

PERDAS DE ENERGIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM INTEGRAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

José Adriano da Costa

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientador(es): David Alves Castelo Branco

Neilton Fidelis da Silva

Rio de Janeiro
Dezembro de 2019

PERDAS DE ENERGIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM INTEGRAÇÃO
ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

José Adriano da Costa

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Orientadores: David Alves Castelo Branco

Neilton Fidelis da Silva

Aprovada por: Prof. David Alves Castelo Branco

Prof. Neilton Fidelis da Silva

Prof. Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas

Dr. Luciano Basto Oliveira

Dr. Daniel de Berrêdo Viana

Prof. Max Chianca Pimentel Filho

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

DEZEMBRO DE 2019

Costa, José Adriano da

Perdas de Energia em Sistemas de Distribuição com Integração Ótima de Geração Distribuída Fotovoltaica/ José Adriano da Costa. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019.

XVIII, 131 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: David Alves Castelo Branco

Neilton Fidelis da Silva

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2019.

Referências Bibliográficas: p. 113-119.

1. Geração distribuída. 2. Perdas de energia. 3. Sistemas fotovoltaicos. I. Castelo Branco, David Alves *et. al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

*Ao meu pai e à minha mãe,
primeiros apoiadores dos meus estudos.*

*À minha querida esposa,
sempre companheira.*

*À minha filha e ao meu filho,
meus amores.*

AGRADECIMENTOS

Aos professores David Alves e Neilton Fidelis, pela orientação do trabalho e dedicação em todo o caminho do doutorado.

A todos os professores do Programa de Planejamento Energético (PPE/COPPE), pelo empenho e dedicação.

Aos colegas alunos do DINTER IFRN – PPE/COPPE/UFRJ, pelo companheirismo ao longo dessa nossa trajetória.

Aos coordenadores do DINTER, professores Neilton Fidelis e Renato Samuel, pelo apoio e incentivo durante todas as fases do doutorado.

Aos amigos André Toledo e Gabriel Constantino, pelo apoio a este trabalho e pela parceria nas horas de estudo.

Aos professores Max Chianca, Manoel Firmino e Arrhenius Vinícius, colegas da UFRN, pela parceria e colaboração prestada no desenvolvimento deste trabalho.

À minha família, pelo incentivo e pela compreensão da ausência tantas vezes sentida.

A Deus, pelas experiências de vida que me tem oferecido e pelo amparo nas horas difíceis.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

PERDAS DE ENERGIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM INTEGRAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

José Adriano da Costa

Dezembro/2019

Orientadores: David Alves Castelo Branco
Neilton Fidelis da Silva

Programa: Planejamento Energético

Esta tese desenvolve uma metodologia de otimização e de análise orientada ao problema do dimensionamento das potências nominais das unidades de geração fotovoltaica conectadas às barras de um alimentador de distribuição radial. O objetivo da metodologia proposta é minimizar as perdas totais de energia durante o período de insolação diária, tendo como restrição do problema de otimização um limite do fluxo de energia na barra da subestação, condicionado à independência energética do alimentador. O dimensionamento é realizado com base no fator de capacidade da unidade de geração fotovoltaica e no fator de carga, calculados a partir da curva de produção típica da unidade fotovoltaica conectada ao sistema de distribuição. A metodologia proposta se fundamenta nos multiplicadores de Lagrange e utiliza o método de Gauss para viabilizar a solução do sistema de equações resultante. Essa metodologia foi avaliada em três sistemas de teste, a partir dos quais foram considerados três cenários de integração da geração distribuída, definidos com base no mapeamento dos geradores conectados ao sistema de distribuição. Os resultados obtidos apresentam o dimensionamento ótimo da potência nominal de geração fotovoltaica, assim como as perdas de energia na rede e o fluxo de energia na barra da subestação com relação à penetração e à localização da geração fotovoltaica. Os indicadores de avaliação utilizados mostram que a eficiência operacional da rede está vinculada a cada cenário de integração da geração distribuída fotovoltaica.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

POWER LOSSES IN DISTRIBUTION SYSTEMS WITH OPTIMAL INTEGRATION
OF PHOTOVOLTAIC DISTRIBUTED GENERATION

José Adriano da Costa

December/2019

Advisors: David Alves Castelo Branco

Neilton Fidelis da Silva

Department: Energy Planning Program

This thesis develops an optimization and analysis methodology which addresses the problem of sizing the nominal power of photovoltaic generation units, connected to the nodes of a radial distribution feeder. The goal of the proposed methodology is to minimize the total energy losses during the daily insolation period, with an optimization constraint consisting in the energy flow limit in the substation bus, conditioned to the energetic independence of the feeder. The sizing is achieved from the photovoltaic generation unit capacity and load factors, calculated in the typical production curve of a photovoltaic unit connected to the distribution system. The proposed methodology has its foundations on Lagrange multipliers and relies on the Gauss method to make the resulting equation system solution feasible. This methodology was evaluated on three test systems, from which three scenarios of distributed generation integration were considered, defined based on the mapping of the generators connected to the distribution system. The obtained results display the optimal sizing of the nominal power of photovoltaic generation, as well as the energy losses and the energy flow in the substation bus in relation to the penetration and location of photovoltaic generation. The evaluation indicators used show that the operational efficiency of the grid is linked to each photovoltaic distributed generation integration scenario.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	X
LISTA DE TABELAS	XIII
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS	XV
LISTA DE SÍMBOLOS E NOTAÇÕES.....	XVII
1. INTRODUÇÃO	1
2. A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E AS PERDAS DE ENERGIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	10
2.1 Ambiente de expansão da geração distribuída solar fotovoltaica.....	10
2.2 Geração distribuída em uma concepção <i>Smart Grid</i>	16
2.3 Tendências estratégicas para o planejamento da distribuição	19
2.4 Perdas na distribuição de energia elétrica.....	23
2.4.1 Fluxo de potência em redes de distribuição radiais	23
2.4.2 Cálculo de perdas na distribuição a partir do FCSP.....	26
2.5 Métodos para a integração ótima de GD em redes de distribuição	27
2.5.1 Visão geral dos métodos de otimização para integração de GD.....	27
2.5.2 Método clássico de descida: Gradiente	30
2.5.3 Método dos multiplicadores de Lagrange	32
2.5.4 Solução de sistemas por método numérico.....	35
3. INTEGRAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL	38
3.1 Abordagem do problema de integração da GD-FV.....	38
3.1.1 Limite da potência instalada da GD-FV	38
3.1.2 Fator de capacidade variável da GD-FV aplicado à metodologia.....	39
3.1.3 Modelagem das cargas do alimentador de distribuição	40
3.2 Proposta metodológica para dimensionamento ótimo de GD-FV.....	41
3.2.1 Otimização do fluxo de potência na rede de distribuição	42
3.2.2 Definição da função objetivo e restrições do problema.....	44
3.2.3 Minimização de perda de energia no alimentador de distribuição.....	45
3.2.4 Procedimento de solução do método de otimização	47

3.3	Localização da GD-FV: fatores que influenciam a adoção da geração distribuída	53
4.	AVALIAÇÃO DAS PERDAS DE ENERGIA NA DISTRIBUIÇÃO E DA METODOLOGIA DE OTIMIZAÇÃO PROPOSTA.....	64
4.1	Cenários de localização dos geradores FV no sistema de distribuição	64
4.2	Aplicação do método e análise dos resultados	67
4.2.1	<i>Sistema IEEE 37-barras</i>	<i>67</i>
4.2.2	<i>Sistema ALIAT 30-barras</i>	<i>75</i>
4.2.3	<i>Sistema RDMT 148-barras.....</i>	<i>83</i>
4.3	Repercussões no planejamento da distribuição	90
4.3.1	<i>Índices de perdas técnicas no segmento rede primária de distribuição</i>	<i>90</i>
4.3.2	<i>Avaliação da rede de distribuição numa perspectiva de integração de geração distribuída FV.....</i>	<i>96</i>
4.3.3	<i>Energia evitada de geração a montante do sistema de distribuição.....</i>	<i>100</i>
5.	CONCLUSÕES.....	108
5.1	Recomendações e perspectivas de trabalhos futuros.....	111
	REFERÊNCIAS.....	113
	APÊNDICE A – DADOS DAS BARRAS E DAS LINHAS DO SISTEMA IEEE 37-BARRAS (ADAPTADO).....	120
	APÊNDICE B – DADOS DAS BARRAS E DAS LINHAS DO SISTEMA ALIAT 30-BARRAS (ADAPTADO).....	122
	APÊNDICE C – DADOS DAS BARRAS E DAS LINHAS DO SISTEMA RDMT 148-BARRAS (ADAPTADO).....	124
	ANEXO A – DADOS DOS CONDUTORES E SUAS CAPACIDADES DE CONDUÇÃO DE CORRENTE	130
	ANEXO B – TENSÃO NOMINAL PADRONIZADA SUPERIOR A 1kV E INFERIOR A 69kV.....	131

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Número de conexões de microgeradores e minigeradores por tipo de fonte. .	11
Figura 2. Potência instalada de microgeradores e minigeradores por tipo de fonte.	12
Figura 3. Evolução da conexão anual de microgeradores e minigeradores do tipo UFV.	13
Figura 4. Evolução da potência anual instalada de microgeradores e minigeradores do tipo UFV.	13
Figura 5. Número de conexões de microgeradores e minigeradores do tipo UFV por classe de consumo.	14
Figura 6. Projeção do número de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaica no horizonte 2019-2024.	15
Figura 7. Sistema de distribuição radial elementar reduzido às barras f e j	25
Figura 8. Curva típica de produção de energia diária do sistema FV do Campus Natal-Central do IFRN, com potência de 84,52 kWp.	40
Figura 9. Diagrama de alimentador de distribuição radial simplificado com 3 ramos e 3 barras com carga e GD-FV.	48
Figura 10. Fluxograma do método proposto para dimensionamento ótimo de GD-FV usando Lagrange.	52
Figura 11. Mapa de localização da geração distribuída fotovoltaica e de IDHM-Renda por bairro no município de Natal.	56
Figura 12. Mapa de localização da geração distribuída fotovoltaica e de IDHM-Renda por bairro no município de Parnamirim.	61
Figura 13. Equivalente elétrico unifilar do sistema e nomenclatura para os ramos e para as barras (nós) adotados no algoritmo de otimização.	66
Figura 14. Diagrama do alimentador de distribuição radial 36-barras adaptado do sistema de teste IEEE 37-barras (Cenário I).	68
Figura 15. Diagrama do alimentador de distribuição radial 36-barras adaptado do sistema de teste IEEE 37-barras (Cenário II).	68
Figura 16. Diagrama do alimentador de distribuição radial 36-barras adaptado do sistema de teste IEEE 37-barras (Cenário III).	68
Figura 17. Redução na Energia de Perdas, E_{perdas} , sob a condição de aumento da penetração de GD-FV, para o sistema de teste IEEE 37-barras: (a) Cenário I; (b) Cenário II; (c) Cenário III.	72

Figura 18. Dimensionamento ótimo da potência nominal de GD-FV por barra do sistema de teste IEEE 37-barras: (a) no Cenário I, para as relações 1,0; 1,1 e 1,4, respectivamente; (b) no Cenário II, para as relações 1,0; 1,1 e 1,4, respectivamente; (c) no Cenário III, para a relação igual 1,0.....	73
Figura 19. Diagrama do alimentador teste de distribuição radial ALIAT 30-barras (Cenário I).....	77
Figura 20. Diagrama do alimentador teste de distribuição radial ALIAT 30-barras (Cenário II).....	77
Figura 21. Diagrama do alimentador teste de distribuição radial ALIAT 30-barras (Cenário III).....	77
Figura 22. Redução na Energia de Perdas, E_{perdas} , sob a condição de aumento da penetração de GD-FV, para o sistema de teste ALIAT 30-barras: (a) Cenário I; (b) Cenário II; (c) Cenário III.....	81
Figura 23. Diagrama do alimentador teste de distribuição radial RDMT 148-barras (Cenário I).....	84
Figura 24. Diagrama do alimentador teste de distribuição radial RDMT 148-barras (Cenário II).....	84
Figura 25. Diagrama do alimentador teste de distribuição radial RDMT 148-barras (Cenário III).....	85
Figura 26. Redução na Energia de Perdas, E_{perdas} , sob a condição de aumento da penetração de GD-FV, para o sistema de teste RDMT 148-barras: (a) Cenário I; (b) Cenário II; (c) Cenário III.....	89
Figura 27. Indicador de avaliação de cenário para a minimização da Perda de Energia, sob a condição de aumento da penetração de GD-FV, para o sistema de teste IEEE 37-barras: (a) Cenário I; (b) Cenário II; (c) Cenário III.....	98
Figura 28. Indicador de avaliação de cenário para a minimização da Perda de Energia, sob a condição de aumento da penetração de GD-FV, para o sistema de teste ALIAT 30-barras: (a) Cenário I; (b) Cenário II; (c) Cenário III.....	99
Figura 29. Indicador de avaliação de cenário para a minimização da Perda de Energia, sob a condição de aumento da penetração de GD-FV, para o sistema de teste RDMT 148-barras-barras: (a) Cenário I; (b) Cenário II; (c) Cenário III.	100
Figura 30. Energia de geração a montante da barra <i>slack</i> no Caso Base (CB) e energia economizada de geração a montante da barra <i>slack</i> sob a condição de aumento da	

penetração de GD-FV, para o sistema de teste IEEE 37-barras: (a) Cenário I; (b) Cenário II; (c) Cenário III.	104
Figura 31. Energia de geração a montante da barra <i>slack</i> no Caso Base (CB) e energia economizada de geração a montante da barra <i>slack</i> sob a condição de aumento da penetração de GD-FV, para o sistema de teste ALIAT 30-barras: (a) Cenário I; (b) Cenário II; (c) Cenário III.....	105
Figura 32. Energia de geração a montante da barra <i>slack</i> no Caso Base (CB) e energia economizada de geração a montante da barra <i>slack</i> sob a condição de aumento da penetração de GD-FV, para o sistema de teste RDMT 148-barras: (a) Cenário I; (b) Cenário II; (c) Cenário III.....	106

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Distribuição percentual da GD-FV pelos bairros do município de Natal.....	57
Tabela 2. IDHM-Renda agrupado por Unidade de Desenvolvimento Humano do município de Natal.	58
Tabela 3. Distribuição percentual da GD-FV pelos bairros do município de Parnamirim.	62
Tabela 4. IDHM-Renda agrupado por Unidade de Desenvolvimento Humano do município de Parnamirim.	62
Tabela 5. Fatores de capacidade de geração FV e fatores de carga calculados a cada intervalo.	66
Tabela 6. Resumo dos resultados de simulação do sistema IEEE 37-barras em diferentes cenários de localização de GD-FV.	69
Tabela 7. Resumo dos resultados da simulação do Sistema IEEE 37-barras considerando três níveis de produção da GD-FV.	74
Tabela 8. Tensões mínimas e máximas verificadas no Caso Base e nos Cenários de integração da GD-FV no Sistema IEEE 37-barras.	75
Tabela 9. Resumo dos resultados de simulação do sistema ALIAT 30-barras em diferentes cenários de localização de GD-FV.	78
Tabela 10. Tensões mínimas e máximas verificadas no Caso Base e nos Cenários de integração da GD-FV no Sistema ALIAT 30-barras.....	82
Tabela 11. Resumo dos resultados de simulação do sistema RDMT 148-barras em diferentes cenários de localização de GD-FV.	86
Tabela 12. Tensões mínimas e máximas verificadas no Caso Base e nos Cenários de integração da GD-FV no Sistema RDMT 148-barras.	89
Tabela 13. Resumo dos índices de perdas técnicas no segmento rede primária para o Cenário I dos sistemas de teste IEEE 37-barras, ALIAT 30-barras e RDMT 148-barras.	93
Tabela 14. Resumo dos índices de perdas técnicas no segmento rede primária para o Cenário II dos sistemas de teste IEEE 37-barras, ALIAT 30-barras e RDMT 148-barras.	95
Tabela 15. Resumo dos índices de perdas técnicas no segmento rede primária para o Cenário III dos sistemas de teste IEEE 37-barras, ALIAT 30-barras e RDMT 148-barras.	96

Tabela 16. Dados das barras com consumidor do Sistema IEEE 37-barras adaptado para um sistema com 36-barras.	120
Tabela 17. Dados das linhas do Sistema IEEE 37-barras adaptado para Sistema com 36-barras.	121
Tabela 18. Dados das barras com consumidor do Sistema ALIAT 30-barras adaptado.	122
Tabela 19. Dados das linhas do Sistema ALIAT 30-barras adaptado para Sistema com 36-barras.	123
Tabela 20. Dados das barras com consumidor do Sistema RDMT 148-barras adaptado.	124
Tabela 21. Dados das linhas do Sistema RDMT 148-barras adaptado para Sistema com 36-barras.	126
Tabela 22. Dados de condutores utilizados no Sistema IEEE 37-barras adaptado para 36 barras.	130
Tabela 23. Dados médios de condutores utilizados nos Sistemas ALIAT 30-barras e RDMT 148-barras.	130
Tabela 24. Faixas de tensões padronizadas, expressas em pu , para sistemas com pontos de conexão em tensão nominal superior a 1kV e inferior a 69kV.....	131

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CEER	Council of European Energy Regulators
CEP	Código de Endereçamento Postal
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
EOL	Central Geradora Eólica
EP	Energia Passante no Segmento
FCSP	Fluxo de Carga pelo Método da Soma de Potência
FV	Fotovoltaica ou Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GD-FV	Geração Distribuída Solar Fotovoltaica
GEE	Gases de Efeito Estufa
IA	Indicador de Avaliação
IDHM	Índice de Desenvolvimento Humano Municipal
IED	Intelligent Electronic Devices
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
IFRN	Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IPTS	Índice de Perdas Técnicas do Segmento
MT	Média Tensão
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PTS	Perdas Técnicas no Segmento do Sistema de Distribuição
SDAT	Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SDBT	Sistemas de Distribuição de Baixa Tensão
SDMT	Sistemas de Distribuição de Média Tensão
SED	Subestações de Distribuição
SIG	Sistema de Informação Geográfica
SIN	Sistema Interligado Nacional

SISGD	Sistema de Registro de Geração Distribuída
TL	Tensão de Leitura
TR	Tensão de Referência
UC	Unidade Consumidora
UDH	Unidade de Desenvolvimento Humano
UFV	Usina Geradora Solar Fotovoltaica
UTE	Usina Geradora Termelétrica

LISTA DE SÍMBOLOS E NOTAÇÕES

ΔD_i	Demanda média do alimentador calculada no i -ésimo intervalo Δt_i
D_{max}	Demanda máxima do alimentador de distribuição, verificada no período de insolação
E_{perdas}	Perda total de energia
$f(x)$	Função definida como $f : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$
$\nabla f(x)$	Vetor gradiente da função $f(x)$
FC_i	Fator de capacidade de geração FV calculado no i -ésimo intervalo de tempo Δt_i
FL_i	Fator de carga do alimentador de distribuição calculado no i -ésimo intervalo Δt_i do período de insolação
F_{OBJ}	Função objetivo do problema de otimização
$g_i(x)$	Restrições de igualdade do problema de otimização
$h_i(x)$	Restrições de desigualdade do problema de otimização
i	Número do intervalo de insolação
$\bar{I}$	Corrente complexa saindo da barra fonte, f , para a barra de carga, j .
j	Número do ramo ou número do nó final, $j = 1, 2, \dots, NR$
$\sum LP$	Soma das perdas de potência ativa nas linhas
LP_j	Perda de potência ativa no j -ésimo ramo
LP_m	Perda de potência ativa no m -ésimo ramo
$\sum LQ$	Soma das perdas de potência reativa nas linhas
LQ_m	Perda de potência reativa no m -ésimo ramo
NI	Número total de intervalos de tempo determinados no período de insolação
NR	Número total de ramos (linhas) do alimentador
NR_d	Número total de ramos conectados a jusante do nó j
P_{Ak}	Potência disponibilizada para atender a k -ésima barra de carga
$\sum PC$	Soma das cargas ativas com potência constante
PC_j	Carga ativa com potência constante no j -ésimo ramo
P_{con}	Potência ativa consumida pelas cargas e na forma de perdas nas linhas

$\sum PG$	Soma das potências injetadas pelos geradores FV
P_{GDNk}	Potência nominal da k -ésima GD-FV instalada
PG_j	Potência injetada pelos geradores FV no j -ésimo ramo
PG_k	Potência efetivamente gerada no k -ésimo gerador
ΔPG_k	Valor médio da potência ativa injetada pelo k -ésimo gerador FV
P_j	Soma da potência ativa das cargas e perdas a jusante do nó j
P_{perdas}	Perda total de potência
$\sum QC$	Somas das cargas reativas com potência constante
$\sum Q_{cap}$	Soma de potências injetadas por bancos de capacitores
Q_j	Soma da potência reativa das cargas e perdas a jusante do nó j
R_j	Resistência série no ramo j
rt	Relação limite; nível de penetração de potência de GD-FV
s	Variável de folga associada com a restrição de desigualdade
Δt_i	Duração de tempo de uma divisão do período total de insolação
$\bar{V}_f$	Tensão complexa conhecida na barra f
$\bar{V}_j$	Tensão complexa que se deseja encontrar na barra j
V_j	Magnitude da tensão no j -ésimo nó
x	Vetor das variáveis de controle do problema
x^*	Vetor minimizador local de f em $\mathbb{R}^n$
X_j	Reatância série no ramo j
$x^{(k)}$	k -ésimo valor do vetor das variáveis de controle x
δ_f, δ_j	Ângulo da tensão na barra f e na barra j , respectivamente
λ	Multiplicador de Lagrange
$\mathcal{L}(x, \lambda, s)$	Função Objetivo Aumentada de Lagrange; função Lagrangeana
$\nabla_x \mathcal{L}, \nabla_\lambda \mathcal{L}, \nabla_s \mathcal{L}$	Gradientes nas direções das variáveis do problema

1. INTRODUÇÃO

O crescimento do número de consumidores que instalam micro ou minigeração distribuída no Brasil – em que se destaca a energia solar fotovoltaica na própria unidade consumidora – e que recebem créditos de energia tem sido acompanhado pelos diversos agentes do setor elétrico, como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Esse crescimento está relacionado a uma nova perspectiva de emancipação proativa do consumidor e tem mostrado, em sua evolução, impactos relevantes na potência instalada de geração distribuída (GD), repercussões tarifárias às distribuidoras e, dessa forma, tem feito emergirem novas necessidades de adequações do arranjo regulatório vigente.

A entrada em vigor da Resolução Normativa nº 482 da ANEEL, de 17 de abril de 2012, estabelecendo as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica, deu destaque à necessidade de se desenvolverem estudos orientados à análise dos possíveis impactos da maior penetração de microgeração e minigeração nos sistemas de distribuição das concessionárias. Essa Resolução instituiu um sistema de compensação de créditos de energia elétrica – *net metering* –, no qual a energia gerada pela unidade consumidora (UC), com microgeração ou minigeração distribuída, compensa o consumo de energia elétrica ativa demandada da rede de distribuição convencional. Também buscou reduzir as barreiras regulatórias existentes para conexão da geração de pequeno porte disponível na rede de distribuição a partir de fontes de energia incentivadas.

A Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015 (ANEEL, 2015b), trouxe alterações para o aperfeiçoamento da Resolução Normativa nº 482/2012 e já previu que nova revisão desta norma ocorreria no ano de 2019. A proposta submetida à consulta pública durante o mês de novembro de 2019 sugere aperfeiçoamentos ao modelo do sistema de compensação de créditos, considerando os avanços da geração distribuída nos últimos anos, no sentido de garantir a expansão da GD sem impactar a tarifa dos demais consumidores. Isso porque, atualmente, os consumidores que não têm GD pagam o uso da rede e os encargos daqueles que usam o sistema de créditos¹.

¹ Na regra atual, quem possui GD deixa de pagar todas as componentes da tarifa de fornecimento sobre a parcela de energia consumida que é compensada pela energia injetada. As alterações propostas em 2019 visam a equilibrar a regra para que os custos referentes ao uso da rede de distribuição e os encargos sejam pagos pelos consumidores que possuem GD. Isso busca permitir que a modalidade se desenvolva ainda mais e de forma sustentável, sem impactar a tarifa de energia dos consumidores que não possuem o sistema. Mas a proposta prevê um período de transição para as alterações. Assim, enquanto os novos consumidores

A Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, de 24 de maio de 2017, traz projeções que apontam para um efetivo crescimento do total de consumidores residenciais e comerciais que irão incorporar a microgeração solar fotovoltaica em suas unidades domiciliar e/ou comercial no horizonte 2017-2024, reforçando, assim, a importância de se anteciparem os efeitos dessa expansão nos sistemas de distribuição.

Procedimentos necessários à conexão da geração distribuída (GD) a partir de fontes renováveis revelam uma relação direta com o conceito de *Smart Grid*, as redes elétricas inteligentes, que têm sua viabilidade de aplicação vinculada a algumas tecnologias já em operação nos sistemas de distribuição de energia elétrica, como é o caso de micro e minigeração distribuídas. Ou seja, a introdução de tecnologias mais eficientes constitui-se como premissa do conceito de *Smart Grid*, uma vez que delas esperam-se menores perdas ao sistema e menos impactos negativos ao meio ambiente, como é o caso da geração distribuída a partir de fontes renováveis conectada à unidade consumidora na Baixa Tensão (BT) e Média Tensão (MT) de distribuição.

Constata-se, então, que o tema da geração distribuída e sua relação com *Smart Grid*, como também o novo papel do consumidor em um ambiente aprimorado pelos mecanismos de Resposta da Demanda² tornaram-se pauta de recentes discussões e trabalhos sobre o setor elétrico brasileiro, estimulados também em resposta à evolução da temática no âmbito internacional. Nesse ambiente de Resposta da Demanda, o consumidor passa a ter maior domínio e conhecimento sobre o seu consumo e pode deixar de atuar de forma passiva no mercado de energia elétrica para então se fazer presente de maneira ativa no futuro do sistema elétrico (MULLER, 2016 *apud* EPE, 2019).

Nesse sentido de estímulo aos estudos sobre a integração de geração distribuída renovável aos sistemas de BT e MT, estão os benefícios potenciais que essa integração pode trazer. Entre tais benefícios, pode-se citar: i) adiamento de investimentos na expansão do sistema de geração – a menor pressão na expansão do sistema por tecnologias convencionais, no caso brasileiro, hidroelétrica e termoelétricas; ii) redução

passarão a pagar o custo da rede, os que já possuem o sistema de minigeração e microgeração distribuídas permanecerão com o faturamento da regra atual até o ano de 2030 ou até que se atinja uma quantidade de GD pré-determinada em cada distribuidora, quando estes consumidores passarão a compensar a componente de energia da tarifa de energia e a pagar, além dos custos de rede, os encargos.

² Resposta da Demanda, ou Resposta do Lado da Demanda, consiste em uma redução no consumo de energia pelo cliente, em relação ao nível de consumo esperado. Isso ocorre em resposta a um sinal, o qual pode ser uma alteração de preço ou uma mensagem enviada ao cliente ou, ainda, em resposta à redução da geração do sistema elétrico, o que ocasiona também uma redução da demanda de eletricidade, a fim de manter o equilíbrio entre oferta e demanda (OECD, 2011).

de perdas de energia elétrica; iii) ganhos ambientais e mitigação de gases de efeito estufa (GEE) por kWh de energia injetada no sistema de distribuição.

Outros motivadores para a evidência do tema correspondem à importância do planejamento estratégico das empresas de distribuição – no qual são traçadas as diversas metas a serem alcançadas a partir de indicadores operacionais e econômicos. Em sua nova concepção, considerando a formação de novas estruturas internas às distribuidoras, o planejamento estratégico passa a incorporar unidades responsáveis por redes inteligentes, focadas na gestão de perdas, medição e tarifação e nos impactos ao meio ambiente. Daí emerge a importância de se avaliarem, através de indicadores operacionais do planejamento das redes de distribuição, as correlações entre projeções, cenários de integração de micro e minigeração distribuídas renováveis e seus possíveis reflexos na minimização de perdas de energia originadas nos Sistemas de Distribuição de Média Tensão (SDMT)³ e de Baixa Tensão (SDBT)⁴, assim como na redução dos impactos ambientais em função da energia evitada de geração não renovável.

O conceito de *Smart Grid* está sendo amplamente usado no setor elétrico e traz como características, entre outras, a elevada penetração de recursos distribuídos de geração e armazenagem de energia e o uso de dispositivos eletrônicos inteligentes – como medidores, sensores e controladores de demanda. Assim, a implantação de *Smart Grid* tem exigido grande esforço em pesquisa e desenvolvimento, já que as tecnologias que a compõem permeiam não apenas a distribuição de energia, que destacamos aqui, mas todos os segmentos do setor elétrico, embora com diferentes velocidades de evolução em cada um deles. A possibilidade de viabilizar a *Smart Grid* através da integração da geração distribuída torna-se, portanto, relevante, já que esta vem sendo cada vez mais utilizada em todo o mundo, devido, entre outros fatores, à expansão do uso das fontes renováveis de energia, principalmente a eólica e a fotovoltaica, ao surgimento de novas tecnologias, aos incentivos regulatórios e aos acordos que buscam a redução de emissões de GEE.

Diante da tendência de migração para uma economia de baixo carbono, convém que as empresas do setor elétrico direcionem, por princípios sustentáveis, investimentos para redes inteligentes, que permitem maior eficiência e oferecem aos consumidores um

³ De acordo com a ANEEL (2016a, p. 55), SDMT é definido como “Conjunto de linhas de distribuição e de equipamentos associados em tensões típicas superiores a 1 kV e inferiores a 69 kV, na maioria das vezes com função primordial de atendimento a unidades consumidoras, podendo conter geração distribuída”.

⁴ Ainda de acordo com a ANEEL (2016a, p. 55), SDBT é definido como “Conjunto de linhas de distribuição e de equipamentos associados em tensões nominais inferiores ou iguais a 1 kV”.

setor de distribuição de energia elétrica baseado em energias renováveis distribuídas, com perspectiva de uma matriz cada vez mais suportada por fontes menos emissoras e de menor dano ambiental.

O sistema de distribuição está mudando de uma rede que conecta cargas passivas para uma com geração distribuída e consumidores interativos, os quais poderão fornecer recursos essenciais para o equilíbrio da oferta-demanda no sistema de potência, participando dos benefícios marginais promovidos por uma rede inteligente, com melhor controle e comunicação, além da aposta na melhoria de sua eficiência, com a redução de perdas.

Nessa perspectiva, em suas estratégias de operação em ambiente competitivo e regulado, as empresas distribuidoras têm trazido, entre outros, temas como redução de custos, eficiência operacional, aumento de produtividade e redução de perdas de energia. Destaca-se, nesses termos, que o nível real de perdas de energia, calculado e mensurado pela distribuidora, costuma ser maior que o admitido e reconhecido nas revisões tarifárias impostas pelo referencial regulatório de perdas estabelecido pela ANEEL. Assim, esse tema é de grande interesse das empresas do setor de distribuição, que buscam planejar e implementar estratégias e programas de redução de suas perdas.

Ainda nesse contexto, uma perspectiva de elevação de tarifas pode impulsionar o investimento em micro e minigeração distribuídas por parte dos consumidores, em um efeito de Resposta da Demanda. Além disso, os impactos ambientais relacionados aos SDMT e SDBT, levando-se em conta as perdas de energia na distribuição, não podem ser negligenciados, uma vez que contribuem para os valores de CO₂ por kWh totais, emitidos conjuntamente pelos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Todos esses fatores têm levado a discussões quanto à adoção de uma forma ótima de conduzir o planejamento da geração distribuída e da adoção de indicadores de seu desempenho. Assim, o estudo aqui desenvolvido se justifica por se alinhar a esse contexto e busca trazer uma nova perspectiva de avaliação do nível ótimo de inclusão de micro e minigeração distribuídas renováveis, a partir de uma esperada redução de perdas no sistema de distribuição de energia elétrica, que atenda às restrições operacionais da rede e, por consequência, tenha repercussão positiva na mitigação de impactos ambientais presentes no sistema. Esta preocupação decorre do fato de que o crescimento de inserção de fontes renováveis na distribuição e o surgimento de fluxo de potência bidirecional podem se traduzir em aumento de custos operativos advindos da necessidade de

readequação da rede elétrica, em virtude de possível ultrapassagem dos limites de capacidade dos circuitos e equipamentos do sistema.

Nesse ambiente de proliferação de geração distribuída renovável, o qual se insere nas bases conceituais de redes de distribuição inteligentes, o problema central que se coloca nesta tese é de como cenários de expansão e de localização de geração distribuída fotovoltaica podem interferir no planejamento de sistemas de distribuição de média tensão, no que diz respeito à redução das perdas de energia, à energia evitada de geração não renovável e à elaboração de novos indicadores.

A pesquisa considera, pois, a análise dos possíveis impactos de uma maior penetração de microgeração e minigeração nos sistemas de distribuição das concessionárias. Para tanto, fundamenta-se na hipótese de que a expansão de geração distribuída fotovoltaica tem potencial de interferir positivamente no planejamento de sistemas de distribuição de média tensão, no que diz respeito à promoção da redução de perdas técnicas no sistema e, por consequência, à melhoria da eficiência operacional. A hipótese formulada ancora-se em ponderações a serem observadas no curso da tese, a saber:

- a) A adoção, de forma integrada, da geração distribuída conforma-se em um vetor de promoção da eficiência operacional e deve fazer parte do planejamento estratégico da concessionária de distribuição, uma vez que é base para o conceito de *Smart Grid*. Assim, torna-se imperativo que se avalie a redução das perdas de energia elétrica, como também o KWh evitado em geração sobrevinda do Sistema Interligado Nacional (SIN), contribuindo para redução do fator de emissão de CO₂ da geração de energia elétrica das fontes conectadas ao SIN.
- b) Uma maior concentração de GD nos alimentadores – e seus respectivos conjuntos de unidades consumidoras – dedicados a regiões de consumidores que apresentam melhores condições socioeconômicas e, portanto, são possíveis usuários da GD, tem potencial de provocar uma redução da eficiência operacional da rede na concepção *Smart Grid*.

A pesquisa, portanto, está circunscrita ao ambiente favorável à expansão de microgeração e minigeração distribuídas e tem por objetivo geral avaliar cenários de integração de geração distribuída fotovoltaica e seus possíveis reflexos relacionados à redução de perdas de energia no sistema de distribuição de média tensão, a partir de uma metodologia analítica proposta para otimização do problema.

A definição dos três cenários aqui considerados tomou como referência o mapeamento da geração distribuída fotovoltaica adotada por consumidores e integrada ao sistema de distribuição da região metropolitana de Natal, que revelou três comportamentos distintos quanto à expansão e à localização dos geradores: i) Cenário I, com uma Geração Distribuída Fotovoltaica (GD-FV) dispersa e por derivação da rede elétrica; ii) Cenário II, com GD-FV agrupada em um conjunto de unidades consumidoras vizinhas; iii) Cenário III, com geração FV distribuída uniformemente em todos os nós de carga do alimentador, numa condição de ampla integração de GD-FV no sistema de distribuição de média tensão. Para proceder à avaliação da metodologia proposta, esses três cenários foram aplicados em três alimentadores radiais de distribuição, IEEE 37-barras, ALIAT 30-barras e RDMT 148-barras, utilizados como sistemas de teste. Além desses três cenários, a análise desenvolvida considera um Caso Base (CB), o qual corresponde à condição original do alimentador de distribuição de teste, na qual ainda não existe GD-FV alocada no sistema.

Os objetivos específicos são:

- a) Mapear a geração distribuída fotovoltaica adotada por consumidores e integrada ao sistema de distribuição da região metropolitana de Natal.
- b) Identificar fatores que contribuem para a adoção de micro e minigeração fotovoltaica e que podem servir de base para a definição de cenários de localização da geração distribuída.
- c) Desenvolver metodologia de dimensionamento da geração distribuída fotovoltaica para integração ótima no sistema de distribuição, com redução das perdas de energia.
- d) Avaliar, a partir de cenários de localização da microgeração e minigeração distribuídas, o nível ótimo de penetração de GD fotovoltaica, com redução de perdas, sem reforços ou melhorias na rede de distribuição já existente.
- e) Analisar indicadores de desempenho operacional que relacionem inserção de geração distribuída e nível de perdas de energia numa perspectiva de planejamento da distribuição.

O estudo desenvolvido consiste em uma pesquisa explicativa, uma vez que aprofunda conhecimentos sobre integração de microgeração e minigeração distribuídas e gestão de perdas de energia, identificando, para tanto, os fatores determinantes que explicam e permitem avaliar os fenômenos relacionados à expansão de geração

distribuída fotovoltaica e seu impacto na eficiência operacional dos sistemas de distribuição.

Em seu percurso metodológico, a estratégia utilizada é o estudo do fluxo de potência, com cálculo das perdas de energia, desenvolvido em redes de distribuição radiais em média tensão utilizadas comumente como sistemas de teste. Para tanto, é proposto e avaliado um método de otimização para minimização das perdas de energia com dimensionamento ótimo da potência nominal dos geradores fotovoltaicos, a partir de cenários de localização da GD-FV nos alimentadores radiais de distribuição, IEEE 37-barras, ALIAT 30-barras e RDMT 148-barras, utilizados como sistemas de teste. Para modelagem, implementação e simulação do método de otimização proposto, utilizou-se um *software* de código aberto, Scilab⁵, a partir do qual foram obtidos os resultados numéricos para avaliação dos cenários de integração de geração distribuída.

Para viabilizar esse procedimento, realizou-se:

- i. O levantamento de indicadores operacionais de eficiência da rede de distribuição relacionados a perdas de energia e à implantação de GD, assim como da metodologia de cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição, disponíveis nas resoluções normativas e procedimentos de distribuição de energia elétrica elaborados pela ANEEL.
- ii. A identificação dos níveis de adoção de GD-FV local, por conjunto de unidades consumidoras (município/bairros) integrados ao sistema de distribuição da região metropolitana de Natal, a partir de dados de microgeração e minigeração distribuídas coletados nos relatórios da ANEEL. Esses dados foram gerados pela ANEEL a partir de seu Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD⁶, do qual foram obtidos os dados de Código de Endereçamento Postal (CEP) dos consumidores-geradores (prosumidores).
- iii. A determinação dos posicionamentos geográficos dos prosumidores com geração distribuída fotovoltaica conectados às redes do SDMT a partir dos Códigos de Endereçamento Postal (CEP). Os níveis de expansão de GD

⁵ Scilab é um *software* de código aberto baseado em métodos de computação numérica: análise de dados, desenvolvimento de algoritmos e de modelos. Caracteriza-se como uma linguagem de programação de alto nível para programação científica e resolução de problemas numéricos. O software Scilab está disponível no endereço <https://www.scilab.org/>.

⁶ O Sistema de Registro de Geração Distribuída (SISGD) é uma plataforma de consulta de dados sobre as unidades consumidoras com geração distribuída, cujos dados foram obtidos e compilados pela ANEEL e estão disponíveis em <http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>.

por bairros e o mapeamento dos geradores fotovoltaicos são apresentados a partir de um modelo baseado em Sistema de Informação Geográfica (SIG).

- iv. A definição de cenários de localização da GD fotovoltaica, com base no mapeamento dos geradores e na análise do Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM) na sua dimensão renda, por município/bairro, como fator que pode contribuir para a adoção local de GD pelos prosumidores.
- v. O desenvolvimento de algoritmo de solução do fluxo de potência e de dimensionamento ótimo de GD fotovoltaica através do *software* livre Scilab, com função objetivo de minimização de perdas de energia e do fluxo de potência na barra da subestação de distribuição.
- vi. A modelagem e simulação dos cenários de expansão de GD fotovoltaica, implementados em redes de distribuição radiais utilizadas para teste. O algoritmo do método apresenta os resultados, por simulação, do dimensionamento ótimo das potências nominais de GD fotovoltaica, além das perdas de energia no SDMT.

Quanto à análise dos dados, a qual se alinha à perspectiva do planejamento da distribuição, avaliam-se indicadores de eficiência operacional relacionados à implantação de GD-FV, a partir dos cálculos de perdas de energia e de fluxo de potência através de simulação. Para análise e avaliação do nível ótimo de inclusão de micro e minigeração distribuídas fotovoltaicas, parte-se dos resultados da implementação do método de otimização, através da simulação em rede de distribuição de teste com o *software* de código aberto Scilab. Os resultados da simulação encontram-se tabulados, mensurados e analisados a partir da comparação dos indicadores de perdas de energia e de redução do fluxo de potência suprido pela barra da subestação de distribuição, em cenários de integração de GD.

O trabalho está organizado em cinco seções, incluindo esta Seção 1, de introdução da tese. Na Seção 2, é apresentado um estado da arte referente à expansão e à integração de geração distribuída em sistemas de distribuição, a partir de uma concepção *smart grid*. Ainda, na Seção 2, são apresentadas as bases conceituais sobre a metodologia de cálculo de perdas na distribuição de energia elétrica, como também sobre os métodos para a integração ótima de GD em redes de distribuição. A Seção 3 traz a modelagem, a metodologia e o processo de solução do problema de otimização proposto para a

integração ótima de geração distribuída fotovoltaica em sistemas de distribuição radiais. Na Seção 4, o método proposto é avaliado em três sistemas de distribuição utilizados para teste, IEEE 37-barras, ALIAT 30-barras e RDMT 148-barras, a partir de cenários de integração e localização da GD; e os resultados numéricos da simulação são apresentados e discutidos. As conclusões do trabalho são apresentadas na Seção 5, onde são também apresentadas recomendações para estudos futuros.

2. A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E AS PERDAS DE ENERGIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

2.1 Ambiente de expansão da geração distribuída solar fotovoltaica

Para estabelecer as regras que estimulam o acesso da microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica, a ANEEL aprovou, no dia 17 de abril de 2012, a Resolução Normativa nº 482 (ANEEL, 2012), posteriormente alterada pela Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015 (ANEEL, 2015b). A Resolução nº 482 também cria um sistema de compensação de energia elétrica, no qual a energia gerada pela unidade consumidora, com microgeração ou minigeração distribuída, compensa o consumo de energia elétrica ativa. Suas regras são válidas para consumidores que utilizem cogeração qualificada⁷, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica.

Conforme define a Resolução nº 482, a microgeração e a minigeração distribuídas são centrais geradoras de energia elétrica que utilizam fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. A microgeração distribuída se caracteriza por ter potência instalada menor ou igual a 75 kW. Já a minigeração distribuída é aquela que tem potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas, ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada ou para as demais fontes renováveis. Ainda segundo essa resolução, “A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada [...]” (ANEEL, 2012, Art. 4º, § 1º). Caso o consumidor deseje uma potência instalada superior a esse limite, deve solicitar o aumento da potência disponibilizada.

Para possibilitar o registro e o acompanhamento da evolução da microgeração e minigeração distribuídas conectadas à rede, as distribuidoras passaram a informar dados mensais no Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD, disponibilizado pela ANEEL. A partir dos dados inseridos nesse sistema, a ANEEL apresenta relatórios sobre

⁷ De acordo com o Módulo 1 do PRODIST, o termo *cogeração qualificada* é definido como: “Atributo concedido a cogeneradores que atendem os requisitos definidos em resolução específica, segundo aspectos de racionalidade energética, para fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração.” (ANEEL, 2016a, p. 24).

as unidades consumidoras com geração distribuída por distribuidora, por estado, por tipo de geração, por classe de consumo, por modalidade e por data de conexão. Com base nesses relatórios, é possível ainda acompanhar a evolução do número de consumidores que instalam ou recebem os créditos obtidos através do sistema de compensação de energia elétrica.

A Figura 1 e a Figura 2 apresentam, respectivamente, a distribuição das conexões e a potência instalada dos microgeradores e minigeradores por tipo de fonte, com dados obtidos a partir dos relatórios consolidados no SISGD⁸. A Figura 1 e a Figura 2 revelam que a evolução da GD no Brasil tem se dado em quantidade expressiva a partir da fonte solar fotovoltaica, que, com 82.380 UC, representa 86% das unidades conectadas até junho de 2019. Pode-se afirmar, portanto, que a microgeração e a minigeração a partir da instalação de painéis fotovoltaicos tem se mostrado como a escolha preferida dos consumidores conectados ao sistema de distribuição do país.

