

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CLAINER BRAVIN DONADEL

**METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO TÉCNICO DE REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM CENÁRIOS DE
ELEVADA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

VITÓRIA
2015

CLAINER BRAVIN DONADEL

**METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO TÉCNICO DE REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM CENÁRIOS DE
ELEVADA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof.^a Dr.^a Jussara Farias Fardin

Coorientador: Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação

VITÓRIA
2015

Dados Internacionais de Catalogação-na-publicação (CIP)
(Biblioteca Setorial Tecnológica,
Universidade Federal do Espírito Santo, ES, Brasil)

D674m Donadel, Clainer Bravin, 1980-
Metodologia de planejamento técnico de redes de distribuição de energia elétrica em cenários de elevada penetração de geração distribuída / Clainer Bravin Donadel. – 2015.
108 f. : il.

Orientador: Jussara Farias Fardin.
Coorientador: Lucas Frizera Encarnação.
Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. Geração distribuída de energia elétrica. 2. Sistemas de energia elétrica – Localização. 3. Energia elétrica – Distribuição. 4. Planejamento. 5. Redes inteligentes de energia. I. Fardin, Jussara Farias. II. Encarnação, Lucas Frizera. III. Universidade Federal do Espírito Santo. Centro Tecnológico. IV. Título.

CDU: 621.3

CLAINER BRAVIN DONADEL

**METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO TÉCNICO DE REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM CENÁRIOS DE
ELEVADA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

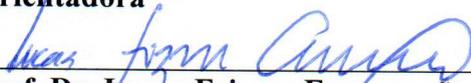
Tese submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 06 de Julho de 2015.

COMISSÃO EXAMINADORA



Prof.^a Dr.^a Jussara Farias Fardin
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientadora



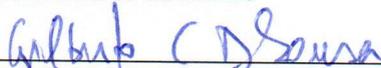
Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação
Universidade Federal do Espírito Santo
Coorientador



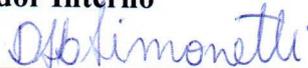
Prof. Dr. Vladimiro Henrique Barrosa Pinto de Miranda
Universidade do Porto
Examinador Externo



Prof. Dr. Márcio Almeida Có
Instituto Federal do Espírito Santo
Examinador Externo



Prof. Dr. Gilberto Costa Drumond Sousa
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador Interno



Prof. Dr. Domingos Sávio Lyrio Simonetti
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador Interno

RESUMO

O processo de planejamento técnico, considerado por muitos pesquisadores como um dos principais elementos de avaliação de desempenho imputado às distribuidoras de energia elétrica, teve sua metodologia reestruturada e aperfeiçoada ao longo dos anos. Tal aperfeiçoamento vem sendo fortemente influenciado pela gradativa implantação da filosofia *Smart Grid* e pelo avanço na conexão de unidades de geração distribuída. Entretanto, poucas distribuidoras ao redor do mundo consideram em suas metodologias de planejamento técnico a influência destes aspectos; e as que a consideram, o fazem de forma ainda incipiente. Assim, as distribuidoras terão de desenvolver e aperfeiçoar suas metodologias de planejamento técnico de modo a permitir que sejam capazes de considerar a influência da filosofia *Smart Grid* e da conexão de unidades de geração distribuída, em suas diversas etapas. Desta forma, o presente trabalho propõe o desenvolvimento de bases conceituais para adequação dos aspectos técnico e regulatório das metodologias de planejamento técnico, abordando dois dos principais problemas citados na literatura: a operação de unidades de geração distribuída em ambiente Pré *Smart Grid*, assim denominado por não depender da plena implantação da filosofia *Smart Grid*, e a determinação da localização ótima do ponto de conexão de unidades de geração distribuída. A principal contribuição deste trabalho refere-se à proposição de soluções para cada um dos problemas acima citados, sendo tais soluções imprescindíveis para o aperfeiçoamento de metodologias de planejamento técnico.

Palavras - chave: geração distribuída, localização ótima, planejamento técnico, redes de distribuição de energia elétrica, *smart grids*.

ABSTRACT

Distribution Network Operators (DNOs) have their performance evaluated by economic indicators according to their technical planning process. The methodologies adopted have been restructured and improved over the years due to gradual implementation of the Smart Grid philosophy and distributed generation units (DGs) connections. However, there are few DNOs around the world that consider the influence of Smart Grid philosophy and DGs connections in their technical planning methodologies. Therefore, in a medium-term, DNOs should improve their technical planning methodologies in order to suit the new scenario. Thus, this thesis proposes the development of conceptual bases in order to adapt technical and regulatory aspects of technical planning methodologies, covering two main problems found in the literature: DG operations in a Pre Smart Grid environment, which does not consider that the Smart Grid philosophy is completely implemented; and the optimal placement of DGs in electrical distribution networks. The major contribution of this thesis is the proposition of solutions for the two problems previously mentioned, according to which, technical planning methodologies need to be improved.

Keywords: distributed generation units, electrical distribution networks, optimal placement, smart grids, technical planning.

DEDICATÓRIA

À minha esposa e pais.

AGRADECIMENTOS

- Aos professores Jussara Farias Fardin e Lucas Frizera Encarnação, pela orientação indispensável à realização deste trabalho.
- Aos meus pais, Lauro e Jovelina (*in memoriam*), por todo apoio.
- À minha esposa Danieli, pelo apoio e pelas leituras e revisões feitas.
- Aos colegas do Laboratório de Eletrônica de Potência e Acionamento Elétrico (LEPAC).
- À Universidade Federal do Espírito Santo, pela infraestrutura e recursos oferecidos durante toda a minha vida acadêmica.
- Ao IFES, pelo apoio institucional e pela concessão do afastamento para a execução da fase final da pesquisa.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Representação do perfil de cargas de uma rede de distribuição	26
Figura 2.2 – Topologia dos alimentadores: (a) #1; (b) #2	32
Figura 2.3 – Pesos para ocorrência de unidades de geração distribuída (por tipo) para o Alimentador #1	34
Figura 2.4 – Pesos para ocorrência de unidades de geração distribuída (total) para o Alimentador #1	34
Figura 2.5 – Pesos para ocorrência de unidades de geração distribuída (por tipo) para o Alimentador #2	34
Figura 2.6 – Pesos para ocorrência de unidades de geração distribuída (total) para o Alimentador #2	35
Figura 2.7 – Perfil diário de despacho de unidade de geração eólica. Adaptado de Chandel, Murthy e Ramasamy (2014)	35
Figura 2.8 – Perfil diário de despacho de unidade de geração fotovoltaica. Adaptado de Salamoni (2004).....	36
Figura 2.9 – Perfil diário de despacho de unidade de geração hídrica e por meio de biomassa. Adaptado de Salamoni (2004)	36
Figura 2.10 - Índices de perdas técnicas ativas do Alimentador #1: (a) índice em cada barra; (b) destaque em vermelho para as barras com menores índices de perdas técnicas ativas	37
Figura 2.11 - Índices de perdas técnicas ativas do Alimentador #1-Ideal: (a) índice em cada barra; (b) destaque em vermelho para as barras com menores índices de perdas técnicas ativas	39
Figura 2.12 - Índices de perdas técnicas ativas do Alimentador #2: (a) índice em cada barra; (b) destaque em vermelho para as barras com menores índices de perdas técnicas ativas	40
Figura 2.13 - Índices de perdas técnicas ativas do Alimentador #2-Ideal: (a) índice em cada barra; (b) destaque em vermelho para as barras com menores índices de perdas técnicas ativas	40
Figura 2.14 - Índices de perdas técnicas ativas do Alimentador #1: (a) variação de potência reativa de 7,5 kvar em patamar de carga pesada; (b) variação de potência reativa de 7,5 kvar em patamar de carga leve; (c) variação de potência reativa de 75 kvar em patamar de carga pesada; (d) variação de potência reativa de 75 kvar em patamar de carga leve	42
Figura 2.15 - Índices de perdas técnicas ativas do Alimentador #1-Ideal: (a) variação de potência reativa de 7,5 kvar em patamar de carga pesada; (b) variação de potência reativa	

de 7,5 kvar em patamar de carga leve; (c) variação de potência reativa de 75 kvar em patamar de carga pesada; (d) variação de potência reativa de 75 kvar em patamar de carga leve.....42

Figura 2.16 - Índices de perdas técnicas ativas do Alimentador #2: (a) variação de potência reativa de 7,5 kvar em patamar de carga pesada; (b) variação de potência reativa de 7,5 kvar em patamar de carga leve; (c) variação de potência reativa de 75 kvar em patamar de carga pesada; (d) variação de potência reativa de 75 kvar em patamar de carga leve43

Figura 2.17 - Índices de perdas técnicas ativas do Alimentador #2-Ideal: (a) variação de potência reativa de 7,5 kvar em patamar de carga pesada; (b) variação de potência reativa de 7,5 kvar em patamar de carga leve; (c) variação de potência reativa de 75 kvar em patamar de carga pesada; (d) variação de potência reativa de 75 kvar em patamar de carga leve.....43

Figura 2.18 - Resultados da metodologia de setorização aplicada ao Alimentador #1 em patamar de carga pesada: (a) valores de perdas técnicas ativas totais; (b) valores de tensão mínima; (c) valores de tensão máxima. Todos em função do modo de operação (Modo 01: 1 Setor "P"; Modo 02: Setores "P" e "PQ"; e Modo 03: 1 Setor "PQ") e do grau de penetração da geração distribuída.....45

Figura 2.19 - Valores de perdas técnicas ativas totais do Alimentador #1 em patamar de carga pesada em função do modo de operação (Modo 01: 1 Setor "P"; Modo 02: Setores "P" e "PQ"; e Modo 03: 1 Setor "PQ") e do grau de penetração da geração distribuída. Destaque em laranja para o modo de operação mais eficiente47

Figura 2.20 - Resultados da metodologia de setorização aplicada ao Alimentador #1 em patamar de carga leve: (a) valores de perdas técnicas ativas totais; (b) valores de tensão mínima; (c) valores de tensão máxima. Todos em função do modo de operação (Modo 01: 1 Setor "P"; Modo 02: Setores "P" e "PQ"; e Modo 03: 1 Setor "PQ") e do grau de penetração da geração distribuída.....48

Figura 2.21 - Valores de perdas técnicas ativas totais do Alimentador #1 em patamar de carga leve em função do modo de operação (Modo 01: 1 Setor "P"; Modo 02: Setores "P" e "PQ"; e Modo 03: 1 Setor "PQ") e do grau de penetração da geração distribuída . Destaque em laranja para o modo de operação mais eficiente49

Figura 2.22 - Resultados da metodologia de setorização aplicada ao Alimentador #1-Ideal em patamar de carga pesada: (a) valores de perdas técnicas ativas totais; (b) valores de tensão mínima; (c) valores de tensão máxima. Todos em função do modo de operação

(Modo 01: 1 Setor "P"; Modo 02: Setores "P" e "PQ"; e Modo 03: 1 Setor "PQ") e do grau de penetração da geração distribuída.....	50
Figura 2.23 - Resultados da metodologia de setorização aplicada ao Alimentador #1-Ideal em patamar de carga leve: (a) valores de perdas técnicas ativas totais; (b) valores de tensão mínima; (c) valores de tensão máxima. Todos em função do modo de operação (Modo 01: 1 Setor "P"; Modo 02: Setores "P" e "PQ"; e Modo 03: 1 Setor "PQ") e do grau de penetração da geração distribuída.....	51
Figura 2.24 – Resultados da metodologia de setorização aplicada ao Alimentador #2 em patamar de carga pesada: (a) valores de perdas técnicas ativas totais; (b) valores de tensão mínima; (c) valores de tensão máxima. Todos em função do modo de operação (Modo 01: 1 Setor "P"; Modo 02: Setores "P" e "PQ"; e Modo 03: 1 Setor "PQ") e do grau de penetração da geração distribuída.....	53
Figura 2.25 - Resultados da metodologia de setorização aplicada ao Alimentador #2 em patamar de carga leve: (a) valores de perdas técnicas ativas totais; (b) valores de tensão mínima; (c) valores de tensão máxima. Todos em função do modo de operação (Modo 01: 1 Setor "P"; Modo 02: Setores "P" e "PQ"; e Modo 03: 1 Setor "PQ") e do grau de penetração da geração distribuída.....	54
Figura 2.26 - Resultados da metodologia de setorização aplicada ao Alimentador #2-Ideal em patamar de carga pesada: (a) valores de perdas técnicas ativas totais; (b) valores de tensão mínima; (c) valores de tensão máxima. Todos em função do modo de operação (Modo 01: 1 Setor "P"; Modo 02: Setores "P" e "PQ"; e Modo 03: 1 Setor "PQ") e do grau de penetração da geração distribuída.....	55
Figura 2.27 - Resultados da metodologia de setorização aplicada ao Alimentador #2-Ideal em patamar de carga leve: (a) valores de perdas técnicas ativas totais; (b) valores de tensão mínima; (c) valores de tensão máxima. Todos em função do modo de operação (Modo 01: 1 Setor "P"; Modo 02: Setores "P" e "PQ"; e Modo 03: 1 Setor "PQ") e do grau de penetração da geração distribuída.....	56
Figura 3.1 - Topologia do Alimentador #1 com indicação das posições de instalação da unidade de geração distribuída	59
Figura 3.2 - Parte de dois circuitos alimentadores e a localização da unidade de geração distribuída, representada pelo círculo vermelho: (a) visão geral (b) detalhe.....	69
Figura 3.3 - Fluxograma do cálculo da função objetivo.....	75

Figura 3.4 – Topologia dos alimentadores analisados: o Alimentador #3 está representado em azul. O Alimentador #4 está representado em vermelho. Foram adotadas diferentes espessuras de linhas somente para melhorar a visualização. (a) topologia A; (b) topologia B	76
Figura 3.5 – Pesos para ocorrência de unidades de geração distribuída (por tipo e total) para os Alimentadores #3 e #4	78
Figura 3.6 – Melhor região para conexão de unidades de geração distribuída de médio porte	79
Figura 3.7 – Duas regiões com diferentes incentivos para conexão de unidades de geração distribuída de médio porte	80
Figura 3.8 – Pior região para conexão de unidades de geração distribuída de médio porte...	81
Figura 3.9 – Barras típicas de cada região em análise.....	83
Figura C.1 - Painel fotovoltaico conectado à rede de distribuição por meio de um inversor de frequência.....	103
Figura C.2 - Diagrama de unidade de geração distribuída operando com fator de potência constante	105
Figura C.3 - Diagrama de unidade de geração distribuída operando com potência reativa despachada constante.....	105
Figura C.4 - Resultados da aplicação da metodologia no Alimentador #1 em patamar de carga pesada: valores de perdas técnicas ativas totais, em função do método de limitação e do grau de penetração da geração distribuída.....	106
Figura C.5 - Resultados da aplicação da metodologia no Alimentador #1 em patamar de carga leve: valores de perdas técnicas ativas totais, em função do método de limitação e do grau de penetração da geração distribuída.....	106
Figura C.6 - Resultados da aplicação da metodologia no Alimentador #1-Ideal em patamar de carga pesada: valores de perdas técnicas ativas totais, em função do método de limitação e do grau de penetração da geração distribuída	107
Figura C.7 - Resultados da aplicação da metodologia no Alimentador #1-Ideal em patamar de carga leve: valores de perdas técnicas ativas totais, em função do método de limitação e do grau de penetração da geração distribuída.....	107
Figura C.8 - Comparação entre a aplicação do método proposto e o algoritmo PSO no Alimentador #1 em patamar de carga pesada: valores de perdas técnicas ativas totais, em função do método de limitação e do grau de penetração da geração distribuída. Em cinza, a incerteza associada ao método PSO	108

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Dados dos alimentadores simulados.....	32
Tabela 2.2 - Dados dos condutores utilizados nos alimentadores	33
Tabela 2.3 - Redução de perdas técnicas ativas para os Alimentadores #1 e #1-Ideal: comparação entre o modo de operação mais atrativo (menores valores de perdas técnicas ativas) e o Modo de Operação 01, correspondente a nenhuma injeção/controlado de potência reativa. Entre parênteses o modo de operação mais atrativo	57
Tabela 2.4 - Redução de perdas técnicas ativas para os Alimentadores #2 e #2-Ideal: comparação entre o modo de operação mais atrativo (menores valores de perdas técnicas ativas) e o Modo de Operação 01, correspondente a nenhuma injeção/controlado de potência reativa. Entre parênteses o modo de operação mais atrativo	57
Tabela 2.5 - Avaliação do benefício de redução de perdas técnicas ativas nos custos de compra de energia elétrica	58
Tabela 3.1 - Dados dos alimentadores simulados.....	76
Tabela 3.2 - Dados dos condutores utilizados nos alimentadores	77
Tabela 3.3 - Topologias utilizadas e suas probabilidades de ocorrência.....	77
Tabela 3.4 - Topologias consideradas e suas probabilidades normalizadas de ocorrência	77
Tabela 3.5 - Frequência de ocorrência para cada barra contida na região ótima.....	79
Tabela 3.6 - Frequência de ocorrência para cada barra contida na região em azul	81
Tabela 3.7 - Frequência de ocorrência para cada barra contida na região em amarelo.....	82
Tabela 3.8 - Valor médio das perdas técnicas ativas para cada barra típica.....	83
Tabela B.1 - Parâmetros intrínsecos do problema de fluxo de potência	101
Tabela C.1 - Parâmetros inerentes à sintonia do algoritmo PSO.....	108

LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1 - Identificação e descrição dos modos de operação propostos	30
Quadro 3.1 - Valores absolutos de perdas técnicas ativas nos condutores primários e tensão mínima e máxima para o Alimentador #1 com unidades de geração distribuída em 3 posições distintas e para o caso base	60
Quadro 3.2 - Variações percentuais de perdas técnicas ativas nos condutores primários e tensão mínima e máxima para o Alimentador #1 com unidades de geração distribuída em 3 posições distintas, em relação ao caso base.....	60
Quadro 3.3 - Localização ótima de unidades de geração distribuída em redes de distribuição – principais trabalhos	62
Quadro A.1 - Publicações realizadas, originadas nesta pesquisa	97

LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CODI	Comitê de Distribuição da ABRADEE
PRODIST	Procedimentos de Distribuição

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	18
1.1 Objetivos e Organização do Trabalho.....	21
2. OPERAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE FORMA SETORIZADA COM PRESENÇA DE MICRO E MINI UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM AMBIENTE PRÉ <i>SMART GRID</i>	22
2.1 Introdução	22
2.2 Metodologia	25
2.2.1 Diagnóstico da Rede de Distribuição	25
2.2.2 Matriz de Sensibilidade	27
2.2.3 Setorização	29
2.3 Resultados e Discussão	30
2.3.1 Caracterização dos Alimentadores Utilizados nos Estudos de Caso.....	31
2.3.2 Resultados dos Índices de Perdas Técnicas Ativas e de Variação de Tensão .	37
2.3.2.1 Alimentador #1	37
2.3.2.1.1 Alimentador #1-Ideal	38
2.3.2.2 Alimentador #2.....	39
2.3.2.2.1 Alimentador #2-Ideal	40
2.3.2.3 Estabilidade da Matriz de Sensibilidade	41
2.3.3 Resultados da Aplicação da Metodologia de Setorização.....	44
2.3.3.1 Alimentador #1	44
2.3.3.1.1 Alimentador #1-Ideal	50
2.3.3.2 Alimentador #2.....	52
2.3.3.2.1 Alimentador #2-Ideal	54
2.3.4 Análise Econômico-Financeira e Regulatória.....	56
3. O PROBLEMA DA LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE MÉDIO PORTE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	59
3.1 Introdução	59
3.2 Principais Metodologias.....	61
3.3 Influência da Topologia nas Metodologias de Localização Ótima.....	68
3.4 Metodologia Proposta	70

3.5 Resultados e Discussão	75
3.5.1 Caracterização dos Alimentadores Utilizados no Estudo de Caso.....	76
3.5.2 Resultados da Aplicação da Metodologia Proposta	78
4. CONCLUSÕES GERAIS E RECOMENDAÇÕES DE TRABALHOS FUTUROS	84
5. REFERÊNCIAS	87
APÊNDICE A - PRODUÇÃO CIENTÍFICA	97
APÊNDICE B - MODELAGEM DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO E DADOS DO FLUXO DE POTÊNCIA.....	98
APÊNDICE C - DETERMINAÇÃO DO VALOR DE POTÊNCIA REATIVA DESPACHADO PELAS UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	102

1. INTRODUÇÃO

Durante grande parte do século XX houve um avanço do processo de estatização do setor elétrico brasileiro, devido à falta de investimentos privados para ampliar a capacidade dos sistemas de geração, transmissão e distribuição. Nos anos 80, o modelo estatal clássico adotado para o setor elétrico apresentou sinais de enfraquecimento. A tarifa, equalizada nacionalmente, era mantida com a transferência de recursos das empresas superavitárias, geralmente localizadas no Sul e no Sudeste, para as empresas deficitárias localizadas no Norte, no Nordeste e no Centro-Oeste. Tal sistema, além de não induzir a uma gestão eficiente, era agravado pelo fato das tarifas serem utilizadas pelo Governo Federal como item de controle da inflação (JUSTEN FILHO, 2003).

Na década de 90 foi anunciada a remodelagem do sistema elétrico brasileiro, com a introdução no mercado dos agentes de geração, comercialização, transmissão e distribuição de energia elétrica, regulados de forma específica. A reestruturação do setor elétrico brasileiro teve início com a Lei nº 9.427, de dezembro de 1996 (BRASIL, 1996), envolvendo a privatização das companhias operadoras e a instituição da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A segunda grande mudança ocorreu em 2004, com a introdução do Novo Modelo do Setor Elétrico (BRASIL, 2004), que teve como objetivos principais garantir a segurança no suprimento, promover a modicidade tarifária e promover a inserção social, em particular, pelos programas de universalização como o Luz para Todos.

Os contratos de concessão firmados entre o Estado e as entidades do setor elétrico (em especial distribuidores, transmissores e geradores) são geridos e fiscalizados pela ANEEL. Entre as variáveis avaliadas estão as tarifas e a qualidade do serviço prestado – tanto do ponto de vista técnico quanto de atendimento ao consumidor. No caso de distribuidoras de energia elétrica, diversos elementos de desempenho são considerados no cálculo periódico das tarifas: empresa de referência, índices de perdas de energia e prudência dos investimentos realizados em ativos elétricos¹ (definidos pelo processo de planejamento técnico da distribuidora), dentre outros definidos pela Resolução Normativa ANEEL nº 234/2006 (BRASIL, 2006).

¹ Definido no Módulo 1 do PRODIST (BRASIL, 2012a) como sendo máquinas, materiais e equipamentos destinados à prestação de serviços de eletricidade.

Desta forma, é de responsabilidade exclusiva dos agentes distribuidores a decisão de realizar ou postergar investimentos em ativos, bem como decidir pelo tipo de investimento que deverá ser realizado em cada ano do horizonte de planejamento, cabendo à agência reguladora o papel de fiscalizar a prestação do serviço público. Fica também a cargo do agente distribuidor a busca pela melhoria contínua de seus processos técnicos internos, de modo que sejam capazes de incorporar a nova realidade do mercado, atualmente impulsionado pela filosofia *Smart Grid* e pela potencial penetração de geração distribuída, advinda com a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 (BRASIL, 2012c), que regulamenta a conexão de micro e mini unidades de geração distribuída em baixa² e média³ tensões.

O conceito de *Smart Grid* propõe uma arquitetura baseada em sistemas abertos e que possibilita a integração dos equipamentos da rede elétrica e de redes de comunicação de dados em um sistema gerenciado, normalmente com computação distribuída. Sobre esse sistema é possível a implantação de capacidades avançadas, tais como a autorrecuperação da rede elétrica, comunicação integrada com os consumidores, e diversas outras soluções como sistemas avançados de supervisão, controle, telemedição, automação e comunicação, com informações em tempo real (CUNHA, 2011). Uma das principais vantagens advindas com as *Smart Grids* é a facilitação da conexão e controle de unidades de geração distribuída à rede de distribuição de energia elétrica, inclusive em baixa tensão, onde a alimentação é tipicamente radial (PENIN, 2008).

A conexão de novas unidades de geração distribuída vem sendo incentivada em todo o mundo, em maior ou menor escala, principalmente quando a forma de energia primária é considerada renovável, tais como eólica, solar, biomassa, dentre outras. Os fatores de incentivo também variam bastante entre países. Dentre os principais fatores, tem-se: “a necessidade de reduzir emissões de gases causadores do efeito estufa; melhor controle do retorno e risco financeiro dos investimentos; melhoria na confiabilidade; e otimização do aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis” (FARQUI, 2011). Além disso, há também questões ligadas à segurança nacional, como a vulnerabilidade a atos terroristas aos quais as grandes plantas de potência estão susceptíveis (MARSTON et al., 2002).

² Definida no Módulo 1 do PRODIST (BRASIL, 2012a) como sendo a tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV. Também denominada tensão secundária de distribuição.

³ Definida no Módulo 1 do PRODIST (BRASIL, 2012a) como sendo a tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e inferior a 69 kV. Também denominada tensão primária de distribuição.

Um dos processos das distribuidoras de energia elétrica que é fortemente influenciado pela filosofia *Smart Grid* e pela conexão de unidades de geração distribuída é o planejamento técnico. O planejamento técnico consiste basicamente em propor e analisar quais alternativas de evolução dos ativos físicos do sistema atendem ao mercado, bem como selecionar as de menor custo, e que respeitem critérios técnicos e regulatórios, os quais incluem a qualidade de fornecimento (FARQUI, 2011).

As metodologias de planejamento técnico das redes de distribuição de energia elétrica podem variar bastante, podendo ser classificadas quanto:

- À forma metodológica: metodologias de planejamento técnico agregado e metodologias de planejamento técnico detalhado (PENIN, 2000);
- Ao horizonte de planejamento: planejamento técnico de longo prazo (também chamado de estratégico); planejamento técnico de médio prazo (também chamado de tático); e planejamento técnico de curto prazo (também chamado de operacional) (FARQUI, 2011).

Independentemente da forma metodológica utilizada e do horizonte de planejamento utilizado, o processo de planejamento técnico pode também ser analisado sob a ótica temporal de seu desenvolvimento. É muito comum a divisão deste processo em duas etapas: diagnóstico e prognóstico. De modo geral, a etapa de diagnóstico consiste em determinar o *status quo* das redes de distribuição, tendo como base sua configuração de ativos atual e a previsão de demanda futura, determinada por estudos de mercado específicos. De modo complementar, na etapa de prognóstico, são propostas ações efetivas para solucionar os problemas identificados na etapa de diagnóstico, respeitando-se as características da forma metodológica utilizada.

É importante destacar que são poucas as distribuidoras ao redor do mundo que consideram em suas metodologias de planejamento técnico a influência da filosofia *Smart Grid* e da conexão de unidades de geração distribuída. E as que a consideram, o fazem de forma ainda incipiente (BAKARI et al., 2012). Assim, no médio prazo, as distribuidoras terão de desenvolver e aperfeiçoar suas metodologias de planejamento técnico, de modo a permitir que sejam capazes de considerar a influência deste potencial aumento das conexões de unidades de geração distribuída.

1.1 Objetivos e Organização do Trabalho

O objetivo geral desse trabalho é o desenvolvimento de bases conceituais para adequação dos aspectos técnico e regulatório, diante do iminente cenário de penetração de geração distribuída e implementação da filosofia *Smart Grid*, de modo que seja permitido às metodologias de planejamento técnico contemplar satisfatoriamente a influência da penetração de unidades de geração distribuída.

Diante do extenso horizonte de estudo, esta tese propõe-se a abordar dois dos principais problemas relacionados às metodologias de planejamento técnico: a operação de micro e mini unidades de geração distribuída em ambiente Pré *Smart Grid* (abordado no Capítulo 2); e a determinação da localização ótima do ponto de conexão de unidades de geração distribuída de médio porte (abordado no Capítulo 3). Como contribuição significativa à área de estudo, esta tese propôs soluções para cada um dos problemas apresentados, ainda não encontrados na literatura, conforme detalhado nos capítulos seguintes. Destaca-se também a produção científica realizada, totalizando oito publicações, conforme detalhado no Apêndice A. Por fim, no Capítulo 4, são apresentadas as conclusões e as recomendações para trabalhos futuros.

2. OPERAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE FORMA SETORIZADA COM PRESENÇA DE MICRO E MINI UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM AMBIENTE PRÉ *SMART GRID*

2.1 Introdução

Na literatura são encontrados diversos trabalhos sobre a influência da conexão de unidades de geração distribuída nas metodologias de planejamento técnico, que contemplam novas metodologias ou ainda melhorias em metodologias existentes. Em Liang, Liu e Su (2012) é apresentada uma metodologia de planejamento técnico a nível de subestações elétricas, cujo objetivo é determinar a localização/capacidade de novas subestações elétricas, considerando a possibilidade de uso da geração distribuída para reduzir a demanda de ponta, utilizando o algoritmo *Particle Swarm Optimization - PSO*. Em Cossi e outros (2012) é apresentada uma metodologia de planejamento técnico que visa combinar a redução dos custos de expansão e operação com a máxima confiabilidade possível, diante de uma falta permanente. Em Levin e Thomas (2013) é proposto um modelo de otimização misto-inteira para decidir se unidades de geração centralizadas são mais adequadas que as unidades descentralizadas, no âmbito dos procedimentos de planejamento técnico.

Já os trabalhos apresentados em Brown e outros (2001), Orths e outros (2003), Brigatto, Carmargo e Sica (2010), Banerjee e Islam (2011), Falaghi e outros (2011), Lei, Hai e Hong (2011), Barin e outros (2012), Borges e Martins (2012), Esmi Jahromi, Ehsan e Fattahi Meyabadi (2012), Medeiros, Oliveira e Pimentel Filho (2012), Moradi e Abedini (2012), Naderi, Seifi e Sepasian (2012), Zamora e outros (2012), Ziari e outros (2012), Ebrahimi, Ehsan e Nouri (2013), Ganguly, Sahoo e Das (2013), Rueda-Medina e outros (2013), Sedghi, Aliakbar-Golkar e Haghifam (2013), Souza e outros (2013), Ugranli e Karatepe (2013), Aman e outros (2014), Devi e Geethanjali (2014a), Esmaili, Firozjaee e Shayanfar (2014), Karimyan e outros (2014), Moradi e outros (2014), Shahmohammadi e Ameli (2014) e Vinothkumar e Selvan (2014) abordam o uso da geração distribuída como elemento ativo no processo de planejamento técnico, ou seja, abordam a utilização de unidades de geração distribuída como parte da solução de planejamento técnico, por meio da determinação da localização ótima destas unidades nas redes de distribuição. Destaca-se que nestes trabalhos a localização e/ou capacidade das unidades de geração distribuída são consideradas variáveis independentes, podendo, assim, ter seus valores definidos pelo agente distribuidor.

Há ainda abordagens baseadas em gerenciamento do despacho das unidades de geração distribuída, como a apresentada em Zhang e outros (2013) e Al Kaabi, Zeineldin e Khadkikar (2014). Nestes trabalhos, o modo de operação das unidades de geração distribuída pode ser determinado pelo agente distribuidor. Além disso, em sua metodologia, os autores consideram a existência de comunicação (medições e comandos) em tempo real entre as unidades de geração distribuída e a central de controle.

