



TESE DE DOUTORADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**MÉTODO PARA DETERMINAÇÃO DO TIPO DE
INCENTIVO REGULATÓRIO À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
SOLAR FOTOVOLTAICA QUE POTENCIALIZA SEUS
BENEFÍCIOS TÉCNICOS NA REDE**

DANIEL VIEIRA

Brasília, novembro de 2016

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MÉTODO PARA DETERMINAÇÃO DO TIPO DE
INCENTIVO REGULATÓRIO À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
SOLAR FOTOVOLTAICA QUE POTENCIALIZA SEUS
BENEFÍCIOS TÉCNICOS NA REDE**

DANIEL VIEIRA

**ORIENTADOR: PROF. DR. MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA
TESE DE DOUTORADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PUBLICAÇÃO: 112/2016 TD
BRASÍLIA/DF: NOVEMBRO – 2016**

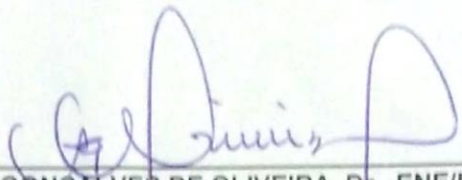
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

MÉTODO PARA DETERMINAÇÃO DO TIPO DE INCENTIVO REGULATÓRIO À
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA QUE POTENCIALIZA SEUS
BENEFÍCIOS TÉCNICOS NA REDE

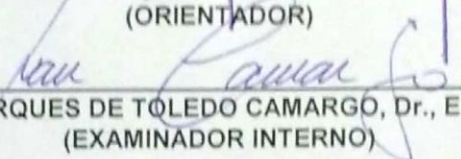
DANIEL VIEIRA

TESE DE DOUTORADO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA
FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR.

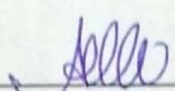
APROVADA POR:



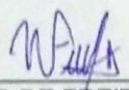
MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA, Dr., ENE/UnB
(ORIENTADOR)



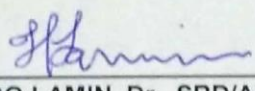
IVAN MARQUES DE TOLEDO CAMARGO, Dr., ENE/UnB
(EXAMINADOR INTERNO)



ANÉSIO DE LELES FERREIRA FILHO Dr., ENE/UNB
(EXAMINADOR INTERNO)



WALMIR DE FREITAS FILHO, Dr., UNICAMP
(EXAMINADOR EXTERNO)



HUGO LAMIN, Dr., SRD/ANEEL
(EXAMINADOR EXTERNO)

Brasília, 17 de novembro de 2016.

FICHA CATALOGRÁFICA

VIEIRA, DANIEL

Método Para Determinação Do Tipo De Incentivo Regulatório à Geração Distribuída Solar Fotovoltaica que Potencializa seus Benefícios Técnicos na Rede [Distrito Federal] 2016.

xvii, 186p., 297 mm (ENE/FT/UnB, Doutor, Engenharia Elétrica, 2016). Tese de Doutorado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia. Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Geração Distribuída

3. Regulação

I. ENE/FT/UnB

2. Energia Solar

4. Método

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

VIEIRA, D. (2016). Método para Determinação do Tipo de Incentivo Regulatório à Geração Distribuída Solar Fotovoltaica que Potencializa seus Benefícios Técnicos na Rede. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação 112/2016 TD, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 186p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Daniel Vieira.

TÍTULO: Método para Determinação do Tipo de Incentivo Regulatório à Geração Distribuída Solar Fotovoltaica que Potencializa seus Benefícios Técnicos na Rede.

GRAU: Doutor

ANO: 2016

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.

Daniel Vieira

Brasília – DF – Brasil

RESUMO

MÉTODO PARA DETERMINAÇÃO DO TIPO DE INCENTIVO REGULATÓRIO À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA QUE POTENCIALIZA SEUS BENEFÍCIOS TÉCNICOS NA REDE

Autor: Daniel Vieira

Orientador: Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasília, novembro de 2016

Na busca por energia elétrica a partir de fontes renováveis e com baixo impacto ambiental, muitos países têm estabelecido políticas diversas de incentivo ao desenvolvimento de energia solar fotovoltaica. Essas políticas têm influência direta na maneira como a geração solar se instala na rede e, conseqüentemente, nos impactos advindos da integração desse modo de produção de eletricidade. Nesse contexto, este trabalho propõe um método para determinação do tipo de incentivo regulatório à geração distribuída solar fotovoltaica que leva a maiores benefícios técnicos na rede. Inicialmente, são estudados os principais impactos da geração distribuída e analisadas as diferentes políticas de incentivos à energia solar, juntamente com o papel que esses mecanismos de suporte exercem na maneira como a geração se insere nas redes elétricas. Em seguida, são calculados os impactos que a geração solar descentralizada causa na rede de acordo com cada uma das formas de incentivos regulatórios. Para o cálculo desses impactos utilizam-se técnicas de simulações de Monte Carlo e fluxo de potência levando-se em consideração as incertezas relativas aos patamares de consumo e às curvas de carga das unidades, bem como ao comportamento da irradiância solar na região. O método é então aplicado a um alimentador que atende a milhares de unidades consumidoras comerciais e residenciais, permitindo ranquear as políticas de incentivo quanto aos seus impactos técnicos na rede elétrica.

ABSTRACT

METHOD FOR DETERMINING THE TYPE OF SUPPORT POLICY TOWARDS SOLAR PV DISTRIBUTED GENERATION THAT ENHANCES ITS BENEFITS TO THE POWER GRID

Author: Daniel Vieira

Supervisor: Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira

Graduate Program in Electrical Engineering

Brasília, November 2016

In the quest for renewable electricity with low environmental impacts, many countries have established different policies to encourage the development of solar energy. Such policies can guide how solar PV is installed in the network and hence play an important role on the impacts arising from the integration of this form of electricity production. In this context, this study proposes a method for determining the type of regulatory incentive for distributed solar that leads to greater technical benefits to the network. Firstly, the main impacts of distributed generation are investigated and the different solar policies are studied, as well as the role they play in how the generation is incorporated into the grids. Then the impacts caused by decentralized solar generation when installed under each policy framework are assessed. To calculate these impacts, the proposed method uses Monte Carlo techniques, together with probabilistic power flow, taking into account uncertainties related to consumption levels, load curves and solar irradiance. Thus, the proposed method is applied to a distribution feeder, allowing the appropriately choice of the policy that leads to greater technical impacts to the grids.

SUMÁRIO

1	Introdução	1
1.1	Motivação	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Contribuições desta tese.....	3
1.4	Estruturação	3
2	Impactos Técnicos da GDFV nas redes de Distribuição de Energia Elétrica	4
2.1	Considerações Iniciais.....	4
2.2	Perdas	5
2.3	Capacidade.....	7
2.4	Tensão	10
2.5	Demais impactos.....	14
2.6	Estado da Arte dos Métodos de Análise de Impactos da GDFV.....	17
2.7	Considerações finais.....	25
3	Incentivos Regulatórios à GDFV	26
3.1	Considerações Iniciais.....	26
3.2	<i>Tarifas feed in</i>	27
3.3	<i>Net metering</i>	32
3.4	Quotas e Certificados de Energia Renovável	39
3.5	Demais formas de incentivo à GDFV	44
3.6	Considerações Finais.....	45
4	Impacto dos Incentivos Regulatórios no Desenvolvimento do Mercado de GDFV	47
4.1	Considerações Iniciais.....	47
4.2	Comparação entre incentivos regulatórios e desenvolvimento do mercado	48
4.2.1	Reino Unido	48
4.2.2	Alemanha.....	52

4.2.3	Brasil.....	53
4.2.4	Estados Unidos - Arizona.....	55
4.2.5	Estados Unidos - Califórnia	56
4.2.6	Estados Unidos - Wisconsin.....	56
4.3	Considerações Finais.....	58
5	Método Para Determinação do tipo de Incentivo Regulatório que Potencializa os Benefícios da GDFV na Rede.....	59
5.1	Considerações Iniciais.....	59
5.2	Visão Geral do Método	60
5.3	Definição dos Cenários	61
5.4	Determinação dos Impactos da GDFV	65
5.4.1	Níveis de Penetração.....	69
5.4.2	Simulações de Monte Carlo	70
5.4.3	Dados	72
5.4.3.1	Curvas de carga.....	74
5.4.3.2	Patamares de Consumo.....	77
5.4.3.3	Radiação solar	80
5.4.4	Cálculo dos impactos.....	83
5.4.4.1	Perdas.....	83
5.4.4.2	Capacidade	84
5.4.4.3	Tensão.....	86
5.4.4.4	Resumo	88
5.5	Comparação entre os impactos	89
5.5.1	Perdas.....	89
5.5.2	Capacidade	91
5.5.3	Tensão.....	92
5.5.4	Resumo	94

5.6	Análise de sensibilidade	95
5.7	Demais Hipóteses Adotadas	97
5.8	Alimentador utilizado para teste do método	99
5.8.1	Ajustes no método para aplicação no alimentador simplificado	101
5.8.1.1	Ajustes nos cenários.....	101
5.8.1.2	Ajustes nos dados para cálculo dos impactos da GDFV	101
5.9	Considerações finais.....	106
6	Resultados e Discussões	107
6.1	Considerações Iniciais.....	107
6.2	Resultados da aplicação do método ao alimentador simplificado	107
6.2.1	Dados gerais das simulações	107
6.2.2	Definição dos Cenários.....	109
6.2.3	Cálculo dos impactos.....	111
6.2.3.1	Perdas.....	111
6.2.3.2	Capacidade	116
6.2.3.3	Tensão.....	117
6.2.4	Comparação entre os impactos	119
6.2.5	Análise de Sensibilidade	125
6.3	Estudo de Caso – Alimentador TG01	127
6.3.1	Definição dos Cenários.....	130
6.3.2	Resultados gerais	132
6.3.3	Cálculo dos impactos.....	134
6.3.3.1	Perdas.....	134
6.3.3.2	Capacidade	136
6.3.3.3	Tensão.....	139
6.3.4	Comparação entre os impactos	140
6.3.5	Análise de Sensibilidade	145

6.4	Considerações Finais	147
7	Conclusões.....	150
7.1	Aspectos Gerais	150
7.2	Resumo das principais contribuições	153
7.3	Trabalhos Futuros	154
	Referências Bibliográficas	156
	Apêndice A: Determinação do impacto da inserção de GDFV na redução da emissão de gases de efeito estufa	165
	Apêndice B: Dados do alimentador simplificado	170
	Apêndice C: Algoritmo de cálculo das grandezas físicas (perdas, capacidade e tensão) para o alimentador simplificado.....	171
	Apêndice D: : Algoritmo de cálculo das grandezas físicas (perdas, capacidade e tensão) para o alimentador Completo	176

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Curva de carga comercial típica e irradiação solar média no Distrito Federal. Fontes: (Daimon, 2012) e (INMET, 2015).	8
Figura 2.2 – Curva de carga residencial típica e irradiação solar média no Distrito Federal. Fontes: (Daimon, 2012) e (INMET, 2015).	9
Figura 2.3 – Níveis de classificação da tensão de fornecimento. Fonte: (ANEEL, 2014c).	11
Figura 2.4 – Melhoria do perfil de tensão ao longo de um alimentador devido à inserção de 1500 kVA de geração distribuída. Fonte (Farashbashi-Astaneh & Dastfan, 2010).	13
Figura 2.5 - Proprietários de geração solar fotovoltaica na Alemanha – dados referentes a 2010. Fonte: (Fraunhofer, 2015).	24
Figura 3.1 –Distribuição das principais políticas de incentivos à geração distribuída de acordo com o número de países adotantes. Fonte: (REN21, 2015) modificado.	26
Figura 3.2 – Políticas de incentivo às energias renováveis adotadas nos países europeus. Fonte (Ragwitz, 2013).	28
Figura 3.3 – Modelos de <i>Feed in Premium</i> : (a) Bônus Fixo, (b) Bônus com preço teto (<i>cap</i>) e preço mínimo (<i>floor</i>) e (c) Bônus Deslizantes. Fonte: (Ragwitz, 2013).	31
Figura 3.4 – Esquema representativo de diversos modelos diferentes de tarifas <i>feed in</i>	31
Figura 3.5 – Mecanismos de <i>net metering</i> adotados nos EUA. Fonte: (US DoE, 2015) modificado.	35
Figura 3.6 – Tratamento da geração excedente no mecanismo de <i>net metering</i> nos EUA. Fonte: (US DoE, 2015) modificado.	36
Figura 3.7 – Tipos de tarifas <i>feed in</i> e <i>net metering</i>	38
Figura 3.8 – Mecanismos de Quotas e Certificados adotados nos EUA. Fonte: (US DoE, 2015)atualizado até junho/2015 (modificado).	43
Figura 4.1 – Distribuição de frequência do tamanho (em kW) dos sistemas solares fotovoltaicos instalados no Reino Unido entre abril de 2010 e dezembro de 2014. Dados obtidos de (Ofgem, 2015a).	50
Figura 4.2 – Distribuição de frequência do tamanho (em kW) dos sistemas solares fotovoltaicos instalados no Reino Unido entre abril de 2010 e dezembro de 2014. Dados obtidos de (Ofgem, 2015a).	51

Figura 4.3 – Distribuição de frequência do tamanho (em kW) dos sistemas solares fotovoltaicos instalados na Alemanha entre janeiro e abril de 2015. Dados obtidos de (Bundesnetzagentur, 2015).....	53
Figura 4.4 – Distribuição de frequência do tamanho (em kW) dos sistemas solares fotovoltaicos instalados no Brasil entre janeiro de 2013 e fevereiro de 2016. Dados obtidos de (ANEEL, 2016).....	54
Figura 4.5 – Distribuição de frequência do tamanho (em kW) dos sistemas solares fotovoltaicos instalados no Arizona entre abril de 2002 e abril de 2014.	55
Figura 4.6 – Distribuição de frequência do tamanho (em kW) dos sistemas solares fotovoltaicos instalados na Califórnia entre março de 1997 e abril de 2015.	56
Figura 4.7 – Distribuição de frequência do tamanho (em kW) dos sistemas solares fotovoltaicos instalados em Wisconsin a partir de maio de 2002. Dados brutos disponíveis em (NREL, 2015).	57
Figura 5.1 – Modelo esquemático do método utilizado.	60
Figura 5.2 – Fluxograma representativo do método para determinação dos impactos da GDFV na rede elétrica.	68
Figura 5.3 – Curvas de carga residenciais típicas da área de concessão da CEB. Fonte: (Daimon, 2012).....	75
Figura 5.4 - Curvas de carga residencial agregada da área de concessão da CEB. Fonte: (Daimon, 2012).	76
Figura 5.5 – Distribuição de consumidores e consumos por faixas de consumo definidas no PRODIST. Fonte: (Daimon, 2012).	78
Figura 5.6 – Mapa das Estações Meteorológicas de Observação de Superfície Automáticas do INMET. Fonte: (INMET, 2015).	80
Figura 5.7 – Média e desvios padrão da radiação solar fotovoltaica no Distrito Federal. Dados provenientes de (INMET, 2015).	82
Figura 5.8 – Exemplos da aplicação da distribuição normal aos dados de radiação solar do Distrito Federal.	82
Figura 5.9 – Exemplo de distribuição da potência máxima atendida pelo alimentador.	85
Figura 5.10 – Representação do alimentador simplificado utilizado para teste do método proposto.	100
Figura 5.11 – Dados do alimentador simplificado utilizado nas simulações.	100
Figura 5.12 – Curvas de carga possivelmente atribuíveis à unidade consumidora residencial do alimentador simplificado.	105

Figura 5.13– Curvas de carga possivelmente atribuíveis à unidade consumidora comercial do alimentador simplificado.....	105
Figura 5.14 – Média e desvios padrão da radiação solar fotovoltaica no Distrito Federal. Dados provenientes de (INMET, 2015).....	106
Figura 6.1 – Perdas diárias no alimentador em função do nível de penetração de GDFV obtidas quando da inserção de GDFV sob uma política de <i>net metering</i>	112
Figura 6.2 – Comparação das perdas diárias no alimentador quando da aplicação das técnicas de Monte Carlo e quando da utilização de valores médios para política do tipo <i>net metering</i>	114
Figura 6.3 – Perdas no alimentador em função do nível de penetração de GDFV.	115
Figura 6.4 – Potência máxima no alimentador em função do nível de penetração de GDFV.	116
Figura 6.5 – Porcentagem diária média de tensões fora dos limites regulamentares ($\pm 5\%$) em função do nível de penetração de GDFV.	118
Figura 6.6 – Somatório dos impactos da GDFV em função do nível de penetração de GDFV.	122
Figura 6.7 – Variação do impacto final da GDFV por kW instalado segundo uma política de <i>net metering</i> conforme o nível de penetração frente à alteração em $\pm 50\%$ dos valores utilizados para monetizar os impactos de perdas, capacidade e tensão.	126
Figura 6.8– Percurso do alimentador TG01. Fonte: (Shayani, 2010)	128
Figura 6.9 – Perdas no alimentador TG01 em função do nível de penetração de GDFV.....	135
Figura 6.10 – Potência máxima no alimentador TG01 em função do nível de penetração de GDFV.	137
Figura 6.11 – Porcentagem diária média de tensões fora dos limites regulamentares ($\pm 5\%$) no alimentador TG01 em função do nível de penetração de GDFV.	139
Figura 6.12 - Somatório dos impactos da GDFV no alimentador TG01 em função do nível de penetração de GDFV.	143
Figura 6.13 – Variação do impacto final da GDFV por kW instalado segundo uma política de <i>net metering</i> conforme o nível de penetração frente à alteração em $\pm 50\%$ dos valores utilizados para monetizar os impactos de perdas, capacidade e tensão.	146

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Repartição das perdas nas redes de distribuição de energia elétrica da CEB. Fonte: (ANEEL, 2012a).....	6
Tabela 2.2 – Faixas de tensão de atendimento adequada, precária e crítica. Fonte: (ANEEL, 2014c).....	12
Tabela 3.1 – Lista de países que adotam mecanismos de incentivo à geração solar baseados em tarifa <i>feed in</i> . Fonte: (REN21, 2015).....	29
Tabela 3.2 – Lista de países que adotam mecanismos de incentivo à geração solar baseados em <i>net metering</i> . Fonte: (REN21, 2015).....	37
Tabela 3.3 – Lista de países que adotam mecanismos de incentivo à geração solar baseados em quotas e certificados. Fonte: (REN21, 2015).....	43
Tabela 4.1 – Tarifas de compra de energia proveniente de fonte solar fotovoltaica participante do sistema de <i>feed in</i> britânico. Fonte: (Ofgem, 2015b).....	49
Tabela 4.2 – Tarifas de compra de energia proveniente de fonte solar fotovoltaica participante do sistema de <i>feed in</i> alemão. Fonte: (IEA, 2015).....	52
Tabela 5.1 – Agrupamento dos níveis de penetração.	70
Tabela 5.2 – Variáveis necessárias ao cálculo do fluxo de potência.	73
Tabela 5.3 – Faixas de consumo de energia elétrica constantes na estratificação das campanhas de medição. Fonte: (Daimon, 2012).	77
Tabela 5.4 – Probabilidade de consumo de energia elétrica pelas unidades consumidoras comerciais e residenciais no Distrito Federal. Dados provenientes de (Daimon, 2012).....	79
Tabela 5.5 – Impactos da GDFV para cada nível de penetração.	88
Tabela 5.6 – Custo marginal de expansão das redes de distribuição na área de concessão da CEB. Fonte: (ANEEL, 2012b).....	91
Tabela 5.7 – Impactos financeiros da GDFV para cada nível de penetração.	95
Tabela 5.8 – Variáveis utilizadas nos estudos.	102
Tabela 5.9 – Probabilidade de consumo de energia elétrica pelas unidades consumidoras comerciais e residenciais no Distrito Federal. Dados provenientes de (Daimon, 2012).....	103
Tabela 5.10 – Probabilidade de consumo de energia elétrica pelas unidade consumidora residencial do alimentador simplificado.	104
Tabela 6.1 – Número de simulações realizadas por nível de penetração.	107

Tabela 6.2 – Coeficientes de variação por nível de penetração para as simulações do <i>net metering</i>	108
Tabela 6.3 – Tamanho da GDFV em cada um dos cenários para cada patamar de consumo.	110
Tabela 6.4 – Tamanho da GDFV em cada um dos cenários para cada patamar de consumo.	110
Tabela 6.5 – Potência total de GDFV instalada em cada nível de penetração.....	111
Tabela 6.6 – Perdas diárias de energia elétrica no alimentador simulado para política do tipo <i>net metering</i>	111
Tabela 6.7 – Resumo comparativo das variáveis utilizadas no método proposto juntamente com seus valores médios.	113
Tabela 6.8 – Comportamento dos impactos da GDFV em função do nível de penetração de GDFV.	120
Tabela 6.9 – Variação dos impactos da GDFV em função do nível de penetração de GDFV.	120
Tabela 6.10 – Valor monetário da variação dos impactos da GDFV em função do nível de penetração de GDFV.	121
Tabela 6.11 – Somatório dos impactos da GDFV em função do nível de penetração de GDFV referentes ao período de 25 anos trazidos para valor presente.....	121
Tabela 6.12 – Impacto da inserção de 1 kW adicional de GDFV de acordo com uma política de net metering para cada nível de penetração.	124
Tabela 6.13 – Características dos transformadores conectados ao alimentador TG01.	129
Tabela 6.14 – Características dos condutores de BT do alimentador TG01.....	130
Tabela 6.15 – Potência total de GDFV instalada em cada nível de penetração.	132
Tabela 6.16 – Tempo total de simulação dos impactos técnicos de cada política no Alimentador TG01.....	133
Tabela 6.17 – Número de simulações realizadas por nível de penetração.....	133
Tabela 6.18 – Coeficientes de variação.....	134
Tabela 6.19 – Valor monetário dos impactos da GDFV nas perdas do alimentador TG01 em função do nível de penetração de GDFV.	141
Tabela 6.20 – Valor monetário dos impactos da GDFV na capacidade máxima de atendimento do alimentador TG01 em função do nível de penetração de GDFV.	141
Tabela 6.21 – Valor monetário dos impactos da GDFV nos níveis de tensão do alimentador TG01 em função do nível de penetração de GDFV.	142

Tabela 6.22 – Somatório dos impactos da GDFV no alimentador TG01 em função do nível de penetração de GDFV referentes ao período de 25 anos trazidos para valor presente. 142

Tabela 6.23 – Impacto da inserção de 1 kW adicional de GDFV de acordo com uma política de net metering para cada nível de penetração. 144

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
AT	Alta tensão
BT	Baixa tensão
CEB	Companhia Energética de Brasília S.A.
CfD	<i>Contracts for Difference</i>
CME	Custo Marginal de Expansão
CMO	Custo Marginal de Operação
CV	Coefficiente de Variação
DECC	<i>Department of Energy & Climate Change</i>
DRC	Duração Relativa da transgressão de tensão Crítica
DRP	Duração Relativa da transgressão de tensão Precária
EN	<i>European Norm</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUSD	Encargo de Uso do Sistema de Distribuição
FiT	<i>Feed in Tariff</i>
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Solar Fotovoltaica
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
MC	Monte Carlo
MT	Média tensão
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
OFAT	<i>One Factor At a Time</i>
OFGEM	<i>Office of Gas and Electricity Markets</i>
ONU	Organização das Nações Unidas
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
PURPA	<i>Public Utility Regulatory Policies Act</i>
PV	Fotovoltaico
REN21	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i>
RPS	<i>Renewable Portfolio Standards</i>
STC	<i>Small-scale Technology Certificate</i>
SREC	<i>Solar Renewable Energy Certificate</i>
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UNEP	<i>United Nations Environment Programme</i>

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

Dentre os principais desafios para o século XXI, a Organização das Nações Unidas destaca a erradicação da pobreza e o combate às mudanças climáticas (ONU, 2000). Apesar da aparente independência entre essas duas ações, elas estão profundamente conectadas (Stern, 2009). Por um lado, o fracasso no combate às mudanças climáticas levaria à criação de um ambiente cada vez mais hostil à vida humana, aumentando catástrofes ambientais e contribuindo para o crescimento da pobreza. Por outro lado, caso a luta pela redução de impactos ambientais se desse por meio da interrupção do desenvolvimento das nações, o processo de erradicação da pobreza nos países emergentes seria inevitavelmente comprometido. Dessa forma, é necessária a criação de mecanismos que contribuam para redução do aquecimento global e, ao mesmo tempo, promovam o desenvolvimento.

Tendo em vista que o setor de energia é o maior responsável pela emissão de gases de efeito estufa (29% das emissões globais) – seguido por indústrias (18%), transporte (13%), agricultura (11%) e desmatamento (11%) (UNEP, 2012) – o adequado tratamento dos desafios deste século depende fortemente da redução dos impactos ambientais advindos da produção e do uso de energia elétrica.

Nesse contexto, a atuação no combate às mudanças climáticas deve iniciar-se pelo reconhecimento de que a emissão de gases de efeito estufa é uma falha de mercado (Stern, 2007) e, portanto, requer a atuação do Estado no estabelecimento de políticas públicas que possam tentar corrigir essa externalidade negativa. Assim sendo, diversos países têm adotado formas regulatórias de incentivo à produção de energia proveniente de fontes com baixo impacto ambiental e, principalmente, renováveis (REN21, 2015).

Entre as fontes renováveis, a solar tem recebido o maior número de políticas de incentivo e, portanto, apresenta-se como a fonte de geração de energia elétrica com maior crescimento nos últimos anos: em média 49% ao ano entre 2003 e 2014 (IEA, 2014).

Destaca-se ainda o caráter distribuído dessa fonte, permitindo sua extração em pequena escala e próxima às cargas. Essa Geração Distribuída Solar Fotovoltaica (GDFV), além de propiciar benefícios ambientais relativos ao baixo impacto na biodiversidade e reduzida emissão de gases de efeito estufa, pode trazer benefícios sociais, econômicos e técnicos. Esses últimos têm forte correlação com a forma como essa geração se conecta na rede (localização e tamanho dos sistemas) e alguns benefícios em particular – tais como: diminuição das perdas nas redes, postergação de investimentos pela redução da demanda de pico e melhoria da tensão de fornecimento às unidades consumidoras – têm impacto direto na modicidade tarifária e, portanto, são abordados em profundidade neste trabalho. Surge, então, a necessidade de realização de uma Análise de Impacto Regulatório – AIR para subsidiar a tomada de decisão quando da escolha de políticas de suporte à GDFV.

Apesar de tais benefícios técnicos estarem entre as principais razões pelas quais a GD é incentivada no Brasil pelo atual sistema de compensação de energia (ANEEL, 2012d), os impactos técnicos nas redes causados por essa geração distribuída em geral não são levados em consideração em previsões de crescimento da geração distribuída (EPE, 2014a). Dentre os motivos que justificam a não abordagem desses aspectos, destaca-se a ausência de métodos que permitam extrair resultados confiáveis a partir do cálculo de fluxos de potência sob incertezas quanto ao consumo e à geração.

1.2 OBJETIVOS

Dessa forma, este trabalho se propõe a elaborar uma AIR a partir do estabelecimento de um procedimento que permita determinar, para diferentes formas de incentivo regulatório conhecidas, quais seriam os impactos da GDFV (nas perdas, na potência de pico e nos níveis de tensão), levando-se em consideração diversas incertezas intrínsecas (notadamente, na localização e no tamanho dos sistemas de geração, na curva de irradiância, nas curvas de carga das unidades consumidoras e nos patamares de consumo das edificações conectadas à rede). Com base nisso, torna-se possível identificar quais as melhores políticas de suporte à GDFV do ponto de vista de seus impactos técnicos na rede.

1.3 CONTRIBUIÇÕES DESTA TESE

O estabelecimento do método para determinação do tipo de incentivo regulatório à GDFV que potencializa seus benefícios técnicos na rede permitirá, no futuro, sua aplicação a redes de diversas localidades, considerando-se especificidades relativas às configurações de rede, aos níveis de radiação solar e à forma de utilização da energia elétrica. Assim, será possível quantificar os impactos de diferentes tipos de regulamentações e estabelecer políticas eficazes que atendam aos anseios da sociedade no combate às mudanças climáticas e, ao mesmo tempo, promovam a potencialização dos impactos positivos dessas usinas solares na rede.

1.4 ESTRUTURAÇÃO

Para se atingir os objetivos estabelecidos, este trabalho primeiramente traz uma análise dos impactos que a GDFV pode causar na rede elétrica e apresenta uma revisão bibliográfica dos trabalhos realizados com o objetivo de determinar o desenvolvimento ideal da geração solar para maximizar os benefícios dessa fonte à rede (Capítulo 2). O Capítulo 3 descreve as principais formas de incentivos à geração distribuída solar fotovoltaica e, em seguida, são realizados estudos para investigar os impactos das políticas de suporte no desenvolvimento do mercado de GDFV (Capítulo 4).

De posse de todas essas informações, o Capítulo 5 propõe então um método para determinação do tipo de incentivo regulatório que potencializa os benefícios da GDFV nos alimentadores de distribuição de energia elétrica, sendo esse método testado em um alimentador simplificado de apenas duas cargas e posteriormente aplicado em um alimentador real (Capítulo 6). Por fim, o Capítulo 7 apresenta as principais conclusões obtidas do trabalho e propõe temas para trabalhos futuros.

2 IMPACTOS TÉCNICOS DA GDFV NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A instalação de geração de pequena escala próxima à carga pode contribuir com a redução da energia que circula pelas redes, diminuindo perdas, postergando investimentos e melhorando os níveis de tensão dos alimentadores. Todos esses impactos podem contribuir para a utilização mais adequada das redes de distribuição.

Todavia, os sistemas tradicionais de transporte de energia elétrica foram projetados para transmitir energia de grandes usinas geradoras até grandes centros urbanos de consumo nos quais a eletricidade é distribuída até as unidades consumidoras, seguindo sempre o mesmo sentido. Nesse cenário, a inserção de geração próxima aos centros consumidores implicaria no eventual fluxo de energia em sentido reverso ao tradicional, tendo portanto a capacidade de impactar de maneira negativa nas proteções e na operação da rede.

Além disso, caso a energia seja gerada em momentos não coincidentes com o consumo ou na hipótese de a quantidade de geração ser elevada em relação à carga, a presença de GD pode acarretar sobrecarga em linhas e transformadores, aumentando perdas, demandando investimentos antes desnecessários e contribuindo para que as tensões se elevem de maneira inadequada.

Com vistas a determinar os principais impactos da GDFV a serem considerados para escolha do incentivo regulatório que potencializa os benefícios à rede oriundos da inserção de geração solar, o presente capítulo apresenta uma análise dos impactos da GDFV na rede, com foco naqueles que se mostram mais relevantes do ponto de vista técnico-econômico, e resume o estado da arte dos métodos que se propõem a estimar a relação entre a geração e seus impactos.

2.2 PERDAS

O modelo tradicional do setor elétrico está fundamentado na produção de energia em grandes centrais geradoras, seguido pelo transporte dessa eletricidade por meio de linhas de transmissão e distribuição e, por fim, da utilização da energia pelo usuário final. Evidentemente, nem toda energia gerada é consumida e faturada pelas distribuidoras. Há diversas perdas nesse processo: perdas térmicas, dielétricas e de magnetização, erros de medição e faturamento, furtos de energia etc.

De maneira geral, essas perdas são enquadradas em dois grupos: perdas técnicas (dissipação da energia elétrica durante o processo de transporte) e perdas não técnicas (energia não contabilizada comercialmente).

A ANEEL calcula, para todas as distribuidoras de energia elétrica do país, quais são os níveis regulatórios das perdas técnicas e esses valores são então repassados às tarifas de energia elétrica. Em redes de distribuição de energia elétrica, as perdas técnicas variam em torno de 7,5%¹ do total da energia injetada (ANEEL, 2015a).

Esse percentual de perdas técnicas inclui perdas em todos os elementos das redes com tensão nominal igual ou inferior a 138 kV, todavia, é possível conhecer a estratificação desses valores para cada nível de tensão. Por exemplo, o percentual de perdas técnicas na CEB calculado na revisão tarifária de 2012 foi de 8,691% da energia injetada, que corresponde a 582.918,014 MWh/ano (ANEEL, 2012a). A Tabela 2.1 apresenta a identificação de todos os elementos de rede que compõem esse índice.

¹ Valor médio das perdas técnicas regulatórias de todas as distribuidoras de energia elétrica entre os anos de 2010 e 2014.

Dados disponíveis em http://www.aneel.gov.br/arquivos/Excel/Base_Perdas_Internetjul2014_26_05.xlsx.

Tabela 2.1 – Repartição das perdas nas redes de distribuição de energia elétrica da CEB.
 Fonte: (ANEEL, 2012a).

Elemento de Rede	Composição do índice global (%)	
Rede 138 kV	1,739	
Transformadores 138/69 kV	0,025	
Rede 69 kV	0,060	
Transformadores 69/34,5 kV	0,058	Total Alta Tensão:
Rede 34,5 kV	1,614	3,979
Transformadores 138/13,8 kV	0,231	
Transformadores 69/13,8 kV	0,037	
Transformadores 34,5/13,8 kV	0,215	
Rede 13,8 kV	0,984	
Transformadores 13,8/0,38 kV	1,538	Total Média e Baixa Tensão:
Rede 380 V	2,003	4,712
Ramais	0,024	
Medidores	0,163	
TOTAL	8,691	

As redes que serão foco deste trabalho incluem os alimentadores de 13,8 kV (Média Tensão – MT), os transformadores de 13,8 kV para 380 V, os ramais de 380 V (Baixa Tensão – BT), os ramais de ligação e os medidores. Esses elementos são responsáveis pela maior parte das perdas técnicas nas redes de distribuição. Para o caso da CEB, por exemplo, eles representam mais de 54% do total de perdas (4,712% do total de 8,691%).

Assim, caso a inserção de GDFV implicasse numa redução significativa desse percentual, os impactos econômicos desse benefício da geração solar seriam relevantes. De fato, a literatura mostra que a geração próxima às cargas pode efetivamente contribuir com a redução dessas perdas. Farashbashi-Astaneh e Dastfan (2010), em uma simulação com inserção de GD com tamanho e localização otimizados de um alimentador real (utilizando algoritmos genéticos), alcançaram uma redução nas perdas de 63%. Algoritmos de otimização de localização de GD usando lógica *fuzzy* foram aplicados por Krishna, Ramana e Kamakshaiah (2013) em um alimentador radial de 33 barras e, dependendo da localização da GD no alimentador, a redução de perdas variou de 29% a 61% com a instalação de GD com tamanho variando de 0.1% a 1% da carga total do alimentador.

Imaginando-se que esse tipo de efficientização na redução de perdas pudesse ser replicado, por exemplo, na área da CEB, uma redução de 61% nas perdas dos alimentadores MT/BT

significaria que os atuais 4,712% passariam para 1,838%. Isso representaria uma economia de 192,82 GWh/ano, que, valorada ao preço do *mix* de compra de energia atualizado de R\$ 183,76²/MWh, corresponde a mais de R\$ 35 milhões ao ano. Caso a GD se instalasse de maneira não otimizada e levasse à redução de perdas de 29%, essa economia seria de menos de R\$ 17 milhões anuais.

Essa comparação simplificada permite avaliar o potencial de melhoria no comportamento das perdas no setor elétrico devido à expansão otimizada da GDFV. Por causa dessa relevância, diversos estudos têm focado em encontrar, por meio de algoritmos de otimização, os tamanhos e locais onde a GDFV deveria ser instalada para que sejam alcançados maiores benefícios técnicos na rede – sobretudo benefícios advindos da redução de perdas. Georgilakis e Hatziargyriou (2013) realizaram uma revisão de 83 artigos que focam na otimização do local e do tamanho da GD e, desse total, 21 artigos se dedicaram somente à análise da redução de perdas provocada pela geração descentralizada. Dada a relevância desse impacto da GDFV nas redes de distribuição, o Método proposto neste trabalho (Capítulo 5) permite o cálculo do efeito da presença de GDFV nas perdas da rede.

2.3 CAPACIDADE

A inserção de geração solar em um alimentador de distribuição faz com que a energia gerada possa ser consumida diretamente por unidades consumidoras próximas às cargas, diminuindo a capacidade máxima necessária para atendimento à demanda do circuito (potência de pico) (Adbullah et al., 2013).

Se as cargas de um alimentador apresentassem consumos mais elevados durante o dia, como, por exemplo, prédios comerciais e alguns tipos de residências (Figura 2.1), a geração solar aconteceria simultaneamente ao pico de carga, aliviando a rede e postergando a necessidade de investimentos.

² O preço do *mix* de compra de energia da CEB constante em sua revisão tarifária de 2012 foi de R\$ 136,93. Esse valor foi atualizado para 2016 com uma inflação anual de 8%, obtendo-se a quantia de R\$ 182,76/MWh.

A Figura 2.1 representa a curva de carga responsável pela maior parte do consumo de comércios no Distrito Federal (área de concessão da CEB Distribuição S.A.) (Daimon, 2012), juntamente com a irradiação solar média ao longo do dia (INMET, 2015). Nesse caso, percebe-se a convergência entre os momentos em que se dá a geração solar fotovoltaica e aqueles nos quais ocorre o consumo de energia.

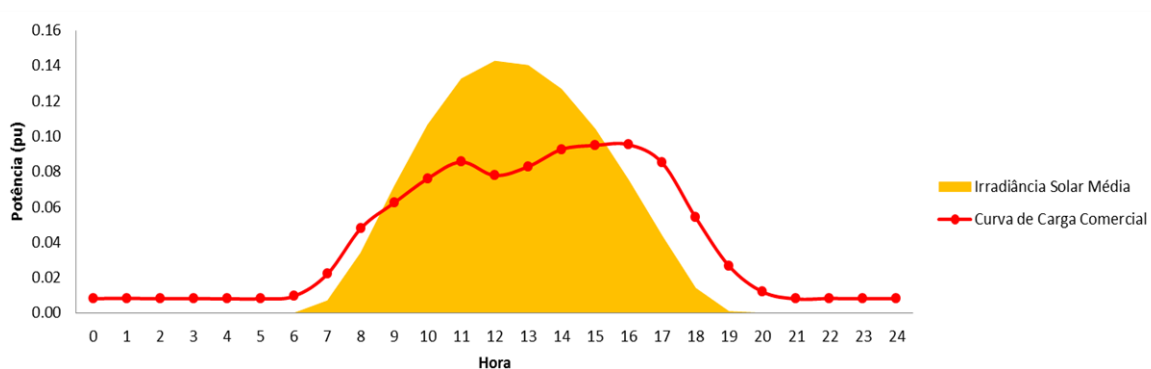


Figura 2.1 – Curva de carga comercial típica e irradiação solar média no Distrito Federal.
Fontes: (Daimon, 2012) e (INMET, 2015).

Por outro lado, a presença majoritária de cargas com consumo à noite (curva típica de diversas unidades consumidoras residenciais) implicaria em um alimentador com demanda de pico noturna (Figura 2.2) e a GDFV não teria condições de postergar investimentos relativos à capacidade da rede.

Além disso, níveis muito elevados de penetração de GDFV implicariam, em teoria, em picos de geração que utilizariam a rede elétrica para escoar todo o excedente. Nesse caso, além de não contribuir para a redução do pico de consumo, a presença de GDFV poderia criar uma demanda máxima de geração a ser atendida pela rede que pode ser superior ao atual pico de carga e, assim, seriam necessários investimentos adicionais na rede em virtude da presença de GDFV.

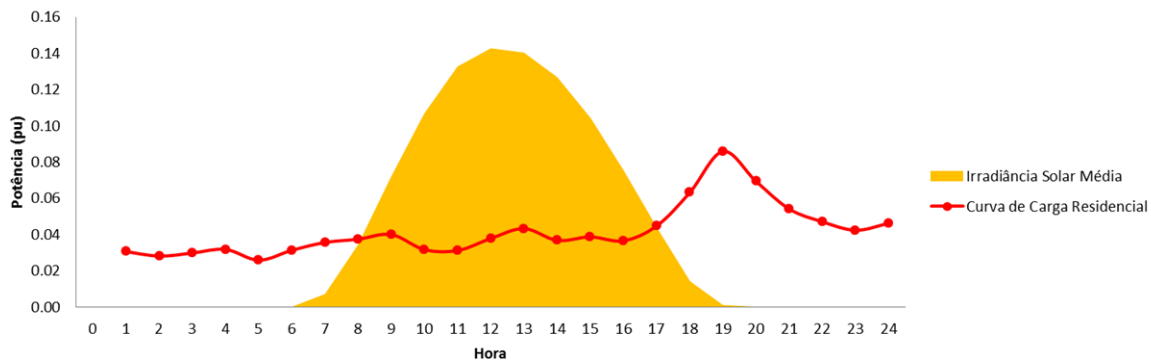


Figura 2.2 – Curva de carga residencial típica e irradiação solar média no Distrito Federal.
Fontes: (Daimon, 2012) e (INMET, 2015).

Essa análise simplificada demonstra que a geração solar tem possibilidade de postergar ou antecipar a necessidade de investimentos na rede, dependendo das cargas e do perfil de geração.

Uma abordagem científica a esse problema foi adotada em um artigo publicado por uma das maiores distribuidoras de energia elétrica da Austrália (AUSGRID, 2011). Os pesquisadores analisaram o efeito da geração solar fotovoltaica na redução de pico do sistema e concluíram que a GDFV presente na rede àquela época (ainda com baixos níveis de penetração) estava tendo um pequeno efeito na redução do pico de demanda da rede durante o verão. Esse estudo verificou que, caso houvesse um nível de penetração maior, a economia com postergação de investimentos em uma determinada subestação seria suficiente para pagar um centavo de dólares australianos por kWh de energia gerada a cada um dos consumidores com GDFV daquela subestação durante 10 anos:

Charmhaven Zone Substation on the Central Coast was identified as having the greatest potential for network investment deferral. However, the higher than average levels of solar connections were still estimated to be too low to offset the need for an additional zone substation transformer. If the uptake of solar connections on this substation was about three times higher, then there could be enough peak reduction to defer a transformer upgrade for one year. The value of this deferral is estimated to be equivalent to a feed in tariff of one cent a kilowatt hour for 10 years, but only for the solar customers supplied by this zone substation. (AUSGRID, 2011)

Todavia, o cálculo do impacto da GDFV na postergação de investimentos na rede caracteriza-se como uma análise complexa, conforme destacado por Oliva e Macgill (2011) nos seguintes termos:

Appropriately located PV systems in the grid may defer or avoid the augmentation of transmission and distribution infrastructure offering significant economic value. The key challenge is to estimate how much PV in what locations at what times and with what expected operational characteristics might be able to contribute to avoided network expenditure through reduction in peak loads. This is enormously complex. (Oliva & MacGill, 2011)

Além dos impactos nas linhas de distribuição de energia elétrica, a GDFV pode influenciar também na postergação de investimentos nas redes de transmissão. Juo, Zhao *et al.* (2014) analisaram custos de expansão de rede de transmissão na presença de geração solar na Austrália e concluíram que, para a devida contabilização de potenciais benefícios relativos à postergação de investimentos, deve-se levar em consideração: a configuração dos alimentadores, as curvas de carga das unidades consumidoras e a localização da geração distribuída.

The simulation results indicate that, although DG generally can defer transmission investments, it is inappropriate to offer a general conclusion about the strength of this effect. In practice, the locations of DG units, the network topology, and the original power flow patterns all have significant impacts on DG's investment deferral effect. (Juo et al., 2014)

De maneira geral, a revisão da literatura sobre o impacto da GDFV na capacidade da rede de distribuição permite concluir pela inexistência de um procedimento estatístico confiável para quantificação desse tipo de impacto e que o método proposto neste trabalho deverá atentar para as incertezas (natureza probabilística) das cargas e da geração. Esse tipo de consideração é tratado no Capítulo 5.

2.4 TENSÃO

Prezando pela qualidade no atendimento às unidades consumidoras e considerando-se que os equipamentos elétricos são projetados para trabalharem dentro de determinadas faixas, diversos órgãos normatizadores estabeleceram faixas de tensão dentro das quais as distribuidoras devem fornecer energia elétrica a seus consumidores durante a maior parte do tempo.

No Brasil, o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST instituiu níveis adequados, precários e críticos para a tensão em regime permanente no ponto de conexão das unidades consumidoras (ANEEL, 2014c). Em resumo, a norma estabelece que a tensão deve permanecer dentro de uma faixa denominada “Adequada” durante a maior parte do tempo, sendo tolerado que os níveis estejam dentro de uma faixa considerada “Precária” em até 3% das medições e não mais de 0,5% dos registros podem estar nas faixas de tensão “Críticas”. A Figura 2.3 mostra, de maneira esquemática, as faixas de tensão estabelecidas pelo Regulador.

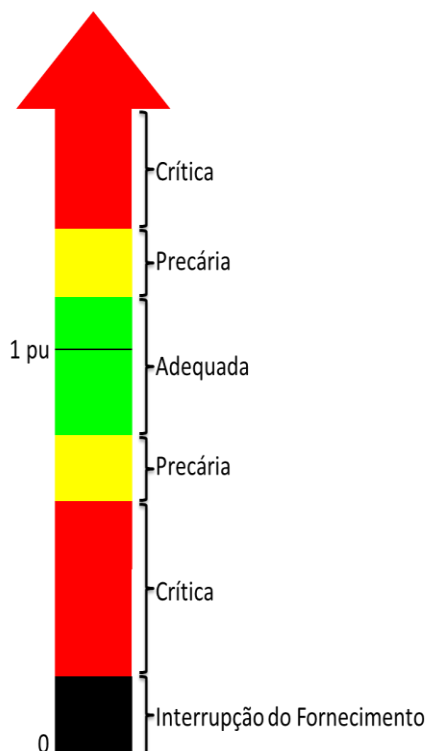


Figura 2.3 – Níveis de classificação da tensão de fornecimento. Fonte: (ANEEL, 2014c).

Para redes em alta tensão (entre 69 kV e 138 kV), o PRODIST define que a faixa de tensão é considerada adequada se estiver em um limite de $\pm 5\%$ da tensão nominal da rede. A faixa considerada precária inferior situa-se entre 90% e 95% da tensão nominal e a precária superior está entre 105% e 107% da nominal. Valores fora desses intervalos são considerados críticos.

Já para redes de baixa tensão, esses limites são apresentados em valores absolutos (não em porcentagens da nominal). A Tabela 2.2 mostra as faixas de tensão de uma rede de 220/127 V. Dos valores da tabela, depreende-se que a tensão de fornecimento a esses consumidores é considerada adequada quando seu valor estiver entre +5% e -8% da nominal.

Tabela 2.2 – Faixas de tensão de atendimento adequada, precária e crítica. Fonte: (ANEEL, 2014c).

Tensão de Atendimento	220 V	127 V
	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (V)	
Adequada	$202 \leq TL \leq 231$	$117 \leq TL \leq 133$
Precária	$191 \leq TL < 202$	$110 \leq TL < 117$
	$231 < TL \leq 233$	$133 < TL \leq 135$
Crítica	$TL < 191$	$TL < 110$
	$TL > 233$	$TL > 135$

Em outros países, são seguidas regras específicas para determinação da normalidade da tensão em regime permanente. Merecem destaque a ANSI C84.1-2011 (ANSI, 2011), adotada nos Estados Unidos, e a EN 50160:2010 (CENELEC, 2010), utilizada pelos países europeus.

A Norma americana divide a tensão em duas faixas: *Range A* e *Range B*. A faixa mais restrita (*Range A*) seria a equivalente à tensão adequada definida pela ANEEL. Já a *Range B* é classificada como uma faixa aceitável mas não ótima. Para unidades consumidoras conectas entre 120 e 600 V, a norma estabelece como faixa adequada a tensão de fornecimento (*service voltage*) entre 95% e 105% da tensão nominal (ANSI, 2011).

Por outro lado, a Norma Europeia EN 50160:2010 estabelece que a tensão de fornecimento a um consumidor deve estar, durante 95% do tempo, dentro de uma faixa de $\pm 10\%$ da tensão nominal (CENELEC, 2010).

Apesar de haver diferenças no percentual dentro do qual a tensão é considerada adequada, a presença de regras que obriguem as distribuidoras a fornecer energia elétrica com tensões dentro de certos padrões é comum a todos esses países. Assim, a influência que a GDFV pode ter sobre esses níveis de tensão torna-se um assunto de grande interesse na comunidade científica, uma vez que a manutenção dos níveis de tensão dentro dos limites regulatórios é, por vezes, a maior restrição técnica à inserção de GDFV nas redes de distribuição (Demailly et al., 2005).

Em uma simulação com inserção de GD com tamanho e localização otimizados de um alimentador real (utilizando algoritmos genéticos), Farashbashi-Astaneh e Dastfan (2010) alcançaram uma melhoria no perfil de tensões conforme Figura 2.4.

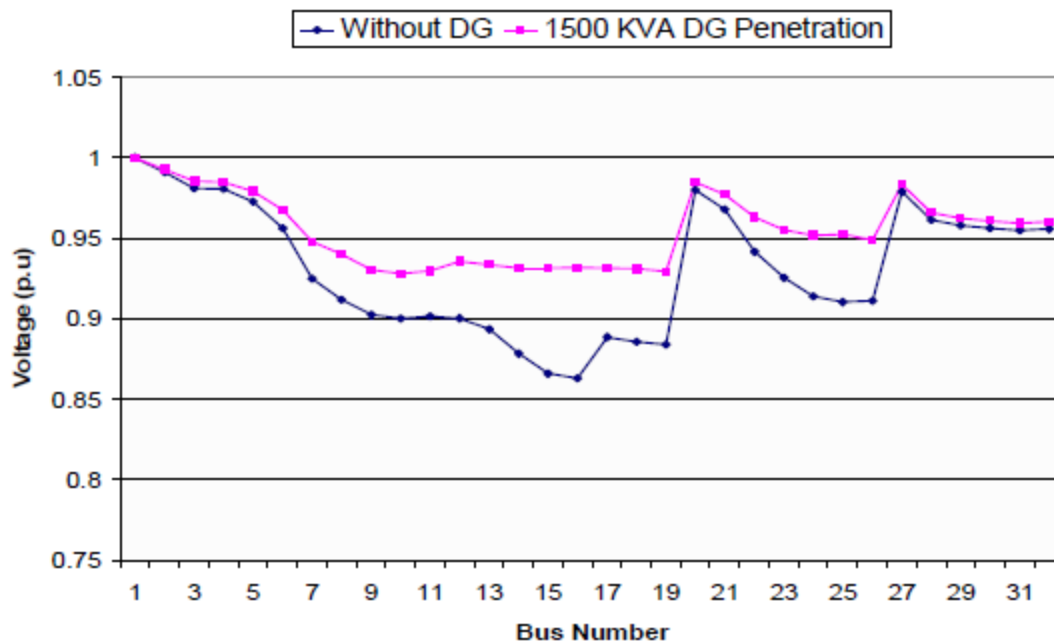


Figura 2.4 – Melhoria do perfil de tensão ao longo de um alimentador devido à inserção de 1500 kVA de geração distribuída. Fonte (Farashbashi-Astaneh & Dastfan, 2010).

Esse tipo de melhoria no perfil de tensão é corroborado pelo estudo realizado por Sa'ed, Favuzza *et al.* (2013) sob a advertência de que a inserção de geração de tamanho muito elevado pode levar ao efeito contrário, causando problemas no perfil de tensão devido à ocorrência de sobretensões.

Location, number and capacity of DG are essential factors for studying the effect of DGs on network behavior. The study relating DG and voltage profile indicates that the voltage profile improves in each case by locating the distributed generator close to the load; the improvement is better by increasing the size of the distributed generator. However, the size needs to be limited through careful study of the system or through the generator regulation as overvoltages can occur for oversized generators. (Sa'ed et al., 2013)

Em resumo, as referências bibliográficas indicam que, para a determinação de um método que se proponha a avaliar o impacto da GD no perfil de tensões de alimentadores, é necessário realizar os cálculos para níveis diferentes de penetração e considerar a influência do tamanho e da localização de cada gerador. Assim como para os demais impactos analisados neste trabalho, esse tipo de consideração serve como insumo para a determinação do Método proposto no Capítulo 5.

2.5 DEMAIS IMPACTOS

Além dos impactos analisados previamente neste trabalho, a inserção de geração distribuída solar fotovoltaica pode ter consequências em diversos outros aspectos dos sistemas de distribuição de energia elétrica. A seguir, apresenta-se uma lista desses impactos, juntamente com algumas características importantes.

- **Harmônicos:** a utilização de inversores para conexão de geração distribuída (principalmente solar fotovoltaica) à rede pode levar ao aumento da distorção na forma de onda da tensão devido à injeção de correntes harmônicas pelos equipamentos eletrônicos de conversão. Tendo em vista que a forma de onda da corrente injetada por esse tipo de equipamento é mais próxima à senoidal do que de cargas usualmente conectadas à rede, alguns autores defendem que esse efeito da GDFV é “*pequeno e pouco provável que seja significativo*”³ (Bollen et al., 2008), apesar de terem sido identificadas situações nas quais redes com elevada penetração de geração distribuída solar ou eólica apresentaram altas taxas de distorção harmônica na tensão (ENSLIN, HULSHORST, *et al.*, 2003; ABDUL KADIR, MOHAMED e SHAREEF, 2011). Ainda relacionado às harmônicas, outro efeito importante da presença de geração distribuída diz respeito ao aparecimento de ressonâncias harmônicas ou ao deslocamento da frequência de ressonância devido à capacitância dos inversores utilizados na conexão desse tipo de geração à rede (Bollen et al., 2007).
- **Proteção:** a inserção de geração distribuída pode impactar na proteção dos sistemas de distribuição de energia elétrica de duas formas distintas: por meio da injeção de corrente de falta pela central geradora ou pela necessidade de ajustes no sistema de proteção previamente existente na rede. Com relação à primeira forma, nos casos de a geração ser conectada por meio de inversores – como acontece com a GDFV –, esse tipo de efeito é reduzido, já que os equipamentos de conversão eletrônicos normalmente possuem mecanismos de interrupção quando detectada sobrecorrente instantânea. Por outro lado, acerca da influência da geração descentralizada na proteção existente nas redes, a presença de GDFV pode levar à necessidade de ajustes nos equipamentos de

³ Tradução livre do original em inglês: “*This effect is small and is unlikely to be of importance*”.

proteção de sobrecorrente de fase, na proteção de sobrecorrente diferencial e nos relés de impedância (Jenkins et al., 2010).