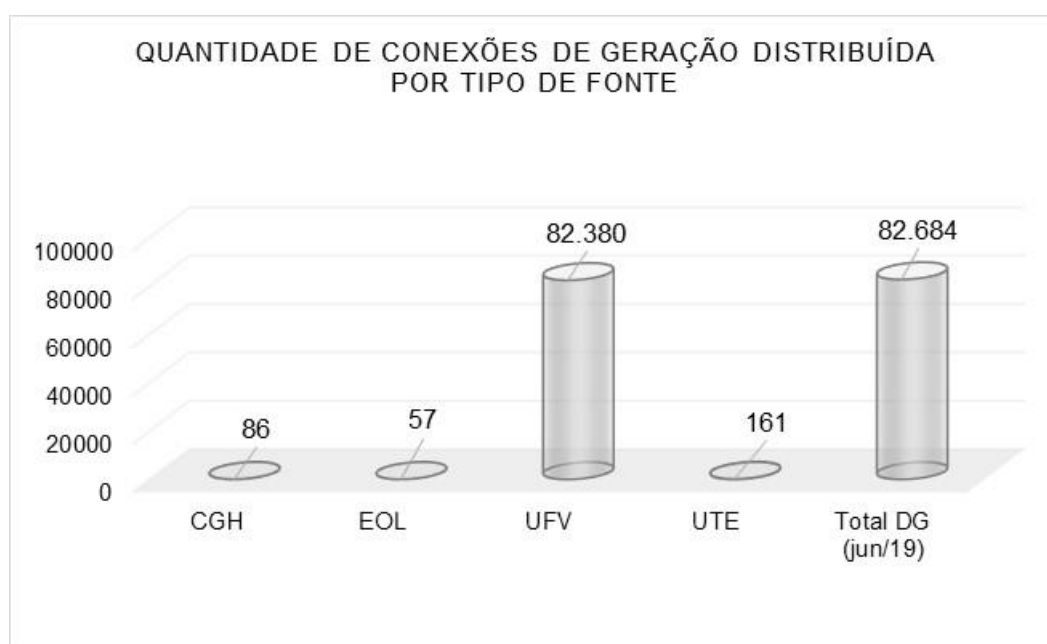


Figura 1. Número de conexões de microgeradores e minigeradores por tipo de fonte.

⁸ Os gráficos apresentados da Figura 1 à Figura 5 foram elaborados a partir de relatórios acessados em 11/06/2019, disponíveis em <http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>, sobre as unidades consumidoras com geração distribuída, cujos dados foram obtidos e compilados pela ANEEL através do SISGD. Esses dados de conexão de GD utilizados nos gráficos foram os consolidados no SISGD no período de junho de 2007 a junho de 2019.

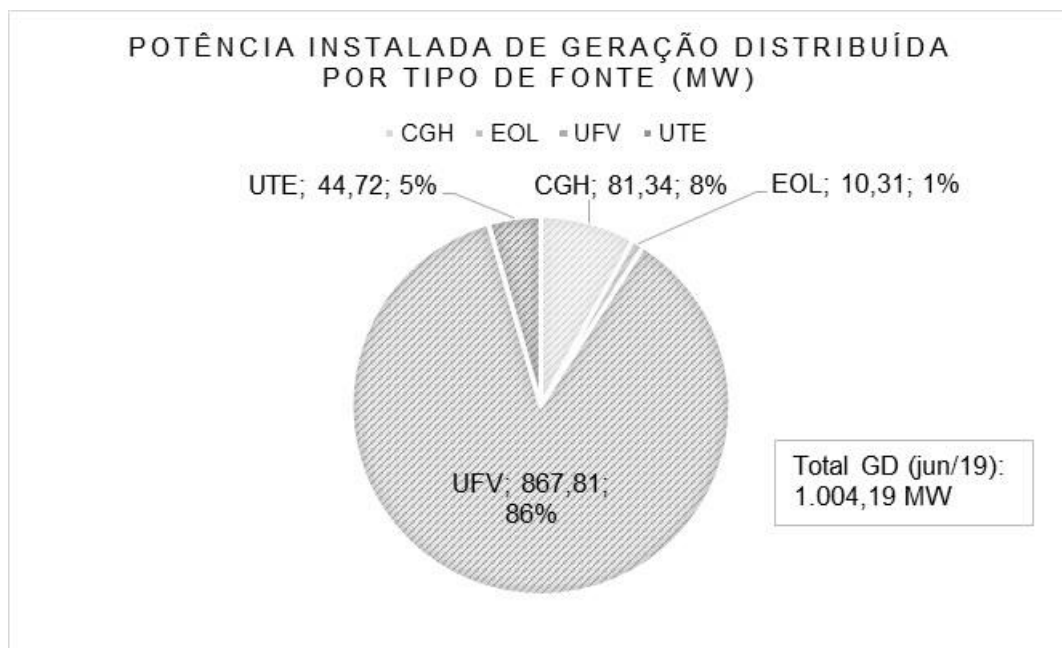


Figura 2. Potência instalada de microgeradores e minigeradores por tipo de fonte.

Ainda, a Figura 2 nos permite observar que as Usinas Geradoras Fotovoltaicas (UFV) contribuem, até então, com potência instalada igual a 867,81 MW nos Sistemas de Distribuição, de um total de GD instalada no Brasil que já ultrapassou pouco mais de 1 GW em junho de 2019. As Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH), Usinas Geradoras Termelétricas (UTE) e Eólicas (EOL) aparecem, respectivamente, com contribuições percentuais bem menores, de 8%, 5% e 1% da potência instalada em GD no SIN.

O quantitativo de conexões das UFV no sistema de distribuição pode ser verificada na Figura 3, onde é apresentada a evolução da inserção das unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuídas no país, computadas a partir do mês da publicação da Resolução Normativa nº 482 (ANEEL, 2012) e com dados atualizados no SISGD até junho de 2019.

A leitura da Figura 3 permite verificar uma tímida evolução das conexões de UFV entre os anos de 2012 e 2014. Por outro lado, também se pode notar que, a partir de 2015, houve um crescimento considerável dessas conexões a cada ano, até que, em 2018, o número de UFV conectadas chegou ao total de 34.973 unidades. Esse valor é igual a mais de 24 vezes o registrado no ano de 2015, quando da publicação da Resolução Normativa nº 687 (ANEEL, 2015b), que trouxe alterações para o aperfeiçoamento da Resolução Normativa nº 482 (ANEEL, 2012). Nota-se que, em junho de 2019, as conexões de UFV já alcançavam o número de 24.918 unidades, o que aponta uma perspectiva de ultrapassagem do ano anterior.



Figura 3. Evolução da conexão anual de microgeradores e minigeradores do tipo UFV.

Na Figura 4, apresenta-se a evolução anual da potência instalada de microgeradores e minigeradores do tipo UFV de 2012 até junho de 2019. Essa figura evidencia que, seguindo o registrado em relação ao número de conexões de microgeração e minigeração solar fotovoltaica no país, o crescimento em termos de potência instalada foi notável a partir do final do ano de 2015, tendo sido registrado já em 2018 uma capacidade instalada de 391,17 MW. Em junho de 2019, essa capacidade já ultrapassava o valor de 280 MW instalados.

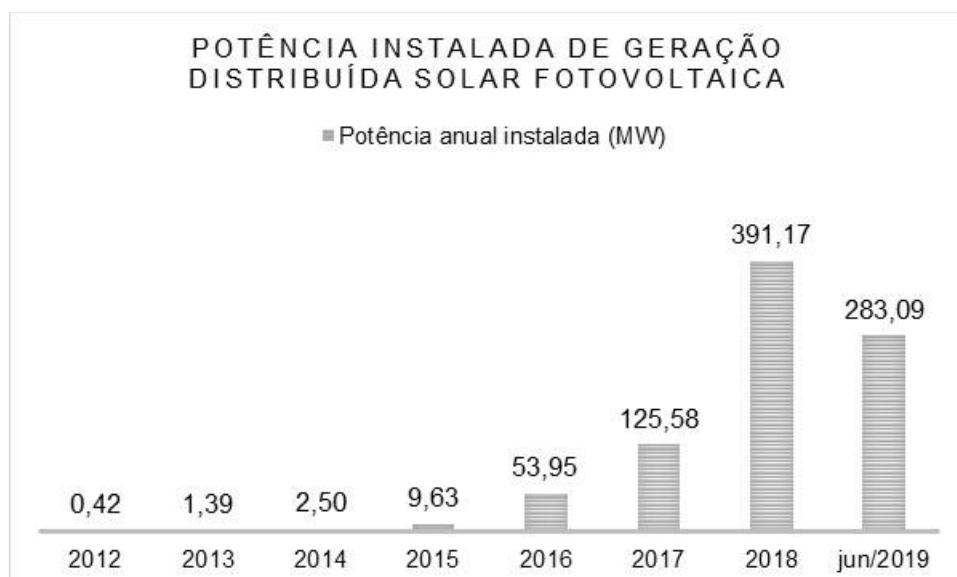


Figura 4. Evolução da potência anual instalada de microgeradores e minigeradores do tipo UFV.

Em relação às unidades consumidoras, a Figura 5 apresenta o número de conexões de microgeração e minigeração solar fotovoltaica por classe de consumo. A partir dos dados de participação por classe de consumo ilustrados⁹, observa-se que a classe residencial concentra o maior número de unidades consumidoras (61.084 UC), representando significativos 74,1% das conexões de GD, seguida da classe comercial, com 17,2% das conexões (14.134 UC). As classes residencial e comercial se destacam ainda no que diz respeito à potência instalada a partir da conexão de UFV. De acordo com os dados do período, a classe comercial concentra 42,0% da potência instalada, seguida da residencial (36,1%) e da industrial (10%).

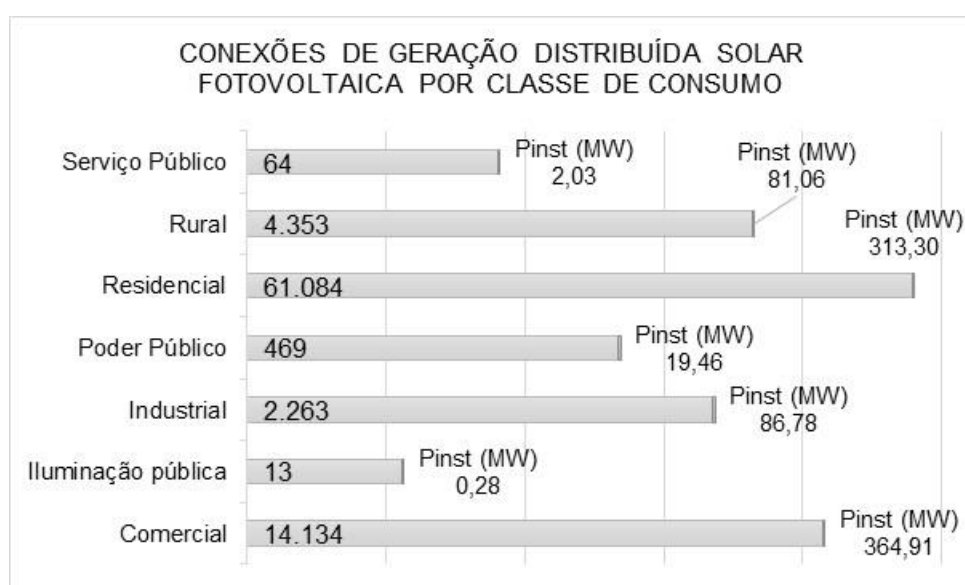


Figura 5. Número de conexões de microgeradores e minigeradores do tipo UFV por classe de consumo.

Cabe, ainda, registrar que o maior crescimento em número de conexões e em potência instalada de sistemas de GD solar fotovoltaica também está relacionado ao aumento mais expressivo do número de conexões em microgeração. Por sua vez, esse crescimento pode ser explicado pelo maior número de conexões de unidades consumidoras das classes residencial e comercial, as quais, pelas características de sua demanda, se enquadram, predominantemente, na modalidade de microgeradores. Contribui também para esse cenário o baixo crescimento de conexões nas modalidades de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras (condomínios) e de geração compartilhada (consórcio ou cooperativa), ambas modalidades com perfil de demanda que se enquadram na minigeração.

⁹ Os dados de conexão de GD utilizados nos gráficos Figura 1 à Figura 5 foram os consolidados no SISGD no período de junho de 2007 a junho de 2019.

A Nota Técnica nº 0056 (ANEEL, 2017a) traz a projeção das conexões para consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaica no horizonte 2019-2024. A Figura 6 apresenta essa projeção e revela uma acentuada curva ascendente no número de consumidores residenciais, indicando que esse número deve chegar a um valor estimado em 808.357 unidades consumidoras, o que representaria 91,2% da projeção total para essas duas classes de consumo no ano de 2024.

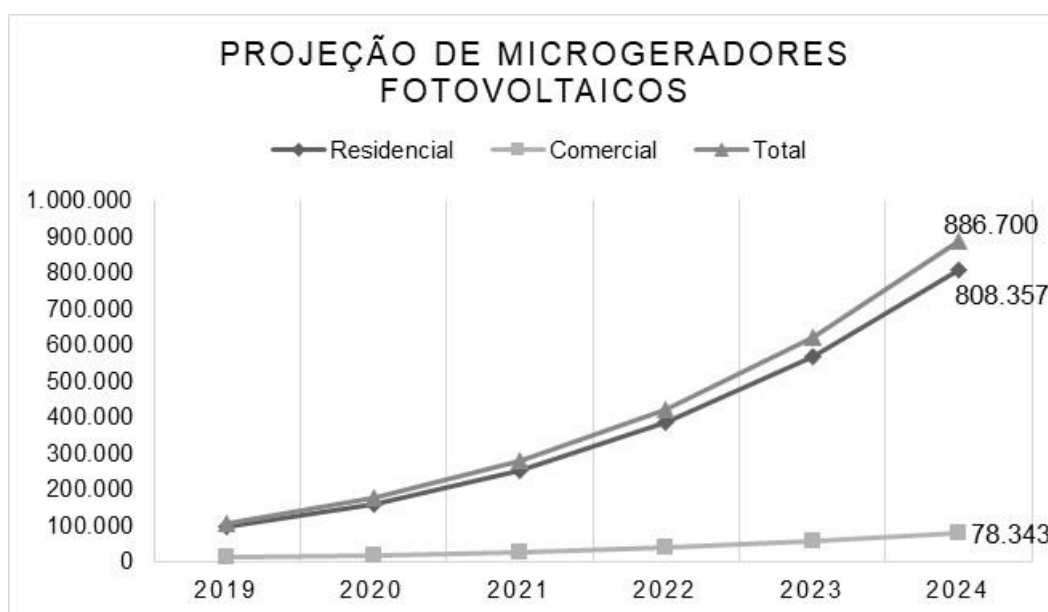


Figura 6. Projeção do número de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaica no horizonte 2019-2024¹⁰.

Essa mesma nota técnica também expõe as previsões de potência instalada por ano para microgeração para as classes de consumo residencial e comercial, estimando para o ano de 2024 uma potência instalada total de 3,2 GW, sendo, desse total, uma potência instalada de 2,4 GW referente aos consumidores residenciais.

O crescimento do número de unidades conectadas e sua contribuição total em potência instalada, mesmo que abaixo do potencial de expansão do país, já se configura como uma variável local a ser inserida no problema de planejamento e de operação da distribuição.

A projeção de crescimento de GD solar fotovoltaica conectada aos SDMT e SDBT já em operação, aliada a outras tecnologias viabilizadoras de redes inteligentes, impõe ao planejamento da distribuição a necessidade de integrar estratégias e adotar

¹⁰ O gráfico da Figura 6 foi elaborado pelo autor a partir dos dados fornecidos pela Nota Técnica nº 0056 (ANEEL, 2017a).

novos indicadores de eficiência ao sistema de distribuição, com acento nos estudos referentes às repercussões nas perdas de energia.

2.2 Geração distribuída em uma concepção *Smart Grid*

A ANEEL, no Módulo 1 dos *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*, define geração distribuída como

Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS. (ANEEL, 2016a, p. 38).

Cunha (2011) apresenta algumas características próprias da geração distribuída, as quais são, de modo geral: i) potência baixa quando comparada com a geração convencional; ii) despacho não centralizado; iii) conexão à rede de distribuição; iv) não ser parte das previsões realizadas no planejamento das redes de distribuição. Com base no autor, os fatores que têm motivado a expansão da geração distribuída podem ser assim expressos:

- a) a adoção de políticas de incentivo ao aproveitamento de fontes renováveis de energia;
- b) a redução dos custos relativos à implementação das tecnologias renováveis, devido aos avanços tecnológicos e aos ganhos de escala registrados;
- c) as pressões ambientais, conjuntamente com a necessária adoção de políticas públicas orientadas à transição energética, incentivando novas formas de produção de energia, alinhada à redução das emissões de GEE.

Nas palavras de Toledo (2012, p. 4), “O conceito de *Smart Grid* ou rede elétrica inteligente difere de acordo com quem o define [...] A razão disso é que tal definição varia de acordo com as necessidades (reduzir perdas, poluentes, custos operacionais) e com a ótica (financeira, ambiental, entre outras) de seu autor”. Além da expectativa de promover benefícios de redução de perdas e de melhoria do perfil de tensão do sistema, Toledo (2012, p. 174) coloca que “a associação da aplicação das tecnologias mais eficientes e menos agressivas ao meio ambiente, no tocante ao uso de GD, visando o atendimento à carga, é uma das premissas do *Smart Grid*”.

A conceituação de *Smart Grid* traz em suas premissas o estímulo à adoção de tecnologias de maior eficiência, as quais devem, conseqüentemente, contribuir para a redução das perdas técnicas e para a mitigação de impactos negativos ao meio ambiente

derivados do funcionamento dos sistemas elétricos, por exemplo, na mitigação de gases de efeito estufa (GGE) por energia injetada no sistema de distribuição (SHAUKAT *et al.*, 2018).

De acordo com Falcão (2010, p.1),

A expressão *Smart Grid* deve ser entendida mais como um conceito do que uma tecnologia ou equipamento específico. Baseia-se na utilização intensiva de tecnologia de automação, computação e comunicações para monitoração e controle da rede elétrica, as quais permitirão a implantação de estratégias de controle e otimização da rede de forma muito mais eficiente que as atualmente em uso.

Cunha (2011, p. 25) esclarece que a realização prática das funções características de redes elétricas inteligentes

[...] requer o uso intensivo e complementar de tecnologias já disponíveis ou emergentes, mas nem sempre integradas, como automação, medição eletrônica, geração distribuída, cogeração, veículos elétricos plugáveis à rede, armazenagem de energia, monitoramento e diagnóstico da condição dos ativos, telecomunicações e tecnologia da informação.

Nesse sentido, para viabilização do conceito de redes elétricas inteligentes, algumas tecnologias são mais efetivas e já se encontram disponíveis nos sistemas elétricos de potência, tais como: microgeração (com a incorporação de fontes renováveis de energia fotovoltaica e eólica); infraestrutura automática de medição (utilizando os chamados *Smart Meters*, medidores eletrônicos com funcionalidade ampliada e comunicação bidirecional); e *IEDs* (do inglês *Intelligent Electronic Devices*), tecnologia digital para convergência de tecnologias de proteção, controle e supervisão em equipamentos padronizados (FALCÃO, 2010).

Ao se incorporar o conceito de *Smart Grid*, a geração distribuída pode ser (re)definida como aquela que se utiliza de tecnologias de geração de energia em pequena escala, localizada próxima à carga à qual está servindo e é capaz de reduzir os custos e melhorar a confiabilidade, ampliar a matriz de oferta de energia, além de contribuir para a redução das emissões de GEE (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2008).

Como resultado do processo em curso de expansão das redes elétricas inteligentes, espera-se a materialização de uma profunda transformação nas redes atuais, devido, dentre outros, aos seguintes fatores: penetração crescente de geração a partir de fontes renováveis de energia, tais como eólica e solar; e desenvolvimento e implantação de sistemas de armazenamento de energia, os quais adicionam uma nova dimensão para a operação do sistema de distribuição (VARAIYA; WU; BIALEK, 2011).

Os ganhos associados à evolução que leve ao estabelecimento de uma rede inteligente vinculam-se ao que Ribeiro (2011) denomina de *greening of the grid*, ou seja, ganhos de eficiência energética da rede, habilitados pela microgeração distribuída dos consumidores. Este conceito favorece a redução da pressão pela expansão da geração centralizada e, com isso, mitiga os efeitos sobre a socioeconomia e impactos ambientais da oferta de novos GW. Destaca-se também que os impactos sobre o sistema elétrico resultantes do transporte de energia se reduzem, assim como suas intervenções ambientais. Em seu relatório *The Green Grid*, o EPRI – *Electric Power Research Institute* (2008) reafirma essas assertivas ao apresentar a *Smart Grid* como um sistema que otimiza a geração e a distribuição de energia, minimiza perdas, é autorrecuperável, habilita aplicações em eficiência energética e reposta da demanda, além de possibilitar a redução de emissões de GEE. A *Smart Grid* facilita a integração das unidades de geração descentralizada, colocando o consumidor como elemento ativo no sistema, como, por exemplo, através de sistemas fotovoltaicos instalados nas unidades comerciais e residenciais.

Nessa mesma perspectiva, o IPCC – *Intergovernmental Panel on Climate Change* (2007) já traz, em seu relatório sobre mudanças climáticas, a ideia de que os sistemas de geração distribuída podem reduzir perdas na transmissão e compensar custos elevados de investimento em melhorias de redes de distribuição que estejam no limite de suas capacidades. Ainda, coloca que os sistemas de controle e infraestrutura do futuro precisarão reconhecer e despachar os microgeradores, habilitando a integração dessas fontes de natureza intermitente sem reduzir a *performance* do sistema elétrico.

De modo semelhante, a definição de redes elétricas inteligentes utilizada pelo CEER – *Council of European Energy Regulators* (2014) aponta serem essas redes capazes de integrar a menor custo geradores e consumidores, como também unidades consumidoras com geração própria, de maneira a assegurar a eficiência dos sistemas de potência, operando estes de forma segura, com baixas perdas, e com elevado nível de qualidade. Seguindo a mesma narrativa, a OECD¹¹ – *Organisation for Economic Co-operation and Development* (2011) refere-se à *Smart Grid* como um conjunto de inovações em medição e comunicação, o qual permite ampliar a geração distribuída de pequena potência, a demanda e a utilização de redes mais eficientes.

¹¹ Também conhecida como OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico.

A geração distribuída, portanto, está presente nas bases de definições de redes inteligentes, aparecendo como consequência de uma evolução da rede elétrica. Conforme defende La Rovere (2011, p. 47), “[...] o advento das redes, medição e edifícios inteligentes (*smart grids, smart metering, smart buildings*) proporciona uma convergência tecnológica que certamente favorecerá o desenvolvimento da geração elétrica distribuída de pequeno porte”. Sendo assim, a ideia de uma geração inteligente de energia surge como uma evolução da geração distribuída renovável.

2.3 Tendências estratégicas para o planejamento da distribuição

No contexto da adoção de redes inteligentes, a geração distribuída (GD) ganha protagonismo por cumprir o papel importante de impulsionar a adoção e a expansão do uso de fontes renováveis de energia no sistema, como é mais simbólico no caso da geração fotovoltaica (FV). As relações inerentes entre GD e *Smart Grid*, adicionadas ao papel do consumidor nos mecanismos de Resposta da Demanda, tornaram-se pauta de discussões nos setores responsáveis pelo planejamento do sistema elétrico e no ambiente acadêmico onde pesquisas e trabalhos científicos têm sido desenvolvidos (KAKRAN; CHANANA, 2018). A partir dos avanços tecnológicos que viabilizam a implementação de redes inteligentes, integrando a geração distribuída e os mecanismos de Resposta da Demanda, espera-se que as distribuidoras incorporem a suas estratégias ações que objetivem manter e/ou ampliar a eficiência dos seus processos.

Cunha (2011) segmenta as áreas de aplicação do conceito de redes elétricas inteligentes no planejamento da distribuição da seguinte forma:

- i. sistema de distribuição de alta tensão (SDAT) e eventuais consumidores;
- ii. subestações de distribuição (SED);
- iii. sistema de distribuição em média tensão (SDMT), com os respectivos consumidores;
- iv. sistema de distribuição de baixa tensão (SDBT), incluindo os consumidores.

Nessa perspectiva de evolução tecnológica, o sistema de distribuição não será simplesmente um módulo de conexão de cargas passivas, mas também um sistema que conta com consumidores interativos, os quais poderão atuar de forma a contribuir para o equilíbrio da oferta-demanda no sistema de potência. Assim se estabelece um novo paradigma operacional, baseado na limitação dos riscos para a tomada de decisões e nas

informações em tempo real sobre condições de oferta e de demanda. Dessa forma, ganham proeminência as fontes renováveis e, com elas, o desafio vinculado a seu uso, relativo à sua natureza estocástica, e a Resposta da Demanda (VARAIYA; WU; BIALEK, 2011).

A promoção das redes inteligentes considerando seus predicados em melhorar a confiabilidade, a segurança e a eficiência do sistema de energia elétrica demanda um planejamento adequado da operação dos sistemas de distribuição a partir de microgeração, além de investimentos em tecnologia digital e nos recursos de armazenamento. Demanda, também, redes de informações aplicadas à otimização da operação e à manutenção dos sistemas (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2012).

O Módulo 2 do PRODIST trata do planejamento da expansão do sistema de distribuição e apresenta como um dos requisitos para elaboração da previsão de demanda do SDMT “[...] a conexão de geração distribuída, consideradas suas características de geração, disponibilidade e sazonalidade” (ANEEL, 2016b, p.8). As previsões de demanda são necessárias ao planejamento de novas redes de distribuição e servem também aos necessários estudos de projeções de seus reforços e ampliações. Ainda, sobre os estudos de planejamento do SDMT, o procedimento da ANEEL (2016b, p.25) coloca que “[...] devem partir do diagnóstico do SDMT existente, com a caracterização da carga e da rede e a avaliação da qualidade e das perdas técnicas”.

A gestão de perdas tem grande destaque nas empresas de distribuição, sendo tema estratégico e que normalmente envolve todas as suas unidades. Nesse esforço, iniciativas de reforços e melhorias do sistema de distribuição, como também de reconfiguração da rede, são normalmente tomadas objetivando a redução de perdas técnicas. De acordo com Fonseca e Reis (2012), o processo de integração da geração distribuída, no âmbito dos conceitos da denominada rede inteligente, além de minimizar investimentos em reforços na rede e de reduzir os custos de perdas, traz benefícios socioambientais. Tais benefícios normalmente estão associados às soluções energéticas, que dizem respeito ao aproveitamento dos recursos locais na geração de eletricidade, possibilitando reduzir os impactos ambientais causados pelas longas linhas de transmissão que conectam as unidades de geração centralizada às subestações. Segundo estes autores,

A nova indústria elétrica objetivará três metas principais: a criação de um paradigma de controle descentralizado; a transição para um sistema com predomínio de fontes geradoras com baixo teor de carbono; a construção de um modelo de negócio que promova muito mais eficiência. (FONSECA; REIS, 2012, p. 131).

Nesse novo cenário colocado aos sistemas de distribuição, as empresas deverão buscar adaptar-se aos muitos desafios, com novas estratégias de planejamento e, ainda, associar este cenário “[...] a índices e indicadores passíveis de ilustrar (ou não) o avanço da tecnologia em seus processos e em sua cultura interna, servindo, assim, como componentes de um enfoque da tecnologia como vetor de eficiência operacional e econômica” (FONSECA; REIS, 2012, p. 142).

No mesmo sentido, Toledo (2012, p. 5) relaciona, entre os desafios com os quais as concessionárias precisam lidar, “[...] a adequação a metas ligadas à sustentabilidade do planeta e à tendência de cidades e habitats inteligentes; [...] a necessidade de redução de custos operacionais, como, por exemplo, aqueles relativos a perdas e inadimplência”.

Nessa perspectiva de aumento da geração distribuída, tem-se um desafio para o planejamento da distribuição no que diz respeito ao limiar de penetração dessa geração, uma vez que

[...] à medida que o número de geração distribuída aumenta, a capacidade de “absorção” do sistema diminui até o ponto em que este perderá sua qualidade e confiabilidade. Desta forma, à medida que a quantidade de projetos cresce, aumenta o custo associado com a interconexão, principalmente devido à necessidade da troca de equipamentos de proteção do sistema (REIS, 2011, p. 388).

Nas palavras de Reis (2011, p.381), que defende um planejamento integrado, de modo a melhorar o desempenho do sistema:

É importante salientar o impacto desse tipo de geração no arcabouço do planejamento do setor elétrico, uma vez que esta geração não tem previsão no processo usual de planejamento da distribuição, nem é tratada especificamente no processo de planejamento da geração e da transmissão. O planejamento da geração distribuída, assim como outros aspectos importantes desse tipo de geração, tem sido hoje objeto de pesquisas e discussões.

Nessa perspectiva, devem ser analisados aspectos de qualidade e eficiência já conhecidos do planejamento realizado nas distribuidoras, como atendimento do nível de tensão, análise de fluxos de potência, limites de carregamento, níveis de curto-circuito, análise de perdas. Todavia, é necessário considerar também uma perspectiva de inserção crescente de microgeradores e minigeradores, com fluxos de potência bidirecionais e maior possibilidade de reforços não planejados nos SDMT e SDBT. Assim, é possível evitar que um limiar de inserção de geração distribuída seja ultrapassado, trazendo problemas para a qualidade e eficiência da rede, como, por exemplo, aumento de perdas técnicas, em virtude de não atendimento ao comportamento da carga (REIS, 2011; CUNHA, 2011).

Em sua tese, Araujo (2007) apresenta um modelo explicativo de correlações entre perdas de energia e algumas variáveis, como consumo residencial, e chega à conclusão de que há maior concentração de perdas nessa classe de consumidores, o que torna o combate às perdas mais complexo, devido ao elevado número desses clientes. Outra hipótese confirmada em sua tese é a de que investimentos para combate a perdas, se forem eficientes, podem levar a reajustes na tarifa, causando uma espécie de contrassenso, uma vez que as perdas totais de energia indicadas pela maioria das distribuidoras não costumam ser reconhecidas no processo de revisão tarifária. Portanto, acompanhar e otimizar perdas em um contexto de maior penetração de geração distribuída, no qual pode ocorrer necessidade de melhorias ou reforços no sistema de distribuição, é uma questão fundamental para a gestão das distribuidoras, as quais devem buscar a integração inteligente dos potenciais impactos e benefícios da microgeração e minigeração distribuídas (FONSECA; REIS, 2012).

Em virtude de perdas de energia elétrica nos sistemas de transmissão e distribuição, o crescimento da demanda pode potencialmente acarretar emissões adicionais de GEE, principalmente quando a produção marginal da geração utilizar combustíveis fósseis (CEER, 2014), como ocorre no Brasil nas condições desfavoráveis de geração hídrica, quando ocorre uma maior solicitação de geração térmica.

Em Arvesen *et al.* (2015), são avaliados indicadores de impactos totais de GEE por kWh e a contribuição relativa das perdas de energia nos segmentos de transmissão e distribuição de uma rede local com geração renovável a ela conectada. Os resultados mostram que as maiores contribuições estão relacionadas a perdas na distribuição local. Assim, os autores concluem que, embora a transmissão e a distribuição de energia elétrica tenham, geralmente, menor importância como causa de impactos ambientais, sua influência não deve ser negligenciada, já que apresenta reflexos nos impactos totais.

2.4 Perdas na distribuição de energia elétrica

A avaliação das perdas nos sistemas de distribuição abrange as perdas técnicas¹² e as perdas comerciais (ou não técnicas¹³). As perdas técnicas são verificadas nos diversos segmentos do sistema: SDMT, transformadores de distribuição, SDBT, ramais de ligação, medidores e outros. O cálculo das perdas de energia nas redes e equipamentos associados ao SDMT e ao SDBT, conforme estabelecido no Módulo 7 do PRODIST (ANEEL, 2015a), deve ser realizado a partir da utilização de método adequado de fluxo de potência para redes de distribuição.

Além de estabelecer a metodologia e os procedimentos para apuração das perdas dos sistemas de distribuição de energia elétrica, o Módulo 7 do PRODIST (ANEEL, 2015a) também define indicadores para avaliação das perdas técnicas. Para auxiliar na avaliação do sistema da distribuidora, um Índice de Perdas Técnicas do Segmento (IPTS) é definido como um percentual de perdas técnicas em relação à energia que transita em cada segmento. Por exemplo, para o SDMT, o indicador é dado por:

$$IPTS = \frac{PTS}{EP} \cdot 100, \quad (2.1)$$

onde *PTS* são as perdas técnicas no segmento do sistema de distribuição em análise e *EP* é a Energia Passante, ou seja, a energia ativa total que transita no segmento.

Para o cálculo do indicador apresentado na Equação (2.1), é necessário, então, conhecer a energia total que flui no SDMT e as perdas de energia calculadas a partir do método de fluxo de potência escolhido para análise da rede de distribuição.

2.4.1 Fluxo de potência em redes de distribuição radiais

O cálculo do fluxo de potência tem grande relevância na obtenção das perdas em redes de distribuição, assim como das condições ótimas de operação do sistema elétrico. Para avaliar o fluxo de potência na rede, as perdas e o carregamento do sistema elétrico, o estudo do fluxo de potência toma como base alguns dados de entrada, tais como os

¹² As perdas técnicas são definidas como o montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição, decorrente das Leis Físicas relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição (ANEEL, 2016a). Essas perdas são classificadas, em virtude das causas, como: variáveis, que dependem do carregamento no alimentador e que correspondem à parcela por efeito joule; e constantes, que correspondem à parcela por corona e magnética.

¹³ As perdas não técnicas são apuradas pela diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas (calculadas por fluxo de potência), considerando todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, ligações provisórias, entre outras (ANEEL, 2016a).

parâmetros da rede, as informações de centrais geradoras e das cargas, assim como as tensões nas barras (ANEEL, 2016a).

De maneira geral, as informações obtidas pelo cálculo do fluxo de potência indicam o estado da rede, a partir dos módulos e das fases das tensões nas barras, e a distribuição dos fluxos das potências ativa e reativa nas linhas. Os dados de entrada para a análise do fluxo de carga são as impedâncias série e as admitâncias paralelo da rede, as potências das cargas e os modelos dos diversos componentes do sistema elétrico, tais como: linhas, transformadores, cargas, bancos de capacitores, reguladores de tensão, entre outros (MONTICELLI, 1983).

Para a análise de sistemas radiais, configuração típica de alimentadores de distribuição de média tensão, foi desenvolvido o Método da Soma de Potências para cálculo do fluxo de potência na rede, o qual tem como premissa a obtenção de uma equação biquadrada, que relaciona a tensão entre duas barras do sistema, a partir da modelagem do alimentador e das cargas (CESPEDES, 1990; DAS; NAGI; KOTHARI, 1994). O Fluxo de Carga pelo Método da Soma de Potência (FCSP) consiste, então, em reduzir o SDMT em modelos com apenas duas barras, partindo da SED (barra *slack*¹⁴), de onde se conhece a magnitude da tensão (barramento infinito), e da segunda barra, na qual se tem a soma de todas as potências das barras que estão à jusante. O FCSP evita a necessidade de qualquer esforço computacional para tratamento de esparsidade de matrizes de rede, as quais são utilizadas em métodos iterativos, como, por exemplo, no método de Newton-Raphson.

A Figura 7 apresenta um sistema de distribuição radial reduzido a apenas duas barras, f e j , onde R_j e X_j são, respectivamente, a resistência e a reatância no ramo j ; P_j e Q_j são, respectivamente, a soma da potência ativa e a soma da potência reativa das cargas e perdas a jusante do nó j ; $\bar{V}_f$ é a tensão complexa conhecida na barra f ; e $\bar{V}_j$ é a tensão complexa que se deseja encontrar na barra j .

¹⁴ A barra *slack*, ou barra de referência, em um sistema elétrico de potência tem a função de fornecer a referência angular do sistema, uma vez que a referência do módulo da tensão é a própria barra terra, como também tem a função de fechar o balanço de potência do sistema (potência gerada = potência consumida pelas cargas + perdas de transmissão). Assim, como as perdas de transmissão são função do fluxo de potência no sistema, não é possível conhecer tais perdas antes de se obter a solução final do problema de fluxo de carga. Dessa forma, no cálculo do fluxo de potência, a barra *slack* (neste trabalho, a barra da SED) fornece a potência adicional, além dos geradores conectados ao sistema, para suprir as perdas da rede (MONTICELLI, 1983).

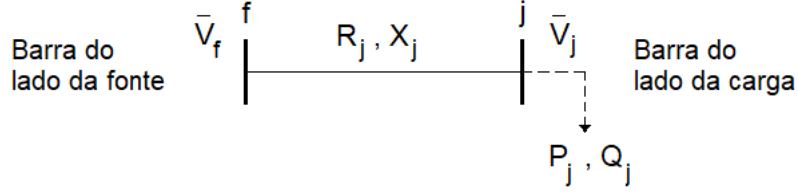


Figura 7. Sistema de distribuição radial elementar reduzido às barras f e j .

A partir do modelo da Figura 7, podem-se verificar as seguintes equações para a queda de tensão na rede e para a carga:

$$\bar{I} = \frac{(\bar{V}_f - \bar{V}_j)}{R_j + jX_j} \quad (2.2)$$

$$\bar{I} = \frac{(P_j - jQ_j)}{\bar{V}_j^*} \quad (2.3)$$

onde $\bar{I}$ é a corrente complexa saindo da barra fonte, f , para a barra de carga, j .

Uma vez que o circuito é radial, podem-se igualar as equações (2.2) e (2.3), de onde se obtêm as seguintes expressões:

$$\bar{V}_f \bar{V}_j^* - V_j^2 = (P_j - jQ_j)(R_j + jX_j) \quad (2.4)$$

$$V_f V_j [\cos(\delta_f - \delta_j) + j \sin(\delta_f - \delta_j)] - V_j^2 = (P_j - jQ_j)(R_j + jX_j) \quad (2.5)$$

onde δ_f e δ_j são os ângulos das tensões nas barras f e j , respectivamente.

A Equação (2.5) pode ser reescrita na forma:

$$V_f V_j \cos \theta + j V_f V_j \sin \theta - V_j^2 = P_j R_j + j P_j X_j - j Q_j R_j + Q_j X_j \quad (2.6)$$

onde $\theta = (\delta_f - \delta_j)$.

Separando a parte real e a imaginária da Equação (2.6) em duas outras equações, obtêm-se:

$$V_f V_j \cos \theta = P_j R_j + Q_j X_j + V_j^2 \quad (2.7)$$

$$V_f V_j \sin \theta = P_j X_j - Q_j R_j \quad (2.8)$$

Somando o quadrado da Equação (2.7) com o quadrado da Equação (2.8), pode-se obter a equação biquadrada do método FCSP, de acordo com Cespedes (1990), que relaciona a tensão conhecida na barra f com a tensão na barra j , como apresentado na Equação (2.9).

$$V_j^4 + [2(R_j P_j + X_j Q_j) - V_f^2] V_j^2 + (R_j^2 + X_j^2)(P_j^2 + Q_j^2) = 0 \quad (2.9)$$

Como o FCSP reduz o sistema de distribuição radial à rede elementar apresentada na Figura 7, pode-se, então, usar a equação biquadrada (2.9) como solução direta do fluxo de carga e encontrar a tensão do lado da carga, j -ésima barra. O algoritmo do FCSP é realizado conforme a sequência abaixo:

Passo 1: Lê os dados da rede elétrica;

Passo 2: Assume um perfil inicial de tensão para cada barra do sistema e calcula as potências das cargas que dependem da tensão;

Passo 3: Calcula a potência soma equivalente em cada barra do sistema;

Passo 4: Calcula o novo perfil de tensão, a partir da Equação (2.9);

Passo 5: De posse do novo perfil de tensão, calcula as perdas da rede e as cargas que variam com a tensão;

Passo 6: Testa a convergência do método. Se não convergir, volta ao passo 3;

Passo 7: Calcula os fluxos de potência e os ângulos das tensões.

2.4.2 Cálculo de perdas na distribuição a partir do FCSP

A perda de potência ativa total para um alimentador de distribuição radial é calculada como a soma das perdas de potência ativa de cada trecho de linha (ramo), a partir da expressão:

$$P_{perdas} = \sum_{j=1}^{NR} (LP_j), \quad (2.10)$$

na qual NR é o número total de ramos do alimentador e LP_j é a perda de potência ativa no j -ésimo ramo. Adota-se, aqui, a nomenclatura sugerida em Cespedes (1990), na qual o número do ramo, j , coincide com o número do nó final, j , conectado ao ramo, para $j = 1, 2, \dots, NR$.

A perda de potência ativa em cada ramo pode ser calculada, conforme Cespedes (1990) e Das, Nagi e Kothari (1994), a partir da seguinte expressão:

$$LP_j = \frac{R_j(P_j^2 + Q_j^2)}{V_j^2}, \quad (2.11)$$

onde R_j é a resistência no ramo j e V_j é a magnitude da tensão no j -ésimo nó.

A perda de potência ativa total pode ser reescrita, a partir de (2.10) e (2.11), na forma:

$$P_{perdas} = \sum_{j=1}^{NR} \frac{R_j(P_j^2 + Q_j^2)}{V_j^2}. \quad (2.12)$$

Como já definido, as parcelas P_j e Q_j são, respectivamente, a soma da potência ativa e a soma da potência reativa, as quais são calculadas de acordo com os elementos e componentes da rede conectados a jusante do nó j , conforme as seguintes definições:

$$P_j = \sum PG + \sum PC + \sum LP, \quad (2.13)$$

$$Q_j = \sum Qcap + \sum QC + \sum LQ, \quad (2.14)$$

onde $\sum PG$ é a soma das potências injetadas pelos geradores FV; $\sum Qcap$ é a soma de potências injetadas por bancos de capacitores; $\sum PC$ e $\sum QC$ são, respectivamente, as somas das cargas ativas e das cargas reativas com potência constante; $\sum LP$ e $\sum LQ$ são, respectivamente, as somas das perdas de potência ativa e de potência reativa nas linhas.

Na modelagem adotada para o alimentador de distribuição, Figura 7, a seguinte convenção de sinal deve ser adotada para o cálculo do fluxo de potência, nos termos das equações (2.13) e (2.14), em relação às potências injetadas e às potências consumidas pelas cargas, como também na forma de perdas nas linhas:

- a) Potências injetadas, $\sum PG$, $\sum Q_{cap}$: os termos devem ser inseridos na somatória como valores positivos;
- b) Potências consumidas pelas cargas, $\sum PC$, $\sum QC$ e na forma de perdas nas linhas, $\sum LP$, $\sum LQ$: os termos devem ser inseridos na somatória como valores negativos.

2.5 Métodos para a integração ótima de GD em redes de distribuição

2.5.1 Visão geral dos métodos de otimização para integração de GD

Para se obter melhor benefício da integração de GD às redes de distribuição, técnicas adequadas de otimização podem ser utilizadas para o melhor dimensionamento da geração, lidando com problemas que podem apresentar multiobjetivos e trazer restrições específicas.

Os métodos utilizados para a integração ótima de GD renovável em redes de distribuição têm sido objeto de revisão crítica em artigos recentes. Ehsan e Yang (2018) revisam técnicas convencionais e algoritmos metaheurísticos para o planejamento ótimo

de GD em redes de distribuição, como também apresentam uma revisão e uma análise comparativa das técnicas analíticas utilizadas para integração ótima de GD. Motivadores e desafios do aumento de GD são abordados por Abdmouleh *et al.* (2017), que procedem também a uma revisão geral de métodos de otimização utilizados para planejamento e integração de GD, com foco na alocação e dimensionamento ótimo de GD. Uma revisão taxonômica do planejamento de GD em sistemas de distribuição é apresentada por Singh e Sharma (2017), a partir de uma classificação comparativa da *performance*, em vários sistemas teste IEEE, de técnicas computacionais de inteligência artificial, de técnicas convencionais e de otimização para o planejamento ótimo de GD em redes de distribuição utilizadas em diversos artigos. Uma revisão abrangente sobre a alocação de GD é realizada por Mahmoud Pesaran, Huy e Ramachandaramurthy (2017), a partir da classificação e comparação de diversos tipos de funções objetivo e de suas restrições, buscando a minimização de perdas de potência, ou de energia total, a melhoria do perfil de tensão e a otimização financeira da penetração de GD. Estes autores apresentam, ainda, uma comparação dos métodos e algoritmos de otimização empregados, tais como abordagens clássicas, métodos básicos de pesquisa, algoritmos inspirados na física ou na sociedade, técnicas inspiradas na natureza e algoritmos inteligentes híbridos.

O problema de alocação e dimensionamento ótimos de GD renovável tem sido estudado continuamente. A esse problema diferentes abordagens vêm sendo aplicadas, com o objetivo de minimizar as perdas totais de potência ou de energia em redes de distribuição. Muitos trabalhos voltados ao problema de despacho ótimo para sistemas de distribuição utilizam metaheurísticas como algoritmo e como técnica de abordagem. A utilização de algoritmos genéticos para alocação e dimensionamento ótimo de GD de tipos diversos (SHENG *et al.*, 2015) ou, em particular, de geração FV distribuída com sistema de armazenamento de energia por baterias (NOR *et al.*, 2017), com tratamento para o problema da incerteza e variabilidade da carga e da geração (GANGULY; SAMAJPATI, 2015) tem sido bastante explorada nos estudos atuais.

O problema da natureza estocástica da penetração de geração FV já vem sendo tratado há algum tempo em trabalhos de otimização, com o uso de fluxos de potência estocásticos e solução a partir de modelos probabilísticos (MARINOPOULOS; ALEXIADIS; DOKOPOULOS, 2011). Outras metaheurísticas, tais como o algoritmo de otimização *Artificial Bee Colony* (ABU-MOUTI; EL-HAWARY, 2011; BHULLAR; GHOSH, 2018), o método *Particle Swarm Optimization* (DAHALL; SALEHFAR, 2016; KHALED; ELTAMALY; BEROUAL, 2017), o método *Grey Wolf Optimizer* (SANJAY

et al., 2017) e o algoritmo *Ant Lion Optimizer* (LI et al, 2018), são atualmente utilizadas para dimensionamento ótimo de GD, com o objetivo de minimizar perdas na rede de distribuição. Porém, as metaheurísticas demandam a execução de um elevado número de cálculos de fluxo de carga e visam a produzir um resultado satisfatório para um problema, porém sem garantia de otimalidade.