Dentre os trabalhos pesquisados, a grande maioria considera a possibilidade de utilização das unidades de geração distribuída como elemento ativo no processo de planejamento, ou seja, consideram que o agente distribuidor possui controle sobre o local de instalação destas unidades. Consideram ainda o valor de potência ativa despachado pelas unidades de geração distribuída como variável independente. Tal situação não é realidade em diversos países, no qual o local de instalação das unidades de geração distribuída, em especial as de menor tamanho, não pode ser determinado pelo agente distribuidor.

Associado a isso, tem-se que a grande maioria dos trabalhos considera a operação das unidades de geração distribuída em seu modo de operação padrão, ou seja, não há controle da potência reativa injetada. Os únicos que o fazem, Zhang e outros (2013) e Al Kaabi, Zeineldin e Khadkikar (2014), consideram a existência de uma situação ideal de disponibilidade de recursos de comunicação e controle, onde cada unidade de geração distribuída instalada nas redes de distribuição está em contato permanente com os centros de controle e operação das distribuidoras de energia elétrica, ou seja, em Zhang e outros (2013) e Al Kaabi, Zeineldin e Khadkikar (2014) é considerada uma situação de completa (ou quase completa) implantação da filosofia *Smart Grid*. Desta forma, estariam ainda à disposição dos centros de controle informações fundamentais sobre a rede elétrica, tais como tensão e corrente, permitindo a cada unidade de geração distribuída operar com um *setpoint* de despacho personalizado.

Entretanto, a dinâmica de implantação dos recursos de comunicação e controle da filosofia *Smart Grid* tende a ser mais lenta que a dinâmica de entrada em operação de unidades de geração distribuída ao longo das redes de distribuição, tendo em vista os elevados custos com a aquisição de recursos de comunicação e controle por parte do agente distribuidor (KAGAN, 2013). Tal realidade é bastante acentuada em países em desenvolvimento. Assim, num cenário de curto e médio prazos, ter-se-ão redes de distribuição com a presença de unidades de geração distribuída, porém sem poder contar com os avançados recursos de controle e comunicação proporcionados pela filosofia *Smart Grid*.

A realidade brasileira acompanha a tendência dos demais países em desenvolvimento. Em 2012, mesmo com suas *Smart Grids* ainda em fase embrionária, o Brasil por meio da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa nº 482/2012 (BRASIL, 2012c), que estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro⁴ e mini⁵ unidades de geração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Em essência, tal resolução estabeleceu que consumidores com unidades geradoras enquadradas nos critérios de elegibilidade estabelecidos pela Resolução Normativa nº 482/2012 podem conectar suas unidades geradoras aos sistemas de distribuição de forma facilitada, nos termos da resolução, utilizando o mesmo ponto de conexão utilizado para alimentação das cargas existentes. A Resolução Normativa nº 482/2012 estabeleceu ainda que deve ser adotado pelas distribuidoras de energia elétrica o sistema de compensação financeira, por meio do qual a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora, será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 36 (trinta e seis) meses (BRASIL, 2012c). O efeito prático desta regulamentação é que o consumidor almeja injetar o máximo de potência ativa que sua instalação pode oferecer, uma vez que sua capacidade de geração é tipicamente menor que sua carga.

É importante destacar que a Resolução Normativa nº 482/2012 não aborda o intercâmbio de potência reativa entre as unidades consumidoras e o sistema de distribuição de energia elétrica, mesmo este sendo tecnicamente viável quando a unidade geradora estiver com injeção de potência ativa abaixo de sua capacidade. Isto representa uma barreira à utilização de unidades de geração distribuída como provedores de serviços ancilares⁶, tendência mundial que permite às distribuidoras de energia elétrica postergar investimentos em equipamentos de compensação de reativos, como bancos de capacitores, tendo reflexos diretos nas tarifas de energia elétrica.

Deste modo, o presente trabalho propõe uma nova metodologia de planejamento e operação de micro e mini unidades de geração distribuída que permite explorar, de forma imediata

⁴ Central geradora de energia elétrica, com potência instalada inferior ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada.

⁵ Central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e inferior ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada.

⁶ Serviços ancilares são os que complementam os serviços principais que, na segmentação brasileira, são caracterizados pela geração, transmissão, distribuição e comercialização (por exemplo, controle de reativos).

(curto e médio prazos), sua potencial capacidade de despacho de reativos, fundamental para a otimização do funcionamento das redes de distribuição, e que não considera o local de instalação das unidades de geração distribuída e o valor de potência ativa despachada por elas como variáveis controladas pelo agente distribuidor, situação esta não abordada pela literatura até o momento. Nesta metodologia, as redes de distribuição (consideradas trifásicas desequilibradas) são divididas em setores, e a cada setor será atribuída uma forma específica de despacho da potência reativa pelas unidades de geração distribuída, que poderá variar em função do dia/horário e do grau de penetração da geração distribuída daquela rede de distribuição e que, por não depender da plena implantação da filosofia *Smart Grid*, poderá ser aplicada de imediato, num horizonte denominado *Pré Smart Grid*.

2.2 Metodologia

A metodologia proposta neste capítulo foi dividida em 3 partes: na Seção 2.2.1 é apresentado o diagnóstico da rede de distribuição, que visa quantificar como as tensões nas barras e as correntes nos trechos da rede de distribuição se comportam mediante alterações de carga em cada barra, individualmente; e na Seção 2.2.2 é apresentada a criação de matrizes de sensibilidade, que visam mapear a relação de causa e efeito do impacto da alteração das cargas nas barras e trechos da rede de distribuição, e de índices de desempenho, que visam quantificar o impacto da alteração das cargas nas barras e trechos da rede de distribuição, por meio das 3 principais grandezas elétricas envolvidas: perdas, tensão e carregamento. Por fim, na Seção 2.2.3 é apresentada a elaboração da metodologia de setorização, que, a partir das matrizes de sensibilidade e dos índices de desempenho, indicam a forma otimizada de operação das unidades de geração distribuída baseada na divisão da rede de distribuição em setores, cada um operando de forma específica. Em todas as simulações, as grandezas de interesse foram computadas na rede primária de distribuição, mesmo quando as conexões das unidades de geração foram realizadas na rede secundária de distribuição. Nestes casos, o impacto da conexão em baixa tensão foi refletido para a rede de média tensão.

2.2.1 Diagnóstico da Rede de Distribuição

O primeiro passo no processo de planejamento técnico é o diagnóstico da rede de distribuição. No processo de operação otimizada das unidades de geração distribuída, este diagnóstico corresponde em conhecer o comportamento da rede de distribuição perante alterações em seu

perfil de cargas. O perfil de cargas de uma rede de distribuição pode ser representado por um vetor de tamanho igual ao número de barras da rede de distribuição em análise (m), como mostrado na Figura 2.1. Cada posição deste vetor contém o valor de sua carga nominal, estratificado por tipo de potência (ativa ou reativa), por fase (rede desequilibrada) e por modelo de representação da carga (corrente constante; impedância constante; ou potência constante).

B_1	B_2	B_3	...	B_k	...	B_m
-------	-------	-------	-----	-------	-----	-------

Figura 2.1 - Representação do perfil de cargas de uma rede de distribuição

Neste trabalho, as alterações no perfil de carga foram realizadas individualmente (varredura completa). Desta forma, o valor de potência de cada uma das m barras da rede de distribuição foi variado tanto em termos de potência ativa quanto em termos de potência reativa, de forma separada (não houve variação conjunta de potência ativa e reativa), enquanto as cargas das demais barras foram mantidas constantes. Assim, para cada barra analisada foram gerados 2 perfis de cargas distintos (1 perfil correspondente à variação de potência ativa e outro perfil correspondente à variação de potência reativa), totalizando $2m$ perfis de carga distintos, sendo que para cada perfil foi executado o fluxo de potência correspondente e coletados os resultados de perdas, tensão e carregamento associados a cada um dos elementos da rede de distribuição.

Em todas as situações, a magnitude das variações de carga foi arbitrada de modo que a variação das grandezas monitoradas sejam elevadas o suficiente para sensibilizar o algoritmo de fluxo de potência e que sejam reduzidas o suficiente para não alterar o comportamento geral do alimentador. Os valores de variação de carga considerados foram: para potência ativa, 10 kW, correspondente à potência limite para conexão de unidades de geração distribuída monofásicas (BRASIL, 2012b); para potência reativa, 7,5 kvar, correspondente a um fator de potência de 0,80 capacitivo. A variação de potência ativa deve ser negativa (geradora), já que este trabalho aborda justamente a influência deste tipo de unidade no desempenho da rede. A variação de potência reativa também deve ser negativa (capacitiva), tendo em vista que se espera uma melhora na eficiência da rede de distribuição, naturalmente indutiva. As variações de potência ativa e reativa foram modeladas em potência constante, característica intrínseca de funcionamento de unidades de geração distribuída. Todas as

simulações foram realizadas considerando-se os parâmetros intrínsecos do problema de fluxo de potência descritos no Apêndice B.

2.2.2 Matriz de Sensibilidade

A partir dos resultados coletados após a execução dos fluxos de potência citados na Seção 2.2.1 foram produzidas matrizes de sensibilidade, que visam mapear o impacto provocado na rede de distribuição, quando houver uma alteração de carga em uma de suas barras. Este impacto pode ser medido tanto em termos de tensão (impacto do tipo barra→barra), carregamento (impacto do tipo barra→trecho) ou perdas (impacto do tipo barra→trecho). As configurações das matrizes geradas estão mostradas nas Equações (2.1), (2.2) e (2.3), respectivamente. A Equação (2.1) mostra o mapeamento do impacto de tensão (tipo barra→barra), onde cada coluna indica a barra na qual houve alteração de carga e cada linha indica a barra na qual a variação de tensão foi computada. Assim, a grandeza ΔV_{23} representa a variação de tensão computada na barra 02, provocada pela variação de carga realizada na barra 03 (considerando-se a maior variação entre as 3 fases). De forma análoga, esta análise pode ser aplicada ao mapeamento de carregamento e perdas (ambos do tipo barra→trecho), mostrados nas Equações (2.2) e (2.3), respectivamente. Nestes casos, a diferença está na interpretação das linhas, que indicam o trecho no qual a variação de carregamento (fase com maior variação) ou o total de perdas (soma das 3 fases) foram computados. As barras nas quais foram feitas alterações de carga são denominadas “barras dominantes” e os trechos/barras nos quais foram coletados resultados de tensão, carregamento ou perdas foram chamados de “trechos/barras dominados”.

$$MST_{m \times m} = [\Delta V_{ik}] \forall i, k \leq m = \begin{bmatrix} Barra_1 & Barra_2 & Barra_3 & \dots & Barra_m \\ Barra_1 & \Delta V_{11} & \Delta V_{12} & \Delta V_{13} & \dots & \Delta V_{1m} \\ Barra_2 & \Delta V_{21} & \Delta V_{22} & \Delta V_{23} & \dots & \Delta V_{2m} \\ Barra_3 & \Delta V_{31} & \Delta V_{32} & \Delta V_{33} & \dots & \Delta V_{3m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Barra_m & \Delta V_{m1} & \Delta V_{m2} & \Delta V_{m3} & \dots & \Delta V_{mm} \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Onde:

MST Matriz de sensibilidade de tensão.

m Quantidade de barras.

ΔV_{ik} Variação de tensão computada na barra i , dado por $(V_i^{t+1} - V_i^t)$, quando ocorre uma variação de carga na barra k .

V_i^t Tensão na barra i antes da ocorrência de variação de carga.

V_i^{t+1} Tensão na barra i após a ocorrência de variação de carga.

$$MSC_{n \times m} = [\Delta I_{ik}] \forall i \leq n, k \leq m = \begin{bmatrix} & Barra_1 & Barra_2 & Barra_3 & \dots & Barra_m \\ Trecho_1 & \Delta I_{11} & \Delta I_{12} & \Delta I_{13} & \dots & \Delta I_{1m} \\ Trecho_2 & \Delta I_{21} & \Delta I_{22} & \Delta I_{23} & \dots & \Delta I_{2m} \\ Trecho_3 & \Delta I_{31} & \Delta I_{32} & \Delta I_{33} & \dots & \Delta I_{3m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Trecho_n & \Delta I_{n1} & \Delta I_{n2} & \Delta I_{n3} & \dots & \Delta I_{nm} \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Onde:

MSC Matriz de sensibilidade de corrente.

n Quantidade de trechos.

ΔI_{ik} Variação de corrente computada no trecho i , dado por $(I_i^{t+1} - I_i^t)$, quando ocorre uma variação de carga na barra k .

I_i^t Corrente no trecho i antes da ocorrência de variação de carga.

I_i^{t+1} Corrente no trecho i após a ocorrência de variação de carga.

$$MSP_{n \times m} = [PP_{ik}] \forall i \leq n, k \leq m = \begin{bmatrix} & Barra_1 & Barra_2 & Barra_3 & \dots & Barra_m \\ Trecho_1 & PP_{11} & PP_{12} & PP_{13} & \dots & PP_{1m} \\ Trecho_2 & PP_{21} & PP_{22} & PP_{23} & \dots & PP_{2m} \\ Trecho_3 & PP_{31} & PP_{32} & PP_{33} & \dots & PP_{3m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Trecho_n & PP_{n1} & PP_{n2} & PP_{n3} & \dots & PP_{nm} \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

Onde:

MSP Matriz de sensibilidade de perdas.

PP_{ik} Perdas de potência computadas no trecho i , dado por $(PP_{i_Fase A}^{t+1} + PP_{i_Fase B}^{t+1} + PP_{i_Fase C}^{t+1})$, quando ocorre uma variação de carga na barra k .

$PP_{i_Fase A}^{t+1}$ Perdas de potência no trecho i (fase A) após a ocorrência de variação de carga.

$PP_{i_Fase B}^{t+1}$ Perdas de potência no trecho i (fase B) após a ocorrência de variação de carga.

$PP_{i_Fase C}^{t+1}$ Perdas de potência no trecho i (fase C) após a ocorrência de variação de carga.

A partir das matrizes anteriores é possível construir índices de desempenho da rede, relacionando a cada barra “dominante” um valor de índice específico. Em geral, planejadores de redes de distribuição monitoram grandezas de desempenho como carregamento, perfil de tensão da rede e perdas, sendo este último o mais utilizado. Portanto, neste trabalho, é proposto um indicador de desempenho associado às perdas, denominado “Índice de Perdas Técnicas Ativas”, dado pelo somatório das perdas ativas em todos os trechos do alimentador. De forma alternativa, o índice de perdas técnicas ativas é o somatório dos valores de cada coluna da matriz de sensibilidade de perdas definida pela Equação (2.3), como mostrado na Equação (2.4). Este índice é adequado na determinação das barras ideais para injeção de potência reativa.

$$IPP_{m \times 1} = \begin{bmatrix} IPP_1 \\ IPP_2 \\ IPP_3 \\ \dots \\ IPP_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} PP_{11} + PP_{21} + PP_{31} + \dots + PP_{i1} \\ PP_{12} + PP_{22} + PP_{32} + \dots + PP_{i2} \\ PP_{13} + PP_{23} + PP_{33} + \dots + PP_{i3} \\ \dots \\ PP_{1k} + PP_{2k} + PP_{3k} + \dots + PP_{ik} \end{bmatrix}, \forall i \leq m, k \leq n \quad (2.4)$$

Onde:

- IPP Vetor representativo do índice de perdas técnicas ativas.
 PP_{ik} Valor de perdas técnicas ativas obtido a partir da Equação (2.3).

2.2.3 Setorização

A partir dos indicadores definidos anteriormente, foi proposta a criação de setores em cada rede de distribuição. A cada setor será atribuído previamente um modo de operação diferenciado, que deverá ser aplicado a todas as unidades de geração distribuída instaladas naquele setor.

É importante destacar que, tipicamente, os proprietários de unidades de geração distribuída são remunerados somente pela potência ativa que é injetada. Desta forma prática, o controle da distribuidora sobre a potência ativa injetada pelas unidades de geração distribuída é limitado, já que o consumidor quer injetar na rede de distribuição a máxima potência de sua unidade de geração distribuída. Em muitos casos, a legislação proíbe a imposição destes limites, como forma de incentivar a conexão de novas unidades de geração distribuída. A variável controlada, neste caso, é a potência reativa que as unidades de geração distribuída podem injetar. Por consequência, o *setpoint* das unidades de geração distribuída se resume ao valor de potência reativa que cada unidade deve injetar.

Desta forma, a definição dos limites dos setores deve ser baseada na sensibilidade da rede de distribuição perante a injeção de potência reativa em cada barra, valor este dado diretamente pelo indicador de perdas técnicas ativas - Equação (2.4). Barras mais propícias à injeção de potência reativa foram agrupadas em setores denominados setores “PQ”. Todas as unidades de geração distribuída instaladas nestes setores “PQ” operam injetando potências ativa e reativa. As demais barras foram agrupadas em setores denominados setores “P”, e todas as unidades de geração distribuída instaladas nestes setores operam injetando somente potência ativa. Na definição dos limites dos setores foi adotado o critério de mediana, ou seja, a metade das barras mais propícias à injeção de potência reativa foram consideradas como pertencentes ao setor “PQ”.

A metodologia foi avaliada por meio da instalação de unidades de geração distribuída nas barras das redes de distribuição de forma pseudo-aleatória, baseada em pesos para cada tipo de geração distribuída em cada área geográfica avaliada. Foi adotado um fator de capacidade constante, referente a um fator de potência de 0,80 capacitivo. O valor da potência reativa despachada pelas unidades de geração distribuída foi limitado pela capacidade individual das unidades. Maiores detalhes podem ser consultados no Apêndice C, na qual o método de limitação proposto nesta tese é comparado ao algoritmo PSO, descrito em Moradi e Abedini (2012). A potência das unidades de geração distribuída foi distribuída igualmente entre as 3 fases (a instalação de unidades monofásicas foi considerada igualmente distribuída entre as 3 fases, em processo semelhante ao que é feito com consumidores monofásicos), modelada em potência constante. A fim de analisar também o impacto do grau de penetração da geração distribuída, a potência nominal das unidades de geração distribuída foi variada entre 0% e 130%, em degraus de 10%, sendo que este percentual se refere à estimativa de potência total de unidades de geração distribuída a ser instalada em cada alimentador.

Desta forma, foram propostos 3 modos de operação da rede de distribuição, descritos no Quadro 2.1, para posterior comparação.

Quadro 2.1 - Identificação e descrição dos modos de operação propostos

Identificador do Modo de Operação	Descrição do Modo de Operação
Modo de Operação 01	Existência de um único setor “P”. Neste caso, cada unidade de geração distribuída irá injetar apenas potência ativa. Este modo de operação representa o modo de operação padrão aplicados às unidades de geração distribuída.
Modo de Operação 02	Aplicação da metodologia desenvolvida, sendo aplicado um <i>setpoint</i> diferenciado para cada tipo de setor. Unidades contidas em setores “PQ” injetam potências ativa e reativa. As demais barras, contidas nos setores “P”, injetam apenas potência ativa.
Modo de Operação 03	Existência de um único setor “PQ”. Neste caso, cada unidade de geração distribuída irá injetar potências ativa e reativa, representando outro cenário não controlado.

2.3 Resultados e Discussão

A Seção Resultados e Discussão está dividida em quatro partes: na primeira parte (Seção 2.3.1) são apresentadas as características topológicas e elétricas dos alimentadores utilizados nos estudos de caso apresentados neste trabalho; na segunda parte (Seção 2.3.2) são apresentados os resultados relativos aos índices de perdas técnicas ativas e de variação de

tensão, para cada alimentador; na terceira parte (Seção 2.3.3) são apresentados os resultados relativos à aplicação da metodologia de setorização, para cada alimentador. Por fim, na quarta parte (Seção 2.3.4), é apresentada a análise econômico-financeira da aplicação da metodologia de setorização, que permite quantificar os benefícios de sua utilização.

2.3.1 Caracterização dos Alimentadores Utilizados nos Estudos de Caso

A metodologia apresentada na Seção 2.2 foi aplicada a 2 alimentadores fictícios com características baseadas em redes reais de distribuição, com carga desequilibrada, obtidos de estudos anteriores do autor (DONADEL et al., 2009). Os alimentadores possuem características bem distintas: o primeiro alimentador, denominado "Alimentador #1", é típico de áreas rurais com elevado comprimento, reduzida bitola de condutores e baixa densidade de carga linear; já o segundo alimentador, denominado "Alimentador #2", é típico de áreas urbanas com reduzido comprimento, elevada bitola de condutores e alta densidade de carga linear. A Tabela 2.1 mostra informações complementares sobre os 2 alimentadores. As topologias dos alimentadores estão apresentadas na Figura 2.2. Os condutores utilizados em cada alimentador estão mostrados na Tabela 2.2, sendo possível notar, em ambos, a grande diversidade de condutores utilizada.

Tabela 2.1 - Dados dos alimentadores simulados

<i>Descrição do Parâmetro</i>	<i>Valor do Parâmetro para o Alimentador #1</i>	<i>Valor do Parâmetro para o Alimentador #2</i>
Quantidade de barras	254	187
Quantidade de Transformadores de Distribuição	48	57
Quantidade de Clientes	788	2703
Potência Trifásica – Saída do Alimentador – Carga Pesada ⁷	2.059 + j899 kVA	2.372 + j400 kVA
Potência Trifásica – Saída do Alimentador – Carga Leve ⁸	1.383 + j518 kVA	2.041 + j214 kVA
Razão entre as Potências Trifásicas em Carga Leve e Pesada	65,7%	85,3%
Potência Trifásica – Saída do Alimentador – Carga Intermediária 1 (entre Leve e Pesada)	2.012 + j877 kVA	2.047 + j258 kVA
Potência Trifásica – Saída do Alimentador – Carga Intermediária 2 (entre Pesada e Leve)	1.506 + j573 kVA	2.264 + j392 kVA
Perdas Técnicas Ativas Totais – Carga Pesada	18,8 kW	5,8 kW
Perdas Técnicas Ativas Totais – Carga Leve	6,5 kW	4,4 kW
Perdas Técnicas Ativas Totais – Carga Intermediária 1	18,0 kW	4,4 kW
Perdas Técnicas Ativas Totais – Carga Intermediária 2	7,8 kW	5,7 kW
Comprimento Total – Média Tensão	11,7 km	4,5 km
Tensão Nominal	11,4 kV	11,4 kV
Densidade de Carga Linear – Carga Pesada	192,0 kVA/km	534,6 kVA/km
Densidade de Carga Linear – Carga Leve	126,2 kVA/km	456,0 kVA/km
Densidade de Carga Linear – Carga Intermediária 1	187,6 kVA/km	458,5 kVA/km
Densidade de Carga Linear – Carga Intermediária 2	137,7 kVA/km	510,6 kVA/km

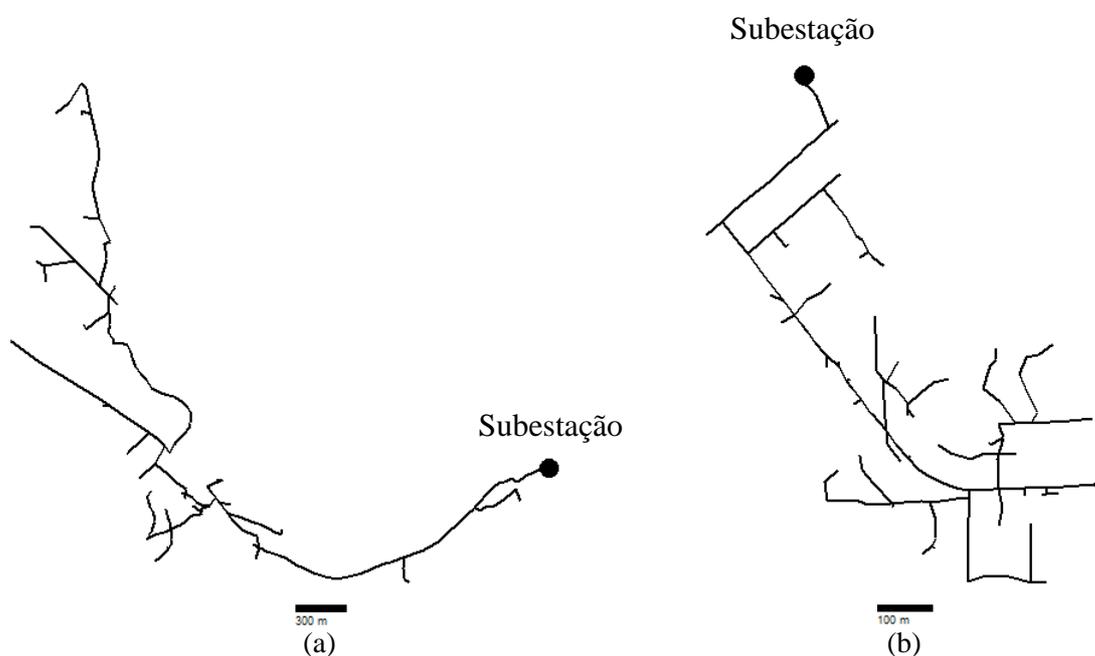


Figura 2.2 – Topologia dos alimentadores: (a) #1; (b) #2

⁷ Período de tempo em que as características de consumo de energia elétrica tendem a ser semelhantes, representando o valor máximo de consumo.

⁸ Período de tempo em que as características de consumo de energia elétrica tendem a ser semelhantes, representando o valor mínimo de consumo.

Tabela 2.2 - Dados dos condutores utilizados nos alimentadores

<i>Descrição do Conductor</i>	<i>Impedância de Sequência Positiva [ohm/km]</i>	<i>Impedância de Sequência Zero [ohm/km]</i>	<i>Extensão do Conductor no Alimentador #1 [m]</i>	<i>Extensão do Conductor no Alimentador #2 [m]</i>
1/0 AWG CA	0,605 + j0,452	1,052 + j1,633	1.155	161
1/0 AWG CAA	0,696 + j0,524	1,132 + j1,574	704	-
185 mm ²	0,197 + j0,252	0,693 + j1,275	460	-
2 AWG CA	0,962 + j0,468	1,412 + j1,642	1.689	760
2 AWG CAA	1,050 + j0,529	1,448 + j1,580	1.583	-
336,4 MCM CA	0,190 + j0,406	0,693 + j1,275	1.617	1.523
4 AWG CA	1,530 + j0,490	1,973 + j1,671	585	143
4 AWG CAA	1,598 + j0,526	2,035 + j1,712	2.489	-
50 mm ²	0,739 + j0,304	1,052 + j1,633	934	1.839

Os pesos para a ocorrência das diversas fontes de energia renováveis utilizadas foram baseadas em atlas locais (AMARANTE; SILVA; ANDRADE, 2009; ESPÍRITO SANTO, 2013b; ESPÍRITO SANTO, 2013a; UFES, 2014), e definidas por regiões de 100 m x 100 m. A concorrência entre geração fotovoltaica e eólica numa mesma área geográfica foi definida da seguinte forma: em áreas urbanas, nas quais o espaço é bastante limitado (usualmente restrito aos telhados dos prédios e casas), utiliza-se tipicamente de geração fotovoltaica, em detrimento da energia eólica. Esta é recomendada para aplicação em áreas isoladas, nas quais a transmissão e distribuição de potência é problemática, por vezes inexistente (GAMPA; DAS, 2015). Portanto, nestas áreas, a geração fotovoltaica recebeu um peso maior. A geração eólica foi majorada em pequenas áreas industriais contidas nas regiões analisadas. Não houve incidência de geração hídrica ou por meio de biomassa, uma vez que não há registros de aproveitamentos hídricos e agrícolas nas áreas analisadas.

Desta forma, os pesos de ocorrência de geração distribuída para o Alimentador #1, estratificados por tipo, podem ser apresentados de forma gráfica pela Figura 2.3 e pela Figura 2.4 (total). Em todos os casos, a cor cinza significa peso igual a zero.

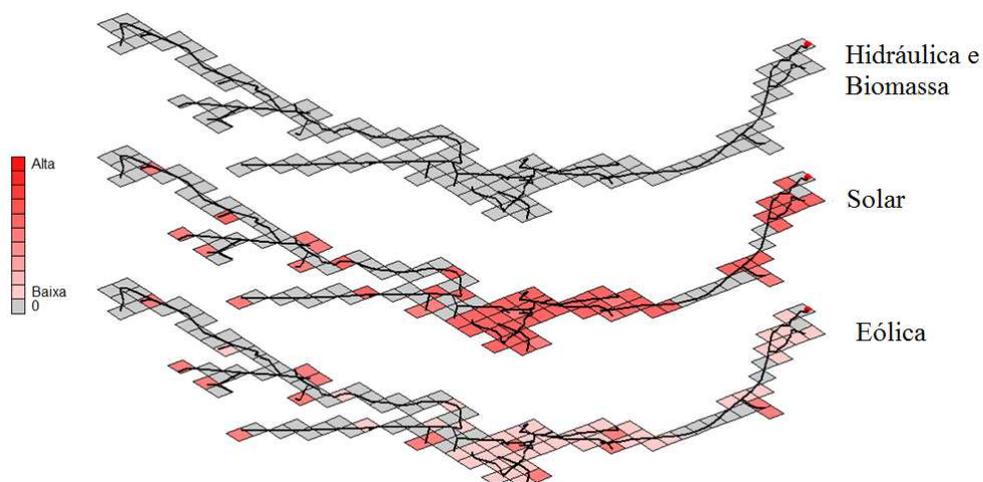


Figura 2.3 – Pesos para ocorrência de unidades de geração distribuída (por tipo) para o Alimentador #1

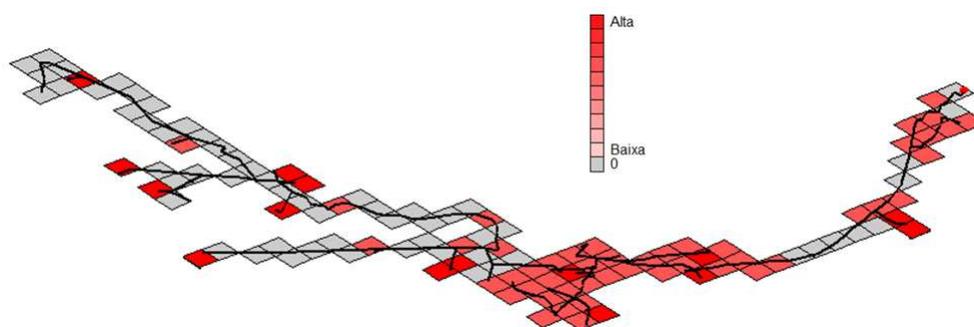


Figura 2.4 – Pesos para ocorrência de unidades de geração distribuída (total) para o Alimentador #1

De forma análoga, os pesos de ocorrência de geração distribuída para o Alimentador #2, estratificados por tipo, podem ser apresentados de forma gráfica pela Figura 2.5 e pela Figura 2.6 (total). Em todos os casos, a cor cinza significa peso igual a zero.