- Afundamentos de tensão: inversores para conexão de GDFV à rede possuem mecanismos de controle que podem operar aumentando a potência injetada no sistema quando detectado um afundamento na tensão de fornecimento. Assim sendo, a presença de geração distribuída poderia teoricamente contribuir para mitigar os afundamentos eventualmente existentes na rede. Contudo, estudos têm mostrado que, em redes de média e baixa tensão, esse benefício da GDFV é pequeno e, por vezes, negligenciável (Renders et al., 2008).
- Cintilação da tensão: nos casos de conexão de GD proveniente de máquinas girantes, a partida dessas máquinas é capaz de promover severas flutuações na tensão. Esse tipo de preocupação não é aplicável à geração a partir de fonte solar fotovoltaica, que se conecta à rede por meio de inversores de frequência. Contudo, os degraus que podem ocorrer quando da repentina pausa na geração solar (devido, por exemplo, à passagem de uma nuvem pela região) podem comprometer a qualidade da tensão de fornecimento, mas em níveis menos preocupantes que aqueles referentes à entrada de máquinas rotativas (Barker & Mello, 2000).
- Possibilidade de operação ilhada: na hipótese de ocorrência de uma falta na rede elétrica, a geração distribuída localizada em determinada região poderia, em teoria, ser utilizada para fornecimento de potência e energia elétrica àquela região durante o período de blecaute. Contudo, com o intuito de garantir a segurança da rede e dos operadores, as regulamentações atuais proíbem a operação ilhada de GD (ANEEL, 2012c; IEEE, 2003). Assim, para que essa possibilidade torne-se realidade, seriam necessárias melhorias tanto nos sistemas de distribuição de energia elétrica – com possibilidade de controle remoto da geração, por exemplo – quanto nos equipamentos destinados à conexão da geração distribuída – que precisariam ser adaptados para controle pela central de operação (Bollen et al., 2008).
- Estabilidade: avaliações dos impactos da GDFV na estabilidade do sistema ainda não são amplamente consideradas nos estudos de penetração de geração fotovoltaica

descentralizada. Mas à medida que se eleva a quantidade de geração nas redes, serão necessárias análises mais aprofundadas acerca da estabilidade transitória, da estabilidade dinâmica e do colapso de tensão (Lopes et al., 2007).

Os impactos da GDFV abordados nesta seção, apesar de sua importância e da crescente preocupação da comunidade acadêmica, ainda carecem de embasamentos científicos para que sejam estabelecidos indicadores confiáveis, atribuições de responsabilidades e métodos de avaliação financeira dos seus efeitos.

Assim, para que fossem considerados no método proposto neste trabalho, a quantificação desses impactos e, principalmente, a atribuição de valores monetários para fins de comparação teriam que se basear em critérios subjetivos ou ainda não solidificados. No caso do Brasil, por exemplo, questões de qualidade de energia elétrica motivadas, dentre outras coisas, pela geração distribuída foram discutidas (ANEEL, 2015b) e, apesar do grande avanço no estabelecimento de valores limites para diversos problemas relacionados à qualidade do produto (ANEEL, 2014c), o regulamento ainda não permite a monetização dos impactos da GDFV nessa área.

Dessa forma, optou-se por considerar os principais potenciais benefícios da GDFV na rede que pudessem ser quantificados objetivamente: redução das perdas, postergação de investimentos devido ao aumento da capacidade das redes (redução da demanda de pico) e melhoria do perfil de tensão de atendimento às unidades consumidoras. A forma de quantificação e monetização desses valores é explicada no Capítulo 5.

Cumprido, por fim, destacar que, além dos impactos nos sistemas de distribuição de energia elétrica, a inserção de GDFV pode implicar em benefícios ambientais – redução da emissão de gases de efeito estufa, diminuição no uso de terras e da água, controle da poluição, menor produção de resíduos sólidos (EPRI, 2010; BALCOMBE, RIGBY e AZAPAGIC, 2015) – bem como em consequências econômicas positivas – estímulo ao desenvolvimento da indústria, diversificação da matriz energética, geração de empregos (EPE, 2014; REN21, 2015).

Por outro lado, os impactos ambientais e econômicos da geração solar podem eventualmente, dependendo da quantidade e da forma como essa energia é produzida e instalada, não ser

melhores que aqueles advindos de outras formas de geração: por exemplo, nos casos em que a construção dos módulos solares fotovoltaicos é realizada com a utilização de energia elétrica produzida por meio de carvão mineral, a emissão de gases de efeito estufa provocada por essa fonte tende a ser superior à emissão proveniente de usinas eólicas, centrais de biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas (Vieira, 2011).

Ainda com relação à emissão de gases de efeito estufa, importa destacar que, para determinado nível de penetração de GDFV, o tipo de política de incentivo que levou a esse cenário não altera a quantidade de redução na emissão de CO₂, visto que, para cada nível de penetração, a quantidade de energia gerada é a mesma e, portanto, o acompanhamento da quantidade de gases evitada não é relevante para comparação entre as políticas. No entanto, devido à importância do assunto, procurou-se, para o alimentador testado nesta tese, calcular a quantidade de redução na emissão de gases de efeito estufa provocada pela inserção de GDFV e monetizá-la em conformidade com as condições atuais do mercado de créditos de carbono. Esse estudo complementar é apresentado no Apêndice A.

2.6 ESTADO DA ARTE DOS MÉTODOS DE ANÁLISE DE IMPACTOS DA GDFV

Uma das principais formas de análise de impactos da GDFV é por meio da avaliação do “limite de penetração”, também denominado “*hosting capacity*”. Nesse método, procura-se determinar a maior quantidade de geração distribuída que pode ser inserida sem que determinada restrição técnica do sistema seja atingida.

Esse método foi abordado por Bertini, Moneta *et al.* (2011) para determinar a capacidade máxima de GD que poderia ser inserida em redes de baixa tensão na Itália. Os pesquisadores utilizaram redes simplificadas com cargas fixas e determinaram a quantidade de geração distribuída que poderia ser conectada à rede sem que fossem transgredidos três indicadores: (i) limites térmicos dos transformadores e linhas, (ii) valores de referência da tensão de fornecimento e (iii) variações de tensão de curta duração.

Um método mais robusto – considerando-se variações na tensão da subestação, no patamar de carga e no fator de potência – foi proposto por Shayani e De Oliveira (2011) para determinar

os limites de penetração de geração distribuída em alimentadores radiais considerando-se restrições ocasionadas devido ao aumento da tensão de fornecimento e à capacidade de condução de corrente dos equipamentos da rede.

Hoke, Buttler *et al.* (2013) utilizaram as mesmas restrições (tensão e corrente) para determinar a máxima quantidade de geração distribuída solar fotovoltaica que poderia ser inserida em alimentadores típicos, levando-se em consideração as curvas de carga e de irradiância solar na região.

No que concerne aos impactos da geração distribuída relativos à qualidade da energia elétrica, Bollen, Yang e Hassan (2008) delinearão algumas características que devem ser consideradas na realização de estudos que se proponham a determinar limites de penetração de GD, sem, contudo, apresentar um método específico de obtenção do nível máximo de penetração. Ainda nessa área, Pandi, Zeineldin e Xiao (2013) elaboraram um algoritmo para identificar a maior quantidade de GD (conectada à rede por meio de máquinas rotativas ou de inversores de potência) que poderia ser inserida sem que fossem ultrapassados os limites de distorção harmônica total e individual estabelecidos pela IEEE Std 519, bem como respeitando-se os limites de atuação de relés de sobrecorrente e algumas restrições de coordenação da proteção.

Apesar de os métodos de limite de penetração serem amplamente utilizados, um dos problemas desse tipo de método é que, para se obter, por exemplo, uma penetração que equivalha à instalação de 1 MW, a GDFV poderia se instalar sob a representação de uma única unidade de geração de potência total de 1 MW localizada em qualquer ponto da rede ou, alternativamente, esse mesmo nível de penetração poderia ser alcançado pela instalação de 200 microgeradores fotovoltaicos de 5 kW cada. Nesse caso, poderia acontecer que, na primeira configuração (instalação de uma única geração de 1 MW), as restrições estabelecidas seriam desrespeitadas, enquanto que, na hipótese de instalação de diversas pequenas centrais de geração, os requisitos do sistema continuariam todos dentro de valores previamente regulamentados. Nesse caso, o limite de penetração para conexão de múltiplos microgeradores seria maior que aquele calculado para a instalação de poucos geradores de potência mais elevada.

Para levar em consideração esse tipo de efeito, alguns autores estabelecem diversas configurações diferentes para cada nível de penetração e tomam como limite de penetração o

valor obtido que for mais restritivo (Hoke et al., 2013). Essa abordagem é razoável, mas limita a quantidade de GDFV que poderia efetivamente ser conectada à rede sem causar danos ao sistema.

Os métodos baseados em limites de penetração são, portanto, uma abordagem que permite identificar a quantidade de geração distribuída que pode ser conectada à rede sem que sejam necessárias obras para escoamento dessa nova energia, mas não garantem que seriam necessárias obras caso o valor inserido fosse superior ao limite de penetração, nem permitem obter o real impacto da GDFV nas redes.

Além disso, o método do limite de penetração parte do princípio de que há uma quantidade máxima de geração solar fotovoltaica que pode ser conectada à rede. No entanto, não há atualmente limites técnicos absolutos à inserção de GDFV: todos os entraves podem ser revolidos com as técnicas de engenharia existentes, mas implicam em custos e aumento de eventuais riscos (Ellis, 2010).

Nesse contexto, tem aumentado a quantidade de pesquisadores que buscam encontrar não um nível máximo de GDFV que possa ser inserida nas redes, mas uma quantidade “ótima” de geração solar com o objetivo de maximizar um ou mais impactos positivos desse tipo de geração (ou minimizar impactos negativos).

Georgilakis e Hatzargyriou (2013) apresentam uma revisão consolidada dos trabalhos de otimização de geração distribuída na qual são abordados os métodos de otimização utilizados e a contribuição específica de cada artigo. Além disso, os trabalhos são divididos de acordo com as variáveis utilizadas para otimização (quantidade ou local de instalação da GD), o perfil de carga considerado (nível único de carga, curvas de carga completas ou análise probabilística das curvas de carga) e os objetivos a serem atingidos (minimização das perdas ou custos, maximização da capacidade ou dos níveis de tensão dentro de certos limites, ou a combinação de vários impactos).

Dentre os diversos autores que propõem métodos que utilizam algoritmos de otimização do local e do tamanho da GD, destaca-se a proposta de Willis (2000) de uma “regra de ouro” que afirma que a GD ideal do ponto de vista sistêmico deve ter uma potência de $2/3$ da geração

total necessária para um determinado alimentador e estar localizada a 2/3 do comprimento da linha a partir da subestação de origem. Essa regra tem fundamentos matemáticos precisos e foi um dos trabalhos pioneiros na otimização de GDFV, mas sua aplicação é restrita: limita-se à inserção de uma única GD, num alimentador radial e com distribuição de carga uniforme.

Ainda na linha da otimização da localização e da quantidade de GD, Sa'ed, Favuzza *et al.* (2013) analisaram o efeito da geração distribuída no perfil de tensões, no comportamento das perdas e na atuação dos dispositivos de proteção da rede. No caso particular das perdas, seu estudo concluiu que *“perdas de energia são reduzidas significativamente pela introdução de GD no sistema de distribuição até um nível específico de penetração”*⁴.

Já Kroposki, Sen e Malmedal (2013) propõem uma forma de se determinar o local e o tamanho ideais da geração distribuída considerando, além de restrições técnicas, impactos econômicos relacionados à integração de energia renovável à rede. Como resultado, a instalação de GD correspondente a uma penetração de 33% em um determinado barramento de um alimentador de teste (IEEE 34 barras) levou à maior redução de perdas: dos 210,59 kWh observados no alimentador sem GD para 180,281 kWh com GD, o que representa um decréscimo de 14,39%.

Tendo em vista que o perfil das cargas, os patamares de consumo e – para o caso específico de geração solar – a radiação local são todos variáveis com incertezas intrínsecas, alguns autores optam por realizar simplificações, utilizando, por exemplo, valores médios das curvas de carga e da radiação solar. No entanto, essa prática muitas vezes pode levar a resultados que não são condizentes com a realidade.

De fato, isso ocorre em diversos estudos que abordam a influência da geração distribuída nas redes elétricas. Por exemplo, Atwa, El-Saadany *et al.* (2010) realizaram análises de perdas com inserção de GD e concluíram que *“observa-se uma redução significativa nas perdas anuais de energia em todos os cenários propostos”*⁵, por outro lado Quezada, Abbad e San Román (2006), ao avaliarem o comportamento das perdas com o aumento da penetração de

⁴ Tradução livre do texto original em inglês: *“power losses are significantly reduced by placing DG in distribution system up to a specific penetration level”*.

⁵ Tradução livre do texto original em inglês: *“significant reduction in annual energy losses is achieved for all the proposed scenarios”*.

GD em alguns estudos de caso, observaram que há “*diferenças numéricas significativas em relação aos valores das perdas de energia*”⁶ devidos à inserção de GD nas redes.

O mesmo acontece em trabalhos que tratam da influência da GD nos níveis de tensão. Thomson e Infield (2007) realizaram simulações em alimentadores típicos do Reino Unido e concluíram que “*os resultados indicam que, mesmo em elevados níveis de penetração, o aumento nos perfis de tensão são pequenos e não devem causar problemas*”⁷. Por outro lado, Liu, Bebic *et al.* (2008) afirmam que “*a severidade de possíveis problemas na tensão depende do tamanho relativo e da localização da GDFV e das cargas, da topologia do alimentador e do método de regulação de tensão*”⁸.

Com o intuito de se evitar conclusões distintas em estudos semelhantes, uma alternativa à utilização de valores médios é a realização de diversas simulações e, em cada uma delas, considerar uma configuração diferente.

Seja, por exemplo, o caso de um alimentador no qual estejam conectadas 100 residências e esteja-se querendo avaliar as perdas médias diárias nos ramais. Para se fazer esse estudo, é necessário conhecer os consumos de cada unidade consumidora em cada instante do dia e, a partir daí, executar o fluxo de potência para obtenção das perdas em cada hora, somá-las e, por fim, obter-se-ia o total de perdas de energia de um dia.

Nesse cenário, poderia, por exemplo, ser utilizada uma curva de carga típica de consumidores residenciais para todas as unidades. Porém, sabe-se que cada edificação possui um comportamento específico e sua curva de carga em geral não é conhecida (mesmo quando o é, trata-se de um dado privado e sigiloso, não estando à disposição para pesquisas pela comunidade científica em geral). Apesar de a curva de cada unidade ser desconhecida, é possível determinar curvas prováveis para cada residência ou comércio, bem como as probabilidades de ocorrência de cada uma dessas curvas.

⁶ Tradução livre do texto original em inglês: “*important numerical differences regarding energy losses values*”.

⁷ Tradução livre do texto original em inglês: “*The results indicate that even at very high penetrations of PV, network voltage rises are small and unlikely to cause problems*”.

⁸ Tradução livre do texto original em inglês: “*The severity of possible voltage problems depends on the relative size and location of distributed PV generation and loads, distribution feeder topology, and method of voltage regulation*”.

Nesse caso, a alternativa à utilização de uma única curva de carga média seria a realização de centenas (ou milhares) de simulações nas quais as curvas de carga de cada unidade consumidora sejam variadas seguindo-se as distribuições estatísticas predeterminadas. Após a realização de todas essas simulações, seria obtido um perfil de perdas do qual se poderia extrair um valor médio. O valor médio dessas perdas é muito mais representativo do que o patamar de perdas obtido pela simulação por meio de valores médios das variáveis de entrada. Esse tipo de análise, na qual se utilizam diversas simulações diferentes para representar múltiplas configurações possíveis de ocorrer, é denominado Método de Monte Carlo – MC (explicado em detalhes na Seção 5.4.2).

Uma plataforma de simulação para análise de redes de baixa tensão residenciais foi desenvolvida por Torquato, Shi, *et al.* (2014) utilizando técnicas de Monte Carlo para estimar o consumo de equipamentos residenciais, a forma de carregamento de veículos elétricos e a geração solar fotovoltaica. Esse trabalho, contudo, não realiza análises acerca da quantidade de GDFV inserida e de seus impactos na rede sob a ótica probabilística de Monte Carlo.

Já Zio, Delfanti *et al.* (2015) utilizaram essa análise probabilística para obtenção do limite de penetração de GD em alimentadores de média tensão. Nesse trabalho, simulações de Monte Carlo são utilizadas para estimar o consumo de cada carga conectada à rede, mas a determinação da localização, do tamanho e da energia gerada pela GD não sofrem esse mesmo tipo de tratamento estatístico.

De maneira inversa, Martinez e Guerra (2014) apresentam um procedimento para obtenção da alocação ótima de GDFV no qual consideram a variação probabilística da geração: o local e o tamanho da geração são escolhidos aleatoriamente e alterados a cada simulação. Já a curva de carga é um dado fixo fornecido como parâmetro de entrada juntamente com as características do sistema e com a irradiância solar.

Tanto a análise por meio do estabelecimento de limites de penetração quanto as técnicas de otimização do local ou do tamanho da GDFV carecem de aprimoramentos. Com efeito, o Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos Estados Unidos aponta para a dificuldade em se encontrar, na literatura, métodos apropriados para avaliação dos impactos de GDFV:

(...) assessments of costs and benefits [of distributed solar] have varied widely, and in some cases there is a lack of consensus regarding appropriate methodologies for assessing them. (NREL, 2013)

No mesmo relatório, os autores ainda esclarecem que a magnitude dos custos e benefícios da GDFV varia de acordo com o nível de penetração, com as características da rede elétrica local e com a correlação entre a produção de energia solar e o consumo de pico na região.

Dessa forma, é necessário que haja um método que permita calcular os impactos técnicos da GDFV na rede e quantificar (em termos financeiros) esses custos ou benefícios, levando-se em consideração as incertezas relacionadas à geração de energia (irradiação), ao patamar de consumo e à curva de carga das residências, comércios e indústrias conectados à rede elétrica.

Além disso, verifica-se que os trabalhos que tentam otimizar a GDFV partem da hipótese de que é possível instalar a geração no local e no tamanho ideais de um alimentador. Na prática, porém, a geração distribuída geralmente é instalada pelos consumidores que se propõem a investir nesse tipo de tecnologia e, portanto, a localização e o tamanho da geração serão decididos por esses consumidores com base em critérios econômicos e não pela distribuidora com base em localizações e tamanhos ótimos.

De fato, o controle para inserção otimizada da GD pela distribuidora seria muito difícil na prática, pois ela, em geral, é dona de pequena fatia da geração distribuída (Figura 2.5).

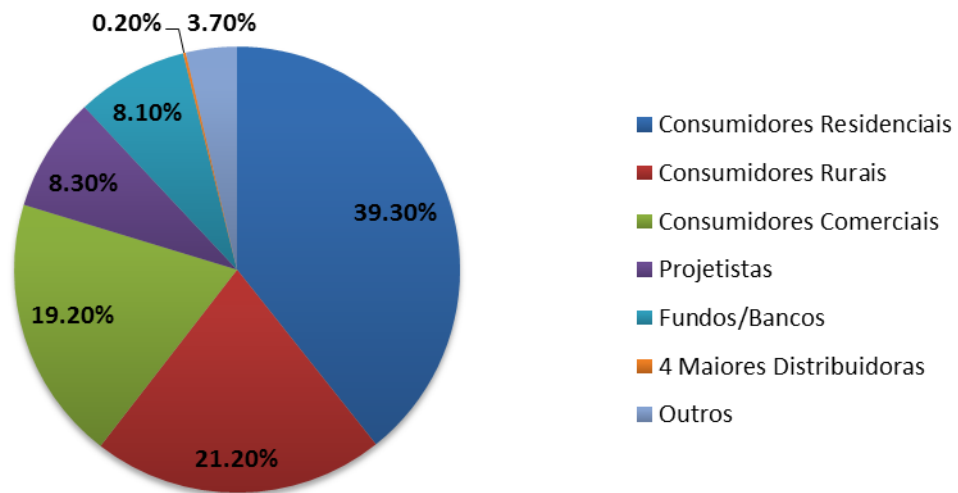


Figura 2.5 - Proprietários de geração solar fotovoltaica na Alemanha – dados referentes a 2010. Fonte: (Fraunhofer, 2015).

Verifica-se que as quatro maiores distribuidoras da Alemanha juntas possuem apenas 0,20% do total instalado no país. Esses dados mostram que, mesmo que as distribuidoras saibam os locais otimizados para instalação de GDFV, a contribuição que elas poderiam dar para o sistema seria praticamente irrelevante, uma vez que elas não são as donas da maioria dos sistemas e, portanto, não decidem onde eles serão instalados. Os responsáveis por decidir onde a geração solar será instalada são os próprios consumidores, que seguem incentivos regulatórios.

Nesse caso, o controle indireto do local e tamanho da GDFV (por meio da regulamentação) poderia ser realizado com o objetivo de otimizar os benefícios dessa geração na rede. Uma abordagem dessa natureza não parte da hipótese de que a geração será instalada pelos investidores nos locais otimizados, mas sim da hipótese de que a política de incentivo adotada no país é capaz de guiar a maneira como a maioria dos sistemas irá se instalar. Essa última hipótese é testada no Capítulo 4.

Esse tipo de “otimização” não levará ao alcance dos locais e tamanhos “ideais” de GD. Todavia, pode promover o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica em locais e tamanhos nos quais os benefícios para a rede, apesar de não serem ótimos, sejam melhores que aqueles obtidos pela adoção de outras políticas menos eficientes.

É nesse contexto que este trabalho se dedica a propor um método que permita quantificar os impactos técnicos da GDFV instalada sob o incentivo de tipos diferentes de regulamentação, de modo a determinar, para vários níveis de penetração de geração distribuída, quais as ações regulatórias mais apropriadas do ponto de vista técnico-econômico das redes de distribuição de energia elétrica.

2.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou uma descrição detalhada dos principais impactos advindos da inserção de GDFV nas redes, traçou um panorama do estado da arte dos procedimentos de análise de impactos desse tipo de geração e expôs a necessidade de estabelecimento de um método que possibilite quantificar, para diferentes formas de incentivo regulatório, os impactos da energia solar descentralizada instalada sob essa regulamentação, levando-se em consideração as incertezas relativas à carga e à geração. De forma a fornecer a base complementar necessária para o estabelecimento desse método, o Capítulo 3 apresenta então uma ampla e profunda análise das principais políticas de incentivo regulatório à geração distribuída solar fotovoltaica adotadas mundialmente.

3 INCENTIVOS REGULATÓRIOS À GDFV

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Apesar do grande potencial de causar impactos positivos aos sistemas de distribuição de energia, tanto técnico-econômicos, quanto ambientais e sociais, a GDFV em geral não consegue competir economicamente com outras formas de geração centralizada e poluente. Esse descompasso se deve ao fato de que diversas externalidades (sobretudo ambientais) afetam o desenvolvimento desse mercado.

Assim sendo, governos de diversos países têm largamente incentivado a propagação da GDFV por meio de políticas públicas⁹. Tendo em vista o amplo leque de formas diferentes de políticas de apoio ao estabelecimento da energia solar, este capítulo se destina a apresentar cada uma dessas formas regulatórias de incentivo à GDFV, enfatizando as características daquelas mais utilizadas e fazendo considerações acerca de suas particularidades.

A Figura 3.1 apresenta as principais políticas de incentivo à geração distribuída e a quantidade de países que adotaram cada uma. Ressalta-se que diversos países apresentam mais de uma forma de incentivo.

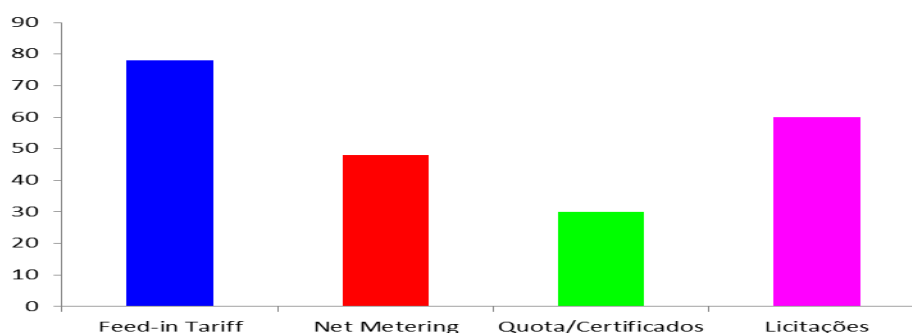


Figura 3.1 –Distribuição das principais políticas de incentivos à geração distribuída de acordo com o número de países adotantes. Fonte: (REN21, 2015) modificado.

⁹ O incentivo à geração solar fotovoltaica pode se dar por meio de políticas públicas que optem pelo apoio a esse tipo de fonte ou por procedimentos regulatórios que suportem a geração solar por meio da redução de barreiras ou da diminuição de externalidades do mercado. Neste trabalho, contudo, os termos política e regulação são adotados de maneira equivalente para indicar uma forma de incentivo à GDFV.

A Agência Internacional de Energia destaca o papel das licitações, juntamente com formas específicas de tarifas *feed in*, no desenvolvimento de geração solar concentrada (*utility scale*), ao passo que políticas do tipo *net metering*, *feed in* e certificados de energia renovável têm sido responsáveis pela implementação de geração solar fotovoltaica distribuída (IEA, 2014).

For distributed PV, FiTs again, in Europe and Asia, and net energy metering (NEM), notably in the United States, have been so far the most widely used policies. (...) In some jurisdictions, renewable energy certificates (REC) or solar REC (SREC) are a driving force. (IEA, 2014)

O escopo deste trabalho limita-se a avaliar impactos de geração de pequeno porte conectada à rede e, nesse sentido, as seções seguintes apresentam, de forma detalhada, as políticas de incentivo à GDFV do tipo tarifas *feed in*, *net metering* e quotas/certificados de energia renovável.

3.2 TARIFAS FEED IN

Tarifas *feed in* são um mecanismo de suporte à geração distribuída, normalmente a partir de fontes renováveis, por meio do pagamento de tarifas pré-estabelecidas pela injeção (*feed in*) de energia elétrica na rede de distribuição.

A primeira forma de tarifa *feed in* estabelecida no mundo é atribuída aos Estados Unidos, quando da publicação do *Public Utility Regulatory Policies Act – PURPA* em 1978, que determinou que as distribuidoras deveriam comprar energia elétrica de usinas previamente qualificadas para esse fim por um preço determinado a partir dos custos evitados (*avoided costs*) pela produção de energia por essa nova usina em contrapartida à aquisição e transporte de energia pelos meios tradicionais (US Congress, 1978).

Em 1990, a Alemanha implementou um sistema semelhante, seguida pela Dinamarca e pela Espanha em 1993 e em 1994, respectivamente. O valor pago pela eletricidade produzida e injetada na rede era ainda baseado nos custos evitados. Em alguns casos, porém, a tarifa incluía externalidades tais como a poluição evitada pela não geração por meio das tradicionais fontes a partir de combustíveis fósseis. Mesmo assim, as tarifas *feed in* ainda estavam em um patamar

insuficiente para incentivar a geração por meio de fontes mais caras, como a solar fotovoltaica (Institute for Building Efficiency, 2010).

Assim, no ano de 2000, a Alemanha alterou a regra de cálculo das tarifas *feed in*, passando a determiná-las por meio dos custos reais de produção de energia elétrica a partir de cada fonte (NREL, 2010). Essa modificação foi o impulso necessário para que o mercado de geração solar fotovoltaica, juntamente com o da eólica, pudesse então se estabelecer definitivamente. Depois disso, diversas políticas do tipo *feed in* foram implementadas internacionalmente e, atualmente, essa é a principal forma de incentivo à geração distribuída a partir de fontes renováveis, estando presente em 79 países (REN21, 2015). Na Figura 3.2 é possível identificar que políticas do tipo *feed in* são adotadas em quase toda a Europa.

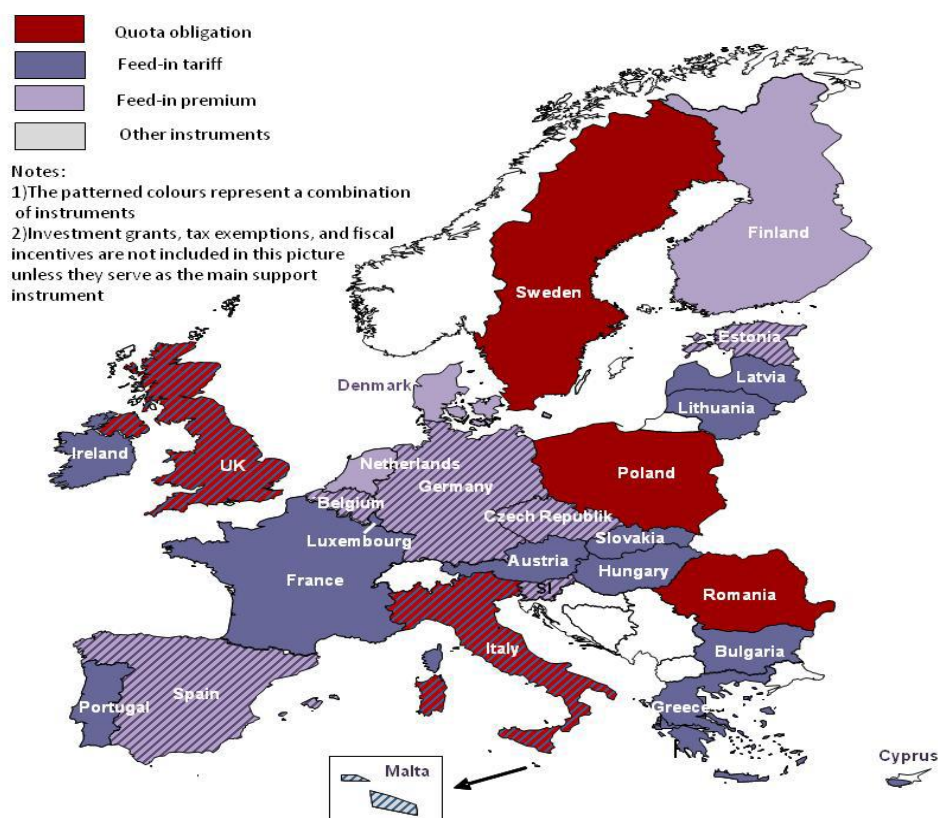


Figura 3.2 – Políticas de incentivo às energias renováveis adotadas nos países europeus. Fonte (Ragwitz, 2013).

A lista com todos países que adotam esse tipo de incentivo à GDFV é apresentada na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Lista de países que adotam mecanismos de incentivo à geração solar baseados em tarifa *feed in*. Fonte: (REN21, 2015).

Países que adotam tarifas feed in			
Albânia	Eslováquia	Latívia	Reino Unido
Alemanha	Eslovênia	Liechtenstein	República Dominicana
Argélia	Estados Unidos	Lituânia	Ruanda
Andorra	Estônia	Luxemburgo	Rússia
Argentina	Filipinas	Macedônia	San Marino
Armênia	Finlândia	Maldivas	Senegal
Austrália	Franca	Malta	Sérvia
Áustria	Gana	Moldávia	Síria
Bielorrússia	Grécia	Mongólia	Sri Lanka
Bósnia e Herzegovina	Holanda	Montenegro	Suécia
Bulgária	Honduras	Nepal	Suíça
Canadá	Hungria	Nicarágua	Tailândia
Cazaquistão	Índia	Nigéria	Tajiquistão
China	Indonésia	Palestina	Tanzânia
Chipre	Irã	Panamá	Turquia
Costa Rica	Irlanda	Paquistão	Ucrânia
Croácia	Israel	Peru	Uganda
Dinamarca	Itália	Polônia	Uruguai
Egito	Japão	Portugal	Vietnã
Equador	Jordânia	Quênia	

Um dos principais problemas de tarifas *feed in* é que esse tipo de mecanismo não incentiva, essencialmente, a geração de energia elétrica de forma otimizada: as usinas instalam-se em locais nos quais sua contribuição técnica para a rede elétrica muitas vezes não é adequada (a geração não necessariamente estaria próxima aos centros de carga) e o horário de geração de energia pode não corresponder aos horários de principal demanda (não são geradores despachados centralizadamente e não obedecem a nenhuma ordem de mérito).

Isso acontece porque os valores pagos pela eletricidade gerada são sempre fixos, não expondo a geração às variações de mercado. Para transferir então parte dos riscos de mercado aos investidores de GDFV, uma forma diferente de tarifas *feed in* tem sido empregada nos últimos anos: a *Feed in Premium*. Nesse modelo, o valor pago a título de tarifa *feed in* à GDFV é o preço de mercado da energia elétrica no momento de sua produção, somado um valor “prêmio” (Figura 3.3 (a)).

A Agência Internacional de Energia assim diferencia as tarifas *feed in* convencional das tarifas *Feed in Premium*:

An important difference between the FIT and the premium payment is that the latter introduces competition between producers in the electricity market. The cost for the grid operator is normally covered through the tariff structure. The usual duration of the tariff or premium is about 10 - 20 years. Guaranteed duration provides strong long-term certainty, which lowers the market risk to investors. Both feed in tariffs and premiums can be structured to encourage specific technology promotion and cost reductions (the latter through stepped reductions in tariff/premiums). (IEA, 2008)

Com o intuito de reduzir parte dos riscos de mercado a que os proprietários de GDFV seriam submetidos na tarifa *Premium* e também de limitar os bônus a serem pagos – reduzindo-se os impactos econômicos dessa política –, alguns países adotam limites mínimos e máximos do total a ser pago à energia solar, de modo que, quando o valor de mercado estiver abaixo de um determinado limite, o bônus aumenta de forma a não pagar ao consumidor com GDFV uma tarifa menor que um nível mínimo (*floor*). Por outro lado, quando o preço de mercado estiver acima de outro patamar (*cap*), o bônus é zerado. Esse esquema, representado na Figura 3.3(b), foi adotado pela Espanha em 2007, quando do aumento do custo marginal de geração de energia elétrica no país, para tentar mitigar os impactos da política de *Feed in Premium* com bônus fixo e de *feed in* fixa então existentes (NREL, 2010).

Uma terceira forma de implementação das tarifas prêmio é por meio de bônus deslizantes (*sliding premium*). Nesse caso, o bônus a ser pago pela energia gerada pela GDFV é calculado como a diferença entre um valor fixo e o valor de mercado. Assim, caso o valor de mercado seja menor que esse patamar pré-estabelecido, o bônus fará com que o proprietário da GDFV receba sempre uma tarifa equivalente ao patamar fixo. Por outro lado, quando o valor de mercado da energia for maior que o valor fixo, não há nenhum bônus adicional e o proprietário da GDFV recebe somente o valor de mercado (Figura 3.3 (c)). Esse é o modelo adotado pelo Reino Unido nos *Contracts for Difference – CfD* (UK Gov., 2015).

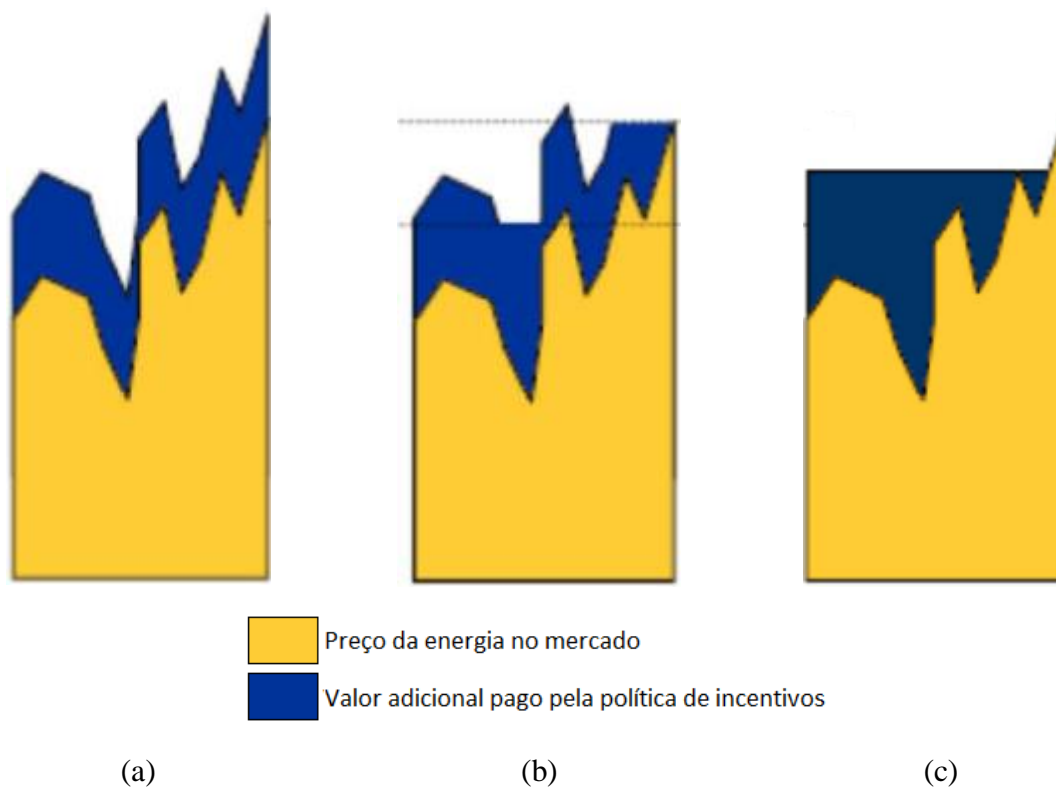


Figura 3.3 – Modelos de *Feed in Premium*: (a) Bônus Fixo, (b) Bônus com preço teto (*cap*) e preço mínimo (*floor*) e (c) Bônus Deslizantes. Fonte: (Ragwitz, 2013).

A Figura 3.4 apresenta um resumo dos tipos de políticas de tarifas *feed in*.

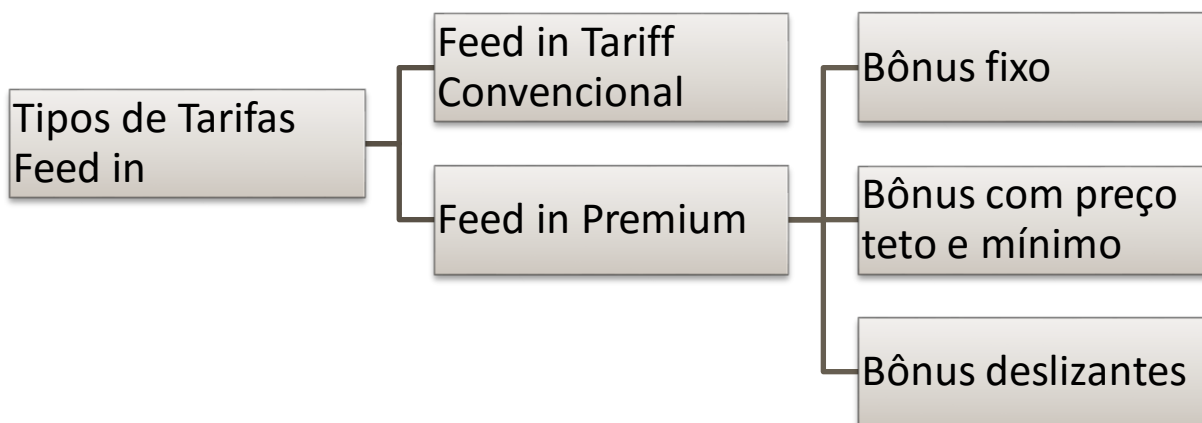


Figura 3.4 – Esquema representativo de diversos modelos diferentes de tarifas *feed in*.

Em que pese o modelo baseado em tarifas *feed in* ser antigo, amplamente difundido e ter se mostrado 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 esteja disposta

a pagar e, em certos casos, leis antigas impedem que isso seja feito, como é o caso dos Estados Unidos.

While Feed in-Tariffs (FIT) have been prevalent and successful at stimulating SPV [Solar Photovoltaic systems] in Europe (Dusonchet and Telaretti, 2010a; Lipp, 2007), the 1978 Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA)¹⁰ has made it difficult to establish European-style FITs in the US (Hempling et al., 2010). As such, FITs are not prevalent in the US, and states tend to pass other forms of incentive policies to stimulate residential SPV (Burns & Kang, 2012).

Assim, como não é possível estabelecer políticas de tarifas *feed in* sem que todo o arcabouço legal fosse modificado, muitos governos adotaram políticas com base na medição líquida entre a energia consumida e aquela injetada na rede: *net metering*, que se destacam pela simplicidade, pelos baixos custos e pela facilidade de implementação, conforme abordado na seção seguinte.

3.3 NET METERING

Net metering é um tipo de política de incentivo à GDFV na qual se permite que consumidores de energia elétrica utilizem a energia ativa gerada para abater, no todo ou em parte, seu consumo de energia elétrica (Watts et al., 2014).

Dada a grande variedade de políticas de *net metering* adotadas, optou-se, neste trabalho, por classificá-las quanto à valoração da energia gerada e quanto ao local de instalação e utilização dos créditos.

No que concerne à valoração da energia gerada, os tipos de incentivos podem ser subdivididos da seguinte forma:

- a) Pelo preço de varejo: a energia gerada tem valor igual à energia consumida. Este é o modelo de *net metering* que torna a instalação de um sistema de geração distribuída mais atrativo, pois o consumidor, ao gerar sua própria energia em qualquer momento

¹⁰ Estabelece que o valor máximo a ser pago por uma distribuidora a uma central geradora conectada a ela limita-se ao custo evitado (*avoided cost*).

do dia, recebe pela energia gerada o mesmo valor pago quando ele consome energia da rede elétrica. Dessa forma, além dos custos de geração propriamente dita, o consumidor com GDFV deixa de pagar pelo transporte (transmissão e distribuição) e por eventuais impostos e taxas que compõem as tarifas aos consumidores finais;

- b) Pelo preço de atacado: a energia gerada é valorada pelo custo de produção da energia elétrica. Nesse caso, o consumidor continua pagando pelo transporte da energia e por eventuais taxas embutidas nas tarifas finais;
- c) Pelo custo da energia evitada: a energia gerada pela GDFV é valorada pelo custo da energia produzida (preço de atacado) somado às perdas evitadas no transporte. Esse tipo de sistema é comumente denominado *net billing* (Watts et al., 2014);
- d) Por um valor nulo: somente a energia gerada no mesmo instante em que o consumidor estiver consumindo eletricidade (e, portanto, não injetada na rede) é utilizada para abatimento da sua fatura de energia elétrica. Qualquer quantidade de energia que seja porventura injetada na rede elétrica é fornecida à distribuidora acessada a custo zero. Esse modelo é utilizado apenas no Estado de Oklahoma, nos Estados Unidos (US DoE, 2015).

Ressalta-se que, em todos os casos supracitados, a geração excedente é valorada apenas para obtenção de créditos nas faturas de energia elétrica. Há, porém, a possibilidade de que a geração excedente seja comprada pela distribuidora ou comercializadora a uma tarifa pré-fixada pelo governo. Nesse caso, não se trataria de uma política do tipo *feed in*, pois somente o excedente seria vendido, porém, não se trataria também de um sistema de *net metering*, visto que haveria comercialização da geração excedente. Esse tipo de incentivo regulatório tem características de *net metering* e de tarifa *feed in*, já que toda energia gerada em um mesmo momento no qual haja consumo na unidade é enviada diretamente àquela unidade consumidora – de acordo com regras de *net metering* –, sendo apenas o excedente utilizado para venda – como se fosse um

modelo de tarifa *feed in*. A esse tipo de política, dá-se o nome então de autoconsumo (*self consumption*)¹¹.

Quase todas as políticas de *net metering* podem também ser classificadas com relação aos locais onde a GDFV será instalada e nos quais os créditos gerados poderão ser consumidos (ASU, 2014):

- a) *Net metering* Convencional: os créditos gerados em um sistema de geração conectado a certa unidade consumidora podem ser utilizados somente nessa mesma unidade;
- b) *Net metering* Agregado: os créditos gerados em um sistema de geração conectado a certa unidade consumidora podem ser utilizados somente por esta unidade ou por unidades consumidoras localizadas no mesmo terreno ou em terrenos contíguos;
- c) *Net metering* Virtual: os créditos gerados em um sistema de geração conectado a certa unidade consumidora podem ser utilizados em qualquer unidade consumidora, normalmente do mesmo proprietário;
- d) *Net metering* Comunitário: a geração pode ser instalada em lugar distante da unidade consumidora e os créditos podem ser utilizados em qualquer unidade, podendo-se atribuir porcentagens de créditos de uma determinada usina a diferentes consumidores.

Políticas de *net metering* são utilizadas na grande maioria dos Estados Unidos como a principal forma de incentivo à GDFV, obedecendo a características específicas em cada estado onde são adotadas (US DoE, 2015). O tamanho máximo dos sistemas residenciais que podem participar da compensação de energia, por exemplo, varia de acordo com a política implementada em cada estado, conforme pode ser verificado na Figura 3.5.

¹¹ A Associação Européia da Indústria Fotovoltaica (EPIA, 2013) define Autoconsumo como “*the possibility for any kind of electricity consumer to connect a photovoltaic system, with a capacity corresponding to his/her consumption, to his/her own system or to the grid, for his/her own or for on-site consumption, while receiving value for the non-consumed electricity which is fed into to the grid*”.

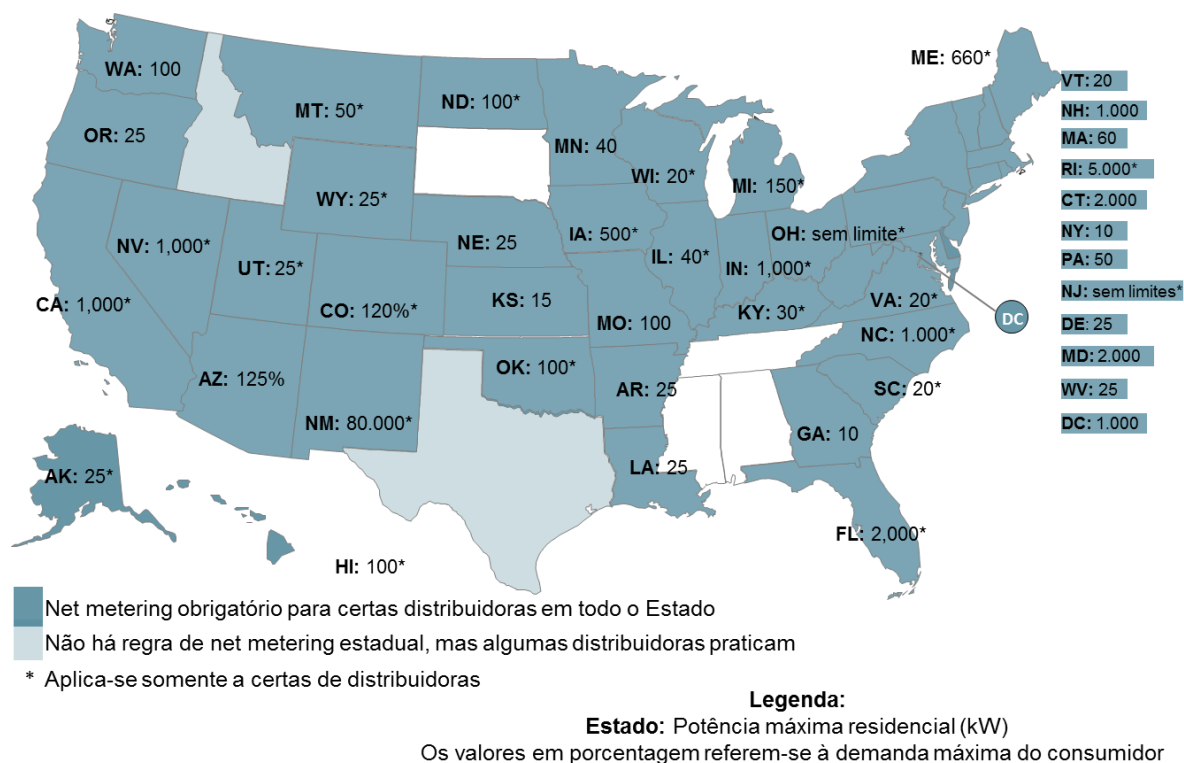


Figura 3.5 – Mecanismos de *net metering* adotados nos EUA. Fonte: (US DoE, 2015) modificado.

Mesmo em estados nos quais não há regras gerais de *net metering*, algumas distribuidoras voluntariamente permitem a conexão de GDFV e a compensação da energia gerada com o consumo da unidade, como é o caso dos Estados de Idaho e do Texas. Neste último, apesar de não haver regras válidas em todo o Estado, há programas de *net metering* de cinco diferentes empresas (El Paso Electric, City of Brenham, San Antonio City Public Service, Austin Energy and Green Mountain Energy) (US DoE, 2015) e um total de 4.643 sistemas solares fotovoltaicos instalados atualmente, totalizando mais de 130 MW de potência instalada (NREL, 2015b).

Importa ressaltar que, além dos limites máximos de potência instalada, cada Estado adota formas diferentes de valoração da energia excedente, conforme demonstrado na Figura 3.6.

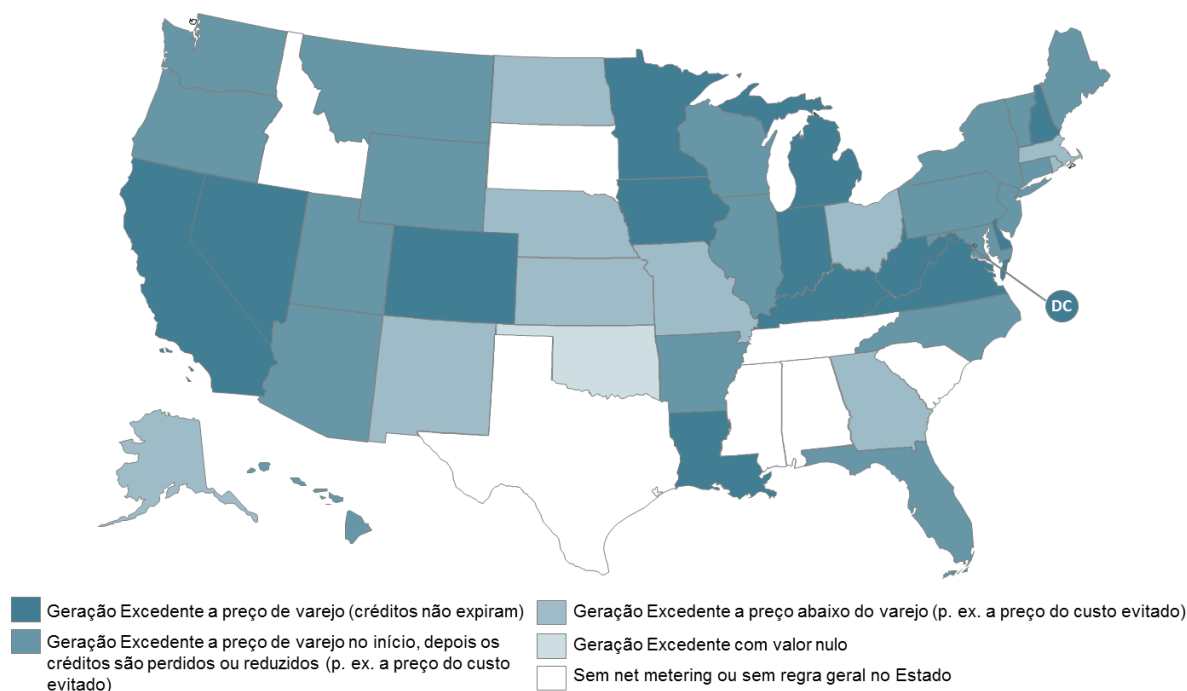


Figura 3.6 – Tratamento da geração excedente no mecanismo de *net metering* nos EUA.
 Fonte: (US DoE, 2015) modificado.

No Brasil, a principal forma de incentivo a pequenos geradores solares fotovoltaicos é o *net metering*. Esse modelo, batizado pelas normas brasileiras de Sistema de Compensação de Energia Elétrica, foi introduzido em 2012 pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 (ANEEL, 2012d) e aprimorado três anos depois por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015. Ele tem as seguintes particularidades:

- i. cada unidade de energia gerada (1 kWh) corresponde à mesma unidade de energia consumida (a energia é valorada a preço de varejo)¹²;
- ii. os créditos têm validade de 60 meses e podem ser utilizados:
 - a. na mesma unidade onde foram gerados (*Net metering* Convencional);
 - b. em unidades consumidoras próximas, pertencentes a um condomínio (*Net metering* Agregado);

¹² A única exceção a esta regra acontece quando a utilização dos créditos se dá em posto tarifário (ponta ou fora ponta) distinto daquele no qual a geração ocorreu. Nesse caso, a quantidade de créditos deve ser multiplicada pela relação entre as Tarifas de Energia – TE dos postos tarifários.

- c. em outras unidades consumidoras do mesmo proprietário (*Net metering Virtual*) atendidas pela mesma distribuidora; ou
 - d. em outras unidades pertencentes a uma cooperativa ou a um consórcio (*Net metering Comunitário*), desde que atendidas pela mesma distribuidora.
- iii. o limite de tamanho máximo é de 5 MW¹³, independentemente do tipo de unidade consumidora (residencial, comercial, industrial etc.).

Além do Brasil e dos Estados Unidos, políticas do tipo *net metering* podem ser encontradas em 47 outros países (Tabela 3.2).

Tabela 3.2 – Lista de países que adotam mecanismos de incentivo à geração solar baseados em *net metering*. Fonte: (REN21, 2015).

Países que adotam <i>net metering</i>			
Argentina	Espanha	Jordânia	Santa Lúcia
Barbados	Estados Unidos	Latívia	São Vicente e Granadinas
Bélgica	Filipinas	Lesoto	Seicheles
Brasil	Granada	Líbano	Senegal
Cabo Verde	Grécia	Malta	Singapura
Canadá	Guatemala	Marrocos	Síria
Chile	Holanda	México	Sri Lanka
Chipre	Honduras	Micronésia	Tunísia
Colômbia	Índia	Palestina	Ucrânia
Coreia do Sul	Israel	Panamá	Uruguai
Costa Rica	Itália	Paquistão	
Dinamarca	Jamaica	Portugal	
Egito	Japão	Rep. Dominicana	

As diferentes formas de implementação de modelos de *net metering* e de tarifa *feed in* podem ser resumidas conforme exibido na Figura 3.7.