Métodos analíticos também estão sendo propostos para o problema da integração de GD renovável. Em Mena e Martín García (2015), utiliza-se o método numérico de Newton-Raphson para solução do sistema não-linear do problema, que compreende a integração de geradores com o objetivo de reduzir as perdas de energia e os custos de geração. Inicialmente, o estudo faz uma busca do local de instalação da geração através de um modelo simplificado de programação inteira-mista e usa método numérico para o dimensionamento da geração. A utilização de métodos analíticos, baseados no cálculo de derivadas parciais das perdas ativas e no fluxo de potência ótimo para alocação e dimensionamento de diferentes tipos de GD, tem como objetivo, comumente, minimizar perdas (MAHMOUD; YORINO; AHMED, 2016) ou, ainda, busca minimizar a perda associada aos componentes ativos e reativos da corrente injetada pela GD (VIRAL; KHATOD, 2015).

O problema do despacho ótimo da geração, para o cálculo da divisão ótima da potência produzida pelos geradores, não é recente (SQUIRES, 1960), sendo um estudo clássico em sistemas de transmissão e tendo os multiplicadores de Lagrange como método utilizado na otimização. Uma análise semelhante foi realizada por Dopazo *et al.* (1967), através do uso do método de Lagrange para a programação econômica da geração. Nesse estudo, foi utilizada, para o cálculo das perdas, uma equação baseada na matriz impedância de barra, a qual relaciona as perdas com a potência líquida injetada em cada barra. Dommel e Tinney (1968) abordaram o mesmo problema com o objetivo de otimizar as perdas e, para isso, a potência fornecida pela barra *slack* foi minimizada. O método do gradiente com uso do passo constante e o método de Newton-Raphson, através do cálculo da matriz Hessiana, foram utilizados por Rau e Wan (1994), para aplicação no planejamento da distribuição. Neste último trabalho, para a solução iterativa do problema de dimensionamento ótimo de recursos de geração, foi também utilizado o método dos multiplicadores de Lagrange.

Para aplicações em sistemas de distribuição, uma dificuldade para uso do método de Newton-Raphson está no fato de a matriz Hessiana ser singular em uma rede de distribuição de maior dimensão. Da mesma forma, a utilização de métodos baseados na

matriz impedância de barra em sistemas de distribuição, apesar de possível, apresenta fatores que podem dificultar o processo. Nesses sistemas, as matrizes admitância de barra normalmente são singulares, o que inviabiliza a obtenção da matriz impedância de barra através de sua inversão. Por outro lado, a obtenção da matriz impedância de barra através de um algoritmo direto é computacionalmente custosa.

2.5.2 Método clássico de descida: Gradiente

Nos problemas de programação não-linear, o método do Gradiente, ou da descida máxima, tem grande importância e aplicação em problemas restritos ou irrestritos. O conhecimento do vetor gradiente de uma função $f(x)$, definida como contínua e com derivadas de primeira ordem contínuas, fornece informações relevantes na avaliação da função. Isso porque o vetor gradiente possui propriedades importantes, como a de ser sempre perpendicular às curvas de nível e, ainda, apontar na direção de maior crescimento de $f(x)$.

Sendo a função $f(x)$ definida como $f : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$, a derivada da $f(x)$ será um vetor coluna no $\mathbb{R}^n$ (com n elementos), chamado de gradiente da função, $\nabla f(x)$. Os elementos do vetor gradiente são calculados a partir das derivadas parciais da função $f(x)$ com relação a todas as n variáveis de controle definidas no vetor coluna $x \in \mathbb{R}^n$, de onde se obtém (FRIEDLANDER, 1994; BOYD; VANDENBERGHE, 2004):

$$\nabla f(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial f(x)}{\partial x_1} \\ \frac{\partial f(x)}{\partial x_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial f(x)}{\partial x_n} \end{bmatrix}. \quad (2.15)$$

Definindo o vetor x^* como um minimizador local de f em $\mathbb{R}^n$, a condição de otimalidade necessária de primeira ordem para minimização sem restrições (problema irrestrito) é dada por:

$$\nabla^T f(x^*) = 0, \quad (2.16)$$

condição conhecida como condição de estacionaridade (FRIEDLANDER, 1994; BOYD; VANDENBERGHE, 2004). Expandindo a função $f(x)$ em série de Taylor e na vizinhança do ponto ótimo x^* , obtém-se a expressão:

$$f(x^* + \delta x) = f(x^*) + \nabla^T f(x^*) \delta x. \quad (2.17)$$

na qual os termos de ordem igual ou superior a dois foram desprezados. Dado que o vetor x^* é definido como um minimizador local, verifica-se, na Equação (2.17), que $f(x^* + \delta x) - f(x^*) \geq 0$, o que também implicaria $\nabla^T f(x^*) \delta x \geq 0$. Assim, a condição de estacionaridade é alcançada quando $\nabla^T f(x^*) = 0$. Uma vez que $x^* + \delta x$ pertence ao mesmo conjunto da função de f , contido no $\mathbb{R}^n$, tem-se que existe um $\delta x > 0$ ou $\delta x < 0$.

O método do Gradiente (método da máxima descida) se utiliza de uma busca direcional da solução do problema de otimização, na qual se pretende obter uma sequência de atualizações das variáveis de controle do problema na direção do ótimo. Considerando, aqui, um problema de minimização, pode-se desenvolver a função $f(x)$, com $x \in \mathbb{R}^n$, a ser minimizada, em série de Taylor, desprezando-se, para tanto, os termos de ordem maior ou igual a dois. Assim, pode-se escrever a $f(x)$ na forma:

$$f(x + \delta x) = f(x) + \nabla^T f(x) \delta x. \quad (2.18)$$

Deseja-se encontrar uma sequência de valores para o vetor das variáveis de controle x de maneira que convirja para um vetor x^* , tal que $f(x^*)$ seja mínima. Sendo $x^{(k)}$ o k -ésimo valor do vetor das variáveis de controle x e substituindo $x^{(k+1)} = x^{(k)} + \delta x^{(k)}$ na Equação (2.18), tem-se:

$$f(x^{(k+1)}) = f(x^{(k)}) + \nabla^T f(x^{(k)})(x^{(k+1)} - x^{(k)}). \quad (2.19)$$

Para que a redução seja a máxima possível entre os dois valores $f(x^{(k)})$ e $f(x^{(k+1)})$, deve-se ter a seguinte condição atendida: $\max[f(x^{(k)}) - f(x^{(k+1)})] = \max[-\nabla^T f(x^{(k)})(x^{(k+1)} - x^{(k)})]$, ou seja, para que o produto escalar entre os vetores $-\nabla^T f(x^{(k)})$ e $(x^{(k+1)} - x^{(k)})$ seja máximo, os mesmos devem ser colineares e podem ser escritos na forma:

$$(x^{(k+1)} - x^{(k)}) = -\alpha \nabla f(x^{(k)}). \quad (2.20)$$

A equação de busca do Método de Gradiente pode ser, então, obtida reescrevendo a Equação (2.20) na forma:

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} - \alpha \nabla f(x^{(k)}), \quad (2.21)$$

onde $\nabla f(x^{(k)})$ é o vetor gradiente da função $f(x)$ na k -ésima iteração e α é o passo do método. Assim, a escolha natural para a direção da busca do método é o negativo do gradiente, $-\nabla f(x^{(k)})$, a qual é chamada direção de descida e onde podem ser encontrados pontos em que o valor da função sejam menores (FRIEDLANDER, 1994; BOYD; VANDENBERGHE, 2004). Portanto, a direção de busca que produz a máxima descida é $-\nabla f(x^{(k)})$, no ponto $x = x^{(k)}$.

2.5.3 Método dos multiplicadores de Lagrange

Os problemas de programação não-linear com restrições possuem, em geral, funções não-lineares e se apresentam, na prática, com restrições de igualdade e de desigualdade. Considera-se, inicialmente, o problema de otimização apenas com restrições de igualdade na forma padrão:

$$\begin{cases} \text{minimizar} & f(x), & x \in \mathbb{R}^n \\ \text{sujeito a} & g_i(x) = 0, & i = 1, \dots, m, \end{cases} \quad (2.22)$$

onde $g_i(x)$ são funções contínuas e são as m restrições de igualdade do problema.

O problema de otimização apresentado em (2.22) pode ser resolvido pelo método dos multiplicadores de Lagrange. De forma intuitiva, supondo o problema com apenas uma restrição, o objetivo do método é encontrar candidatos a mínimo da função $f(x)$ restrita a uma condição na forma $g(x) = 0$, onde as funções na forma $g(x) = \text{constante}$ são curvas de nível do problema. Assim, deve-se procurar o local $x \in \mathbb{R}^n$ onde as curvas de nível $f(x)$ e $g(x)$ se tangenciam, ou seja, o ponto onde os vetores gradientes são paralelos. Portanto, um ponto x é candidato a mínimo da $f(x)$, restrito à condição $g(x)$, se: $\nabla f(x) \parallel \nabla g(x)$. Ainda, se o vetor $\nabla g(x)$ não for nulo, significa que um vetor é múltiplo do outro, ou seja, se $\nabla g(x) \neq 0$, existe um $\lambda \in \mathbb{R}$ tal que $\nabla f(x) = \lambda \cdot \nabla g(x)$, onde λ é o multiplicador de Lagrange.

Definindo o vetor x^* como um minimizador local de f em $\mathbb{R}^n$, sujeito às restrições $g_i(x) = 0$, para $i = 1, \dots, m$, e ainda definindo como um ponto regular das restrições $g_i(x)$, a condição de otimalidade necessária de primeira ordem para minimização do problema é dada por:

$$\nabla f(x^*) + \sum_{i=1}^m \lambda_i^* \nabla g_i(x^*) = 0, \quad (2.23)$$

onde $\lambda_i^* \in \mathbb{R}^m$ são os multiplicadores de Lagrange associados com a i -ésima restrição de igualdade $g_i(x) = 0$. Desenvolvendo a função $f(x)$ em série de Taylor e na vizinhança do ponto ótimo x^* , foi obtida a expressão (2.17) e, como x^* é um ponto extremo, mostrou-se necessário que $\nabla^T f(x^*)\delta x = 0$. Da mesma forma, expandindo agora a i -ésima restrição $g_i(x)$ em série de Taylor, encontra-se resultado similar com $\nabla^T g_i(x^*)\delta x = 0$, para $i = 1, \dots, m$. Os vetores $\nabla f(x^*)$ e $\nabla g_i(x^*)$ pertencem ao mesmo subespaço vetorial, então, o vetor $\nabla f(x^*)$ pode ser escrito como uma combinação linear dos vetores $\nabla g_i(x^*)$, para $i = 1, \dots, m$, os quais devem ser linearmente independentes, levando ao resultado obtido na Equação (2.23).

O problema de otimização na forma definida em (2.22) pode, então, ser resolvido através da solução simultânea de um sistema composto das m equações das restrições adicionadas às n equações calculadas a partir de (2.23) em relação às coordenadas do vetor x . A condição expressa por este sistema das $m + n$ equações equivale à condição de estacionaridade do seguinte problema de otimização:

$$\text{minimizar } \mathcal{L}(x, \lambda) = f(x) + \sum_{i=1}^m \lambda_i g_i(x). \quad (2.24)$$

Define-se, a partir do novo problema apresentado em (2.24), a função aumentada de Lagrange, ou função Lagrangeana, a qual leva em conta as restrições definidas em (2.22) pelo aumento da função objetivo original do problema com uma soma ponderada das funções de restrição (BOYD; VANDENBERGHE, 2004), como segue:

$$\mathcal{L}(x, \lambda) = f(x) + \sum_{i=1}^m \lambda_i g_i(x), \quad (2.25)$$

onde λ_i , para $i = 1, \dots, m$, são os multiplicadores de Lagrange associados com cada i -ésima restrição de igualdade $g_i(x) = 0$.

O problema de otimização apresentado em (2.22) pode ser encontrado também com restrições de desigualdade, na seguinte forma:

$$\begin{cases} \text{minimizar} & f(x), & x \in \mathbb{R}^n \\ \text{sujeito a} & g_i(x) = 0, & i = 1, \dots, m \\ & h_i(x) \leq 0 & i = 1, \dots, p, \end{cases} \quad (2.26)$$

onde $x \in \mathbb{R}^n$ são as variáveis de controle do problema; a função $f : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ é a função objetivo; as equações $g_i(x) = 0$ são as restrições de igualdade e $h_i(x) \leq 0$ são as restrições de desigualdade do problema de otimização. Este problema é idêntico ao

definido inicialmente em (2.22), considerando-se que a função f pode ser aumentada das restrições de igualdade, conforme função Lagrangeana definida em (2.25), sem perda de generalidade para o problema.

Para que seja possível a aplicação do método dos multiplicadores de Lagrange no problema de minimização colocado em (2.26), pode-se fazer uma transformação das restrições de desigualdade a partir da inclusão de variáveis de folga. Uma simples transformação é baseada na observação de que $h_i(x) \leq 0$ se e somente se existe um $s_i \geq 0$ que satisfaz a equação $h_i(x) + s_i = 0$, o que leva ao seguinte problema modificado:

$$\begin{cases} \text{minimizar} & f(x), & x \in \mathbb{R}^n \\ \text{sujeito a} & g_i(x) = 0, & i = 1, \dots, m \\ & s_i \leq 0 & i = 1, \dots, p \\ & h_i(x) + s_i = 0 & i = 1, \dots, p, \end{cases} \quad (2.27)$$

onde a nova variável $s \in \mathbb{R}^p$ é chamada de variável de folga, associada com a restrição de desigualdade original $h_i(x) \leq 0$. As variáveis de folga modificam o problema pela substituição de cada restrição de desigualdade do problema original por uma nova restrição de igualdade, ou seja, as sentenças de desigualdade podem ser transformadas em igualdades por meio da introdução de variáveis de folga. Ainda, se a solução (x, s) é viável para o problema apresentado em (2.27), então x é uma solução viável para o problema original (BOYD; VANDENBERGHE, 2004), uma vez que $s_i = -h_i(x) \geq 0$, condição que deve ser atendida. Da mesma forma, x será uma solução ótima para o problema original apresentado em (2.26) se e somente se (x, s) for uma solução ótima para o problema modificado em (2.27), atendendo à condição $s_i = -h_i(x) \geq 0$.

Na formulação do problema, as variáveis de folga costumam ser elevadas ao quadrado, s_i^2 , para garantir a devida compensação do primeiro membro das restrições. Assim, considerando, para efeito de simplificação, a função f já aumentada das restrições de igualdade $g_i(x)$, a Função Objetivo Aumentada de Lagrange, para o problema apresentado em (2.27), pode ser escrita na forma:

$$\mathcal{L}(x, \lambda, s) = f(x) + \sum_{i=1}^p \lambda_i (h_i(x) + s_i^2), \quad (2.28)$$

onde $h_i(x) + s_i^2 = 0$ é a i -ésima restrição.

Sendo (x^*, λ^*) um minimizador local de f em $\mathbb{R}^n$, aplicando as condições de primeira ordem, obtêm-se:

$$\nabla_x \mathcal{L}(x^*, \lambda^*, s) = \nabla f(x^*) + \sum_{i=1}^p \lambda_i^* (\nabla h_i(x^*)) = 0 \quad (2.29)$$

$$\nabla_\lambda \mathcal{L}(x^*, \lambda^*, s) = h(x^*) + \text{diag}(s) \cdot s = 0 \quad (2.30)$$

$$\nabla_s \mathcal{L}(x^*, \lambda^*, s) = 2 \cdot \text{diag}(\lambda^*) \cdot s = 0, \quad (2.31)$$

onde $\nabla_x \mathcal{L}$, $\nabla_\lambda \mathcal{L}$ e $\nabla_s \mathcal{L}$ são os gradientes nas direções das variáveis do problema. Se uma i -ésima restrição de desigualdade, de acordo com (2.31), está inativa, então tem-se o parâmetro $\lambda_i = 0$ e, assim, garante-se que em (2.29) existem apenas as restrições ativas¹⁵. Ainda, considerando-se que apenas a i -ésima restrição de desigualdade esteja ativa, pode-se resolver o sistema de equações definido a seguir:

$$\begin{cases} \nabla f(x) + \lambda_i \nabla h_i(x) = 0 \\ h_i(x) = 0 \end{cases} \quad (2.32)$$

onde o sinal do parâmetro λ_i define o sentido do vetor gradiente das restrições $\nabla h_i(x)$ em relação ao vetor $\nabla f(x)$. Dessa forma, um valor negativo para λ_i indica que ambos os vetores possuem o mesmo sentido, para os pontos em que $h_i(x) = 0$, o que significa que o valor da função objetivo ainda pode ser reduzido, admitindo que $h_i(x) < 0$. Sendo assim, essa restrição não deve ser considerada ativa. Em outra condição, se o valor de λ_i for positivo, os gradientes $\nabla f(x)$ e $\nabla h_i(x)$ possuem sinais contrários, o que significa em aumento no valor da função f quando há redução em $h_i(x)$. Nesta última condição, a restrição deve permanecer ativa.

2.5.4 Solução de sistemas por método numérico

A solução de sistemas de equações lineares ou não-lineares, normalmente compostos por equações transcendentais¹⁶, pode ser realizada a partir de métodos de cálculo numérico, os quais se utilizam de estimativas iniciais para as variáveis do problema de otimização, definidas aqui no vetor coluna $x \in \mathbb{R}^n$, e de equações do processo iterativo de onde se obtém um novo valor calculado para o vetor x .

¹⁵ Se x é solução viável e $h_i(x) = 0$, diz-se que a i -ésima restrição de desigualdade $h_i(x) \leq 0$ está ativa em x . Se $h_i(x) < 0$, diz-se que a restrição de desigualdade $h_i(x) \leq 0$ está inativa. As restrições de igualdade estão ativas em todos os pontos viáveis (BOYD; VANDENBERGHE, 2004, p. 128).

¹⁶ As equações transcendentais são aquelas que não têm solução exata expressa (solução analítica direta) e, assim, necessitam de um método apoiado em cálculo numérico para a solução do sistema de equações.

O processo iterativo conhecido como método de Gauss pode ser utilizado para a solução de um sistema com n equações lineares ou não-lineares, como o apresentado a seguir:

$$\begin{cases} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ \vdots \\ f_i(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \end{cases} \quad (2.33)$$

onde $x_1, x_2, \dots, x_n$ são as variáveis do problema e i é o índice da linha do sistema de equações.

O algoritmo do método de Gauss se inicia reescrevendo o sistema mostrado em (2.33) na forma modificada a seguir:

$$\begin{cases} x_1 = h_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ x_2 = h_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ x_i = h_i(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ x_n = h_n(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{cases} \quad (2.34)$$

na qual parcelas das variáveis $x_1, x_2, \dots, x_n$ foram isoladas no primeiro membro das equações do sistema.

O passo seguinte do método é o de estruturar e executar o processo iterativo mostrado no sistema de equações (2.34), conforme a seguir:

$$\begin{cases} x_1^{(k)} = h_1(x_1^{(k-1)}, x_2^{(k-1)}, \dots, x_n^{(k-1)}) \\ x_2^{(k)} = h_2(x_1^{(k-1)}, x_2^{(k-1)}, \dots, x_n^{(k-1)}) \\ \vdots \\ x_i^{(k)} = h_i(x_1^{(k-1)}, x_2^{(k-1)}, \dots, x_n^{(k-1)}) \\ \vdots \\ x_n^{(k)} = h_n(x_1^{(k-1)}, x_2^{(k-1)}, \dots, x_n^{(k-1)}) \end{cases} \quad (2.35)$$

na qual o vetor das variáveis x na iteração (k) são obtidos a partir das estimativas na iteração $(k-1)$. O procedimento de cálculo, a partir do sistema de equações (2.35), é executado até que a diferença $|x^{(k)} - x^{(k-1)}|$ seja menor que uma determinada tolerância adotada no processo.

Um aperfeiçoamento do método de Gauss, que possibilita uma convergência mais rápida para o processo, é o método de Gauss-Seidel, o qual modifica o sistema de

equações (2.35) a partir da substituição e uso imediato de um valor $x_i^{(k)}$ calculado na mesma iteração (k), conforme apresentado abaixo:

$$\left\{ \begin{array}{l} x_1^{(k)} = h_1(x_1^{(k-1)}, x_2^{(k-1)}, \dots, x_n^{(k-1)}) \\ x_2^{(k)} = h_2(x_1^{(k)}, x_2^{(k-1)}, \dots, x_n^{(k-1)}) \\ \vdots \\ x_i^{(k)} = h_i(x_1^{(k)}, x_2^{(k)}, \dots, x_{i-1}^{(k)}, x_i^{(k-1)}, \dots, x_n^{(k-1)}) \\ \vdots \\ x_n^{(k)} = h_n(x_1^{(k)}, x_2^{(k)}, \dots, x_{n-1}^{(k)}, x_n^{(k-1)}) \end{array} \right. \quad (2.36)$$

O sistema de equações (2.36) apresenta um processo iterativo no qual, ao calcular a variável $x_i^{(k)}$, na linha i do sistema, utilizam-se os valores $x_1^{(k)}, x_2^{(k)}, \dots, x_{i-1}^{(k)}$ já calculados, dentro da mesma iteração (k), nas linhas anteriores do sistema de equações.

Os métodos de Gauss e de Gauss-Seidel podem ser utilizados para a solução iterativa do sistema de equações do método de otimização apresentado no sistema das $m + n$ equações (2.23), o qual corresponde à condição de otimalidade do método dos multiplicadores de Lagrange.

3. INTEGRAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL

3.1 Abordagem do problema de integração da GD-FV

O problema de integração da geração fotovoltaica em sistemas de distribuição de energia elétrica tem sido abordado em alguns países a partir da estruturação de um marco regulatório específico. No caso do Brasil, a Resolução Normativa da ANEEL (2012) estabelece as condições gerais para o acesso de geração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, determinando também os limites de potência de geração a ser conectada nos SDMT e SDBT. Os procedimentos para atendimento à solicitação de acesso de microgeração e minigeração distribuídas estão descritos na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST (ANEEL, 2017b), a qual trata dos critérios técnicos e operacionais a serem atendidos pela GD acessante e pela distribuidora. Já o Módulo 7 do PRODIST (ANEEL, 2015a) estabelece os modelos adotados para as cargas conectadas ao SDMT, como também ao SDBT, os quais podem ser formados por cargas de impedância constante e de potência constante, para as parcelas ativa e reativa da carga.

Neste trabalho, fazendo-se uso da metodologia apresentada em Costa *et al.* (2019), a abordagem proposta para o problema de integração de GD-FV em SDMT é feita levando-se em consideração níveis de penetração de geração distribuída definidos a partir de limites para a relação entre a potência instalada de geração e a potência disponibilizada para a unidade consumidora. Nesta abordagem do problema, a potência nominal ótima dos geradores é determinada considerando o cálculo do fator de capacidade de geração FV, como também do fator de carga, sendo ambos variáveis durante o período de insolação diária analisado. O fator de carga é calculado a partir da curva de carga de um alimentador típico de distribuição, considerando-se a modelagem da carga como sendo de potência constante.

3.1.1 Limite da potência instalada da GD-FV

De acordo com ANEEL (2012), a potência instalada da GD deve estar limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a GD será conectada. Assim, a potência disponibilizada, a qual o sistema elétrico da distribuidora deve estar apto a

fornecer para atendimento aos consumidores, passa a ser uma restrição do problema em relação à potência nominal da geração a ser instalada pelo prosumidor¹⁷.

Define-se aqui, então, uma relação que determina o limite de potência nominal instalada de GD-FV dada por:

$$P_{GDnk} \leq rt \cdot P_{Ak}, \quad (3.1)$$

onde P_{GDnk} é a potência nominal da k -ésima GD-FV instalada e P_{Ak} é a potência que a distribuidora deve disponibilizar para atender a k -ésima barra de carga.

A relação limite (rt) utilizada no método proposto de otimização do dimensionamento da potência nominal de GD-FV determina o nível de penetração da GD-FV em termos de potência, sendo o mesmo estabelecido a partir de limites definidos para a relação entre P_{GDnk} e P_{Ak} na unidade consumidora considerada. No caso da resolução brasileira, essa relação é igual a 1,0.

3.1.2 Fator de capacidade variável da GD-FV aplicado à metodologia

O fator de capacidade de geração FV é comumente utilizado no problema de integração da GD como sendo a razão da energia elétrica efetivamente gerada pela capacidade nominal de geração. Para a determinação da potência nominal ótima dos geradores FV, considerou-se, neste estudo, um fator de capacidade de geração variável no período de insolação, o qual foi aplicado no método de otimização proposto.

A partir da curva de produção diária típica, Figura 8, de um sistema FV real¹⁸ conectado a um alimentador de distribuição local, calculam-se fatores horários de capacidade de geração FV, para cada intervalo de tempo Δt_i , de acordo com a seguinte expressão:

$$FC_i = \frac{\Delta PG_k}{P_{GDnk}} \quad (3.2)$$

¹⁷ O conceito de prosumidor, ou *prosumer*, diz respeito ao produtor-consumidor de energia elétrica, ou seja, o consumidor que também produz energia elétrica e pode fornecer à rede da distribuidora (TOLEDO, 2012). O prosumidor refere-se também a uma nova atuação esperada dos consumidores de energia elétrica, com relação ao conceito de *Smart Grids*, na qual estes consumidores tornam-se também proativos e atores do sistema de distribuição (MORENO, 2015).

¹⁸ Sistema de geração fotovoltaica, com potência de 84,52 kWp, instalado no Campus Natal – Central do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte (IFRN), Natal/RN, Brasil. Essa unidade de minigeração distribuída FV está conectada ao SDMT a partir de um alimentador de distribuição radial, o qual opera em tensão nominal de 13,8kV, e é participante do sistema de compensação de energia elétrica, com injeção do excedente de energia ativa gerada na rede de distribuição da concessionária.

onde FC_i é o fator de capacidade de geração FV calculado no i -ésimo intervalo de tempo Δt_i ; ΔPG_k é o valor médio da potência ativa injetada pelo k -ésimo gerador FV, calculado a partir da área discreta definida pelo intervalo Δt_i apresentado na Figura 8; P_{GDNk} é a potência ativa nominal do k -ésimo gerador FV; e Δt_i é a duração de tempo de uma divisão do período total de insolação, conforme apresentado na Figura 8.

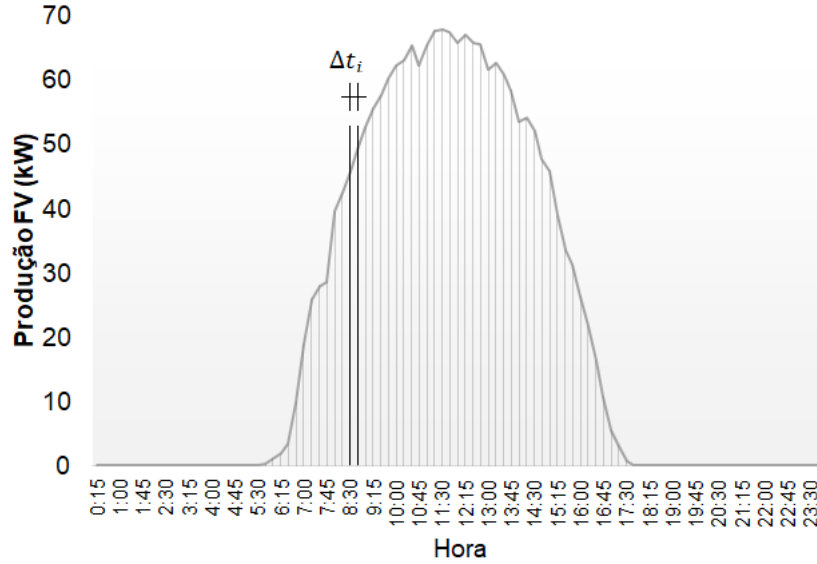


Figura 8. Curva típica de produção de energia diária do sistema FV do Campus Natal-Central do IFRN, com potência de 84,52 kWp.

Assim, o dimensionamento das potências nominais de múltiplas unidades de geração FV conectadas a um alimentador de distribuição radial é realizado levando-se em conta a curva de produção típica de uma unidade FV conectada ao sistema. A partir dessa curva, a metodologia proposta calcula um fator de capacidade de geração FV variável, como também um fator de carga variável (item 3.1.3), calculados nos intervalos de tempo definidos no período de insolação. Dessa forma, a metodologia proposta examina as perdas de energia em todo o período da curva e não apenas minimiza as perdas totais de potência ativa em uma condição de pico da demanda da carga ou da geração FV (COSTA *et al*, 2019).

3.1.3 Modelagem das cargas do alimentador de distribuição

Na modelagem dos sistemas de distribuição, conforme a variação da tensão, as cargas podem ser classificadas como cargas de potência constante ou de impedância constante (CESPEDES, 1990). No primeiro caso, independentemente do valor da tensão

na barra, o valor da potência consumida pela carga não se altera; no segundo, o valor da potência consumida varia com o quadrado do valor da tensão.

Em condição de operação típica, verifica-se a ocorrência de tensões nos nós da rede de distribuição menores que a tensão nominal do sistema. Com isso, as cargas dependentes da tensão solicitam da rede potências menores que a sua potência nominal. Todavia, as cargas de potência constante, numa condição de operação com tensões mais baixas nos nós, solicita da rede de distribuição carregamentos mais elevados. A representação adequada das cargas tem efeito direto sobre os resultados dos fluxos de carga, sendo a modelagem por injeção constante de potência a mais crítica e, assim, a escolhida na abordagem do problema neste trabalho.

Ainda, um fator de carga variável, calculado no período de insolação, é considerado na modelagem da carga, a fim de avaliar os valores da carga de potência constante em cada barra do sistema de distribuição. Para tanto, considera-se a curva de carga típica de um alimentador de distribuição, observando o valor da demanda da carga em cada intervalo de tempo, dentro do período de insolação definido na curva típica de produção apresentada na Figura 8.

Assim, o fator de carga variável é definido aqui como a razão entre a demanda média e a demanda máxima do alimentador de distribuição, calculados em cada intervalo Δt_i no período de insolação, como segue:

$$FL_i = \frac{\Delta D_i}{D_{max}}, \quad (3.3)$$

onde FL_i é o fator de carga do alimentador de distribuição calculado no i -ésimo intervalo Δt_i do período de insolação; ΔD_i é a demanda média do alimentador calculada no i -ésimo intervalo Δt_i do período de insolação; e D_{max} é a demanda máxima do alimentador de distribuição, verificada no período de insolação.

3.2 Proposta metodológica para dimensionamento ótimo de GD-FV

O método de otimização proposto nesta tese está estruturado no cálculo do vetor gradiente da perda de potência ativa total, com relação às potências nominais dos geradores, P_{GDNk} , tomando-se como base a formulação dos gradientes em árvore para alimentadores radiais desenvolvida por Medeiros Júnior e Pimentel Filho (1998). Ainda, o método utiliza como técnica de otimização os multiplicadores de Lagrange (BOYD; VANDENBERGHE, 2004), com base na Função Objetivo Aumentada, a função

Lagrangeana, e tem a solução do problema viabilizada pelo método iterativo de Gauss. A abordagem analítica proposta neste trabalho responde com uma melhor garantia de convergência, uma vez que não utiliza passo arbitrado, como no Método do Gradiente, e com menor esforço computacional, já que não usa a matriz Hessiana, como ocorre no Método de Newton.

3.2.1 Otimização do fluxo de potência na rede de distribuição

O vetor gradiente é obtido derivando-se a perda total de potência, P_{perdas} , a partir de (2.12), com relação às potências nominais dos k -ésimos geradores conectados ao alimentador de distribuição, P_{GDNk} , as quais são definidas, aqui, como as variáveis de controle do problema proposto. Através da regra da cadeia, os gradientes $\frac{\partial P_{perdas}}{\partial P_{GDNk}}$ podem ser decompostos em termos da potência efetivamente gerada no k -ésimo gerador, PG_k , como segue:

$$\frac{\partial P_{perdas}}{\partial P_{GDNk}} = \frac{\partial P_{perdas}}{\partial PG_k} \cdot \frac{\partial PG_k}{\partial P_{GDNk}}. \quad (3.4)$$

Considera-se, para efeito de cálculo, a segunda parcela da decomposição, $\frac{\partial PG_k}{\partial P_{GDNk}}$, como sendo:

$$\frac{\partial PG_k}{\partial P_{GDNk}} = \frac{\Delta PG_k}{P_{GDNk}} = FC_i, \quad (3.5)$$

onde o cálculo do fator de capacidade de geração, FC_i , foi definido na equação (3.2) e é realizado para cada gerador FV de forma discreta no tempo, a partir da área definida por cada intervalo Δt_i , conforme mostrado na Figura 8. Ainda, no cálculo do FC_i , é utilizado o valor da potência máxima produzida pelo gerador FV, durante o período de insolação apresentado na curva da Figura 8, em substituição de P_{GDNk} .

Explicitando a derivada parcial da perda total de potência com relação à potência gerada pelo k -ésimo gerador conectado, $\frac{\partial P_{perdas}}{\partial PG_k}$, primeira parcela da regra da cadeia mostrada em (3.4), com base nas equações (2.12), (2.13) e (2.14), tem-se a expressão:

$$\frac{\partial P_{perdas}}{\partial PG_k} = \sum_{j=1}^{NR} \frac{R_j \left(2P_j \left(f_{jk} + \sum_{m=1}^{NRd} \left(\frac{\partial LP_m}{\partial PG_k} \right) \right) + \right) V_j^2}{V_j^4} - \sum_{j=1}^{NR} \frac{(P_j^2 + Q_j^2) \frac{\partial V_j^2}{\partial PG_k}}{V_j^4}, \quad (3.6)$$

onde NRd é o número de ramos conectados a jusante da barra j ; e o fator f_{jk} é tomado igual a 1, se a barra k estiver localizada a jusante da barra j ; caso contrário, igual a 0.

Para o cálculo da derivada $\frac{\partial P_{perdas}}{\partial PG_k}$, é necessário conhecer os elementos $\frac{\partial V_j^2}{\partial PG_k}$.

Dessa forma, explicitando o valor de V_j^2 a partir da equação biquadrada (2.9), tem-se:

$$V_j^2 = \frac{1}{2} \left\{ -[2(R_j P_j + X_j Q_j) - V_f^2] + \sqrt{[2(R_j P_j + X_j Q_j) - V_f^2]^2 - 4(R_j^2 + X_j^2)(P_j^2 + Q_j^2)} \right\}. \quad (3.7)$$

Calculando a derivada parcial de V_j^2 com relação a PG_k , define-se:

$$\frac{\partial V_j^2}{\partial PG_k} = \frac{1}{2} \left\{ -2 \left(R_j \frac{\partial P_j}{\partial PG_k} + X_j \frac{\partial Q_j}{\partial PG_k} \right) + \frac{\partial V_f^2}{\partial PG_k} + \frac{1}{2} (B^2 - 4C)^{-\frac{1}{2}} \left[2B \left(2R_j \frac{\partial P_j}{\partial PG_k} + 2X_j \frac{\partial Q_j}{\partial PG_k} - \frac{\partial V_f^2}{\partial PG_k} \right) - 8(R_j^2 + X_j^2) \left(P_j \frac{\partial P_j}{\partial PG_k} + Q_j \frac{\partial Q_j}{\partial PG_k} \right) \right] \right\}, \quad (3.8)$$

onde $B = [2(R_j P_j + X_j Q_j) - V_f^2]$ e $C = (R_j^2 + X_j^2)(P_j^2 + Q_j^2)$.

Considerando que $\sum_{m=1}^{NRd} \frac{\partial PC_m}{\partial PG_k} = 0$, $\sum_{m=1}^{NRd} \frac{\partial QC_m}{\partial PG_k} = 0$ e $\sum_{m=1}^{NRd} \frac{\partial Qcap_m}{\partial PG_k} = 0$, devido à adoção de cargas de potência constante na modelagem do sistema de distribuição, os termos $\frac{\partial P_j}{\partial PG_k}$ e $\frac{\partial Q_j}{\partial PG_k}$ podem ser explicitadas da seguinte forma: $\frac{\partial P_j}{\partial PG_k} = \sum_{m=1}^{NRd} \frac{\partial PG_m}{\partial PG_k} + \sum_{m=1}^{NRd} \frac{\partial LP_m}{\partial PG_k}$ e $\frac{\partial Q_j}{\partial PG_k} = \sum_{m=1}^{NRd} \frac{\partial LQ_m}{\partial PG_k}$.

Deve-se observar que a convenção adotada para os sinais das parcelas de P_j e Q_j , respectivamente, a soma da potência ativa e a soma da potência reativa, a qual foi definida no item 2.4.2, é utilizada em todo o desenvolvimento do método proposto, para a entrada de dados de potência injetada e de potência consumida nas barras do alimentador de distribuição.

3.2.2 Definição da função objetivo e restrições do problema

A perda total de energia (E_{perdas}) é definida neste trabalho, conforme apresentado em Costa *et al* (2019), como sendo a somatória do produto da perda de potência ativa total, por cada intervalo Δt_i , em NI intervalos de tempo no período de insolação, como segue:

$$E_{perdas} = \sum_{i=1}^{NI} P_{perdas_i} \Delta t_i, \quad (3.9)$$

onde i é o número do intervalo de insolação e NI é o número total de intervalos de tempo determinados no período de insolação definido na curva da Figura 8, para $i = 1, 2, \dots, NI$.

Substituindo a expressão da perda de potência ativa total, equação (2.10), em (3.9), calcula-se a perda de energia no alimentador de distribuição como:

$$E_{perdas} = \sum_{i=1}^{NI} [\Delta t_i \sum_{j=1}^{NR} (LP_j)]. \quad (3.10)$$

Define-se, então, a função objetivo do problema como a perda de energia (E_{perdas}) no alimentador de distribuição durante o período de insolação, de acordo com (3.10), de onde se obtém:

$$F_{OBJ} = E_{perdas} = \sum_{i=1}^{NI} [\Delta t_i \sum_{j=1}^{NR} (LP_j)]. \quad (3.11)$$

na qual, conforme já definido, NR é o número total de ramos (linhas) do alimentador e LP_j é a perda de potência ativa no j -ésimo ramo.

O problema de minimização proposto já está sujeito ao limite determinado pela inequação definida em (3.1). Com o objetivo de evitar que um limiar de inserção de GD-FV seja ultrapassado, com a possibilidade do surgimento de fluxos de potência bidirecionais na barra *slack*, é proposta, nesta metodologia, uma restrição que busca evitar o fluxo reverso de energia na barra da subestação. Assim, impõem-se um limite de balanço de energia, minimizando o fluxo de energia na barra *slack*. Ainda, essa restrição busca a independência energética do alimentador de distribuição. A restrição de fluxo reverso na barra *slack* do alimentador de distribuição é definida segundo a inequação:

$$\sum_{i=1}^{NI} [\Delta t_i (\sum_{j=1}^{NR} PG_j + \sum_{j=1}^{NR} PC_j + \sum_{j=1}^{NR} LP_j)] \leq 0, \quad (3.12)$$

na qual se restringe a energia líquida na barra *slack* do alimentador de distribuição, calculada em intervalos Δt_i , para as NI divisões do período de insolação.

Dessa forma, de acordo com a inequação apresentada em (3.12), se a energia injetada pela GD-FV, durante o período de insolação, for igual à energia ativa consumida

pelas cargas e pelo alimentador de distribuição (este último na forma de perdas de energia), ocorrerá a independência energética do alimentador. Deve-se observar novamente aqui a convenção adotada, a qual foi definida no item 2.4.2, para a entrada de dados de potência injetada e de potência consumida nas barras e linhas do alimentador de distribuição.

Para o problema proposto com restrições de desigualdade, pode-se introduzir uma variável de folga (s) associada à restrição de desigualdade (3.12), conforme abordado em Boyd e Vandenberghe (2004) e discutido na seção 2.5.3, a fim de transformar as restrições de desigualdade em igualdades. Assim, a restrição fica:

$$\sum_{i=1}^{NI} [\Delta t_i (\sum_{j=1}^{NR} PG_j + \sum_{j=1}^{NR} PC_j + \sum_{j=1}^{NR} LP_j)] + s^2 = 0. \quad (3.13)$$

Supondo que seja possível garantir as variáveis de controle encontradas como uma solução viável, tem-se, então, a restrição de desigualdade ativa para a solução, de acordo com Boyd e Vandenberghe (2004), ou, ainda, tem-se que $s = 0$.

Assim, pode-se resolver o problema pelo método dos multiplicadores de Lagrange e a Função Objetivo Aumentada, função Lagrangeana, $\mathcal{L}(x, \lambda)$, por sua vez, é dada por:

$$\mathcal{L}(x, \lambda) = \sum_{i=1}^{NI} [\Delta t_i \sum_{j=1}^{NR} (LP_j)] + \lambda \sum_{i=1}^{NI} [\Delta t_i (\sum_{j=1}^{NR} PG_j + \sum_{j=1}^{NR} PC_j + \sum_{j=1}^{NR} LP_j)], \quad (3.14)$$

na qual x representa o vetor das variáveis de controle do problema, ou seja, das potências P_{DGNk} ; e o parâmetro λ é definido como o multiplicador de Lagrange.