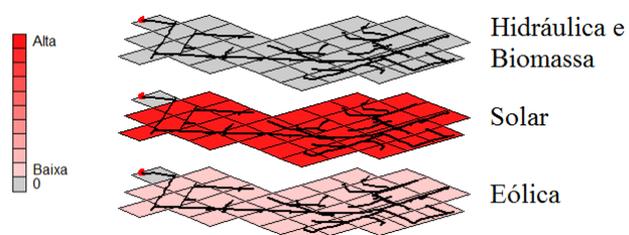


Figura 2.5 – Pesos para ocorrência de unidades de geração distribuída (por tipo) para o Alimentador #2

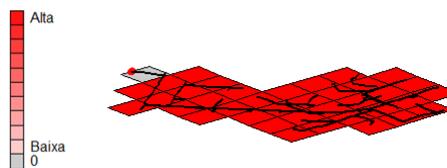


Figura 2.6 – Pesos para ocorrência de unidades de geração distribuída (total) para o Alimentador #2

O despacho de potência ativa ao longo do dia varia conforme o tipo de geração. Nesta tese, os perfis de despacho foram modelados como curvas típicas diárias (24 patamares). O perfil de geração de unidades eólicas varia conforme a região. Em Tarroja e outros (2011), Mpholo, Mathaba e Letuma (2012), Carapellucci e Giordano (2013) e Chandel, Murthy e Ramasamy (2014) são apresentados perfis típicos, sendo adotado nesta tese o perfil apresentado em Chandel, Murthy e Ramasamy (2014) - Figura 2.7. De modo análogo, os perfis de geração de unidades fotovoltaicas variam conforme a região analisada. Em Salamoni (2004), Cao e Sirén (2014) e Kim e outros (2014) são apresentados perfis típicos de geração fotovoltaica, mas somente o perfil apresentado em Salamoni (2004) é adequado à região analisada - Figura 2.8. O despacho de unidades hídricas e de biomassa dependem fundamentalmente da disponibilidade da fonte de energia primária (água ou biomassa). Nesta tese, foram considerados perfis constantes de despacho para unidades hídricas e de biomassa - Figura 2.9.

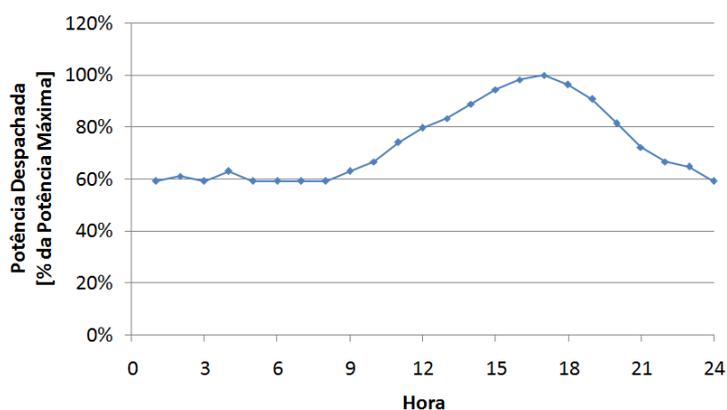


Figura 2.7 – Perfil diário de despacho de unidade de geração eólica. Adaptado de Chandel, Murthy e Ramasamy (2014)

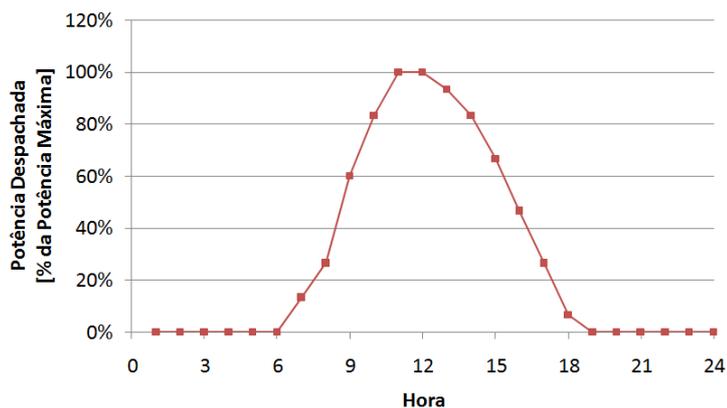


Figura 2.8 – Perfil diário de despacho de unidade de geração fotovoltaica. Adaptado de Salamoni (2004)

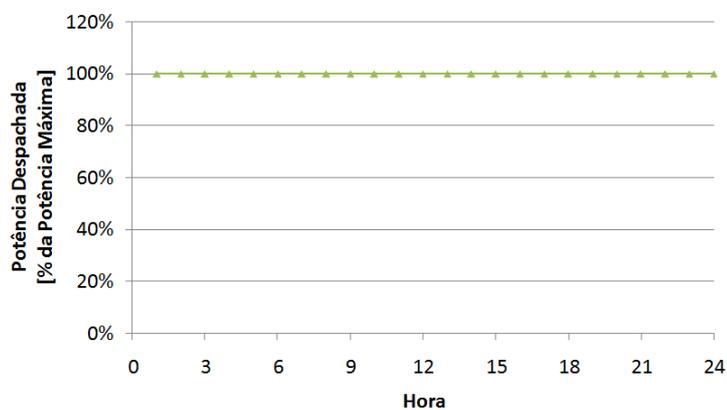


Figura 2.9 – Perfil diário de despacho de unidade de geração hídrica e por meio de biomassa. Adaptado de Salamoni (2004)

A potência nominal total das unidades de geração distribuída foi de 4 MW para o Alimentador #1 e de 2 MW para o Alimentador #2, simulados no horário de 15h para o patamar de carga pesada e no horário de 5h para patamar de carga leve. Destaca-se que os valores de potência instalada das unidades de geração distribuída representam aproximadamente 200% e 100% das potências de carga dos alimentadores #1 e #2, respectivamente. Estes valores foram adotados visando avaliar o comportamento da metodologia em duas condições distintas, com forte penetração de geração distribuída.

2.3.2 Resultados dos Índices de Perdas Técnicas Ativas e de Variação de Tensão

A partir das matrizes de sensibilidade e dos critérios de setorização, descritos nas Seções 2.2.2 e 2.2.3, foram calculados os índices de perdas técnicas ativas e de variação de tensão para os Alimentadores #1 e #2, cujos resultados são apresentados a seguir.

2.3.2.1 Alimentador #1

Visando representar graficamente a distribuição dos índices de perdas técnicas ativas associados a cada barra do Alimentador #1 é apresentada a Figura 2.10, na qual foi adotada uma escala de cores para um melhor entendimento da representação gráfica apresentada. As barras marcadas em preto representam as barras com maiores valores do índice de perdas técnicas ativas. Quanto mais próxima do cinza a cor da barra, menores são os valores do índice de perdas técnicas ativas. Destacado em vermelho as barras com menores índices de perdas técnicas ativas, observado o critério de seleção adotado (mediana) - setor "PQ".

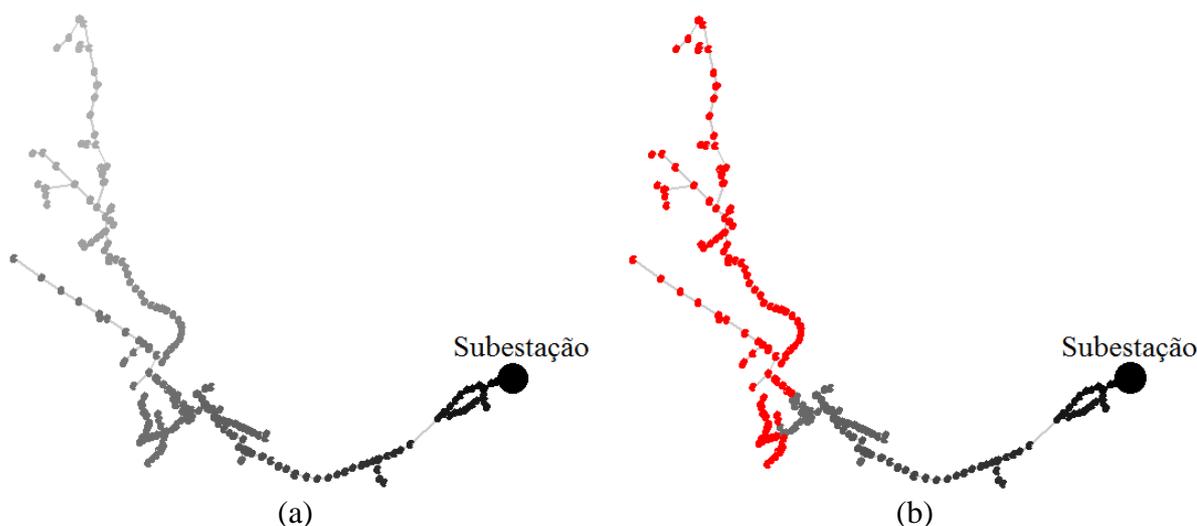


Figura 2.10 - Índices de perdas técnicas ativas do Alimentador #1: (a) índice em cada barra; (b) destaque em vermelho para as barras com menores índices de perdas técnicas ativas

Na análise de perdas técnicas ativas as barras com os menores índices são as mais adequadas ao processo de planejamento, uma vez que deseja-se sempre reduzir o valor de perdas técnicas ativas. Assim, a partir da análise da Figura 2.10, é possível notar claramente que a região final do Alimentador #1 (em destaque na Figura 2.10) é a que possui os menores valores do índice

de perdas técnicas ativas, sendo, portanto, a região mais favorável à injeção de potência reativa (setor "PQ").

Por meio da Tabela 2.2 é possível observar que o Alimentador #1 possui grande diversidade de condutores. Entretanto, o processo natural de crescimento da carga com o tempo faz com que seja necessário substituir os condutores de menor bitola por outros com bitola maior. Neste processo de reforço das redes de distribuição é comum que a substituição seja feita de modo a uniformizar os tipos de condutores presentes nas redes de distribuição, tomando-se como referência o condutor de maior capacidade já presente nas redes de distribuição do agente distribuidor. A uniformização de condutores ao longo do tempo amplia a capacidade operativa das redes de distribuição, à medida que elimina os gargalos de capacidade ao longo das redes (independente da topologia, a capacidade será sempre a mesma). Assim, o estudo dos alimentadores com condutores uniformizados representa o estudo de sua situação limite, e garante que a metodologia proposta neste trabalho possa ser aplicada a qualquer combinação de condutores.

Visando avaliar o efeito da uniformização dos condutores nos índices de perdas técnicas ativas e de variação de tensão, os condutores do Alimentador #1 foram, então, padronizados numa única bitola. A variante do Alimentador #1 foi denominada Alimentador #1-Ideal, já que a uniformização proposta representa a condição ideal de condutores presentes na rede de distribuição. Os resultados estão apresentados a seguir.

2.3.2.1.1 Alimentador #1-Ideal

O condutor escolhido para padronização foi o condutor de alumínio com área da seção transversal igual a 185 mm². A escolha se deve ao fato deste condutor ser de elevada bitola (e reduzida impedância) e amplamente utilizado nas concessionárias brasileiras. A Figura 2.11 mostra graficamente os índices de perdas técnicas ativas associados a cada barra do Alimentador #1-Ideal.

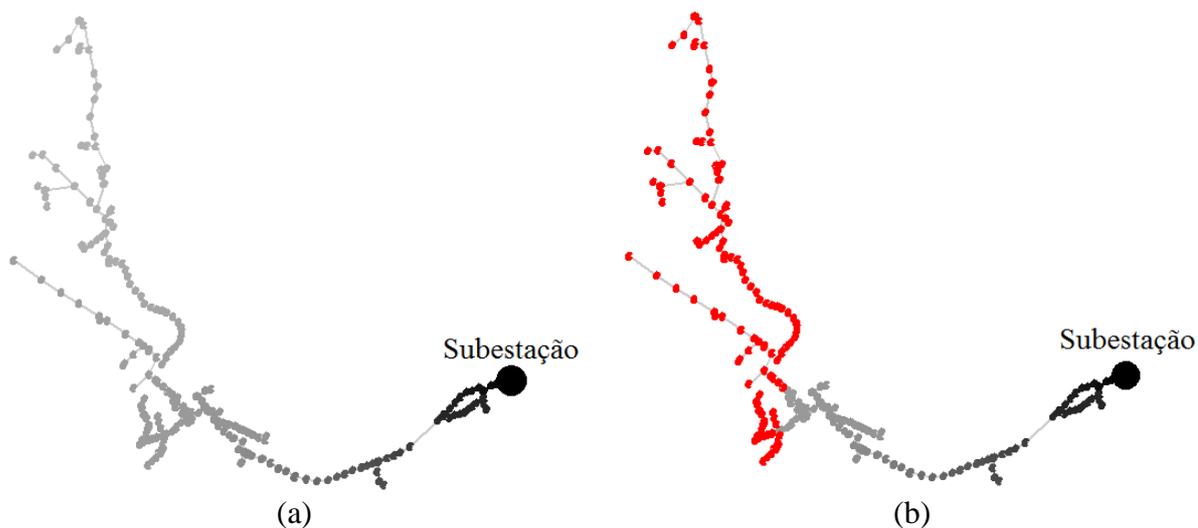


Figura 2.11 - Índices de perdas técnicas ativas do Alimentador #1-Ideal: (a) índice em cada barra; (b) destaque em vermelho para as barras com menores índices de perdas técnicas ativas

Em relação ao Alimentador #1-Ideal é possível notar que, com condutores padronizados, a região mais propícia à injeção de potência reativa se mantém na parte final do alimentador - Figura 2.11, possuindo um comportamento semelhante ao apurado para o Alimentador #1, com pequenas variações nos limites dos setores "P" e "PQ". Assim, é possível constatar que a metodologia proposta pode ser aplicada a qualquer combinação de condutores presentes nas redes de distribuição.

2.3.2.2 Alimentador #2

Visando representar graficamente a distribuição dos índices de perdas técnicas ativas associados a cada barra do Alimentador #2 é apresentada a Figura 2.12. A escala de cores é a mesma utilizada na Seção 2.3.2.1. A partir da análise da Figura 2.12 é possível constatar um comportamento bastante semelhante entre o Alimentador #1 e o Alimentador #2. Assim, para o Alimentador #2, a região final é a mais propícia à injeção de potência reativa (setor "PQ").

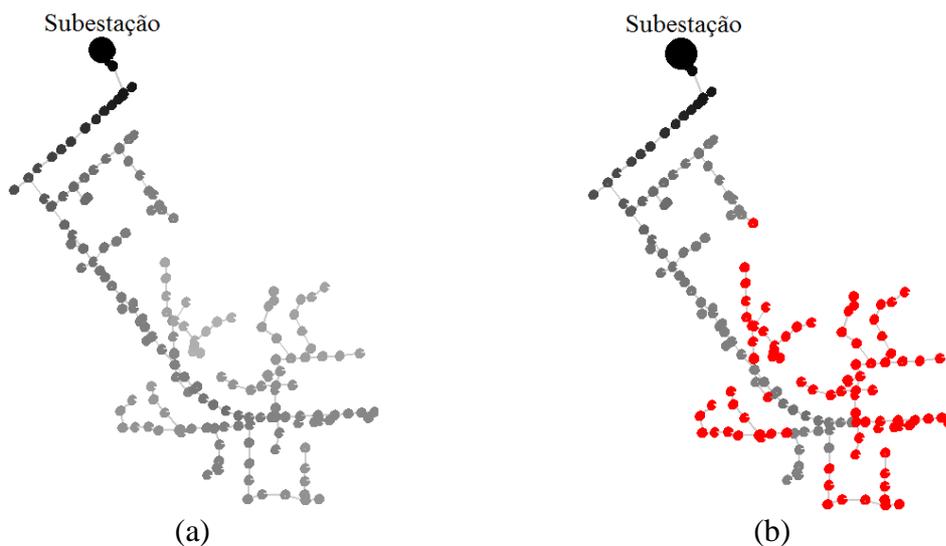


Figura 2.12 - Índices de perdas técnicas ativas do Alimentador #2: (a) índice em cada barra; (b) destaque em vermelho para as barras com menores índices de perdas técnicas ativas

Visando avaliar o efeito da padronização de condutores proposta na Seção 2.3.2.1 nos índices de perdas técnicas ativas, os condutores do Alimentador #2 foram padronizados numa única bitola, de modo semelhante ao realizado para o Alimentador #1. A variante do Alimentador #2 foi denominada #2-Ideal. Os resultados estão apresentados a seguir.

2.3.2.2.1 Alimentador #2-Ideal

A Figura 2.13 mostra graficamente os índices de perdas técnicas ativas associados a cada barra do Alimentador #2-Ideal.

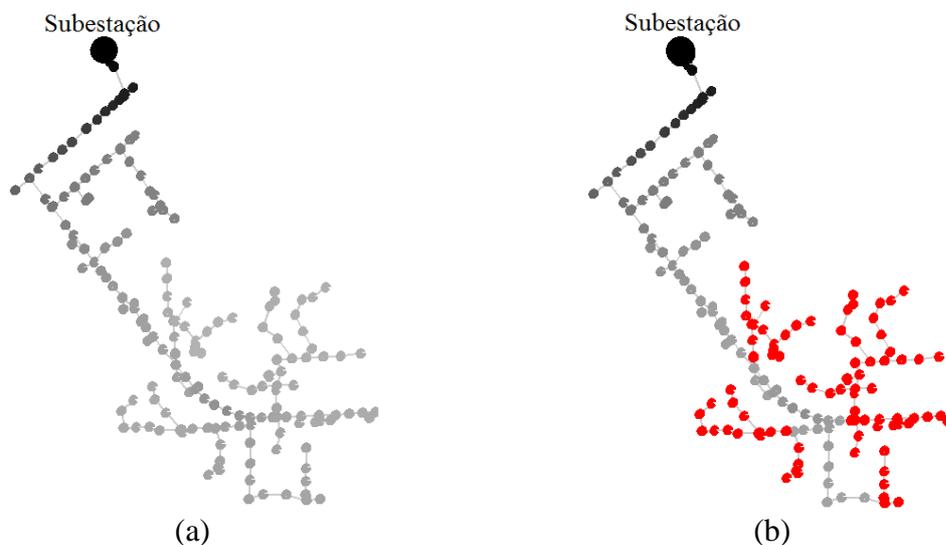


Figura 2.13 - Índices de perdas técnicas ativas do Alimentador #2-Ideal: (a) índice em cada barra; (b) destaque em vermelho para as barras com menores índices de perdas técnicas ativas

Diante da padronização dos condutores da rede, os índices do Alimentador #2-Ideal não sofreram praticamente nenhuma alteração, quando comparados com os mesmos índices do Alimentador #2, repetindo o comportamento verificado pela análise do Alimentador #1 e do Alimentador #1-Ideal.

2.3.2.3 Estabilidade da Matriz de Sensibilidade

A escolha dos valores adotados na Seção 2.2.1 influencia diretamente na formação da matriz de sensibilidade e nos índices de desempenho técnico avaliados. A fim de avaliar a estabilidade da matriz de sensibilidade, sua formação foi avaliada sob diferentes valores de variação de potência reativa e patamar de carga, aplicados ao Alimentador #1 e Alimentador #2, e também as suas variantes Alimentador #1-Ideal e Alimentador #2-Ideal. Foram avaliados valores de variação de potência reativa iguais a 7,5 kvar e 75 kvar (este último correspondente ao limite de micro-geração distribuída, mantendo-se o fator de potência igual a 0,80 capacitivo). Os patamares de carga avaliados foram pesada e leve. A Figura 2.14 e a Figura 2.15 mostram os resultados obtidos para o Alimentador #1 e Alimentador #1-Ideal, respectivamente. A partir da Figura 2.14 e da Figura 2.15 é possível notar uma pequena diferença nos índices de perdas técnicas ativas, entre as situações avaliadas, resultando numa variação entre setores (destacados em vermelho) inferior a 5%, confirmando a forte estabilidade da matriz de sensibilidade. A Figura 2.16 e a Figura 2.17 mostram os resultados obtidos para o Alimentador #2 e Alimentador #2-Ideal, respectivamente. A partir da Figura 2.16 e a Figura 2.17 é possível notar uma diferença reduzida nos índices de perdas técnicas ativas em seis das oito condições avaliadas (em patamar de carga pesada e valores de variação de potência reativa iguais a 7,5 kvar e 75 kvar; e em patamar de carga leve e valor de variação de potência reativa igual a 7,5 kvar), resultando numa variação entre setores inferior a 13%. Em patamar de carga leve e valor de variação de potência reativa igual a 75 kvar as alterações nos valores dos índices de perdas técnicas foram maiores (25%), devido ao fato de que o Alimentador #2 possui um nível reduzido de potência reativa em patamar de carga leve (Tabela 2.1), tornando a variação de potência reativa bastante expressiva (37,5%). Entretanto, destaca-se que esta condição não representa um impeditivo à aplicação e a estabilidade da metodologia, uma vez que a situação em questão representa uma condição limite, representado pela conexão de unidades de geração distribuída de maior porte, não representando a expectativa do sistema elétrico local. A escala de cores adotada é a mesma utilizada nas Seções 2.3.2.1 e 2.3.2.2.

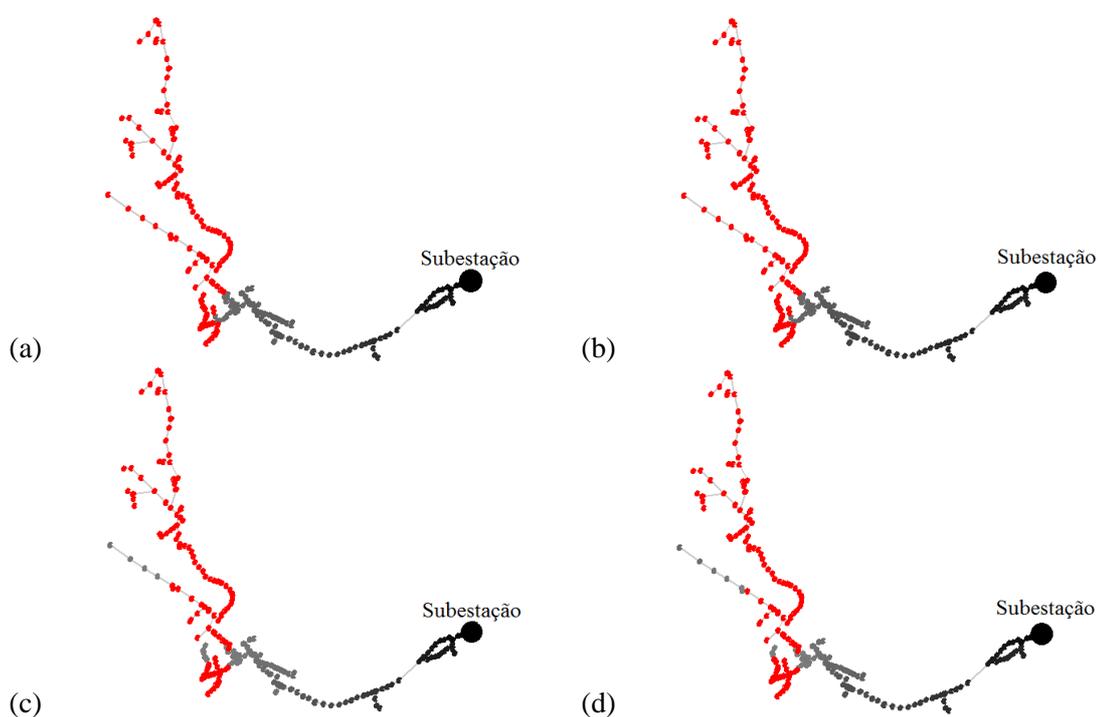


Figura 2.14 - Índices de perdas técnicas ativas do Alimentador #1: (a) variação de potência reativa de 7,5 kvar em patamar de carga pesada; (b) variação de potência reativa de 7,5 kvar em patamar de carga leve; (c) variação de potência reativa de 75 kvar em patamar de carga pesada; (d) variação de potência reativa de 75 kvar em patamar de carga leve

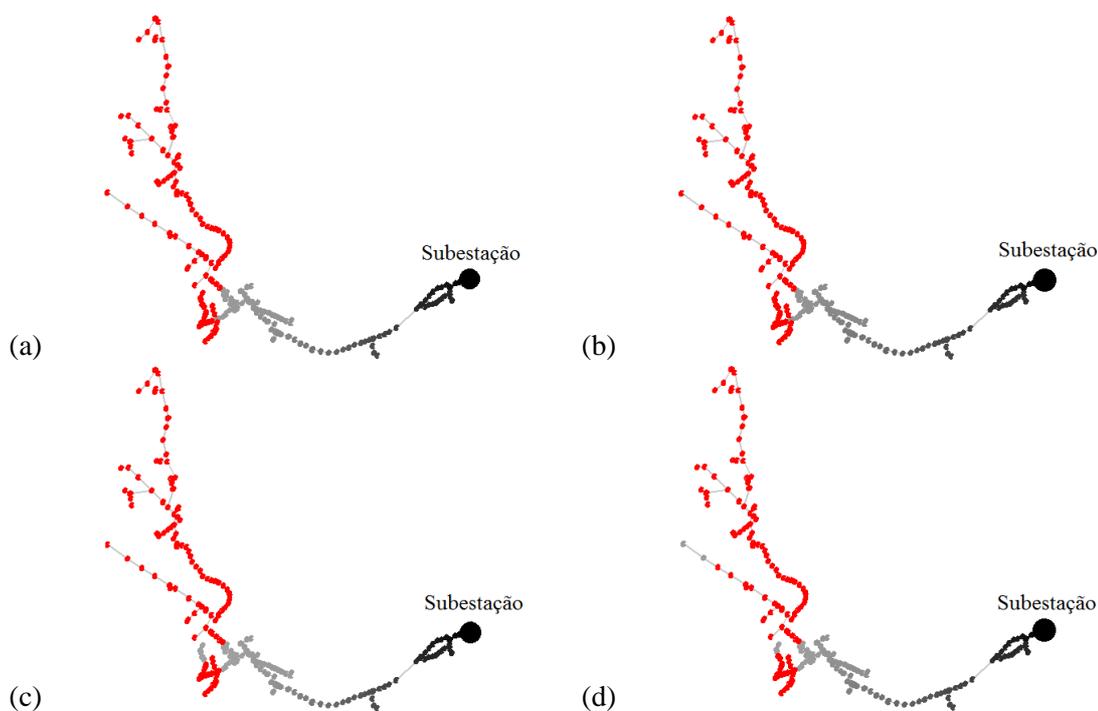


Figura 2.15 - Índices de perdas técnicas ativas do Alimentador #1-Ideal: (a) variação de potência reativa de 7,5 kvar em patamar de carga pesada; (b) variação de potência reativa de 7,5 kvar em patamar de carga leve; (c) variação de potência reativa de 75 kvar em patamar de carga pesada; (d) variação de potência reativa de 75 kvar em patamar de carga leve

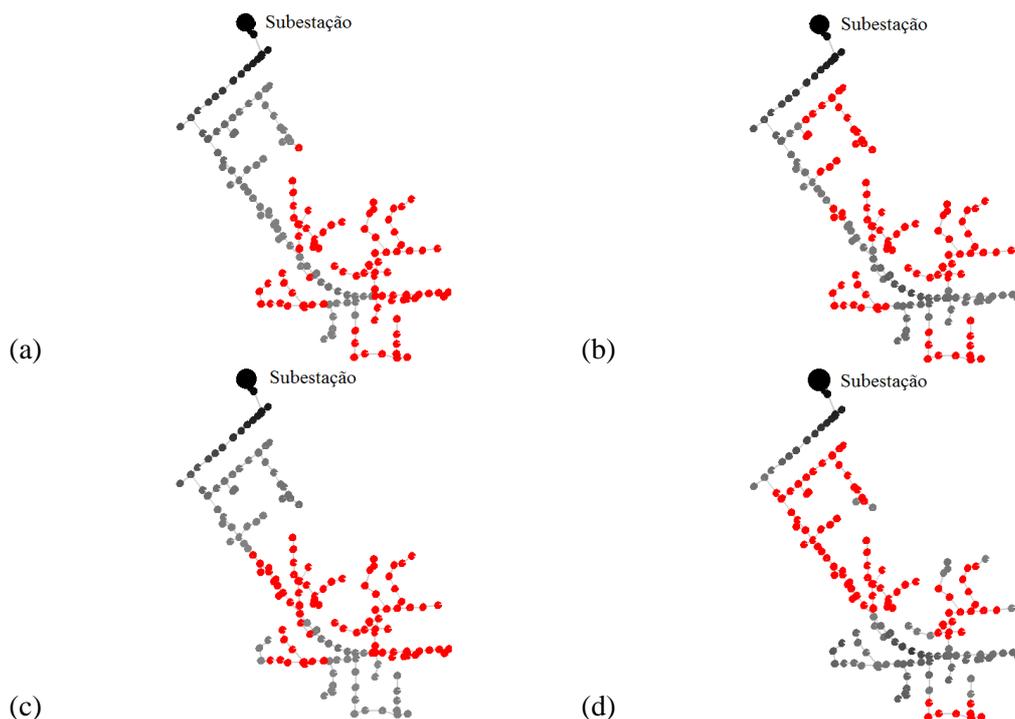


Figura 2.16 - Índices de perdas técnicas ativas do Alimentador #2: (a) variação de potência reativa de 7,5 kvar em patamar de carga pesada; (b) variação de potência reativa de 7,5 kvar em patamar de carga leve; (c) variação de potência reativa de 75 kvar em patamar de carga pesada; (d) variação de potência reativa de 75 kvar em patamar de carga leve

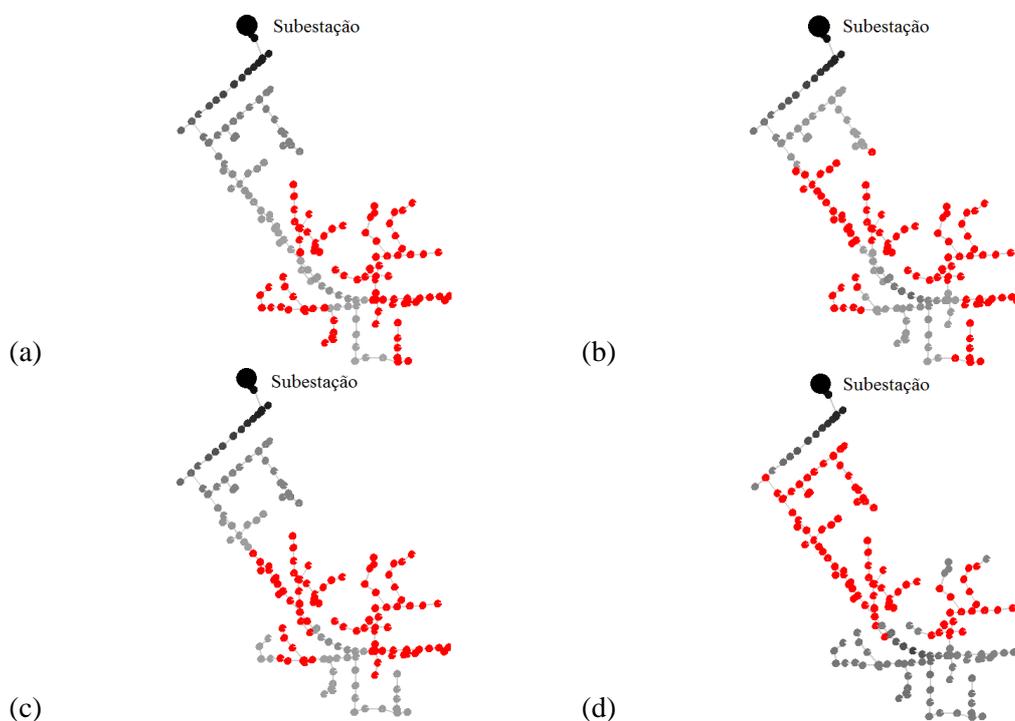


Figura 2.17 - Índices de perdas técnicas ativas do Alimentador #2-Ideal: (a) variação de potência reativa de 7,5 kvar em patamar de carga pesada; (b) variação de potência reativa de 7,5 kvar em patamar de carga leve; (c) variação de potência reativa de 75 kvar em patamar de carga pesada; (d) variação de potência reativa de 75 kvar em patamar de carga leve

2.3.3 Resultados da Aplicação da Metodologia de Setorização

A partir dos índices calculados na Seção 2.3.2 foi implementada a setorização proposta na Seção 2.2.3. A metodologia de setorização foi aplicada aos Alimentadores #1 e #2 e suas variantes (#1-Ideal e #2-Ideal) e avaliada sob 2 patamares de carga, de modo a permitir analisar os resultados da aplicação da metodologia sob diferentes condições de carga. Foram utilizados os patamares de carga pesada e leve como forma de avaliar as situações limites às quais os alimentadores estão submetidos. Os resultados estão apresentados em detalhes nas seções a seguir.

