (TL) - (Volts)	
	380 V	220 V
Adequada	$(350 \leq TL \leq 399)$	$(202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(331 \leq TL < 350$ ou $399 < TL \leq 403)$	$(191 \leq TL < 202$ ou $231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 331$ ou $TL > 403)$	$(TL < 191$ ou $TL > 233)$

efetuadas em um alimentador de teste da EPRI, e todas as barras foram monitoradas. Assim, a influência da GDFV nos parâmetros de qualidade da tensão foi identificada, incluindo a reação dinâmica de dispositivos de controle de tensão. Os resultados da geração distribuída fotovoltaica mostraram que níveis de penetração de até 50% são toleráveis. Cabe destacar que as simulações executadas neste estudo foram realizadas considerando um único alimentador. Assim, os autores recomendaram a estimação do comportamento da tensão considerando uma grande quantidade de alimentadores de distribuição.

Adefarati e Bansal (2016) apresentaram uma revisão, com 142 trabalhos referenciados, dos benefícios técnicos, econômicos e ambientais da inserção de energias renováveis às redes de distribuição. O estudo explora aspectos técnicos como confiabilidade no fornecimento da energia, perfil de tensão e redução de perdas técnicas. Os autores concluem que as tecnologias de GDFV mudaram o funcionamento do sistema de distribuição e incentivaram a conexão de usinas menores próximas dos consumidores. Isso reduziu as perdas de potência, energia e emissões de carbono, além de aumentar a confiabilidade do sistema e o perfil de tensão. Porém, esses impactos estão sujeitos à localização, configuração da rede, operação e características das cargas.

2.5 Demais impactos

Conforme descrito na Seção 2.4, a qualidade do produto para o fornecimento de energia elétrica engloba outros fenômenos além da variação de tensão de longa duração.

Variações na frequência comumente são acarretadas por variações da carga do sistema. No Brasil, a rede elétrica deve operar em frequência de 60 Hz. Se esse valor sofrer alteração, o funcionamento de alguns equipamentos pode ser impactado, em específico na conexão da GD (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). A GD se desliga e para de injetar energia na rede.

Variações de tensão de curta duração (VTCDs) geralmente acontecem por faltas no sistema elétrico ou pela partida de grandes motores conectados ao sistema de distribuição. Elas são definidas como sendo alterações no valor de tensão eficaz: níveis inferiores a 0,9 pu (afundamento de tensão) ou acima de 1,1 pu (elevação de tensão), com duração menor que 1 minuto. O afundamento de tensão acarreta o mau funcionamento de equipamentos sensíveis, e a elevação de tensão pode danificá-los (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

Distorções harmônicas de tensão e corrente são alterações na forma de onda. Normalmente, são

provocadas por cargas não lineares presentes no sistema. Mesmo em sistemas elétricos lineares, há quedas de tensão nas frequências harmônicas, o que faz surgir adulterações na forma de onda da tensão e no ponto de injeção das correntes harmônicas. A circulação dessas correntes harmônicas nos sistemas de distribuição aumenta as perdas elétricas e limitam a capacidade de transporte de demanda. Distorções harmônicas ainda podem danificar componentes do sistema elétrico, sobreaquecer transformadores e motores, provocar falhas de operação e mau funcionamento de relés de proteção (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

Os desequilíbrios de tensão e corrente ocorrem nos sistemas trifásicos, e são em razão do modo de ligação de cargas e da assimetria existente nas redes elétricas. O desbalanceamento sucede principalmente do grande número de equipamentos monofásicos conectados à rede. Ele é definido pela relação entre as componentes de sequência negativa e positiva dos barramentos trifásicos. Desequilíbrio de tensão é um importante indicador de qualidade de energia, porque pode provocar diversos impactos sobre as cargas do sistema (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

As flutuações de tensão são oscilações provocadas por cargas variáveis conectadas na BT, na MT ou na alta tensão (AT). O principal efeito são cintilações em sistemas de iluminação (*flicker*), provocando sensações visuais desconfortáveis (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

Todos esses fenômenos anteriormente descritos podem ser alterados com a inserção de GDFV.

Nesse sentido, Bhagavathy et al. (2017) analisaram o comportamento de um alimentador da rede de distribuição do Reino Unido que receberam níveis de penetração FV de 0 a 100%. O objetivo do trabalho foi quantificar como a integração de GDFV afeta o desempenho da rede em termos do perfil de tensão, distorção harmônica, fluxo de potência na subestação e fator de potência na subestação. A pesquisa considerou a natureza desequilibrada das redes de distribuição e um modelo dinâmico do sistema FV, condições de carga e irradiação solar. Os autores concluíram que o fluxo reverso de potência foi o parâmetro mais afetado devido à integração FV, ocorrendo com 20% de penetração na rede (considerando o pior caso teórico). Caso seja considerado o pior caso provável, o fluxo reverso de potência só ocorre com 50% de penetração. O perfil de tensão só foi afetado com níveis de penetração próximos a 60%. A distorção harmônica total (THD) da tensão não foi alterada pela presença de vários sistemas fotovoltaicos monofásicos. Isso pode ter acontecido pelo fato de que os inversores individuais serem regulados para limitar a THD de tensão e corrente a <5%.

Mohammadi e Mehraeen (2016) avaliaram o impacto da integração FV na flutuação de tensão, no fluxo reverso de potência e no falso acionamento dos dispositivos de proteção. Uma rede de distribuição de baixa tensão de Nova Orleans foi modelada, e três cenários de sistemas FV foram considerados: i) distribuídos ao longo de todos os 228 nós da rede; ii) instalados apenas nos 56 nós de maior carga; e iii) instalados nos 172 nós com carga de até 200 kW. Objetivando obter as condições em que os relés de proteção são indevidamente acionados, simulações para diferentes estações do ano foram realizadas. Os resultados mostraram que os relés de proteção microprocessados foram acionados inadequadamente por causa da presença de geração FV no sistema. Segundo os autores, esses acionamentos desestabilizam a rede e, quando em larga escala, podem gerar um colapso de tensão. Os autores também concluíram que as flutuações de tensão e

o perfil de tensão são afetados pela integração FV.

Torquato et al. (2018) estudaram a capacidade da rede em suportar geração FV na rede elétrica no que diz respeito às sobretensões/subtensões, desequilíbrio de tensão e carga nos condutores e transformadores. Para tal, 50.000 sistemas reais de baixa tensão foram simulados empregando uma versão simplificada do método Monte Carlo. Cada cenário empregado foi elaborado considerando:

- Alocação aleatória do sistema FV;
- Irradiância solar no período entre 11:00 e 13:00;
- Cálculo de fluxo de potência com uma resolução de 15 minutos;
- Identificação das tensões nodais, correntes nos ramos e carregamento do transformador em cada fluxo de potência. Os resultados evidenciaram que a sobretensão é o maior limitante da integração FV na rede. No caso de sistemas trifásicos, o desequilíbrio de tensão também afeta a capacidade de hospedagem.

Apesar de relevantes, os impactos da GDFV apresentados nessa seção ainda não são suficientes para que se possa generalizar os efeitos da GDFV em sistemas elétricos de potência. Além disso, mesmo com o progresso no estabelecimento de valores limites para os problemas relacionados à qualidade do produto, até o momento não se têm normas que permitem a monetização dos impactos da GDFV nessa área (VIEIRA, 2016).

2.6 Considerações finais

O presente capítulo apresentou os principais impactos que a integração de GDFV provoca nas redes de distribuição, dando destaque aos que podem ser estudados por meio da simulação do fluxo de potência da rede e aos que podem ser monetizados. De forma a complementar a base da metodologia proposta neste trabalho, o capítulo 3 apresenta uma análise das principais políticas de incentivo à geração distribuída fotovoltaica adotadas mundialmente.

Capítulo 3

Incentivos Regulatórios à GDFV

3.1 Considerações iniciais

O setor de energia vem passando por rápidas mudanças que demandam o constante acompanhamento dos formuladores de políticas públicas (EPE, 2019). Por conta disso, as formas regulatórias de incentivo à geração de energia provenientes de RES estão sendo ajustadas em diversos países.

As políticas adotadas variam conforme a região e o país. Os mercados que possuem energia renovável mais consolidados estão tendo que lidar com a crescente integração de GD em seus sistemas elétricos que, originalmente, foram desenvolvidos para a geração de energia centralizada oriundas de fontes fósseis, nuclear e/ou hidrelétricas. Já os governos dos países em desenvolvimento estão planejando políticas que maximizam o potencial da mini ou microgeração distribuída com energia renovável (REN21, 2018).

Existem diferentes políticas de incentivos à GD com energias renováveis implementadas em todo o mundo. As mais importantes e conhecidas são: *feed-in tariff*, quota/certificados de energia renovável, *net metering* e licitações (JANNUZZI; MELO, 2013; VIEIRA, 2016; AQUILA et al., 2017). O mecanismo político mais aplicado é o *feed-in*. Até o final do ano de 2019, ele foi utilizado por 113 países (REN21, 2020). A Figura 3.1 mostra a evolução desses quatro mecanismos com os respectivos números de países que os empregaram em qualquer momento durante o ano de enfoque. É importante destacar que um mesmo país pode apresentar mais de uma forma de incentivo.

Segundo o IEA (2014 apud VIEIRA, 2016), as licitações e alguns tipos específicos de FiT auxiliam no desenvolvimento de geração solar concentrada, enquanto a *net metering*, *feed-in* e quota têm sido os mecanismos encarregados de implementar a GDFV.

Este trabalho se restringe a identificar os impactos da microgeração FV conectada à rede. Por isso, as formas regulatórias *feed-in tariff* e *net metering* são analisadas. Nas seções seguintes, as políticas de incentivo à GDFV analisadas neste estudo são detalhadas.

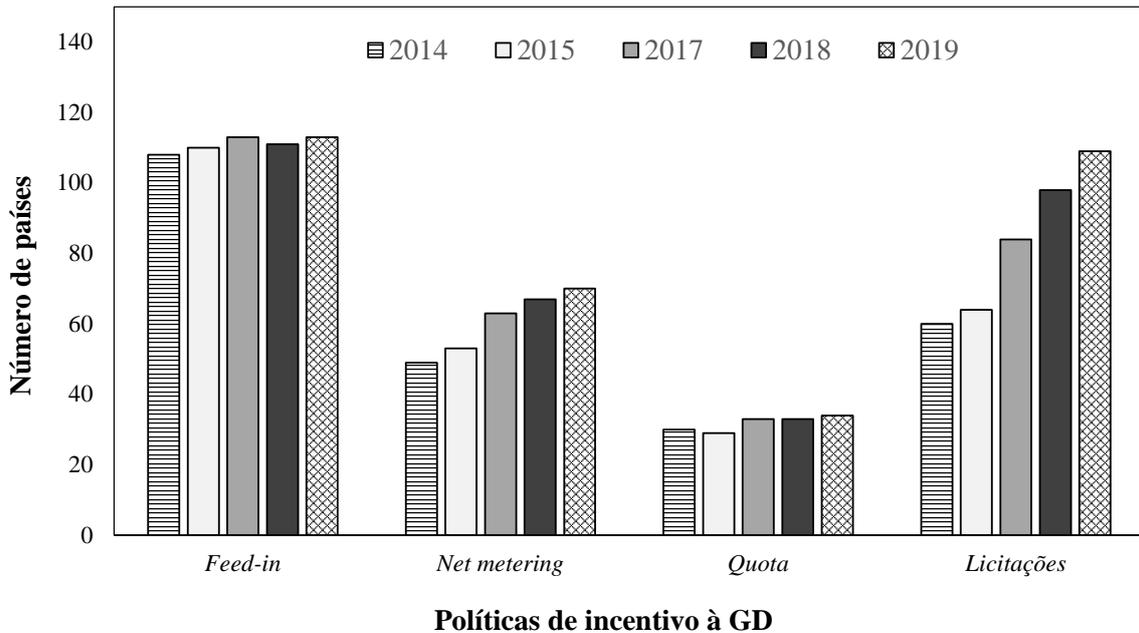


Figura 3.1: Evolução das principais políticas de incentivo à GD. Fonte: (REN21, 2015, 2016, 2018, 2019, 2020).

3.2 *Net metering*

Net metering é um tipo de política de incentivo à GD em que os consumidores que produzem e injetam energia na rede, geram créditos que são utilizados para compensar, total ou parcialmente, os custos oriundos do seu consumo de energia ativa (VIEIRA; SHAYANI; OLIVEIRA, 2016; CASTRO; DANTAS, 2018).

É possível encontrar uma variedade de políticas *net metering*. Segundo Vieira, Shayani e Oliveira (2016), elas podem ser classificadas em função da valoração da energia gerada e do local de instalação e utilização dos créditos. A Figura 3.2 exibe um fluxograma resumindo os diferentes modelos de *net metering*.

Em relação à valoração da energia gerada, os tipos de *net metering* podem ser subdivididos em:

- Pelo preço de varejo: a energia produzida tem o mesmo valor da energia consumida. Este é o modelo de *net metering* mais atrativo do ponto de vista do consumidor pois, quem instala GDFV não paga pelo transporte (transmissão e distribuição) e por impostos e taxas relativas aos consumidores finais (VIEIRA, 2016);
- Pelo preço de atacado: a energia gerada é estimada pelo custo de produção da energia elétrica e pelo transporte da energia e eventuais taxas embutidas nas tarifas finais (VIEIRA, 2016);
- Pelo custo da energia evitada: esse modelo é comumente chamado de *net billing*. Trata-se de um sistema de compensação de energia na qual as medições do excesso injetado na rede e consumo são separadas (WWF-BRASIL, 2015; WATTS et al., 2015). Assim, a energia

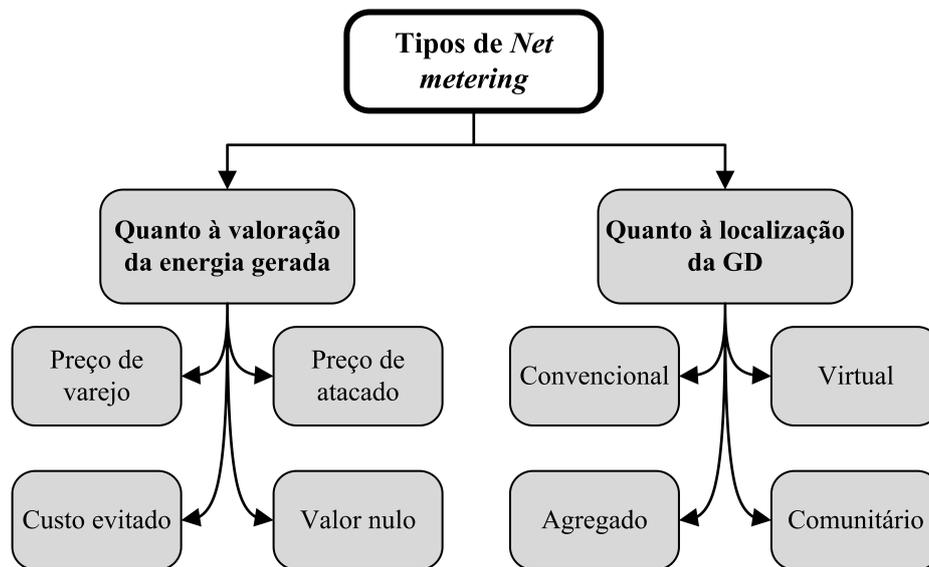


Figura 3.2: Tipos de tarifas *net metering*. Fonte: (VIEIRA; SHAYANI; OLIVEIRA, 2016).

gerada pela GDFV é valorada pelo custo da energia produzida somado às perdas evitadas no transporte (VIEIRA, 2016);

- Por um valor nulo: nesse caso, apenas a energia gerada no mesmo instante do consumo é utilizada para abatimento da sua fatura de energia elétrica. Qualquer energia injetada na rede elétrica é fornecida à distribuidora a custo zero (VIEIRA, 2016).

Quanto aos locais onde a GDFV será instalada, os tipos de *net metering* podem ser subdivididos em (VIEIRA, 2016):

- Convencional: os créditos da GD podem ser utilizados somente na UC que os gerou;
- Agregado: além do permitido no modelo convencional, os créditos da GD também podem ser utilizados por UCs localizadas no mesmo terreno ou vizinhos;
- Virtual: os créditos da GD podem ser utilizados por qualquer UC do mesmo proprietário;
- Comunitário: a GD pode ser instalada distante da UC e os créditos podem ser aplicados em qualquer UC.

A *net metering* virtual tem surgido como uma alternativa às instalações de GDFV nos telhados. A Grécia implementou esse modelo em 2017, permitindo que agricultores e certos órgãos públicos (como escolas, hospitais e governos locais) reivindicuem crédito pela eletricidade fornecida à rede por sistemas FV localizados longe do ponto de consumo (REN21, 2018).

Segundo Aquila et al. (2017), a *net metering* não é a estratégia mais adequada para liderar a promoção das tecnologias de energia renovável, mas é uma maneira interessante para motivar a produção em pequena escala. Isso porque essa política não proporciona uma inserção suficiente de energia renovável na rede elétrica para uma penetração significativa no mercado.

Castro e Dantas (2018) frisaram que no modelo de *net metering*, o custeio da rede de distribuição exige uma maior atenção em função da rede ser utilizada como uma "bateria virtual". Por consequência, as distribuidoras tendem a ter uma perda de mercado mais acentuada. A problemática advém do fato de que as UCs com GDFV continuam conectadas à rede de distribuição e a utilizam como um backup para o sistema distribuído. Os consumidores são abastecidos pela rede de distribuição na maior parte do dia, por não ter sincronização entre a geração do sistema FV e o consumo de energia. Assim, pode-se afirmar que as redes de distribuição permanecerão com valor sistêmico, principalmente em termos de garantia de confiabilidade de abastecimento.

A Tabela 3.1 apresenta os países que utilizam a política do tipo *net metering* para incentivar a geração por meio de fonte renováveis.

Tabela 3.1: Lista de países que adotam a *net metering*. Fonte: (REN21, 2020).

Países que adotaram algum modelo da política <i>net metering</i>			
Albânia	Dinamarca	Israel	República Dominicana
Arábia Saudita	Egito	Itália	Romênia
Argentina	Emirados Árabes Unidos	Jamaica	Santa Lúcia
Armênia	Eslovênia	Jordânia	São Vicente e Granadinas
Austrália	Espanha	Lesoto	Senegal
Áustria	Estado da Palestina	Letônia	Seychelles
Barbados	Estados Federados da Micronésia	Líbano	Síria
Barein	Estados Unidos	Lituânia	Sri Lanka
Bélgica	Filipinas	Malásia	Suriname
Bolívia	Gana	Malta	Tailândia
Brasil	Granada	México	Tanzânia
Cabo Verde	Grécia	Moldávia	Tunísia
Canadá	Guatemala	Marrocos	Turquia
Chile	Holanda	Nova Zelândia	Ucrânia
Chipre	Honduras	Panamá	Uruguai
Cingapura	Hungria	Paquistão	Vietnã
Coreia do Sul	Ilhas Maurício	Peru	
Costa Rica	Índia	Quênia	

No Brasil, a REN n.º 482/2012 (ANEEL, 2012) foi o primeiro ato regulatório a permitir o sistema de compensação de energia. Após 3 anos da primeira publicação, a norma foi revisada e algumas regras foram ajustadas e outras implementadas, permitindo novos modelos de negócio para a GD. Assim, a REN n.º 687/2015 (ANEEL, 2015) passou a vigorar com as seguintes determinações:

- A energia ativa injetada por uma unidade consumidora com microgeração (potência instalada ≤ 75 kW) ou minigeração distribuída (75 kW < potência instalada ≤ 5 MW) é cedida gratuitamente à distribuidora local, e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa;
- Do consumidor do grupo B é cobrado no mínimo o valor referente ao custo de disponibilidade. Para o consumidor do grupo A, é cobrada a demanda contratada;
- Para o caso de UC com GD, exceto para os integrantes de empreendimento de múltiplas

unidades, o faturamento deve contemplar a energia consumida. Nesse caso, devem ser deduzidos a energia injetada e eventuais créditos de energia acumulados em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário;

- Para o caso de UC com GD integrantes de empreendimento de múltiplas unidades, o faturamento deve considerar a energia consumida, com a dedução do percentual da energia excedente e eventuais créditos de energia acumulados em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário;
- A validade dos créditos para compensação de energia é de 60 meses, que podem ser compensados conforme os locais onde a GDFV é instalada, a saber: na mesma UC onde foi gerada a energia injetada (*Net metering* Convencional); em empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (*Net metering* Agregado); com geração compartilhada (*Net metering* Comunitário) ou; autoconsumo remoto (*Net metering* Virtual).

A GDFV no Brasil teve o maior crescimento durante 2019 em termos de capacidade adicional (1,4 GW), investimentos e empregos, impulsionado pela *net metering* e pelos preços crescentes de energia. O segmento foi liderado por sistemas residenciais, mas viu crescentes participações de sistemas comerciais e rurais (REN21, 2020).

O modelo de política adotado pelo Brasil tem sido criticado pela existência de subsídios cruzados e pelos incentivos à instalação de GDFV de maneira não otimizada (VIEIRA, 2016). Assim, têm sido avaliados e discutidos mecanismos de suporte que mudarão as regras atuais da REN nº 687/2015 (REN21, 2020).

3.3 *Feed-in tariff*

No modelo de política do tipo *feed-in tariff* são oferecidos preços garantidos pela injeção de energia elétrica na rede de distribuição, geralmente por meio de fontes renováveis (POULLIKKAS, 2013; WWF-BRASIL, 2015; VIEIRA, 2016). Nesse caso, é imposta às concessionárias a compra da produção de toda eletricidade gerada. De acordo com Aquila et al. (2017), a FiT apresenta uma maior eficiência na evolução da geração por RES, proporcionando apoio financeiro a longo prazo e reduzindo consideravelmente os riscos do investimento aos produtores de energia. A Tabela 3.2 mostra as características mais vantajosas que podem ser incorporadas em uma política FiT.

As tarifas *feed-in* são conhecidas mundialmente por seu sucesso na implantação de grandes quantidades de energia eólica, biomassa e solar (de forma distribuída e centralizada) principalmente na Alemanha, Dinamarca e Espanha. Devido a todas essas vantagens, a *feed-in tariff* tem sido utilizada por diversos países como mecanismo de implementação de políticas públicas do setor elétrico, principalmente em países em desenvolvimento (WWF-BRASIL, 2012; POULLIKKAS, 2013; AQUILA et al., 2017).

Com o objetivo de diversificar a geração de energia renovável e aumentar o acesso às áreas rurais, a Zâmbia adotou a FiT em 2017 visando projetos de energia iguais ou menores que 20

Tabela 3.2: Principais vantagens do produtor que podem ser incorporadas em um programa FiT. Fonte: (AQUILA et al., 2017).

Característica	Descrição
Garantia de conexão à rede elétrica	Os produtores de energia se conectam à rede elétrica com regras padrões e transparentes.
Prioridade na conexão e distribuição	Os projetos que utilizam FiT recebem prioridade na conexão com a rede em relação às outras políticas.
Garantia de compra de energia produzida	As concessionárias garantem 100% de compra da energia produzida.
Duração dos contratos de longo prazo	Os contratos de longo prazo evitam a exposição das receitas de projetos de energia renovável, considerando a volatilidade dos preços da energia elétrica. Geralmente, os contratos duram de acordo com a vida útil da tecnologia do projeto.

MW. Também em 2017, o Vietnã adotou a FiT para assegurar que as usinas FV conectadas à rede tenham tarifas garantidas por 20 anos de U\$ 0,091/kWh. Já os países desenvolvidos revisaram suas políticas *feed-in*, como os Estados Unidos que, a nível estadual, substituiu o programa anterior de créditos negociáveis do estado de Massachusetts por um programa que oferece um preço mínimo estável e de longo prazo (REN21, 2018). A Tabela 3.3 apresenta os países que adotam essa política como forma de promoção à geração de energia por meio de fontes renováveis.

As experiências da Alemanha, da Espanha e do Japão ajudam a demonstrar o potencial desse mecanismo. A Alemanha é referência em experiências de implementação de políticas de incentivo às fontes renováveis de energia. Embora tenham sido empregadas diversas políticas de incentivo na Alemanha para a promoção de fontes renováveis, a mais importante é a *feed-in* (CASTRO; DANTAS, 2018). No final de 2017, o país ficou em 1º lugar em relação à capacidade total de energia solar FV per capita (REN21, 2018).

Com a adoção da *feed-in*, o governo alemão buscou definir uma tarifa atrativa e competitiva para a energia gerada, e garantir o acesso dos geradores de energia elétrica por fontes renováveis às redes de transmissão. A Figura 3.3 apresenta a expansão da fonte FV na Alemanha. Da Figura 3.3 é possível observar que no período entre 2009 e 2015, a adição média anual foi superior a 4 GW. Segundo Castro e Dantas (2018), este grande avanço da geração FV foi consequência das políticas de incentivos adotadas e da queda dos preços dos módulos fotovoltaicos.

Em 2019, a Alemanha possuía cerca de 49 GW de capacidade instalada de geração fotovoltaica (REN21, 2020). Normalmente, esses sistemas estão instalados nos telhados da UC. A Figura 3.4 expõe a distribuição dos sistemas FV na Alemanha e mostra que a maior parte deles, mais de 890 mil, possuem potência de até 10 kW.

De acordo com Vieira (2016), um dos principais problemas da tarifa *feed-in* é que esse tipo de mecanismo não necessariamente otimiza a geração de energia elétrica pois, o local onde as usinas são instaladas podem não contribuir tecnicamente com a rede elétrica (longe dos centros de carga), e o horário de geração de energia ainda não correspondem aos horários de principal demanda. Isso tende a acontecer porque os valores pagos pela eletricidade produzida são fixos e não sofrem as variações de mercado.

Tabela 3.3: Lista de países que adotam a *feed-in*. Fonte: (REN21, 2020).

Países que adotaram algum modelo da política <i>feed-in</i>			
Albânia	Egito	Jordânia	Portugal
Alemanha	Equador	Kosovo	Quênia
Andorra	Eslováquia	Letônia	República Tcheca
Angola	Eslovênia	Liechtenstein	Ruanda
Argélia	Estado da Palestina	Lituânia	Rússia
Argentina	Estados Unidos	Luxemburgo	San Marino
Armênia	Estônia	Macedônia	Senegal
Austrália	Filipinas	Malásia	Sérvia
Áustria	Finlândia	Malawi	Síria
Bermudas	França	Maldivas	Sri Lanka
Bielorrússia	Gana	Malta	Suíça
Bolívia	Grécia	Moçambique	Tailândia
Bósnia e Herzegovina	Holanda	Moldávia	Taiwan
Bulgária	Honduras	Mongólia	Tajiquistão
Canadá	Hungria	Montenegro	Tanzânia
Cazaquistão	Índia	Nepal	Turquia
Chile	Indonésia	Nicarágua	Ucrânia
China	Irã	Nigéria	Uganda
Chipre	Irlanda	Panamá	Vanuatu
Costa Rica	Israel	Paquistão	Vietnã
Croácia	Itália	Peru	Zâmbia
Dinamarca	Japão	Polônia	

Assim, como forma de repassar parte dos riscos de mercado aos instaladores de GDFV, uma nova FiT surgiu nos últimos anos, denominada de *feed-in premium*. Nesse modelo, o valor pago é o preço de mercado da energia elétrica no momento de sua produção mais um valor “prêmio” (VIEIRA, 2016). Alguns países, como a própria Alemanha, adotaram as tarifas *feed-in premium* que variam com o tempo, mas sempre de forma a incentivar a eficiência e a utilização de tecnologias cada vez mais competitivas (WWF-BRASIL, 2015; REN21, 2020).

Pelo fato do modelo de FiT ser antigo, largamente difundido e eficiente em gerar incentivos à GDFV, em alguns países, a adoção desse tipo de política pode levar a impactos elevados nas tarifas pelos quais a sociedade não está disposta a pagar e, em certos casos, leis antigas impedem essa prática (VIEIRA, 2016). Assim, muitos governos adotaram outras políticas. Na Europa, os projetos de grande escala são premiados por meio de licitações, enquanto projetos de pequena escala continuam sendo apoiados por políticas FiT. Os países fora da união europeia também seguiram essa tendência, como a Moldávia, que estabeleceu um sistema de licitação para projetos de grande escala e continuou a apoiar projetos menores com *feed-in*. Em outros lugares, como no Egito e no Paquistão, foi anunciado um plano para mudar da política *feed-in* para licitações (REN21, 2018).

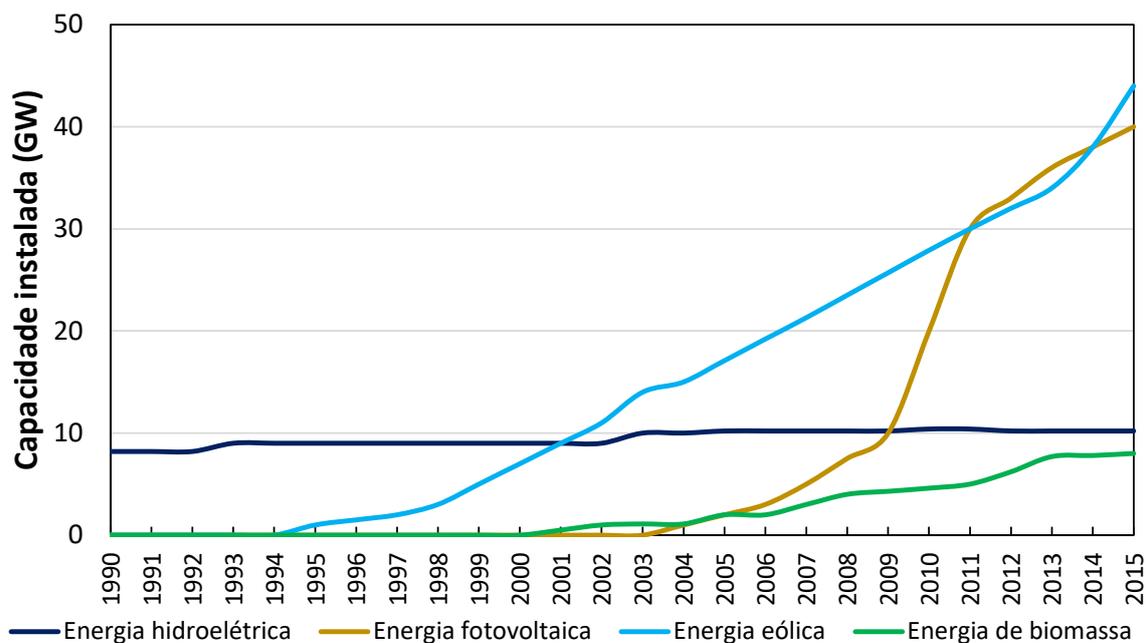


Figura 3.3: Desenvolvimento da capacidade instalada de energia renovável na Alemanha. Fonte: Adaptado de (CASTRO; DANTAS, 2018).

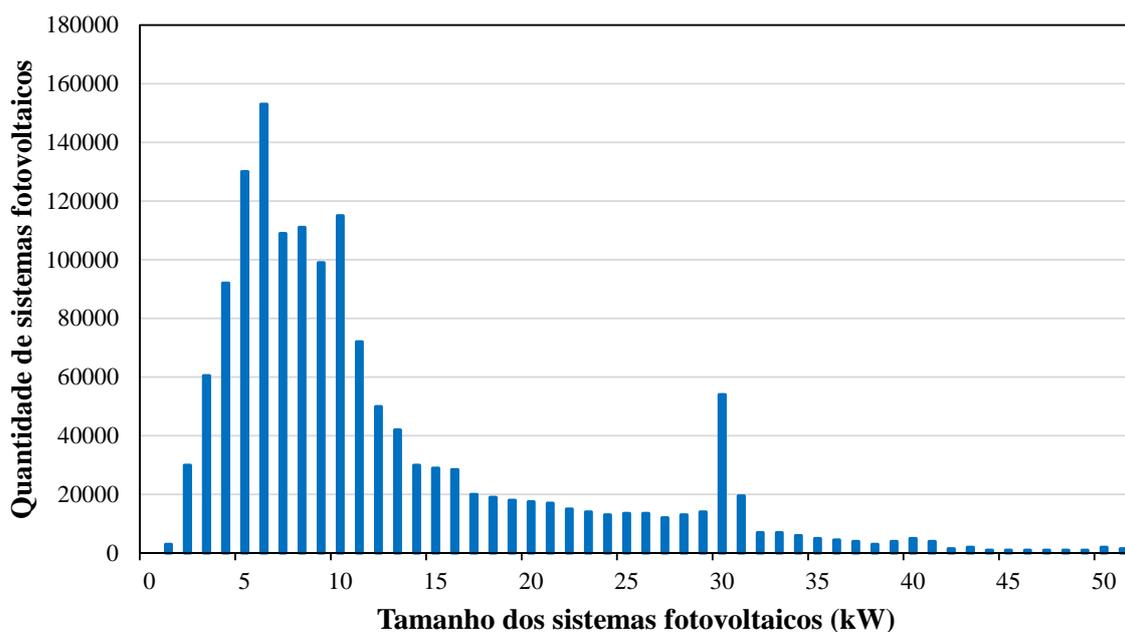


Figura 3.4: Distribuição dos sistemas FV na Alemanha, por tamanho – até 50 kW. Fonte: Adaptado de (CASTRO; DANTAS, 2018).

