

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

**MÉTODO PARA DETERMINAÇÃO DO LIMITE DE
PENETRAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
FOTOVOLTAICA EM REDES RADIAIS DE
DISTRIBUIÇÃO**

RAFAEL AMARAL SHAYANI

ORIENTADOR: MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA

TESE DE DOUTORADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGENE.TD – 051/10

BRASÍLIA/DF: AGOSTO – 2010

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

MÉTODO PARA DETERMINAÇÃO DO LIMITE DE PENETRAÇÃO
DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM REDES RADIAIS
DE DISTRIBUIÇÃO

RAFAEL AMARAL SHAYANI

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


APROVADA POR:




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



FERNANDO MONTEIRO DE FIGUEIREDO, Dr., ENE/UNB
(EXAMINADOR INTERNO)



FERNANDO COSME RIZZO ASSUNÇÃO, Dr., PUC/RJ
(EXAMINADOR EXTERNO)



MIGUEL EDGAR MORALES UDAETA, Dr, USP
(EXAMINADOR EXTERNO)



MAURO MOURA SEVERINO, Dr., ENE/UNB
(EXAMINADOR INTERNO)

BRASÍLIA, 09 DE AGOSTO DE 2010.

FICHA CATALOGRÁFICA

SHAYANI, RAFAEL AMARAL

Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição [Distrito Federal] 2010.

xxv, 161p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Doutor, Tese de Doutorado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Energia solar fotovoltaica

2. Geração distribuída

3. Penetração fotovoltaica

4. Redes de distribuição

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

SHAYANI, R. A. (2010). Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD-051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Rafael Amaral Shayani.

TÍTULO: Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição.

GRAU: Doutor

ANO: 2010

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

Rafael Amaral Shayani

Universidade de Brasília - Departamento de Engenharia Elétrica

Caixa Postal 4386 – CEP 70904-970 – Brasília – DF – Brasil

Dedico este trabalho ao meu querido filho Gabriel, para que ele se inspire na busca pela excelência acadêmica.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por ter-me dado tantas oportunidades na vida.

Agradeço à minha amada esposa Leva, a qual sempre me incentivou a concluir o doutorado.

Agradeço aos meus pais. Quando estava na graduação, estimularam que fizesse o mestrado. Durante o mestrado, estimularam que fizesse o doutorado. Durante o doutorado, estimularam que faça um pós-doutorado.

Agradeço ao professor e amigo Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira. Durante os vários anos em que trabalhamos juntos, sempre se mostrou uma pessoa sábia, ponderada e com precisão técnica admirável.

Agradeço ao professor e amigo Fernando Monteiro de Figueiredo, por ter gentilmente compartilhado informações sobre curvas de carga dos transformadores utilizados no estudo de caso.

Agradeço à amiga Larissa de Matos Guedes, por ter gentilmente compartilhado sua experiência com simulações computacionais de fluxo de carga.

Agradeço ao amigo Edvaldo Lima Paniago, por ter gentilmente compartilhado experiências sobre redes radiais de distribuição.

Agradeço à Companhia Energética de Brasília, em especial ao Sr. Euler Guimarães Silva, por ter gentilmente fornecido dados do alimentador utilizado no estudo de caso.

Agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES – e ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília, por terem apoiado financeiramente a pesquisa por meio de bolsa de estudos.

"A melhora do mundo pode ser realizada através de ações puras e boas, de conduta louvável e digna".

Bahá'u'lláh
(1817 – 1892)

RESUMO

MÉTODO PARA DETERMINAÇÃO DO LIMITE DE PENETRAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM REDES RADIAIS DE DISTRIBUIÇÃO

O mundo apresenta crescimento constante do consumo energético, permitindo melhor qualidade de vida para a população, ao poder usufruir das comodidades modernas movidas a eletricidade. Porém, a preocupação com o aquecimento global também se intensifica, e a produção de energia utilizando fontes de origem fósseis contribuem diretamente para o aumento da emissão de gases de efeito estufa. A consciência da importância da utilização de fontes renováveis desponta em diversos países, com destaque para a energia solar fotovoltaica conectada à rede de distribuição. Para que essa tecnologia possa ser utilizada em larga escala, podendo ser instalada no telhado das casas, estudos são necessários para avaliar os impactos causados à rede de distribuição e para definir um limite máximo de potência que pode ser instalada sem prejudicar o sistema elétrico. Neste trabalho é apresentado um método para determinar o limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em sistemas radiais de distribuição, que destaca os critérios de aumento de tensão e de capacidade térmica de condutores e transformadores como limitadores. De posse desse método, regras práticas são obtidas e aplicada a um estudo de caso, indicando a quantidade de potência que pode ser instalada nos telhados de residências de um alimentador específico sem a necessidade de modificações no sistema elétrico da concessionária de distribuição.

ABSTRACT

METHOD FOR DETERMINING THE PHOTOVOLTAIC DISTRIBUTED GENERATION PENETRATION LIMIT ON RADIAL DISTRIBUTION GRIDS.

The world presents a continuous increase on energy consumption that enables better quality of life for the population as it enjoys the comfort provided by modern equipments powered by electricity. But the concern about global warming is also increased and fossil-based energy production contributes to greater emission of greenhouse gases. The importance of using renewable energy sources stands out in several countries, especially for grid-connected solar photovoltaic energy. Studies are needed to assess the impacts of this distributed generation on the utility's grid in order to this technology to be used on a large scale and be installed on several roof-tops. It is also necessary to set a maximum photovoltaic power, which can be installed without affecting the electrical system. This thesis presents a method to determine the photovoltaic distributed generation penetration limit on radial distribution grids, which highlights the criteria of voltage rise and conductor ampacity. Based on this method, rules of thumb are identified and applied to a case study indicating the amount of distributed generation photovoltaic power that can be installed on roof-tops of a particular feeder without modifications to the utility's grid.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – <i>Instalação de GDFV com elevada penetração na cidade de Ota, no Japão. ...</i>	3
Figura 2.1 – <i>Esquema simplificado de um sistema elétrico interligado.....</i>	12
Figura 2.2 – <i>Esquema simplificado de um sistema elétrico interligado com geração distribuída.....</i>	13
Figura 2.3 – <i>Fluxo de potência em um alimentador radial de distribuição.....</i>	14
Figura 2.4 – <i>Fluxo de potência em um alimentador radial de distribuição com geração distribuída.....</i>	14
Figura 2.5 – <i>Formas de aproveitamento da energia solar relacionadas à eletricidade.</i>	19
Figura 2.6 – <i>Configurações de sistemas solares fotovoltaicos: (a) sistema isolado doméstico, utilizado para bombeamento de água na África; (b) sistema isolado não-doméstico, fornecendo energia para estação meteorológica; (c) sistema conectado à rede de forma distribuída na Malásia; e (d) sistema conectado à rede de forma centralizada na Espanha, com potência de 1,1 MW.</i>	20
Figura 2.7 – <i>Esquema de ligação de um sistema fotovoltaico à rede elétrica.</i>	21
Figura 2.8 – <i>Classificação dos conversores.</i>	22
Figura 2.9 – <i>Instalação de GDFV com elevada penetração na cidade de Ota, no Japão. .</i>	42
Figura 2.10 – <i>Instalação de GDFV com elevado grau de penetração em: (a) Schlierberg Solar Estate (Alemanha), (b) Premier Gardens New Home Development (Estados Unidos) e (c) 'City Of The Sun' (Holanda).</i>	43
Figura 2.11 – <i>Esquema de regulação de tensão integrada para alimentadores com elevada penetração de GD.....</i>	52
Figura 3.1 – <i>Variação da tensão para alimentador puramente resistivo com (a) potência ativa absorvida; e (b) potência ativa injetada na rede.....</i>	58
Figura 3.2 – <i>Variação da tensão para alimentador puramente indutivo com (a) potência ativa absorvida; e (b) potência ativa injetada na rede.....</i>	59
Figura 3.3 – <i>Variação da tensão para alimentador puramente resistivo com (a) potência reativa indutiva absorvida; e (b) potência reativa indutiva injetada na rede..</i>	59

Figura 3.4 – <i>Varição da tensão para alimentador puramente indutivo com (a) potência reativa indutiva absorvida; e (b) potência reativa indutiva injetada na rede.</i>	60
Figura 3.5 – <i>Fluxograma do algoritmo para determinação do limite de penetração da GDFV em redes radiais de distribuição.</i>	63
Figura 3.6 – <i>Siglas e sinais positivos utilizadas pelo algoritmo.</i>	64
Figura 3.7 – <i>Configurações básicas de rede secundária.</i>	69
Figura 3.8 – <i>Região urbana composta por unidades consumidoras comerciais e residenciais.</i>	73
Figura 3.9 – <i>Rede radial de distribuição com carga nominal acumulada no final do alimentador de média tensão, sem GDFV.</i>	76
Figura 3.10 – <i>Rede radial de distribuição com carga nominal conectada ao longo do alimentador de média tensão.</i>	92
Figura 3.11 – <i>Região urbana hipotética composta por unidades consumidoras comerciais e residenciais.</i>	95
Figura 3.12 – <i>Representação elétrica do bairro urbano da Figura 3.14.</i>	95
Figura 3.13 – <i>Potência dos transformadores do bairro urbano da Figura 3.14.</i>	95
Figura 3.14 – <i>Seção dos condutores utilizados para atender ao bairro urbano da Figura 3.14.</i>	95
Figura 3.15 – <i>Ramal de baixa tensão atendendo unidades consumidoras igualmente espaçadas entre si e consumindo mesma potência.</i>	99
Figura 3.16 – <i>Ramal de baixa tensão equivalente, com $N/2$ unidades consumidoras.</i>	99
Figura 3.17 – <i>Ramal de baixa tensão equivalente, com $N/4$ unidades consumidoras.</i>	99
Figura 3.18 – <i>Ramal de baixa tensão equivalente, com 1 unidade consumidora.</i>	99
Figura 4.1 – <i>Fluxograma simplificado do método utilizado para a determinação do limite de penetração da GDFV.</i>	104
Figura 4.2 – <i>Tensões e correntes com GDFV nula.</i>	114
Figura 4.3 – <i>Tensões e correntes com GDFV no limite de capacidade do trecho SE-1.</i>	114

Figura 4.4 – <i>Tensões e correntes com GDFV no limite de capacidade do trecho 1-2, considerando que o trecho SE-1 encontra-se reforçado.</i>	114
Figura 4.5 – <i>Tensões e correntes com GDFV no limite de capacidade do trecho 2-3, considerando que os trechos SE-1 e 1-2 encontram-se reforçados.</i>	114
Figura 4.6 – <i>Localização de equipamento medidor de grandezas elétricas, para fornecer informações à lógica de controle de limitação pelo critério térmico.</i>	118
Figura 4.7 – <i>Percurso do alimentador TG01, indicando sua topologia radial com ramificações.</i>	123
Figura 4.8 – <i>Esquema elétrico equivalente do alimentador TG01, incluindo a numeração das barras.</i>	124
Figura 4.9 – <i>Potência dos transformadores do alimentador TG01, em kVA.</i>	124
Figura 4.10 – <i>Principais distâncias e seções retas dos condutores do alimentador TG01.</i>	124
Figura 4.11 – <i>Quadra típica de Taguatinga, DF, indicando que as residências possuem mesma largura de lote, estando igualmente espaçadas entre si.</i>	126
Figura 4.12 – <i>Indicação do perfil de carga dos transformadores do alimentador TG01.</i>	127
Figura 4.13 – <i>Detalhe do alimentador de baixa tensão, onde o transformador atende às unidades consumidoras de duas quadras, de ambos os lados da rua.</i>	129

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1.1 – <i>Percentual de crescimento e valores acumulados de potência fotovoltaica instalada no mundo.</i>	2
Gráfico 2.1 – <i>Evolução da energia primária mundial por tipo de combustível.</i>	6
Gráfico 2.2 – <i>Evolução da geração mundial de eletricidade por tipo de combustível.</i>	7
Gráfico 2.3 – <i>Evolução da emissão de CO₂ pela queima de energéticos entre 1971 e 2004.</i>	8
Gráfico 2.4 – <i>Acréscimo anual da geração elétrica brasileira, em MW.</i>	10
Gráfico 2.5 – <i>Valores típicos de demandas residenciais, comerciais e potência gerada pela GDFV.</i>	15
Gráfico 2.6 – <i>Demandas residenciais e comerciais negativas, quando GDFV é utilizada injetando potência na rede de distribuição.</i>	15
Gráfico 2.7 – <i>Demanda média para um dia típico, representativo de uma média de 12 meses, indicando demanda no horário de ponta típico e durante o período ensolarado para a concessionária de distribuição CEMIG-D.</i>	24
Gráfico 2.8 – <i>Demanda média para um dia típico, representativo de uma média de 12 meses, indicando demanda no horário de ponta típico e durante o período ensolarado para a concessionária de distribuição LIGHT.</i>	25
Gráfico 2.9 – <i>Demanda média para um dia típico, representativo de uma média de 12 meses, indicando demanda no horário de ponta típico e durante o período ensolarado para a concessionária de distribuição COSERN.</i>	25
Gráfico 2.10 – <i>Demanda média para um dia típico, representativo de uma média de 12 meses, indicando demanda no horário de ponta típico e durante o período ensolarado para a concessionária de distribuição AES-SUL.</i>	26
Gráfico 2.11 – <i>Demanda média para um dia típico, representativo de uma média de 12 meses, indicando demanda no horário de ponta típico e durante o período ensolarado para a concessionária de distribuição COELBA.</i>	26
Gráfico 2.12 – <i>Demanda média para um dia típico, representativo de uma média de 12 meses, indicando demanda no horário de ponta típico e durante o período ensolarado para a concessionária de distribuição CEB.</i>	27

Gráfico 2.13 – <i>Demanda média para um dia típico, representativo de uma média de 12 meses, indicando demanda no horário de ponta típico e durante o período ensolarado para a concessionária de distribuição ENERGIPE.</i>	27
Gráfico 2.14 – <i>Perfil de tensão ao longo de uma rede de distribuição, permitindo visualizar o efeito do aumento de tensão. (a) Representação do sistema de potência equivalente; (b) situação de carga pesada, sem a presença de GDFV; (c) situação de carga leve, sem a presença de GDFV; (d) carga pesada, com GDFV atendendo a toda a carga e ainda gerando para a rede; e (e) carga leve, com pequena GDFV já excedendo o limite superior de tensão.</i>	32
Gráfico 2.15 – <i>Mudança no perfil de tensão quando a GD, utilizada como regulador de tensão, é desconectada, seja por um afundamento ou por uma falta no sistema de distribuição: (a) tensão com a GD conectada; (b) tensão fora do limite após a saída da GD.</i>	34
Gráfico 2.16 – <i>Curva de suportabilidade de tensão, indicando a relação tempo x valor de tensão para que a GD se desconecte da rede caso distúrbios elétricos sejam detectados, conforme norma IEEE 929-2000.</i>	37
Gráfico 2.17 – <i>Curva de suportabilidade de tensão, indicando a relação tempo x valor de tensão para que a GD se desconecte da rede caso distúrbios elétricos sejam detectados, conforme norma IEEE 1547-2003.</i>	37
Gráfico 2.18 – <i>Curva de suportabilidade de tensão, indicando a relação tempo x valor de tensão para que a GD se desconecte da rede caso distúrbios elétricos sejam detectados, conforme norma alemã, editada em 2008.</i>	37
Gráfico 2.19 – <i>Indicação dos momentos em que há equilíbrio entre geração e carga, necessário para que ocorra um ilhamento não-intencional.</i>	40
Gráfico 3.1 – <i>Representação discreta de curvas de carga de unidades consumidoras: (a) comerciais em dias úteis e aos sábados; (b) comerciais aos domingos e feriados; e (c) residenciais.</i>	70
Gráfico 3.2 – <i>Variação da tensão na barra de carga à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação inicial).</i>	78
Gráfico 3.3 – <i>Variação da corrente no alimentador à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação inicial).</i>	78
Gráfico 3.4 – <i>Variação da tensão na barra de carga para valores elevados de GDFV (situação inicial).</i>	79
Gráfico 3.5 – <i>Variação da tensão na barra de carga à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação A – alimentador 336,4 MCM).</i>	80

Gráfico 3.6 – <i>Variação da corrente no alimentador à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação A – alimentador 336,4 MCM).</i>	81
Gráfico 3.7 – <i>Variação da tensão na barra de carga para valores elevados de GDFV (situação A – alimentador 336,4 MCM).</i>	81
Gráfico 3.8 – <i>Variação da tensão na barra de carga à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação B – tensão de referência em 1,05 pu).</i>	83
Gráfico 3.9 – <i>Variação da corrente no alimentador à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação B – tensão de referência em 1,05 pu).</i>	84
Gráfico 3.10 – <i>Variação da tensão na barra de carga à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação C1 – alimentando 50% da carga nominal).</i> 86	
Gráfico 3.11 – <i>Variação da corrente no alimentador à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação C1 – alimentando 50% da carga nominal).</i> 86	
Gráfico 3.12 – <i>Variação da tensão na barra de carga à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação C2 – alimentando 25% da carga nominal).</i> 87	
Gráfico 3.13 – <i>Variação da corrente no alimentador à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação C2 – alimentando 25% da carga nominal).</i> 87	
Gráfico 3.14 – <i>Variação da tensão na barra de carga à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação D1 – carga com fator de potência unitário).</i>	89
Gráfico 3.15 – <i>Variação da corrente no alimentador à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação D1 – carga com fator de potência unitário).</i>	89
Gráfico 3.16 – <i>Variação da tensão na barra de carga à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação D2 – carga com fator de potência 0,8 indutivo).</i>	90
Gráfico 3.17 – <i>Variação da corrente no alimentador à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação D2 – carga com fator de potência 0,8 indutivo).</i>	90
Gráfico 3.18 – <i>Variação da tensão nas barras de carga a medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação E – carga distribuída ao longo do alimentador).</i>	93

Gráfico 3.19 – <i>Varição da corrente nos trechos do alimentador à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação E – carga distribuída ao longo do alimentador).</i>	93
Gráfico 4.1 – <i>Visualização gráfica da potência aparente na linha, à medida em que P varia e Q mantêm-se constante, para situação de carga nominal.</i>	108
Gráfico 4.2 – <i>Visualização gráfica da potência aparente na linha, à medida em que P varia e Q mantêm-se constante, para situação de carga inferior à nominal.</i>	109
Gráfico 4.3 – <i>Histograma da distribuição do PIGD entre as unidades consumidoras equivalentes.</i>	134
Gráfico 4.4 – <i>Percentual de utilização dos transformadores com mesma PIGD para todas as unidades consumidoras.</i>	136
Gráfico 4.5 – <i>Percentual de utilização dos transformadores com mesma PIGD para todas as unidades consumidoras, considerando sobrecarga nos transformadores 31 e 34.</i>	138

LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1 – <i>Diferenças entre conversores com esquema de controle de tensão e de corrente.</i>	23
Quadro 2.2 – <i>Limite de distorção harmônica de corrente para conversor de 6 pulsos, em porcentagem da corrente de carga.</i>	29
Quadro 3.1 – <i>Variáveis que afetam o limite de GDFV em redes radiais de distribuição.</i> ...	65
Quadro 3.2 – <i>Características elétricas de condutores de alumínio.</i>	69
Quadro 3.3 – <i>Dados característicos de transformadores trifásicos em óleo para instalação interior ou exterior – classe 15 kV – 60 Hz.</i>	71
Quadro 3.4 – <i>Faixas de tensão de atendimento considerada adequada para redes de distribuição.</i>	71
Quadro 3.5 – <i>Bases do sistema em pu utilizadas nas simulações.</i>	75
Quadro 3.6 – <i>Resultados do algoritmo de determinação do limite de GDFV (situação F – impedância das ramificações do alimentador).</i>	96
Quadro 3.7 – <i>Resultados do algoritmo de determinação do limite de GDFV (situação G – impedância dos transformadores de distribuição).</i>	97
Quadro 3.8 – <i>Resultados do algoritmo de determinação do limite de GDFV (situação H – impedância dos ramais de baixa tensão).</i>	100
Quadro 3.9 – <i>Resultados do algoritmo de determinação do limite de GDFV (situação I – localização das unidades consumidoras com GDFV).</i>	101
Quadro 3.10 – <i>Demanda de unidades consumidoras comerciais e residenciais durante o período de irradiância solar.</i>	102
Quadro 3.11 – <i>Resultados do algoritmo de determinação do limite de GDFV (situação J – curva de carga em dias úteis).</i>	102
Quadro 3.12 – <i>Resultados do algoritmo de determinação do limite de GDFV (situação J – curva de carga em domingos e feriados).</i>	103
Quadro 4.1 – <i>Comparação das situações de A a D indicando o valor limite de GDFV e o critério limitador.</i>	106

Quadro 4.2 – <i>Quadro comparativo indicando o valor limite de GDFV para as situações F a H.</i>	115
Quadro 4.3 – <i>Comparativo indicando o valor limite de GDFV para as situações I e J.</i> ..	116
Quadro 4.4 – <i>Seleção de condutores para o ramal de baixa tensão de acordo com o critério de condução de corrente do transformador.</i>	129
Quadro 4.5 – <i>Demanda de unidades consumidoras comerciais e residenciais durante o período de irradiância solar. A demanda máxima corresponde a 1 pu.</i>	129
Quadro 4.6 – <i>Quantidade de unidades consumidoras residenciais atendidas pelos transformadores situados nas quadras.</i>	131
Quadro 4.7 – <i>Alimentador TG01 sem GDFV com curva de carga de domingos e feriados.</i>	131
Quadro 4.8 – <i>Quantidade de unidades consumidoras residenciais atendidas pelos transformadores situados nas quadras.</i>	138
Quadro 4.9 – <i>Resultados consolidados para a determinação do limite de penetração da GDFV no alimentador TG01.</i>	140
Quadro A.1 – <i>Características elétricas de condutores de alumínio – CA.</i>	152
Quadro A.2 – <i>Cruzeta – Distância equivalente entre fases (Deq).</i>	153
Quadro B.1 – <i>Identificação e potência dos transformadores do alimentador TG01.</i>	154
Quadro B.2 – <i>Comprimento e seção reta dos condutores do alimentador TG01.</i>	156

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – <i>Resumo dos valores de tensão, corrente e potência da GDFV para determinação do limite de penetração (situação inicial).</i>	79
Tabela 3.2 – <i>Resumo dos valores de tensão, corrente e potência da GDFV para determinação do limite de penetração (situação A).</i>	82
Tabela 3.3 – <i>Limite de penetração para variação da tensão de referência da subestação considerando apenas o critério de aumento de tensão. Valores em pu.</i>	84
Tabela 3.4 – <i>Limite de penetração para variação da tensão de referência da subestação considerando os critérios de aumento de tensão e de capacidade térmica. Valores em pu.</i>	84
Tabela 3.5 – <i>Limite de penetração para variação da quantidade de carga considerando apenas o critério de aumento de tensão. Valores em pu.</i>	88
Tabela 3.6 – <i>Limite de penetração para variação da quantidade de carga considerando os critérios de aumento de tensão e de capacidade térmica. Valores em pu.</i>	88
Tabela 3.7 – <i>Limite de penetração para variação do fator de potência da carga considerando apenas o critério de aumento de tensão. Valores em pu.</i>	91
Tabela 3.8 – <i>Limite de penetração para variação do fator de potência da carga considerando os critérios de aumento de tensão e de capacidade térmica. Valores em pu.</i>	91
Tabela 4.1 – <i>Comparação de PGDFV obtido via simulação e calculado pela Equação 4.14.</i>	109
Tabela 4.2 – <i>Modificação da tensão na carga antes e depois da GDFV.</i>	110
Tabela 4.3 – <i>Exemplo de aplicação da lógica de controle para o critério de capacidade térmica.</i>	119
Tabela 4.4 – <i>Cálculo da PIGD considerando geração máxima.</i>	133
Tabela 4.5 – <i>Cálculo de PGDFV considerando mesma PIGD para todas as unidades consumidoras.</i>	135
Tabela 4.6 – <i>Cálculo de PGDFV considerando mesma PIGD para todas as unidades consumidoras, com sobrecarga nos transformadores 31 e 34.</i>	137

Tabela 4.7 – *Cálculo das parcelas variável e fixa da PGDFV considerando que todas as unidades consumidoras podem injetar a mesma potência na rede. 139*

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CEB	Companhia Energética de Brasília
Deq	Distância equivalente entre fases
FPNT	Fator de penetração da geração distribuída fotovoltaica.
FV	Fotovoltaica
GD	Geração distribuída
GDFV	Geração distribuída fotovoltaica
GLP	Gás liquefeito de petróleo
I_{BASE}	Corrente de base, em pu
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEEE	<i>The Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IGBT	Transistor bipolar de porta isolada (<i>insulated-gate bipolar transistor</i>)
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MOSFET	Transistor de efeito de campo (<i>metal oxide semiconductor field effect transistor</i>)
Mtep	Mega tonelada equivalente de petróleo
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
NTD	Norma Técnica de Distribuição
ONU	Organização das Nações Unidas
P	Potência ativa, em pu
P_{CARGA}	Potência ativa total das cargas que possuem GDFV, em pu.
P_{GDFV}	Potência fotovoltaica instalada, em pu ou kW.
P_{LINHA}	Potência ativa total injetada na linha, em pu.
PCH	Pequena central hidrelétrica
PIGD	Potência individual de geração distribuída, em kW.

PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
pu	Por unidade
PV-UP-SCALE	<i>PV in Urban Policies, Strategic and Comprehensive Approach for Long-term Expansion</i>
PWM	Modulação de largura de pulso (<i>pulse-width modulation</i>)
Q	Potência reativa, em pu
r	Resistência em corrente alternada
S _{BASE}	Potência de base, em pu
S _{TRANSFORMADORES}	Potência total dos transformadores instalados na rede radial de distribuição, em pu ou kW
TUSD	Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição
UC	Quantidade de unidades consumidoras que podem ter GDFV.
UHE	Usina hidroelétrica
V	Tensão, em pu
V _{BASE}	Tensão de base, em pu
V _S	Tensão da barra de referência do sistema, em pu.
x	Reatância indutiva
Z _{BASE}	Impedância de base, em pu

SUMÁRIO

1 – INTRODUÇÃO	1
2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2.1 – MOTIVAÇÃO DO PRESENTE ESTUDO	5
2.1.1 – Situação energética mundial	5
2.1.2 – Situação energética brasileira	8
2.2 – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD).....	11
2.2.1 – Localização da GD	11
2.2.2 – Modificação do fluxo de potência em redes radiais de distribuição	13
2.2.3 – Exemplo de fluxo de potência em sentido reverso.....	15
2.2.4 – Instrumentos normativos.....	16
2.3 – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	17
2.3.1 – Formas de aproveitamento da energia solar.....	18
2.3.2 – Configurações dos sistemas fotovoltaicos.....	18
2.3.3 – Conexão da GDFV à rede elétrica	21
2.3.4 – Custos evitados com a transmissão e a distribuição da energia elétrica ...	23
2.4 – IMPACTOS DA GDFV NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	28
2.4.1 – Distorção harmônica	28
2.4.1.1 – Atuação como filtros ativos de distorção harmônica	30
2.4.2 – Regulação de tensão	30
2.4.2.1 – Excesso de geração	30
2.4.3 – Estabilidade do sistema elétrico	36
2.4.4 – Contribuição para a corrente de curto-circuito	38
2.4.5 – Ilhamento não-intencional.....	39
2.4.6 – Benefícios da utilização de elevada penetração de GDFV	41
2.5 – LIMITE DE PENETRAÇÃO PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA.....	44
2.5.1 – Definições de penetração disponíveis na literatura	45
2.5.2 – Relatório do projeto PV-UP-SCALE	46
2.5.3 – Relatório RENEWABLE SYSTEMS INTERCONNECTION	49
3 – MATERIAIS E MÉTODOS	55
3.1 – DEFINIÇÃO DO FATOR DE PENETRAÇÃO (FPNT)	55
3.2 – CRITÉRIOS LIMITADORES DA PENETRAÇÃO	56
3.2.1 – Critério nº 1: Aumento de tensão.....	56

3.2.1.1 – Injeção de potência ativa pela GDFV	58
3.2.2 – Critério nº 2: Colapso de tensão	60
3.2.3 – Critério nº 3: Capacidade térmica de transformadores e ampacidade de condutores	61
3.3 – MÉTODO PARA DETERMINAÇÃO DO LIMITE DE PENETRAÇÃO DA GDFV	61
3.3.1 – Algoritmo	61
3.3.2 – Verificação do critério de aumento de tensão.....	62
3.3.3 – Verificação do critério de colapso de tensão.....	62
3.3.4 – Verificação do critério de capacidade térmica	64
3.3.5 – Variáveis que afetam a penetração.....	64
3.4 – HIPÓTESES ADOTADAS	65
3.5 – MATERIAIS	68
3.5.1 – Valores típicos de impedância de alimentadores, demanda diversificada e topologia da rede de distribuição secundária	68
3.5.2 – Curvas de carga de unidades consumidoras residenciais e comerciais.....	70
3.5.3 – Valores típicos de parâmetros elétricos de transformadores de distribuição	70
3.5.4 – Limite para fornecimento de tensão adequada	71
3.5.5 – Ambiente computacional com possibilidade de programação.....	71
3.5.6 – Ferramenta para resolução do problema de fluxo de carga	72
3.6 – APLICAÇÃO DO MÉTODO CONSIDERANDO DIVERSAS VARIÁVEIS	72
3.6.1 – Região urbana hipotética atendida pelo alimentador radial de distribuição	73
3.6.2 – Potencial fotovoltaico da região urbana em estudo	73
3.6.3 – Definição das bases do sistema em pu	74
3.6.4 – Interpretação dos resultados emitidos pelo algoritmo – Situação inicial..	75
3.6.5 – Situação A: Efeito da alteração da seção reta do condutor.....	80
3.6.6 – Situação B: Efeito da alteração do valor da tensão na barra de referência	82
3.6.7 – Situação C: Efeito da alteração da potência consumida pela carga	85
3.6.8 – Situação D: Efeito da alteração do fator de potência da carga.....	88
3.6.9 – Situação E: Efeito da distribuição da carga ao longo do alimentador	92
3.6.10 – Modelagem da rede para atender à região urbana hipotética proposta.	94
3.6.11 – Situação F: Efeito da impedância das ramificações do alimentador.....	96
3.6.12 – Situação G: Efeito da impedância dos transformadores de distribuição	96
3.6.13 – Situação H: Efeito da impedância dos ramais de baixa tensão.....	97
3.6.14 – Situação I: Efeito da localização, ao longo do alimentador, das unidades consumidoras com GDFV	100

3.6.15 – Situação J: Efeito da curva de carga das unidades consumidoras	101
4 – RESULTADOS E DISCUSSÃO	104
4.1 – ANÁLISE DO MÉTODO PROPOSTO	104
4.1.1 – Necessidade de determinação de um limite para a penetração fotovoltaica	105
4.1.2 – Simulações com carga acumulada no final do alimentador de média tensão	105
4.1.3 – Análise do critério de capacidade térmica	107
4.1.4 – Análise do critério de aumento de tensão.....	110
4.1.5 – Análise do critério de colapso de tensão.....	112
4.1.6 – Análise da distribuição da carga ao longo do alimentador	113
4.1.7 – Análise da influência da impedância dos transformadores e dos ramais de baixa tensão.....	113
4.1.8 – Análise da influência das curvas de carga	115
4.1.9 – Formas de incremento da P_{GDFV} a cada iteração	116
4.1.10 – Lógica de controle visando tratamento isonômico entre os consumidores	117
4.2 – COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS COM INFORMAÇÕES FORNECIDAS PELA LITERATURA.....	119
4.3 – ESTUDO DE CASO	121
4.3.1 – Visão geral do sistema elétrico da CEB.....	121
4.3.2 – Descrição do alimentador TG01	122
4.3.3 – Validação das hipóteses necessárias para aplicação do método para determinação do limite de penetração da GDFV	125
4.3.4 – Modelagem da rede de baixa tensão.....	128
4.3.5 – Curvas de carga e carregamento dos transformadores.....	129
4.3.6 – Situação inicial sem GDFV.....	130
4.3.7 – Ajuste da tensão de referência para eliminar a restrição do critério de aumento de tensão	132
4.3.8 – Limite de penetração considerando geração máxima.....	132
4.3.9 – Limite de penetração considerando mesma PIGD.....	134
4.3.10 – Limite de penetração considerando mesma injeção na rede.....	139
4.3.11 – Consolidação dos resultados.....	140
5 – CONCLUSÕES.....	141
REFERÊNCIAS	145

ANEXOS	151
A – IMPEDÂNCIA DE CONDUTORES DE ALUMÍNIO	152
B – DESCRIÇÃO DETALHADA DO ALIMENTADOR TG01	154
APÊNDICE	158
A – RESULTADO DO FLUXO DE CARGA PARA O ALIMENTADOR TG01 SEM GDFV – DOMINGOS E FERIADOS.....	159

1 – INTRODUÇÃO

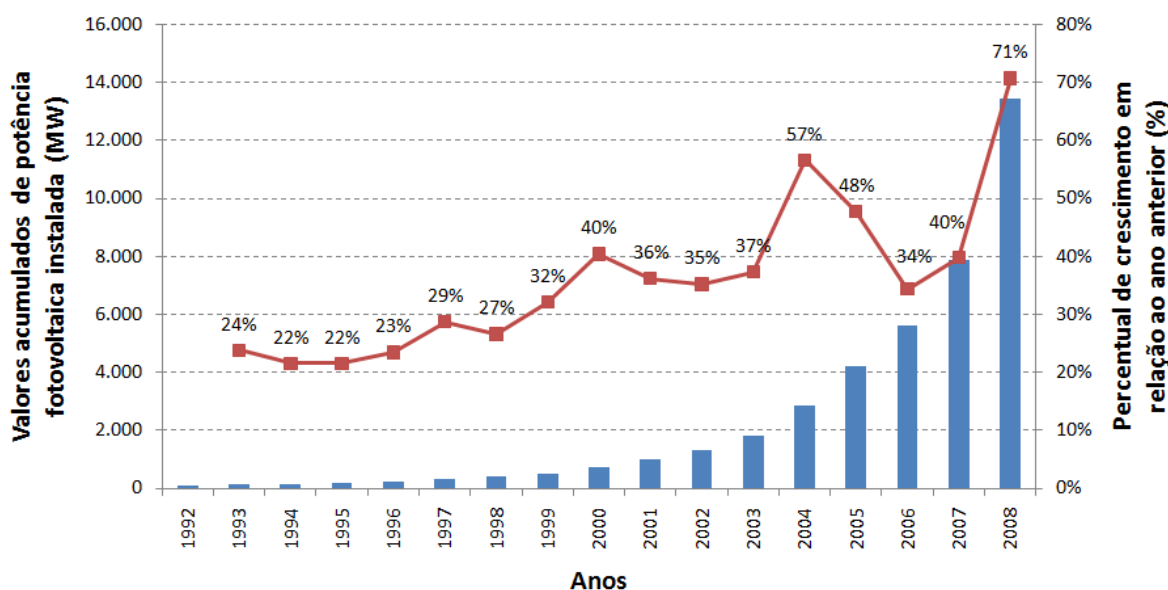
A energia elétrica é um recurso essencial à sociedade. As facilidades modernas oferecem maior conforto e melhor qualidade de vida por meio do uso de equipamentos movidos a eletricidade, tais como aparelhos de ar-condicionado, celulares, televisores e outros dispositivos considerados indispensáveis ao ser humano moderno. Entretanto, a exploração desenfreada dos recursos naturais para produzir energia gera um desequilíbrio no planeta, o qual é sentido por toda a população na forma de aquecimento global. A queima de combustíveis fósseis para produzir energia contribui diretamente para o aumento da emissão de gases de efeito estufa.

Com a necessidade de incrementar o uso da energia, mas também de preservar o meio ambiente para que as gerações futuras possam dele usufruir, vários países ao redor do mundo têm adotado metas de geração de energia utilizando fontes renováveis. O Protocolo de Kyoto é um dos estimuladores dessa ação. Diversos eventos internacionais abordam este assunto, tal como a Conferência de Mudanças Climáticas da Organização das Nações Unidas (ONU), realizada em 2009 em *Kopenhagen*.

A energia proveniente de fontes renováveis pode ser obtida de diversas formas, entre elas: eólica, hidrelétrica, marés, geotérmica, proveniente da queima da biomassa e de várias outras que se renovam constantemente. Um tipo de geração de energia que ganha espaço na matriz energética mundial é a solar fotovoltaica, a qual apresenta elevado crescimento nos últimos anos. Inicialmente utilizada para atender comunidades isoladas, os sistemas fotovoltaicos passaram a ser instalados dentro de grandes centros urbanos na forma de geração distribuída, conectados às redes de distribuição já energizadas pelas fontes energéticas convencionais (IEA-PVPS, 2009).

Os sistemas fotovoltaicos instalados pelo mundo apresentam crescimento anual, desde o ano 2000, superior a 30%, atingindo um pico de 71% em 2008 (Gráfico 1.1). A quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados no mundo já supera 13 GW, sendo que, somente em 2008, 5,56 GW foram instalados. Deste total, 6% correspondem a sistemas isolados, 33% a sistemas conectados à rede de forma centralizada e 61% a sistemas conectados à rede como geração distribuída (IEA-PVPS, 2009). Nota-se que a utilização de painéis fotovoltaicos

em telhados de casas ou integrados à edificação vem se tornando uma prática cada vez mais comum.



Fonte: IEA-PVPS - International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme. *Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2008*. Report IEA-PVPS T1-18:2009. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: 30 jun 2010 (modificado).

Gráfico 1.1 – Percentual de crescimento e valores acumulados de potência fotovoltaica instalada no mundo.

A utilização de sistemas fotovoltaicos instalados em telhados de casas e edifícios gera uma mudança de paradigma, visto que o sistema elétrico tradicional foi concebido para funcionar com geração centralizada, onde a rede de distribuição supre as unidades consumidoras com energia fluindo sempre do sistema de geração para o de distribuição. Com a utilização de geração distribuída, as unidades consumidoras passam a ter o potencial de tornarem-se produtoras de energia, podendo injetá-la na rede de distribuição. Tal condição faz com que o fluxo energético possa originar-se em locais em que havia originalmente apenas cargas e seguir em sentido oposto ao da concepção da rede. Isso pode ocorrer onde uma grande concentração de sistemas fotovoltaicos são instalados, tal como na cidade de Ota, no Japão (Figura 1.1).

Com a possibilidade de diversos países adotarem a concepção de que cada telhado pode ter um sistema fotovoltaico, como forma de gerar energia renovável e contribuir para a redução da emissão de gases de efeito estufa, surge a necessidade de pesquisas e estudos

sobre os impactos que a geração distribuída fotovoltaica pode causar nas redes de distribuição quando utilizada em larga escala, isto é, com elevada penetração.



Fonte: PVUPSCALE - PV in Urban Policies – Strategic and Comprehensive Approach for Long-term Expansion. *Case-studies: Jyosai Town PV Demonstration Area*. 2008. Disponível em: <www.pvupscale.org>. Acesso em: 1º set 2008.

Figura 1.1 – Instalação de GDFV com elevada penetração na cidade de Ota, no Japão.

O objetivo geral do presente estudo é identificar como a elevada penetração da geração distribuída impacta a rede de distribuição quando diversas unidades consumidoras instalam sistemas fotovoltaicos em seus telhados. Como objetivo específico, busca-se um método que permita determinar um limite de penetração, indicando a quantidade de geração distribuída fotovoltaica que pode ser instalada em redes radiais de distribuição já existentes. Com um limite de penetração estabelecido, não haverá a necessidade de investimentos ou reforços na rede para receber a geração distribuída, evitando assim aumento da tarifa de energia elétrica paga pelo consumidor.

Para isso, este trabalho estrutura-se da seguinte forma: o Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica sobre o assunto, abordando a situação energética atual, a necessidade de aumento do uso de fontes renováveis, o estado-da-arte em geração distribuída fotovoltaica, os impactos causados nas redes de distribuição e os limites para a penetração fotovoltaica registrados na literatura.

Com base nos principais impactos identificados na revisão bibliográfica, é definido, no Capítulo 3, um método que permite determinar o limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição, sem a necessidade de alterações ou reforços na rede. Tal método é aplicado para diversas situações de interesse.

O Capítulo 4 discute os principais resultados obtidos da aplicação do método proposto, culminando com a definição de regras práticas que permitem determinar o limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição. A eficácia dessas regras gerais é testada com sua aplicação em uma rede real de distribuição.

As conclusões do presente trabalho são apresentadas no Capítulo 5, juntamente com as sugestões de trabalhos futuros que podem ser desenvolvidos.

2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo são apresentadas as situações energéticas mundiais e brasileiras, cujos desafios existentes serviram de motivação para o presente estudo. Em seguida, é apresentada a definição de geração distribuída (GD), abordando também a modificação do fluxo de potência que ela causa em redes radiais de distribuição. Os sistemas solares fotovoltaicos são apresentados como uma forma de geração distribuída de especial interesse, visto que a irradiância solar é um recurso amplamente disponível. São discutidos os diversos impactos, tanto positivos quanto negativos, que a geração distribuída fotovoltaica (GDFV) causa na rede de distribuição. Diversas definições de penetração de GD obtidas na literatura são apresentadas, juntamente com os estudos existentes sobre o limite de penetração.

2.1 – MOTIVAÇÃO DO PRESENTE ESTUDO

2.1.1 – Situação energética mundial

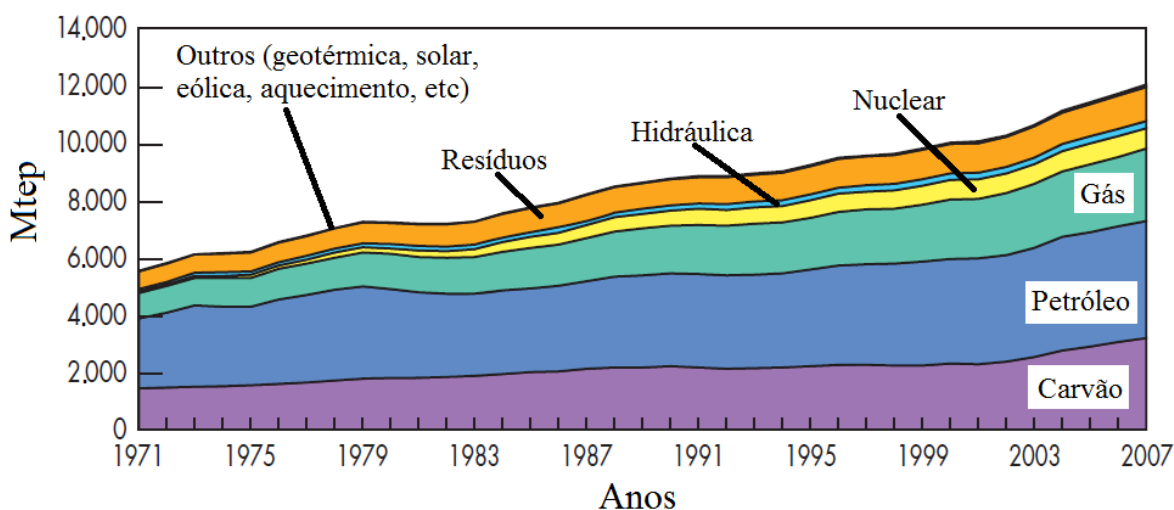
A energia pode ser vista como indispensável ao progresso da humanidade. Cada vez mais os países aumentam seu consumo, permitindo que produtos e serviços diversos sejam disponibilizados à população em geral, tais como viagens de avião, uso de celular, eletrodomésticos, etc.

Ao analisar o crescimento da energia primária¹ mundial nas últimas décadas, nota-se que o aumento é contínuo, passando de 6.115 Mtep² em 1973 para 12.029 Mtep em 2007 (Gráfico 2.1). Isso representa um crescimento médio anual de 2% nos 35 anos analisados pela Agência Internacional de Energia. Percebe-se também que a matriz energética mundial é essencialmente baseada em recursos fósseis ou nucleares, com carvão, óleo, gás

¹ Energia primária é definida pelo Ministério de Minas e Energia (MME) como a soma dos produtos energéticos providos pela natureza na sua forma direta, tais como petróleo, gás natural, carvão mineral, resíduos vegetais e animais, energia solar, eólica etc. Energia secundária, por sua vez, é a soma dos produtos energéticos resultantes dos diferentes centros de transformação, que têm como destino os diversos setores de consumo e, eventualmente, outro centro de transformação, tais como óleo diesel, óleo combustível, gasolina, gás liquefeito de petróleo (GLP), nafta, querosene, gás, coque de carvão mineral, urânio contido no UO₂ dos elementos combustíveis, eletricidade, carvão vegetal, álcool etílico e outras formas secundárias de petróleo (MME, 2008).

² Mtep = mega tonelada equivalente de petróleo.

e combustíveis nucleares representando 87,3% da fonte de energia mundial em 2007. (IEA, 2009). A energia produzida por fontes solares, eólicas, geotérmicas e outras fontes renováveis é reduzida demais para ser identificada no Gráfico 2.1, quando comparada com os demais combustíveis.



Fonte: IEA - International Energy Agency. *Key world energy statistics 2009*. Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em: 30 jun 2010 (modificado).

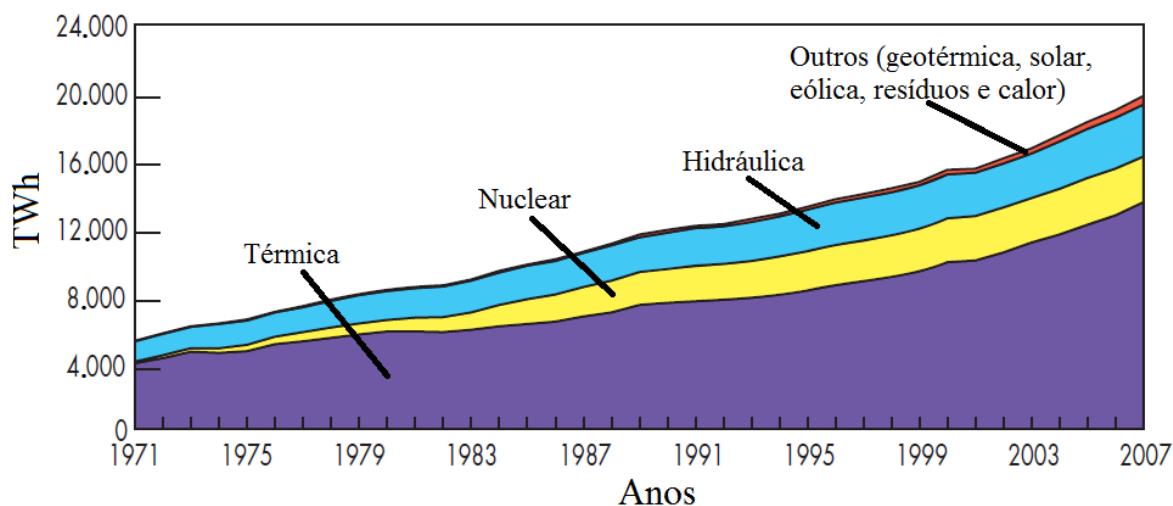
Gráfico 2.1 – Evolução da energia primária mundial por tipo de combustível.

Verificando somente a geração de eletricidade, pode-se perceber também que seu consumo aumenta a cada ano, passando de 6.116 TWh em 1973 para 19.771 TWh em 2007 (Gráfico 2.2). Esse aumento pode ser representado por um crescimento médio de 3,5% por ano nas três décadas analisadas. Apesar de existir considerável parcela da eletricidade mundial gerada a partir de hidrelétricas, que é considerada uma fonte renovável de energia, dados de 2007 registram que 68,0% da eletricidade foi produzida a partir de fontes térmicas (carvão, óleo e gás). Com 13,8% proveniente da energia nuclear, tem-se como resultado uma matriz elétrica mundial com 81,8% de seu total proveniente de fontes não-renováveis (IEA, 2009).

A presença de combustíveis fósseis na matriz energética mundial provoca o aumento da emissão de gases de efeito estufa. Em 1973, a emissão de CO₂ proveniente de carvão, óleo e gás foi de 15.640 Mt, contra 28.962 Mt em 2007 (IEA, 2009). Dessa forma, percebe-se que o desenvolvimento sustentável³ ainda não foi alcançado pelo setor energético mundial

³ Entende-se por desenvolvimento sustentável o desenvolvimento que satisfaz as necessidades do presente sem comprometer a capacidade de as futuras gerações satisfazerem suas próprias necessidades.

pois, nesse ritmo, podem-se vislumbrar que as gerações futuras enfrentarão problemas ambientais ainda mais severos do que os atualmente existente (início do degelo de geleiras, aumento da temperatura ambiente, inundações causadas por fortes chuvas, poluição do ar em grandes metrópoles, etc).



Fonte: IEA - International Energy Agency. *Key world energy statistics 2009*. Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em: 30 jun 2010 (modificado).

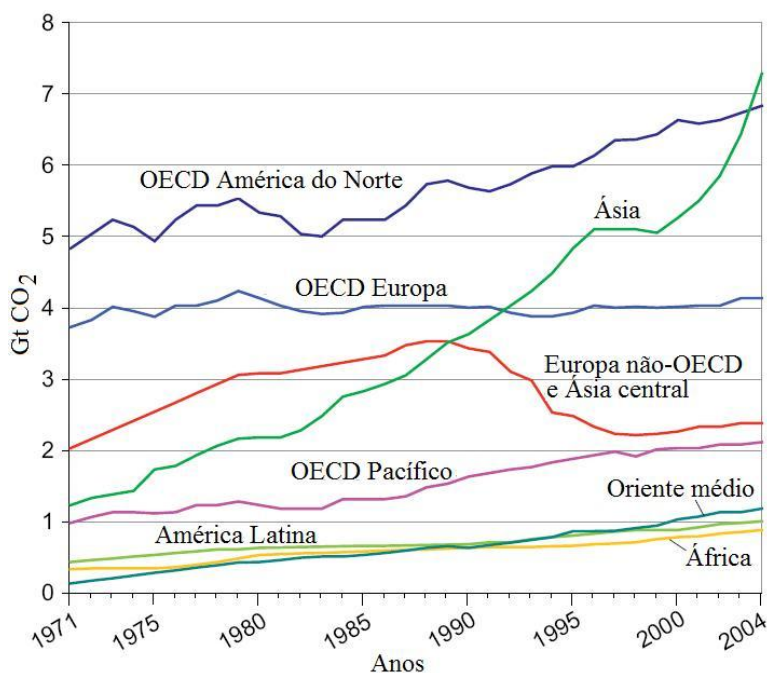
Gráfico 2.2 – Evolução da geração mundial de eletricidade por tipo de combustível.

Conforme relatório sobre mudanças climáticas emitido pelo IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) em 2007, o principal resultado da análise efetuada sobre o setor energético é resumido da seguinte forma: o aumento anual de gases de efeito estufa provenientes do setor energético mundial continua crescendo! Caso não sejam tomadas ações de curto prazo, as emissões, principalmente de combustíveis fósseis, poderão aumentar em 50% até 2030, chegando a 40 GtCO₂. Isto fará com que a mitigação desse problema ambiental seja ainda mais desafiadora. Em resumo, o mundo não está em direção a um futuro energético renovável (IPCC, 2007).

Nas últimas décadas houve um aumento da emissão de CO₂ proveniente da queima de energéticos (IPCC, 2007). Destaque deve ser dado à Ásia, em especial à China, cujas emissões já ultrapassam as da América do Norte (Gráfico 2.3).

O fato de a matriz energética mundial ser predominantemente não-renovável gera uma situação de insustentabilidade, visto que os recursos fósseis possuem reservas limitadas, além de aumentarem a emissão de gases de efeito estufa. Um novo modelo energético deve

ser adotado, mais limpo e baseado no desenvolvimento sustentável, para que as gerações futuras possam usufruir um planeta mais saudável.



Fonte: IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. *Fourth Assessment Report: Climate Change 2007- Energy Supply*. 2007. Disponível em: <www.ipcc.ch>. Acesso em: 1 jun 2008 (modificado).

Gráfico 2.3 – Evolução da emissão de CO₂ pela queima de energéticos entre 1971 e 2004.

2.1.2 – Situação energética brasileira

O Brasil encontra-se em uma posição privilegiada em relação à produção de energia utilizando fontes renováveis, quando comparado ao restante do mundo. Em 2007, a produção de energia primária nacional teve 48,4% de seu total proveniente de fontes renováveis de energia (MME e EPE, 2009). Considerando apenas eletricidade, aproximadamente 80% foram produzidos a partir de fontes renováveis, em especial por meio de hidrelétricas (MME e EPE, 2009). Logo, a matriz energética brasileira não é tão dependente de recursos fósseis quando comparada com a média mundial.

Nesse contexto, uma conclusão inicial que poderia ser imediatamente formulada é que o Brasil não necessita investir em novas fontes de energia, em especial para geração de eletricidade, visto que possui grande parcela de sua energia gerada por fontes renováveis.

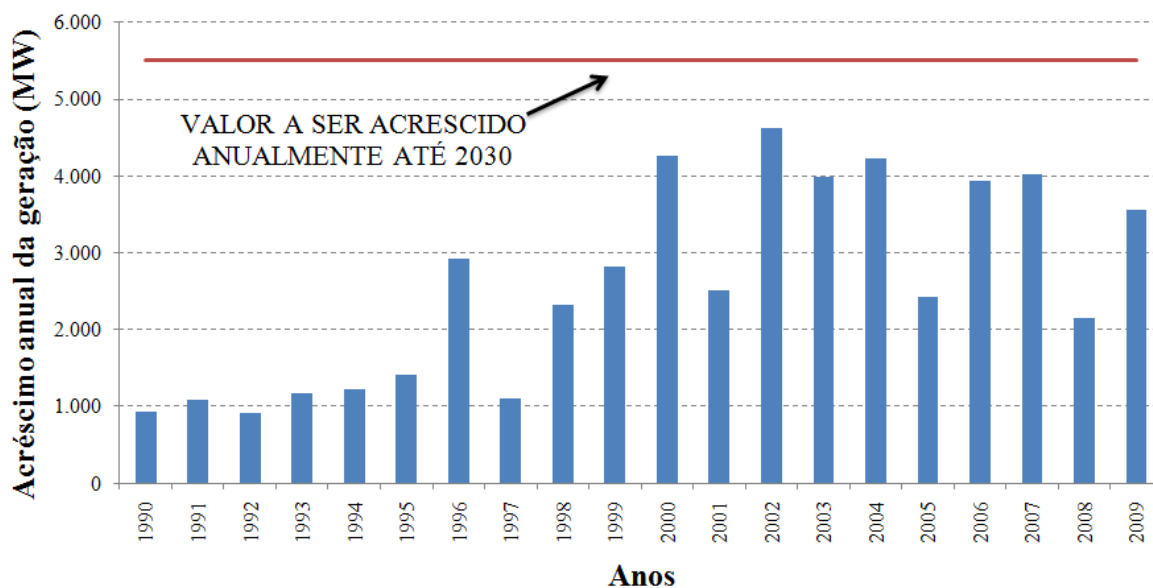
Entretanto, esta conclusão é baseada em uma análise superficial da questão. Diversas premissas devem ser consideradas a respeito do futuro energético do país. Como qualquer empreendimento, as hidrelétricas de maior potencial que necessitavam de menor investimento financeiro, ou as tecnicamente mais simples de executar, foram as inicialmente construídas. Agora, os potenciais hidráulicos a serem explorados apresentam menor relação custo-benefício, o que fará com que o preço da energia aumente.

Apesar de emitirem poucos gases de efeito estufa, as hidrelétricas possuem diversos impactos ambientais, tais como a eliminação de fauna e flora devido ao alagamento gerado pelos reservatórios e inundação de belezas naturais, áreas indígenas e locais arqueológicos (Shayani e Oliveira, 2008), além da emissão de metano. A concessão da licença ambiental, um mecanismo existente para proteger o meio ambiente, faz com que nem todo o potencial hidráulico possa ser efetivamente aproveitado.

A previsão de crescimento do consumo de energia elétrica brasileiro, considerando o horizonte de 2030, varia de 3,5% a 5,1% ao ano. Em 2008, a eletricidade gerada foi de 462,9 TWh (MME e EPE, 2009). Em 2030, projeta-se consumo final de energia entre 859 TWh (cenário mais conservador) e 1.245 TWh (cenário mais otimista) (MME e EPE, 2007). Logo, a geração de energia elétrica deve ser duplicada ou triplicada nas próximas duas décadas para atender à previsão de crescimento do país. Possivelmente não será possível gerar toda essa energia a partir de novas usinas hidrelétricas, devido a seus impactos ambientais.

Alguns cálculos podem ser feitos para ilustrar essa questão. A capacidade instalada de geração de energia no Brasil, em junho de 2010, é de 109,5 GW (ANEEL, 2010a). Considerando que o parque gerador elétrico deve ser duplicado até 2030, visando alcançar a projeção mais conservadora, devem ser adicionados cerca de 5,5 GW de geração, anualmente, pelos próximos 20 anos.

Ao se verificar a evolução da capacidade instalada brasileira de geração de eletricidade em MW, de 1990 a 2007 (ANEEL, 2010b), nota-se que o ritmo de entrada de novas usinas deve ser ainda mais intensificado para atender à projeção mais conservadora visto que, em nenhum ano, o valor da projeção foi atingido (Gráfico 2.4).



Fonte: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Boletim Energia Número 421 - Ano 8 - de 23/06/2010 à 29/06/2010*. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 30 jun 2010.

Gráfico 2.4 – Acréscimo anual da geração elétrica brasileira, em MW.

As usinas do Complexo do Rio Madeira possuem potência de 3,1 GW (UHE Santo Antônio) e 3,3 GW (UHE Jirau). Como comparação, se fosse inaugurada uma usina do porte destas por ano pelos próximos 20 anos, ainda assim não seria suficiente para suprir a expectativa de aumento de consumo de energia elétrica do Brasil.

Os aproveitamentos hidráulicos mais distantes do centro de carga apresentam também a questão do impacto ambiental gerado pelas linhas de transmissão que, muitas vezes, atravessam milhares de quilômetros para atender o centro de carga.

É possível utilizar termelétricas para complementar a geração de energia necessária para o país crescer. Porém isso, em larga escala, contribuirá para o aumento das emissões de gases de efeito estufa. Em 1990, a parcela de eletricidade gerada por hidrelétrica era de 93%; esse valor reduziu-se para 87% no ano 2000 e para 80% em 2010, indicando o aumento do uso de termelétricas no Brasil (MME e EPE, 2009). Apesar de algumas utilizarem biomassa, elas correspondem a uma pequena parcela; a predominância é de gás natural, óleo e carvão.

De posse dessas considerações, uma nova conclusão pode ser obtida: o Brasil necessita de energia para crescer de modo sustentável; hidreletricidade e termelétricidade não serão

suficientes a longo prazo. Logo, o país necessita investir em outras fontes de energia para garantir seu suprimento energético.