3.2.3 Minimização de perda de energia no alimentador de distribuição

O problema de minimização de perdas de energia, estruturado a partir da Função Objetivo Aumentada de Lagrange apresentada no item 3.2.2, é otimizado a partir do cálculo de novos gradientes, agora, para a função das perdas de energia. Derivando E_{perdas} , a partir da equação (3.11), com relação a P_{DGNk} e decompondo segundo a regra da cadeia em termos de PG_k , obtém-se:

$$\frac{\partial E_{perdas}}{\partial P_{DGNk}} = \sum_{i=1}^{NI} \left[\Delta t_i \sum_{j=1}^{NR} \left(\frac{\partial LP_j}{\partial PG_k} \cdot \frac{\partial PG_k}{\partial P_{DGNk}} \right) \right]. \quad (3.15)$$

A partir da definição feita em (3.5), utilizando o fator de capacidade FC_i , pode-se reescrever:

$$\frac{\partial E_{perdas}}{\partial P_{GDNk}} = \sum_{i=1}^{NI} \left[\Delta t_i \sum_{j=1}^{NR} \left(\frac{\partial LP_j}{\partial PG_k} FC_i \right) \right], \quad (3.16)$$

Ou, ainda, o gradiente de perda de energia é expresso por:

$$\frac{\partial E_{perdas}}{\partial P_{GDNk}} = \sum_{i=1}^{NI} \left[FC_i \Delta t_i \sum_{j=1}^{NR} \left(\frac{\partial LP_j}{\partial PG_k} \right) \right]. \quad (3.17)$$

Derivando, agora, a Função Objetivo Aumentada do problema proposto (3.14) com relação à k -ésima variável de controle, P_{GDNk} , e com relação ao parâmetro λ , as seguintes expressões são obtidas:

$$\frac{\partial \mathcal{L}(x, \lambda)}{\partial P_{GDNk}} = \sum_{i=1}^{NI} \left[FC_i \Delta t_i \sum_{j=1}^{NR} \left(\frac{\partial LP_j}{\partial PG_k} \right) \right] + \lambda \left\{ \sum_{i=1}^{NI} \Delta t_i \left[FC_i + FC_i \sum_{j=1}^{NR} \left(\frac{\partial LP_j}{\partial PG_k} \right) \right] \right\}, \quad (3.18)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}(x, \lambda)}{\partial \lambda} = \sum_{i=1}^{NI} \left[\Delta t_i \left(\sum_{j=1}^{NR} PG_j + \sum_{j=1}^{NR} PC_j + \sum_{j=1}^{NR} LP_j \right) \right]. \quad (3.19)$$

A perda de energia pode alcançar um mínimo se as derivadas parciais em (3.18) e (3.19) satisfizerem a condição de otimalidade do método dos multiplicadores de Lagrange, ou seja: $\frac{\partial \mathcal{L}(x, \lambda)}{\partial P_{GDNk}} = 0$ e $\frac{\partial \mathcal{L}(x, \lambda)}{\partial \lambda} = 0$, de onde se obtêm:

$$\sum_{i=1}^{NI} \left[FC_i \Delta t_i \sum_{j=1}^{NR} \left(\frac{\partial LP_j}{\partial PG_k} \right) \right] + \lambda \left\{ \sum_{i=1}^{NI} \Delta t_i \left[FC_i + FC_i \sum_{j=1}^{NR} \left(\frac{\partial LP_j}{\partial PG_k} \right) \right] \right\} = 0, \quad (3.20)$$

$$\sum_{i=1}^{NI} \left[\Delta t_i \left(\sum_{j=1}^{NR} PG_j + \sum_{j=1}^{NR} PC_j + \sum_{j=1}^{NR} LP_j \right) \right] = 0. \quad (3.21)$$

Agora, explicitando (3.17) a partir do resultado obtido em (3.6), tem-se a seguinte expressão para o gradiente da perda total de energia:

$$\frac{\partial E_{perdas}}{\partial P_{GDNk}} = \sum_{i=1}^{NI} \left\{ \sum_{j=1}^{NR} \left[\frac{R_j}{V_j^2} \left(2P_j \left(f_{jk} + \sum_{m=1}^{NRd} \left(\frac{\partial LP_m}{\partial PG_k} FC_i \right) \right) + \frac{(P_j^2 + Q_j^2)}{V_j^4} \cdot \frac{\partial V_j^2}{\partial PG_k} FC_i \right) \right] \right\}. \quad (3.22)$$

Ainda, a substituição de (3.17) em (3.20) resulta em:

$$\frac{\partial E_{perdas}}{\partial P_{GDNk}} = \lambda \left\{ \sum_{i=1}^{NI} \Delta t_i \left[FC_i + FC_i \sum_{j=1}^{NR} \left(\frac{\partial LP_j}{\partial PG_k} \right) \right] \right\}. \quad (3.23)$$

Igualando as expressões (3.22) e (3.23) e, em seguida, isolando os termos com as derivadas $\frac{\partial LP_j}{\partial PG_k}$ e o parâmetro λ para o lado esquerdo, tem-se:

$$\sum_{i=1}^{NI} \left\{ \sum_{j=1}^{NR} \left[\frac{R_j}{V_j^2} \left(2P_j \left(f_{jk} + \sum_{m=1}^{NRd} \left(\frac{\partial LP_m}{\partial PG_k} FC_i \right) \right) \right) \right] \right\} - \lambda \left\{ \sum_{i=1}^{NI} \Delta t_i \left[FC_i + FC_i \sum_{j=1}^{NR} \left(\frac{\partial LP_j}{\partial PG_k} \right) \right] \right\} = \sum_{i=1}^{NI} \left\{ \sum_{j=1}^{NR} \left[\frac{R_j}{V_j^2} \left(2Q_j \left(\sum_{m=1}^{NRd} \left(\frac{\partial LP_m}{\partial PG_k} FC_i \right) \right) - \frac{(P_j^2 + Q_j^2)}{V_j^4} \cdot \frac{\partial V_j^2}{\partial PG_k} FC_i \right) \right] \right\}. \quad (3.24)$$

Substituindo a soma das potências (2.13) em (3.24) e, ainda, fazendo:

$$\sigma_k = \sum_{i=1}^{NI} \left\{ \sum_{j=1}^{NR} \left[\frac{R_j}{V_j^2} \left(2 \left(\sum_{j=1}^{NR} PC_j + \sum_{k=1}^{NR} LP_j \right) \left(f_{jk} + \sum_{m=1}^{NRd} \left(\frac{\partial LP_m}{\partial PG_k} FC_i \right) \right) \right) + 2Q_j \left(\sum_{m=1}^{NRd} \left(\frac{\partial LQ_m}{\partial PG_k} FC_i \right) \right) \right. \right. \\ \left. \left. - \frac{(P_j^2 + Q_j^2)}{V_j^4} \cdot \frac{\partial V_j^2}{\partial PG_k} FC_i \right] \right\}, \quad (3.25)$$

tem-se a primeira expressão para solução do problema, de forma expandida, dada por:

$$\sum_{i=1}^{NI} \left\{ \sum_{j=1}^{NR} \left[\frac{R_j}{V_j^2} \left(2 \left(\sum_{j=1}^{NR} PG_j \right) \left(f_{jk} + \sum_{m=1}^{NRd} \left(\frac{\partial LP_m}{\partial PG_k} FC_i \right) \right) \right) \right] \right\} - \lambda \left\{ \sum_{i=1}^{NI} \Delta t_i \left[FC_i + \right. \right. \\ \left. \left. FC_i \sum_{j=1}^{NR} \left(\frac{\partial LP_j}{\partial PG_k} \right) \right] \right\} = \sigma_k. \quad (3.26)$$

A partir de (3.21), reescreve-se a segunda expressão para solução do problema, isolando os termos PG_j , de onde se obtém:

$$\sum_{i=1}^{NI} [\Delta t_i (\sum_{j=1}^{NR} PG_j)] = \sum_{j=1}^{NI} [\Delta t_i (\sum_{j=1}^{NR} PC_j + \sum_{j=1}^{NR} LP_j)]. \quad (3.27)$$

Os valores calculados a partir da expressão (3.25), termo σ_k , como também as parcelas $\sum_{j=1}^{NR} LP_j$ da expressão (3.27) são dependentes dos valores das potências injetadas. Para resolver esse sistema de equações, representado por (3.26) e (3.27), utiliza-se o método iterativo de Gauss, a partir da atribuição de condições iniciais para o alimentador de distribuição.

3.2.4 Procedimento de solução do método de otimização

O método adotado para a solução do fluxo de potência no sistema de distribuição radial foi o sugerido em Cespedes (1990) e Das, Nagi e Kothari (1994), com uso do algoritmo do FCSP, apresentado no item 2.4.1, o qual consiste em reduzir o sistema a modelos com apenas dois nós, partindo da subestação (barra *slack*), de onde se conhece a magnitude da tensão, e da potência no segundo nó, representada pela soma de todas as potências dos nós que estão a jusante. Para tanto, utiliza-se a Equação (2.9), a qual fornece o perfil de tensão do alimentador, relacionando a tensão no nó do lado da carga, V_j , com a tensão conhecida no nó do lado da fonte, V_t , a partir dos modelos dos elementos da rede de distribuição e da modelagem da carga, a fim de se definirem as expressões que relacionam tensões e potências totais nas barras do sistema.

Conforme procedimento apresentado em Costa *et al* (2019), para o cálculo do gradiente da perda de energia do alimentador com relação às potências nominais dos

geradores, $\frac{\partial E_{perdas}}{\partial P_{GDNk}}$, é necessário obter inicialmente o valor dos termos $\frac{\partial V_f^2}{\partial P_{Gk}}$, a partir da Equação (3.8), com base no conhecimento das derivadas parciais $\frac{\partial V_f^2}{\partial P_{Gk}}$, $\frac{\partial P_j}{\partial P_{Gk}}$ e $\frac{\partial Q_j}{\partial P_{Gk}}$. As derivadas parciais da soma das potências ativas, $\frac{\partial P_j}{\partial P_{Gk}} = \sum_{m=1}^{NRd} \frac{\partial P_{Gm}}{\partial P_{Gk}} + \sum_{m=1}^{NRd} \frac{\partial LP_m}{\partial P_{Gk}}$, e das potências reativas, $\frac{\partial Q_j}{\partial P_{Gk}} = \sum_{m=1}^{NRd} \frac{\partial LQ_m}{\partial P_{Gk}}$, já anteriormente definidas, são obtidas através do cálculo de suas parcelas. Deve-se considerar, no processo de solução, que as parcelas $\sum_{m=1}^{NRd} \frac{\partial P_{Gm}}{\partial P_{Gk}}$ são calculadas conforme os seguintes casos:

$$\frac{\partial P_{Gm}}{\partial P_{Gk}} = \begin{cases} 1, & \text{se o nó } k \text{ está a jusante do nó } j \text{ conectado diretamente a ele.} \\ 0, & \text{se o nó } k \text{ está a montante do nó } j. \end{cases}$$

As parcelas $\sum_{m=1}^{NRd} \frac{\partial LP_m}{\partial P_{Gk}}$ e $\sum_{m=1}^{NRd} \frac{\partial LQ_m}{\partial P_{Gk}}$ são obtidas a partir dos valores calculados na iteração anterior do algoritmo de solução. Para tanto, inicia-se o cálculo encontrando os seus valores do final para o início do alimentador (processo *bottom-up*), onde as derivadas parciais das perdas com relação às potências injetadas pelos geradores são nulas, uma vez que não existem linhas após o último nó. Já os valores das parcelas $\frac{\partial V_f^2}{\partial P_{Gk}}$ são obtidos partindo-se no sentido contrário (processo *top-down*), ou seja, partindo da barra *slack*, onde a tensão não sofrerá a influência das potências injetadas pela GD-FV.

Para a solução do sistema algébrico do problema de minimização da perda de energia, é utilizado o método iterativo de Gauss, a partir da aplicação de condições iniciais ao vetor das variáveis de controle, x . Para se chegar ao seu equacionamento na forma generalizada (COSTA *et al*, 2019), o procedimento de solução do problema de otimização é demonstrado, a seguir, tomando-se um caso simplificado de um alimentador de distribuição radial com apenas 3 ramos ($NR = 3$) e conexão de 3 barras com carga e com geração FV, conforme ilustrado na Figura 9.

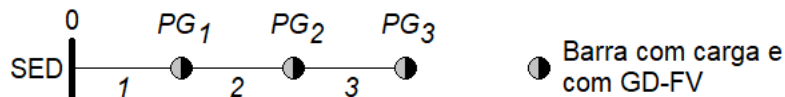


Figura 9. Diagrama de alimentador de distribuição radial simplificado com 3 ramos e 3 barras com carga e GD-FV.

Fazendo as parcelas $\sum_{m=1}^{NRd} \left(\frac{\partial LP_m}{\partial PG_k} FC_i \right) = dLP_j$ e $FC_i \sum_{j=1}^{NR} \left(\frac{\partial LP_j}{\partial PG_k} \right) = dLP_i$, a primeira expressão para solução do problema, apresentada na Equação (3.26), pode ser reescrita na seguinte forma:

$$\sum_{i=1}^{NI} \left\{ \sum_{j=1}^{NR} \left[\frac{R_j \left(2 \left(\sum_{j=1}^{NR} PG_j \right) (f_{jk} + dLP_{ji}) \right)}{V_j^2} \right] \right\} - \lambda \left\{ \sum_{i=1}^{NI} \Delta t_i [FC_i + dLP_i] \right\} = \sigma_k. \quad (3.28)$$

Para um intervalo i no período de insolação, assumindo a duração de uma divisão do intervalo $\Delta t_i = 1h$, tem-se a expressão de cálculo para o caso com 3 geradores FV conectados:

$$\sum_{j=1}^{NR} \left[\left(\varphi_{j1} PG_1 + \varphi_{j2} PG_2 + \varphi_{j3} PG_3 \right) \frac{2R_j (f_{jk} + dLP_{ji})}{V_j^2} \right] - \lambda [FC_i + dLP_i] = \sigma_k, \quad (3.29)$$

onde $\varphi_{jk} = 1$, se o nó k estiver a jusante do nó j ou $\varphi_{jk} = 0$, se o nó k estiver a montante do nó j .

Reescrevendo (3.29) para o $NR = 3$ ramos, ou seja, $j = 1, 2, 3$; tem-se:

$$\begin{aligned} & \left[\left(\varphi_{11} PG_1 + \varphi_{12} PG_2 + \varphi_{13} PG_3 \right) \frac{2R_1 (f_{1k} + dLP_{1i})}{V_1^2} \right] + \left[\left(\varphi_{21} PG_1 + \varphi_{22} PG_2 + \right. \right. \\ & \left. \left. \varphi_{23} PG_3 \right) \frac{2R_2 (f_{2k} + dLP_{2i})}{V_2^2} \right] + \left[\left(\varphi_{31} PG_1 + \varphi_{32} PG_2 + \varphi_{33} PG_3 \right) \frac{2R_3 (f_{3k} + dLP_{3i})}{V_3^2} \right] - \\ & \lambda [FC_i + dLP_i] = \sigma_k. \end{aligned} \quad (3.30)$$

Colocando os PG_j em evidência, obtém-se:

$$\begin{aligned} & PG_1 \left(\varphi_{11} \frac{2R_1 (f_{1k} + dLP_{1i})}{V_1^2} + \varphi_{21} \frac{2R_2 (f_{2k} + dLP_{2i})}{V_2^2} + \varphi_{31} \frac{2R_3 (f_{3k} + dLP_{3i})}{V_3^2} \right) + \\ & PG_2 \left(\varphi_{12} \frac{2R_1 (f_{1k} + dLP_{1i})}{V_1^2} + \varphi_{22} \frac{2R_2 (f_{2k} + dLP_{2i})}{V_2^2} + \varphi_{32} \frac{2R_3 (f_{3k} + dLP_{3i})}{V_3^2} \right) + \\ & PG_3 \left(\varphi_{13} \frac{2R_1 (f_{1k} + dLP_{1i})}{V_1^2} + \varphi_{23} \frac{2R_2 (f_{2k} + dLP_{2i})}{V_2^2} + \varphi_{33} \frac{2R_3 (f_{3k} + dLP_{3i})}{V_3^2} \right) - \\ & \lambda [FC_i + dLP_i] = \sigma_k. \end{aligned} \quad (3.31)$$

na qual os coeficientes das variáveis de controle, PG_j , são escritos na forma: $\beta_{kj} =$

$$\left(\varphi_{1k} \frac{2R_1 (f_{1k} + dLP_{1i})}{V_1^2} + \varphi_{2k} \frac{2R_2 (f_{2k} + dLP_{2i})}{V_2^2} + \varphi_{3k} \frac{2R_3 (f_{3k} + dLP_{3i})}{V_3^2} \right).$$

Fazendo a análise de (3.31) para $k = 1, 2, 3$ e para $j = 1, 2, 3$ ($NB = 3$), e utilizando-se dos coeficientes β_{kj} , têm-se as seguintes equações algébricas:

$$\begin{aligned} & \beta_{11} PG_1 + \beta_{12} PG_2 + \beta_{13} PG_3 - \lambda [FC_i + dLP_i] = \sigma_1 \\ & \beta_{21} PG_1 + \beta_{22} PG_2 + \beta_{23} PG_3 - \lambda [FC_i + dLP_i] = \sigma_2. \\ & \beta_{31} PG_1 + \beta_{32} PG_2 + \beta_{33} PG_3 - \lambda [FC_i + dLP_i] = \sigma_3 \end{aligned} \quad (3.32)$$

Para a segunda expressão de solução do problema, Equação (3.27), fazendo $\sum_{j=1}^3 PC_j + \sum_{j=1}^3 LP_j = P_{con}$, tem-se:

$$PG_1 + PG_2 + PG_3 = P_{con}, \quad (3.33)$$

onde P_{con} é a potência ativa consumida pelas cargas, como também na forma de perdas nas linhas.

As equações (3.32) e (3.33) compõem, então, o sistema de solução do problema do alimentador simplificado, visto na Figura 9, com $NR = 3$, nas quais pode-se verificar que os valores de σ_1 , σ_2 e σ_3 , como também o P_{con} , nas suas parcelas $\sum_{j=1}^3 LP_j$, dependem dos valores das potências injetadas PG_1 , PG_2 e PG_3 , o que caracteriza o uso do método iterativo de Gauss para solução do sistema de equações algébricas.

Escrevendo as equações (3.32) e (3.33) numa forma matricial, para $NR = 3$ ramos, tem-se a seguinte equação:

$$\begin{bmatrix} \beta_{11} & \dots & \beta_{13} & -[FC_i + dLP_i] \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \beta_{31} & \dots & \beta_{33} & -[FC_i + dLP_i] \\ 1 & \dots & 1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} PG_1 \\ \vdots \\ PG_3 \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_1 \\ \vdots \\ \sigma_3 \\ P_{con} \end{bmatrix}. \quad (3.34)$$

Para todo o período de insolação da curva de produção diária, com $i = 1, 2, \dots, NI$ intervalos, pode-se reescrever (3.34) na forma:

$$\left\{ \sum_{i=1}^{NI} \begin{bmatrix} \beta_{(11)i} & \dots & \beta_{(13)i} & -[FC_i + dLP_i] \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \beta_{(31)i} & \dots & \beta_{(33)i} & -[FC_i + dLP_i] \\ 1 & \dots & 1 & 0 \end{bmatrix} \right\} \cdot \begin{bmatrix} PG_1 \\ \vdots \\ PG_3 \\ \lambda \end{bmatrix} = \sum_{i=1}^{NI} \begin{bmatrix} \sigma_{(1)i} \\ \vdots \\ \sigma_{(3)i} \\ P_{con_i} \end{bmatrix}. \quad (3.35)$$

O sistema de equações do problema, como mostrado em (3.34), pode ser, então, escrito em sua forma matricial generalizada para $NR = n$ ramos, conforme a seguir:

$$\begin{bmatrix} \beta_{11} & \dots & \beta_{1n} & -[FC_i + dLP_i] \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \beta_{n1} & \dots & \beta_{nn} & -[FC_i + dLP_i] \\ 1 & \dots & 1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} PG_1 \\ \vdots \\ PG_n \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_1 \\ \vdots \\ \sigma_n \\ P_{con} \end{bmatrix}, \quad (3.36)$$

onde $dLP_i = FC_i \sum_{j=1}^{NR} \left(\frac{\partial LP_j}{\partial PG_k} \right)$ e os coeficientes $\beta_{11}, \dots, \beta_{nn}$, para $n = NB$ ramos, são escritos na forma: $\beta_{kj} = \left(\varphi_{1k} \frac{2R_1(f_{1k} + dLP_{1i})}{V_1^2} + \varphi_{2k} \frac{2R_2(f_{2k} + dLP_{2i})}{V_2^2} + \dots + \varphi_{jk} \frac{2R_j(f_{jk} + dLP_{ji})}{V_j^2} \right)$, com $dLP_{ji} = \sum_{m=1}^{NR} \left(\frac{\partial LP_m}{\partial PG_k} FC_i \right)$. Os valores $\sigma_1, \dots, \sigma_n$ são calculados conforme (3.25) e $P_{con} = \sum_{j=1}^{NR} PC_j + \sum_{j=1}^{NR} LP_j$ é definido como a potência ativa consumida pelas cargas e na forma de perda nas linhas.

Agora, para todo o período de insolação, com $i = 1, 2, \dots, NI$ intervalos, a Equação (3.36) é reescrita em sua forma matricial generalizada como:

$$\left\{ \sum_{i=1}^{NI} \begin{bmatrix} \beta_{(11)_i} & \dots & \beta_{(1n)_i} & -[FC_i + dLP_i] \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \beta_{(n1)_i} & \dots & \beta_{(nn)_i} & -[FC_i + dLP_i] \\ 1 & \dots & 1 & 0 \end{bmatrix} \right\} \cdot \begin{bmatrix} PG_1 \\ \vdots \\ PG_n \\ \lambda \end{bmatrix} = \sum_{i=1}^{NI} \begin{bmatrix} \sigma_{(1)_i} \\ \vdots \\ \sigma_{(n)_i} \\ P_{con_i} \end{bmatrix}. \quad (3.37)$$

A equação matricial (3.37) compõe o sistema de resolução do problema de minimização, onde se pode verificar que os valores $\sigma_{(1)_i}, \dots, \sigma_{(n)_i}$, como também o termo P_{con_i} , em suas parcelas $\sum_{j=1}^{NR} LP_j$, dependem dos valores das potências injetadas, PG_j , o que pode ser solucionado pelo método iterativo de Gauss. Assim, a partir de condições iniciais para o alimentador de distribuição, são calculados os valores dos termos $\sigma_{(1)_i}, \dots, \sigma_{(n)_i}, P_{con_i}$ e, depois, somados para $i = 1, 2, \dots, NI$ intervalos. As variáveis $PG_1, \dots, PG_n, \lambda$ são calculadas, então, pela inversão da matriz dos seus coeficientes e atualizam os termos $\sigma_{(1)_i}, \dots, \sigma_{(n)_i}, P_{con_i}$ a cada iteração, até a convergência do algoritmo.

Cada potência ativa injetada pelo k -ésimo gerador, $PG_1, \dots, PG_n$, do sistema de equações (3.37), encontrada no método iterativo e calculada ao final dos NI intervalos, é convertida para o valor da potência nominal de um k -ésimo gerador FV correspondente, P_{GDNk} , a partir dos fatores de carga, ou seja: $PG_k = FC_i \cdot P_{GDNk}$.

O método de solução do problema de otimização é apresentado no fluxograma da Figura 10.

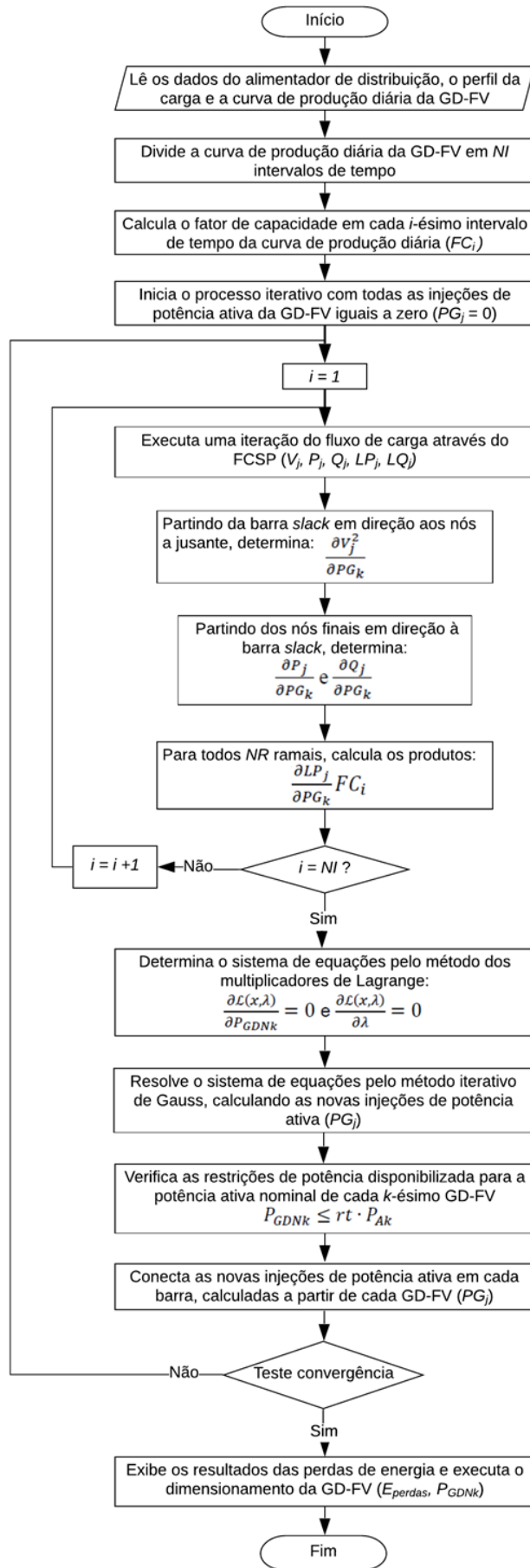


Figura 10. Fluxograma do método proposto para dimensionamento ótimo de GD-FV usando Lagrange.

3.3 Localização da GD-FV: fatores que influenciam a adoção da geração distribuída

A aplicação da metodologia desenvolvida nesta tese leva em consideração três cenários distintos de localização da GD-FV, conforme detalhado a seguir, na Seção 4.1. Esses cenários foram definidos com base na análise, agora apresentada, da disposição dos geradores FV integrados ao sistema de distribuição nos municípios de Natal e Parnamirim, ambos situados no estado do Rio Grande do Norte (RN). Para esses municípios, foi realizado o mapeamento das unidades geradoras FV conectadas, o qual serviu como amostra representativa da configuração de localização de unidades desse tipo.

Natal é a capital do estado e apresenta uma população estimada em 884.122 pessoas para o ano de 2019, conforme dados do IBGE¹⁹, constituindo-se como um espaço de análise no contexto brasileiro, uma vez que é a 20ª em número de habitantes. Ainda, seu Índice de Desenvolvimento Humano Municipal²⁰ – Dimensão Renda²¹ (IDHM-Renda) é de 0,768, portanto superior ao índice brasileiro, que é de 0,739. Sua escolha para compor a amostra foi motivada principalmente pela posse dos dados do sistema FV do Campus Natal-Central do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte (IFRN), que se encontra conectado a um alimentador do SDMT localizado nesse município. O acesso aos dados desse sistema FV possibilitou a obtenção da curva típica de produção de energia FV diária, apresentada na Figura 8, e o consequente cálculo dos fatores de capacidade de geração variáveis utilizados na metodologia, conforme apresentado na Seção 3.1.2. Soma-se a isso o fato de que o conhecimento da região metropolitana de Natal facilita a compreensão, quanto à localização, dos dados obtidos a partir dos relatórios consolidados no SISGD e disponibilizados pela ANEEL. Além disso, a capital apresenta boa representatividade da

¹⁹ Dados disponíveis em <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/rn/natal/panorama>. O IBGE fornece estimativas do total da população dos municípios com data de referência em 1º de julho para o ano calendário corrente. De acordo com o IBGE, a população de Natal é de 803.739 pessoas, conforme o último censo realizado em 2010.

²⁰ Os dados de IDHM foram extraídos do *Atlas das Regiões Metropolitanas*, base de dados do ano de 2010. Eles foram coletados na plataforma de consulta *Atlas do Desenvolvimento Humano no Brasil* e encontram-se disponíveis em <http://www.atlasbrasil.org.br/2013/pt/consulta/>.

²¹ O IDHM-Renda varia de 0 a 1.

GD-FV no estado, uma vez que possui 521 (26,2%) das 1985 unidades geradoras FV do RN²².

A inclusão de Parnamirim na amostra se deve, primeiramente, ao fato de este ser um município pertencente à região metropolitana de Natal, com forte integração com a capital do RN, e de apresentar um IDHM-Renda de 0,750, também superior ao índice brasileiro. Além disso, o município também apresenta boa representatividade na GD-FV no estado, com 334 unidades (16,8%) do total de geradores conectados ao SDMT. A análise dos dados de Parnamirim visa a verificar se os comportamentos observados na integração da GD em Natal se repetem nesse outro município, a fim de eleger, para a aplicação da metodologia proposta, cenários realmente possíveis de localização da GD-FV, assim como de conferir maior consistência à identificação de possíveis fatores que influenciam a adoção da GD.

A localização das unidades geradoras FV no município de Natal ²³ está representada na Figura 11, que apresenta a GD-FV conforme a quantidade de geradores em cada localidade e o IDHM-Renda por bairro.

Através da Figura 11, é possível perceber que a disposição das unidades de GD-FV pelo município de Natal é bastante irregular, uma vez que se registram áreas com significativa concentração de geradores, enquanto há outras nas quais os registros são mínimos ou inexistentes. É possível observar também que os bairros que apresentam maior IDHM-Renda são os que apresentam maior número de geradores. Isso permite inferir que dois fatores devem estar interferindo nessa distribuição: i) áreas com maior presença de unidades consumidoras que apresentam em sua arquitetura a disponibilidade de telhados onde os painéis de geração FV possam ser instalados – bairros residenciais com baixa densidade de edificações verticalizadas; ii) nível socioeconômico dos consumidores em cada localidade – bairros residenciais de maior renda familiar.

No primeiro caso, a exemplo do que se verifica em Pitimbu, Candelária e Lagoa Nova, as áreas que apresentam maior concentração de geradores correspondem a regiões onde ainda se verifica uma predominância de imóveis residenciais horizontalizados, com

²² Conforme dados coletados em 12/10/2019, compilados pela ANEEL através do SISGD e constantes em seus relatórios, disponíveis em <http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>.

²³ Os mapas apresentados nas Figuras 11 e 12 foram elaborados com base em dados constantes em relatórios da ANEEL, disponíveis em <http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida> e acessados em 12/10/2019. Esses relatórios versam sobre as unidades consumidoras com geração distribuída e seus respectivos dados foram obtidos e compilados pela ANEEL através do SISGD. Tais documentos também disponibilizam os Códigos de Endereçamento Postal (CEPs) dos consumidores-geradores (prosumidores) no SISGD. Esses CEPs foram utilizados para a obtenção das coordenadas geográficas das unidades de GD-FV através do serviço de pesquisa e visualização de mapas gratuito Google Maps (<https://www.google.com.br/maps/>).

predominância de telhados e lajes, o que favorece a adoção dos painéis solares fotovoltaicos.

Corroboram com essa análise os dados constantes na Tabela 1, a qual revela, em percentuais, a contribuição de cada bairro em relação ao total de GD-FV do município de Natal²⁴. De acordo com a Tabela 1, os bairros que mais contribuem com geração FV em Natal são Ponta Negra (15,6%), Candelária (15,6%), Capim Macio (13,7%), Lagoa Nova (11,2%) e Pitimbu (7,7%). Em todos eles ainda se verifica, entre os imóveis, uma predominância de moradias do tipo casa ou prédios comerciais de poucos pavimentos, ambos com cobertura que favorece a instalação de painéis solares. Juntos, esses cinco bairros representam 63,8% da GD-FV do município.

Essa característica de horizontalização guarda correspondência com o adensamento urbano, o qual geralmente se traduz em aumento e concentração de construções verticalizadas. O Plano Diretor de Natal (NATAL, 2007) define duas grandes zonas de adensamento urbano: a Zona Adensável – que apresenta maior infraestrutura urbana (sistema de abastecimento de água e esgotamento sanitário, sistema de drenagem de águas pluviais, sistema de energia elétrica e sistema viário) – e a Zona de Adensamento Básico – que é carente dessa infraestrutura. A primeira favorece a concentração de construções verticalizadas, enquanto a segunda, a concentração de construções horizontalizadas. De acordo com o Plano Diretor de Natal, a Zona Adensável corresponde aos seguintes bairros: Rocas, Ribeira, Praia do Meio, Cidade Alta, Petrópolis, Areia Preta, Alecrim, Quintas, Nordeste, Barro Vermelho, Tirol, Lagoa Seca, Dix-Sept Rosado, Lagoa Nova, Nova Descoberta. Assim, verifica-se a relação entre o adensamento urbano e a predominância de edificações horizontais, uma vez que os bairros onde se verifica esta característica integram a zona definida pelo Plano Diretor de Natal como Zona de Adensamento Básico. Apenas o bairro de Lagoa Nova constitui exceção, pois integra a Zona Adensável, mas parece estar em processo de verticalização, contando, ainda, com significativo número de construções horizontais.

²⁴ As informações da Tabela 1 foram elaboradas com base nos dados de GD constantes em relatórios da ANEEL disponíveis em <http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida> e acessados em 12/10/2019. Esses relatórios versam sobre as unidades consumidoras com geração distribuída e seus respectivos dados foram obtidos e compilados pela ANEEL através do SISGD.

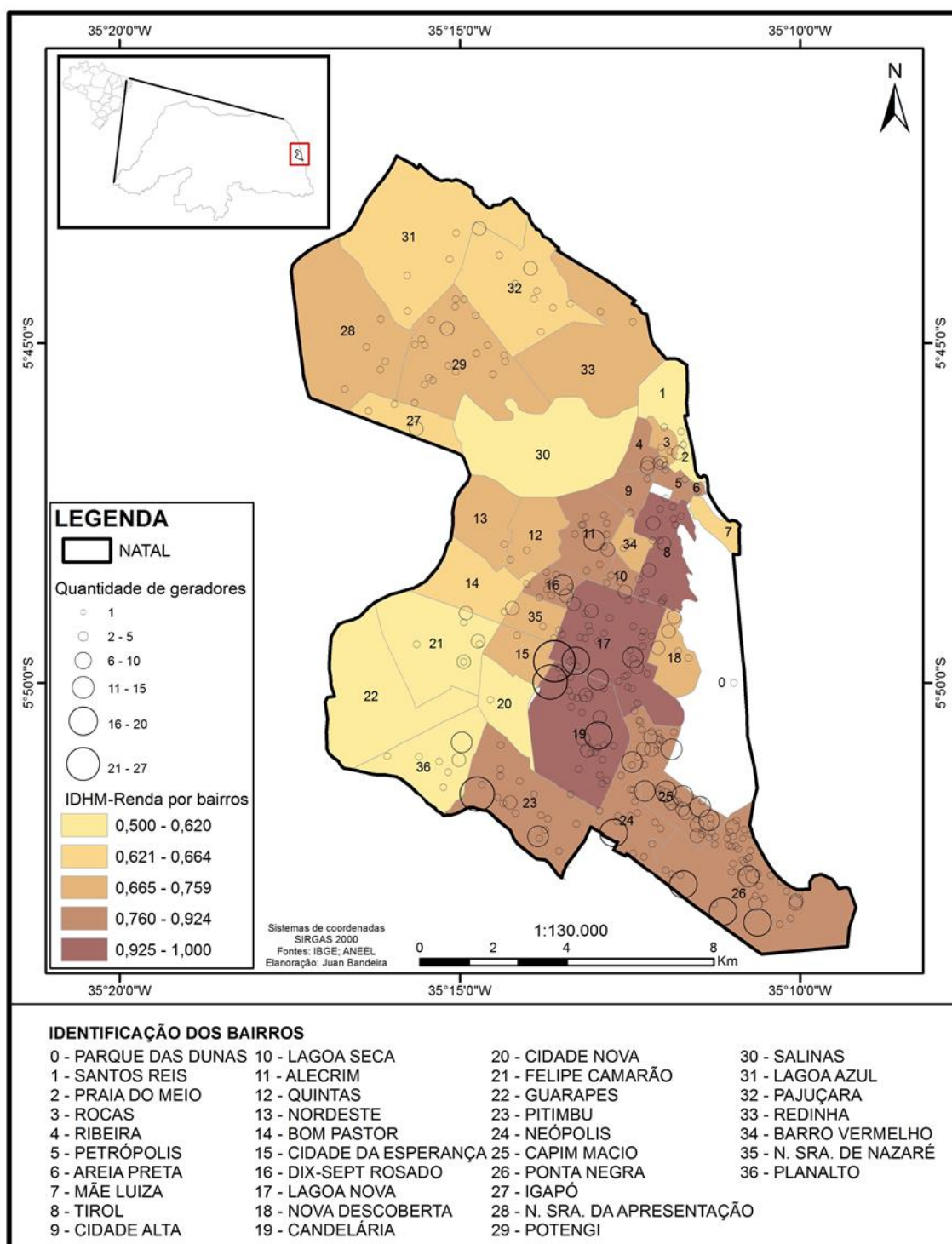


Figura 11. Mapa de localização da geração distribuída fotovoltaica e de IDHM-Renda por bairro no município de Natal.

Tabela 1. Distribuição percentual da GD-FV pelos bairros do município de Natal.

Distribuição percentual de GD-FV no município de Natal			
Bairro	% GD-FV	Bairro	% GD-FV
Ponta Negra	15,6%	Nossa Senhora de Nazaré	1,0%
Candelária	15,6%	Bom Pastor	0,8%
Capim Macio	13,7%	Lagoa Azul	0,8%
Lagoa Nova	11,2%	Rocas	0,8%
Pitimbu	7,7%	Cidade Alta	0,6%
Neópolis	4,6%	Cidade da Esperança	0,6%
Potengi	4,0%	Petrópolis	0,6%
Tirol	3,7%	Praia do Meio	0,6%
Alecrim	3,5%	Barro Vermelho	0,4%
Pajuçara	2,1%	Redinha	0,4%
Planalto	1,9%	Areia Preta	0,2%
Dix-Sept Rosado	1,7%	Cidade Nova	0,2%
Nova Descoberta	1,7%	Nordeste	0,2%
Nossa Senhora da Apresentação	1,3%	Quintas	0,2%
Lagoa Seca	1,2%	Santos Reis	0,2%
Ribeira	1,2%	Guarapes	0,0%
Felipe Camarão	1,0%	Mãe Luiza	0,0%
Igapó	1,0%	Salinas	0,0%

Por outro lado, bairros como Lagoa Azul e Nossa Senhora da Apresentação, Salinas e Guarapes, ainda que ocupados por edificações predominantemente horizontalizadas, contam com um número reduzido de unidades geradoras FV. Esse fato aponta para a interferência do aspecto socioeconômico na adoção de GD-FV, uma vez que esses quatro bairros apresentam menor renda familiar em relação aos cinco anteriores.

Nesse sentido, a Tabela 2 apresenta o Índice de Desenvolvimento Humano Municipal – Dimensão Renda (IDHM-Renda) por Unidade de Desenvolvimento Humano (UDH) do município de Natal²⁵ e confirma essa relação entre consumidores de maior padrão socioeconômico e uma maior adoção de GD-FV.

²⁵ Os dados da Tabela 2 foram extraídos do Atlas das Regiões Metropolitanas, base de dados do ano de 2010. Eles foram coletados na plataforma de consulta Atlas do Desenvolvimento Humano no Brasil e encontram-se disponíveis em <http://www.atlasbrasil.org.br/2013/pt/consulta/>. No entanto, o Atlas não apresenta os dados por bairro, mas por Unidades de Desenvolvimento Humano (UDH), as quais foram delineadas buscando gerar áreas mais homogêneas, do ponto de vista das condições socioeconômicas, do que as áreas de ponderação do IBGE.

Tabela 2. IDHM-Renda agrupado por Unidade de Desenvolvimento Humano do município de Natal.

IDHM-Renda por UDH do município de Natal	
Espacialidades	IDHM Renda 2010
Candelária / Lagoa Nova	1,000
Tirol / Petrópolis / Areia Preta	1,000
Capim Macio / Ponta Negra / Neópolis / Lagoa Nova / Parque das Dunas / Campus UFRN	0,924
Lagoa Nova / Nova Descoberta / Morro Branco	0,912
Candelária: Bairro Latino	0,897
Pitimbu / Cidade Satélite / Candelária / Neópolis	0,837
Lagoa Nova: Potilândia	0,806
Neópolis / Ponta Negra	0,806
Pitimbu: Conjunto Bancários	0,759
Ponta Negra: Orla / Rua Erivan França	0,759
Potengi: Soledade / Santarém / Panatis / Santa Catarina	0,729
Felipe Camarão: Rua Projetada / Rua Indomar	0,699
Nossa Senhora da Apresentação: Parque dos Coqueiros	0,699
Planalto: Promorar	0,696
Redinha	0,696
Nordeste / Quintas	0,691
Ponta Negra: Vila de Ponta Negra / Morro do Careca	0,691
Guarapes / Planalto	0,664
Mãe Luiza	0,664
Igapó / Gancho / Av. das Fronteiras / Av. Boa Sorte	0,656
Lagoa Azul / Cidade Praia / Pajuçara / Nova Natal / Gramoré	0,655
Bom Pastor / Nordeste	0,637
Felipe Camarão	0,620
Guarapes / Planalto / Cidade Nova	0,601
Lagoa Azul: Conjunto Parque das Dunas / Nordelândia	0,601
Pajuçara: Av. Pompéia	0,601
Lagoa Azul: José Sarney	0,594
Nordeste: Mosquito	0,594
Planalto: Planalto Conab	0,594
Redinha / Pajuçara	0,594
Salinas	0,594
Nossa Senhora da Apresentação: Loteamentos Populares	0,591

Conforme a Tabela 2, em Ponta Negra e Capim Macio, o IDHM-Renda é de 0,924 (UDH Capim Macio / Ponta Negra / Neópolis / Lagoa Nova / Parque das Dunas / Campus UFRN); em Candelária e Lagoa Nova, de 1,000 (UDH Candelária / Lagoa Nova); em Pitimbu, de 0,837 (UDH Pitimbu / Cidade Satélite / Candelária / Neópolis). Verifica-se, portanto, que os bairros que mais contribuem com GD-FV em Natal apresentam alto IDHM-Renda. Por outro lado, bairros que apresentam registros mínimos ou inexistentes de geradores FV instalados contam com um IDHM-Renda mais baixo: em

Nossa Senhora da Apresentação, de 0,591 (UDH Nossa Senhora da Apresentação: Loteamentos Populares); em Lagoa Azul, de 0,594 (UDH Lagoa Azul: José Sarney); em Salinas, de 0,594 (UDH Salinas); em Guarapes, de 0,601 (UDH Guarapes / Planalto / Cidade Nova). Isso guarda relação com a possibilidade financeira de o cliente adquirir o gerador FV, que é de alto custo.

Observa-se, então, uma evidência de que o fator socioeconômico interfere diretamente na adoção de GD-FV por parte do consumidor. Isso pode justificar o fato de bairros pertencentes à Zona Oeste de Natal – região administrativa cujo IDHM-Renda é de 0,668 – apresentarem baixo percentual de GD-FV, como é o caso do bairro Guarapes, mas também de Planalto, Cidade Nova, Felipe Camarão, Bom Pastor, Nordeste e Quintas. Assim também com relação a bairros da Zona Norte da cidade – região administrativa com IDHM-Renda de 0,658 –, como é o caso de Salinas, Nossa Senhora da Apresentação e Lagoa Azul, mas também de Igapó e Pajuçara.

Ainda no tocante à desigualdade quanto ao aspecto socioeconômico, registra-se que as famílias mais pobres empregam um percentual maior de sua renda nos custos com eletricidade do que as famílias de maior poder aquisitivo. Por outro lado, conforme constatado aqui, famílias de renda elevada têm maior facilidade de adotar a GD. No entanto, atualmente, os consumidores que possuem GD deixam de pagar todas as componentes da tarifa de fornecimento sobre a parcela de energia consumida que é compensada pela energia injetada. Isso implica que os que não têm GD pagam o uso da rede e os encargos daqueles que usam o sistema de créditos de energia. Assim sendo, percebe-se que sinais tarifários e regulatórios distorcidos podem advir dos custos alocados na GD pelas distribuidoras, uma vez que suas receitas podem ser usadas para subsidiar instalações de energia renovável, subsídios estes normalmente captados pelas famílias de maior renda. Em linha com essa assertiva, a ANEEL (2018b, p. 2) aponta que

[...] atualmente, existem diversas discussões sobre a forma de valoração da energia injetada na rede. De um lado, as distribuidoras e alguns consumidores alegam que o atual Sistema de Compensação de Energia Elétrica não possibilita a adequada remuneração pelo uso da rede de distribuição, transferindo custos aos demais usuários que não optaram por instalar geração própria.

Nesse contexto, a Resolução Normativa nº 482/2012 (ANEEL, 2012) está passando por uma nova revisão, conforme previsto pela Resolução Normativa nº 687/2015 (ANEEL, 2015b) e já comentado anteriormente neste trabalho. A proposta submetida à consulta pública durante o mês de novembro de 2019 sugere aperfeiçoamentos ao modelo do sistema de compensação de créditos, considerando os

avanços da geração distribuída nos últimos anos, no sentido de garantir a expansão da GD sem impactar a tarifa dos demais consumidores. Isso busca equilibrar a regra para que os custos referentes ao uso da rede de distribuição e os encargos sejam pagos pelos consumidores que possuem GD, para, assim, permitir que a modalidade se desenvolva ainda mais e de forma sustentável, sem impactar a tarifa de energia dos consumidores que não possuem o sistema.

Situação semelhante à de Natal se verifica em relação ao município de Parnamirim, o mais integrado à capital entre os de sua região metropolitana. A Figura 12 corresponde ao mapa de localização dos geradores FV e de IDHM-Renda por bairro em Parnamirim. Assim como na Figura 11, a presença de GD-FV se encontra nele representada conforme a quantidade de geradores em cada localidade. Com base na Figura 12, é possível perceber que a disposição das unidades de GD-FV pelo município de Parnamirim é também bastante irregular. Assim como em Natal, fatores como a presença de unidades consumidoras com telhado onde os painéis de geração FV possam ser instalados e o nível socioeconômico dos consumidores em cada localidade devem estar motivando essa distribuição. Destacam-se três localidades com maior concentração de geradores – nas faixas de 19 a 26, de 27 a 34 ou de 35 a 52 unidades –, todas elas correspondentes a áreas onde se verificam condomínios de casas de alto padrão, com maior IDHM-Renda. Há, portanto, evidência de que tanto o tipo de construção quanto o nível socioeconômico dos consumidores influem na opção pela GD-FV.

A contribuição de cada bairro em relação ao total de GD-FV do município de Parnamirim encontra-se apresentada na Tabela 3. Nela se pode constatar que os bairros que mais contribuem com geração FV são Nova Parnamirim (26,9%), Parque do Jiqui (25,4%), Parque das Nações (13,4%), Emaús (8,4%) e Pium (8,4%). Assim como em Natal, verifica-se uma predominância de moradias do tipo casa ou prédios comerciais de poucos pavimentos, ambos com cobertura que favorece a instalação de painéis solares, com destaque para a presença marcante de condomínios de casas, como anteriormente mencionado. Esses cinco bairros juntos representam 82,5% da GD-FV do município.