3.4 Demais formas de incentivo à GDFV

No mecanismo de quotas de energia ou *Renewable Portfolio Standard (RPS)*, o governo requer que geradores, transmissores, distribuidores e/ou consumidores mantenham certa quantidade de energia advinda das fontes incentivadas (WWF-BRASIL, 2015). Assim, é definido um percentual

mínimo obrigatório que o sistema deve produzir advindo de fontes renováveis. Essa energia é comumente mais cara do que a advinda da geração tradicional. Por esta razão, são estabelecidas metas. Para garantir o cumprimento dessa obrigação e criar um mecanismo que permita que esse preço seja estimado por mecanismos de mercado, os governos criam Certificados de Energia Renovável (VIEIRA, 2016). Até o final de 2019, 34 países tinham adotado esse modelo como uma das principais formas de impulsionar a geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis (REN21, 2020).

A licitação é um mecanismo de aquisição pelo qual a oferta ou a capacidade de energia renovável é solicitada competitivamente aos vendedores que oferecem propostas pelo menor preço que eles estariam dispostos a aceitar (REN21, 2020). O uso da licitação continua a se espalhar. Ele alcançou 109 países no final de 2019.

Além dessas políticas, é comum a prática de adoção por cada país de medidas suplementares de isenções e financiamentos, que podem ter um papel importante no desenvolvimento do mercado de energia solar.

3.5 Considerações finais

O conteúdo apresentado nesse capítulo expôs as principais políticas de incentivos à geração distribuída com energias renováveis implementadas no Brasil e no mundo. Entende-se que o tamanho da GDFV a ser instalada pelos consumidores depende da regulação proposta pelo país. Dessa maneira, cada política de incentivo à GDFV adotada pode impactar as redes de distribuição de uma forma diferente.

Nesse sentido, o capítulo seguinte propõe uma metodologia alternativa para identificar os impactos técnicos e financeiros que a GDFV instalada, sob as políticas regulatórias FiT e NeM, provoca nos níveis de tensão, perdas e demanda de pico do sistema de distribuição.

Capítulo 4

Método para a Identificação dos Impactos Técnicos e Financeiros Provocados pela Integração de Geração Distribuída Fotovoltaica na Rede de Distribuição

4.1 Considerações iniciais

Este capítulo apresenta a metodologia para identificar os impactos que a GDFV instalada sob diferentes políticas de incentivo provoca em um sistema de distribuição de energia elétrica. Nesse sentido, o capítulo é dividido da seguinte forma:

- A seção 4.2 exibe uma visão geral do método, enfatizando os seus principais aspectos;
- Em seguida, a seção 4.3 apresenta as políticas de incentivo à GDFV investigadas;
- Na seção 4.4, são estabelecidos a forma de cálculo para identificação dos impactos técnicos decorrentes da integração de GDFV na rede elétrica, e os materiais empregados;
- Ao final, a seção 4.5 exibe a metodologia proposta para monetização dos impactos técnicos que a instalação de sistemas FV gera nos níveis de tensão, nas perdas técnicas e na demanda de pico.

4.2 Visão geral do método

O crescimento dos sistemas FV na rede elétrica depende tanto de políticas de incentivo de suporte à GDFV, quanto de um sistema de distribuição apto a receber a geração distribuída

(SILVA et al., 2019). Nesse contexto, a Figura 4.1 exibe um diagrama simplificado da metodologia utilizada para identificar os impactos que a GDFV instalada sob diferentes políticas de incentivo provoca em uma rede de distribuição.

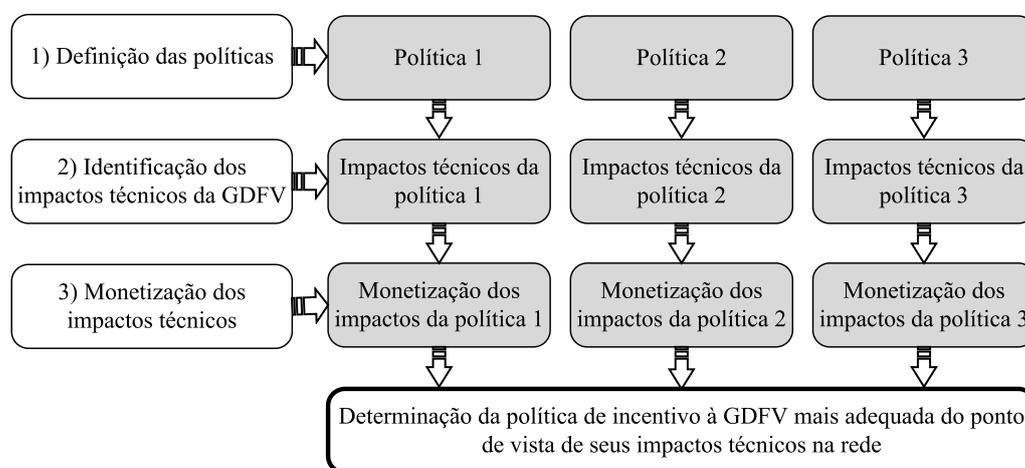


Figura 4.1: Diagrama simplificado da metodologia utilizada.

Na primeira etapa da metodologia apresentada na Figura 4.1, são selecionadas as políticas de incentivo a serem avaliadas. Conseqüentemente, a potência de cada sistema FV é determinada.

Na segunda etapa, são determinados os impactos técnicos da integração de GDFV no sistema de distribuição de uma concessionária de energia elétrica. Neste estudo, optou-se por investigar os efeitos da GDFV nos níveis de tensão, nas perdas técnicas e na demanda de pico. Conforme (ADEFARATI; BANSAL, 2016), essas grandezas variam em função do nível de penetração (*pen*), da GD e do local da instalação dos geradores distribuídos. Assim, os parâmetros de localização da GDFV, temperatura ambiente e irradiância solar são tratados com o devido rigor estatístico. Esses valores variam com base no método de Monte Carlo.

Na terceira etapa, são utilizadas técnicas estocásticas para converter os impactos técnicos da GDFV nos níveis de tensão, nas perdas técnicas e na demanda de pico em valores monetários. Os três montantes são, então, trazidos a valor presente e somados de forma que cada política seja representada por um único valor. Com esse procedimento, é possível determinar o incentivo regulatório à GDFV que implica em maiores benefícios para a concessionária em avaliação.

Na próxima seção são apresentadas as políticas de incentivo à GDFV analisadas.

4.3 Definição das políticas de incentivo à GDFV

A metodologia deste trabalho pode ser aplicada a quaisquer políticas de incentivo à GDFV. Entretanto, a FiT e a NeM são as investigadas por serem os mecanismos mais empregados mundialmente para implementar a geração distribuída FV. As três diferentes formas de incentivo à instalação de GDFV avaliadas são:

- *Feed-in* Potência Baixa: FiT é caracterizada por ser uma política de suporte à GDFV em que o prossumidor recebe uma taxa fixa pela energia elétrica injetada na rede de distribuição. Assim, as regiões que adotarem a FiT são propensas a instalar sistemas FV com potência próxima ao limite máximo para o qual se tem os preços mais atraentes. Por exemplo, se as FiT com potência entre 0 e 5 kW são mais atrativas do que as com potência entre 5 e 10 kW, a tendência é instalar sistemas com potência no primeiro intervalo de valores (VIEIRA, 2016). Portanto, para simular o efeito desse tipo de política nos impactos que a GDFV provoca nas redes, são instalados sistemas FV com potência fixa de 5 kW, independente do consumo da UC;
- *Feed-in* Potência Média: nas simulações, são instalados sistemas FV com potência fixa de 10 kW, independente do consumo da UC. De acordo com Vieira (2016), “o limite de potência máxima da faixa para a qual é oferecida a tarifa feed-in mais atrativa varia entre os países”. Algumas regiões priorizam sistemas com potências menores, enquanto outras toleram sistemas com potência mais elevada. Visando comparar o efeito dessas escolhas no impacto da geração fotovoltaica na rede, essa segunda forma de incentivo também é analisada;
- *Net metering*: a potência de cada GDFV é calculada de acordo com a regulamentação brasileira (ANEEL, 2012, 2015). Assim, os sistemas FV possuem potência suficiente para compensar o consumo médio da UC no período de um ano. A potência da GDFV baseada no consumo é determinada conforme (4.1).

$$GDFV_{UC} = \frac{CM \times k}{PR \times n_{dias} \times Irr} \quad [kW] \quad (4.1)$$

onde: $GDFV_{UC}$ é a potência da GDFV da unidade consumidora [kW]; CM é o consumo médio mensal da unidade consumidora [kWh]; k é a constante solar na superfície terrestre; PR é a *performance ratio*, que representa a eficiência do sistema de geração [%]; n_{dias} é o número de dias em um mês [dias]; Irr é a irradiação solar, a qual é definida como a integral da radiação solar ao longo do dia [kWh/m²/dia].

Uma vez definidas as formas de incentivo regulatório que serão objetos de análise e a potência de cada unidade consumidora, passa-se então à determinação dos impactos técnicos da geração FV na rede de distribuição. A próxima seção exhibe como esses impactos são calculados.

4.4 Indetificação dos impactos técnicos da GDFV

A quantificação dos impactos técnicos, provocados pelo crescimento da GDFV nos alimentadores de uma concessionária real, pode ocorrer por nível de penetração FV. Uma vez que a regulação do setor elétrico é um processo contínuo, a identificação dos impactos por *pen* auxilia os formuladores de políticas públicas a instituírem uma determinada política e depois modificá-la, caso seja mais atrativo. Por essa razão, a subseção seguinte apresenta como calcular os níveis de penetração.

4.4.1 Níveis de penetração

O nível de penetração de GDFV pode ser estabelecido de diferentes formas, dentre as quais destacam-se: a relação entre a energia total gerada pelos sistemas FV e a energia total consumida pelas unidades consumidoras [kWh]; a relação entre a potência total dos geradores FV e a potência de pico do alimentador [kW]; a relação entre a potência total dos geradores FV e a carga mínima atendida pelo alimentador [kW]; e a relação entre a potência total dos geradores FV e a potência nominal do transformador ou do alimentador [kW] (VIEIRA, 2016).

Neste trabalho, é empregada a razão entre a potência total dos geradores FV e a potência total em BT do alimentador em análise. Para esse fim, primeiramente, é calculada a potência FV de cada unidade consumidora ($GDFV_{UC}$), conforme descrito em (4.1). Em seguida, a potência FV de todas as UC em BT do alimentador em estudo é somada, resultando na potência de GDFV que implicaria em um nível de penetração de 100% ($GDFV_{Max}$).

De posse da $GDFV_{Max}$, é determinada a potência de GDFV a ser inserida em cada nível de penetração, de acordo com (4.2).

$$GDFV_{pen} = GDFV_{Max} \times pen \quad [kW] \quad (4.2)$$

onde: pen é o nível de penetração de GDFV (entre 0 e 100%); $GDFV_{pen}$ é a potência de GDFV a ser instalada nas diferentes unidades consumidoras do alimentador para que seja obtido um nível de penetração [kW]; $GDFV_{Max}$ é a potência de GDFV que resulta em 100% de penetração [kW].

Uma vez definida a potência de GDFV a ser instalada no alimentador, por nível de penetração, essa geração é então distribuída entre as diferentes UCs de acordo com a política de incentivo adotada.

Como as políticas incentivam a instalação de sistemas FV com potências diferentes, um determinado alimentador pode não apresentar exatamente o mesmo nível de penetração para todos os casos analisados. Nesse sentido, um erro de -1 a +2% é admitido.

Para facilitar as análises entre as diferentes políticas, os níveis de penetração foram agrupados em baixa, média e alta penetração, conforme exposto na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Agrupamento dos níveis de penetração. Fonte: Adaptado de (VIEIRA, 2016).

Nível de penetração	Grupo
0% (sem GDFV)	Caso base para comparação
$0\% < pen \leq 30\%$	Baixa penetração
$30\% < pen \leq 60\%$	Média penetração
$60\% < pen \leq 100\%$	Alta penetração

A simulação do fluxo de potência para a identificação dos impactos técnicos possui alguns parâmetros desconhecidos, como o local de instalação dos sistemas FV, a irradiação solar e a temperatura ambiente na região. De forma a contemplar essas incertezas, a metodologia deste trabalho emprega o método de Monte Carlo, definido na subseção seguinte.

4.4.2 Simulações de Monte Carlo

O método de Monte Carlo é baseado na execução de diversas amostragens aleatórias para se obter dados numéricos. Um elevado número de simulações é realizado de forma a determinar todas as probabilidades de possíveis resultados. Esse método é utilizado como referência para adquirir aproximações numéricas, em situações em que se empregam modelos analíticos para gerar resultados de fluxo de potência probabilístico (PAREJA, 2009; VIEIRA, 2016).

O número de simulações que devem ser executadas pode ser fixado ou determinado por meio de um critério estatístico de parada. Um dos critérios empregados para acompanhar esse procedimento de parada é o designado Coeficiente de Variação (CV), calculado conforme (4.3). Quando o CV for menor que um valor preestabelecido (normalmente entre 5% e 6%), as simulações são finalizadas (PAREJA, 2009; VIEIRA, 2016).

$$CV = \frac{\sigma}{\mu \times \sqrt{n}} \times 100 [\%] \quad (4.3)$$

em que: σ é o desvio padrão dos valores analisados; μ é a média dos valores analisados; n é o número de simulações realizadas.

Para atingir um dos objetivos específicos propostos neste trabalho, foi adotado o CV para calcular um número de dias a serem simulados, e uma quantidade de possíveis localizações dos sistemas FV. As simulações do fluxo de potência são realizadas até que um CV menor ou igual a 5% seja atingido, em cada uma das variáveis analisadas.

No caso da irradiação solar e da temperatura ambiente, além de um $CV \leq 5\%$, faz-se necessário que esta grandeza permaneça em patamares inferiores ou iguais a 5% por pelo menos mais 10 dias de simulação (tempo mínimo para garantir um número considerável de amostras). O número máximo de 365 dias é adotado e as datas não se repetem nas simulações de forma a considerar todas as estações do ano. O uso do CV para determinar o número de dias simulados também ajuda a reduzir o tempo de processamento de dados.

Em relação ao número de posicionamentos dos sistemas FV, a condição de parada é um $CV \leq 5\%$. Esse patamar deve permanecer por 30 simulações. Os resultados técnicos obtidos após a simulação de cada posicionamento da GDFV são os utilizados na monetização. Assim, um número mínimo de 30 foi estabelecido para que se tenha uma quantidade significativa de amostras na abordagem estocástica. Com o intuito de reduzir o tempo computacional, um limite máximo de 50 simulações foi definido.

Nas próximas subseções são apresentados os indicadores utilizados para calcular os impactos técnicos decorrentes da integração de GDFV na rede elétrica.

4.4.3 Níveis de tensão

O impacto da integração de GDFV nos níveis de tensão das barras presentes em um alimentador pode ser calculado com base na quantidade de tensões fora dos limites estabelecidos em norma.

No Brasil, a ANEEL instituiu, por meio do Módulo 8 do PRODIST, os níveis adequados para a tensão em regime permanente no ponto de conexão das UCs (ANEEL, 2020c). Para as redes em baixa tensão, esses limites são apresentados em valores absolutos. Por exemplo, para uma tensão de atendimento de 220 V, a faixa de variação adequada está entre 202 V e 231 V. Transformando esses limites em pu e utilizando o valor de referência igual a 220 V, tem-se que tensões abaixo de 0,92 pu ou acima de 1,05 pu são consideradas fora dos limites estabelecidos como apropriados.

Para identificar a porcentagem média de tensões fora dos limites estabelecidos como adequados para um determinado nível de penetração (V_{pen}) do alimentador em análise, primeiramente, é calculado o V_{dia} , conforme (4.4). Cabe destacar que os barramentos podem ser trifásicos, bifásicos ou monofásicos.

$$V_{dia} = \frac{1}{H} \sum_{h=1}^H V_h \times 100 [\%] \quad (4.4)$$

onde:

V_{dia} : média horária da tensão fora dos limites do alimentador, obtida para o dia simulado [%];

V_h : razão entre o número de fases que possuem tensões fora dos limites estabelecidos como adequados na hora h , e o número total de fases dos barramentos do alimentador em análise [%];

H : número de horas simuladas.

Em seguida, o percentual total de tensões fora dos limites do alimentador em análise e para todos os dias simulados (V_A) é calculado conforme (4.5). Para a determinação do V_A é considerado um único posicionamento dos sistemas FV nas unidades consumidoras. O número de dias simulados é determinado pelo coeficiente de variação de dias ($CV_{V_{dia}}$), calculado conforme (4.6).

$$V_A = \frac{1}{d} \sum_{dia=1}^d V_{dia} [\%] \quad (4.5)$$

$$CV_{V_{dia}} = \frac{\sigma_{V_{dia}}}{\overline{V_{dia}} \times \sqrt{d}} \times 100 [\%] \quad (4.6)$$

onde:

V_A : média horária da tensão fora dos limites do alimentador, considerando todos os dias simulados em um único posicionamento dos sistemas FV [%];

d : número de dias simulados;

$CV_{V_{dia}}$: coeficiente de variação do número de dias simulados para a obtenção do V_A [%];

$\overline{V_{dia}}$: média dos V_{dia} obtidos no período;

$\sigma_{V_{dia}}$: desvio padrão dos V_{dia} obtidos no período.

Uma vez determinado o V_A para cada nível de penetração, é possível identificar a alteração nos níveis de tensão resultante do aumento da penetração de GDFV (ΔV_A), de cada posicionamento dos sistemas FV. O cálculo do ΔV_A é feito conforme (4.7).

$$\Delta V_A = V_A - V_0 \text{ [p.p.]} \quad (4.7)$$

onde:

ΔV_A : variação nos níveis de tensão resultante do aumento da penetração de GDFV, obtida para cada posicionamento dos sistemas FV no alimentador e nível de penetração. Dada em pontos percentuais [p.p.];

V_0 : percentual médio horário das tensões fora dos limites estabelecidos como adequados do alimentador sem GDFV (penetração igual a zero) [%].

A porcentagem média de tensões fora da norma para o nível de penetração do alimentador em análise (V_{pen}) é calculado de acordo com (4.8). Para o cálculo do V_{pen} são considerados os vários posicionamentos da GDFV nas unidades consumidoras. A quantidade de posições (S) dos sistemas FV depende do coeficiente de variação de posições ($CV_{V_{sorteios}}$), calculado conforme (4.9).

$$V_{pen} = \frac{1}{S} \sum_{A=1}^S V_A \text{ [%]} \quad (4.8)$$

$$CV_{V_{sorteios}} = \frac{\sigma_{V_A}}{\overline{V_A} \times \sqrt{S}} \times 100 \text{ [%]} \quad (4.9)$$

onde:

V_{pen} : percentual médio horário de tensões fora dos limites estabelecidos como adequados para o pen do alimentador, considerando todas as posições dos sistemas FV [%];

S : número de posições que definem as localizações das UCs;

σ_{V_A} : desvio padrão dos V_A calculados;

$\overline{V_A}$: média dos V_A calculados.

De posse dos valores de V_{pen} de cada nível de penetração em avaliação, é possível calcular a variação no perfil de tensão de atendimento do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV (ΔV_{pen}), conforme descrito em (4.10).

$$\Delta V_{pen} = V_{pen} - V_0 \text{ [p.p.]} \quad (4.10)$$

4.4.4 Perdas técnicas

Para obter o valor médio horário das perdas técnicas de um alimentador em um determinado nível de penetração (L_{pen}), inicialmente é calculado o L_{dia} conforme (4.11). Na sequência, as perdas técnicas do alimentador em análise e para todos os dias simulados (L_A) são calculadas de acordo com (4.12). Para o cálculo do L_A , é considerado um único posicionamento dos sistemas FV nas unidades consumidoras. O critério de parada dos dias simulados depende do coeficiente de variação de dias ($CV_{L_{dia}}$), dado por (4.13).

$$L_{dia} = \frac{1}{H} \sum_{h=1}^H L_h [kWh] \quad (4.11)$$

$$L_A = \frac{1}{d} \sum_{dia=1}^d L_{dia} [kWh] \quad (4.12)$$

$$CV_{L_{dia}} = \frac{\sigma_{L_{dia}}}{\overline{L_{dia}} \times \sqrt{d}} \times 100 [\%] \quad (4.13)$$

onde:

L_h : perda técnica horária [kWh];

L_{dia} : média horária das perdas técnicas no alimentador em análise, obtida para o dia simulado [kWh];

H : número de horas simuladas;

L_A : média horária das perdas técnicas do alimentador, considerando todos os dias simulados em um único posicionamento dos sistemas FV [kWh];

d : número de dias simulados;

$\sigma_{L_{dia}}$: desvio padrão dos L_{dia} obtidos no período analisado;

$\overline{L_{dia}}$: média dos L_{dia} calculados.

A variação das perdas técnicas do alimentador devido ao aumento de GDFV (ΔL_A), de cada posicionamento dos sistemas FV, é dado por (4.14).

$$\Delta L_A = L_A - L_0 [kWh] \quad (4.14)$$

onde:

ΔL_A : variação das perdas técnicas devido ao aumento de GDFV, obtida para cada posicionamento dos sistemas FV no alimentador e nível de penetração [kWh];

L_0 : média horária das perdas técnicas do alimentador sem GDFV (penetração igual a zero) [kWh].

O cálculo do L_{pen} é feito conforme (4.15). Nele, são considerados os resultados dos vários posicionamentos da GDFV nas unidades consumidoras. O critério de parada do número de diferentes localizações dos sistemas FV depende do coeficiente de variação das posições ($CV_{L_{sorteios}}$), calculado de acordo com (4.16).

$$L_{pen} = \frac{1}{S} \sum_{A=1}^S L_A [kWh] \quad (4.15)$$

$$CV_{L_{sorteios}} = \frac{\sigma_{L_A}}{\overline{L_A} \times \sqrt{S}} \times 100 [\%] \quad (4.16)$$

onde:

L_{pen} : perdas técnicas médias horárias para o pen do alimentador, considerando todas as posições

dos sistemas FV [kWh];

S : número de posições que definem as localizações das UCs;

$\overline{L_A}$: média dos L_A calculados;

σ_{L_A} : desvio padrão dos L_A calculados.

Com o valor do L_{pen} de cada nível de penetração, é possível determinar a variação nas perdas médias horárias do alimentador devido à integração de GDFV (ΔL_{pen}), segundo (4.17).

$$\Delta L_{pen} = \frac{L_{pen} - L_0}{L_0} \times 100 [\%] \quad (4.17)$$

4.4.5 Demanda de pico

Para determinar a demanda de pico de um alimentador para um determinado nível de penetração (D_{pen}), inicialmente é calculada a demanda de pico para cada hora do dia (D_h). Com os módulos desses valores horários, é calculada a demanda de pico com probabilidade de 95% (P_{95}) de não ser excedida (D_{dia}), conforme (4.18).

$$D_{dia} = P_{95}(D_h) [kW] \quad (4.18)$$

A demanda de pico do alimentador (D_A) correspondente ao maior valor do D_{dia} , calculado conforme (4.19). Nesse caso, é considerado apenas um posicionamento dos sistemas FV nas unidades consumidoras. O critério de parada dos dias simulados depende do coeficiente de variação de dias ($CV_{D_{dia}}$), dado por (4.20).

$$D_A = \max[D_{dia}] [kW] \quad (4.19)$$

$$CV_{D_{dia}} = \frac{\sigma_{D_{dia}}}{\overline{D_{dia}} \times \sqrt{d}} \times 100 [\%] \quad (4.20)$$

onde:

D_{dia} : demanda de pico do alimentador em análise para o dia simulado com probabilidade de 95% de não ser excedida [kW];

D_A : demanda de pico do alimentador, considerando todos os dias simulados em um único posicionamento dos sistemas FV [kW];

$\sigma_{D_{dia}}$: desvio padrão dos D_A calculados;

$\overline{D_{dia}}$: média dos D_A calculados.

A variação na demanda de pico do alimentador resultante do aumento da penetração de GDFV (ΔD_A), e considerando um único posicionamento dos sistemas FV, é determinado conforme (4.21).

$$\Delta D_A = D_A - D_0 [kW] \quad (4.21)$$

onde:

ΔD_A : variação da demanda de pico resultante do aumento da penetração de GDFV, obtida para cada posicionamento dos sistemas FV e nível de penetração [kW];

D_0 : demanda de pico do alimentador sem GDFV (penetração igual a zero) [kW].

A demanda de pico do alimentador considerando todos os resultados das localizações dos sistemas FV nas UCs (D_{pen}), corresponde ao maior valor dos indicadores de D_A , calculado conforme (4.22). A quantidade de posições (S) dos sistemas FV depende do coeficiente de variação de posições ($CV_{D_{sorteios}}$), calculado conforme (4.23).

$$D_{pen} = \max[D_A] [kW] \quad (4.22)$$

$$CV_{D_{sorteios}} = \frac{\sigma_{D_A}}{\overline{D_A} \times \sqrt{S}} \times 100 [\%] \quad (4.23)$$

onde:

σ_{D_A} : desvio padrão dos D_A calculados;

$\overline{D_A}$: média dos D_A calculados;

S : número de posições que definem as localizações das UCs.

Com os valores de D_{pen} de cada nível de penetração em avaliação, é possível calcular a variação da demanda de pico do alimentador devido ao aumento da integração de GDFV (ΔD_{pen}), conforme descrito em (4.24).

$$\Delta D_{pen} = \frac{D_{pen} - D_0}{D_0} \times 100 [\%] \quad (4.24)$$

4.4.6 Algoritmo para o cálculo dos impactos técnicos decorrentes da instalação de geração distribuída na rede de distribuição

Para quantificar os impactos técnicos nos níveis de tensão, perdas técnicas e demanda de pico dos alimentadores de uma concessionária real oriundos da integração de GDFV, foi desenvolvido e registrado¹ um algoritmo computacional na linguagem C Sharp (C#)² (APÊNDICE A). Por meio da interface COM (*Component Object Model*), o algoritmo desenvolvido efetua o controle da ferramenta de simulação de sistemas de distribuição de energia elétrica *Open Distribution System Simulator*TM (OpenDSS).

O OpenDSS foi escolhido neste estudo devido à: sua capacidade de realizar simulações quase estacionárias de sistemas de distribuição (tornando-o adequado para estudar a integração de GD aos sistemas de distribuição) (HUDA; ŽIVANOVIĆ, 2017); por ser um programa sob uma licença de código aberto (DUGAN; MONTENEGRO, 2020), e; por ser empregado pela ANEEL para modelar os alimentadores e calcular as perdas técnicas regulatórias (ANEEL, 2014a).

¹Registro de Programas de Computador nº BR512018000883-6 - INPI.

²Linguagem orientada a objetos da Microsoft. Foi utilizado a versão gratuita "Visual Studio Express".

Os dados de entrada para o correto funcionamento do algoritmo e os produtos obtidos da simulação são armazenados no banco de dados SQL Server³. Ao final, os resultados técnicos são exportados para o editor de planilhas Microsoft Excel⁴ para serem monetizados. As informações de entrada são (ver detalhes na seção 4.4.7):

- Parâmetros da rede elétrica;
- Consumo mensal das UCs;
- Curvas de carga das UCs;
- Curvas de irradiância solar (valores horários de todos os dias de um ano);
- Curvas de temperatura ambiente (valores horários de todos os dias de um ano).

Utilizando os dados da rede elétrica, o programa ProgGeoPerdas⁵ modela o sistema de distribuição e produz os arquivos DSS necessários para a execução do fluxo de potência por meio do OpenDSS.

A Figura 4.2 apresenta o fluxograma para quantificar os impactos técnicos que a GDFV instalada sob diferentes políticas de incentivo regulatório provoca em uma rede de distribuição. O algoritmo deve ser repetido para cada alimentador e política em análise, e é descrito da seguinte forma:

1. Calcular a potência instalada de GDFV conforme 4.1 e a potência de GDFV que resulta em 100% de penetração ($GDFV_{Max}$);
2. Selecionar a política de incentivo à GDFV e o alimentador a serem analisados;
3. Definir o nível de penetração igual a zero (sem GDFV);
4. Selecionar aleatoriamente o dia que será simulado ($d = 1$);
5. Selecionar a primeira hora do dia que será simulado ($H = 1$);
6. Simular o fluxo de potência da hora H do dia;
7. Calcular os níveis de tensão, perdas técnicas e demanda de pico da hora H ;
8. Se $H = 24$, executar o passo 10. Senão, executar o passo 9;
9. Selecionar a próxima hora do dia ($H = H + 1$) e retornar ao passo 6;
10. Calcular os níveis de tensão, perdas técnicas e demanda de pico do dia d , e os coeficientes de variação do número de dias ($CV_{V_{dia}}$, $CV_{L_{dia}}$ e $CV_{D_{dia}}$). Definir vários dias para análise é uma forma de considerar as incertezas relacionadas ao caráter probabilístico da irradiância solar e da temperatura ambiente;

³Licença SQL Server 2017.

⁴Licença Microsoft Excel 365.

⁵Programa utilizado pela ANEEL para o cálculo das perdas técnicas nas redes de distribuição.

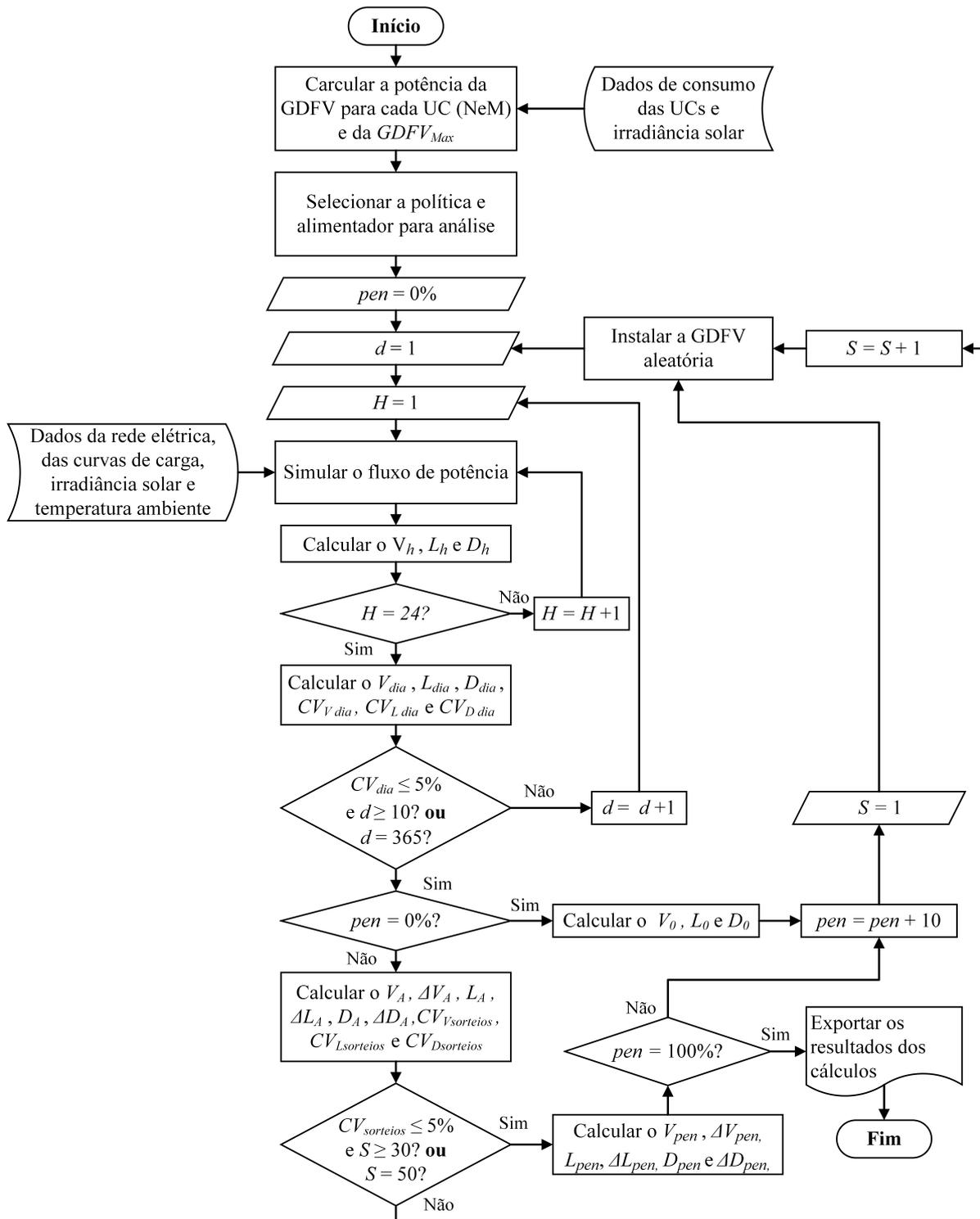


Figura 4.2: Fluxograma para identificar os impactos técnicos da GDFV na rede elétrica.