A questão do investimento em fontes renováveis pode ser visto como uma mudança de paradigma mundial pois, se continuarem no rumo atual, os países em desenvolvimento aumentarão substancialmente suas emissões em seu processo de desenvolvimento, prejudicando o mundo que será entregue às gerações futuras. Tal consciência já apresenta traços iniciais na mentalidade brasileira de desenvolvimento energético, com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA). A primeira fase do PROINFA incentivou a instalação de 3.300 MW de geração utilizando fontes renováveis, entre elas eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). A segunda fase prevê que, em um período de 20 anos, pelo menos 15% da energia elétrica brasileira seja fornecida por fontes renováveis diferentes de hidrelétricas (Prado, Oliveira e Camargo, 2008).

2.2 – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD)

Geração distribuída pode ser definida como a denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada (GC) por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região. Adicionalmente, uma fonte de energia elétrica é considerada caso particular de GD quando ela: (a) está conectada diretamente à rede de distribuição; (b) está conectada do lado de um consumidor conectado a algum ponto do sistema elétrico; (c) supre cargas elétricas de uma instalação eletricamente isolada; ou (d) está conectada diretamente à rede de transmissão, desde que, neste caso, ela não possa ser considerada caso pertencente à geração centralizada (Severino, 2008).

2.2.1 – Localização da GD

Em sistemas elétricos interligados, as usinas da geração centralizada (GC) produzem grandes quantidades de energia que são injetadas no sistema de transmissão (Figura 2.1). As distribuidoras (D) recebem a energia das linhas de transmissão e a direcionam para os consumidores. Nota-se que, para a distribuidora, não importa qual foi a usina que gerou a

energia que ela entrega aos consumidores, visto que o sistema é todo interligado e a conexão com o sistema de transmissão ocorre, de forma geral, a partir de um único ponto.

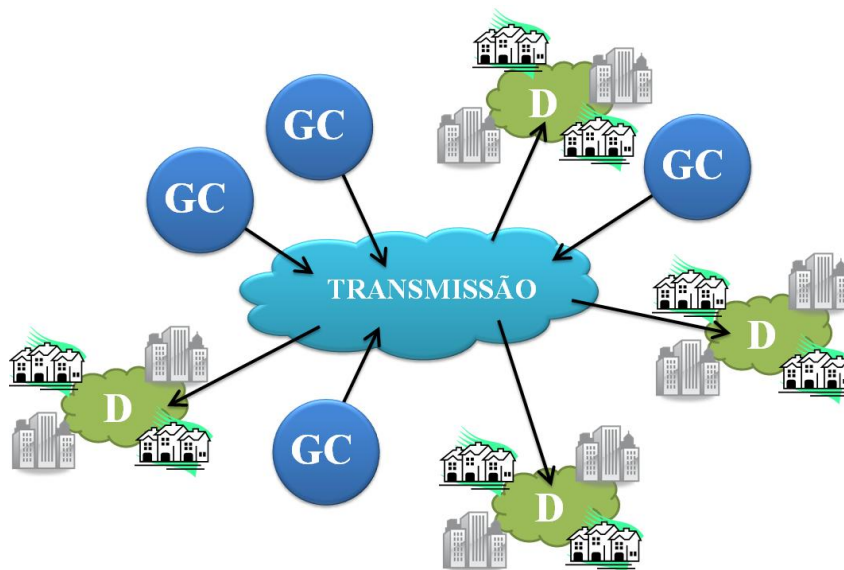


Figura 2.1 – Esquema simplificado de um sistema elétrico interligado.

As fontes renováveis de energia normalmente não se encontram concentradas em determinados locais, como ocorre com quedas d'água ou jazidas de carvão. Tomando como exemplo a energia solar, percebe-se intuitivamente que todo o globo terrestre a possui, seja em maior ou menor intensidade. O aproveitamento desse potencial renovável pode ser visto como uma "democratização" das fontes energéticas, pois determinado país não depende de possuir riquezas naturais específicas (e.g. campos petrolíferos) para poder aproveitar a energia solar. Isso faz com que o paradigma de geração centralizada seja alterado, pois a geração com fontes renováveis de energia é mais bem aproveitada se ocorrer de forma distribuída, inclusive dentro das próprias cidades que necessitam de energia.

A geração distribuída tem como característica ser localizada já próxima das cargas, para que a energia gerada possa ser diretamente consumida (Figura 2.2). Além das vantagens ambientais da utilização de GD com fontes renováveis de energia, ela ainda reduz custos por não fazer uso do sistema de transmissão de energia.

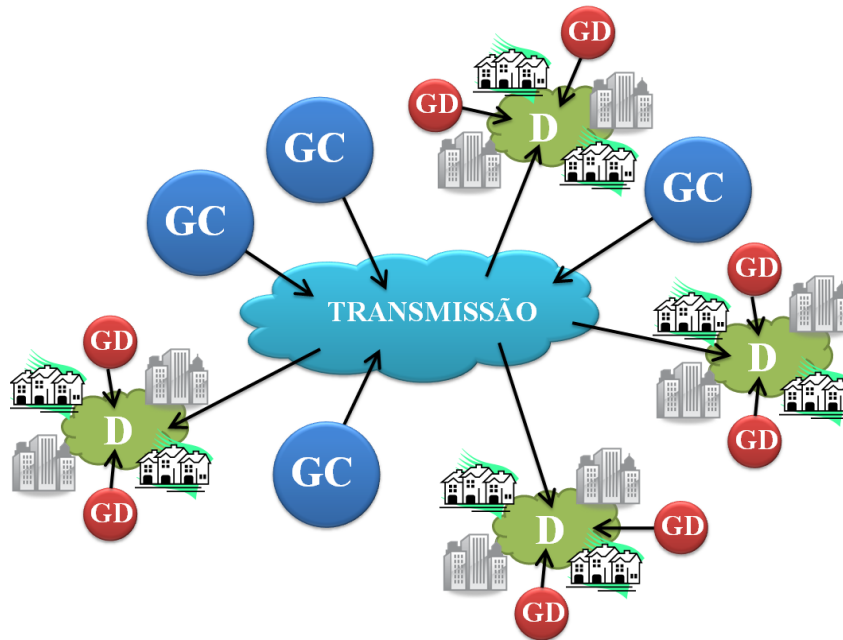


Figura 2.2 – Esquema simplificado de um sistema elétrico interligado com geração distribuída.

2.2.2 – Modificação do fluxo de potência em redes radiais de distribuição

Com a utilização da GD, passam a existir diversos pontos de geração interligados à rede de distribuição. Se essa geração fosse concentrada em determinado local da cidade, por exemplo, a distribuidora poderia tratá-la como se fosse uma segunda entrada de energia. Porém, se a geração distribuída é composta por milhares de painéis fotovoltaicos e pequenos geradores eólicos espalhados por toda a cidade, devem-se analisar os impactos que isso causa na rede de distribuição, visto que o sistema elétrico não foi originalmente projetado para tal situação.

Quando a energia provém de apenas uma fonte, nesse caso da geração centralizada oriunda do sistema de transmissão, o fluxo de potência em um alimentador radial típico de distribuição é sempre unidirecional, da fonte em direção às cargas (Figura 2.3). Pode-se facilmente modelar o comportamento do sistema: o trecho 1-2 possui a maior quantidade de potência, pois é responsável pela alimentação das seis cargas representadas na figura. No trecho 2-3, o fluxo de potência é reduzido quando comparado ao trecho anterior, pois apenas quatro cargas precisam ser alimentadas a partir desse ponto. E no trecho final, 3-4, apenas a potência necessária para alimentar as duas últimas cargas flui pelo alimentador. Esse fluxo unidirecional de potência permite dimensionar com facilidade os transformadores de distribuição e a seção dos condutores dos alimentadores.

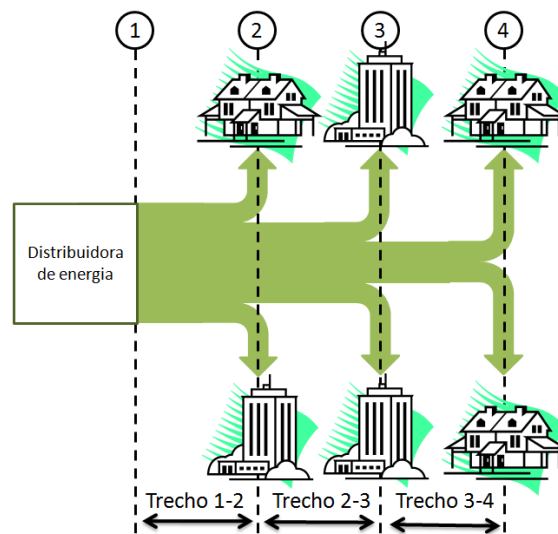


Figura 2.3 – Fluxo de potência em um alimentador radial de distribuição.

Quando a geração distribuída é instalada junto às cargas, a facilidade com que o fluxo de potência é determinado altera-se drasticamente. Considere que três consumidores instalem painéis fotovoltaicos e pequenos geradores eólicos (Figura 2.4). Agora, a GD atende ao consumo da carga a qual está conectada e injeta o excedente de potência produzida na rede de distribuição, alimentando outras cargas ao redor. Nessa nova situação, o fluxo de potência não é mais unidirecional (Figura 2.3), e a subestação da distribuidora pode até receber ao invés de fornecer potência (Figura 2.4). Tal situação gera uma série de impactos na rede de distribuição, que devem ser analisados para que a GD possa ser instalada com segurança.

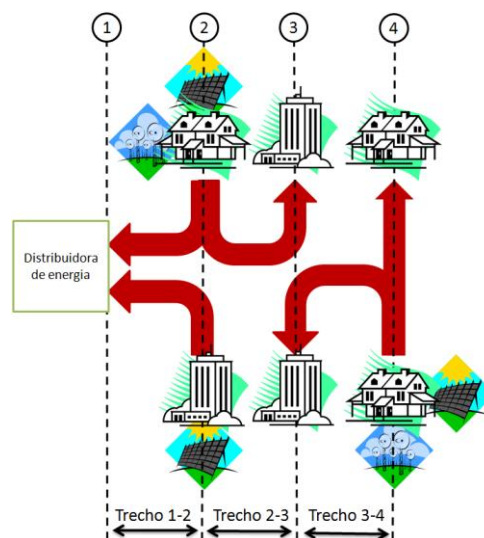


Figura 2.4 – Fluxo de potência em um alimentador radial de distribuição com geração distribuída.

2.2.3 – Exemplo de fluxo de potência em sentido reverso

A inversão do fluxo de potência pode ser exemplificada considerando a instalação de geração distribuída com sistemas fotovoltaicos (GDFV). Considere as curvas de carga típicas de unidades consumidoras residenciais e comerciais, e também a irradiância solar do local em estudo (Gráfico 2.5). Nesse exemplo, a demanda máxima, tanto comercial quanto residencial, vale 1 (pu). A irradiância solar, também nessa mesma escala, apresenta potência máxima equivalente a 1 (pu). A utilização da GDFV faz com que, durante determinado horário do dia, a potência das cargas seja negativa, indicando que o excedente de potência produzido pela GDFV é injetado na rede de distribuição, fluindo em sentido reverso (Gráfico 2.6).

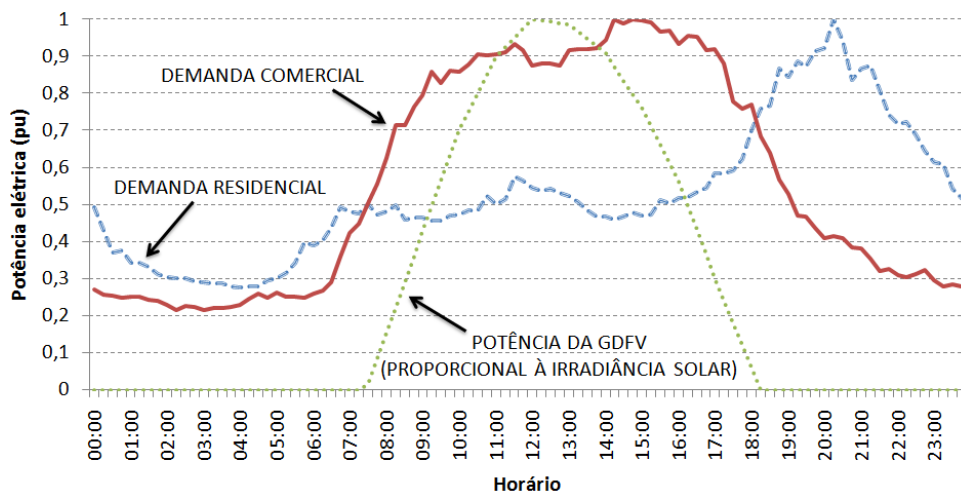


Gráfico 2.5 – Valores típicos de demandas residenciais, comerciais e potência gerada pela GDFV.

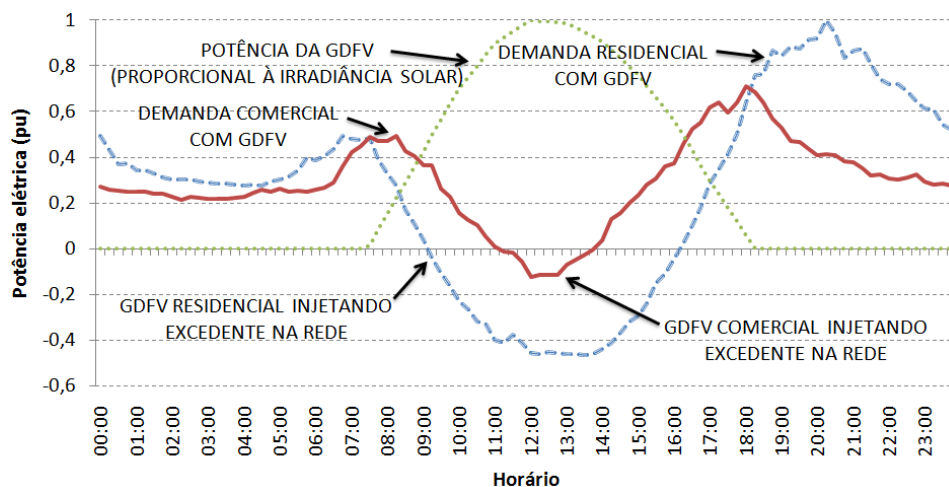


Gráfico 2.6 – Demandas residenciais e comerciais negativas, quando GDFV é utilizada injetando potência na rede de distribuição.

Nota-se que a demanda máxima comercial foi reduzida com a utilização da GDFV (Gráfico 2.6). Isso permite postergar investimentos em reforço na rede de distribuição. A carga residencial, apesar de injetar potência na rede de distribuição por mais tempo, não reduziu sua demanda máxima, a qual ocorre por volta de 20h00, quando as pessoas retornam do trabalho e utilizam, entre outros equipamentos, chuveiros elétricos, torradeiras, fornos de microondas e iluminação. Como nesse horário não há mais irradiância solar, os sistemas fotovoltaicos sem acumulação de energia não contribuem para a redução da demanda máxima residencial. Essa questão pode ser contornada com a utilização de coletores solares em conjunto com painéis fotovoltaicos. Nessa configuração, além de gerar eletricidade durante o dia, energia térmica é armazenada na água, possibilitando que os chuveiros quentes possam funcionar sem eletricidade, reduzindo assim a demanda máxima residencial.

2.2.4 – Instrumentos normativos

Apesar de a GD ser uma forma de geração de energia recente, já existem instrumentos normativos internacionais e nacionais que visam regular sua conexão à rede de distribuição. Podem-se citar, como exemplos, as normas IEEE Std 1547-2003 "IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems" (IEEE, 2003) e IEEE Std 929-2000 "IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems" (IEEE, 2000), elaboradas pelo *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*.

Os Procedimentos de Distribuição (PRODIST) são documentos elaborados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho das redes de distribuição de energia elétrica. Esse documento prevê a existência de centros de despacho de geração distribuída, com as seguintes funções (ANEEL, 2009):

- Limitar a potência a ser injetada pela GD na rede de distribuição;
- Controlar a tensão e a potência reativa;
- Desconectar as centrais geradoras, quando necessário;
- Coordenar os procedimentos de entrada e saída de serviço; e
- Definir previsões de produção de energia.

Embora um avanço significativo já tenha sido alcançado no que tange a alguns aspectos relativos à inserção de GD em redes de distribuição, as normas e diretrizes aprovadas ainda são pequenas diante da enorme mudança que a GD provocará nos sistemas elétricos. Além disso, há que se considerar que muitos efeitos da interação entre a GD e a rede de distribuição não foram completamente estudados e compreendidos. Somente o intercâmbio internacional de experiências pode garantir a construção das normas técnicas adequadas, que sinalizarão aos diferentes agentes da sociedade as melhores práticas para a inserção de um grande número de GD em redes de distribuição.

2.3 – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A fim de padronizar algumas terminologias adotadas neste trabalho, são definidos os termos **fontes renováveis de energia** e **fontes não-renováveis de energia**. A classificação de fontes como convencionais ou alternativas não é utilizada, visto que a ênfase se refere à questão de sustentabilidade ambiental promovida pelas fontes renováveis.

As fontes não-renováveis são provenientes de combustíveis que não se renovam rapidamente pela natureza, tais como petróleo, gás natural e combustíveis nucleares. Os combustíveis de origem fóssil, ao serem queimados, contribuem diretamente com gases causadores de efeito estufa; os elementos nucleares geram resíduos de difícil manipulação, que podem permanecer por séculos, além de aquecer o meio ambiente devido ao baixo rendimento dos processos térmicos.

As fontes renováveis são aquelas em que o insumo utilizado na geração da energia renova-se naturalmente, principalmente devido à incidência do Sol na Terra. Como exemplo do efeito dos raios solares, podem-se citar, entre outros:

- Iluminação do planeta;
- Realização da fotossíntese pelos vegetais, que estão na base da cadeia alimentar, transformando gás carbônico (CO₂) em oxigênio (O₂). Desta forma, a biomassa é produzida pela presença do Sol;
- Evaporação da água, necessária para que ocorram chuvas e, conseqüentemente, o restabelecimento do nível de água nos reservatórios das hidrelétricas;
- Aquecimento de ambientes; e

- Movimento de fluxos de ar (ventos), causados pela diferença de temperatura entre massas de ar, gerando assim o potencial eólico.

Assim, potenciais hidráulico, das marés, eólico e biomassa, entre outros, são oriundos da energia solar incidente sobre a Terra.

2.3.1 – Formas de aproveitamento da energia solar

Existem diversas formas de aproveitamento dos raios do Sol como insumo energético associado à eletricidade, entre elas:

- Iluminação natural de ambientes, reduzindo a necessidade de iluminação artificial;
- Aquecimento de água, em substituição ao chuveiro elétrico. Apesar de não gerar eletricidade, contribui para a redução de grande parcela de energia de uma unidade consumidora residencial;
- Aquecimento de fluidos, que geram vapor e movimentam turbinas para geração de energia elétrica; e
- Geração direta de eletricidade pelo efeito fotoelétrico.

Existem várias formas de aproveitamento da energia solar relacionadas à eletricidade (Figura 2.5). Este trabalho versa somente sobre o aproveitamento do potencial solar relacionado à geração direta de eletricidade por meio de painéis fotovoltaicos. Esses painéis geram tensão em corrente contínua, tipicamente de 12 V, podendo ser associados em série para maiores tensões e/ou em paralelo para maiores correntes. A potência gerada é função da irradiância solar incidente sobre eles (Shayani, 2006).

A energia solar fotovoltaica (FV) possui benefícios adicionais quando utilizada como geração distribuída, os quais são apresentados e discutidos a seguir.

2.3.2 – Configurações dos sistemas fotovoltaicos

Podem ser identificadas quatro configurações diferentes de sistemas solares fotovoltaicos, os quais diferem por sua finalidade (Figura 2.6) (IEA-PVPS, 2008):

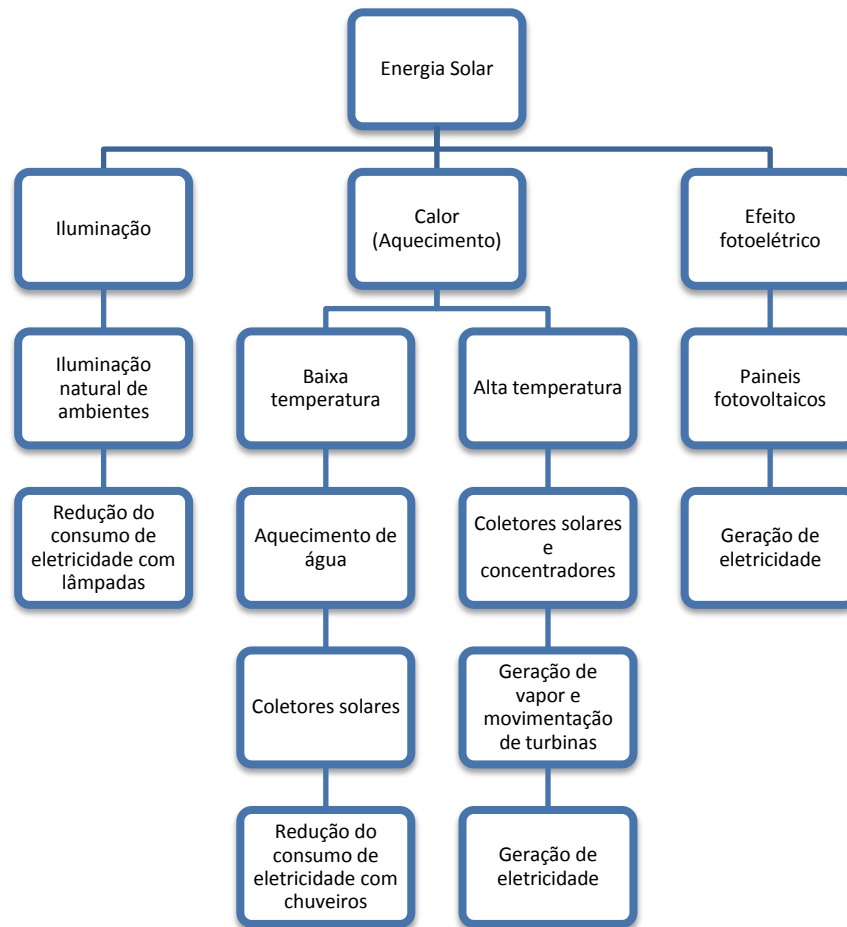


Figura 2.5 – Formas de aproveitamento da energia solar relacionadas à eletricidade.

- Sistema isolado doméstico. Esta modalidade provê eletricidade para casas e vilas que não estão conectadas ao sistema elétrico interligado. Tipicamente a eletricidade é utilizada para iluminação, refrigeração e outras cargas de pequena potência. Uma potência típica para esta aplicação é de 1 kW;
- Sistema isolado não-doméstico. Este foi o primeiro uso comercial dos sistemas fotovoltaicos terrestres. Fornecem energia para diversas aplicações, tais como telecomunicações, bombeamento de água, refrigerador de vacinas e sistemas de navegação;
- Sistema conectado à rede de forma distribuída. Nesta situação, os sistemas FV geram energia diretamente para uma unidade consumidora conectada ao sistema interligado ou para a própria rede de distribuição. Normalmente são conectados no lado do consumidor, após o medidor da concessionária, de forma integrada à edificação. A potência instalada não é determinante neste caso, pois um sistema FV

de 1 MW pode ser muito grande para ser instalado em um telhado, porém não é o caso para outras formas de GD; e

- Sistema conectado à rede de forma centralizada. O sistema FV comporta-se como uma usina centralizada tradicional, a qual se encontra em local de irradiância privilegiada, mas distante do centro de carga. Esta configuração requer grandes áreas dedicadas para a instalação dos painéis fotovoltaicos. Os custos associados com a transmissão e distribuição da energia são os mesmos de uma grande hidrelétrica, por exemplo, inclusive com as perdas por efeito Joule inerentes aos sistemas de transmissão e distribuição.



Fonte: IEA-PVPS - International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme. *Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2007.* Report IEA-PVPS T1-17:2008. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: 20 jan 2009.

Figura 2.6 – Configurações de sistemas solares fotovoltaicos: (a) sistema isolado doméstico, utilizado para bombeamento de água na África; (b) sistema isolado não-doméstico, fornecendo energia para estação meteorológica; (c) sistema conectado à rede de forma distribuída na Malásia; e (d) sistema conectado à rede de forma centralizada na Espanha, com potência de 1,1 MW.

Em relação aos sistemas conectados à rede, sua utilização como uma forma de GD apresenta diversas vantagens em relação à geração centralizada convencional. Como o painel fotovoltaico gera energia elétrica em corrente contínua e em baixa tensão, pode ser diretamente conectado à rede de distribuição de corrente alternada utilizando um conversor estático de potência, reduzindo assim os gastos com redes de transmissão e distribuição de energia. O preço da energia gerada pode ser comparado com as tarifas de distribuição cobradas do consumidor, em vez de compará-las com o preço vendido pelos geradores, os quais se encontram distantes do centro de carga, o que gera um atrativo financeiro (Shayani, Oliveira e Camargo, 2006).

2.3.3 – Conexão da GDFV à rede elétrica

A conexão da GDFV à rede elétrica é um processo relativamente simples, necessitando de um conversor estático de potência (também chamado de inversor), o qual é responsável por modificar a tensão contínua produzida pelos painéis, tornando-a compatível e sincronizada com a tensão alternada da rede de distribuição (Figura 2.7). Assim, não são necessárias baterias e controladores de carga, essenciais em um sistema fotovoltaico isolado, visto que a rede elétrica de distribuição faz este papel de fornecer energia à carga quando a geração distribuída não for suficiente para tal, notadamente durante as noites.

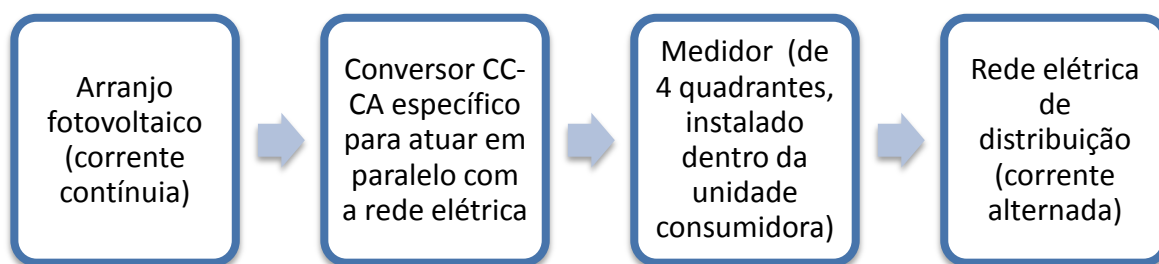
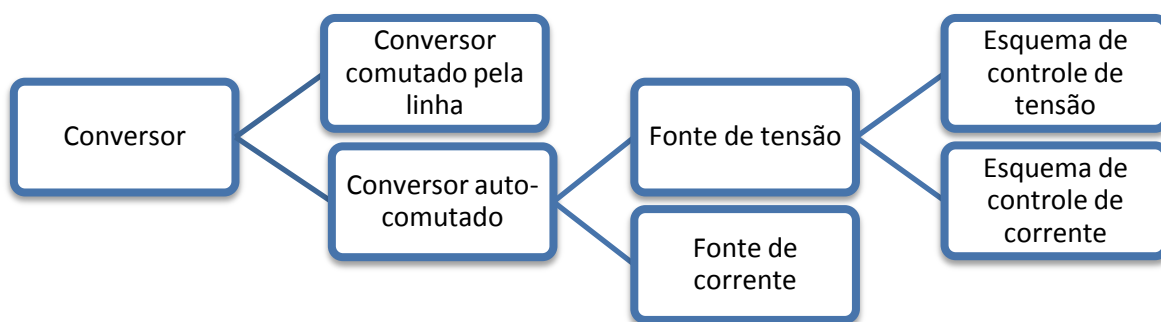


Figura 2.7 – Esquema de ligação de um sistema fotovoltaico à rede elétrica.

O conversor é o equipamento que converte corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA). É um equipamento que possui funções de controle, proteção e filtragem, utilizado como interface entre uma fonte de energia elétrica e a rede da concessionária. Como sinônimos, são também utilizados os termos: conversor estático de potência, subsistema de condicionamento de potência, sistema de conversão de energia, conversores de estado sólido e unidades de condicionamento de potência (IEEE, 2000).

O termo inversor é popularmente utilizado para representar o conversor entre sistemas FV e a rede da concessionária. Entretanto, a definição de conversor estático de potência descreve mais precisamente este equipamento. Um inversor deve possuir funções de controle, proteção e filtro para ser equivalente ao conversor (IEEE, 2000)⁴.

Os conversores podem ser classificados de comutados pela linha ou auto-comutados (Figura 2.8). O tipo comutado pela linha utiliza tiristores como dispositivos de comutação, o qual permite controlar o momento de início de disparo, porém não rege a interrupção da condução, a qual depende da passagem da corrente pelo zero (IEA-PVPS, 2002a).



Fonte: IEA-PVPS - International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme. *Grid-connected photovoltaic power systems: Survey of inverter and related protection equipments*. Task V – Report IEA-PVPS T5-05:2002. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: 29 dez 2008 (modificado).

Figura 2.8 – Classificação dos conversores.

Já os conversores auto-comutados utilizam dispositivos de eletrônica de potência que controlam o instante da condução e da interrupção, como o transistor bipolar de porta isolada (*insulated-gate bipolar transistor* – IGBT) e o transistor de efeito de campo (*metal oxide semiconductor field effect transistor* – MOSFET). Assim, podem livremente controlar a forma de onda da tensão ou da corrente no lado CA, ajustando fator de potência e suprimindo componentes harmônicas de corrente, além de apresentarem comportamento robusto para operar durante distúrbios oriundos da rede da concessionária. Devido aos avanços da eletrônica, a maior parte dos conversores utilizados em GDFV atualmente possuem conversores auto-comutados (IEA-PVPS, 2002a).