¹³ O Sistema de Compensação de Energia Elétrica é aplicável a qualquer fonte renovável de produção de energia elétrica. O limite de 5 MW é válido para todas as fontes, exceto para fonte hidráulica, cujo limite é de 3 MW.

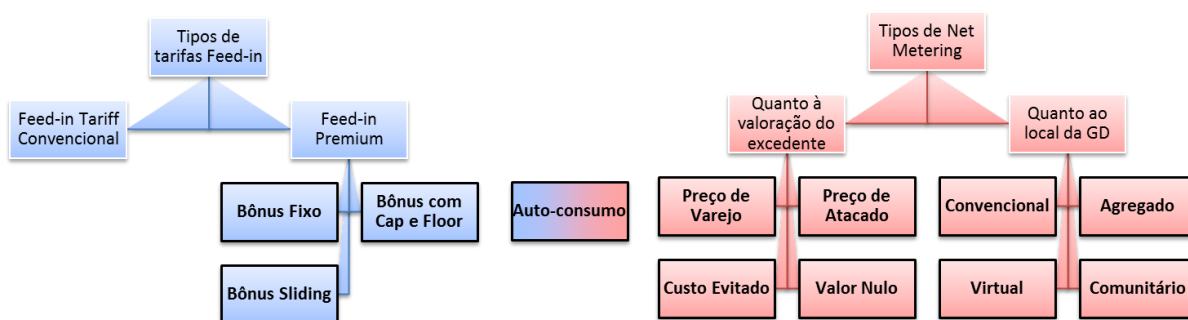


Figura 3.7 – Tipos de tarifas *feed in* e *net metering*.

A despeito de as políticas do tipo *net metering* serem menos agressivas do que aquelas que se utilizam de tarifas do tipo *feed in* (e, portanto, apresentarem menos custos para a sociedade), os modelos regulatórios baseados em medição líquida têm sido criticados pela existência de subsídios cruzados e pelos incentivos à instalação de GDFV de maneira não otimizada, como pontua a Agência Internacional de Energia:

However, NEM [Net Energy Metering], effective for jump-starting local PV markets, raises concerns when large penetration levels are reached. It remunerates the injected electricity at a cost equivalent to the retail electricity price, which may not reflect its value for the system, being either above or below. Some utilities say the practice is inefficient and unfair: inefficient because utilities could buy electricity from other sources at a lower cost than the retail prices, which include T&D grid costs as well as various taxes and charges; and unfair, as the increase in costs resulting from inefficiency would be borne by other customers. NEM would thus entail cross subsidies (IEA, 2014).

Nesse contexto, outras formas de incentivo à geração alternativa são por vezes adotadas. Em particular, alguns governos procuram permitir que a geração a partir de fontes renováveis se desenvolva por meio da competição entre os investidores e obedecendo a regras de mercado. O estímulo à competição entre os agentes é a base das políticas que se constituem a partir do estabelecimento de quotas de fontes renováveis em conjunto com a criação de um mercado de troca de certificados de energia renovável, analisadas em detalhe na próxima seção.

3.4 QUOTAS E CERTIFICADOS DE ENERGIA RENOVÁVEL

Mecanismos de quotas (também chamados de *renewable portfolio standards*, *renewables obligations*, *renewable energy standards*, *tradable green certificate programs* ou *renewable targets*) correspondem ao estabelecimento da obrigação de que uma porcentagem da energia comercializada em determinado período seja proveniente de determinada fonte ou tecnologia (Wiser et al., 2011). No Estado da Califórnia nos Estados Unidos, por exemplo, foi estabelecida uma meta de 25% de energia a partir de fontes renováveis até o ano de 2016 e de 33% até 2020 (CPUC, 2015).

Apesar de se tratar de um tipo de política novo, se comparado com tarifas *feed in* e aos mecanismos de *net metering*, esse modelo tem sido adotado em muitos países como uma das principais formas de impulsionar a geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis, como pontuam Wiser, Barbose e Holt (2011):

Renewables portfolio standards (RPS) have, within the last decade, emerged as among the most popular forms of policy for supporting the deployment of renewable energy technologies.[...] RPS programs [...] are widely used at the state level in the United States, and have been implemented in Australia, Belgium, Canada, China, India, Italy, Japan, Poland, Sweden, and the United Kingdom. Notwithstanding its breadth of adoption, the RPS is still a relatively new policy with limited experience. (Wiser et al., 2011)

Nesse tipo de política, o estabelecimento de metas faz com que as distribuidoras ou as comercializadoras de energia elétrica tenham que comprar de fontes renováveis pelo menos um percentual (por exemplo, de 10%) da energia a ser fornecida aos seus consumidores. Essa energia é, em geral, mais cara do que aquela proveniente da geração tradicional (daí a necessidade de estabelecimento de metas) e, portanto, para garantir o cumprimento dessa obrigação e criar um mecanismo que permita que esse preço seja valorado por mecanismos de mercado, os governos criam Certificados de Energia Renovável.

O mecanismo funciona então da seguinte forma: para cada MWh de energia produzida, o gerador ganha um certificado¹⁴. Por exemplo, se a quantidade de energia total produzida num determinado período for de 100 MWh e a quota pré-estabelecida for de 10% (equivalente a 10 MWh), então o governo distribuirá aos geradores 10 Certificados (distribuídos àqueles que produzirem e conseguirem vender primeiro sua energia) e, ao final desse período, as distribuidoras deverão entregar ao governo um total de 10 Certificados. Contudo, os geradores têm o poder de escolher se venderão seus Certificados às distribuidoras assim que o receberem ou se esperarão para vendê-los em um momento que considerarem mais oportuno. Dessa forma, cria-se um mercado de compra e venda de Certificados no qual há oferta (pelos geradores) e demanda (pelas distribuidoras ou comercializadoras). Caso as distribuidoras não consigam comprar a quantidade de Certificados necessária, elas podem ter que pagar multas que, na prática, limitam o valor a ser pago no mercado de Certificados (isso porque a distribuidora não pagaria por um Certificado um valor maior que aquele pelo qual ela teria que pagar caso não o apresentasse)¹⁵.

Para os geradores de fontes renováveis, a receita proveniente da venda de Certificados complementa a receita advinda da venda de energia elétrica, de modo que o valor total recebido por 1 MWh de energia renovável é equivalente ao preço de mercado da energia (no qual os geradores de fontes renováveis concorrem com todos os demais geradores) acrescido do preço de mercado do Certificado (em que os geradores de fontes renováveis concorrem entre si).

Nesse tipo de política de incentivo, não mais o **valor** da energia é determinado pelo regulador (como acontece com a tarifa *feed in*), mas a **quantidade** de energia comercializada que deve ser proveniente de determinada tecnologia ou fonte. A receita total que cada geração proporcionará ao investidor é determinada pelas condições de mercado (Ropenus et al., 2011).

¹⁴ Em certos casos, quando se pretende dar um incentivo maior, o governo pode estabelecer que 1 MWh de energia proveniente de determinada fonte (solar fotovoltaica, por exemplo) equivalha a mais de um Certificado.

¹⁵ Em determinadas regiões, não são estabelecidas limites inferiores e superiores (*floor e cap*) nos preços dos Certificados. Nesses casos, há a criação de um mercado, mas sem o estabelecimento de multas para as distribuidoras ou comercializadoras caso as quotas de energia a partir de fontes renováveis não sejam alcançadas: tratam-se, portanto, de quotas “voluntárias”. Esse tipo de mecanismo é por vezes tratado sob o título específico de *Renewable Portfolio Goal*.

Acontece, nesse modelo, que a receita derivada da venda de certificados só é percebida pelo investidor quando a energia é efetivamente gerada. Tendo em vista que a geração solar tem elevados custos iniciais de investimento (e, portanto, requer a disponibilização de capital quando da compra e instalação dos equipamentos), alguns programas desenvolveram mecanismos para que os Certificados fossem emitidos antecipadamente para GDFV de pequeno porte.

Na Austrália, por exemplo, foi criado o *Small-scale Technology Certificate – STC*. Nesse modelo, aplicável a geradores com potência inferior a 100 kW, a quantidade de energia gerada ao longo de 15 anos é estimada em função da potência de GDFV instalada e da localização da usina (irradiação local). Com esse valor, obtém-se, por meio da Eq. (3.1), a quantidade de certificados a que o investidor teria direito. Todos os certificados a que o consumidor fizer jus serão entregues a ele de uma única vez, no momento da conexão da GDFV à rede (Clean Energy Regulator, 2015b).

$$n_{\text{Certificados}} = k_{\text{Irrad}} * P * n \quad (3.1)$$

Onde:

k_{Irrad} : Constante obtida a partir da irradiação solar da região. Para fins dessa política de incentivo, a Austrália foi dividida em quatro regiões, e os valores possíveis de k_{Irrad} são 1,185, 1,382, 1,536 ou 1,622.

P : Potência de pico do sistema de geração solar fotovoltaica a ser instalado

n : Período (em anos) para o qual os créditos serão calculados. Atualmente esse valor é fixado pelo Governo australiano em 15 anos.

Na região de Sydney, por exemplo, a constante relacionada à irradiação do local é definida no regulamento como sendo 1,382. Já na região de Melbourne, esse valor é reduzido para 1,185 (Clean Energy Regulator, 2015a). A quantidade de créditos a serem obtidos é então calculada como o produto entre essa constante, a potência instalada e o período de análise (15 anos). Assim, um sistema de 1 kWp geraria 20 certificados se fosse instalado em Sydney e apenas 17 se estivesse localizado em Melbourne:

$$n_{\text{Certificados}_{\text{Sydney}}} = 1,382 * 1 * 15 = 20,73 \rightarrow 20 \text{ certificados}$$

$$n_{\text{Certificados}_{\text{Melbourne}}} = 1,185 * 1 * 15 = 17,78 \rightarrow 17 \text{ certificados}$$

Apesar de o investidor que recebe seus certificados por meio do STC poder vendê-los no mercado a preços não regulados, há também a possibilidade de venda direta por meio da Câmara de Compensação (*Clearing House*) a um preço fixo de AU\$ 40, desde que haja compradores interessados (Clean Energy Regulator, 2015c). Assim, um sistema de 1kW instalado em Sydney receberia AU\$ 800 pela venda dos certificados. Além disso, a energia produzida pela GDFV seria normalmente tratada no âmbito do sistema de tarifas *feed in*.

Ainda com relação aos altos custos iniciais dos sistemas fotovoltaicos, políticas de quotas e certificados simples se mostraram ineficazes no estímulo à geração solar (Wiser et al., 2011). Para aumentar a atratividade dessa tecnologia, foram então criados arranjos específicos para os créditos advindos da geração de energia elétrica por usinas solares (IEA, 2008). Os dois principais arranjos atualmente utilizados são: (i) cria-se um mercado específico somente para certificados advindos de geração fotovoltaica (nos Estados Unidos muitos reguladores adotaram essa prática e esse tipo específico de política foi denominado *Solar Renewable Energy Certificate – SREC*) (Burns & Kang, 2012) ou (ii) emite-se uma quantidade maior de certificados para cada MWh proveniente da energia solar (modelo adotado na Austrália entre 2012 e 2013).

Dados de 2015 mostram que nos Estados Unidos havia 50 programas de quotas e certificados destinados à promoção de energia proveniente de fontes renováveis (denominados *Renewable Portfolio Standards*) distribuídos em 38 estados, sendo que 15 deles possuem arranjos específicos para incentivo à energia solar, conforme ilustrado na Figura 3.8 (US DoE, 2015).

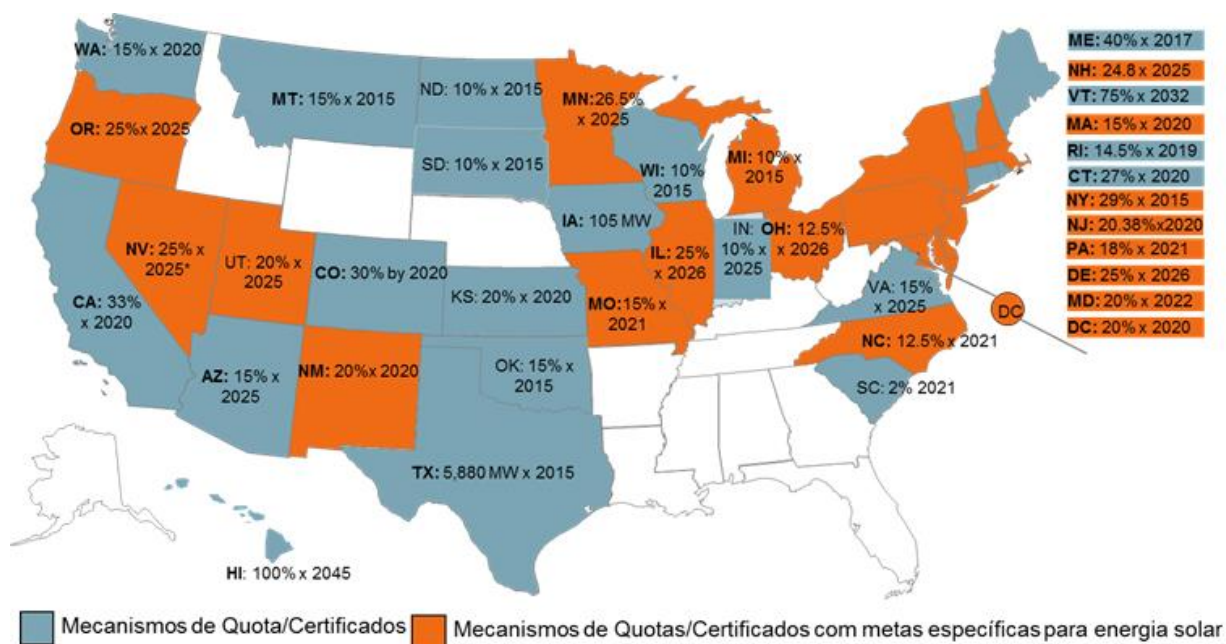


Figura 3.8 – Mecanismos de Quotas e Certificados adotados nos EUA. Fonte: (US DoE, 2015) atualizado até junho/2015 (modificado).

Além dos Estados Unidos e da Austrália, os mecanismos de quotas e certificados são adotados por outros 27 países, listados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Lista de países que adotam mecanismos de incentivo à geração solar baseados em quotas e certificados. Fonte: (REN21, 2015).

Países que adotam Quotas/Certificados			
África do Sul	Coreia do Sul	Japão	Reino Unido
Albânia	Emirados Árabes	Lituânia	Romênia
Austrália	Estados Unidos	Noruega	Senegal
Bélgica	Filipinas	Palau	Sri Lanka
Bielorrússia	Gana	Peru	Suécia
Canadá	Índia	Polônia	
Chile	Indonésia	Portugal	
China	Israel	Quirguistão	

Mecanismos de quotas e certificados, juntamente com tarifas *feed in* e sistemas de *net metering*, são as principais formas de incentivo à geração distribuída solar fotovoltaica na quase totalidade dos países. Em complemento a essas políticas, cada país adota medidas suplementares de isenções e financiamentos, que podem ter um papel importante no desenvolvimento do mercado de energia solar e, por esse motivo, são brevemente descritas na seção seguinte.

3.5 DEMAIS FORMAS DE INCENTIVO À GDFV

De acordo com REN21 (2015), dados do início de 2015 mostram que 126 países haviam adotado alguma forma de apoio financeiro às fontes renováveis. Dentre as medidas adotadas internacionalmente, destacam-se:

- i) Isenção ou redução de imposto na compra, na venda ou na importação de equipamentos destinados à geração de energia solar (Dusonchet & Telaretti, 2015);
- ii) Dedução do imposto de renda de investimentos em GDFV (Burns & Kang, 2012);
- iii) Criação de taxas pela emissão de gases de efeito estufa aplicáveis a fontes baseadas em combustíveis fósseis (incentivo indireto às fontes de baixa emissão, pelo aumento de sua competitividade) (Allan et al., 2015);
- iv) Criação de linhas de financiamento específicas, com órgãos dedicados ao empréstimo à energia renovável, tais como os *Green Banks*¹⁶ (REN21, 2015); e
- v) Facilitação de procedimentos e custos de conexão e uso das redes elétricas (Anaya & Pollit, 2015).

Em determinados países, a isenção de certos impostos, mais que um apoio secundário à GDFV, implica de maneira determinante na viabilidade dos empreendimentos. Na Finlândia, por exemplo, essas isenções foram durante muitos anos o principal método de suporte à geração a partir de fontes renováveis (Fraunhofer, 2008). A Agência Internacional de Energia assim resume os incentivos fiscais praticados:

Fiscal incentives, such as tax exemptions or reductions, are generally used as supplementary support instruments. Producers of renewable electricity are exempted from certain taxes (e.g. carbon taxes) in order to compensate for the unfair competition they face due to external costs in the conventional energy sector. The effectiveness of such fiscal

¹⁶ “A green bank is a state chartered and state capitalized lending institution designed to fill gaps in private market finance for clean energy generation and energy efficiency” (Green Bank Academy, 2014)

incentives depends on the applicable tax rate. In Nordic OECD countries, which apply high energy taxes, these tax exemptions can be sufficient to stimulate the use of renewable electricity; in countries with lower energy tax rates, they need to be accompanied by other measures (IEA, 2008).

No Brasil, diversas dessas formas de incentivo complementar à GDFV têm sido adotadas: a Lei nº 13.169/2015 reduziu a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social – COFINS incidentes sobre a energia gerada pela GDFV (BRASIL, 2015); o Convênio Confaz nº 16/2015 autorizou diversos estados a concederem isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS aplicável sobre a energia gerada pela GDFV (CONFAZ, 2015); as modificações ocorridas em 2015 na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST facilitaram os procedimentos e diminuíram os custos de conexão da geração distribuída às redes elétricas (ANEEL, 2012c).

3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Todos os incentivos regulatórios identificados visam ao desenvolvimento do mercado de energias renováveis e, portanto, têm impacto direto nas características da geração inserida: quantidade, localização, fonte primária de geração e potência de cada sistema.

Nesse contexto, diversos trabalhos analisam a correlação entre o tipo de incentivo regulatório e o impacto desses incentivos no desenvolvimento do mercado. De maneira geral, esses artigos focam em determinar qual tipo de incentivo é melhor do ponto de vista do consumidor (Campoccia et al., 2014).

De acordo com Allan, Eromenko *et al.* (2015), há diversos estudos que focam na viabilidade econômica de projetos individuais, contudo é bem menor o número de pesquisas que focam nos impactos econômicos da GD de maneira mais geral.

No presente trabalho, não se procurou avaliar o sucesso de políticas de incentivo à GDFV pela quantidade de geração solar que elas impulsionariam, mas sim quantificar os impactos causados pela instalação da geração em decorrência dessas políticas. Em outras palavras, o

sucesso de uma política aqui é entendido como a correlação entre os motivadores daquela política (otimização no aproveitamento de energia, postergação de investimentos etc.) e os impactos causados pela GDFV que se instalara devido à política adotada (redução de perdas de energia, ampliação da capacidade dos sistemas etc.).

Para se determinar o impacto causado nas redes pela inserção de GDFV, é necessário antes determinar a forma como essa geração será conectada à rede (proximidade das cargas, potência do gerador, quantidade de unidades etc.). E a forma como essa geração se conecta à rede é dependente dos incentivos regulatórios adotados. Por exemplo, uma hipótese razoável seria a de que políticas do tipo *net metering* incentivem o aparecimento de sistemas de geração com uma potência tal que seja produzida energia em quantidade proporcional ao consumo das unidades consumidoras. Similarmente, uma política do tipo tarifa *feed in* na qual sejam pagas tarifas mais atrativas a sistemas que tenham uma potência entre 1 e 5 kW incentivaria o aparecimento de sistemas com tamanho muito próximos a 5 kW (devido aos ganhos de escala e à tarifa mais atrativa), independentemente do consumo de energia elétrica verificado nas unidades às quais esse sistema se conecta.

Assim sendo, no Capítulo seguinte, investiga-se a correlação entre as políticas adotadas em diversos países e o desenvolvimento do mercado de geração solar fotovoltaica em virtude daquelas políticas.

4 IMPACTO DOS INCENTIVOS REGULATÓRIOS NO DESENVOLVIMENTO DO MERCADO DE GDFV

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A Associação da Indústria Fotovoltaica Europeia (EPIA, 2014) defende que o mercado de energia solar fotovoltaica é, na maioria dos países, altamente dependente das políticas públicas adotadas. Em particular, a Associação alega que:

(...) PV remains a policy-driven market. The introduction, modification or phasing out of national support schemes, which heavily impact the development of PV markets and industries in these countries, also significantly influence EPIA's forecasts and scenarios. Indeed, declining political support for PV has led to reduced markets in several European countries (Germany, Italy, Belgium, France and Spain for instance) while the implementation of new feed in tariff policies has led to a dramatic increase of the markets in other countries (such as China and Japan). (EPIA, 2014)

Mais do que constatar que a política impacta diretamente no desenvolvimento do mercado solar fotovoltaico, é importante identificar qual o grau de influência dessas políticas, no intuito de identificar se a regulamentação tem o poder de direcionar o mercado para que sejam instalados, pelos próprios consumidores, sistemas fotovoltaicos em locais e com tamanho mais apropriados do ponto de vista técnico para que seus impactos nas redes sejam otimizados. Caso a política de incentivo adotada tenha esse potencial, é possível então realizar estudos que possam indicar quais as melhores formas de regulamentação para que a inserção da GDFV (tamanho e localização) se dê de forma mais otimizada do ponto de vista de seus impactos nas redes elétricas.

4.2 COMPARAÇÃO ENTRE INCENTIVOS REGULATÓRIOS E DESENVOLVIMENTO DO MERCADO

Para testar a hipótese de que a regulamentação tem força suficiente para direcionar a instalação de GDFV em potências pré-definidas de modo a ser possível otimizar seus impactos na rede, adotou-se um método simples e direto:

- a) Coletaram-se dados relativos à quantidade e ao tamanho (em termos de potência de pico) dos sistemas solares fotovoltaicos instalados em seis diferentes localidades: Reino Unido, Alemanha, Brasil e três estados dos EUA (Arizona, Califórnia e Wisconsin);
- b) Com base nesses dados, traçaram-se as curvas de distribuição dos sistemas (potência instalada de cada sistema *versus* quantidade de sistemas);
- c) Essas curvas foram comparadas com as principais políticas de incentivo à GDFV adotadas no local de maneira a perceber a influência da política no desenvolvimento do mercado.

4.2.1 Reino Unido

Tarifas *feed in* são utilizadas como principal política de incentivo à GDFV no Reino Unido (Dusonchet & Telaretti, 2015). Os valores pagos a título de tarifa de injeção a sistemas solares fotovoltaicos dependem do tamanho desses sistemas e são apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Tarifas de compra de energia proveniente de fonte solar fotovoltaica participante do sistema de *feed in* britânico. Fonte: (Ofgem, 2015b).

Potência do Sistema FV (kW)	Tarifa¹⁷ (£/kWh)
0 - 4	0.1339
4 - 10	0.1213
10 - 50	0.1171
50 - 100	0.0998
100 - 150	0.0998
150 - 250	0.0954
> 250	0.0616
Sistemas autônomos	0.0616

A título de comparação, o preço médio de compra de energia elétrica por consumidores no Reino Unido em 2015 foi de 0.144 £/kWh¹⁸, acrescido de uma taxa fixa média anual de £ 78.56 (UK Gov, 2016).

Da análise da Tabela 4.1, é possível esperar que os sistemas de até 4 kW sejam mais numerosos no país, uma vez que implicam no pagamento de uma tarifa mais elevada aos seus proprietários. Uma análise *a priori* poderia levar à conclusão de que a distribuição dos sistemas com potência entre zero e 4 kW fosse uniforme. Contudo, quanto maiores os sistemas, mais elevados são os ganhos de escala advindos da sua instalação. Esse efeito, combinado com uma tarifa *feed in* mais elevada para sistemas de até 4 kW, implicaria na instalação de sistemas com tamanho mais próximo de 4 kW (e não qualquer tamanho entre zero e 4 kW).

De maneira semelhante, mas com menor intensidade, seria esperado que houvesse concentração de sistemas com tamanho próximo aos demais limites superiores das faixas da Tabela 4.1: 10 kW, 50 kW, 100 kW, 150 kW e 250 kW.

Para se avaliar esse comportamento, foram coletados dados referentes à GDFV instalada no Reino Unido entre abril de 2010 e dezembro de 2014 em decorrência da política de *Tarifa feed in* implementada no país, disponibilizados pelo Órgão Regulador britânico (Ofgem, 2015a).

¹⁷ Tarifas válidas entre 01/04/2015 e 01/07/2015. Os valores mencionados na Tabela são as tarifas *feed in* mais elevadas (*Higher tariff rate*), pagas a consumidores que adotam práticas de eficiência energética, possuindo certificado de desempenho energético (*Energy Performance Certificate – EPC*) nível D.

¹⁸ Tendo em vista que, no Reino Unido, o mercado de energia elétrica é liberalizado, não há tarifas pré-definidas, mas sim preços livremente negociados entre consumidores e comercializadoras.

Com base nesses dados, traçou-se o gráfico que mostra a distribuição dos sistemas solares de acordo com sua potência instalada (Figura 4.1).

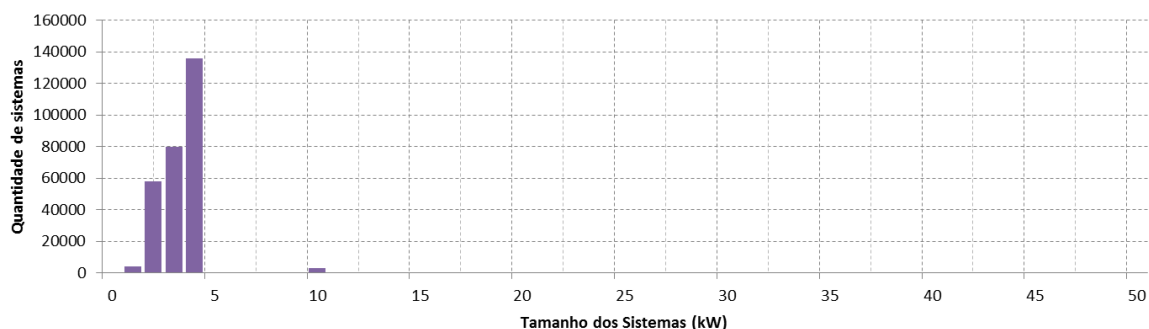


Figura 4.1 – Distribuição de frequência do tamanho (em kW) dos sistemas solares fotovoltaicos instalados no Reino Unido entre abril de 2010 e dezembro de 2014. Dados obtidos de (Ofgem, 2015a).

Nota-se que a distribuição da potência instalada dos sistemas de geração solar é marcada por um pico de usinas com potência próxima a 4 kW (quase 140 mil sistemas solares fotovoltaicos). Essa distribuição pode ser explicada pela política de incentivo à GDFV no país, na qual sistemas com potência igual ou inferior a 4 kW recebem um valor mais elevado pela energia produzida do que geradores de maior porte (Tabela 4.1). Aqui fica claro que o tamanho da GDFV que será instalada não depende do consumo de cada residência ou comércio a que o sistema será conectado. O que define o tamanho do sistema a ser instalado nesse caso é a condição financeira do investidor e o ganho de escala que se tem ao instalar sistemas maiores. Dessa forma, há uma tendência à instalação de sistemas com potência total muito próxima a 4 kW.

Devido ao grande número de consumidores com sistemas de tamanho próximo a 4 kW, a quantidade de sistemas com potência um pouco mais elevada fica quase imperceptível na Figura 4.1. Dessa forma, a Figura 4.2 apresenta os mesmos dados do gráfico anterior, ampliando-se a região do gráfico na qual são exibidas as quantidades de sistemas com potência entre 5 e 50 kW.

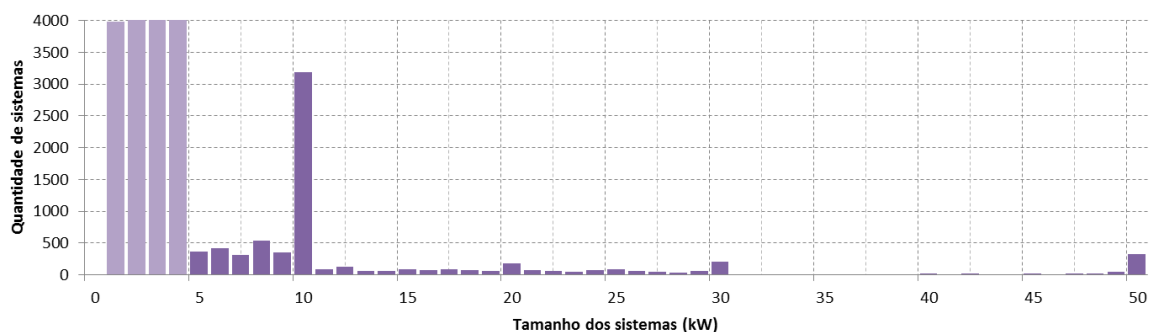


Figura 4.2 – Distribuição de frequência do tamanho (em kW) dos sistemas solares fotovoltaicos instalados no Reino Unido entre abril de 2010 e dezembro de 2014. Dados obtidos de (Ofgem, 2015a).

Da Figura 4.2, resta clara a grande quantidade de sistemas com potências instaladas próximas a 10 kW e a 50 kW, que são exatamente os limites superiores das faixas de tarifas *feed in* apresentadas na Tabela 4.1.

Evidencia-se, assim, a influência direta que a regulação tem sobre o desenvolvimento do mercado nesse caso. Essa influência poderia ser utilizada para guiar o desenvolvimento do mercado com a instalação de GDFV em tamanhos que potencializem seus benefícios na rede. Aqui, não se trata da otimização total da geração distribuída (instalação de GDFV em tamanho ideal para maximizar os benefícios na rede), uma vez que as políticas são guias gerais e, portanto, permitem o aparecimento de sistemas em tamanhos diferentes dos ótimos. No caso do Reino Unido, por exemplo, apesar de não haver incentivos específicos que induzam ao aparecimento de sistemas de 20 kW, diversos consumidores optaram por instalar GDFV com essa potência (por motivos alheios à regulação). Apesar disso, constata-se que a grande maioria dos sistemas é instalada conforme incentivos dados pela política adotada.

Esse tipo de comportamento no desenvolvimento do mercado de GDFV – caracterizado pela instalação de sistemas com tamanho próximo aos limites máximos das faixas de potência para cada tarifa – seria esperado para regulamentações do tipo tarifa *feed in*. De maneira a corroborar o efeito mostrado no caso do Reino Unido, adicionando-se especificidades de outras políticas de suporte à geração solar, apresenta-se, a seguir, uma análise do caso da Alemanha.

4.2.2 Alemanha

A Alemanha foi um dos países pioneiros no apoio à instalação de geração solar fotovoltaica em pequena escala. O processo de suporte alemão iniciou-se com tarifas do tipo *feed in* bastante atrativas e foi sofrendo ajustes ao longo da sua evolução. Atualmente, as tarifas *feed in* adotadas na Alemanha são aquelas descritas na Tabela 4.2

Tabela 4.2 – Tarifas de compra de energia proveniente de fonte solar fotovoltaica participante do sistema de *feed in* alemão. Fonte: (IEA, 2015).

Potência do Sistema FV (kW)	Tarifa¹⁹ (€)
0 - 10	0.1256
10 - 40	0.1222
40 - 500	0.1092

De acordo com a análise realizada para o caso do Reino Unido, seriam esperadas, no presente caso, grandes quantidades de sistemas com potência de 10 kW, 40 kW e 500 kW. Contudo, a política germânica não se resume atualmente à adoção de tarifas *feed in* puras.

Tendo em vista que as tarifas praticadas no sistema *feed in* alemão estão mais baixas que as tarifas médias de consumo de energia elétrica naquele país, a regulamentação alemã passou a permitir um modelo de autoconsumo no qual as residências e comércios que decidam pela instalação de GDFV são incentivados a consumir localmente a energia gerada pelos seus sistemas. Essas nuances da legislação alemã tornam um pouco mais atrativa a instalação de sistemas cujo tamanho seja proporcional ao consumo de energia elétrica naquela propriedade. Nesse caso, os ganhos de escala pela instalação de um sistema que gere mais que o consumo local podem não ser economicamente vantajosos, já que o retorno devido à geração adicional é valorado apenas pela tarifa *feed in*.

Somado a essas duas políticas (*feed in* e autoconsumo), um mecanismo de suporte com reservas de 25 milhões de euros destinado a sistemas fotovoltaicos com potência inferior a 30 kWp foi criado para incentivar a instalação de GDFV com possibilidade de armazenamento (IEA, 2015).

¹⁹ Tarifas válidas desde 01/01/2015.

Os três aspectos da política alemã supracitados fazem-se perceber na Figura 4.3: (i) o tamanho da GDFV parece acompanhar uma curva próxima à normal para sistemas menores (proporcional ao patamar de consumo das residências); (ii) há uma grande quantidade de sistemas instalados com potência próxima à faixa de 10 kW (devido ao teto da faixa de maior tarifa *feed in*); e (iii) o mecanismo de suporte adicional para GDFV com armazenamento leva a uma quantidade significativa de sistemas com potência instalada de 30 kW.

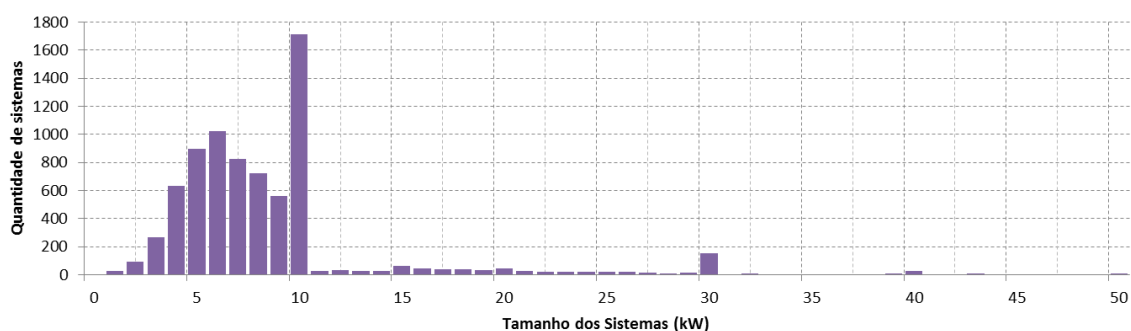


Figura 4.3 – Distribuição de frequência do tamanho (em kW) dos sistemas solares fotovoltaicos instalados na Alemanha entre janeiro e abril de 2015. Dados obtidos de (Bundesnetzagentur, 2015).

Em particular, a influência das tarifas *feed in* na instalação de sistemas de 10 kW é notável na Figura 4.3. Contudo, destaca-se que a política de autoconsumo incentivou o aparecimento de sistemas com tamanhos variados, seguindo uma distribuição proporcional aos patamares de consumo. Esse tipo de comportamento seria também esperado em regiões nas quais seja adotado um modelo de *net metering*. Assim sendo, apresenta-se, a seguir, uma avaliação da distribuição dos sistemas instalados no Brasil, onde a regulamentação de incentivo à GDFV segue esse modelo.

4.2.3 Brasil

No Brasil, a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, (ANEEL, 2012d) instituiu o Sistema de Compensação de Energia no qual a energia elétrica injetada na rede gera créditos a serem compensados com o consumo de eletricidade local. Nesse tipo de regulação, espera-se que a distribuição da potência instalada dos sistemas seja mais proporcional ao consumo das edificações conectadas à rede elétrica. A curva de distribuição por tamanho relativa aos 6.017 sistemas instalados entre janeiro de 2013 e outubro de 2016 é apresentada na Figura 4.4.

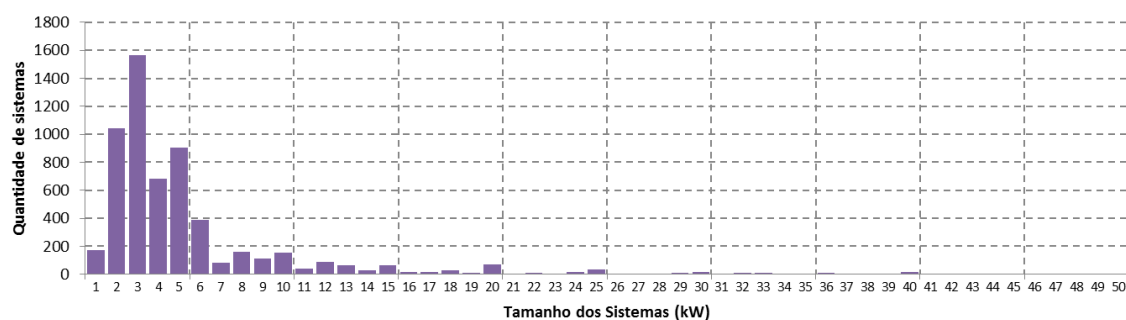


Figura 4.4 – Distribuição de frequência do tamanho (em kW) dos sistemas solares fotovoltaicos instalados no Brasil entre janeiro de 2013 e fevereiro de 2016. Dados obtidos de (ANEEL, 2016).

Trata-se de uma distribuição que se aproxima de uma curva lognormal que, de acordo com (Pareja, 2009), é a forma de distribuição que melhor traduz o comportamento do consumo das residências e comércios no Brasil. Isso indica que a regulamentação foi capaz de guiar o desenvolvimento do mercado de modo que fossem instalados, em cada unidade consumidora, sistemas de geração com tamanho próximo ao necessário para suprir parte do consumo local. Essa análise ratifica o entendimento de que a regulamentação tem potencial de guiar a configuração segundo a qual se dará a instalação dos sistemas de geração distribuída.

Importa ressaltar que os aprimoramentos da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 realizados por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015, que permitiram a instalação de GDFV em modelos de *net metering* agregado e comunitário, entraram em vigor em 01/03/2016. Apesar de esses novos modelos negociais terem o potencial de levar ao surgimento de sistemas com potências discrepantes dos modelos tradicionais de *net metering*, optou-se por analisar, neste trabalho, todos os sistemas instalados entre dezembro de 2012 e outubro de 2016, uma vez que se estima que poucos desses sistemas sejam correspondentes a modelos de *net metering* não convencionais aportados pela atualização das regras em março de 2016.

Políticas de *net metering* semelhantes à brasileira são encontradas em diversos outros países. Nos Estados Unidos, por exemplo, elas estão presentes em quase todos estados e, por esse motivo, alguns exemplos foram escolhidos para análise neste trabalho.

4.2.4 Estados Unidos - Arizona

Nos EUA, as formas de incentivo à GDFV variam de acordo com as políticas de cada Estado. Contudo, políticas de *net metering* são as mais comuns e existem em quase todas as Unidades da Federação, conforme Figura 3.5.

Por exemplo, no Estado do Arizona, é adotado um sistema de *net metering* no qual o limite de potência a ser instalado é igual a 125% da carga das unidades consumidoras²⁰. Num cenário como esse, é de se esperar que a distribuição dos sistemas instalados siga uma curva normal (ou lognormal), sem a presença de grandes picos. Analisando-se os dados disponíveis em NREL (2015b), foram encontrados 38.366 sistemas instalados nesse Estado com potência igual ou inferior a 100 kW. O histograma contendo a distribuição desses sistemas em termos da potência de cada um é apresentado na Figura 4.5.

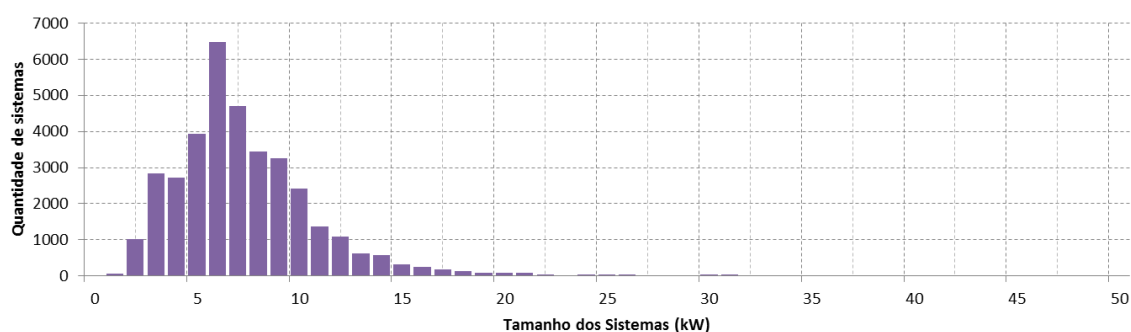


Figura 4.5 – Distribuição de frequência do tamanho (em kW) dos sistemas solares fotovoltaicos instalados no Arizona entre abril de 2002 e abril de 2014.

O resultado, conforme esperado, mostra uma curva suave, indicando, de maneira semelhante ao constatado no caso brasileiro, que o mercado se desenvolveu de maneira que os consumidores instalam sistemas com potência proporcional aos seus consumos de energia elétrica.

²⁰ No caso de não haver dados relativos às cargas das unidades consumidoras, a potência máxima de GDFV que pode ser instalada é limitada pela capacidade máxima de atendimento no ponto de conexão da unidade consumidora.

4.2.5 Estados Unidos - Califórnia

A Califórnia é atualmente o estado americano com o maior número de sistemas solares fotovoltaicos instalados devido, prioritariamente, a uma arrojada política de *net metering*, na qual o tamanho máximo da GDFV tem um limite elevado (1 MW), em conjunto com incentivos tributários e com o estabelecimento de políticas de cotas e certificados (US DoE, 2015).

Para se avaliar o comportamento dessa política no desenvolvimento do mercado, foram utilizados dados de 267.652 sistemas instalados e inseridos no banco de dados de NREL (2015b). Com base nesses dados, traçou-se a distribuição apresentada na Figura 4.6.

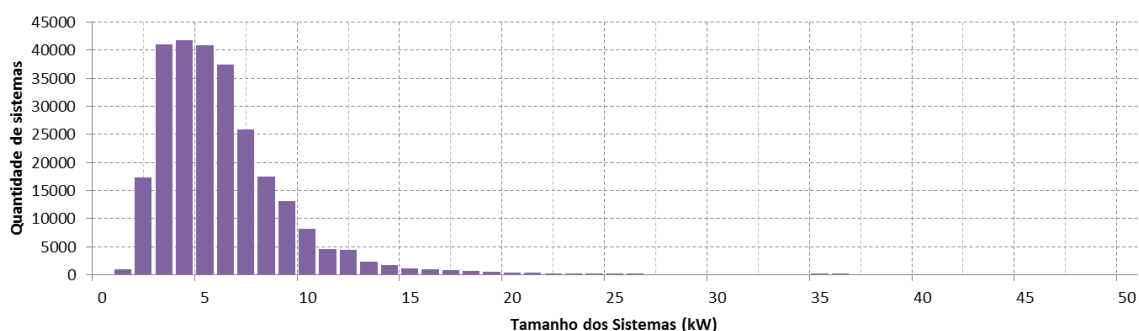


Figura 4.6 – Distribuição de frequência do tamanho (em kW) dos sistemas solares fotovoltaicos instalados na Califórnia entre março de 1997 e abril de 2015.

Da Figura 4.6, observa-se uma distribuição próxima da normal, refletindo novamente que a política de incentivos (*net metering*) teve papel fundamental em guiar o desenvolvimento do mercado de modo que fossem instalados sistemas com tamanho proporcional ao patamar de consumo de energia elétrica do empreendimento no qual a geração solar se encontra.

4.2.6 Estados Unidos - Wisconsin

Em alguns locais, porém, as regulamentações de *net metering* inseriram limites de potência mais restritivos. No caso do Estado de Wisconsin, esse limite é de 20 kW²¹. Além disso, há um programa estadual de recompensas que oferece US\$ 600,00 para cada 0,5 kW de GDFV instalada, limitado a 4 kW por sistema.

²¹ Algumas distribuidoras voluntariamente permitem que sistemas com potência superior a 20 kW participem do mecanismo de *net metering*.

A combinação desses dois tipos de incentivos leva à distribuição apresentada na Figura 4.7 (dados dos 1.210 sistemas instalados nesse estado com potência igual ou inferior a 100 kW).

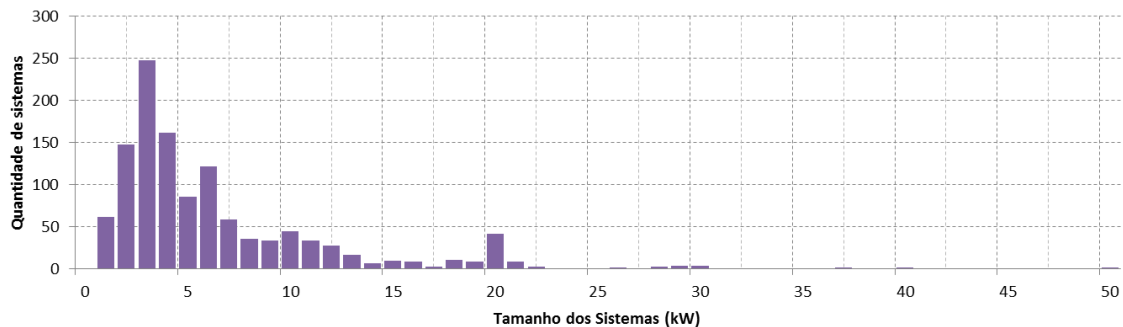


Figura 4.7 – Distribuição de frequência do tamanho (em kW) dos sistemas solares fotovoltaicos instalados em Wisconsin a partir de maio de 2002. Dados brutos disponíveis em (NREL, 2015).

Observa-se na Figura 4.7 que há um pico de sistemas com tamanho próximo a 4 kW (em virtude da política estadual de recompensas) e um outro em sistemas de 20 kW (devido ao limite para participação no mecanismo de *net metering*).

Todavia, cumpre destacar que, apesar de haver uma quantidade razoável de sistemas de 6 kW, não foram encontradas políticas que incentivassem o aparecimento de miniusinas solares desse tamanho. Isso mostra que as políticas de incentivo têm poder para guiar, de maneira geral, a evolução do mercado, mas permitem que haja a instalação de sistemas com características que não sejam primariamente aquelas incentivadas pela regulamentação.

Apesar de não serem desenhadas com o objetivo de determinar especificamente as características dos sistemas que serão instalados, a análise da Figura 4.7 mostra que as políticas de suporte à energia solar fotovoltaica no estado de Wisconsin nortearam o mercado de modo que fossem instalados, em sua maioria, sistemas de até 4 kW e que quase a totalidade das usinas tivesse potência inferior a 20 kW.

4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A análise realizada nesta seção teve o objetivo de avaliar se a forma de incentivo regulatório estabelecida pelos países teria impacto direto e decisivo no desenvolvimento do mercado. Essa hipótese foi confirmada pela comparação entre as características dos sistemas instalados e as políticas adotadas em diversos países. Isso significa que o tamanho da GDFV que será instalada pelos investidores pode ser indicado indiretamente pela regulação.

Assim sendo, cada política de incentivo à GDFV implica no desenvolvimento do mercado de uma forma diferenciada e, portanto, o impacto que a geração causará nas redes depende daquela política.

A confirmação dessa hipótese permite concluir que é possível determinar as formas de incentivo regulatório que maximizem os benefícios da GDFV na rede em cada caso. Este trabalho consiste então em propor um método para realização desse procedimento, o que é apresentado no Capítulo seguinte.

5 MÉTODO PARA DETERMINAÇÃO DO TIPO DE INCENTIVO REGULATÓRIO QUE POTENCIALIZA OS BENEFÍCIOS DA GDFV NA REDE

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O presente capítulo se destina a propor um método que permita determinar o tipo de política de suporte à geração solar fotovoltaica que implica em maiores benefícios técnicos à rede de distribuição de energia elétrica. Com o intuito de cumprir o objetivo para o qual foi definido, o capítulo se divide da seguinte forma:

- (i) Primeiramente, apresenta-se uma visão geral do método, delineando-se seus aspectos mais importantes (Seção 5.2);
- (ii) A partir daí, as políticas a serem comparadas pelo método proposto são definidas (Seção 5.3);
- (iii) Em seguida, estabelece-se a forma de cálculo dos impactos advindos da inserção da GDFV nos alimentadores (Seção 5.4);
- (iv) Por fim, os impactos são monetizados (Seção 5.5) e submetidos a uma análise de sensibilidade objetivando avaliar a robustez dos resultados (Seção 5.6);
- (v) A seção seguinte (5.7) se propõe a resumir as hipóteses auxiliares adotadas no desenvolvimento do método;
- (vi) O capítulo encerra-se com a apresentação do alimentador simplificado que será utilizado para fins de validação do procedimento.

5.2 VISÃO GERAL DO MÉTODO

A Figura 5.1 exibe, de forma esquemática, o funcionamento do método proposto.

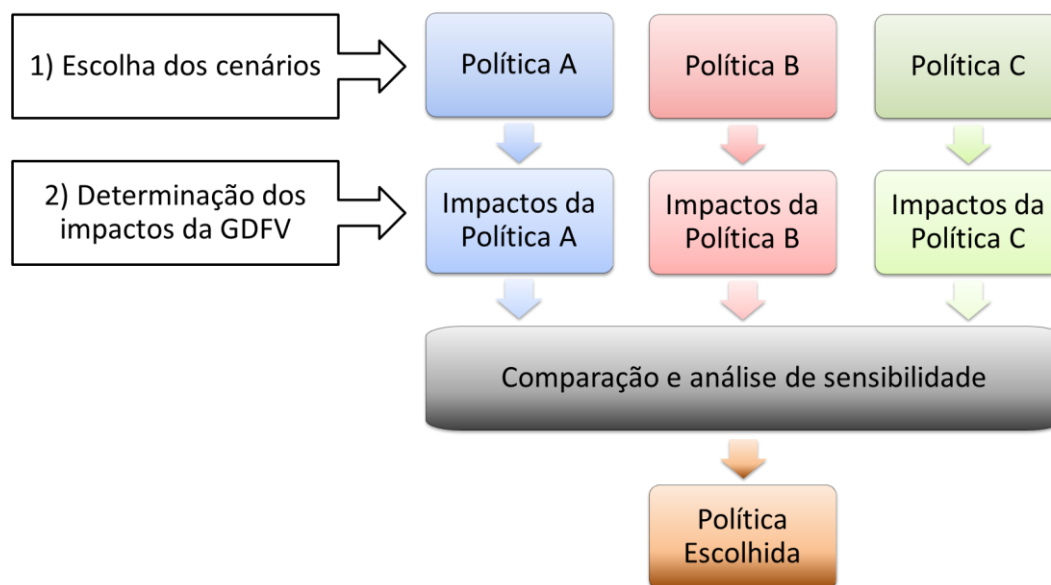


Figura 5.1 – Modelo esquemático do método utilizado.

Na etapa de “Escolha dos cenários”, esquematizada na Figura 5.1, serão determinadas as políticas utilizadas para fins de comparação e a forma como cada uma dessas políticas impactará na instalação da geração solar fotovoltaica no alimentador.

Depois de definidas as formas de incentivo regulatório que serão comparadas, passa-se à etapa de determinação dos impactos decorrentes da instalação de GDFV em conformidade com cada uma das políticas escolhidas. Este trabalho propõe-se a analisar os principais impactos de instalação de geração distribuída que impliquem em valores financeiros significativos e quantificáveis, quais sejam: modificação nos patamares de perdas de energia elétrica, diminuição ou aumento da potência de pico do alimentador e alteração no perfil de tensão das unidades consumidoras conectadas no alimentador.

Ainda acerca da etapa de cálculo dos impactos, a mais importante do trabalho, destaca-se que serão consideradas as incertezas nas variáveis utilizadas para executar o fluxo de potência e calcular os impactos analisados. Assim, o método cuida para que os parâmetros de perfil de

carga, patamar de consumo e irradiação solar sejam tratados com rigor estatístico, não se adotando simplesmente valores médios ou arbitrários.

Para se computar o efeito da GDFV sob essas incertezas, são adotadas simulações de Monte Carlo. Nesse modelo, realizam-se diversas simulações para cada configuração do sistema e os impactos da GDFV são calculados para cada uma dessas configurações. Por exemplo, para se obter o valor das perdas às 11h para um alimentador com 10% de geração solar, o método executa o fluxo de potência por diversas vezes considerando, para cada simulação, um valor diferente para a irradiação solar naquele horário. Caso fosse considerado apenas o valor médio da irradiação local às 11h, estar-se-ia desconsiderando a variação climática na região (dias nublados e mudança da irradiação ao longo do ano de acordo com as estações). Assim, o método proposto adota um valor de irradiação que varia de um dia para outro de acordo com uma distribuição normal de probabilidade, com valor médio e desvio padrão dados pela série histórica de irradiação solar naquele local.

Por fim, os impactos calculados para cada uma das políticas em análise são submetidos a uma análise da sensibilidade a variações nos valores utilizados para fins de monetização de cada impacto. Assim, são obtidos resultados robustos que permitem determinar a forma de incentivo regulatório que implica em maiores benefícios técnicos nas redes de distribuição.

5.3 DEFINIÇÃO DOS CENÁRIOS

O processo de determinação da política de incentivo à GDFV mais apropriada inicia-se pelo estabelecimento de cenários de comparação. Cada cenário corresponde a um tipo de política a ser testada. Por exemplo, em um cenário A, considera-se que a política adotada seja do tipo *net metering*, na qual a GDFV será instalada em barramentos de unidades consumidoras com potência próxima ao patamar de consumo dessas unidades. Num cenário B, considera-se, por exemplo, que a política adotada seja do tipo *feed in* com tarifas mais elevadas para sistemas de tamanho igual ou inferior a 5 kW. Nesse cenário, serão instalados, pelos consumidores, sistemas com potência de 5 kW independente do patamar de consumo das residências ou comércios nos quais a GDFV será instalada.