11. Se todos os CV_{dia} forem menores ou iguais a 5% por, no mínimo, 10 dias consecutivos, ou todos os dias do ano foram simulados ($d = 365$), executar o passo 12. Caso contrário, selecionar aleatoriamente outro dia ($d = d + 1$) e retornar ao passo 5;
12. Se o nível de penetração for igual a 0%, executar o passo 13. Senão, executar o passo 16;

13. Calcular os níveis de tensão (V_0), perdas técnicas (L_0) e demanda de pico (D_0) do alimentador sem GDFV;
14. Incrementar o nível de penetração ($pen = pen + 10$);
15. Instalar GDFV aleatoriamente até que o nível de penetração desejado seja alcançado ($S = 1$). Retornar ao passo 4;
16. Calcular os níveis de tensão (V_A), perdas técnicas (L_A) e demanda de pico (D_A) do alimentador, considerando todos os dias simulados em um único posicionamento dos sistemas FV. Calcular a variação nos níveis de tensão (ΔV_A), variação das perdas técnicas (ΔL_A) e variação da demanda de pico (ΔD_A) resultante do aumento da penetração de GDFV. Calcular os coeficientes de variação do número de possíveis localizações dos sistemas FV ($CV_{V_{sorteios}}$, $CV_{L_{sorteios}}$ e $CV_{D_{sorteios}}$);
17. Se todos os $CV_{sorteios}$ forem menores ou iguais a 5% e 30 diferentes posicionamentos dos sistemas FV foram simulados ($S \geq 30$), ou 50 diferentes posicionamentos dos sistemas FV foram simulados ($S = 50$), executar o passo 18. Caso contrário, alterar as localizações da GDFV ($S = S + 1$) e retornar ao passo 4;
18. Calcular os níveis de tensão (V_{pen}), perdas técnicas (L_{pen}) e demanda de pico (D_{pen}) do alimentador, considerando os diferentes posicionamentos dos sistemas FV. Calcular a variação nos níveis de tensão (ΔV_{pen}), variação das perdas técnicas (ΔL_{pen}) e variação da demanda de pico (ΔD_{pen}) resultante do aumento da penetração de GDFV;
19. Se o nível de penetração for igual a 100%, executar o passo 20. Senão, retornar ao passo 14;
20. Exportar os resultados dos níveis de tensão, perdas técnicas e demanda de pico para o editor de planilhas Microsoft Excel, e encerrar o processo.

4.4.7 Materiais empregados nos cálculos dos impactos técnicos

Para a determinação dos níveis de tensão, das perdas técnicas e da demanda de pico de um alimentador qualquer, é preciso executar o fluxo de potência do circuito. Para isso, além de um programa dedicado, são necessários os seguintes parâmetros da rede elétrica:

1. Configuração do alimentador:
 - Seção e comprimento dos condutores;
 - Dados dos transformadores;
 - Dados dos reguladores de tensão e das chaves;
 - Características dos ramais de alimentação;
 - Formas de conexão entre os elementos do circuito;
 - Tensão na barra de referência (subestação).

2. Potências ativa e reativa nas barras das UCs:

- Consumo das UCs ao longo do dia (inclui a curva de carga);
- Potência instalada da GDFV (inclui a localização, irradiação solar e a temperatura ambiente na região).

As distribuidoras de energia elétrica detêm as informações dos alimentadores. Tratam-se de grandezas físicas fixas, que não variam estatisticamente. Assim, a tensão na saída do alimentador da subestação é controlada e pode, portanto, ser utilizada como a tensão de referência. O valor dessa tensão pode ser fixado em 1 pu ou ainda variar entre 0,98 a 1,05 pu, a depender do tamanho do alimentador e do seu nível de carga (carga leve, média ou pesada). Dessa forma, a distribuidora busca, mesmo com a queda de tensão ao longo do alimentador, fazer com que as tensões nas barras mais afastadas eletricamente da subestação não sejam inferiores ao limite determinado.

Os dados necessários para determinação das potências nas barras de consumo do alimentador, a saber, a irradiação solar e a temperatura ambiente locais, a localização e a potência da GDFV são variáveis e as distribuidoras não têm controle sobre eles. Essas características fazem com que a utilização do fluxo de potência para a determinação dos níveis de tensão, das perdas técnicas e da demanda de pico seja um procedimento sujeito às incertezas que poderiam levar a resultados imprecisos, caso estas grandezas não sejam adequadamente abordadas. Dessa forma, é importante que as variáveis não fixas e previamente conhecidas sejam tratadas com o devido rigor estatístico.

Para a determinação das tarifas de energia elétrica, as distribuidoras de todo o país fazem campanhas de medição que visam a obtenção das faixas de consumo das UC e das curvas de carga típicas. Essas informações são também empregadas, desde 2015, nos cálculos de perdas técnicas realizados pela ANEEL, por meio do OpenDSS. Por se tratar de um procedimento já consolidado no setor elétrico, este trabalho optou pela utilização das modelagens empregadas na ferramenta computacional ProgGeoPerdas desenvolvida para o cálculo das perdas técnicas das distribuidoras brasileiras. Os modelos adotados para as cargas conectadas ao SDMT e ao SDBT representam um modelo ZIP (impedância, corrente e potência constantes) composto por dois tipos (ANEEL, 2018a):

- Tipo 1 – com 100% de impedância constante para parcela reativa - Q;
- Tipo 2 – com 50% de potência constante e 50% de impedância constante para a parcela ativa da carga – P.

Todas as UCs possuem fator de potência igual a 0,92 indutivo.

4.4.7.1 Curvas de carga

Por meio de campanhas de medições, as distribuidoras brasileiras determinam tipologias que representam uma faixa de seu mercado (ANEEL, 2016c). Vários tipos de curvas de carga são

determinados, cada um representando uma faixa de mercado da distribuidora, para dias úteis, sábados e domingos. Desse procedimento, a probabilidade de ocorrência de cada curva de carga pode ser calculada com base em sua participação no mercado da distribuidora. Assim, o procedimento usualmente adotado pelas distribuidoras para o segmento BT é:

O segmento BT é estratificado em sete classes, sendo que para cada uma delas é informada uma tipologia composta por um ou mais consumidores-tipos. Para as classes Residencial, Industrial, Comercial, Serviços e Outras Atividades, Rural e Subterrâneo, caso a tipologia encaminhada pela distribuidora seja composta apenas por um consumidor-tipo, esse consumidor-tipo será atribuído a todas as unidades consumidoras que constituem a classe. Havendo mais de um consumidor-tipo para cada classe, esses serão distribuídos na proporção do mercado representado por cada consumidor-tipo. Por exemplo, se for informado que a tipologia da classe residencial é composta por dois consumidores-tipos, um que representa 80% do mercado e outro os 20% restantes, o primeiro consumidor-tipo será distribuído com vistas a caracterizar 80% dos consumidores que compõem a classe residencial e ao segundo será atribuído aos 20% restantes. Por fim, caso ainda haja a diferenciação por faixa de consumo o procedimento será semelhante, apenas com o acréscimo da segregação por cada faixa de consumo (ANEEL, 2014a).

Desse modo, para o cálculo das perdas técnicas via ProgGeoPerdas, cada distribuidora atribui uma curva de carga a cada uma das suas unidades consumidoras, respeitando-se as probabilidades de cada tipologia.

Em síntese, as curvas de carga empregadas na metodologia deste trabalho são fixas para cada consumidor e fornecidas pela própria concessionária. Elas foram modeladas e separadas por categorias, como:

- Tipo de consumidor residencial, comercial, industrial, rural, serviço público, iluminação pública ou subterrâneo;
- Dias da semana: dias úteis (segunda a sexta-feira), sábados e domingos;
- Meses do ano: de janeiro a dezembro.

4.4.7.2 Irradiação solar e temperatura

Neste estudo, a irradiação solar e a temperatura ambiente são tratadas como grandezas estocásticas, obtidas para cada hora de cada um dos dias que constituem o período de um ano. Os dados são oriundos do mapa das estações meteorológicas de observação de superfície automáticas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). O INMET integra os valores observados minuto a minuto, por vários sensores de parâmetros meteorológicos, e os disponibiliza automaticamente a cada hora (INMET, 2017).

Na metodologia proposta, os impactos técnicos da GDFV nos níveis de tensão, nas perdas técnicas e na demanda de pico são sempre identificadas para um dia completo, ou seja, por meio da execução de 24 simulações do fluxo de potência (uma para cada hora do dia). A escolha do dia

é aleatória, mas os valores de irradiação solar e temperatura ambiente que serão empregados são valores reais, referentes aos dias selecionados.

Na literatura, há trabalhos que empregam os valores médios de cada hora do dia para a resolução do fluxo de potência, e há aqueles que consideram a natureza intermitente da GDFV. Nessa segunda abordagem, para cada instante do dia, a irradiação solar poderá assumir qualquer valor dentro de uma curva normal com média e desvio padrão pré-estabelecidos. No presente estudo, optou-se por sortear os dias do ano. Entretanto, uma vez selecionado o dia, os valores de irradiação solar e temperatura ambiente são dados reais obtidos via INMET.

4.4.8 Resumo

A Tabela 4.2 apresenta um resumo dos indicadores dos impactos técnicos calculados anteriormente. Para cada política de incentivo à GDFV, alimentador, nível de penetração e grandeza técnica analisada, são obtidos, pelo menos, 30 valores de ΔV_A , ΔL_A e ΔD_A , um de cada diferente posicionamento dos sistemas FV nas UCs.

Tabela 4.2: Resumo dos indicadores dos impactos técnicos da GDFV.

Nível de penetração (%)	Níveis de tensão (p.p.)	Perdas técnicas (kWh)	Demanda de pico (kW)
10	$\Delta V_{A=1}^{10\%}$	$\Delta L_{A=1}^{10\%}$	$\Delta D_{A=1}^{10\%}$
	$\Delta V_{A=2}^{10\%}$	$\Delta L_{A=2}^{10\%}$	$\Delta D_{A=2}^{10\%}$

	$\Delta V_{A=S}^{10\%}$	$\Delta L_{A=S}^{10\%}$	$\Delta D_{A=S}^{10\%}$
20	$\Delta V_{A=1}^{20\%}$	$\Delta L_{A=1}^{20\%}$	$\Delta D_{A=1}^{20\%}$
	$\Delta V_{A=2}^{20\%}$	$\Delta L_{A=2}^{20\%}$	$\Delta D_{A=2}^{20\%}$

	$\Delta V_{A=S}^{20\%}$	$\Delta L_{A=S}^{20\%}$	$\Delta D_{A=S}^{20\%}$
<i>pen</i>	$\Delta V_{A=1}^{pen}$	$\Delta L_{A=1}^{pen}$	$\Delta D_{A=1}^{pen}$
	$\Delta V_{A=2}^{pen}$	$\Delta L_{A=2}^{pen}$	$\Delta D_{A=2}^{pen}$

	$\Delta V_{A=S}^{pen}$	$\Delta L_{A=S}^{pen}$	$\Delta D_{A=S}^{pen}$
100	$\Delta V_{A=1}^{100\%}$	$\Delta L_{A=1}^{100\%}$	$\Delta D_{A=1}^{100\%}$
	$\Delta V_{A=2}^{100\%}$	$\Delta L_{A=2}^{100\%}$	$\Delta D_{A=2}^{100\%}$

	$\Delta V_{A=S}^{100\%}$	$\Delta L_{A=S}^{100\%}$	$\Delta D_{A=S}^{100\%}$

De posse destes dados, a próxima seção apresenta uma metodologia com abordagem estocástica para monetizar os impactos técnicos decorrentes da integração de GDFV nos níveis de tensão, nas perdas técnicas e na demanda de pico de cada política analisada.

4.5 Monetização dos impactos técnicos

Os impactos técnicos que o crescimento da GDFV pode provocar nos níveis de tensão, perdas técnicas e demanda de pico são valores expressos em unidades diferentes. Desse modo, é essencial transformá-los em uma única grandeza para possibilitar as demais análises deste trabalho. Uma forma prática para permitir a comparação entre os diferentes impactos técnicos é transformá-los em valores financeiros. Com esse método, torna-se possível identificar o incentivo regulatório à GDFV que maximiza os benefícios técnicos na rede elétrica. A seguir, é apresentada a metodologia para monetização dos impactos técnicos da GDFV proposta neste trabalho.

4.5.1 Níveis de tensão

Para se estimar, em valores financeiros, as mudanças nos perfis de tensão devido à instalação de GDFV, pode-se analisar quais obras seriam necessárias na rede para gerar o mesmo resultado nas tensões entregues às UCs. No entanto, essa avaliação é complexa e requer dados muito específicos (VIEIRA, 2016).

Uma outra maneira de se estimar em valores financeiros os citados impactos, é utilizar como referência a compensação financeira que a distribuidora deve pagar aos consumidores que estiverem submetidos às tensões de atendimento fora dos limites regulatórios (VIEIRA, 2016). No Brasil, o valor dessa compensação é estabelecido pela ANEEL de acordo com os indicadores de DRP e DRC (ANEEL, 2020c).

Segundo a ANEEL (2020c), os indicadores DRP e DRC são determinados pela relação entre a quantidade de medições de tensão dentro das faixas consideradas precária e crítica e a quantidade total de medições num determinado período. Essas medições são realizadas em intervalos de 10 minutos durante sete dias. Com isso, é obtido um conjunto de 1008 leituras válidas. O cálculo do valor da compensação é feito conforme (4.25).

$$Valor = \left[\left(\frac{DRP - DRP_{limite}}{100} \right) \times k_1 + \left(\frac{DRC - DRC_{limite}}{100} \right) \times k_2 \right] \times EUSD [R\$] \quad (4.25)$$

onde:

$k_1 = 0$, se $DRP \leq DRP_{limite}$;

$k_1 = 3$, se $DRP > DRP_{limite}$;

$k_2 = 0$, se $DRC \leq DRC_{limite}$;

$k_2 = 7$, para consumidores atendidos em BT, se $DRC > DRC_{limite}$;

$k_2 = 5$, para consumidores atendidos em MT, $DRC > DRC_{limite}$;

$k_2 = 3$, para consumidores atendidos em AT, $DRC > DRC_{limite}$;

DRP = valor do DRP expresso em %, apurado na última medição;

$DRP_{limite} = 3\%$;

DRC = valor do DRC expresso em %, apurado na última medição;

$DRC_{limite} = 0,5\%$;

$EUSD$ = valor do encargo de uso do sistema de distribuição correspondente ao mês de referência da última medição.

Neste trabalho, as simulações são realizadas para cada hora do dia, e não a cada 10 minutos. Além disso, as tensões oriundas das simulações não são classificadas nas faixas precárias ou críticas. Por essas razões, foi considerado em (4.25) apenas a parte relativa ao valor da compensação devido às transgressões do DRP, conforme é proposto e executado por Vieira (2016). Segundo o autor, essa simplificação diminui a quantia a ser empregada como ponderação e, para tentar equilibrar esse efeito, deve-se excluir a tolerância de 3% (DRP_{limite}) em 4.25.

Compete ainda enfatizar, que o Encargo de Uso do Sistema de Distribuição ($EUSD$) resulta da multiplicação entre a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição ($TUSD$), dado em [R\$/kWh], e o consumo da UC (ANEEL, 2020c). Como, neste estudo, a monetização é efetuada por alimentador e a GDFV é instalada apenas nas UCs em BT, o consumo utilizado corresponde à soma dos consumos de todas as unidades consumidoras em BT pertencentes ao alimentador. O consumo total de um alimentador é considerado constante para todas as políticas de incentivos à GDFV avaliadas.

Considerando esses aspectos, a monetização dos impactos da GDFV nos perfis de tensão de cada alimentador e por nível de penetração ($V_{\$ano}^{pen}$) pode ser calculada conforme (4.26). Os valores de ΔV_A são obtidos a partir da sua curva de distribuição de frequência acumulada.

$$V_{\$ano}^{pen} = \frac{-\Delta V_A \times 3 \times TUSD \times C_A}{100} [R\$] \quad (4.26)$$

onde: C_A é o consumo anual das cargas BT do alimentador [kWh].

A equação (4.26) deve ser multiplicada por (-1) para que a monetização resultante tenha o real sentido de benefício ou prejuízo para a distribuidora quando da inserção de GDFV. Na análise técnica, um ΔV_A negativo indica que os níveis de tensão melhoraram quando sistemas FV foram instalados, apontando ganho financeiro para a concessionária.

Neste trabalho adota-se a premissa de que os impactos nos níveis de tensão gerados pela GDFV acontecem apenas no 1º ano, sendo realizados reparos na rede de forma a solucionar o problema. Caso o ajuste da tensão não aconteça no ano 1, a distribuidora tem que pagar uma compensação aos consumidores por cada ano em que as tensões ficaram fora dos níveis adequados. Um valor de compensação é definido pelo regulador do sistema de forma a incentivar a correção da tensão, e não gerar taxas anuais. Assim, é considerado que a compensação devida às violações de tensão ocorre somente no ano 1.

O cálculo do valor presente (VP) da monetização dos impactos nos níveis de tensão decorrentes da integração de GDFV para o primeiro ano é dado por (4.27). O cálculo do VP determina o benefício ou o prejuízo trazido ao tempo presente da grandeza a ser monetizada. Um VP positivo aponta para um benefício para a distribuidora.

$$VP_V^{pen} = \frac{V_{\$ano}^{pen}}{1 + CMPC} [R\$] \quad (4.27)$$

onde:

VP_V^{pen} : valor presente da monetização das tensões fora dos limites estabelecidos como adequados [R\$], obtido por nível de penetração pen ;

$CMPC$: Custo Médio Ponderado de Capital do segmento de distribuição [% a.a].

O Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC ou, em inglês, *Weighted Average Cost of Capital* - *WACC*) é um índice utilizado no mercado para assegurar o retorno de um investimento. Segundo (ANEEL, 2019b, p. 8), ele “é o resultado da média ponderada dos recursos próprios e de terceiros pela estrutura de capital (participação de cada fonte de capital no capital total)”.

O CMPC é definido e utilizado pela ANEEL para a revisão de tarifa ou receita de distribuidoras, transmissoras e geradoras de energia elétrica. Desde 2020, ele é atualizado e publicado anualmente. A taxa válida é aplicada nos processos de revisão daquele ano (AID, 2020).

4.5.2 Perdas técnicas

Neste trabalho, as perdas técnicas estão em unidade de energia (kWh). Portanto, elas podem ser monetizadas pelo preço da energia elétrica comprada pela distribuidora ou pela tarifa de energia paga pelos consumidores (VIEIRA, 2016). Lamin (2013) afirma que “a redução de perdas técnicas reflete em economia de compra de energia pelas distribuidoras” e, por isso, ele valora os impactos nas perdas técnicas pelo preço médio de compra de energia pelas distribuidoras.

A metodologia proposta neste trabalho visa possibilitar a análise das distribuidoras separadamente. Por essa razão, assim como efetuado por Vieira (2016), o impacto da GDFV nas perdas técnicas é monetizado pelo custo do mix de Compra de Energia (CE) da distribuidora em análise, dado em [R\$/kWh]. O valor anual relativo às perdas técnicas de cada alimentador por pen ($L_{\$ano}^{pen}$) é calculado conforme (4.28)⁶. O sinal negativo da equação (4.28) obedece ao mesmo raciocínio adotado para os níveis de tensão, e os valores de ΔL_A são obtidos a partir da sua curva de distribuição de frequência acumulada.

$$L_{\$ano}^{pen} = -\Delta L_A \times CE \times 24 \times 365 \text{ [R\$]} \quad (4.28)$$

O benefício e/ou prejuízo que a instalação de GDFV gera nas perdas técnicas permanece por todo o tempo de geração fotovoltaica. Assim, adotou-se um tempo de vida útil igual a 25 anos para os sistemas FV. Atentando ao fato de que os valores do CE são ajustados anualmente, um valor diferente por ano deve ser empregado. O cálculo do valor presente da monetização dos impactos nas perdas técnicas devido à integração de GDFV (VP_L^{pen}), para 25 anos, é dado por (4.29).

$$VP_L^{pen} = \sum_{ano=1}^{25} \frac{L_{\$ano}^{pen}}{(1 + CMPC)^{ano}} \text{ [R\$]} \quad (4.29)$$

onde: VP_L^{pen} : valor presente da monetização das perdas técnicas [R\$], obtido por nível de pene-

⁶O valor 24 corresponde ao número de horas em um dia, e o valor 365 é referente ao número de dias em um ano.

tração *pen*.

4.5.3 Demanda de pico

Para aumentar a demanda de pico de um alimentador é necessário investir na expansão da rede elétrica. Por definição, o Custo Marginal de Expansão (CME) “é o custo marginal de se atender a uma unidade adicional de demanda, composta pelas parcelas de energia e ponta” (EPE, 2017, p. 9). Segundo o EPE (2017), para se adicionar uma unidade de demanda no cálculo de atendimento a demanda máxima, tem o denominado CME da Potência, dado em [R\$/kW/ano]. Em função disso, assim como empregado por Vieira (2016), o CME da Potência é aqui utilizado para a monetização dos impactos técnicos da GDFV na demanda de pico do alimentador ($\Delta D_{\$ano}^{pen}$), calculada conforme (4.30). O sinal negativo na equação obedece ao mesmo raciocínio explicitado para os níveis de tensão, e os valores de ΔD_A são obtidos a partir da sua curva de distribuição de frequência acumulada.

$$\Delta D_{\$ano}^{pen} = -\Delta D_A \times CME [R\$] \quad (4.30)$$

Tendo em vista que os alimentadores modelados incluem tanto a rede MT quanto a rede BT, o CME total utilizado deve ser a soma dos valores de média e baixa tensão.

Os custos marginais de expansão são diretamente associados à topologia das redes e à região onde as UCs são atendidas. Por isso, eles variam por distribuidora e são determinados e disponibilizados pela ANEEL a cada revisão tarifária (VIEIRA, 2016).

A postergação ou antecipação de investimentos necessários para atender à demanda de pico ocorre uma única vez, não se repetindo anualmente. Assim, o valor presente da monetização dos impactos provocados pela integração de GDFV na demanda de pico, dado por (4.31), considera apenas o primeiro ano da vida útil dos módulos FV.

$$VP_D^{pen} = \frac{\Delta D_{\$ano}^{pen}}{1 + CMPC} [R\$] \quad (4.31)$$

onde:

VP_D^{pen} : valor presente da monetização da demanda de pico [R\$], obtido por nível de penetração *pen*.

O método utilizado neste trabalho não identifica quais obras seriam necessárias na rede para atendimento a uma certa demanda, mas monetiza essas obras de maneira generalizada por distribuidora, pois leva em consideração os custos marginais necessários para atendimento a uma potência adicional na rede de BT e MT daquela área de concessão.

4.5.4 Monetização total dos impactos técnicos

Após o cálculo da monetização dos impactos técnicos provocados pela integração de GDFV nos níveis de tensão, na demanda de pico e nas perdas técnicas, é possível determinar o valor presente da monetização total dos impactos técnicos da GDFV (VP_{MT}^{pen}). Sabendo que os resultados dos impactos da GDFV estão em unidades monetárias, basta somá-los para alcançar o impacto total, conforme (4.32).

$$VP_{MT}^{pen} = VP_V^{pen} + VP_L^{pen} + VP_D^{pen} [R\$] \quad (4.32)$$

O VP_{MT}^{pen} é adquirido por alimentador, nível de penetração e política de incentivo à GDFV. O valor presente da monetização total de um determinado pen e de uma dada política de incentivo, considerando-se diversos alimentadores ($VP_{MT_dist}^{pen}$) é dado por (4.33), onde m é o número de alimentadores a serem analisados.

$$VP_{MT_dist}^{pen} = \sum_{alim=1}^m VP_{MT}^{pen} [R\$] \quad (4.33)$$

4.5.5 Algoritmo para monetização dos impactos técnicos

Para monetizar os impactos técnicos que o crescimento da integração de GDFV gera nos níveis de tensão, perdas técnicas e demanda de pico dos alimentadores de uma concessionária real, foi desenvolvido um algoritmo computacional no programa Matlab (APÊNDICES B e C). Os dados necessários para o funcionamento do algoritmo são:

- Valor atual da TUSD da distribuidora em análise [R\$/kWh];
- Valores históricos do CE da distribuidora em análise [R\$/kWh];
- Valor atual do CME da distribuidora em análise (BT + MT) [R\$/kW];
- CMPC do segmento de distribuição [%];
- Valores do ΔV_A , ΔL_A e do ΔD_A (Tabela 4.2).

A Figura 4.3 apresenta o fluxograma para monetizar os impactos técnicos da GDFV na rede elétrica. O algoritmo deve ser repetido por alimentador e política de incentivo à GDFV em análise, conforme descrito a seguir:

1. Determinar a linha de tendência de crescimento do CE com base nos seus valores históricos. Em seguida, calcular o erro (em porcentagem) entre os valores históricos do CE e os determinados por meio da equação da reta que representa a linha de tendência de crescimento do CE . Por fim, encontrar os valores futuros do CE com base na linha de tendência (um para cada ano em análise);

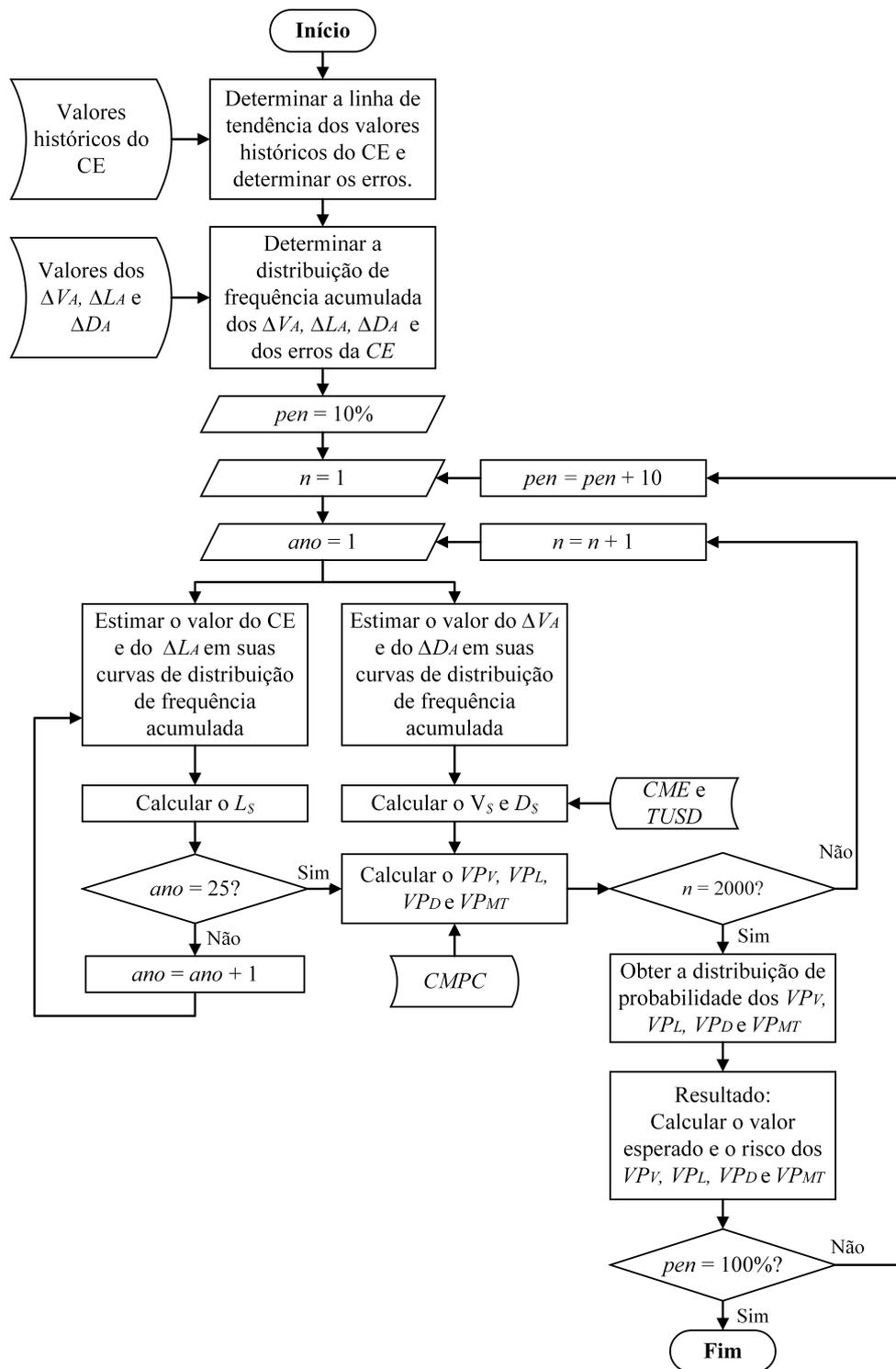


Figura 4.3: Fluxograma para monetizar os impactos técnicos da GDFV na rede elétrica.

2. Determinar a distribuição de frequência acumulada dos valores de ΔV_A , ΔL_A , ΔD_A e dos erros da CE ;
3. Definir o nível de penetração ($pen = 10\%$);
4. Definir o número da simulação igual a 1 ($n = 1$);

5. Definir o ano igual a 1 ($ano = 1$);
6. Escolher aleatoriamente um valor de ΔV_A e de ΔD_A nas suas respectivas curvas de distribuição de frequência acumulada;
7. Calcular o impacto financeiro anual da GDFV relativo aos níveis de tensão (V_{\S}) e da demanda de pico do alimentador (D_{\S}), no ano e no nível de penetração pen ;
8. Calcular o valor do CE , como a soma do CE futuro (passo 1) e de um erro selecionado aleatoriamente na distribuição de frequência acumulada (passo 2). Escolher aleatoriamente um valor de ΔL_A na sua curva de distribuição de frequência acumulada;
9. Calcular o impacto financeiro anual da GDFV relativo às perdas técnicas do alimentador (L_{\S}), no ano e no nível de penetração pen ;
10. Se o $ano = 25$, executar o passo 12. Senão, executar o passo 11;
11. Incrementar um ano ($ano = ano + 1$) e retornar ao passo 8;
12. Calcular, para o pen em análise, o valor presente da monetização das tensões fora dos limites estabelecidos como adequados (VP_V), das perdas técnicas (VP_L), da demanda de pico (VP_D) e total do alimentador (VP_{MT});
13. Se o número de simulações for igual a 2000 ($n = 2000$), executar o passo 15. Senão, executar o passo 14;
14. Incrementar o número de simulação ($n = n + 1$) e retornar ao passo 5;
15. Obter a distribuição de probabilidade da monetização total dos impactos técnicos da GDFV (VP_{MT});
16. Calcular e armazenar, para o pen em análise, o valor esperado do valor presente $E[VP]$, dado por (4.34), e o desvio padrão $\sigma[VP]$, conforme (4.35) e (4.36), da monetização dos níveis de tensão, perdas técnicas, demanda de pico e total;

$$E[VP] = \sum_{i=1}^{\infty} VP_i p(VP_i) \quad (4.34)$$

$$\sigma[VP] = \sqrt{Var(VP)} \quad (4.35)$$

$$Var(VP) = E[VP^2] - [E[VP]]^2 \quad (4.36)$$

onde: $E[VP]$ é o valor esperado da variável aleatória VP ou o valor médio dos resultados de VP . Ele é dado como a soma ponderada de todos os possíveis valores de VP_i , e ponderada por sua probabilidade de ocorrência $p(VP_i)$; $\sigma[VP]$ é o desvio padrão, que é a medida mais utilizada para a quantificação do risco; $Var(VP)$ é a variância.