⁴ Por questão de simplificação, o termo "conversor estático de potência" é referido de forma abreviada neste documento apenas como "conversor".

Os esquemas de controle de tensão e de corrente apresentam características diferentes, visto que o objeto de controle é distinto. O Quadro 2.1 apresenta a diferença entre estas estratégias de controle. No caso de operação isolada, apenas o controle de tensão pode ser utilizado mas, para interligação à rede, ambos são opções viáveis (IEA-PVPS, 2002a).

O esquema de controle de corrente é extensivamente utilizado nos conversores para GDFV conectados à rede porque possibilitam obter elevado fator de potência e supressão de corrente transitória quando distúrbios de tensão são detectados na rede da concessionária (IEA-PVPS, 2002a).

Quadro 2.1 – Diferenças entre conversores com esquema de controle de tensão e de corrente.

Item	Esquema de controle de tensão	Esquema de controle de corrente
Circuito principal do conversor	Conversor fonte de tensão auto-comutado	
Objetivo do controle	Tensão alternada	Corrente alternada
Corrente de curto-circuito	Alta	Baixa (limitada à corrente nominal)
Operação isolada	Possível	Impossível

Fonte: IEA-PVPS - International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme. *Grid-connected photovoltaic power systems: Survey of inverter and related protection equipments*. Task V – Report IEA-PVPS T5-05:2002. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: 29 dez 2008 (modificado).

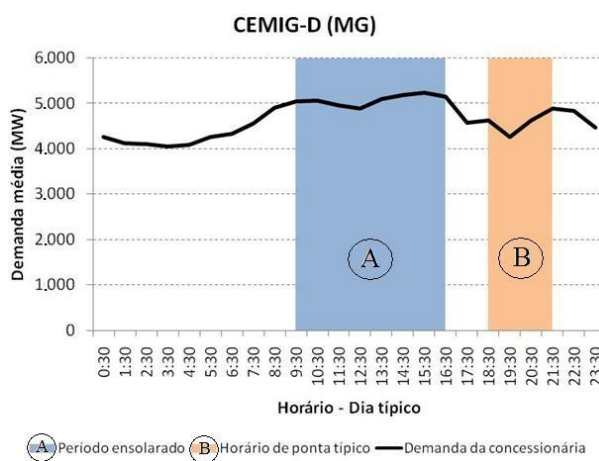
2.3.4 – Custos evitados com a transmissão e a distribuição da energia elétrica

Os custos evitados com a transmissão e distribuição da energia elétrica, quando a geração distribuída fotovoltaica (GDFV) encontra-se conectada diretamente à carga, envolvem: (i) economia com as perdas por efeito Joule evitadas, visto ter menos corrente circulando nos alimentadores; e (ii) adiamento de investimentos em redes de transmissão e distribuição, as quais ficam menos carregadas devido à parte da carga ser suprida localmente.

Entretanto, este último argumento costuma ser refutado ao se considerar que os sistemas elétricos possuem maior solicitação no horário de ponta, tipicamente entre 18h00 e 21h00, quando a irradiância solar já se encontra severamente reduzida. Logo, investimentos em expansão da rede não poderiam ser postergados com o uso da energia solar fotovoltaica, a qual não reduziria o consumo e a demanda no horário de ponta sem alguma forma de acumulação de energia.

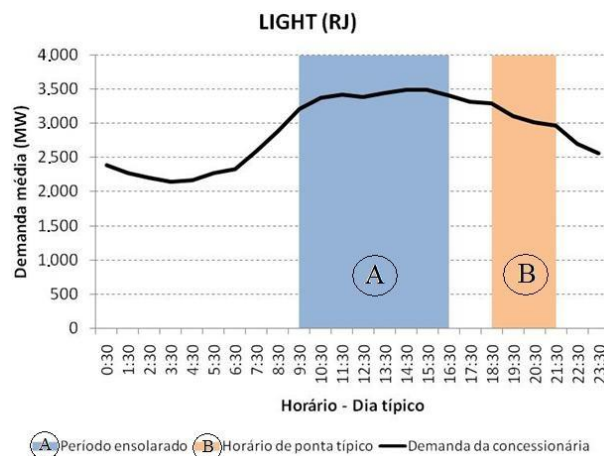
Este raciocínio faz uso de um valor típico nacional, de que a carga pesada do sistema elétrico ocorre no início da noite. Ao analisar separadamente as concessionárias de distribuição no Brasil, as quais possuem características distintas devido à localização e ao efeito do clima onde se encontram, nota-se que algumas delas possuem demanda máxima no meio da tarde.

Os Gráficos de 2.7 a 2.11 apresentam curvas de carga típicas, representativas de 12 meses, elaboradas pelas concessionárias de distribuição entre 2007 e 2008, para o cálculo da revisão das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD). Para facilitar a visualização, os gráficos apresentam, além da curva de carga representativa da concessionária de distribuição, uma indicação do horário ensolarado, marcado com a letra A, estimado entre 9h30 e 16h30, em que os sistemas fotovoltaicos interligados à rede podem atuar para reduzir a demanda. O horário de ponta típico, entre 18h00 e 21h00, indicado com a letra B, auxilia a constatar que, nestes casos, a maior demanda não ocorre na ponta. Para essas concessionárias, claramente os investimentos em expansão da rede de transmissão que atende a estas distribuidoras podem ser adiados.



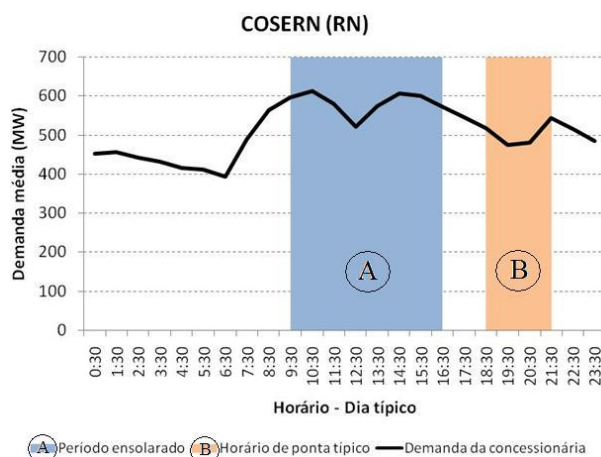
Fonte: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 0076/2008-SRD/ANEEL. Cálculo das Tarifas de Referência – TR – para revisão das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD – das Centrais Elétricas de Minas Gerais – CEMIG-D, de 8 de abril de 2008. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 22 jan 2009 (modificado).

Gráfico 2.7 – Demanda média para um dia típico, representativo de uma média de 12 meses, indicando demanda no horário de ponta típico e durante o período ensolarado para a concessionária de distribuição CEMIG-D.



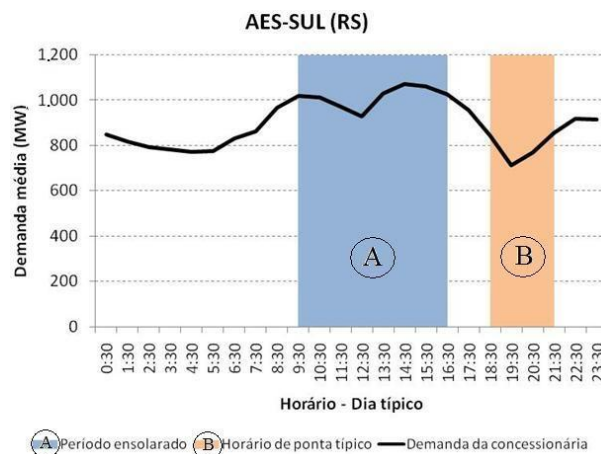
Fonte: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 0228/2008-SRD/ANEEL. Cálculo das Tarifas de Referência – TR – para revisão das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD – da Light Serviços de Eletricidade S.A. – LIGHT, de 6 de novembro de 2008. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 22 jan 2009 (modificado).

Gráfico 2.8 – Demanda média para um dia típico, representativo de uma média de 12 meses, indicando demanda no horário de ponta típico e durante o período ensolarado para a concessionária de distribuição LIGHT.



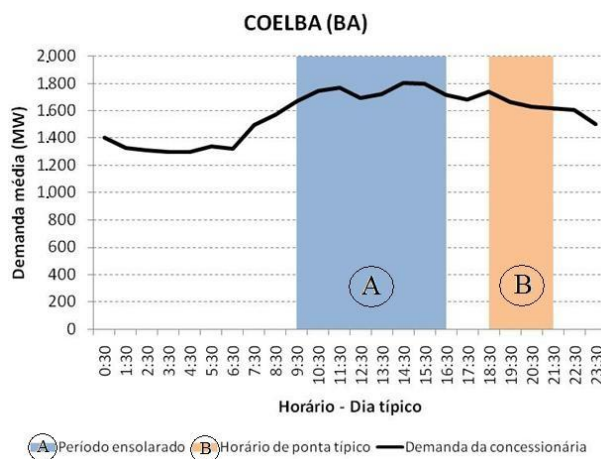
Fonte: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 0092/2008-SRD/ANEEL. Cálculo das Tarifas de Referência – TR – para revisão das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD – da Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN, de 17 de abril de 2008. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 22 jan 2009 (modificado).

Gráfico 2.9 – Demanda média para um dia típico, representativo de uma média de 12 meses, indicando demanda no horário de ponta típico e durante o período ensolarado para a concessionária de distribuição COSERN.



Fonte: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica n° 0100/2008-SRD/ANEEL. Cálculo das Tarifas de Referência – TR – para revisão das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD – da AES Sul, de 25 de abril de 2008. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 22 jan 2009 (modificado).

Gráfico 2.10 – Demanda média para um dia típico, representativo de uma média de 12 meses, indicando demanda no horário de ponta típico e durante o período ensolarado para a concessionária de distribuição AES-SUL.

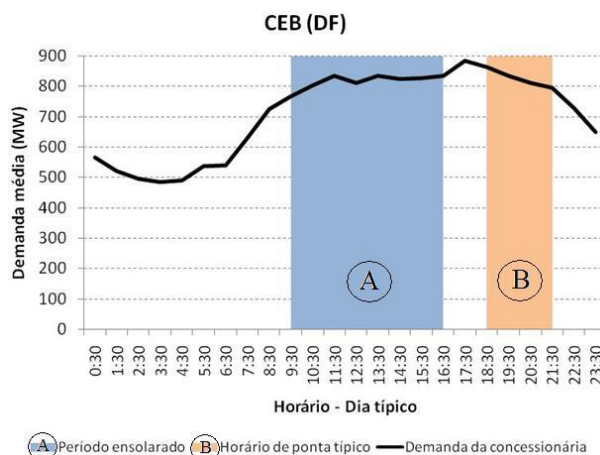


Fonte: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica n° 0096/2008-SRD/ANEEL. Cálculo das Tarifas de Referência – TR – para revisão das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD – da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA, de 24 de abril de 2008. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 22 jan 2009 (modificado).

Gráfico 2.11 – Demanda média para um dia típico, representativo de uma média de 12 meses, indicando demanda no horário de ponta típico e durante o período ensolarado para a concessionária de distribuição COELBA.

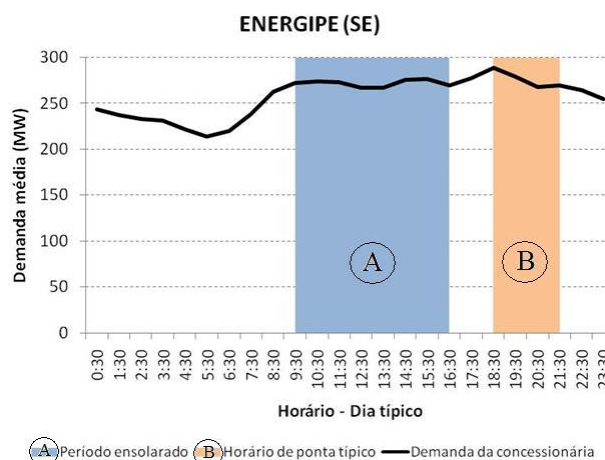
Os Gráficos de 2.12 e 2.13 apresentam a curva de carga de algumas distribuidoras cuja demanda na ponta não é significativamente superior à demanda durante o horário ensolarado. Ao analisar a tipologia das cargas, percebe-se que a demanda na ponta é fortemente influenciada pelos consumidores tipo B, de baixa tensão. Pode-se inferir que

esse aumento de demanda na ponta é influenciado pelo uso do chuveiro elétrico em residências.



Fonte: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 0187/2008-SRD/ANEEL. Cálculo das Tarifas de Referência – TR – para revisão das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD – da Companhia Energética de Brasília – CEB, de 18 de setembro de 2008. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 22 jan 2009 (modificado).

Gráfico 2.12 – Demanda média para um dia típico, representativo de uma média de 12 meses, indicando demanda no horário de ponta típico e durante o período ensolarado para a concessionária de distribuição CEB.



Fonte: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 0097/2008-SRD/ANEEL. Cálculo das Tarifas de Referência – TR – para revisão das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD – da Empresa Energética de Sergipe – ENERGIPE, de 24 de abril de 2008. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 22 jan 2009 (modificado).

Gráfico 2.13 – Demanda média para um dia típico, representativo de uma média de 12 meses, indicando demanda no horário de ponta típico e durante o período ensolarado para a concessionária de distribuição ENERGIPE.

A utilização de coletores solares em conjunto com painéis fotovoltaicos permite, além de gerar eletricidade durante o período ensolarado, armazenar energia térmica na água,

possibilitando que os chuveiros quentes possam funcionar sem eletricidade, o que reduz a demanda na ponta. Assim, este perfil de carga também pode ter seus investimentos em expansão da rede adiados pela utilização de *telhados solares*, compostos por painéis e coletores.

2.4 – IMPACTOS DA GDFV NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A interligação de uma grande quantidade de GDFV diretamente na rede de distribuição, notadamente na baixa tensão, pode causar alguns impactos na rede da concessionária. Existem aspectos tanto vantajosos quanto desfavoráveis, apresentados a seguir.

2.4.1 – Distorção harmônica

Os conversores comutados pela linha, baseados em tiristores, injetam correntes harmônicas na rede em grande quantidade. Entretanto, a tecnologia utilizada nos conversores auto-comutados, de modulação de largura de pulso (PWM - *pulse-width modulation*), apresenta uma interface mais amigável ao sistema de potência. A frequência de chaveamento utilizada é de 50 a 100 vezes superior à da rede, e os filtros embutidos atenuam as componentes de alta frequência para valores que podem ser negligenciados (Dugan et al., 2004; IEA-PVPS, 2002a).

Existem diversas normas internacionais que regem a quantidade de harmônicas que um conversor de geração distribuída pode injetar na rede, tais como:

- Norma IEEE Std 929-2000: *IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*; e
- Norma IEEE Std 1547-2003: *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*.

Ambas prescrevem o limite de injeção harmônica de corrente, porém sempre se referindo à norma IEEE Std 519-1992: *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems* (Quadro 2.2).

Quadro 2.2 – Limite de distorção harmônica de corrente para conversor de 6 pulsos, em porcentagem da corrente de carga.

Ordem harmônica (h)	Percentual máximo de distorção (%)	
	Harmônicas ímpares	Harmônicas pares
$h < 11$	4,00	1,00
$11 \leq h < 17$	2,00	0,50
$17 \leq h < 23$	1,50	0,38
$23 \leq h < 35$	0,60	0,15
$35 \leq h$	0,30	0,08
Distorção total	5,00	

Fonte: IEEE - The Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Std 519-1992: IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*. 1992. Disponível em: <ieeexplore.ieee.org>. Acesso em: 29 dez 2008 (modificado).

Devido aos severos limites impostos à injeção de harmônicas na rede, os conversores que atendem às normas internacionais de qualidade de energia elétrica produzem menos harmônicas do que cargas não-lineares convencionais (PVUPSCALE, 2007a). Logo, não impactam negativamente a rede de distribuição.

Uma situação que pode ocorrer, em condições específicas, é o capacitor do conversor entrar em ressonância com a rede de baixa tensão (PVUPSCALE, 2007b; Dugan et al., 2004). Nesse caso, uma componente de alta frequência aparece na forma de onda da tensão. Os efeitos desse tipo de distúrbio, quando ocorrem, afetam relógios que podem marcar o tempo mais rápido do que deviam. Este problema é normalmente solucionado pela adição de um capacitor em paralelo para filtrar estas componentes de alta frequência, adequadamente dimensionado para não causar ressonâncias adicionais (Dugan et al., 2004).

Outra condição interessante ocorre na presença de harmônicas pares, resultando em um fenômeno denominado "injeção CC". Se a tensão da rede possuir harmônicas ímpares, elas podem causar mau-funcionamento em conversores que utilizam a estratégia PWM, principalmente quando a sincronização detecta a passagem pelo zero, gerando uma forma de onda assimétrica e, conseqüentemente, com nível CC diferente de zero. Esta condição pode ser intrinsicamente suprimida pela utilização de transformadores isoladores (PVUPSCALE, 2007a). O valor máximo tolerável de injeção CC é de 0,5% da corrente nominal (IEEE, 2003).

2.4.1.1 – Atuação como filtros ativos de distorção harmônica

Um ponto de destaque é que os conversores, por utilizarem eletrônica de potência, apresentam o potencial de atuarem como filtros ativos de distorção harmônica, visando melhorar a qualidade da energia elétrica da rede de distribuição, efetivamente reduzindo as harmônicas de tensão (PVUPSCALE, 2007a). Entretanto este interesse, atualmente, é apenas teórico, pois não existe ainda benefício financeiro regulamentado para estimular seu uso (PVUPSCALE, 2007b).

2.4.2 – Regulação de tensão

A regulação de tensão é uma característica intrínseca da rede elétrica. Em um sistema de geração centralizada, geralmente a tensão é mais elevada próxima ao gerador e mais reduzida perto da carga, com a respectiva queda de tensão nas redes de transmissão e distribuição. Técnicas para melhorar a regulação incluem mudança na relação de transformação de transformadores e chaveamento de banco de capacitores, visando garantir que a tensão fique dentro de uma faixa adequada de valores.

Utilizando geração distribuída, parte da potência requerida pela carga é suprida localmente. Assim, a corrente que flui pela rede de distribuição é reduzida, diminuindo a queda de tensão. Logo, sistemas FV podem atuar como reguladores de tensão para compensar quedas de tensão em situações de carga pesada (PVUPSCALE, 2007b).

Duas situações notáveis podem ocorrer nesta configuração: excesso de geração no ramal de distribuição, aumentando demasiadamente a tensão, ou desconexão súbita da GD, reduzindo bruscamente a tensão.

2.4.2.1 – Excesso de geração

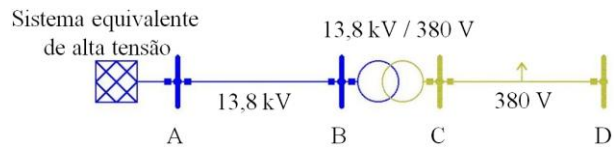
Caso haja grande concentração de GDFV em determinada área, e a situação de carga leve coincida com a de elevada radiação solar, o alimentador da rede de distribuição poderá atender à carga local e ainda injetar o excedente de energia de volta para a rede.

Esta situação, de uma barra de carga se tornar geradora, provoca o efeito inverso da queda de tensão para o qual o ramal de distribuição havia sido projetado. Como a corrente muda o sentido de seu fluxo, ocorre um aumento da tensão na barra produtora, que pode atingir níveis críticos, vindo a limitar a quantidade de GD possível de ser instalada (PVUPSCALE, 2007a).

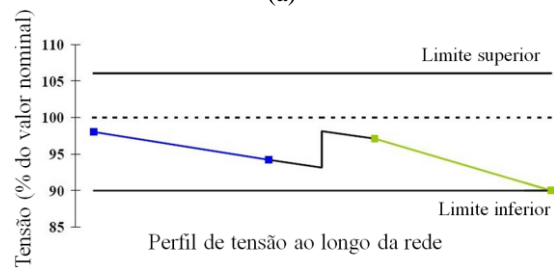
Uma situação em que isto pode ocorrer é durante as férias de verão, em que vários lares podem ter GDFV instalada para suprir os aparelhos de ar-condicionado. Caso muitas pessoas viagem de férias, o consumo será muito reduzido, e o sistema continuará gerando, vindo assim a elevar a tensão durante o despacho de sua energia para a carga mais próxima.

A análise do perfil de tensão ao longo de uma rede de distribuição permite visualizar o efeito do aumento de tensão (Gráfico 2.14). A subestação que interliga as redes de alta e média tensão (barra A) pode ser considerada de tensão constante, visto que tipicamente possui regulador de tensão com mudança da relação de transformação do transformador sob carga. O trecho AB corresponde à rede de tensão primária (média tensão), e o transformador de distribuição BC possui relação de transformação fixa, a qual é ajustada no momento da instalação e normalmente não mais é alterada. A rede CD corresponde ao ramal de tensão secundária de distribuição (baixa tensão) (IEA-PVPS, 2002b).

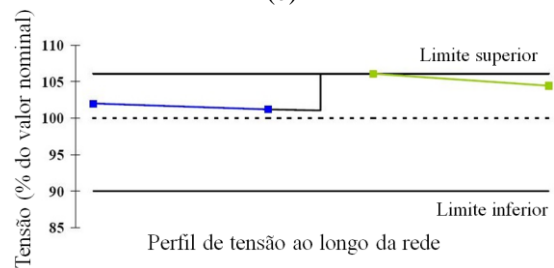
No item (b) do Gráfico 2.14 é representada uma situação de carga pesada, onde a relação de transformação fixa do transformador de baixa tensão garante que a carga seja atendida com tensão dentro dos limites toleráveis por norma. No item (c) a carga é leve, logo ocorre menor queda de tensão. Neste caso, deve-se evitar que a tensão ultrapasse o limite superior. Nestes casos a GDFV não está conectada. O item (d) mostra uma situação de carga pesada, com GDFV atendendo a toda a carga e ainda gerando o excedente para a rede. Um valor limite de geração distribuída pode ser identificado, quando o aumento da tensão no ramal de baixa tensão alcança seu limite superior. No item (e) a carga é leve, logo a tensão já se encontra elevada. Neste caso, o limite de GDFV é mais reduzido, pois com pequena injeção de potência, o aumento de tensão já é suficiente para ultrapassar o limite (IEA-PVPS, 2002b).



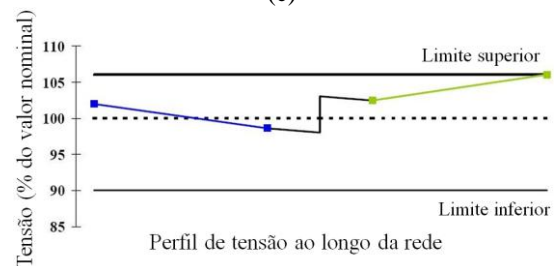
(a)



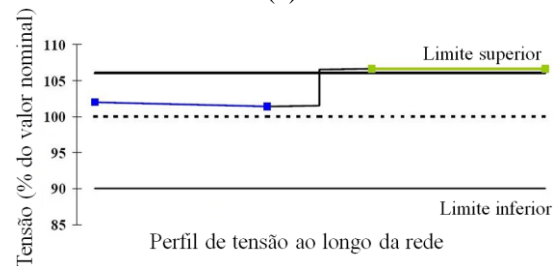
(b)



(c)



(d)



(e)

Fonte: IEA-PVPS - International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme. *Impacts of Power Penetration from Photovoltaic Power Systems in Distribution Networks*. Task V – Report IEA PVPS T5-10: 2002. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: 29 dez 2008a (modificado).

Gráfico 2.14 – Perfil de tensão ao longo de uma rede de distribuição, permitindo visualizar o efeito do aumento de tensão. (a) Representação do sistema de potência equivalente; (b) situação de carga pesada, sem a presença de GDFV; (c) situação de carga leve, sem a presença de GDFV; (d) carga pesada, com GDFV atendendo a toda a carga e ainda gerando para a rede; e (e) carga leve, com pequena GDFV já excedendo o limite superior de tensão.

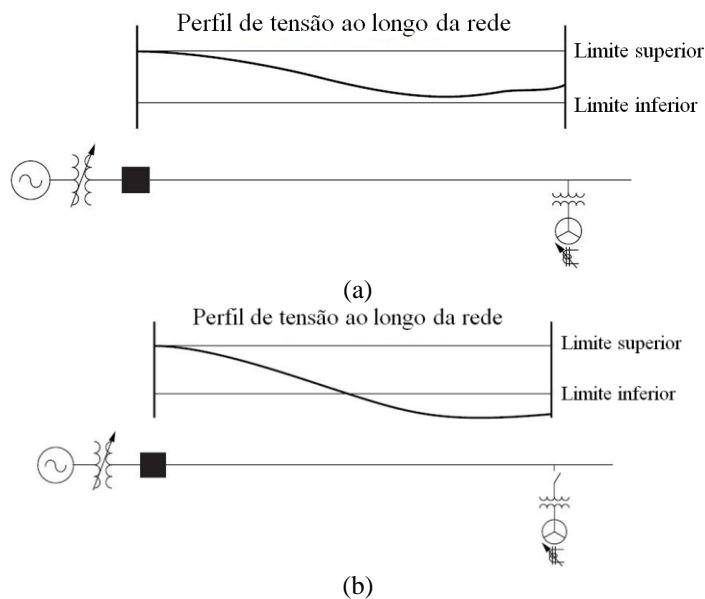
O equacionamento matemático do aumento de tensão depende de diversas variáveis, entre elas (PVUPSCALE, 2008a):

- Valor da tensão na saída da subestação;
- Impedância do ramal de distribuição e do transformador de distribuição;
- Relação de transformação (caso o ajuste do transformador de distribuição não esteja configurado para a tensão nominal); e
- Potências ativa e reativa injetadas em cada barra.

O aumento de tensão torna-se pronunciado em redes de distribuição rural, por apresentarem tipicamente maior impedância que as redes urbanas (PVUPSCALE, 2007a). A regulação de tensão em alimentadores radiais com elevada penetração de GDFV pode ser controlada pela limitação da potência ativa injetada ou fazendo-se com que os conversores modifiquem seu fator de potência para suprir ou consumir reativos. Os alimentadores de baixa tensão, por terem resistência muito superior à indutância, podem ter sua tensão melhor regulada com uma pequena redução da potência ativa injetada. Caso seja utilizada potência reativa para fazer o ajuste da tensão, as perdas na rede podem ficar elevadas. O controle de tensão pelos reativos é mais indicado para condutores de média tensão, onde a indutância é mais pronunciada (Tonkoski e Lopes, 2008).

2.4.2.2 – Desconexão súbita

Caso a GD supra parcela considerável da carga do alimentador de distribuição, sua desconexão súbita faz com que a corrente necessária para continuar suprindo o sistema seja completamente fornecida pela geração central, o que aumenta instantaneamente a queda de tensão no ramal. Caso os equipamentos de regulação de tensão utilizados pelas concessionárias, tais como mudança de relação de transformação de transformadores sob carga e chaveamento de banco de capacitores, tenham sido ajustados considerando a presença da GD como dispositivo regulador de tensão, podem levar alguns minutos para detectar a situação e atuar sobre ela, fazendo com que a tensão fique fora da faixa adequada de fornecimento (Gráfico 2.15) (Dugan et al., 2004).



Fonte: DUGAN, Roger C.; McGRANAGHAN, Mark F.; SANTOSO, Surya; BEATY, H. Wayne. *Electrical Power Systems Quality*. Second Edition. Ed. McGraw-Hill: 2004 (modificado).

Gráfico 2.15 – Mudança no perfil de tensão quando a GD, utilizada como regulador de tensão, é desconectada, seja por um afundamento ou por uma falta no sistema de distribuição: (a) tensão com a GD conectada; (b) tensão fora do limite após a saída da GD.

A desconexão súbita pode ocorrer, por exemplo, devido a um afundamento de tensão no sistema de transmissão, o qual pode se propagar à toda GD conectada na rede de distribuição (PVUPSCALE, 2007a).

Existe registro na literatura que indica que, caso a penetração da GD seja inferior a 30% da capacidade do alimentador, não deverá ter potência suficiente para regular a tensão, e será dominada pela variação diária de tensão na rede. Entretanto, para uma inserção maior de GD, esta questão necessita ser prevista (Dugan et al., 2004).

As normas internacionais prescrevem que a GD deve ser desconectada caso a rede de distribuição apresente condições anormais de operação, sendo automaticamente reconectada somente após a tensão em regime permanente e a frequência da rede ficarem dentro dos níveis aceitáveis por 5 minutos (IEEE, 2000; IEEE, 2003).

Caso a rede seja rapidamente restaurada, por meio de um religador automático, por exemplo, ainda permanecerá 5 minutos sem a GD, o que provocará a redução de tensão até que os dispositivos de regulação sejam acionados. Ao ser novamente inserida, a tensão

e elevar-se-á novamente, fazendo com que a unidade consumidora seja alimentada inicialmente com tensão baixa (logo após a eliminação da situação anormal), e depois com tensão elevada (com a reconexão da GD), prejudicando assim a qualidade da tensão em regime permanente (Dugan et al., 2004).