2.3.3.1 Alimentador #1

a) Patamar de Carga Pesada

Os resultados da metodologia de setorização aplicada ao Alimentador #1 são apresentados na Figura 2.18, na qual é possível verificar os valores totais de perdas técnicas ativas (Figura 2.18-a), de tensão mínima⁹ (Figura 2.18-b) e de tensão máxima¹⁰ (Figura 2.18-c) para cada combinação de modo de operação e grau de penetração, além dos valores destas grandezas para a situação de referência (0% de penetração da geração distribuída), considerando-se patamar de carga pesada. Na Figura 2.18-a a linha tracejada em preto representa o percentual de penetração de geração distribuída a partir do qual ocorre fluxo reverso¹¹ de potência ativa. O percentual de penetração da geração distribuída se aplica à estimativa de potência total instalada em cada alimentador, conforme detalhado na Seção 2.2.2.

⁹ Menor valor de tensão encontrado entre as fases de todas as barras da rede de distribuição, considerando-se o desequilíbrio de fases existentes.

¹⁰ Maior valor de tensão encontrado entre as fases de todas as barras da rede de distribuição, considerando-se o desequilíbrio de fases existentes.

¹¹ Quando o fluxo altera o sentido em relação à referência estabelecida (sentido subestação → carga).

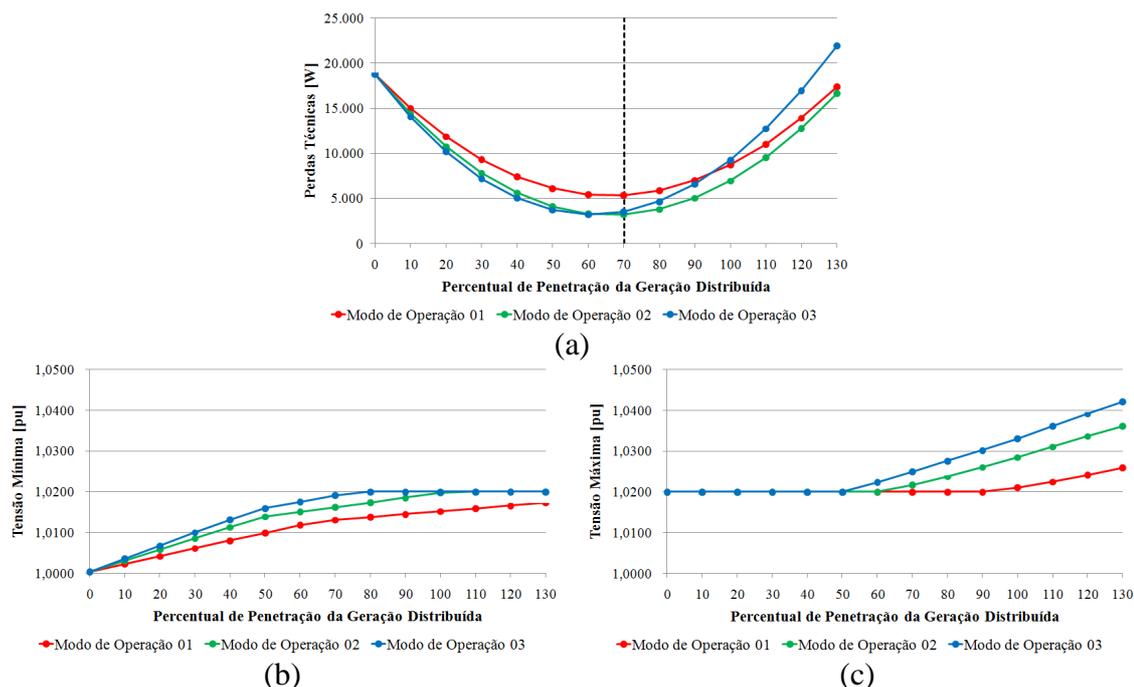


Figura 2.18 - Resultados da metodologia de setorização aplicada ao Alimentador #1 em patamar de carga pesada: (a) valores de perdas técnicas ativas totais; (b) valores de tensão mínima; (c) valores de tensão máxima. Todos em função do modo de operação (Modo 01: 1 Setor "P"; Modo 02: Setores "P" e "PQ"; e Modo 03: 1 Setor "PQ") e do grau de penetração da geração distribuída

A partir da Figura 2.18-a é possível observar que, para baixos valores de penetração da geração distribuída (menor que 60%), situação esta esperada no curto e médio prazos, o Modo de Operação 03 (existência de um único setor "PQ") é o que possui os menores valores de perdas, sendo o mais indicado. Entretanto, à medida que o grau de penetração da geração distribuída se eleva (acima de 60%), o Modo de Operação 02 (existência de setores "P" e "PQ") se torna mais atrativo. É importante destacar que, a partir de 120% de penetração da geração distribuída os valores de perdas técnicas ativas passam a ser maiores que o valor inicial de perdas técnicas ativas (valor total de perdas técnicas ativas sem conexão de qualquer tipo de unidade de geração distribuída), devido ao forte fluxo reverso que ocorre em determinados trechos do alimentador.

Nota-se ainda que o Modo de Operação 01 (existência de um único setor "P") não é o melhor em nenhuma situação; independente do grau de penetração da geração distribuída o valor de perdas técnicas ativas totais nunca é o menor para o Modo de Operação 01. Destaca-se ainda que, até o grau de penetração da geração distribuída de 90%, o Modo de Operação 01 é o que apresenta os piores resultados de perdas técnicas ativas dentre os 3 modos analisados, perdendo inclusive para o Modo de Operação 03 (existência de um único setor "PQ"). Este

resultado concorda com a expectativa natural de que a injeção conjunta de potências ativa e reativa tendem a melhorar o desempenho da rede de distribuição no que tange a perdas técnicas ativas.

Pela ótica da tensão, é possível notar, a partir da Figura 2.18-b e da Figura 2.18-c, que as tensões mínima e máxima no Alimentador #1 tem um perfil sempre não decrescente, mostrando que o aumento da injeção de potências ativa e reativa contribui para a elevação destas tensões. É importante destacar que, em nenhuma situação simulada nesta seção e nas seções seguintes deste capítulo, houve ultrapassagem dos limites de tensão exigidos pela legislação local (limite mínimo igual a 0,93 pu e limite máximo igual a 1,05 pu), ou seja, as restrições de tensão nunca foram ultrapassadas, mesmo com o forte acoplamento existente entre o fluxo de potência ativa e o módulo da tensão na barra de injeção de potência ativa - devido ao elevado valor da relação R/X , característica intrínseca de alimentadores de média tensão, conforme demonstrado em Donadel, Fardin e Encarnação (2014). Vale notar que as variações de tensão foram muito reduzidas; desta forma, os benefícios advindos destas variações de tensão são desprezíveis quando comparados aos benefícios advindos das variações de perdas técnicas ativas. O mesmo comportamento foi observado em todos os alimentadores e patamares de carga simulados. Assim, a partir deste ponto, serão computadas somente as variações de perdas técnicas ativas na escolha do modo de operação mais eficiente.

A Figura 2.18-a pode ser modificada de forma a apresentar em destaque o modo de operação mais eficiente em cada grau de penetração da geração distribuída. Tal situação é mostrada pela Figura 2.19, que destaca na cor laranja o modo de operação mais eficiente para cada grau de penetração da geração distribuída.

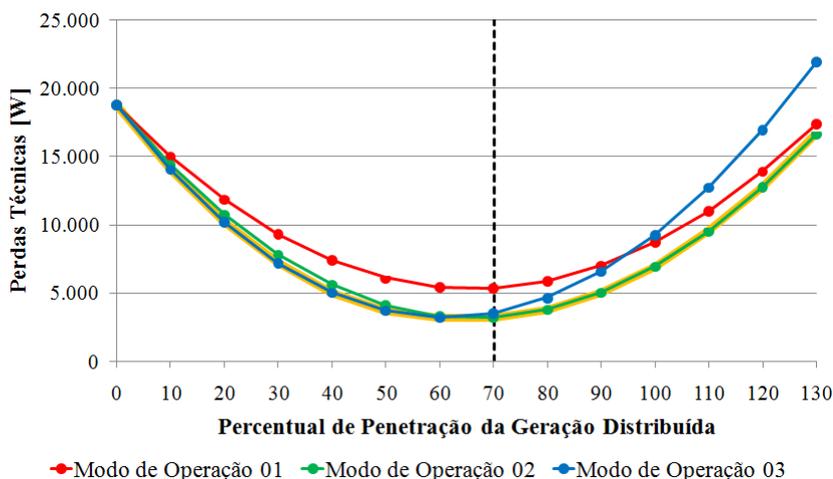


Figura 2.19 - Valores de perdas técnicas ativas totais do Alimentador #1 em patamar de carga pesada em função do modo de operação (Modo 01: 1 Setor "P"; Modo 02: Setores "P" e "PQ"; e Modo 03: 1 Setor "PQ") e do grau de penetração da geração distribuída. Destaque em laranja para o modo de operação mais eficiente

A Figura 2.19 revela a necessidade de reavaliação periódica do *setpoint* de operação das unidades de geração distribuída, à medida que o grau de penetração da geração distribuída avança, em busca do modo de operação mais eficiente: no caso estudado, o Modo de Operação 3 é o mais eficiente até o grau de penetração de 60%; a partir deste ponto, o Modo de Operação 2 torna-se mais eficiente. Esta alteração no *setpoint* poderá ser realizada *in loco* (quando da ausência de recursos de comunicação e controle entre os centros de controle e as unidades de geração distribuída) ou por meio de comunicação remota, à medida que sejam disponibilizados recursos de comunicação entre a unidade geradora e o centro de controle.

b) Patamar de Carga Leve

De forma complementar ao estudo realizado para a situação de maior carregamento, a aplicação da metodologia proposta deve ser avaliada em situações com diferentes níveis de carga, visando representar a variação natural de carga que ocorre ao longo do dia. Desta forma, a Figura 2.20 mostra os resultados de perdas e tensão para o Alimentador #1 em patamar de carga leve, representando sua situação limite com carga reduzida. É importante destacar quem não houve fluxo reverso de potência ativa nas situações simuladas.

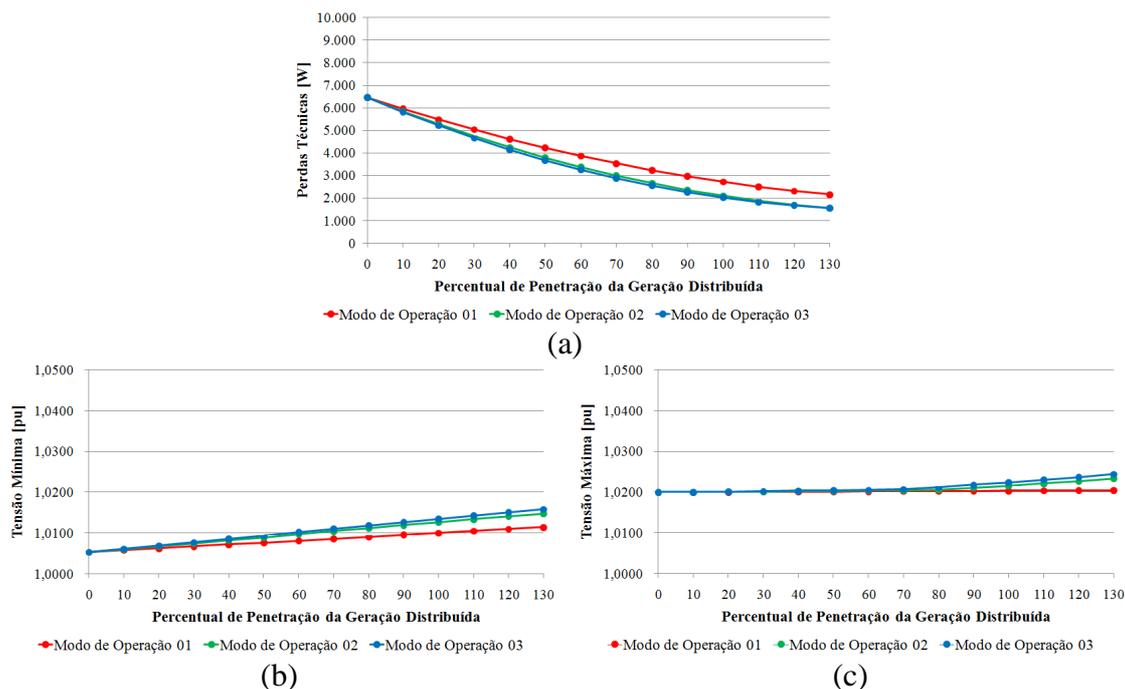


Figura 2.20 - Resultados da metodologia de setorização aplicada ao Alimentador #1 em patamar de carga leve: (a) valores de perdas técnicas ativas totais; (b) valores de tensão mínima; (c) valores de tensão máxima. Todos em função do modo de operação (Modo 01: 1 Setor "P"; Modo 02: Setores "P" e "PQ"; e Modo 03: 1 Setor "PQ") e do grau de penetração da geração distribuída

A partir da Figura 2.20-a, observa-se que o Modo de Operação 03 é o mais adequado até o grau de penetração de 120%, a partir do qual o Modo de Operação 02 passa a ser o mais adequado, porém com diferenças entre os modos de operação inferiores a 1%. O comportamento das perdas é bem diferente do observado em patamar de carga pesada, devido ao fato de que grande parte das unidades de geração distribuída consideradas para o Alimentador #1 são do tipo fotovoltaica, não produzindo potência ativa em patamar de carga leve. De forma análoga à análise aplicada à Figura 2.18-a, a Figura 2.20-a pode ser modificada de forma a apresentar em destaque o modo de operação mais eficiente em cada grau de penetração da geração distribuída. Tal situação é mostrada pela Figura 2.21, que destaca na cor laranja o modo de operação mais eficiente para cada grau de penetração da geração distribuída.

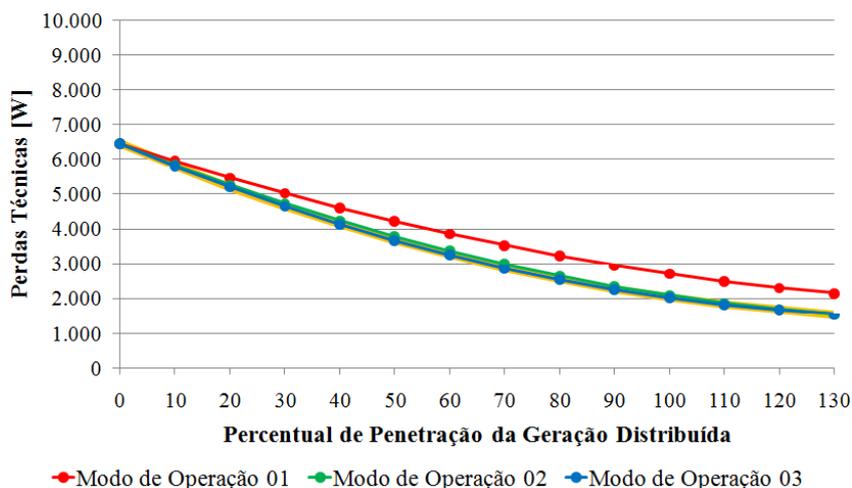


Figura 2.21 - Valores de perdas técnicas ativas totais do Alimentador #1 em patamar de carga leve em função do modo de operação (Modo 01: 1 Setor "P"; Modo 02: Setores "P" e "PQ"; e Modo 03: 1 Setor "PQ") e do grau de penetração da geração distribuída. Destaque em laranja para o modo de operação mais eficiente

A comparação entre os valores de perdas técnicas ativas totais do Alimentador #1 em patamar de carga pesada (Figura 2.18-a) e em patamar de carga leve (Figura 2.20-a) mostra claramente que a definição do *setpoint* de operação das unidades de geração distribuída é função tanto do grau de penetração da geração distribuída quanto do patamar de carga, ou seja, o *setpoint* deve ser controlado também em função do horário. Por exemplo, com um grau de penetração da geração distribuída igual a 90%, as unidades de geração distribuída devem operar no modo 02 quando em horário com patamar de carga pesada (Figura 2.19) e operar no modo 03 quando em horário com patamar de carga leve¹² (Figura 2.21). De forma complementar, o *setpoint* pode ser controlado também em função do dia em questão. Destaca-se que o controle em função do dia/horário pode ser realizado automaticamente pelo módulo de controle local da unidade de geração distribuída (não necessitando de recursos de comunicação com o centro de operação), que determinará, em função do dia (por exemplo, estratificado por dia útil, sábado ou domingo) e do horário (por exemplo, estratificado em patamares de carga de 1 hora), o melhor Modo de Operação a ser adotado.

¹² Os horários em que ocorrem os patamares de carga pesada e leve podem diferir para cada alimentador.

2.3.3.1.1 Alimentador #1-Ideal

Visando avaliar o efeito da uniformização dos condutores nos resultados obtidos com a setorização, a metodologia proposta na Seção 2.2.3 foi aplicada também ao Alimentador #1-Ideal.

a) Patamar de Carga Pesada

Quando o Alimentador #1 é comparado com sua variante de condutores padronizados, Alimentador #1-Ideal, nota-se um comportamento semelhante entre os dois. O comportamento do Alimentador #1-Ideal é mostrado por meio da Figura 2.22, na qual são apresentados os resultados de perdas e tensão (mínima e máxima) em patamar de carga pesada. Em destaque na cor laranja o modo de operação mais eficiente para cada grau de penetração da geração distribuída. Na Figura 2.22-a a linha tracejada em preto representa o percentual de penetração de geração distribuída a partir do qual ocorre fluxo reverso de potência ativa.

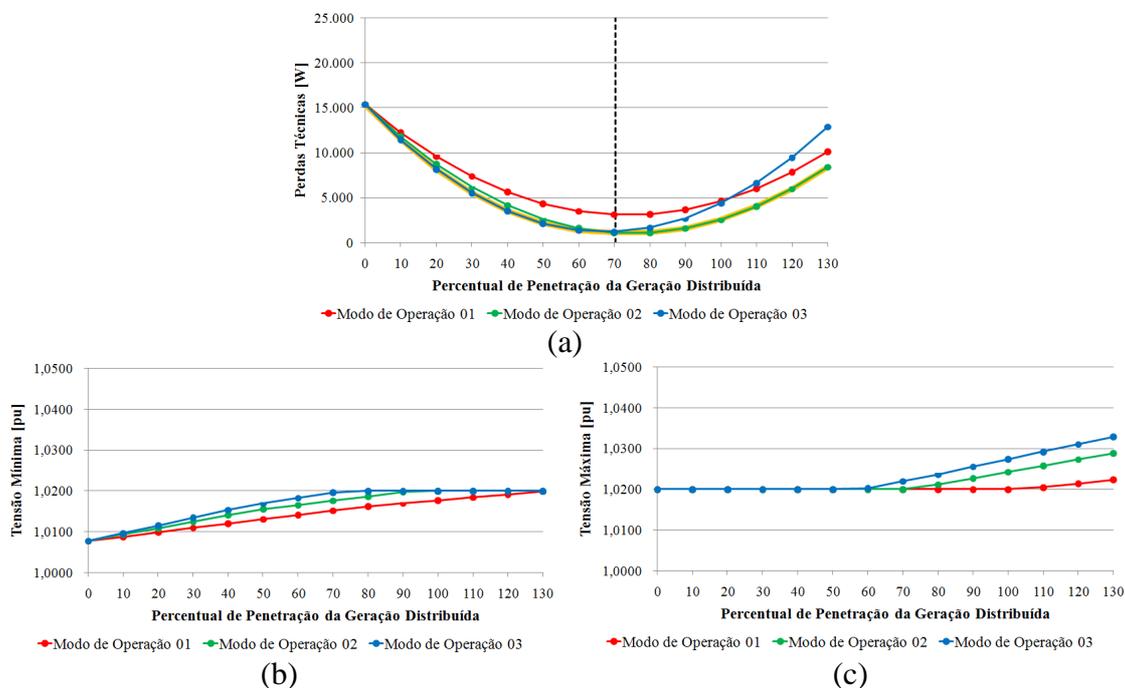


Figura 2.22 - Resultados da metodologia de setorização aplicada ao Alimentador #1-Ideal em patamar de carga pesada: (a) valores de perdas técnicas ativas totais; (b) valores de tensão mínima; (c) valores de tensão máxima.

Todos em função do modo de operação (Modo 01: 1 Setor "P"; Modo 02: Setores "P" e "PQ"; e Modo 03: 1 Setor "PQ") e do grau de penetração da geração distribuída

Em patamar de carga pesada (Figura 2.22), a única diferença entre os Alimentadores #1 e #1-Ideal é que, neste último, o Modo de Operação 02 passa a ser o mais indicado a partir de 70% de penetração da geração distribuída, enquanto no Alimentador #1 este ponto ocorre em 60%.

Apesar do comportamento das curvas de perdas técnicas ativas totais dos Alimentadores #1 e #1-Ideal serem semelhantes, observa-se uma redução nos valores ponto a ponto (Figura 2.18-a e Figura 2.22-a), representado graficamente pelo deslocamento das curvas no eixo Y, movimento já esperado em virtude da redução da impedância dos condutores. Destaca-se também que a metodologia desenvolvida neste trabalho se mostrou eficaz diante das alterações feitas nos condutores, podendo ser aplicada em qualquer topologia de condutores de rede de distribuição.

b) Patamar de Carga Leve

Quando o Alimentador #1 é comparado com sua variante de condutores padronizados, Alimentador #1-Ideal, em patamar de carga leve, também é notado um comportamento semelhante entre os dois, conforme mostrado pela Figura 2.23. Em destaque na cor laranja o modo de operação mais eficiente para cada grau de penetração da geração distribuída. Não houve fluxo reverso de potência ativa nas situações simuladas.

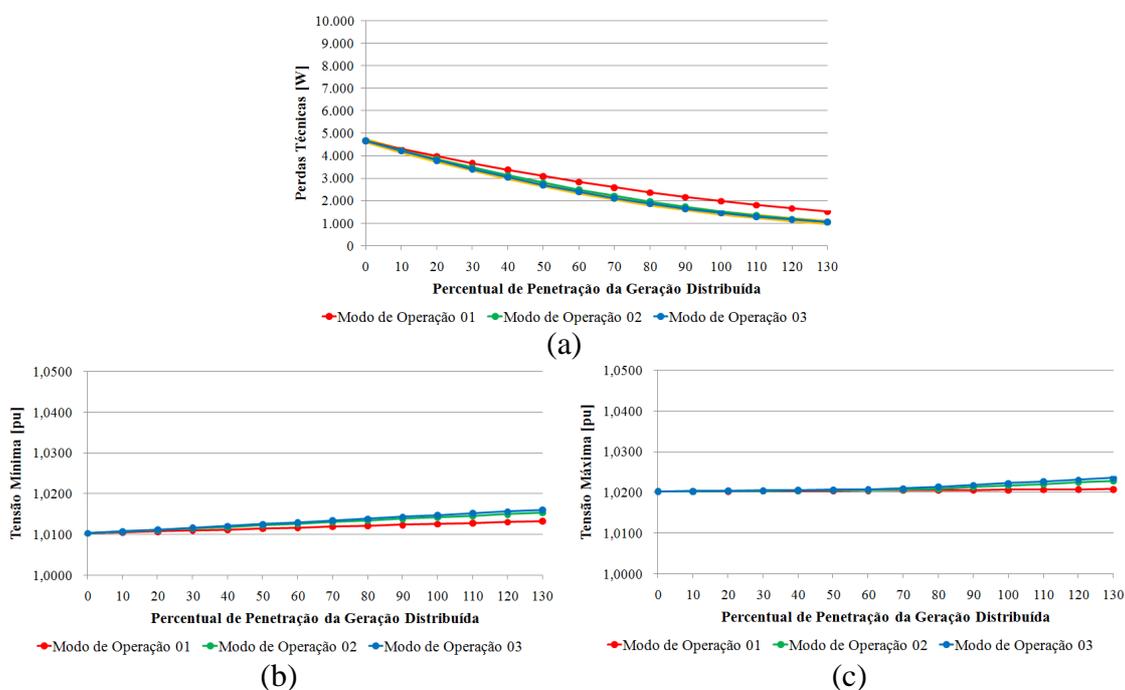


Figura 2.23 - Resultados da metodologia de setorização aplicada ao Alimentador #1-Ideal em patamar de carga leve: (a) valores de perdas técnicas ativas totais; (b) valores de tensão mínima; (c) valores de tensão máxima. Todos em função do modo de operação (Modo 01: 1 Setor "P"; Modo 02: Setores "P" e "PQ"; e Modo 03: 1 Setor "PQ") e do grau de penetração da geração distribuída

Também neste caso (Alimentadores #1 e #1-Ideal em patamar de carga leve) observa-se uma redução nos valores ponto a ponto (Figura 2.20-a e Figura 2.23-a), representado graficamente pelo deslocamento das curvas no eixo Y, movimento já esperado em virtude da redução da impedância dos condutores.

2.3.3.2 Alimentador #2

Avaliação semelhante à realizada para os Alimentadores #1 e #1-Ideal foi realizada também para os Alimentadores #2 e #2-Ideal, também nos patamares de carga pesada e leve, de modo a ilustrar a aplicação da metodologia de setorização em alimentadores com características predominantemente urbanas.

a) Patamar de Carga Pesada

Os resultados da metodologia de setorização aplicada ao Alimentador #2, em carga pesada, estão mostrados na Figura 2.24. Em patamar de carga pesada o Modo de Operação 03 foi o que obteve melhor desempenho até o grau de penetração de 40%, seguido pelo Modo de Operação 02 (entre 50% e 90%) e o Modo de Operação 01 (100% e acima). Destaca-se que, até o grau de penetração de 80%, a diferença entre os valores de perdas para cada modo de operação foi inferior a 10%. Em destaque na cor laranja o modo de operação mais eficiente para cada grau de penetração da geração distribuída. Não houve fluxo reverso de potência ativa nas situações simuladas.

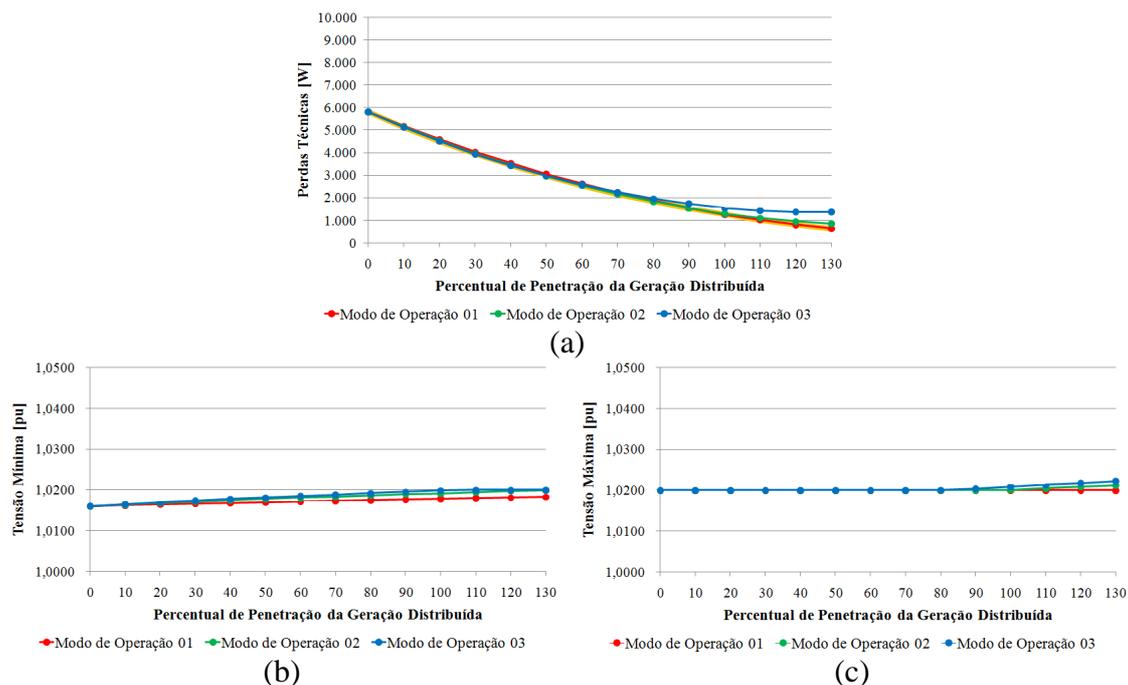


Figura 2.24 – Resultados da metodologia de setorização aplicada ao Alimentador #2 em patamar de carga pesada: (a) valores de perdas técnicas ativas totais; (b) valores de tensão mínima; (c) valores de tensão máxima. Todos em função do modo de operação (Modo 01: 1 Setor "P"; Modo 02: Setores "P" e "PQ"; e Modo 03: 1 Setor "PQ") e do grau de penetração da geração distribuída

b) Patamar de Carga Leve

Os resultados da metodologia de setorização aplicada ao Alimentador #2, em carga leve, estão mostrados na Figura 2.25. Em patamar de carga leve o Modo de Operação 03 obteve melhor desempenho, independente do grau de penetração de geração distribuída; entretanto, destaca-se que a diferença entre os modos de operação foi inferior a 1%. Em destaque na cor laranja o modo de operação mais eficiente para cada grau de penetração da geração distribuída. Não houve fluxo reverso de potência ativa nas situações simuladas.