17. Se o nível de penetração for igual a 100%, executar o passo 19. Senão, executar o passo 18;
18. Incrementar o nível de penetração ($pen = pen + 10$) e retornar ao passo 4;
19. Encerrar o processo.

4.6 Considerações finais

Este capítulo apresentou os procedimentos necessários para determinar os impactos que a GDFV instalada sob diferentes políticas de incentivo gera em um sistema de distribuição de energia elétrica.

A metodologia técnica foi adaptada de Vieira (2016). O algoritmo foi alterado para contemplar as incertezas relativas à localização dos sistemas fotovoltaicos, à irradiação solar e à temperatura ambiente na região (dados reais para cada dia do ano). Também foram considerados os dados reais da topologia dos alimentadores, consumo das UCs e curvas de carga, além de se migrar a modelagem do sistema de distribuição para o OpenDSS.

Foi proposta uma nova metodologia com abordagem estocástica para monetizar os impactos técnicos decorrentes da integração de GDFV nos níveis de tensão, nas perdas técnicas e na demanda de pico. O método proposto pode ser aplicado a uma quantidade expressiva de alimentadores de uma distribuidora para que se possam extrair generalizações e/ou identificar os tipos de alimentadores que teriam maiores dificuldades para implementar GDFV à rede.

No próximo capítulo, a metodologia é então aplicada e os resultados são apresentados em dois estudos de casos. O primeiro é referente a um alimentador, e o segundo é composto por dezenas de alimentadores de uma distribuidora.

Capítulo 5

Resultados e Discussões

5.1 Considerações iniciais

Este capítulo apresenta os resultados da aplicação da metodologia descrita no Capítulo 4. Inicialmente, são fornecidas as informações da distribuidora analisada e as características das simulações realizadas. Em seguida, são apresentados os resultados de dois estudos de casos que consideram: 1) alimentador com perfil predominantemente residencial, e; 2) 74 alimentadores de uma concessionária.

Em cada um dos estudos de casos, são apresentados os cálculos dos impactos técnicos nos níveis de tensão, nas perdas técnicas, e na demanda de pico decorrentes da GDFV instalada sob os tipos de políticas de incentivo regulatório NeM e FiT. Ao final, os resultados são monetizados e a política de incentivo à GDFV mais adequada do ponto de vista de seus impactos técnicos na rede é determinada.

Os resultados obtidos podem auxiliar as concessionárias no planejamento e execução de medidas preventivas de reforço da rede e, ainda, ajudar na identificação dos tipos de alimentadores que encontrariam dificuldades técnicas para implementar altos níveis de penetração fotovoltaica à rede.

5.2 Dados gerais da distribuidora e das simulações

As análises efetuadas neste trabalho empregam dados reais de uma distribuidora localizada no Centro-Oeste brasileiro. Essa companhia fornece energia elétrica para 6,2 milhões de pessoas, localizadas em 237 municípios. A área total de atendimento corresponde a mais de 337 mil km², coberta por uma rede de mais de 200 mil km.

Os alimentadores são radiais, podendo ser desequilibrados. As unidades consumidoras atendidas em MT possuem tensões iguais a 13,8 kV ou 34,5 kV. Na BT, a tensão de linha é igual a 0,38 kV ou 0,44 kV. O modelo adotado para as cargas é denominado ZIP, composto por 100% de impedância constante para parcela reativa (Q), e de 50% potência constante e 50% impedância constante para a parcela ativa da carga (P) (ANEEL, 2020c). Todas as UC possuem fator de

potência igual a 0,92 indutivo.

Os dados da modelagem do sistema elétrico de potência são oriundos do ProgGeoPerdas. Desse modo, as curvas de carga, as potências dos transformadores, o consumo mensal das unidades consumidoras, a seção dos condutores, os dados dos reguladores de tensão, das chaves e as características dos ramais de alimentação são dados reais gerados pela distribuidora e fornecidos pela ANEEL sob um termo de confidencialidade ¹.

Usando dados coletados por campanhas de medição de acordo com a regulamentação brasileira (ANEEL, 2016c), vários tipos de perfis de carga foram determinados, cada um representando uma faixa de mercado da concessionária para dias de semana, sábados e domingos. Dessa forma, a probabilidade de ocorrência de cada perfil de carga pode ser calculada em função de sua participação no mercado da distribuidora. Com essas informações, as concessionárias associaram perfis de carga específicos a cada um de seus consumidores (ANEEL, 2014b).

Os valores de irradiação solar e temperatura foram obtidos das medições feitas pelo INMET (INMET, 2017). O Irr para a região brasileira estudada é igual a 5,422 kWh/m²/dia.

Para a identificação dos impactos técnicos que a integração de GDFV provoca nos níveis de tensão, perdas técnicas e demanda de pico de um sistema de distribuição de energia elétrica, foi utilizado o algoritmo desenvolvido na linguagem C Sharp (C#) (APÊNDICE A), que controlou o OpenDSS via interface COM.

Foram simulados os níveis de penetração de 0 a 100%, com intervalos de 10%. Neste estudo, o nível de penetração foi definido como a razão entre a potência total dos geradores FV e a potência total em BT do alimentador em análise (com exceção da iluminação pública). Os alimentadores possuem unidades consumidoras em baixa e média tensão, porém, a GDFV foi implementada apenas nas unidades em BT. Apesar das cargas de iluminação pública serem em BT, elas não recebem sistemas FV. O motivo é que a potência dessas UCs é modelada no ProgGeoPerdas de forma concentrada. Ademais, acredita-se que a distribuidora não investirá na instalação de sistemas FV para suprir a iluminação pública.

A potência de cada GDFV variou conforme a política de incentivo escolhida. Para a política FiT Potência Baixa, foram instalados sistemas FV com potência de 5 kW. Para a FiT Potência Média, foram instalados sistemas FV com potência de 10 kW. Quando a política foi do tipo NeM, a potência dos sistemas FV foi calculada de acordo com os incentivos regulatórios brasileiros (ANEEL, 2012, 2015). Os valores utilizados na equação (4.1) foram: CM igual ao consumo médio mensal da unidade consumidora; k igual a 1 kW/m² (valor padrão da radiação na superfície terrestre utilizado para comparação de eficiência entre diferentes sistemas FV); PR igual a 80% (considerando as perdas por sujeira, efeitos térmicos dos condutores e possíveis sombreamentos), e; n_{dias} igual a 30 dias.

Nas simulações, a potência nominal do inversor foi equivalente à capacidade instalada do sistema FV e apenas a potência ativa foi produzida (fator de potência unitário). Quanto ao esquema

¹Dados fornecidos pela ANEEL ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília (UnB) conforme Ofício nº 0092/2016-SRD/ANEEL

de conexão, as cargas trifásicas receberam inversores trifásicos e as cargas monofásicas receberam inversores monofásicos.

Para a monetização dos impactos técnicos, foi utilizado um programa desenvolvido no Matlab. Para a $TUSD$ foi utilizado o valor de 0,27985 R\$/kWh, referente ao ano de 2020 (ANEEL, 2020d). O valor utilizado do CME foi de 1069,138 R\$/kW (ANEEL, 2018b), referente ao agrupamento BT e MT, e atualizado a uma inflação de 4,31% a.a. para o ano 2020. Os valores históricos do CE são referentes ao período de 2011 a 2019 (ANEEL, 2020e). Para o $CMPC$, admitiu-se um valor de 7,32% a.a. (ANEEL, 2020f).

As seções seguintes apresentam os resultados dos estudos de casos.

5.3 Estudo de caso 1 - Alimentador com perfil residencial

As simulações dos impactos que a GDFV instalada sob os tipos de políticas de incentivo regulatório *net metering* e *feed-in* provoca em uma rede de distribuição foram realizadas para o alimentador 5000805 da distribuidora em análise. A Figura 5.1 mostra o percurso em BT desse alimentador, que possui um perfil predominantemente residencial.

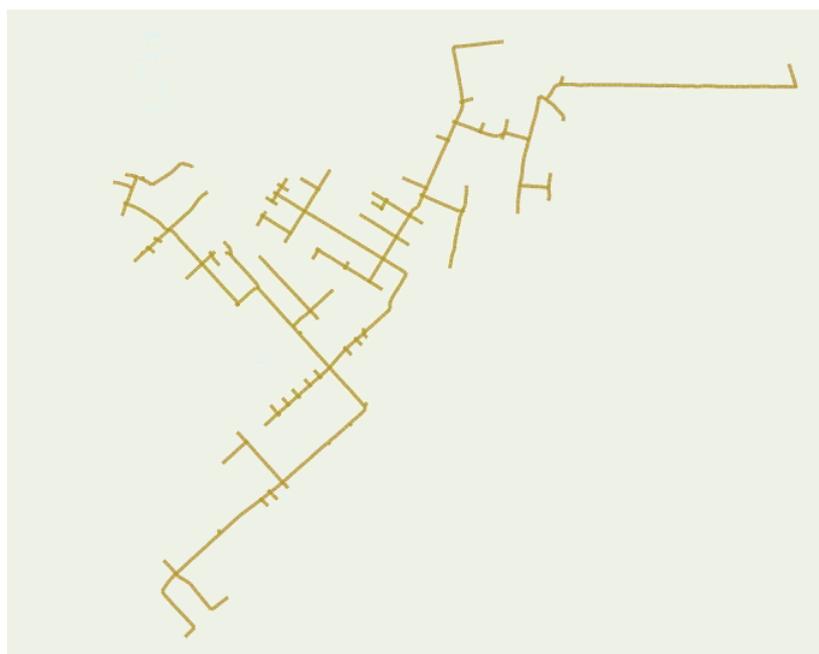


Figura 5.1: Percurso do alimentador 5000805.

A Tabela 5.1 apresenta o valor do consumo total anual, a potência total de geração distribuída fotovoltaica ($GDFV_{Max}$), e a quantidade de unidades consumidoras do alimentador analisado separado por tipo de carga.

A Tabela 5.2 apresenta a potência total de GDFV instalada por nível de penetração e política de incentivo, e a quantidade de unidades consumidoras que recebem os sistemas FV.

É possível observar da Tabela 5.2 que a variação máxima obtida entre os níveis de penetração

e políticas foi inferior a 1%. Dessa forma, as diferenças nos resultados técnicos e monetizados apresentados nas próximas seções não são justificadas por diferentes valores de potência instalada, mas sim pela maneira como a distribuição dessa potência ocorre entre as unidades consumidoras.

Tabela 5.1: Dados do alimentador.

Parâmetro	Dados		
Consumo anual total	17.899.651,47 kWh		
$GDFV_{Max}$	11.305,82 kW		
Quantidade de barras	14.341		
Unidades consumidoras	Residencial	10.667 unid.	8.855,07 kW
	Comercial	537 unid.	1.569,40 kW
	Setor público	22 unid.	870,96 kW
	Rural	4 unid.	7,12 kW
	Industrial	3 unid.	3,27 kW

Tabela 5.2: Potência total de GDFV instalada por nível de penetração e política de incentivo.

FiT 5 kW			FiT 10 kW			NeM		
<i>pen</i>	Potência (kW)	Nº UCs	<i>pen</i>	Potência (kW)	Nº UCs	<i>pen</i>	Potência (kW)	Nº UCs
0%	0	0	0%	0	0	0%	0	0
9,99%	1.130	226	9,99%	1.130	113	9,91%	1.120,77	1053
19,99%	2.260	452	19,99%	2.260	226	19,81%	2.240,01	2081
29,98%	3.390	678	29,98%	3.390	339	29,84%	3.374,06	3238
39,98%	4.520	904	39,98%	4.520	452	40,12%	4.536,34	4398
49,97%	5.650	1131	50,02%	5.655	565	49,51%	5.597,04	5465
59,97%	6.780	1357	60,01%	6.785	678	59,41%	6.716,37	6524
69,96%	7.910	1583	70,01%	7.915	791	69,30%	7.835,26	7627
79,96%	9.040	1809	80,00%	9.045	904	79,21%	8.954,96	8624
90,04%	10.180	2035	90,00%	10.175	1018	89,10%	10.073,65	9824
100,04%	11.310	2261	99,99%	11.305	1131	100%	11.305,82	11233

5.3.1 Avaliação dos impactos técnicos

5.3.1.1 Nível de tensão

A Figura 5.2 exibe a variação no perfil de tensão devido ao aumento da penetração de GDFV (ΔV_{pen}). São apresentados os resultados obtidos com a inserção de sistemas FV incentivados pelas políticas FiT 5 kW, FiT 10 kW e NeM.

Da Figura 5.2, verifica-se que a integração de GDFV de acordo com a política NeM provocou uma pequena diminuição do ΔV_{pen} até o nível de penetração de 30%. Para a política FiT 5 kW, a diminuição ocorreu até 20% de penetração, e para a FiT 10 kW somente até 10% de penetração. Essas melhorias indicam que os níveis de tensão aos quais as UCs estavam sujeitas aumentaram à medida que sistemas FV foram inseridos. Acima do nível de penetração de 30%, a GDFV elevou os níveis de tensão na rede para as três políticas estudadas. Isto significa que as magnitudes de

tensão tendem a aumentar quando as UCs recebem faixas de média a alta penetração de sistemas FV.

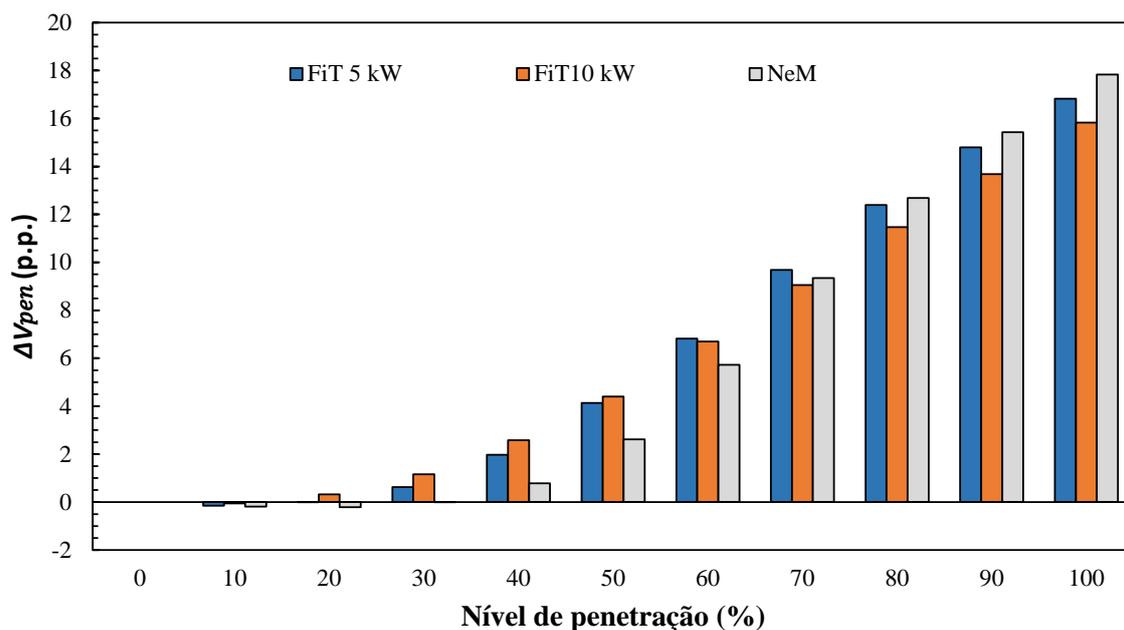


Figura 5.2: Variação nos perfis de tensão do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV.

Ainda da Figura 5.2 observa-se que, para níveis de penetração de até 60%, os sistemas fotovoltaicos instalados de acordo com a política NeM provocaram menor impacto nos níveis de tensão do que os observados pela FiT. Para níveis de penetração acima de 70%, a GDFV integrada conforme a política NeM passa a provocar maior impacto no perfil de tensão, seguida por FiT 5 kW e 10 kW, nessa ordem. Em outras palavras, a política FiT 10 kW é mais adequada para altos níveis de penetração.

Para compreender esse comportamento é necessário considerar dois aspectos da GDFV: a quantidade de UCs que instalam sistemas fotovoltaicos e a potência de cada um deles. A inserção de GDFV, ou seja, a injeção de potência na rede, eleva a tensão no local de instalação e em suas proximidades. Quanto maior a potência FV instalada, maior será a tensão.

Sabe-se que a política NeM incentiva a instalação de GDFV com potência suficiente para compensar o consumo médio da unidade consumidora no período de um ano. Isso faz com que os sistemas FV sejam dimensionados com potência inferior a 5 kW, quando instalados na rede BT. Assim sendo, para um mesmo nível de penetração, a política NeM implica em mais unidades consumidoras instalando GDFV com menor potência, enquanto a FiT encoraja menos consumidores com uma potência maior (Tabela 5.2).

De forma geral, os resultados mostram que a maior potência instalada de cada sistema FV incentivados pelas políticas FiT provoca maior alteração nos níveis de tensão para baixos e médios níveis de penetração. Para elevados níveis de penetração, a maior quantidade de unidades consumidoras que instalam sistemas fotovoltaicos incentivados pela política NeM (mesmo com potência menor), ocasiona uma maior alteração no perfil de tensão.

5.3.1.2 Perdas técnicas

A Figura 5.3 apresenta, para as políticas analisadas, a variação dos valores médios horários das perdas técnicas devido ao aumento da penetração de GDFV (ΔL_{pen}).

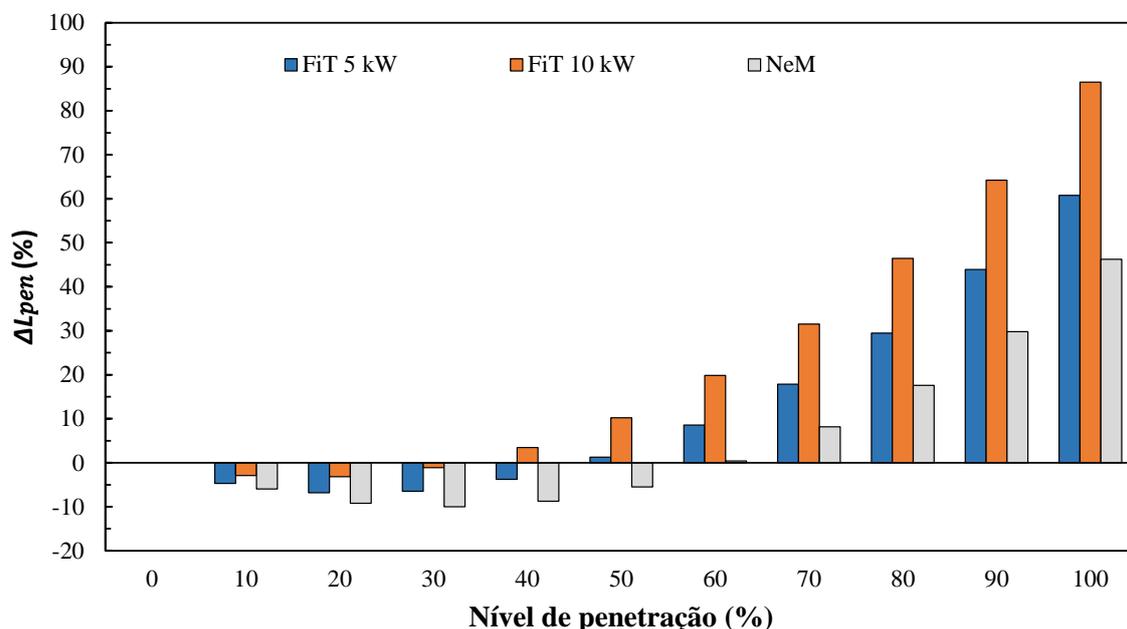


Figura 5.3: Variação dos valores médios horários das perdas técnicas do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV.

Da Figura 5.3 nota-se que, para o mecanismo NeM, houve diminuição das perdas para níveis de penetração de até 50%. A maior redução (próxima a 10%) ocorreu para 30% de penetração. A política FiT 5 kW resulta em uma redução máxima de 7% para o nível de penetração 20%. Ainda, ocorre redução das perdas até 40% de penetração. Por fim, a integração de sistemas FV incentivados pela política FiT 10 kW reduz o valor das perdas técnicas somente até 30% de penetração.

A redução de perdas técnicas está relacionada com a redução do fluxo de potência na rede de distribuição. Como a política NeM implica na instalação de GDFV com a menor potência, grande parcela da energia gerada pelos sistemas FV é consumida localmente. Isso culmina em uma maior redução do fluxo de potência quando comparado às políticas FiT 5 kW e FiT 10 kW. Quanto maior a potência instalada, maior será o valor da potência injetada na rede, aumentando o fluxo de potência. Por isso, a política NeM culmina no melhor desempenho em relação às perdas técnicas, seguida por FiT 5 kW e FiT 10 kW, respectivamente.

5.3.1.3 Demanda de pico

A Figura 5.4 mostra, para as políticas analisadas, a variação da demanda de pico devido ao aumento da penetração de GDFV (ΔD_{pen}).

Ao observar a variação da demanda de pico (ΔD_{pen}) apresentada na Figura 5.4, nota-se um comportamento semelhante para todas as políticas avaliadas. Até 60% de penetração, os valores

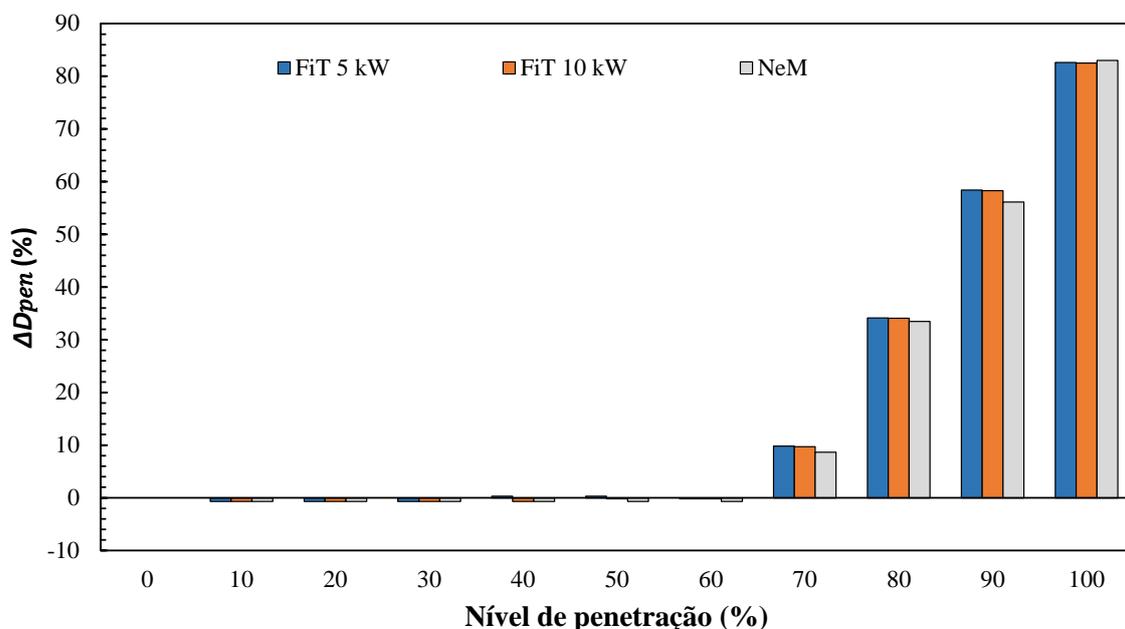


Figura 5.4: Variação da demanda de pico do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV.

de ΔD_{pen} praticamente não se alteram. Isso ocorre porque a demanda de pico deste alimentador acontece por volta das 19 h (alimentador predominantemente residencial), momento em que não há irradiação solar incidente nos sistemas FV, como mostra a demanda horária da Figura 5.5 para o caso da política NeM. Com o aumento do nível de penetração acima de 60% (na Figura 5.4), a injeção de potência na rede devido à integração de GDFV ultrapassa a máxima potência demandada pela carga, culminando na elevação da demanda de pico. Para as três políticas, a Figura 5.4 mostra que a demanda de pico aumentou, aproximadamente, 80% quando o nível de penetração foi igual a 100%.

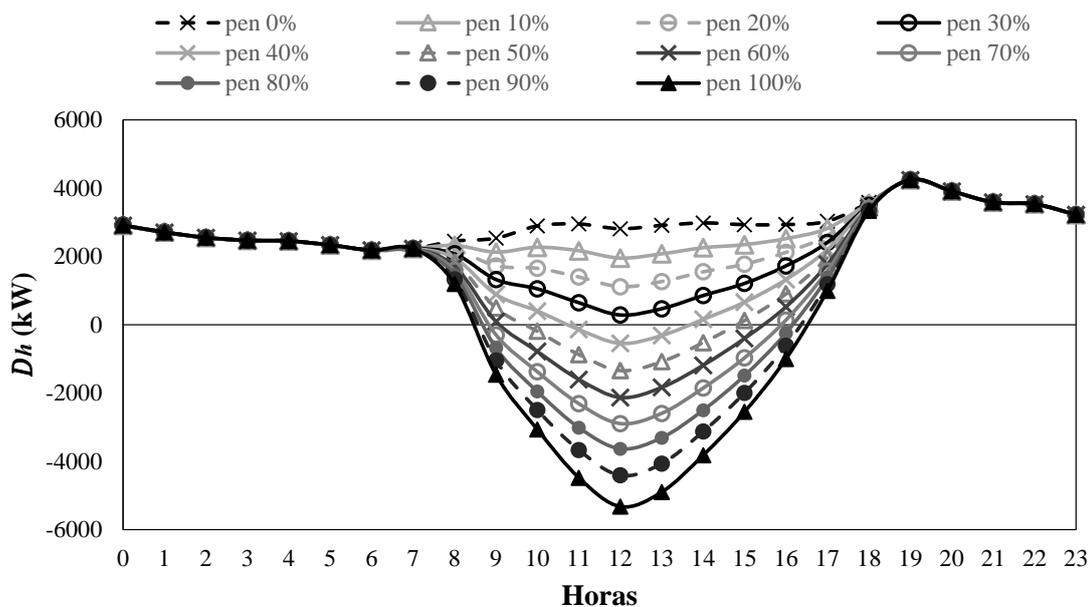


Figura 5.5: Demanda de pico horária do alimentador – Política NeM.

Cabe ressaltar que não há diferenças significativas entre os valores da demanda de pico para as políticas analisadas, diferentemente do observado nos níveis de tensões e perdas técnicas. Destaca-se ainda que, como o valor total de GDFV instalada no alimentador é, praticamente, o mesmo para as três políticas de incentivo, a injeção de potência no alimentador assume valores próximos quando avaliados diversos dias e diferentes posicionamentos dos sistemas FV.

5.3.2 Monetização dos impactos técnicos

Por meio da aplicação das equações (4.26) e (4.27) foi possível monetizar, para o alimentador analisado, os valores da variação média horária das tensões fora dos limites estabelecidos como adequados de cada posicionamento da GDFV (ΔV_A). A Tabela 5.3 apresenta o valor esperado do valor presente ($E[VP_V]$) e o risco ($\sigma[VP_V]$) referente à monetização dos níveis de tensão por nível de penetração e política de incentivo.

Tabela 5.3: Monetização dos níveis de tensão do alimentador por nível de penetração e política de incentivo à GDFV.

pen	FiT 5 kW		FiT 10 kW		NeM	
	$E[VP_V]$	$\sigma[VP_V]$	$E[VP_V]$	$\sigma[VP_V]$	$E[VP_V]$	$\sigma[VP_V]$
10%	R\$ 18.775,44	R\$ 6.096,56	R\$ 10.269,92	R\$ 11.081,36	R\$ 28.874,29	R\$ 4.577,48
20%	-R\$ 3.509,02	R\$ 10.766,60	-R\$ 40.813,22	R\$ 15.832,46	R\$ 31.247,46	R\$ 5.496,52
30%	-R\$ 83.768,42	R\$ 16.740,20	-R\$ 158.953,96	R\$ 20.326,52	-R\$ 646,41	R\$ 11.319,13
40%	-R\$ 265.458,69	R\$ 27.105,57	-R\$ 365.363,33	R\$ 31.421,68	-R\$ 105.452,88	R\$ 18.936,55
50%	-R\$ 564.656,87	R\$ 35.650,14	-R\$ 599.256,53	R\$ 56.468,61	-R\$ 356.015,21	R\$ 35.016,59
60%	-R\$ 929.654,52	R\$ 62.182,88	-R\$ 931.523,35	R\$ 60.937,78	-R\$ 791.240,90	R\$ 46.565,21
70%	-R\$ 1.330.213,98	R\$ 87.537,93	-R\$ 1.215.700,62	R\$ 92.035,25	-R\$ 1.304.595,46	R\$ 59.303,00
80%	-R\$ 1.714.096,66	R\$ 112.922,9	-R\$ 1.550.560,65	R\$ 124.593,36	-R\$ 1.768.846,43	R\$ 72.124,02
90%	-R\$ 2.053.875,38	R\$ 135.156,99	-R\$ 1.828.348,00	R\$ 172.626,75	-R\$ 2.133.551,87	R\$ 89.082,41
100%	-R\$ 2.348.404,68	R\$ 144.335,08	-R\$ 2.114.704,70	R\$ 151.841,03	-R\$ 2.481.524,84	R\$ 90.576,17

Os valores da variação média horária das perdas técnicas de cada posicionamento da GDFV (ΔL_A) foram monetizados por meio da aplicação das equações (4.28) e (4.29). A Tabela 5.4 apresenta o valor esperado do valor presente ($E[VP_L]$) e o risco ($\sigma[VP_L]$) referente à monetização das perdas técnicas por nível de penetração e política de incentivo.

Tabela 5.4: Monetização das perdas técnicas do alimentador por nível de penetração e política de incentivo à GDFV.

pen	FiT 5 kW		FiT 10 kW		NeM	
	$E[VP_L]$	$\sigma[VP_L]$	$E[VP_L]$	$\sigma[VP_L]$	$E[VP_L]$	$\sigma[VP_L]$
10%	R\$ 309.357,59	R\$ 7.265,12	R\$ 194.757,63	R\$ 7.879,86	R\$ 381.902,44	R\$ 8.074,81
20%	R\$ 442.987,56	R\$ 10.775,25	R\$ 212.084,16	R\$ 12.209,09	R\$ 600.560,32	R\$ 10.543,91
30%	R\$ 418.701,96	R\$ 7.975,34	R\$ 70.273,32	R\$ 10.586,07	R\$ 644.316,79	R\$ 12.912,45
40%	R\$ 249.799,46	R\$ 10.685,18	-R\$ 207.227,49	R\$ 14.057,83	R\$ 581.753,46	R\$ 14.598,53
50%	-R\$ 64.332,57	R\$ 14.703,24	-R\$ 647.723,34	R\$ 25.454,77	R\$ 351.765,88	R\$ 12.756,55
60%	-R\$ 525.853,18	R\$ 19.375,87	-R\$ 1.235.181,29	R\$ 36.196,93	-R\$ 7.117,17	R\$ 17.175,64
70%	-R\$ 1.096.764,21	R\$ 30.043,90	-R\$ 1.922.062,46	R\$ 52.937,09	-R\$ 505.901,71	R\$ 22.186,57
80%	-R\$ 1.864.135,72	R\$ 44.681,55	-R\$ 2.847.832,63	R\$ 71.274,61	-R\$ 1.077.847,37	R\$ 33.056,26
90%	-R\$ 2.759.988,98	R\$ 72.081,79	-R\$ 3.836.247,27	R\$ 101.359,08	-R\$ 1.858.132,70	R\$ 46.683,87
100%	-R\$ 3.787.828,80	R\$ 95.723,25	-R\$ 5.238.254,99	R\$ 120.747,06	-R\$ 2.897.886,46	R\$ 64.952,97

A variação da demanda de pico de cada posicionamento da GDFV (ΔD_A) foi transformada em quantidades financeiras empregando-se as equações (4.30) e (4.31). A Tabela 5.5 apresenta o valor

esperado do valor presente ($E[VP_D]$) e o risco ($\sigma[VP_D]$) referente à monetização da demanda de pico. Os resultados são apresentados por nível de penetração e política de incentivo à GDFV.