Algumas tecnologias não são capazes de realizar a regulação de tensão, como é o caso de conversores que não geram potência reativa. Logo, a variação na tensão é menor quando a GD está operando com fator de potência unitário (Dugan et al., 2004). A norma IEEE Std 929-2000 prescreve que o fator de potência da GDFV deve ser superior a 0,85 (indutivo ou capacitivo). Para atuar como compensador de potência reativa, necessita de aprovação da concessionária para operar fora deste limite (IEEE, 2000). A maioria dos conversores atua com fator de potência próximo da unidade, pois a lógica de controle mais comum e simples de implementar é gerar uma corrente senoidal que segue a forma de onda da tensão (Dugan et al., 2004).

Apesar desse atenuante, com uma penetração significativa de GDFV utilizando pequenos geradores com fator de potência fixo, também são possíveis elevadas variações de tensão ao ocorrer um desligamento súbito. Assim, existe registro na literatura indicando que essa variação de tensão não deve ser superior a 5%, para que a tensão continue dentro da faixa de valores adequada mesmo com a desconexão súbita da GD (Dugan et al., 2004).

Possíveis soluções para se evitar que o nível de tensão em regime permanente varie fora da faixa de valores considerada adequada incluem:

- Corrigir o nível da tensão por meio de rápida mudança na relação de transformação do controlador de tensão, ou rápida reconexão da GD. Pode-se estabelecer uma lógica de controle que trava a relação de transformação em uma posição pré-definida quando da saída da GD (Dugan et al., 2004);
- Limitar a injeção de potência do sistema fotovoltaico, utilizando uma lógica de controle aplicada aos conversores caso a tensão esteja elevada acima de um valor crítico (PVUPSCALE, 2007a);
- Inserir GDFV no planejamento da rede de baixa tensão, limitando a quantidade de geração permitida para cada consumidor (PVUPSCALE, 2007a); e (ou)

- Prescrever que a nova geração de conversores possua uma curva de suportabilidade a afundamentos e elevações de tensão menos severa, evitando assim desligamentos desnecessários. A GD deve possuir os mesmos ajustes de desligamento utilizados nas unidades de geração centralizada (PVUPSCALE, 2007a).

2.4.3 – Estabilidade do sistema elétrico

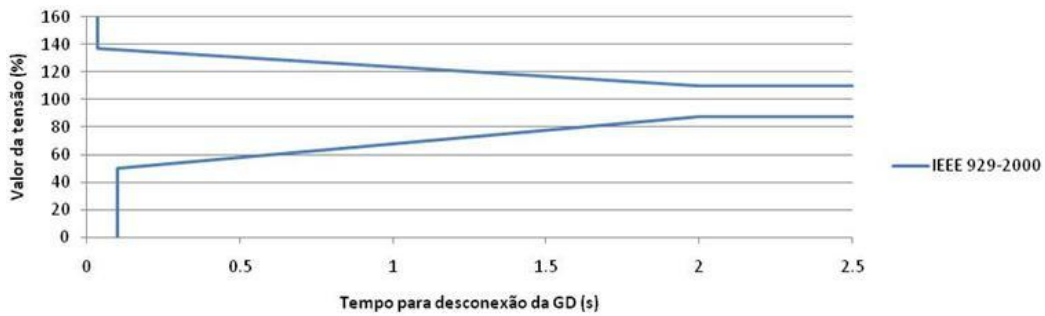
Afundamentos e interrupções momentâneos de tensão podem ser considerados como um sério distúrbio de qualidade da energia elétrica, devido à possibilidade de causar mau funcionamento em equipamentos quando ultrapassada sua curva de suportabilidade de tensão (PVUPSCALE, 2007a).

Considerando elevada penetração da GDFV, um afundamento na rede de transmissão pode vir a desligar uma grande quantidade de conversores, retirando assim uma parcela considerável de geração distribuída simultaneamente, o que pode prejudicar a estabilidade do sistema elétrico (PVUPSCALE, 2007a).

Com a engenharia ganhando mais experiência com a utilização de GD, melhorias são identificadas e normatizadas. Ao considerar GD em larga escala, a filosofia não mais pode ser de desligar-se ao primeiro sinal de problema, e sim manter-se conectada para auxiliar na estabilidade do sistema, ou reconectar-se rapidamente após o distúrbio ser eliminado (PVUPSCALE, 2007a).

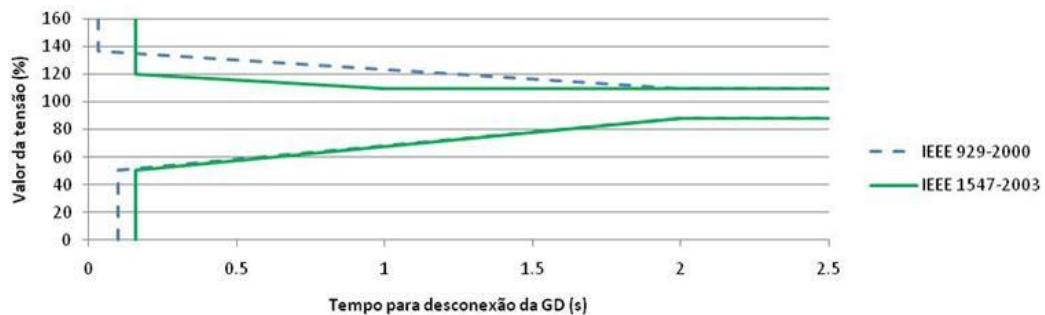
Os Gráficos de 2.16 a 2.18 apresentam as curvas de suportabilidade de tensão normatizadas para GD. Nota-se que a norma IEEE 929-2000 (Gráfico 2.16) solicita o desligamento da GD caso um afundamento superior a 50% ultrapasse 6 ciclos de duração (0,10 s). A norma IEEE 1547-2003 eleva este tempo para 10 ciclos (0,17 s) (Gráfico 2.17).

Já a norma alemã para conexão de sistemas de geração em paralelo com a rede de média tensão, publicada em junho de 2008, apresenta uma curva de suportabilidade bem menos severa, não prevendo nenhuma desconexão em até 9 ciclos (0,15 s), independentemente do valor da tensão. A área entre as duas curvas sólidas do Gráfico 2.18 possibilita a desconexão da GD, porém se recomenda que o sistema continue conectado (PVUPSCALE, 2008a).



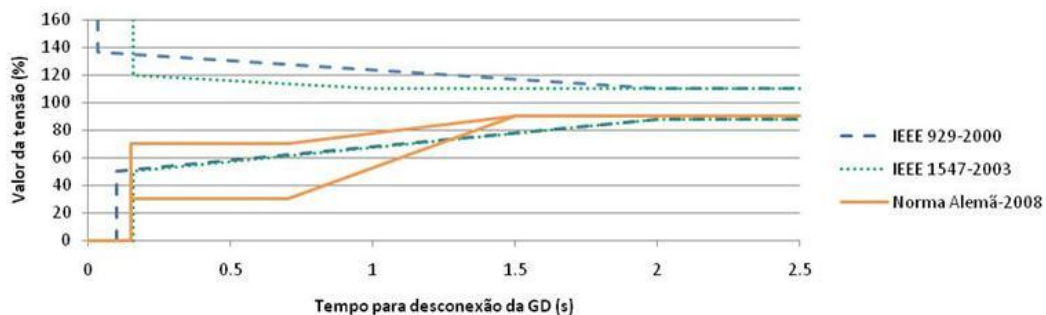
Fonte: IEEE - The Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Std 929-2000: IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*. 2000. Disponível em: <ieeexplore.ieee.org>. Acesso em: 29 dez 2008 (modificado).

Gráfico 2.16 – Curva de suportabilidade de tensão, indicando a relação tempo x valor de tensão para que a GD se desconecte da rede caso distúrbios elétricos sejam detectados, conforme norma IEEE 929-2000.



Fonte: IEEE - The Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Std 1547-2003: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. 2003. Disponível em: <ieeexplore.ieee.org>. Acesso em: 29 dez 2008 (modificado).

Gráfico 2.17 – Curva de suportabilidade de tensão, indicando a relação tempo x valor de tensão para que a GD se desconecte da rede caso distúrbios elétricos sejam detectados, conforme norma IEEE 1547-2003.



Fonte: PVUPSCALE - PV in Urban Policies – Strategic and Comprehensive Approach for Long-term Expansion. *WP4 – Deliverable 4.4: Recommendations for Utilities*. 2008. Disponível em: <www.pvupscale.org>. Acesso em: 1 set 2008 (modificado).

Gráfico 2.18 – Curva de suportabilidade de tensão, indicando a relação tempo x valor de tensão para que a GD se desconecte da rede caso distúrbios elétricos sejam detectados, conforme norma alemã, editada em 2008.

Como resposta aos afundamentos aplicados em testes de campo, conversores com esquema de controle de corrente mantiveram a operação estável, sem gerar sobrecorrentes. Entretanto, quando a lógica de controle de tensão é utilizada, sobrecorrentes são detectadas, e a operação da GD é interrompida por relés de sobrecorrente (PVUPSCALE, 2007a).

Para elevações de tensão, o relé de sobretensão pode atuar, o que não é desejável ao se tratar de variação momentânea de tensão. A utilização de curvas de suportabilidade menos severas auxiliam na eliminação desse problema (PVUPSCALE, 2007a).

Com esta capacidade de manter-se operante durante variações momentâneas de tensão, a GD deixa de prejudicar a estabilidade da rede, vindo a contribuir para sua rápida restauração, uma vez finalizada a elevação ou afundamento de tensão.

2.4.4 – Contribuição para a corrente de curto-circuito

Em um arranjo FV, a corrente de curto-circuito apresenta-se apenas entre 10% e 20% superior à corrente nominal. Diferentemente de geradores que utilizam máquinas rotativas, a corrente de falta é muito próxima da corrente normal de carga (PVUPSCALE, 2007a).

A contribuição da GDFV para a corrente de curto-circuito na rede de distribuição depende do modo de operação do conversor. No esquema de controle de tensão, ao tentar manter a tensão estável durante uma falta, o conversor disponibiliza uma corrente mais elevada, principalmente se possuir sistema de armazenamento de energia. Já no esquema de controle de corrente, mais comum entre os sistemas modernos instalados, não há incremento durante a falta (PVUPSCALE, 2007a).

Os conversores são normalmente equipados com relés de subtensão e sobrecorrente, visando identificar uma falta e cessar sua contribuição para a corrente de curto-circuito (PVUPSCALE, 2007a).

Por operarem com dispositivos de eletrônica de potência e possuírem inércia mecânica nula, devido ao fato de a GDFV não possuir máquina rotativa, os conversores possibilitam sua rápida desconexão da rede caso detectem algum distúrbio que exija esta ação. Podem

também ser instantaneamente reconectados, inclusive fora de fase, pois as correntes não excedem o limite dos semicondutores (Dugan et al., 2004).

2.4.5 – Ilhamento não-intencional

O ilhamento pode ser definido como uma condição de operação em que a central geradora supre uma porção eletricamente isolada do sistema de distribuição (IEEE, 2000; ANEEL, 2009). Esta situação, quando não-intencional⁵, deve ser evitada, pois apresenta situações de risco, tais como (IEEE, 2000):

- Risco de morte para os funcionários da concessionária de distribuição que realizam manutenção nos alimentadores, pois a linha pode manter-se energizada quando espera-se que esteja desconectada de todas as fontes de energia;
- Possibilidade de danos físicos aos equipamentos da unidade consumidora caso os parâmetros de tensão e frequência fiquem fora das faixas toleráveis por não mais serem controlados pela concessionária no ilhamento; e
- Interferência no restabelecimento da energia pela concessionária, podendo gerar desarme ou danificar equipamentos caso ocorram religamentos fora de fase.

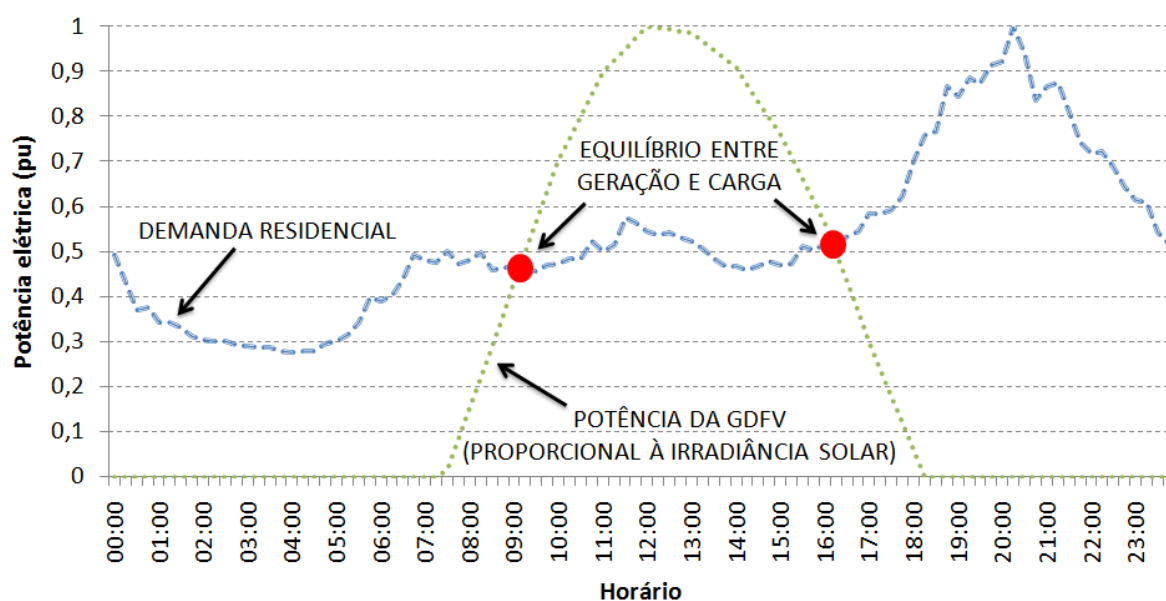
Existem duas condições que devem ser simultaneamente atendidas para que ocorra o ilhamento não-intencional (PVUPSCALE, 2007a):

- Deve haver equilíbrio entre geração e carga no momento em que a alimentação principal ficar indisponível (Gráfico 2.19); e
- A proteção do conversor deve apresentar falha na detecção de que a alimentação principal foi desligada.

A literatura registra que o risco de um consumidor ou um funcionário da concessionária de distribuição tomarem um choque em um ilhamento não-intencional é mil vezes menor que o risco de choque já existente na rede elétrica (IEA-PVPS, 2002c). Um das justificativas é a baixa probabilidade de haver perfeito casamento entre geração e carga para que o ilhamento ocorra (IEEE, 2000; IEA-PVPS, 2002c; PVUPSCALE, 2007a). Não há relato de ocorrências reais de ilhamento não-intencional, mesmo em redes de distribuição com

⁵ Existe a situação de ilhamento intencional, para atender cargas que precisam ficar constantemente ligadas, operando de maneira semelhante aos sistemas ininterruptos de energia (*no-breaks*).

elevada penetração de GDFV (Gaiddon, Kaan e Munro, 2009). Porém, por envolver risco de morte, esse assunto sempre merece atenção especial.



Fonte: IEA-PVPS - International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme. *Risk analysis of islanding of photovoltaic power systems within low voltage distribution networks*. Task V – Report IEA PVPS T5-08: 2002. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: 02 jul 2010 (modificado).

Gráfico 2.19 – Indicação dos momentos em que há equilíbrio entre geração e carga, necessário para que ocorra um ilhamento não-intencional.

Para prevenir o ilhamento não-intencional, os conversores são dotados de um sistema de monitoramento, instalado entre a GDFV e a rede de distribuição de baixa tensão. O disjuntor que interliga a GD pode ser desarmado por diversos métodos de detecção de presença de tensão na rede da concessionária, incluindo medição de tensão e frequência.

Existem diversas formas de detectar o ilhamento, sendo que o conversor pode utilizar métodos passivos ou ativos para tal. Os métodos passivos incluem detecção de: subtensão ou sobretensão, subfrequência ou sobrefrequência, harmônicas de tensão ou corrente e modificação na fase da tensão. Os métodos ativos incluem, entre outros: medição de impedância, detecção de impedância em uma determinada frequência e modificação na frequência. A detecção do ilhamento também pode ser realizada pela concessionária de distribuição, por meio de sistemas de comunicação e monitoramento ou pelo método de inserção de impedância (IEA-PVPS, 2002d).

Uma tecnologia apresentada de maneira informativa na norma IEEE Std 929-2000 sugere que os conversores conectados à rede podem possuir um sinal de desestabilização, que está constantemente tentando mudar a frequência do sistema. Enquanto conectado à rede, a concessionária, que se comporta como um barramento infinito perante a GD, neutraliza esta tendência de desestabilização. Entretanto, caso ocorra um ilhamento não-intencional, a frequência rapidamente apresentará um pequeno desvio, permitindo assim detectar o ilhamento, tanto pela lógica de controle do conversor quanto por relés de frequência (Dugan et al., 2004).

2.4.6 – Benefícios da utilização de elevada penetração de GDFV

A utilização generalizada de GD com conversores possibilita que a eletrônica de potência tenha um papel especial na nova geração de redes de distribuição das concessionárias. A utilização de centenas ou até milhares de conversores próximos entre si permite um impacto positivo na rede.

Um exemplo de elevado grau de penetração de GDFV em uma rede de distribuição ocorre na cidade de Ota, no Japão (Figura 2.9), com aproximadamente 220 mil habitantes, onde 553 casas foram equipadas com sistema fotovoltaico em seus telhados, totalizando 2,13 MWp de potência instalada entre 2003 e 2006 (PVUPSCALE, 2008b).

Além desse exemplo no Japão, existem diversas áreas urbanas com sistemas fotovoltaicos ao redor do mundo (Figura 2.10), podendo-se citar: Vila Olímpica de Sidney (Austrália), Gleisdorf (Austrália), Grand-Lyon, La Darnaise (França), Freiburg, Schlierberg Solar Estate (Alemanha), Alessandria (Itália), Hal Region, 'City Of The Sun' (Holanda), Amsterdã, Nieuw Sloten (Holanda), Nieuwland (Holanda), Barcelona (Espanha), Malmö (Suécia), Kirklees (Reino Unido), Londres, Croydon (Reino Unido) e Rancho Cordova, CA, e Premier Gardens New Home Development (Estados Unidos). Há também a previsão de instalação de sistemas fotovoltaicos nos seguintes locais: Valby, Sol I Valby (Dinamarca), Saint-Priest, Les Hauts De Feuilly (França), Lyon, Lyon-Confluence (França), Solar Urban Planning Berlin (Alemanha), Solar Housing Estate Cologne-Wahn (Alemanha), Solar Quarter Gelsenkirchen-Bismarck (Alemanha), Lisboa, Bairro do Padre Cruz (Portugal) e Port of Barrow Redevelopment (Reino Unido) (Gaiddon, Kaan e Munro, 2009).

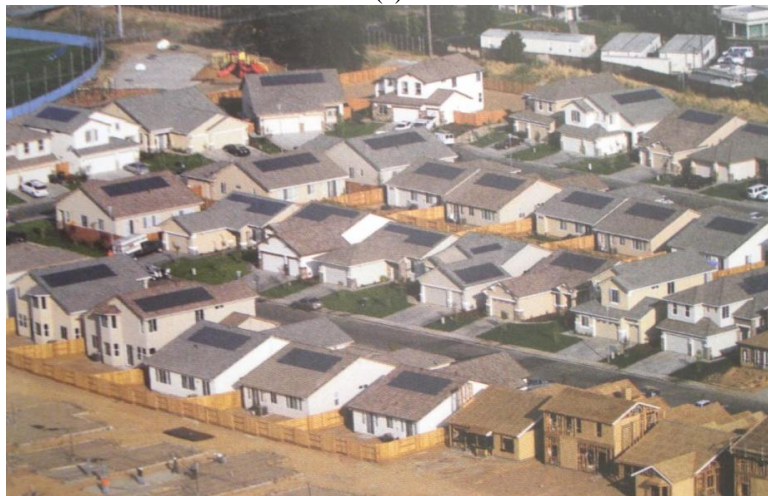


Fonte: PVUPSCALE - PV in Urban Policies – Strategic and Comprehensive Approach for Long-term Expansion. *Case-studies: Jyosai Town PV Demonstration Area*. 2008. Disponível em: <www.pvupscale.org>. Acesso em: 1 set 2008.

Figura 2.9 – Instalação de GDFV com elevada penetração na cidade de Ota, no Japão.



(a)



(b)



(c)

Fonte: GAIDDON, B.; KAAAN, H.; MUNRO, D. *Photovoltaics in the urban environment: lessons learnt from large-scale projects*. Earthscan, London, 2009.

Figura 2.10 – Instalação de GDFV com elevado grau de penetração em: (a) Schlierberg Solar Estate (Alemanha), (b) Premier Gardens New Home Development (Estados Unidos) e (c) 'City Of The Sun' (Holanda).

Considerando o uso pronunciado de conversores, a nova geração destes equipamentos pode realizar funções adicionais, tais como (PVUPSCALE, 2007a):

- a) Melhoria na qualidade da potência ativa, utilizando filtragem ativa de harmônicas. Como os conversores constroem a forma de onda, podem injetar correntes harmônicas visando compensar a distorção detectada na rede de distribuição, reduzindo a distorção total.

Ao ser combinado com um sistema de armazenamento de energia, que pode ser relativamente pequeno como um capacitor, mais funções podem ser implementadas, tais como:

- b) Redução do desequilíbrio de tensão. Pode ser feito, dinamicamente, o controle da simetria das fases, com a injeção de correntes propositalmente assimétricas;
- c) Regulação do fator de potência, controle de energia reativa e controle do nível de tensão;
- d) Redução da demanda na ponta de carga; e
- e) Melhoria na confiabilidade da rede. Pode ser desejável que, no caso de um defeito na rede de distribuição, a GDFV continue operando, ao invés de se desconectar. Dessa forma, é possibilitada a operação isolada intencional e controlada, funcionando como sistema ininterrupto de energia (*nobreak*) para cargas essenciais, tais como computadores, além de manter o funcionamento de aplicações específicas, como bombeamento d'água. Um mercado potencial para esta tecnologia abrange redes de distribuição de pouca confiabilidade, que apresentam desligamentos constantes e demorado tempo de restabelecimento.

Entretanto, essas facilidades necessitam de compensação financeiras para que haja estímulo à sua comercialização (PVUPSCALE, 2007a).

2.5 – LIMITE DE PENETRAÇÃO PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

A GD pode causar impactos na rede de distribuição da concessionária de energia elétrica, principalmente se a penetração for elevada. A rede convencional, concebida tipicamente

como radial⁶ alimentado por geração centralizada, suporta uma determinada quantidade de GD sem a necessidade de alterações, porém após determinado nível, mudanças devem ser realizadas, ou um limite de penetração deve ser estabelecido.

Diversas pesquisas existem sobre o assunto. Esta seção apresenta uma revisão bibliográfica sobre as principais conclusões e recomendações encontradas na literatura.

2.5.1 – Definições de penetração disponíveis na literatura

Um limite de penetração de 10% pode ter diferentes dimensões, em função do parâmetro utilizado para a definição do valor percentual. Embora ainda não haja consenso sobre a definição de penetração da GD, vários autores propuseram diversas definições, as quais podem ser agrupadas em três categorias distintas (EPRI, 2000, McGranaghan et al., 2008):

a) Fator de penetração como um percentual da

- capacidade nominal do alimentador;
- capacidade instalada de transformação de uma concessionária;
- potência instalada do parque gerador nacional; ou
- potência de uma subestação.

b) Fator de penetração como um percentual da demanda máxima

- da subestação;
- do alimentador; e
- da unidade consumidora.

c) Fatores de penetração diversos, como um percentual

- da energia gerada pela geração centralizada; ou
- da queda de tensão no alimentador.

Nota-se que as definições propostas são bem diversificadas, visto que algumas propõem uma relação com a capacidade nominal, outras com a demanda e outros com a energia. No

⁶ Existem sistemas de distribuição com topologia em malha, visando aumentar a confiabilidade quando a densidade de carga é elevada, porém não são abordados neste trabalho por não representarem o caso típico.

caso da utilização do percentual da capacidade nominal do alimentador, surge um fator complicador adicional. Para a situação de alimentadores longos, é comum que ele tenha sua seção aumentada, para que a queda de tensão não seja elevada. Logo, em situação de carga nominal, o alimentador não estará em seu limite térmico, visto que está superdimensionado para esse critério. Isso afeta diretamente o cálculo desse fator de penetração (McGranaghan et al., 2008).

2.5.2 – Relatório do projeto PV-UP-SCALE

O PV-UP-SCALE (*PV in Urban Policies – Strategic and Comprehensive Approach for Long-term Expansion*) é um projeto concebido pela *Intelligent Energy for Europe*. Seu objetivo é destacar aspectos econômicos, obstáculos e melhores práticas relacionados à utilização em larga escala de sistemas FV em zona urbana (PVUPSCALE, 2007a).

O relatório "*State-of-the-art on dispersed PV power generation: publications review on the impacts of PV distributed generation and electricity networks*", publicado em 2007, recomenda, entre outros aspectos, a necessidade de mais pesquisa e desenvolvimento nos seguintes tópicos (PVUPSCALE, 2007a):

- Aumento de tensão: mais estudos e medições são necessários para avaliar o efeito da tensão na rede de distribuição para aplicações FV utilizadas em larga escala. Devem ser consideradas diversas configurações de rede (urbana, rural, de diferentes países), para prover métodos de avaliação da penetração FV máxima ou ótima. Esta é uma ação para execução de curto a médio prazo; e
- Impacto no planejamento da rede e em sua operação: para o futuro (horizonte de 30 anos), profundas mudanças devem ser feitas no planejamento, operação e controle das redes de distribuição, para que fiquem aptas a incorporarem grandes parcelas de GD. Existe a necessidade de rever, alterar e adaptar, onde necessário, estruturas e procedimentos utilizados atualmente.

Ainda em 2007, um novo relatório foi lançado, denominado "*Utilities experience and perception of PV distributed generation*". Esta publicação apresenta o resultado de uma pesquisa realizada em 35 distribuidoras europeias, englobando Áustria, França, Alemanha, Espanha, Holanda e Reino Unido. Esses locais representam 98% da capacidade FV instalada na União Européia (PVUPSCALE, 2007b).

Entre os diversos tópicos abordados pela pesquisa, um deles relaciona-se aos limites de penetração de GDFV nas redes de distribuição, em que foi solicitado que as concessionárias informassem sua percepção sobre este limite, em relação à capacidade da rede ou dos transformadores, com base na experiência que possuem. As concessionárias apresentaram diferentes respostas, as quais estão compiladas a seguir (PVUPSCALE, 2007b):

- Sobre o limite de penetração em relação à capacidade da rede ou dos transformadores:
 - Limitado pela potência nominal (100%) do transformador de distribuição;
 - Limitado a 75% do transformador de distribuição;
 - Limitado a 50% da capacidade de transporte da linha ou do transformador de distribuição; e
 - Limitado a 30% das casas atendidas pelo ramal de distribuição, sendo que cada residência pode ter uma instalação FV máxima de 1 kWp.
- Sobre o limite de penetração em relação à variação de tensão na rede:
 - A penetração deve considerar o limite de variação de tensão admissível;
 - O limite deve ser baseado na estabilidade de tensão, em vez de ser um valor absoluto;
 - O aumento de tensão, com a GDFV operando com potência nominal, deve ser menor que 2%. Logo, o nível de penetração tolerável depende da impedância da rede. Tipicamente de 30% a 40% da potência nominal do transformador atende a esse critério. Se ultrapassar este limite, a rede deve ser reforçada;
 - Áreas urbanas podem ter limites de penetração maiores, por possuírem redes mais robustas e, conseqüentemente, de menor impedância; e
 - Com elevada penetração, redes de distribuição rural podem apresentar fluxo reverso ao injetarem potência na rede, necessitando de reforço na rede, resultando assim em uma solução de maior custo.

Interessantes elementos em comum podem ser coletados dessas diversas respostas das concessionárias européias:

- O limite de penetração não precisa ser um valor absoluto para todas as concessionárias de distribuição, nem um único valor para cada concessionária; e
- A variação de tensão na rede é um limitador, o qual depende da impedância das linhas. Logo, elevada penetração pode necessitar de reforço da rede de distribuição.

Por fim, o relatório conclui recomendando que mais pesquisas sobre limites de penetração sejam feitas (PVUPSCALE, 2007b).

Um documento complementar foi editado em 2008, denominado *Recommendations for Utilities*. Neste, as seguintes considerações são feitas sobre o assunto (PVUPSCALE, 2008a):

- Como regra geral, a capacidade de GDFV instalada na rede não deverá causar problemas se for limitada a 70% da potência nominal do transformador de distribuição;
- A modificação da faixa de tensões considerada como atendimento adequado afeta o limite de penetração na rede;
- A preocupação relacionada ao aumento de tensão é acentuada quando a geração está localizada no final do alimentador, por apresentar maior impedância;
- Deve-se atentar para que a energia injetada pela GD não ultrapasse o limite de capacidade de condução dos alimentadores;
- Alimentadores que atendem unidades consumidoras no final da linha não devem ter sua seção reta reduzida, conforme prescrito pelas normas técnicas, para evitar que a capacidade de injeção de potência pela GD seja restringida;
- O ajuste da relação de transformação dos transformadores para uma tensão ligeiramente inferior (aproximadamente 5 V de redução na baixa tensão) aumenta a capacidade de GDFV que pode ser inserida, por ficar mais distante do limite de tensão máximo considerado adequado; e
- A quantidade de GDFV que pode ser inserida em um alimentador não é um número absoluto, pois depende da localização das fontes ao longo do ramal. Próximo do transformador o limite é maior, e no final do alimentador é menor, devido à impedância do condutor.