A escolha do cenário tem, portanto, consequência no resultado da análise dos impactos, uma vez que a GDFV se instala de maneira diferente conforme a política adotada. No método proposto, primeiramente, determina-se a potência de GDFV que implicaria num nível de penetração de 100% para o alimentador em estudo, de acordo com a seguinte equação (5.1):

$$GD_{Max} = \frac{CT * k}{PR * n_{dias} * Irr} \quad (5.1)$$

Onde:

GD_{Max} : Potência de GDFV que resulta em 100% de penetração (kW)

CT : Consumo total mensal do alimentador (kWh)

k : Constante solar na superfície terrestre²², definida em 1 kW/m²

PR : *Performance Ratio*²³ (%)

n_{dias} : Número de dias em um mês (dias)

Irr : Irradiação, definida como a integral da radiação solar ao longo do dia (kWh/m²/dia)²⁴

Com base na GD_{Max} , determina-se a quantidade de geração que deve ser inserida para obtenção de cada nível de penetração, de acordo com a Equação (5.2)

$$GD_{Pen} = Pen * GD_{Max} \quad (5.2)$$

Onde:

GD_{Pen} : quantidade (em kW) de GDFV a ser instalada nas diferentes unidades consumidoras do alimentador para que seja obtido um nível de penetração Pen (em %).

Pen : nível de penetração de GDFV (entre 0 e 1)

GD_{Max} : Potência de GDFV que resulta em 100% de penetração (kW)

²² A constante solar no limite da atmosfera terrestre é de 1,36 kW/m². O valor de 1 kW/m² é um valor padrão da radiação na superfície terrestre utilizado para comparação de eficiência entre diferentes módulos solares fotovoltaicos.

²³ Representa a eficiência do sistema como um todo, considerando-se perdas joulícas e perdas por temperatura, sombreamento e sujeira.

²⁴ Para a radiação demonstrada na Figura 5.7, esse valor corresponde a 5,177 kWh/m²/dia.

Uma vez definida a quantidade de potência total de GDFV a ser instalada no alimentador, essa geração é então distribuída entre as diferentes unidades consumidoras de acordo com a política de incentivo adotada.

A energia gerada em cada momento do dia é determinada em conformidade com a Equação (5.3):

$$E_t = Rad * PR * \eta * A * \Delta t \quad (5.3)$$

Onde:

E_t : Energia gerada no instante t (kWh)

Rad : Radiação solar no instante t (kW/m²)

η : Eficiência dos módulos solares fotovoltaicos

PR : *Performance Ratio* (%)

A : Área total ocupada pelos módulos solares fotovoltaicos

Δt : Intervalo de tempo (h). No presente trabalho, os cálculos serão sempre realizados em intervalos constantes de uma hora.

Ao utilizar a Equação (5.3), a energia gerada pelos sistemas solares instalados dependeria do tipo de painel utilizado: eficiência dos módulos e área total ocupada. Contudo, por meio da equação de definição da eficiência, é possível perceber que o produto entre eficiência η e área A é constante e equivale à potência P dos módulos em kW (Equação (5.4)).

$$\eta = \frac{P}{A} \quad (5.4)$$

Substituindo-se a equação (5.4) em (5.3), obtém-se a equação (5.5), que permite o cálculo da energia produzida pela GDFV em cada intervalo de tempo, tendo-se como base apenas a potência instalada na localidade e a radiação solar.

$$E_t = Rad * PR * P * \Delta t \quad (5.5)$$

Para avaliar as diferentes formas de inserção de GDFV na rede, propõe-se a criação de 5 cenários, conforme abaixo.

- a) *Net metering*: neste cenário, a GDFV será instalada em unidades consumidoras obedecendo aos patamares de consumo de cada unidade. Nesse caso, a probabilidade de que uma determinada residência ou comércio instale uma geração é aleatória, contudo, uma vez determinado que certa unidade consumidora instalará um sistema, a potência de GDFV será proporcional ao consumo daquela unidade;
- b) *Net metering Virtual*: nos casos em que a regulação permite que a geração instalada em uma unidade consumidora possa ser utilizada para reduzir a fatura de energia elétrica em outra localidade, perde-se a relação proporcional entre o tamanho da GDFV e o consumo daquela unidade onde a geração é instalada. Dessa forma, tanto o tamanho quanto a localização das usinas solares são definidos de forma aleatória entre zero e 100 kW neste cenário;
- c) *Feed in Potência Baixa*: em locais onde a principal política de incentivo à GDFV é um esquema de tarifas do tipo *feed in*, cria-se a tendência à instalação, nas redes de distribuição, de sistemas de tamanho próximo ao limite máximo para o qual se tem a tarifa mais atrativa. Assim, se, por exemplo, as tarifas *feed in* são mais elevadas para sistemas que possuam potência entre 0 e 5 kW do que para sistemas entre 5 e 10 kW, há uma tendência de surgimento de sistemas na primeira faixa de potência. Somado a esse aspecto, há o efeito dos ganhos de escala dentro da faixa de 0 a 5 kW, resultando na tendência à instalação de GDFV com tamanho próximo a 5 kW, conforme identificado no Capítulo 4. Para simular o efeito desse tipo de política nos impactos que a GDFV causa nas redes, este cenário insere GDFV com potência fixa de 5 kW em locais espalhados pelo alimentador;
- d) *Feed in Potência Média*: o limite de potência máxima da faixa para a qual é oferecida a tarifa *feed in* mais atrativa varia entre os países. Certas regiões optam por incentivar prioritariamente sistemas de tamanho mais baixo, pulverizando-se a GDFV, enquanto outras suportam sistemas de potência um pouco mais elevada. Com o objetivo de se

comparar o efeito dessas escolhas no impacto da geração solar na rede, criou-se este cenário, que se concretizará pela instalação de sistemas de 10 kW distribuídos de maneira aleatória no alimentador;

- e) Quotas: o estabelecimento de políticas de quotas e certificados pode incentivar o aparecimento de sistemas de grande porte nos quais o investidor se beneficia dos ganhos de escala e das condições de venda de certificados (uma vez que, quanto maior a geração, maior a quantidade de certificados obtidos). Com o intuito de representar as políticas que encorajam o aparecimento de sistemas de maior porte, este cenário foi implementado e se caracteriza pela instalação de GDFV em blocos de 50 kW de potência.

Os cenários foram criados para representar diferenças na forma de instalação da GDFV de modo a se comparar seus efeitos na rede em cada uma das situações. Os títulos atribuídos a cada cenário representam, portanto, políticas cujas características específicas são descritas pelo cenário, não significando que aquelas políticas se resumem à descrição utilizada na definição do cenário.

5.4 DETERMINAÇÃO DOS IMPACTOS DA GDFV

O cerne do método proposto consiste na determinação apropriada dos impactos que a GDFV pode causar nas redes de distribuição, levando-se em conta as incertezas relativas à localização e ao tamanho da geração que será inserida (determinado com base nos cenários estabelecidos na Seção 5.3), bem como o caráter probabilístico dos dados necessários ao cálculo do fluxo de potência (consumo, curva de carga e irradiação solar).

O procedimento foi implementado por meio de um algoritmo no MatLab®. Para cálculo do fluxo de potência, utilizou-se o MatPower: um pacote de arquivos desenvolvido por Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sánchez e Deqiang Gan da Universidade de Cornell, nos EUA, para análise de fluxo de carga em sistemas elétricos em regime permanente pelo MatLab®, utilizando-se o modelo de Newton-Raphson com no máximo 10 iterações (Zimmerman et al., 2011).

O fluxograma de determinação dos impactos é descrito abaixo em linhas gerais:

- a) Em cada cenário, o método objetiva determinar, para cada nível de penetração (explicado com detalhes na Seção 5.4.1), os impactos da GDFV na rede elétrica (Seção 5.4.4), quais sejam: (i) as perdas médias; (ii) a potência máxima a ser comportada pelo alimentador; e (iii) a porcentagem de tensões fora dos limites regulatórios;
- b) Para calcular essas grandezas por nível de penetração, é necessária a realização de diversas simulações. Após cada simulação, calcula-se uma medida do erro de cada um dos impactos em análise. Essa medida do erro é denominada Coeficiente de Variação – CV e, enquanto seu valor não for menor que 1%, simulações adicionais são realizadas com o objetivo de dar mais consistência para os resultados. Esse tipo de abordagem numérica é denominado Método de Monte Carlo – MC, apresentado com detalhes na Seção 5.4.2;
- c) Cada uma das simulações de MC considera um período de 24 horas, com cálculo do fluxo de potência em cada hora. O sistema elétrico utilizado nesses cálculos possui características físicas do alimentador constantes, mas os dados referentes ao comportamento das cargas e das gerações nesse alimentador variam estatisticamente dentro de uma determinada distribuidora, da seguinte forma:
 - i. as curvas de carga das unidades consumidoras variam de acordo com sua probabilidade, definida pelo conjunto de dois fatores: representatividade no mercado da distribuidora e dia da semana. Esses aspectos são explicados na Seção 5.4.3.1.
 - ii. os patamares de consumo de cada unidade variam de acordo com sua probabilidade, definida conforme a quantidade de unidades consumidoras existentes em cada faixa de consumo. Esses aspectos são explicados na Seção 5.4.3.2.
 - iii. o local e o tamanho da GDFV variam de acordo com suas probabilidades (definidos conforme o tipo de incentivo regulatório analisado – Seção 5.3)

iv. a irradiação solar varia de acordo com sua probabilidade, definida como uma distribuição normal seguindo média e desvio padrão extraídos de dados do Instituto Nacional de Meteorologia – INMET para o local, conforme explicado na Seção 5.4.3.3

d) Em cada uma das simulações indicadas no item anterior, o método realiza as operações de fluxo de potência para todas as 24 horas do dia.

A Figura 5.2 apresenta o fluxograma do método proposto. De maneira complementar, os Apêndices B, C e D contêm os algoritmos implementados no MatLab® para obtenção dos resultados. Nas seções seguintes, cada uma das etapas do processo é explicada em detalhes.

O fluxo da Figura 5.2 é repetido para cada uma das políticas de incentivo à GDFV em análise, determinando-se, para cada uma dessas formas regulatórias, o comportamento das perdas, da capacidade e da tensão em cada nível de penetração. Depois disso, os resultados são comparados (Seção 5.5), permitindo então classificar as políticas de incentivo à GDFV em ordem crescente de benefícios para a rede.

A comparação entre as políticas poderia, *a priori*, ser realizada levando-se em conta os impactos da GDFV em todos os níveis de penetração. Contudo, é possível que, por exemplo, uma política do tipo *feed in* se traduza em maiores benefícios para a rede que uma política de *net metering* apenas para baixos níveis de penetração e que, à medida que a quantidade de GDFV na rede aumente, esse cenário se inverta (*net metering* passe a causar mais benefícios à rede).

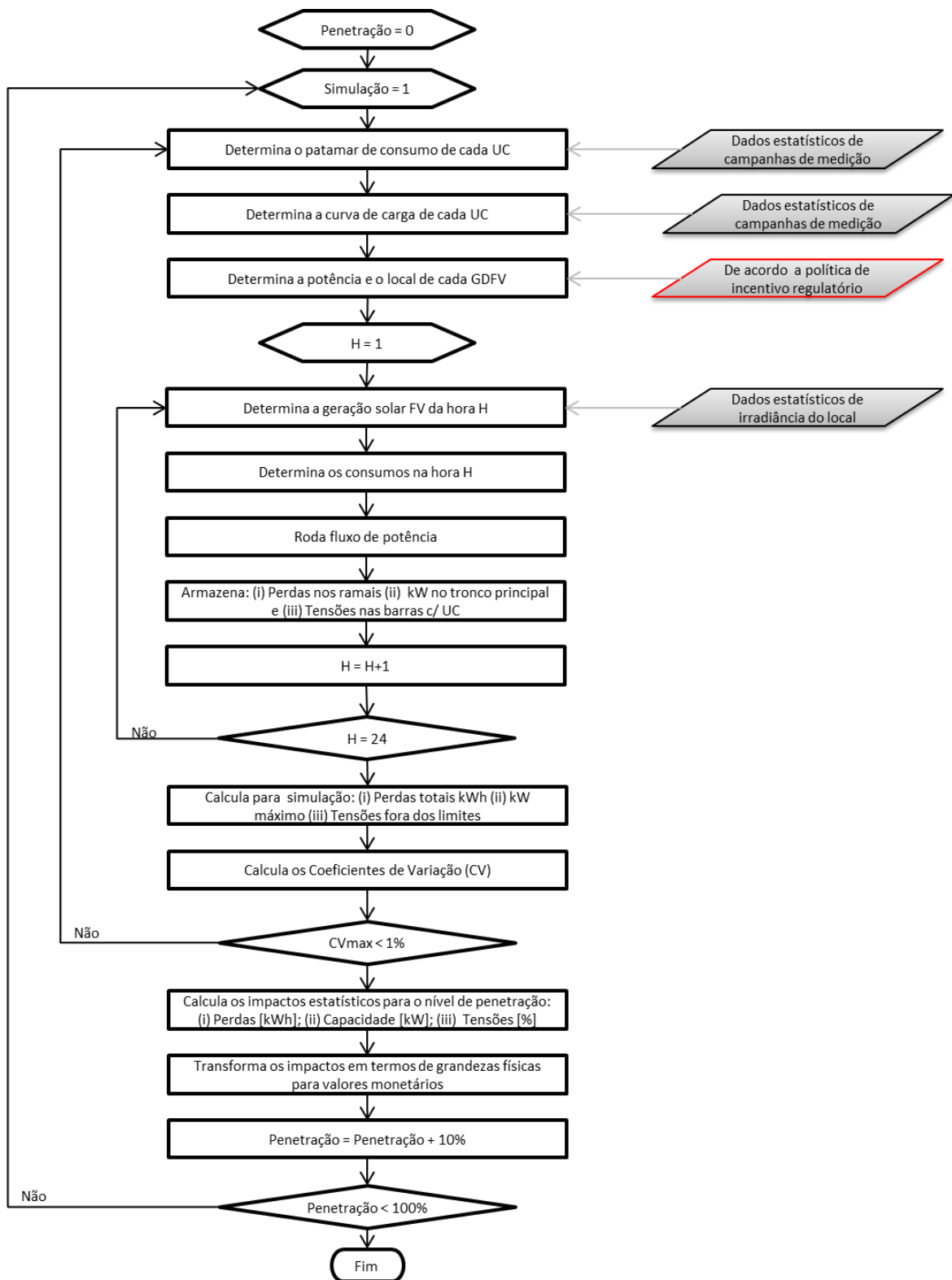


Figura 5.2 – Fluxograma representativo do método para determinação dos impactos da GDFV na rede elétrica.

Assim, é importante dividir a análise de acordo com os níveis de penetração. Essa divisão torna-se adequada ao se considerar que a regulação é um processo dinâmico, de modo que os agentes tomadores de decisão podem adotar uma determinada política (*feed in*, por exemplo) e depois modificá-la para outro tipo de política (*net metering*, por exemplo). Algo semelhante a isso tem acontecido na Alemanha, com a redução das tarifas *feed in* e a adoção de políticas de autoconsumo. A forma de cálculo dos níveis de penetração e a definição das faixas de penetração consideradas são explicadas na seção seguinte.

5.4.1 Níveis de Penetração

O nível de penetração de GDFV pode ser medido de diversas formas. Dentre as mais comuns, destacam-se: a relação entre a energia gerada num determinado período de tempo e a energia consumida nesse mesmo período (Eq. (5.6)) e a relação entre a soma das potências instaladas de geração e a potência máxima, mínima ou nominal do alimentador (Eq. (5.7), (5.8) e (5.9)) (Ellis, 2010).

$$Pen_1 = \frac{E_G}{E_C} \quad (5.6)$$

$$Pen_2 = \frac{P_G}{P_{ALM\acute{a}x}} \quad (5.7)$$

$$Pen_3 = \frac{P_G}{P_{ALM\grave{i}n}} \quad (5.8)$$

$$Pen_4 = \frac{P_G}{P_{ALNom}} \quad (5.9)$$

Onde:

E_G : Energia total gerada pelos sistemas solares fotovoltaicos [kWh]

E_C : Energia total consumida pelas unidades consumidoras [kWh]

P_G : Potência total dos geradores solares fotovoltaicos [kW]

$P_{ALM\acute{a}x}$: Potência de pico do alimentador [kW]

$P_{ALM\grave{i}n}$: Carga mínima atendida pelo alimentador [kW]

P_{ALNom} : Potência nominal do transformador ou do alimentador [kW]

Dado o baixo fator de capacidade de geradores solares fotovoltaicos, para que um sistema possa gerar o equivalente ao consumo de uma residência, por exemplo, é necessária uma potência relativamente alta. Dessa forma, a adoção da definição estabelecida na Eq. (5.6) apresenta níveis de penetração que, em geral, são menores que aqueles calculados por meio das Eq. (5.7), (5.8) e (5.9) para um mesmo alimentador.

Assim sendo, optou-se por limitar os estudos a níveis de penetração inferiores a 100% e realizar as análises para diversos níveis de penetração de GDFV, conforme Tabela 5.1:

Tabela 5.1 – Agrupamento dos níveis de penetração.

Nível de Penetração	Grupo
0% (sem GDFV)	Caso base utilizado para fins de comparação
≈10% a 30%	Baixa Penetração
≈30% a 60%	Média Penetração
≈60% a 100%	Alta Penetração

Para cada nível de penetração, os impactos da GDFV são calculados por meio do fluxo de potência no alimentador. Contudo, conforme comentado na introdução deste capítulo, alguns parâmetros necessários para o cálculo desse fluxo são incertos e, para lidar com essa incerteza, propõe-se a realização de simulações de Monte Carlo.

5.4.2 Simulações de Monte Carlo

O Método de Monte Carlo consiste na realização de diversas simulações com amostragens aleatórias para se obter dados numéricos (Goodman, 2000). A quantidade de simulações de Monte Carlo a serem realizadas pode ser pré-fixada ou, alternativamente, pode-se adotar um critério estatístico de parada para as simulações. Uma das formas mais eficientes de se realizar esse processo é por meio do acompanhamento do Coeficiente de Variação estatístico (CV)²⁵ das grandezas analisadas (Pareja, 2009). O CV representa o erro relativo dos valores obtidos e é calculado conforme Equação (5.10).

$$CV = \frac{\sigma}{\mu\sqrt{n}} \quad (5.10)$$

²⁵ Medida padronizada de dispersão utilizada na estimativa da precisão de experimentos.

Onde:

σ : Desvio Padrão

μ : Média

n : Número de simulações realizadas

Quando uma única simulação foi realizada, só há um valor da grandeza calculado e, nesse caso, a média é igual ao valor calculado e não há como definir o desvio padrão nesse momento. Dessa forma, o CV só passa a ser calculado depois de realizadas pelo menos duas simulações e é recalculado a cada nova simulação de Monte Carlo até que seja atingido um determinado valor (geralmente abaixo de 5% ou 6%). O processo é então encerrado.

Na aplicação do método proposto, com o objetivo de obter dados com baixos erros de simulação e garantir que os valores encontrados sejam estatisticamente válidos mesmo em casos nos quais a diferença entre um e outro seja pequena, adotou-se como critério de parada um CV menor que 1%.

Destaca-se que o método visa a determinar o impacto da GDFV em três grandezas diferentes: perdas, capacidade e tensão. Dessa maneira, o CV calculado para as perdas poderia estar abaixo do limite de 1% , enquanto o CV da capacidade ou da tensão poderia estar ainda acima desse percentual.

De modo a garantir que o erro de todos os impactos calculados esteja abaixo do limite de 1% , o CV foi então definido como o maior valor dentre os coeficientes de variação de cada grandeza analisada, conforme Equação (5.11).

$$CV = \max(CV_{Perdas}, CV_{Capacidade}, CV_{Tensões}) \quad (5.11)$$

Onde:

CV : Coeficiente de variação utilizado como critério de parada das simulações de Monte Carlo

CV_{Perdas} : Coeficiente de variação das perdas de energia elétrica do alimentador

$CV_{Capacidade}$: Coeficiente de variação da capacidade máxima (potência de pico) atendida pelo alimentador

$CV_{Tensões}$: Coeficiente de variação da porcentagem de tensões fora dos limites regulatórios

Isso significa que, para cada nível de penetração de GDFV, são realizadas tantas simulações quantas forem necessárias para que o coeficiente de variação de todos impactos analisados seja menor ou igual a 1%.

Destaca-se, contudo, que, de acordo com a Eq. (5.11), quando o número de simulações n for elevado, são necessárias muitas simulações para que o valor do CV possa diminuir ainda mais. Nesse sentido, com o intuito de reduzir o tempo computacional, foi definido um limite máximo de 3.000 simulações para o alimentador simplificado e de 1.000 simulações para o caso do alimentador real. Assim, caso seja atingido esse número de simulações, o método para de realizar cálculos, mesmo que o CV de todas as variáveis não tenha atingido 1%.

5.4.3 Dados

Para a determinação das perdas, da capacidade máxima (potência de pico) e dos níveis de tensão de um alimentador qualquer, é necessário executar o fluxo de potência desse circuito. Para tanto, precisa-se conhecer as seguintes variáveis:

- a) Configuração do alimentador:
 - i. Bitolas e comprimentos dos cabos
 - ii. Características dos transformadores
 - iii. Forma de conexão entre os diversos elementos do circuito

- b) Tensão na barra de referência:
 - i. Valor de referência utilizado para cálculo das demais grandezas do circuito

- c) Potência (ativa e reativa) nas barras que representam as unidades de consumo:
 - i. Patamar de carga de todas as unidades consumidoras durante cada dia (inclui o nível de consumo e a forma da curva de carga)

- ii. Quantidade de energia gerada pela GDFV (inclui a localização e o tamanho dos sistemas instalados, bem como a radiação solar na região).

A configuração dos alimentadores é conhecida pelas distribuidoras e seus valores são fixos: tratam-se de grandezas físicas (resistências e reatâncias) que não variam estatisticamente. De maneira semelhante, a tensão na saída do alimentador da subestação é controlada e pode, portanto, ser utilizada como a tensão de referência. Esse valor pode ser estabelecido em 1 pu, por exemplo, ou em algo um pouco acima (1,05 pu) para que, mesmo com a queda de tensão ao longo do alimentador, a tensão nas barras mais afastadas eletricamente da subestação não seja inferior a determinados limites. Qualquer que seja o valor adotado como referência nessa barra, trata-se de um valor controlável e, portanto, não seria necessária uma abordagem estatística.

Por outro lado, os dados necessários para determinação das potências nas barras de consumo do alimentador são altamente variáveis e as distribuidoras não têm controle sobre esse montante. Essa característica faz com que a utilização do fluxo de potência para determinação das perdas, da potência de pico e dos níveis de tensão seja um procedimento sujeito a incertezas que poderiam levar a resultados não robustos.

Dessa forma, é importante que as variáveis não fixas e previamente conhecidas sejam tratadas com o devido rigor estatístico. Com o intuito de colaborar com o entendimento da questão, a Tabela 5.2 traz uma relação de todas as variáveis incertas necessárias para determinação da potência nas barras de consumo.

Tabela 5.2 – Variáveis de caráter estatístico necessárias ao cálculo do fluxo de potência.

Dados de Consumo	Patamar de consumo Curva de carga
Dados de Geração	Local e tamanho da GDFV instalada Radiação Solar

As variáveis apresentadas na Tabela 5.2 apresentam incertezas, contudo, há métodos confiáveis de estimação desses valores e de tratamento dos dados. Por exemplo, para determinação das tarifas de energia elétrica, as distribuidoras de todo o país fazem campanhas de medição que visam à obtenção das faixas de consumo dos consumidores e das curvas de carga típicas. Tendo

em vista a importância desses fatores na solução do fluxo de potência, as seções seguintes analisam o comportamento estatístico de cada uma dessas variáveis.

5.4.3.1 Curvas de carga

De posse dos dados de medição realizados durante as campanhas de medição, são determinadas diversas tipologias, cada uma representando uma faixa de mercado da distribuidora. A Figura 5.3 apresenta essas tipologias para a Companhia Energética de Brasília – CEB (Daimon, 2012).

A probabilidade de ocorrência de cada uma das curvas pode ser calculada como sua participação no mercado da distribuidora. Assim, a Tipologia 1 (Figura 5.3-(a)) teria uma probabilidade de ocorrência de 16,40%.

Com esses dados, é possível realizar diversas simulações (Monte Carlo) em um mesmo alimentador, atribuindo-se curvas a cada unidade consumidora de acordo com a probabilidade de ocorrência de cada uma dessas curvas. Nesse tipo de simulação, uma determinada unidade consumidora ‘UC1’ pode ser tratada com uma curva da Tipologia 1 em uma simulação ‘n’ e com uma Tipologia 2 em uma outra simulação ‘n+1’. A probabilidade de a Tipologia 1 ser atribuída à UC1 em cada simulação é constante e igual a 16,40%.

O método proposto neste trabalho, além de considerar as probabilidades para cada uma das curvas de carga conforme mostradas na Figura 5.3, leva em conta que há também curvas diferenciadas para sábados e domingos. Assim, as probabilidades das curvas relativas aos dias úteis são multiplicadas pela probabilidade de se ter um dia útil na semana ($5/7$) e as probabilidades de escolhas das curvas relativas aos sábados e domingos são multiplicadas pela chance de ocorrência de cada um desses dias na semana ($1/7$).

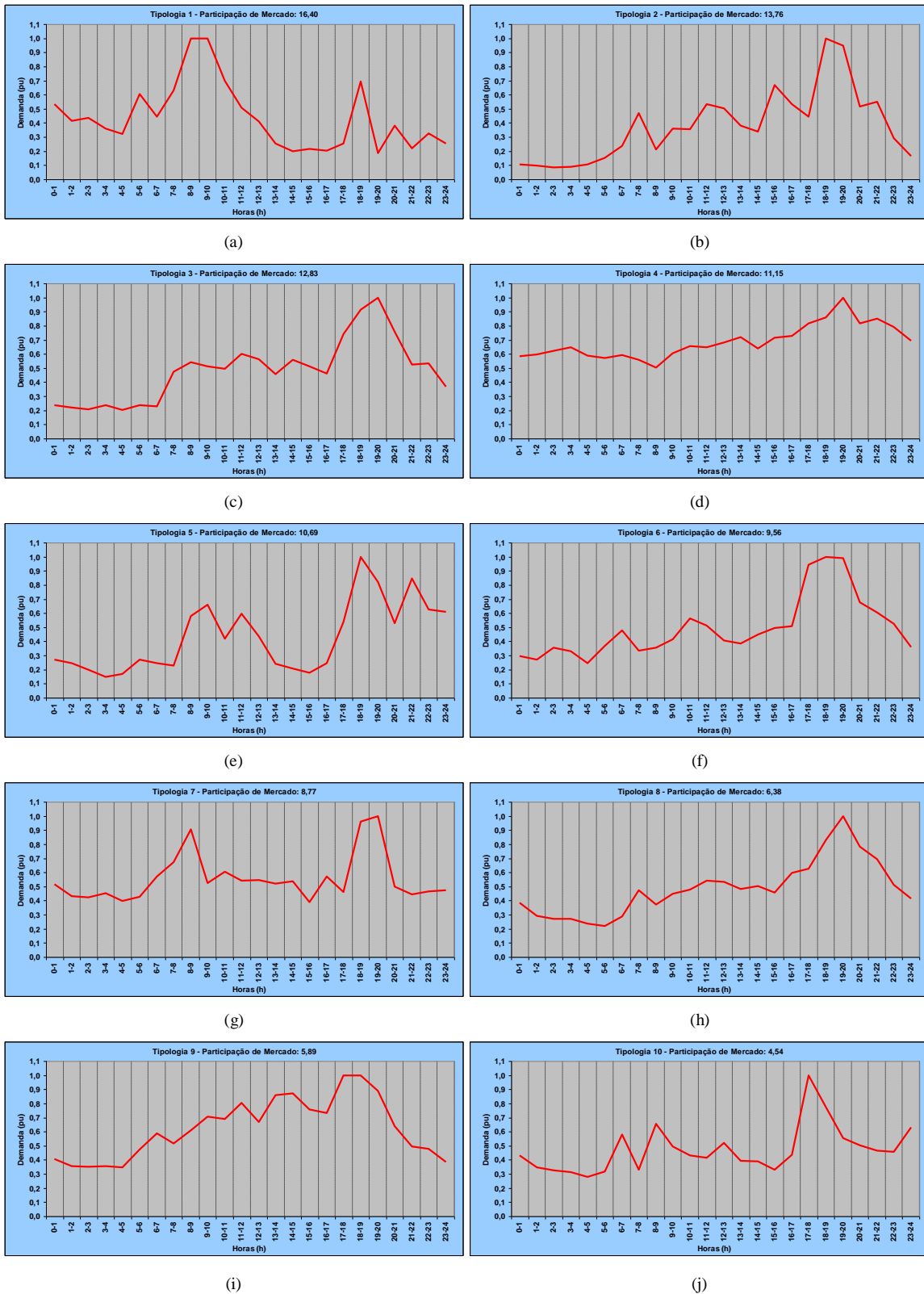


Figura 5.3 – Curvas de carga residenciais típicas da área de concessão da CEB. Fonte: (Daimon, 2012).

Essa abordagem, tratada no método proposto neste trabalho, nem sempre é utilizada em pesquisas científicas que avaliam os impactos da GDFV, dada sua complexidade. Assim, muitos pesquisadores acabam adotando uma única curva típica, semelhante à curva agregada exibida na Figura 5.4. No entanto, esse tipo de exame não reflete a realidade, pois, no caso da CEB, por exemplo, apesar de a curva agregada dos consumidores residenciais apresentar horário de pico no início da noite (Figura 5.4), há alguns tipos de residências que consomem mais energia elétrica no período matutino (como é o caso da Tipologia I, mostrada na Figura 5.3-(a)).

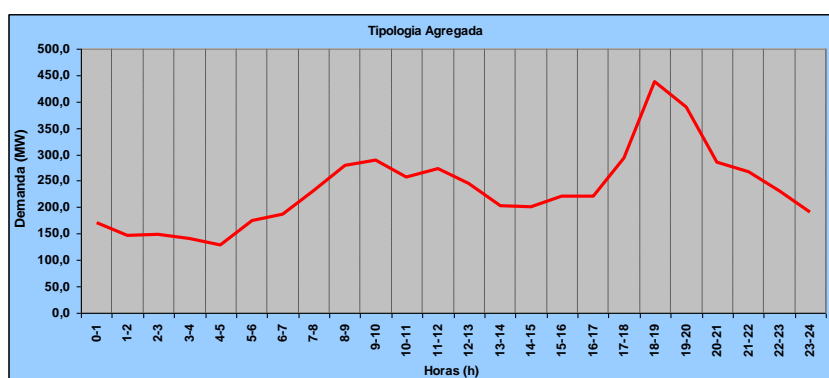


Figura 5.4 - Curvas de carga residencial agregada da área de concessão da CEB. Fonte: (Daimon, 2012).

No cálculo de perdas elétricas atualmente realizado pela ANEEL para fins de revisões tarifárias das distribuidoras de energia elétrica, as concessionárias são orientadas a associar curvas de carga específicas a cada um de seus consumidores. Nesse caso, não são utilizadas probabilidades. As distribuidoras devem apenas *“observar que o percentual do mercado de energia anual das unidades consumidoras atribuído a cada consumidor-tipo informado para fins do cálculo de perdas deve ser igual ao percentual do mercado de referência que esse consumidor-tipo representa na formação da tipologia”* (ANEEL, 2014a).

Nesse aspecto, é importante ressaltar que a utilização de modelos probabilísticos aumenta a confiabilidade dos resultados, uma vez que, na maioria dos casos, nem mesmo as próprias distribuidoras têm acesso às curvas de carga de consumidores conectados na baixa tensão e, além disso, dificilmente esses dados poderiam ser disponibilizados para pesquisas científicas. Isso porque, além de não haver medição horária individualizada nas cargas conectadas na baixa

tensão, o comportamento do consumo de energia elétrica em cada domicílio é uma informação privada e sua divulgação pode estar sujeita a restrições legais (US DoE, 2010).

5.4.3.2 Patamares de Consumo

Conforme abordado na seção anterior, a ANEEL exige que sejam realizadas campanhas de medição com o intuito de caracterizar as cargas conectadas às redes, seguindo procedimentos de caracterização previamente definidos no PRODIST (ANEEL, 2015d). Em particular, para os consumidores ligados na baixa tensão (inferior a 2,3 kV), a campanha deve estratificar as unidades por classe de consumo (residencial, comercial, industrial etc.) e, dentro de cada classe, os consumos são agrupados por faixas, conforme mostrado na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Faixas de consumo de energia elétrica constantes na estratificação das campanhas de medição. Fonte: (Daimon, 2012).

Faixa de Consumo Residencial (kWh)	Faixa de Consumo Comercial (kWh)
0-79	0-500
79-220	501-1.000
221-500	1.000-5.000
501-1.000	5.000-10.000
> 1.000	>10.000

Para cada uma das faixas de consumo, a campanha de medição infere estatisticamente a quantidade de unidades consumidoras. Assim, é possível determinar, dada uma unidade consumidora qualquer de certa distribuidora, a probabilidade de que essa unidade tenha consumo dentro daquela faixa predefinida.

A Figura 5.5 apresenta o resultado da campanha de medições realizada pela CEB, com consultoria da empresa de engenharia focada em assuntos de regulação do setor elétrico, Daimon (2012).

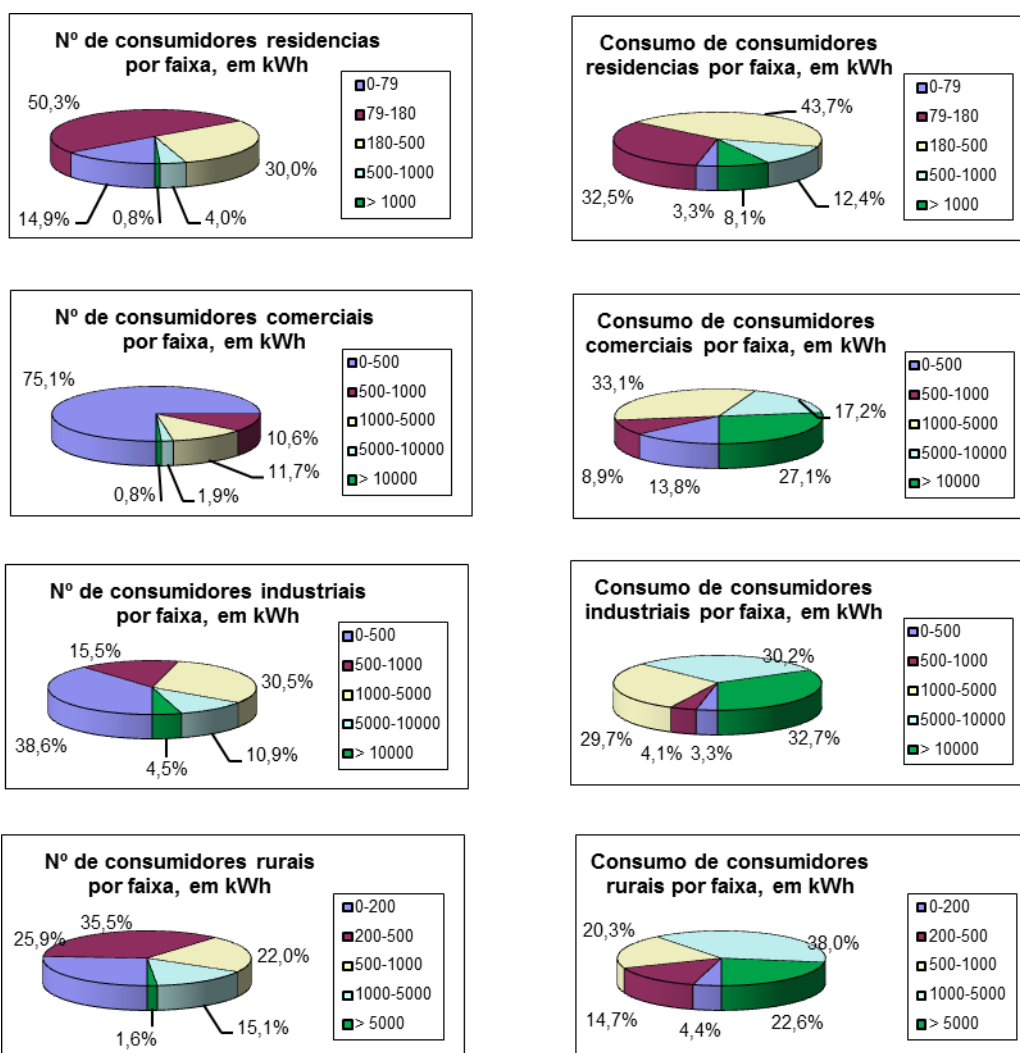


Figura 5.5 – Distribuição de consumidores e consumos por faixas de consumo definidas no PRODIST. Fonte: (Daimon, 2012).

A Tabela 5.4 exibe, para os consumidores residenciais e comerciais da CEB, a probabilidade de um consumidor pertencer a cada faixa de consumo, bem como o consumo médio dessa faixa.

Tabela 5.4 – Probabilidade de consumo de energia elétrica pelas unidades consumidoras comerciais e residenciais no Distrito Federal. Dados provenientes de (Daimon, 2012).

Residencial			Comercial		
Faixa de Consumo (kWh)	Consumo Médio (kWh) ²⁶	Probabilidade (%)	Faixa de Consumo (kWh)	Consumo Médio (kWh)	Probabilidade (%)
0-79	50,56	14,9%	0-500	165,49	75,1%
79-220	147,20	50,3%	501-1.000	755,60	10,6%
221-500	331,75	30,0%	1.000-5.000	2.551,12	11,7%
501-1.000	699,08	4,0%	5.000-10.000	8.356,05	1,9%
> 1.000	2.310,17	0,8%	>10.000	30.203,53	0,8%

Dessa forma, o método proposto utiliza esses dados para atribuir um patamar de consumo a cada unidade consumidora de um determinado alimentador. Como são realizadas diversas simulações para cada configuração do sistema, uma determinada unidade à qual, em uma simulação ‘n’, tenha sido atribuído um consumo de 50,56 kWh, pode ter atribuído, na simulação ‘n+1’, um consumo de 147,20 kWh, por exemplo. A probabilidade de o método adotar um consumo de 50,56 kWh ou de 147,20 kWh para uma unidade consumidora residencial será de 14,9% ou 50,3%, respectivamente.

A utilização de patamares de consumos que podem variar entre uma simulação e outra poderia implicar na circulação de uma quantidade total de energia no alimentador diferente em cada simulação. Com isso, as perdas na rede poderiam ser alteradas significativamente, comprometendo os resultados obtidos. Para contornar esse problema, o método proposto ajusta os consumos atribuídos a cada unidade consumidora de tal modo que a soma do consumo diário de energia elétrica de todas as unidades consumidoras conectadas no alimentador permaneça sempre constante.

Finalmente, é importante observar que a distribuidora possui sempre o valor real do consumo de cada carga e, portanto, a utilização desse valor “real” acabaria com a necessidade de simulações estatísticas para essa grandeza (ao contrário do que acontece no caso das curvas de carga, em que a distribuidora, em geral, não possui o conhecimento do comportamento exato da curva para cada consumidor). Contudo, para sua devida utilização neste método, esses dados deveriam ser de caráter público (US DoE, 2010). Sobre esse assunto, há ainda certos

²⁶ Valores calculados com base no consumo e na quantidade de unidades consumidoras pertencentes a cada faixa de consumo.

questionamentos relativos ao caráter privativo desses dados. Sua ampla divulgação poderia se caracterizar como a divulgação de informações privadas e, portanto, uma análise estatística considerando-se os dados gerais disponíveis torna-se mais segura.

5.4.3.3 Radiação solar

O INMET disponibiliza dados relativos a diversos parâmetros meteorológicos de centenas de estações automáticas espalhadas pelo país (Figura 5.6). Essas estações permitem acompanhar a pressão atmosférica, a temperatura, a umidade relativa do ar, a precipitação, a direção e a velocidade do vento, além da radiação solar.

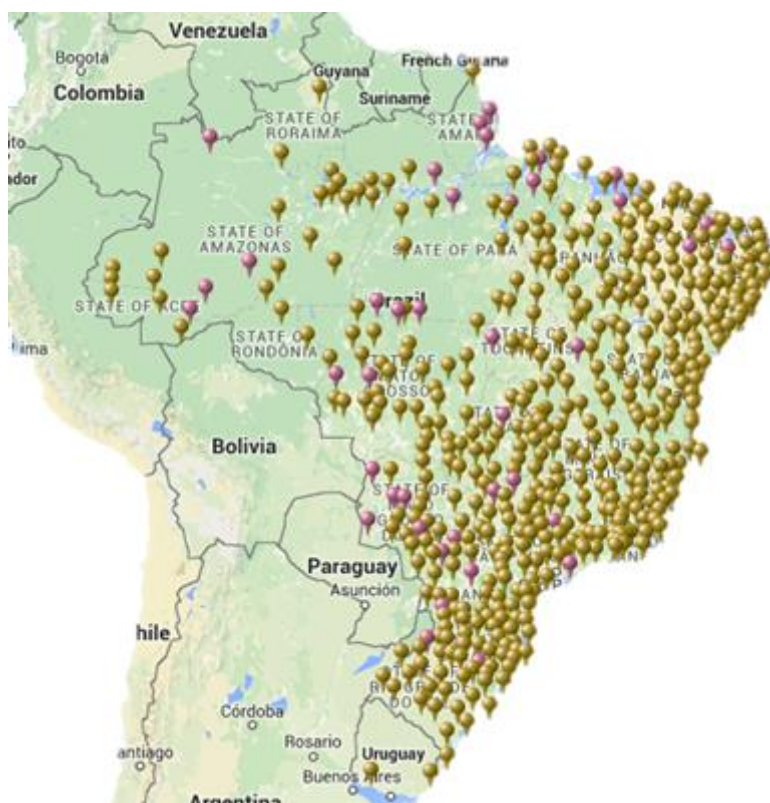


Figura 5.6 – Mapa das Estações Meteorológicas de Observação de Superfície Automáticas do INMET. Fonte: (INMET, 2015).

Com base em dados de mais de 3.200 dias de monitoração (entre maio/2000 e maio/2009), Lopes (2011) realizou a aplicação de critérios de apuração com o intuito de desconsiderar valores inconsistentes e obteve valores de radiação média associados a seu desvio padrão para cada hora do dia.

A curva laranja representada na Figura 5.7 mostra os valores médios de radiação solar ao longo do dia para a região do Distrito Federal. Alguns trabalhos utilizam esses valores médios para resolução do fluxo de potência e obtenção de impactos da GDFV nas redes (HOKE, BUTTLER, *et al.*, 2013; SHAYANI e DE OLIVEIRA, 2011). Para certos tipos de aplicação, esse tipo de simplificação é suficiente, contudo, na análise de perdas e, principalmente, de capacidade de potência do alimentador, simplificações dessa natureza poderiam implicar em resultados não condizentes com a realidade.

Por exemplo, seja um alimentador no qual haja uma única unidade consumidora com uma curva de carga que apresente um pico por volta da 14h e quer se analisar a influência da instalação de um sistema solar fotovoltaico na potência de pico da rede. Nesse caso, se for considerada uma geração na qual a irradiância segue somente os valores médios, o pico de potência atendida pelo alimentador com certeza seria diminuído drasticamente. Contudo, nesse caso, estar-se-ia desconsiderando a natureza intermitente da geração solar. Assim, em dias nublados, a geração às 14h seria bem menor que aquela prevista pela curva média e, portanto, os picos de carga continuariam acontecendo.

Assim sendo, optou-se, neste trabalho, por considerar a natureza intermitente da GDFV considerando-se, para cada instante do dia, que a radiação solar poderá assumir qualquer valor dentro de uma curva normal com média e desvio padrão pré-estabelecidos. Os desvios padrão em cada horário são representados na Figura 5.7 por meio de barras na cor amarela em cada ponto da curva.

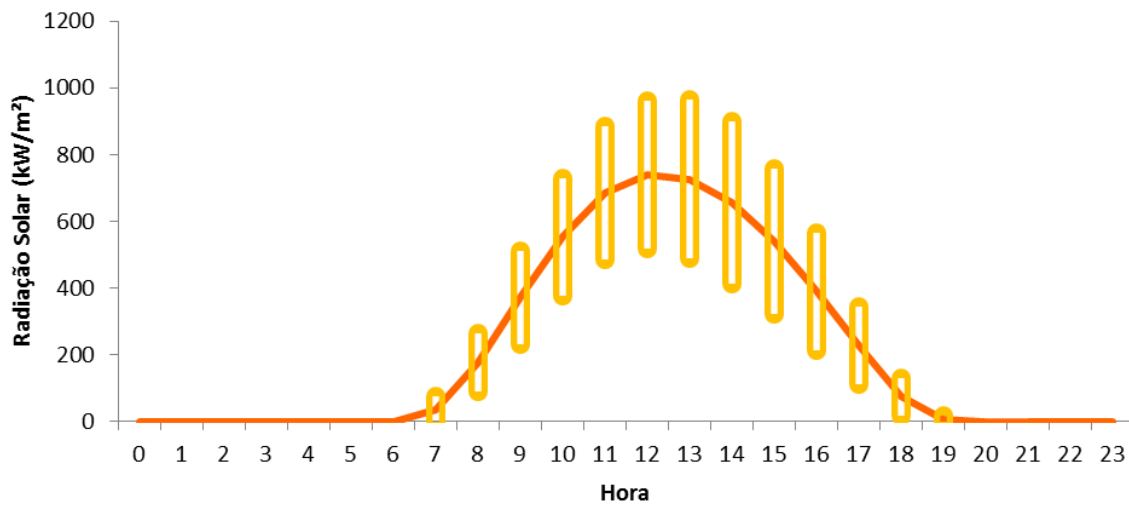


Figura 5.7 – Média e desvios padrão da radiação solar fotovoltaica no Distrito Federal. Dados provenientes de (INMET, 2015).

A Figura 5.8 mostra três valores diferentes obtidos pela aplicação de uma distribuição normal para cada ponto da curva de radiação. A Figura 5.8 (a) representaria, por exemplo, um dia de sol. Já em (b), estaria representado um caso de manhã ensolarada seguido por uma tarde com nuvens e, por fim, o gráfico (c) seria o exemplo de dia mais nublado. Todas essas figuras foram obtidas por meio da escolha aleatória de valores de radiação para cada hora seguindo uma distribuição normal com média e desvio padrão mostrados na Figura 5.7.

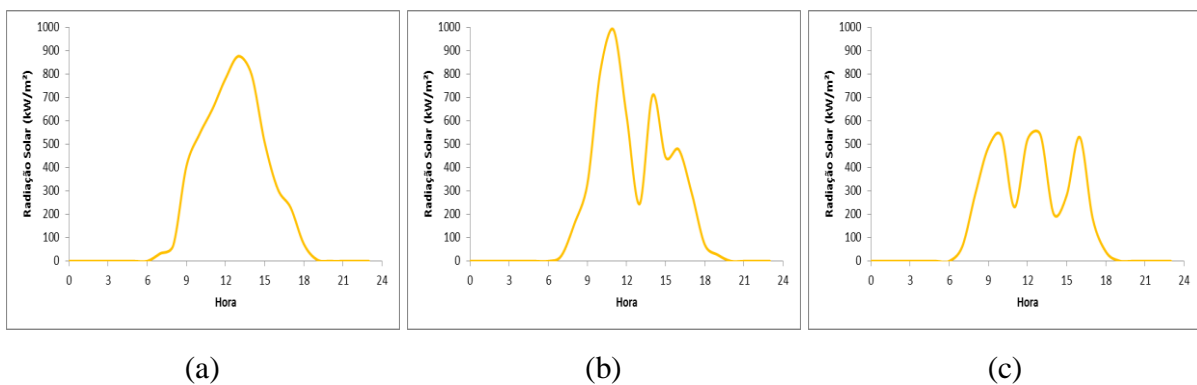


Figura 5.8 – Exemplos da aplicação da distribuição normal aos dados de radiação solar do Distrito Federal.

De posse dos dados estatísticos relativos à curva de carga, ao patamar de consumo e à radiação solar, é possível então a aplicação dos fluxos de carga, conforme fluxograma da Figura 5.2,

para obtenção dos impactos da GDFV. A forma de tratamento de cada um desses impactos é apresentada na seção seguinte.

5.4.4 Cálculo dos impactos

5.4.4.1 Perdas

As perdas, em termos de potência, são calculadas pelo fluxo de potência para cada segmento de média e baixa tensão, bem como para os transformadores como a somatória das perdas em cada ramal do alimentador para cada período (Eq. (5.12)):

$$P^{pen} = \frac{1}{MC_{max}} \sum_{MC=1}^{MC_{max}} \sum_{h=1}^{24} P_{Ramal}(MC, h) \quad (5.12)$$

Onde:

P^{Pen} : Perdas diárias totais no alimentador no nível de penetração pen [kWh]

MC_{max} : Quantidade total de simulações de Monte Carlo no horário h

$P_{Ramal}(MC, h)$: Perda em cada ramal no horário h e na simulação de Monte Carlo MC

A variação das perdas devido ao aumento da penetração de GDFV é então dada por:

$$\Delta P^{pen} = P^{pen} - P^0 \quad (5.13)$$

Onde:

ΔP^{pen} : Variação nas perdas totais diárias do alimentador devido à inserção de GDFV no nível de penetração pen [kWh]

P^{pen} : Perdas totais diárias no alimentador no nível de penetração pen [kWh]

P^0 : Perdas totais diárias no alimentador sem GDFV (penetração igual a zero) [kWh]

Para cada nível de penetração, um novo valor de ΔP^{pen} é calculado. Com esses dados, é possível saber, para determinada forma de incentivo regulatório de GDFV, quanto foi a variação das perdas quando houve inserção de geração solar num nível de penetração qualquer.

Esse valor pode então ser comparado com a variação das perdas quando da inserção dessa mesma quantidade de GDFV sob uma outra política de incentivo.

5.4.4.2 Capacidade

Os impactos da GDFV classificados neste trabalho sob o rótulo “Capacidade” referem-se à eventual postergação de investimentos advinda da instalação de GDFV em virtude de essa nova geração promover a redução da demanda de pico atendida pelo alimentador. De maneira contrária, esse impacto também considera uma possível antecipação de investimentos na rede nos casos em que o pico causado no sistema em virtude da geração for maior que o pico originalmente existente devido à carga.

Para encontrar esse valor, o método proposto primeiramente calcula a demanda máxima atendida pelo alimentador (seja ela devido à carga ou à geração) para cada nível de penetração. Tendo em vista que as simulações de Monte Carlo cobrirão uma ampla gama de possíveis situações (variações nas curvas de carga, nos consumos e na irradiação solar), é possível traçar uma distribuição de todas as demandas de pico identificadas em cada nível de penetração de GDFV, da forma como esquematizado na Figura 5.9. Como essa distribuição tem caráter estatístico, é possível então determinar qual o valor da demanda de pico que não é ultrapassada em pelo menos 95% das simulações de acordo com a Eq. (5.14). No exemplo mostrado na Figura 5.9, esse valor seria de 1,7 MW.

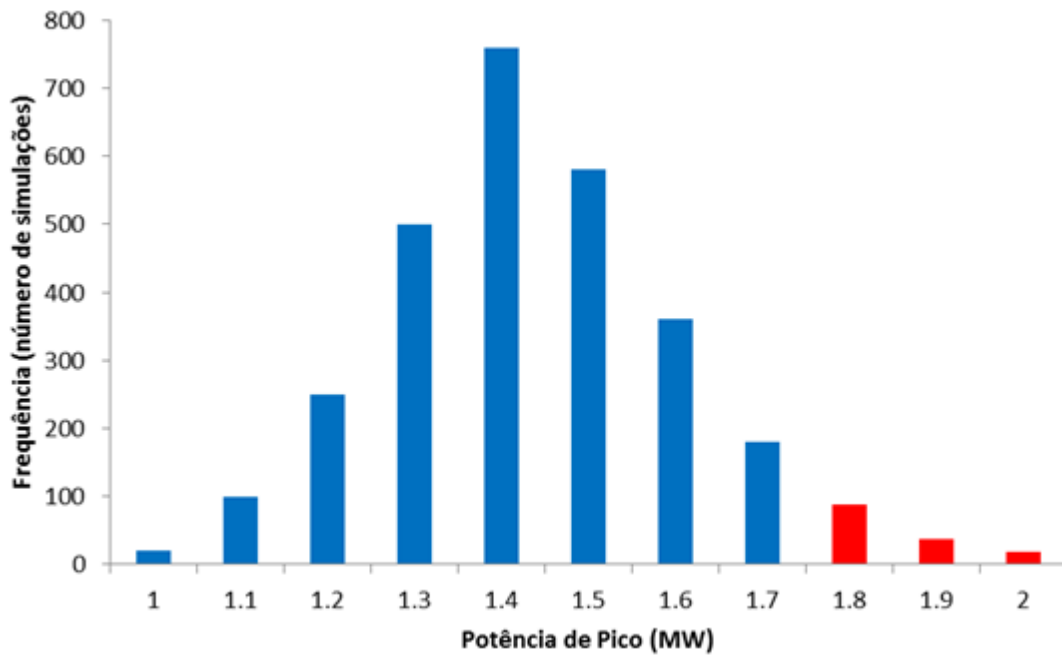


Figura 5.9 – Exemplo de distribuição da potência máxima atendida pelo alimentador.

$$Cap^{Pen} = \max\{DP\}_{95\%} \quad (5.14)$$

Onde:

Cap^{pen} : Capacidade máxima do alimentador, determinada como o valor da demanda de pico atendida pelo alimentador no nível de penetração pen que foi superada em apenas 5% das simulações[kW]

DP : Demanda de pico do alimentador em cada uma das simulações [kW]

Se, por exemplo, o carregamento máximo do alimentador sem GDFV for de 2 MW e, ao inserir GDFV sob uma política de *net metering* até um nível de penetração de 10%, esse valor caia para 1,7 MW, então a variação na capacidade devido à inserção de 10% de GDFV no regime de *net metering* seria de 0,3 MW.

Cumprе ressaltar que a postergação de investimentos em razão da diminuição da potência de pico do alimentador só se concretiza caso o sistema esteja em crescimento. Nos casos em que o mercado de energia elétrica esteja estagnado, os eventuais benefícios advindos da inserção de GDFV não se verificariam. Por outro lado, com relação aos potenciais custos devidos ao aumento da potência de pico quando da presença de GDFV, estes são existentes independentemente de haver crescimento ou não da carga na região são relevantes.