Tabela 5.5: Monetização da demanda de pico do alimentador por nível de penetração e política de incentivo à GDFV.

pen	FiT 5 kW		FiT 10 kW		NeM	
	$E[VP_D]$	$\sigma[VP_D]$	$E[VP_D]$	$\sigma[VP_D]$	$E[VP_D]$	$\sigma[VP_D]$
10%	R\$ 74.077,60	R\$ 58.002,04	R\$ 105.200,26	R\$ 58.789,61	R\$ 28.871,43	R\$ 12.262,02
20%	R\$ 89.321,73	R\$ 62.614,69	R\$ 89.931,61	R\$ 57.356,41	R\$ 29.387,35	R\$ 12.246,65
30%	R\$ 67.108,27	R\$ 49.510,61	R\$ 61.256,13	R\$ 46.304,28	R\$ 73.020,80	R\$ 51.864,79
40%	R\$ 26.477,16	R\$ 44.079,78	R\$ 20.452,55	R\$ 32.392,50	R\$ 27.614,24	R\$ 29.444,91
50%	R\$ 11.855,13	R\$ 32.988,35	R\$ 23.180,35	R\$ 27.803,67	R\$ 27.620,58	R\$ 37.779,83
60%	R\$ 12.507,85	R\$ 34.217,35	R\$ 20.479,55	R\$ 30.159,51	R\$ 23.259,43	R\$ 39.647,75
70%	-R\$ 354.728,15	R\$ 64.343,90	-R\$ 332.562,41	R\$ 77.960,35	-R\$ 317.033,58	R\$ 74.514,36
80%	-R\$ 1.340.108,36	R\$ 85.546,19	-R\$ 1.343.794,34	R\$ 97.857,52	-R\$ 1.262.373,40	R\$ 110.941,80
90%	-R\$ 2.252.088,27	R\$ 193.560,87	-R\$ 2.378.912,91	R\$ 101.014,10	-R\$ 2.274.980,43	R\$ 113.603,98
100%	-R\$ 3.285.341,82	R\$ 191.709,08	-R\$ 3.413.116,78	R\$ 93.470,72	-R\$ 3.383.284,93	R\$ 126.406,08

De posse dos valores da monetização dos níveis de tensão, perdas técnicas e demanda de pico, foi possível determinar o valor esperado do valor presente ($E[VP_{MT}]$) e o risco ($\sigma[VP_{MT}]$) da monetização total do impacto técnico decorrente da integração de GDFV. Os resultados, por nível de penetração e política de incentivo à GDFV, são apresentados na Figura 5.6 e na Tabela 5.6.

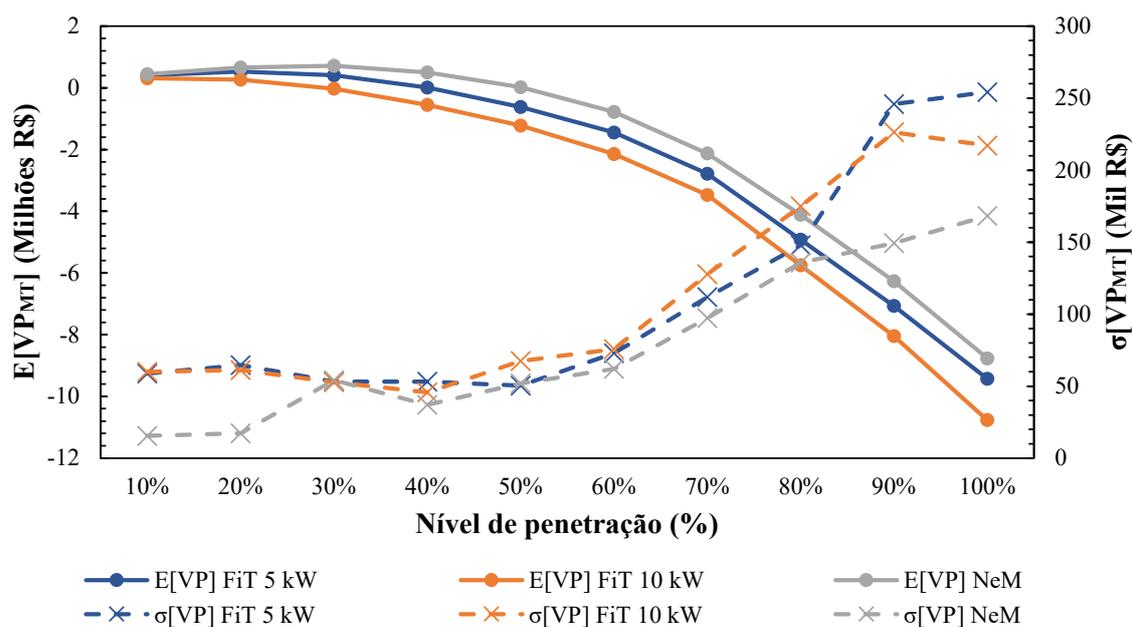


Figura 5.6: Monetização total dos impactos técnicos do alimentador em função dos níveis de penetração.

Ao analisar a Figura 5.6 e a Tabela 5.6 percebe-se que a política NeM é a que apresenta maior $E[VP_{MT}]$ e menor $\sigma[VP_{MT}]$ para todos os níveis de penetração, seguida pelas políticas FiT 5 kW e FiT 10 kW, respectivamente. Em outras palavras, a política NeM é a que induz a instalação de GDFV de maneira a se obter maiores benefícios técnicos à rede. A grandeza que mais contribuiu para esse fato foram as perdas técnicas, conforme pode-se observar nas Tabelas 5.3, 5.4 e 5.5.

Tabela 5.6: Monetização total dos impactos técnicos do alimentador por nível de penetração e política de incentivo à GDFV.

<i>pen</i>	FiT 5 kW		FiT 10 kW		NeM	
	$E[VP_{MT}]$	$\sigma[VP_{MT}]$	$E[VP_{MT}]$	$\sigma[VP_{MT}]$	$E[VP_{MT}]$	$\sigma[VP_{MT}]$
10%	R\$ 402.229,63	R\$ 58.702,85	R\$ 310.210,71	R\$ 60.068,06	R\$ 439.637,32	R\$ 15.523,63
20%	R\$ 528.784,11	R\$ 64.613,86	R\$ 261.310,55	R\$ 61.227,53	R\$ 661.207,99	R\$ 17.233,65
30%	R\$ 401.941,76	R\$ 53.036,49	-R\$ 27.295,75	R\$ 52.706,67	R\$ 715.992,10	R\$ 54.138,92
40%	R\$ 10.514,04	R\$ 53.048,42	-R\$ 552.150,81	R\$ 45.717,90	R\$ 502.992,83	R\$ 36.994,25
50%	-R\$ 617.312,93	R\$ 50.374,23	-R\$ 1.223.541,21	R\$ 67.547,40	R\$ 22.530,76	R\$ 51.867,92
60%	-R\$ 1.443.452,84	R\$ 72.868,65	-R\$ 2.146.748,69	R\$ 75.743,03	-R\$ 776.157,85	R\$ 61.963,63
70%	-R\$ 2.782.527,96	R\$ 111.799,49	-R\$ 3.471.752,99	R\$ 127.675,16	-R\$ 2.128.214,36	R\$ 97.272,40
80%	-R\$ 4.918.711,65	R\$ 147.968,02	-R\$ 5.742.571,89	R\$ 174.876,05	-R\$ 4.111.279,39	R\$ 135.752,09
90%	-R\$ 7.068.322,96	R\$ 245.835,68	-R\$ 8.043.893,60	R\$ 226.264,54	-R\$ 6.269.007,02	R\$ 149.215,70
100%	-R\$ 9.424.305,24	R\$ 254.250,61	-R\$ 10.766.798,88	R\$ 217.040,77	-R\$ 8.764.118,29	R\$ 168.330,78

As perdas técnicas estão relacionadas ao fluxo de potência na rede de distribuição. Com a instalação de GDFV com menor potência, a energia gerada pelos sistemas FV é consumida localmente. Portanto, há redução do fluxo de potência e, conseqüentemente, redução das perdas ao longo dos 25 anos de vida útil dos painéis.

À medida em que o nível de penetração aumenta, nota-se na Figura 5.6 e na Tabela 5.6, que:

- O maior benefício é observado para o *pen* 30% e com a instalação de GDFV incentivada pela política NeM;
- Os $E[VP_{MT}]$ se tornam negativos (representando prejuízo financeiro para a distribuidora) a partir do *pen* igual a 30% para a política FiT 10 kW, 50% para a política FiT 5 kW e 60% para a política NeM;
- Médios e altos níveis de penetração geram impactos financeiros negativos superiores aos impactos positivos da GDFV quando incentivada pelas políticas FiT. Para as políticas NeM, isso ocorre somente para altos níveis de penetração. Observe na política NeM que, o maior valor esperado do valor presente positivo foi de R\$ 715.992,10. Quando se observa os valores negativos, os $E[VP_{MT}]$ variam de - R\$ 776.157,85 a -R\$ 8.764.118,29 para os níveis de penetração de 60 a 100%;
- As três grandezas técnicas contribuem para os altos $E[VP_{MT}]$ negativos. Isto pode ser observado nas Tabelas 5.3, 5.4 e 5.5;
- Políticas que incentivam a instalação de sistemas com maior potência e menos vinculado ao consumo local, não geram benefícios expressivos, e implicam em maiores custos mesmo quando inseridos em baixos níveis de penetração. Por exemplo, *pen* superiores a 20% implicam em mais custos do que benefícios quando a instalação de GDFV é incentivada pela política FiT 10 kW.

Esses resultados mostram que, sistemas FV dimensionados com base no consumo local e com menor potência, geram mais benefícios para a rede de distribuição. Essas evidências sugerem o

emprego da política NeM. Com isso, é possível tornar a regulamentação mais sustentável a longo prazo.

Ainda da Figura 5.6 e da Tabela 5.6 é possível notar que, para todas as políticas avaliadas, o risco associado aos impactos totais monetizados ($\sigma[VP_{MT}]$) aumenta à medida que o nível de penetração FV cresce. Porém, para uma análise mais adequada, deve-se avaliar o valor percentual do $\sigma[VP_{MT}]$ em relação ao $E[VP_{MT}]$. A Tabela 5.7 apresenta, em valor percentual, o risco da monetização total dos impactos técnicos do alimentador.

Tabela 5.7: Risco relativo da monetização total dos impactos técnicos do alimentador.

<i>pen</i>	FiT 5 kW		FiT 10 kW		NeM	
	$E[VP_{MT}]$	$\sigma[VP_{MT}]$	$E[VP_{MT}]$	$\sigma[VP_{MT}]$	$E[VP_{MT}]$	$\sigma[VP_{MT}]$
10%	R\$ 402.229,63	14,59%	R\$ 310.210,71	19,36%	R\$ 439.637,32	3,53%
20%	R\$ 528.784,11	12,22%	R\$ 261.310,55	23,43%	R\$ 661.207,99	2,61%
30%	R\$ 401.941,76	13,20%	-R\$ 27.295,75	193,09%	R\$ 715.992,10	7,56%
40%	R\$ 10.514,04	504,55%	-R\$ 552.150,81	8,28%	R\$ 502.992,83	7,35%
50%	-R\$ 617.312,93	8,16%	-R\$ 1.223.541,21	5,52%	R\$ 22.530,76	230,21%
60%	-R\$ 1.443.452,84	5,05%	-R\$ 2.146.748,69	3,53%	-R\$ 776.157,85	7,98%
70%	-R\$ 2.782.527,96	4,02%	-R\$ 3.471.752,99	3,68%	-R\$ 2.128.214,36	4,57%
80%	-R\$ 4.918.711,65	3,01%	-R\$ 5.742.571,89	3,05%	-R\$ 4.111.279,39	3,30%
90%	-R\$ 7.068.322,96	3,48%	-R\$ 8.043.893,60	2,81%	-R\$ 6.269.007,02	2,38%
100%	-R\$ 9.424.305,24	2,70%	-R\$ 10.766.798,88	2,02%	-R\$ 8.764.118,29	1,92%

É observado na Tabela 5.7 que, para baixos níveis de penetração, por exemplo *pen* igual a 10%, o valor percentual do $\sigma[VP_{MT}]$ é 19,36%, 14,59% e 3,53% para as políticas FiT 10 kW, FiT 5 kW e NeM, respectivamente. Para elevados níveis de penetração, observa-se uma redução do risco relativo da monetização total do impacto técnico. Quando há 100% de penetração, o $\sigma[VP_{MT}]$ relativo é de 2,02%, 2,70% e 1,92% para as políticas FiT 10 kW, FiT 5 kW e NeM, nessa ordem. Isso evidencia uma redução do risco relativo com o aumento da quantidade de GDFV na rede. Porém, observa-se um alto prejuízo para a distribuidora se 100% das UCs da rede BT instalarem GDFV.

Todavia, o $\sigma[VP_{MT}]$ relativo assume valores elevados para médios níveis de penetração. Para a política FiT 10 kW, o $\sigma[VP_{MT}]$ é 193,09% para um *pen* de 30%, enquanto, para a política FiT 5 kW, o $\sigma[VP_{MT}]$ assume 504,55% para 40% de penetração. Para a política NeM, o valor máximo do $\sigma[VP_{MT}]$ é de 230,21% quando o *pen* é igual a 50%. Os valores máximos dos riscos da monetização total dos impactos técnicos ocorrem nos níveis de penetração em que o módulo do $E[VP_{MT}]$ é mínimo, ou seja, nos *pen* em que ocorrem a inversão de benefícios para prejuízos decorrentes da integração de GDFV.

Observando as Tabelas 5.3, 5.4 e 5.5 conclui-se que, para médios níveis de penetração, a demanda de pico é a grandeza técnica que mais contribuiu para os altos riscos associados à monetização total dos impactos técnicos desse alimentador. Isso ocorre porque, nesses *pen*, o valor esperado da monetização da demanda de pico é mínimo.

Destaca-se ainda a importância da análise de risco associada à monetização total do impacto técnico. Por exemplo, para o *pen* igual a 50%, o $E[VP_{MT}]$ resultante da política NeM é R\$ 22.530,76 e o $\sigma[VP_{MT}]$ é R\$ 51.867,92. A distribuição de probabilidades para esse caso mostra

que os valores presentes da monetização total dos impactos estão bem espalhados, justificando o alto risco. Ainda da curva de distribuição, nota-se que o prejuízo máximo pode atingir até cerca de R\$ 162 mil. Todavia, para os demais níveis de penetração, o risco é bem menor.

A Tabela 5.8 mostra, por nível de penetração e política de incentivo à GDFV, a probabilidade do alimentador ter prejuízo [$p(VP_{MT}) < 0$] com a inserção de sistemas FV. Os resultados foram obtidos a partir da curva de distribuição de probabilidades da monetização total dos impactos técnicos do alimentador.

Tabela 5.8: Probabilidade do alimentador ter prejuízo com a inserção de GDFV, por nível de penetração e política de incentivo.

$p(VP_{MT}) < 0$			
<i>pen</i>	FiT 5 kW	FiT 10 kW	NeM
10%	0%	0%	0%
20%	0%	0%	0%
30%	0%	73,95%	0%
40%	29,90%	100%	0%
50%	100%	100%	31,55%
60%	100%	100%	100%
70%	100%	100%	100%
80%	100%	100%	100%
90%	100%	100%	100%
100%	100%	100%	100%

Da Tabela 5.8 observa-se que a probabilidade do alimentador não ter prejuízo com a inserção de GDFV [$p(VP_{MT}) \geq 0$] ocorre para os níveis de penetração de até 20% para a política FiT 10 kW, de até 30% para FiT 5 kW e de até 40% para a NeM. Nos *pen* em que os riscos relativos são altos, a chance de se ter prejuízo é de: 29,90% quando a GDFV é incentivada pela política FiT 5 kW e *pen* igual a 40%; 73,95% para a política FiT 10 kW e *pen* igual a 30%, e; 31,55% para a política NeM e *pen* igual a 50%. Os resultados ainda apontam que, para todas as simulações realizadas, sempre haverá prejuízos para *pen* superiores a 40%, 30% e 50% para as políticas FiT 5kW, FiT 10 kW e NeM, respectivamente.

Os resultados também permitem avaliar a representatividade dos ganhos sistêmicos decorrentes da instalação de sistemas FV. A Tabela 5.9 apresenta o valor esperado da monetização total dos impactos técnicos em virtude de uma política NeM, e a potência instalada total para cada nível de penetração. A razão entre essas duas colunas mostra o impacto provocado por kW de GDFV instalado.

Conforme apresentado na Tabela 5.9, o *pen* de 10% é alcançado com a inserção de micro usinas FV de, aproximadamente, 1.120 kW. No caso de uma política NeM, esses 1.120 kW resultariam em um custo evitado médio de R\$ 439.637,32. Em outras palavras, cada 1 kW de GDFV culmina, em média, R\$ 392,27 em benefícios para a rede de distribuição.

Essa análise permite deduzir que se poderia planejar uma política de incentivo à GDFV na qual os R\$ 392,27/kW referentes aos benefícios que esses sistemas trazem para a rede pudessem ser pagos ao prossumidor no momento da instalação. Isso equivale a uma compensação financeira

que o consumidor receberia por instalar sistema FV que gera benefícios para o sistema elétrico.

Tabela 5.9: Impacto total provocado por kW de GDFV instalado conforme a política NeM e para cada nível de penetração.

<i>pen</i>	Potência instalada de GDFV (kW)	$E[VP_{MT}]$	Impacto/kW
10%	1.120,77	R\$ 439.637,32	R\$ 392,27
20%	2.240,01	R\$ 661.207,99	R\$ 295,18
30%	3.374,06	R\$ 715.992,10	R\$ 212,21
40%	4.536,34	R\$ 502.992,83	R\$ 110,88
50%	5.597,04	R\$ 22.530,76	R\$ 4,03
60%	6.716,37	-R\$ 776.157,85	-R\$ 115,56
70%	7.835,26	-R\$ 2.128.214,36	-R\$ 271,62
80%	8.954,96	-R\$ 4.111.279,39	-R\$ 459,11
90%	10.073,65	-R\$ 6.269.007,02	-R\$ 622,32
100%	11.305,82	-R\$ 8.764.118,29	-R\$ 775,19

Por outro lado, altos níveis de penetração FV podem gerar custos adicionais ao sistema de distribuição de energia elétrica. Nesse contexto, os prossumidores desse alimentador deveriam ser responsabilizados pelos impactos da GDFV. Por exemplo, quando o nível de penetração estiver em torno de 60%, o consumidor que desejasse instalar GDFV teria que pagar aos demais consumidores uma taxa de R\$ 115,56 por kW instalado.

5.4 Estudo de caso 2 - Distribuidora

Para o estudo de caso da distribuidora, foram utilizados dados de 74 alimentadores da mesma distribuidora do centro-oeste brasileiro. Apesar dessa concessionária dispor de uma quantidade maior de alimentadores, nem todos integraram aos resultados devido à algumas particularidades:

- Existem alimentadores com pouca quantidade de unidades consumidoras, mas com alta potência agregada em cada uma delas. Como exemplo, tem-se o alimentador 5001344, que dispõe de 133 UCs e $GDFV_{Max}$ de 2309,29 kW. Se cada uma das UCs recebessem GDFV incentivados por uma política FiT 5 kW, apenas 665 kW seriam instalados, representando 28,8% de penetração fotovoltaica. Em função disso, neste estudo, alimentadores que não atingiram todos os 11 níveis de penetração FV (0 a 100%) quando incentivados por uma política FiT 5 kW e/ou FiT 10 kW, não foram incluídos nas análises;
- Alimentadores que apresentaram uma diferença da potência instalada de GDFV maior que 2% para o mesmo nível de penetração das diferentes políticas, foram desconsiderados das análises. Nesse caso, um alimentador que para a política NeM apresentou *pen* igual a 10%, mas na política FiT 5 kW apresentou 13% de penetração, foi descartado da análise.
- Alimentadores que não alcançaram uma solução convergente quando médios e altos níveis de penetração FV foram instalados conforme uma política FiT, também foram desconsiderados

da análise. Quando um circuito não converge durante a simulação do fluxo de potência, o OpenDSS mostra o resultado *not solved*, e os valores apresentados não são confiáveis.

A Tabela 5.10 mostra o valor da potência total de geração distribuída fotovoltaica ($GDFV_{Max}$) instalada, a quantidade de alimentadores analisados, e o número de unidades consumidoras por tipo de carga.

Tabela 5.10: Potência de GDFV instalada nos alimentadores analisados.

Parâmetro	Dados		
$GDFV_{Max}$	172.918,26 kW		
Quantidade de alimentadores	74		
Unidades consumidoras	Residencial	87.595 unid.	102.345,36 kW
	Comercial	12.377 unid.	45.367,67 kW
	Rural	6.876 unid.	20.836,49 kW
	Industrial	339 unid.	2.278,50 kW
	Setor público	101 unid.	2.090,24 kW

Em todos os alimentadores, não foram necessários mais que 30 diferentes posicionamentos dos sistemas FV.

5.4.1 Avaliação dos impactos técnicos

5.4.1.1 Níveis de tensão

A Figura 5.7 apresenta o gráfico *boxplot* da variação no perfil de tensão devido ao aumento da penetração de GDFV (ΔV_{pen}) dos alimentadores analisados. São apresentados os resultados quando inseridos sistemas FV incentivados pelas políticas FiT 5 kW, FiT 10 kW e NeM. No gráfico *boxplot*, a linha central indica a mediana, e o “x” simboliza a média. Os limites inferior e superior de cada caixa representam os percentis de 25% e 75% (1º e 3º quartis), respectivamente. O traço inferior da haste representa o valor mínimo, e o superior o valor máximo. Os *outliers* (valores atípicos) são plotados individualmente por meio do símbolo ‘o’.

Observando o 1º quartil de todos os níveis de penetração da Figura 5.7, verifica-se que a inserção de GDFV piora os níveis de tensão ($\Delta V_{pen} > 0$) em, aproximadamente, 75% dos alimentadores considerados nesta análise. Os outros 25% foram beneficiados ($\Delta V_{pen} < 0$) quando da instalação de sistemas FV. Esse resultado é observado para todas as políticas estudadas.

Isso ocorreu porque, antes da integração de GDFV, algumas barras operavam com tensões abaixo de 0,92 pu, enquanto outras não. Portanto, não basta apenas corrigir a tensão nominal na subestação, pois com isso, alguns alimentadores seriam beneficiados, enquanto outros seriam afetados negativamente. Os resultados discrepantes nos níveis de tensão estão relacionados com as diferentes características dos alimentadores, como topologia, tamanho, tipo de unidade consumidora (residencial, rural, comercial etc.), número de barras, entre outros aspectos.

Separando os alimentadores de acordo com a predominância do tipo de carga, foi verificado que existem 39 alimentadores tipicamente residencial, 26 rural e 9 do tipo comercial. A maioria

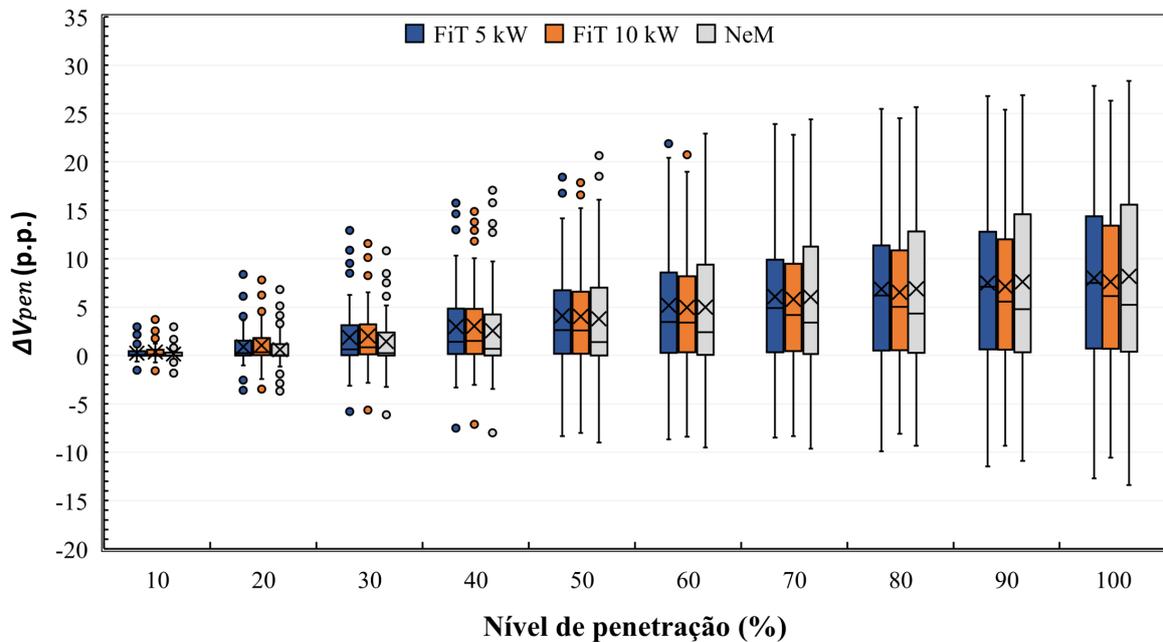


Figura 5.7: ΔV_{pen} dos alimentadores analisados em função do nível de penetração.

dos alimentadores é misto, ou seja, há unidades consumidoras residenciais, comerciais e rurais no mesmo sistema de potência. Mas, neste estudo, um alimentador foi classificado como residencial se mais de 60% de suas UCs forem residenciais. A Figura 5.8 apresenta a média dos níveis de tensão (ΔV_{pen}) agrupada por tipo de carga.

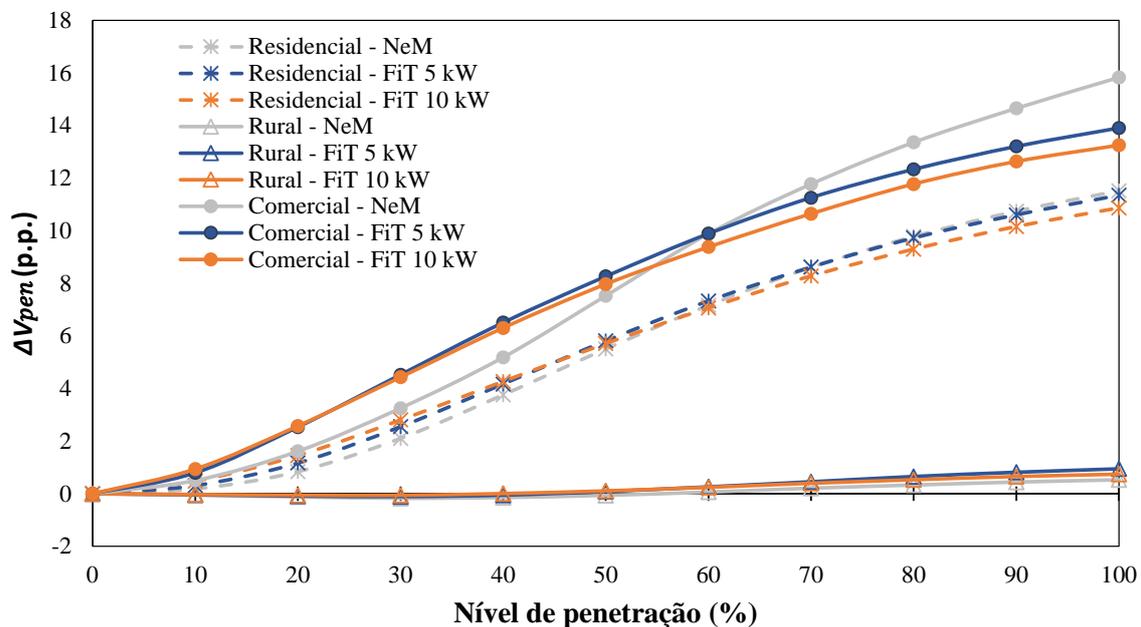


Figura 5.8: Média dos valores de ΔV_{pen} em relação aos níveis de penetração, considerando alimentadores tipicamente residenciais, comerciais e rurais.

Na Figura 5.8 é possível observar que os alimentadores com uma maior porcentagem de cargas do tipo rurais apresentaram menor variação nos níveis de tensão à medida que a instalação de

GDFV aumentou. Em outras palavras, a tensão nos alimentadores rurais não é tão impactada negativamente à medida que a GDFV é inserida. Isso ocorre porque esses alimentadores geralmente são mais longos e, conseqüentemente, as tensões em muitas barras estão abaixo de 0,92 pu. Com a inserção de GDFV até o *pen* 50%, os níveis de tensão melhoram. Nos alimentadores residenciais e comerciais, a geração FV aumenta a quantidade de tensão fora dos limites em todos os níveis de penetração FV.

Até o *pen* 40% da Figura 5.7, a caixa do *boxplot* da política NeM é menor do que as da política FiT, o que indica menor variabilidade e desvio padrão nos níveis de tensão. Em outras palavras, até o nível de penetração 40%, sistemas FV instalados de acordo com a política NeM provocam menos impactos nos níveis de tensão do que as políticas FiT 5 kW e 10 kW.

Ainda para 40% de penetração e para a política NeM, constata-se que aproximadamente 50% dos alimentadores analisados apresentaram ΔV_{pen} entre 0 e 4,3 p.p. Aproximadamente, 5,4% dos alimentadores apresentaram valores atípicos (*outliers*), com ΔV_{pen} acima de 10 p.p.

A partir do nível de penetração 60%, a GDFV integrada conforme a política FiT 10 kW passa a provocar menor impacto no perfil de tensão. Para o *pen* 60%, por exemplo, o ΔV_{pen} máximo foi de 21 p.p., quando a GDFV foi incentivada pela política FiT 10 kW. Para a política FiT 5 kW o valor máximo foi de 22 p.p, e para a política NeM foi de 23 p.p. As três apresentaram um ΔV_{pen} médio de 5 p.p.

Em geral, como concluído no estudo de caso de um alimentador, sistemas FV com potência maior que a do consumo médio anual ocasionam maior alteração nos níveis de tensão para baixo e médio nível de penetração. Para elevados níveis de penetração, o maior número de UCs que instalam sistemas FV (mesmo com potência menor), provoca maior alteração no perfil de tensão.

5.4.1.2 Perdas técnicas

A Figura 5.9 exhibe o gráfico *boxplot* da variação dos valores médios horários das perdas técnicas devido ao aumento da penetração de GDFV (ΔL_{pen}) de todos os alimentadores analisados. Os resultados apresentados são referentes à instalação de sistemas FV incentivados pelas políticas FiT 5 kW, FiT 10 kW e NeM.

Da Figura 5.9 é possível observar que para o *pen* igual a 10%, praticamente todos os alimentadores analisados tiveram redução nas perdas técnicas, independente da política de incentivo à GDFV. Observando os valores mínimos, sistemas FV instalados pela política de incentivo NeM reduziu em até 11% as perdas técnicas, enquanto a FiT 5 kW e a FiT 10 kW reduziram em até 7% e 5,5%, respectivamente.