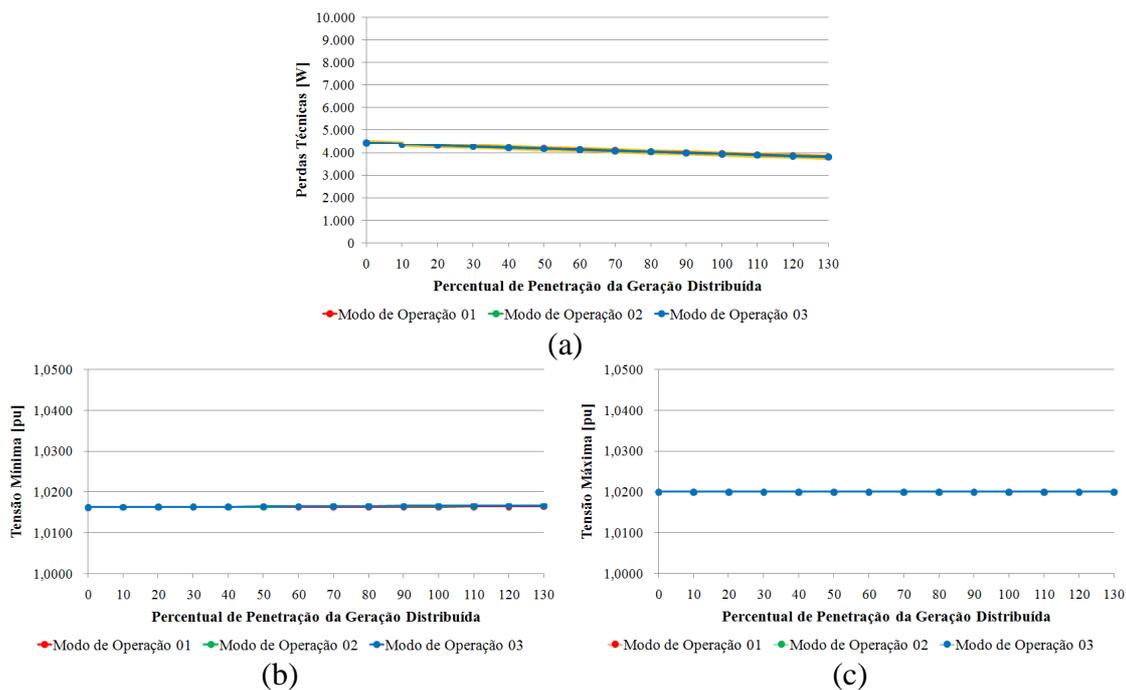


Figura 2.25 - Resultados da metodologia de setorização aplicada ao Alimentador #2 em patamar de carga leve: (a) valores de perdas técnicas ativas totais; (b) valores de tensão mínima; (c) valores de tensão máxima. Todos em função do modo de operação (Modo 01: 1 Setor "P"; Modo 02: Setores "P" e "PQ"; e Modo 03: 1 Setor "PQ") e do grau de penetração da geração distribuída

2.3.3.2.1 Alimentador #2-Ideal

Visando avaliar o efeito da uniformização dos condutores nos resultados obtidos com a setorização, a metodologia proposta na Seção 2.2.3 foi aplicada também ao Alimentador #2-Ideal.

a) Patamar de Carga Pesada

Os resultados da metodologia de setorização aplicada ao Alimentador #2-Ideal, em carga pesada, estão mostrados na Figura 2.26. Em patamar de carga pesada o Modo de Operação 03 foi o que obteve melhor desempenho até o grau de penetração de 40%, seguido pelo Modo de Operação 02 (entre 50% e 80%) e o Modo de Operação 01 (90% e acima). Destaca-se que, até o grau de penetração de 80%, a diferença entre os valores de perdas para cada modo de operação foi inferior a 10%. Em destaque na cor laranja o modo de operação mais eficiente para cada grau de penetração da geração distribuída. Não houve fluxo reverso de potência ativa nas situações simuladas.

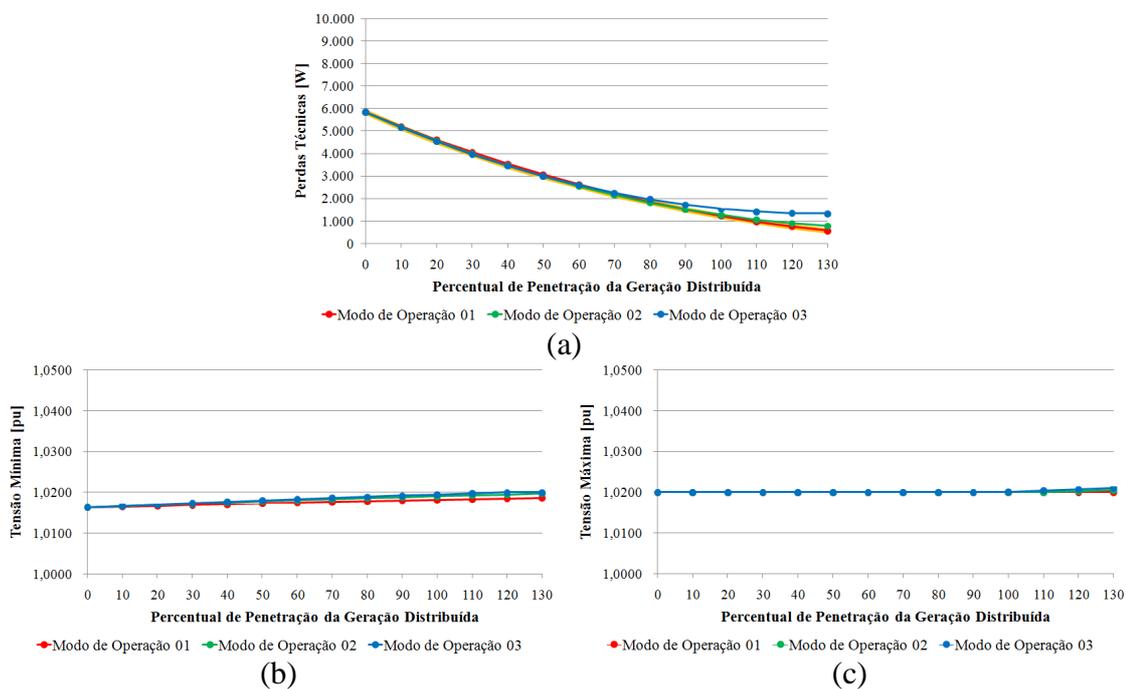


Figura 2.26 - Resultados da metodologia de setorização aplicada ao Alimentador #2-Ideal em patamar de carga pesada: (a) valores de perdas técnicas ativas totais; (b) valores de tensão mínima; (c) valores de tensão máxima.

Todos em função do modo de operação (Modo 01: 1 Setor "P"; Modo 02: Setores "P" e "PQ"; e Modo 03: 1 Setor "PQ") e do grau de penetração da geração distribuída

b) Patamar de Carga Leve

Os resultados da metodologia de setorização aplicada ao Alimentador #2-Ideal, em carga leve, estão mostrados na Figura 2.27. Em patamar de carga leve o Modo de Operação 03 obteve melhor desempenho, independente do grau de penetração de geração distribuída; entretanto, destaca-se que a diferença entre os modos de operação foi inferior a 1%. Em destaque na cor laranja o modo de operação mais eficiente para cada grau de penetração da geração distribuída. Não houve fluxo reverso de potência ativa nas situações simuladas.

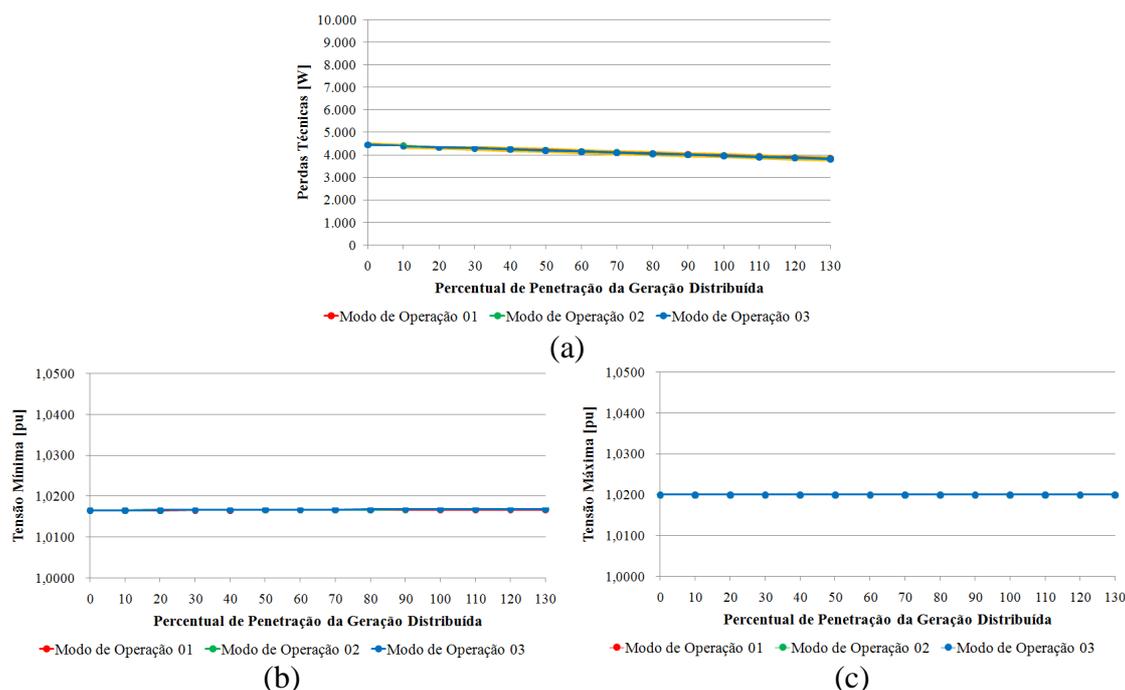


Figura 2.27 - Resultados da metodologia de setorização aplicada ao Alimentador #2-Ideal em patamar de carga leve: (a) valores de perdas técnicas ativas totais; (b) valores de tensão mínima; (c) valores de tensão máxima. Todos em função do modo de operação (Modo 01: 1 Setor "P"; Modo 02: Setores "P" e "PQ"; e Modo 03: 1 Setor "PQ") e do grau de penetração da geração distribuída

Também para os Alimentadores #2 e #2-Ideal há a necessidade de reavaliação periódica do *setpoint* de operação das unidades de geração distribuída, à medida que o grau de penetração da geração distribuída avança, e do controle horário local, que é independente de comunicação com o centro de controle. O comportamento muito semelhante dos Alimentadores #2 e #2-Ideal se deve ao fato de que houve pouca alteração nos condutores utilizados durante o processo de padronização, como explicado anteriormente.

2.3.4 Análise Econômico-Financeira e Regulatória

Como forma de avaliar quantitativamente a aplicação da metodologia proposta neste trabalho, são apresentadas na Tabela 2.3 (para os Alimentadores #1 e #1-Ideal) e na Tabela 2.4 (para os Alimentadores #2 e #2-Ideal) as reduções absolutas e percentuais de perdas técnicas ativas observadas com a aplicação da metodologia. A Tabela 2.3 e a Tabela 2.4 permitem comparar as perdas técnicas ativas do Modo de Operação mais atrativo (Modo de Operação com menor valor de perdas técnicas ativas) e o Modo de Operação 01, correspondente à existência de um único setor "P", ou seja, nenhuma injeção ou controle de potência reativa. Após cada valor,

entre parênteses, está indicado o Modo de Operação mais atrativo da combinação alimentador/patamar de carga/grau de penetração em questão.

Tabela 2.3 - Redução de perdas técnicas ativas para os Alimentadores #1 e #1-Ideal: comparação entre o modo de operação mais atrativo (menores valores de perdas técnicas ativas) e o Modo de Operação 01, correspondente a nenhuma injeção/controlado de potência reativa. Entre parênteses o modo de operação mais atrativo

<i>Penetração da Geração Distribuída</i>	<i>Alimentador #1</i>		<i>Alimentador #1-Ideal</i>	
	<i>Patamar de Carga</i>	<i>Patamar de Carga</i>	<i>Patamar de Carga</i>	<i>Patamar de Carga</i>
	<i>Pesada</i>	<i>Leve</i>	<i>Pesada</i>	<i>Leve</i>
10%	954 W / 6% (MO3)	143 W / 2% (MO3)	801 W / 7% (MO3)	99 W / 2% (MO3)
20%	1665 W / 14% (MO3)	269 W / 5% (MO3)	1420 W / 15% (MO3)	188 W / 5% (MO3)
30%	2140 W / 23% (MO3)	379 W / 8% (MO3)	1861 W / 25% (MO3)	266 W / 7% (MO3)
40%	2388 W / 32% (MO3)	472 W / 10% (MO3)	2127 W / 38% (MO3)	333 W / 10% (MO3)
50%	2414 W / 39% (MO3)	549 W / 13% (MO3)	2223 W / 51% (MO3)	390 W / 13% (MO3)
60%	2226 W / 41% (MO3)	610 W / 16% (MO3)	2150 W / 61% (MO3)	437 W / 15% (MO3)
70%	2154 W / 40% (MO2)	655 W / 19% (MO3)	2003 W / 64% (MO2)	474 W / 18% (MO3)
80%	2105 W / 36% (MO2)	684 W / 21% (MO3)	2071 W / 65% (MO2)	500 W / 21% (MO3)
90%	1976 W / 28% (MO2)	697 W / 24% (MO3)	2090 W / 57% (MO2)	516 W / 24% (MO3)
100%	1772 W / 20% (MO2)	694 W / 26% (MO3)	2060 W / 44% (MO2)	521 W / 26% (MO3)
110%	1494 W / 14% (MO2)	676 W / 27% (MO3)	1982 W / 33% (MO2)	517 W / 28% (MO3)
120%	1145 W / 8% (MO2)	642 W / 28% (MO3)	1858 W / 24% (MO2)	502 W / 30% (MO3)
130%	729 W / 4% (MO2)	610 W / 28% (MO2)	1690 W / 17% (MO2)	483 W / 31% (MO2)

Tabela 2.4 - Redução de perdas técnicas ativas para os Alimentadores #2 e #2-Ideal: comparação entre o modo de operação mais atrativo (menores valores de perdas técnicas ativas) e o Modo de Operação 01, correspondente a nenhuma injeção/controlado de potência reativa. Entre parênteses o modo de operação mais atrativo

<i>Penetração da Geração Distribuída</i>	<i>Alimentador #2</i>		<i>Alimentador #2-Ideal</i>	
	<i>Patamar de Carga</i>	<i>Patamar de Carga</i>	<i>Patamar de Carga</i>	<i>Patamar de Carga</i>
	<i>Pesada</i>	<i>Leve</i>	<i>Pesada</i>	<i>Leve</i>
10%	53 W / 1% (MO3)	3 W / 0% (MO3)	49 W / 1% (MO3)	2 W / 0% (MO3)
20%	87 W / 2% (MO3)	5 W / 0% (MO3)	81 W / 2% (MO3)	5 W / 0% (MO3)
30%	103 W / 3% (MO3)	8 W / 0% (MO3)	94 W / 2% (MO3)	7 W / 0% (MO3)
40%	101 W / 3% (MO3)	10 W / 0% (MO3)	89 W / 2% (MO3)	9 W / 0% (MO3)
50%	87 W / 3% (MO2)	12 W / 0% (MO3)	77 W / 3% (MO2)	11 W / 0% (MO3)
60%	79 W / 3% (MO2)	15 W / 0% (MO3)	68 W / 3% (MO2)	12 W / 0% (MO3)
70%	62 W / 3% (MO2)	16 W / 0% (MO3)	51 W / 2% (MO2)	14 W / 0% (MO3)
80%	37 W / 2% (MO2)	18 W / 0% (MO3)	26 W / 1% (MO2)	15 W / 0% (MO3)
90%	4 W / 0% (MO2)	20 W / 0% (MO3)	0 W / 0% (MO1)	16 W / 0% (MO3)
100%	0 W / 0% (MO1)	21 W / 1% (MO3)	0 W / 0% (MO1)	17 W / 0% (MO3)
110%	0 W / 0% (MO1)	22 W / 1% (MO3)	0 W / 0% (MO1)	18 W / 0% (MO3)
120%	0 W / 0% (MO1)	23 W / 1% (MO3)	0 W / 0% (MO1)	19 W / 0% (MO3)
130%	0 W / 0% (MO1)	24 W / 1% (MO3)	0 W / 0% (MO1)	19 W / 1% (MO3)

Nos Alimentadores #1 e #1-Ideal é possível notar variações significativas de perdas técnicas ativas. Como exemplo, cita-se o Alimentador #1 com 50% de penetração de geração distribuída, que apresenta uma redução de perdas de 39%, calculada a partir da diferença entre a utilização do Modo de Operação 01 e o Modo de Operação 03. Este exemplo corresponde a uma redução de 2.414 W, equivalente a 12,8% do valor de perdas técnicas ativas do Alimentador #1 sem a presença de unidades de geração distribuída (Tabela 2.1). Nos Alimentadores #2 e #2-Ideal são verificadas variações de menor magnitude, chegando a 3% em alguns casos (103 W), equivalente a 1,7% do valor de perdas técnicas ativas do Alimentador #2 sem a presença de unidades de geração distribuída (Tabela 2.1).

A redução de perdas contribui em 2 aspectos econômico-financeiros: (a) redução dos custos de compra de energia elétrica por parte do agente distribuidor; e: (b) redução da demanda máxima das redes de distribuição e conseqüente redução dos investimentos necessários para manter as redes dentro dos limites técnicos legais de operação. A fim de ilustrar o benefício da redução de perdas nos custos de compra de energia elétrica, foi proposto um cenário típico (mostrado na Tabela 2.5), a partir do qual é possível constatar a economia significativa nos custos de compra de energia com adoção da metodologia proposta.

Tabela 2.5 - Avaliação do benefício de redução de perdas técnicas ativas nos custos de compra de energia elétrica

<i>Parâmetro</i>	<i>Valor</i>
A - Alimentador Típico	Alimentador #1
B - Grau de Penetração da Geração Distribuída Considerado	40%
C - Redução de Perdas em Patamar de Carga Pesada (Tabela 2.3, linha 03, coluna 2)	2,388 kW
D - Fator de Perdas Típico	0,30
E - Período de Análise Considerado	5 anos (43.800 horas)
F - Custo de Compra da Energia Elétrica Típico	US\$ 0,050/kWh
G - Redução no Custo de Compra de Energia Elétrica para 01 Alimentador Típico ($G = C.D.E.F$)	US\$ 1.568,92
H - Quantidade de Alimentadores Típicos Existentes	180
I - Redução no Custo de Compra de Energia Elétrica Total ($I = G.H$)	US\$ 282.405,60

Por outro lado, o benefício advindo por meio da redução da demanda máxima das redes de distribuição é de difícil mensuração, já que sua quantificação depende não só da variação de perdas técnicas ativas observada, mas também do carregamento atual da rede, e não será abordado neste trabalho. Entretanto, é preciso destacar que, comumente, os benefícios associados à economia em investimentos em ativos tendem a ser significativamente maiores que os benefícios associados aos custos de compra de energia elétrica. A título de exemplo, cita-se o custo típico de construção de novas redes de distribuição aéreas trifásicas, que podem ultrapassar a marca de US\$ 50.000/km. Assim, a redução de apenas 2 km em construção de novas redes de distribuição ao ano permitiria a economia de US\$ 500.000,00 ao longo de 05 anos, mesmo horizonte de análise considerado na estimativa dos custos de compra de energia elétrica.

Entretanto, cabe destacar que os benefícios advindos com a utilização da metodologia proposta requerem adaptações na legislação vigente, em especial a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 (BRASIL, 2012c) e suas atualizações, por parte da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), de forma a permitir o fluxo de potência reativa entre micro e mini unidades de geração distribuída e a rede de distribuição. Além disso, é necessário que o mecanismo tarifário seja ajustado para contemplar as modificações técnicas propostas.

3. O PROBLEMA DA LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE MÉDIO PORTE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1 Introdução

O ponto de conexão das unidades de geração distribuída influencia diretamente o desempenho das redes de distribuição. Tal influência é comumente mensurada por meio de grandezas obtidas a partir da rede primária de distribuição, tais como: perdas técnicas ativas nos condutores; sobre/sub tensão nas barras, dentre outras. A título de ilustração, a Figura 3.1 mostra um alimentador de distribuição com tensão nominal de 11,4 kV e demanda máxima de 2,25 MVA, adaptado de Donadel e outros (2009), denominado Alimentador #1. Neste alimentador foi inserida uma unidade de geração distribuída de potência nominal igual a 1000 kW - limite legal para mini unidades geradoras estabelecido em Brasil (2012c) - em 3 posições distintas (A, B e C), destacadas em vermelho. Todas as simulações foram realizadas considerando-se os parâmetros intrínsecos do problema de fluxo de potência descritos no Apêndice B. O Quadro 3.1 mostra os valores absolutos de perdas técnicas ativas nos condutores primários e os valores absolutos de tensão máxima e mínima para as 3 situações indicadas (em patamar de carga pesada) e ainda a situação base, ou seja, sem a unidade de geração distribuída instalada. O Quadro 3.2 mostra as variações percentuais dos valores descritos anteriormente, em relação ao caso base.

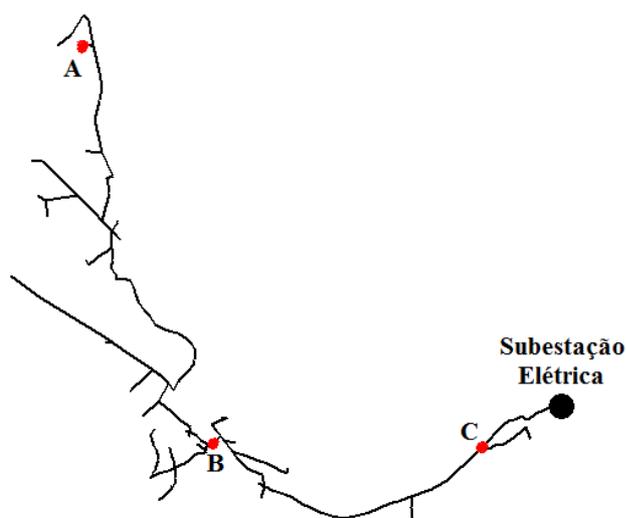


Figura 3.1 - Topologia do Alimentador #1 com indicação das posições de instalação da unidade de geração distribuída

Quadro 3.1 - Valores absolutos de perdas técnicas ativas nos condutores primários e tensão mínima e máxima para o Alimentador #1 com unidades de geração distribuída em 3 posições distintas e para o caso base

Situação	Perdas [kW]	Tensão Mínima [pu]	Tensão Máxima [pu]
Caso Base	18,8	1,0012	1,0200
Posição “A” – Final	15,3	1,0064	1,0200
Posição “B” – Intermediária	14,6	1,0013	1,0200
Posição “C” – Inicial	17,8	1,0004	1,0200

Quadro 3.2 - Variações percentuais de perdas técnicas ativas nos condutores primários e tensão mínima e máxima para o Alimentador #1 com unidades de geração distribuída em 3 posições distintas, em relação ao caso base

Situação	Variação de Perdas	Variação da Tensão	
		Mínima	Máxima
Posição “A” – Final	-18,61%	0,52%	-
Posição “B” – Intermediária	-22,34%	0,01%	-
Posição “C” – Inicial	-5,32%	0,08%	-

A partir dos dados do Quadro 3.1 e do Quadro 3.2 é possível notar claramente a grande variação provocada nas perdas técnicas ativas nos condutores primários, em função da posição de instalação da unidade de geração distribuída; no caso das tensões mínimas, as variações foram significativamente menores. Não houve variação nos valores de tensão máxima.

Neste sentido, diversos pesquisadores vêm trabalhando em técnicas para determinar a melhor posição para instalação de uma ou mais unidades de geração distribuída, em especial unidades de geração de médio porte¹³, conforme será detalhado na Seção 3.2. É importante destacar que, mesmo em situações nas quais o agente distribuidor não possui controle total sobre o ponto de instalação de unidades de geração distribuída, podem ser aplicadas políticas tarifárias específicas de modo a direcionar esta conexão. Assim, o objetivo deste capítulo é apresentar as principais metodologias que vêm sendo desenvolvidas para a solução deste problema, bem como questionar uma premissa adotada em todas as metodologias avaliadas neste trabalho: a de que a topologia da rede de distribuição é estática. Além disso, será apresentada uma solução para resolver o problema da topologia variável.

¹³ Central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 1 MW, não abrangida pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012.

3.2 Principais Metodologias

A determinação da localização ótima de unidades de geração distribuída é um típico problema de otimização, que pode ser escrito na seguinte forma genérica (LO et al., 2004; RAMIREZ; VARGAS-MARÍN; CORREA-GUTIÉRREZ, 2014):

$$\text{Minimizar} \quad f(x, u) \quad (3.1)$$

$$\text{Sujeito a} \quad g(x, u) = 0 \quad (3.2)$$

$$h(x, u) \leq 0 \quad (3.3)$$

Onde:

- x Vetor de variáveis dependentes (por exemplo, tensão nas barras);
- u Vetor de variáveis controladas (por exemplo, local de instalação das unidades de geração distribuída);
- $f(x, u)$ Função objetivo a ser otimizada (por exemplo, perdas técnicas ativas);
- $g(x, u) = 0$ Restrições de igualdade, ligadas à aplicação das leis elétricas à rede;
- $h(x, u) \leq 0$ São as restrições de desigualdade, ligadas aos limites operacionais dos equipamentos.

A busca pela solução ótima é, em geral, realizada por meio de algoritmos heurísticos, já que o espaço de busca é muito extenso. Diversos autores vêm trabalhando em novas metodologias heurísticas de determinação da localização ótima de unidades de geração distribuída, a partir da concepção geral mostrada anteriormente. As diversas metodologias pesquisadas diferem quanto à função objetivo utilizada, ao algoritmo utilizado e às variáveis adicionais que foram otimizadas em conjunto com a localização. Para simplificar o entendimento, um resumo dos principais trabalhos na área é apresentado no Quadro 3.3.

Quadro 3.3 - Localização ótima de unidades de geração distribuída em redes de distribuição – principais trabalhos

Referência	Variáveis Otimizadas			Função objetivo	Algoritmo Utilizado	Observações
	QTD ¹⁴	P ¹⁵	Q ¹⁶			
Souza (2009)	-	-	-	Perdas; violações de tensão; quedas de tensão; custos de conexão das GDs.	Genético	-
Banerjee e Islam (2011)	-	-	-	Custo associado à confiabilidade da rede de distribuição.	Busca direta	-
Falaghi e outros (2011)	X	X	-	Custo total de expansão da rede elétrica.	Genético	Utiliza a inserção de GDs como ferramenta auxiliar de planejamento técnico.
Soeprijanto e Abdillah (2011)	X	X	-	Perdas técnicas ativas.	<i>Type-2 Fuzzy Adaptive Binary Particle Swarm Optimization</i>	-
Alonso, Amarís e Chindris (2012)	X	-	X	Perdas técnicas ativas.	Genético	Considera a existência de FACTS.
Barin e outros (2012)	-	-	-	Perdas técnicas ativas; e características qualitativas como acesso, segurança, espaço físico, capacidade autorrestabelecimento e reserva de prontidão.	Bellman-Zadeh	Utiliza lógica fuzzy para quantificar as variáveis qualitativas.
Borges e Martins (2012)	X	X	-	Custo da expansão da rede elétrica.	Genético	Utiliza a inserção de GDs como ferramenta auxiliar de planejamento técnico.
Dias e outros (2012)	X	X	X	Perdas técnicas ativas.	<i>Particle Swarm Optimization</i> ; Pontos Interiores	-

¹⁴ QTD - Quantidade de Unidades de GD

¹⁵ P - Capacidade das Unidades de GD – Potência Ativa

¹⁶ Q - Capacidade das Unidades de GD – Potência Reativa

Referência	Variáveis Otimizadas			Função objetivo	Algoritmo Utilizado	Observações
	QTD ₁₄	P ¹⁵	Q ¹⁶			
Esmi Jahromi, Ehsan e Fattahi Meyabadi (2012)	X	X	-	Custo total de expansão da rede elétrica; custos de emissão de gases poluentes; e perfil de tensão.	<i>Chaotic Local Search and Modified Honey Bee Mating Optimization</i>	Utiliza a inserção de GDs como ferramenta auxiliar de planejamento técnico.
Maciel (2012)	-	-	-	Perda de potência ativa; e nível de curto circuito trifásico.	<i>Nondominated Sorting Genetic Algorithm II; Busca Tabu Multiobjetivo; e Multi-objective Evolutionary Particle Swarm Optimization</i>	-
Medeiros, Oliveira e Pimentel Filho (2012)	X	X	-	Nível de carregamento médio.	Genético; Método do gradiente	-
Moradi e Abedini (2012)	X	X	-	Perdas técnicas ativas; perfil de tensão; e estabilidade de tensão.	Genético; <i>Particle Swarm Optimization</i>	-
Naderi, Seifi e Sepasian (2012)	X	X	-	Custo total de expansão da rede elétrica.	Genético modificado	Utiliza a inserção de GDs como ferramenta auxiliar de planejamento técnico.
Ziari e outros (2012)	X	X	-	Custos de investimentos; custos de perdas técnicas ativas; e custos de confiabilidade.	<i>Modified Discrete Particle Swarm Optimization</i>	Utiliza a inserção de GDs como ferramenta auxiliar de planejamento técnico.
Abdelsalam e El-Saadany (2013)	X	X	-	Perdas técnicas ativas.	Genético	Utiliza como restrição o nível harmônico
Abdi e Afshar (2013)	X	X	X	Perdas técnicas ativas e reativas; perfil de tensão; confiabilidade; e custo de compra de energia elétrica.	<i>Improved Particle Swarm Optimization</i> ; Simulação de Monte Carlo	Considera diferentes modelagens de carga.

Referência	Variáveis Otimizadas			Função objetivo	Algoritmo Utilizado	Observações
	QTD ₁₄	P ¹⁵	Q ¹⁶			
Al Abri, El-Saadany e Atwa (2013)	X	-	-	Margem de estabilidade de tensão.	<i>Mixed-Integer Linear Programming</i>	-
Aman e outros (2013)	X	X	-	Perdas técnicas ativas; estabilidade de tensão.	<i>Particle Swarm Optimization</i>	-
Bhumkittipich e Phuangpornpitak (2013)	X	X	-	Perdas técnicas ativas.	<i>Particle Swarm Optimization</i>	-
Dehghanian e outros (2013)	X	X	-	Custos de investimentos; perdas técnicas ativas; custos de interrupção de clientes.	<i>Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II; Point Estimation Method</i>	Realiza tratamento estocástico da carga e dos preços de energia elétrica.
Ebrahimi, Ehsan e Nouri (2013)	X	X	X	Lucro do agente distribuidor.	Genético	Considera a influência do perfil de consumidor (industrial, residencial ou comercial) no processo de otimização.
Esmaili (2013)	X	X	-	Perdas técnicas ativas; quantidade de GDs.	<i>Multi-Objective Nonlinear Programming</i>	-
Ganguly, Sahoo e Das (2013)	X	X	-	Custo total de construção e manutenção; e o risco de falha da rede.	<i>Multi-objective Particle Swarm Optimization</i>	As cargas são modeladas como variáveis fuzzy triangulares.
Kansal, Kumar e Tyagi (2013)	X	X	X	Perdas técnicas ativas.	<i>Particle Swarm Optimization</i>	Considera diferentes tipos de unidades de geração distribuída: unidades capazes de injetar somente potência ativa; e unidades capazes de injetar potência ativa e reativa. Além disso, considera unidades de injeção de reativos, tais como capacitores.