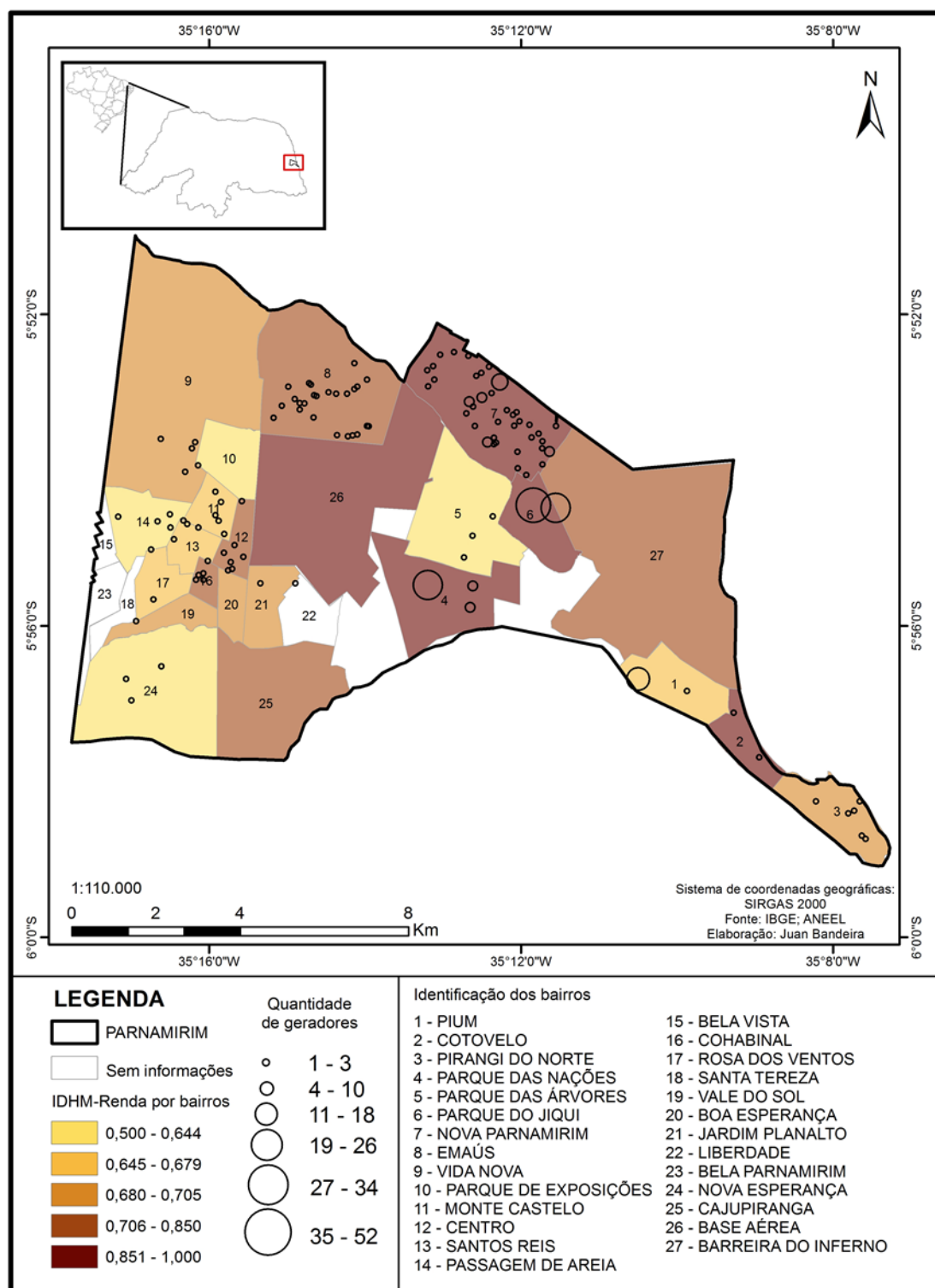


Figura 12. Mapa de localização da geração distribuída fotovoltaica e de IDHM-Renda por bairro no município de Parnamirim.

Tabela 3. Distribuição percentual da GD-FV pelos bairros do município de Parnamirim.

Distribuição percentual de GD-FV no município de Parnamirim			
Bairro	% GD-FV	Bairro	% GD-FV
Nova Parnamirim	26,9%	Jardim Planalto	1,2%
Parque do Jiqui	25,4%	Passagem de Areia	1,2%
Parque das Nações	13,4%	Vida Nova	1,2%
Emaús	8,4%	Cotovelo (Distrito Litoral)	0,9%
Pium (Distrito Litoral)	8,4%	Nova Esperança	0,9%
Centro	3,3%	Parque de Exposições	0,6%
Monte Castelo	1,8%	Santos Reis	0,6%
Parque das Árvores	1,8%	Encanto Verde	0,3%
Pirangi do Norte (Distrito Litoral)	1,8%	Rosa dos Ventos	0,3%
Cohabinal	1,5%	Vale do Sol	0,3%

No município de Parnamirim, as edificações se mostram predominantemente horizontalizadas, portanto é provável que o fator determinante na disposição da GD-FV nesse município seja o aspecto socioeconômico.

Nesse sentido, a Tabela 4 apresenta o Índice de Desenvolvimento Humano Municipal – Dimensão Renda (IDHM-Renda) por Unidade de Desenvolvimento Humano (UDH) do município de Parnamirim²⁶.

Tabela 4. IDHM-Renda agrupado por Unidade de Desenvolvimento Humano do município de Parnamirim.

IDHM-Renda por UDH do município de Parnamirim	
Espacialidades	IDHM Renda 2010
Cidade Verde	0,866
Jiqui	0,866
Novos condomínios de Parnamirim	0,866
Nova Parnamirim	0,840
Conjunto Habitacional Augusto Severo	0,803
Emaús	0,803
Centro de Parnamirim	0,757
Pium	0,662

Conforme a Tabela 4, em Nova Parnamirim, o IDHM-Renda é de 0,840; em Jiqui, de 0,866; em Emaús, de 0,803. Verifica-se, portanto, assim como em relação a Natal, que os bairros que mais contribuem com GD-FV em Parnamirim apresentam alto IDHM-Renda. Apenas Pium parece constituir uma exceção, já que seu IDHM-Renda, de 0,662, é bem menor que os dos demais bairros que figuram entre os que mais apresentam

²⁶ Os dados da Tabela 4 foram extraídos do Atlas das Regiões Metropolitanas, base de dados do ano de 2010. Eles foram coletados na plataforma de consulta Atlas do Desenvolvimento Humano no Brasil e encontram-se disponíveis em <http://www.atlasbrasil.org.br/2013/pt/consulta/>.

geradores FV. No entanto, a Figura 12 permite observar que esses geradores não se encontram dispersos pelo bairro, mas concentrados em uma localidade que corresponde a condomínios de casas de alto padrão, cujos proprietários certamente apresentam IDHM-Renda mais elevado que os demais clientes do bairro. Os dados de Parnamirim reforçam, portanto, a evidência de que o fator socioeconômico é determinante na adoção de GD-FV pelo consumidor e, conseqüentemente, na disposição dos geradores na rede de distribuição.

4. AVALIAÇÃO DAS PERDAS DE ENERGIA NA DISTRIBUIÇÃO E DA METODOLOGIA DE OTIMIZAÇÃO PROPOSTA

A eficácia da metodologia elaborada neste trabalho é aqui demonstrada em um estudo de caso que emprega três sistemas radiais de distribuição em média tensão para que se avalie a condição das perdas de energia da rede com integração de GD-FV. Para cada rede de distribuição utilizada como sistema de teste, foram estabelecidos diferentes cenários de localização da GD-FV, tomando-se como referência para a estruturação do cenário a posição fixa da barra *slack* e a posição da carga apresentada no tronco e nas derivações do alimentador. Em cada cenário avaliado, foram estabelecidos níveis de penetração da geração FV, a partir dos limites de potência disponibilizada ao consumidor-gerador, os quais atendem aos limites definidos para cada rede.

Para tanto, o algoritmo de otimização da metodologia desenvolvida neste trabalho foi implementado no *software* livre Scilab. Nesse *software*, foram simulados o Caso Base ²⁷ e todos os cenários de localização da GD-FV, para se obter o dimensionamento das potências nominais da GD instalada. Objetiva-se, nessas simulações, minimizar as perdas de energia e do fluxo de potência na barra *slack*, nos três alimentadores de distribuição radiais avaliados.

4.1 Cenários de localização dos geradores FV no sistema de distribuição

A Resolução Normativa nº 482 (ANEEL, 2012) define que a decisão de instalar um sistema de geração FV deve ser tomada pelo consumidor de energia elétrica, não tendo a empresa distribuidora de energia o controle da localização ótima da GD-FV a ser conectada no alimentador de distribuição. Assim, levando-se em conta a natureza estocástica do problema de conexão da geração FV, e considerando também a sua penetração dispersa, assumiu-se como premissa a possibilidade de registro de geração ativa de potência em cada barra que possua carga conectada.

²⁷ O Caso Base é o estado original do sistema de potência, no qual as variáveis de controle do problema de otimização (neste trabalho, as potências nominais dos geradores FV) ainda não estão presentes no cálculo do fluxo de potência do sistema, como também não entram no cálculo inicial das perdas de energia da rede. Assim, as perdas de energia calculadas no Caso Base são as perdas originais do sistema de potência.

Foram, então, considerados três cenários de localização da GD-FV para cada um dos sistemas de distribuição usados para teste – sistema IEEE 37-barras, ALIAT 30-barras e RDMT 148-barras – da metodologia proposta, conforme detalhado na seção 4.2. Para a definição desses cenários de localização, tomou-se como referência o mapeamento da geração distribuída fotovoltaica adotada por consumidores e integrada ao sistema de distribuição da região metropolitana de Natal, que revelou três comportamentos distintos quanto à localização e integração dos geradores, conforme exposto na Seção 3.3. Dessa forma, os três cenários podem ser assim descritos:

- a) **Cenário I:** considera apenas a existência de poucos nós com geração FV, sendo essa geração distribuída de forma dispersa e em derivações distintas do alimentador de distribuição (uma GD-FV dispersa e por derivação da rede elétrica).
- b) **Cenário II:** toma a geração FV concentrada em um conjunto de nós vizinhos, em uma mesma derivação do alimentador de distribuição (GD-FV agrupada em um conjunto de unidades consumidoras vizinhas).
- c) **Cenário III:** assume a existência de geração FV distribuída uniformemente em todos os nós de carga do alimentador, numa condição de ampla integração de GD-FV no sistema de distribuição de média tensão em análise.

Além dos cenários acima descritos, a condição original do alimentador de distribuição de teste, na qual ainda não existe GD-FV alocada no sistema, é definida como Caso Base.

Para cada cenário proposto, diferentes níveis de penetração de potência ativa de GD-FV foram definidos a partir de limites adotados para a relação entre a potência nominal instalada de geração (P_{GDNk}) e a potência disponibilizada (P_{Ak}) para uma determinada unidade consumidora, conforme estabelecido pela Equação (3.1).

A metodologia proposta é empregada e avaliada nos alimentadores de distribuição radiais, uma vez que essa é a configuração típica de operação do sistema brasileiro de distribuição em média tensão. Além disso, a escolha de sistemas de teste na configuração radial está relacionada ao método adotado para solução do fluxo de carga, o FCSP, visto no item 2.4.1, e à forma de cálculo dos gradientes em árvore (MEDEIROS JÚNIOR; PIMENTEL FILHO, 1998), os quais se utilizam das características da topologia radial da rede. Vale destacar ainda que, no caso do sistema brasileiro, as redes malhadas operam tipicamente em baixa tensão e que a adaptação do FCSP não é eficiente para esse tipo de rede.

Assumiu-se, também, que os sistemas de distribuição radiais utilizados na aplicação dos cenários são trifásicos equilibrados, representados por trechos de diagrama unifilar, conforme o equivalente elétrico utilizado em Cespedes (1990) e Das, Nagi e Kothari (1994). Como o nível de tensão de distribuição dos alimentadores avaliados é igual a 13,8 kV, as capacitâncias *shunt* das linhas foram desprezadas. A nomenclatura adotada para o ramo e para o nó dos alimentadores teste está em conformidade com o sugerido em Cespedes (1990), onde o número de cada nó (barra) final, j , coincide com o número do ramo ao qual ele está conectado, para $j = 1, 2, \dots, NR$, conforme se mostra na Figura 13.

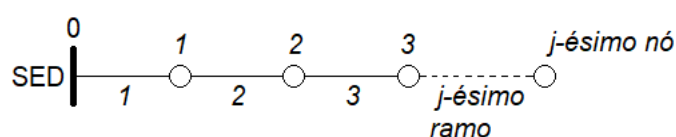


Figura 13. Equivalente elétrico unifilar do sistema e nomenclatura para os ramos e para as barras (nós) adotados no algoritmo de otimização.

Conforme definido no item 3.1.3, as cargas nas barras do sistema foram assumidas como de potência constante e os seus carregamentos foram avaliados em cada intervalo Δt_i do período de insolação, calculando-se os fatores de carga, FL_i , de acordo com a Equação (3.3). A curva diária de produção de energia da geração FV e a curva de carga do alimentador de distribuição foram divididas em 10 intervalos de tempo, no período de insolação. A Tabela 5 mostra os valores horários dos fatores de capacidade de geração FV e dos fatores de carga do alimentador de distribuição, calculados em cada intervalo, Δt_i , igual a 1h, os quais foram utilizados no algoritmo de otimização.

Tabela 5. Fatores de capacidade de geração FV e fatores de carga calculados a cada intervalo.

Intervalo de tempo (i)	Fator de Capacidade (FC_i)	Fator de Carga (FL_i)
1	0.200	0.894
2	0.660	0.894
3	0.836	0.984
4	0.940	0.990
5	0.986	0.971
6	0.965	0.932
7	0.887	0.948
8	0.757	0.979
9	0.538	0.983
10	0.264	0.940

4.2 Aplicação do método e análise dos resultados

4.2.1 Sistema IEEE 37-barras

A metodologia de otimização proposta foi empregada no sistema de teste IEEE 37-barras, cujas características estão descritas em Kersting (1991). Esse sistema consiste originalmente em um alimentador de distribuição radial trifásico, com tensão nominal de 4,8 kV e com cargas do tipo potência constante, corrente constante e impedância constante. Não há capacitores *shunt* conectados ao sistema. Como fonte de consumo primário, o sistema considera um motor de indução conectado a uma das barras do sistema. Outra característica desse alimentador teste é o carregamento bastante desbalanceado.

O sistema IEEE 37-barras foi adaptado para um sistema de 36-barras, a partir do agrupamento de duas barras de carga, com exclusão da carga do motor de indução conectado ao sistema, e do aumento do carregamento nas barras de carga, pela multiplicação das potências das cargas por um fator igual a quatro. Outra adaptação foi considerar o sistema com carregamentos balanceados, sendo a tensão nominal de operação igual 13,8 kV. Devido à extensão dos dados do alimentador, os parâmetros do Sistema IEEE 37-barras adaptado utilizados no teste estão disponíveis no Apêndice A, no qual são apresentados os dados das barras, Tabela 16, e os dados das linhas, Tabela 17, desse Sistema. Todas as cargas do sistema foram tomadas como de potência constante. Ainda, as numerações das barras e linhas foram modificadas e adaptadas à metodologia proposta.

Os três cenários de localização e de integração de GD-FV foram aplicados ao sistema de teste IEEE 37-barras, no qual se tomou como premissa que apenas as barras (os nós) com carga podem ter conectada GD-FV.

A Figura 14 apresenta o Cenário I aplicado ao diagrama do sistema teste IEEE 37-barras, no qual é considerada apenas a existência de três nós com geração FV, distribuídos de forma dispersa e em derivações distintas do alimentador, nos nós 12, 20 e 28 do sistema. No Cenário II, de acordo com a Figura 15, a geração FV está concentrada em um conjunto de nós vizinhos (25, 26, 27, 28, 29, 31 e 35), em uma mesma derivação do alimentador. Por fim, o Cenário III, apresentado na Figura 16, assume a existência de GD-FV distribuída uniformemente em todos os nós de carga do alimentador, numa condição de ampla integração da geração FV no sistema.

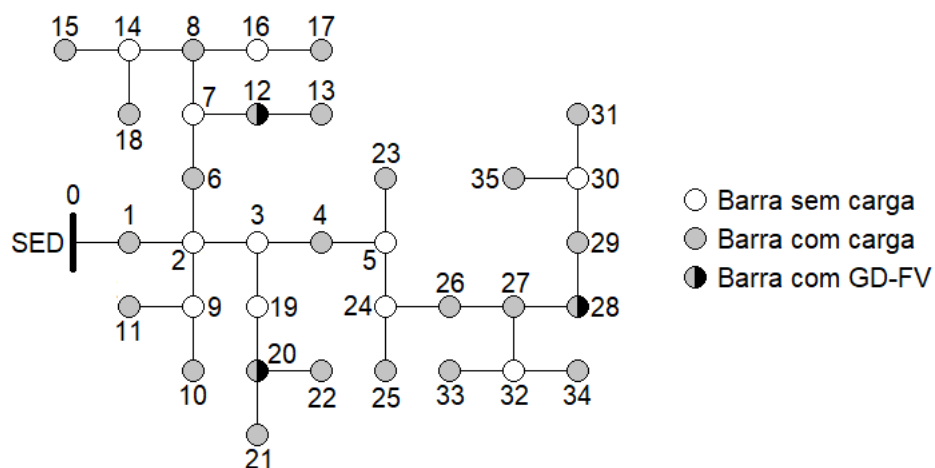


Figura 14. Diagrama do alimentador de distribuição radial 36-barras adaptado do sistema de teste IEEE 37-barras (Cenário I).

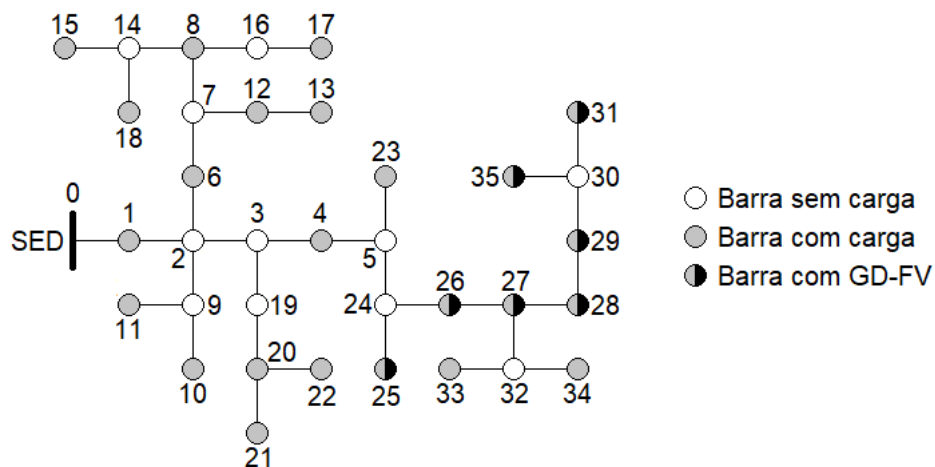


Figura 15. Diagrama do alimentador de distribuição radial 36-barras adaptado do sistema de teste IEEE 37-barras (Cenário II).

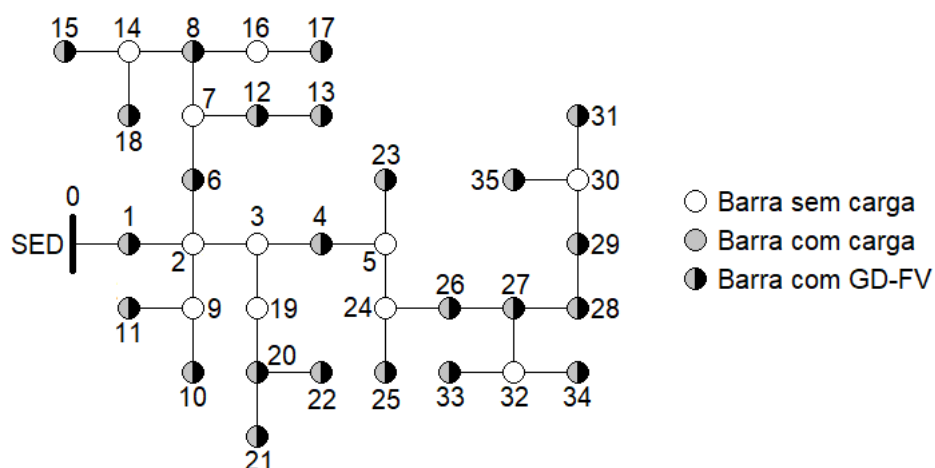


Figura 16. Diagrama do alimentador de distribuição radial 36-barras adaptado do sistema de teste IEEE 37-barras (Cenário III).

A minimização das perdas de energia com restrição de limite de fluxo de energia na barra *slack* do sistema IEEE 37-barras foi obtida a partir da simulação do Caso Base e dos três cenários anteriormente descritos. Os resultados dessas simulações encontram-se apresentados na Tabela 6.

Com base nessa tabela, pode-se inferir que a combinação entre os cenários de integração de GD-FV e os níveis de penetração de potência, a partir dos diferentes limites da relação $\frac{P_{GDNk}}{P_{Ak}}$, resultou em quarenta cenários subsequentes. Estes consideram também a condição de integração sem a restrição da potência disponibilizada. Assim, a Tabela 6 apresenta a perda de energia total do sistema e o fluxo de energia na barra *slack*, calculadas no período de insolação diária, como também o dimensionamento de potência ativa total de geração FV para todos os cenários.

Para o Caso Base, a perda de energia no alimentador e a energia na barra *slack* são, respectivamente, 72,810 kWh e 31,242 MWh. Para o limite de relação $\frac{P_{GDNk}}{P_{Ak}} \leq 1$, esses valores são minimizados: no Cenário I, 61,137 kWh e 28,928 MWh; no Cenário II, 44,765 kWh e 25,347 MWh; e, no Cenário III, 21,176 kWh e 5,986 MWh, respectivamente.

Ainda, de acordo com a Tabela 6, com o aumento dos limites da relação $\frac{P_{GDNk}}{P_{Ak}}$, as perdas de energia e o fluxo de energia na barra *slack* continuam diminuindo nos três cenários, mas até certo ponto. Uma vez que a Função Objetivo Aumentada de Lagrange, proposta na Equação (3.14), incorpora atividades concorrentes de minimização das perdas de energia no sistema e também do fluxo de energia na barra *slack*, pode-se verificar que o problema passa a ser multiobjetivo.

Tabela 6. Resumo dos resultados de simulação do sistema IEEE 37-barras em diferentes cenários de localização de GD-FV.

Topologia	Relação Limite P_{GDNk}/P_{Ak}	Perda de Energia Total do Sistema (kWh)	Fluxo de Energia na Barra <i>Slack</i> (MWh)	GD-FV Total (kW)
Caso Base		72,810	31,242	0.00
IEEE 37-barras Cenário I (Localização da GD-FV conforme Figura 14)	1,0	61,137	28,928	327,42
	1,1	60,077	28,696	360,16
	1,2	59,037	28,465	392,90
	1,5	56,033	27,771	491,13
	2,0	51,418	26,615	654,84
	3,0	43,655	24,305	982,25
	5,0	33,973	19,690	1637,09

	10	29,917	13,080	2576,00
	15	29,879	8,906	3169,48
	20	33,207	4,735	3763,00
	25	37,135	1,857	4170,06
	30	40,495	0,000	4437,61
	35	40,495	0,000	4437,61
	Sem restrição	40,495	0,000	4437,61
IEEE 37-barras Cenário II (Localização da GD-FV conforme Figura 15)	1	44,765	25,347	834,22
	1,1	43,101	24,759	917,64
	1,2	41,642	24,170	1001,06
	1,3	41,155	23,955	1033,88
	1,4	40,769	23,778	1058,92
	1,5	40,397	23,602	1083,97
	1,6	40,039	23,425	1109,02
	1,7	39,694	23,249	1134,06
	1,9	39,045	22,896	1184,16
	2,1	38,450	22,543	1234,25
	2,5	37,423	21,838	1334,44
	3,0	36,441	20,956	1459,67
	4,0	35,488	19,194	1710,13
	5,0	35,834	17,499	1952,17
	10	48,602	10,907	2891,44
	15	79,653	4,333	3830,70
	20	109,929	0,110	4446,09
	22	110,028	0,000	4447,50
	Sem restrição	110,028	0,000	4447,50
IEEE 37-barras Cenário III (Localização da GD-FV conforme Figura 16)	1	21,176	5,986	3583,76
	1,1	20,890	3,465	3942,14
	1,2	21,485	0,945	4300,51
	1,3	21,760	0,297	4391,12
	1,4	21,780	0,246	4397,96
	10	21,905	0,050	4439,80
	Sem restrição	21,905	0,050	4439,80

Dessa forma, a Tabela 6 mostra o aumento da perda de energia no alimentador de teste IEEE 37-barras, mas com elevada diminuição do fluxo de energia na barra *slack*: no Cenário I, 33,207 kWh e 4,735 MWh; no Cenário II, 48,602 kWh e 10,907 MWh; e, no Cenário III, 21,485 kWh e 0,945 MWh, respectivamente. Nota-se que, ao se retirar a restrição da potência disponibilizada, a energia na barra *slack* é minimizada a valores próximos a zero, porém com aumento da perda de energia no alimentador para 40,495 kWh no Cenário I, 110,028 kWh no Cenário II e para 21,905 kWh no Cenário III.

A redução de perda de energia no alimentador durante a produção diária da geração FV no período de insolação foi avaliada para uma condição crescente do nível de

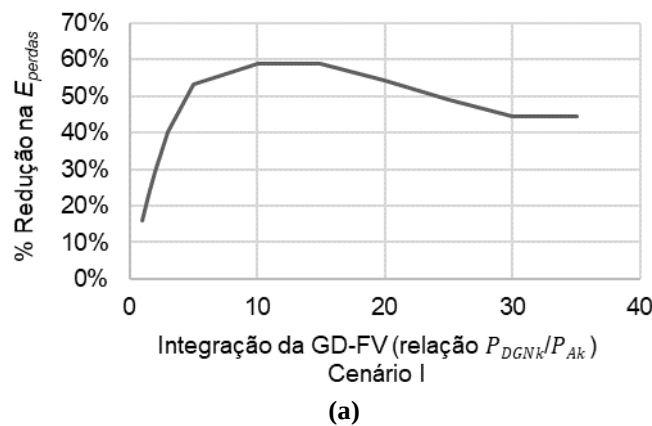
penetração de potência de GD-FV, a partir de maiores incrementos nos limites da relação

$$\frac{P_{GDNk}}{P_{Ak}}.$$

A Figura 17a mostra a redução nas perdas de energia no Cenário I, onde há redução percentual inicial de cerca de 16%, acentuando-se posteriormente para valor próximo a 60% de redução. Com a liberação da restrição de potência disponibilizada e maior penetração FV, verifica-se, na Figura 17a, que a redução se estabiliza em $\frac{P_{GDNk}}{P_{Ak}} = 10$ e, depois, inicia-se pequena elevação de perdas no alimentador. Ou seja, pode-se verificar que, para o Cenário I com apenas três nós com alocação de GD-FV, há uma queda no percentual de redução das perdas, o qual depois se estabiliza em níveis mais elevados de penetração FV.

A Figura 17b apresenta a curva de redução de perdas no Cenário II, onde é possível observar que esta é inicialmente de cerca de 40%, ainda que valores maiores de penetração FV provoquem o retorno das perdas do Caso Base e, depois, o aumento da perda de energia do alimentador de distribuição (ponto de cruzamento $\frac{P_{GDNk}}{P_{Ak}} = 14$).

No Cenário III, como representado na Figura 17c, a redução inicial da perda de energia é bem superior aos outros cenários, próxima a 71%, sendo a redução estabilizada em torno de 70%, onde ocorre a convergência do processo de otimização e atinge seu nível ótimo.



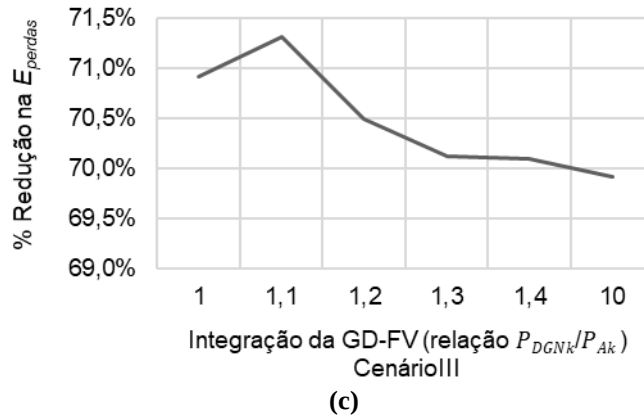
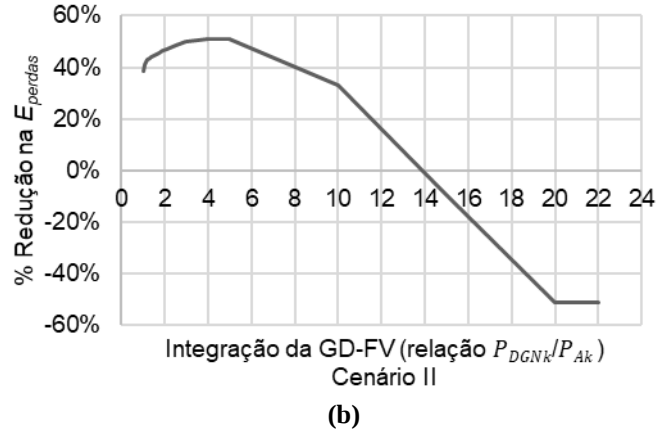


Figura 17. Redução na Energia de Perdas, E_{perdas} , sob a condição de aumento da penetração de GD-FV, para o sistema de teste IEEE 37-barras: (a) Cenário I; (b) Cenário II; (c) Cenário III.

A Figura 18a e a Figura 18b mostram o dimensionamento ótimo de geração FV para os Cenários I e II, respectivamente. Elas permitem observar os crescimentos da potência nominal de geração alocada em cada nó, de acordo com o aumento do limite da relação de potência disponibilizada (1,0; 1,1 e 1,4). Da mesma forma, a Figura 18c mostra o dimensionamento de GD-FV para o Cenário III, mas apenas para a relação $\frac{P_{DGnk}}{P_{Ak}} \leq 1$.

Pode-se verificar na Figura 18 que o dimensionamento ótimo nos nós que são comuns aos cenários é conseguido com o mesmo valor de potência nominal de geração FV alocada, estando restrita, então, à potência disponibilizada. Ainda, os nós com valores maiores de carga instalada, no sistema teste IEEE 37-barras, possuem valores de potência nominal de geração FV também mais elevados, como é o caso do nó 1, no Cenário III, Figura 18c, com geração FV dimensionada em 939,15 kW.

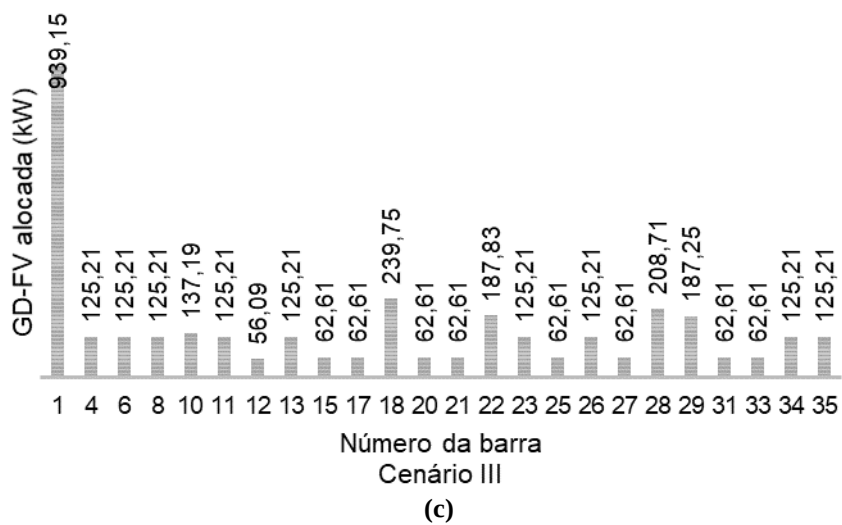
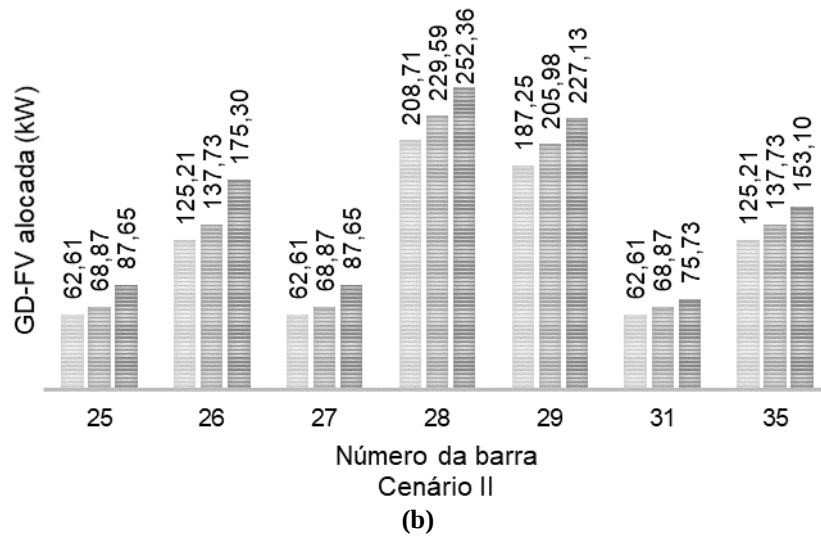
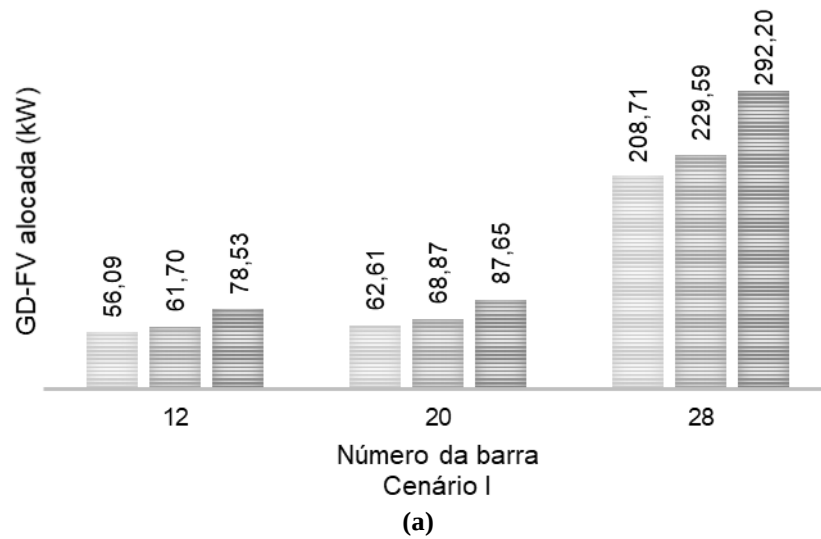


Figura 18. Dimensionamento ótimo da potência nominal de GD-FV por barra do sistema de teste IEEE 37-barras: (a) no Cenário I, para as relações 1,0; 1,1 e 1,4, respectivamente; (b) no Cenário II, para as relações 1,0; 1,1 e 1,4, respectivamente; (c) no Cenário III, para a relação igual 1,0.

A fim de avaliar a sensibilidade da metodologia proposta no item 3.2, no que diz respeito ao dimensionamento da potência nominal da geração FV, foram simulados os cenários do Sistema IEEE 37-barras para se obter a minimização de perda de energia e de fluxo na barra *slack*, numa condição de decréscimo e acréscimo da curva de produção diária típica (Figura 8). Os resultados da simulação estão apresentados na Tabela 7, onde são considerados três níveis de produção diária da geração FV (típico, mínimo e máximo), para o caso sem a restrição da relação limite, rt , a qual determina o nível de penetração de potência de GD-FV.

Tabela 7. Resumo dos resultados da simulação do Sistema IEEE 37-barras considerando três níveis de produção da GD-FV.

Topologia Sistema IEEE 37-barras	Nível de produção da GD-FV	Perda de Energia Total do Sistema (kWh)	Fluxo de Energia na Barra <i>Slack</i> (MWh)	GD-FV Total (kW)
Caso Base		72,810	31,242	0,00
Cenário I Sem restrição (relação limite)	Típico	40,495	0,000	4437,61
	Mínimo	40,495	0,000	5547,02
	Máximo	40,495	0,000	3698,01
Cenário II Sem restrição (relação limite)	Típico	110,028	0,000	4447,50
	Mínimo	110,028	0,000	5559,38
	Máximo	110,028	0,000	3706,25
Cenário III Sem restrição (relação limite)	Típico	21,905	0,050	4439,80
	Mínimo	21,882	0,024	5541,04
	Máximo	21,888	0,001	3692,93

Pode-se verificar, na Tabela 7, que as perdas de energia total do sistema e o fluxo de energia na barra *slack* se mantêm aproximadamente iguais, para os três níveis de produção FV em um mesmo cenário, uma vez que o ponto de operação do sistema é o mesmo. Porém, a potência nominal de GD-FV dimensionada se altera em comparação com a curva de produção diária típica, apresentando uma relação inversamente proporcional quanto aos níveis mínimo e máximo de produção FV.

Para todos os cenários também foram verificados os limites térmicos dos cabos em cada trecho do alimentador, em concordância com os limites das capacidades de condução de corrente dos condutores, constantes na Tabela 22 do Anexo A, onde se verifica não ter ocorrido nenhuma ultrapassagem dos limites de corrente.

A Tabela 8 destaca os valores mínimos e máximos de tensão no sistema IEEE 37-barras, verificados antes e depois da alocação e dimensionamento da potência nominal

da GD-FV, para o Caso Base e para cada cenário. Nela pode ser observado que os valores de tensão estão dentro do limite adequado, definido pela faixa²⁸ $0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$, em *pu*, de acordo com as faixas de tensões padronizadas mostradas na Tabela 24, Anexo B, definidas no Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica do PRODIST (ANEEL, 2018a), havendo a manutenção da tensão máxima em 1,00 *pu*, mesmo depois da integração de GD-FV.

Tabela 8. Tensões mínimas e máximas verificadas no Caso Base e nos Cenários de integração da GD-FV no Sistema IEEE 37-barras.

Topologia Sistema IEEE 37-barras	Tensão antes e depois da integração da GD-FV (<i>pu</i>) ²⁹	
	Min	Max
Caso Base	0,9935	1,0000
Cenário I	0,9939	1,0000
Cenário II	0,9945	1,0000
Cenário III	0,9949	1,0000

A dependência das tensões nos nós da rede de distribuição com relação à potência efetivamente gerada por cada gerador FV foi considerada na abordagem do problema, de acordo com o procedimento de solução apresentado no item 0. Todavia, verifica-se, nas simulações e nos resultados numéricos, que os limites operacionais das tensões nos nós para o Sistema IEEE 37-barras não chegaram a se tornar ativos, conforme apresentado na Tabela 8. Uma vez que a Função Objetivo Aumentada de Lagrange proposta, Equação (3.14), incorpora atividades de minimizar as perdas de energia no alimentador e também o fluxo de energia na barra *slack*, verificou-se que as correntes na rede IEEE 37-barras foram reduzidas e as tensões operaram sempre próximas do seu valor nominal.

4.2.2 Sistema ALIAT 30-barras

O sistema ALIAT 30-barras é um alimentador de distribuição radial cujas características e parâmetros da rede originais estão descritos em Pimentel Filho (1997),

²⁸ Onde TR é a Tensão de Referência utilizada para avaliação do método nos sistemas de teste, definida como valor de tensão de base igual a 13,8 kV; e TL é a Tensão de Leitura, igual aos valores obtidos nas simulações realizadas para cada rede de teste, calculados em *valores por unidade (pu)*.

²⁹ Os valores das tensões, obtidos como resultados das simulações para todos os sistemas de teste, estão apresentados em *valores por unidade (pu)*, tomando-se, como valor de base, a tensão igual a 13,8 kV.

trabalho que utilizou este sistema de teste para otimização de fluxo de carga. O sistema original é trifásico e balanceado, atendido em tensão nominal de 13,8 kV, e possui 26 barras com cargas do tipo potência constante (50% da potência ativa da carga) e do tipo impedância constante (50% da potência ativa e 100% da potência reativa da carga). Em comparação ao sistema anteriormente analisado, o IEEE 37-barras, o alimentador ALIAT 30-barras possui trechos de linha (ramos) com maiores distâncias, com cabos de menor capacidade de condução e ainda apresenta a característica de possuir barras de cargas com potências menores, algumas com valores inferiores a 15 kVA. Este sistema também se diferencia do IEEE 37-barras por apresentar elevada penetração de cargas conectadas às barras – próximo de 100%.

Para avaliação do método de integração de GD-FV proposto, o alimentador de teste ALIAT 30-barras foi adaptado, tendo sido modificadas as numerações das barras e das linhas da rede para adequação à rotina do FCSP. Ainda, todas as cargas do sistema ALIAT 30-barras também foram tomadas como de potência constante. O Apêndice B traz os dados das barras com consumidor, Tabela 18, e os dados das linhas, Tabela 19, do sistema ALIAT 30-barras com as devidas adaptações.

Os três cenários de localização e de integração de GD-FV foram aplicados ao sistema de teste ALIAT 30-barras, no qual foi utilizada a mesma premissa de que apenas as barras (os nós) com carga podem ter geradores FV conectados. A Figura 19 apresenta o diagrama unifilar do alimentador teste ALIAT 30-barras com o Cenário I implementado, a partir da localização dos geradores FV conectados, de forma dispersa e em derivações distintas, às barras 7, 19, 23, 26 e 29 do alimentador. O Cenário II foi implementado de acordo com o representado na Figura 20, na qual se verifica o alimentador ALIAT 30-barras com geradores FV conectados de forma concentrada em um conjunto de barras eletricamente próximas (barras 23, 24, 25, 26 e 28). A Figura 21 mostra o Cenário III, com a localização de geração FV distribuída em todas as barras de carga do alimentador, com ausência de geração FV apenas nas barras 4, 21 e 27, uma vez que são essas as barras sem carga.

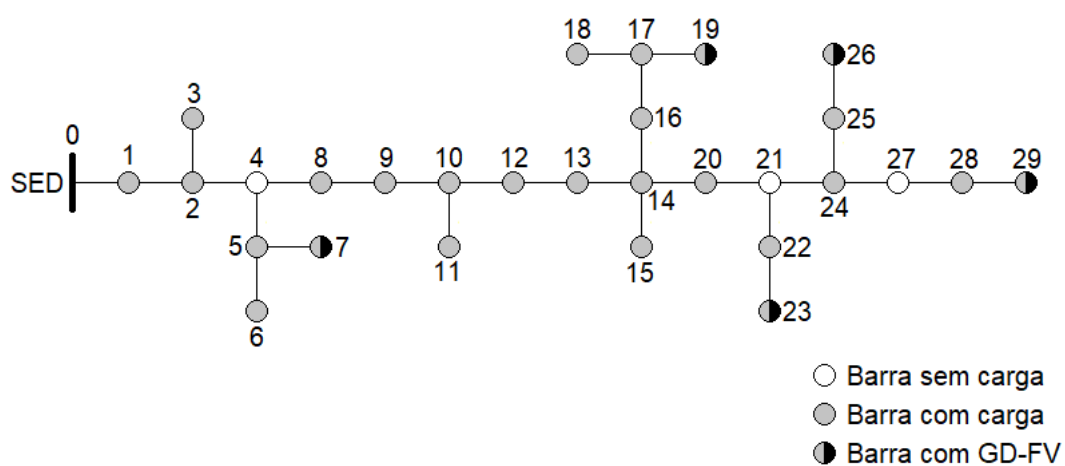


Figura 19. Diagrama do alimentador teste de distribuição radial ALIAT 30-barras (Cenário I).

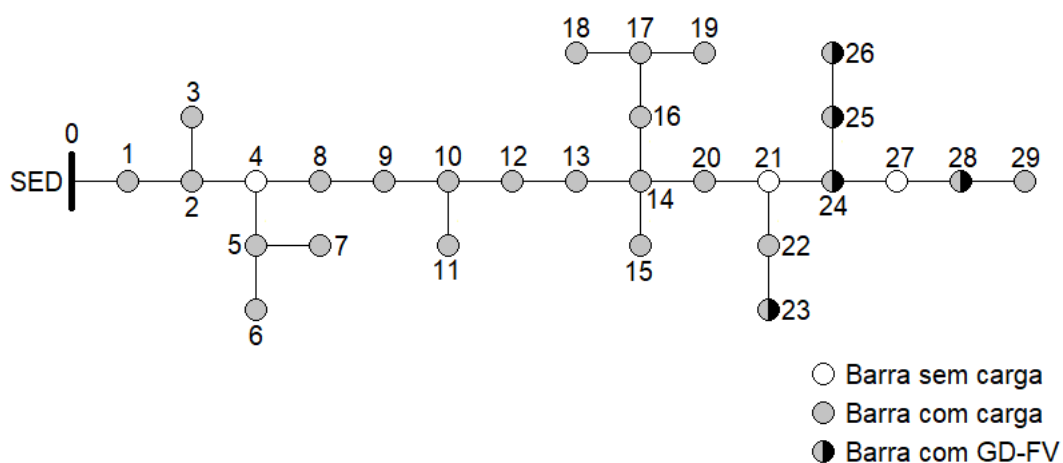


Figura 20. Diagrama do alimentador teste de distribuição radial ALIAT 30-barras (Cenário II).

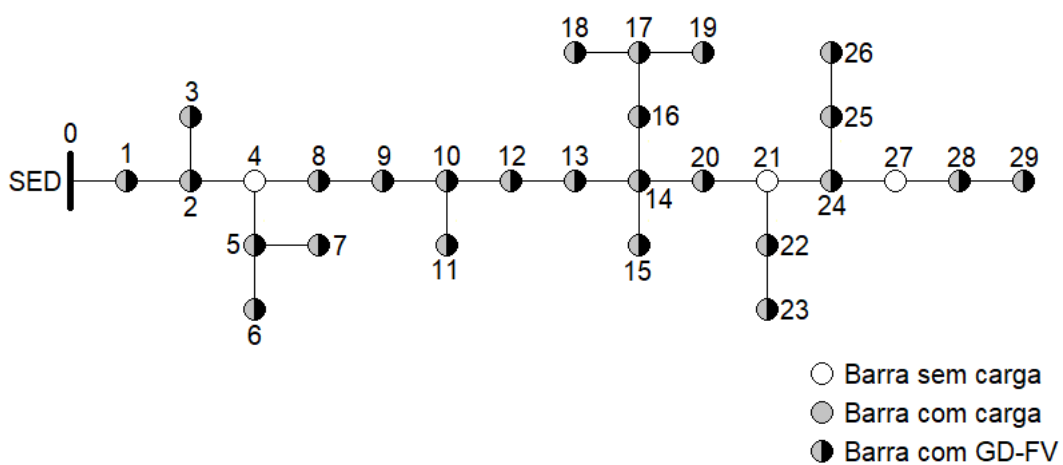


Figura 21. Diagrama do alimentador teste de distribuição radial ALIAT 30-barras (Cenário III).