Até o nível de penetração 40%, a GDFV integrada conforme a política de incentivo NeM reduziu as perdas técnicas em todos os alimentadores analisados. A maior redução foi de 17% para 20% de penetração. Em relação à política FiT 5 kW, a GDFV aumentou as perdas técnicas em 25% dos alimentadores a partir do *pen* 30%. Na FiT 10 kW, o aumento das perdas técnicas ocorreu a partir do *pen* 20%.

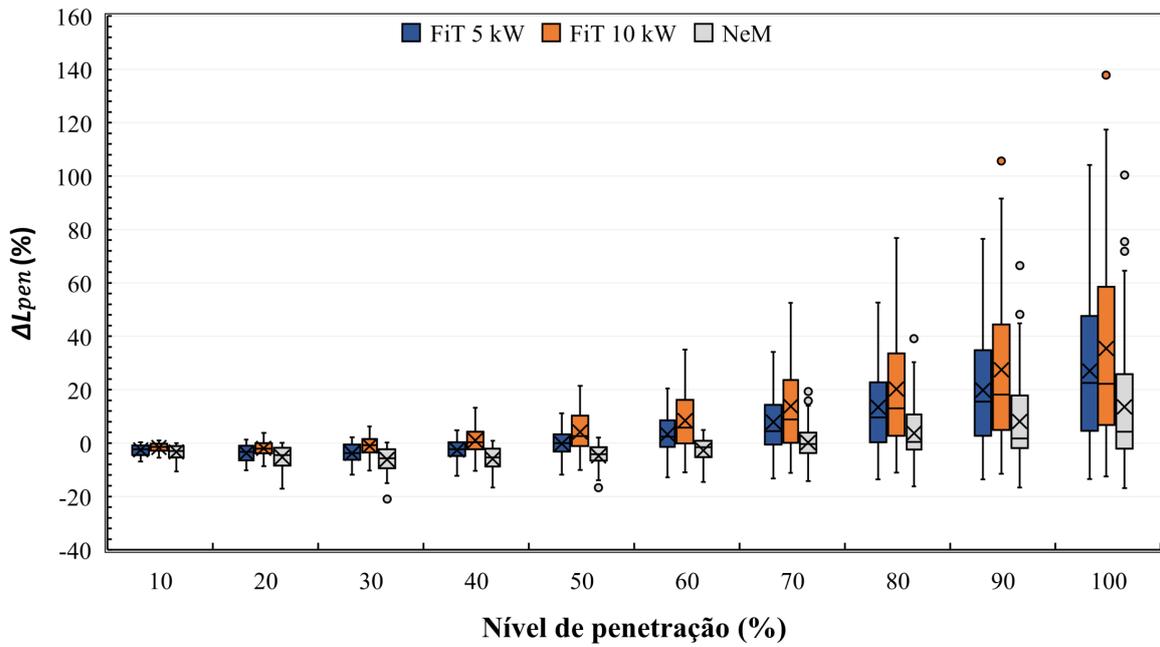


Figura 5.9: ΔL_{pen} dos alimentadores analisados em função do nível de penetração.

Ressalta-se também que, mesmo para 100% de penetração FV, aproximadamente 25% dos alimentadores tiveram diminuição das perdas técnicas devido à integração de GDFV incentivados pela política NeM. Isso ocorreu porque existem alimentadores tipicamente rurais.

A Figura 5.10 apresenta a média dos valores de ΔL_{pen} em relação aos níveis de penetração, considerando alimentadores tipicamente residenciais, comerciais e rurais (política NeM).

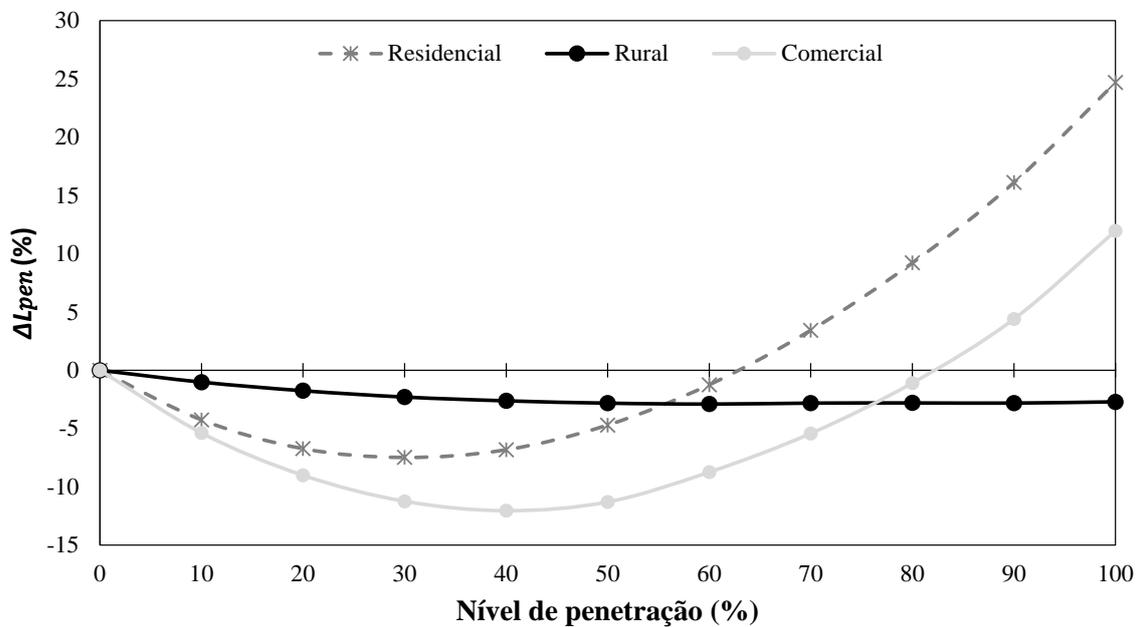


Figura 5.10: Média dos valores de ΔL_{pen} em relação aos níveis de penetração, considerando alimentadores tipicamente residenciais, comerciais e rurais (política NeM).

Conforme mostrado na Figura 5.10, os alimentadores tipicamente rurais apresentaram reduções das perdas técnicas para todos os níveis de integração de GDFV. O mesmo comportamento foi verificado para alimentadores comerciais, exceto para níveis de penetração superiores a 80%. Nos alimentadores tipicamente residenciais, foi observado um aumento nas perdas técnicas para pen superiores a 60%. Vale ressaltar que, para esse tipo de alimentador, provavelmente, a geração FV e o consumo ocorrem em momentos distintos no tempo.

É possível perceber que, para todos os níveis de penetração, a adoção de uma política de incentivo à GDFV que promova a instalação de sistemas com potência proporcional ao consumo, como é o caso da NeM, provoca menos impactos negativos nas perdas técnicas do que a adoção de políticas do tipo FiT.

5.4.1.3 Demanda de pico

A Figura 5.11 mostra o gráfico *boxplot* da variação da demanda de pico (ΔD_{pen}) dos alimentadores analisados em função do nível de penetração. São apresentados os resultados da instalação de sistemas FV incentivados pelas políticas FiT 5 kW, FiT 10 kW e NeM.

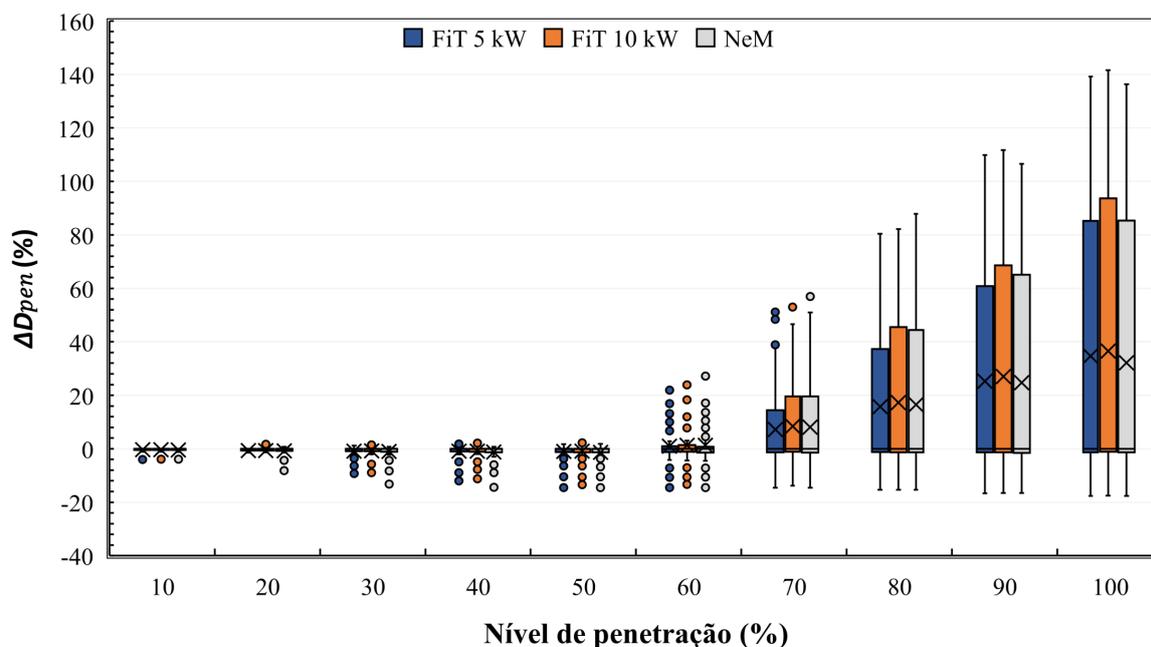


Figura 5.11: ΔD_{pen} dos alimentadores analisados em função do nível de penetração.

Analisando os valores médios do ΔD_{pen} da Figura 5.11, é verificado que até o nível de penetração igual a 50%, a integração de sistemas FV praticamente não alterou a demanda de pico (com exceção dos *outliers*) em todas as políticas de incentivo à GDFV analisadas. Isto é justificado pelo fato de que 53% dos alimentadores são tipicamente residenciais, ou seja, o pico de demanda ocorre à noite, momento em que não há irradiância solar. Deve-se notar que para o pen 60% existem muitos *outliers*. Isso revela que quando a GDFV é integrada, as demandas de pico dos alimentadores mudam de maneiras diferentes. Os *outliers* da parte positiva dos baixos níveis de penetração das políticas FiT indicam que alguns alimentadores precisam de expansão das redes de

distribuição para acomodar sistemas FV.

A partir do nível de penetração 70%, é observado um aumento do ΔD_{pen} para 75% dos alimentadores. Isso porque a injeção de potência na rede devido à inserção de GDFV ultrapassou a máxima potência demandada pela carga. Para todas as políticas analisadas, o ΔD_{pen} chega a, aproximadamente, 140%.

A Figura 5.12 apresenta a média dos valores de ΔD_{pen} em relação aos níveis de penetração, considerando alimentadores tipicamente residenciais, comerciais e rurais.

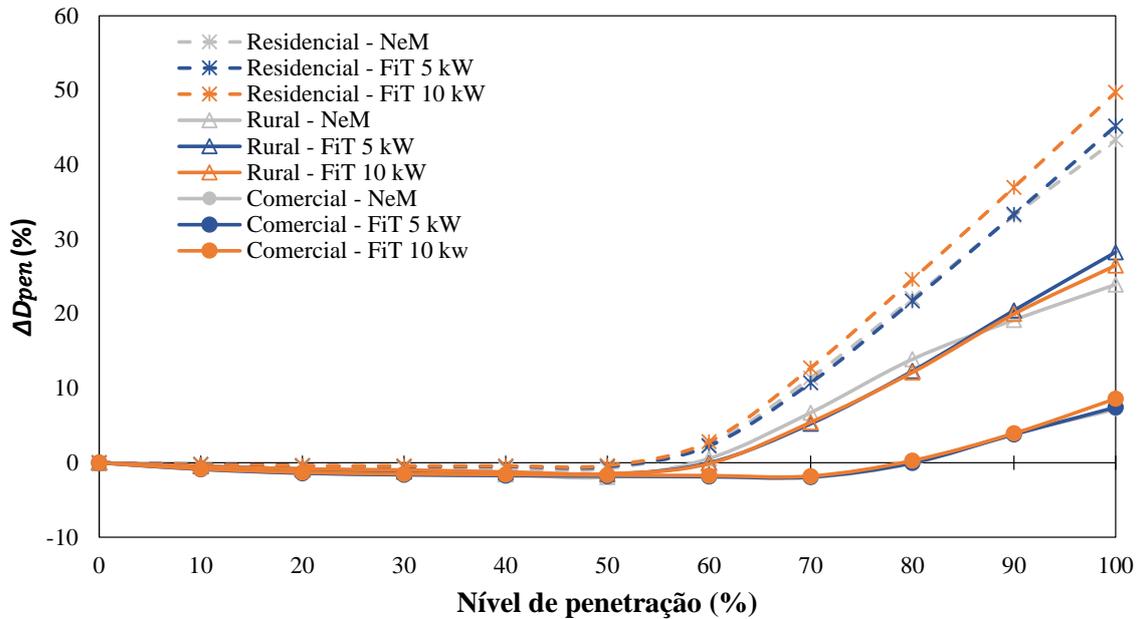


Figura 5.12: Média dos valores de ΔD_{pen} em relação aos níveis de penetração, considerando alimentadores tipicamente residenciais, comerciais e rurais.

Pode-se observar na Figura 5.12, que um nível de penetração igual 60% provocou aumento na demanda de pico de todos os tipos de alimentadores. Alimentadores residenciais foram os mais afetados, chegando a um $\Delta D_{pen} > 50\%$ para o pen 100%. Para esse tipo de alimentador, a probabilidade de ocorrer simultaneidade entre a geração FV e o consumo da carga é menor.

5.4.2 Monetização dos impactos técnicos

Os valores de ΔV_A de cada alimentador foram monetizados mediante as equações (4.26) e (4.27). Na sequência, os valores presentes da monetização dos níveis de tensão (VP_V) de todos os alimentadores analisados foram somados para calcular o resultado da distribuidora (VP_V_{dist}). A Tabela 5.11 apresenta o valor esperado do valor presente ($E[VP_V_{dist}]$) e o risco ($\sigma[VP_V_{dist}]$) referente à monetização dos níveis de tensão da distribuidora. Os resultados são apresentados por nível de penetração e política de incentivo à GDFV.

Por meio da aplicação das equações (4.28) e (4.29), os valores do ΔL_A de cada alimentador foram monetizados. Para monetizar as perdas técnicas da distribuidora ($VP_{L_{dist}}$), os valores

Tabela 5.11: Monetização dos níveis de tensão da distribuidora por nível de penetração e política de incentivo à GDFV.

<i>pen</i>	FiT 5 kW		FiT 10 kW		NeM	
	$E[VP_V_{dist}]$	$\sigma[VP_V_{dist}]$	$E[VP_V_{dist}]$	$\sigma[VP_V_{dist}]$	$E[VP_V_{dist}]$	$\sigma[VP_V_{dist}]$
10%	-R\$ 767.274,84	R\$ 56.868,33	-R\$ 975.349,40	R\$ 67.232,13	-R\$ 555.796,02	R\$ 58.159,75
20%	-R\$ 2.538.749,55	R\$ 94.558,38	-R\$ 2.857.702,20	R\$ 113.591,68	-R\$ 2.146.021,66	R\$ 110.058,83
30%	-R\$ 5.272.555,20	R\$ 121.643,86	-R\$ 5.432.721,68	R\$ 143.006,50	-R\$ 4.896.207,18	R\$ 170.468,22
40%	-R\$ 8.634.651,93	R\$ 141.578,34	-R\$ 8.436.990,35	R\$ 182.264,40	-R\$ 8.462.548,64	R\$ 234.810,47
50%	-R\$ 12.024.206,15	R\$ 200.152,50	-R\$ 11.514.615,38	R\$ 237.945,80	-R\$ 12.263.414,78	R\$ 311.659,45
60%	-R\$ 15.411.287,71	R\$ 237.550,45	-R\$ 14.480.150,55	R\$ 298.460,19	-R\$ 16.220.582,84	R\$ 327.730,71
70%	-R\$ 18.420.638,13	R\$ 287.413,23	-R\$ 17.059.611,85	R\$ 358.146,51	-R\$ 19.573.701,53	R\$ 316.952,87
80%	-R\$ 20.866.240,83	R\$ 353.772,75	-R\$ 19.398.180,67	R\$ 428.111,77	-R\$ 22.252.226,69	R\$ 338.404,35
90%	-R\$ 22.890.307,82	R\$ 369.607,97	-R\$ 21.371.812,36	R\$ 454.028,16	-R\$ 24.436.429,61	R\$ 327.807,33
100%	-R\$ 24.564.097,83	R\$ 398.045,88	-R\$ 22.789.146,78	R\$ 529.868,05	-R\$ 26.296.099,85	R\$ 246.480,46

presentes da monetização das perdas técnicas (VP_L) dos alimentadores estudados foram somados. A Tabela 5.12 exhibe, por nível de penetração e política de incentivo, o valor esperado do valor presente ($E[VP_L_{dist}]$) e o risco ($\sigma[VP_L_{dist}]$) referente à monetização das perdas técnicas da distribuidora.

Tabela 5.12: Monetização das perdas técnicas da distribuidora por nível de penetração e política de incentivo à GDFV.

<i>pen</i>	FiT 5 kW		FiT 10 kW		NeM	
	$E[VP_L_{dist}]$	$\sigma[VP_L_{dist}]$	$E[VP_L_{dist}]$	$\sigma[VP_L_{dist}]$	$E[VP_L_{dist}]$	$\sigma[VP_L_{dist}]$
10%	R\$ 4.576.284,20	R\$ 35.408,87	R\$ 3.548.855,81	R\$ 37.835,22	R\$ 5.540.218,52	R\$ 40.569,35
20%	R\$ 7.281.743,17	R\$ 48.486,88	R\$ 5.059.473,74	R\$ 50.621,78	R\$ 9.103.308,28	R\$ 54.654,75
30%	R\$ 8.234.005,27	R\$ 57.749,84	R\$ 4.815.190,97	R\$ 63.834,09	R\$ 11.119.568,17	R\$ 65.550,52
40%	R\$ 7.306.976,41	R\$ 64.563,06	R\$ 3.023.717,56	R\$ 84.251,47	R\$ 11.759.028,99	R\$ 71.904,20
50%	R\$ 4.743.874,27	R\$ 80.909,36	-R\$ 472.162,51	R\$ 114.081,94	R\$ 10.864.289,99	R\$ 79.875,47
60%	R\$ 464.310,44	R\$ 100.057,37	-R\$ 5.223.677,57	R\$ 148.317,69	R\$ 8.748.017,11	R\$ 86.607,63
70%	-R\$ 5.256.577,63	R\$ 120.019,19	-R\$ 11.485.786,21	R\$ 196.083,47	R\$ 5.570.922,99	R\$ 101.543,83
80%	-R\$ 12.263.690,22	R\$ 155.596,91	-R\$ 19.244.147,38	R\$ 249.897,91	R\$ 1.459.536,19	R\$ 119.361,37
90%	-R\$ 20.117.153,46	R\$ 207.405,19	-R\$ 27.861.146,78	R\$ 319.923,52	-R\$ 3.787.052,73	R\$ 144.707,05
100%	-R\$ 29.571.296,79	R\$ 257.135,41	-R\$ 38.444.479,74	R\$ 411.554,61	-R\$ 10.915.752,67	R\$ 158.555,42

Os valores de ΔD_A de cada alimentador foram transformados em quantidades financeiras mediante ao uso das equações (4.30) e (4.31). A Tabela 5.13 apresenta o valor esperado do valor presente ($E[VP_D_{dist}]$) e o risco ($\sigma[VP_D_{dist}]$) referente à monetização da demanda de pico da distribuidora. Os resultados são apresentados por nível de penetração e política de incentivo à GDFV.

Com os valores da monetização dos níveis de tensão, perdas técnicas e demanda de pico da distribuidora, foi possível determinar o valor esperado do valor presente ($E[VP_{MT_{dist}}]$) e o risco ($\sigma[VP_{MT_{dist}}]$) da monetização total do impacto técnico da distribuidora decorrente da integração de GDFV. A Figura 5.13 e a Tabela 5.14 apresentam os resultados por nível de penetração e política de incentivo à GDFV.

Da Figura 5.13 e da Tabela 5.14, verifica-se que a NeM é a política de incentivo à GDFV mais adequada do ponto de vista de seus impactos técnicos na rede de distribuição de energia elétrica.

Neste estudo, o maior valor esperado da monetização total dos impactos técnicos da distribuidora ($E[VP_{MT_{dist}}]$) foi observado para o *pen* 30% e política NeM, representando um benefício

de R\$ 9.953.356,95 com um risco ($\sigma[VP_{MT_dist}]$) igual a R\$ 534.251,85 (5,37%). Até 50% de penetração, o crescimento da GDFV na rede gera benefícios financeiros para a distribuidora, com o $E[VP_{MT_dist}]$ de R\$ 4.822.763,67 e risco igual a R\$ 772.786,52 (16,02%).

Tabela 5.13: Monetização da demanda de pico da distribuidora por nível de penetração e política de incentivo à GDFV

pen	FiT 5 kW		FiT 10 kW		NeM	
	$E[VP_{D_dist}]$	$\sigma[VP_{D_dist}]$	$E[VP_{D_dist}]$	$\sigma[VP_{D_dist}]$	$E[VP_{D_dist}]$	$\sigma[VP_{D_dist}]$
10%	-R\$ 529.440,08	R\$ 423.331,36	R\$ 2.249.228,74	R\$ 420.092,10	R\$ 1.529.012,10	R\$ 345.263,07
20%	R\$ 3.543.357,12	R\$ 777.233,53	R\$ 3.756.092,67	R\$ 445.691,58	R\$ 2.795.141,91	R\$ 557.280,24
30%	R\$ 3.779.449,19	R\$ 827.362,75	R\$ 5.358.285,63	R\$ 676.689,74	R\$ 3.730.543,32	R\$ 505.244,88
40%	R\$ 5.062.735,30	R\$ 799.527,17	R\$ 6.587.398,58	R\$ 925.160,44	R\$ 4.937.252,45	R\$ 552.492,97
50%	R\$ 7.300.378,74	R\$ 917.366,75	R\$ 7.594.211,94	R\$ 965.358,11	R\$ 6.221.913,24	R\$ 700.423,48
60%	R\$ 7.960.307,89	R\$ 952.567,21	R\$ 8.185.567,28	R\$ 1.085.135,59	R\$ 6.549.192,95	R\$ 714.509,95
70%	R\$ 6.067.572,82	R\$ 951.051,81	R\$ 5.925.250,53	R\$ 1.094.724,56	R\$ 4.476.973,61	R\$ 793.316,24
80%	R\$ 1.036.648,24	R\$ 1.035.513,96	R\$ 1.763.326,38	R\$ 1.126.530,33	-R\$ 53.929,42	R\$ 837.049,72
90%	-R\$ 4.766.376,00	R\$ 1.156.165,44	-R\$ 2.779.479,13	R\$ 1.313.954,28	-R\$ 4.776.795,74	R\$ 986.479,29
100%	-R\$ 10.323.923,58	R\$ 1.295.565,37	-R\$ 8.386.525,81	R\$ 1.414.516,23	-R\$ 10.241.288,01	R\$ 1.046.482,27

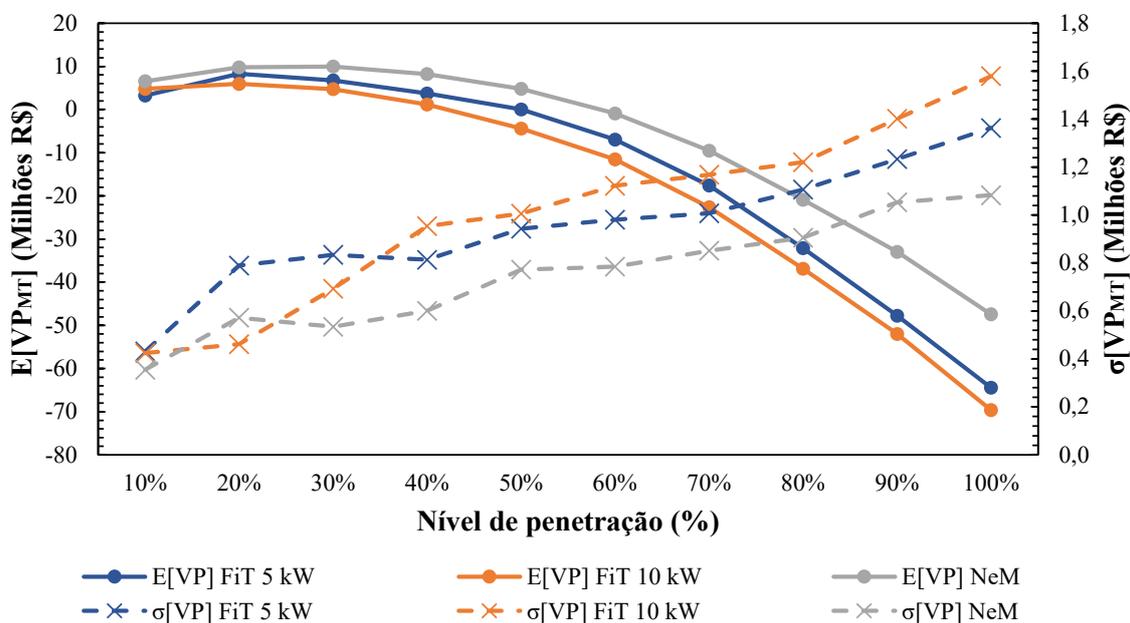


Figura 5.13: Monetização total dos impactos técnicos da distribuidora em função dos níveis de penetração.

Tabela 5.14: Monetização total dos impactos técnicos da distribuidora por nível de penetração e política de incentivo à GDFV.

pen	FiT 5 kW			FiT 10 kW			NeM		
	$E[VP_{MT_dist}]$	$\sigma[VP_{MT_dist}]$		$E[VP_{MT_dist}]$	$\sigma[VP_{MT_dist}]$		$E[VP_{MT_dist}]$	$\sigma[VP_{MT_dist}]$	
10%	R\$ 3.279.825,34	R\$ 431.397,73	13,15%	R\$ 4.821.958,38	R\$ 424.245,61	8,80%	R\$ 6.513.973,64	R\$ 355.544,82	5,46%
20%	R\$ 8.287.076,64	R\$ 789.319,49	9,52%	R\$ 5.958.249,30	R\$ 461.793,37	7,75%	R\$ 9.751.771,86	R\$ 571.918,73	5,86%
30%	R\$ 6.740.348,80	R\$ 833.980,66	12,37%	R\$ 4.741.069,80	R\$ 692.277,98	14,60%	R\$ 9.953.356,95	R\$ 534.251,85	5,37%
40%	R\$ 3.735.240,29	R\$ 813.836,09	21,79%	R\$ 1.172.307,57	R\$ 954.206,05	81,40%	R\$ 8.234.561,23	R\$ 600.387,74	7,29%
50%	R\$ 19.009,31	R\$ 943.439,74	4963,12%	-R\$ 4.391.886,16	R\$ 1.005.949,39	22,90%	R\$ 4.822.763,67	R\$ 772.786,52	16,02%
60%	-R\$ 6.988.865,59	R\$ 981.168,83	14,04%	-R\$ 11.520.270,55	R\$ 1.122.205,68	9,74%	-R\$ 925.052,91	R\$ 784.212,62	84,77%
70%	-R\$ 17.609.607,67	R\$ 1.007.643,54	5,72%	-R\$ 22.620.996,37	R\$ 1.167.960,93	5,16%	-R\$ 9.525.186,57	R\$ 851.607,27	8,94%
80%	-R\$ 32.094.584,84	R\$ 1.106.820,86	3,45%	-R\$ 36.877.126,25	R\$ 1.219.883,06	3,31%	-R\$ 20.845.809,46	R\$ 905.471,48	4,34%
90%	-R\$ 47.774.691,39	R\$ 1.233.693,42	2,58%	-R\$ 52.011.655,23	R\$ 1.401.213,13	2,69%	-R\$ 33.000.572,82	R\$ 1.053.007,75	3,19%
100%	-R\$ 64.458.902,49	R\$ 1.363.403,40	2,12%	-R\$ 69.620.911,75	R\$ 1.579.092,82	2,27%	-R\$ 47.455.797,96	R\$ 1.082.862,93	2,28%

Para 10% de penetração FV, a segunda melhor política de incentivo à GDFV do ponto de vista técnico, é a FiT 10 kW e, na sequência, a FiT 5 kW. Acima do *pen* 10%, essa ordem é invertida. Para a FiT 5 kW, o maior benefício foi observado para o *pen* 20%, com o valor de R\$ 8.287.076,64 e risco equivalente a 9,52%. Para a FiT 10 kW, o maior $E[VP_{MT_dist}]$ também foi para 20% de penetração, mas com o valor de R\$ 5.958.249,30 e risco correspondente a 7,75%.

Os resultados obtidos da análise de uma distribuidora confirmam que a GDFV dimensionada com base no consumo local e com menor potência, geram mais benefícios para a rede de distribuição.

Analisando separadamente a monetização dos níveis de tensão (Tabela 5.11), das perdas técnicas (Tabela 5.12) e da demanda de pico (Tabela 5.13), verifica-se que os benefícios técnicos devido à instalação de GDFV são limitados pela tensão. Em outras palavras, se o crescimento da GDFV for associado à regulação de tensão, médios (no caso da FiT 10kW) e altos níveis de penetração FV (NeM e FiT 5 kW) também poderão gerar impactos financeiros positivos para a distribuidora.

Ainda da Figura 5.13 e da Tabela 5.14 nota-se que o crescimento do nível de penetração faz com que os $E[VP_{MT_dist}]$ fiquem negativos, representando prejuízo financeiro para a distribuidora. Altos níveis de penetração geram impactos financeiros negativos superiores aos impactos positivos da GDFV. Para a política NeM, o maior $E[VP_{MT_dist}]$ foi um benefício de R\$ 9.953.356,95. Em relação aos prejuízos, o valor pode chegar a R\$ 47.455.797,96 com o risco igual a R\$ 1.082.862,93 (2,28%), quando houver 100% de penetração fotovoltaica.

Para a distribuidora, os maiores valores dos riscos da monetização total dos impactos técnicos ($\sigma[VP_{MT_dist}]$) ocorrem nos níveis de penetração em que o módulo do valor esperado do valor presente da monetização total do impacto técnico ($E[VP_{MT_dist}]$) é mínimo. Isto é, nos *pen* em que há a inversão de benefícios para prejuízos às distribuidoras devido à integração de GDFV.

A Tabela 5.15 mostra a probabilidade da distribuidora ter prejuízo [$p(VP_{MT}) < 0$] com a inserção de GDFV, por nível de penetração e política de incentivo. Os resultados foram obtidos a partir da curva de distribuição de probabilidades da monetização total dos impactos técnicos da distribuidora.

Tabela 5.15: Probabilidade da distribuidora ter prejuízo com a inserção de GDFV, por nível de penetração e política de incentivo.

$p(VP_{MT}) < 0$			
<i>pen</i>	FiT 5 kW	FiT 10 kW	NeM
10%	0%	0%	0%
20%	0%	0%	0%
30%	0%	0%	0%
40%	0,05%	5,60%	0%
50%	45,25%	100%	0%
60%	100%	100%	88,20%
70%	100%	100%	100%
80%	100%	100%	100%
90%	100%	100%	100%
100%	100%	100%	100%

Da Tabela 5.15 observa-se que a probabilidade da distribuidora não ter prejuízo com a inserção de GDFV [$p(V_{PMT}) \geq 0$] ocorre para o nível de penetração de até 30% para as políticas FiT 5 kW e FiT 10 kW, e de até 50% para a NeM. Nos *pen* em que os riscos relativos são altos, a chance de se ter prejuízo é de: 45,25% quando a GDFV é incentivada pela política FiT 5 kW e *pen* igual a 50%; 5,60% para a política FiT 10 kW e *pen* igual a 40%, e; 88,20% para a política NeM e *pen* igual a 60%. Os resultados ainda apontam que, para todas as simulações realizadas, sempre haverá prejuízos para *pen* acima de 50%, 40% e 60% para as políticas FiT 5kW, FiT 10 kW e NeM, respectivamente.