A forma de cálculo dessa variação da capacidade do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV é dada de forma genérica por:

$$\Delta Cap^{pen} = Cap^{pen} - Cap^0 \quad (5.15)$$

Onde:

ΔCap^{pen} : Variação na capacidade máxima atendida pelo alimentador devido à inserção de GDFV no nível de penetração pen [kW]

Cap^{pen} : Capacidade máxima atendida pelo alimentador com penetração pen de GDFV [kW]

Cap^0 : Capacidade máxima atendida pelo alimentador sem GDFV (penetração igual a zero) [kW]

Para cada nível de penetração, um novo valor de ΔCap^{pen} é calculado.

5.4.4.3 Tensão

O impacto da inserção de GDFV nos níveis de tensão das unidades consumidoras pode ser calculado com base na quantidade de tensões fora dos limites que foram encontradas em cada barra.

Com relação aos valores a serem considerados como referência, a regra americana para fornecimento a unidades consumidoras conectadas em tensão secundária considera como adequadas apenas as tensões de fornecimento que estejam dentro de uma faixa de $\pm 5\%$ da tensão nominal (ANSI, 2011). Já a norma brasileira define porcentagens diferentes de acordo com o nível de tensão de conexão da unidade consumidora: para unidades consumidoras atendidas em tensão nominal igual ou superior a 69 kV, adota-se a mesma faixa estabelecida pela regra americana: $\pm 5\%$; já para unidades atendidas em tensões entre 1 kV e 69 kV, a regra estabelecida pela ANEEL adota limites diferentes para sub e sobretensão: -7% e $+5\%$, respectivamente; por fim, para tensões de atendimento inferiores a 1 kV os limites não são estabelecidos em porcentagens, mas em valores específicos determinados com base na tensão nominal (ANEEL, 2014c).

Dada a diversidade de valores de referência para a tensão de fornecimento adotada pela norma brasileira, optou-se, neste trabalho, por utilizar os limites de tensão adequada estabelecidos pela ANSI, quais sejam, $\pm 5\%$ da tensão nominal.

A forma de cálculo do percentual de tensões fora dos limites é dada pela Eq. (5.16).

$$V^{Pen} = \frac{1}{MC_{max}} \sum_{MC=1}^{MC_{max}} \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} \frac{V_{Inadeq(\%)}(h)}{N_{Barras}} \quad (5.16)$$

Onde:

V^{Pen} : Percentual total de tensões fora dos limites em relação ao total de barras de atendimento a unidades consumidoras do alimentador, no nível de penetração pen .

$V_{Inadeq(\%)}(h)$: Percentual de tensões fora dos limites regulatórios no horário h .

N_{Barras} : Número de barramentos aos quais há unidades consumidoras conectadas.

MC_{max} : Número total de simulações de Monte Carlo efetuadas.

O valor do percentual de tensões inadequadas V^{Pen} é calculado para cada nível de penetração e a variação no perfil de tensões de atendimento do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV é então dada por:

$$\Delta V^{pen} = V^{pen} - V^0 \quad (5.17)$$

Onde:

ΔV^{pen} : Variação no percentual total de tensões fora dos limites em relação ao total de barras de atendimento a unidades consumidoras do alimentador devido à inserção de GDFV no nível de penetração pen [kW]

V^{pen} : Percentual total de tensões fora dos limites em relação ao total de barras de atendimento a unidades consumidoras do alimentador com penetração pen de GDFV [kW]

V^0 : Percentual total de tensões fora dos limites em relação ao total de barras de atendimento a unidades consumidoras do alimentador sem GDFV (penetração igual a zero) [kW]

Para cada nível de penetração, um novo valor de ΔV^{pen} é calculado.

5.4.4.4 Resumo

Depois de realizados todos os cálculos explicitados anteriormente, tem-se como resultado uma tabela com todos os impactos causados pela GDFV para determinada política de incentivo em todos os níveis de penetração (Tabela 5.5).

Tabela 5.5 – Impactos da GDFV para cada nível de penetração.

Penetração	Perdas [kWh]	Capacidade [kW]	Tensão [%]
0%	-	-	-
10%	$\Delta P^{10\%}$	$\Delta Cap^{10\%}$	$\Delta V^{10\%}$
20%	$\Delta P^{20\%}$	$\Delta Cap^{20\%}$	$\Delta V^{20\%}$
30%	$\Delta P^{30\%}$	$\Delta Cap^{30\%}$	$\Delta V^{30\%}$
40%	$\Delta P^{40\%}$	$\Delta Cap^{40\%}$	$\Delta V^{40\%}$
50%	$\Delta P^{50\%}$	$\Delta Cap^{50\%}$	$\Delta V^{50\%}$
60%	$\Delta P^{60\%}$	$\Delta Cap^{60\%}$	$\Delta V^{60\%}$
70%	$\Delta P^{70\%}$	$\Delta Cap^{70\%}$	$\Delta V^{70\%}$
80%	$\Delta P^{80\%}$	$\Delta Cap^{80\%}$	$\Delta V^{80\%}$
90%	$\Delta P^{90\%}$	$\Delta Cap^{90\%}$	$\Delta V^{90\%}$
100%	$\Delta P^{100\%}$	$\Delta Cap^{100\%}$	$\Delta V^{100\%}$

Nota-se, no entanto, que cada impacto é valorado em uma unidade de grandeza distinta, o que dificulta a comparação entre eles. Por exemplo, considere-se que tenham sido obtidos os seguintes resultados para um nível de penetração qualquer:

- Cenário A: Política do tipo *feed in*
 - Redução de perdas em 500 kWh/dia
 - Diminuição da potência máxima demandada em 1 kW e
 - Nenhuma variação significativa no percentual de tensões fora dos limites regulatórios

- Cenário B: Política do tipo *net metering*
 - Redução de perdas em 200 kWh/dia
 - Diminuição da potência máxima demandada em 3 kW e

- Nenhuma variação significativa no percentual de tensões fora dos limites regulatórios

Nesse caso, um cenário no qual seja adotado um esquema do tipo *feed in* levaria à maior redução nas perdas, por outro lado, um cenário distinto, caracterizado por uma política de *net metering*, propiciaria benefícios mais significativos em relação à potência de pico do alimentador. Assim, não seria possível avaliar qual política de incentivos à GDFV maximiza os benefícios na rede.

Com o objetivo de sanar esse problema, a seção seguinte propõe formas de monetização dos impactos da GDFV, de modo que as políticas de incentivo que deram origem àqueles conjuntos de impactos possam ser comparadas.

5.5 COMPARAÇÃO ENTRE OS IMPACTOS

Os impactos da GDFV nas redes calculados pelo fluxo de potência nas diversas simulações de Monte Carlo são grandezas físicas expressas cada uma em uma unidade diferente, impossibilitando a comparação direta entre elas. É necessário, por conseguinte, transformá-las em algo que permita sua comparação de modo que as demais análises possam ser realizadas. Uma das formas de se fazer essa transformação seria por meio do uso de pesos para cada um dos impactos, ponderando-os conforme valores subjetivamente indicados por tomadores de decisão. Em que pese ser uma análise válida e haver instrumentos (tais como a Análise Hierárquica de Processos) para aumento da robustez desse tipo de procedimento, no caso em tela, há uma forma mais direta e objetiva de ser comparar essas grandezas: valorando os impactos em termos monetários.

5.5.1 Perdas

As perdas calculadas no método proposto estão em termos de energia (kWh) e, portanto, podem ser valoradas pelo preço da energia elétrica comprada pela distribuidora ou pela tarifa de energia paga pelos seus consumidores. Lamin (2013), ao calcular os benefícios de redução de perdas técnicas devidos à implementação de redes inteligentes, explica que a “*redução de*

perdas técnicas reflete em economia de compra de energia pelas distribuidoras” e, por esse motivo, valora os impactos nas perdas técnicas pelo preço médio de compra de energia pelas distribuidoras. Esse preço tem como referência o Custo Marginal de Operação – CMO que, por sua vez, é determinado pela EPE pelo Custo Marginal de Expansão e, atualmente, equivaleria a R\$ 112,00/MWh (EPE, 2014b).

Entretanto, o trabalho realizado por Lamin (2013) monetiza as perdas técnicas de maneira uniforme para todo o país, enquanto que o presente trabalho adota valores específicos por distribuidora (tanto os dados dos alimentadores, quanto das curvas de carga e da irradiação solar local). Assim sendo, optou-se neste trabalho por valorar o impacto da GDFV nas perdas técnicas pelo custo atualizado do *mix* de compra de energia da distribuidora local. Para o caso da CEB, o preço do *mix* de compra utilizado no reajuste tarifário de 2015 atualizado para julho de 2016 é de R\$ 183,76/MWh²⁷ (ANEEL, 2015c).

Não se pode, porém, simplesmente multiplicar o valor de redução (ou aumento) de perdas causadas pela GDFV pelo *mix* de energia, uma vez que essa diminuição (ou acréscimo) nas perdas perdurará enquanto a geração estiver em operação. Assim sendo, adotou-se uma vida útil de 25 anos para os sistemas solares fotovoltaicos. O valor final das perdas, em reais, para cada nível de penetração é então calculado conforme equação (5.18).

$$P_{\$}^{pen} = \Delta P^{pen} * CE * n_{dias} * n_{anos} \quad (5.18)$$

Onde:

$P_{\pen – Impacto financeiro da GDFV relativo às perdas de energia elétrica no alimentador para cada nível de penetração *pen* [R\$]

ΔP^{pen} : Variação nas perdas diárias de energia elétrica ativa no alimentador [kWh/dia]

CE: Custo do *mix* de compra de energia da distribuidora [R\$]

n_{dias} : Quantidade de dias para os quais a análise está sendo realizada (365 dias²⁸)

n_{anos} : Quantidade de anos para os quais a análise está sendo realizada (25 anos)

²⁷ O valor originalmente calculado em 2015 do *mix* de compra da CEB é de R\$ 171,24/MWh, atualizados para julho de 2016 com uma inflação anual de 8% a.a.

²⁸ Ressalta-se que a distinção entre dia útil, sábado e domingo já foi considerada quando da escolha das curvas no processo de simulações de Monte Carlo – às curvas relativas a dias úteis foi atribuída uma probabilidade de 5/7 e às de sábado e domingo foi atribuída uma chance de ocorrência de 1/7.

5.5.2 Capacidade

Para determinar as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, a ANEEL utiliza o Custo Marginal de Expansão do Sistema, calculando-os com base nos custos médios das redes. O custo médio, por sua vez, é orçado pelo quociente entre os valores monetários de todos os ativos da distribuidora num determinado nível de tensão e a demanda de potência elétrica ativa no momento de carga máxima do sistema.

Tendo em vista que, por definição, o custo marginal representa o acréscimo de custo para atendimento a um aumento unitário de potência, trata-se de um bom quantificador para determinar os ganhos ou benefícios econômicos da GDFV em termos de capacidade da rede. Com efeito, essa mesma grandeza foi utilizada por Leite (2013) para valorar os benefícios referentes à expansão evitada da rede devido à adoção de tarifa horária por consumidores conectados à baixa tensão.

Por estarem diretamente ligados à tipologia das redes e à região onde os consumidores são atendidos, os custos médios, representando os custos marginais de expansão da rede, variam de acordo com cada distribuidora e são calculados e disponibilizados pela ANEEL quando das revisões tarifárias. Nota-se, portanto, que o método não permite especificar exatamente quais obras na rede seriam necessárias para atendimento a uma determinada demanda, mas valora essas obras de maneira generalizada por distribuidora, considerando-se os custos marginais necessários para atendimento a uma potência adicional na rede de baixa e média tensão daquela área de concessão. A Tabela 5.6 apresenta os custos marginais da CEB:

Tabela 5.6 – Custo marginal de expansão das redes de distribuição na área de concessão da CEB. Fonte: (ANEEL, 2012b).

Rede	Custos Médios 2012 (R\$/kW)	Custos Médios atualizados para 2016²⁹ (R\$/kW)
Média Tensão (MT)	268,57	363,05
Baixa Tensão (BT)	212,94	287,85
Total	481,51	650,90

²⁹ Para a valoração do impacto da GDFV na capacidade, foram adotados os dados da CEB de 2012 (momento de sua última revisão tarifária) atualizados para julho de 2016 com uma inflação anual de 8% a.a.

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

Nota-se que aqui não é necessária a valoração anual desses custos, pois uma postergação ou antecipação de investimentos em capacidade dá-se somente uma vez e não se repete anualmente, ao contrário do que acontece no caso das perdas de energia. Portanto, o impacto financeiro referente à postergação ou antecipação de investimentos devido à influência da GDFV na capacidade máxima de potência atendida pelo alimentador é dado:

$$Cap_{\$}^{pen} = \Delta Cap^{pen} * CME \quad (5.19)$$

Onde:

$Cap_{\pen – Impacto financeiro da GDFV relativo à capacidade de atendimento do alimentador para cada nível de penetração pen [R\$]

ΔCap_{AL} – Variação da capacidade máxima (potência máxima em 95% do tempo) devido à presença de GDFV, em kW

CME – Custo Marginal de Expansão da rede, em R\$/kW

5.5.3 Tensão

Uma das formas de valorar o benefício trazido pela GDFV com a melhoria do perfil de tensões seria por meio da análise das obras que seriam necessárias na rede (instalação de reguladores de tensão, transformadores com taps, recondutoramento etc.) para causar o mesmo efeito nas tensões a que os consumidores estão submetidos. Entretanto, esse tipo de avaliação é muito específico e variável.

Alternativamente, pode-se também valorar os impactos da geração no perfil de tensão utilizando-se a compensação que deve ser paga pela distribuidora quando esses níveis estão fora dos limites regulatórios.

No Brasil, o valor dessa compensação é estabelecido pela ANEEL (2014c) com base nos indicadores de Duração Relativa da transgressão de tensões Precária – DRP e Crítica – DRC. Esses indicadores, por sua vez, são determinados com base na relação entre a quantidade de

medições de tensão dentro das faixas consideradas precária e crítica e a quantidade total de medições num determinado período. Para efeitos da norma, essas medições são realizadas em intervalos de 10 minutos durante sete dias. Contudo, no caso deste trabalho, as simulações são horárias ao longo de um período de 24 horas e refeitas para condições diferentes do sistema (curvas de carga, consumo e geração variáveis) até que se obtenha valores com coeficientes de variação abaixo dos limites de erro definidos na Seção 5.4.2.

O cálculo da compensação é dado pela Equação (5.20) (ANEEL, 2014c).

$$Valor = \left[\left(\frac{DRP - DRP_M}{100} \right) \cdot k_1 + \left(\frac{DRC - DRC_M}{100} \right) \cdot k_2 \right] \cdot EUSD \quad (5.20)$$

Onde:

$$k_1 = 0 \text{ se } DRP \leq DRP_M$$

$$k_1 = 3 \text{ se } DRP > DRP_M$$

$$k_2 = 0 \text{ se } DRC \leq DRC_M$$

$$k_2 = 7 \text{ para unidades consumidoras atendidas em BT se } DRC \leq DRC_M$$

$$k_2 = 5 \text{ para unidades consumidoras atendidas em MT se } DRC \leq DRC_M$$

$$k_2 = 3 \text{ para unidades consumidoras atendidas em AT se } DRC \leq DRC_M$$

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

$$DRP_M = 3\%$$

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

$$DRC_M = 0,5\%$$

$EUSD$ = encargo de uso no mês da última medição

No método desenvolvido neste trabalho, a grandeza calculada compreende apenas a quantidade (em %) de tensões que estejam acima ou abaixo dos limites regulatórios, não se dividindo em níveis precários e críticos. Dessa forma, com o intuito de simplificar a análise sem perda de seus resultados, optou-se por utilizar somente a parte relativa ao valor da compensação devido a transgressões do DRP . Esse tipo de simplificação diminui o montante a ser empregado como ponderação e, para tentar contrabalancear esse efeito, uma nova simplificação foi realizada na Equação (5.20), excluindo-se a tolerância de 3% (DRP_M).

Com relação ao *EUSD*, esse encargo é dado pela multiplicação entre a *TUSD* e o consumo da unidade consumidora. A *TUSD* utilizada nos cálculos foi de R\$ 205,24/MWh³⁰. No caso em tela, o consumo seria correspondente à soma dos consumos de todas as unidades conectadas no alimentador (C_{AL}). No método proposto neste trabalho, essa soma pode ser utilizada, uma vez que ela é mantida constante em todas as simulações, conforme apresentado no item 5.4.3.2.

A partir dessas simplificações, a valoração do impacto da GDFV no perfil das tensões pode então ser calculada pela equação (5.21).

$$V_{\$}^{pen} = \Delta V_{AL} * k_1 * TUSD * C_{AL} \quad (5.21)$$

Onde:

$V_{\pen – Impacto financeiro da GDFV relativo ao perfil de tensões no alimentador para cada nível de penetração *pen* [R\$]

ΔV_{AL} : Variação do índice de tensões fora dos limites [%]

$k_1 = 3$

TUSD: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição [R\$/kWh]

C_{AL} : Consumo mensal total do alimentador [kWh]

5.5.4 Resumo

Depois de realizados todos os cálculos explicitados, tem-se como resultado uma tabela semelhante à 5.5 para cada tipo de política estudada (Tabela 5.7).

³⁰ TUSD de R\$ 191,26/MWh, calculada pela ANEEL em 2015 e atualizada para julho 2016 considerando-se uma taxa de 8% a.a.

Tabela 5.7 – Impactos financeiros da GDFV para cada nível de penetração.

Penetração	Perdas [kWh]	Capacidade [kW]	Tensão [%]
0%	-	-	-
10%	$P_{\$}^{10\%}$	$Cap_{\$}^{10\%}$	$V_{\$}^{10\%}$
20%	$P_{\$}^{20\%}$	$Cap_{\$}^{20\%}$	$V_{\$}^{20\%}$
30%	$P_{\$}^{30\%}$	$Cap_{\$}^{30\%}$	$V_{\$}^{30\%}$
40%	$P_{\$}^{40\%}$	$Cap_{\$}^{40\%}$	$V_{\$}^{40\%}$
50%	$P_{\$}^{50\%}$	$Cap_{\$}^{50\%}$	$V_{\$}^{50\%}$
60%	$P_{\$}^{60\%}$	$Cap_{\$}^{60\%}$	$V_{\$}^{60\%}$
70%	$P_{\$}^{70\%}$	$Cap_{\$}^{70\%}$	$V_{\$}^{70\%}$
80%	$P_{\$}^{80\%}$	$Cap_{\$}^{80\%}$	$V_{\$}^{80\%}$
90%	$P_{\$}^{90\%}$	$Cap_{\$}^{90\%}$	$V_{\$}^{90\%}$
100%	$P_{\$}^{100\%}$	$Cap_{\$}^{100\%}$	$V_{\$}^{100\%}$

Tendo em vista que todos os resultados referentes aos impactos da GDFV apresentados na Tabela 5.7 estão em unidades monetárias, eles podem ser simplesmente somados para obtenção do impacto total de geração solar para cada nível de penetração.

Cumprе ressaltar que este trabalho cuidou para que todas as variáveis utilizadas fossem devidamente tratadas com valores estatísticos de modo a trazer maior robustez aos resultados encontrados. Logo, a utilização de valores fixos com o intuito de transformar os impactos em quantias financeiras poderia comprometer essa robustez. Tendo em vista que esses valores atuam como se fossem “pesos” utilizados para ponderar cada um dos impactos calculados, de modo a garantir a manutenção da robustez do método, uma análise de sensibilidade desses pesos torna-se necessária e será, portanto, descrita na seção seguinte.

5.6 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Na análise do impacto regulatório da escolha de uma determinada política frente a outra, é necessário comparar políticas diferentes por meio de uma base comum. Essa comparação entre políticas torna-se possível com a transformação dos impactos calculados em termos técnicos para valores monetários, conforme equações da seção 5.5. As variáveis utilizadas no cálculo dos impactos técnicos são submetidas a simulações de Monte Carlo, adotando-se um rigor estatístico que torna prescindível a realização de análises de sensibilidade quanto a esses dados

de entrada do método proposto. Todavia, na transformação das grandezas técnicas resultantes em valores monetários, são utilizados valores fixos, quais sejam:

- 1) Para transformação dos impactos da GDFV nas perdas em termos de energia (kWh) para valores monetários, utiliza-se o custo atualizado do *mix* de compra de energia da distribuidora local (*CE*);
- 2) Na monetização do impacto da geração na capacidade do sistema (kW), adota-se o Custo Marginal de Expansão da rede (*CME*); e
- 3) O efeito da GDFV nas tensões do alimentador é valorado pelo custo da compensação paga pela distribuidora em virtude da transgressão dos limites regulatórios, que por sua vez é calculada pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (*TUSD*).

Cada um dos preços utilizados para fins de monetização dos impactos da GDFV é passível de questionamento. Por exemplo, as perdas poderiam ser valoradas alternativamente pelo custo final da energia ao consumidor e a melhoria no perfil de tensões poderia receber um valor mais alto, tendo em vista que o custo da compensação refletiria apenas o custo de oportunidade visto pela distribuidora quanto à utilização do recurso para melhoria no perfil de tensões frente a qualquer outro investimento.

Nesse sentido, propõe-se, adicionalmente às análises realizadas, a adoção de uma ferramenta que permita avaliar variações do resultado final frente a alterações nos parâmetros adotados para transformação dos resultados do algoritmo em valores financeiros. Para tanto, optou-se por utilizar o método da variação de cada parâmetro por vez (One Factor At a Time – OFAT). Esse método possui vantagens frente a outras formas mais complexas de análise de sensibilidade, destacando-se sua simplicidade, robustez e confiabilidade dos resultados. Ressalta-se ainda que, tendo em vista que o modelo de transformação das quantias físicas em valores monetários é linear – equações (5.18), (5.19) e (5.21) – o método OFAT mostra-se como uma boa ferramenta para avaliar a relativa importância dos parâmetros de entrada (Saltelli et al., 2006).

5.7 DEMAIS HIPÓTESES ADOTADAS

A seguir, apresenta-se uma listagem das hipóteses adotadas neste trabalho:

- a) Na análise de cenários de inserção de geração distribuída, o tamanho dos sistemas solares que serão instalados pelos consumidores é fortemente influenciado pelo tipo de regulamentação adotado naquela região, conforme abordado no Capítulo 4. Por exemplo, caso a regulamentação adote o mecanismo do *net metering*, os consumidores serão incentivados a instalarem geração de tamanho proporcional ao seu consumo. Por outro lado, se fosse adotado um modelo de tarifa *feed in* com tarifas mais atrativas para sistemas de potência inferior a 5 kW, os consumidores instalariam sistemas com potência menor ou igual a 5 kW. Contudo, é necessário também ter em mente que os ganhos de escala advindos da instalação de sistemas maiores desempenham um papel importante na determinação do tamanho. Sob essa perspectiva, um consumidor sujeito a *net metering* instalaria idealmente um sistema que conseguisse gerar exatamente a quantidade máxima de energia consumida no mês³¹, ao passo que o consumidor sujeito à tarifa *feed in* mencionada acima instalaria um sistema de exatos 5 kW. Assim sendo, optou-se neste trabalho por adotar a hipótese de que, quando submetidos a determinada regulamentação, os consumidores que respondessem a esse estímulo (instalando GDFV), instalariam sistemas que maximizassem seus ganhos de escala;

- b) Em estudos que visam a estabelecer limites de penetração, eventuais restrições à instalação de sistemas solares relacionados à área física disponível ou a sombreamentos artificiais na região são importantes no desenvolvimento correto do método. Tendo em vista que o presente método não objetiva estipular níveis máximos de penetração de GDFV – mas sim comparar, para um dado nível de penetração, qual forma de incentivo regulatório amplia os potenciais benefícios da geração solar na rede elétrica – as restrições geográficas não foram consideradas;

³¹ Aqui, faz-se referência a modelos gerais de *net metering*, nos quais não há um valor mínimo de energia a ser faturado, independente do quanto foi consumido ou gerado. No caso do Brasil, a existência do Custo de Disponibilidade do Sistema faz com que os consumidores instalem idealmente sistemas que gerariam um pouco menos do que todo o montante de energia consumido pelas unidades consumidoras.

- c) Os alimentadores são radiais, trifásicos, balanceados, sem reguladores e com tensão na barra de referência (barra da subestação) definida em 1 p.u.;
- d) As cargas são representadas no modelo de potência constante, com fator de potência fixo em 0,92 indutivo e a geração solar fotovoltaica é implementada com fator de potência unitário. O limite de 0,92 escolhido para as cargas tem como fundamento os valores de referência adotados pela Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010 (ANEEL, 2010). Ressalta-se porém que a extrapolação desse limite não implica, desde 2013, em cobranças adicionais aos consumidores conectados em baixa tensão. Com relação ao fator de potência unitário adotado para as unidades de geração, pressupõe-se que o consumidor instalaria o sistema que mais lhe beneficie economicamente e, tendo em vista a inexistência de incentivos para provisão de reativos por micro e minigeração distribuída, os sistemas aproveitariam toda sua capacidade para produção de energia ativa;
- e) Considera-se, para todas as usinas solares fotovoltaicas, uma eficiência do sistema (*Performance Ratio*) de 80%. Nesse valor, estão incluídas perdas por sujeiras, sombreamentos e efeito Joule nos cabos;
- f) As análises são realizadas para cada alimentador independentemente. Na hipótese de haver recursos de manobra disponíveis, cada configuração do alimentador deve ser avaliada separadamente para se determinar os impactos da GDFV em cada caso;
- g) Existem diversas formas de definição de penetração de GDFV. No presente trabalho, considera-se o nível de penetração de geração distribuída solar fotovoltaica como sendo a relação entre a energia total gerada e a energia total consumida, conforme Eq. (5.6);
- h) Nas simulações de fluxo de potência para diferentes níveis de penetração, optou-se por não modificar os patamares de consumo das unidades consumidoras entre um nível de penetração e outro. Não se trata aqui de uma análise ao longo do tempo e, conseqüentemente, não são considerados os crescimentos vegetativos das cargas, pois

o aumento da energia consumida pelas cargas teria impacto contrário ao do aumento da energia gerada no nível de penetração;

- i) Ainda pelo fato de a determinação dos impactos em termos técnicos não se tratar de uma análise no tempo, não foram consideradas eventuais reduções na energia gerada pelos painéis devido à sua degradação;
- j) Ressalta-se, todavia, que a contabilização financeira dos impactos tem uma influência temporal (considera-se que esses efeitos perdurariam durante toda a vida útil do equipamento). Para esse caso, considerou-se que a redução da geração ao longo do tempo devido à degradação dos painéis seria equivalente à energia ainda gerada depois de terminada a vida útil (energia residual). Dessa forma, esses valores se anulariam, não sendo necessária sua contabilização;
- k) Para permitir verificar a influência da GDFV nas perdas, na capacidade e no perfil de tensões, é necessário que o consumo total das unidades consumidoras seja constante. Assim, a soma de todos os consumos é sempre a mesma em todas as simulações. Isso porque, havendo diminuição ou aumento no consumo, as grandezas do circuito (perdas, capacidade e tensão) também seriam modificadas, mas não pelo aumento da GDFV e, sim, pela modificação no consumo do alimentador. Dessa forma, não seria possível comparar duas simulações nas quais os consumos totais fossem diferentes.

5.8 ALIMENTADOR UTILIZADO PARA TESTE DO MÉTODO

O método foi projetado para aplicação em alimentadores reais de média e baixa tensão. Contudo, com o objetivo de testar a eficácia do método proposto e demonstrar didaticamente as nuances de seu funcionamento, foram realizadas adaptações para sua aplicação em um alimentador simplificado.

O alimentador projetado para esta análise é composto por três barras e duas unidades consumidoras: uma com característica residencial e outra com perfil comercial, conforme ilustrado na Figura 5.10.

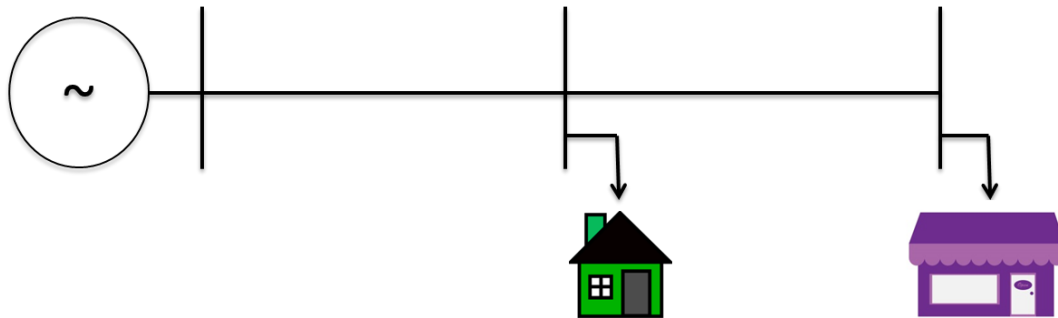


Figura 5.10 – Representação do alimentador simplificado utilizado para teste do método proposto.

A barra mais próxima à subestação é utilizada como referência com uma tensão constante definida em 1 pu. As barras das cargas são conectadas por dois segmentos de rede que compõem o alimentador e possuem características similares (resistência de $1,2 \Omega$ e reatância indutiva de $0,7 \Omega$). A representação técnica do alimentador é mostrada na Figura 5.11.

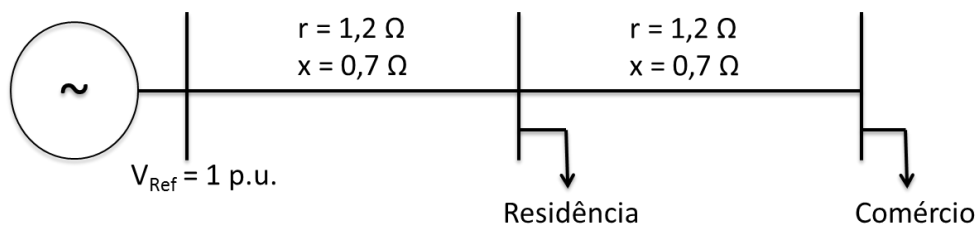


Figura 5.11 – Dados do alimentador simplificado utilizado nas simulações.

Tendo em vista o objetivo didático da aplicação do método ao alimentador simplificado, optou-se por realizar a comparação de duas das políticas definidas na seção 5.3 e os dados estabelecidos na seção 5.4.3.

5.8.1 Ajustes no método para aplicação no alimentador simplificado

5.8.1.1 Ajustes nos cenários

A forma como a GDFV se instalará depende do tipo de incentivo regulatório adotado. Assim, optou-se por analisar, neste exemplo, as duas principais políticas de incentivos à GDFV abordadas no Capítulo 2: tarifa *feed in* e *net metering*.

Nesse caso, o tamanho da GDFV no cenário da tarifa *feed in* é fixo (depende apenas do nível de penetração e não varia com o consumo das unidades consumidoras). Já para computação do cenário em que a política de incentivo é do tipo *net metering*, o tamanho da GDFV é proporcional ao patamar de carga da residência e do comércio.

Uma vez escolhidas as formas de incentivo regulatório que serão objeto de comparação e também definida a maneira como essa política influenciará na instalação de GDFV, passa-se então à determinação dos impactos da geração solar para cada uma das duas políticas em todos os níveis de penetração. Esses valores são abordados na seção seguinte.

5.8.1.2 Ajustes nos dados para cálculo dos impactos da GDFV

I. Níveis de Penetração

O método inicia-se sem nenhuma GDFV para que sejam determinadas as condições iniciais do sistema. Mesmo para esse sistema com penetração igual a zero, a adoção das simulações de Monte Carlo é necessária, pois existem patamares de consumo e curvas de carga diversas e com probabilidades de ocorrência específicas.

Depois de calculadas as grandezas (perdas, capacidade e tensão) para o caso sem GDFV, o nível de penetração é aumentado em 10 pontos percentuais e o algoritmo demonstrado na Figura 5.2 (fluxograma) é refeito. Aumentos sucessivos nos níveis de penetração são realizados até que se chegue a 100% de penetração (nesse cenário, o saldo líquido de energia no

alimentador é zero – à exceção das perdas – pois a energia total gerada pela GDFV é igual à energia total consumida).

Com o intuito de facilitar a análise, os dados referentes a níveis de penetração próximos foram agrupados em baixa, média e alta penetração, conforme Tabela 5.1.

II. Simulações de Monte Carlo

De acordo com o método proposto, ao final de cada simulação o *software* calcula os valores dos Coeficientes de Variação das perdas, da capacidade e da tensão. De acordo com as definições da Seção 5.4.2, a partir do momento em que esse coeficiente for menor que 1% para todos os impactos calculados ou quando o número de simulações for maior ou igual a 3.000, o programa para de realizar simulações para aquele nível de penetração.

Definidas as condições de contorno do método, passa-se então ao estabelecimento dos dados de entrada: patamares de consumo, curvas de carga e irradiação solar.

III. Dados

Esta seção descreve todos os dados necessários para as análises de fluxo de potência probabilístico do método. A lista de todas as variáveis utilizadas nos estudos é exposta na Tabela 5.8. As subseções seguintes tratam de definir detalhadamente cada um desses dados de entrada do algoritmo.

Tabela 5.8 – Variáveis utilizadas nos estudos.

Dados de Consumo	Consumo total do alimentador
	Patamar de consumo das instalações
	Curva de carga das instalações
Dados de Geração	Radiação Solar

a) Consumo total do alimentador

Considerou-se um consumo mensal total fixo de 2.500 kWh, mantido constante em todas as simulações de Monte Carlo e em todos os níveis de penetração. Assim, quando se comparam, por exemplo, as perdas de energia elétrica do caso no qual não haja GDFV (penetração igual a zero) com outro cenário no qual se tenha uma penetração de 10%, a energia total que flui pelos segmentos será, evidentemente, alterada. Contudo, o consumo total das unidades conectadas ao alimentador permanece inalterado. Assim, é possível comparar qual foi a influência da introdução da GDFV na modificação das perdas nos segmentos do alimentador.

b) Patamar de consumo das instalações

Em um sistema real, a probabilidade de os consumidores possuírem determinados patamares de consumo mensal segue distribuições estatísticas uniformes conforme tratado na Seção 5.4.3.2. Assim, para cada distribuidora, é possível elaborar uma tabela semelhante à Tabela 5.9, reproduzida a seguir (Daimon, 2012).

Tabela 5.9 – Probabilidade de consumo de energia elétrica pelas unidades consumidoras comerciais e residenciais no Distrito Federal. Dados provenientes de (Daimon, 2012).

Residencial			Comercial		
Faixa de Consumo (kWh)	Consumo Médio (kWh)³²	Probabilidade (%)	Faixa de Consumo (kWh)	Consumo Médio (kWh)	Probabilidade (%)
0-79	50,56	14,9%	0-500	165,49	75,1%
79-220	147,20	50,3%	501-1.000	755,60	10,6%
221-500	331,75	30,0%	1.000-5.000	2.551,12	11,7%
501-1.000	699,08	4,0%	5.000-10.000	8.356,05	1,9%
> 1.000	2.310,17	0,8%	>10.000	30.203,53	0,8%

Para o sistema simplificado objeto deste capítulo, optou-se por definir patamares de consumo distribuídos em apenas dois níveis, segundo Tabela 5.10.

³² Valores calculados com base no consumo e na quantidade de unidades consumidoras pertencentes a cada faixa de consumo.

Tabela 5.10 – Probabilidade de consumo de energia elétrica pelas unidade consumidora residencial do alimentador simplificado.

Residência			Comércio		
Faixa de Consumo (kWh)	Consumo Médio (kWh)	Probabilidade (%)	Faixa de Consumo (kWh)	Consumo Médio (kWh)	Probabilidade (%)
0-500	300	60%	0-2.000	1.800	40%
500-1.000	700	40%	2.000-4.000	2.200	60%

Conforme já mencionado, a soma do consumo mensal das unidades consumidoras conectadas ao alimentador simplificado deve ser constante e foi definida em 2.500 kWh. Assim, caso, na simulação, seja adotado o consumo de 300 kWh na residência, o patamar de consumo mensal do comércio será, necessariamente, de 2.200 kWh.

c) Curva de carga das instalações

De maneira semelhante aos patamares de consumo, há, para cada distribuidora, um conjunto de curvas de carga típicas que podem ser atribuídas às suas unidades consumidoras, conforme discorrido na Seção 5.4.3.1.

Para o caso simplificado, serão adotadas apenas duas curvas de carga para as residências, uma com probabilidade de ocorrência de 30% e outra com os 70% restantes. A Figura 5.12 mostra o perfil dessas curvas.

Nota-se que todas as curvas estão padronizadas para representarem um consumo unitário. Assim, o consumo horário de cada unidade consumidora é dado pela multiplicação dessas curvas padronizadas pelo patamar de consumo.

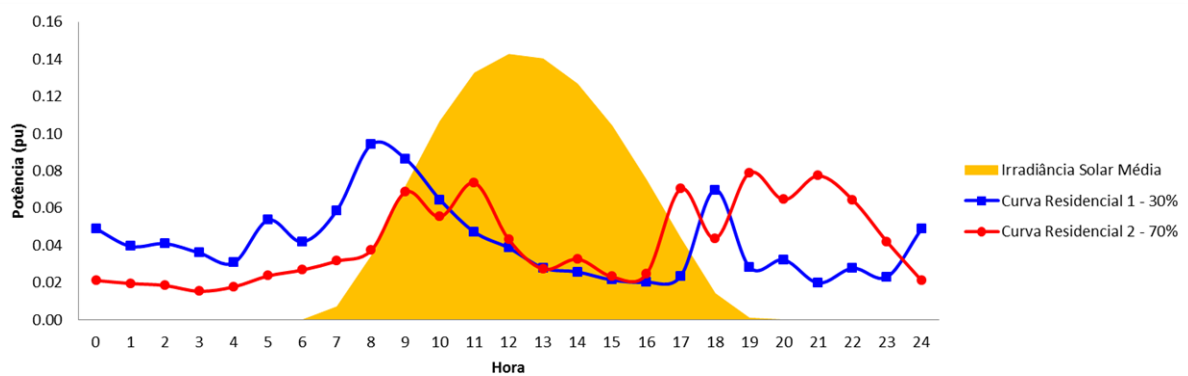


Figura 5.12 – Curvas de carga possivelmente atribuíveis à unidade consumidora residencial do alimentador simplificado.

À unidade consumidora com perfil tipicamente comercial, foram atribuídas duas outras curvas de carga: uma com consumo concentrado no horário comercial e outra com consumo disperso ao longo do dia e um leve pico no início da noite (Figura 5.13). Atribuiu-se uma probabilidade de ocorrência de 60% para uma das curvas e de 40% para a outra. Essas curvas foram selecionadas a partir de curvas reais obtidas por meio de campanhas de medidas na CEB.

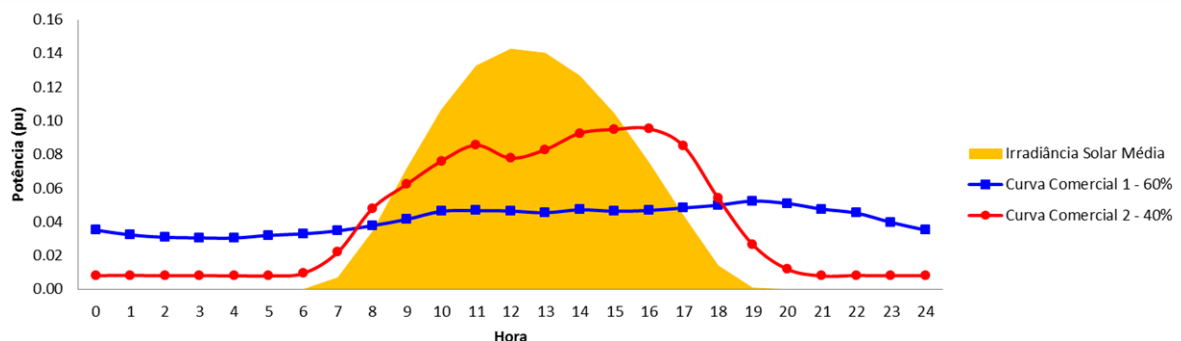


Figura 5.13– Curvas de carga possivelmente atribuíveis à unidade consumidora comercial do alimentador simplificado.

d) Radiação Solar

Considerou-se que a radiação solar no local obedeceria, em cada ponto da curva, uma distribuição normal, com média representada pela curva laranja da Figura 5.14 e desvio padrão representado pelas barras amarelas.

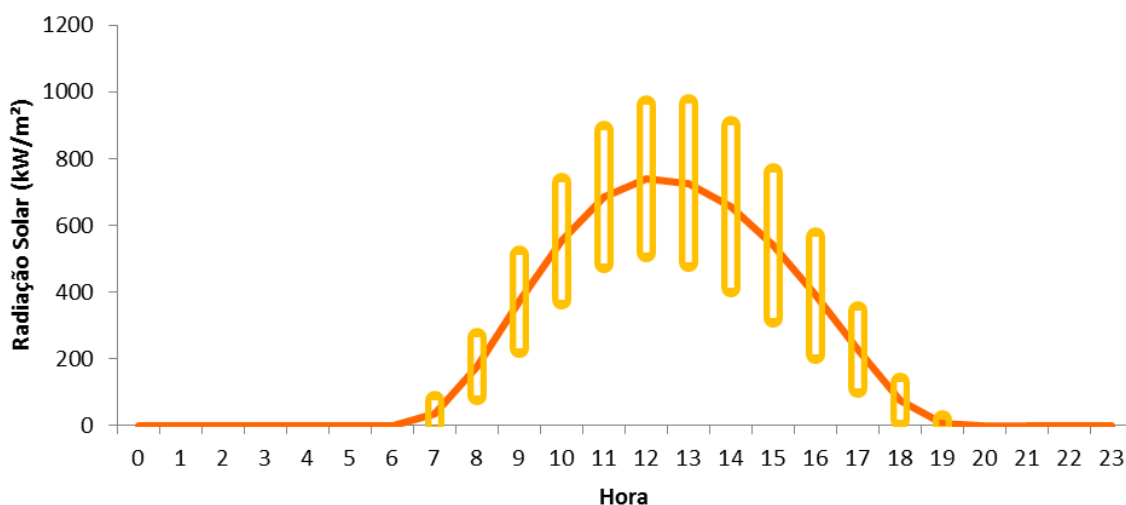


Figura 5.14 – Média e desvios padrão da radiação solar fotovoltaica no Distrito Federal. Dados provenientes de (INMET, 2015).

Destaca-se que, para cada ponto, o valor mínimo não seria simplesmente a diferença entre a média e o desvio, mas sim qualquer valor dentro de uma distribuição normal que siga esses patamares (podendo, inclusive, ser zero). Adicionalmente, considerou-se que a radiação solar incidente sobre as duas unidades consumidoras seria equivalente num mesmo horário. Para alimentadores curtos, essa suposição é realística, mas, em locais nos quais as cargas estejam fisicamente distantes umas das outras, há possibilidade de que a irradiância sofra variações.

5.9 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O método proposto agrega, de maneira robusta e com fundamentos estatísticos, diversos dados e procedimentos necessários à determinação dos impactos da GDFV em redes de distribuição de energia elétrica. Dada a complexidade do sistema, antes de se partir para sua aplicação em um alimentador real, optou-se por apresentar uma avaliação detalhada do emprego do método em um alimentador simplificado, de modo a testar o algoritmo proposto. Os resultados dessa análise são apresentados no Capítulo 6. Em seguida, nesse mesmo Capítulo, apresentam-se também os resultados da aplicação do método em um alimentador real.

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

6.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo apresenta os resultados da aplicação do método proposto no capítulo 5 a um alimentador simplificado e a um alimentador completo, permitindo quantificar os impactos causados pela GDFV quando inserida em conformidade com diferentes tipos de políticas de incentivo e, a partir daí, comparar essas políticas.

6.2 RESULTADOS DA APLICAÇÃO DO MÉTODO AO ALIMENTADOR SIMPLIFICADO

6.2.1 Dados gerais das simulações

O método foi aplicado ao alimentador definido na seção 5.8, adotando-se, como critério de parada para as simulações, um CV de 1% ou o alcance do limite de menos de 3.000 simulações por nível de penetração. A quantidade total de simulações realizadas em cada nível de penetração é exibida na Tabela 6.1. O tempo computacional total gasto, utilizando um equipamento com processador de 2,27 GHz e 6 GB de memória RAM, foi de 309 minutos.

Tabela 6.1 – Número de simulações realizadas por nível de penetração.

Penetração	<i>Feed in</i>	<i>Net metering</i>
0%	2556	2528
10%	2999	2999
20%	2999	2618
30%	2403	1840
40%	1749	1275
50%	1342	1190
60%	1432	1631
70%	1435	2434
80%	2177	2999
90%	2921	2999
100%	2999	2999

A título exemplificativo, os coeficientes de variação finais para cada uma das três grandezas avaliadas para as simulações de *net metering* são apresentados na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Coeficientes de variação por nível de penetração para as simulações do *net metering*.

Penetração	Coeficientes de Variação		
	Perdas	Capacidade	Tensão
0%	0,53%	0,35%	1,00%
10%	0,43%	0,26%	1,01%
20%	0,38%	0,24%	1,00%
30%	0,35%	0,27%	1,00%
40%	0,33%	0,30%	1,00%
50%	0,44%	0,32%	1,00%
60%	0,54%	0,38%	1,00%
70%	0,55%	0,43%	1,00%
80%	0,58%	0,46%	1,04%
90%	0,62%	0,46%	1,08%
100%	0,64%	0,44%	1,06%

Observa-se, da Tabela 6.2, que, nos casos em que o número de simulações atingiu o limite máximo (2.999 simulações), o CV de algum dos impactos permaneceu ligeiramente superior a 1%. Nesses casos, o ganho que se obteria pela redução do erro a menos de 1% não compensaria o esforço computacional necessário, uma vez que, nesse exemplo, para redução do CV de Tensão em 0,1% (de 1,1% para 1,0%) seriam necessárias mais de 400 simulações adicionais.

O valor dos CV apresentados na Tabela 6.2 representam os erros de medidas. Isso significa que, caso a diferença entre os impactos calculados sob duas políticas distintas fosse menor que o CV, então não haveria diferença estatisticamente válida entre os impactos causados por essas duas políticas. Considere, por exemplo, a redução nas perdas de energia elétrica em virtude da presença de GDFV num nível de penetração de 10% (CV igual a 0.53% na Tabela 6.2). Considere ainda que, neste exemplo, as perdas seriam reduzidas em 100 kWh quando a GD se instalasse sob uma política de *net metering* e que, caso a política fosse do tipo tarifa *feed in*, essa redução seria de 100.50 kWh. Nesse caso, tendo em vista que a diferença na redução de perdas é menor que o erro dos cálculos (CV de 0.53%), então se consideraria que essas duas políticas causam redução nas perdas em grau equivalente (sem diferença estatisticamente válida).

6.2.2 Definição dos Cenários

A potência total de GDFV que resultaria em 100% de penetração (GD_{Max}) é dada pela Equação (5.1), transcrita a seguir:

$$GD_{Max} = \frac{CT * k}{PR * n_{dias} * Irr}$$

Onde:

CT : Consumo total mensal do alimentador (2.500 kWh)

k : Constante solar na superfície terrestre, definida em 1 kW/m²

PR : *Performance Ratio*, definida em 80%

n_{dias} : Número de dias em um mês (30 dias)

Irr : Irradiação local obtida de NREL (2015a) (5,177 kWh/m²/dia)

Substituindo-se os valores na equação, obtém-se:

$$GD_{Max} = \frac{2.500 * 1}{0,8 * 30 * 5,177} = 20,12 \text{ kW}$$

Assim, a GD_{Pen} pode ser determinada por intermédio da Equação (5.2):

$$GD_{Pen} = 10\% * 20,12 = 2,012 \text{ kW}$$

Nesse caso simplificado, considerou-se um valor arredondado de GD_{Pen} igual a 2 kW para um nível de penetração de 10%³³.

No cenário em que a política adotada for a tarifa *feed in*, a quantidade de GDFV a ser instalada nas diferentes unidades consumidoras do alimentador para que seja obtido um determinado nível de penetração (GD_{Pen}) será igualmente dividida entre as duas unidades consumidoras. Já para realizar as simulações do sistema de *net metering*, o valor da GD_{Pen} será calculado proporcionalmente ao consumo de cada unidade consumidora.

³³ Apesar do arredondamento no tamanho total da GDFV, essa aproximação não interfere no algoritmo, no qual é calculada, para cada simulação, a efetiva penetração. Esse nível de penetração computado considera a potência realmente instalada em cada simulação de Monte Carlo (uma vez que a variação da GDFV também influencia na quantidade de energia gerada em cada simulação e, portanto, no nível de penetração).

Por exemplo, nas simulações de 10% de penetração nas quais a residência tenha sido modelada com um consumo de 300 kWh³⁴ e o comércio tenha um patamar de carga de 2.200 kWh mensais, o tamanho da GDFV adotado para cada uma das duas unidades consumidoras em cada uma das políticas é dado por (Tabela 6.3):

Tabela 6.3 – Tamanho da GDFV em cada um dos cenários para cada patamar de consumo.

Política de incentivo	Tamanho da GDFV (kW)		
	Residência (300 kWh)	Comércio (2.200kWh)	Total (2.500 kWh)
<i>Feed in</i>	1,00	1,00	2,00
<i>Net metering</i>	0,24	1,76	2,00

Nas simulações nas quais o consumo da residência tenha sido de 700 kWh e o do comércio, de 1800 kWh, a distribuição da GDFV para um patamar de penetração de 10% é de (Tabela 6.4):

Tabela 6.4 – Tamanho da GDFV em cada um dos cenários para cada patamar de consumo.

Política de incentivo	Tamanho da GDFV (kW)		
	Residência (700 kWh)	Comércio (1.800 kWh)	Total (2.500 kWh)
<i>Feed in</i>	1,00	1,00	2,00
<i>Net metering</i>	0,56	1,44	2,00

Observa-se que, adotando esse procedimento, o tamanho da GDFV no cenário da *Tarifa feed in* não varia com o consumo das unidades consumidoras e, por outro lado, quando a política de incentivo for do tipo *net metering*, o tamanho da GDFV tem relação direta com o patamar de carga da residência e do comércio. Esse comportamento se baseia nas evidências levantadas no Capítulo 4.

A Tabela 6.5 apresenta a quantidade total de GDFV (em termos de potência) que foi inserida no alimentador em cada nível de penetração para se atingir aquele nível. Esses valores são constantes, ou seja, independem da política em análise (*net metering* ou *feed in*) e foram calculados de acordo com as equações (5.1) e (5.2).

³⁴ Conforme explicado na Seção b), a probabilidade de a residência ter um consumo de 300 kWh é de 60% e a probabilidade de seu consumo ser de 700 kWh é de 40%.

Tabela 6.5 – Potência total de GDFV instalada em cada nível de penetração.

Penetração	Potência Total (kW)
0%	0
10%	2
20%	4
30%	6
40%	8
50%	10
60%	12
70%	14
80%	16
90%	18
100%	20

6.2.3 Cálculo dos impactos

6.2.3.1 Perdas

Após aplicação do fluxograma apresentado na Figura 5.2, foram obtidas as perdas diárias totais no alimentador em cada nível de penetração (P^{Pen}), conforme definições da Seção 5.4.4.1. Esses dados são mostrados na Tabela 6.6 e, de forma a proporcionar melhor visualização, apresenta-se também o gráfico com esses valores (Figura 6.1).

Tabela 6.6 – Perdas diárias de energia elétrica no alimentador simulado para política do tipo *net metering*.

Penetração	Perdas Diárias – P^{Pen} [kWh]
0%	3,93
10%	3,25
20%	2,73
30%	2,40
40%	2,20
50%	2,15
60%	2,24
70%	2,45
80%	2,78
90%	3,21
100%	3,80

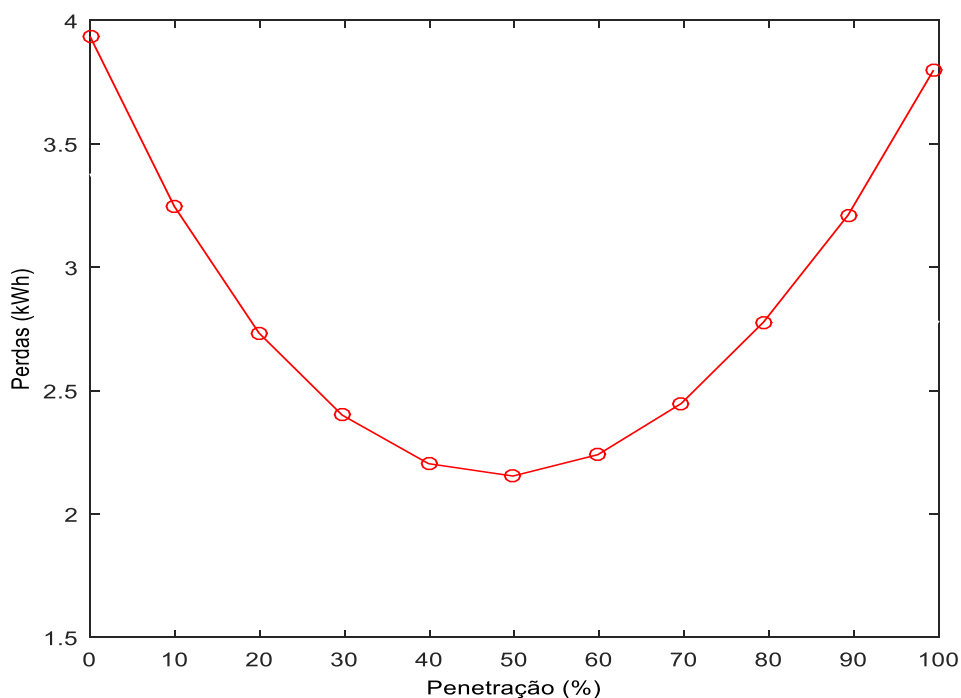


Figura 6.1 – Perdas diárias no alimentador em função do nível de penetração de GDFV obtidas quando da inserção de GDFV sob uma política de *net metering*.

Na obtenção desses dados, as variáveis referentes ao patamar de consumo, às curvas de carga e à irradiação solar foram consideradas como incertas (natureza probabilística) de acordo com o método proposto. Se, porventura, fossem considerados apenas os valores médios, apresentados na Tabela 6.7, as perdas obtidas seriam bastante diferentes daqueles apresentados na Figura 6.1. A comparação dessas perdas com aquelas obtidas pela aplicação do método estatístico é demonstrada na Figura 6.2.