Referência	Variáveis Otimizadas			Função objetivo	Algoritmo Utilizado	Observações
	QTD ₁₄	P ¹⁵	Q ¹⁶			
Kayal e Chanda (2013)	X	X	-	Perdas técnicas ativas.	<i>Multi-Objective Particle Swarm Optimization</i>	-
Khatod, Pant e Sharma (2013)	-	-	-	Perdas técnicas ativas.	Programação Evolucionária	-
Martín García e Gil Mena (2013)	X	X	-	Perdas técnicas ativas.	<i>Modified Teaching-Learning Based Optimization</i>	-
Mohammadi e Nafar (2013)	X	X	-	Lucro dos proprietários de Unidades de Geração Distribuída e dos Agentes Distribuidores.	Genético; <i>Tabu Search</i>	Considera mercado híbrido.
Nayeripour e outros (2013)	X	X	-	Perdas técnicas ativas; perfil de tensão; e o risco de falha da rede.	<i>Particle Swarm Optimization; Shuffled Frog-Leaping</i>	-
Nekooei e outros (2013)	X	X	-	Perdas técnicas ativas; regulação de tensão.	<i>Improved Multi-Objective Harmony Search</i>	-
Nguyen Cong, Mithulananthan e Bansal (2013)	X	X	X	Perdas técnicas reativas.	<i>Particle Swarm Optimization</i>	-
Pandi, Zeineldin e Weidong (2013)	X	X	-	Penetração das GDs.	<i>Particle Swarm Optimization</i>	-
Rueda-Medina e outros (2013)	X	X	-	Custo de investimento; e custo de operação.	<i>Mixed-Integer Linear Programming</i>	-
Sedghi, Aliakbar-Golkar e Haghifam (2013)	X	X	-	Custo de investimento; custo de operação; e custo de confiabilidade.	<i>Modified Particle Swarm Optimization</i>	Utiliza a inserção de GDs como ferramenta auxiliar de planejamento técnico.
Soo Hyoung e Jung-Wook (2013)	X	X	-	Perdas técnicas ativas.	Filtro de Kalman	-

Referência	Variáveis Otimizadas			Função objetivo	Algoritmo Utilizado	Observações
	QTD ₁₄	P ¹⁵	Q ¹⁶			
Ugranli e Karatepe (2013)	X	X	X	Perdas técnicas ativas.	Redes Neurais Artificiais	Considera incertezas na carga.
Zhang e outros (2013)	X	X	-	Lucro líquido das unidades de geração distribuída; e redução do despacho de potência das unidades.	<i>Plant Growth Simulation</i> ; Método de Estimativa dos Três Pontos	Considera a influência do gerenciamento ativo da rede na determinação do local ótimo.
Bahrami e Imari (2014)	-	X	-	Custos de operação.	<i>Binary particle Swarm Optimization</i>	-
Devi e Geethanjali (2014b)	-	X	-	Perdas técnicas ativas.	<i>Particle Swarm Optimization</i>	Considera a localização simultânea de compensadores estáticos
Moradi e outros (2014)	X	X	X	Perdas técnicas ativas; perfil de tensão; índice de estabilidade de tensão; e balanceamento da rede.	<i>Imperialist Competitive Algorithm</i> ; Algoritmo Genético	Considera o dimensionamento simultâneo de bancos de capacitores.
Mohandas, Balamurugan e Lakshminarasimman (2015)	-	X	-	Perdas técnicas ativas; e perfil de tensão.	<i>Multi Objective Performance Index</i> ; <i>Chaotic Artificial Bee Colony</i>	-
Tolabi, Ali e Rizwan (2015)	-	X	-	Perdas técnicas ativas; perfil de tensão; índice de estabilidade de tensão; e balanceamento da rede.	<i>Fuzzy multiobjective Approach</i> ; <i>Ant Colony Optimization</i>	Considera a localização simultânea de compensadores estáticos
Zeinalzadeh, Mohammadi e Moradi (2015)	-	X	-	Perdas técnicas ativas; estabilidade de tensão; e balanceamento entre fases.	<i>Multi Objective Particle Swarm Optimization</i>	Considera o dimensionamento simultâneo de bancos de capacitores.

Por meio da análise do Quadro 3.3 é possível verificar que as variáveis independentes abordadas foram: a quantidade de unidades de geração distribuída a serem inseridas na rede de distribuição; a capacidade das unidades de geração, em termos de potência ativa e reativa;

e a localização das unidades. Cada trabalho adotou uma combinação específica destas variáveis. As grandezas que não foram otimizadas foram adotadas com seus valores típicos ou adotados cenários constantes, de acordo com cada autor. Quando a variável otimizada é a potência, subentende-se que seu despacho será de 1 pu.

Quanto às funções objetivo (mono e multi variadas), nota-se uma preponderância na utilização de perdas técnicas ativas, que foram abordadas em 82% dos trabalhos citados, de forma direta ou indireta, por meio da adoção de indicadores como custos de operação. A ampla utilização do indicador de perdas técnicas ativas reflete o fato de que este indicador é um dos que mais impacta os custos de operação das redes de distribuição e as tarifas de uso e consumo. Outros aspectos que foram incorporadas são: perfil de tensão; confiabilidade; investimentos; dentre outros.

Na escolha dos algoritmos, os autores trabalharam em duas linhas distintas: a primeira linha de trabalho refere-se à utilização de algoritmos conhecidos e consagrados, como o algoritmo genético, que imita o processo de evolução, e o *Particle Swarm Optimization*, baseado no comportamento social de populações (SOUZA, 2009; BANERJEE; ISLAM, 2011; FALAGHI et al., 2011; ALONSO; AMARÍS; CHINDRIS, 2012; BARIN et al., 2012; BORGES; MARTINS, 2012; ABDELSALAM; EL-SAADANY, 2013; AL ABRI; EL-SAADANY; ATWA, 2013; AMAN et al., 2013; BHUMKITTIPICH; PHUANGPORNPIITAK, 2013; EBRAHIMI; EHSAN; NOURI, 2013; GANGULY; SAHOO; DAS, 2013; KANSAL; KUMAR; TYAGI, 2013; KAYAL; CHANDA, 2013; KHATOD; PANT; SHARMA, 2013; NGUYEN CONG; MITHULANANTHAN; BANSAL, 2013; PANDI; ZEINELDIN; WEIDONG, 2013; RUEDA-MEDINA et al., 2013; SOO HYOUNG; JUNG-WOOK, 2013; DEVI; GEETHANJALI, 2014b; ZEINALZADEH; MOHAMMADI; MORADI, 2015). Na segunda linha de trabalho buscou-se aperfeiçoar os algoritmos existentes ou ainda criar combinações entre métodos já existentes, resultando em variantes mais adequadas ao problema em questão (SOEPRIJANTO; ABDILLAH, 2011; DIAS et al., 2012; ESMI JAHROMI; EHSAN; FATTAHI MEYABADI, 2012; MACIEL, 2012; MEDEIROS; OLIVEIRA; PIMENTEL FILHO, 2012; MORADI; ABEDINI, 2012; NADERI; SEIFI; SEPASIAN, 2012; ZIARI et al., 2012; ABDI; AFSHAR, 2013; DEGHANIAN et al., 2013; ESMAILI, 2013; MARTÍN GARCÍA; GIL MENA, 2013; MOHAMMADI; NAFAR, 2013; NAYERIPOUR et al., 2013; NEKOOEI et al., 2013; SEDGHI; ALIAKBAR-GOLKAR; HAGHIFAM, 2013; ZHANG et al., 2013; BAHRAMI;

IMARI, 2014; MORADI et al., 2014; MOHANDAS; BALAMURUGAN; LAKSHMINARASIMMAN, 2015; TOLABI; ALI; RIZWAN, 2015).

Nota-se, entretanto, que nenhum dos trabalhos apresentados considerou variações na topologia das redes de distribuição, mesmo esta afetando diretamente as metodologias propostas, como será apresentado na Seção 3.3.

3.3 Influência da Topologia nas Metodologias de Localização Ótima

Os circuitos alimentadores possuem uma topologia padrão, para o qual ele foi projetado. Numa situação ideal, a topologia dos alimentadores deve permanecer estática, satisfazendo os critérios de otimização que possam ter sido aplicados durante a fase de projeto. Entretanto, duas situações podem acarretar mudanças de topologia: alteração nos projetos dos circuitos alimentadores e ocorrência de faltas durante a operação do sistema.

O projeto das redes de distribuição é revisado periodicamente pelo agente distribuidor, a fim de identificar obras de reforço necessárias para atendimento da demanda dentro dos critérios exigidos pela legislação vigente. Uma das consequências mais diretas da revisão no projeto é a mudança de topologia das redes de distribuição, de forma permanente¹⁷. Por outro lado, a ocorrências de falhas e/ou sobrecargas nas redes de distribuição exigem que os centros de controle das concessionárias de energia elétrica atuem constantemente em suas redes, por meio da abertura e fechamento de chaves, a fim de reduzir a duração das interrupções e minimizar os impactos das faltas ocorridas. Neste caso, também ocorre mudança de topologia das redes de distribuição, mas de forma temporária, submetendo a rede a uma operação fora das condições ideais de projeto, influenciando negativamente em sua eficiência.

A mudança de topologia das redes de distribuição afeta diretamente as metodologias apresentadas na Seção 3.2, à medida que em todas as pesquisas apresentadas a localização indicada como solução ótima pelos algoritmos de otimização está fortemente atrelada à topologia das redes de distribuição. Desta forma, a solução apresentada por estas metodologias só é válida para uma configuração de rede específica. Em tese, as metodologias

¹⁷ Definidas como sendo as alterações realizadas sem expectativa de imediato retorno à configuração original, normalmente associadas a alterações de médio e longo prazos.

devem ser reaplicadas após cada mudança de topologia nas redes de distribuição. Caso contrário, a localização indicada como ótima pode se converter numa localização não ótima (na visão da função objetivo utilizada).

A título de ilustração é apresentada a Figura 3.2, que mostra parte de dois circuitos alimentadores (baseados em circuitos reais: "A", em amarelo; e "B", em verde) e a localização de uma unidade de geração distribuída, representada pelo círculo vermelho. O ponto de conexão da unidade de geração distribuída foi determinado por meio de um algoritmo de otimização que utilizou como métrica o valor de perdas técnicas ativas do cabeamento primário do alimentador "A", ao qual a unidade de geração distribuída está inicialmente conectada. Neste caso, as perdas técnicas ativas do cabeamento primário dos dois alimentadores é de 25,5 kW (em patamar de carga pesada). Para simular o efeito de alterações na topologia, foi realizada uma manobra na rede de distribuição, de modo que a unidade de geração distribuída passe a ser conectada ao alimentador B. As demais unidades consumidoras foram mantidas em suas conexões originais. Nesta nova situação, o valor das perdas técnicas ativas do cabeamento primário dos dois alimentadores passa a ser de 31,9 kW, também em patamar de carga pesada, representando uma variação de +25%, ou seja, bem superior ao valor de perdas técnicas ativas obtido quando a unidade de geração distribuída foi conectada ao ponto ótimo.

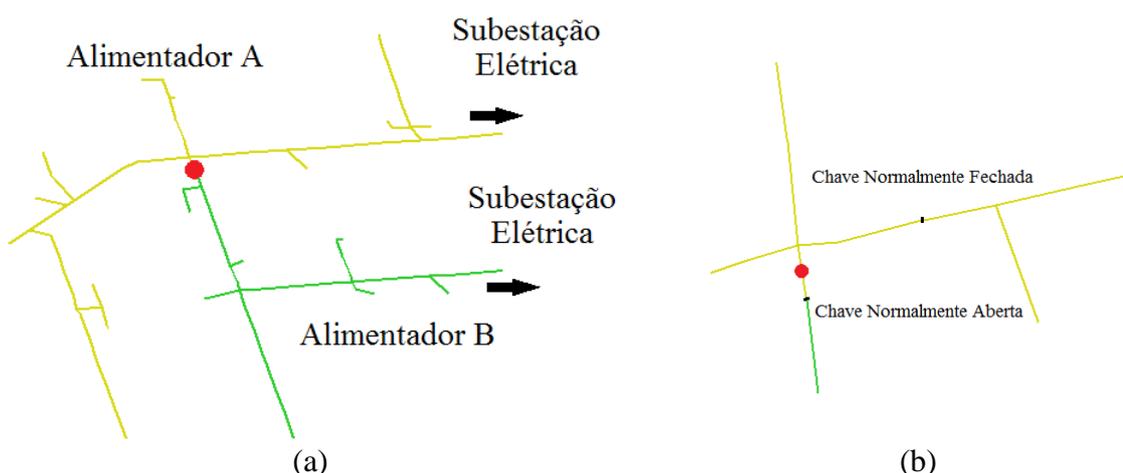


Figura 3.2 - Parte de dois circuitos alimentadores e a localização da unidade de geração distribuída, representada pelo círculo vermelho: (a) visão geral (b) detalhe

Destaca-se que o problema ilustrado anteriormente por meio da utilização do valor de perdas técnicas ativas como métrica da função objetivo pode ser verificado independentemente das

variáveis utilizadas na métrica (por exemplo, os limites e perfis de tensão). Assim, também nestes casos, a localização indicada como ótima poderá se converter numa localização não ótima, na visão da função objetivo.

Além das alterações na topologia das redes de distribuição, outros aspectos podem influenciar na eficácia das metodologias apresentadas. Todas requerem o conhecimento completo da distribuição das cargas e das unidades de geração ao longo das redes de distribuição em análise, cenário ainda bastante distante no setor elétrico brasileiro. Assim, a aplicação das metodologias requer fortes investimentos na caracterização das cargas das redes de distribuição, além de ajustes que permitam minimizar estes investimentos. Além disso, a utilização de variáveis não controladas pelos agentes do setor elétrico (por exemplo, variáveis relacionadas ao cenário econômico) em algumas das funções objetivo mostradas podem torná-las voláteis, requerendo estudos adicionais de sensibilidade em grande parte delas. Outro aspecto relevante é que a sintonia de alguns dos algoritmos heurísticos utilizados nos processos de otimização é comumente determinada por tentativa e erro, carecendo de melhorias que permitam uma sintonia de forma adaptativa.

Dentre os aspectos citados, a mudança na topologia das redes de distribuição é a que provoca os maiores impactos na aplicação das metodologias de determinação do ponto ótimo de conexão de unidades de geração distribuída, sendo inclusive considerado pela literatura como um dos grandes desafios na implementação destas metodologias (GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2013). A seguir é apresentada a proposta que permite considerar variações na topologia dos alimentadores.

3.4 Metodologia Proposta

A proposta consiste em utilizar a função objetivo de forma probabilística, considerando cada uma das topologias possíveis e sua participação proporcional na determinação da localização ótima para instalação de uma unidade de geração distribuída.

Destaca-se que mesmo as alterações temporárias não são totalmente aleatórias; a maioria das manobras realizadas seguem planos de manobra padronizados e pré-definidos, fazendo com que o quantitativo das diferentes topologias utilizadas seja bastante reduzido. Um filtro

adicional pode ser incluído para considerar apenas as topologias com maior representatividade.

As diferentes topologias temporárias podem ser apuradas a partir do histórico de informações que os centros de operação da distribuição possuem, uma vez que acompanham em tempo real suas redes. Assim, cada topologia distinta à qual a rede é submetida fica registrada nos sistemas de controle, sendo possível obter, com facilidade, o intervalo em que cada topologia foi utilizada. Sugere-se a utilização de um intervalo de apuração de 1 ano, para evitar que comportamentos sazonais influenciem a decisão. Por outro lado, as topologias permanentes podem ser obtidas a partir do plano de obras do agente distribuidor.

Destaca-se que a proposta deste trabalho pode ser aplicada independentemente da função objetivo e do algoritmo de otimização utilizados, devendo ser aplicada de forma cumulativa às técnicas tradicionais de determinação do ponto ótimo para instalação de unidades de geração distribuída.

Matematicamente, a metodologia proposta é representada por:

Minimizar:

$$f_t(x, u) = \sum_{i=1}^n [f_i(x, u) * p_i] \quad (3.4)$$

Sujeito às restrições de fluxo de potência:

$$S_G^i - S_L^i = 0 \quad \forall i \leq N_{Barras} \quad (3.5)$$

$$|V^i|^{\min} \leq |V^i| \leq |V^i|^{\max} \quad \forall i \leq N_{Barras} \quad (3.6)$$

$$|I^k| \leq |I^k|^{\max} \quad \forall k \leq N_{Trenchos} \quad (3.7)$$

E sujeito às restrições relativas as unidades de geração distribuída:

$$P_{GD}^j \leq P_{GD-\max}^j \quad \forall j \leq N_{GDs} \quad (3.8)$$

$$Q_{GD}^j \leq Q_{GD-\max}^j \quad \forall j \leq N_{GDs} \quad (3.9)$$

Onde:

n	Quantidade de topologias avaliadas
$f_i(x, u)$	Valor da função objetivo considerando a topologia i .
p_i	Probabilidade de ocorrência da topologia i .
$f_t(x, u)$	Valor total da função objetivo.
S_G^i	Potência injetada na barra i .
S_L^i	Potência absorvida a partir da barra i .
V^i	Tensão na barra i .
N_{Barras}	Quantidade total de barras.
I^k	Corrente no trecho k .
$N_{Trechos}$	Quantidade total de trechos.
P_{GD}^j	Potência ativa despachada pela unidade de geração distribuída j .
Q_{GD}^j	Potência reativa despachada pela unidade de geração distribuída j .
N_{GDs}	Quantidade total de unidades de geração distribuída.
$P_{GD-máx}^j$	Capacidade de potência ativa da unidade de geração distribuída j .
$Q_{GD-máx}^j$	Capacidade de potência reativa da unidade de geração distribuída j .

Dentre as funções objetivo tipicamente utilizadas (por exemplo: confiabilidade, nível de curto-circuito, níveis de tensão, custos de conexão, dentre outros), o valor de perdas técnicas ativas dos condutores da rede primária foi adotado como valor da função objetivo, por representar um componente importante na avaliação de desempenho das redes de distribuição. Por se tratar de unidades de geração de médio porte, não há conexão em baixa tensão. Portanto, a Equação (3.4) pode ser reescrita como:

$$f_t(x, u) = \sum_{i=1}^n [p_i^{Perdas}(x, u) * p_i] = \sum_{i=1}^n \left[\left(\sum_{k=1}^{N_{Trechos}} P_{Perdas}^k \right) * p_i \right] \quad (3.10)$$

Onde:

p_i^{Perdas}	Perdas técnicas ativas totais considerando a topologia i .
p_{Perdas}^k	Perdas técnicas ativas no trecho k considerando a topologia i .

Além disso, o ponto de conexão das pequenas unidades de geração distribuída não pode ser controlado pelo agente distribuidor. Ele está diretamente associado ao ponto de conexão atual das unidades consumidores existentes. Entretanto, sua existência afeta os algoritmos de determinação da localização ótima de unidades de médio porte. Na proposta apresentada, a presença de pequenas unidades de geração distribuída é modelada por meio pesos, semelhante ao que foi realizado no Capítulo 2 para os Alimentadores #1 e #2, e suas variantes com

condutores padronizados. O perfil diário de despacho de potência destas unidades também foi modelado conforme metodologia apresentada no Capítulo 2. Portanto, a Equação (3.10) pode ser modificada para considerar também a probabilidade de ocorrência de cada cenário de presença de pequenas unidades de geração distribuída:

$$f_t(x, u) = \sum_{l=1}^{N_{\text{Cenários-Pequeenas-Unidades}}} \left\{ \sum_{i=1}^n \left[\left(\sum_{k=1}^{N_{\text{Truchos}}} P_{\text{Perdas}}^k \right) * p_i \right] \right\} * p_l \quad (3.11)$$

Onde:

$N_{\text{Cenários-Pequeenas-Unidades}}$	Quantidade total de cenários de presença de pequenas unidades de geração distribuída.
p_l	Probabilidade de ocorrência do cenário de presença de pequenas unidades de geração distribuída l .

A Equação (3.11) gera um elevado número de combinações (cenários), tornando seu cálculo muito complexo. Para viabilizar a determinação da Equação (3.11), foi aplicado o método de Monte Carlo, descrito em Fishman (1996). O método de Monte Carlo é baseado em amostragens aleatórias massivas, considerando as funções de densidade de probabilidade das variáveis envolvidas. Nesta tese o valor de potência considerado como o montante de potência relativo às pequenas unidades de geração distribuída foi dividido em 100 partes (representando 100 unidades de geração muito pequenas). A cada pequena parte foi associada uma probabilidade de conexão a uma região específica das redes de distribuição em análise. Isto é, foi determinada a probabilidade de conexão da pequena parte q ($q \leq 100$) em uma região específica w . Uma vez determinada a região de conexão, o tipo da geração a ser conectada foi determinado.

É importante enfatizar que esta abordagem permite tratar a análise como um problema de probabilidade incondicional, uma vez que a probabilidade de conexão da pequena parte q na região w não depende da probabilidade de conexão de outras pequenas partes (são consideradas variáveis independentes). Uma simples mudança na abordagem (por exemplo, considerando a probabilidade de uma região w receber a pequena geração q) transformaria a análise num problema de probabilidade condicional, computacionalmente mais complexa. Desta forma, os diferentes cenários de presença de pequenas unidades de geração distribuída, associado às diferentes topologias, pode ser representado por:

$$\left\{ \begin{array}{cccc} Local_{GD-1}^{Ce-1} & Local_{GD-2}^{Ce-1} & \dots & Local_{GD-100}^{Ce-1} & Topologia^{Ce-1} \\ Local_{GD-1}^{Ce-2} & Local_{GD-2}^{Ce-2} & \dots & Local_{GD-100}^{Ce-2} & Topologia^{Ce-2} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Local_{GD-1}^{Ce-Nce} & Local_{GD-2}^{Ce-Nce} & \dots & Local_{GD-100}^{Ce-Nce} & Topologia^{Ce-Nce} \end{array} \right\} \quad (3.12)$$

Onde:

$Local_{GD-q}^{Ce-s}$	Região na qual a pequena geração está conectada, relativa ao cenário de presença de pequenas unidades de geração distribuída s ($s \leq N_{SC}$).
$Topologia^{Ce-s}$	Topologia relativa ao cenário de presença de pequenas unidades de geração distribuída s .
N_{Ce}	Quantidade total de cenários de presença de pequenas unidades de geração distribuída.

A quantidade total de cenários de presença de pequenas unidades de geração distribuída é apresentado em Fishman (1996) como:

$$N_{Ce} = \frac{Z_{\alpha/2}^2 \cdot 0,25}{E^2} \quad (3.13)$$

Onde:

$Z_{\alpha/2}$	Índice Z (distribuição normal) para um intervalo de confiança específico.
E	Margem de erro.

A Figura 3.3 apresenta um fluxograma do cálculo da função objetivo.

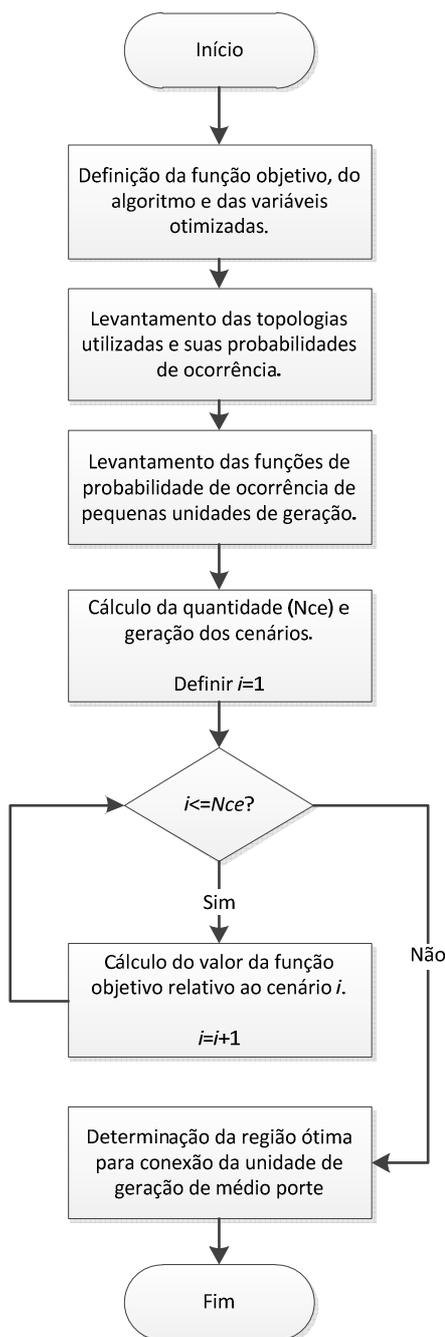


Figura 3.3 - Fluxograma do cálculo da função objetivo

3.5 Resultados e Discussão

A Seção Resultados e Discussão está dividida em duas partes: na primeira parte (Seção 3.5.1) são apresentadas as características topológicas e elétricas dos alimentadores utilizados no estudo de caso apresentado neste trabalho; na segunda parte (Seção 3.5.2) são apresentados os resultados relativos à aplicação da metodologia proposta.

3.5.1 Caracterização dos Alimentadores Utilizados no Estudo de Caso

A metodologia apresentada na Seção 3.4 foi aplicada a 2 alimentadores fictícios com características baseadas em redes reais de distribuição, com carga desequilibrada, obtidos de estudos anteriores do autor (DONADEL et al., 2009), e que suprem uma área urbana. Os alimentadores são denominados "Alimentador #3" e "Alimentador #4". A Tabela 3.1 mostra informações complementares sobre os 2 alimentadores. As topologias dos alimentadores estão apresentadas na Figura 3.4. Os condutores utilizados em cada alimentador estão mostrados na Tabela 3.2, sendo possível notar, em ambos, a grande diversidade de condutores utilizada.

Tabela 3.1 - Dados dos alimentadores simulados

<i>Descrição do Parâmetro</i>	<i>Valor do Parâmetro para o Alimentador #3</i>	<i>Valor do Parâmetro para o Alimentador #4</i>
Quantidade de barras	73	95
Quantidade de Transformadores de Distribuição	22	19
Quantidade de Clientes	8	188
Potência Trifásica – Saída do Alimentador – Carga Pesada	3.140 + j1.359 kVA	4.477 + j1.938 kVA
Potência Trifásica – Saída do Alimentador – Carga Leve	2.596 + j1.119 kVA	2.737 + j1.137 kVA
Razão entre as Potências Trifásicas em Carga Leve e Pesada	82,6%	60,8%
Potência Trifásica – Saída do Alimentador – Carga Intermediária 1 (entre Leve e Pesada)	3.138 + j1.359 kVA	4.436 + j1.920 kVA
Potência Trifásica – Saída do Alimentador – Carga Intermediária 2 (entre Pesada e Leve)	2.596 + j1.119 kVA	2.810 + j1.169 kVA
Perdas Técnicas Ativas Totais – Carga Pesada	24,0 kW	43,9 kW
Perdas Técnicas Ativas Totais – Carga Leve	16,3 kW	14,6 kW
Perdas Técnicas Ativas Totais – Carga Intermediária 1	24,0 kW	43,3 kW
Perdas Técnicas Ativas Totais – Carga Intermediária 2	16,3 kW	15,2 kW
Comprimento Total – Média Tensão	2,27 km	2,95 km
Tensão Nominal	11,4 kV	11,4 kV
Densidade de Carga Linear – Carga Pesada	1.507,3 kVA/km	1.653,6 kVA/km
Densidade de Carga Linear – Carga Leve	1.245,3 kVA/km	1.004,6 kVA/km
Densidade de Carga Linear – Carga Intermediária 1	1.506,4 kVA/km	1.638,5 kVA/km
Densidade de Carga Linear – Carga Intermediária 2	1.245,3 kVA/km	1.031,7 kVA/km

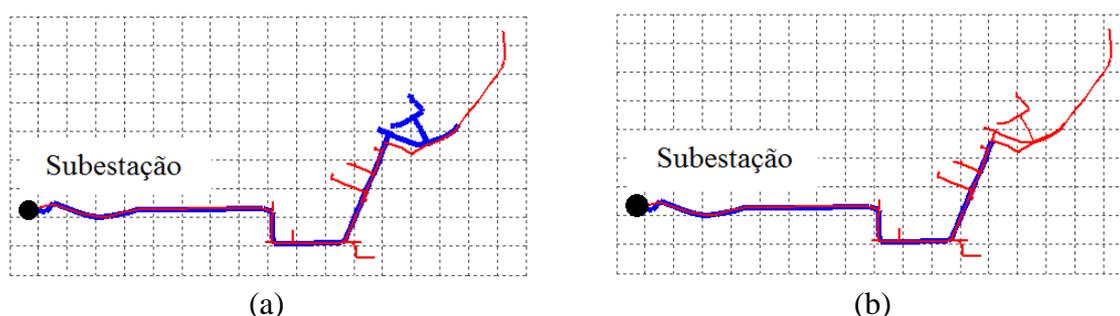


Figura 3.4 – Topologia dos alimentadores analisados: o Alimentador #3 está representado em azul. O Alimentador #4 está representado em vermelho. Foram adotadas diferentes espessuras de linhas somente para melhorar a visualização. (a) topologia A; (b) topologia B

Tabela 3.2 - Dados dos condutores utilizados nos alimentadores

<i>Descrição do Conductor</i>	<i>Impedância de Sequência Positiva [ohm/km]</i>	<i>Impedância de Sequência Zero [ohm/km]</i>	<i>Extensão do Conductor no Alimentador #3 [m]</i>	<i>Extensão do Conductor no Alimentador #4 [m]</i>
1/0 AWG CA	0,605 + j0,452	1,052 + j1,633	-	13
185 mm ²	0,197 + j0,252	0,693 + j1,275	761	929
2 AWG CA	0,962 + j0,468	1,412 + j1,642	-	328
336,4 MCM CA	0,190 + j0,406	0,693 + j1,275	310	510
4 AWG CA	1,530 + j0,490	1,973 + j1,671	-	25
50 mm ²	0,739 + j0,304	1,052 + j1,633	-	271
500 mm ²	0,099 + j0,119	0,700 + j0,226	1.133	842

A partir do histórico de informações obtido junto ao centro de operação da distribuidora, é possível determinar as topologias utilizadas e suas respectivas probabilidades de ocorrência (Tabela 3.3). Para simplificar a análise, as topologias com pequena probabilidade de ocorrência foram desconsideradas (foi adotado o critério de participação mínima de 1%). Portanto, a Tabela 3.3 pode ser modificada a fim de normalizar os valores de probabilidade de ocorrência das topologias restantes (Tabela 3.4).

Tabela 3.3 - Topologias utilizadas e suas probabilidades de ocorrência

<i>Topologia</i>	<i>Probabilidade de Ocorrência [%]</i>
A	69,3
B	29,7
Demais Topologias	1,0

Tabela 3.4 - Topologias consideradas e suas probabilidades normalizadas de ocorrência

<i>Topologia</i>	<i>Probabilidade de Ocorrência [%]</i>
A	70,0
B	30,0

Os pesos de ocorrência das diversas fontes de energia renováveis utilizadas foram mapeadas de modo semelhante ao realizado no Capítulo 2. Os pesos de ocorrência de geração distribuída para os Alimentadores #3 e #4, estratificada por tipo, é apresentada de forma gráfica na Figura 3.5. Em todos os casos, a cor cinza significa peso igual a zero.