No sistema ALIAT 30-barras, foram simulados o Caso Base e os Cenários I, II e III, obtendo-se os resultados de otimização para a minimização das perdas de energia e do fluxo de energia na barra *slack*. Para tanto, em cada cenário de localização de GD-FV proposto, foram simulados os níveis de penetração de potência de geração, a partir dos diferentes limites da relação $\frac{P_{GDNk}}{P_{Ak}}$, além da relação limite $rt = 1,0$, resultando em outros trinta cenários subsequentes, incluindo também a condição de integração sem a restrição da potência disponibilizada. A Tabela 9 sintetiza os resultados da simulação efetuada. Nela está apresentada a perda de energia total do sistema e o fluxo de energia na barra *slack* calculados no período de insolação diária, como também o dimensionamento de potência ativa nominal de geração FV para todos os cenários, na coluna GD-FV Total (kW).

Tabela 9. Resumo dos resultados de simulação do sistema ALIAT 30-barras em diferentes cenários de localização de GD-FV.

Topologia	Relação Limite P_{GDNk}/P_{Ak}	Perda de Energia Total do Sistema (kWh)	Fluxo de Energia na Barra <i>Slack</i> (MWh)	GD-FV Total (kW)
Caso Base		1692,02	12,011	0,00
ALIAT 30-barras Cenário I (Localização da GD-FV, conforme Figura 19)	1	1260,03	9,853	245,40
	1,1	1224,03	9,644	269,94
	1,2	1189,22	9,437	294,48
	1,3	1155,60	9,231	319,02
	1,4	1123,13	9,026	343,56
	1,5	1091,79	8,822	368,10
	2	951,39	7,818	490,80
	5	648,29	5,122	830,98
	10	498,65	3,126	1093,54
	20	468,33	0,263	1496,50
	25	468,33	0,263	1496,50
	30	470,44	0,196	1506,34
	Sem restrição	432,31	0,025	1532,40
ALIAT 30-barras Cenário II (Localização da GD-FV, conforme Figura 20)	1	689,39	7,096	556,28
	1,1	643,53	6,659	611,91
	1,2	605,22	6,229	667,54
	1,3	574,26	5,809	722,91
	1,4	555,62	5,504	763,77
	1,5	553,06	5,463	769,11
	3	520,12	4,867	849,30
	5	491,44	4,086	956,16
	10	489,12	2,205	1223,26
	15	564,95	0,552	1469,15
	20	605,65	0,000	1553,30

	Sem restrição	605,69	0,000	1553,31
	1	420,72	2,261	1205,59
	1,1	410,76	1,404	1325,90
	1,2	416,32	0,564	1446,21
ALIAT 30-barras	1,3	431,70	0,022	1525,44
Cenário III	1,4	432,48	0,000	1528,68
(Localização da GD-FV, conforme Figura 21)	1,5	432,49	0,000	1528,68
	5	432,41	0,000	1528,67
	Sem restrição	432,41	0,000	1528,67

A partir da Tabela 9, pode-se verificar o comportamento da energia solicitada à barra *slack* do alimentador ALIAT 30-barras no Caso Base, ou seja, na condição sem geração FV instalada, para cada cenário de integração da GD-FV. No Caso Base, a energia que flui na barra *slack* durante o período diário de insolação é igual a 12,011 MWh, a qual atende em parte à demanda da carga, como também às perdas no alimentador. No mesmo período, a perda de energia total no Caso Base é igual a 1.692,02 kWh.

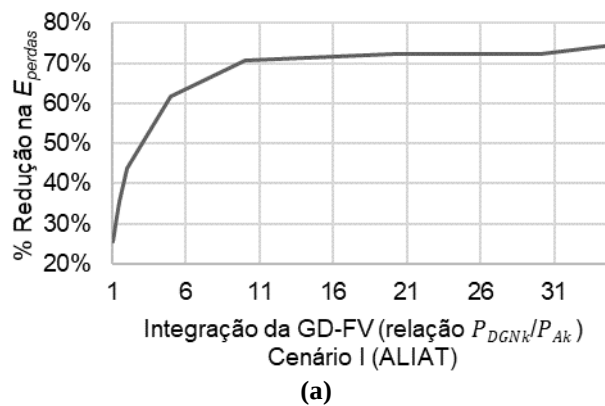
Ao iniciar o processo de otimização do sistema, aplicando a restrição de limite de potência instalada de geração com $\frac{P_{GDNk}}{P_{Ak}} \leq 1,0$, consegue-se a minimização das perdas no alimentador e do fluxo de energia na barra *slack* nos três cenários. No Cenário I, há pequena redução das perdas de energia, se comparado ao Caso Base, caindo para 1260,03 kWh, como também da energia na barra *slack*, igual a 9,853 MWh. Já nos outros cenários, para a mesma relação limite $rt = 1,0$, os valores da perda de energia no alimentador ALIAT 30-barras e da energia solicitada à sua barra *slack* são expressivamente minimizados, diminuindo a 689,39 kWh e 7,096 MWh, no Cenário II, e a 420,72 kWh e 2,261 MWh, no Cenário III, respectivamente.

Nota-se que o problema multiobjetivo aqui proposto, com as atividades concorrentes de minimizar perdas de energia no sistema e também o fluxo de energia na barra *slack*, faz como que, ao se chegar à convergência do problema de minimização do fluxo na barra *slack*, as perdas de energia cessem a sua trajetória de queda e aumentem de valor. Assim, para valores maiores de penetração de GD-FV, com maiores relações $\frac{P_{GDNk}}{P_{Ak}}$, as perdas de energia no alimentador ALIAT 30-barras e o fluxo de energia na barra *slack* convergem, respectivamente, aos valores de 470,44 kWh e 0,196 MWh, para o Cenário I. Para o Cenário II: 605,65 kWh e 0,000 MWh; e no Cenário III: 432,48 kWh e 0,000 MWh. Pode-se observar, nesses pontos de convergência, que os valores das perdas

de totais de energia no ALIAT 30-barras têm certo acréscimo de valor, alterando a tendência de diminuição.

Os valores das perdas de energia para o Cenário I, de 470,44 kWh, para o Cenário II, de 605,65 kWh, e para o Cenário III, de 432,48 kWh, podem ser definidos aqui como os pontos onde as perdas de energia da rede ALIAT 30-barras alcançam valores particulares à configuração de cada cenário quando o sistema se torna independente da barra *slack*. Nesses pontos particulares à configuração de cada cenário, as perdas de energia do alimentador ALIAT 30-barras passam a ser atendidas pela GD-FV conectada ao sistema, tornando este independente das fontes externas de geração, durante o período de geração diária FV.

A Figura 22 mostra a redução da perda de energia na rede ALIAT 30-barras para cada cenário em relação ao Caso Base, avaliada para valores crescentes da relação limite (rt), entre potência nominal de GD-FV e potência disponibilizada ao consumidor, caracterizando, assim, o incremento do nível de integração de potência de GD-FV. Nessa mesma figura, pode-se verificar a redução nas perdas de energia no Cenário I, para o qual há redução percentual inicial de cerca de 25%, quando $rt = 1$, acentuando-se para valor próximo a 70% de redução de perdas, quando se aumenta o limite da restrição de integração. Ou seja, com a liberação da restrição de potência disponibilizada e maior penetração FV, a Figura 22a mostra que há grande redução das perdas no alimentador, estabilizando depois do limite $rt = 11$. Ainda, com apenas cinco nós com alocação de GD-FV, há redução percentual das perdas em pouco mais de 70%, as quais depois se estabilizam para os níveis mais elevados de penetração FV. Diferente do que ocorreu no sistema IEEE 37-barras, não houve queda no percentual de redução de perdas no Cenário I da rede ALIAT 30-barras, o qual estabiliza suas perdas mesmo nos níveis mais elevados de penetração FV.



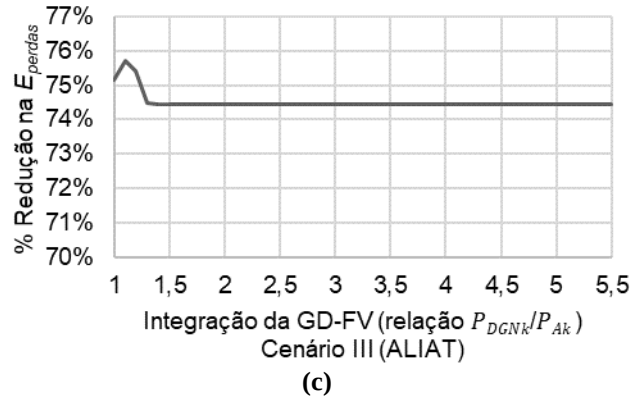
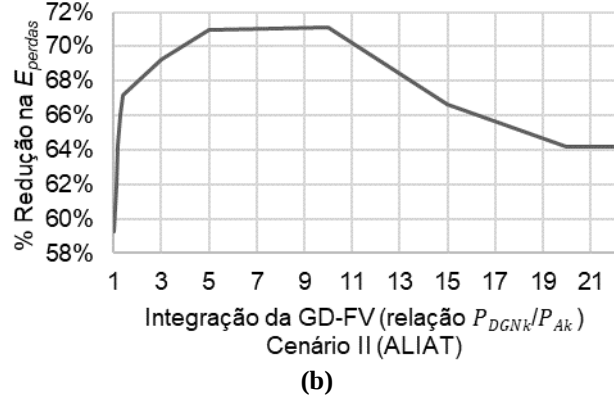


Figura 22. Redução na Energia de Perdas, E_{perdas} , sob a condição de aumento da penetração de GD-FV, para o sistema de teste ALIAT 30-barras: (a) Cenário I; (b) Cenário II; (c) Cenário III.

A Figura 22b apresenta a curva de redução de perdas no Cenário II, na qual é possível observar elevada redução inicial – quando $rt = 1$ –, de quase 60% das perdas. Com a liberação da restrição de potência disponibilizada e maior penetração FV, verifica-se que a redução se estabiliza em pouco mais de 70%, no ponto $\frac{P_{GDNk}}{P_{Ak}} = 5$, depois registra-se pequena elevação de perdas no alimentador, quando o ponto de integração atinge $\frac{P_{GDNk}}{P_{Ak}} = 10$. Esse recuo na redução de perdas continua até se atingir a convergência do método, quando a redução de perdas se fixa em 64%.

Na Figura 22c, o Cenário III de integração da GD-FV para o sistema ALIAT 30-barras apresenta elevada redução das perdas de energia, com valor um pouco acima de 75% já para a condição limite inicial de penetração da geração FV ($rt = 1$), percentual superior aos outros cenários, uma vez que, neste cenário, a alocação dos geradores é simulada para todas as barras de carga. Com a liberação da restrição de potência disponibilizada para valores maiores da relação limite $\frac{P_{GDNk}}{P_{Ak}}$, a redução se estabiliza em torno de 74%, atingindo o ótimo de minimização de perdas de energia para esse cenário,

ou seja, chegando à perda de energia da rede ALIAT 30-barras, a qual é particular à configuração do Cenário III e independente da energia antes suprida pela barra *slack*.

O atendimento aos limites das capacidades de condução de corrente dos condutores em cada trecho do alimentador ALIAT 30-barras também foi avaliado nas simulações de aplicação do método, em concordância com a Tabela 23, do Anexo A. Registra-se que não ocorreu ultrapassagem dos limites de corrente na rede.

Em relação ao atendimento dos valores mínimos e máximos de tensão observados no sistema ALIAT 30-barras, no Caso Base e após a integração da GD-FV, a Tabela 10 destaca os resultados obtidos antes e depois da alocação e dimensionamento da potência nominal da GD-FV. Observando-se as faixas de tensões padronizadas definidas na Tabela 24 do Anexo B, os valores das tensões obtidas na simulação realizada para o sistema ALIAT 30-barras estão dentro do limite adequado, no que diz respeito às tensões máximas ($TL \leq 1,05TR$), uma vez que a tensão máxima verificada foi de 1,0433 pu no Cenário II. Todavia, as simulações do sistema ALIAT 30-barras registraram a existência de tensões mínimas críticas ($TL < 0,90TR$) no Caso Base – que teve valor de 0,8044 pu –, como também em todos os cenários estudados. Note-se que, mesmo com a integração da GD-FV, a melhor correção da tensão ocorreu no Cenário III, no qual há o registro de tensão mínima igual a 0,8044 pu. Portanto, verifica-se, na Tabela 10, que o alimentador ALIAT 30-barras possui um perfil de tensão na sua configuração original, Caso Base, já com a ocorrência de tensão na faixa crítica e que a integração de GD-FV, com minimização das perdas e fluxo na barra *slack*, não foi o bastante para a correção do perfil. Ainda, a simulação realizada para o Cenário II, com geradores FV conectados em mesma derivação do alimentador, registrou maior elevação do perfil de tensão.

Tabela 10. Tensões mínimas e máximas verificadas no Caso Base e nos Cenários de integração da GD-FV no Sistema ALIAT 30-barras.

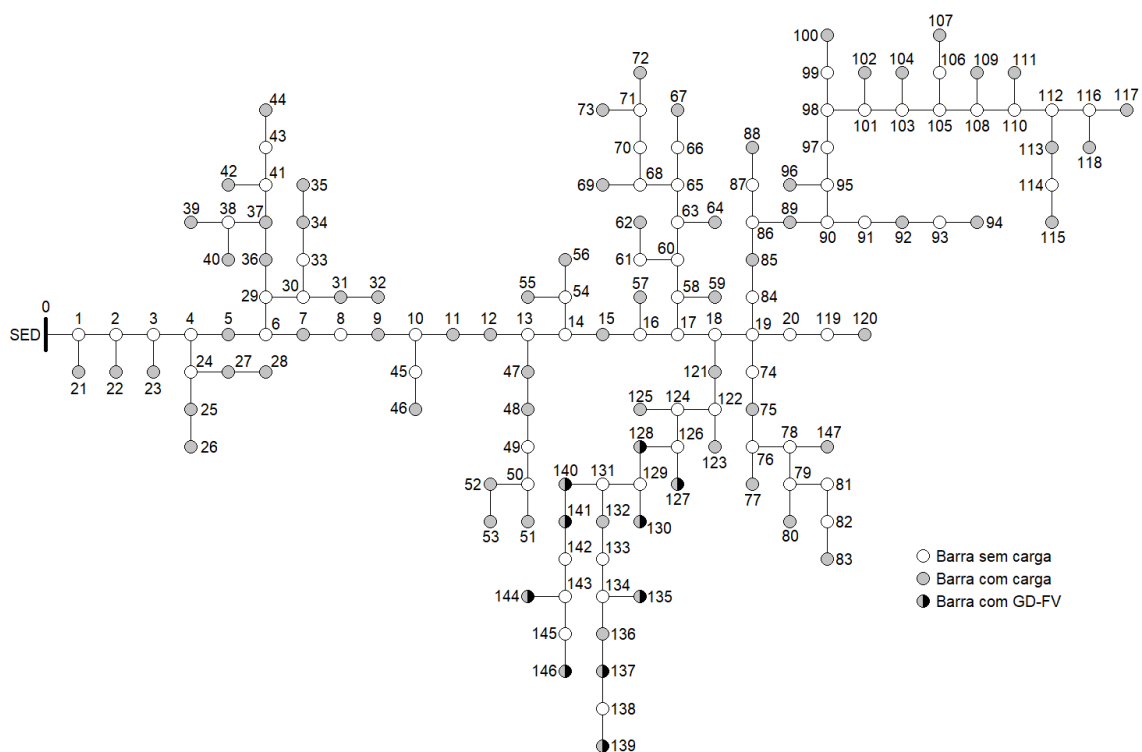
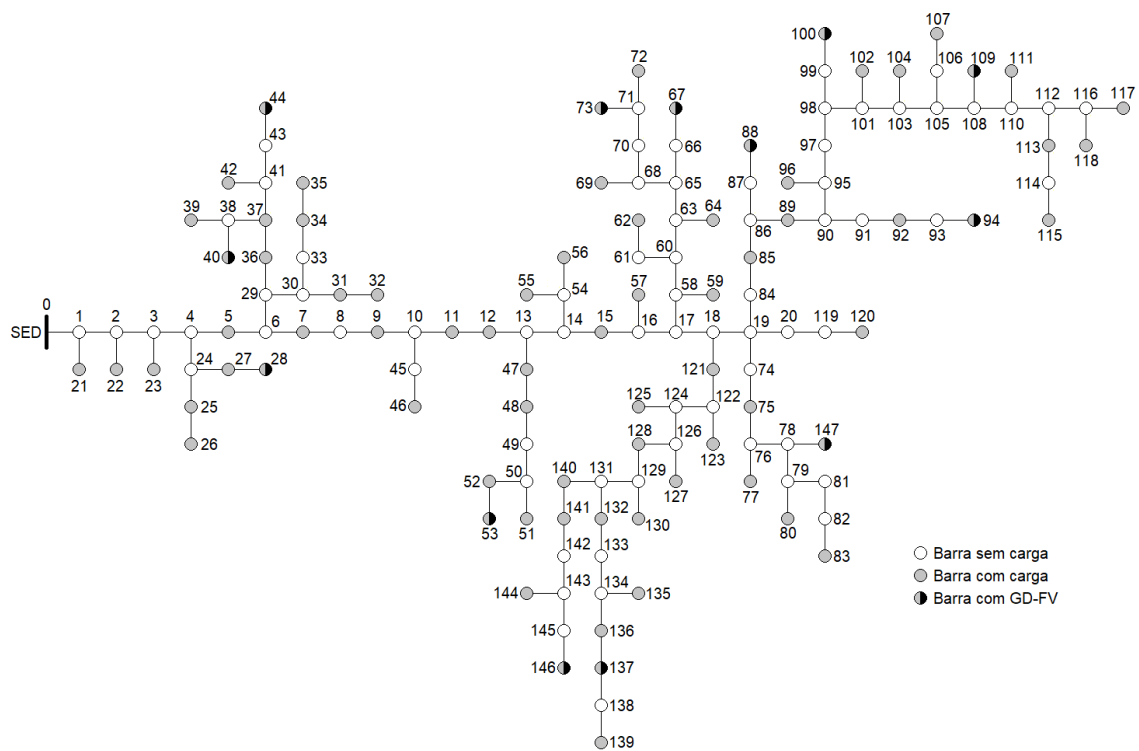
Topologia Sistema ALIAT 30-barras	Tensão antes e depois da integração da GD-FV (pu)	
	Min	Max
Caso Base	0,8044	1,0000
Cenário I	0,8256	1,0183
Cenário II	0,8505	1,0433
Cenário III	0,8677	1,0167

4.2.3 Sistema RDMT 148-barras

Uma terceira rede de distribuição, com características diferentes dos sistemas anteriormente simulados quanto aos parâmetros, carregamentos e dimensão, foi utilizada para avaliação da metodologia de otimização desenvolvida. O sistema RDMT 148-barras foi obtido a partir do alimentador de distribuição radial de teste utilizado em Costa (2002), aqui adaptado através da introdução de cinco clientes primários, com potência nominal de 500 kVA cada um, além da modificação da numeração das barras e das linhas do sistema original, a fim de adequar a configuração da rede ao algoritmo do método FCSP. No sistema adaptado, todas as barras de carga foram consideradas como de potência constante.

Todas as demais características originais do sistema teste RDMT 148-barras foram mantidas: i) tensão nominal de operação igual a 13,8 kV; ii) 148 barras (nós) na rede; iii) 76 barras de carga, com transformadores de distribuição conectados a elas; iv) inexistência de regulador de tensão conectado ao sistema. O Apêndice C apresenta e detalha os dados das barras com consumidor do sistema RDMT 148-barras, na Tabela 20, como também os dados das linhas, na Tabela 21.

A Figura 23 apresenta o sistema RDMT 148-barras com o Cenário I implementado. Nela, verifica-se um alimentador de distribuição radial de grande extensão, com elevado número de barras, no qual os geradores FV estão conectados de forma bastante dispersa. Assim, a GD-FV está alocada em 13 barras, as quais estão posicionadas em derivações distintas do alimentador de distribuição. O Cenário II para o sistema RDMT 148-barras está apresentado na Figura 24, onde se pode observar a GD-FV alocada em 10 barras concentradas em uma mesma derivação do alimentador, que parte da barra 18. O Cenário III foi construído com a geração FV distribuída uniformemente em todos os 76 nós de carga do alimentador, numa condição de ampla integração de GD-FV, conforme mostra a Figura 25.



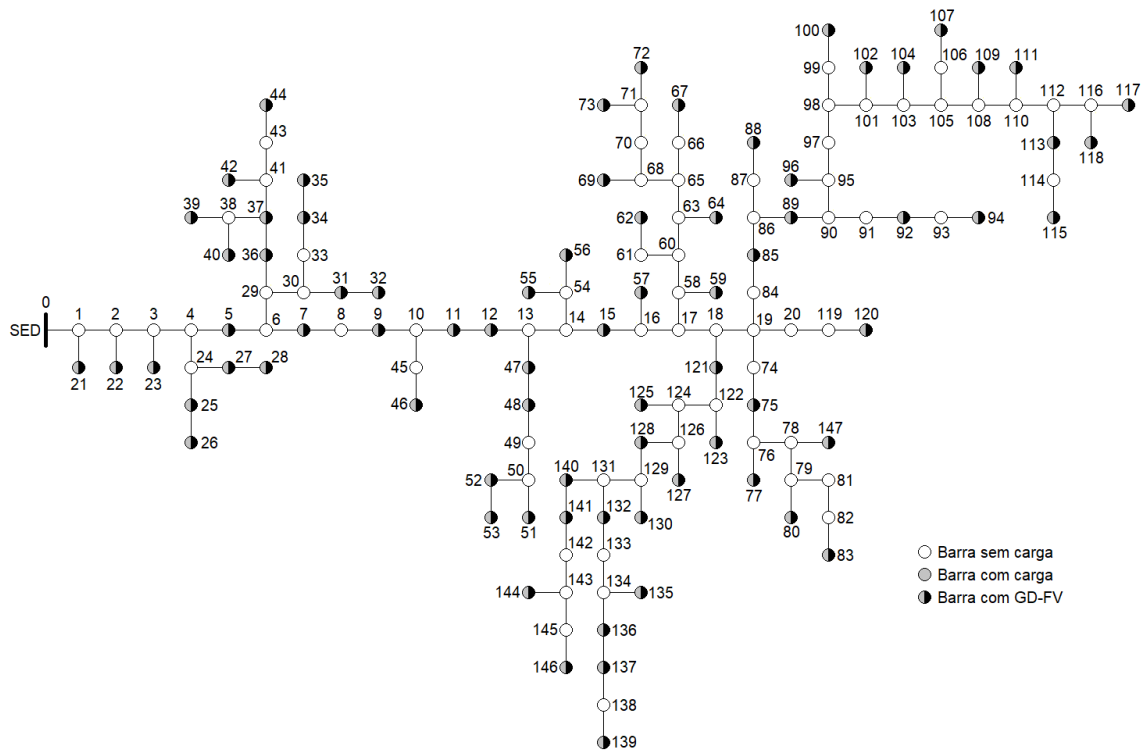


Figura 25. Diagrama do alimentador teste de distribuição radial RDMT 148-barras (Cenário III).

Para o sistema teste RDMT 148-barras, com configuração bem mais robusta em termos de potência de carga instalada e de dimensões, conseguiu-se a boa convergência do método de integração de geração FV proposto, levando-se em conta a busca de minimização da Função Objetivo Aumentada das perdas de energia e da restrição do fluxo na barra *slack*, nas simulações dos Cenários I e III.

Conforme se pode verificar na Tabela 11, a qual traz o resumo dos resultados da simulação do sistema RDMT 148-barras, a independência do sistema em relação ao fluxo de energia vindo da barra *slack* ocorre apenas nos Cenários I e III, onde o resultado converge em 3,215 MWh ($rt = 30$) e 0,004 MWh ($rt = 1,3$), respectivamente. No Cenário II, onde os geradores FV estão concentrados em uma mesma derivação do alimentador, o processo de otimização converge quando o valor do fluxo de energia na barra *slack* ainda está em 34,498 MWh, em $rt = 15$, valor este ainda elevado, correspondendo a 54% da energia na barra *slack* registrada no Caso Base (64,117 MWh).

A Tabela 11 traz também o dimensionamento da potência ativa nominal da geração FV para todos os cenários do alimentador RDMT 148-barras, na coluna GD-FV Total (kW), e as perdas de energia na rede durante o período de geração diária FV.

Partindo-se da condição inicial de integração em cada cenário, com a razão limite de penetração de GD-FV (rt) em 1,0, a simulação no Cenário I – com geração FV

dispersa por derivações distintas do alimentador –, registrou perdas de energia de 841,20 kWh, para um fluxo de energia na barra *slack* de 48,338 MWh, valor inferior à perda total de energia registrada no Cenário II, igual a 964,43 kWh, no qual se toma a geração FV concentrada em uma mesma derivação do alimentador. Neste cenário, a solicitação de energia à barra *slack* foi de 52,822 MWh. O Cenário III – com geração FV distribuída uniformemente em todos os nós de carga do alimentador – apresenta perdas de energia reduzidas a 484,42 kWh, para um fluxo de energia na barra *slack* bastante diminuído, de 8,719 MWh. No Cenário III, de forma semelhante ao verificado nos outros sistemas teste, para o sistema RDMT 148-barras, como ocorreu para os outros sistemas teste, verificou-se menor redução inicial de perdas de energia em relação ao Caso Base.

Tabela 11. Resumo dos resultados de simulação do sistema RDMT 148-barras em diferentes cenários de localização de GD-FV.

Topologia	Relação Limite P_{GDNk}/P_{Ak}	Perda de Energia Total do Sistema (kWh)	Fluxo de Energia na Barra <i>Slack</i> (MWh)	GD-FV Total (kW)
Caso Base		1376,01	64,117	0,00
RDMT 148-barras Cenário I (Localização da GD-FV, conforme Figura 23)	1,0	841,20	48,338	2167,50
	1,1	805,05	46,777	2384,25
	1,2	771,97	45,220	2601,00
	1,3	741,91	43,665	2817,75
	1,4	714,86	42,114	3034,50
	1,5	690,80	40,565	3251,25
	2	617,19	34,512	4101,08
	5	528,50	20,715	6049,94
	10	512,73	9,552	7635,05
	15	514,19	6,438	8079,26
	20	514,97	5,366	8231,95
	25	516,39	4,287	8385,32
	30	518,45	3,215	8538,18
	Sem restrição	528,96	0,003	8996,12
RDMT 148-barras Cenário II (Localização da GD-FV, conforme Figura 24)	1,0	964,43	52,822	1547,50
	1,1	941,74	51,711	1702,25
	1,2	924,89	50,770	1833,70
	1,3	914,83	50,154	1920,11
	1,4	911,13	49,925	1951,39
	1,5	908,14	49,737	1977,67
	3	876,29	47,558	2284,15
	5	845,94	44,897	2657,33
	10	813,54	38,265	3595,99
	15	822,09	34,498	4131,94
	20	822,09	34,498	4131,94
	Sem restrição	822,09	34,498	4131,94

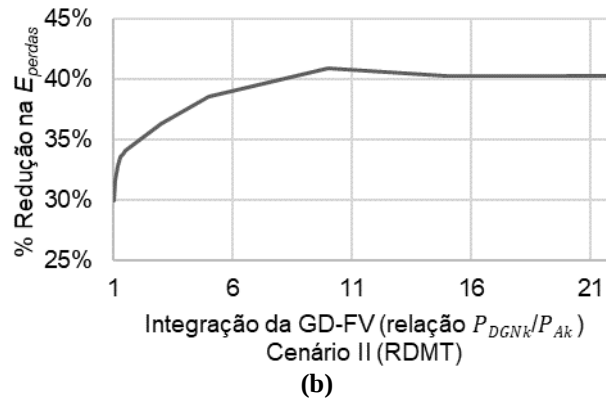
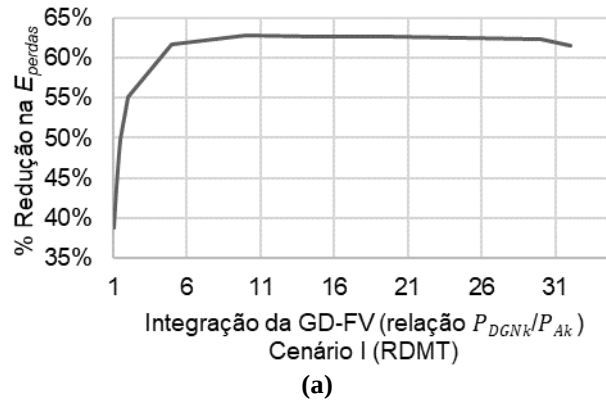
RDMT 148-barras Cenário III (Localização da GD-FV, conforme Figura 25)	1	484,42	8,719	7750,79
	1,1	489,53	3,303	8521,65
	1,2	501,15	0,032	8988,35
	1,3	501,45	0,004	8992,20
	1,4	501,75	0,000	8992,25
	1,5	501,99	0,000	8992,28
	10	503,25	0,003	8992,46
	Sem restrição	503,25	0,003	8992,46

Pode-se observar ainda, na Tabela 11, que há saturação no processo de redução das perdas, com o valor da perda de energia alcançando um mínimo particular a cada configuração de alocação da geração FV verificada nos cenários. Assim, para valores maiores da relação limite $\frac{P_{GDNk}}{P_{Ak}}$, o caminho de redução da perda de energia no alimentador RDMT 148-barras cessa, no Cenário I, em 512,73 kWh e estabiliza-se próximo a esse valor, mesmo com a contínua redução da energia que flui na barra *slack*. Ao se retirar a restrição da relação limite (*rt*), o fluxo de energia na barra *slack* é minimizado a 0,003 MWh e a perda de energia particular, ou relacionada ao sistema RDMT 148-barras, na configuração do Cenário I, converge a 528,96 kWh. No Cenário II, essa saturação da redução das perdas ocorre no limite $rt = 10$, onde se verifica o menor valor de perda de energia, convergindo em seguida a valor pouco superior e igual a 822,09 kWh. Por fim, no Cenário III, a menor perda de energia é registrada no início da simulação, quando a razão limite de penetração de GD-FV é igual a 1 e, em seguida, as perdas de energia cessam a redução, convergindo em 503,25 kWh. Nota-se, no Cenário III, que a perda com a integração inicial de GD-FV é aproximadamente igual à perda de energia quando se estabelece a independência do sistema em relação à barra *slack*.

Essa dinâmica da redução na energia de perdas no sistema RDMT 148-barras pode ser também avaliada nos gráficos da Figura 26. Nela é possível observar que o Cenário I apresenta uma redução inicial na energia de perdas de cerca de 40% em relação às perdas no Caso Base; em seguida, alcança pouco mais de 60% de redução e mantém-se nesse percentual até a convergência do método. Nota-se aqui a saturação da redução de perdas, mesmo com a continuidade do processo de busca de minimização da energia na barra *slack*, com a penetração de mais potência instalada de geração FV.

A Figura 26b mostra a redução da energia de perdas em comparação com o Caso Base para o Cenário II. Nela, pode-se verificar uma redução inicial de 30% e posterior acréscimo para cerca de 40%, valor no qual se verifica a saturação da redução. Para o Cenário II, no sistema RDMT 148-barras, não se conseguiu a minimização total da

energia da barra *slack* e as perdas convergiram para valor ainda próximo da redução inicial. Esse configurou-se como o arranjo de menor eficiência. No Cenário III, representado na Figura 26c, o gráfico da redução de energia de perdas se comporta de maneira semelhante aos resultados obtidos para os outros sistemas de teste. Nele, a redução inicial é significativamente superior aos outros cenários, registrando valores próximos a 65%, uma vez que a alocação dos geradores FV é simulada para todas as barras de carga neste cenário. Com o acréscimo de potência instalada de geração FV, obtém-se uma leve queda na curva do gráfico, sendo a redução estabilizada em pouco mais de 63%, quando também atinge o ponto ótimo de minimização de perdas de energia para esse cenário. Nesse ponto, alcança-se a perda de energia particular à configuração do Cenário III da rede RDMT 148-barras, com independência da energia de geração antes suprida apenas pela barra *slack*.



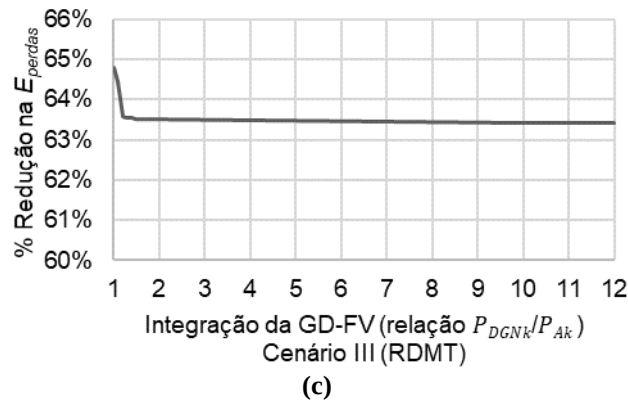


Figura 26. Redução na Energia de Perdas, E_{perdas} , sob a condição de aumento da penetração de GD-FV, para o sistema de teste RDMT 148-barras: (a) Cenário I; (b) Cenário II; (c) Cenário III.

Com base nos limites térmicos listados na Tabela 23, no Anexo A, em todos os cenários simulados para o alimentador RDMT 148-barras foi verificado o atendimento aos limites das capacidades de condução de corrente dos condutores em cada trecho da rede, não tendo havido nenhuma ultrapassagem dos limites de corrente na rede. Em observância às faixas de tensões padronizadas definidas na Tabela 24, Anexo B, os valores das tensões mínimas e máximas obtidas no processo de otimização para o sistema RDMT 148-barras, apresentadas na Tabela 12, foram avaliados e estão dentro do limite adequado para todos os cenários, como também para o Caso Base. Pode-se verificar que as tensões máximas não ultrapassam $1,0 pu$ e a menor tensão registrada é igual a $0,9512 pu$, no Cenário II, valor este que atende aos limites estabelecidos na faixa adequada $0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$. O valor da Tensão de Referência (TR) foi anteriormente definido igual a $13,8 kV$, mesmo valor da tensão de base considerada em todos os sistemas de teste utilizados nas simulações.

Tabela 12. Tensões mínimas e máximas verificadas no Caso Base e nos Cenários de integração da GD-FV no Sistema RDMT 148-barras.

Topologia Sistema RDMT 148-barras	Tensão antes e depois da integração da GD-FV (pu)	
	Min	Max
Caso Base	0,9538	1,0000
Cenário I	0,9586	1,0000
Cenário II	0,9512	1,0000
Cenário III	0,9628	1,0000

4.3 Repercussões no planejamento da distribuição

4.3.1 Índices de perdas técnicas no segmento rede primária de distribuição

A estimativa das perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição é realizada pelas distribuidoras com base nas premissas definidas no Módulo 7 do PRODIST (ANEEL, 2015a). Essa estimativa é feita a partir do estudo do fluxo de potência para a rede de distribuição na área da concessionária e é utilizada como dado de entrada nos estudos de previsão de demanda necessários ao planejamento da operação, reforço e expansão das redes de distribuição. De acordo com o Módulo 2 do PRODIST (ANEEL, 2016b), devem ser considerados como requisitos do estudo de previsão de demanda para o SDMT: i) a geração distribuída conectada, observando as suas características de operação; ii) o histórico de carga do sistema; iii) os níveis das tensões nas barras; iv) o histórico das perdas técnicas e possíveis ganhos de eficiência do sistema de distribuição. Assim, nos estudos orientados ao planejamento e à avaliação do SDMT, as características das cargas estão relacionadas com: a demanda de potência ativa nos alimentadores, a distribuição da carga ao longo da rede e a otimização das perdas técnicas (ANEEL, 2016b).

Como visto nos resultados apresentados na seção 4.2, a aplicação do método proposto para a otimização do dimensionamento da GD-FV conectada e das perdas técnicas fornece dados importantes para o planejamento da distribuição. A localização da GD-FV próximo à demanda, em cada cenário avaliado, beneficia o SDMT com a redução das perdas de energia na rede elétrica, uma vez que um menor volume de energia precisa ser transmitido a partir do sistema de geração a montante da barra *slack* até o local da demanda (barras de carga). Do ponto de vista do planejamento da distribuição e da previsão de demanda, a integração da GD-FV reduz o carregamento do sistema elétrico nas demandas durante o período de insolação diária, permitindo, possivelmente, o adiamento dos investimentos em reforços na distribuição e, ainda, possibilita uma menor demanda de energia do sistema a montante da barra *slack*. De maneira adicional, a análise em uma perspectiva do planejamento da distribuição deve estar direcionada à preocupação de avaliar os possíveis impactos de uma maior penetração de geração FV nos sistemas de distribuição, no que diz respeito ao atendimento dos limites de carregamento, da análise de fluxos de potência e das perdas na rede.

Sendo assim, a metodologia proposta traz, como possibilidade de avaliação a partir de um novo objetivo estratégico para o planejamento da distribuição, o exame das perdas de energia em todo o período da curva de geração da GD-FV e não minimiza apenas as perdas totais de potência ativa em uma condição de pico da demanda da carga ou da geração FV. Ainda, a Função Objetivo Aumentada, conforme a Equação (3.14), incorpora o limite do balanço de energia, buscando verificar o efeito de uma condição de independência energética do alimentador. Dessa forma, o problema de minimização torna-se multiobjetivo, uma vez que incorpora atividades concorrentes da redução de perdas de energia e do fluxo de energia vindo da geração a montante da barra *slack*. A metodologia traz uma boa estimativa das perdas de energia em alimentadores com incidência de GD-FV. Conforma-se em uma útil ferramenta para a avaliação das perdas técnicas no segmento rede de distribuição em condição de uma maior integração da GD-FV.

As distribuidoras de energia elétrica utilizam sistemas específicos para controle e análise de perdas técnicas associadas a energia. Um nível elevado de perdas de energia no SDMT reflete diretamente na necessidade de mais geração disponível no sistema a montante da barra *slack*. Seus protocolos objetivam a redução das perdas para que se possa dispor de uma parcela maior da energia disponibilizada pela geração. Dessa forma, pode-se auferir maiores rendimentos, que são refletidos na recuperação de receita, além de trazer melhorias na qualidade do fornecimento de energia aos consumidores. Nesse contexto, a estimativa das perdas técnicas deve ser realizada da melhor forma possível, uma vez que faz parte dos dados de entrada do processo de revisão tarifária das distribuidoras, sendo este um indicador controlado pela ANEEL.

Com a perspectiva de uma maior penetração de GD-FV, as metodologias de estimativa de perdas adotadas pelas distribuidoras devem adequar seu procedimento de cálculo de perda de energia no SDMT, uma vez que, de acordo com o critério estabelecido no Módulo 7 do PRODIST:

São adotadas as perdas de energia apuradas pelas distribuidoras, após avaliação pela ANEEL, nas situações em que o alimentador do SDMT: possuir geração distribuída com potência injetada significativa em relação às cargas alimentadas pelo circuito (ANEEL, 2015a, p.15).

A partir dos cenários de integração de GD-FV, conforme a metodologia desenvolvida neste trabalho, pode-se obter um diagnóstico das perdas técnicas no segmento rede de distribuição, de maneira a identificar as regiões do alimentador onde a minimização das perdas é mais significativa. A metodologia favorece também uma

melhor avaliação da independência da geração a montante da barra *slack* e, consequentemente, pode indicar ações mais específicas para cada alimentador do SDMT que venham melhor orientar o planejamento.

Conforme apresentado na Equação (2.1), para avaliar a eficiência do sistema de distribuição no que diz respeito às perdas, um Índice de Perdas Técnicas do Segmento (IPTS) é definido como um percentual de perdas técnicas em relação à energia que transita em cada segmento. A partir da metodologia proposta, o planejamento da distribuição pode apurar valores e índices técnicos de perdas de energia observando, para tanto, o percentual de perdas referente a energia a montante da barra *slack*, como também o percentual de perdas relativo à energia ativa que transita no segmento rede de distribuição.

Nesse contexto, define-se que a energia a montante do segmento rede de distribuição é igual à energia entregue ao segmento SDMT proveniente apenas da geração de energia a montante da barra *slack*, ou seja, geração de energia sobrevivida do SIN. Desta maneira, o Índice de Perdas Técnicas do Segmento (IPTS) para análise percentual da energia a montante pode ser calculado da seguinte forma:

$$IPTS (\% \text{ Energia Montante}) = \frac{E_{perdas}(kWh)}{Energia \text{ a Montante}(kWh)} \quad (4.1)$$

onde E_{perdas} é a perda de energia no segmento de rede de distribuição.

Como segundo índice de análise das perdas, define-se o IPTS como percentual da Energia Passante – energia ativa total que transita no segmento rede de distribuição –, a partir da equação do balanço de energia no SDMT, conforme apresentado na Equação (3.12), que limita o fluxo de energia na barra *slack*. Desta forma, o Índice de Perdas Técnicas do Segmento (IPTS) para análise percentual da energia passante é definida como:

$$IPTS (\% \text{ Energia Passante}) = \frac{E_{perdas}(kWh)}{(Energia \text{ Slack } (kWh) + Energia \text{ GD_FV}(kWh))} \quad (4.2)$$

onde *Energia Slack* é a energia recebida da barra *slack* e a *Energia GD_FV* é a energia gerada pelos geradores FV conectados ao SDMT.

A partir das Equações (4.1) e (4.2) foram calculados os índices de perdas técnicas para o segmento rede primária de distribuição para os três cenários de integração da GD-FV, avaliados nas redes de distribuição de teste.

A Tabela 13 traz o resumo dos índices de perdas técnicas calculados para o Cenário I de alocação da geração FV, nos sistemas IEEE 37-barras, ALIAT 30-barras e RDMT 148-barras; durante o período diário de insolação. Nela são apresentados também a energia a montante da barra *slack* e a energia gerada pela GD-FV conectada ao SDMT. Os índices foram calculados para o Caso Base (CB), para os sistemas IEEE (0,23%), ALIAT (14,09%) e RDMT (2,15%), na condição em que não há geração FV conectada, e para a condição de aumento na integração de GD-FV com relações limites iguais a 1; 1,1; 1,2; 1,5; 2,0; 5,0 e 10.

Para todos os sistemas teste, de acordo com a Tabela 13, pode-se observar que é obtido um IPTS (% Energia Passante) bem menor que o índice de perdas do Caso Base, com o aumento da energia ativa de GD-FV, para os sistemas IEEE (0,10%), ALIAT (4,61%) e RDMT (0,81%). Esses índices se traduzem, do ponto de vista do planejamento, como indicador de perdas estimadas para a rede de distribuição na configuração do Cenário I, onde há a saturação no processo de redução das perdas, com seu valor alcançando um mínimo particular à configuração de alocação da geração FV do Cenário I (perda mínima característica). Dessa forma, o planejamento da distribuição pode encontrar um IPTS característico do segmento rede de distribuição para o Cenário I. A partir do IPTS (% Energia a Montante) pode-se observar o processo de minimização da energia vinda da barra *slack*, devido à alocação de mais geração FV, observando-se que ainda há perdas técnicas na rede, porém bem menores que no fluxo de energia entre a barra *slack* e a carga.

Tabela 13. Resumo dos índices de perdas técnicas no segmento rede primária para o Cenário I dos sistemas de teste IEEE 37-barras, ALIAT 30-barras e RDMT 148-barras.