Como opções para aumentar a capacidade de GDFV a ser inserida na rede de baixa tensão, visando mitigar o aumento de tensão, o relatório recomenda (PVUPSCALE, 2008a):

- Ajuste da relação de transformação do transformador de baixa tensão, para reduzir a tensão de saída, para aproximadamente 98% do valor nominal. Isto é válido se todos os ramais atendidos por este transformador possuírem GD;
- Controle dinâmico da relação de transformação do transformador de alta tensão para média tensão;
- Redução da potência injetada pela GDFV, quando a tensão estiver no limite. Entretanto esta opção necessita de regras de compensação financeira por perda de receita, pois a geração instalada no final da linha terá sua potência limitada em um grau maior que uma fonte conectada próxima ao transformador, diminuindo assim a quantidade de energia injetada;
- Redução da tensão pelo fornecimento de potência reativa. O fator de potência da GDFV pode ser controlado pelos dispositivos de eletrônica de potência do conversor, ajustando a tensão enquanto continua fornecendo potência ativa. Entretanto, em determinadas situações, as perdas na rede podem ficar elevadas;
- Gerenciamento pelo lado da demanda, aumento a quantidade de cargas que operam durante o dia; e
- Reforço da rede, para reduzir sua impedância.

2.5.3 – Relatório RENEWABLE SYSTEMS INTERCONNECTION

O Departamento de Energia dos Estados Unidos iniciou, em 2007, um estudo visando identificar os desafios técnicos que devem ser superados para possibilitar a elevada penetração de energias renováveis na rede de distribuição. Ênfase foi dada aos sistemas fotovoltaicos, por ser uma tecnologia emergente para conexão em redes de baixa tensão. Como resultado, quinze relatórios foram emitidos em 2008. Devido à sua relevância ao assunto em tela, cinco deles são citados a seguir⁷.

O documento *Power System Planning: Emerging Practices Suitable for Evaluating the Impact of High-Penetration Photovoltaics* chama a atenção para o dimensionamento dos

⁷ Os relatórios completos, incluindo os que não foram citados nesta tese, encontram-se disponíveis no portal da internet http://www1.eere.energy.gov/solar/solar_america/rsi.html

alimentadores de baixa tensão, que utiliza o fator de coincidência⁸, visto que a carga instalada dificilmente funcionará toda ao mesmo tempo. Entretanto, o fator de coincidência para geração FV é muito maior, porque um ramal inteiro de distribuição pode facilmente estar sujeito à mesma irradiação solar, fazendo com que todos os geradores alcancem máxima potência simultaneamente. Conforme esse documento, isso pode limitar a penetração FV, visto que a capacidade de GDFV instalada deve ser, a priori, inferior à carga coincidente para que não haja sobrecarga nos condutores (Bebic, 2008).

A publicação intitulada *Distributed Photovoltaic Systems Design and Technology Requirements* apresenta uma revisão bibliográfica sobre o impacto da elevada penetração de GDFV, desde 1985. Como resultado, foram encontrados na bibliografia diversos limites de penetração, variando desde 5% até valores acima de 50% (Whitaker et al., 2008).

As seguintes sugestões são apresentadas, para controlar o aumento de tensão que ocorre quando a GDFV injeta potência na rede (Whitaker et al., 2008):

- Reduzir a impedância série da rede da concessionária, aumentando a quantidade de condutores por ramal, por exemplo. Esta solução reduz a queda de tensão e as perdas, porém tem como consequência óbvia o elevado custo associado. Outro aspecto importante, mas não tão evidente, é que o aumento da potência de curto-circuito no ponto de acoplamento comum afeta os dispositivos de proteção, incluindo a capacidade de interrupção dos disjuntores já instalados;
- Utilizar sistema de armazenamento, para que o excesso de geração possa ser direcionado para um meio de acumulação quando a tensão estiver acima do limite. Esta energia armazenada poderá ser utilizada em momento oportuno;
- Permitir que os conversores operem com fator de potência variável, a fim de controlar a tensão no ponto de conexão;
- Reduzir a geração FV quando a tensão estiver muito elevada; e
- Utilizar uma carga de desvio, que deve ser acionada no momento em que houver elevada geração FV e reduzida carga como, por exemplo, máquina de lavar ou secadora de roupas. Entretanto, pode ser difícil identificar cargas adequadas para este uso.

⁸ Fator de coincidência, ou fator de simultaneidade, é definido como a razão entre a demanda simultânea máxima de um conjunto de equipamentos ou instalações elétricas e a soma das demandas máximas individuais, ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado. Trata-se do inverso do fator de diversidade (ABNT, 1992).

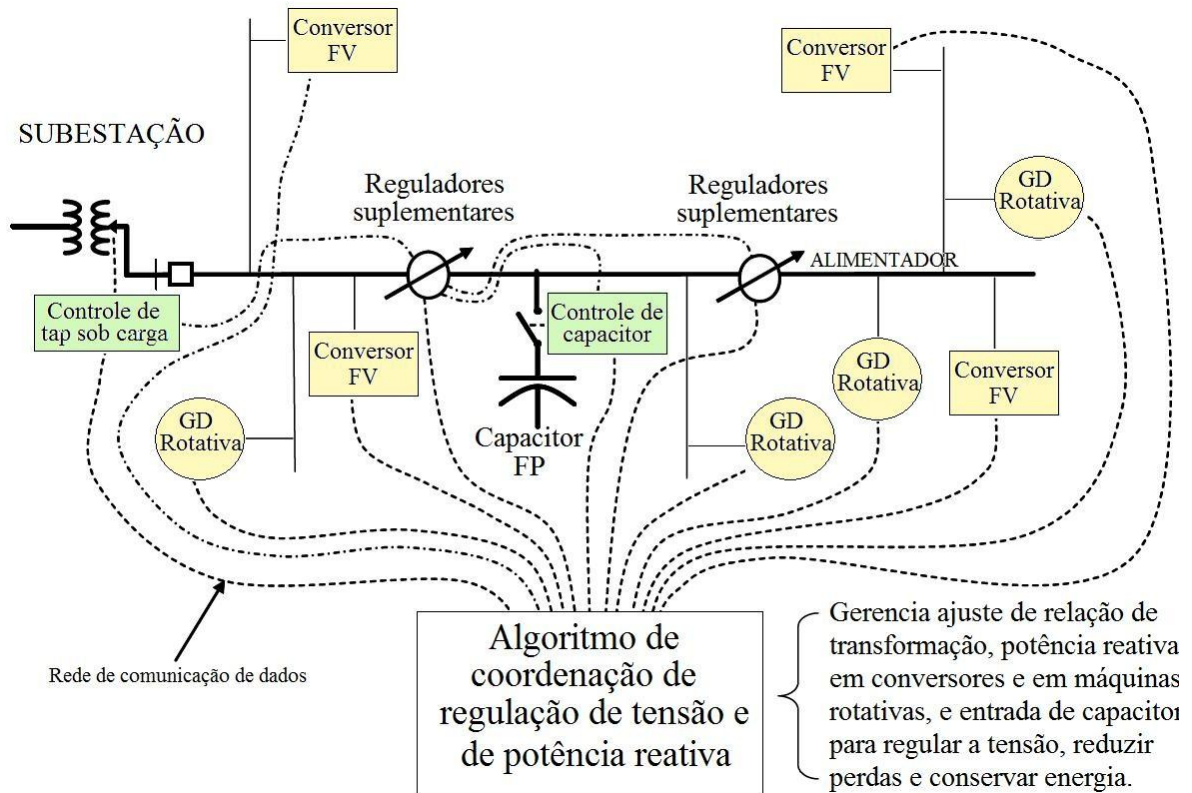
Vislumbrando uma rede de distribuição futura, soluções adicionais para evitar o aumento de tensão acima dos limites podem ser obtidas utilizando a eletrônica de potência (Whitaker et al., 2008):

- Transformadores dotados de eletrônica, tanto em subestações quanto em alimentadores, podem regular tensão, corrente de falta e melhorar a qualidade da energia;
- O controle centralizado da GD, utilizando um meio de comunicação, permite a operação centralizada e o controle da tensão; e
- Mudança da topologia das redes de distribuição, passando de radiais para configuração em malha, podem ser realizados via interconexão por dispositivos de eletrônica de potência, visando realizar um controle apurado do fluxo de potência.

O documento *Advanced Grid Planning and Operations* relata que os limites para elevada penetração de GD são oriundos das características das atuais redes de distribuição, incluindo sua operação, manutenção e escassez de ferramentas computacionais específicas para este fim. Podem-se citar como exemplos (McGranaghan et al., 2008):

- O controle da tensão é obtido com dispositivos, tais como reguladores de tensão e bancos de capacitores, que possuem controle local. Essa estratégia atende aos circuitos radiais atualmente em uso, mas não permite reconfiguração do circuito ou absorção do impacto que a GD causa na tensão; e
- Não há infraestrutura de comunicação que permita o gerenciamento dos dispositivos distribuídos, tais como GD e sistemas de armazenamento locais.

Um dos resultados deste estudo conclui que as redes do século XXI deverão operar com regulação de tensão e gerenciamento de reativos de forma interativa. Com elevada penetração de GDFV, reguladores de tensão, mudança da relação de transformação de transformadores e bancos de capacitores devem interagir entre si e com os vários dispositivos de geração distribuída (Figura 2.11). Uma grande parcela da geração FV poderá participar ativamente no controle da tensão por meio do ajuste de potência ativa e reativa (McGranaghan et al., 2008). Trata-se de uma aplicação para a *smart grid*.



Fonte: McGRANAGHAN, M.; ORTMEYER, T.; CRUDELE, D.; KEY, T.; SMITH, J.; BARKER, P. *Renewable Systems Interconnection Study: Advanced Grid Planning and Operations*. Sandia Report SAND2008-0944 P. Sandia National Laboratories, 2008. Disponível em: <www1.eere.energy.gov/solar/solar_america/rsi.html>. Acesso em: 25 jan 2009 (modificado).

Figura 2.11 – Esquema de regulação de tensão integrada para alimentadores com elevada penetração de GD.

Assim, de posse de um sistema de comunicação rápido e confiável, a operação e o despacho dos equipamentos de regulação de tensão e da GD podem ocorrer de forma centralizada, permitindo harmonia entre a GD e a rede de distribuição. O relatório conclui sobre a importância de pesquisas para identificar um meio de comunicação eficiente e de custo acessível para promover esta integração (McGranaghan et al., 2008).

O volume *Distribution System Voltage Performance Analysis for High-Penetration Photovoltaics* investiga o impacto de diferentes níveis de penetração FV no perfil de tensão do alimentador. Uma série de estudos de caso foi realizada, concluindo que (Liu e Bebic, 2008):

- O aumento de tensão nos circuitos secundários é significativo e deve ser incluído nas análises;
- O estabelecimento de um sistema de comunicação entre o medidor do consumidor e a concessionária pode auxiliar no controle de tensão para o pior caso;
- Para pequenas penetrações (5% da carga), os conversores não afetam significativamente o perfil de tensão;
- Para nível médio de penetração (10% da carga), o fornecimento de reativos pelo conversor pode reduzir a quantidade de banco de capacitores em 40%; e
- Para elevada penetração (30% a 50% da carga), os conversores podem substituir completamente os bancos de capacitores, ao fornecerem energia reativa à rede.

A potência produzida pela GDFV é proporcional à irradiância, independentemente do nível de tensão a qual está conectada. Assim, o sistema fotovoltaico é melhor modelado como uma carga de potência negativa constante, visto que disponibiliza toda a potência ativa produzida pelos painéis (Liu e Bebic, 2008).

As necessidades de pesquisas futuras identificadas pelo estudo incluem (Liu e Bebic, 2008):

- Desenvolver recomendações (melhores práticas) para que as técnicas de regulação de tensão atualmente utilizadas sejam conciliadas com a elevada penetração de GDFV, abrangendo várias topologias de rede; e
- Criar uma série de estudos de caso de referência, para que testes em programas computacionais possam ser simulados e comparados.

Por fim, *Utility Models, Analysis and Simulation Tools* versa sobre a necessidade dos programas de fluxo de carga considerarem a presença de níveis significantes de GDFV, a qual não é despachável. A complexidade envolvendo comportamento no tempo e localização da GD necessita de muitos estudos adicionais, pois um simples valor de geração e de carga não é suficiente para determinar o impacto da GD na rede de distribuição (Ortmeyer et al., 2008).

Para realizar um estudo mais apurado, deve-se possuir detalhado conhecimento das curvas de carga e de geração, além de utilizarem técnicas para prever seus comportamentos em

bases diárias (diferenciando dias úteis de finais de semana e feriados) e sazonais. Na maioria dos casos, planejadores de redes de distribuição deverão executar estudos simulando o comportamento de hora em hora, para um ano inteiro, a fim de avaliar o real impacto da GD (Ortmeyer et al., 2008).

Diversas adaptações necessárias ao fluxo de carga tradicional são elencadas neste relatório, incluindo a necessidade de modelagem precisa de GD, tal como carga negativa, por exemplo (Ortmeyer et al., 2008).

Com a revisão bibliográfica concluída, o capítulo a seguir apresenta os materiais e métodos utilizados para a determinação do limite de penetração da GDFV em redes radiais de distribuição.

3 – MATERIAIS E MÉTODOS

A quantidade de GDFV que pode ser instalada em uma rede radial de distribuição depende de diversos aspectos, não podendo ser um valor absoluto válido para qualquer configuração de rede. Visando levar em consideração as variáveis necessárias, neste capítulo é introduzido um método iterativo para determinação do limite de penetração da GDFV em redes radiais de distribuição. Um algoritmo é definido e testado em uma rede hipotética, visando identificar como as diversas variáveis afetam a potência máxima de sistemas fotovoltaicos que pode ser conectada à rede. A discussão dos resultados é apresentada no capítulo seguinte.

3.1 – DEFINIÇÃO DO FATOR DE PENETRAÇÃO (FPNT)

Conforme apresentado na revisão bibliográfica, ainda não existe consenso na literatura a respeito da definição do fator de penetração para geração distribuída. As sugestões existentes indicam que esse fator pode ser um percentual do valor nominal de determinado transformador ou alimentador, ou um percentual da demanda máxima de determinada subestação ou unidade consumidora, por exemplo.

Para o desenvolvimento do método para determinação do limite de penetração da GDFV em redes radiais de distribuição, é necessário definir um fator de penetração. Para este trabalho, o fator de penetração é definido como um percentual da potência total dos transformadores instalados na rede radial de distribuição (Equação 3.1).

$$FPNT = \frac{P_{GDFV}}{S_{TRANSFORMADORES}} * 100 [\%] \quad (3.1)$$

Onde: FPNT = fator de penetração [%].

P_{GDFV} = potência máxima de GDFV que pode ser instalada [kW ou pu].

$S_{TRANSFORMADORES}$ = potência total dos transformadores instalados na rede radial de distribuição [kW ou pu].

Entretanto, somente a definição do fator de penetração não é suficiente para definir, de forma inequívoca, a quantidade de GDFV que cada unidade consumidora pode instalar, visto que determinadas barras podem permitir maior quantidade de GDFV do que outras.

Assim, torna-se necessário definir o indicador Potência Individual de Geração Distribuída (PIGD), o qual é obtido dividindo-se a potência máxima de GDFV que pode ser instalada pela quantidade de unidades consumidoras que podem ter GDFV (UC) (Equação 3.2).

$$PIGD = \frac{P_{GDFV}}{UC} \text{ [kW]} \quad (3.2)$$

Onde: PIGD = Potência Individual de Geração Distribuída [kW].

P_{GDFV} = potência máxima de GDFV que pode ser instalada [kW].

UC = quantidade de unidades consumidoras que podem ter GDFV.

3.2 – CRITÉRIOS LIMITADORES DA PENETRAÇÃO

Conforme verificado no Capítulo 2, alguns aspectos da GDFV não causam impactos consideráveis na rede de distribuição, tais como a reduzida quantidade de distorção harmônica que é injetada na rede e a limitada contribuição para a corrente de curto-circuito. Assim, esses fatores não são levados em consideração pelo método para a determinação do limite de penetração da GDFV em redes radiais de distribuição.

Existem outros aspectos que dependem exclusivamente das características do conversor, abrangendo as técnicas para detecção do ilhamento não-intencional e a maior suportabilidade frente aos distúrbios do sistema elétrico. Assim, esses aspectos também não são considerados pelo método, por envolver a eletrônica de potência e não a fonte de energia propriamente dita.

Logo, o principal aspecto que influencia a quantidade de GDFV que pode ser inserida em uma rede de distribuição envolve a regulação de tensão, a qual é afetada diretamente pela quantidade de potência produzida pela GDFV. Isso permite identificar três critérios limitadores que devem ser simultaneamente satisfeitos, descritos a seguir.

3.2.1 – Critério nº 1: Aumento de tensão

Quando a potência produzida pela GD é superior à carga local, potência que é injetada na rede de distribuição. Tal situação provoca a circulação de corrente no alimentador em sentido reverso ao usualmente encontrado nos alimentadores das redes de distribuição, pois

passa a fluir da carga para a subestação. Como a tensão de referência na subestação é essencialmente constante devido à atuação de reguladores, a corrente no alimentador gera uma diferença de potencial que eleva a tensão na barra de carga. Tem-se então um aumento da tensão, aqui considerado como um fenômeno oposto à queda de tensão. A magnitude em que a tensão é elevada depende dos seguintes parâmetros:

- Impedância do alimentador utilizado na rede de distribuição;
- Localização da GD no alimentador da rede de distribuição, pois geração no final do ramal apresenta maior aumento de tensão;
- Possibilidade de o conversor utilizado pela GDFV modificar o fator de potência da energia produzida, visando realizar o controle da tensão por meio do consumo de energia reativa;
- Quantidade de potência injetada na rede;
- Coordenação com os dispositivos de regulação de tensão utilizados pela concessionária (bancos de capacitores e transformadores com possibilidade de mudança da relação de transformação sob carga); e
- Existência de sistema de armazenamento para absorver a potência que causa o aumento da tensão acima da faixa de valores considerada adequada.

A variação de tensão na barra onde a GD está instalada depende da quantidade de potências ativa e reativa injetadas. Essa variação pode ser ilustrada por uma rede formada por 2 barras unidas por uma linha (Figura 3.1). O ponto 1 é a barra de referência do sistema, com tensão constante e ângulo fixo, utilizado como referência fasorial. Esse ponto representa a subestação, a qual possui reguladores de tensão. Na barra 2 encontra-se a carga conectada juntamente com a GD. Para este circuito, a tensão na carga é obtida pela Equação 3.3.

$$\overline{V}_2 = \overline{V}_1 - \overline{\Delta V}_{12} \quad (3.3)$$

Onde: \overline{V}_1 = tensão na barra de referência do sistema.

\overline{V}_2 = tensão na barra de carga.

$\overline{\Delta V}_{12}$ = queda de tensão (ou aumento de tensão) no alimentador.

3.2.1.1 – Injeção de potência ativa pela GDFV

Na Figura 3.1 é apresentada a situação de alimentador puramente resistivo conectando carga dotada de GD ao barramento infinito. Somente potência ativa (**P**) é absorvida pela carga ou produzida pela GD na barra 2. Em ambos os casos, a variação de tensão no alimentador está em fase com a tensão da barra 2, fazendo com que, ao absorver potência ativa, ocorra uma queda de tensão em comparação à barra 1. Com GD operante e injetando potência ativa no alimentador resistivo, ocorre um aumento do módulo da tensão na barra 2.

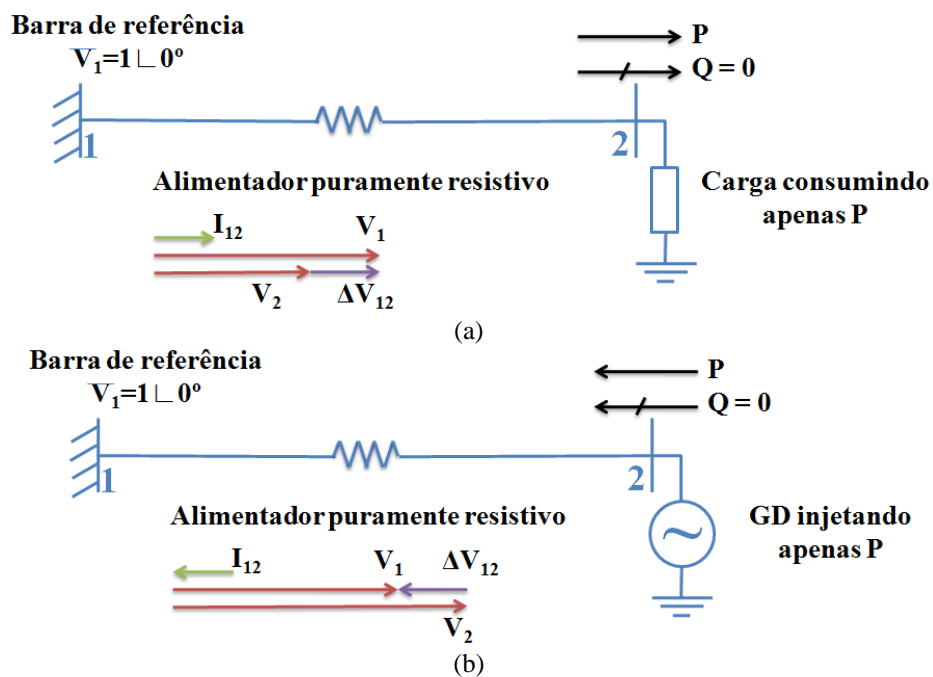


Figura 3.1 – Variação da tensão para alimentador puramente resistivo com (a) potência ativa absorvida; e (b) potência ativa injetada na rede.

A potência ativa injetada pela GD provoca um aumento da tensão na barra de carga devido à resistência do alimentador. Comportamento diferente ocorre caso o alimentador seja puramente indutivo (Figura 3.2). Nessa situação, tanto consumindo como injetando potência ativa, a tensão na barra 2 é inferior à de referência.

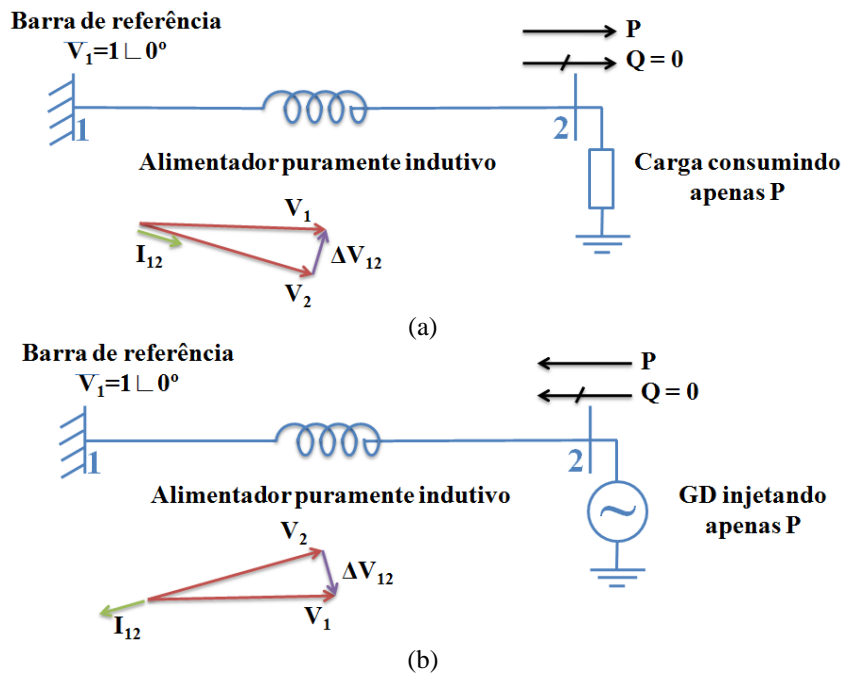


Figura 3.2 – Variação da tensão para alimentador puramente indutivo com (a) potência ativa absorvida; e (b) potência ativa injetada na rede.

3.2.1.2 – Injeção de potência reativa pela GDFV

A Figura 3.3 ilustra o comportamento da potência reativa (Q) indutiva sobre um alimentador puramente resistivo. Tanto absorvendo quanto gerando, a tensão na barra 2 é inferior à da barra 1, modificando apenas o ângulo de potência.

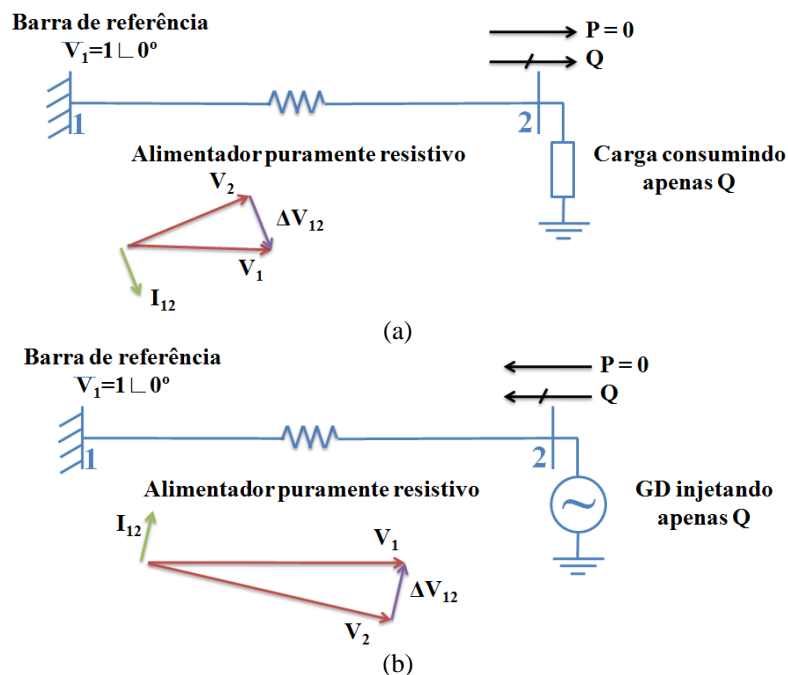


Figura 3.3 – Variação da tensão para alimentador puramente resistivo com (a) potência reativa indutiva absorvida; e (b) potência reativa indutiva injetada na rede.

Na Figura 3.4 é apresentado o diagrama fasorial de tensões quando potência reativa indutiva trafega sobre um alimentador puramente indutivo. Na situação de carga consumindo potência reativa, a tensão \bar{V}_2 é reduzida quando comparada com \bar{V}_1 , porém quando a GD é inserida, ocorre um aumento de tensão na barra 2.

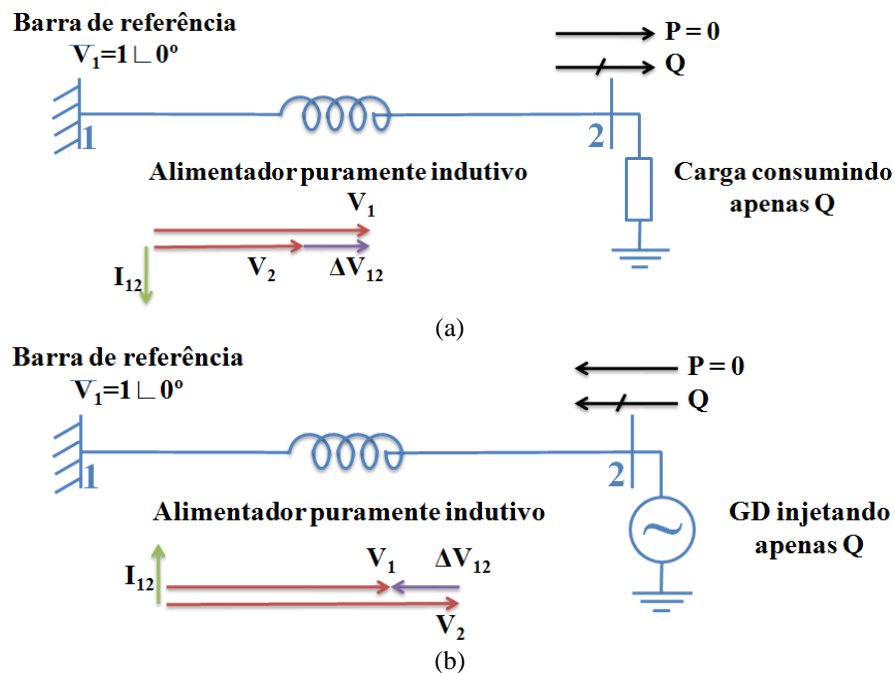


Figura 3.4 – Variação da tensão para alimentador puramente indutivo com (a) potência reativa indutiva absorvida; e (b) potência reativa indutiva injetada na rede.

Nota-se, então, que a potência ativa injetada aumenta a tensão na barra de carga quando há resistência no alimentador, porém tem efeito oposto quando indutância está presente. Logo, a relação X/R da linha afeta diretamente o comportamento do sistema.

3.2.2 – Critério nº 2: Colapso de tensão

O colapso de tensão é a diminuição súbita e de grande amplitude da tensão em um sistema elétrico ou em parte desse sistema (ABNT, 1992). Sua principal causa decorre da queda de tensão na impedância dos condutores. Em uma rede com carga pesada, a tensão é reduzida devido a esta queda, o que aumenta a intensidade da corrente consumida por uma carga de potência constante. Assim, surge uma retroalimentação positiva que tende à insustentabilidade do sistema, podendo vir a provocar o colapso de tensão na barra de carga (Bebic, 2008).

O colapso de tensão está associado ao aumento de tensão que ocorre na barra onde a geração distribuída está conectada. Para uma determinada potência fixa a ser injetada, caso a tensão nesta barra seja elevada, a corrente necessária para gerar a potência é, consequentemente, diminuída. Porém, caso a tensão na barra seja reduzida, uma maior corrente será requisitada, o que eleva as quedas de tensão e as perdas, podendo tornar o sistema elétrico instável.