Tabela 6.7 – Resumo comparativo das variáveis utilizadas no método proposto juntamente com seus valores médios.

Variável	Método Proposto	Valores Médios
Consumo total do alimentador	2.500 kWh	2.500 kWh
Patamar de consumo da unidade consumidora residencial	60% de probabilidade de ser 300 kWh 40% de probabilidade de ser 700 kWh	Fixo em 460 kWh (0,6 * 300 + 0,4 * 700)
Patamar de consumo da unidade consumidora comercial	60% de probabilidade de ser 2.200 kWh 40% de probabilidade de ser 1.800 kWh	Fixo em 2.040 kWh (0,6 * 2200 + 0,4 * 1800)
Curva de carga da unidade consumidora residencial	30% de probabilidade de ser a Curva Residencial 1 70% de probabilidade de ser a Curva Residencial 2	Curva agregada resultante da média ponderada das duas curvas residenciais
Curva de carga da unidade consumidora comercial	60% de probabilidade de ser a Curva Residencial 1 40% de probabilidade de ser a Curva Residencial 2	Curva agregada resultante da média ponderada das duas curvas comerciais
Irradiância solar	Em um dado horário, o valor da radiação varia em cada simulação seguindo uma distribuição Normal com média e desvio padrão dados pela Figura 5.14.	Em um dado horário, o valor da radiação é sempre o mesmo e é definido como o valor médio para aquele horário apresentado na Figura 5.14.
Local e tamanho da GDFV	Em todas as duas unidades consumidoras, com tamanho proporcional ao consumo atribuído a cada unidade consumidora em cada simulação. Proporcionalizado para que a soma da potência de todas as centrais geradoras seja igual à penetração desejada.	Em todas as duas unidades consumidoras, com tamanho fixo igual ao consumo de cada unidade consumidora. Proporcionalizado para que a soma da potência de todas as centrais geradoras seja igual à penetração desejada.

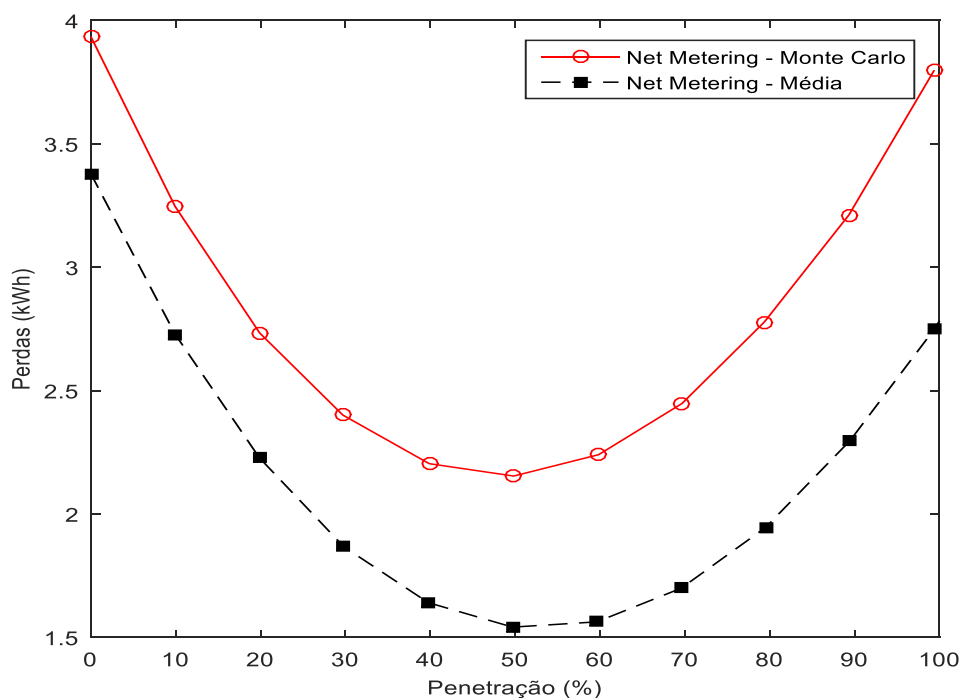


Figura 6.2 – Comparação das perdas diárias no alimentador quando da aplicação das técnicas de Monte Carlo e quando da utilização de valores médios para política do tipo *net metering*.

Da Figura 6.2, nota-se que os erros decorrentes da não consideração da variação estatística dos dados de entrada são significativos. Para certos níveis de penetração, os valores de redução de perdas pela inserção de GDFV encontrados utilizando-se a média são mais de 30% inferiores àqueles obtidos quando da aplicação do método proposto, demonstrando assim a real necessidade de se considerar o caráter variável dos dados de consumo, curva de carga e irradiação solar.

A aplicação do método às duas formas de incentivo regulatório em comparação (*feed in* e *net metering*) resulta no comportamento das perdas (em kWh) exibido na Figura 6.3.

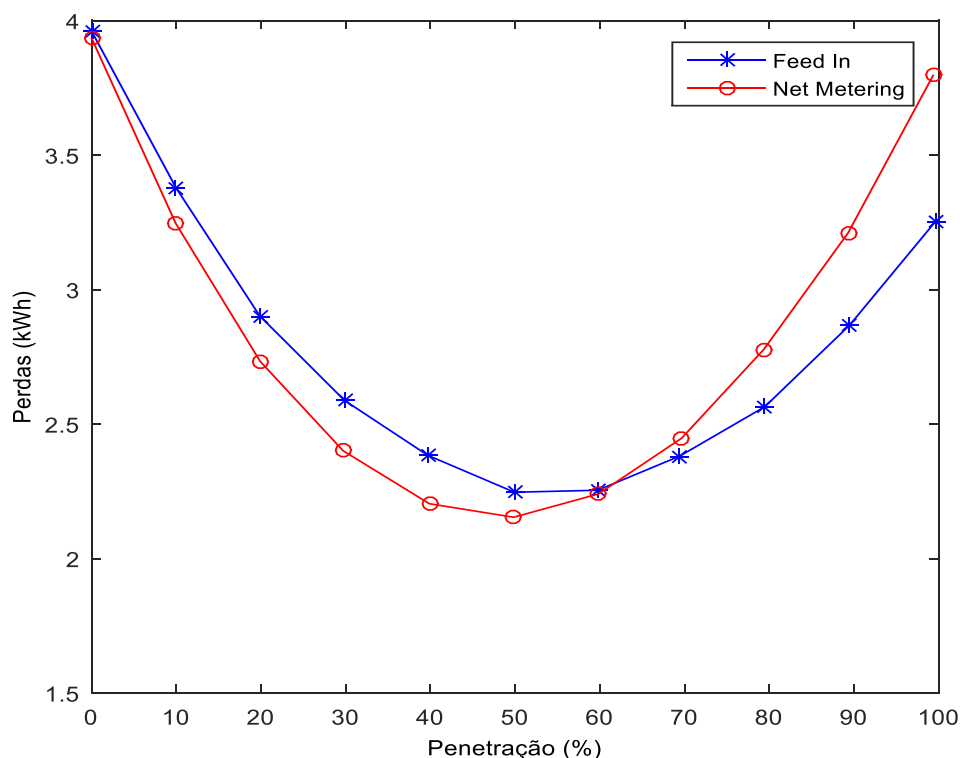


Figura 6.3 – Perdas diárias no alimentador em função do nível de penetração de GDFV.

As perdas médias do alimentador sem a presença de geração distribuída são de quase 4 kWh por dia, o que representa um perfil de perdas da ordem de 4,7%. Com efeito, esse nível de perdas está condizente com os valores de perdas técnicas verificados em redes de média e baixa tensão (ANEEL, 2012a).

É possível perceber que, enquanto os níveis de penetração forem inferiores a 60%, a aplicação de uma política de incentivo à geração solar fotovoltaica que promova a instalação de sistemas de tamanho proporcional ao consumo (*net metering*, por exemplo), leva a uma redução de perdas mais acentuada do que a adoção de políticas do tipo *Tarifa feed in*. Contudo, para altos níveis de penetração, o cenário se inverte.

Caso a análise proposta neste trabalho fosse referente somente às perdas, o gráfico da Figura 6.3 poderia ser interpretado da seguinte forma: para níveis baixos e médios de penetração, a melhor forma de incentivo regulatório seria um mecanismo do tipo *net metering*, quando a penetração alcançasse valores acima de 60%, as políticas deveriam ser modificadas para ações do tipo tarifas *feed in*. Esse exemplo reforça a tese de que análises de impacto regulatório

devem ser realizadas após a implementação de cada política no intuito de acompanhar seu desenvolvimento e apontar necessidade de eventuais adequações.

No entanto, para que possam ser realizadas conclusões sob a perspectiva de todos os impactos em avaliação, é necessário, para cada uma das duas políticas de incentivo à GDFV, verificar também o comportamento da capacidade da rede e da porcentagem de tensões fora dos limites regulatórios à medida que os níveis de penetração variam.

6.2.3.2 Capacidade

De maneira semelhante à Figura 6.3, a Figura 6.4 apresenta a potência de pico demandada pelo alimentador como um todo em cada nível de penetração de GDFV com uma probabilidade de 95%. Em outras palavras, os valores da Figura 6.4 demonstram a potência máxima que o alimentador deve estar preparado para atender em 95% do tempo (Cap^{pen}).

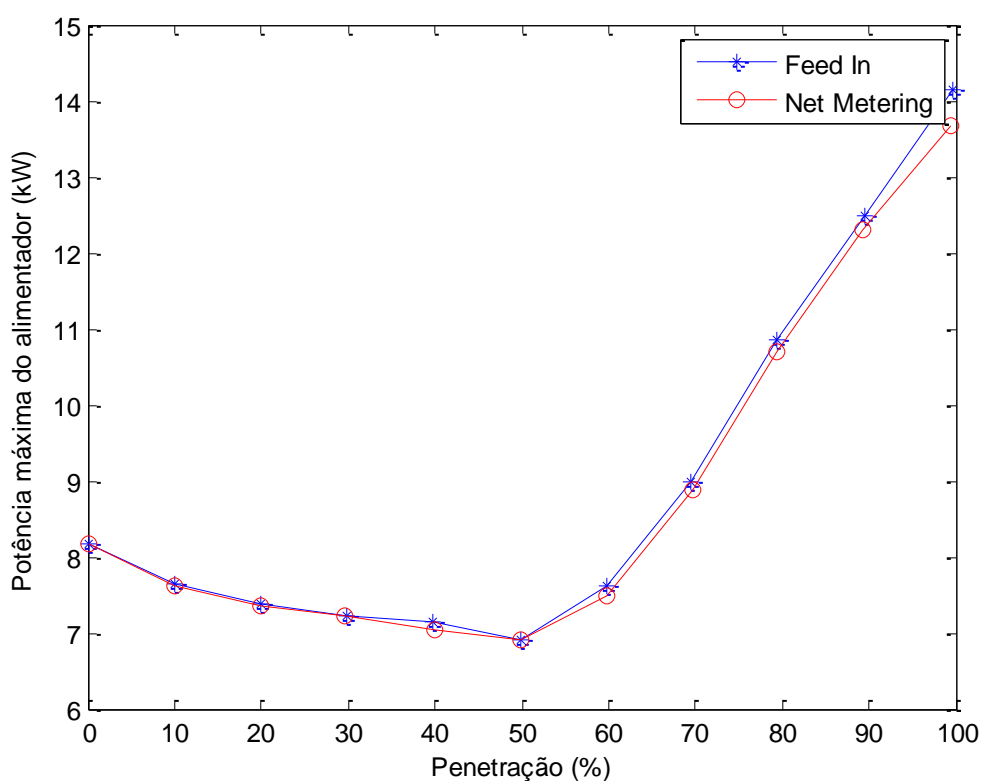


Figura 6.4 – Potência máxima no alimentador em função do nível de penetração de GDFV.

A Figura 6.4 permite concluir que a potência de pico a ser atendida pelo alimentador é de 8,16 kW quando não há GDFV. À medida que se insere geração solar distribuída até cerca de 60% de penetração, o sistema é aliviado (diminui-se a potência máxima atendida). Por exemplo, quando da presença de 40% de GDFV incentivada por meio de uma política de tarifa *feed in*, a potência de pico do sistema cai para 7,14 kW (o que representa uma redução de 12,5%). Se esses mesmos 40% de GDFV fossem alcançados por meio de uma política do tipo *net metering*, a redução no pico do sistema seria um pouco mais elevada: o pico cairia dos 8,16 kW para 7,03 kW (decréscimo de 13,9%). Logo, para um nível de penetração de 40%, a adoção de um mecanismo de *net metering* implica em maior alívio na capacidade de atendimento do alimentador.

De maneira semelhante, para níveis altos de penetração (acima de 60%), a Figura 6.4 mostra que a adoção de um sistema do tipo *net metering* é mais vantajosa do ponto de vista da rede do que uma política de *feed in*, pois exige menos investimentos para acomodação da potência nova de geração. Note-se que, no caso das perdas (Figura 6.3), a política de *net metering* é menos vantajosa para esses níveis elevados de penetração.

Ressalta-se ainda que, apesar de os valores de redução para capacidade serem próximos uns dos outros para certos níveis de penetração, eles são estatisticamente diferentes (considerando-se um erro medido por meio do CV) em todos os níveis de penetração, exceto em 30% e 50%.

6.2.3.3 Tensão

A porcentagem de tensões fora dos limites de $\pm 5\%$ para cada nível de penetração (V^{pen}) é apresentada na Figura 6.5.

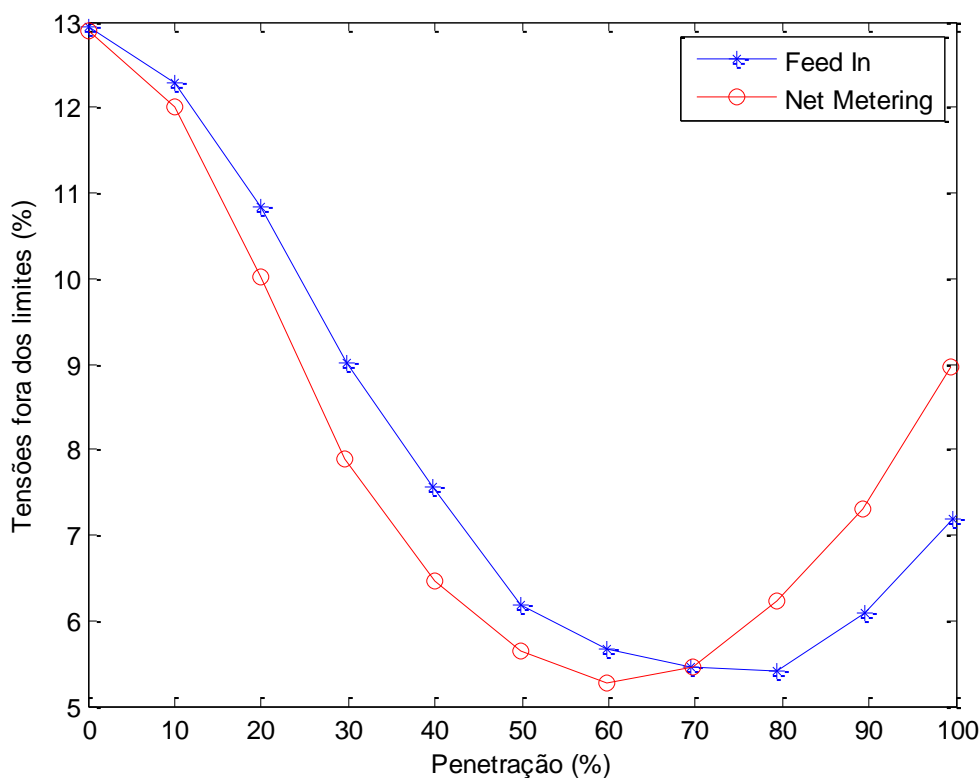


Figura 6.5 – Porcentagem diária média de tensões fora dos limites regulamentares ($\pm 5\%$) em função do nível de penetração de GDFV.

Observa-se, da Figura 6.5, que as unidades consumidoras estavam sujeitas a níveis de tensão fora dos limites em 12,9% dos casos quando não havia GDFV conectada à rede (nível de penetração igual a zero). Isso indica que os níveis de tensão aos quais as unidades consumidoras estavam sujeitas eram baixos e foram melhorados à medida que se inseria GDFV (aumentava-se a quantidade de geração solar na rede). Todavia, a partir de certos níveis de penetração (em torno de 70% de penetração), a geração aumenta demasiadamente, elevando as tensões na rede, de modo que a quantidade de tensões fora dos limites volta a subir.

Se, por exemplo, a GDFV atinge um patamar de 30% de penetração devido à adoção de uma política de *feed in*, o percentual de tensões fora dos limites cai de 12,9% para 9%. No caso de esse mesmo nível de penetração ser atingido por meio de uma política de *net metering*, a melhoria no nível de tensão de atendimento às unidades consumidoras é ainda maior: apenas 7,9% das tensões permaneceriam inadequadas.

Conclui-se ainda que, quando a penetração da GDFV é inferior a 70%, a política de *net metering* mostrou-se mais apropriada para melhoria dos níveis de tensão do que um mecanismo de tarifa *feed in*. Esse cenário se inverte quando a quantidade de GDFV ultrapassa 70%.

6.2.4 Comparação entre os impactos

Os valores das perdas, capacidade e tensões descritos nas Figura 6.3, Figura 6.4 e na Figura 6.5, respectivamente, são apresentados na Tabela 6.8.

De posse desses valores, é possível determinar a variação de cada um desses impactos devido à inserção de GDFV. Assim, por exemplo, para o caso das perdas, o valor verificado sem GDFV (3,96 kWh/dia) é reduzido para 3,38 kWh/dia quando a penetração sobe para 10%. Essa redução representa a variação das perdas devido à inserção de 10% de geração distribuída ($\Delta P^{10\%}$). Todas as variações (ΔP^{pen} , ΔCap^{pen} e ΔV^{pen}) são apresentadas na Tabela 6.9.

As variações de perdas, capacidade e perfil de tensões são então transformadas para quantias monetárias por meio das formulações explicadas nas Eq. (5.18), (5.19) e (5.21). O resultado final é apresentado na Tabela 6.10. O somatório desses valores é então mostrado na Tabela 6.11 e na Figura 6.6.

Tabela 6.8 – Comportamento dos impactos em função do nível de penetração de GDFV.

Nível de Penetração	Perdas - P^{pen} (kWh/dia)		Capacidade - Cap^{pen} (kW)		Tensão - V^{pen} (%)	
	<i>Feed in</i>	<i>Net metering</i>	<i>Feed in</i>	<i>Net metering</i>	<i>Feed in</i>	<i>Net metering</i>
0%	3,96	3,93	8,16	8,16	12,94%	12,90%
10%	3,38	3,25	7,63	7,61	12,29%	12,01%
20%	2,90	2,73	7,38	7,36	10,83%	10,01%
30%	2,59	2,40	7,23*	7,23*	9,01%	7,88%
40%	2,38	2,20	7,14	7,03	7,55%	6,46%
50%	2,25	2,15	6,91*	6,92*	6,18%	5,64%
60%	2,25	2,24	7,63	7,49	5,66%	5,27%
70%	2,38	2,45	8,98	8,89	5,45%*	5,45%*
80%	2,56	2,78	10,84	10,68	5,41%	6,22%
90%	2,87	3,21	12,49	12,31	6,08%	7,30%
100%	3,25	3,80	14,15	13,68	7,18%	8,97%

Tabela 6.9 – Variação dos impactos em função do nível de penetração de GDFV.

Nível de Penetração	Variação das Perdas - ΔP^{pen} (kWh/dia)		Variação da Capacidade - ΔCap^{pen} (kW)		Variação das Tensões fora dos limites - ΔV^{pen} (%)	
	<i>Feed in</i>	<i>Net metering</i>	<i>Feed in</i>	<i>Net metering</i>	<i>Feed in</i>	<i>Net metering</i>
0%	-	-	-	-	-	-
10%	-0,58	-0,69	-0,53	-0,55	-0,7%	-0,89%
20%	-1,06	-1,20	-0,78	-0,80	-2,1%	-2,89%
30%	-1,37	-1,53	-0,93	-0,93	-3,9%	-5,01%
40%	-1,58	-1,73	-1,02	-1,13	-5,4%	-6,43%
50%	-1,71	-1,78	-1,25	-1,25	-6,8%	-7,25%
60%	-1,71	-1,69	-0,53	-0,67	-7,3%	-7,63%
70%	-1,58	-1,49	0,82	0,73	-7,5%	-7,44%
80%	-1,40	-1,16	2,68	2,52	-7,5%	-6,68%
90%	-1,09	-0,72	4,33	4,15	-6,9%	-5,59%
100%	-0,71	-0,14	5,99	5,52	-5,8%	-3,92%

Tabela 6.10 – Valor monetário da variação dos impactos da GDFV em função do nível de penetração de GDFV.

Nível de Penetração	Perdas - $P_{\pen (R\$)		Capacidade - $Cap_{\pen (R\$)		Tensão - $V_{\pen (R\$)	
	<i>Feed in</i>	<i>Net metering</i>	<i>Feed in</i>	<i>Net metering</i>	<i>Feed in</i>	<i>Net metering</i>
0%	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
10%	-R\$ 977,41	-R\$ 1.154,80	-R\$ 344,04	-R\$ 359,38	-R\$ 251,13	-R\$ 341,76
20%	-R\$ 1.776,60	-R\$ 2.015,36	-R\$ 506,61	-R\$ 521,06	-R\$ 810,92	-R\$ 1.111,96
30%	-R\$ 2.302,36	-R\$ 2.573,04	-R\$ 605,44*	-R\$ 605,35*	-R\$ 1.513,94	-R\$ 1.929,52
40%	-R\$ 2.644,59	-R\$ 2.903,16	-R\$ 661,89	-R\$ 738,15	-R\$ 2.072,75	-R\$ 2.475,01
50%	-R\$ 2.874,83	-R\$ 2.987,31	-R\$ 813,02*	-R\$ 810,54*	-R\$ 2.601,11	-R\$ 2.791,16
60%	-R\$ 2.862,49	-R\$ 2.841,87	-R\$ 347,82	-R\$ 435,57	-R\$ 2.802,09	-R\$ 2.934,90
70%	-R\$ 2.649,42	-R\$ 2.494,17	R\$ 535,33	R\$ 472,01	-R\$ 2.881,50*	-R\$ 2.864,70*
80%	-R\$ 2.341,87	-R\$ 1.941,28	R\$ 1.745,40	R\$ 1.642,29	-R\$ 2.896,09	-R\$ 2.568,88
90%	-R\$ 1.833,51	-R\$ 1.212,90	R\$ 2.816,92	R\$ 2.699,33	-R\$ 2.640,10	-R\$ 2.152,11
100%	-R\$ 1.191,74	-R\$ 233,44	R\$ 3.901,37	R\$ 3.594,75	-R\$ 2.217,34	-R\$ 1.509,99

*não há diferença estatisticamente válida entre os valores obtidos para *feed in* e aqueles obtidos para *net metering*.

Tabela 6.11 – Somatório dos impactos em função do nível de penetração de GDFV referentes ao período de 25 anos trazidos para valor presente.

Nível de Penetração	Somatório dos Impactos da GDFV (R\$)	
	<i>Feed in</i>	<i>Net metering</i>
0%	R\$ 0,00	R\$ 0,00
10%	-R\$ 1.572,58	-R\$ 1.855,94
20%	-R\$ 3.094,13	-R\$ 3.648,39
30%	-R\$ 4.421,74	-R\$ 5.107,90
40%	-R\$ 5.379,23	-R\$ 6.116,32
50%	-R\$ 6.288,96	-R\$ 6.589,01
60%	-R\$ 6.012,39	-R\$ 6.212,34
70%	-R\$ 4.995,59	-R\$ 4.886,87
80%	-R\$ 3.492,56	-R\$ 2.867,87
90%	-R\$ 1.656,69	-R\$ 665,68
100%	R\$ 492,30	R\$ 1.851,32

O impacto total, em reais, para cada uma das duas formas de incentivo regulatório, resultante da soma dos impactos individuais (perdas, capacidade e tensão) é mostrado na Figura 6.6.

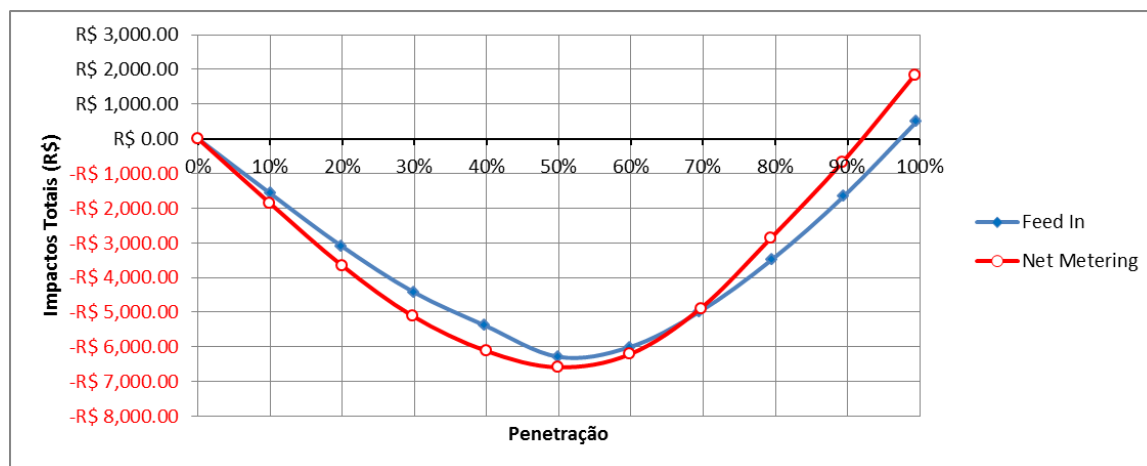


Figura 6.6 – Somatório dos impactos da GDFV em função do nível de penetração de GDFV.

Da Figura 6.6, percebe-se que a instalação de GDFV correspondente a apenas 20% do total da energia consumida pelas cargas do alimentador resulta em benefícios para a rede da seguinte forma: no caso de essa geração ter sido instalada sob uma política do tipo *feed in*, os ganhos são de R\$ 3.094,13, enquanto que um mecanismo de *net metering* levaria a benefícios 17,9% maiores: R\$ 3.648,39.

Aqui, cabe uma reflexão acerca da representatividade dos ganhos sistêmicos causados por essa geração. Conforme apresentado na Tabela 6.5, o nível de penetração de 10% é alcançado com a inserção de microusinas que totalizem apenas 2 kW. Uma vez que, no caso de uma política de *net metering*, esses 2 kW resultariam na economia, pelo sistema de distribuição, de R\$ 1.855,94, conclui-se que cada 1 kW de geração solar traria, em média, R\$ 927,97 em benefícios para a rede.

Essa análise permite concluir que seria possível delinear uma política na qual os R\$ 927,97/kW referentes aos benefícios que esses sistemas trazem para a rede pudessem ser pagos ao gerador no momento de sua instalação (como se fosse um abatimento que o consumidor receberia em virtude de estar instalando, em sua residência, uma geração que traz benefícios para o sistema elétrico como um todo). Note-se que, tendo em vista que sistemas solares fotovoltaicos de 1

kW custam atualmente, em média, R\$ 6.300,00 (EPE, 2014a), o abatimento de R\$ 927,97/kW representaria mais de 14% do investimento necessário para instalação da microssina.

Esse valor poderia, por exemplo, servir de embasamento para os tomadores de decisão na hipótese de se optar por uma política de quotas com certificados. Dessa forma, os primeiros consumidores a instalarem sistemas solares fotovoltaicos poderiam ser contemplados com certificados num montante equivalente a R\$ 927,97 por kWp instalado.

Os dados obtidos pelo método e dispostos na Figura 6.6 permitem ainda realizar cálculos para determinar o valor de cada unidade de energia injetada pela GDFV na rede. Em outras palavras, é possível determinar um montante, em R\$/kWh, que poderia ser pago ao gerador em adição ao preço da energia, em virtude dos benefícios advindos da geração distribuída instalada por ele.

No exemplo analisado acima, um sistema de 1 kW implicaria em benefícios para a rede elétrica da ordem de R\$ 927,97 ao longo de toda sua vida útil (25 anos). A quantidade total de energia gerada por esse sistema durante esses 25 anos, por sua vez, pode ser calculada de acordo com a Eq. (6.1):

$$E = Irr * P * PR * n_{dias} \quad (6.1)$$

Onde:

E: Energia gerada pelo sistema

Irr: Irradiação solar em Brasília obtida de NREL (2015a) (5,177 kWh/m²/dia)

P: Potência total instalada (1 kW)

PR: *Performance Ratio* (80%)

n_{dias}: Número de dias total (25*365 dias)

$$E = 5,177 * 1 * 0,8 * 25 * 365$$

$$E = 37.792 kWh$$

Portanto, dividindo-se o total de benefícios no caso de *net metering* (R\$ 927,97) pela geração total do sistema ao longo de sua vida útil (37.792 kWh), tem-se que a energia gerada pela

GDFV traria ganhos para o sistema da ordem de **0,025 R\$/kWh**. Dessa forma, o custo evitado pela inserção de uma GDFV no alimentador em questão seria dado pelo custo da energia adicionado de 2,5 centavos de real por kWh gerado.

O mesmo procedimento adotado para obtenção do benefício de 1 kW para um nível de penetração de 10% pode ser replicado para os demais níveis de penetração. Assim sendo, os resultados da Tabela 6.11 permitem determinar, para cada nível de penetração, qual seria o benefício que cada kW de potência adicional de GDFV traria para o sistema.

Tabela 6.12 – Impacto da inserção de 1 kW adicional de GDFV de acordo com uma política de net metering para cada nível de penetração.

Nível de Penetração (%)	Impacto Total da GDFV (R\$)	Potência total instalada (kW)	Impacto unitário da GDFV (R\$/kW)
0%	R\$ 0,00	0	-
10%	-R\$ 1.855,94	2	-R\$ 927,97
20%	-R\$ 3.648,39	4	-R\$ 912,10
30%	-R\$ 5.107,90	6	-R\$ 851,32
40%	-R\$ 6.116,32	8	-R\$ 764,54
50%	-R\$ 6.589,01	10	-R\$ 658,90
60%	-R\$ 6.212,34	12	-R\$ 517,69
70%	-R\$ 4.886,87	14	-R\$ 349,06
80%	-R\$ 2.867,87	16	-R\$ 179,24
90%	-R\$ 665,68	18	-R\$ 36,98
100%	R\$ 1.851,32	20	R\$ 92,57

Da Tabela 6.12, percebe-se que, quando já há uma certa quantidade de GDFV no sistema, o benefício da inserção de uma unidade adicional de geração solar é menor do que o benefício causado pela geração anteriormente instalada. A quantificação do benefício dessa geração pode ser utilizada por tomadores de decisão no sentido de aplicar incentivos mais fortes aos pioneiros e diminuir esse tipo de incentivo ao longo do tempo. A taxa de diminuição do incentivo pode também ser previamente calculada.

Ao mesmo tempo, nota-se que, a partir do nível de penetração de 90%, a inserção de nova geração solar fotovoltaica implica no aumento dos custos da rede e, portanto, a regulação deveria cobrar desse gerador os custos aos quais ele dá causa.

Esse tipo de AIR complementar que pode ser realizada com os resultados do método proposto aumenta sua relevância e permite agregar informações úteis ao tomador de decisão quando do estabelecimento de políticas de incentivo à GDFV.

Por fim, conclui-se, de maneira mais abrangente, que a comparação dos cenários exposta na Figura 6.6 mostra que o modelo de *net metering* resulta em melhores benefícios do que o *feed in* para níveis baixos e médios de penetração. Percebe-se ainda que a predominância do *net metering* sobre o *feed in* diminui levemente quando a penetração evolui da faixa de 0-30% para 30-60%. Já para o cenário de alta penetração (60-100%), a adoção de uma política de tarifa *feed in* é mais indicada. Tanto a escolha da melhor política para cada nível de penetração quanto o benefício de cada kW de GDFV adicionado ao sistema em cada momento dependem das grandezas utilizadas para monetizar os impactos calculados pelo método proposto neste trabalho. Com o intuito de permitir verificar o grau de influência dessas grandezas nos resultados obtidos, aplicam-se, na seção 6.2.5, ferramentas de análise de sensibilidade de modo a permitir interpretações que levem a conclusões mais robustas.

6.2.5 Análise de Sensibilidade

Seja, por exemplo, uma política do tipo *net metering* que cause uma grande redução de perdas em baixos níveis de penetração, mas sem afetar significativamente a capacidade de potência atendida pelo alimentador. Por outro lado, seja uma política do tipo *feed in* que cause uma redução pequena nas perdas, mas impacte fortemente na redução da potência de pico do alimentador. Nesse caso, se o critério “Perdas” fosse mais bem valorado que o critério “Capacidade”, então o resultado seria de que a regulamentação ideal para baixa penetração de GDFV é o modelo de *net metering*. Caso o impacto “Capacidade” tivesse maior valor, então ter-se-ia como resultado a escolha da política de tarifa *feed in*.

Com o intuito de avaliar se diferentes valorações dos impactos causariam modificações nos resultados obtidos, realizaram-se análises da sensibilidade dos resultados frente a alterações nessas valorações, conforme segue:

- 1) Perdas – variação de 50% para mais e para menos no custo atualizado do *mix* de compra de energia da distribuidora local (*CE*): entre R\$91,88 e R\$ 275,64;

- 2) Capacidade – variação de 50% para mais e para menos no Custo Marginal de Expansão da rede (*CME*): entre R\$ 325,45 e R\$ 976,35;
- 3) Tensão – variação de 50% para mais e para menos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (*TUSD*): entre R\$ 102,62 e R\$ 307,86.

A Figura 6.7 mostra a influência da variação em $\pm 50\%$ dos dados de entrada no resultado final do impacto (em reais) de cada kW de GDFV instalada em conformidade com uma política de *net metering* para diferentes níveis de penetração.

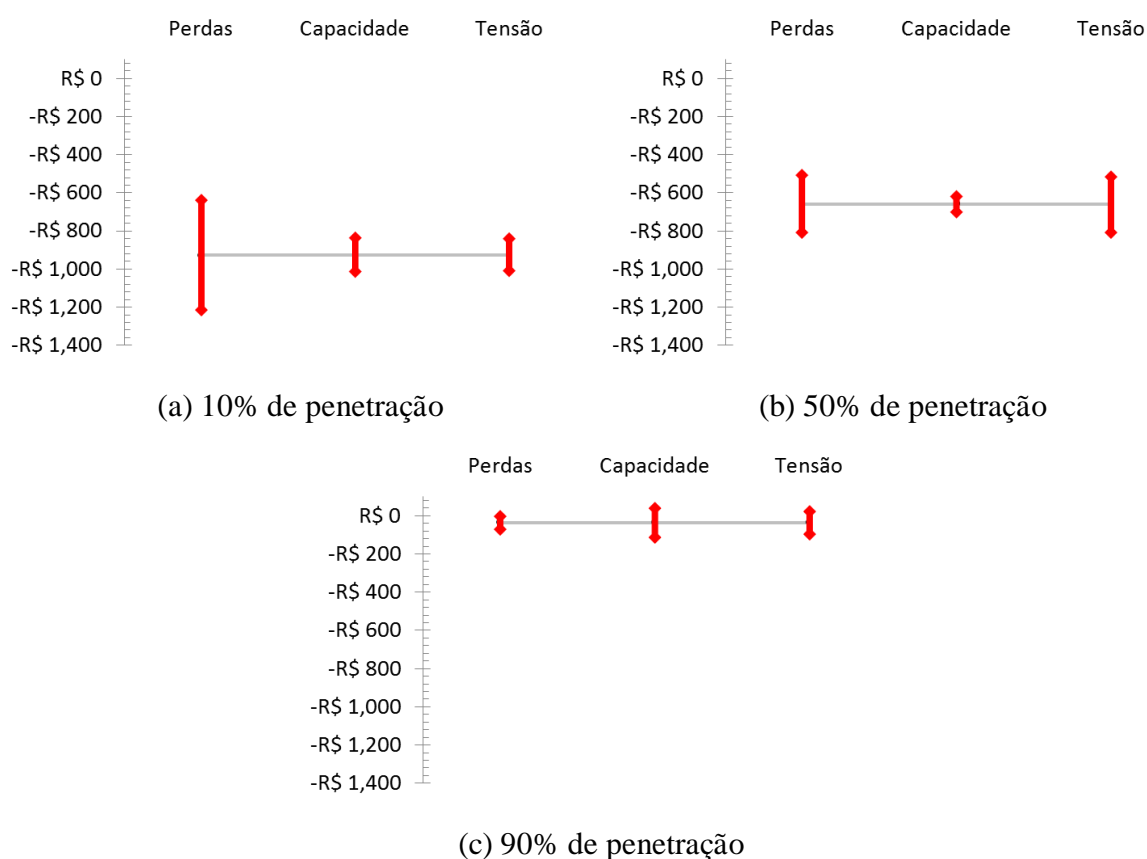


Figura 6.7 – Variação do impacto final da GDFV por kW instalado segundo uma política de *net metering* conforme o nível de penetração frente à alteração em $\pm 50\%$ dos valores utilizados para monetizar os impactos de perdas, capacidade e tensão.

A análise da Figura 6.7 (a) mostra que variações na valoração das perdas têm maior influência no resultado do que alterações na monetização dos impactos da GDFV na capacidade ou nas tensões. Em particular, o benefício dos primeiros kW de GDFV (até 10% de penetração)

instalados sob a política de *net metering*, quantificados em R\$ 927,97, seriam estendidos a R\$ 1.216,67 ou restringidos a apenas R\$ 639,27, caso o preço do *mix* de compra de energia pela distribuidora fosse, respectivamente, aumentado ou reduzido em 50%.

Para níveis médios de penetração (Figura 6.7 (b)), tanto as perdas quanto as tensões têm influências relativamente importantes no resultado final do impacto da GDFV na rede. Já para alta penetração (Figura 6.7 (c)), variações nos parâmetros de monetização têm pouca influência no valor final dos impactos da GDFV nas redes, tendo em vista que esse impacto é próximo de zero.

Por fim, cumpre ressaltar que a política escolhida em cada caso não se alteraria em virtude das variações efetuadas em cada um dos parâmetros, o que permite identificar a robustez dos resultados obtidos, tendo em vista que, mesmo que haja certas variações nos custos atribuídos a Perdas (*mix* de compra de energia), Capacidade (custo marginal de expansão) ou Tensão (compensação paga pela distribuidora pela tensão inadequada), mantém-se constante o resultado de que, em altos níveis de penetração de GDFV e para o alimentador em questão, a política *feed in* causa melhores impactos à rede do que regras do tipo *net metering*. De maneira similar, para níveis baixos ou médios de penetração, mesmo com altas variações no custo atribuído a cada um dos impactos, permanece inalterado o resultado de que a adoção de modelos de *net metering* implica em maiores benefícios à rede do que políticas de *feed in*.

6.3 ESTUDO DE CASO – ALIMENTADOR TG01

As simulações dos impactos de todas as políticas identificadas no Capítulo 5 foram realizadas para o alimentador TG01, em Brasília – DF, na área de concessão da CEB. Esse alimentador atende a unidades consumidoras residenciais e comerciais na cidade satélite de Taguatinga e seu percurso em MT é mostrado na Figura 6.8.

Uma descrição detalhada do alimentador, incluindo dados relativos ao comprimento e à seção de cada trecho é apresentada em Shayani (2010). Um resumo dessas características técnicas é apresentado na Tabela 6.13.

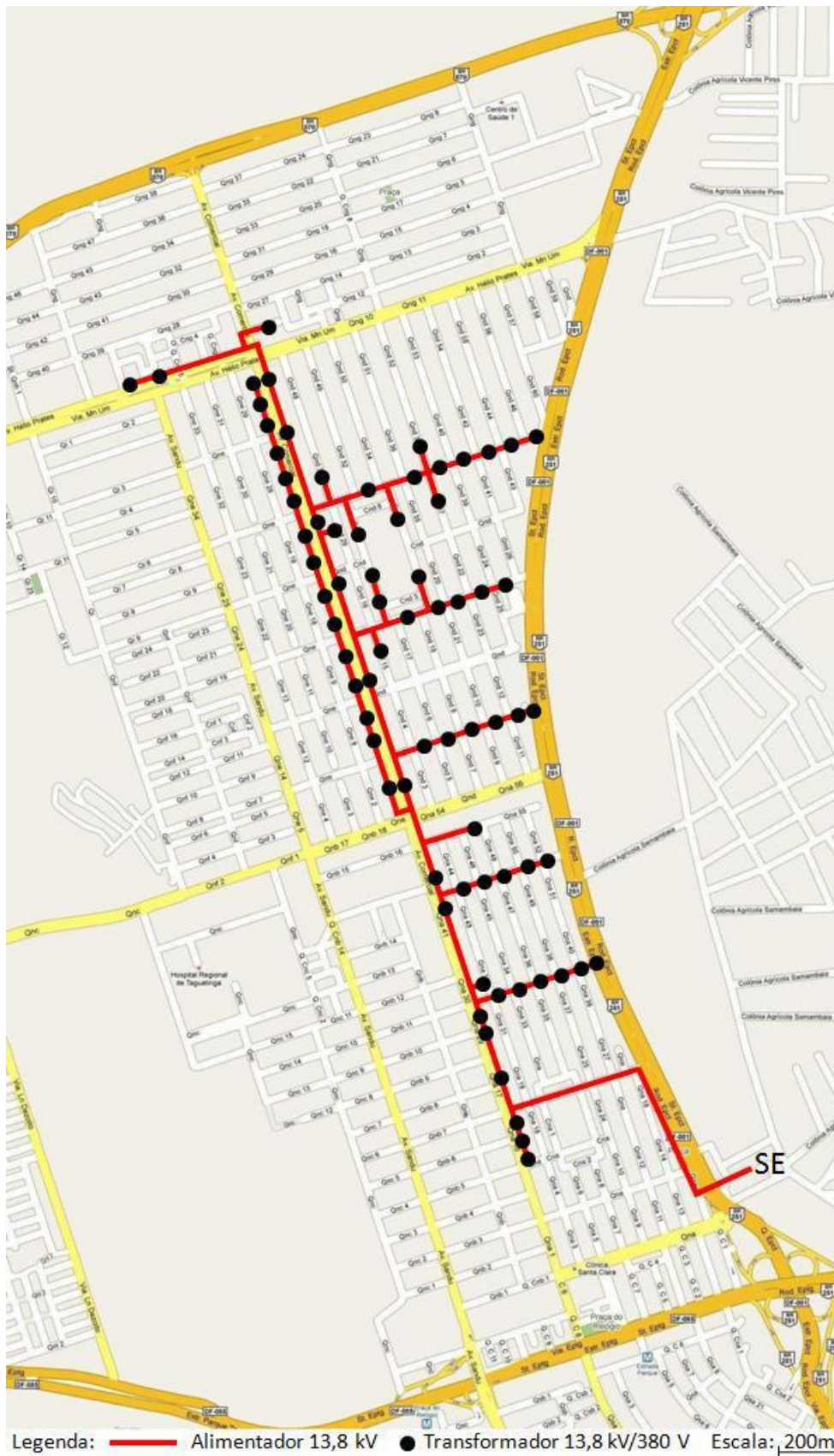


Figura 6.8– Percurso do alimentador TG01. Fonte: (Shayani, 2010)

Tabela 6.13 – Características dos transformadores conectados ao alimentador TG01.

Barra	Perfil das cargas	Potência (kVA)	Nº de UCs	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Barra	Perfil das cargas	Potência (kVA)	Nº de UCs	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)
2	Comercial	150	4	0,6833	1,6111	49	Residencial	75	30	1,6000	3,1129
3	Comercial	150	4	0,6833	1,6111	50	Comercial	75	20	1,6000	3,1129
4	Comercial	75	8	1,6000	3,1129	52	Comercial	150	30	0,6833	1,6111
5	Comercial	75	8	1,6000	3,1129	53	Comercial	75	20	1,6000	3,1129
6	Comercial	75	8	1,6000	3,1129	56	Residencial	150	42	0,6833	1,6111
7	Comercial	75	8	1,6000	3,1129	58	Comercial	75	30	1,6000	3,1129
9	Residencial	75	72	1,6000	3,1129	59	Residencial	112,5	84	0,9778	2,1186
10	Residencial	112,5	72	0,9778	2,1186	61	Comercial	75	40	1,6000	3,1129
11	Residencial	112,5	72	0,9778	2,1186	62	Residencial	112,5	62	0,9778	2,1186
12	Residencial	75	72	1,6000	3,1129	64	Residencial	75	40	1,6000	3,1129
13	Residencial	75	54	1,6000	3,1129	65	Residencial	75	42	1,6000	3,1129
14	Comercial	30	3	4,7500	7,3485	66	Residencial	150	82	0,6833	1,6111
16	Comercial	225	20	0,4148	1,4415	67	Residencial	112,5	82	0,9778	2,1186
17	Comercial	112,5	15	0,9778	2,1186	68	Residencial	112,5	72	0,9778	2,1186
19	Residencial	75	72	1,6000	3,1129	69	Residencial	112,5	42	0,9778	2,1186
20	Residencial	112,5	72	0,9778	2,1186	70	Residencial	112,5	32	0,9778	2,1186
21	Residencial	112,5	72	0,9778	2,1186	71	Comercial	112,5	30	0,9778	2,1186
22	Residencial	75	72	1,6000	3,1129	72	Comercial	75	20	1,6000	3,1129
23	Residencial	112,5	62	0,9778	2,1186	74	Comercial	75	20	1,6000	3,1129
24	Comercial	150	20	0,6833	1,6111	75	Comercial	112,5	20	0,9778	2,1186
26	Residencial	75	60	1,6000	3,1129	76	Comercial	30	4	4,7500	7,3485
28	Comercial	112,5	20	0,9778	2,1186	77	Comercial	112,5	15	0,9778	2,1186
30	Residencial	150	80	0,6833	1,6111	78	Comercial	112,5	15	0,9778	2,1186
31	Residencial	75	80	1,6000	3,1129	79	Comercial	150	15	0,6833	1,6111
32	Residencial	112,5	80	0,9778	2,1186	80	Comercial	75	15	1,6000	3,1129
33	Residencial	150	80	0,6833	1,6111	81	Comercial	75	15	1,6000	3,1129
34	Residencial	75	80	1,6000	3,1129	82	Comercial	75	10	1,6000	3,1129
35	Comercial	75	3	1,6000	3,1129	83	Comercial	75	10	1,6000	3,1129
36	Comercial	112,5	40	0,9778	2,1186	84	Comercial	225	20	0,4148	1,4415
39	Residencial	150	80	0,6833	1,6111	85	Comercial	75	10	1,6000	3,1129
41	Comercial	75	30	1,6000	3,1129	86	Comercial	75	10	1,6000	3,1129
42	Comercial	75	30	1,6000	3,1129	87	Comercial	75	10	1,6000	3,1129
43	Residencial	150	80	0,6833	1,6111	88	Comercial	45	10	2,7778	5,1295
45	Comercial	150	40	0,6833	1,6111	89	Comercial	75	10	1,6000	3,1129
46	Residencial	112,5	80	0,9778	2,1186	90	Comercial	112,5	10	0,9778	2,1186
47	Residencial	150	80	0,6833	1,6111	91	Comercial	112,5	10	0,9778	2,1186
48	Residencial	112,5	70	0,9778	2,1186						

No total, o alimentador atende a 2.152 unidades consumidoras residenciais e 680 comércios. Ressalta-se que esses números são estimativas realizadas com base nos dados fornecidos pela CEB-D e nas hipóteses adotadas por (Shayani, 2010). Adicionalmente, destaca-se que os dados disponibilizados pela distribuidora limitavam-se à rede de MT e aos transformadores. Desse modo, a rede de BT do alimentador foi modelada considerando-se as seguintes hipóteses:

- a) O atendimento da quantidade total de unidades consumidoras de cada transformador é realizado por meio de dois segmentos de BT que partem do transformador em direções opostas;
- b) Cada segmento que é responsável pelo atendimento da metade da quantidade total de unidades consumidoras conectadas ao transformador;
- c) A distância entre cada unidade consumidora foi estabelecida em 7,5 metros;
- d) Os cabos utilizados nas redes de BT foram padronizados, adotando-se as características descritas na Tabela 6.14.

Tabela 6.14 – Características dos condutores de BT do alimentador TG01.

Bitola	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Corrente nominal (A)
4	1,524	0,47	114

Dado o tamanho do arquivo contendo o detalhamento do alimentador, optou-se por disponibilizá-lo de maneira online na página <http://www.filedropper.com/tg01alimentadora>.

6.3.1 Definição dos Cenários

O processo de escolha das unidades que instalariam GDFV em cada cenário, bem como de cálculo da quantidade de energia gerada, é aquele descrito na seção 5.3. Em resumo, o algoritmo realiza essa tarefa em três etapas para cada nível de penetração de GDFV no alimentador TG01:

- i. Escolhe-se uma barra aleatória entre todas as 2.832 barras onde estão conectadas as unidades consumidoras;
- ii. Define-se a potência a ser instalada nessa barra (de acordo com o cenário em análise);
- iii. Repete-se esse processo de escolha aleatória das barras até que o nível de penetração desejado seja atingido.

Na etapa ii descrita acima, a forma como a GDFV é instalada varia de acordo com a política que esteja sendo analisada conforme descrito no item 5.3 e resumido a seguir:

- a) *Net metering*: potência da GDFV em cada unidade é igual à potência de um sistema solar fotovoltaico que geraria, num dia com irradiação solar média, o equivalente a toda energia consumida pela unidade consumidora.
- b) *Net metering Virtual*: potência da GDFV tem valor aleatório entre 0 e 100 kW.
- c) *Feed in Potência Baixa*: GDFV com potência sempre constante de 5 kW na unidade consumidora aleatoriamente escolhida.
- d) *Feed in Potência Média*: GDFV com potência de 10 kW em todas as unidades que tenham sido nomeadas para receber a geração solar.
- e) *Quotas*: GDFV com potência fixa de 50 kW nas unidades escolhidas.

Para determinação da quantidade de GDFV (em termos de potência) que seria instalada em cada nível de penetração, determinou-se primeiramente a potência total que levaria ao nível máximo de penetração (GD_{Max}), conforme Equação (5.1).

Como o consumo total do alimentador é constante e igual a 36,762 MWh/dia³⁵, a eficiência de cada sistema foi estabelecida em 80% e a irradiação solar média é de 5,177 kWh/m²/dia, obteve-se a potência de GDFV necessária para se atingir 100% de penetração:

³⁵ Designado com base nos consumos médios das 2.152 residências e dos 680 comércios, conforme dados de consumo da última campanha de medição da CEB.

$$GD_{Max} = \frac{36.762 * 1}{0,8 * 1 * 5,177} = 8,876 \text{ MW}$$

Tendo em vista que algumas políticas – como a de quotas, por exemplo – implica na inserção de GDFV em um valor fixo redondo – no caso, de 50 kW –, optou-se por arredondar a potência total obtida para 9 MW e, em cada nível de penetração, escolher valores igualmente arredondados. Os valores de potência total de GDFV utilizados em cada simulação e seu consequente nível de penetração são apresentados na Tabela 6.15.

Tabela 6.15 – Potência total de GDFV instalada em cada nível de penetração.

Potência Total (kW)	Penetração
0	0%
1	11%
2	23%
3	34%
4	45%
5	56%
6	68%
7	79%
8	91%
9	101%

Essa opção de arredondamento, apesar de implicar na utilização de níveis de penetração não múltiplos de 10 e em um valor final de penetração ligeiramente superior a 100%, tem a vantagem de garantir que os sistemas instalados sob as políticas de *feed in* e de Quotas tenham sempre potências condizentes com os valores previamente definidos (5, 10 ou 50 kW).

6.3.2 Resultados gerais

O tempo de simulação de cada política é apresentado na Tabela 6.16. Destaca-se que esse tempo é apresentado apenas para fins informativos, tendo em vista que pode variar significativamente dependendo do hardware utilizado e das formas de implementação.

Tabela 6.16 – Tempo total de simulação dos impactos técnicos de cada política no Alimentador TG01.

Política	Tempo de Simulação Total
<i>Net Metering</i>	11h 52min
<i>Net Metering Virtual</i>	10h27min
<i>Feed in 5 kW</i>	12h13min
<i>Feed in 10 kW</i>	11h29min
Quota	11h03min
TOTAL	57h02min

O coeficiente de variação foi estabelecido em 1%, mas limitando-se a quantidade de simulações por nível de penetração em 1.000. Para cada política, o total de simulações realizadas por nível de penetração é expresso na Tabela 6.17.

Tabela 6.17 – Número de simulações realizadas por nível de penetração.

Penetração	<i>Net metering</i>	<i>Net metering Virtual</i>	<i>Feed in 5 kW</i>	<i>Feed in 10 kW</i>	Quota
0%	999	999	999	999	999
11%	999	999	999	999	999
23%	999	999	999	999	999
34%	999	999	999	999	999
45%	999	999	999	999	999
56%	999	940	999	999	999
68%	999	739	999	998	781
79%	999	613	830	728	625
91%	999	468	618	609	478
101%	999	450	554	490	405

Mesmo nos casos em que o número de simulações máximo foi atingido, o CV verificado foi próximo do desejado (de 1%), conforme demonstra a Tabela 6.18.

Tabela 6.18 – Coeficientes de variação.

Penetração	<i>Net metering</i>	<i>Net metering Virtual</i>	<i>Feed in 5 kW</i>	<i>Feed in 10 kW</i>	Quota
0%	1,68%	1,71%	1,66%	1,66%	1,68%
11%	1,57%	1,55%	1,56%	1,54%	1,60%
23%	1,48%	1,45%	1,44%	1,45%	1,46%
34%	1,48%	1,32%	1,41%	1,38%	1,35%
45%	1,52%	1,10%	1,28%	1,26%	1,21%
56%	1,54%	1,00%	1,16%	1,11%	1,04%
68%	1,61%	1,00%	1,02%	1,00%	1,00%
79%	1,72%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
91%	1,69%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
101%	1,60%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%

Tendo em vista que o CV em cada caso foi estabelecido como o maior valor entre os CVs individuais de perdas, capacidade e tensão (Eq. (5.11)), é importante ressaltar que, em todas as simulações, o último coeficiente a atingir o nível de erro máximo foi o de tensão. Dessa forma, os valores obtidos na quantificação dos impactos da GDFV nos níveis de tensão de fornecimento são aqueles que apresentam maior erro relativo.