	Sistema IEEE 37-barras (Cenário I)							
	CB	1	1,1	1,2	1,5	2,0	5,0	10,0
Perda de Energia (kWh)	72,81	61,14	60,08	59,04	56,03	51,42	33,97	29,92
Energia a Montante (kWh)	31.242	28.928	28.696	28.465	27.771	26.615	19.690	13.080
IPTS (% Energia Montante)	0,23%	0,21%	0,21%	0,21%	0,20%	0,19%	0,17%	0,23%
Energia de GD-FV (kWh)	0,00	2.303	2.533	2.763	3.454	4.605	11.514	18.119
IPTS (% Energia Passante)	0,23%	0,20%	0,19%	0,19%	0,18%	0,16%	0,11%	0,10%
	Sistema ALIAT 30-barras (Cenário I)							
	CB	1	1,1	1,2	1,5	2,0	5,0	10,0
Perda de Energia (kWh)	1.692	1.260	1.224	1.189	1.092	951,4	648,3	498,6
Energia a Montante (kWh)	12.011	9.853	9.644	9.437	8.822	7.818	5.122	3.126

IPTS (% Energia Montante)	14,09%	12,79%	12,69%	12,60%	12,38%	12,17%	12,66%	15,95%
Energia de GD-FV (kWh)	0,00	1.726	1.898	2.071	2.589	3.452	5.845	7.692
IPTS (% Energia Passante)	14,09%	10,88%	10,60%	10,33%	9,57%	8,44%	5,91%	4,61%
Sistema RDMT 148-barras (Cenário I)								
	CB	1	1,1	1,2	1,5	2,0	5,0	10,0
Perda de Energia (kWh)	1.376	841,20	805,05	771,97	690,80	617,19	528,50	512,73
Energia a Montante (kWh)	64.117	48.338	46.777	45.220	40.565	34.512	20.715	9.552
IPTS (% Energia Montante)	2,15%	1,74%	1,72%	1,71%	1,70%	1,79%	2,55%	5,37%
Energia de GD-FV (kWh)	0,00	15.244	16.768	18.293	22.866	28.846	42.554	53.702
IPTS (% Energia Passante)	2,15%	1,32%	1,27%	1,22%	1,09%	0,97%	0,84%	0,81%

A Tabela 14 apresenta os índices de perdas técnicas relativas à configuração de alocação de GD-FV do Cenário II, no qual os geradores FV estão localizados em um conjunto de nós vizinhos, em uma mesma derivação do alimentador de distribuição. Nela se pode observar que a configuração do Cenário II apresenta uma condição menos eficiente, uma vez que o IPTS (% Energia Passante) rapidamente tem seu valor estabilizado com o crescimento dos limites restritivos de integração da GD-FV (limites 1; 1,1; 1,2; 1,3; 1,4; 1,5; 3; 5; e 10) depois da redução esperada no índice de perdas, quando comparado com o Caso Base (CB). Tomando o Cenário II do sistema teste RDMT 148-barras – um alimentador de dimensão e carga maiores –, mesmo com uma elevada penetração de geração nominal FV, não se registra a minimização esperada da energia a montante da barra *slack*, como também da perda de energia do sistema. Assim, observa-se na Tabela 14 que o menor IPTS (% Energia Passante) estimado para o sistema RDMT é igual a 1,28%, enquanto que o mesmo sistema apresenta índice igual a 0,81% no Cenário I (Tabela 13). Verifica-se que, quando se concentra a GD-FV em uma derivação privilegiada do alimentador quanto à localização dos geradores, o fluxo de energia da GD-FV tentará atender também as cargas remotas em outras derivações a custas do aumento de perdas, ou seja, passam a ser objetivos concorrentes no problema (minimizar perdas e o fluxo a montante da barra *slack*).

Tabela 14. Resumo dos índices de perdas técnicas no segmento rede primária para o Cenário II dos sistemas de teste IEEE 37-barras, ALIAT 30-barras e RDMT 148-barras.

Sistema IEEE 37-barras (Cenário II)										
	CB	1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	3	5	10
Perda de Energia (kWh)	72,81	44,77	43,10	41,64	41,16	40,77	40,40	36,44	35,83	48,60
Energia a Montante (kWh)	31.242	25.347	24.759	24.170	23.955	23.778	23.602	20.956	17.499	10.907
IPTS (% Energia Montante)	0,23%	0,18%	0,17%	0,17%	0,17%	0,17%	0,17%	0,17%	0,20%	0,45%
Energia de GD-FV (kWh)	0,00	5.867	6.454	7.040	7.256	7.432	7.608	10.250	13.706	20.311
IPTS (% Energia Passante)	0,23%	0,14%	0,14%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,12%	0,11%	0,16%
Sistema ALIAT 30-barras (Cenário II)										
	CB	1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	3	5	10
Perda de Energia (kWh)	1.692	689,4	643,5	605,2	574,3	555,6	553,1	520,1	491,4	489,1
Energia a Montante (kWh)	12.011	7.096	6.659	6.229	5.809	5.504	5.463	4.867	4.086	2.205
IPTS (% Energia Montante)	14,09%	9,72%	9,66%	9,72%	9,89%	10,10%	10,12%	10,69%	12,03%	22,18%
Energia de GD-FV (kWh)	0,00	3.912	4.304	4.695	5.084	5.371	5.408	5.972	6.724	8.602
IPTS (% Energia Passante)	14,09%	6,26%	5,87%	5,54%	5,27%	5,11%	5,09%	4,80%	4,55%	4,53%
Sistema RDMT 148-barras (Cenário II)										
	CB	1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	3	5	10
Perda de Energia (kWh)	1.376	964,4	941,7	924,9	914,8	911,1	908,1	876,3	845,9	813,5
Energia a Montante (kWh)	64.117	52.822	51.711	50.770	50.154	49.925	49.737	47.558	44.897	38.265
IPTS (% Energia Montante)	2,15%	1,83%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,83%	1,84%	1,88%	2,13%
Energia de GD-FV (kWh)	0,00	10.884	11.972	12.895	13.502	13.727	13.912	16.059	18.690	25.289
IPTS (% Energia Passante)	2,15%	1,51%	1,48%	1,45%	1,44%	1,43%	1,43%	1,38%	1,33%	1,28%

O resumo dos índices de perdas para a configuração de alocação da GD-FV do Cenário III está apresentado na Tabela 15. Nela é possível verificar que o cenário de ampla integração da GD apresenta rápida redução no IPTS (% Energia Passante) e, como resposta da otimização, redução acentuada do fluxo de energia a montante da barra *slack* com o incremento de energia de GD-FV. A partir da Tabela 15 obtêm-se os índices característicos de perdas técnicas no segmento rede de distribuição para o Cenário III e também os menores valores para o IPTS (% Energia Passante), 0,07% (para IEEE); 3,83% (para ALIAT) e 0,77% (para RDMT).

Tabela 15. Resumo dos índices de perdas técnicas no segmento rede primária para o Cenário III dos sistemas de teste IEEE 37-barras, ALIAT 30-barras e RDMT 148-barras.

	Sistema IEEE 37-barras (Cenário III)		
	CB	1	1,1
Perda de Energia (kWh)	72,81	21,18	20,89
Energia a Montante (kWh)	31.242,06	5.985,83	3.465,08
IPTS (% Energia Montante)	0,23%	0,35%	0,60%
Energia de GD-FV (kWh)	0,00	25.204,59	27.725,05
IPTS (% Energia Passante)	0,23%	0,07%	0,07%
	Sistema ALIAT 30-barras (Cenário III)		
	CB	1	1,1
Perda de Energia (kWh)	1.692,02	420,72	410,76
Energia a Montante (kWh)	12.010,75	2.260,56	1.404,46
IPTS (% Energia Montante)	14,09%	18,61%	29,25%
Energia de GD-FV (kWh)	0,00	8.478,90	9.325,04
IPTS (% Energia Passante)	14,09%	3,92%	3,83%
	Sistema RDMT 148-barras (Cenário III)		
	CB	1	1,1
Perda de Energia (kWh)	1.376,01	484,42	489,53
Energia a Montante (kWh)	64.116,73	8.718,79	3.302,69
IPTS (% Energia Montante)	2,15%	5,56%	14,82%
Energia de GD-FV (kWh)	0,00	54.506,36	59.927,56
IPTS (% Energia Passante)	2,15%	0,77%	0,77%

4.3.2 Avaliação da rede de distribuição numa perspectiva de integração de geração distribuída FV

Para a realização dos estudos de planejamento das redes de distribuição com o objetivo de avaliar a necessidade de reforços e ampliações no SDMT, são necessários dados de demanda, do sistema de geração, bem como proceder à otimização das perdas técnicas (ANEEL, 2016b). Seu objetivo é, portanto, determinar uma política ótima que conduza os investimentos e/ou ações voltadas à necessidade de reforços e investimentos que considerem a promoção da eficiência da rede, minimizando, nesses termos, as perdas técnicas e maximizando os benefícios financeiros.

No que concerne à integração de GD-FV, o objetivo dos estudos do planejamento pode ser ampliado para avaliar a melhor condição de operação da rede de distribuição, em perspectiva de minimização de perdas de energia em um ambiente com significativa potência injetada a partir da GD-FV em relação à demanda das cargas. O problema referente à alocação da GD-FV nas redes de distribuição consiste em avaliar a

melhor configuração de instalação dos geradores FV na rede. Deve também estar traduzido em uma condição ótima de minimização de perdas que atenda às restrições técnicas do sistema.

Dessa forma, para possibilitar a análise de impactos dos cenários possíveis de integração da GD-FV nos estudos de planejamento, propõe-se adotar um Indicador de Avaliação, o qual se traduz em um mapeamento do objetivo de minimização da perda de energia no segmento rede de distribuição para cada configuração de integração de GD-FV. Esse indicador estabelece um padrão de avaliação e é obtido a partir da função abaixo descrita:

$$IA = \frac{E_{perdas}^{max} - E_{perdas}^{(l)}}{E_{perdas}^{max} - E_{perdas}^{min}} \quad (4.3)$$

onde E_{perdas}^{max} e E_{perdas}^{min} são os valores máximo e mínimo característicos da perda de energia do cenário em análise; $E_{perdas}^{(l)}$ é definido como a perda de energia estimada no cenário para cada restrição limite (l) de integração de GD-FV; e IA é o Indicador de Avaliação de cada cenário de integração GD, observado a partir da normalização da curva de perda de energia de cada alimentador de distribuição.

Observando a expressão (4.3), verifica-se que o Indicador de Avaliação (IA) deverá ser sempre positivo, desde que as perdas de energia estimadas permaneçam inferiores à perda de energia máxima de referência da rede distribuição. Para cada configuração de alocação da GD-FV estabelecida no cenário e para cada nível de integração de GD-FV, resulta um valor estimado de perda de energia, o que permite o cálculo do Indicador de Avaliação correspondente. Assim, quanto menor for a perda de energia estimada, melhor será o ajuste do cenário integração GD-FV ao objetivo de minimização esperado e mais próximo de 1 (um) estará o Indicador de Avaliação do cenário.

Para cada rede de distribuição de teste, foram traçadas as curvas normalizadas do Indicador de Avaliação das perdas de energia do cenário de integração, em função do nível de penetração da GD-FV. Os indicadores de avaliação foram calculados a partir da Equação (4.3), na qual utilizou-se o valor da perda de energia calculada no Caso Base como sendo a E_{perdas}^{max} ; e o valor calculado da perda de energia mínima característica à configuração de alocação da geração FV do cenário para a E_{perdas}^{min} .

A Figura 27 apresenta as curvas do Indicador de Avaliação do sistema teste IEEE 37-barras para os seus de cenários em função do nível de integração da GD-FV. Na referida figura, pode-se observar o melhor ajuste da curva do Cenário I em comparação com a curva do Cenário II, visto que, neste último, a curva não ultrapassa o patamar de 0,8 e ainda apresenta valores negativos para o indicador. Assim, o Cenário II, com GD-FV alocada em uma única derivação do alimentador, se mostra menos eficiente. As curvas também indicam o melhor ponto de ajuste do nível de integração da GD-FV, no qual o valor do Indicador de Avaliação é máximo, ou seja, onde a função objetivo do problema proposto alcança o seu ótimo. Outra informação importante dada pelas curvas refere-se ao nível de integração de GD-FV a partir do qual o Indicador de Avaliação decresce. Neste nível, a redução do indicador mostra o ponto a partir do qual as perdas de energia retomam o crescimento, mesmo com a redução da energia a montante da barra *slack*.

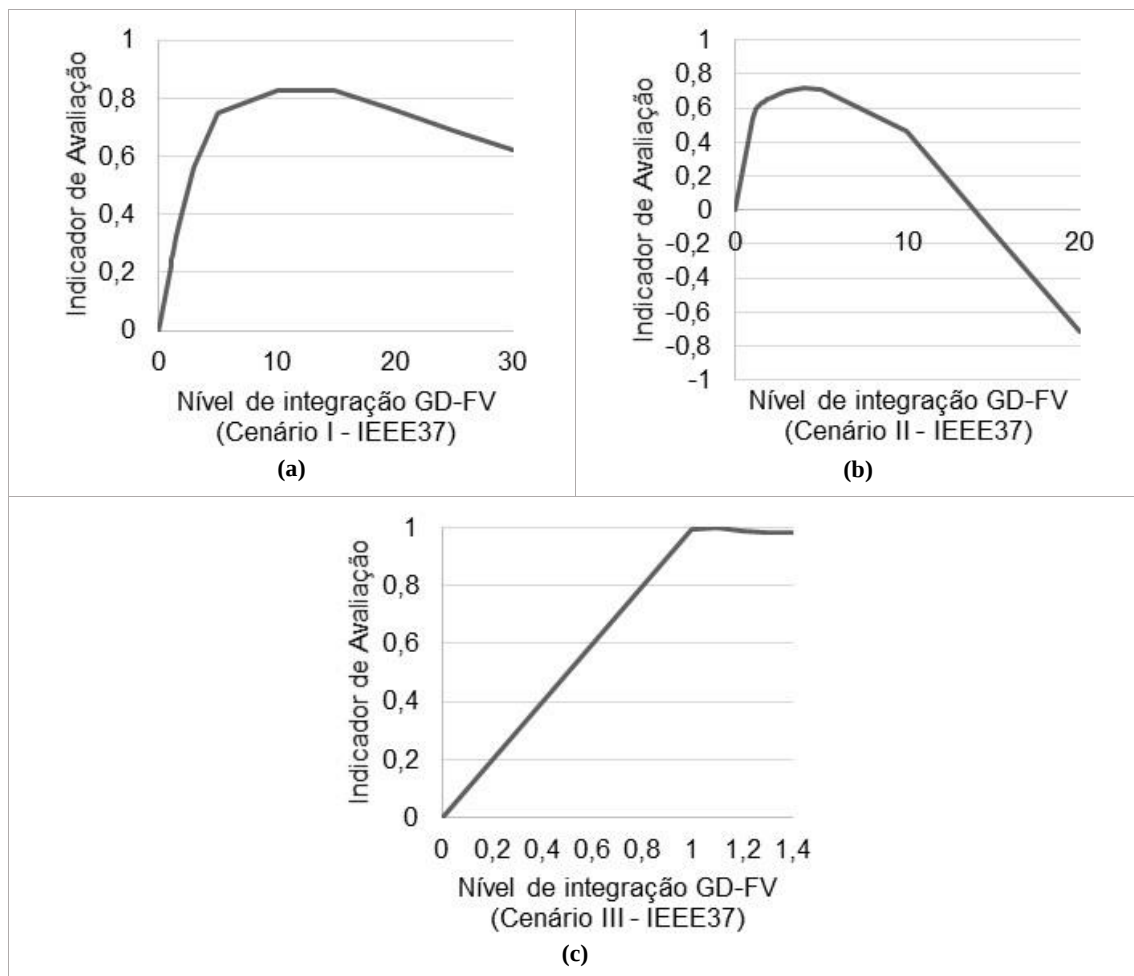


Figura 27. Indicador de avaliação de cenário para a minimização da Perda de Energia, sob a condição de aumento da penetração de GD-FV, para o sistema de teste IEEE 37-barras: (a) Cenário I; (b) Cenário II; (c) Cenário III.

As curvas do Indicador de Avaliação do sistema ALIAT 30-barras estão apresentadas na Figura 28. Nela observa-se um melhor ajuste do sistema à integração da GD-FV, com as curvas dos Cenários I e II ultrapassando o valor de 0,8 para o indicador e permanecendo estável e próximo ao máximo obtido no Cenário III. Este resultado está diretamente vinculado à característica do sistema ALIAT 30-barras, uma vez que não há em sua configuração grandes derivações, estando a geração FV, alocada no Cenário II, próxima ao tronco do alimentador. O sistema ALIAT 30-barras tem como característica ser um alimentador radial com cargas conectadas diretamente nas barras do tronco e em barras em derivações de pouca extensão. Daí, a semelhança entre as curvas nos seus cenários.

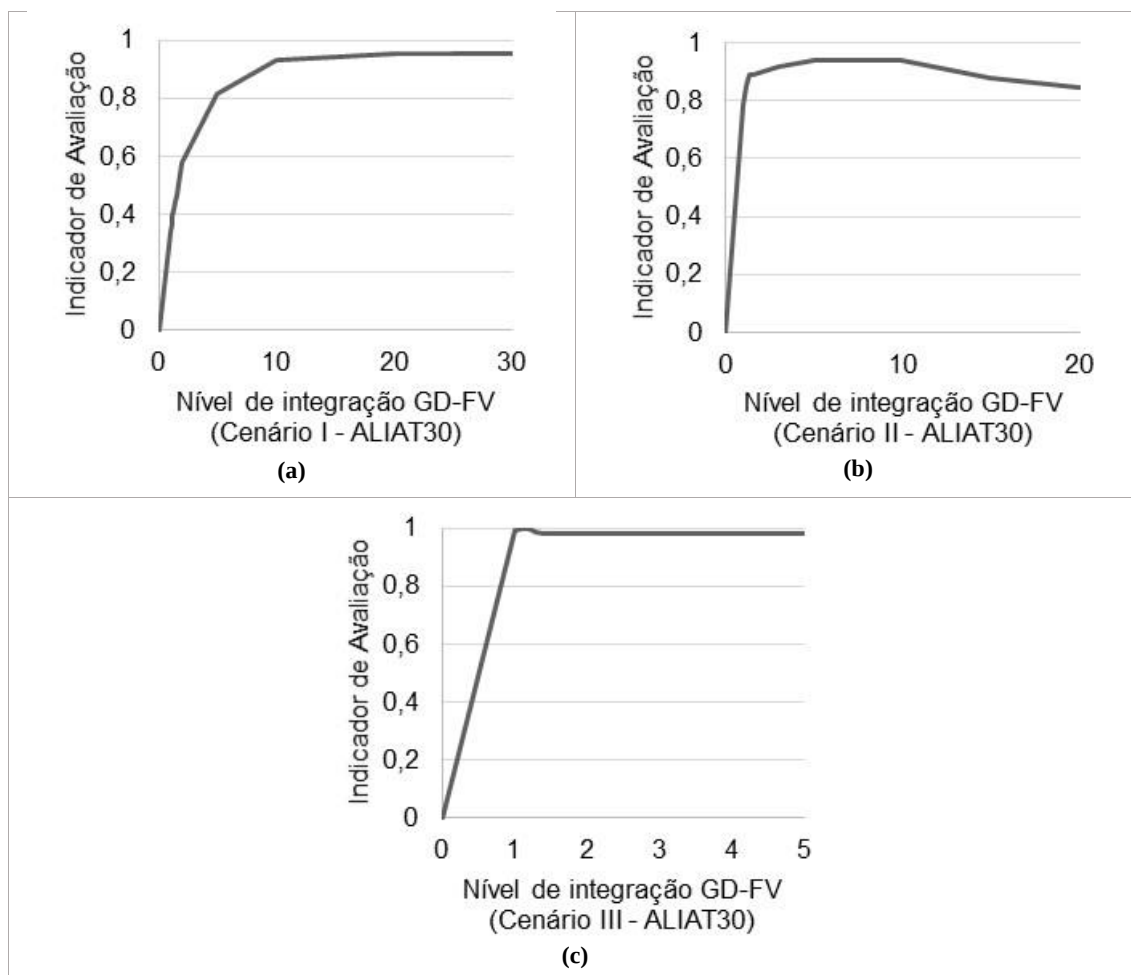


Figura 28. Indicador de avaliação de cenário para a minimização da Perda de Energia, sob a condição de aumento da penetração de GD-FV, para o sistema de teste ALIAT 30-barras: (a) Cenário I; (b) Cenário II; (c) Cenário III.

Para a rede de distribuição RDMT 148-barras, em virtude das características da sua topologia, que apresenta derivações de grande extensão e cargas agrupadas nos finais

de linha, pode-se observar, na Figura 29, a diferença acentuada no ajuste das curvas do seu Indicador de Avaliação. O arranjo de integração de GD-FV do Cenário II é menos eficiente em relação ao ajuste do objetivo de minimização de perdas, com valor de Indicador de Avaliação próximo a 0,6. Como já analisado, para o Cenário II – no sistema RDMT 148-barras – não se conseguiu a minimização total da energia da barra *slack* e as perdas convergiram em um valor ainda próximo da redução inicial, sendo, portanto, o arranjo menos eficiente.

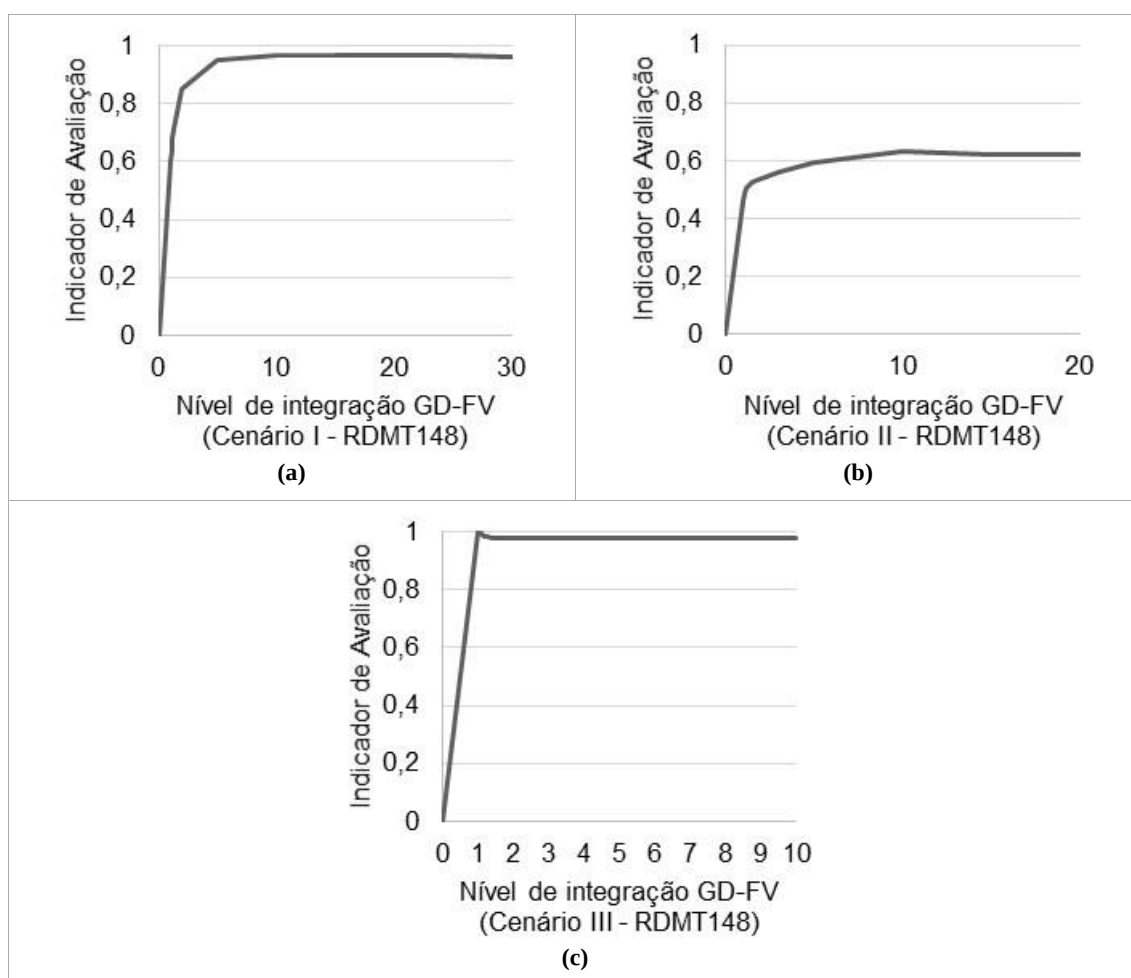


Figura 29. Indicador de avaliação de cenário para a minimização da Perda de Energia, sob a condição de aumento da penetração de GD-FV, para o sistema de teste RDMT 148-barras-barras: (a) Cenário I; (b) Cenário II; (c) Cenário III.

4.3.3 Energia evitada de geração a montante do sistema de distribuição

O planejamento da distribuição pode utilizar índices de perdas ou indicadores de avaliação da rede, a exemplo do que está proposto nesta tese, para observar a contribuição relativa das perdas de energia nos segmentos de distribuição – em uma rede com geração FV conectada – para o fator de emissão de CO₂ da geração de energia elétrica das fontes

conectadas ao SIN. Em virtude das perdas de energia elétrica no SDMT, a solicitação por geração para atender à previsão da demanda pode crescer e pressionar o sistema para uma maior utilização da geração térmica, principalmente em condições desfavoráveis de geração hídrica, como ocorre em algumas situações no SIN. Dessa forma, maiores valores de índices de perdas se traduzem em maior solicitação de geração do sistema a montante da barra *slack* do alimentador pertencente ao SDMT e, também, em maiores fatores de emissão de CO₂ por MWh gerado, quando a geração marginal disponível utiliza combustíveis fósseis. A diferença entre as perdas de energia no Caso Base e a perda de energia com fluxo de potência minimizado na barra *slack*, calculada nos cenários de integração FV, será igual às perdas evitadas de geração do SIN ou, ainda, à geração evitada com perdas de energia durante a produção diária dos sistemas de GD-FV conectados. Há, então, melhor equilíbrio da oferta-demanda no SDMT com a melhoria da eficiência do sistema, a partir da redução de perdas, resultando em um menor uso da geração térmica a montante do SDMT.

Assim, de modo semelhante ao que ocorre com o Fator de Emissão Médio (tCO₂ por MWh) da geração de energia elétrica no SIN – o qual é continuamente acompanhado³⁰ –, a contribuição relativa da redução das perdas de energia nos segmentos de distribuição poderia ser verificada a partir do cálculo de um fator de emissão de CO₂ correspondente à geração evitada do SIN.

Considerando a perspectiva de inserção crescente da potência injetada a partir da GD-FV, com a possibilidade do surgimento de fluxo de potência bidirecional na barra *slack*, o atendimento às restrições operacionais da rede deve ser observado. Assim, como restrição do problema, deve-se evitar que haja fluxo reverso de energia na barra da SED do alimentador (COSTA *et al*, 2019). Dessa forma, conforme a Equação (3.12), se a potência injetada pela GD-FV for igual à potência ativa consumida pelas cargas e também na forma de perdas registradas nas linhas, ocorrerá a independência energética do alimentador de distribuição, minimizando, assim, o fluxo de energia na barra *slack*.

No entanto, para o problema de integração de GD-FV abordado neste trabalho, a restrição que limita a potência instalada de geração à potência disponibilizada, conforme

³⁰ Os Fatores de Emissão de CO₂ da geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil estão disponíveis na página do Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (https://www.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao_despacho.html). Nela encontram-se disponibilizados o Fator de Emissão Médio (tCO₂/MWh) horário, diário, mensal e anual da geração do SIN. Os fatores de emissão da margem de operação, calculados pelo método da análise de despacho, refletem a intensidade das emissões de CO₂ da energia despachada na margem.

definido na Equação (3.1), funciona indiretamente como uma penalização incorporada à Função Objetivo Aumentada que foi proposta na metodologia. A relação limite (rt), que restringe o nível de penetração de potência de GD-FV, foi tomada com base no disposto na Resolução da ANEEL (2012), a qual estabelece as condições gerais para o acesso de geração distribuída e determina que a potência de GD deve ficar limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a geração será conectada.

Esse modelo de restrição operacional da ANEEL, que limita a potência de GD à potência disponibilizada, busca, de forma simplificada, permitir a conexão de GD ao sistema sem que haja a necessidade de verificar, a cada nova conexão, o estado do carregamento dos componentes de interligação e os níveis de tensão, ou ainda, sem que seja necessário avaliar o nível de perdas no sistema através de um estudo de fluxo de potência. Todavia, o planejamento da distribuição deveria buscar a verificação do estado da rede e a avaliação das perdas por meio de estudos de fluxo de potência e de processos de otimização da rede, uma vez que essas medidas promoveriam um melhor aproveitamento da integração da GD-FV ao SDMT e não penalizariam o objetivo de minimização de perdas de energia e de redução do fluxo na barra da SED (barra *slack*).

Nesse sentido, a metodologia proposta se adequa a um planejamento da distribuição que busque avaliar o comportamento do alimentador do SDMT quanto à disponibilidade de potência para cada arranjo padrão de conexão da GD-FV, numa perspectiva de independência energética do alimentador e de ampla integração de GD-FV, com melhor eficiência da rede, menores perdas e, por consequência, energia evitada a partir de geração do SIN.

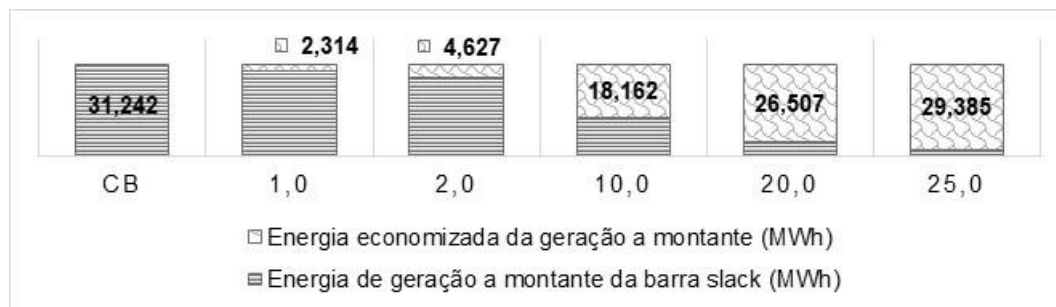
A dependência das tensões com relação à geração FV foi considerada na formulação do problema – no equacionamento do método –, quando se verificou que os limites operacionais das tensões não chegaram a se tornar ativos, mantendo-se, na maior parte dos níveis de integração da GD-FV, dentro da faixa adequada. As tensões mínimas foram verificadas nos intervalos de menor insolação, ou seja, naqueles com menor injeção de potência de GD-FV. Para todos os cenários, também foram verificados os limites térmicos dos cabos em cada trecho dos alimentadores de teste – em concordância com os limites das capacidades de condução de corrente dos condutores –, não sendo registrada nenhuma ultrapassagem dos limites de corrente. Assim, devido ao fato de a Função Objetivo Aumentada minimizar perdas de energia e fluxo de energia na barra *slack*, verificou-se que as correntes foram reduzidas na rede e o perfil das tensões permaneceu próximo do seu valor nominal.

Pelo exposto, a avaliação da metodologia realizada nos alimentadores radiais de teste demonstrou que há um grande espaço para potência de GD-FV possível de conexão ao sistema, sem ultrapassagem dos limites operacionais, e que, como adotado, o limite normativo para a conexão inicial de GD restringe demais o sistema. O planejamento da distribuição pode, então, buscar adequar seus estudos de maneira a estimar o estado da rede numa condição operativa que minimiza as perdas e conduz à independência energética do alimentador durante o período diário de produção da GD-FV. Essa nova concepção do planejamento da distribuição, que considera a criação de unidades responsáveis por estudo e projeto de redes inteligentes, deve também focar sua atuação em indicadores de gestão de: i) perdas; ii) impactos ambientais; iii) medição; iv) tarifação, como parte das previsões a serem realizadas através de cenários de integração de micro e minigeração distribuídas FV. A incorporação de uma metodologia para previsão de cenários de integração de GD-FV, no âmbito das novas unidades de planejamento da rede inteligente de distribuição, além de avaliar as condições para promover a redução de investimentos em reforços na rede e de custos de perdas, pode avaliar possíveis benefícios sobre os impactos ambientais.

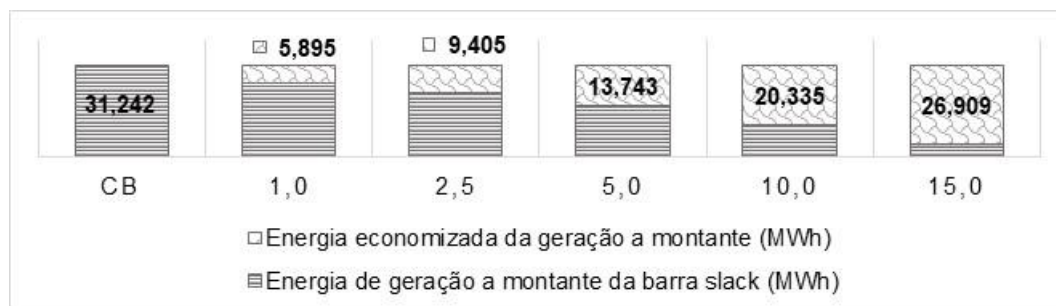
O método proposto possibilita o dimensionamento ótimo da GD-FV – no que diz respeito à potência nominal alocada possível de ser absorvida pelo alimentador, sem ultrapassagem de limites operacionais –, tomando como base o período diário de geração FV (COSTA et al, 2019). Assim, com a aplicação dos estudos de integração da GD-FV, o planejamento pode assegurar que o sistema de distribuição com GD-FV operará de forma satisfatória, identificando os cenários que possam vir a causar algum problema de capacidade de linha ou de atendimento ao nível de tensão, bem como aqueles que possam proporcionar melhor aproveitamento do potencial de GD-FV conectada.

Para avaliação desse aproveitamento da GD-FV, os gráficos das Figuras 30, 31 e 32 apresentam a energia evitada que seria fornecida pelo sistema de geração a montante da barra *slack* do alimentador de distribuição, como, por exemplo, a geração originada na UTE durante o período diário de insolação. Os gráficos da Figura 30 mostram também a redução estimada do uso da energia proveniente da geração a montante da barra da SED do sistema teste IEEE 37-barras para os três cenários de integração. A Figura 30 permite verificar que a energia absorvida da barra *slack* no Caso Base (CB) é de 31,242 MWh e que ocorre uma redução dessa energia advinda do sistema de geração a montante, alcançando uma economia de 30,996 MWh no Cenário III. Essa redução na demanda por geração a montante resulta em uma economia de água nos sistemas de reservatório e

possibilita menor utilização da geração sobrevivida de UTEs, fontes estas que apresentam maior custo de geração, maiores impactos ao meio ambiente e emissões de GEE. Mais uma vez, pode-se observar que o Cenário II apresenta um menor ajuste ao objetivo de minimização de perdas e independência energética do alimentador, uma vez que nele o problema converge em uma condição de menor economia da energia a montante, cujo valor alcança 26,909 MWh.



(a)



(b)



(c)

Figura 30. Energia de geração a montante da barra *slack* no Caso Base (CB) e energia economizada de geração a montante da barra *slack* sob a condição de aumento da penetração de GD-FV, para o sistema de teste IEEE 37-barras: (a) Cenário I; (b) Cenário II; (c) Cenário III.

A Figura 31 mostra a economia de energia possível para o sistema ALIAT 30-barras, sistema esse com menor consumo de energia no Caso Base (CB), apresentando valor de 12,011 MWh, e melhor ajuste à integração da GD-FV, conforme visto através das curvas do Indicador de Avaliação de cada cenário. Apesar de ter sido o sistema teste com maior índice de perdas – IPTS igual a 14,09% –, foi também o que conseguiu o

melhor ajuste à integração da GD-FV em virtude de ser um alimentador radial com derivações muito curtas e barras de cargas bastante concentradas no tronco. Assim, consegue-se, no Cenário II, uma economia máxima de energia da geração a montante igual a 11,459 MWh. Esse valor é próximo aos 11,815 MWh obtidos no Cenário I, porém para um nível de integração de GD-FV menor ($rt = 15$).

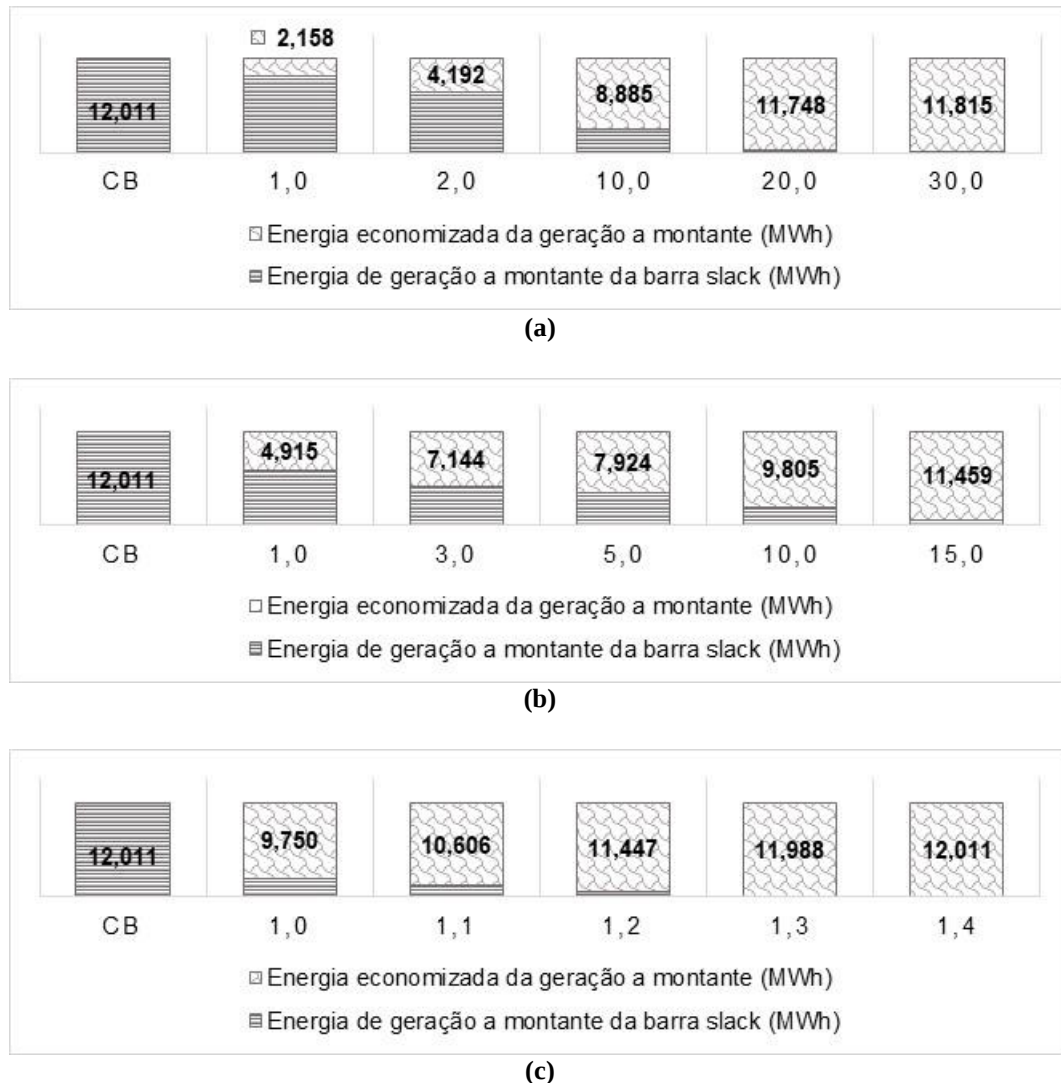


Figura 31. Energia de geração a montante da barra *slack* no Caso Base (CB) e energia economizada de geração a montante da barra *slack* sob a condição de aumento da penetração de GD-FV, para o sistema de teste ALIAT 30-barras: (a) Cenário I; (b) Cenário II; (c) Cenário III.

O alimentador RDMT 148-barras mostra que, para uma relação de penetração de GD-FV igual a 1,0, já se consegue, no Cenário III, com geração FV distribuída uniformemente em todos os nós de carga do alimentador (Figura 32c), uma condição próxima à ótima com relação ao total de energia economizada para o período diário de insolação. Demonstra-se aqui que a condição de ampla penetração de GD-FV no sistema de distribuição é, de longe, a mais apropriada. Nela se obtém o equilíbrio adequado de

distribuição dos geradores em todas as barras com clientes interligados. A distribuição uniforme da geração FV no Cenário III do sistema RDMT 148-barras, da mesma forma do que foi observado nos sistemas IEEE 37-barras e ALIAT 30-barras (Figura 30c e Figura 31c), traduz-se em uma economia acima de 80% de geração a montante da barra da SED.

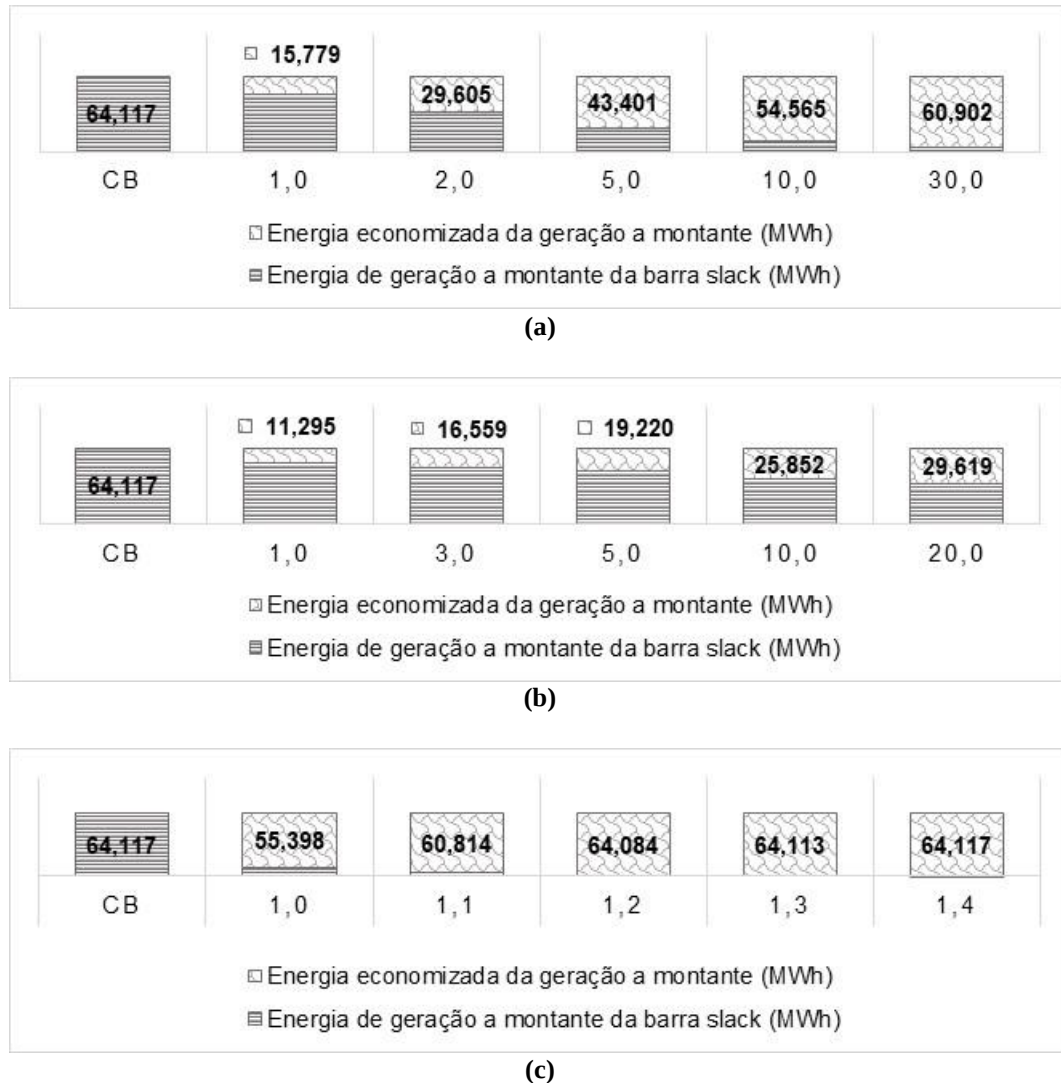


Figura 32. Energia de geração a montante da barra *slack* no Caso Base (CB) e energia economizada de geração a montante da barra *slack* sob a condição de aumento da penetração de GD-FV, para o sistema de teste RDMT 148-barras: (a) Cenário I; (b) Cenário II; (c) Cenário III.

Essa condição demonstra que o modelo de restrição operacional colocado pela ANEEL, que limita inicialmente a potência de GD à potência disponibilizada ao cliente, $rt = 1,0$, está adequado à expectativa de um cenário de ampla integração de GD-FV, com distribuição uniforme de geração em todas as barras com clientes. Nesse cenário, não haveria diferença de condições que refletissem na relação entre a localização da GD-FV nos conjuntos de unidades consumidoras da distribuidora e as classes consumidoras, a

dependem das condições socioeconômicas dos demandantes e possíveis geradores. Todavia, o Cenário II, que toma a geração FV concentrada em um conjunto de nós vizinhos, semelhante a uma microrrede conectada ao sistema, tem grande potencial de ocorrer nos alimentadores do SDMT, uma vez que reflete a configuração de maior concentração de GD em conjuntos de unidades consumidoras que apresentam melhores condições socioeconômicas e, portanto, são possíveis usuários da GD-FV. Como visto, o Cenário II de integração FV apresentou menor ajuste ao objetivo de minimização das perdas com independência energética do alimentador. Mostrou também ter o menor Indicador de Avaliação de cenário e, assim, reduzida eficiência operacional da rede – mesmo com aumento da penetração de GD-FV, como mostra a Figura 32b –, e menor economia de energia da geração a montante.

5. CONCLUSÕES

Os estudos orientados à análise dos possíveis impactos de uma maior presença de fontes renováveis na forma de geração distribuída têm tido grande relevância. Essa assertiva pode ser facilmente comprovada ao se pesquisar a literatura, que conta com diversos estudos dedicados ao tema. O crescente interesse na integração da geração distribuída FV nos sistemas elétricos operados pelas distribuidoras representa uma oportunidade para se inserirem no planejamento estratégico da distribuição novos indicadores operacionais relacionados à redução das perdas de energia nos alimentadores, a partir do dimensionamento ótimo da GD renovável. Para tanto, técnicas convencionais e algoritmos metaheurísticos para a integração ótima de GD renovável em redes de distribuição estão sendo revisitados.