Os valores de monetização encontrados neste estudo podem variar para mais ou para menos conforme o tipo de alimentador acrescentado na análise. A Figura 5.14 apresenta a monetização total dos impactos técnicos de um alimentador tipicamente rural em função dos níveis de penetração.

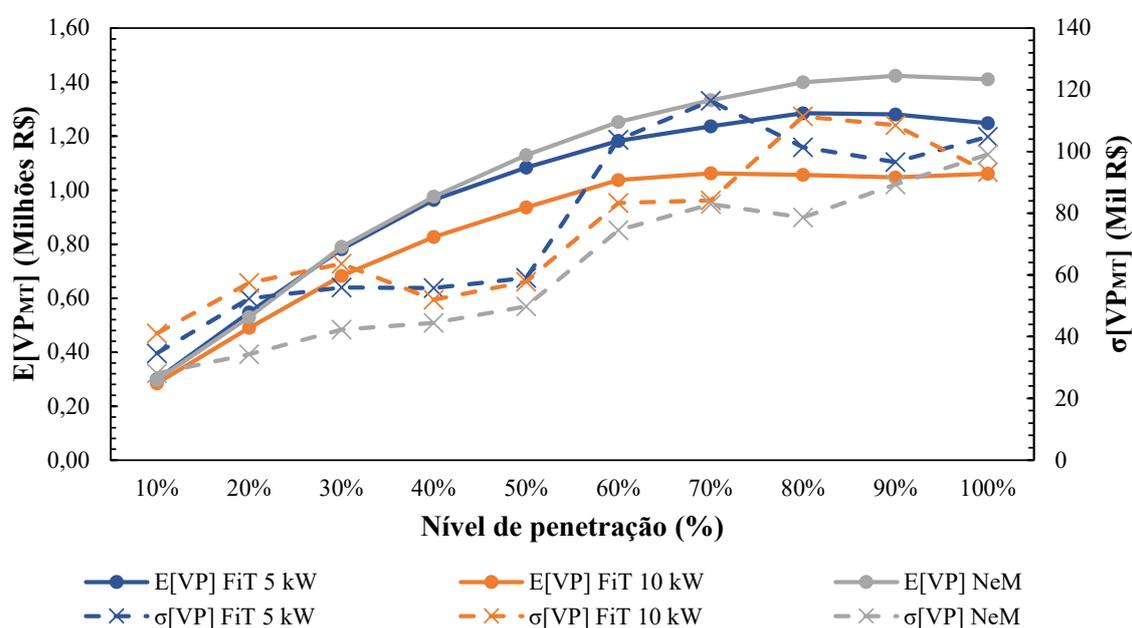


Figura 5.14: Monetização total dos impactos técnicos de um alimentador tipicamente rural em função dos níveis de penetração.

Ao analisar a Figura 5.14 percebe-se que, para um alimentador rural, a política NeM também é a que induz a instalação de GDFV de maneira a se obter maiores benefícios técnicos no sistema de distribuição. Diferentemente do alimentador residencial (Figura 5.6), um alimentador rural geralmente é beneficiado com a inserção de GDFV em todos os níveis de penetração. Conforme mostrado nos gráficos da Figura 5.8 e Figura 5.10, esse tipo de alimentador, por ser mais longo, apresenta melhoria nos níveis de tensão e nas perdas técnicas quando a GDFV é integrada ao sistema de distribuição.

A Figura 5.15 mostra a monetização total dos impactos técnicos de um alimentador tipicamente comercial em função dos níveis de penetração.

O comportamento de um alimentador tipicamente comercial é similar à de um alimentador

residencial, em que os $E[VP_{MT}]$ se tornam negativos (representando prejuízo financeiro para a distribuidora) acima de um determinado nível de penetração. Para o alimentador apresentado na Figura 5.15, acima do pen igual a 40%, a instalação de GDFV incentivada pela política NeM provoca impacto negativo na rede de distribuição, na FiT, isso ocorre acima do pen 30%. À medida a penetração FV aumenta (acima de 80%), a situação se inverte e a forma de incentivo mais adequada passa a ser aquela na qual a geração FV será instalada de maneira independente do consumo das UCs conectadas à rede analisada (FiT).

Em relação ao estudo da distribuidora, quanto maior a presença de alimentadores tipicamente residenciais ou comerciais, maior deverá ser a preocupação com a manutenção e a expansão na rede para acomodar baixos níveis de penetração de GDFV.

Esse tipo de análise, com o agrupamento dos alimentadores por tipo de carga, serve para auxiliar na identificação dos tipos de alimentadores que encontrariam dificuldades técnicas para implementar GDFV ao sistema.

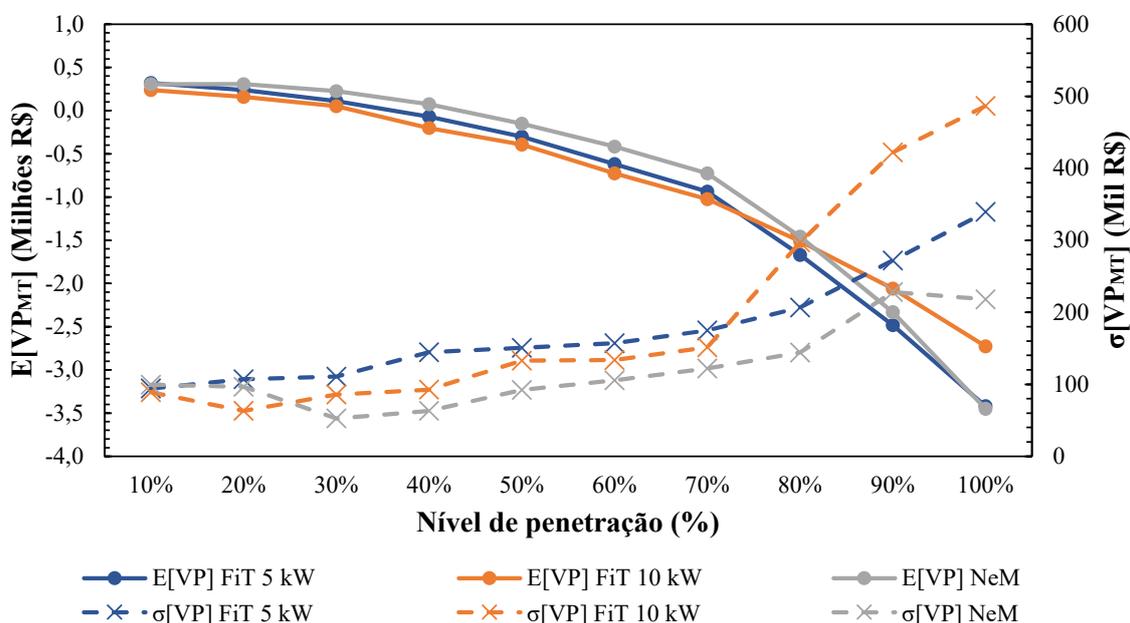


Figura 5.15: Monetização total dos impactos técnicos de um alimentador tipicamente comercial em função dos níveis de penetração.

A Tabela 5.16 apresenta o valor esperado da monetização total dos impactos técnicos da distribuidora em virtude de uma política NeM.

Se a distribuidora avaliada fosse composta somente pelos 74 alimentadores analisados, de acordo com o apresentado na Tabela 5.16, cada 1 kW de GDFV incentivado por uma política NeM traria, em média, R\$ 376,71 em benefícios para a rede de distribuição até o pen 10%.

A partir do nível de penetração 60%, os consumidores que desejassem instalar GDFV teriam que pagar aos demais consumidores do sistema de distribuição. Para o pen de 60%, o valor a ser pago seria de R\$ 8,92/kW, mas aumentando a cada penetração fotovoltaica.

Tabela 5.16: Impacto total provocado em uma distribuidora por kW de GDFV instalado, conforme a política NeM.

<i>pen</i>	Potência instalada de GDFV (kW)	$E[VP_{MT}]$	Impacto/kW
10%	17.291,83	R\$ 6.513.973,64	R\$ 376,71
20%	34.583,65	R\$ 9.751.771,86	R\$ 281,98
30%	51.875,48	R\$ 9.953.356,95	R\$ 191,87
40%	69.167,30	R\$ 8.234.561,23	R\$ 119,05
50%	86.459,13	R\$ 4.822.763,67	R\$ 55,78
60%	103.750,96	-R\$ 925.052,91	-R\$ 8,92
70%	121.042,78	-R\$ 9.525.186,57	-R\$ 78,69
80%	138.334,61	-R\$ 20.845.809,46	-R\$ 150,69
90%	155.626,43	-R\$ 33.000.572,82	-R\$ 212,05
100%	172.918,26	-R\$ 47.455.797,96	-R\$ 274,44

5.5 Considerações finais

Com o objetivo de comparar os impactos decorrentes da integração de GDFV na rede elétrica de acordo com as políticas FiT 5 kW, FiT 10 kW e NeM, este capítulo apresentou os resultados da aplicação do método proposto a um alimentador e a uma distribuidora.

As análises mostram que, tanto para um alimentador quanto para a distribuidora, a política NeM é a que induz a instalação de GDFV de maneira a se obter maiores benefícios técnicos à rede, seguida da FiT 5 kW e da FiT 10 kW, respectivamente.

No estudo de caso da distribuidora, até o *pen* 40%, a GDFV integrada sob as políticas FiT promoveram impacto positivo para o sistema de distribuição. Para o caso da instalação de GDFV incentivada pela política NeM, o benefício foi até 50% de penetração. Para altos níveis de penetração (entre 60% e 100%), a grande quantidade de sistemas FV gera impactos negativos à rede sob qualquer uma das políticas avaliadas.

Os resultados encontrados para a distribuidora podem variar de acordo com o tipo de alimentador acrescentado na análise. Alimentadores tipicamente rurais geralmente são beneficiados com a inserção de até 100% de GDFV, principalmente por melhorias nos níveis de tensão e nas perdas técnicas. Alimentadores com perfis residenciais ou comerciais precisam de manutenção e expansão na rede para acomodar até baixos níveis de penetração fotovoltaica.

Capítulo 6

Conclusões

Este trabalho apresentou uma metodologia alternativa que permite determinar os impactos que a GDFV, inserida sob diferentes tipos de políticas de incentivo regulatório, gera nos níveis de tensão, perdas técnicas e demanda de pico de um sistema de distribuição.

No Capítulo 1, foram apresentadas as motivações e as contribuições desta tese, além da revisão bibliográfica sobre o assunto em pauta. O estado da arte mostrou a necessidade da realização de estudos que relacionam as políticas de suporte à GDFV com os seus impactos técnicos nos sistemas de distribuição, empregando: dados reais da geração FV, dados reais do consumo das UCs, método com abordagem estocástica para monetização dos impactos técnicos, e aplicação a uma quantidade expressiva de alimentadores para que se possam extrair generalizações.

De forma a fundamentar os objetivos propostos, o Capítulo 2 descreveu os principais impactos da GDFV na rede de distribuição, dando destaque aos que podem ser estudados por meio da simulação do fluxo de potência da rede.

Adicionalmente, o Capítulo 3 apresentou as principais políticas de incentivo regulatório à geração distribuída adotadas mundialmente. Por serem os mais empregados, os modelos *feed-in tariff* e *net metering* foram enfatizados.

O Capítulo 4 demonstrou, em três etapas, o método para a identificação dos impactos técnicos e financeiros provocados pela integração de geração distribuída fotovoltaica na rede de distribuição. Na primeira etapa, as políticas de incentivo à GDFV foram selecionadas e a potência de cada sistema FV foi definida. Na segunda, os indicadores para a determinação dos impactos técnicos foram estabelecidos de maneira a contemplar as incertezas relativas à localização dos sistemas FV, à irradiação solar e à temperatura ambiente (a qual influencia na temperatura dos módulos fotovoltaicos). Por fim, na última etapa, foram utilizadas técnicas estocásticas para monetizar os impactos técnicos da GDFV e, assim, permitir determinar o incentivo regulatório à GDFV que implica em maiores benefícios para a concessionária em avaliação.

No Capítulo 5, a metodologia foi então aplicada em dois estudos de casos. Os resultados do alimentador com perfil predominantemente residencial revelam que, para todos os níveis de penetração, a política NeM induz à instalação de GDFV de maneira a se obter mais benefícios

técnicos na rede do que as políticas FiT. Isso se deve ao fato da GDFV com menor potência contribuir para um consumo local da energia gerada pelos sistemas FV, diminuindo o fluxo de potência e, conseqüentemente, as perdas técnicas ao longo da vida útil dos módulos FV. No entanto, altos níveis de penetração geram impactos financeiros negativos superiores aos impactos positivos da GDFV, gerando gastos financeiros ao sistema de distribuição de energia elétrica.

De modo a extrair generalizações, o método foi executado em 74 alimentadores. Confirmando os resultados do estudo de caso de 1, a NeM é a política de incentivo à GDFV mais adequada do ponto de vista de seus impactos técnicos na rede de distribuição de energia elétrica. O maior benefício financeiro foi observado para o nível de penetração de 30%, com um valor de R\$ 9.953.356,95 e risco igual a R\$ 534.251,85 (5,37%). Até o *pen* de 50%, o aumento da GDFV gera benefícios financeiros para a distribuidora.

As políticas de FiT de 5 e 10 kW também propiciam a integração de GDFV de maneira a gerar benefícios para a distribuidora, contudo, em menor valor financeiro e nível de penetração.

Os benefícios técnicos devido à instalação de GDFV são limitados pela tensão. Controlando os níveis de tensão, é possível que médios (no caso da FiT 10kW) e altos níveis de penetração FV (NeM e FiT 5 kW) também gerem impactos financeiros positivos para a distribuidora.

Os resultados permitiram ainda avaliar a representatividade dos ganhos nos sistemas de distribuição decorrentes da instalação de sistemas FV. Considerando o estudo de caso da distribuidora, cada 1 kW de GDFV incentivado por uma política NeM pode trazer mais de R\$ 376 em benefícios para a rede até o *pen* de 10%. À medida que o nível de penetração FV aumenta, o ganho financeiro reduz de forma que, para médios e altos níveis de penetração, os consumidores que desejarem instalar GDFV teriam que pagar uma taxa aos demais consumidores do sistema de distribuição devido aos efeitos negativos que esta prática causaria.

No tocante ao tipo de alimentador, em geral, os alimentadores tipicamente rurais são beneficiados com a inserção de GDFV em todos os *pen*, enquanto os alimentadores residenciais e os comerciais precisam de manutenção e expansão na rede para acomodar baixos níveis de penetração fotovoltaica.

Neste trabalho, a seleção de uma política de incentivo não abordou fatores ambientais, geração de empregos e desenvolvimento da indústria local. O método objetivou quantificar os impactos técnicos e convertê-los em valores financeiros para auxiliar os tomadores de decisão na escolha de políticas adequadas ao desenvolvimento da GDFV no setor elétrico em qualquer fase de implementação. Um grande número de alimentadores foi utilizado para garantir a precisão das conclusões obtidas.

Por fim, recomenda-se como investigações futuras:

- Mudar o tipo de curva de carga selecionado pela distribuidora e verificar o comportamento da rede;
- Examinar o motivo da não convergência do circuito (*not solved*) de alguns alimentadores durante as simulações do fluxo de potência, visando-se abordar mais alimentadores no estudo;

- Empregar dados de irradiação solar e temperatura ambiente por alimentador;
- Instalar GDFV também nas unidades consumidoras em MT e verificar se o comportamento do sistema elétrico é alterado;
- Analisar a associação entre o sistema fotovoltaico e as tecnologias de armazenamento de energia integradas ao sistema de distribuição;
- Associar os impactos da GDFV ao controle da potência reativa (PAC) para regular a tensão nos Pontos de Acoplamento Comum (PCC). Isso permitiria determinar como as redes elétricas lidam com altos níveis de penetração FV sem a necessidade de manutenção por parte da concessionária;
- Acrescentar, na metodologia de monetização, valores dos investimentos necessários nas redes para a melhoria dos níveis de tensão e expansão da capacidade.

6.1 Produções

- **Artigo**

STECANELLA, Priscilla A. J.; VIEIRA, Daniel; VASCONCELOS, Marcos V. L.; FERREIRA FILHO, Anésio de L. Statistical Analysis of Photovoltaic Distributed Generation Penetration Impacts on a Utility Containing Hundreds of Feeders. **IEEE Access**, v. 8, p. 175009-175019, 2020.

- **Capítulo de livro**

STECANELLA, Priscilla A. J.; FERREIRA FILHO, A. L. ; SHAYANI, R. A. ; ROMUALDO, H. P. ; GREGORIO, J. V. **Quantificação dos Impactos Técnicos da Inserção de Geração Fotovoltaica em Redes Elétricas de Distribuição**. In: Sergio de Oliveira Frontin. (Org.). Ações de Eficiência Energética Associadas à Geração Distribuída. 1ed.Brasília, DF: Casa 73, 2020, p. 386-425.

- **Registro de programa de computador**

FERREIRA FILHO, A. L.; STECANELLA, Priscilla A. J. **Programa Impactos**. 2018. Patente: Programa de Computador. Número do registro: BR512018000883-6, data de registro: 06/06/2018, Instituição de registro: INPI - Instituto Nacional da Propriedade Industrial.

STECANELLA, Priscilla A. J.; SHAYANI, R. A.; FERREIRA FILHO, A. L.; ROMUALDO, H. P. **Ferramenta computacional para quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem decorrentes da inserção de geração distribuída fotovoltaica na rede de distribuição**. 2020. Patente: Programa de Computador. Número do registro: BR512020002096-8, data de registro: 02/10/2020, Instituição de registro: INPI - Instituto Nacional da Propriedade Industrial.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ADEFARATI, T.; BANSAL, R. Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review. *IET Renewable Power Generation*, IET, v. 10, n. 7, p. 873–884, 2016.
- AID. *Diretoria da ANEEL aprova nova metodologia para WACC*. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2020. Disponível em: <<http://bit.ly/2Q3iTdf>>. Acesso em: 30 out. 2020.
- ANDRADE, J. V. B. de et al. Constitutional aspects of distributed generation policies for promoting brazilian economic development. *Energy Policy*, Elsevier, v. 143, p. 111555, aug 2020.
- ANEEL. *Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012*. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>.
- ANEEL. *Nota Técnica nº 0057/2014-SRD/ANEEL*. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2014a. Disponível em: <<https://cutt.ly/XgHjtPB>>. Acesso em: 06 nov. 2020.
- ANEEL. *Nota Técnica nº 0104/2014-SDR*. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2014b.
- ANEEL. *Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015*. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015.
- ANEEL. *Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica*. 2. ed. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016a. 34 p.
- ANEEL. *Ofício nº 0092/2016-SRD/ANEEL. Dados do Programa de Cálculo de Perdas Técnicas e da Base de Dados Geográfica da Distribuidora*. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016b.
- ANEEL. *PRODIST - Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição*. Rev. 7. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016c.
- ANEEL. *PRODIST - Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição*. Rev. 5. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2018a.
- ANEEL. *Nota Técnica nº 171/2018-SGT/ANEEL*. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2018b.
- ANEEL. *Relatório - Perdas de Energia Elétrica na Distribuição*. Edição: 01/2019. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2019a. 21 p. Disponível em: <<https://cutt.ly/AgfIXqj>>.
- ANEEL. *Taxa Regulatória de Remuneração do Capital: Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 9/2019-SRM/ANEEL*. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2019b. Disponível em: <<https://cutt.ly/ugHXL0U>>. Acesso em: 30 out. 2020.

- ANEEL. *Geração distribuída*. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2020a. Disponível em: <<https://cutt.ly/7gfIHvy>>.
- ANEEL. *Perdas de Energia*. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2020b. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=801&idPerfil=4>>. Acesso em: 15 out. 2020.
- ANEEL. *PRODIST - Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica*. Rev. 11. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2020c.
- ANEEL. *Tarifa Residencial - Evolução TUSD/TE*. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2020d. Disponível em: <<https://cutt.ly/cgD5Hjs>>. Acesso em: 5 out. 2020.
- ANEEL. *Tarifas Residenciais - Efeitos dos Reajustes Tarifários*. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2020e. Disponível em: <<https://cutt.ly/zgD6q1g>>. Acesso em: 5 out. 2020.
- ANEEL. *Nota Técnica nº 30/2020-SRM/ANEEL*. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2020f. Disponível em: <<http://www.isactep.com.br/Arquivos/Download/Nota-Tecnica-30-2020.pdf>>. Acesso em: 4 nov. 2020.
- AQUILA, G. et al. An overview of incentive policies for the expansion of renewable energy generation in electricity power systems and the brazilian experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 70, p. 1090–1098, 2017.
- AZIZ, T.; KETJOY, N. Enhancing pv penetration in lv networks using reactive power control and on load tap changer with existing transformers. *IEEE Access*, IEEE, v. 6, p. 2683–2691, 2017.
- AZZOPARDI, B.; GABRIEL-BUENAVENTURA, A. Feasibility assessment for high penetration of distributed photovoltaics based on net demand planning. *Energy*, Elsevier, v. 76, p. 233–240, 2014.
- BAYER, B. et al. The German experience with integrating photovoltaic systems into the low-voltage grids. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 119, p. 129–141, abr 2018.
- BHAGAVATHY, S. et al. Performance assessment of a three-phase distribution network with multiple residential single-phase PV systems. *CIREN-Open Access Proceedings Journal*, IET, v. 2017, n. 1, p. 2480–2483, out 2017.
- BROLIN, L. C.; ROLIM, F. B.; TRINDADE, F. C. Fast screening approach to estimate the hosting capacity of rooftop PV generators in electric power distribution systems. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, Wiley Online Library, v. 29, n. 3, p. e2740, mar 2019.
- CAMARGOS, R. S. C.; SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G. de. Evaluation whether photovoltaic distributed generation postpones or anticipates reinforcements detected by distribution network expansion planning. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 13, n. 7, p. 1036–1048, 2019.
- CAMPOCCIA, A. et al. An analysis of feed-in tariffs for solar PV in six representative countries of the European Union. *Solar Energy*, Elsevier, v. 107, p. 530–542, 2014.
- CASTRO, N. de; DANTAS, G. *Experiências Internacionais em Geração Distribuída: motivações, impactos e ajustes*. Rio de Janeiro: Publit, 2018. ISBN 978-85-525-0068-1.
- CHAUDHARY, P.; RIZWAN, M. Voltage regulation mitigation techniques in distribution system with high PV penetration: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 82, p. 3279–3287, fev 2018.

- CHENG, D. et al. Photovoltaic (PV) Impact Assessment for Very High Penetration Levels. *IEEE Journal of Photovoltaics*, IEEE, v. 6, n. 1, p. 295–300, 2016.
- CHIRADEJA, P.; RAMAKUMAR, R. An approach to quantify the technical benefits of distributed generation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, IEEE, v. 19, n. 4, p. 764–773, dez 2004.
- COFFMAN, M. et al. A policy analysis of Hawaii’s solar tax credit. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 85, p. 1036–1043, jan 2016.
- COHEN, M. A.; CALLAWAY, D. S. Effects of distributed PV generation on California’s distribution system, Part 1: Engineering simulations. *Solar Energy*, Elsevier, v. 128, p. 126–138, 2016.
- COHEN, M. A.; KAUZMANN, P. A.; CALLAWAY, D. S. Effects of distributed PV generation on California’s distribution system, Part 2: Economic analysis. *Solar Energy*, Elsevier, v. 128, p. 139–152, 2016.
- CORIA, G.; PENIZZOTTO, F.; PRINGLES, R. Economic analysis of photovoltaic projects: The Argentinian renewable generation policy for residential sectors. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 133, p. 1167–1177, abr 2019.
- CRAGO, C. L.; KOEGLER, E. Drivers of growth in commercial-scale solar PV capacity. *Energy Policy*, Elsevier, v. 120, p. 481–491, set 2018.
- DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D. *Reference Guide The Open Distribution System SimulatorTM (OpenDSS)*. 2020. Disponível em: <<https://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Distrib/Doc/OpenDSSManual.pdf>>. Acesso em: 04 out. 2020.
- EBAD, M.; GRADY, W. M. An approach for assessing high-penetration PV impact on distribution feeders. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 133, p. 347–354, 2016.
- EPE. *Estudos para a expansão da geração: Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia e Cálculo – 2017*. Rio de Janeiro, RJ: Empresa de pesquisa energética, 2017. Disponível em: <<https://cutt.ly/EgHBN2Q>>. Acesso em: 04 nov. 2020.
- EPE. *Recursos Energéticos Distribuídos: Documento de apoio ao PNE 2050*. Rio de Janeiro, RJ: Empresa de pesquisa energética, 2019. Disponível em: <<https://cutt.ly/ogJEJUT>>. Acesso em: 07 nov. 2020.
- GABR, A. Z.; HELAL, A. A.; ABBASY, N. H. Economic evaluation of rooftop grid-connected photovoltaic systems for residential building in Egypt. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, Wiley Online Library, v. 30, n. 6, p. e12379, jun 2020.
- GARCEZ, C. A. G. What do we know about the study of distributed generation policies and regulations in the Americas? A systematic review of literature. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 75, p. 1404–1416, 2017.
- GOMES, P. V. et al. Technical-economic analysis for the integration of PV systems in Brazil considering policy and regulatory issues. *Energy Policy*, Elsevier, v. 115, p. 199–206, abr 2018.
- GOOP, J.; ODENBERGER, M.; JOHNSON, F. Distributed solar and wind power – Impact on distribution losses. *Energy*, Elsevier, v. 112, p. 273–284, 2016.
- HADJ-SAID, A. et al. Technical and economic impact on the dg insertion rate of storage system facilities in lv network planning. In: *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*. [S.l.]: IEEE, 2015. p. 1–6.

- HAGHDADI, N. et al. Impact of distributed photovoltaic systems on zone substation peak demand. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 9, n. 2, p. 621–629, 2017.
- HOLDERMANN, C.; KISSEL, J.; BEIGEL, J. Distributed photovoltaic generation in brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. *Energy Policy*, Elsevier, v. 67, p. 612–617, 2014.
- HUDA, A. N.; ŽIVANOVIĆ, R. Large-scale integration of distributed generation into distribution networks: Study objectives, review of models and computational tools. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 76, p. 974–988, 2017.
- HUNG, D. Q.; MITHULANANTHAN, N.; BANSAL, R. Integration of PV and BES units in commercial distribution systems considering energy loss and voltage stability. *Applied energy*, Elsevier, v. 113, p. 1162–1170, 2014.
- HUNG, D. Q.; MITHULANANTHAN, N.; LEE, K. Y. Determining pv penetration for distribution systems with time-varying load models. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 29, n. 6, p. 3048–3057, 2014.
- IEA. *Renewables 2019: Distributed Solar PV*. Paris: International Energy Agency, 2019a. Disponível em: <<https://cutt.ly/egJU6pB>>. Acesso em: 04 nov. 2020.
- IEA. *Should grid integration be a concern for policy makers in countries with low wind and solar deployment?* Paris: International Energy Agency, 2019b. Disponível em: <<https://cutt.ly/HgJU3QO>>. Acesso em: 04 nov. 2020.
- INMET. *Estação Meteorológica de Observação de Superfície Automática*. 2017. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesautomaticas>>. Acesso em: 31 dez. 2017.
- JANNUZZI, G. d. M.; MELO, C. A. de. Grid-connected photovoltaic in brazil: Policies and potential impacts for 2030. *Energy for Sustainable Development*, Elsevier, v. 17, n. 1, p. 40–46, 2013.
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. de; ROBBA, E. J. *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. 1^a. ed. São Paulo: Edgard Blücher, 2005. ISBN 85-212-0355-1.
- KARIMI, M. et al. Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 53, p. 594–605, jan 2016.
- KITWORAWUT, P.; AZUATALAM, D.; COLLIN, A. An investigation into the technical impacts of microgeneration on uk-type lv distribution networks. In: IEEE. *2016 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*. [S.l.], 2016. p. 1–5.
- KRASKO, V. A.; DORIS, E. State distributed pv policies: Can low cost (to government) policies have a market impact? *Energy Policy*, Elsevier, v. 59, p. 172–181, 2013.
- LAMIN, H. *Análise de Impacto Regulatório da implantação de redes inteligentes no Brasil*. 300 p. Tese (Doutorado) — Universidade de Brasília, 2013.
- MACHADO, I. S.; BORBA, B. S. M. C.; MACIEL, R. S. Modeling Distributed PV Market and its Impacts on Distribution System: A Brazilian Case Study. *IEEE Latin America Transactions*, IEEE, v. 14, n. 11, p. 4520–4526, 2016.
- MAYA, K. N.; JASMIN, E. A. Optimal integration of distributed generation (DG) resources in unbalanced distribution system considering uncertainty modelling. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, Wiley Online Library, v. 27, n. 1, p. e2248, 2017.

- MMA. *Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada para Consecução do Objetivo da Convenção-Quadro das Nações Unidas Sobre Mudança do Clima*. Brasília, DF: Ministério do Meio Ambiente: MMA, 2015. Disponível em: <<https://cutt.ly/ognepab>>.
- MME. *Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico - Out-2020*. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia: MME, 2020. Disponível em: <<https://cutt.ly/hhBkWA8>>.
- MOHAMMADI, P.; MEHRAEEN, S. Challenges of PV Integration in Low-Voltage Secondary Networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 32, n. 1, p. 525–535, 2016.
- MOURA, R.; BRITO, M. C. Prosumer aggregation policies, country experience and business models. *Energy Policy*, Elsevier, v. 132, p. 820–830, 2019.
- NGUYEN, A. et al. High PV penetration impacts on five local distribution networks using high resolution solar resource assessment with sky imager and quasi-steady state distribution system simulations. *Solar Energy*, Elsevier, v. 132, p. 221–235, 2016.
- PAATERO, J. V.; LUND, P. D. Effects of large-scale photovoltaic power integration on electricity distribution networks. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 32, n. 2, p. 216–234, 2007.
- PAREJA, L. A. G. *Fluxo de Potência em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Incertezas*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2009.
- POULLIKKAS, A. A comparative assessment of net metering and feed in tariff schemes for residential pv systems. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Elsevier, v. 3, p. 1–8, 2013.
- QUEZADA, V. M.; ABBAD, J. R.; ROMAN, T. G. S. Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 21, n. 2, p. 533–540, 2006.
- REN21. *Renewables 2015 Global Status Report*. 2015. Disponível em: <<https://cutt.ly/RgJUWIa>>. Acesso em: 07 out. 2020.
- REN21. *Renewables 2016 Global Status Report*. 2016. Disponível em: <<https://cutt.ly/lgJUTRY>>. Acesso em: 07 out. 2020.
- REN21. *Renewables 2018 Global Status Report*. 2018. Disponível em: <<https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/08/Full-Report-2018.pdf>>. Acesso em: 07 out. 2020.
- REN21. *Renewables 2019 Global Status Report*. 2019. Disponível em: <<https://cutt.ly/EgJREjC>>. Acesso em: 07 out. 2020.
- REN21. *Renewables 2020 Global Status Report*. 2020. Disponível em: <<https://cutt.ly/kgJT5NP>>. Acesso em: 07 out. 2020.
- SHEIKHHOSEINI, M. et al. Attitudes towards more-efficient incentives for promotion of residential PV systems: A case study of Kerman, Iran. *IET Renewable Power Generation*, IET, v. 13, n. 12, p. 2251–2260, 2019.
- SILVA, P. P. da et al. Photovoltaic distributed generation – An international review on diffusion, support policies, and electricity sector regulatory adaptation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 103, p. 30–39, 2019.
- SMITH, J. W.; DUGAN, R.; SUNDERMAN, W. Distribution modeling and analysis of high penetration PV. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, p. 1–7, 2011.