3.2.3 – Critério nº 3: Capacidade térmica de transformadores e ampacidade de condutores

Deve-se analisar a capacidade térmica dos equipamentos para evitar que alimentadores e transformadores tenham seu valor nominal de corrente ultrapassado quando a GDFV injeta potência na rede. Como a GDFV possui elevado fator de coincidência, deve-se atentar para não sobrecarregar equipamentos dimensionados para um menor fator.

3.3 – MÉTODO PARA DETERMINAÇÃO DO LIMITE DE PENETRAÇÃO DA GDFV

A fim de contemplar todas as variáveis que afetam o limite de penetração da GDFV em redes radiais de distribuição, torna-se necessária a utilização de um programa de fluxo de carga, com possibilidade de modificação de parâmetros de forma iterativa.

3.3.1 – Algoritmo

O algoritmo para determinação do limite de penetração da GDFV em redes radiais de distribuição consiste, basicamente, em receber os dados da rede e executar diversos equacionamentos de fluxo de carga sobre eles. As tensões em todas as barras são calculadas e, caso estejam abaixo do limite máximo de tensão considerada adequada, pequenas parcelas de GDFV são inseridas nas barras. Nesse procedimento iterativo, aumenta-se a quantidade de GDFV até que a tensão em alguma das barras ultrapasse o valor máximo admitido. De posse dos resultados de cada etapa, verifica-se se algum componente encontra-se em sobrecarga, o que restringe a quantidade de GDFV possível de

ser instalada, indicando os locais da rede onde um reforço pode ser efetuado a fim de aumentar a penetração (Figura 3.5).

A geração fotovoltaica é modelada como uma carga de potência constante, porém com o sinal invertido. Essa modelagem simplificada não considera a injeção de harmônicos ou a contribuição para a corrente de curto-circuito, que podem ser desprezadas, e facilita os procedimentos matemáticos necessários. Assim, ao incrementar a quantidade de potência ativa produzida pelo sistema fotovoltaico (\mathbf{P}_{GDFV}), a alteração é realizada na potência que flui pela linha, mantendo-se inalterada a potência reativa consumida pela carga (Figura 3.6). Para o fluxo de carga, o resultado líquido de carga na barra, seja consumindo potência ativa ($\mathbf{P}_{\text{LINHA}} < 0$) ou injetando potência na rede ($\mathbf{P}_{\text{LINHA}} > 0$), é utilizado. Com o valor de $\mathbf{P}_{\text{LINHA}}$ na barra, obtido pelo método, e o já conhecido valor da carga ($\mathbf{P}_{\text{CARGA}}$), pode-se obter o valor da potência ativa da GDFV (\mathbf{P}_{GDFV}) (Equação 3.4).

$$\mathbf{P}_{\text{GDFV}} = \mathbf{P}_{\text{CARGA}} + \mathbf{P}_{\text{LINHA}} \quad (3.4)$$

3.3.2 – Verificação do critério de aumento de tensão

A cada iteração, é incrementada a potência ativa da GDFV (\mathbf{P}_{GDFV}). Para a nova situação, o fluxo de carga é executado e as tensões em todas as barras são analisadas. Caso alguma delas ultrapasse o limite superior de tensão adequada, o algoritmo interrompe o processo e informa o último valor de $\mathbf{P}_{\text{LINHA}}$ que atende ao critério de tensão, juntamente com as tensões de todas as barras e as correntes em todos os ramos.

3.3.3 – Verificação do critério de colapso de tensão

À medida que o algoritmo incrementa a quantidade de \mathbf{P}_{GDFV} nas barras de carga, a tensão tende a elevar-se devido ao sentido contrário da queda de tensão na linha, quando o fluxo de potência supre a carga local e direciona o excedente para a barra de referência. Porém, a quantidade de potência que pode ser injetada não é ilimitada, vista a questão de colapso de tensão. Com uma geração muito elevada, o aumento de tensão na barra torna-se extremamente acentuado, o que reduz a corrente resultante da injeção de potência, reduzindo assim o efeito do aumento de tensão no alimentador. Nesta situação, o sistema pode tornar-se instável e sem condições de operação.

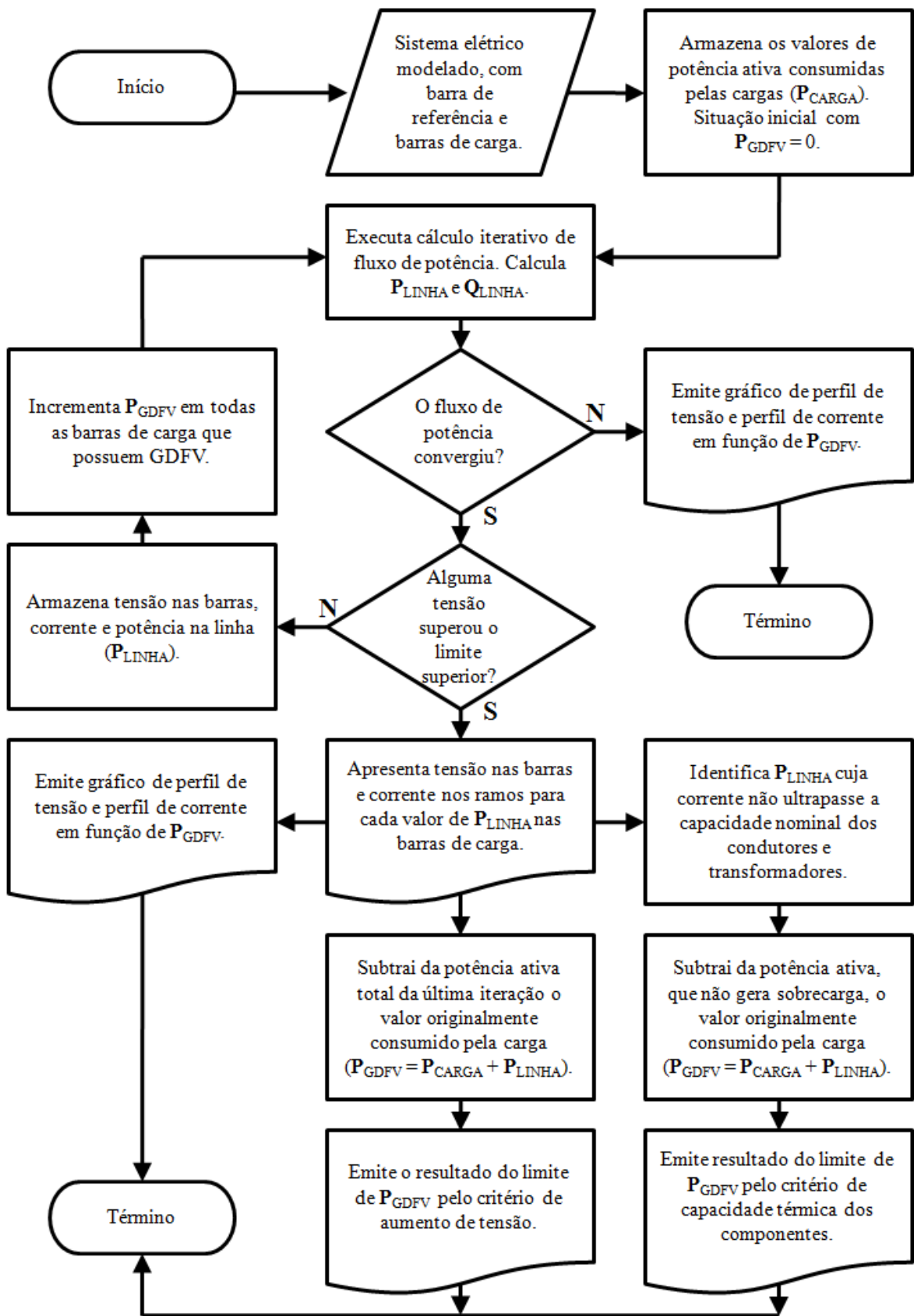


Figura 3.5 – Fluxograma do algoritmo para determinação do limite de penetração da GDFV em redes radiais de distribuição.

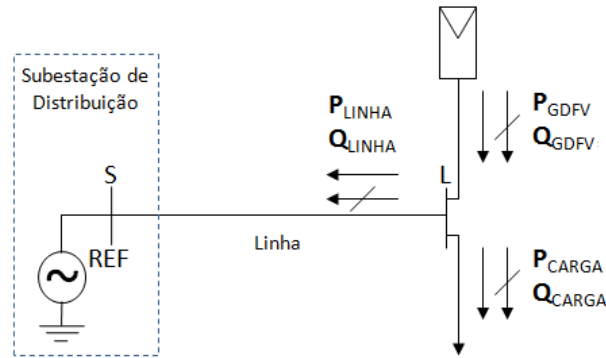


Figura 3.6 – Siglas e sinais positivos utilizadas pelo algoritmo.

O algoritmo criado para identificar esta limitação considera a convergência do fluxo de potência. Caso as iterações realizadas pelo método de Newton-Raphson não alcancem um resultado para o sistema de equações, o último valor válido é apresentado, finalizando o processo. Tal restrição torna o método mais conservativo.

3.3.4 – Verificação do critério de capacidade térmica

Ao atingir o limite de GDFV considerando apenas a restrição do aumento de tensão, pode acontecer de o sistema permitir que a potência injetada na linha ultrapasse a capacidade de condução de corrente de um alimentador ou de um transformador, mantendo ainda as tensões adequadas e a convergência do fluxo de carga. Assim, o algoritmo também verifica a corrente em cada ramo; caso esse valor supere o limite térmico do alimentador ou do transformador, a potência máxima de GDFV deve ser limitada.

O algoritmo informa caso a capacidade de condução de corrente de algum dos transformadores ou condutores seja ultrapassada, mas não interrompe o processo, com o objetivo de se visualizar o ganho na penetração que pode ser obtido caso algum componente específico seja reforçado.

3.3.5 – Variáveis que afetam a penetração

Diversas variáveis afetam o limite de penetração da GDFV em redes radiais de distribuição quando a GDFV supera a carga local e passa a injetar potência na rede de distribuição da concessionária (Quadro 3.1). Caso a GD esteja desligada, ou com geração igual ou inferior

à carga local, nenhum dessas variáveis afeta sua produção. Nota-se que o limite de penetração deve ser calculado de forma personalizada para cada rede de distribuição.

Quadro 3.1 – Variáveis que afetam o limite de GDFV em redes radiais de distribuição.

Item	Variável
A	Impedância do alimentador.
B	Valor de tensão ajustado na subestação (indicada como barra de referência da rede radial).
C	Potência consumida pela carga
D	Fator de potência da carga.
E	Distribuição da carga ao longo do alimentador.
F	Impedância das ramificações do alimentador.
G	Impedância dos transformadores de distribuição.
H	Impedância dos ramais de baixa tensão.
I	Localização, ao longo do alimentador, das unidades consumidoras com GDFV.
J	Curva de carga das unidades consumidoras.

O algoritmo utilizado pelo método para determinação do limite de penetração da GDFV foi introduzido, até o momento, de forma genérica. Como diversas variáveis podem afetar o resultado final, são apresentadas a seguir hipóteses e materiais utilizados para a aplicação do método em uma rede de distribuição hipotética.

3.4 – HIPÓTESES ADOTADAS

O procedimento que visa determinar o limite de penetração da GDFV em redes de distribuição, contemplando as variáveis apresentadas no Quadro 3.1, adota as seguintes hipóteses:

- a) O sistema elétrico é trifásico, simétrico e equilibrado. Dessa forma, procede-se à análise por fase utilizando o sistema por unidade (pu), considerando somente impedâncias de sequência positiva. O algoritmo também é válido para redes monofásicas;
- b) A topologia da rede de distribuição é radial sem recurso de manobra⁹, tanto para alimentadores de média quanto de baixa tensão, logo não é prevista reserva de capacidade nos circuitos para absorver carga de outro alimentador em caso de defeito;
- c) Todos os equipamentos operam, em regime permanente, sem sobrecarga;

⁹ O recurso de manobra caracteriza-se pela existência de interligações normalmente abertas entre alimentadores adjacentes de uma mesma subestação ou de subestações diferentes, com previsão de reserva de capacidade em cada circuito, de forma a absorver carga do outro circuito, na eventualidade de um defeito, o que limita o número de consumidores interrompidos por defeito e diminui o tempo de interrupção em relação ao sistema radial sem recurso (CEB, 2002).

- d) O alimentador de baixa tensão possui a mesma seção reta por todo seu comprimento, seja para atender unidades consumidoras próximas ao transformador de distribuição ou localizadas no final do circuito;
- e) Todas as unidades consumidoras conectadas em um mesmo ramal de baixa tensão estão igualmente espaçadas entre si, isto é, o trecho de condutor entre cada uma das cargas é fixo;
- f) Todas as unidades consumidoras alimentadas por um mesmo transformador de distribuição possuem curvas de carga iguais, ou seja, a potência demandada pelo transformador é igualmente distribuída entre as cargas, utilizando a demanda diversificada¹⁰. Por exemplo, um transformador de 75 kVA atende a 75 unidades consumidoras com demanda diversificada de 1,0 kVA cada;
- g) As unidades consumidoras residenciais são casas, com telhados disponíveis para instalação de painéis fotovoltaicos;
- h) A localização das unidades consumidoras atendidas pela rede de distribuição é planejada, possibilitando que transformadores alimentem somente cargas residenciais ou apenas unidades consumidoras com perfil de carga comercial;
- i) As cargas e a GDFV são modeladas como potência constante;
- j) A GDFV produz apenas potência ativa, isto é, opera com fator de potência unitário;
- k) Todas as unidades consumidoras residenciais atendidas pelo mesmo alimentador de tensão primária de distribuição encontram-se relativamente próximas entre si, de modo que a irradiância solar incidente sobre todos os painéis fotovoltaicos seja a mesma; e
- l) Todas as unidades consumidoras residenciais possuem o mesmo direito de instalar GDFV em seus telhados, independentemente da localização em que encontram-se conectadas ao alimentador de distribuição.

As hipóteses apresentadas, apesar de numerosas, pouco restringem a aplicação do método, visto serem válidas para situações comumente encontradas na prática, entre elas:

- Apesar de muitas unidades consumidoras serem atendidas por circuitos monofásicos ou bifásicos, a existência de muitas cargas permite ao planejador do sistema elétrico de potência distribuir as fases do alimentador de forma a obter, como resultado, um sistema trifásico praticamente balanceado;

¹⁰ Por demanda diversificada entende-se a demanda resultante da carga tomada em conjunto, de um grupo de consumidores.

- O alimentador de baixa tensão possui comprimento máximo típico de 250 metros, e usualmente é utilizada uma mesma seção reta por toda sua extensão. As unidades consumidoras residenciais são conectadas na entrada de seu terreno, que costumam ter larguras iguais;
- Bairros que possuem planejamento urbano normalmente possuem ruas exclusivamente residenciais, além de locais específicos para comércio, permitindo individualizar o transformador que atende esses tipos de cargas;
- Apesar de nuvens poderem reduzir a irradiância solar em parte dos telhados das unidades consumidoras residenciais, a condição de que toda a GDFV instalada poder gerar ao mesmo tempo é a mais crítica, obtendo resultados conservadores; e
- A maioria dos conversores CC/CA comercialmente disponíveis atua com fator de potência próximo da unidade.

Entretanto, o método proposto não se aplica às seguintes situações:

- Quando as unidades consumidoras residenciais estão localizadas em edifícios, onde o consumo de energia é elevado e a área do telhado disponível para instalação de sistemas fotovoltaicos é reduzida, não possibilitando a injeção de potência excedente na linha;
- Quando a carga residencial ou comercial não possa ser modelada como potência constante; e (ou)
- Quando o conversor CC/CA varia seu fator de potência para realizar o controle da tensão da barra na qual está conectado.

Algumas das hipóteses adotadas são simplificadoras, tais como transformadores exclusivamente residenciais ou comerciais, condutores de baixa tensão com a mesma seção reta por toda a sua extensão, distância igual entre as unidades consumidoras e mesmo perfil de carga para todas as unidades consumidoras que estão conectados ao mesmo transformador. O método proposto pode contemplar modificações dessas hipóteses, exigindo, entretanto, que uma modelagem mais detalhada da rede elétrica seja feita.

Caso os alimentadores possuam recurso de manobra, o método pode ser ajustado para também considerar esse aspecto, bastando informar o limite de ampacidade dos alimentadores em situação normal. Assim, em vez de o limite térmico ocorrer para 100%

do valor nominal, poderá ocorrer para 60% do valor, por exemplo, para que o alimentador possa transmitir energia para outras cargas quando um recurso for acionado. Entretanto simulações adicionais podem ser necessárias para identificar qual é a configuração da rede com recurso que apresenta o maior limitador da penetração da GDFV.

A modelagem da GDFV como potência constante é indicada na literatura (Liu e Bebic, 2008; Ortmeyer et al., 2008), visto não ser necessário levar em consideração a injeção de harmônicos na rede ou a contribuição para a corrente de curto-circuito, por apresentarem baixo impacto na rede de distribuição.

3.5 – MATERIAIS

Para a aplicação do algoritmo em uma rede de distribuição hipotética, são necessários dados típicos, incluindo impedância de condutores e transformadores, limite de tensão adequada e curvas de carga de unidades consumidoras. Um ambiente computacional com possibilidade de programação faz-se necessário, além de ferramenta para resolução do problema de fluxo de carga.

3.5.1 – Valores típicos de impedância de alimentadores, demanda diversificada e topologia da rede de distribuição secundária

A rede aérea urbana utilizada para aplicação do algoritmo consiste de uma rede de distribuição com tensão primária de alimentação de 13,8 kV e secundária de 380 V, e composta por sistema trifásico de alimentadores de alumínio.

Os critérios adotados para a definição do alimentador de tensão primária de distribuição são baseados na norma NTD 1.02 - Critérios para projeto de redes aéreas urbanas convencionais (redes aéreas nuas) - da Companhia Energética de Brasília (CEB, 2002). Essa norma apresenta os parâmetros elétricos para condutores de diversas seções retas (Quadro 3.2). A reatância indutiva depende da maneira como os cabos são instalados no poste; a distância equivalente entre fases selecionada é de 1.089 mm. A reatância indutiva para outros valores de distância entre fases é apresentada no anexo A.

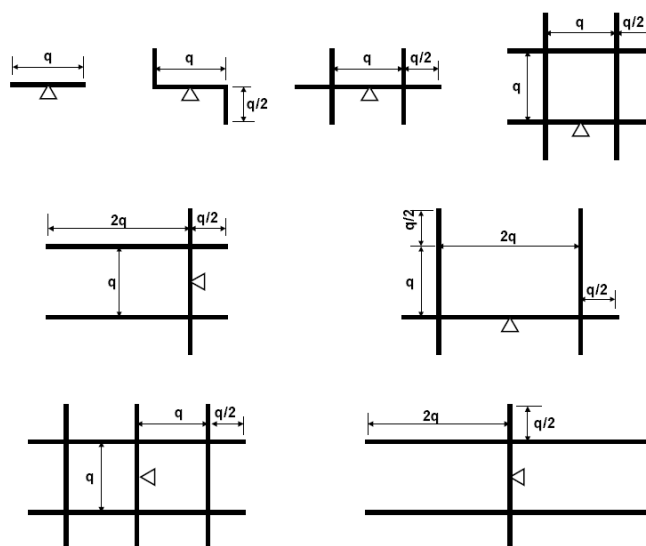
Para determinação da demanda, essa norma prevê valor mínimo de demanda diversificada de 1,0 kVA/lote para loteamento localizado em zonas de classe média, com lotes de área igual ou superior a 300 m², de média valorização, podendo ter serviços de infra-estrutura básica (CEB, 2002).

Quadro 3.2 – Características elétricas de condutores de alumínio.

Seção reta do condutor (AWG/MCM)	4	2	1/0	4/0	336,4
Resistência elétrica a 50 °C, 60 Hz (Ω/km)	1,521	0,956	0,601	0,300	0,190
Reatância indutiva a 60 Hz, para distância equivalente entre fases de 1.089 mm	0,470	0,453	0,435	0,409	0,387
Capacidade de condução de corrente com vento e sol (A)	114	152	203	314	419
Relação X/R	0,31	0,47	0,72	1,36	2,04

Fonte: CEB – Companhia Energética de Brasília. *NTD 1.02 - Norma técnica de distribuição – Critérios para Projeto de Redes Aéreas Urbanas Convencionais (Redes Aéreas Nuas)*. 2ª Edição, 2002. Disponível em: <www.ceb.com.br>. Acesso em: 1 fev 2009.

Dependendo da densidade de carga, existem várias configurações de redes secundárias aéreas que podem ser adotadas pela concessionária de distribuição (Figura 3.7). A norma informa que a adoção de um determinado circuito típico é função da densidade de carga inicial, da taxa de crescimento e da configuração da rua. Em nenhuma condição pode haver rede secundária com consumidor distante mais de 250 metros do transformador (CEB, 2002).

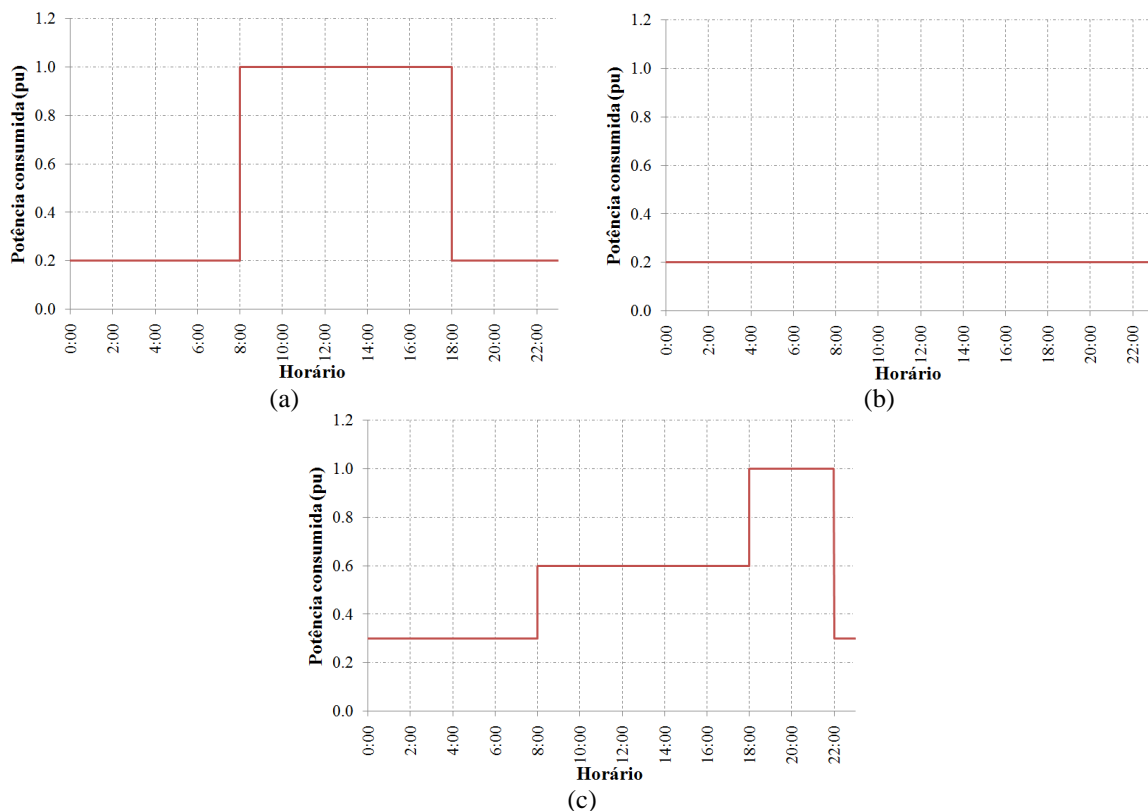


Fonte: CEB – Companhia Energética de Brasília. *NTD 1.02 - Norma técnica de distribuição – Critérios para Projeto de Redes Aéreas Urbanas Convencionais (Redes Aéreas Nuas)*. 2ª Edição, 2002. Disponível em: <www.ceb.com.br>. Acesso em: 1 fev 2009.

Figura 3.7 – Configurações básicas de rede secundária.

3.5.2 – Curvas de carga de unidades consumidoras residenciais e comerciais

Curvas de carga típicas de unidades consumidoras residenciais e comerciais podem ser representadas de forma simplificada, por patamares (Gráfico 3.1). O perfil de carga comercial possui demanda máxima entre 8h00 e 18h00 de segunda a sábado, enquanto que nos demais horários, incluídos domingos e feriados, o consumo é reduzido. As unidades residenciais possuem carga leve durante a madrugada, média durante o horário comercial e pesada à noite, tanto para dias úteis quanto aos domingos.



Fonte: FIGUEIREDO, F. M. *Curvas de carga dos transformadores conectados ao alimentador TG-01 da CEB [mensagem pessoal]*. Mensagem recebida por <rafael@shayani.net> em: 2 mar 2009 (modificado).

Gráfico 3.1 – Representação discreta de curvas de carga de unidades consumidoras: (a) comerciais em dias úteis e aos sábados; (b) comerciais aos domingos e feriados; e (c) residenciais.

3.5.3 – Valores típicos de parâmetros elétricos de transformadores de distribuição

A modelagem de transformadores de distribuição, considerando sua impedância série, utiliza valores típicos disponíveis na literatura (Quadro 3.3). Os valores de impedância dos transformadores são referentes à base de potência do próprio equipamento. Para serem

equacionados na resolução do problema de fluxo de carga, devem ter seus valores convertidos para a base de potência adotada para o sistema.

Quadro 3.3 – *Dados característicos de transformadores trifásicos em óleo para instalação interior ou exterior – classe 15 kV – 60 Hz.*

Potência (kVA)	Tensão (V)	Perdas (W)		Rendimento (%)	Regulação (%)	Impedância (%)
		A Vazio	Cobre			
30	220 a 440	200	570	96,85	3,29	3,5
45	220 a 440	260	750	97,09	3,19	3,5
75	220 a 440	390	1.200	97,32	3,15	3,5
112,5	220 a 440	520	1.650	97,51	3,09	3,5
150	220 a 440	640	2.050	97,68	3,02	3,5
225	380 ou 440	900	2.800	97,96	3,63	4,5

Fonte: MAMEDE FILHO, J. *Instalações Elétricas Industriais*. 7ª edição. Editora LTC, RJ, 2007.

3.5.4 – Limite para fornecimento de tensão adequada

A análise do aumento de tensão como um dos fatores que limita a geração fotovoltaica em redes de distribuição necessita que uma faixa de tensão considerada adequada seja definida, para que o impacto da GDFV possa ser mensurado.

Utilizando os critérios definidos nos Procedimentos de Distribuição, a faixa de tensão de atendimento considerada adequada apresenta como limite superior o valor de 1,05 pu, tanto para o caso de média quanto de baixa tensão (Quadro 3.4).

Quadro 3.4 – *Faixas de tensão de atendimento considerada adequada para redes de distribuição.*

Nível de tensão	Tensão de atendimento adequada
1 kV < V < 69 kV	0,93 pu ≤ V ≤ 1,05 pu
V = 380/220 V	201 ≤ V ≤ 231 (0,914 pu ≤ V ≤ 1,05 pu)

Fonte: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 395/2009. Aprova a Revisão 1 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, e dá outras providências, de 15 de Dezembro de 2009. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 30 dez 2009.

3.5.5 – Ambiente computacional com possibilidade de programação

O ambiente computacional deve ser capaz de permitir programação e resolver equações diferenciais típicas de fluxo de carga, além de registrar elevada quantidade de dados, tais

como tensões, correntes e potências em todas as barras e ramos da rede para cada etapa do algoritmo.

O programa *Matlab*®, da empresa *The MathWorks*TM, é utilizado neste estudo. O nome *Matlab*® corresponde à *MATrix LABoratory*, indicando ser especialmente elaborado para operação com matrizes, tal como o equacionamento do problema de fluxo de carga.

As versões mais antigas do *Matlab*® permitiam a utilização de matrizes com até 2^{31} elementos, o que corresponde à aproximadamente 2 bilhões de registros. Já as versões mais modernas, lançadas a partir de 2007, informam que este valor limite já se encontra superado, permitindo assim a resolução de sistemas elétricos com elevada quantidade de barras (The MathWorks, 2009).

3.5.6 – Ferramenta para resolução do problema de fluxo de carga

A resolução dos fluxos de carga é executada por uma rotina denominada *Matpower* – *A Matlab*® *Power System Simulation Package*, produzida e distribuída gratuitamente por Ray D. Zimmerman e Carlos E. Murillo-Sánchez, da Escola de Engenharia Elétrica da Universidade Cornell, nos Estados Unidos.

O programa apresenta, como configuração padrão, a resolução do fluxo de carga utilizando o método de Newton-Raphson, limitado ao máximo de 10 iterações. Mudanças nas configurações podem ser realizadas, possibilitando selecionar outros métodos ou maior quantidade de iterações. Nesse programa, as cargas são modeladas com potência constante (Zimmerman, Murillo-Sánchez, 2007).

3.6 – APLICAÇÃO DO MÉTODO CONSIDERANDO DIVERSAS VARIÁVEIS

Para que a eficácia do algoritmo apresentado possa ser verificada, além de permitir analisar o impacto das variáveis que afetam o limite de penetração da GDFV, diversas situações são mostradas a seguir.

3.6.1 – Região urbana hipotética atendida pelo alimentador radial de distribuição

O objetivo das simulações a seguir é determinar o limite de penetração fotovoltaica para um alimentador de distribuição hipotético, visando atender a uma região urbana (Figura 3.8). As situações começam com uma linha simples com duas barras, e aumentam de complexidade até abranger todas as unidades consumidoras da região urbana.