A metodologia analítica proposta nesta tese utiliza como técnica de otimização o método dos multiplicadores de Lagrange em conjunto com o método de solução de Gauss e viabiliza a solução do problema de otimização em até duas iterações. A alternativa metodológica está baseada no cálculo do vetor gradiente, porém não utiliza passo arbitrado como ocorre no Método do Gradiente, e isso garante melhor convergência em situações nas quais uma busca linear exata é computacionalmente inviável. A metodologia aplicada também assegura menor esforço computacional, já que não usa a matriz Hessiana, como é feito quando se aplica o método de Newton.

A determinação da potência nominal ótima de geradores FV conectados ao sistema de distribuição considera na metodologia o cálculo dos fatores de capacidade e de carga variáveis durante o período diário de insolação. Dessa forma, traz um exame mais abrangente do problema de minimização das perdas de energia, uma vez que não analisa apenas a condição de pico da carga em um cenário único de demanda e de geração, mas observa toda a curva de produção diária de energia dos sistemas FV conectados e seu efeito sobre a carga em intervalos de tempo determinados. A metodologia possibilita o exame das perdas de energia em todo o período da curva de geração da GD-FV e não apenas minimiza as perdas totais de potência ativa em uma condição específica da demanda da carga ou da geração FV.

A restrição de limite do balanço de energia proposta, que busca a independência energética do alimentador, adicionada à Função Objetivo Aumentada de Lagrange, levou o problema de minimização a tornar-se multiobjetivo, uma vez que incorporou atividades concorrentes da redução de perdas de energia no alimentador e da redução do fluxo de

energia na barra *slack*. Assim, a busca da independência energética do alimentador nos cenários onde a geração FV está concentrada em uma única derivação provoca o aumento das perdas em determinado ponto da otimização. Neste ponto, ocorre a convergência do problema de minimização do fluxo na barra *slack* e as perdas de energia cessam sua queda e aumentam de valor.

As simulações feitas demonstram que a restrição de potência disponibilizada definida pela ANEEL limita sobremaneira a potência nominal de geração FV possível de ser instalada. Essa restrição atua indiretamente como uma penalização incorporada à Função Objetivo Aumentada proposta na metodologia. Dessa forma, o benefício da redução de perdas de energia é atenuado em um sistema de poucas e dispersas barras de geração, ou também naqueles que registram geradores concentrados em uma única derivação.

As simulações revelaram também que o uso de limites maiores da restrição de potência disponibilizada para a geração permite maiores reduções de perdas, e que há, nos alimentadores, espaço para maior integração de GD-FV sem que haja ultrapassagem de limites operacionais da rede. A restrição estabelecida pela agência reguladora, no que diz respeito à potência conectada de GD-FV, está bem mais alinhada a uma expectativa de ampla integração, mas apenas numa condição de distribuição uniforme de GD em todas as barras com clientes. Essa condição, no entanto, pode não ocorrer. O mapeamento dos geradores nos municípios de Natal e Parnamirim – área metropolitana bastante representativa dos arranjos urbanos brasileiros de porte médio – revelou que a disposição das unidades de GD-FV é bastante irregular, ao ponto de registrar áreas com elevada concentração de geradores enquanto em outras os registros são mínimos ou inexistentes. A análise dessa distribuição identificou dois possíveis fatores influenciadores da adoção da geração distribuída: i) áreas com maior presença de unidades consumidoras cuja arquitetura apresente a disponibilidade de telhados onde os painéis de geração FV possam ser instalados – bairros residenciais de baixa densidade de edificações verticais; ii) nível socioeconômico dos consumidores em cada localidade.

Nesse contexto, o fator socioeconômico parece ser o mais determinante na adoção de GD-FV pelo consumidor e, conseqüentemente, na disposição dos geradores na rede de distribuição. Por essa razão, há uma maior probabilidade de concentração da GD-FV em derivações da rede de distribuição cujas unidades consumidoras apresentem proprietários com IDHM-Renda mais elevado, o que gera uma condição semelhante a microrredes conectadas ao sistema de distribuição.

Uma maior concentração de GD em um conjunto de nós vizinhos do alimentador estabelece uma condição semelhante a uma microrrede conectada ao sistema durante o período diário de geração FV, o que leva a um menor ajuste do Indicador de Avaliação da rede de distribuição, no que diz respeito ao objetivo de minimização de perdas de energia e redução de fluxo na barra da SED.

A distribuição uniforme das unidades de geração FV manteve a redução das perdas de energia em conformidade com o objetivo proposto pela metodologia. Assim, a condição de microrrede com GD-FV, na qual os usuários da geração FV estão em conjuntos de unidades consumidoras que representam clientes de condição socioeconômica mais alta, tem potencial de provocar uma redução da eficiência operacional da rede, do ponto de vista do problema de otimização aqui proposto. As diferentes curvas de redução de perdas de energia e de indicadores de perdas avaliados neste trabalho refletem o efeito do nível de integração da potência de geração e da localização da GD-FV no alimentador de distribuição. Para todos os cenários de integração da GD-FV, ocorre uma saturação no processo de redução das perdas quando se alcança um valor de perda de energia particular à configuração de alocação da geração FV do cenário, a qual pode ser definida como a perda mínima característica da rede de distribuição quando o processo converge para um fluxo otimizado na barra da SED.

O Indicador de Avaliação da rede proposto nesta tese pode apoiar as decisões do planejamento da distribuição, através do mapeamento dos impactos daqueles cenários possíveis de integração da GD-FV, com base no objetivo de minimização da perda de energia no segmento rede de distribuição. As novas unidades de planejamento de redes inteligentes que estão sendo criadas nas empresas distribuidoras podem incorporar metodologias orientadas à projeção da integração da GD-FV, como a aqui desenvolvida. Essas metodologias objetivam avaliar as melhores condições de operação de suas redes de distribuição, considerando a perspectiva de minimização de perdas de energia em face da possibilidade de injeção significativa de potência advinda da GD-FV, assim como reduzir as assimetrias quanto aos benefícios do acesso à geração FV. Busca-se, portanto, uma melhor uniformidade na localização da GD-FV.

O planejamento da distribuição, apoiado nos indicadores estratégicos das unidades de redes inteligentes, pode avaliar a melhor configuração de instalação dos geradores FV na rede, em uma condição ótima de minimização de suas perdas e de redução do fluxo na barra da SED. Essa condição otimizada deve atender às restrições técnicas do sistema para possibilitar que o planejamento avalie as condições de minimizar

investimentos em reforços na rede e custos relacionados às perdas de energia, e, por consequência, que se reduzam pressões advindas das atividades do setor sobre o meio ambiente, bem como que contribua para a mitigação dos GEE.

5.1 Recomendações e perspectivas de trabalhos futuros

A metodologia desenvolvida e as análises presentes nesta tese corroboram para pôr em destaque a necessidade de se desenvolverem estudos complementares orientados ao dimensionamento ótimo dos sistemas de geração fotovoltaica integrados à rede de distribuição. Entre as perspectivas de trabalhos futuros vinculados ao objeto de pesquisa desta tese, podem ser citadas:

- a) O mapeamento da geração distribuída conectada ao sistema de distribuição de outras cidades e áreas metropolitanas do Brasil, a fim de identificar o quanto fatores socioeconômicos e ambientais têm contribuído para a decisão de adotar micro e minigeração fotovoltaicas, como também GD a partir de outras fontes. Com base nessa análise, será possível avaliar as assimetrias quanto aos benefícios da geração distribuída, no que diz respeito: i) aos incentivos e formas de acesso à rede de distribuição; ii) aos indicadores operacionais e os condicionantes para suas melhorias; iii) ao marco regulatório; iv) aos impactos tarifários para demandantes e demandados (distribuidora e prosumidores); v) aos resultados da política pública de incentivo à GD;
- b) A avaliação da metodologia proposta para a solução do mesmo problema de otimização em um Sistema de Distribuição de Baixa Tensão (SDBT), partindo do transformador de distribuição conectado em uma rede na configuração malhada, através de outro método para a solução do fluxo de potência que seja adequado aos sistemas malhados;
- c) A implementação do problema de otimização proposto, com a mesma abordagem de dimensionamento nominal da geração distribuída fotovoltaica, para a minimização da energia de perdas no período diário da curva de geração, utilizando técnicas metaheurísticas de otimização. As restrições do problema podem ser utilizadas como penalidades impostas à

função objetivo. Os resultados e o desempenho computacional podem ser avaliados e comparados com a abordagem proposta;

- d) A avaliação da metodologia proposta a partir de sua implementação em fluxos trifásicos para resolver o mesmo problema de otimização;
- e) A integração do comportamento estocástico da geração distribuída solar fotovoltaica à metodologia proposta, através da utilização de técnicas metaheurísticas, com locação ótima da GD.

REFERÊNCIAS

ABDMOULEH, Z. *et al.* Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from renewable energy sources. *Renewable Energy*, v. 113, p. 266-280, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.05.087>

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *ABNT NBR 7270*: cabos de alumínio nus com alma de aço zincado para linhas aéreas: especificação. Segunda edição: 11.02.2009. Válida a partir de 11.04.2009. Versão corrigida 2: 30.06.2010. Núm. de páginas: 23. Rio de Janeiro: ABNT, 2009a. Disponível em: <https://abnt.proxy.ufrj.br/colecao.aspx>. Acesso em: 22 ago. 19.

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *ABNT NBR 7271*: cabos de alumínio nus para linhas aéreas: especificação. Segunda edição: 13.02.2009. Válida a partir de 13.04.2009. Número de páginas: 19. Rio de Janeiro: ABNT, 2009b. Disponível em: <https://abnt.proxy.ufrj.br/colecao.aspx>. Acesso em: 22 ago.19.

ABU-MOUTI, F. S.; EL-HAWARY, M. E. Optimal Distributed Generation Allocation and Sizing in Distribution Systems via Artificial Bee Colony Algorithm. *IEEE Trans. Power Deliv.*, v. 26, p. 2090-2101, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2011.2158246>.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Nota Técnica n. 0056/2017-SRD/ANEEL, de 24 de maio de 2017*: atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024. Brasília: ANEEL, 2017a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>. Acesso em: 19 jun. 2017.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 1: Introdução*. Data de vigência: 01/03/2016. Brasília: ANEEL, 2016a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-1>. Acesso em: 02 jul. 2017.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 2: Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição*. Data de vigência: 07/07/2016. Brasília: ANEEL, 2016b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-2>. Acesso em: 13 jul. 2017.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 3: Acesso ao Sistema de Distribuição*. Data de vigência: 01/06/2017. Brasília: ANEEL, 2017b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-3>. Acesso em: 19 jun. 2017.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 7: Cálculo de Perdas na Distribuição*. Data de vigência: 15/04/2015. Brasília: ANEEL, 2015a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-7>. Acesso em: 19 jun. 2017.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica*. Data de vigência: 01/01/2018. Brasília: ANEEL, 2018a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>. Acesso em: 23 ago. 2019.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012*. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília: ANEEL, 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 06 jul. 2012.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015*. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília: ANEEL, 2015b. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 19 jun. 2017.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012: Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL. Anexo da Nota Técnica nº 0108/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL. Processo nº 48500.004924/2010-51. Versão n.1*. Brasília: ANEEL, 2018b. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AIR+-+SRD+-+Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida.pdf/769daa1c-51af-65e8-e4cf-24eba4f965c1>. Acesso em: 21 out. 2019.

ARAUJO, A. C. M. de. *Perdas e inadimplência na atividade de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil*. 2007. 116 f. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) – Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

ARVESEN, A. *et al.* Life cycle assessment of transport of electricity via different voltage levels: A case study for Nord-Trøndelag county in Norway. *Applied Energy*, v. 157, p. 144-151, 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.08.013>. Acesso em: 09 mar. 2017.

BHULLAR, S.; GHOSH, S. Optimal integration of multi distributed generation sources in radial distribution networks using a hybrid algorithm. *Energies*, v. 11, p. 628, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en11030628>.

BOYD, S.; VANDENBERGHE, L. *Convex Optimization*. 7. ed. New York, NY, USA: Cambridge University Press, 2004. ISBN 9780521833783.

CESPEDES, R. G. New method for the analysis of distribution networks. *IEEE Trans. Power Deliv.*, v. 5, n. 1, p. 391-396, 1990. Disponível em: <https://dx.doi.org/10.1109/61.107303>.

COSTA, J. A. *Otimização do nível de tensão de fornecimento através da alocação de capacitores e do ajuste dos taps dos transformadores de distribuição*. 2002. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2002.

COSTA, J. A. *et al.* Optimal Sizing of Photovoltaic Generation in Radial Distribution Systems using Lagrange Multipliers. *Energies*, v. 12, p. 1728, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en12091728>.

CEER – COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS. *CEER Status Review on European Regulatory Approaches Enabling Smart Grids Solutions* (“Smart Regulation”). [S.l.]: [s.n.], 2014. Disponível em: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab3/C13-EQS-57-04_RegulatoryApproaches to Smart Grids_21-Jan-2014-2.pdf. Acesso em: 19 jun. 2017.

CUNHA, A. P. da. *Bases conceituais da implantação de redes elétricas inteligentes de distribuição de energia elétrica*. 2011. 114 f. Tese (Doutorado em Engenharia de Energia e Automação Elétricas) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

DAHAL, S.; SALEHFAR, H. Impact of distributed generators in the power loss and voltage profile of three phase unbalanced distribution network. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, v. 77, p. 256-262, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.11.038>.

DAS, D.; NAGI, H. S.; KOTHARI, D. P. Novel method for solving radial distribution networks. *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, v. 141, n. 4, p. 291-298, 1994. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1049/ip-gtd:19949966>.

DOMMEL, H. W.; TINNEY, W.F. Optimal power Load Flow Solutions. *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, PAS-87, 1866-1876, 1968. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TPAS.1968.292150>.

DOPAZO, J.F. *et al.* An optimization technique for real and reactive power allocation. *Proc. IEEE*, v. 55, p. 1877-1885, 1967. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/PROC.1967.6017>.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Nota Técnica n. EPE-DEE-NT-022/2019-r0, de 09 de julho de 2019: Resposta da Demanda: conceitos, aspectos regulatórios e planejamento energético*. Brasília: EPE, 2019. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-389/NT_EPE_DEE-NT-022_2019-r0.pdf. Acesso em: 21 out. 2019.

EPRI – ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. *The Green Grid: Energy Savings and Carbon Emissions Reductions Enabled by a Smart Grid*. Palo Alto, California, USA: EPRI, 2008. Disponível em: https://www.smartgrid.gov/files/The_Green_Grid_Energy_Savings_Carbon_Emission_Reduction_En_200812.pdf. Acesso em: 17 jun. 2017.

EHSAN, A.; YANG, Q. Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques. *Appl. Energy*, v. 210, p. 44-59, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.10.106>.

FALCÃO, D. M. Integração de Tecnologias para Viabilização da *Smart Grid*. In: III SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (SBSE), 3., 2010, Belém-PA. *Anais do III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*.

FONSECA, J. N.; REIS, L. B. dos. *Empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil: temas relevantes para a gestão*. Rio de Janeiro: Synergia: ABDIB: ELETROBRAS: Fundação COGE, 2012.

FRIEDLANDER, A. *Elementos de programação não-linear*. Campinas, SP: Editora da UNICAMP, 1994.

GANGULY, S.; SAMAJPATI, D. Distributed generation allocation on radial distribution networks under uncertainties of load and generation using genetic algorithm. *IEEE Trans. Sustain. Energy*, v. 6, p. 688-697, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2406915>.

IPCC – INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. Energy supply. In: *Climate Change 2007: Mitigation*. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press, 2007. Disponível em: <http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg3/ar4-wg3-chapter4.pdf>. Acesso em: 08 jun. 2017.

KAKRAN, S.; CHANANA, S. Smart operations of smart grids integrated with distributed generation: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, v. 81, p. 524–535, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.045>.

KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. *IEEE Trans. Power Syst.*, v. 6, p. 975-985, 1991. Disponível em: <https://dx.doi.org/10.1109/59.119237>.

KHALED, U.; ELTAMALY, A. M.; BEROUAL, A. Optimal power flow using particle swarm optimization of renewable hybrid distributed generation. *Energies*, v. 10, p. 1013, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en10071013>.

LA ROVERE, E. L. (Coord.). *Subsídios para o planejamento da promoção da energia solar fotovoltaica no Brasil: Relatório Técnico*. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2011.

LI, Y. *et al.* Optimal distributed generation planning in active distribution networks considering integration of energy storage. *Appl. Energy*, v. 210, p. 1073-1081, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.008>.

MAHMOUD, K.; YORINO, N.; AHMED, A. Optimal Distributed Generation Allocation in Distribution Systems for Loss Minimization. *IEEE Trans. Power Syst.*, v. 31, p. 960-969, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2418333>.

MAHMOUD PESARAN, H. A.; HUY, P. D.; RAMACHANDARAMURTHY, V. K. A review of the optimal allocation of distributed generation: objectives, constraints, methods, and algorithms. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, v. 75, p. 293-312, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.071>.

MARINOPOULOS, A. G.; ALEXIADIS, M. C.; DOKOPOULOS, P. S. Energy losses in a distribution line with distributed generation based on stochastic power flow. *Electr. Power Syst. Res.*, v. 81, p. 1986-1994, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2011.06.006>.

MEDEIROS JÚNIOR, M. F. de; PIMENTEL FILHO, M. C. Optimal power flow in distribution networks by Newton's optimization methods. In: PROCEEDINGS OF THE IEEE INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON CIRCUITS AND SYSTEMS, ISCAS'98, 1998, Monterey, CA, USA. Volume 3, pp. 505-509.

MENA, A. J. G.; MARTÍN GARCÍA, J. A. An efficient approach for the siting and sizing problem of distributed generation. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, v. 69, p. 167-172, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.01.011>.

MONTICELLI, Alcir J. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. São Paulo: Edgard Blücher, 1983.

MORENO, N. de A. *Smart grids e a modelagem regulatória de infraestruturas*. Rio de Janeiro: Synergia, 2015.

NATAL. *Lei Complementar nº 082, de 21 de junho de 2007*. Dispõe sobre o Plano Diretor de Natal e dá outras providências. Natal: Prefeitura Municipal, 2007. Disponível em: www.natal.rn.gov.br/_anexos/publicacao/legislacao/leiComplementar_082.pdf. Acesso em: 22 dez. 2019.

- NOR, N. M. *et al.* Battery Storage for the Utility-Scale Distributed Photovoltaic Generations. *IEEE Access*, v. 6, p. 1137-1154, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2017.2778004>.
- OECD – ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT. *Electricity: Renewables and Smart Grids*. Paris: OECD, 2011. Disponível em: <http://www.oecd.org/regreform/sectors/46586020.pdf>. Acesso em: 15 jun. 2017.
- PIMENTEL FILHO, M. C. *Otimização do Fluxo de Carga pelo Método da Soma de Potências*. 1997. 81 f. Dissertação (Mestrado) – Departamento de Engenharia Elétrica, Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 1997.
- RAU, N. S.; WAN, Y. H. Optimum Location of Resources in Distributed Planning. *IEEE Trans. Power Syst.*, v. 9, p. 2014-2020, 1994. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/59.331463>.
- REIS, L. B. dos. *Geração de energia elétrica*. 2. ed. Barueri, SP: Manole, 2011.
- RIBEIRO, C. L. *Aspectos Institucionais para o Smart Grid no Brasil: riscos, oportunidades e desafios regulatórios*. Brasília: [s.n.], 2011. Disponível em: <http://smartgrid.com.br/eventos/smartgrid2011/pdf/032.pdf>. Acesso em: 08 jun. 2017.
- SANJAY, R. *et al.* Optimal allocation of distributed generation using hybrid Grey Wolf Optimizer. *IEEE Access*, v. 5, p. 14807-14818, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2017.2726586>.
- SHAUKAT, N. *et al.* A survey on consumers empowerment, communication technologies, and renewable generation penetration within Smart Grid. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, v. 81, p. 1453-1475, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.208>.
- SHENG, W. *et al.* Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation via an Improved Nondominated Sorting Genetic Algorithm II. *IEEE Trans. Power Deliv.*, v. 30, p. 569-578, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2014.2325938>.
- SINGH, B.; SHARMA, J. A review on distributed generation planning. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, v. 76, p. 529-544, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.034>.
- SQUIRES, R. B. Economic Dispatch of Generation Directly from Power System. *Trans. Am. Inst. Electr. Eng. Part III Power Appar. Syst.*, v. 79, n. 3, p. 1235-1244, abr. 1960. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/AIEEPAS.1960.4500947>.
- TOLEDO, F. *Desvendando as redes elétricas inteligentes*. Rio de Janeiro: Brasport, 2012.

U. S. DEPARTMENT OF ENERGY. *The Smart Grid: an introduction*. jan. 2008. Disponível em: http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE_SG_Book_Single_Pages%281%29.pdf. Acesso em: 07 ago. 2012.

U. S. DEPARTMENT OF ENERGY. *2010 Smart Grid System Report*. feb. 2012. Disponível em: <http://energy.gov/sites/prod/files/2010%20Smart%20Grid%20System%20Report.pdf>. Acesso em: 07 ago. 2012.

VARAIYA, P. P.; WU, F. F.; BIALEK, J. W. Smart operation of Smart Grid: risk-limiting dispatch. *Proceedings of the IEEE*, v. 99, n. 1, p. 40–57, jan. 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/JPROC.2010.2080250>.

VIRAL, R.; KHATOD, D. K. An analytical approach for sizing and siting of DGs in balanced radial distribution networks for loss minimization. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, v. 67, p. 191-201, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.11.017>.

APÊNDICE A – DADOS DAS BARRAS E DAS LINHAS DO SISTEMA IEEE 37-BARRAS (ADAPTADO)

O sistema de teste IEEE 37-barras, cujas características estão descritas em Kersting (1991), foi adaptado para um sistema de 36-barras. A Tabela 16 apresenta os dados das barras do sistema IEEE 37-barras com as potências ativa e reativa constantes conectadas a cada barra de carga. Notar, na Tabela 17, que o número da linha (número do ramo), após a Subestação de Distribuição (SED), é igual ao número da barra conectada imediatamente a jusante da linha.

Tabela 16. Dados das barras com consumidor do Sistema IEEE 37-barras adaptado para um sistema com 36-barras.

Barra	Potência Ativa PC (kW)	Potência Reativa QC (kvar)	Tensão Nominal (kV)
SED	0,00	0,00	13,8
1	840,00	420,00	13,8
4	113,30	53,30	13,8
6	113,30	53,30	13,8
8	113,30	53,30	13,8
10	124,00	58,70	13,8
11	113,30	53,30	13,8
12	50,70	24,00	13,8
13	113,30	53,30	13,8
15	56,00	28,00	13,8
17	56,00	28,00	13,8
18	214,70	106,70	13,8
19	56,00	28,00	13,8
20	56,00	28,00	13,8
21	56,00	28,00	13,8
22	168,00	84,00	13,8
23	113,30	53,30	13,8
25	56,00	28,00	13,8
26	113,30	53,30	13,8
27	56,00	28,00	13,8
28	186,70	93,30	13,8
29	168,00	82,70	13,8
31	56,00	28,00	13,8
33	56,00	28,00	13,8
34	113,30	53,30	13,8
35	113,30	53,30	13,8

Tabela 17. Dados das linhas do Sistema IEEE 37-barras adaptado para Sistema com 36-barras.

Linha	De	Para	R(Ω)	X(Ω)	Condutor	Distância (km)
1	SED	1	0,0368	0,1404	1000 KCM AA	0,564
2	1	2	0,0375	0,0805	500 KCM AA	0,293
3	2	3	0,0515	0,1107	500 KCM AA	0,402
4	3	4	0,1017	0,0728	2/0 AA	0,183
5	4	5	0,0339	0,0243	2/0 AA	0,061
6	2	6	0,0610	0,0437	2/0 AA	0,110
7	6	7	0,0881	0,0631	2/0 AA	0,158
8	7	8	0,1356	0,0971	2/0 AA	0,244
9	2	9	0,1167	0,0435	#2 AA	0,122
10	9	10	0,0933	0,0348	#2 AA	0,098
11	9	11	0,0700	0,0261	#2 AA	0,073
12	7	12	0,0233	0,0087	#2 AA	0,024
13	12	13	0,1517	0,0565	#2 AA	0,158
14	8	14	0,2683	0,1000	#2 AA	0,280
15	14	15	0,2217	0,0826	#2 AA	0,232
16	8	16	0,1017	0,0728	2/0 AA	0,183
17	16	17	0,0817	0,0304	#2 AA	0,085
18	14	18	0,0350	0,0130	#2 AA	0,037
19	3	19	0,0700	0,0261	#2 AA	0,073
20	19	20	0,0475	0,0340	#2 AA	0,085
21	20	21	0,0817	0,0304	#2 AA	0,085
22	20	22	0,0583	0,0217	#2 AA	0,061
23	5	23	0,1017	0,0728	2/0 AA	0,183
24	5	24	0,0542	0,0388	2/0 AA	0,098
25	24	25	0,0933	0,0348	#2 AA	0,098
26	24	26	0,0542	0,0388	2/0 AA	0,098
27	26	27	0,0949	0,0680	2/0 AA	0,171
28	27	28	0,1085	0,0777	2/0 AA	0,195
29	28	29	0,0678	0,0486	2/0 AA	0,122
30	29	30	0,0678	0,0486	2/0 AA	0,122
31	30	31	0,0678	0,0486	2/0 AA	0,122
32	27	32	0,1517	0,0565	#2 AA	0,158
33	32	33	0,3733	0,1391	#2 AA	0,390
34	32	34	0,0583	0,0217	#2 AA	0,061
35	30	35	0,0583	0,0217	#2 AA	0,061

APÊNDICE B – DADOS DAS BARRAS E DAS LINHAS DO SISTEMA ALIAT 30-BARRAS (ADAPTADO)

O sistema teste ALIAT 30-barras adaptado do alimentador de distribuição radial cujas características e parâmetros da rede originais estão descritos em Pimentel Filho (1997). A Tabela 18 apresenta os dados das barras do sistema ALIAT 30-barras com as potências ativa e reativa constantes conectadas a cada barra de carga. Notar, na Tabela 19, que o número da linha (número do ramo), após a Subestação de Distribuição (SED), é igual ao número da barra conectada imediatamente a jusante da linha.

Tabela 18. Dados das barras com consumidor do Sistema ALIAT 30-barras adaptado.

Barra	Potência Ativa PC (kW)	Potência Reativa QC (kvar)	Tensão Nominal (kV)
SED	0,00	0,00	13,8
1	13,71	7,02	13,8
2	30,87	15,81	13,8
3	9,78	5,01	13,8
5	8,22	4,21	13,8
6	10,29	5,27	13,8
7	8,76	4,49	13,8
8	32,94	16,88	13,8
9	3,09	1,58	13,8
10	12,36	6,33	13,8
11	8,22	4,21	13,8
12	2,07	1,06	13,8
13	20,58	10,54	13,8
14	2,07	1,06	13,8
15	188,01	96,32	13,8
16	34,98	17,92	13,8
17	1,02	0,52	13,8
18	7,20	3,69	13,8
19	158,16	81,03	13,8
20	4,80	2,46	13,8
22	8,22	4,21	13,8
23	25,74	13,19	13,8
24	21,27	10,90	13,8
25	2,07	1,06	13,8
26	1,71	0,88	13,8
28	444,30	227,62	13,8
29	24,03	12,31	13,8

Tabela 19. Dados das linhas do Sistema ALIAT 30-barras adaptado para Sistema com 36-barras.

Linha	De	Para	R(Ω)	X(Ω)	Condutor	Distância (km)
1	SED	1	2,1000	1,5000	1/0CAA	3,000
2	1	2	0,5250	0,3750	1/0CAA	0,750
3	2	3	1,9111	0,5878	4CA	1,250
4	2	4	4,5500	3,2500	1/0CAA	6,500
5	4	5	3,0578	0,9404	4CA	2,000
6	5	6	3,0578	0,9404	4CA	2,000
7	5	7	3,0578	0,9404	4CA	2,000
8	4	8	2,4500	1,7500	1/0CAA	3,500
9	8	9	0,7000	0,5000	1/0CAA	1,000
10	9	10	2,1000	1,5000	1/0CAA	3,000
11	10	11	1,4000	1,0000	1/0CAA	2,000
12	10	12	1,0500	0,7500	1/0CAA	1,500
13	12	13	1,0500	0,7500	1/0CAA	1,500
14	13	14	0,9800	0,7000	1/0CAA	1,400
15	14	15	1,7500	1,2500	1/0CAA	2,500
16	14	16	1,9250	1,3750	1/0CAA	2,750
17	16	17	0,8750	0,6250	1/0CAA	1,250
18	17	18	4,5867	1,4106	4CA	3,000
19	17	19	1,2250	0,8750	1/0CAA	1,750
20	14	20	3,8500	2,7500	1/0CAA	5,500
21	20	21	1,2250	0,8750	1/0CAA	1,750
22	21	22	1,5289	0,4702	4CA	1,000
23	22	23	0,6116	0,1881	4CA	0,400
24	21	24	1,9111	0,5878	4CA	1,250
25	24	25	3,8223	1,1755	4CA	2,500
26	25	26	1,5289	0,4702	4CA	1,000
27	24	27	3,8223	1,1755	4CA	2,500
28	27	28	5,3512	1,6457	4CA	3,500
29	28	29	2,2934	0,7053	4CA	1,500

APÊNDICE C – DADOS DAS BARRAS E DAS LINHAS DO SISTEMA RDMT 148-BARRAS (ADAPTADO)

O sistema RDMT 148-barras foi obtido a partir do alimentador de distribuição radial de teste utilizado em Costa (2002), tendo sido adaptado através da introdução de cinco clientes primários, com potência nominal de 500 kVA cada um, nas barras 5, 11, 109, 137 e 146. A Tabela 20 apresenta os dados das barras do sistema RDMT 148-barras com as potências ativa e reativa constantes conectadas a cada barra de carga. Notar, na Tabela 21, que o número da linha (número do ramo), após a Subestação de Distribuição (SED), é igual ao número da barra conectada imediatamente a jusante da linha.

Tabela 20. Dados das barras com consumidor do Sistema RDMT 148-barras adaptado.

Barra	Potência Ativa PC (kW)	Potência Reativa QC (kvar)	Tensão Nominal (kV)
SED	0,0000	0,0000	13,8
5	425,0000	263,3913	13,8
7	63,7500	39,5087	13,8
9	63,7500	39,5087	13,8
11	425,0000	263,3913	13,8
12	63,7500	39,5087	13,8
15	63,7500	39,5087	13,8
21	95,6250	59,2631	13,8
22	25,5000	15,8035	13,8
23	95,6250	59,2631	13,8
25	63,7500	39,5087	13,8
26	63,7500	39,5087	13,8
27	63,7500	39,5087	13,8
28	95,6250	59,2631	13,8
31	63,7500	39,5087	13,8
32	63,7500	39,5087	13,8
34	63,7500	39,5087	13,8
35	38,2500	23,7052	13,8
36	95,6250	59,2631	13,8
37	63,7500	39,5087	13,8
39	38,2500	23,7052	13,8
40	63,7500	39,5087	13,8
42	63,7500	39,5087	13,8
44	63,7500	39,5087	13,8
46	95,6250	59,2631	13,8
47	63,7500	39,5087	13,8
48	63,7500	39,5087	13,8
51	25,5000	15,8035	13,8
52	25,5000	15,8035	13,8
53	25,5000	15,8035	13,8

55	63,7500	39,5087	13,8
56	63,7500	39,5087	13,8
57	95,6250	59,2631	13,8
59	63,7500	39,5087	13,8
62	95,6250	59,2631	13,8
64	38,2500	23,7052	13,8
67	63,7500	39,5087	13,8
69	127,5000	79,0174	13,8
72	63,7500	39,5087	13,8
73	25,5000	15,8035	13,8
75	63,7500	39,5087	13,8
77	95,6250	59,2631	13,8
80	63,7500	39,5087	13,8
83	38,2500	23,7052	13,8
85	63,7500	39,5087	13,8
88	95,6250	59,2631	13,8
89	63,7500	39,5087	13,8
92	38,2500	23,7052	13,8
94	25,5000	15,8035	13,8
96	63,7500	39,5087	13,8
100	38,2500	23,7052	13,8
102	63,7500	39,5087	13,8
104	38,2500	23,7052	13,8
107	95,6250	59,2631	13,8
109	425,0000	263,3913	13,8
111	38,2500	23,7052	13,8
113	63,7500	39,5087	13,8
115	63,7500	39,5087	13,8
117	63,7500	39,5087	13,8
118	63,7500	39,5087	13,8
120	63,7500	39,5087	13,8
121	63,7500	39,5087	13,8
123	63,7500	39,5087	13,8
125	95,6250	59,2631	13,8
127	95,6250	59,2631	13,8
128	63,7500	39,5087	13,8
130	63,7500	39,5087	13,8
132	38,2500	23,7052	13,8
135	63,7500	39,5087	13,8
136	63,7500	39,5087	13,8
137	425,0000	263,3913	13,8
139	63,7500	39,5087	13,8
140	63,7500	39,5087	13,8
141	25,5000	15,8035	13,8
144	25,5000	15,8035	13,8
146	425,0000	263,3913	13,8
147	95,6250	59,2631	13,8

Tabela 21. Dados das linhas do Sistema RDMT 148-barras adaptado para Sistema com 36-barras.

Linha	De	Para	R(Ω)	X(Ω)	Condutor	Distância (km)
1	SED	1	0,0107	0,0252	120MM ²	0,063
2	1	2	0,0071	0,0168	120MM ²	0,042
3	2	3	0,1412	0,3323	120MM ²	0,832
4	3	4	0,0399	0,0939	120MM ²	0,235
5	4	5	0,0207	0,0487	120MM ²	0,122
6	5	6	0,0460	0,0941	336.4CA	0,243
7	6	7	0,0227	0,0465	336.4CA	0,120
8	7	8	0,0042	0,0085	336.4CA	0,022
9	8	9	0,0212	0,0434	336.4CA	0,112
10	9	10	0,0038	0,0077	336.4CA	0,020
11	10	11	0,0134	0,0275	336.4CA	0,071
12	11	12	0,0078	0,0159	336.4CA	0,041
13	12	13	0,0131	0,0267	336.4CA	0,069
14	13	14	0,0083	0,0170	336.4CA	0,044
15	14	15	0,0038	0,0077	336.4CA	0,020
16	15	16	0,0152	0,0310	336.4CA	0,080
17	16	17	0,0259	0,0531	336.4CA	0,137
18	17	18	0,0254	0,0519	336.4CA	0,134
19	18	19	0,0380	0,0460	4/0CAA	0,100
20	19	20	0,0616	0,0745	4/0CAA	0,162
21	1	21	0,0017	0,0040	120MM ²	0,010
22	2	22	0,0212	0,0499	120MM ²	0,125
23	3	23	0,0066	0,0156	120MM ²	0,039
24	4	24	0,0144	0,0339	120MM ²	0,085
25	24	25	0,0122	0,0288	120MM ²	0,072
26	25	26	0,0163	0,0383	120MM ²	0,096
27	24	27	0,0231	0,0543	120MM ²	0,136
28	27	28	0,0297	0,0699	120MM ²	0,175
29	6	29	0,0023	0,0046	336.4CA	0,012
30	29	30	0,0210	0,0430	336.4CA	0,111
31	30	31	0,0076	0,0155	336.4CA	0,040
32	31	32	0,0256	0,0523	336.4CA	0,135
33	30	33	0,0023	0,0046	336.4CA	0,012
34	33	34	0,0076	0,0155	336.4CA	0,040
35	34	35	0,0229	0,0469	336.4CA	0,121
36	29	36	0,0112	0,0229	336.4CA	0,059
37	36	37	0,0729	0,1491	336.4CA	0,385
38	37	38	0,0119	0,0244	336.4CA	0,063
39	38	39	0,0030	0,0062	336.4CA	0,016
40	38	40	0,0042	0,0085	336.4CA	0,022
41	37	41	0,0110	0,0225	336.4CA	0,058
42	41	42	0,0076	0,0155	336.4CA	0,040
43	41	43	0,0095	0,0194	336.4CA	0,050
44	43	44	0,0076	0,0155	336.4CA	0,040

45	10	45	0,0076	0,0155	336.4CA	0,040
46	45	46	0,0009	0,0019	336.4CA	0,005
47	13	47	0,0186	0,0380	336.4CA	0,098
48	47	48	0,0229	0,0469	336.4CA	0,121
49	48	49	0,0061	0,0124	336.4CA	0,032
50	49	50	0,0133	0,0271	336.4CA	0,070
51	50	51	0,0049	0,0101	336.4CA	0,026
52	50	52	0,0076	0,0155	336.4CA	0,040
53	52	53	0,0305	0,0624	336.4CA	0,161
54	14	54	0,0104	0,0213	336.4CA	0,055
55	54	55	0,0087	0,0178	336.4CA	0,046
56	54	56	0,0373	0,0763	336.4CA	0,197
57	16	57	0,0265	0,0542	336.4CA	0,140
58	17	58	0,0474	0,0968	336.4CA	0,250
59	58	59	0,0218	0,0445	336.4CA	0,115
60	58	60	0,0275	0,0562	336.4CA	0,145
61	60	61	0,0208	0,0426	336.4CA	0,110
62	61	62	0,0119	0,0244	336.4CA	0,063
63	60	63	0,0480	0,0153	4CAA	0,030
64	63	64	0,0224	0,0071	4CAA	0,014
65	63	65	0,1872	0,0597	4CAA	0,117
66	65	66	0,1888	0,0602	4CAA	0,118
67	66	67	0,0928	0,0296	4CAA	0,058
68	65	68	0,3152	0,1005	4CAA	0,197
69	68	69	0,1664	0,0530	4CAA	0,104
70	68	70	0,0816	0,0260	4CAA	0,051
71	70	71	0,1200	0,0383	4CAA	0,075
72	71	72	0,0368	0,0117	4CAA	0,023
73	71	73	0,1904	0,0607	4CAA	0,119
74	19	74	0,1280	0,0408	4CAA	0,080
75	74	75	0,2160	0,0689	4CAA	0,135
76	75	76	0,2320	0,0740	4CAA	0,145
77	76	77	0,1040	0,0332	4CAA	0,065
78	76	78	0,0448	0,0143	4CAA	0,028
79	78	79	0,2160	0,0689	4CAA	0,135
80	79	80	0,0624	0,0199	4CAA	0,039
81	79	81	0,0256	0,0082	4CAA	0,016
82	81	82	0,1152	0,0367	4CAA	0,072
83	82	83	0,2944	0,0938	4CAA	0,184
84	19	84	0,1760	0,0561	4CAA	0,110
85	84	85	0,1872	0,0597	4CAA	0,117
86	84	86	0,2032	0,0648	4CAA	0,127
87	86	87	0,0992	0,0316	4CAA	0,062
88	87	88	0,0512	0,0163	4CAA	0,032
89	86	89	0,3040	0,0969	4CAA	0,190
90	89	90	0,1248	0,0398	4CAA	0,078
91	90	91	0,0448	0,0143	4CAA	0,028
92	91	92	0,1840	0,0587	4CAA	0,115
93	92	93	0,0640	0,0204	4CAA	0,040

94	93	94	0,1056	0,0337	4CAA	0,066
95	90	95	0,1696	0,0541	4CAA	0,106
96	95	96	0,1728	0,0551	4CAA	0,108
97	95	97	0,1008	0,0321	4CAA	0,063
98	97	98	0,1056	0,0337	4CAA	0,066
99	98	99	0,0480	0,0153	4CAA	0,030
100	99	100	0,1040	0,0332	4CAA	0,065
101	98	101	0,1056	0,0337	4CAA	0,066
102	101	102	0,0912	0,0291	4CAA	0,057
103	101	103	0,0512	0,0163	4CAA	0,032
104	103	104	0,1696	0,0541	4CAA	0,106
105	103	105	0,0864	0,0275	4CAA	0,054
106	105	106	0,0560	0,0179	4CAA	0,035
107	106	107	0,1872	0,0597	4CAA	0,117
108	105	108	0,5408	0,1724	4CAA	0,338
109	108	109	0,1680	0,0536	4CAA	0,105
110	108	110	0,2640	0,0842	4CAA	0,165
111	110	111	0,0496	0,0158	4CAA	0,031
112	110	112	0,1568	0,0500	4CAA	0,098
113	112	113	0,2832	0,0903	4CAA	0,177
114	113	114	0,2464	0,0785	4CAA	0,154
115	114	115	0,1056	0,0337	4CAA	0,066
116	112	116	0,0848	0,0270	4CAA	0,053
117	116	117	0,2352	0,0750	4CAA	0,147
118	116	118	0,1856	0,0592	4CAA	0,116
119	20	119	0,0528	0,0168	4CAA	0,033
120	18	121	0,0110	0,0133	4/0CAA	0,029
121	119	120	0,0640	0,0204	4CAA	0,040
122	121	122	0,0528	0,0639	4/0CAA	0,139
123	122	123	0,0640	0,0204	4CAA	0,040
124	122	124	0,1504	0,0479	4CAA	0,094
125	124	125	0,0672	0,0214	4CAA	0,042
126	124	126	0,4080	0,1301	4CAA	0,255
127	126	127	0,1216	0,0388	4CAA	0,076
128	126	128	0,2240	0,0714	4CAA	0,140
129	128	129	0,4944	0,1576	4CAA	0,309
130	129	130	0,1200	0,0383	4CAA	0,075
131	129	131	0,0256	0,0082	4CAA	0,016
132	131	132	0,5056	0,1612	4CAA	0,316
133	132	133	0,1728	0,0551	4CAA	0,108
134	133	134	0,1840	0,0587	4CAA	0,115
135	134	135	0,1104	0,0352	4CAA	0,069
136	134	136	0,2416	0,0770	4CAA	0,151
137	136	137	0,1520	0,0485	4CAA	0,095
138	137	138	0,2224	0,0709	4CAA	0,139
139	138	139	0,0464	0,0148	4CAA	0,029
140	131	140	0,3184	0,1015	4CAA	0,199
141	140	141	0,3184	0,1015	4CAA	0,199
142	141	142	0,1968	0,0627	4CAA	0,123

143	142	143	0,3424	0,1091	4CAA	0,214
144	143	144	0,0848	0,0270	4CAA	0,053
145	143	145	0,5680	0,1811	4CAA	0,355
146	145	146	0,1232	0,0393	4CAA	0,077
147	78	147	0,3200	0,1020	4CAA	0,200

ANEXO A – DADOS DOS CONDUTORES E SUAS CAPACIDADES DE CONDUÇÃO DE CORRENTE

Tabela 22. Dados de condutores utilizados no Sistema IEEE 37-barras adaptado para 36 barras.

Conductor	Type	Res. (ohm/mi.) ³¹	Amp
1000 KCM	AA	0.105	698
500 KCM	AA	0.206	483
2/0	AA	0.769	230
#2	AA	1.540	156

Fonte: KERSTING, 1991, p. 976.

Nota: Dados de condutores extraídos da Tabela 3, do artigo *Radial Distribution Test Feeders*, elaborado pelo *IEEE Distribution Planning Working Group Report*, a qual lista as características dos vários condutores utilizados nos alimentadores de teste.

Tabela 23. Dados médios de condutores utilizados nos Sistemas ALIAT 30-barras e RDMT 148-barras.

Conductor	Resistência (ohm/km)	Reatância (ohm/km)	Capacidade de Condução de Corrente (A)
4CA	1,5289	0,4702	134
1/0CAA	0,7000	0,5000	230
4CAA	1,6000	0,5100	140
4/0CAA	0,3800	0,4600	340
336,4CA	0,1894	0,3873	514
120MM ²	0,1697	0,3994	350

Fonte: ABNT NBR 7270 (ABNT, 2009a) e ABNT NBR 7271 (ABNT, 2009b).

Nota: Dados médios de condutores em conformidade com a ABNT NBR 7270:2009 - Cabos de alumínio nus com alma de aço zincado para linhas aéreas; e com a ABNT NBR 7271:2009 - Cabos de alumínio nus para linhas aéreas.

³¹ Na preparação da tabela dos dados de linhas do Sistema IEEE 37-barras adaptado, foram utilizados os fatores de conversão milha (*mile*) para quilômetros (km), igual a 1,6093, no cálculo das resistências e reatâncias série por ramo; e de pés (*feet*) para metros (m), igual a 0,3048, no cálculo dos comprimentos (distâncias entre barras) de cada ramo.

ANEXO B – TENSÃO NOMINAL PADRONIZADA SUPERIOR A 1kV E INFERIOR A 69kV

Tabela 24. Faixas de tensões padronizadas, expressas em *pu*, para sistemas com pontos de conexão em tensão nominal superior a 1kV e inferior a 69kV.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR) ³²
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: ANEEL, 2018a, p. 41.

Notas: Dados constantes no Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica do PRODIST/ANEEL, em seu ANEXO I: Faixas de Classificação de Tensões – Tensões de Regime Permanente.

³² A Tensão de Referência (TR) utilizada para avaliação do método nos sistemas testados neste trabalho foi igual a 13,8kV. Sendo, assim, a Tensão de Leitura (TL) é igual aos valores obtidos nas simulações realizadas para cada rede de teste, calculados em *valores por unidade (pu)*.