- TORQUATO, R. et al. A Comprehensive Assessment of PV Hosting Capacity on Low-Voltage Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 33, n. 2, p. 1002–1012, 2018.
- URBANETZ, J.; BRAUN, P.; RUTHER, R. Power quality analysis of grid-connected solar photovoltaic generators in Brazil. *Energy Conversion and Management*, Elsevier, v. 64, p. 8–14, 2012.
- VERDELHO, M. I. et al. Impact of PV distributed generation on EDP distribuição LV grid losses. In: IET. *CIREN - Open Access Proceedings Journal*. [S.l.], 2017. v. 2017, n. 1, p. 2342–2345.
- VIEIRA, D. *Método Para Determinação Do Tipo De Incentivo Regulatório À Geração Distribuída Solar Fotovoltaica Que Potencializa Seus Benefícios Técnicos Na Rede*. 181 p. Tese (Doutorado) — Universidade de Brasília, 2016.
- VIEIRA, D.; SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. G. D. Net metering in brazil: Regulation, opportunities and challenges. *IEEE Latin America Transactions*, IEEE, v. 14, n. 8, p. 3687–3694, 2016.
- VIEIRA, S. J. d. C.; CARPIO, L. G. T. The economic impact on residential fees associated with the expansion of grid-connected solar photovoltaic generators in Brazil. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 159, p. 1084–1098, 2020.
- WANG, L. et al. Risk Assessment of Distribution Networks Integrating Large-Scale Distributed Photovoltaics. *IEEE Access*, IEEE, v. 7, p. 59653–59664, 2019.
- WATTS, D. et al. Potential residential pv development in chile: the effect of net metering and net billing schemes for grid-connected pv systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 41, p. 1037–1051, 2015.
- WESTACOTT, P.; CANDELISE, C. Assessing the impacts of photovoltaic penetration across an entire low-voltage distribution network containing 1.5 million customers. *IET Renewable Power Generation*, IET, v. 10, n. 4, p. 460–466, 2016.
- WWF-BRASIL. *Além de Grandes Hidrelétricas: Políticas para Fontes Renováveis de Energia Elétrica no Brasil*. Brasil: WWF-Brasil, 2012. Disponível em: <<https://cutt.ly/ogJKogU>>. Acesso em: 07 out. 2020.
- WWF-BRASIL. *Mecanismos de suporte para a inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira: modelos e sugestão para uma transição acelerada*. 1. ed. Brasil: WWF-Brasil, 2015.

A. INTERFACE DO ALGORITMO COMPUTACIONAL PARA IDENTIFICAR OS IMPACTOS TÉCNICOS DA GDFV NA REDE ELÉTRICA

The screenshot shows a software application window titled "Geração PV" with tabs for "Cálculos Impactos", "Exportar PV", and "Exportar Dados".

Período para análise: Options for "Por mês" (with fields for "Dia(s)" and "Mês") and "Em dias" (with a dropdown). Buttons: "Adicionar", "Remover", "Limpar".

Dica: Digite um ou mais meses para a análise. Exemplo: Mês 1 ao 3, digite 1-3 ou meses 1 e 3, digite 1;3. É permitido a combinação entre "-" e ":" -> 1;3;4-12.

Por CV: "Parar simulação pelo limite do CV". "Limite CV (%):" 5.0, "Nº mínimo dias:" 10. Radio buttons: "Todos os parâmetros" (selected), "Selecione os parâmetros" (with checkboxes for "INDpen", "Ppen", "DEMPen").

Política de incentivo: Dropdown menu.

Potência FIP (kW): 5, **Potência FIM (kW):** 10.

Alimentadores: Radio buttons: "Todos" (selected), "Selecione o(s) alimentador(es)". List of IDs: 5000783, 5000787, 5000798, 5000799, 5000801, 5000805, 5000806, 5000815, 5000816, 5000821. Button: "Limpar".

Valores das tensões fora dos limites (pu): "Limite inferior:" 0.92, "Limite superior:" 1.05. Checkboxes: "Salvar Horas Simuladas." (checked), "Exportar lista cargas." (unchecked).

Sorteio de Cargas: Radio buttons: "Somente um sorteio." (unchecked), "Vários sorteios (parar por CV)" (selected).

Níveis de penetração: Radio buttons: "Default (0, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100%)" (selected), "Outros níveis de penetração" (with input field). "Dica: Digite um ou mais níveis de penetração (de 0 a 100%, de 1 em 1). Utilize: '-' (traço) para um intervalo com vários números e; ':' (ponto e vírgula) para um intervalo com alguns. Exemplo: para calcular do nível 1 ao 3, digite 1-3; para calcular os níveis 1 e 3, digite 1;3. É permitido a combinação entre "-" e ":"." Buttons: "Importar arquivo de Cargas", "Selecione a pasta com os arquivos OPEN", "Calcular impactos".

Log: 10/11/2020 15:23:53 Cálculo da distribuidora realizado com sucesso.

Footer: Banco de Dados: GeoPerdasEnelGoias

B. ALGORITMO COMPUTACIONAL PARA DETERMINAR A DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA ACUMULADA DOS VALORES DE ΔV_A , ΔL_A E ΔD_A

```
% ARQUIVOS NECESSÁRIOS PARA ESTA SIMULAÇÃO:
% 1) CV_FIM_50sort_5000805_banco1_super1.xlsx (nome exemplo) - Planilha com os dados
técnicos do alimentador deve estar na mesma pasta do arquivo matlab
% CAMPOS A SEREM ALTERADOS ANTES DA SIMULAÇÃO:
%-----
% 1) Nome do alimentador simulado - Variável: Alim_simulado
% 2) Nome da política - Variável: Politica
% 3) Nome da planilha com os dados técnicos - Variável: nome_da_planilha
%-----
clc
clear all
close all
warning off
% MODIFICAR DADOS
Alim_simulado = '5000805';
Politica = 'NM';
nome_da_planilha = 'CV_NM_50sort_5000805_ND_banco4_super1.xlsx'
%-----
% Carregamento dos valores da planilha Excel
NivelPenetracao = xlsread(nome_da_planilha,5,'D:D');
DeltaINDpen_pp = xlsread(nome_da_planilha,5,'J:J');
DeltaLpen_kWh = xlsread(nome_da_planilha,5,'O:O');
DeltaDpen_kW = xlsread(nome_da_planilha,5,'T:T');
% Identificação e composição do vetor de níveis de penetração
niveis_identificados =zeros(length(NivelPenetracao),1);
niveis_identificados(1,1) = NivelPenetracao(1,1);
contador=1;
for i=1:contador
for j=1:length(NivelPenetracao)
```

```

for k = 1:i
if (niveis_identificados(1:contador,1) ~ = NivelPenetracao(j,1))
niveis_identificados(contador+1,1)=NivelPenetracao(j,1);
contador = contador + 1;
end
end
end
end

niveis_identificados = niveis_identificados(1:contador,1);
%% Separação do vetor DeltaINDpen_percent conforme o nível de penetração
DeltaINDpen_perc_organizado=[];
for i=1:length(niveis_identificados)
contador1 = 1;
for j=1:length(DeltaINDpen_pp)
if (niveis_identificados(i,1)== NivelPenetracao(j,1))
DeltaINDpen_perc_organizado(contador1,i)=DeltaINDpen_pp(j,1);
contador1 = contador1+1;
end
end
end
%% Separação do vetor DeltaLpen_kWh conforme o nível de penetração
DeltaLpen_kWh_organizado=[];
for i=1:length(niveis_identificados)
contador1 = 1;
for j=1:length(DeltaLpen_kWh)
if (niveis_identificados(i,1)== NivelPenetracao(j,1))
DeltaLpen_kWh_organizado(contador1,i)=DeltaLpen_kWh(j,1);
contador1 = contador1+1;
end
end
end
%% Separação do vetor DeltaDpen_kW conforme o nível de penetração
DeltaDpen_kW_organizado=[];
for i=1:length(niveis_identificados)
contador1 = 1;

```

```

for j=1:length(DeltaDpen_kW)
if (niveis_identificados(i,1)== NivelPenetracao(j,1))
DeltaDpen_kW_organizado(contador1,i)=DeltaDpen_kW(j,1);
contador1 = contador1+1;
end
end
end
%% Simulação da frequencia relativa e acumulada
AuxDeltaVa_X = [];
AuxFreqAcumDeltaVa_Y = [];
AuxDeltaLa_X = [];
AuxFreqAcumDeltaLa_Y = [];
for z=1:contador
disp(['Cálculo para o nível de penetração:',num2str(niveis_identificados(z,1))]);
%% Inicialização do vetores e variáveis iniciais
% Carregamento do vetor de dados e dos itens básicos
vetor_DeltaINDpen = DeltaINDpen_perc_organizado(:,z);
vetor_DeltaLpen = DeltaLpen_kWh_organizado(:,z);
vetor_DeltaDpen = DeltaDpen_kW_organizado(:,z);
% Obtendo o número de linhas presentes no vetor de dados
[n,col]= size(vetor_DeltaINDpen);
[n,col]= size(vetor_DeltaLpen);
[n,col]= size(vetor_DeltaDpen);
% Cálculo do k (quantidade de classes)
% Comando "ceil"arredonda para o próximo valor k = ceil(1 + 3.33*log10(n));
% Determinação do passo
passo_DeltaINDpen = (max(vetor_DeltaINDpen)-min(vetor_DeltaINDpen))/k;
passo_DeltaLpen = (max(vetor_DeltaLpen)-min(vetor_DeltaLpen))/k;
passo_DeltaDpen = (max(vetor_DeltaDpen)-min(vetor_DeltaDpen))/k;
%% Determinação das classes
% Criação da matriz de classes de modo que as colunas compõem o INÍCIO e o FINAL de cada
classe
classe_DeltaINDpen = zeros(k,2);
classe_DeltaLpen = zeros(k,2);
classe_DeltaDpen = zeros(k,2);

```

```

for i=1:k
classe_DeltaINDpen(i,1) = min(vetor_DeltaINDpen)+ ((i-1)*passo_DeltaINDpen);
classe_DeltaINDpen(i,2) = min(vetor_DeltaINDpen)+ ((i)*passo_DeltaINDpen);
classe_DeltaLpen(i,1) = min(vetor_DeltaLpen)+ ((i-1)*passo_DeltaLpen);
classe_DeltaLpen(i,2) = min(vetor_DeltaLpen)+ ((i)*passo_DeltaLpen);
classe_DeltaDpen(i,1) = min(vetor_DeltaDpen)+ ((i-1)*passo_DeltaDpen);
classe_DeltaDpen(i,2) = min(vetor_DeltaDpen)+ ((i)*passo_DeltaDpen); end
%% Determinação da frequência em cada classe
% Inicialização do vetor de frequências
freq_DeltaINDpen = zeros(k,1);
freq_DeltaLpen = zeros(k,1);
freq_DeltaDpen = zeros(k,1);
% Loop que contempla a verificação de todas as classes for j=1:k
% Loop que contempla a verificação de todos os elementos do vetor
for i=1:n
valor_DeltaINDpen = vetor_DeltaINDpen(i,1);
if ((valor_DeltaINDpen >= classe_DeltaINDpen(j,1) &&
valor_DeltaINDpen < classe_DeltaINDpen(j,2)))
freq_DeltaINDpen(j,1)=freq_DeltaINDpen(j,1)+1;
else
if ((j==k) && (round(valor_DeltaINDpen,14) == round(classe_DeltaINDpen(j,2),14)))
freq_DeltaINDpen(j,1)=freq_DeltaINDpen(j,1)+1;
end
end
valor_DeltaLpen = vetor_DeltaLpen(i,1);
if ((valor_DeltaLpen >= classe_DeltaLpen(j,1) &&
valor_DeltaLpen < classe_DeltaLpen(j,2)))
freq_DeltaLpen(j,1)=freq_DeltaLpen(j,1)+1;
else
if ((j==k) && (round(valor_DeltaLpen,14) == round(classe_DeltaLpen(j,2),14)))
freq_DeltaLpen(j,1)=freq_DeltaLpen(j,1)+1;
end
end
valor_DeltaDpen = vetor_DeltaDpen(i,1);
if ((valor_DeltaDpen >= classe_DeltaDpen(j,1) &&

```

```

valor_DeltaDpen < classe_DeltaDpen(j,2)))
freq_DeltaDpen(j,1)=freq_DeltaDpen(j,1)+1;
else
if ((j==k) && (round(valor_DeltaDpen,14) == round(classe_DeltaDpen(j,2),14)))
freq_DeltaDpen(j,1)=freq_DeltaDpen(j,1)+1;
end
end
end
end
end
%% Frequência Relativa Porcentual
% Inicialização do vetor de frequências relativas
freqRelat_DeltaINDpen = zeros(k,1);
freqRelat_DeltaLpen = zeros(k,1);
freqRelat_DeltaDpen = zeros(k,1);
for i = 1:k
freqRelat_DeltaINDpen(i,1) = (freq_DeltaINDpen(i,1)/n)*100;
freqRelat_DeltaLpen(i,1) = (freq_DeltaLpen(i,1)/n)*100;
freqRelat_DeltaDpen(i,1) = (freq_DeltaDpen(i,1)/n)*100;
end
%% Frequência Acumulada
% Inicialização do vetor de frequências relativas
freqAcum_DeltaINDpen = zeros(k,1);
freqAcum_DeltaLpen = zeros(k,1);
freqAcum_DeltaDpen = zeros(k,1);
% A frequência acumulada da primeira classe é igual a frequência da primeira classe
freqAcum_DeltaINDpen(1,1) = freq_DeltaINDpen(1,1);
freqAcum_DeltaLpen(1,1) = freq_DeltaLpen(1,1);
freqAcum_DeltaDpen(1,1) = freq_DeltaDpen(1,1);
for i = 2:k
freqAcum_DeltaINDpen(i,1) =
freqAcum_DeltaINDpen(i-1,1)+freq_DeltaINDpen(i,1);
freqAcum_DeltaLpen(i,1) =
freqAcum_DeltaLpen(i-1,1)+freq_DeltaLpen(i,1);
freqAcum_DeltaDpen(i,1) =
freqAcum_DeltaDpen(i-1,1)+freq_DeltaDpen(i,1);

```

```

end
if (freqAcum_DeltaINDpen(k,1) ~ = n)
    disp('Existe uma discrepância entre o número de amostras do vetor original e o total obtido na
frequência acumulada da Tensão');
    break
end
if (freqAcum_DeltaLpen(k,1) ~ = n)
    disp('Existe uma discrepância entre o número de amostras do vetor original e o total obtido na
frequência acumulada das Perdas');
    break
end
if (freqAcum_DeltaDpen(k,1) ~ = n)
    disp('Existe uma discrepância entre o número de amostras do vetor original e o total obtido na
frequência acumulada da Demanda');
    break
end
%% Frequência Acumulada Percentual
% Inicialização do vetor de frequências relativas
freqAcumPercent_DeltaINDpen = zeros(k,1);
freqAcumPercent_DeltaLpen = zeros(k,1);
freqAcumPercent_DeltaDpen = zeros(k,1);
for i = 1:k
    freqAcumPercent_DeltaINDpen(i,1) = (freqAcum_DeltaINDpen(i,1)/n)*100;
    freqAcumPercent_DeltaLpen(i,1) = (freqAcum_DeltaLpen(i,1)/n)*100;
    freqAcumPercent_DeltaDpen(i,1) = (freqAcum_DeltaDpen(i,1)/n)*100;
end
%% Ponto Médio de cada classe
% Coordenada média das classes
% Coordenada X
x_medio_DeltaINDpen = zeros(k,1);
x_medio_DeltaINDpen(1,1) = min(vetor_DeltaINDpen)+ (passo_DeltaINDpen/2);
x_medio_DeltaLpen = zeros(k,1);
x_medio_DeltaLpen(1,1) = min(vetor_DeltaLpen)+ (passo_DeltaLpen/2);
x_medio_DeltaDpen = zeros(k,1);
x_medio_DeltaDpen(1,1) = min(vetor_DeltaDpen)+ (passo_DeltaDpen/2);
for i = 2:k

```

```

x_medio_DeltaINDpen(i,1) = x_medio_DeltaINDpen(i-1,1) +
passo_DeltaINDpen;
x_medio_DeltaLpen(i,1) = x_medio_DeltaLpen(i-1,1) + passo_DeltaLpen;
x_medio_DeltaDpen(i,1) = x_medio_DeltaDpen(i-1,1) + passo_DeltaDpen;
end
% Coordenada Y
y_medio_DeltaINDpen = zeros(k,1);
y_medio_DeltaLpen = zeros(k,1);
y_medio_DeltaDpen = zeros(k,1);
for i=1:k
y_medio_DeltaINDpen(i,1) = (freqAcum_DeltaINDpen(i,1)/n);
y_medio_DeltaLpen(i,1) = (freqAcum_DeltaLpen(i,1)/n);
y_medio_DeltaDpen(i,1) = (freqAcum_DeltaDpen(i,1)/n);
end
saida_parcial_DeltaINDpen=zeros(k,2);
saida_parcial_DeltaLpen=zeros(k,2);
saida_parcial_DeltaDpen=zeros(k,2);
for i=1:k
saida_parcial_DeltaINDpen(i,1) = x_medio_DeltaINDpen(i,1);
saida_parcial_DeltaINDpen(i,2) = y_medio_DeltaINDpen(i,1);
saida_parcial_DeltaLpen(i,1) = x_medio_DeltaLpen(i,1);
saida_parcial_DeltaLpen(i,2) = y_medio_DeltaLpen(i,1);
saida_parcial_DeltaDpen(i,1) = x_medio_DeltaDpen(i,1);
saida_parcial_DeltaDpen(i,2) = y_medio_DeltaDpen(i,1);
end
% Composição das colunas da matriz de resposta final
% saida_para_grau_XX = [Início da classe | Final da classe | Coordenada X_média | Coor-
denada Y_média]
saida_DeltaINDpen=zeros(k,4);
saida_DeltaLpen=zeros(k,4);
saida_DeltaDpen=zeros(k,4);
for i=1:(k)
saida_DeltaINDpen(:,1) = classe_DeltaINDpen(:,1);
saida_DeltaINDpen(:,2) = classe_DeltaINDpen(:,2);
saida_DeltaINDpen(:,3) = x_medio_DeltaINDpen(:,1);

```

```

saida_DeltaINDpen(:,4) = y_medio_DeltaINDpen(:,1);
saida_DeltaLpen(:,1) = classe_DeltaLpen(:,1);
saida_DeltaLpen(:,2) = classe_DeltaLpen(:,2);
saida_DeltaLpen(:,3) = x_medio_DeltaLpen(:,1);
saida_DeltaLpen(:,4) = y_medio_DeltaLpen(:,1);
saida_DeltaDpen(:,1) = classe_DeltaDpen(:,1);
saida_DeltaDpen(:,2) = classe_DeltaDpen(:,2);
saida_DeltaDpen(:,3) = x_medio_DeltaDpen(:,1);
saida_DeltaDpen(:,4) = y_medio_DeltaDpen(:,1);
end
%% Composição do vetor de resultados
%eval(['saida_para_grau_',num2str(z),'=',num2str(x_medio);])
assignin('base',['saida_para_grau_',num2str(niveis_identificados(z,1))],
saida_DeltaINDpen);
assignin('base',['saida_para_grau_',num2str(niveis_identificados(z,1))],
saida_DeltaLpen);
assignin('base',['saida_para_grau_',num2str(niveis_identificados(z,1))],
saida_DeltaDpen);
AuxDeltaVa_X(:,z)= x_medio_DeltaINDpen(:,1);
AuxFreqAcumDeltaVa_Y(:,z) = y_medio_DeltaINDpen(:,1);
AuxDeltaLa_X(:,z)= x_medio_DeltaLpen(:,1);
AuxFreqAcumDeltaLa_Y(:,z) = y_medio_DeltaLpen(:,1);
AuxDeltaDa_X(:,z)= x_medio_DeltaDpen(:,1);
AuxFreqAcumDeltaDa_Y(:,z) = y_medio_DeltaDpen(:,1);
end
string1 = "FreqAcum_";
arquivoFinal = strcat(string1,Alim_simulado,'_',Politica);
save(arquivoFinal,'AuxDeltaVa_X', 'AuxFreqAcumDeltaVa_Y', 'AuxDeltaLa_X',
'AuxFreqAcumDeltaLa_Y', 'AuxDeltaDa_X', 'AuxFreqAcumDeltaDa_Y')
% salva o arquivo '.mat' com os dados de X e Y da freq. acumulada do deltaVa, deltaLa de
todos os níveis de penetração
disp('Fim da simulação');

```

C. ALGORITMO COMPUTACIONAL PARA MONETIZAR OS IMPACTOS TÉCNICOS DA GDFV NA REDE ELÉTRICA

```
% ARQUIVOS NECESSÁRIOS PARA ESTA SIMULAÇÃO:
% 1) Consumo_anual_Aliment.xlsx - Planilha com o consumo anual de todos os alimentadores
% 2) Simular a última revisão do programa "Freq_relat_acum.m" para que gere os dados de
X e Y da freq. acumulada dos deltas de TENSÃO, PERDAS e DEMANDA
% CAMPOS A SEREM ALTERADOS ANTES DA SIMULAÇÃO:
%-----
% 1) Nome do alimentador - Variável: Alim_simulado
% 2) Nome da política - Variável: Politica
%-----
clear all
close all
clc
% MODIFICAR DADOS
Alim_simulado = 5002574;
Politica = 'NM';
%-----
string1 = 'FreqAcum_';
string2 = string(Alim_simulado);
Arquivo = strcat(string1,string2,'_',Politica);
load(Arquivo); % leitura do arquivo com os dados de X e Y da freq. acum do deltaV, deltaL
e deltaD
%-----
% Leitura do consumo do alimentador simulado
Planilha_consumo = 'Consumo_anual_Aliment.xlsx'; % Nome da planilha com os consumos
anuais [kWh] dos alimentadores
TodosAlimentadores = xlsread(Planilha_consumo,1,'A:A'); % lê todos os nomes de alimenta-
dores da Planilha_consumo
Consumo = xlsread(Planilha_consumo,1,'E:E'); % Lê o consumo anual BT (calculado) de
todos os alimentadores da Planilha_consumo
for i=1:length(TodosAlimentadores) % Identifica o consumo do alimentador que será simulado
```

```

if (TodosAlimentadores (i) == Alim_simulado)
CA = Consumo(i); % CA - consumo anual BT em [kWh] do alimentador que será simulado
end
end
%-----
% DADOS ECONÔMICOS - Valores fixos para todos os alimentadores
%-----
%-----TUSD - residencial(R$/kWh)-----
TUSD2020 = 0.27985; % valor da TUSD em 2020 em (R$/kWh)
WACC2020 = 0.0732; % CMPC em % referente ao ano de 2020
%-----CE - Energia de revenda Residencial(R$/kWh)-----
%Previsão de valores da CE para os próximos 25 anos (R$/kWh)
CE_futuro = [0.2677 0.2856 0.3035 0.3215 0.3394 0.3573 0.3752 0.3931 0.4111 0.4290 0.4469
0.4648 0.4827 0.5007 0.5186 0.5365 0.5544 0.5723 0.5903 0.6082 0.6261 0.6440 0.6619 0.6799 0.6978
0.7157];
IntervFreqAcumErroCE_Y(:,1) = [0.1111 0.2222 0.5556 1]; % Intervalos da frequencia acumulada (eixo Y) dos erros do CE (achados através do gráfico do excel)
IntervErroCE_X(:,1)= [-0.189781407 -0.106781407 -0.023781407 0.059218593]; % Valores dos erros (eixo X) conforme cada valor da freq. acumulada do eixo Y (achados através do gráfico do excel)
%-----CME - Custo Marginal de Expansão do setor elétrico [R$/kW]-----
CME = 1069.138; % CME do BT (559,86) + MT (436,67) atualizados com a inflação
%-----
penetracao = 10; % valor inicial do nível de penetração (apenas para impressão na tela durante a simulação)
if CA == 0
disp('Foi indentificado consumo zero para o alimentador que deseja simular');
return;
end
for pen=2:11 % laço dos níveis de penetração (do pen 10 ao 100, de 10 em 10% - começa do pen=2 para pegar os valores à partir de 10%)
% Valores do deltaVa por nível de penetração
IntervDeltaVA_X(:,1)= AuxDeltaVa_X(:,pen); % Valores do delta da tensão (eixo X) conforme cada valor da freq. acumulada do eixo Y
IntervFreqAcumDeltaVA_Y(:,1) = AuxFreqAcumDeltaVa_Y(:,pen); % Intervalos da frequencia acumulada (eixo Y) do deltaVA
for j=1:length(IntervFreqAcumDeltaVA_Y(:,1))-1 % se ocorrer da freq. acum. ficar igual várias vezes, esse loop soma um pequeno valor para que não dê problema na interpolação

```



```

if (IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j) == IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j+1)
&&IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j)==IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j+2))
if (IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j) == IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j+1)
&&IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j)==IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j+2)
&&IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j)==IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j+3))
if (IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j) == IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j+1)
&&IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j)==IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j+2)
&&IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j)==IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j+3)
&&IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j)==IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j+4))
IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j) = IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j)-0.0000000001;
IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j+2) = IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j)+0.0000000002;
IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j+3) = IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j)+0.0000000003;
IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j+4) = IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j)+0.0000000004;
else
IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j) = IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j)-0.0000000001;
IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j+2) = IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j)+0.0000000002;
IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j+3) = IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j)+0.0000000003;
end
else
IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j) = IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j)-0.0000000001;
IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j+2) = IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j)+0.0000000002;
end
else
IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j) = IntervFreqAcumDeltaLA_Y(j)-0.0000000001;
end
end
end
end

```

% Valores do deltaDa por nível de penetração

IntervDeltaDA_X(:,1)= AuxDeltaDa_X(:,pen); % Valores do delta da demanda (eixo X) conforme cada valor da freq. acumulada do eixo Y

IntervFreqAcumDeltaDA_Y(:,1) = AuxFreqAcumDeltaDa_Y(:,pen); % Intervalos da frequência acumulada (eixo Y) do deltaDA

for j=1:length(IntervFreqAcumDeltaDA_Y(:,1))-1 % se ocorrer da freq. acum. ficar igual várias vezes, esse loop soma um pequeno valor para que não dê problema na interpolação

```

if (IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j) == IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j+1))
if (IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j) == IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j+1))

```

```

&&IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j)==IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j+2))
if (IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j) == IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j+1)
&&IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j)==IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j+2)
&&IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j)==IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j+3))
if (IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j) == IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j+1)
&&IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j)==IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j+2)
&&IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j)==IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j+3)
&&IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j)==IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j+4))
IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j) = IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j)-0.0000000001;
IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j+2) = IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j)+0.0000000002;
IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j+3) = IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j)+0.0000000003;
IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j+4) = IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j)+0.0000000004;
else
IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j) = IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j)-0.0000000001;
IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j+2) = IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j)+0.0000000002;
IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j+3) = IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j)+0.0000000003;
end
else
IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j) = IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j)-0.0000000001;
IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j+2) = IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j)+0.0000000002;
end
else
IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j) = IntervFreqAcumDeltaDA_Y(j)-0.0000000001;
end
end
end
for cenario=1:2000 % laço dos 2000 cenários por alimentador e nível de penetração
for ano=1:25 % laço dos 25 anos (tempo de vida útil do painel)
% PERDAS
%-----CE-----
FreqAcumErroCE = IntervFreqAcumErroCE_Y(1) +
(IntervFreqAcumErroCE_Y(end)-IntervFreqAcumErroCE_Y(1))*rand(1,1);
% Sorteio da freq. acumulada do erro do CE - sorteia entre os valores min e max
%Interpolação dos intervalos de X e Y dos erros da CE (Valores do eixo Y, Valores do eixo X,
Valor sorteado da freq. acumulada. O resultado é o valor do erro

```

```

ErroCE(cenario,ano,:) = interp1 (IntervFreqAcumErroCE_Y(:,1),
IntervErroCE_X(:,1), FreqAcumErroCE);
CE_futuro (ano); % percorre a matriz da CE e pega o valor previsto para o ano
CE(cenario,ano,:) = CE_futuro (ano) + (CE_futuro(ano) * ErroCE(cenario,ano,:)); % Soma
a CE do ano ao erro sorteado - guarda para todos os anos e cenários
%-----DeltaLA-----
FreqAcumDeltaLa = IntervFreqAcumDeltaLA_Y(1) +
(IntervFreqAcumDeltaLA_Y(end)-IntervFreqAcumDeltaLA_Y(1))*rand(1,1);
% Sorteia a freq. acumulada do deltaLa entre os intervalos min e max
% Interpolação dos intervalos de X e Y do deltaLa (Valores do eixo Y, Valores do eixo X, Valor
sorteado da freq. acumulada. O resultado é o valor do erro
deltaLa(cenario,ano,:) = interp1 (IntervFreqAcumDeltaLA_Y(:,1),
IntervDeltaLA_X(:,1), FreqAcumDeltaLa);
%-----Cálculo do L$pen= deltaLA*CE*H*d (R$)-----
Lpen(cenario,ano,:) = (deltaLa(cenario,ano,:))*(-1) * CE (cenario,ano,:)*24*365; % Calcula o
impacto econômico anual da GDFV relativo às perdas [R$].
FVP (ano)= 1/((1+WACC2020) ^ano); % fator de valor presente
FC_Lpen(cenario, ano) = Lpen(cenario,ano,:)*FVP(ano); % fluxo de caixa do Lpen de cada
ano e cenário
VpL(pen, cenario) = sum(FC_Lpen(cenario,:)); % Valor presente das perdas de 25 anos para
cada cenário e nível penetração
end
%% DEMANDA - CÁLCULO PARA SOMENTE 1 ANO (ANO DO INVESTIMENTO INI-
CIAL)
%-----DeltaDA-----
FreqAcumDeltaDa = IntervFreqAcumDeltaDA_Y(1) +
(IntervFreqAcumDeltaDA_Y(end)-IntervFreqAcumDeltaDA_Y(1))*rand(1,1);
% Sorteia a freq. acumulada do deltaDa entre os intervalos min e max
% Interpolação dos intervalos de X e Y do deltaDa (Valores do eixo Y, Valores do eixo X, Valor
sorteado da freq. acumulada. O resultado é o valor do erro
deltaDa(pen, cenario, :) = interp1 (IntervFreqAcumDeltaDA_Y(:,1),
IntervDeltaDA_X(:,1), FreqAcumDeltaDa);
%-----D$pen = deltaDA*CME-----
Dpen(pen, cenario) = (deltaDa(pen, cenario,:))*(-1) * CME; % Calcula o impacto econômico
anual da GDFV relativo a demanda [R$]. Multiplicado por (-1) para corrigir a interpretação do
delta em relação ao VP
FVP_ano1= 1/((1+WACC2020)^1); % fator de valor presente do ano 1
VpD(pen, cenario) = Dpen(pen, cenario)*FVP_ano1; % Valor presente da demanda para cada

```

cenário e nível penetração

%% TENSÃO - CÁLCULO PARA SOMENTE 1 ANO (ANO DA INSTALAÇÃO DO PAINEL E AJUSTE DA TENSÃO)

%%-----DeltaVA-----

FreqAcumDeltaVa = IntervFreqAcumDeltaVA_Y(1) +
(IntervFreqAcumDeltaVA_Y(end)-IntervFreqAcumDeltaVA_Y(1))*rand(1,1);

%%Sorteia a freq. acumulada do deltaVa entre os intervalos min e max

%% Interpolação dos intervalos de X e Y do deltaVa (Valores do eixo Y, Valores do eixo X, Valor sorteado da freq. acumulada. O resultado é o valor do erro

deltaVa(pen,cenario,:) = interp1 (IntervFreqAcumDeltaVA_Y(:,1),

IntervDeltaVA_X(:,1), FreqAcumDeltaVa);

%%-----Cálculo do V\$pen= deltaVA*k1*TUSD*CA (R\$)-----

Vpen(pen, cenario) = (deltaVa(pen, cenario,)/100)*(-1) * 3 * TUSD2020 * CA; % Calcula o impacto econômico anual da GDFV relativo ao perfil de tensão [R\$]. Foi dividido por 100 para tirar o delta da porcentagem

VpV(pen, cenario) = Vpen(pen, cenario)*FVP_ano1; % Valor presente da tensão para cada cenário e nível penetração

end

disp(['Cálculo para o nível de penetração: ',num2str(penetracao),'%']); penetracao = penetracao + 10;

end

string3 = "ResultEconom_Alum_";

arquivoFinal = strcat(string3,string2,'_',Politica);

save(arquivoFinal,'VpV','VpL','VpD') % salva o arquivo '.mat' com os dados VpV, VpL e VpD

disp('Fim da simulação');