6.3.3 Cálculo dos impactos

6.3.3.1 Perdas

Para cada uma das cinco políticas estudadas, a influência da GDFV nas perdas do alimentador é mostrada na Figura 6.9.

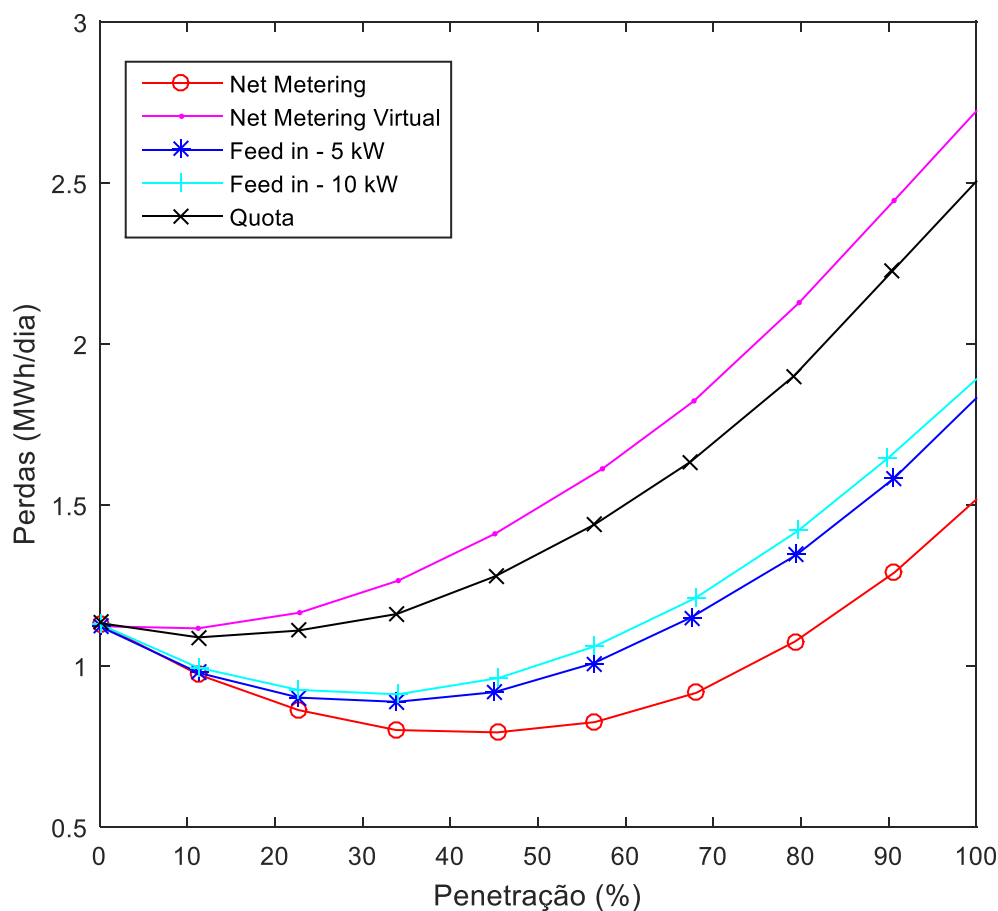


Figura 6.9 – Perdas no alimentador TG01 em função do nível de penetração de GDFV.

Os resultados das simulações mostram que a política de *net metering* leva a maiores reduções nas perdas que todas as outras formas de incentivo regulatório. A inserção de apenas 1 MW de GDFV neste alimentador poderia implicar na redução das perdas de até 13,9% (caso essa quantidade fosse atingida por meio de uma política de *net metering*) ou de apenas 0,6% (na hipótese de essa mesma quantidade de geração distribuída ser inserida na rede através de uma política de *net metering* virtual).

A Figura 6.9 permite ainda notar que, quando o nível de penetração da GDFV está em torno de 45%, a redução nas perdas chega a quase 30% do total se a política de incentivo for do tipo *net metering*. Nesse mesmo nível de penetração, uma política de tarifas *feed in* que incentivasse sistemas pequenos (de 5 kW) levaria a uma redução de 18,2% e, caso o tamanho da GDFV incentivada nessa política fosse um pouco maior (de 10 kW), a diminuição das perdas cairia para 14,8%. Por outro lado, para o caso de essa mesma quantidade de geração distribuída ter

sido instalada sob uma política de quotas ou de *net metering* virtual, haveria um aumento nas perdas de 12,9% ou de 25,6%, respectivamente.

Por fim, é interessante lembrar que, nas simulações da política de *net metering* virtual, a quantidade e o tamanho médio dos sistemas variam em cada simulação de Monte Carlo e em cada nível de penetração. Isso implica que, na penetração máxima, em cada etapa do algoritmo simula-se a instalação de cerca de 195 sistemas com tamanhos variando entre 150 W até 100 kW. Por outro lado, na aplicação de uma política de quotas, o algoritmo instala, em cada simulação, 180 microusinas com tamanho fixo de 50 kW. Nessa política, mesmo a geração sendo menos distribuída em termos quantitativos do que no caso do *net metering* virtual, constatou-se um impacto da GDFV nas perdas melhor que aquele provocado pelos sistemas no modelo de *net metering* virtual. Isso se deve ao fato de que não há, no caso das quotas, sistemas com tamanho elevado (próximos a 100 kW). Esta constatação é também corroborada pelas simulações das políticas *feed in* em diferentes tamanhos, que indicam que, quanto menores os sistemas, maiores são suas contribuições na redução de perdas elétricas nas redes.

6.3.3.2 Capacidade

Os impactos da GDFV na capacidade de atendimento de potência pelo alimentador foram avaliados para cada uma das políticas e os resultados são exibidos na Figura 6.10.

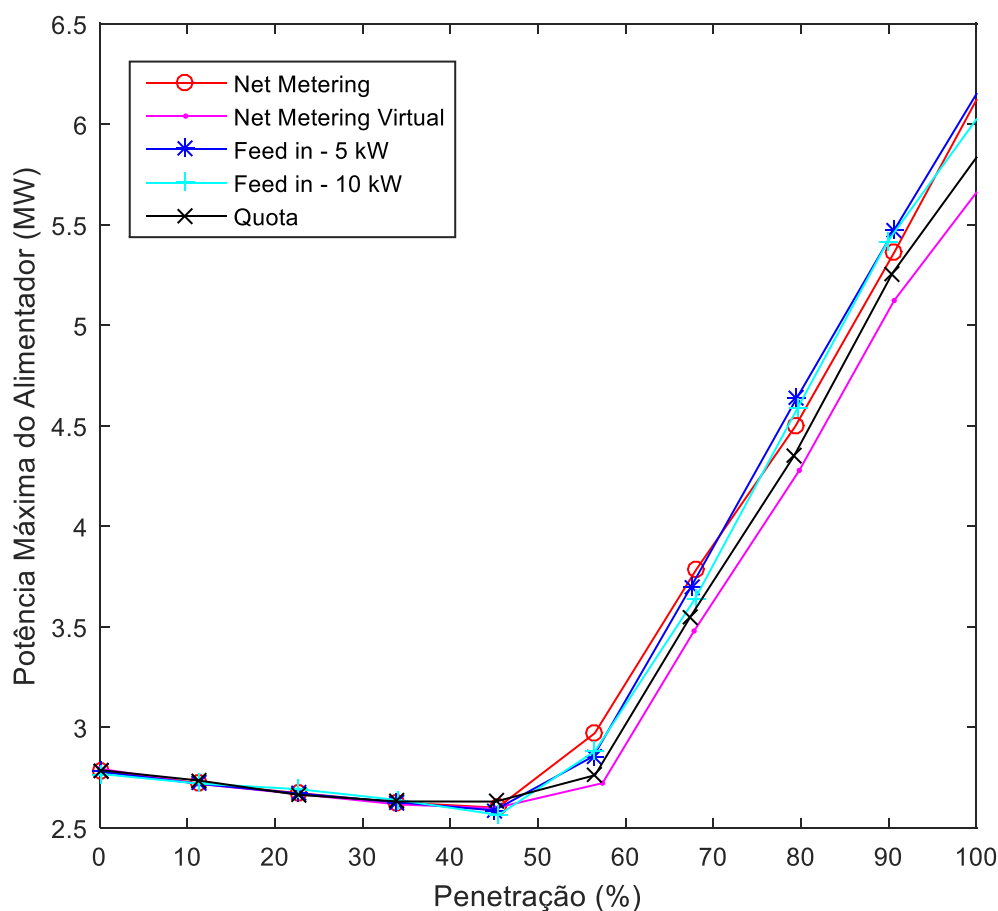


Figura 6.10 – Potência máxima no alimentador TG01 em função do nível de penetração de GDFV.

Todas as políticas apresentaram resultados similares para níveis de penetração de zero a 50%. Nesses patamares de GDFV, verifica-se uma redução na demanda máxima que deve ser atendida pelo alimentador, sendo a maior redução de cerca de 190 kW quando da presença de 45% de GDFV no alimentador. Isso significaria dizer que a geração solar permitiria a inserção de uma carga adicional na rede de 190 kW sem necessidade de obras para sua conexão. Essa redução traduz-se em benefício real nos casos de crescimento do mercado das distribuidoras que podem ser calculados em conformidade com o disposto no item 5.5.2. Em países nos quais o consumo de energia elétrica tem permanecido estável (como acontece atualmente em diversos países desenvolvidos), um alívio de 190 kW no alimentador não traria benefício econômico, tendo em vista que não haveriam novos consumidores que poderiam se apropriar da capacidade remanescente do sistema nesse caso. No entanto, em mercados emergentes, a entrada de novos consumidores pode implicar na necessidade de investimentos adicionais de expansão de rede e, nesse caso, a redução da potência máxima atendida pelo alimentador em

virtude da GDFV contribuiria para permitir a alocação desses consumidores sem necessidade de reforço ou melhoria na rede.

Apesar de o efeito da GDFV na potência máxima atendida pelo alimentador sob qualquer das políticas ser semelhante para baixos níveis de penetração (a diferença entre as políticas para níveis de penetração inferiores a 50% é estatisticamente não significativa), os resultados mostram que, para níveis elevados de penetração (acima de 50%), a inserção de novas plantas de geração distribuída leva a um aumento na capacidade máxima de potência que deve ser atendida pelo alimentador. Isso acontece devido ao fato de que o novo horário de ponta do sistema passaria a acontecer nos horários de maior produção de energia elétrica (por volta de meio-dia) e o sistema seria utilizado, nesses horários, para exportação do excedente de geração.

Observa-se ainda que para altas quantidades de geração solar, políticas que incentivam o surgimento de sistemas de maior porte (Quota e *Net Metering* Virtual) implicam em menor aumento da capacidade total do alimentador do que gerações de pequeno porte (*feed in* e *net metering*).

A explicação para esse fenômeno envolve a análise de perdas. Quando o nível de penetração é elevado, o momento em que circular a maior potência pelo alimentador passa a ser durante o pico de geração. Como, nesse momento, as perdas em termos de potência são maiores para as políticas que incentivam geração de tamanho mais elevado, a potência que chegará a circular pelo tronco do alimentador será menor para essas políticas. Logo, o aumento na capacidade do sistema para políticas que incentivam GD de maior porte será menor que o aumento provocado pelas políticas que levam ao surgimento de sistemas menores. Ressalta-se que a análise aqui apresentada é das perdas em termos de **potência** ocorridas no momento de maior carregamento do alimentador e não das perdas em termos de **energia** tratadas na seção 6.3.3.1.

Por fim, nota-se também, da Figura, que o impacto negativo (decorrente do aumento da potência máxima a ser atendida pelo alimentador para altos níveis de penetração de GDFV) é superior ao benefício de redução causado pelas primeiras plantas fotovoltaicas. Com efeito, para uma política de *net metering*, enquanto a redução máxima da potência de pico do sistema ocasionada é de apenas 6,7% da demanda máxima sem GDFV (para um nível de penetração

em torno de 45%), a geração solar pode ocasionar uma elevação na capacidade a ser atendida pelo alimentador em mais de 123% da potência original (para penetração próxima a 100%).

Essa análise mostra que, embora o efeito na postergação de investimentos devido à GDFV seja pequeno, essa geração, quando em quantidade elevada, pode implicar na necessidade de investimentos adicionais na capacidade do sistema elevados.

6.3.3.3 Tensão

A Figura 6.11 mostra o resultado das simulações de impacto da GDFV nos níveis de tensão das barras com carga do alimentador estudado.

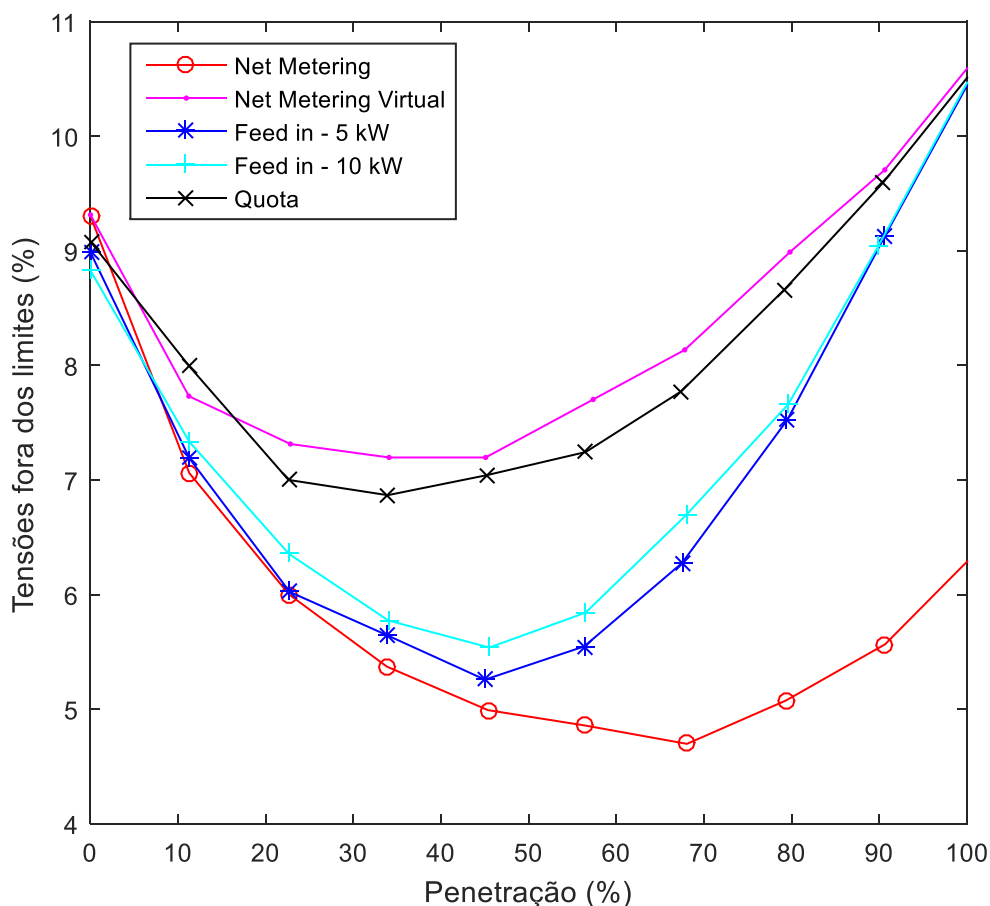


Figura 6.11 – Porcentagem diária média de tensões fora dos limites regulamentares ($\pm 5\%$) no alimentador TG01 em função do nível de penetração de GDFV.

Primeiramente, ressalta-se a presença de algumas imprecisões nos dados, devidas ao erro admitido quando da definição do Coeficiente de Variação. Por exemplo, no caso base (sem a

presença de GDFV), a quantidade de tensões fora dos limites em todas as políticas deveria ser idêntica, o que não se verifica no gráfico. Esses erros acontecem em virtude do CV que, para esse caso, variou entre 1,66% e 1,71%, conforme Tabela 6.18. Essas imprecisões poderiam ser facilmente corrigidas por meio do aumento no número máximo de simulações e da diminuição do CV máximo. Todavia, alterações no algoritmo dessa natureza levariam a um aumento no tempo de processamento computacional, que pode ser relevante. No entanto, para o caso da tensão, como apresentado na seção seguinte, o peso desse impacto em termos financeiros em relação aos demais é significativamente inferior. Dessa forma, um aumento na precisão desses resultados levaria a modificações nos valores finais muito inferiores ao erro de 1%. Assim sendo, optou-se por manter a quantidade de simulações limitada em 1.000, admitindo-se, para alguns casos, um CV ligeiramente superior a 1%.

O efeito das diferentes políticas de incentivo à GDFV no perfil de tensões é similar àquele verificado na análise do impacto da geração solar nas perdas do alimentador. *Net metering* mostrou-se como a política que mais contribui para a melhoria das tensões. Com relação às políticas de *feed in* e de quotas, percebe-se novamente que, quanto menor o tamanho de cada GD, melhor e a influência da geração total nas tensões às quais as unidades consumidoras estão submetidas. Cumpre também destacar que a adoção de uma política que permita a instalação de GDFV sem correlação com o consumo das residências e comércios do alimentador (*net metering* virtual) mostrou-se, de maneira geral, como a pior alternativa na melhoria dos níveis de tensão.

Por fim, a análise mostra que, para níveis de penetração próximos de 100%, apenas uma regulamentação do tipo *net metering* levaria a uma melhora nas tensões. O efeito de todas as demais políticas para essa quantidade de GDFV é bastante semelhante e todas no sentido de piora na qualidade.

6.3.4 Comparação entre os impactos

As variações dos impactos nas perdas, na capacidade e no perfil de tensões em relação ao caso base com penetração nula de GDFV (ΔP^{pen} , ΔCap^{pen} e ΔV^{pen}) foram calculadas de acordo com as equações (5.13), (5.15) e (5.17) e, de posse desses valores, o valor monetário de cada impacto foi determinado em consonância com as equações (5.18), (5.19) e (5.21). Os resultados

para cada uma das políticas são apresentados na Tabela 6.19 (perdas), na Tabela 6.20 (capacidade) e na Tabela 6.21 (tensões).

Tabela 6.19 – Valor monetário dos impactos da GDFV nas perdas do alimentador TG01 em função do nível de penetração de GDFV.

Nível de Penetração	Perdas - P^{pen} (MWh/dia)				
	<i>Net metering</i>	<i>Net metering Virtual</i>	<i>Feed in 5 kW</i>	<i>Feed in 10 kW</i>	<i>Quota</i>
0%	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
11%	-R\$ 263.768,19	-R\$ 10.942,53	-R\$ 241.643,31	-R\$ 226.403,29	-R\$ 74.384,75
23%	-R\$ 448.051,52	R\$ 70.619,09	-R\$ 370.565,83	-R\$ 341.614,60	-R\$ 39.185,17
34%	-R\$ 552.151,98	R\$ 237.464,70	-R\$ 392.593,98	-R\$ 364.487,40	R\$ 47.450,51
45%	-R\$ 564.323,85	R\$ 481.127,42	-R\$ 342.376,11	-R\$ 279.751,76	R\$ 244.429,11
56%	-R\$ 510.959,55	R\$ 819.636,56	-R\$ 191.756,95	-R\$ 114.504,18	R\$ 514.491,32
68%	-R\$ 358.728,35	R\$ 1.172.954,34	R\$ 46.921,89	R\$ 135.426,15	R\$ 839.600,98
79%	-R\$ 90.802,22	R\$ 1.684.909,66	R\$ 372.684,26	R\$ 485.472,06	R\$ 1.285.435,37
91%	R\$ 267.953,90	R\$ 2.216.297,25	R\$ 772.025,61	R\$ 863.602,08	R\$ 1.832.617,26
101%	R\$ 705.882,22	R\$ 2.751.304,50	R\$ 1.245.001,55	R\$ 1.363.917,25	R\$ 2.407.889,83

Tabela 6.20 – Valor monetário dos impactos da GDFV na capacidade máxima de atendimento do alimentador TG01 em função do nível de penetração de GDFV.

Nível de Penetração	Capacidade - Cap^{pen} (MW)				
	<i>Net metering</i>	<i>Net metering Virtual</i>	<i>Feed in 5 kW</i>	<i>Feed in 10 kW</i>	<i>Quota</i>
0%	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
11%	-R\$ 43.679,24	-R\$ 49.140,27	-R\$ 39.162,41	-R\$ 31.317,47	-R\$ 33.811,44
23%	-R\$ 74.934,64	-R\$ 82.803,15	-R\$ 70.858,78	-R\$ 49.462,70	-R\$ 79.944,83
34%	-R\$ 105.001,56	-R\$ 116.011,47	-R\$ 98.705,68	-R\$ 84.603,65	-R\$ 101.548,22
45%	-R\$ 122.489,27	-R\$ 127.882,77	-R\$ 125.247,60	-R\$ 132.842,62	-R\$ 102.005,26
56%	R\$ 118.758,15	-R\$ 46.989,16	R\$ 50.245,40	R\$ 73.822,42	-R\$ 16.611,94
68%	R\$ 648.569,97	R\$ 445.733,60	R\$ 599.910,94	R\$ 567.282,45	R\$ 497.501,41
79%	R\$ 1.112.047,40	R\$ 965.669,77	R\$ 1.208.324,55	R\$ 1.185.698,91	R\$ 1.016.056,07
91%	R\$ 1.677.340,63	R\$ 1.515.850,20	R\$ 1.754.846,43	R\$ 1.724.189,32	R\$ 1.609.051,31
101%	R\$ 2.244.357,38	R\$ 1.917.773,10	R\$ 2.253.991,45	R\$ 2.204.571,86	R\$ 2.070.408,67

Tabela 6.21 – Valor monetário dos impactos da GDFV nos níveis de tensão do alimentador TG01 em função do nível de penetração de GDFV.

Nível de Penetração	Tensão - V^{pen} (%)				
	<i>Net metering</i>	<i>Net metering Virtual</i>	<i>Feed in 5 kW</i>	<i>Feed in 10 kW</i>	<i>Quota</i>
0%	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
11%	-R\$ 12.698,86	-R\$ 8.954,97	-R\$ 10.173,56	-R\$ 8.452,55	-R\$ 6.166,00
23%	-R\$ 18.690,65	-R\$ 11.317,85	-R\$ 16.768,96	-R\$ 13.990,88	-R\$ 11.774,65
34%	-R\$ 22.256,27	-R\$ 11.982,85	-R\$ 18.921,48	-R\$ 17.282,83	-R\$ 12.528,19
45%	-R\$ 24.404,81	-R\$ 11.983,15	-R\$ 21.103,81	-R\$ 18.616,69	-R\$ 11.544,81
56%	-R\$ 25.165,88	-R\$ 9.120,36	-R\$ 19.461,81	-R\$ 16.891,49	-R\$ 10.397,45
68%	-R\$ 26.068,85	-R\$ 6.669,20	-R\$ 15.348,16	-R\$ 12.096,16	-R\$ 7.399,00
79%	-R\$ 23.929,26	-R\$ 1.838,84	-R\$ 8.283,28	-R\$ 6.588,25	-R\$ 2.370,99
91%	-R\$ 21.148,79	R\$ 2.222,36	R\$ 810,46	R\$ 1.214,58	R\$ 2.910,92
101%	-R\$ 16.442,15	R\$ 7.979,80	R\$ 9.252,43	R\$ 11.011,39	R\$ 9.283,69

O somatório do valor monetário de todos os impactos técnicos calculados resulta numa quantificação do efeito final da inserção de GDFV sob cada uma das políticas em estudo. Essa quantificação é mostrada na Tabela 6.22 e, de maneira gráfica, na Figura 6.12.

Tabela 6.22 – Somatório dos impactos da GDFV no alimentador TG01 em função do nível de penetração de GDFV referentes ao período de 25 anos trazidos para valor presente.

Nível de Penetração	Soma dos impactos				
	<i>Net metering</i>	<i>Net metering Virtual</i>	<i>Feed in 5 kW</i>	<i>Feed in 10 kW</i>	<i>Quota</i>
0%	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
11%	-R\$ 320.146,28	-R\$ 69.037,77	-R\$ 290.979,29	-R\$ 266.173,31	-R\$ 114.362,20
23%	-R\$ 541.676,81	-R\$ 23.501,91	-R\$ 458.193,56	-R\$ 405.068,18	-R\$ 130.904,64
34%	-R\$ 679.409,81	R\$ 109.470,38	-R\$ 510.221,14	-R\$ 466.373,87	-R\$ 66.625,90
45%	-R\$ 711.217,93	R\$ 341.261,50	-R\$ 488.727,52	-R\$ 431.211,06	R\$ 130.879,03
56%	-R\$ 417.367,27	R\$ 763.527,03	-R\$ 160.973,36	-R\$ 57.573,25	R\$ 487.481,93
68%	R\$ 263.772,77	R\$ 1.612.018,74	R\$ 631.484,67	R\$ 690.612,45	R\$ 1.329.703,39
79%	R\$ 997.315,92	R\$ 2.648.740,59	R\$ 1.572.725,53	R\$ 1.664.582,72	R\$ 2.299.120,44
91%	R\$ 1.924.145,73	R\$ 3.734.369,81	R\$ 2.527.682,49	R\$ 2.589.005,98	R\$ 3.444.579,48
101%	R\$ 2.933.797,45	R\$ 4.677.057,40	R\$ 3.508.245,43	R\$ 3.579.500,50	R\$ 4.487.582,19

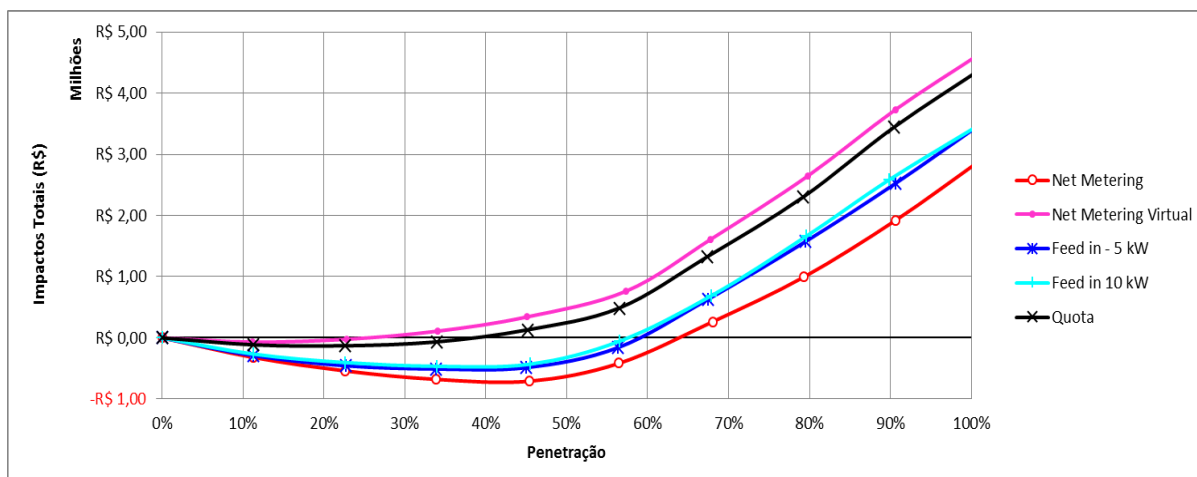


Figura 6.12 - Somatório dos impactos da GDFV no alimentador TG01 em função do nível de penetração de GDFV.

Por meio da Tabela 6.11 e da Figura 6.612, verifica-se que, para todos os níveis de penetração de GDFV, as políticas estudadas podem ser assim ranqueadas de acordo com a ordem de preferência em relação aos impactos na rede que elas causam:

- 1º. *Net metering*
- 2º. *Feed in* pequena (5 kW)
- 3º. *Feed in* média (10 kW)
- 4º. Quotas
- 5º. *Net metering* virtual

A Figura 6.612 mostra que a política de *net metering* é a que induz a instalação de GDFV da maneira a se obter maiores benefícios técnicos. A partir do caso base, sem geração distribuída, e à medida que o nível de penetração avança até cerca de 45%, os benefícios provocados pela geração majoram-se com o aumento da quantidade de GDFV. Os resultados mostram que apenas níveis muito elevados de penetração (a partir de 65%) levam a impactos negativos superiores aos impactos positivos da GDFV quando inserida por meio de uma política de *net metering* pura. Por outro lado, políticas que incentivam a presença de sistemas de maior porte e com tamanho menos atrelado ao consumo local não levam a benefícios tão pronunciáveis e implicam em custo para a sociedade com baixos níveis de penetração. Por exemplo, para o caso da política de *net metering* virtual (para a qual o tamanho da GD foi definido como aleatório variando de 0 a 100 kW), níveis de penetração ligeiramente superiores a 20% já implicam em mais custos que benefícios. Para o alimentador utilizado nos testes, esse percentual seria alcançado com pouco mais de 2 MW de GDFV.

Essas constatações podem servir de alerta aos tomadores de decisão no sentido de optarem sempre por políticas que levem à maior pulverização dos sistemas de modo a tornar a regulamentação mais sustentável em longo prazo. A título de comparação, os impactos negativos provocados por 3 MW de GDFV instalada sob uma política de *net metering* virtual são equivalentes aos impactos causados por 5,7 MW de GDFV instalada de acordo com uma política de *net metering* pura. Admitindo-se uma taxa constante de crescimento da GDFV, essa constatação indicaria que a segunda política poderia ser adotada por quase o dobro do tempo que a primeira.

Outra verificação importante é que, de maneira contrária ao observado no alimentador simplificado, não há troca na ordem de prioridade das políticas ao longo do nível de penetração. A política de *net metering* é a que implica em maiores benefícios técnicos à rede, seguida das tarifas *feed in* de 5 kW e 10 kW, das quotas e, por fim, do *net metering* virtual. Esses resultados mostram que, quanto mais aderente ao consumo local e quanto menor o tamanho relativo de cada microssina, maiores são os benefícios que esta geração aporta para a rede.

Os resultados permitem ainda quantificar o benefício por unidade de potência de GDFV instalada. Para tanto, a Tabela 6.23 mostra, para cada nível de penetração, o valor presente do impacto da geração solar em virtude de uma política de *net metering* e a potência total instalação em cada um dos níveis. A simples divisão dessas duas colunas mostra o impacto causado por cada kW de GDFV instalado.

Tabela 6.23 – Impacto da inserção de 1 kW adicional de GDFV de acordo com uma política de *net metering* para cada nível de penetração.

Nível de Penetração (%)	Impacto Total da GDFV (R\$)	Potência total instalada (MW)	Impacto unitário da GDFV (R\$/kW)
0%	R\$ 0,00	0	–
11%	-R\$ 320.146,28	1	R\$ 320,15
23%	-R\$ 541.676,81	2	R\$ 270,84
34%	-R\$ 679.409,81	3	R\$ 226,47
45%	-R\$ 711.217,93	4	R\$ 177,80
56%	-R\$ 417.367,27	5	R\$ 83,47
68%	R\$ 263.772,77	6	R\$ 43,96
79%	R\$ 997.315,92	7	R\$ 142,47
91%	R\$ 1.924.145,73	8	R\$ 240,52
101%	R\$ 2.933.797,45	9	R\$ 325,98

Nota-se que os primeiros sistemas solares instalados contribuem significativamente mais para a rede que os demais. Esses valores podem ser utilizados como uma forma de incentivo adicional à instalação dos primeiros sistemas. Assim, uma política poderia ser estabelecida de modo que os primeiros 1 MW de sistemas receberiam R\$ 320,15 por kW instalado. Nesse caso, um consumidor que fosse instalar, em sua residência, um sistema de 4 kW, poderia receber, a título de auxílio devido ao benefício social que seu sistema acarreta, uma quantia de R\$ 1.280,59. Esse tipo de política permitiria o desenvolvimento da GDFV sem aplicação de subsídios, tendo em vista que o aporte governamental à instalação de cada sistema seria num valor equivalente ao benefício financeiro que este sistema traria para a sociedade com relação ao seu impacto nas redes de distribuição de energia elétrica.

Por outro lado, à medida que novos sistemas são incorporados à rede, essa nova geração pode causar custos adicionais ao sistema e, nesse contexto, deveriam ser responsabilizadas por seu impacto. Nesse caso, por exemplo, quando o nível de penetração estiver em torno de 90%, o consumidor que desejasse instalar GDFV deveria ter que pagar aos demais consumidores uma taxa de mais de R\$ 240,00 por kW instalado.

Apesar de os impactos técnicos da GDFV resumidos nas Figuras 6.9 a 6.11 independerm dos valores utilizados para fins monetários, os resultados dos impactos de cada unidade de potência instalada sofrem forte variação a depender dos preços utilizados para quantificação das perdas, da capacidade e da tensão. Nessa perspectiva, o benefício auferido em R\$ 320,15/kW para os primeiros sistemas instalados variaria com a utilização de outros patamares de preços. A seção 6.3.5 apresenta uma análise de sensibilidade, visando permitir uma avaliação do grau de dependência desses resultados aos dados de entrada do modelo de monetização.

6.3.5 Análise de Sensibilidade

Com o objetivo de determinar a relativa importância de cada impacto técnico no resultado final apresentado na Tabela 6.23, bem como sua robustez frente a variações nos dados utilizados para fins de monetização de cada um dos fatores (perdas, capacidade e tensão), realizou-se uma análise de sensibilidade, variando-se cada parâmetro individualmente (método OFAT).

A Figura 6.13 apresenta a variação do impacto final, em reais, da inserção de 1 kW sob a política de *net metering* para diferentes níveis de penetração. Em cada um dos casos mostrados na figura, variaram-se as grandezas utilizadas na monetização dos impactos técnicos em 50% para mais e para menos.

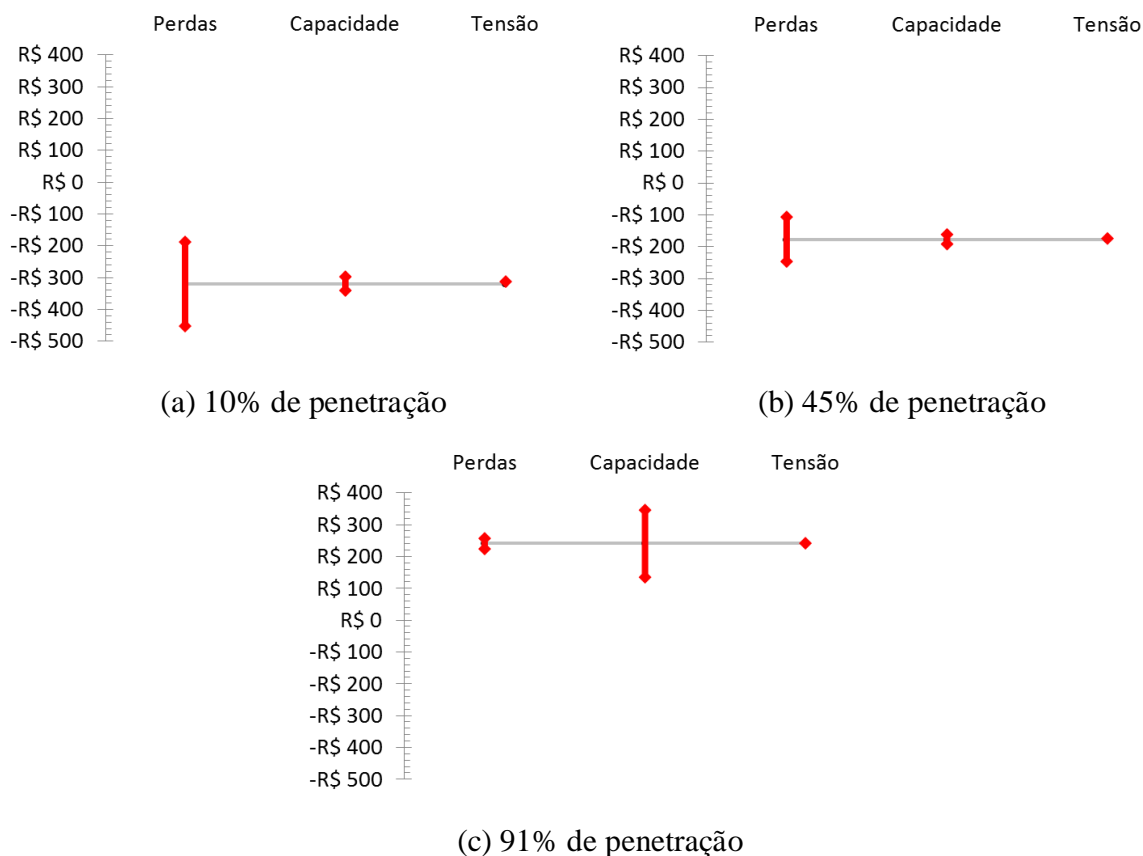


Figura 6.13 – Variação do impacto final da GDFV por kW instalado segundo uma política de *net metering* conforme o nível de penetração frente à alteração em $\pm 50\%$ dos valores utilizados para monetizar os impactos de perdas, capacidade e tensão.

Da Figura 6.13 (a) pode-se perceber que a economia provocada pelos primeiros sistemas instalados, calculada em R\$ 320,15/kW seria de apenas R\$ 188,26 caso o preço do *mix* de compra de energia (utilizado para calcular a economia devido à redução de perdas provocada pela GDFV) fosse 50% inferior ao utilizado nos cálculos. Por outro lado, na hipótese de esse preço ser 50% superior àquele considerado, a economia aportada por cada kW de GDFV chegaria a R\$ 452,03. Nota-se, ainda, que uma variação de $\pm 50\%$ no custo marginal de expansão (utilizado para monetizar o impacto da GDFV na capacidade do sistema) implicaria numa alteração pequena no resultado final, mostrando que as perdas foram o principal motivador da economia aportada pela geração distribuída. De maneira semelhante, variações

na TUSD (considerada na valoração do efeito da geração no perfil de tensões) provoca uma variação inferior a 2% no resultado final.

À medida que o nível de penetração aumenta (Figura 6.13 (b)), verifica-se uma diminuição no efeito que variações nos parâmetros de entrada provocam no resultado final, mas é possível identificar ainda que as perdas continuam sendo o fator preponderante. Para altas quantidades de GDFV (Figura 6.13 (c)), o impacto final que a inserção de um kW de geração provoca na rede passa a variar mais com alterações na quantificação da capacidade máxima do alimentador, indicando que, nesse caso, as perdas e as tensões não possuem tanta influência no resultado.

Uma possível consideração alternativa para o caso das perdas seria de que a energia “não perdida” em virtude da presença de GDFV impactaria em todo o espectro da distribuição e, por esse motivo, deveria ser faturada pelo custo final aos consumidores do Grupo B daquela energia (soma das componentes TUSD e TE em R\$/MWh). Para simular essa situação, foram considerados os valores de TUSD e TE adotados neste trabalho de, respectivamente, R\$ 205,24/MWh e R\$ 183,76/MWh. Nesse caso, a GDFV sob uma política de *net metering* implicaria em benefícios à rede da ordem de R\$ 614,75/kW para os primeiros sistemas instalados. Isso implica dizer que, considerando-se o custo de R\$ 6.500,00/kWp instalado, os benefícios da GDFV na rede somariam quase 10% de seu custo total. Aqui, cumpre destacar que, evidentemente, o principal benefício da geração é valorado por sua própria produção de eletricidade, que não é considerada neste estudo, visto que a quantidade de energia produzida independe da política adotada, ou seja, de sua localização relativa no alimentador e do tamanho de cada sistema (caso a potência total seja constante). No entanto, a presente análise deixa claro que os benefícios técnicos adicionais provocados por essa geração não são negligenciáveis. Num nível de penetração próximo a 45% de GDFV inserida sob uma política de *net metering*, por exemplo, os benefícios totais da geração atingiriam a marca de R\$ 711 mil para um único alimentador.

6.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente capítulo cuidou de aplicar o método proposto a um alimentador simplificado e a um alimentador real (completo) com o objetivo de comparar diversas políticas de suporte à GDFV.

A comparação levou em consideração três dos principais impactos causados pela GDFV que se instalaria na rede conforme cada uma das políticas adotadas: alteração nas perdas de energia elétrica, aumento ou redução da capacidade de atendimento à demanda de pico do alimentador e modificações nos níveis de tensão de fornecimento às unidades consumidoras.

Para realizar os cálculos desses impactos, foram consideradas as incertezas (probabilidades) relativas aos patamares de consumo e às curvas de carga das instalações, assim como aquelas inerentes à irradiação solar no local de instalação da geração.

Os resultados da aplicação do método para um alimentador completo e cinco políticas de incentivo à GDFV diferentes demonstraram a seguinte ordem de preferência com relação ao impacto provocado nas redes: *net metering*, *feed in* de 5 kW, *feed in* de 10 kW, quotas e *net metering* virtual.

Adicionalmente, os dados obtidos mostram que, para baixos níveis de penetração (inferiores a 20%), o impacto da GDFV instalada sob qualquer uma das políticas analisadas é positivo: houve redução de perdas, diminuição da demanda de pico do alimentador e melhoria no perfil de tensões de atendimento às unidades consumidoras.

Já para níveis de penetração entre 30% e 60% (média penetração), apenas as políticas de *net metering* e *feed in* (pequena e média) mostraram-se capazes de aportar benefícios para a rede. A inserção dessa mesma quantidade de GDFV sob políticas de quotas ou de *net metering* virtual leva o sistema a situações piores do que aquela verificada sem geração distribuída: as inversões no fluxo de potência da rede provocadas pelas microusinas fazem com que elas impliquem em custos adicionais ao sistema.

Na presença de elevados níveis de penetração (entre 60% e 100%), a grande quantidade de sistemas solares fotovoltaicos causa impactos negativos à rede sob qualquer uma das políticas estudadas: aumentam-se as perdas devido à circulação de energia da geração de volta para a subestação, os picos de geração que acontecem por volta do meio-dia implicam em picos do sistema maiores que aqueles originalmente causados pelas cargas e os níveis de tensão começam a se elevar acima dos limites regulatórios.

O resultado da aplicação do método proposto permite então concluir que, para o alimentador analisado, as políticas de incentivo à geração solar devem ser acompanhadas por estudos de AIR, atentando-se para eventuais mudanças nas condições e impactos negativos que possam ocorrer a partir da evolução na quantidade de GDFV. Nesse sentido, o tomador de decisão precisaria reavaliar a conveniência de continuidade da política previamente estabelecida.

7 CONCLUSÕES

7.1 ASPECTOS GERAIS

Esta tese propôs um método robusto que permite identificar o tipo de política de incentivo à geração solar que implica em maiores benefícios técnicos para as redes de distribuição de energia elétrica, em decorrência da motivação e da relevância apresentadas no Capítulo 1.

De forma a fazer um panorama do cenário atual sobre o assunto, o Capítulo 2 exibiu uma descrição detalhada dos principais impactos advindos da inserção de GDFV nas redes e mostrou as lacunas existentes na literatura que tornam necessário o estabelecimento de um método que quantifique os impactos da GDFV de acordo com diferentes formas de inserção dessa geração na rede. Além disso, a revisão bibliográfica mostrou que três impactos da geração solar na rede têm maior relevância e condições de serem objetivamente quantificados: (i) mudanças no perfil de perdas técnicas, (ii) alterações da capacidade de atendimento à potência de pico nas redes e (iii) variações na tensão de fornecimento às unidades consumidoras.

De maneira complementar, o Capítulo 3 apresentou um diagnóstico das políticas de incentivo à geração solar distribuída, dando ênfase aos modelos de *net metering* (medição líquida da energia gerada e da energia consumida), de tarifas *feed in* (tarifas específicas pagas aos consumidores que instalam GDFV) e de quotas (estabelecimento de valores mínimos locais ou regionais de energia que deverão ser provenientes de GDFV).

Como o método que se pretendia desenvolver pressupõe que os sistemas de geração solar são instalados em tamanhos e locais diferentes quando incentivados por políticas diferentes, foi realizada uma análise comparativa entre as políticas adotadas em quatro países (Reino Unido, Alemanha, Brasil e Estados Unidos) e a forma como a GDFV se desenvolveu nessas nações (Capítulo 4). Os resultados mostraram que, apesar de não determinar especificamente as características de todos os sistemas de geração instalados, as formas de regulação existentes

têm amplo potencial de induzir quais serão as características da maior parte dos sistemas conectados às redes.

A comprovação da hipótese de que a regulação tem impacto direto no desenvolvimento do mercado permitiu então a proposição, no Capítulo 5, do método que objetiva encontrar, dentre diferentes formas de suporte à GDFV, aquela que implica em maiores impactos técnicos positivos. Para tanto, calculam-se primeiramente os impactos que a geração solar descentralizada causa na rede de acordo com cada uma das políticas, utilizando-se técnicas de simulações de Monte Carlo e fluxo de potência que consideram as incertezas e probabilidades intrínsecas às cargas e à geração solar. Depois de quantificados esses impactos, avalia-se a sensibilidade dos resultados frente a variações nos valores utilizados para monetizar os impactos da GDFV.

A análise da aplicação do método em um alimentador simplificado foi apresentada na primeira parte do Capítulo 6 e os resultados indicaram que, para baixos níveis de penetração, esquemas de incentivo regulatório do tipo *net metering*, que provocam o surgimento de GDFV de tamanho proporcional ao consumo das unidades consumidoras, implicam em maiores benefícios para a rede elétrica do que regulações do tipo tarifa *feed in*. À medida que o nível de penetração aumenta, contudo, o cenário se inverte e a forma de incentivo mais adequada passa a ser aquela na qual a geração solar será instalada de maneira independente do consumo das residências e comércios conectados à rede analisada (tarifa *feed in*). Ao serem submetidos a exames de sensibilidade, os resultados mostraram-se constantes mesmo para grandes variações nos pesos atribuídos a cada impacto.

O método foi em seguida aplicado a um alimentador completo situado em Brasília que atende a unidades consumidoras comerciais e residenciais. Foram adotadas as curvas de carga e os patamares de consumo específicos da área de concessão e níveis de irradiação solar locais. Cinco políticas de incentivo foram avaliadas: (i) *net metering* – política que estimula que os consumidores instalem GDFV com tamanho proporcional ao seu consumo local; (ii) *net metering* virtual – que implicaria em sistemas com tamanho aleatório variando entre 0 e 100 kW; (iii) *feed in* de potência baixa – que incentiva o surgimento de sistemas de 5 kW; (iv)

feed in de potência média – que estimula o aparecimento de geração solar de 10 kW; e (v) quotas – considerando que essa política levaria à instalação de sistemas maiores, de 50 kW.

Os resultados indicam que a política de *net metering* implica em maiores benefícios técnicos para a rede que qualquer outra política de incentivo, independentemente do nível de penetração de GDFV. As políticas de *feed in* (de 5 e de 10 kW) e de quota levam à instalação de GDFV de forma a se obter benefícios, porém em menor magnitude. Por fim, a política de *net metering* virtual mostrou-se como a menos capaz – dentre as formas de incentivo à GDFV analisadas – de extrair benefícios técnicos da geração solar fotovoltaica.

Além de permitir a escolha da política que potencializa os benefícios técnicos para a rede elétrica, o método permitiu também quantificar os impactos da GDFV para cada nível de penetração. Considerando-se a aplicação de uma política de *net metering*, os primeiros sistemas instalados proporcionariam um benefício de mais de 320,00 R\$/kW instalado. Esse valor reduz-se à medida que mais geração distribuída é conectada ao alimentador e, após atingido o patamar de 65% de penetração, a conexão de GDFV implica no aumento dos custos totais para a rede: a geração distribuída adicional será mais prejudicial do que benéfica para a rede de distribuição. Se as mesmas quantidades de GDFV fossem instaladas sob uma política de *net metering* virtual, o benefício apresentado pelas primeiras microusinas seria de apenas R\$ 69,00 e a geração passaria a ser prejudicial para o sistema a partir de níveis de penetração inferiores a 30%. Esses resultados demonstram o grau de preferência que a política de *net metering* pura tem sobre uma política que incentive sistemas em tamanhos aleatórios.

Essas conclusões podem ser utilizadas, após aplicação do método a uma quantidade significativa de alimentadores, para subsidiar eventuais alterações nas políticas de incentivo à GDFV. Em particular, no Brasil as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica serão revisadas até o fim de 2019 e o atual modelo em vigor, que permite diversas formas de *net metering* virtual, poderia ser revisado para eventualmente se adaptar a um modelo de *net metering* puro, extraíndo assim maiores benefícios da geração distribuída.

Portanto, o método desenvolvido permite determinar a melhor política de incentivo à GDFV para se alcançar mais benefícios técnicos, ao tempo em que quantifica o impacto da geração

solar sob diferentes cenários, embasando os tomadores de decisão na escolha de políticas que atribuam aos consumidores que instalem GDFV os benefícios ou os custos advindos da energia que injetarem.

A escolha de uma política envolve diversos outros fatores que não são abordados neste trabalho, tais como: impactos ambientais, geração de empregos, desenvolvimento da indústria local e regulamentações preexistentes. Todavia, o método aqui desenvolvido permite quantificar os impactos técnicos e traduzi-los em termos econômicos de forma a servir de subsídio complementar aos tomadores de decisão na escolha de políticas apropriadas para que a geração distribuída solar fotovoltaica possa contribuir de maneira mais otimizada para o desenvolvimento da sociedade.

7.2 RESUMO DAS PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

Desenvolveu-se um algoritmo que permite determinar os impactos da GDFV (redução de perdas, postergação de investimentos e melhoria dos perfis de tensão) para diferentes níveis de penetração, considerando-se as incertezas relacionadas aos patamares de consumo, às curvas de carga das unidades consumidoras e à irradiância solar da região.

Como aspecto fundamental, destaca-se que o cálculo dos impactos da GDFV na rede foi realizado com o emprego de valores probabilísticos relativos às características das unidades consumidoras e da geração solar. Essa abordagem aumenta consideravelmente a robustez do método na medida em que não se utilizam valores médios ou estimativas subjetivas dos patamares de consumo, das curvas de carga ou do comportamento da irradiação local. Em que pese a existência da abordagem de incertezas em alguns trabalhos de quantificação de impactos de GDFV presentes na literatura, nenhum dos estudos analisados utiliza essa técnica da maneira ampla e sistematizada proposta neste trabalho.

7.3 TRABALHOS FUTUROS

Nos processos de revisão tarifária atualmente realizados pela ANEEL, estão sendo consideradas as características dos alimentadores das concessionárias de distribuição de energia elétrica, com o intuito de calcular perdas técnicas por meio de análise do fluxo de potência nas redes. Os dados estão no formato utilizado pelo software OpenDss e, num futuro próximo, já estarão disponíveis para quase todas as distribuidoras do país (ANEEL, 2014a). Dessa forma, a aplicação do método proposto para um conjunto significativo de dados de alimentadores e distribuidoras diferentes levará à obtenção de resultados que possam ser generalizados. Para tanto, são necessários esforços no sentido de:

- a) coletar os dados de topologia dos alimentadores, irradiação solar, patamares de consumo e curvas de carga de cada distribuidora;
- b) avaliar a necessidade de utilização de valores estatísticos para as curvas de carga e para os patamares de consumo nos casos nos quais esses valores já sejam de conhecimento da distribuidora;
- c) avaliar a necessidade de utilização de valores estatísticos de irradiação diferenciados para cada estação do ano (sobretudo para localidades situadas em regiões de elevada latitude);
- d) estudar o comportamento probabilístico da irradiação solar a fim de verificar se a distribuição gaussiana é efetivamente a que melhor representa essa variável em cada momento do dia; e
- e) migrar o algoritmo computacional do Matpower para o OpenDss (podendo parte do algoritmo continuar a ser programada no MatLab®, que, para o cálculo do fluxo de potência, executaria o OpenDss). Essa migração, além de reduzir o tempo de simulação, permite uma modelagem mais exata da rede (redes trifásicas) e a adoção de modelos de representação das cargas diferentes do adotado neste trabalho (potência constante).

Uma outra linha de pesquisa, com viés mais econômico, poderia focar na obtenção de valores mais precisos para monetizar os impactos técnicos calculados por meio do método aqui proposto. Nessa perspectiva, sugere-se:

- a) avaliação de métodos de valoração das perdas que considerem, além do custo de compra da energia, os benefícios indiretos advindos da redução de circulação de eletricidade em virtude da redução das perdas;
- b) criação de modelos de valoração de investimentos específicos nas redes decorrentes do aumento na potência de pico dos alimentadores em função da conexão de GDFV, tais como eventuais ajustes nas proteções, trocas de transformadores e recondutoramentos;
- c) valoração dos investimentos necessários nas redes em virtude da modificação dos perfis de tensão provocado pela GDFV, considerando-se os custos de reguladores de tensão e transformadores com taps eventualmente existentes e sua eventual necessidade de substituição.

No que tange ao método proposto, destaca-se que estudos que considerem impactos adicionais da GDFV (como, por exemplo, questões relacionadas à qualidade da energia elétrica e à estabilidade dos sistemas) deveriam também ser realizados de modo a permitir sua futura quantificação e monetização, incorporando-os a análises semelhantes às aqui realizadas.

Por fim, importa ressaltar que os cenários propostos neste trabalho poderiam ser utilizados para quantificação dos efeitos da inserção da GDFV no faturamento das distribuidoras. Essa pesquisa focaria em quantificar os eventuais subsídios cruzados que cada política acarreta, estimando os impactos tarifários aos quais os demais consumidores estariam sujeitos. Esses estudos, em conjunto com uma análise mais abrangente (considerando-se diversos alimentadores de distribuidoras distintas) dos impactos técnicos aqui apresentados, permitiria traçar um perfil geral da GDFV, quantificando suas consequências nos mais variados aspectos (tanto técnicos quanto tarifários) e indicando que tipos de políticas poderiam levar ao crescimento da GDFV de maneira mais sustentável, em benefício da sociedade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Abdul Kadir, A.F., Mohamed, A. & Shareef, H., 2011. Harmonic impact of different distributed generation units on low voltage distribution system. Niagara Falls, ON, 2011. 2011 IEEE International Electric Machines & Drives Conference (IEMDC).