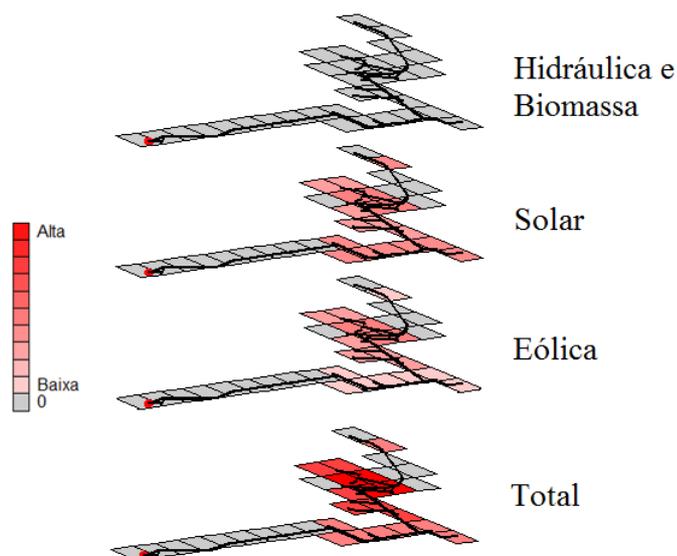


Figura 3.5 – Pesos para ocorrência de unidades de geração distribuída (por tipo e total) para os Alimentadores #3 e #4

Os perfis diários de despacho de potência ativa ao longo do dia são os utilizados no Capítulo 2. Os parâmetros intrínsecos do problema de fluxo de potência estão descritos no Apêndice B. Para a aplicação do método de Monte Carlo foi adotado um intervalo de confiança igual a 90% ($Z_{\alpha/2} = 1,65$) e uma margem de erro (E) igual a 10%. Portanto, $N_{Ce} \cong 68$. Para evitar a sobreposição da influência de algoritmos heurísticos com a metodologia proposta, foi adotada a busca exaustiva como algoritmo de determinação do ponto ótimo de conexão das unidades de geração distribuída de médio porte. O valor adotado para o total de potência das unidades pequenas de geração distribuída foi igual a 1 MVA, com fator de potência igual a 1 (igualmente dividido entre as 100 partes), e a potência da unidade de geração distribuída de médio porte a ser posicionada foi igual a 1,5 MVA, também com fator de potência igual a 1. As simulações foram realizadas no horário de 15h para o patamar de carga pesada e no horário de 5h para patamar de carga leve.

3.5.2 Resultados da Aplicação da Metodologia Proposta

A metodologia descrita na Seção 3.4 foi aplicada aos estudo de caso apresentado na Seção 3.5.1. Para cada cenário, foram determinadas as 15 melhores barras para conexão de unidades de geração distribuída de médio porte (aproximadamente 10% das 168 barras existentes), considerando as barras que resultaram nos menores valores de perdas técnicas

ativas, totalizando 1.020 amostras (68 cenários \times 15 barra/cenário). Estas 1.020 amostras foram agrupadas por sua frequência de ocorrência, resultando em 32 barras distintas, mostradas na Figura 3.6 (destacadas em vermelho) e na Tabela 3.5. A região delimitada por estas 32 barras é a melhor região para a conexão de unidades de geração distribuída de médio porte, para os alimentadores analisados.

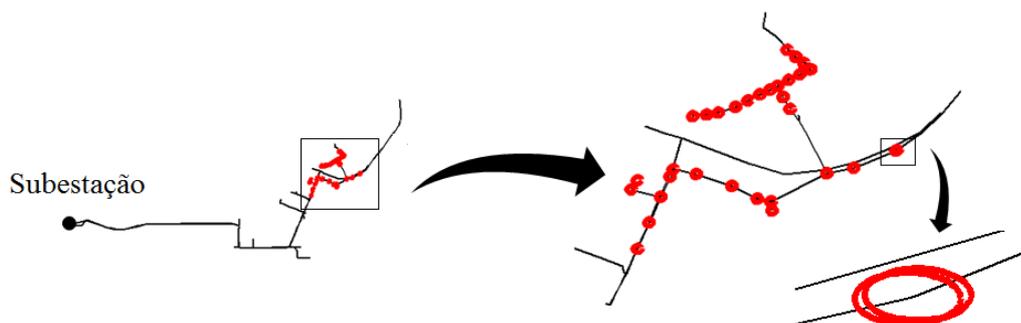


Figura 3.6 – Melhor região para conexão de unidades de geração distribuída de médio porte

Tabela 3.5 - Frequência de ocorrência para cada barra contida na região ótima

<i>Código da Barra</i>	<i>Classificação</i>	<i>Frequência de Ocorrência</i>
98	#1	41
101	#2	41
104	#3	41
106	#4	41
109	#5	41
112	#6	41
115	#7	41
119	#8	41
124	#9	41
129	#10	41
130	#11	41
147	#12	41
148	#13	41
100	#14	38
152	#15	34
114	#16	27
116	#17	27
118	#18	27
120	#19	27
121	#20	27
125	#21	27
128	#22	27
132	#23	27
134	#24	27
137	#25	27
139	#26	27
142	#27	27
143	#28	27
145	#29	27
136	#30	24
151	#31	10
138	#32	3
Total		1.020

A partir da análise apresentada, os aspectos regulatórios podem ser adaptados para incentivar a conexão de unidades de geração distribuída de médio porte nas melhores áreas, de modo análogo ao que é realizado para unidades geradores de grande porte (BRASIL, 2009). Uma forma de implementar este incentivo é dividir a região de análise em pequenas áreas, de acordo com um índice de proximidade da área em estudo com a área ótima para conexão deste tipo de unidades de geração. Áreas próximas à região ótima recebem uma menor tarifação, à medida que áreas distantes da região ótima recebem uma taxa maior. Esta abordagem é ilustrada por meio da Figura 3.7, na qual são apresentadas duas regiões para conexão de unidades de geração distribuída de médio porte: a primeira região, destacada em vermelho, é a região ótima para conexão deste tipo de unidade, como mostrado na Figura 3.6; a segunda região, destacada em azul, é a segunda melhor região para conexão de unidades de geração distribuída de médio porte. A região azul foi obtida a partir das 20% melhores barras para conexão de unidades de geração, excluindo desta listagem as barras previamente classificadas como ótimas, totalizando em 952 amostras. Estas amostras podem ser agrupadas por frequência de ocorrência, resultando em 28 barras distintas. A frequência de ocorrência destas 28 barras é apresentada na Tabela 3.6. Unidades de geração conectadas na região destacada em azul devem receber taxa maior que as unidades conectadas na região destacada em vermelho.

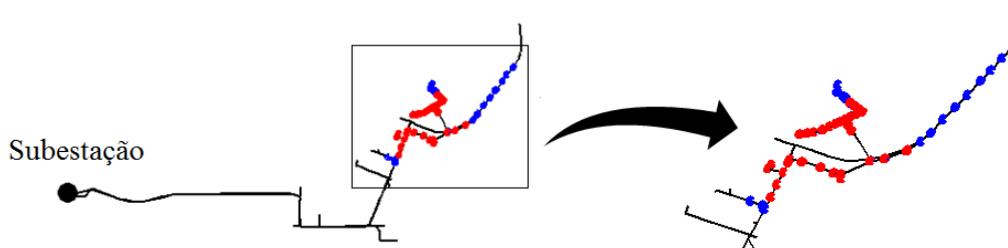


Figura 3.7 – Duas regiões com diferentes incentivos para conexão de unidades de geração distribuída de médio porte

Tabela 3.6 - Frequência de ocorrência para cada barra contida na região em azul

<i>Código da Barra</i>	<i>Classificação</i>	<i>Frequência de Ocorrência</i>
86	#33	41
93	#34	41
94	#35	41
95	#36	41
96	#37	41
154	#38	41
156	#38	41
157	#40	41
158	#41	41
159	#42	41
160	#43	41
161	#44	41
162	#45	41
163	#46	41
113	#47	27
117	#48	27
122	#49	27
123	#50	27
126	#51	27
127	#52	27
131	#53	27
133	#54	27
135	#55	27
140	#56	27
141	#57	27
144	#58	27
146	#59	27
149	#60	27
Total		952

De modo similar, a Figura 3.8 apresenta a pior região para conexão de unidades de geração distribuída de médio porte, para ilustrar o comportamento de regiões distantes da região ótima. As barras contidas na pior região foram obtidas a partir das 10% piores barras para conexão de unidades de geração (15 barras), totalizando 1.020 amostras. Estas amostras podem ser agrupadas por frequência de ocorrência, resultando em 31 barras distintas. A frequência de ocorrência destas 31 barras é apresentada na Tabela 3.7.

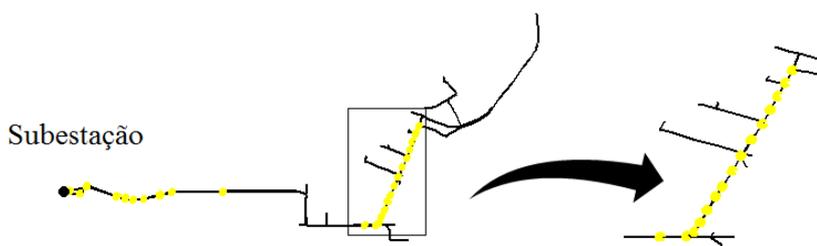


Figura 3.8 – Pior região para conexão de unidades de geração distribuída de médio porte

Tabela 3.7 - Frequência de ocorrência para cada barra contida na região em amarelo

<i>Código da Barra</i>	<i>Classificação</i>	<i>Frequência de Ocorrência</i>
3	#168	41
4	#167	41
5	#166	41
6	#165	41
7	#164	41
8	#163	41
9	#162	41
10	#161	41
11	#160	41
12	#159	41
13	#158	41
14	#157	41
16	#156	41
18	#155	41
20	#154	37
51	#153	27
57	#152	27
60	#151	27
64	#150	27
65	#149	27
70	#148	27
77	#147	27
79	#146	27
82	#145	27
90	#144	27
97	#143	27
102	#142	27
105	#141	27
107	#140	27
110	#139	27
15	#138	4
Total		1.020

Para ilustrar o comportamento dos valores de perdas técnicas ativas, uma barra típica foi selecionada em cada região previamente apresentada, totalizando três barras típicas. A barra número 98 foi selecionada para representar a região ótima para conexão de unidades de geração (Figura 3.6 e Tabela 3.5). A barra número 86 foi selecionada para representar a segunda melhor região para conexão de unidades de geração (Figura 3.7 e Tabela 3.6). A barra número 3 foi selecionada para representar a pior região para conexão de unidades de geração (Figura 3.8 e Tabela 3.7). Para cada barra típica, foi calculado o valor médio das perdas técnicas ativas, considerando os 68 cenários distintos. A Tabela 3.8 apresenta os valores médios das perdas técnicas ativas, para cada barra típica e a Figura 3.9 apresenta as barras típicas representadas sobre a rede de distribuição (a barra típica da melhor região para conexão de unidades de geração é apresentada em vermelho; a barra típica da segunda melhor região para conexão de unidades de geração é apresentada em azul; e a barra típica da pior região para conexão de unidades de geração é apresentada em amarelo). A partir da Tabela 3.8 é possível notar que há um aumento no valor médio das perdas técnicas ativas à medida que o ponto de conexão se afasta da região ótima. A partir da Figura 3.9 é possível

constatar que a barra típica da pior região para conexão de unidades de geração está localizada próximo à subestação, na área mais distante da região ótima, conforme esperado.

Tabela 3.8 - Valor médio das perdas técnicas ativas para cada barra típica

<i>Número da Barra</i>	<i>Valor Médio de Perdas Técnicas Ativas [kW]</i>
98	57,8
86	62,2
3	82,6



Figura 3.9 – Barras típicas de cada região em análise

4. CONCLUSÕES GERAIS E RECOMENDAÇÕES DE TRABALHOS FUTUROS

A conexão de novas unidades de geração distribuída vem sendo incentivada em todo o mundo principalmente quando a forma de energia primária é considerada renovável, tais como eólica, solar, biomassa, dentre outras. Diante desta nova realidade, as metodologias de planejamento técnico de redes de distribuição devem ser ajustadas de modo a considerar a influência da conexão de unidades de geração distribuída, recentemente impulsionada pela filosofia *Smart Grid*.

Assim, esta tese abordou dois dos principais problemas relacionados às metodologias de planejamento técnico. No Capítulo 2 foi abordada a operação de micro e mini unidades de geração distribuída em ambiente Pré *Smart Grid*, visando preencher a lacuna entre a implantação da filosofia *Smart Grid* e a dinâmica de entrada em operação de unidades de geração distribuída, baseada em uma metodologia de setorização. Como diferenciais desta metodologia, em comparação com as metodologias tradicionais, pode-se citar:

- Adaptabilidade aos diferentes estágios de implantação da filosofia *Smart Grid*, desde os estágios iniciais, nos quais não há recursos de comunicação e controle entre cada unidade de geração distribuída e os centros de gerenciamento da rede elétrica de distribuição, até os estágios mais avançados, nos quais os recursos de comunicação e controle estarão amplamente disponíveis. Desta forma, a metodologia apresentada pode ser aplicada quase de imediato;
- Promoção da melhoria da eficiência operacional das redes de distribuição, por meio da redução significativa das perdas técnicas ativas e da postergação de investimentos em ativos, à medida que a metodologia permite direcionar o processo de planejamento técnico do agente distribuidor, identificando os alimentadores cuja aplicação da metodologia é prioritária, ou seja, os alimentadores que possam trazer maior benefício econômico;
- Independência da localização das unidades de geração distribuída, do grau de penetração da geração distribuída, da topologia da rede de distribuição (podendo ser aplicada tanto a alimentadores com perfil rural quanto a alimentadores com perfil urbano), da combinação de condutores utilizados, da existência de equilíbrio de cargas (podendo ser aplicada a alimentadores com carga desequilibrada, realidade latente em países em desenvolvimento) e

do perfil de carga (podendo ser aplicada em diferentes patamares de carga). Estes fatores indicaram que o método proposto é robusto e estável.

- Facilidade de implementação, à medida que a reavaliação periódica do *setpoint* das unidades de geração distribuída poderá ser realizada *in loco* ou por meio de comunicação remota, à medida que sejam disponibilizados recursos de comunicação entre a unidade geradora e o centro de controle; além disso, o controle por dia/horário pode ser realizado automaticamente pelo controle local da unidade.

- Fidelidade ao comportamento dos consumidores em campo, representado pela adoção de uma distribuição (espacial e por tipo) de unidades de geração distribuída não uniforme, tornando o resultado da metodologia mais próximo do real.

No Capítulo 3 foi apresentada uma nova metodologia para a determinação da localização ótima do ponto de conexão de unidades de geração distribuída de médio porte, de forma a considerar a variabilidade de topologias imposta às redes de distribuição, fato este não abordado na literatura até então. A metodologia permite ainda considerar a probabilidade de conexão de pequenas unidades geradores na região em análise. Como diferenciais desta metodologia, em comparação com as metodologias tradicionais, pode-se citar:

- Permite considerar as diversas topologias impostas às redes de distribuição e os diferentes cenários de previsão de conexão de pequenas unidades de geração distribuída, por meio da simulação de Monte Carlo, tornando a metodologia robusta.

- Permite delimitar áreas de incentivo tarifário para conexão de novas unidades de geração de médio porte, semelhante ao que já é realizado com unidades de geração de grande porte.

- Necessita de informações facilmente obtidas junto aos centros de operação das distribuidoras de energia elétrica.

Como recomendação de trabalhos futuros, pode-se citar:

- Utilização de outros critérios e técnicas de setorização na operação de micro e mini unidades de geração distribuída em ambiente Pré *Smart Grid*, além do critério de mediana avaliado (Capítulo 2).

- Avaliação do impacto da não reconfiguração do *setpoint* das unidades de geração distribuída já instaladas, permitindo a presença de modos de operação distintos (Capítulo 2).

- Avaliação do impacto do controle da injeção de potência ativa da unidade geradora pela distribuidora de energia elétrica (Capítulo 2).
- Avaliação do uso de bancos de baterias (inclusive veículos elétricos) associados à metodologia proposta (Capítulo 2).
- Utilização de perfis diários de despacho de potência estocásticos (Capítulo 2).
- Utilização da metodologia em ambientes com medições parciais da rede de distribuição e controle local de tensão (Capítulo 2).
- Utilização de diferentes patamares de carga e geração (Capítulos 2 e 3).
- Utilização de cenários estocásticos para as cargas, semelhante ao realizado para as unidades de geração distribuída (Capítulos 2 e 3).
- Avaliação do impacto da utilização de diferentes algoritmos de otimização na determinação da localização ótima do ponto de conexão de unidades de geração distribuída de médio porte, em associação com a metodologia proposta (Capítulo 3).
- Utilização de outras funções objetivo (confiabilidade, nível de curto-circuito, níveis de tensão, custos de conexão, dentre outros), incluindo análise multiobjetivo (Capítulo 3).
- Avaliação de outros cenários de penetração de unidades de geração distribuída de pequeno porte (Capítulo 3).
- Análise do desempenho da metodologia ao longo do tempo, com mudança nas dinâmicas de carga e geração distribuída (Capítulos 2 e 3).

5. REFERÊNCIAS

Abdelsalam, A. A. and E. F. El-Saadany (2013). Probabilistic approach for optimal planning of distributed generators with controlling harmonic distortions. *Generation, Transmission & Distribution, IET*, Vol. 7, Nº. 10, pp. 1105-1115.

Abdi, S. and K. Afshar (2013). Application of IPSO-Monte Carlo for optimal distributed generation allocation and sizing. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 44, Nº. 1, pp. 786-797.

Al Abri, R. S., E. F. El-Saadany and Y. M. Atwa (2013). Optimal Placement and Sizing Method to Improve the Voltage Stability Margin in a Distribution System Using Distributed Generation. *Power Systems, IEEE Transactions on*, Vol. 28, Nº. 1, pp. 326-334.

Al Kaabi, S. S., H. H. Zeineldin and V. Khadkikar (2014). Planning Active Distribution Networks Considering Multi-DG Configurations. *Power Systems, IEEE Transactions on*, Vol. 29, Nº. 2, pp. 785-793.

Alonso, M., H. Amarís and M. Chindris (2012). A multiobjective Var/Volt Management System in Smartgrids. *Energy Procedia*, Vol. 14, Nº. 0, pp. 1490-1495.

Aman, M. M., G. B. Jasmon, A. H. A. Bakar and H. Mokhlis (2013). A new approach for optimum DG placement and sizing based on voltage stability maximization and minimization of power losses. *Energy Conversion and Management*, Vol. 70, Nº. 0, pp. 202-210.

Aman, M. M., G. B. Jasmon, A. H. A. Bakar and H. Mokhlis (2014). A new approach for optimum simultaneous multi-DG distributed generation Units placement and sizing based on maximization of system loadability using HPSO (hybrid particle swarm optimization) algorithm. *Energy*, Vol., Nº. 0, pp. 202–215.

Amarante, O. A. C., F. d. J. L. d. Silva and P. E. P. d. Andrade (2009). Atlas Eólico: Espírito Santo. Vitória, ASPE - Agência de Serviços Públicos de Energia do Estado do Espírito Santo.

Bahrami, S. and A. Imari (2014). Optimal Placement of Distributed Generation Units for Constructing Virtual Power Plant Using Binary Particle Swarm Optimization Algorithm. *Journal of Electrical & Electronic Systems*, Vol. 3, Nº. 2, pp. 1-6.

Bakari, K. E., A. Baitech, M. Fan, C. Carter-brown, C. Abbey, C. Nakazawa, S. Jupe, A. R. Aoki and F. Pilo (2012). Survey on methods and tools for planning of 'active' distribution networks. In *Integration of Renewables into the Distribution Grid, CIRED 2012 Workshop*.

Banerjee, B. and S. M. Islam (2011). Reliability based optimum location of distributed generation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 33, Nº. 8, pp. 1470-1478.

Barin, A., L. N. Canha, A. R. Abaide and R. Q. Machado (2012). Methodology for placement of Dispersed Generation Systems by analyzing its Impacts in Distribution Networks. *Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina)*, Vol. 10, Nº. 2, pp. 1544-1549.

Bhumkittipich, K. and W. Phuangpornpitak (2013). Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation for Power Loss Reduction Using Particle Swarm Optimization. *Energy Procedia*, Vol. 34, Nº. 0, pp. 307-317.

Borges, C. L. T. and V. F. Martins (2012). Multistage expansion planning for active distribution networks under demand and Distributed Generation uncertainties. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 36, Nº. 1, pp. 107-116.

Brasil (1996). Lei nº 9.427, de 26 de Dezembro de 1996. Brasília.

Brasil (2004). Lei nº 10.848, de 15 de Março de 2004. Brasília.

Brasil (2006). Resolução Normativa ANEEL nº 234, de 31 de Outubro de 2006. Brasília.

Brasil (2009). Resolução Normativa ANEEL nº 349, de 13 de Janeiro de 2009. Brasília.

Brasil (2012a). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 1: Introdução, de 14 de Dezembro de 2012. Brasília.

Brasil (2012b). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 3: Acesso ao Sistema de Distribuição, de 14 de Dezembro de 2012. Brasília.

Brasil (2012c). Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de Abril de 2012. Brasília.

Brigatto, G. A. A., C. C. B. Carmargo and E. T. Sica (2010). Multiobjective optimization of distributed generation portfolio insertion strategies. *In Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA), 2010 IEEE/PES.*

Brown, R. E., P. Jiuping, F. Xiaoming and K. Koutlev (2001). Siting distributed generation to defer T&D expansion. *In Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES.*

Cao, S. and K. Sirén (2014). Impact of simulation time-resolution on the matching of PV production and household electric demand. *Applied Energy*, Vol. 128, N° 0, pp. 192-208.

Carapellucci, R. and L. Giordano (2013). The effect of diurnal profile and seasonal wind regime on sizing grid-connected and off-grid wind power plants. *Applied Energy*, Vol. 107, N° 0, pp. 364-376.

Chandel, S. S., K. S. R. Murthy and P. Ramasamy (2014). Wind resource assessment for decentralised power generation: Case study of a complex hilly terrain in western Himalayan region. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Vol. 8, N° 0, pp. 18-33.

Cossi, A. M., L. G. W. da Silva, R. A. R. Lazaro and J. R. S. Mantovani (2012). Primary power distribution systems planning taking into account reliability, operation and expansion costs. *Generation, Transmission & Distribution, IET*, Vol. 6, N° 3, pp. 274-284.

Cunha, A. P. d. (2011). Bases conceituais da implantação de redes elétricas inteligentes de distribuição de energia elétrica. *Doutorado em Engenharia Elétrica*, Universidade de São Paulo.

Dehghanian, P., S. H. Hosseini, M. Moeini-Aghaie and A. Arabali (2013). Optimal siting of DG units in power systems from a probabilistic multi-objective optimization perspective. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 51, N° 0, pp. 14-26.

Devi, S. and M. Geethanjali (2014a). Application of Modified Bacterial Foraging Optimization algorithm for optimal placement and sizing of Distributed Generation. *Expert Systems with Applications*, Vol. 41, N° 6, pp. 2772-2781.

Devi, S. and M. Geethanjali (2014b). Optimal location and sizing determination of Distributed Generation and DSTATCOM using Particle Swarm Optimization algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 62, N° 0, pp. 562-570.

Dias, B. H., L. W. Oliveira, F. V. Gomes, I. C. Silva and E. J. Oliveira (2012). Hybrid heuristic optimization approach for optimal Distributed Generation placement and sizing. *In Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*.

Donadel, C., J. Anicio, M. Fredes, F. Varejao, G. Comarela and G. Perim (2009). A methodology to refine the technical losses calculation from estimates of non-technical losses. *In Electricity Distribution - Part 1, 2009. CIRED 2009. 20th International Conference and Exhibition on*.

Donadel, C. B., J. F. Fardin and L. F. Encarnação (2014). Acoplamento entre fluxo de potência ativa/reactiva e variáveis de estado em redes de distribuição reais de alta, média e baixa tensões. *In XXXII International SODEBRAS Congress*.

Ebrahimi, R., M. Ehsan and H. Nouri (2013). A profit-centric strategy for distributed generation planning considering time varying voltage dependent load demand. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 44, N° 1, pp. 168-178.

Esmaili, M. (2013). Placement of minimum distributed generation units observing power losses and voltage stability with network constraints. *Generation, Transmission & Distribution, IET*, Vol. 7, N° 8, pp. 813-821.

Esmaili, M., E. C. Firozjaee and H. A. Shayanfar (2014). Optimal placement of distributed generations considering voltage stability and power losses with observing voltage-related constraints. *Applied Energy*, Vol. 113, N° 0, pp. 1252-1260.

Esmi Jahromi, M., M. Ehsan and A. Fattahi Meyabadi (2012). A dynamic fuzzy interactive approach for DG expansion planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 43, N° 1, pp. 1094-1105.

Espírito Santo (2013a). Atlas de Bioenergia do Espírito Santo. Vitória, ASPE - Agência de Serviços Públicos de Energia do Estado do Espírito Santo.

Espírito Santo (2013b). Energia Solar no Espírito Santo - Tecnologias, Aplicações e Oportunidades. Vitória, ASPE - Agência de Serviços Públicos de Energia do Estado do Espírito Santo.

Falaghi, H., C. Singh, M. R. Haghifam and M. Ramezani (2011). DG integrated multistage distribution system expansion planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 33, Nº. 8, pp. 1489-1497.

Farqui, T. C. (2011). Modelo para Avaliação de Oportunidades de Oferta de Geração Distribuída. *Doutorado em Engenharia Elétrica*, Universidade de São Paulo.

Filho, M. J. (2003). Teoria Geral das Concessionárias de Serviço Público. São Paulo, *Dialética*.

Fishman, G. S. (1996). Monte Carlo : concepts, algorithms and applications. New York, *Springer*.

Gampa, S. R. and D. Das (2015). Real power and frequency control of a small isolated power system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 64, Nº. 0, pp. 221-232.

Ganguly, S., N. C. Sahoo and D. Das (2013). Multi-objective particle swarm optimization based on fuzzy-Pareto-dominance for possibilistic planning of electrical distribution systems incorporating distributed generation. *Fuzzy Sets and Systems*, Vol. 213, Nº. 0, pp. 47-73.

Georgilakis, P. S. and N. D. Hatziargyriou (2013). Optimal Distributed Generation Placement in Power Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research. *Power Systems, IEEE Transactions on*, Vol. 28, Nº. 3, pp. 3420-3428.

Kagan, N. (2013). Smart Grids no Contexto Nacional. São Paulo, Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia da Universidade de São Paulo.

Kansal, S., V. Kumar and B. Tyagi (2013). Optimal placement of different type of DG sources in distribution networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 53, Nº. 0, pp. 752-760.

Karimyan, P., G. B. Gharehpetian, M. Abedi and A. Gavili (2014). Long term scheduling for optimal allocation and sizing of DG unit considering load variations and DG type. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 54, N°. 0, pp. 277-287.

Kayal, P. and C. K. Chanda (2013). Placement of wind and solar based DGs in distribution system for power loss minimization and voltage stability improvement. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 53, N°. 0, pp. 795-809.

Khatod, D. K., V. Pant and J. Sharma (2013). Evolutionary programming based optimal placement of renewable distributed generators. *Power Systems, IEEE Transactions on*, Vol. 28, N°. 2, pp. 683-695.

Kim, S.-H., I.-T. Kim, A.-S. Choi and M. Sung (2014). Evaluation of optimized PV power generation and electrical lighting energy savings from the PV blind-integrated daylight responsive dimming system using LED lighting. *Solar Energy*, Vol. 107, N°. 0, pp. 746-757.

Lei, L., B. Hai and L. Hong (2011). Siting and sizing of distributed generation based on the minimum transmission losses cost. In *Power Engineering and Automation Conference (PEAM), 2011 IEEE*.

Levin, T. and V. Thomas (2013). A mixed-integer optimization model for electricity infrastructure development. *Energy Systems*, Vol. 4, N°. 1, pp. 79-98.

Liang, H., S. Liu and J. Su (2012). Optimal planning of distribution system considering distributed generators. In *Integration of Renewables into the Distribution Grid, CIRED 2012 Workshop*.

Lo, C. H., C. Y. Chung, D. H. M. Nguyen and K. P. Wong (2004). A parallel evolutionary programming based optimal power flow algorithm and its implementation. In *Machine Learning and Cybernetics, 2004. Proceedings of 2004 International Conference on*.

Maciel, R. S. (2012). Otimização Multiobjetivo na Análise da Integração de Geração Distribuída às Redes de Distribuição. *Doutorado em Engenharia Elétrica*, Universidade Estadual Paulista.

Marston, J., D. Kirshner, N. Ryan, M. MacLeod, E. Smith and A. Bowers (2002). Safe and Secure – Meeting America’s Electricity Needs - Environmental Defense. Washington, DC.

Martín García, J. A. and A. J. Gil Mena (2013). Optimal distributed generation location and size using a modified teaching–learning based optimization algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 50, N°. 0, pp. 65-75.

Medeiros, M. F. d., C. B. M. Oliveira and M. C. Pimentel Filho (2012). Method for definition of the real power limits and designation of distributed generation. In *Industry Applications (INDUSCON), 2012 10th IEEE/IAS International Conference on*.

Mohammadi, M. and M. Nafar (2013). Optimal placement of multitypes DG as independent private sector under pool/hybrid power market using GA-based Tabu Search method. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 51, N°. 0, pp. 43-53.

Mohandas, N., R. Balamurugan and L. Lakshminarasimman (2015). Optimal location and sizing of real power DG units to improve the voltage stability in the distribution system using ABC algorithm united with chaos. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 66, N°. 0, pp. 41-52.

Moradi, M. H. and M. Abedini (2012). A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal DG location and sizing in distribution systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 34, N°. 1, pp. 66-74.

Moradi, M. H., A. Zeinalzadeh, Y. Mohammadi and M. Abedini (2014). An efficient hybrid method for solving the optimal sitting and sizing problem of DG and shunt capacitor banks simultaneously based on imperialist competitive algorithm and genetic algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 54, N°. 0, pp. 101-111.

Mpholo, M., T. Mathaba and M. Letuma (2012). Wind profile assessment at Masitise and Sani in Lesotho for potential off-grid electricity generation. *Energy Conversion and Management*, Vol. 53, N°. 1, pp. 118-127.

Naderi, E., H. Seifi and M. S. Sepasian (2012). A Dynamic Approach for Distribution System Planning Considering Distributed Generation. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, Vol. 27, N°. 3, pp. 1313-1322.

Nayeripour, M., E. Mahboubi-Moghaddam, J. Aghaei and A. Azizi-Vahed (2013). Multi-objective placement and sizing of DGs in distribution networks ensuring transient stability

using hybrid evolutionary algorithm. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 25, Nº. 0, pp. 759-767.

Nekooei, K., M. M. Farsangi, H. Nezamabadi-pour and K. Y. Lee (2013). An Improved Multi-Objective Harmony Search for Optimal Placement of DGs in Distribution Systems. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, Vol. 4, Nº. 1, pp. 557-567.

Nguyen Cong, H., N. Mithulananthan and R. C. Bansal (2013). Location and Sizing of Distributed Generation Units for Loadability Enhancement in Primary Feeder. *Systems Journal, IEEE*, Vol. 7, Nº. 4, pp. 797-806.

Orths, A., A. Bachry, Z. Styczynski, O. Ruhle and C. Böse (2003). Dispersed Generation in Distribution Networks: Performance Simulation Based on New Planning Technique's Results - Case Study. *In 17th International Conference on Electricity Distribution, CIRED 2003*.

Pandi, V. R., H. H. Zeineldin and X. Weidong (2013). Determining Optimal Location and Size of Distributed Generation Resources Considering Harmonic and Protection Coordination Limits. *Power Systems, IEEE Transactions on*, Vol. 28, Nº. 2, pp. 1245-1254.

Penin, C. A. d. S. (2000). Análise de Índices de Qualidade no Planejamento Agregado de Investimentos em Ambiente de Incertezas. *Mestrado em Engenharia Elétrica*, Universidade de São Paulo.

Penin, C. A. d. S. (2008). Combate, Prevenção e Otimização das Perdas Comerciais de Energia Elétrica. *Doutorado em Engenharia Elétrica*, Universidade de São Paulo.

Ramirez, J. M., J. Vargas-Marín and R. E. Correa-Gutiérrez (2014). Power Systems Decentralized Optimization. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, Vol. 15, Nº. 6, pp. 545–556.

Rueda-Medina, A. C., J. F. Franco, M. J. Rider, A. Padilha-Feltrin and R. Romero (2013). A mixed-integer linear programming approach for optimal type, size and allocation of distributed generation in radial distribution systems. *Electric Power Systems Research*, Vol. 97, Nº. 0, pp. 133-143.

Salamoni, I. T. (2004). Metodologia para Cálculo de Geração Fotovoltaica em Áreas Urbanas Aplicada a Florianópolis e Belo Horizonte. *Mestrado em Engenharia Civil*, Universidade Federal de Santa Catarina.

Sedghi, M., M. Aliakbar-Golkar and M. R. Haghifam (2013). Distribution network expansion considering distributed generation and storage units using modified PSO algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 52, Nº. 0, pp. 221-230.

Shahmohammadi, A. and M. T. Ameli (2014). Proper sizing and placement of distributed power generation aids the intentional islanding process. *Electric Power Systems Research*, Vol. 106, Nº. 0, pp. 73-85.

Soeprijanto, A. and M. Abdillah (2011). Type 2 fuzzy adaptive binary particle swarm optimization for optimal placement and sizing of distributed generation. In *Instrumentation, Communications, Information Technology, and Biomedical Engineering (ICICI-BME), 2011 2nd International Conference on*.

Soo Hyung, L. and P. Jung-Wook (2013). Optimal Placement and Sizing of Multiple DGs in a Practical Distribution System by Considering Power Loss. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, Vol. 49, Nº. 5, pp. 2262-2270.

Souza, A. R. R. d. (2009). Conexão de Geração Distribuída em Redes de Distribuição. *Mestrado em Engenharia Elétrica*, Universidade Federal do Paraná.

Souza, A. R. R. d., T. S. P. Fernandes, A. R. Aoki, M. R. Sans, A. P. Oening, D. C. Marcilio and J. S. Omori (2013). Sensitivity analysis to connect distributed generation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 46, Nº. 0, pp. 145-152.

Tarroja, B., F. Mueller, J. D. Eichman, J. Brouwer and S. Samuelsen (2011). Spatial and temporal analysis of electric wind generation intermittency and dynamics. *Renewable Energy*, Vol. 36, Nº. 12, pp. 3424-3432.

Tolabi, H. B., M. H. Ali and M. Rizwan (2015). Simultaneous Reconfiguration, Optimal Placement of DSTATCOM, and Photovoltaic Array in a Distribution System Based on Fuzzy-ACO Approach. *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, Vol. 6, Nº. 1, pp. 210-218.

UFES (2014). Diagnóstico das Demandas Hídricas - Região Hidrográfica do Rio Jucu. Vitória, LABGEST - Laboratório de Gestão de Recursos Hídricos e Desenvolvimento Regional.

Ugranli, F. and E. Karatepe (2013). Multiple-distributed generation planning under load uncertainty and different penetration levels. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 46, N°. 0, pp. 132-144.

Vinothkumar, K. and M. P. Selvan (2014). Hierarchical Agglomerative Clustering Algorithm method for distributed generation planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 56, N°. 0, pp. 259-269.

Zamora, F. H. P., A. P. Cunha, J. C. Guaraldo, H. Kagan, M. R. Gouvea and E. Vicentini (2012). Advanced computational tool for analysing the impact of distributed generation on distribution systems planning. In *Integration of Renewables into the Distribution Grid, CIRED 2012 Workshop*.

Zeinalzadeh, A., Y. Mohammadi and M. H. Moradi (2015). Optimal multi objective placement and sizing of multiple DGs and shunt capacitor banks simultaneously considering load uncertainty via MOPSO approach. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 67, N°. 0, pp. 336-349.

Zhang, J., H. Fan, W. Tang, M. Wang, H. Cheng and L. Yao (2013). Planning for distributed wind generation under active management mode. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 47, N°. 0, pp. 140-146.

Ziari, I., G. Ledwich, A. Ghosh and G. Platt (2012). Integrated Distribution Systems Planning to Improve Reliability Under Load Growth. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, Vol. 27, N°. 2, pp. 757-765.

APÊNDICE A - PRODUÇÃO CIENTÍFICA

A pesquisa realizada contribuiu para o desenvolvimento de oito publicações, conforme descrito no Quadro A.1.

Quadro A.1 - Publicações realizadas, originadas nesta pesquisa

Título da Publicação	Evento/Periódico
Utilização de Unidades de Geração Distribuída no Controle de Reativos das Redes de Distribuição em Ambiente Pré <i>Smart Grid</i>	Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos 2014. Apresentado em Abril/2014.
Alocação Ótima de Unidades de Geração Distribuída em Redes de Distribuição - Metodologias e Desafios	
Metodologia Regulatória de Cálculo de Perdas Técnicas do Cabeamento Primário de Redes de Distribuição - Aderência e Ajustes	Congreso Internacional de Distribución Eléctrica - CIDEL - 2014. Apresentado em Setembro/2014.
Acoplamento entre Fluxo de Potência Ativa/Reativa e Variáveis de Estado em Redes de Distribuição Reais de Alta, Média e Baixa Tensões	XXXII International Sodebras Congress - 2014 e Revista SODEBRAS - v. 10 - 2015. Apresentado em Dezembro/2014 e publicado no periódico em Março/2015.
Influência dos Condutores Primários na Determinação da Localização Ótima de Unidades de Geração Distribuída de Médio Porte em Redes de Distribuição de Média Tensão	
Influência do Perfil de Distribuição de Cargas na Determinação da Localização Ótima de Unidades de Geração Distribuída de Médio Porte em Redes de Distribuição de Média Tensão	
Impacto da Confiabilidade das Unidades de Geração Distribuída no Carregamento Líquido dos Alimentadores de Distribuição de Média Tensão	
Electrical Distribution Network Operation with a Presence of Distributed Generation Units in a Pre Smart Grid Environment Using a Clustering-Based Methodology	Revista Energy Systems. Publicado online em Abril/2015.

APÊNDICE B - MODELAGEM DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO E DADOS DO FLUXO DE POTÊNCIA

O princípio de funcionamento das cargas define seu comportamento em regime permanente, quando a tensão aplicada é diferente da tensão nominal de fornecimento. Assim, a potência drenada pelas cargas depende de sua natureza e pode variar em função da tensão aplicada a ela. De forma geral, a dependência citada anteriormente pode ser expressa pela Equação (B.1):

$$S_{Drenada} = f(|\hat{V}|) \quad (B.1)$$

Onde:

$S_{Drenada}$	Potência complexa drenada pela carga.
\hat{V}	Tensão aplicada à carga.
$f(\hat{V})$	Função que relaciona o módulo da tensão aplicada à potência drenada pela carga.

As três principais aproximações para f são: potência constante com a tensão; corrente constante com a tensão; e impedância constante com a tensão.

a) Cargas caracterizadas por potência constante com a tensão

Neste tipo de carga a potência drenada é invariante com o módulo da tensão aplicada, e seu valor é sempre igual ao valor de potência nominal da carga - Equação (B.2).

$$S_{Drenada} = S_{Nominal} = |S_{Nominal}| \angle \varphi \quad (B.2)$$

Onde:

$S_{Nominal}$	Potência nominal da carga.
φ	Ângulo de potência da carga.

Assim, considerando a tensão aplicada igual a $\hat{V}_{Aplicada} = |\hat{V}_{Aplicada}| \angle \theta$, a corrente drenada pela carga é dada pela Equação (B.3):

$$\dot{I}_{Drenada} = \frac{S_{Nominal}^*}{\dot{V}_{Aplicada}^*} = \frac{|S_{Nominal}| \angle(-\varphi)}{|\dot{V}_{Aplicada}| \angle(-\theta)} = \frac{|S_{Nominal}|}{|\dot{V}_{Aplicada}|} \angle(\theta - \varphi) \quad (B.3)$$

Onde:

$\dot{I}_{Drenada}$ Corrente drenada pela carga.
 θ Ângulo da tensão aplicada à carga.

b) Cargas caracterizadas por corrente constante com a tensão

Neste tipo de carga a corrente drenada pela carga é invariante com o módulo da tensão aplicada, e seu valor é sempre igual ao valor de corrente nominal da carga - Equação (B.4).

$$\dot{I}_{Drenada} = \dot{I}_{Nominal} = \frac{S_{Nominal}^*}{\dot{V}_{Nominal}^*} = \frac{|S_{Nominal}| \angle(-\varphi)}{|\dot{V}_{Nominal}| \angle(-\theta)} = \frac{|S_{Nominal}|}{|\dot{V}_{Nominal}|} \angle(\theta - \varphi) \quad (B.4)$$

Onde:

$\dot{I}_{Nominal}$ Corrente nominal da carga.
 $\dot{V}_{Nominal}$ Tensão nominal da carga.

Desta forma, a potência drenada pela carga é dada pela Equação (B.5):

$$S_{Drenada} = \dot{V}_{Aplicada} \dot{I}_{Nominal}^* = |\dot{V}_{Aplicada}| \angle(\theta) \frac{|S_{Nominal}|}{|\dot{V}_{Nominal}|} \angle(-\theta + \varphi) \quad (B.5)$$

$$S_{Drenada} = \frac{|\dot{V}_{Aplicada}|}{|\dot{V}_{Nominal}|} S_{Nominal}$$

Pode-se concluir que, nestes casos, a potência drenada pela carga varia linearmente com o módulo da tensão aplicada a ela.

c) Cargas caracterizadas por impedância constante com a tensão

Neste tipo de carga a impedância se mantém constante com o módulo da tensão aplicada, e seu valor é sempre igual ao valor da impedância nominal da carga - Equação (B.6).

$$Z = \frac{\dot{V}_{Nominal}}{\dot{I}_{Nominal}} = \frac{\dot{V}_{Nominal}\dot{V}_{Nominal}^*}{S_{Nominal}^*} = \frac{|\dot{V}_{Nominal}|^2}{|S_{Nominal}|\angle(-\varphi)} = \frac{|\dot{V}_{Nominal}|^2}{|S_{Nominal}|}\angle\varphi \quad (B.6)$$

Onde:

Z Impedância de carga.

Assim, a corrente drenada pela carga é dada pela Equação (B.7):

$$\dot{I}_{Drenada} = \frac{\dot{V}_{Aplicada}}{Z} \quad (B.7)$$

Logo, a potência drenada pela carga é dada pela Equação (B.8):

$$S_{Drenada} = \dot{V}_{Aplicada}\dot{I}_{Drenada}^* = |\dot{V}_{Aplicada}|\angle(\theta) \frac{|\dot{V}_{Aplicada}|\angle(-\theta)}{\frac{|\dot{V}_{Nominal}|^2}{|S_{Nominal}|}\angle(-\varphi)} \quad (B.8)$$

$$S_{Drenada} = \left(\frac{\dot{V}_{Aplicada}}{\dot{V}_{Nominal}}\right)^2 S_{Nominal}$$

Pode-se concluir que, nestes casos, a potência drenada pela carga varia quadraticamente com o módulo da tensão aplicada a ela.

d) Modelos Compostos

Em sistemas reais de distribuição de energia elétrica ocorre a incidência dos três modelos de carga em conjunto. Nestes casos, pode-se adotar um modelo composto, conforme mostrado na Equação (B.9):

$$S_{Drenada\ Composto} = K_1 \cdot S_{Drenada}^{Z\ Constante} + K_2 \cdot S_{Drenada}^{S\ Constante} + K_3 \cdot S_{Drenada}^{I\ Constante} \quad (B.9)$$

Onde:

$S_{Drenada\ Composto}$ Potência drenada pela carga com a utilização de modelo composto.

$S_{Drenada}^{Z\ Constante}$ Potência drenada pela carga com a utilização de modelo impedância constante.

$S_{Drenada}^{S Constante}$	Potência drenada pela carga com a utilização de modelo potência constante.
$S_{Drenada}^{I Constante}$	Potência drenada pela carga com a utilização de modelo corrente constante.

A definição dos pesos K_1 , K_2 e K_3 é normalmente obtida por medições amostrais em campo. Nesta tese, todas as simulações foram realizadas considerando-se os parâmetros intrínsecos do problema de fluxo de potência contidos na Tabela B.1, aplicáveis aos alimentadores analisados. As cargas nominais de cada barra foram obtidas a partir dos valores de consumo de energia elétrica e demanda máxima registrados para cada consumidor ligado à barra em análise, utilizando-se curvas de carga típicas na conversão consumo→demanda e considerando-se ainda as fases de ligação de cada consumidor (carga desequilibrada).

Tabela B.1 - Parâmetros intrínsecos do problema de fluxo de potência

<i>Descrição do Parâmetro</i>	<i>Valor do Parâmetro</i>
Percentual de Carga em Potência Constante	40 %
Percentual de Carga em Corrente Constante	30 %
Percentual de Carga em Impedância Constante	30 %
Tensão de Saída do Alimentador	1,02 pu
Sequência de Fases	Positiva
Desvio Máximo Permitido entre Iterações Sucessivas	10^{-2}
Número Máximo de Iterações	50
Algoritmo Utilizado	Varredura Direta e Inversa com Soma de Correntes
Modelo de Linhas de Distribuição	Linhas Curtas
Modelo de Bancos de Capacitores	Impedância Constante

Para permitir a simulação dos diferentes perfis de carga foi desenvolvida uma ferramenta de fluxo de potência para redes de distribuição radiais trifásicas desequilibradas em ambiente Microsoft Access 2007®. O desenvolvimento desta ferramenta se deve à necessidade de manipular livremente e em tempo de execução os valores das cargas das redes de distribuição, característica esta não encontrada em ferramentas de fluxo de potência comerciais tradicionais. A validação da ferramenta criada foi realizada em conjunto com o *software* PSCAD®, ferramenta computacional de modelagem de sistemas de potência. O processo de validação foi realizado com uma rede de distribuição real e a comparação dos resultados entre as 2 ferramentas apresentou desvios absolutos inferiores a 10^{-8} em todas as situações simuladas, mostrando a eficácia da ferramenta.

APÊNDICE C - DETERMINAÇÃO DO VALOR DE POTÊNCIA REATIVA DESPACHADO PELAS UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A influência do modo de despacho da potência reativa de unidades de geração distribuída no desempenho das redes elétricas de distribuição, nesta tese mensurado pelo valor de perdas técnicas ativas da rede primária, pode ser modelado como um problema de otimização:

Minimizar:

$$P_{Perdas}^{Total} = \sum_{k=1}^{N_{Trechos}} P_{Perdas}^k \quad (C.1)$$

Sujeito às restrições de fluxo de potência:

$$S_G^i - S_L^i = 0 \quad \forall i \leq N_{Barras} \quad (C.2)$$

$$|V^i|^{min} \leq |V^i| \leq |V^i|^{max} \quad \forall i \leq N_{Barras} \quad (C.3)$$

$$|I^k| \leq |I^k|^{max} \quad \forall k \leq N_{Trechos} \quad (C.4)$$

E sujeito às restrições relativas ao despacho de reativos pelas unidades de geração distribuída:

$$Q_{GD}^j = \begin{cases} \sqrt{\left(\frac{P_{GD}^j}{F_c}\right)^2 - (P_{GD}^j)^2} & , se C = 1 \\ \sqrt{\left(\frac{P_{GD-max}^j}{F_c}\right)^2 - (P_{GD-max}^j)^2} & , se C = 2 \end{cases} \quad (C.5)$$

Onde:

P_{Perdas}^{Total}	Perda de potência total, medida nos condutores da rede primária.
P_{Perdas}^k	Perda de potência no trecho k .
S_G^i	Potência injetada na barra i .
S_L^i	Potência absorvida a partir da barra i .
V^i	Tensão na barra i .
N_{Barras}	Quantidade total de barras.
I^k	Corrente no trecho k .
$N_{Trechos}$	Quantidade total de trechos.
Q_{GD}^j	Potência reativa despachada pela unidade de geração distribuída j .
N_{GDs}	Quantidade total de unidades de geração distribuída.
P_{GD-max}^j	Capacidade de potência ativa da unidade de geração distribuída j .

F_c	Fator de capacidade.
P_{GD}^j	Potência ativa despachada pela unidade de geração distribuída j .
C	Identificador do método aplicado (Fator de Potência Constante, $C = 1$, ou Potência Reativa Despachada Constante, $C = 2$).

O valor da potência reativa despachada pelas unidades de geração distribuída (Q_{DG}^j) deve ser limitado à sua capacidade de despacho de reativos, associada à capacidade do inversor de frequência, utilizado para conectar a fonte de energia primária (solar, biomassa, eólica ou hídrica) à rede de distribuição, como ilustrado na Figura C.1, que mostra um painel fotovoltaico conectado à rede de distribuição.

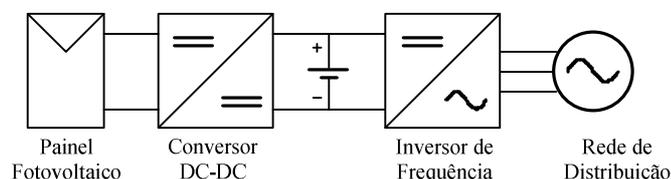


Figura C.1 - Painel fotovoltaico conectado à rede de distribuição por meio de um inversor de frequência

Os inversores de frequência são comumente projetados para suportar a potência ativa nominal das unidades de geração distribuída, considerando que não há despacho de reativos por parte destas unidades. Portanto, a capacidade dos inversores de frequência ($S_{DC-AC-max}^j$) é dada pela Equação (C.6):

$$S_{DC-AC-max}^j = P_{DG-max}^j + j0 \quad (C.6)$$

Por outro lado, o fluxo de potência em cada inversor de frequência (S_{DC-AC}^j) pode ser expresso pela Equação (C.7):

$$S_{DC-AC}^j = P_{DG}^j + jQ_{DG}^j \quad (C.7)$$

Considerando que a potência em cada inversor de frequência deve ser menor ou igual a sua capacidade, o valor limite para a potência reativa despachada pelas unidades de geração distribuída é expresso pela Equação (C.8):

$$\begin{aligned} |S_{DC-AC}^j| &\leq |S_{DC-AC-max}^j| \\ \sqrt{(P_{DG}^j)^2 + (Q_{DG}^j)^2} &\leq P_{DG-max}^j \end{aligned} \quad (C.8)$$

$$Q_{DG}^j \leq \sqrt{(P_{DG-max}^j)^2 - (P_{DG}^j)^2}$$

Os métodos mencionados na Equação (C.5) podem ser descritos como:

a) Fator de Potência Constante ($C = 1$): o fator de potência é mantido constante (e igual ao fator de capacidade adotado), para qualquer valor de potência ativa despachada. Na Figura C.2 é mostrado um diagrama de unidade de geração distribuída operando sob este método, inicialmente dentro da região de operação normal (ponto A). Quando o valor da potência ativa despachada aumenta (de P_A para P_B), o valor da potência reativa despachada pela unidade de geração distribuída também aumenta (de Q_A para Q_B) para manter o fator de potência inalterado (ponto B). Neste ponto de operação não há sobrecarga. Entretanto, quando o valor da potência ativa despachada aumenta de P_B para P_C (ponto C), o valor de potência reativa requerido ultrapassa a capacidade disponível. Nestes casos, o fator de potência da unidade de geração distribuída é alterado para evitar regiões de sobrecarga (ponto C').

b) Potência Reativa Despachada Constante ($C = 2$): o valor da potência reativa despachada pelas unidades de geração distribuída é mantido constante (e igual à capacidade de despacho de potência reativa da unidade), para qualquer valor de potência ativa despachada. Na Figura C.3 é mostrado um diagrama de unidade de geração distribuída operando sob este método, inicialmente dentro da região de operação normal (ponto A). Quando o valor da potência ativa despachada aumenta (de P_A para P_B), o valor da potência reativa despachada é mantido constante ($Q_B = Q_A$). Neste ponto de operação não há sobrecarga. Entretanto, quando o valor da potência ativa despachada aumenta de P_B para P_C (ponto C), o valor de potência reativa requerido ultrapassa a capacidade disponível. Nestes casos, o valor de potência reativa despachado é alterado para evitar regiões de sobrecarga (ponto C').

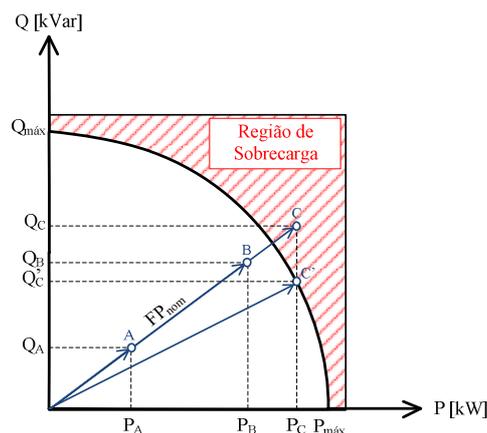


Figura C.2 - Diagrama de unidade de geração distribuída operando com fator de potência constante

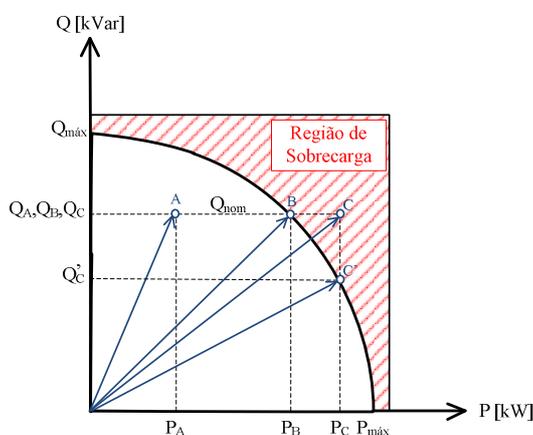


Figura C.3 - Diagrama de unidade de geração distribuída operando com potência reativa despachada constante

O método foi aplicado ao Alimentador #1, descrito na Seção 2.3.1, em dois patamares de carga. Os pesos de ocorrência e o perfil diário de despacho para os diferentes tipos de unidades de geração distribuída considerados também estão descritos na Seção 2.3.1. Os parâmetros intrínsecos do fluxo de potência adotados são mostrados no Apêndice B. Os resultados são apresentados na Figura C.4 e Figura C.5. A potência nominal total das unidades de geração distribuída foi de 4 MW para o Alimentador #1 e de 2 MW para o Alimentador #2, simulados no horário de 17h para o patamar de carga pesada e no horário de 5h para patamar de carga leve.

A Figura C.4 apresenta os resultados para o Alimentador #1 em patamar de carga pesada, mostrando o valor de perdas técnicas ativas para cada método de limitação utilizado e grau de penetração de geração distribuída. A Figura C.4 apresenta também o valor de perdas quando não há unidades de geração distribuída conectadas à rede de distribuição (grau de penetração

de geração distribuída igual a zero) e os valores quando não há injeção de potência reativa pelas unidades de geração distribuída. Como análise complementar, a Figura C.5 apresenta os resultados para o patamar de carga leve.

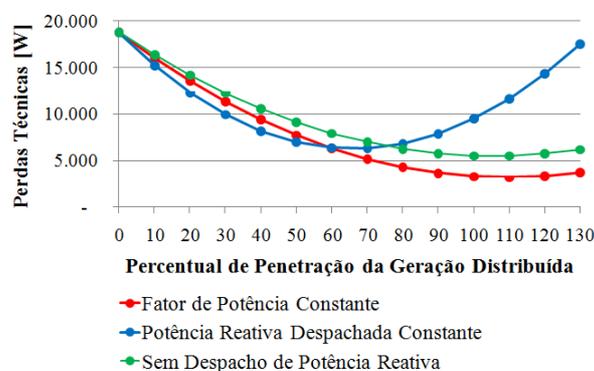


Figura C.4 - Resultados da aplicação da metodologia no Alimentador #1 em patamar de carga pesada: valores de perdas técnicas ativas totais, em função do método de limitação e do grau de penetração da geração distribuída

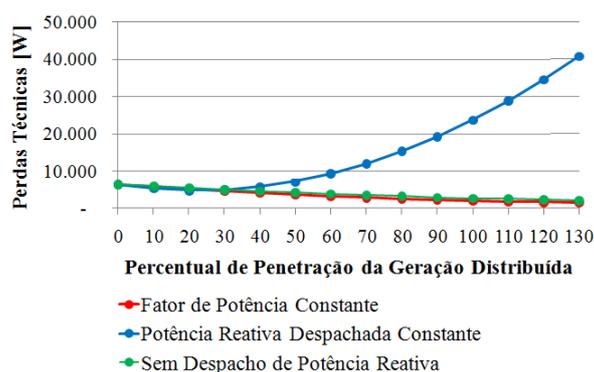


Figura C.5 - Resultados da aplicação da metodologia no Alimentador #1 em patamar de carga leve: valores de perdas técnicas ativas totais, em função do método de limitação e do grau de penetração da geração distribuída

A partir da Figura C.4 é possível constatar que, em patamar de carga pesada, os valores de perdas técnicas ativas são menores para o método potência reativa despachada constante, até o grau de penetração de 60%. A partir de 60%, o método fator de potência constante é o que apresenta os menores valores. Por outro lado, em patamar de carga leve - Figura C.5, os dois métodos apresentam valores similares até o grau de penetração de 30%. A diferença entre os métodos cresce exponencialmente quando o grau de penetração da geração distribuída ultrapassa 30%. Portanto, considerando a necessidade de se utilizar um mesmo método em todos os casos, o método fator de potência constante foi adotado e aplicado às unidades de

geração distribuída. É importante destacar que, em nenhum dos casos simulados houve ultrapassagem dos limites legais de tensão, que varia entre 0,93 e 1,05 pu.

A metodologia proposta também foi aplicada ao Alimentador #1-Ideal, descrito na Seção 2.3.1. Os resultados estão apresentados na Figura C.6 (patamar de carga pesada) e Figura C.7 (patamar de carga leve). Quando o Alimentador #1 é comparado com o Alimentador #1-Ideal, o mesmo comportamento é observado, ocorrendo apenas uma redução ponto a ponto nos valores de perdas técnicas ativas, devido à redução da impedância dos condutores, provocada pelo processo de padronização.

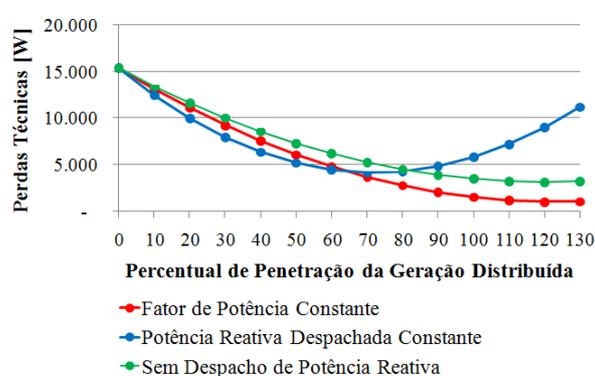


Figura C.6 - Resultados da aplicação da metodologia no Alimentador #1-Ideal em patamar de carga pesada: valores de perdas técnicas ativas totais, em função do método de limitação e do grau de penetração da geração distribuída

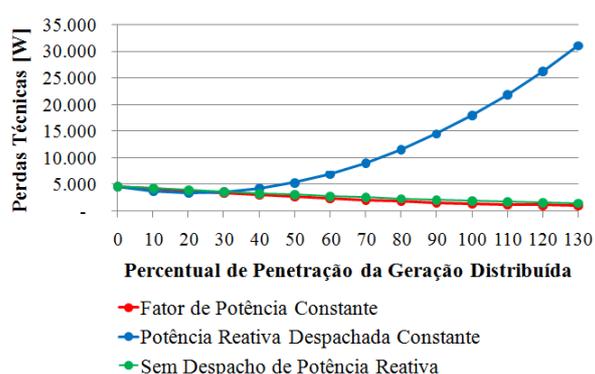


Figura C.7 - Resultados da aplicação da metodologia no Alimentador #1-Ideal em patamar de carga leve: valores de perdas técnicas ativas totais, em função do método de limitação e do grau de penetração da geração distribuída

A metodologia proposta foi comparada com o algoritmo *Particle Swarm Optimization* (PSO). Criado em 1995, o algoritmo PSO e suas variantes são amplamente utilizados na solução de problemas envolvendo redes de distribuição de energia elétrica, especialmente em problemas de dimensionamento e localização ótimos de unidades de geração distribuída. Entretanto,

esses algoritmos precisam de comunicação online entre as unidades de geração distribuída e os centros de controle das concessionárias de distribuição de energia para serem viabilizados. Estes recursos de comunicação e controle estão diretamente relacionados à implementação da filosofia *Smart Grid*.

Os parâmetros inerentes à sintonia do algoritmo PSO, adotados nesta tese, são apresentados na Tabela C.1. A Figura C.8 apresenta uma comparação entre os valores de perdas técnicas ativas obtidos com a aplicação do método proposto e com a aplicação do algoritmo PSO. A faixa destacada em cinza representa o grau de incerteza atribuído a um dos métodos, neste caso o PSO. É possível notar que um grau de incerteza de apenas 10% torna os valores iguais, até o grau de penetração de 60%. A partir deste ponto, o método potência reativa despachada constante se distancia dos demais.

Tabela C.1 - Parâmetros inerentes à sintonia do algoritmo PSO

Parâmetro	Valor
Coefficiente de Inércia (w)	0,80
Constantes de Aceleração (C_1, C_2)	2
Passo Máximo	1 kvar
Quantidade Máxima de Iterações	20
Quantidade de Partículas em cada Iteração	10

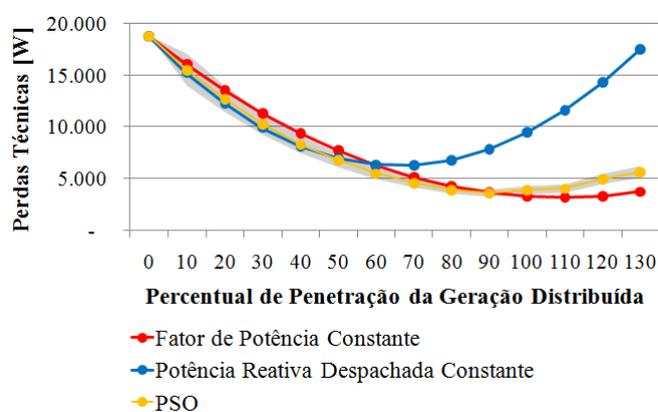


Figura C.8 - Comparação entre a aplicação do método proposto e o algoritmo PSO no Alimentador #1 em patamar de carga pesada: valores de perdas técnicas ativas totais, em função do método de limitação e do grau de penetração da geração distribuída. Em cinza, a incerteza associada ao método PSO

Os resultados apresentados indicam que o método proposto nesta tese permite a melhora do desempenho técnico da rede distribuição (por meio da redução de perdas técnicas ativas), podendo ser aplicado no curto e médio prazos, nos quais a filosofia *Smart Grid* não está completamente implementada, apresentando resultados similares a algoritmos complexos, como o PSO.