Adbullah, M.A., Muttaqi, K.M., Agalgaonkar, A.P. & Sutanto, D., 2013. Capacity deferral credit evaluation of renewable distributed generation. In *Industry Applications Society Annual Meeting*. Lake Buena Vista, FL, 2013. IEEE.

Allan, G. et al., 2015. The economics of distributed energy generation: A literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, (42), pp.543-58.

Anaya, K.L. & Pollit, M.G., 2015. Integrating distributed generation: Regulation and trends in three leading countries. *Energy Policy*, Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.04.017>.

ANEEL, 2010. *Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010*. Brasília-DF: Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANEEL, 2012a. *Nota Técnica nº 0068/2012–SRD/ANEEL*. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANEEL, 2012b. *Nota Técnica nº 169/2012-SRE-SRD/ANEEL*. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANEEL, 2012c. *PRODIST - Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição - Versão aprovada pela Resolução Normativa nº 517/2012*. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Brasília - DF: Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANEEL, 2012d. *Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012*. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

ANEEL, 2014a. *Nota Técnica nº 0104/2014-SRD/ANEEL*. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANEEL, 2014b. *Nota Técnica nº 0105/2014-SRD/ANEEL*. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANEEL, 2014c. *PRODIST - Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica - Revisão 6 - Versão aprovada pela Resolução Normativa nº 641/2014*. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANEEL, 2015a. *Espaço do Consumidor - Perdas de Energia - Agência Nacional de Energia Elétrica*. [Online] Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=801> [Acesso 28 abril 2015].

ANEEL, 2015b. *Nota Técnica nº 0101/2015–SRD/ANEEL*. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANEEL, 2015c. *Nota Técnica nº 211/2015-SGT/ANEEL*. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANEEL, 2015d. *PRODIST - Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição - Versão aprovada pela Resolução Normativa nº 655/2015*. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANEEL, 2016. *Registro de Micro ou Minigeradores Distribuídos*. [Online] Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/Excel/Micro_Minigeracao_ANEEL.xlsx [Acesso 08 abril 2016].

ANSI, 2011. *ANSI C84.1 - American National Standard for Electric Power Systems and Equipment – Voltage Ratings (60 Hertz)*. American National Standard. Rosslyn, VA: American National Standards Institute, Inc. American National Standards Institute, Inc.

ASU, 2014. *Energy Policy Innovation Council*. [Online] Disponível em: <https://energypolicy.asu.edu/wp-content/uploads/2014/01/Community-Virtual-and-Aggregate-net-metering-brief-sheet.pdf> [Acesso 02 agosto 2015].

Atwa, Y.M., El-Saadany, E.F., Salama, M.M.A. & Seethapathy, R., 2010. Optimal Renewable Resources Mix for Distribution System Energy Loss Minimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(1), pp.360-70.

AUSGRID, 2011. *Effect of small solar Photovoltaic (PV) systems on network peak demand*. [PDF Document] Disponível em: https://www.ausgrid.com.au/Common/About-us/Newsroom/Discussions/~/_media/Files/About%20Us/Newsroom/Discussions/Solar%20PV%20Research%20Paper.ashx [Acesso 10 junho 2015].

Balcombe, P., Rigby, D. & Azapagic, A., 2015. Environmental impacts of microgeneration: Integrating solar PV, Stirling. *Applied Energy*, 139(2015), pp.245-59.

Barker, P.P. & Mello, R.W.d., 2000. Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems. Seattle, WA, 2000. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 16-20 Jul 2000.

Bertini, D. et al., 2011. Hosting Capacity of Italian LV Distribution Networks. Frankfurt, 2011. 21st International Conference on Electricity Distribution - CIRED.

Bloomberg, 2014. *How are European utilities coping with distributed PV?* Bloomberg New Energy Finance.

Bollen, M., Schwaegerl, C. & Schmitt, S., 2007. Distributed Energy Resources and Waveform Distortion. Vienna, 2007. CIRED 19th International Conference on Electricity Distribution.

Bollen, M.H.J., Yang, Y. & Hassan, F., 2008. Integration of Distributed Generation in the Power System – A Power Quality Approach. Wollongong, NSW, 2008. 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power, 2008. ICHQP 2008..

BRASIL, 2015. *LEI Nº 13.169, de 6 de outubro de 2015*. Brasília, DF: Diário Oficial da República Federativa do Brasil.

Bundesnetzagentur, 2015. *Datenmeldungen und EEG-Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen [Dados mensais de novas instalações de sistemas FV e tarifas Feed-in atuais] (em alemão)*. [Online] Disponível em: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html [Acesso em Disponível em 5 maio 2015].

Burns, J.E. & Kang, J.-S., 2012. Comparative economic analysis of supporting policies for residential solar PV in the United States: Solar Renewable Energy Credit (SREC) potential. *Energy Policy*, (44), pp.217-25.

Campoccia, A., Dusonchet, L., Telaretti, E. & Zizzo, G., 2014. An analysis of feed'in tariffs for solar PV in six representative countries of the European Union. *Solar Energy*, (107), pp.530-42.

CENELEC, 2010. *EN 50160 Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems*. European Standard. Brussels: CENELEC Comité Européen de Normalisation Electrotechnique.

Clean Energy Regulator, 2015a. *Creating small-scale technology certificates*. [Online] Disponível em: <http://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/Scheme-participants-and-industry/Agents-and-installers/Small-scale-technology-certificates/Creating-small-scale-technology-certificates> [Acesso 1 julho 2015].

Clean Energy Regulator, 2015b. *Small-scale technology certificates*. [Online] Disponível em: <http://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/Scheme-participants-and-industry/Agents-and-installers/Small-scale-technology-certificates> [Acesso 1 julho 2015].

Clean Energy Regulator, 2015. *Creating small-scale technology certificates*. [Online] Available at: <http://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/Scheme-participants-and-industry/Agents-and-installers/Small-scale-technology-certificates/Creating-small-scale-technology-certificates> [Acesso 1 julho 2015].

Clean Energy Regulator, 2015c. *STC clearing house*. [Online] Disponível em: <http://www.cleanenergyregulator.gov.au/OSR/REC/STC-clearing-house> [Acesso 3 junho 2015].

Clean Energy Regulator, 2015. *Small-scale technology certificates*. [Online] Disponível em: <http://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/Scheme-participants-and-industry/Agents-and-installers/Small-scale-technology-certificates> [Acesso 1 julho 2015].

Clean Energy Regulator, 2015. *STC clearing house*. [Online] Disponível em: <http://www.cleanenergyregulator.gov.au/OSR/REC/STC-clearing-house> [Acesso 3 junho 2015].

CONFAZ, 2015. *CONVÊNIO ICMS 16, DE 22 DE ABRIL DE 2015*. Brasília, DF: Confaz Conselho Nacional de Política Fazendária.

CPUC, 2015. *California Renewables Portfolio Standard (RPS). California Public Utilities Commission (CPUC)*. [Online] Disponível em: <http://www.cpuc.ca.gov/renewables> [Acesso 19 maio 2015].

Daimon, 2012. *Relatório - Caracterização da Carga da CEB*. Relatório. Brasília: Daimon / CEB - Centrais Elétricas de Brasília.

DCLG, 2009. *Multi-criteria analysis: a manual*. London: Department for Communities and Local Government. Disponível em: http://eprints.lse.ac.uk/12761/1/Multi-criteria_Analysis.pdf.

DECC, 2011. *CHP Emission Reductions*. [Online] Disponível em: <http://chp.decc.gov.uk/cms/chp-emission-reductions/> [Acesso 20 junho 2011]. Department of Energy and Climate Change.

Demilly, F., Ninet, O. & Even, A., 2005. Numerical Tools and Models for Monte Carlo Studies of the Influence on Embedded Generation on Voltage Limits in LV Grids. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20(3), pp.2343-50.

Dusonchet, L. & Telaretti, E., 2015. Comparative economic analysis of support policies for solar PV in the most representative EU countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, pp.986-98.

EEX, 2016. *Certified Emission Reduction Futures. Global Environmental Exchange*. [Online] Disponível em: <https://www.eex.com/en/market-data/emission-allowances/derivatives-market/certified-emission-reductions-futures#!/2016/04/27> [Acesso 27 abril 2016].

Ellis, A., 2010. *Grid Operations and High Penetration PV*. Presentation. Tempe, Arizona: Utility/Lab Workshop on PV Technology and Systems Sandia National Laboratories.

Ellis, A., 2010. *Grid Operations and High Penetration PV*. Tempe, AZ: Utility/Lab Workshop on PV Technology and Systems - NREEL. Sandia National Laboratories.

Enslin, J.H.R. et al., 2003. Harmonic interaction between large numbers of photovoltaic inverters and the distribution network. Bologna, 2003. 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings (Volume:3).

EPE, 2014a. *Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos. NOTA TÉCNICA DEA 19/14*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética.

EPE, 2014b. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2023*. Rio de Janeiro, RJ: Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

EPIA, 2013. *Self Consumption of PV Electricity*. Position Paper. Brussels, Belgium: European Photovoltaics Industry Association.

EPIA, 2014. *Global Market Outlook For Photovoltaics 2014-2018*. ISBN 9789082228403. Brussels: European Photovoltaic Industry Association.

EPRI, E.P.R.I., 2010. *Choosing Electricity Generation Technologies: Generation Technology Reference Card*. EPRI. Disponível em <http://mydocs.epri.com/docs/CorporateDocuments/SectorPages/GEN/ReferenceCard.pdf>.

Farashbashi-Astaneh, S.M. & Dastfan, A., 2010. Optimal Placement and Sizing of DG for Loss Reduction, Voltage Profile Improvement and Voltage Sag Mitigation. In *International Conference on Renewable Energies and Power Quality - ICREPQ'10*. Granada, Spain, 2010.

Fraunhofer, 2008. *Evaluation of different feed-in tariff design options – Best practice paper for the International Feed-In Cooperation*. Energy Economics Group.

Fraunhofer, 2015. *Recent Facts about Photovoltaics in Germany*. Freiburg: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE.

Georgilakis, P.S. & Hatziargyriou, N.D., 2013. Optimal Distributed Generation Placement in Power Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), pp.3420-28.

Goodman, J., 2000. *Principles of Scientific Computing*. [Online] Disponível em: <http://www.cs.nyu.edu/courses/fall06/G22.2112-001/MonteCarlo.pdf> [Acesso 5 abril 2015].

Green Bank Academy, 2014. *Report: Green Bank Academy*. [Online] Disponível em: http://www.coalitionforgreencapital.com/uploads/2/5/3/6/2536821/green_bank_academy_report.pdf [Acesso 5 julho 2015].

Hoke, A., Buttler, R., Hambrick, J. & Kroposki, B., 2013. Steady-State Analysis of Maximum Photovoltaic Penetration Levels on Typical Distribution Feeders. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(2), pp.350-57.

IEA, 2008. *Deploying Renewables: Principles for Effective Policies*. Paris: International Energy Agency.

IEA, 2014. *Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy*. Paris: International Energy Agency.

IEA, 2015. *Photovoltaic Power Systems Programme - Annual Report 2014*. ISBN 978-3-906042-34-3. Disponível em <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=6>. IEA.

IEEE, 2003. *Std. 1457 - 2003 - Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems*. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

INMET, 2015. *Instituto Nacional de Meteorologia*. [Online] Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/> [Acesso 23 abril 2015].

Institute for Building Efficiency, 2010. *Feed-In Tariffs: A Brief History - August 2010*. [Online] Disponível em: <http://www.institutebe.com/energy-policy/feed-in-tariffs-history.aspx> [Acesso 5 dezembro 2013].

Jenkins, N., Ekanayake, J.B. & Strbac, G., 2010. *Distributed Generation*. London: The Institution of Engineering and Technology.

Juo, F. et al., 2014. Assessing the Transmission Expansion Cost With Distributed Generation: An Australian Case Study. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4), pp.1892 - 1904.

Krishna, T.M., Ramana, N.V. & Kamakshaiyah, S., 2013. A Novel Algorithm for the Loss Estimation and Minimization of Radial Distribution System with Distributed Generation. In 2013, 1.-1.A., ed. *International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS)*. Nagercoil, 2013. IEEE.

Kroposki, B., Sen, P.K. & Malmedal, K., 2013. Optimum Sizing and Placement of Distributed and Renewable Energy Sources in Electric Power Distribution Systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 49(6), pp.2741-52.

Lamin, H., 2013. *Análise de Impacto Regulatório da Implantação de Redes Inteligentes no Brasil*. Tese de Doutorado. Brasília, DF: UnB - Universidade de Brasília (Doutorado em Engenharia Elétrica).

Leite, D.R.V., 2013. *Medidores Eletrônicos: Análise de Viabilidade Econômica no Contexto das Redes Inteligentes*. Dissertação de Mestrado. Brasília, DF: Universidade de Brasília - UnB (Mestrado em Engenharia Elétrica).

Lenzen, M., 2008. Life cycle energy and greenhouse gas emissions of nuclear energy: A review. *Energy Conversion and Management* 49, pp.2178-99.

Liu, Y. et al., 2008. Distribution System Voltage Performance Analysis for High-Penetration PV. In *IEEE Energy 2030 Conference, 2008. ENERGY 2008. 17-18 Nov. 2008*. Atlanta, GA, 2008. IEEE.

Lopes, L.Z., 2011. *Alimentador Radial de Distribuição para Simulações de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica*. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica. Brasília, DF: UnB Universidade de Brasília - UnB.

Lopes, J.A.P. et al., 2007. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electric Power Systems Research*, 77(9), pp.1189-203.

Martinez, J.A. & Guerra, G., 2014. A Parallel Monte Carlo Method for Optimum Allocation of Distributed Generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(6), pp.2926-33.

MCTI, 2016. *Arquivos dos Fatores de Emissão - Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação*. [Online] Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/354444.html#ancora> [Acesso 11 abril 2016].

NREL, 2010. *A Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design*. Technical Report - NREL/TP-6A2-44849. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory - US Department of Energy.

NREL, 2013. *Regulatory Considerations Associated with the Expanded Adoption of Distributed Solar*. Technical Report NREL/TP-6A20-60613. Golden, CO: U.S. Department of Energy - Office of Energy Efficiency & Renewable Energy National Renewable Energy Laboratory.

NREL, 2015a. *SWERA*. [Online] Disponível em: <https://maps.nrel.gov/swera> [Acesso 08 junho 2015].

NREL, 2015b. *The Open PV Project - National Renewable Energy Laboratory*. [Online] Disponível em: <https://openpv.nrel.gov/search> [Acesso 20 julho 2015].

Ofgem, 2015a. *Feed-in Tariff Installation Report 31 December 2014*. [Online] (Publicado em 20 de janeiro de 2015) Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/feed-tariff-installation-report-31-december-2014> [Acesso 18 fevereiro 2015].

Ofgem, 2015b. *Tariff tables - FIT payment rate tables for photovoltaic and non-PV eligible installations*. [Online] Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/feed-tariff-fit-scheme/tariff-tables> [Acesso 10 julho 2015].

Oliva, S.J. & MacGill, I.F., 2011. Estimating the Economic Value of Distributed PV Systems in Australia. In *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Asia (ISGT)*. Perth, WA, 2011. IEEE.

ONU, 2000. *Nós, Os Povos - O Papel da Nações Unidas no Século XXI*. ISBN: 92-1-200245-5. New York, NY: Organização das Nações Unidas.

Pandi, V.R., Zeineldin, H.H. & Xiao, W., 2013. Determining Optimal Location and Size of Distributed Generation Resources Considering Harmonic and Protection Coordination Limits. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2), pp.1245-1254.

Pareja, L.A.G., 2009. *Fluxo de Potência em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Incertezas*. Tese de Doutorado. Ilha Solteira: UNESP Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho - UNESP (Doutorado em Engenharia Elétrica).

POST, 2006. *Carbon Footprint of Electricity Generation*. Postnote Number 268. London: Parliament Office of Science and Technology.

Quezada, V.H.M., Abbad, J.R. & San Román, T.G., 2006. Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(2), pp.533-40.

Ragwitz, M., 2013. *EU Renewable energy support schemes - Status quo and need for reform*. Presentation. Brussels, Belgium: Workshop in preparation of Commission review of EU Guidelines on State Aid for Environmental Protection Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI.

REN21, 2015. *Renewables 2015 Global Status Report*. Paris: REN21 Secretariat.

Renders, B. et al., 2008. Distributed Generation for Mitigating Voltage Dips in Low-Voltage Distribution Grids. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23(3), pp.1581-88.

Ropenus, S., Jacobsen, H.K. & Schroder, S.T., 2011. Network regulation and support schemes e How policy interactions affect the integration of ditributed generation. *Renewable Energy*, (36), pp.1949-56.

Sa'ed, J.A., Favuzza, S., Ippolito, M.G. & Massaro, F., 2013. Verifying the Effect of Distributed Generators on Voltage Profile, Power Losses and Protection System in Radial Distribution Networks. In 2013, 1.-1.M., ed. *4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*. Istanbul, Turkey, 2013. IEEE.

Saltelli, A., Ratto, M., Tarantola, S. & Campolongo, F., 2006. Sensitivity analysis practices: Strategies for model-based inference. *Reliability Engineering and System Safety - Elsevier*, (91), p.1109–1125.

Shayani, R.A., 2010. *Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição*. Tese de Doutorado. Brasília, DF: Universidade de Brasília - UnB (Doutorado em Engenharia Elétrica).

Shayani, R.A. & de Oliveira, M.A.G., 2011. Photovoltaic Generation Penetration Limits in Radial Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(3), pp.1625-31.

Stern, N., 2007. *The Economics of Climate Change - The Stern Review*. London: Cambridge University Press.

Stern, N., 2009. *A Blueprint for a Safer Planet*. London: Vintage Books.

The Guardian, 2012. *Global carbon trading system has 'essentially collapsed'*. [Online] Disponível em: <http://www.theguardian.com/environment/2012/sep/10/global-carbon-trading-system> [Acesso 27 abril 2016].

Thomson, M. & Infield, D.G., 2007. Impact of widespread photovoltaics generation on distribution systems. *IET Renewable Power Generation*, 1(1), pp.33-40.

Torquato, R., Shi, Q., Xu, W. & Freitas, W., 2014. A Monte Carlo Simulation Platform for Studying Low Voltage Residential Networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(6), pp.2766-76.

UK Gov., 2015. *Electricity Market Reform: Contracts for Difference*. [Online] Disponível em: <https://www.gov.uk/government/collections/electricity-market-reform-contracts-for-difference> [Acesso 22 maio 2015].

UK Gov, 2016. *Annual domestic energy bills*. [Online] Disponível em: <https://www.gov.uk/government/statistical-data-sets/annual-domestic-energy-price-statistics> [Acesso 08 abril 2016].

UNEP, 2012. *The Emissions Gap Report 2012 - A UNEP Synthesis Report*. Nairobi: United Nations Environment Programme (UNEP) Organização das Nações Unidas - ONU.

UNFCCC, 2006. “*Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources*”. ACM0002. 2006: CDM - Executive Board UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change.

US Congress, 1978. *U.S. Code Chapter 46 - Public Utility Regulatory Policies Act - PURPA*. Washington, DC: US Congress.

US DoE, 2010. *Data Access and Privacy Issues Related to Smart Grid Technologies*. Department of Energy, United States of America.

US DoE, 2015. *DSIRE - Database of State Incentives for Renewables & Efficiency - US Department of Energy. NC Clean Energy Technology Center - NC State University*. [Online] Disponível em: <http://www.dsireusa.org/> [Acesso 5 julho 2015].

Vieira, D., 2011. *Policies to Encourage the Sustainable Development of Brazilian Electricity System with Distributed Generation*. Dissertação de Mestrado. Cambridge, UK: University of Cambridge (Master of Philosophy in Engineering for Sustainable Development).

Watts, D., Valdés, M.F., Jara, D. & Watson, A., 2014. 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*, (41), pp.1037-51.

Willis, H.L., 2000. Analytical methods and rules of thumb for modeling DG-distribution interaction. In *Proceedings of the 2000 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*. Seattle, WA, 2000.

Wiser, R., Barbose, G. & Holt, E., 2011. Supporting solar power in renewables portfolio standards: Experience from the United States. *Energy Policy*, (39), pp.3894-905.

Zimmerman, R.D., Murillo-Sánchez, C.E. & Thomas, R.J., 2011. MATPOWER: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(1), pp.12-19.

Zio, E. et al., 2015. Monte Carlo simulation-based probabilistic assessment of DG penetration in medium voltage distribution networks. *Electrical Power and Energy Systems*, 61, pp.852-60.

APÊNDICE A: DETERMINAÇÃO DO IMPACTO DA INSERÇÃO DE GDFV NA REDUÇÃO DA EMISSÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA

Ao longo deste trabalho foram quantificados os impactos técnicos advindos da conexão de GDFV na rede elétrica sob diversas condições regulatórias diferentes. Contudo, é importante ter em conta as consequências da geração solar que extrapolem o âmbito técnico. Em particular, o suporte dessa fonte de energia na redução de emissão de gases de efeito estufa é amplamente reconhecido e, mais que isso, é utilizado como o principal motivador para o estabelecimento de subsídios à GDFV em alguns países. Nesse contexto, este Apêndice apresenta a metodologia de cálculo da redução na emissão de CO₂ provocada pela geração solar e a aplica ao alimentador real simulado no estudo de caso abordado na Seção 6.3.

A forma de determinação da quantidade evitada de CO₂ é determinada por meio de metodologia desenvolvida pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima – UNFCCC, conforme Eq. A.1 (UNFCCC, 2006).

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y \quad (A.1)$$

Onde:

BE_y: Emissões de base no ano y

PE_y: Emissões do projeto no ano y

L_y: Emissões de fuga

De acordo com as condições estabelecidas pelas Nações Unidas, o valor das emissões do projeto é considerado nulo (PE_y = 0) para sistemas de geração a partir de fontes renováveis, exceto geotérmica e hidráulica com reservatório. De maneira similar, as perdas de fuga não são consideradas para projetos de energia solar fotovoltaica (L_y = 0) (UNFCCC, 2006). O valor das emissões de base, por sua vez, é determinado conforme Eq. A.2.

$$BE_y = (EG_y - EG_{baseline}) * EF_y \quad (A.2)$$

Onde:

EG_y : Energia gerada pelo projeto no ano y

$EG_{baseline}$: Energia do projeto anterior no ano y

EF_y : Fator de emissão no ano y

Na Eq. A.2, a parcela referente à energia do projeto anterior ($EG_{baseline}$) só existe para os casos de modificação ou *retrofit* de usinas pré-existentes. Substituindo-se então a Eq. A.2 na Eq. A.1, obtém-se que a redução nas emissões em virtude da instalação de um projeto de energia solar fotovoltaica é determinada simplesmente pelo produto entre a energia gerada pelo sistema e o fator de emissões, conforme Eq. A.3.

$$ER_y = EG_y * EF_y \quad (A.3)$$

Por sua vez, a energia injetada pelo projeto na rede (EG_y) pode ser calculada de acordo com a fonte (no caso do presente trabalho, solar fotovoltaica) e com as características técnicas da geração, da maneira demonstrada na Eq. (5.3).

Já o fator de emissão (EF_y) é determinado em função das características do tipo de GD e do sistema elétrico no qual essa geração distribuída será conectada. A forma de cálculo do EF_y é mostrada na Eq. A.4.

$$EF_y = w_{OM} * EF_{OM,y} + w_{BM} * EF_{BM,y} \quad (A.4)$$

Onde:

EF_y : Fator de emissão de CO_2 por quantidade de energia gerada pela usina no ano y (t CO_2 /MWh)

w_{OM} : Fator de ponderação da margem de operação

$EF_{OM,y}$: Fator de emissão de CO_2 referente à margem de operação por quantidade de energia gerada pela usina no ano y (t CO_2 /MWh)

w_{BM} : Fator de ponderação da margem de construção

$EF_{BM,y}$: Fator de emissão de CO_2 referente à margem de construção por quantidade de energia gerada pela usina no ano y (t CO_2 /MWh)

O cálculo dos fatores de emissão de CO_2 referentes à margem de operação e de construção associados à geração de energia elétrica no SIN é realizado pelo Operador Nacional do Sistema

Elétrico – ONS conforme a Metodologia ACM0002 (UNFCCC, 2006) e disponibilizado pelo Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação em sua página na internet (MCTI, 2016).

Tendo em vista que o fator de emissão médio da margem de construção para o ano base de 2015 ainda não foi disponibilizado pelo MCTI, utilizou-se como base, nesta tese, o ano de 2014, cujos fatores de emissão encontram-se transcritos na Tabela A-1.

Tabela A-1 – Fatores de Emissão Médios Anuais (tCO₂/MWh). Fonte: (MCTI, 2016).

Margem de Operação ($EF_{OM,y}$)	Margem de Construção³⁶ ($EF_{BM,y}$)
0,2963	0,5837

Os valores de w_{OM} e de w_{BM} são escolhidos em função do tipo de geração que será integrada à rede elétrica. Para o caso de energia a partir de fonte solar fotovoltaica eles são fixados, respectivamente, em 0,75 e 0,25.

Substituindo-se os valores da Tabela A-1 na Eq. A.4, obtém-se o valor do fator de emissão do projeto:

$$EF_y = 0,75 * 0,2963 + 0,25 * 0,5837 = 0,3681$$

De posse desses dados, resta apenas o cálculo da energia gerada pelo projeto EG_y para cômputo da redução de emissões de gases de efeito estufa provocada pela GDFV da forma como estabelece a Eq. A.3.

Para o caso do alimentador TG01, a inserção de GDFV nos diferentes níveis de penetração implica na geração anual de energia elétrica conforme Tabela A-2.

³⁶ Obtido a partir da média dos fatores de emissão mensais.

Tabela A-2 – Energia gerada pela GDFV em cada nível de penetração.

Penetração	Potência total instalada (MW)	Energia anual média gerada EG_y (MWh)
0%	-	-
11%	1	1.514
23%	2	3.041
34%	3	4.538
45%	4	6.086
56%	5	7.576
68%	6	9.129
79%	7	10.645
91%	8	12.165
101%	9	13.609

A quantidade de CO₂ evitada pode então ser calculada conforme Eq. 3. A Tabela A-3 mostra os resultados obtidos. Admitindo-se que a redução na emissão de gases de efeito estufa seja comercializada por meio do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL, a valoração financeira do benefício pela instalação de GDFV pode ser obtida com base no valor médio praticado atualmente no mercado de créditos de carbono. Esse valor, que já chegou a ser cerca de 30 dólares por tonelada de CO₂, atualmente está em torno de US\$ 0,40 (EEX, 2016) – o que corresponde a aproximadamente 1,44 R\$/tCO₂³⁷.

Tabela A-3 – Benefícios relativos à redução na emissão de gases de efeito estufa pela instalação de GDFV.

Penetração	Energia anual média gerada EG_y (MWh)	Redução das emissões (tCO₂/ano)	Benefícios pela venda no MDL
0%	-	-	
11%	1.514	557	R\$ 20.062,92
23%	3.041	1.119	R\$ 40.298,12
34%	4.538	1.670	R\$ 60.135,76
45%	6.086	2.240	R\$ 80.649,24
56%	7.576	2.789	R\$ 100.394,12
68%	9.129	3.360	R\$ 120.973,86
79%	10.645	3.918	R\$ 141.063,28
91%	12.165	4.478	R\$ 161.205,71
101%	13.609	5.009	R\$ 180.341,02

³⁷ Considerando-se uma taxa de conversão para reais de 1 US\$ = R\$ 3,60.

Da Tabela A-3 percebe-se uma redução na emissão de CO₂ por kWp de cerca 14 tCO₂/kWp³⁸. Valorando essa redução ao preço praticado no MDL atualmente (aproximadamente 0,40 USD/tCO₂), chega-se a uma quantia equivalente a cerca de R\$ 20,00 de economia pela instalação de 1 kWp ao longo de sua vida útil de 25 anos. Essa quantia poderia ser somada aos R\$ 320,15 calculados na seção 6.3.4 como sendo o benefício total por kW instalado que os primeiros sistemas impactariam na rede elétrica. Destaca-se que, caso o preço da tonelada de carbono no MDL fosse ainda algo em torno de 30 dólares, o impacto na redução de CO₂ de cada kW de GDFV que fosse instalado na rede chegaria a R\$ 1.500,00.

Logo, cumpre aqui ressaltar que esse montante de R\$ 20,00/kW não representa o real impacto trazido pela externalidade negativa associada à emissão de gases de efeito estufa, dado o cenário de quase colapso em que se encontra o mercado de créditos de carbono (The Guardian, 2012). A importância da GDFV no combate às mudanças climáticas não pode ser desconsiderada, principalmente em países nos quais essa geração seja utilizada como alternativa à geração por meio de termelétricas a carvão.

Importa, por fim, lembrar que o impacto da inserção de GDFV na alteração da emissão de gases de efeito estufa não foi considerado no método de escolha das políticas de incentivo à geração solar estabelecido neste trabalho devido ao fato de que, para determinado nível de penetração de GDFV, o tipo de política de incentivo que implica na inserção de geração solar naquela quantidade não altera o montante de redução de emissão de CO₂. Ou seja, para cada nível de penetração, a quantidade de energia gerada pela GDFV é independente da política que levou àquela configuração e, portanto, a quantidade de emissão de gases evitada não influencia na escolha entre as políticas.

³⁸ Obtido pela divisão dos valores da última coluna da Tabela A-3 pela potência total instalada em cada nível de penetração, e multiplicado por 25 anos (referentes à vida útil do projeto).

APÊNDICE B: DADOS DO ALIMENTADOR SIMPLIFICADO

%% Base (em MVA)

baseMVA = 0.25.

%% Dados das barras

% bus_i	typ e	Pd	Qd	G s	B s	are a	V m	V a	baseK V	zon e	Vma .	Vmi n
1000	3	0	0	0	0	1	1	0	0.22	1	1.5	0.6
1	1	0.0 2	0.00 8	0	0	1	1	0	0.22	1	1.5	0.6
2	1	0.0 2	0.00 8	0	0	1	1	0	0.22	1	1.5	0.6

].

%% Dados do Gerador (fonte infinita - SE de origem do alimentador)

% bus	Pg	Qg	Qma.	Qmin	Vg	mBase	status	Pma.	Pmin
1000	0	0	0	0	1	1	1	300	1.

].

%% Dados dos segmentos do alimentador

% fbus	tbus	r	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle	status
1000	1	1.2	0.7	0	0	0	0	0	1
1	2	1.2	0.7	0	0	0	0	0	1

].

APÊNDICE C: ALGORITMO DE CÁLCULO DAS GRANDEZAS FÍSICAS (PERDAS, CAPACIDADE E TENSÃO) PARA O ALIMENTADOR SIMPLIFICADO

```
Clear % Limpa a tela e os dados da área de trabalho do MatLab
Tic % Inicia a contagem do tempo p/ acompanhamento da duração dos cálculos
CasoBase_Dados24. % Leitura do arquivo de DADOS

%% Parametrização inicial das variáveis
penetracao=0;
n_simulacoesMA;=3000;
n_penet=11;
n_barras=3;
Consumo_total= 2500;
pen = zeros(n_penet,n_simulacoesMA;);
Perdas_GD = zeros(n_penet,n_simulacoesMA;);
GD_UC1 = zeros(n_penet,n_simulacoesMA;);
GD_UC2 = zeros(n_penet,n_simulacoesMA;);
GD = zeros(n_penet,n_simulacoesMA;);
Ger_kWh = zeros(n_penet,n_simulacoesMA;);
P95=zeros(1,n_penet);
total_simul=zeros(1,n_penet);
Penet=zeros(1,n_penet);
Perdas=zeros(1,n_penet);
Capac=zeros(1,n_penet);
Tens=zeros(1,n_penet);
CV_p=zeros(1,n_penet);
CV_c=zeros(1,n_penet);
CV_t=zeros(1,n_penet);
tensoes_fora= zeros(n_penet,n_simulacoesMA;);
kWh_UC1 = zeros(1,24);
kWh_UC2 = zeros(1,24);
result=zeros(1,24);
result_GD=zeros(1,24);
bus1000=zeros(1,24);
cv=ones(1,n_penet);
tensoes=zeros(24,2);

%% Início do algoritmo
for j=1:n_penet %% Laço que calcula os valores de perdas, capacidade e tensão para cada nível
                de penetração

    %% Início das simulações de monte carlo
    rng('shuffle') % função que faz com que o MatLab gere sempre números aleatórios
                    diferentes

    %% Cálculo do flu;io de potência inicial para gerar as variáveis
```

```

mpopt = mppoption('OUT_ALL', 0, 'VERBOSE', 0); %comando para que o Matpower nao
                                             fique mostrando os dados na
                                             tela (aumenta a velocidade de
                                             processamento)

mpc = runpf('Caso_Base_Alimentador',mpopt);

n_simulacoes=1;
i=1;
while cv(j)>0.01 %% Laço que roda o algoritmo todo diversas vezes (simulações de Monte
                  Carlo)até que o CV seja menor que 1%

%% Determinação dos patamares de consumo
if rand<0.6 %% neste e.emplo, a probabilidade de se escolher o nível de consumo 1 (300
              kWh) é para a UC1 (residência) de 60% e o do nível 2 (700kWh)
              é de 40%
    Consumo_UC1 = Consumo(1);
else
    Consumo_UC1 = Consumo(2);
end

Consumo_UC2 = Consumo_total - Consumo_UC1; % Para manter o consumo total
                                             sempre constante, o consumo
                                             da UC2 (comércio) é o
                                             complementar da UC1 para
                                             que se chegue aos 2.500 kWh
                                             de consumo total

%% Determinação das curvas de carga
if rand<0.7 %% neste e.emplo, a probabilidade de se escolher a Curva 3 é de 70% e a da
              Curva 2 é de 30%
    Curva_UC1 = 3;
else
    Curva_UC1 = 2;
end

if rand<0.4 %% neste e;emplo, a probabilidade de se escolher a Curva 3 é de 40% e a da
              Curva 2 é de 60%
    Curva_UC2 = 3;
else
    Curva_UC2 = 2;
end

%% Escolha da quantidade de GD em cada UC - DEPENDE DO CENARIO – aqui está
    representada a escolha para o caso do net metering
GD_UC1(j,i) = Consumo_UC1/(30*PerformRatio*sum(Irradiancia(1,:))/1000);
GD_UC2(j,i) = Consumo_UC2/(30*PerformRatio*sum(Irradiancia(1,:))/1000);

GD(j,i)=GD_UC1(j,i)+GD_UC2(j,i);

```

```

if GD(j,i)>0
    GD_UC1(j,i)=GD_UC1(j,i)*penetracao/GD(j,i); %normaliza o valor da GD_UC1 para
                                                que a GD total seja
                                                equivalente à
                                                penetração

    GD_UC2(j,i)=GD_UC2(j,i)*penetracao/GD(j,i);
else
    GD_UC1(j,i)=0;
    GD_UC2(j,i)=0;
end

%% Fluxos de potência
H=1;
for Hora=1:24 % Laço que gera os resultados para cada instante do dia

    %calculo da geração - Escolha da curva de radiação
    Irrad=normrnd(Irradiancia(1,Hora),Irradiancia(2,Hora));
    kWh_UC1(Hora)=GD_UC1(j,i)*Irrad/1000*PerformRatio;% calcula a geração da
                                                        GDFV de
                                                        acordo com a
                                                        distribuição
                                                        normal de
                                                        radiação;

    kWh_UC2(Hora)=GD_UC2(j,i)*Irrad/1000*PerformRatio;

    mpc.bus(2,3) =
        (Consumo_UC1/30*Curvas_R(Curva_UC1,Hora)-kWh_UC1(Hora))/1000;
        % Coloca a demanda de potência ativa da "Hora" na
        barra da UC1, de acordo com a curva de carga
        selecionada;
    mpc.bus(2,4) = (Consumo_UC1/30*Curvas_R(Curva_UC1,Hora) *sqrt(1/(fp^2) -
        1))/1000;
        % idem ao anterior, mas para potência reativa

    mpc.bus(3,3) =
        (Consumo_UC2/30*Curvas_C(Curva_UC2,Hora)-kWh_UC2(Hora))/1000;
        % Coloca a demanda de potência ativa da "Hora" na
        barra da UC3, de acordo com a curva de carga
        selecionada;
    mpc.bus(3,4) = (Consumo_UC2/30*Curvas_C(Curva_UC2,Hora)* sqrt(1/(fp^2) -
        1))/1000;
        % idem ao anterior, mas para potência reativa

    save NovosValores mpc; % Salva os novos valores no arquivo NovosValores
    mpopt = mpooption('OUT_ALL', 0, 'VERBOSE', 0);
    mpc = runpf('NovosValores',mpopt); % Roda o flu;io de potência com os novos valores

if mpc.success == 1
    result_GD(i,Hora)=sum(abs(mpc.branch(:,14)+

```

```

mpc.branch(:,16)); %soma das perdas em todos os ramos do alimentador
bus1000(Hora)=abs(mpc.branch(1,14));%potencia total demandada no
                                     tronco do alimentador (em
                                     kVA)
tensoes(Hora,1)=mpc.bus(2,8); %tensões nas barras que possuem carga
tensoes(Hora,2)=mpc.bus(3,8); %tensões nas barras que possuem carga
H=H+1.
else
    disp('O fluxo de potencia NAO convergiu')
    mpc = runpf('TG01_Alimentador',mpopt);
    break
end
end
end

if H==25
    tensoes_fora_matriz=tensoes<0.95 | tensoes>1.05;
                                     %matriz de "zeros" e "uns" em que todos os valores da
                                     matriz de tensões que apresentam tensão fora dos limites
                                     aparecem com o numero 1

    a=size(tensoes);
    tensoes_fora(j,i)=sum(sum(tensoes_fora_matriz))/(a(1)*a(2));
                                     %calculo da porcentagem de tensões nos barramentos que
                                     estão fora dos limites (<0.95 ou >1.05)

    bus1000b=sort(bus1000);
                                     %coloca em ordem crescente os valores de potencia aparente
                                     demandada no tronco

    P95(j,i)=bus1000b(24);
    Ger_kWh(j,i)=sum(kWh_UC1)+sum(kWh_UC2);
    pen(j,i)=Ger_kWh(j,i)/((Consumo_total)/30);
    Perdas_GD(j,i)=sum(result_GD(i,:));
    if n_simulacoes<10
        cv(j)=1;
    else

        % Cálculo dos Coeficientes de Variação
        cv_p=std(Perdas_GD(j,1:n_simulacoes))/
            (sqrt(n_simulacoes)*mean(Perdas_GD(j,1:n_simulacoes)));

        cv_c=std(P95(j,1:n_simulacoes))/
            (sqrt(n_simulacoes)*mean(P95(j,1:n_simulacoes)));

        cv_t=std(tensoes_fora(j,1:n_simulacoes))/
            (sqrt(n_simulacoes)*mean(tensoes_fora(j,1:n_simulacoes)));

        cv(j)=ma.([cv_p cv_c cv_t]);
    end
    i=i+1;
    n_simulacoes=I;
else
    cv(j)=1;
end

```

```

end
if n_simulacoes==3000
    break
end
end
CV_p(j)=cv_p;
CV_c(j)=cv_c;
CV_t(j)=cv_t;
total_simul(j)=n_simulacoes-1;
Penet(j)=mean(pen(j,1:total_simul(j)));
Perdas(j)=mean(Perdas_GD(j,1:total_simul(j)));
P95i=round(0.95*total_simul(j));
P95aux=sort(P95(j,1:total_simul(j)));
Capac(j)=P95aux(P95i);
Tens(j)=mean(tensoes_fora(j,1:total_simul(j)));
penetracao=penetracao+2;
end
figure(1)
plot(Penet, Perdas, 'b');
figure(2)
plot(Penet, Capac, 'b');
figure(3)
plot(Penet, Tens, 'b');

```

toc % Determina o tempo de duração dos cálculos e imprime o resultado na tela

APÊNDICE D: : ALGORITMO DE CÁLCULO DAS GRANDEZAS FÍSICAS (PERDAS, CAPACIDADE E TENSÃO) PARA O ALIMENTADOR COMPLETO

%% Leitura do arquivo de DADOS

clear

tic

TG01_Dados_A.

%% Dados iniciais

penetracao=0.

GD_media=0.05.

GD_desvio=GD_media/5.

n_simulacoesMAX=1000.

n_penet=10.

Consumo_total= 36.762.

n_UC=2832.

n_UC_R=2152.

n_UC_C=680.

n_barras=3029.

pen = zeros(n_penet,n_simulacoesMAX).

Perdas_GD = zeros(n_penet,n_simulacoesMAX).

Ger_kWh = zeros(n_penet,n_simulacoesMAX).

P95=zeros(1,n_penet).

total_simul=zeros(1,n_penet).

Penet=zeros(1,n_penet).

Perdas=zeros(1,n_penet).

Capac=zeros(1,n_penet).

Tens=zeros(1,n_penet).

tensoes_fora= zeros(n_penet,n_simulacoesMAX).

bus1000=zeros(1,24).

cv=ones(1,n_penet).

cv_p=ones(1,n_penet).

cv_c=ones(1,n_penet).

cv_t=ones(1,n_penet).

Cons_UC=zeros(1,n_barras).

Curva_UC=zeros(1,n_barras).

Carga_UC=zeros(n_barras,24).

Bar=zeros(1,n_UC).

NaoConvergiu=zeros(1,n_penet).

aux=size(Prob_Curvas_R_DU).

n_Curvas_R=aux(2).

aux=size(Prob_Curvas_C_DU).

n_Curvas_C=aux(2).

kWh_UC=zeros(n_barras,24).

tensoes=ones(n_UC,24).

```

%% Escolha da penetração de GDFV
for j=1:n_penet

    %% Início das simulações de monte carlo
    rng('shuffle') % função que faz com que o MatLab gere sempre os mesmos números
    aleatórios, mesmo quando reiniciado

    %% Cálculo do fluxo de potência inicial para gerar as variáveis
    mpopt = mppoption('OUT_ALL', 0, 'VERBOSE', 0). % comando para que o Matpower nao
    fique mostrando os dados na tela (isso aumenta a velocidade de processamento!)
    mpc = runpf('TG01_Alimentador_A',mpopt).

    %% Laço que roda o algoritmo todo "n_simulacoes" vezes
    result_GD=zeros(n_simulacoesMAX,24).
    n_simulacoes=1.
    i=1.
    NaoConvergiuAux=0.

    while cv(j)>0.01

        %% Determinação dos níveis de consumo e das curvas de
        dia=randsample([1 2 3],1,true,[5/7 1/7 1/7]). % escolher o dia da semana (1=dia util,
        2=sabado ou 3=domingo)

        if dia==1 % dia util
            for a=Index_UCs_R(1):Index_UCs_R(2)
                Cons_UC(a)=randsample(Consumo_R, 1, true, Prob_Consumo_R). %coloca em
                cada UC residencial um consumo (Consumo_R) de acordo com a probabilidade de aquele
                consumo ocorrer (Prob_Consumo_R).
                Curva_UC(a)=randsample((1:n_Curvas_R), 1, true, Prob_Curvas_R_DU). %coloca
                em cada UC residencial uma curva de carga (Curva_R) de acordo com a probabilidade de
                aquela curva ocorrer (Prob_Curva_R).
                Carga_UC(a,:)=Cons_UC(a)/30*Curvas_R_DU(Curva_UC(a,:)/1000. % o
                consumo da UC residencial no dia util sera igual ao consumo dela no sabado e no domingo
            end
            for a=Index_UCs_C(1):Index_UCs_C(2)
                Cons_UC(a)=randsample(Consumo_C, 1, true, Prob_Consumo_C). %coloca em
                cada UC residencial um consumo (Consumo_R) de acordo com a probabilidade de aquele
                consumo ocorrer (Prob_Consumo_R).
                Curva_UC(a)=randsample((1:n_Curvas_C), 1, true, Prob_Curvas_C_DU). %coloca
                em cada UC residencial uma curva de carga (Curva_R) de acordo com a probabilidade de
                aquela curva ocorrer (Prob_Curva_R).
                Carga_UC(a,:)=Cons_UC(a)/30*Curvas_C_DU(Curva_UC(a,:)/1000. % o
                consumo da UC comercial no sabado e no domingo sera 60 e 24% respectivamente maior
                que o consumo no dia util.
            end
        elseif dia==2 % sabado

```

```

for a=Index_UCs_R(1):Index_UCs_R(2)
    Cons_UC(a)=randsample(Consumo_R, 1, true, Prob_Consumo_R). %coloca em
cada UC residencial um consumo (Consumo_R) de acordo com a probabilidade de aquele
consumo ocorrer (Prob_Consumo_R).
    Curva_UC(a)=randsample((1:n_Curvas_R), 1, true, Prob_Curvas_R_Sa). %coloca
em cada UC residencial uma curva de carga (Curva_R) de acordo com a probabilidade de
aquela curva ocorrer (Prob_Curva_R).
    Carga_UC(a,:)=Cons_UC(a)/30*Curvas_R_Sa(Curva_UC(a,:))/1000. % o
consumo da UC residencial no dia util sera igual ao consumo dela no sabado e no domingo
end
for a=Index_UCs_C(1):Index_UCs_C(2)
    Cons_UC(a)=randsample(Consumo_C, 1, true, Prob_Consumo_C). %coloca em
cada UC residencial um consumo (Consumo_R) de acordo com a probabilidade de aquele
consumo ocorrer (Prob_Consumo_R).
    Curva_UC(a)=randsample((1:n_Curvas_C), 1, true, Prob_Curvas_C_Do). %coloca
em cada UC residencial uma curva de carga (Curva_R) de acordo com a probabilidade de
aquela curva ocorrer (Prob_Curva_R).

Carga_UC(a,:)=1.6*Cons_UC(a)/(30*(1+1.6+1.24))*Curvas_C_Do(Curva_UC(a,:))/1000. %
o consumo da UC comercial no sabado e no domingo sera 60 e 24% respectivamente maior
que o consumo no dia util.
end
else %domingo
for a=Index_UCs_R(1):Index_UCs_R(2)
    Cons_UC(a)=randsample(Consumo_R, 1, true, Prob_Consumo_R). %coloca em
cada UC residencial um consumo (Consumo_R) de acordo com a probabilidade de aquele
consumo ocorrer (Prob_Consumo_R).
    Curva_UC(a)=randsample((1:n_Curvas_R), 1, true, Prob_Curvas_R_DU). %coloca
em cada UC residencial uma curva de carga (Curva_R) de acordo com a probabilidade de
aquela curva ocorrer (Prob_Curva_R).
    Carga_UC(a,:)=Cons_UC(a)/30*Curvas_R_DU(Curva_UC(a,:))/1000. % o
consumo da UC residencial no dia util sera igual ao consumo dela no sabado e no domingo
end
for a=Index_UCs_C(1):Index_UCs_C(2)
    Cons_UC(a)=randsample(Consumo_C, 1, true, Prob_Consumo_C). %coloca em
cada UC residencial um consumo (Consumo_R) de acordo com a probabilidade de aquele
consumo ocorrer (Prob_Consumo_R).
    Curva_UC(a)=randsample((1:n_Curvas_C), 1, true, Prob_Curvas_C_DU). %coloca
em cada UC residencial uma curva de carga (Curva_R) de acordo com a probabilidade de
aquela curva ocorrer (Prob_Curva_R).

Carga_UC(a,:)=1.24*Cons_UC(a)/(30*(1+1.6+1.24))*Curvas_C_DU(Curva_UC(a,:))/1000.
% o consumo da UC comercial no sabado e no domingo sera 60 e 24% respectivamente maior
que o consumo no dia util.
end
end

Carga_UCa=Carga_UC.*(Consumo_total/(sum(sum(Carga_UC)))); %padroniza os
consumos de modo que o consumo total do alimentador seja sempre igual a Consumo_total

```

%% Escolha da quantidade de GD em cada UC - DEPENDE DO CENARIO – toda a parte em itálico depende do cenário escolhido. O algoritmo abaixo apresentado refere-se ao cenário de “net metering”.

```

GD_UC = zeros(1,n_barras).
aux=1; % os dois "for" abaixo criam um vetor em que cada elemento corresponde a um
numero de barra com carga (residencial ou comercial)
for k=Index_UCs_R(1):Index_UCs_R(2)
    Bar(aux)=k.
    aux=aux+1.
end
for k=Index_UCs_C(1):Index_UCs_C(2)
    Bar(aux)=k.
    aux=aux+1.
end
GD_Total=0.
aux=0.
cont=0.
while GD_Total<penetracao
    y=randsample(Bar,1,false); %escolhe uma barra aleatoria entre as barras com cargas
residenciais e comerciais (sem reposição).
    GD_UC(y) = (sum(Carga_UCa(y,:)))/(PerformRatio*sum(Irradiancia(1,:))/1000);
%define a potência a ser instalada na UC da barra y (em MW)
    GD_Total=sum(GD_UC);
    aux=aux+1;
    if aux==n_UC
        GD_Total
        cont=cont+1;
        break
    end
end

if penetracao > 0
    GD_UC=GD_UC.*penetracao/GD_Total;
    GD_Total=sum(GD_UC);
end

%% Simulacao dos fluxos de potencia
H=1.
for Hora=1:24 % Laço que gera os resultados para cada instante do dia

    Irrad=abs(normrnd(Irradiancia(1,Hora),Irradiancia(2,Hora))); %calculo da geracao -
Escolha da curva de irradiacao solar - NAO DEPENDE DO CENARIO

    for w=Index_UCs_R(1):Index_UCs_R(2) % Indices das barras que possuem carga
residencial
        kWh_UC(w,Hora)=GD_UC(w)*Irrad/1000*PerformRatio; % calcula a energia
gerada (kWh) de acordo com a distribuicao normal de irradiacao.
    end
end

```

```

    mpc.bus(w,3) = Carga_UCa(w,Hora)-kWh_UC(w,Hora); % Coloca a demanda de
potência ativa da "Hora" na barra de cada trafo, de acordo com a curva de carga selecionada
    mpc.bus(w,4) = Carga_UCa(w,Hora)*sqrt(1/(fp^2) - 1); % Coloca a demanda de
potência ativa da "Hora" na barra da UC1, de acordo com a curva de carga selecionada
end

for w=Index_UCs_C(1):Index_UCs_C(2) % Indices das barras que possuem carga
comercial
    kWh_UC(w,Hora)=GD_UC(w)*Irrad/1000*PerformRatio. % calcula a energia
gerada (kWh) de acordo com a distribuicao normal de irradiacao.
    mpc.bus(w,3) = Carga_UCa(w,Hora)-kWh_UC(w,Hora); % Coloca a demanda de
potência ativa da "Hora" na barra de cada trafo, de acordo com a curva de carga selecionada
    mpc.bus(w,4) = Carga_UCa(w,Hora)*sqrt(1/(fp^2) - 1); % Coloca a demanda de
potência ativa da "Hora" na barra da UC1, de acordo com a curva de carga selecionada
end

save NovosValores mpc; % Salva os novos valores no arquivo NovosValores
mpopt = mpopoption('OUT_ALL', 0, 'VERBOSE', 0);
mpc = runpf('NovosValores',mpopt); % Roda o fluxo de potência com os novos valores
if mpc.success == 1
    result_GD(i,Hora)=sum(abs(mpc.branch(:,14)+mpc.branch(:,16)));
    bus1000(Hora)=abs(mpc.branch(1,14)); %potencia total demandada no tronco do
alimentador (em kVA)
    tensoes(:,Hora)=mpc.bus(Index_UCs_R(1):Index_UCs_C(2),8); %tensoes nas
barras que possuem carga (comercial ou residencial).
    H=H+1.
else
    disp('O fluxo de potencia NAO convergiu')
    mpc = runpf('TG01_Alimentador_A',mpopt);
    NaoConvergiuAux=NaoConvergiuAux+1;
    break
end
end

if H==25
    tensoes_fora_matriz=tensoes<0.95 | tensoes>1.05; %matriz de "zeros" e "uns" em que
todos os valores da matriz de tensoes que apresentam tensao fora dos limites aparecem com o
numero 1
    a=size(tensoes);
    tensoes_fora(j,i)=sum(sum(tensoes_fora_matriz))/(a(1)*a(2)); %calcula da
porcentagem de tensoes nos barramentos que estao fora dos limites (<0.95 ou >1.05)
    bus1000b=sort(bus1000); %coloca em ordem crescente os valores de potencia aparente
demandada no tronco
    P95(j,i)=bus1000b(24);
    Ger_kWh(j,i)=sum(sum(kWh_UC));
    pen(j,i)=Ger_kWh(j,i)/Consumo_total;
    Perdas_GD(j,i)=sum(result_GD(i,:));
    if n_simulacoes<5
        cv(j)=1;
    else

```

```
cv_p(j)=std(Perdas_GD(j,1:n_simulacoes))/(sqrt(n_simulacoes)*mean(Perdas_GD(j,1:n_simulacoes)));
```

```
cv_c(j)=std(P95(j,1:n_simulacoes))/(sqrt(n_simulacoes)*mean(P95(j,1:n_simulacoes)));
```

```
cv_t(j)=std(tensoes_fora(j,1:n_simulacoes))/(sqrt(n_simulacoes)*mean(tensoes_fora(j,1:n_simulacoes)));
```

```
    cv(j)=max([cv_p(j) cv_c(j) cv_t(j)])
```

```
    end
```

```
    i=i+1;
```

```
    n_simulacoes=I;
```

```
else
```

```
    cv(j)=1;
```

```
end
```

```
if n_simulacoes==n_simulacoesMAX
```

```
    break
```

```
end
```

```
end
```

```
j
```

```
total_simul(j)=n_simulacoes-1;
```

```
Penet(j)=mean(pen(j,1:n_simulacoes));
```

```
Perdas(j)=mean(Perdas_GD(j,1:total_simul(j)));
```

```
P95i=round(0.95*total_simul(j));
```

```
P95aux=sort(P95(j,1:total_simul(j)));
```

```
Capac(j)=P95aux(P95i);
```

```
Tens(j)=mean(tensoes_fora(j,1:total_simul(j)));
```

```
NaoConvergiu(j)=NaoConvergiuAux;
```

```
penetracao=penetracao+1;
```

```
end
```

```
figure(1)
```

```
plot(Penet, Perdas, 'r');
```

```
figure(2)
```

```
plot(Penet, Capac, 'g');
```

```
figure(3)
```

```
plot(Penet, Tens, 'b');
```

```
beep
```

```
pause(1)
```

```
beep
```

```
tempo_simulacao=toc
```