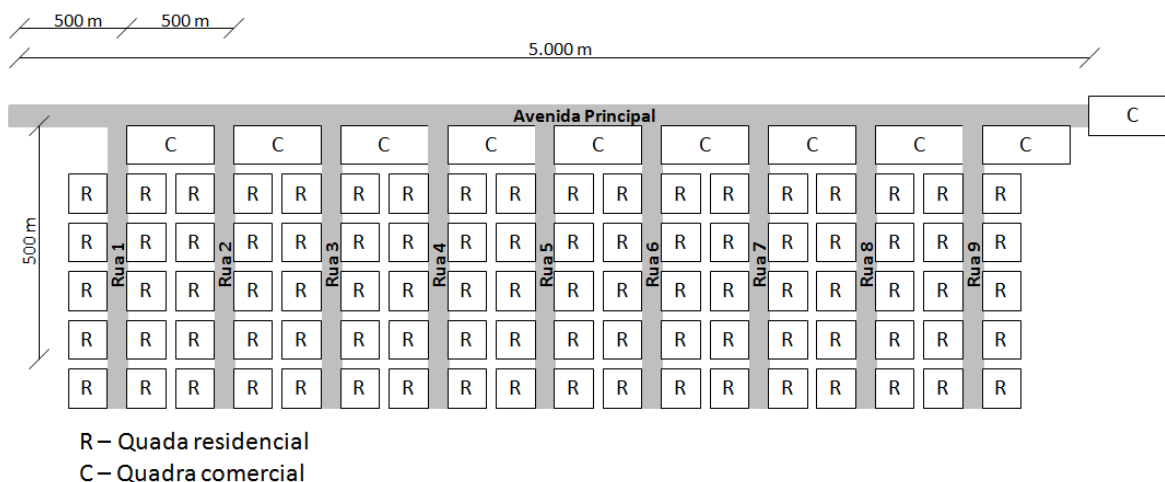


Figura 3.8 – Região urbana composta por unidades consumidoras comerciais e residenciais.

O bairro genérico considerado no exemplo de aplicação possui unidades consumidoras residenciais e comerciais. Cada quadra residencial possui $250 \text{ m} \times 100 \text{ m} = 25.000 \text{ m}^2$ de área, distribuída em 75 lotes de 333 m^2 cada. Considerando a demanda diversificada de 1 kVA/lote, um transformador de 150 kVA instalado nas ruas residenciais é capaz de alimentar duas quadras, uma de cada lado da rua. Cada rua, então, possui 5 transformadores de 150 kVA para atendimento às unidades consumidoras residenciais.

Na avenida principal situam-se unidades consumidoras comerciais, distribuídas em 10 quadras. É assumido que cada quadra comercial demanda 75 kVA de potência, com perfil de carga comercial. A potência total dos transformadores instalados é de 7,5 MVA. Esse é o valor utilizado como denominador para o cálculo do fator de penetração.

3.6.2 – Potencial fotovoltaico da região urbana em estudo

O potencial fotovoltaico da região em estudo pode ser estimado considerando as seguintes informações:

- Cada lote residencial possui 333 m² de área;
- Considera-se, de maneira conservadora, que pelo menos 2/3 do lote seja ocupado por estacionamento de veículos e jardins, logo a área construída com telhado é de 100 m² por lote;
- Supondo que metade do telhado encontra-se em inclinação desfavorável para captação da irradiância solar, podem-se instalar 50 m² de painéis fotovoltaicos em cada unidade consumidora residencial; e
- Considerando a irradiância nominal de 1.000 W/m² e eficiência das células solares de 10%¹¹, a área de 50 m² pode comportar a instalação de 5 kW de potência de pico da GDFV.

Com 75 unidades consumidoras em cada quadra e 90 quadras residenciais, a potência máxima de 33,75 MVA pode ser acomodada nos telhados residenciais, supondo que as quadras comerciais não tenham sistemas fotovoltaicos. Como a potência fotovoltaica possível de ser instalada é 4,5 vezes superior à capacidade de transformação instalada e à capacidade do alimentador, o limite máximo que pode ser acomodado na rede de distribuição necessita ser definido.

Esse cálculo da quantidade de GDFV capaz de ser instalada é conservativo, visto que os estacionamentos de veículos dentro dos lotes podem ter telhados fotovoltaicos. Nota-se que a área considerada para o cálculo, contemplando apenas parte dos telhados, não exige alocação de áreas dedicadas especificamente para geração fotovoltaica.

3.6.3 – Definição das bases do sistema em pu

Para as simulações envolvendo fluxo de carga, é conveniente utilizar o sistema por unidade (pu), visando simplificar os cálculos quando os transformadores de distribuição (de média para baixa tensão) são considerados.

¹¹ A eficiência das células fotovoltaicas depende do material com o qual ela é construída. Células de silício cristalino possuem eficiência entre 15% e 18%. A utilização de silício policristalino alcança eficiência de 14%. Filmes finos possui eficiência entre 7% (para silício amorfo) e 13% (para Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio - CIGS) (IEA-PVPS, 2009). A adoção de uma eficiência de 10% corresponde a um possível valor médio da tecnologia de filmes finos.

Para facilidade de análise, a potência de base de 7,5 MVA é selecionada; logo, o bairro estudado apresenta carga nominal de 1 pu. Essa mesma potência é a máxima suportável, em regime permanente, pelo condutor de seção reta 4/0 AWG; logo, correntes superiores a 1 pu indicam sobrecarga no alimentador. Como a capacidade de transformação também é equivalente a 1 pu, o denominador do fator de penetração torna-se unitário. A tensão primária de suprimento é 13,8 kV, escolhida como tensão de base (Quadro 3.5).

Quadro 3.5 – Bases do sistema em pu utilizadas nas simulações.

Base	Valor
Potência (S_{BASE})	$S_{BASE} = 7,5 \text{ MVA}$
Tensão (V_{BASE})	$V_{BASE} = 13,8 \text{ kV}$
Impedância (Z_{BASE})	$Z_{BASE} = \frac{V_{BASE}^2}{S_{BASE}} = \frac{13,8^2 * 10^6}{7,5 * 10^6} = 25,39 \Omega$
Corrente (I_{BASE})	$I_{BASE} = \frac{S_{BASE}}{\sqrt{3} * V_{BASE}} = \frac{7,5 * 10^6}{\sqrt{3} * 13,8 * 10^3} = 313,78 \text{ A}$

3.6.4 – Interpretação dos resultados emitidos pelo algoritmo – Situação inicial

A interpretação dos gráficos gerados como resultado da aplicação do algoritmo é detalhada por meio de um exemplo. Considera-se um alimentador de 13,8 kV, trifásico, simétrico e equilibrado, formado por condutores de alumínio de seção reta 4/0 AWG.

A subestação que alimenta este alimentador é modelada como a barra de referência do sistema, com tensão constante, visto que normalmente existem reguladores que permitem a mudança da relação de transformação sob carga dos transformadores, para que a tensão seja sempre mantida em determinado ajuste. O valor de 1 pu é adotado nesta barra.

Inicialmente é considerada situação de carga nominal. Como a linha considerada suporta 314 A em regime permanente (Quadro 3.2), a potência nominal corresponde a 7,5 MVA, que é equivalente a 1 pu. Esta carga nominal é modelada com potência constante e com fator de potência 0,92 indutivo¹², resultando em $P_{CARGA} = 0,9200 \text{ pu}$ e $Q_{CARGA} = 0,3920 \text{ pu}$.

¹² O fator de potência foi adotado como 0,92 por ser um valor de referência para o sistema elétrico brasileiro.

O comprimento da linha é de 5.000 metros, pois corresponde ao condutor que percorrerá a Avenida Comercial do bairro genérico em estudo. Não são utilizados bancos de capacitores ou outros dispositivos de controle de tensão ao longo do circuito.

Neste caso, toda a carga está concentrada no final do alimentador, e suprida diretamente pela média tensão, sem a utilização de transformadores abaixadores (Figura 3.9). Com a tensão na barra de referência do sistema fixa em $V_S = 1,0$ pu, a tensão na barra de carga, considerando carga nominal e geração fotovoltaica nula, é $V_1 = 0,9033$ pu.

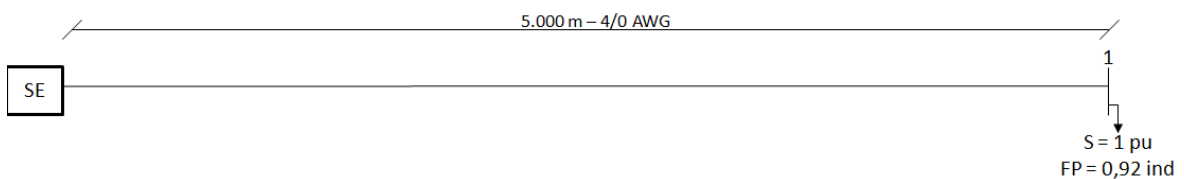


Figura 3.9 – Rede radial de distribuição com carga nominal acumulada no final do alimentador de média tensão, sem GDFV.

A aplicação do algoritmo de determinação da penetração fotovoltaica máxima sobre o alimentador descrito produz, como resultado, os gráficos de 3.2 a 3.4. O método considera um incremento da GDFV de 0,1% do valor da carga a cada iteração.

Pela análise do Gráfico 3.2, o qual apresenta a variação de tensão na barra de carga em função da potência ativa da linha, percebe-se o aumento de tensão à medida que volumes maiores de potência ativa são produzidas. Alguns pontos de destaque são analisados:

- Sem GDFV, a potência na linha é exclusivamente utilizada para atender à carga, resultando em $P_{LINHA} = -0,9200$ pu (extremo esquerdo do Gráfico). A tensão nessa situação é $V_1 = 0,9033$;
- Quando a GDFV supre toda a potência ativa da carga, o valor líquido de potência na linha é nulo ($P_{LINHA} = 0$), e a tensão eleva-se para $V_1 = 0,9671$ pu. Nessa situação a tensão ainda é menor que a da barra de referência ($V_S = 1,0$ pu), pois a carga continua consumindo potência reativa, a qual solicita corrente da subestação. Essa situação é equivalente a uma carga com fator de potência nulo;
- Quando a geração distribuída corresponde ao dobro da potência ativa consumida pela carga, a potência na linha corresponde a $P_{LINHA} = +0,9200$ pu, e a tensão alcança o valor $V_1 = 1,0178$ pu. Nota-se que o valor de tensão é diferente da situação sem GDFV, apesar de ambos possuírem a mesma potência aparente fluindo na

linha, pois os fluxos de potência ativa e reativa estão em sentidos opostos, fazendo com que o aumento de tensão gerado pela componente ativa da corrente em direção à subestação seja parcialmente compensado pela queda de tensão da componente reativa, a qual flui em direção à carga; e

- O valor $\mathbf{P}_{\text{LINHA}} = +1,6128$ pu ainda mantém a tensão na carga dentro do limite adequado, atingido o valor $\mathbf{V}_1 = 1,0500$ pu. A GDFV corresponde à soma da potência na linha com a potência consumida pela carga, resultando em $\mathbf{P}_{\text{GDFV}} = 2,5328$ pu.

O Gráfico 3.3 apresenta o comportamento da corrente em função da potência na linha. Os pontos de destaque são:

- Para situação com GDFV nula, a corrente encontra-se ligeiramente acima da capacidade nominal do condutor. Isso se deve ao fato da carga ser modelada como potência constante e equivalente a 1 pu. Como a tensão nessa situação é 0,9033 pu, a corrente é aproximadamente 10% superior à nominal para produzir a potência especificada;
- A corrente é reduzida à medida em que a GDFV passa a suprir localmente a potência ativa da carga, atingindo seu valor mínimo para $\mathbf{P}_{\text{LINHA}} = 0$, onde a corrente corresponde apenas à parcela reativa da carga;
- Considerando o limite de tensão identificado no Gráfico 3.2, quando a tensão na barra de carga é $\mathbf{V}_1 = 1,0500$ pu, a corrente injetada na rede vale $\mathbf{I}_{\text{LINHA}} = 1,5807$ pu para $\mathbf{P}_{\text{LINHA}} = +1,6128$ pu), indicando sobrecarga no alimentador superior a 50%, a qual não é adequada para funcionamento em regime permanente; e
- A potência que mantém a corrente do alimentador dentro de sua capacidade nominal é $\mathbf{P}_{\text{LINHA}} = +0,9402$, o que corresponde a $\mathbf{P}_{\text{GDFV}} = 1,8602$.

O Gráfico 3.4 analisa a possibilidade de colapso de tensão para cargas modeladas como potência constante. A tensão na barra 1 aumenta até o limite de 1,2 pu, quando começa a declinar. Entretanto, como a corrente que circula no alimentador para $\mathbf{P}_{\text{LINHA}} = + 8,6$ pu é extremamente elevada, esse valor não apresenta resultado prático. O colapso de tensão ocorre para $\mathbf{P}_{\text{LINHA}} = +11,41$ pu. O limitador para o colapso adotado neste trabalho, considerando uma margem de segurança, ocorre quando a derivada da tensão se torna nula, nesse caso em $\mathbf{P}_{\text{LINHA}} = + 8,6$.

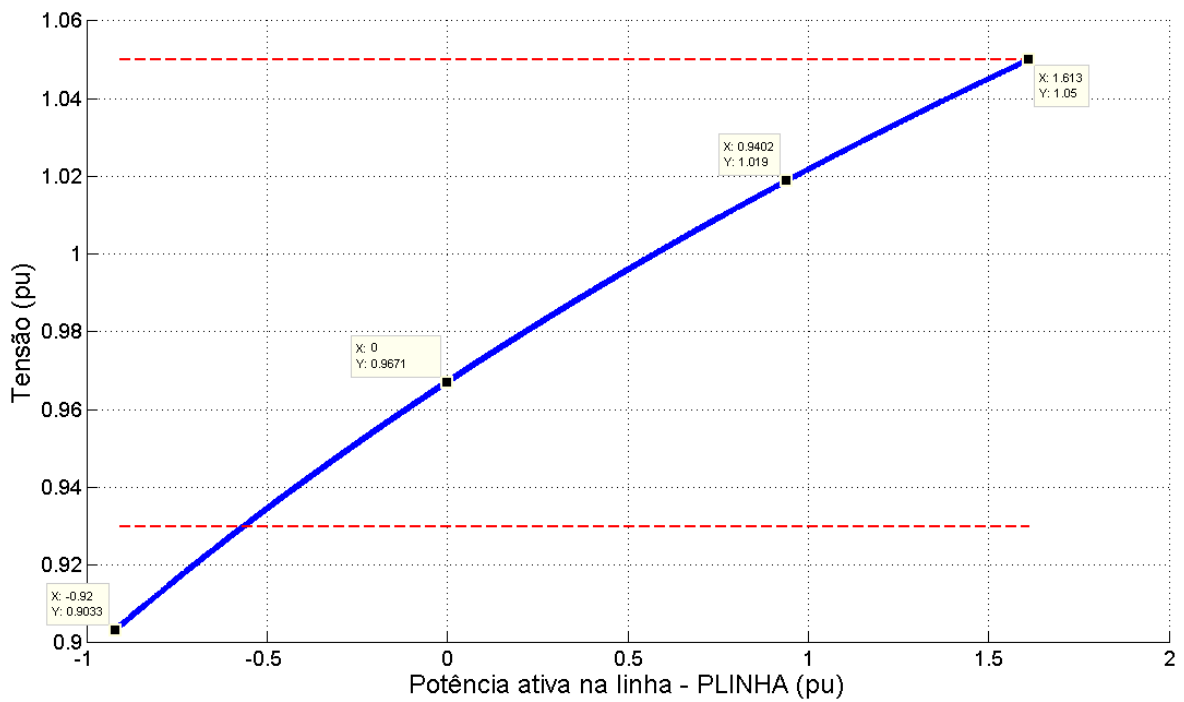


Gráfico 3.2 – Variação da tensão na barra de carga à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação inicial).

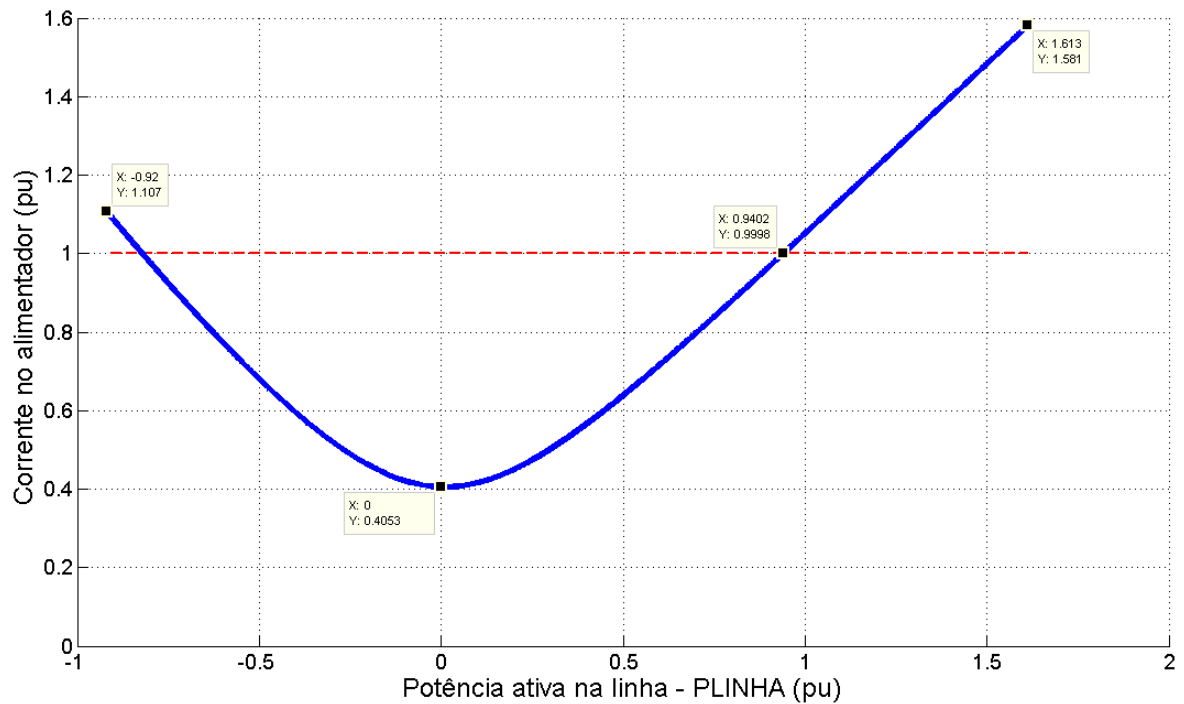


Gráfico 3.3 – Variação da corrente no alimentador à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação inicial).

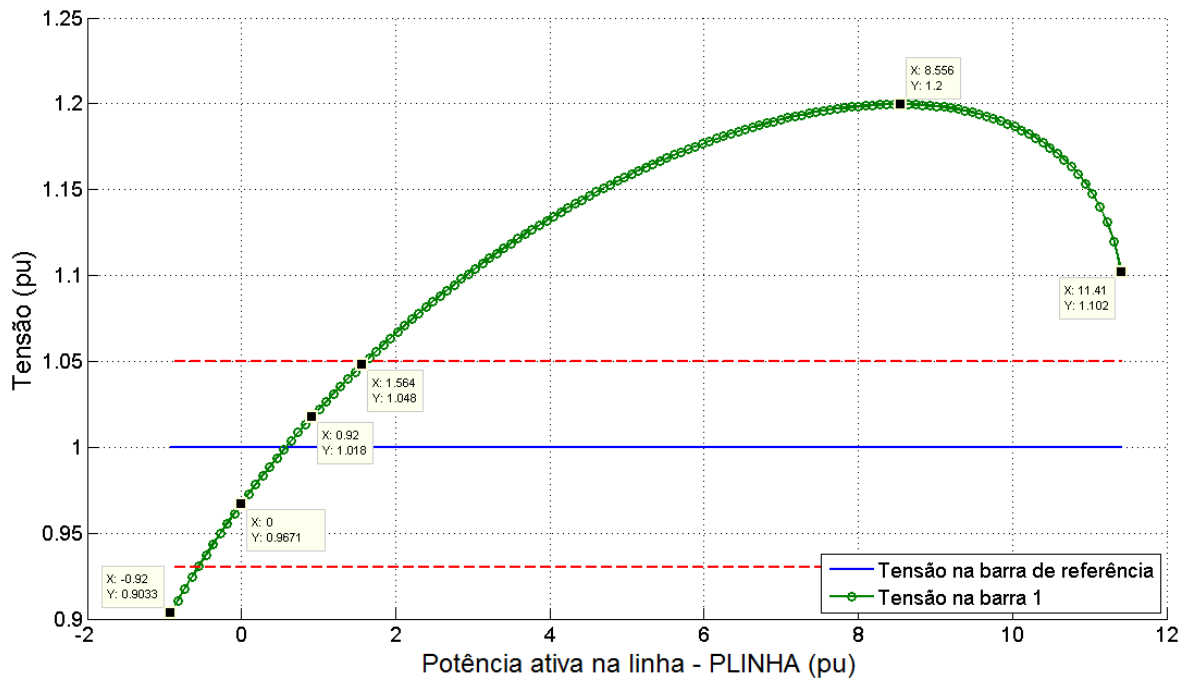


Gráfico 3.4 – Variação da tensão na barra de carga para valores elevados de GDFV (situação inicial).

A Tabela 3.1 apresenta o resumo dos valores coletados nos gráficos. Conclui-se que a potência $P_{GDFV} = 1,8602$ pu pode ser instalada nessa linha sem infringir os limites de tensão adequada ou de capacidade de condução de corrente do alimentador. Isso resulta em um fator de penetração $FPNT = 186\%$.

Tabela 3.1 – Resumo dos valores de tensão, corrente e potência da GDFV para determinação do limite de penetração (situação inicial).

	Potência ativa consumida pela carga - P_{CARGA} (pu)	Potência ativa na linha - P_{LINHA} (pu)	Potência da GDFV - P_{GDFV} (pu)	Tensão na barra de carga (pu)	Corrente no alimentador 4/0 AWG (pu)	Tensão com valor adequado?	Corrente com valor adequado?
Valores adequados				$\leq 1,05$	$\leq 1,00$		
Condição normal de operação	0,9200	-0,9200	0,0000	0,9033	1,1071		
Critério de aumento de tensão	0,9200	1,6128	2,5328	1,0500	1,5807	S	N
Critério térmico	0,9200	0,9402	1,8602	1,0188	1,0000	S	S
Critério de colapso de tensão	0,9200	8,5560	9,4760	1,1997	7,1340	N	N

As situações a seguir, relacionadas às variáveis mencionadas no Quadro 3.1, analisam o efeito da alteração de parâmetros na rede, aumentando a complexidade a cada etapa.

3.6.5 – Situação A: Efeito da alteração da seção reta do condutor

O aumento de tensão é afetado pela impedância do condutor, enquanto o limite térmico depende de sua ampacidade. A utilização de uma linha de diferente seção reta modifica esses dois parâmetros, afetando o limite de GDFV possível de ser instalado.

Os Gráficos de 3.5 a 3.7 apresentam o resultado da aplicação do algoritmo para caso semelhante à situação anterior (condutor de 5 km de comprimento e carga de 7,5 MVA), porém utilizando cabo com seção reta de 336,4 MCM em vez de 4/0 AWG. Conforme apresentado no Quadro 3.2, esse condutor apresenta menor impedância e maior capacidade de condução de corrente.

Em comparação com a situação inicial, o limite de potência na linha pelo critério de aumento de tensão passa de $P_{\text{LINHA}} = +1,6128$ pu (situação inicial) para $P_{\text{LINHA}} = +2,9330$ pu, devido à menor impedância do condutor (Gráfico 3.5).

Pelo critério de capacidade térmica, a potência líquida que evita sobrecarga no alimentador é $P_{\text{LINHA}} = +1,2917$ pu, contra $P_{\text{LINHA}} = +0,9402$ da situação inicial, a qual considerou condutor de menor capacidade de condução (Gráfico 3.6). O colapso de tensão ocorre apenas para $P_{\text{LINHA}} = +5,9800$.

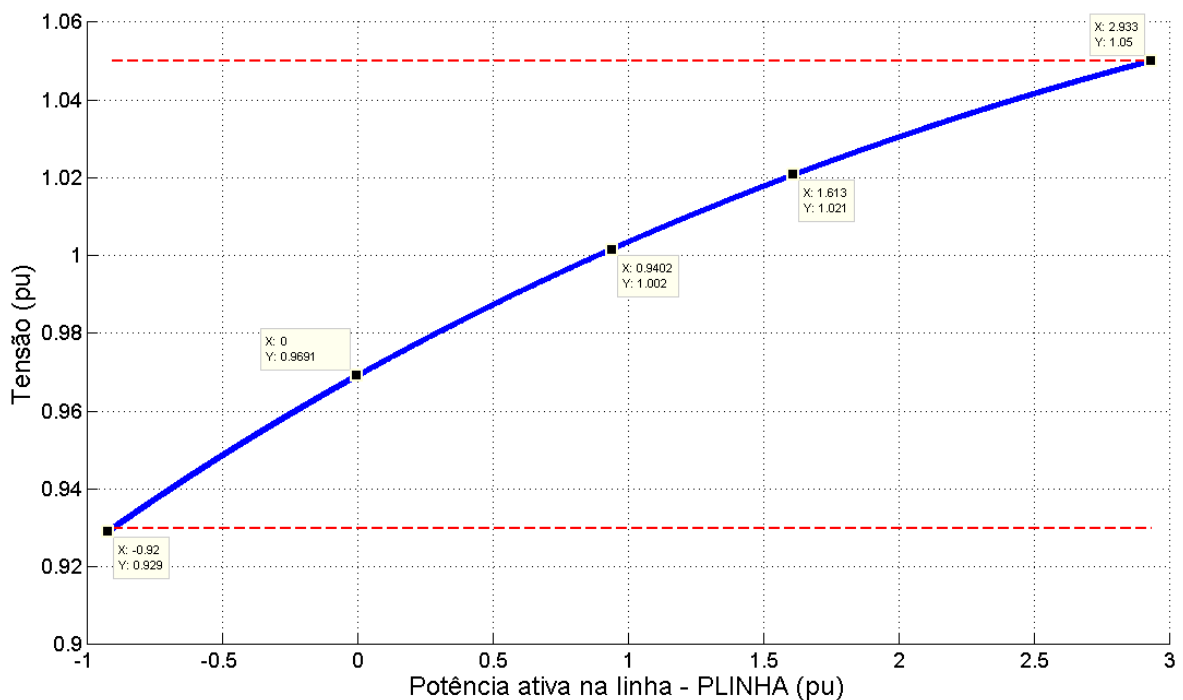


Gráfico 3.5 – Variação da tensão na barra de carga à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação A – alimentador 336,4 MCM).

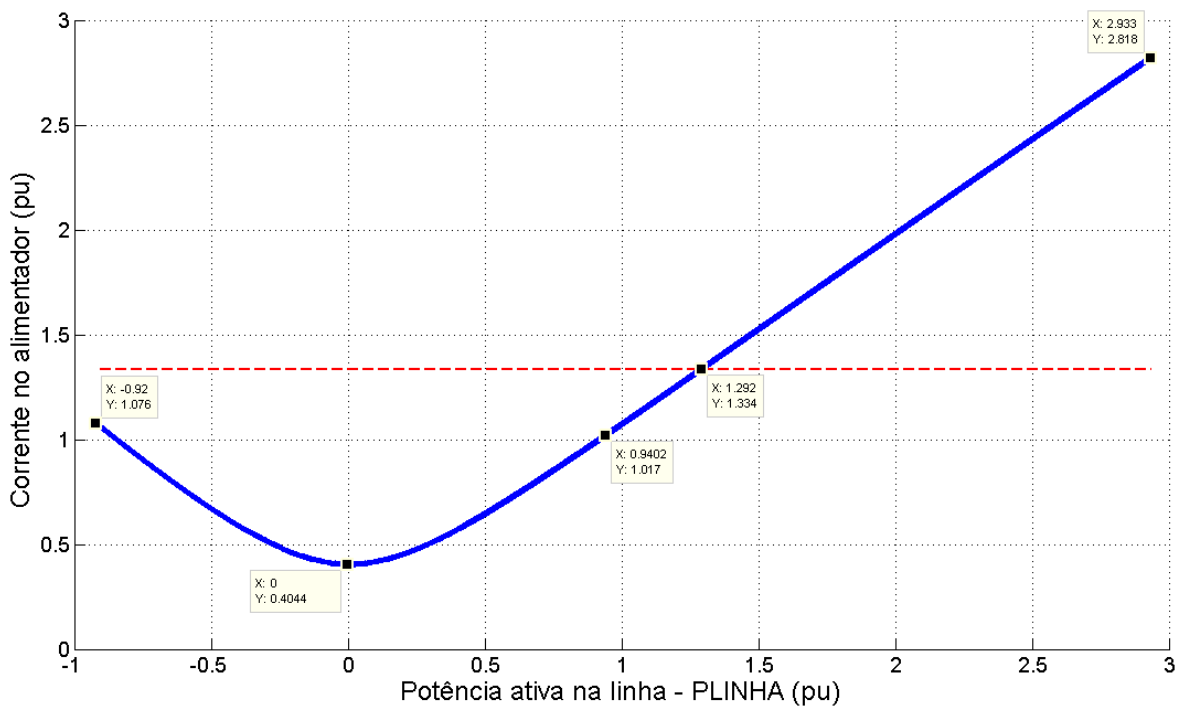


Gráfico 3.6 – Variação da corrente no alimentador à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação A – alimentador 336,4 MCM).

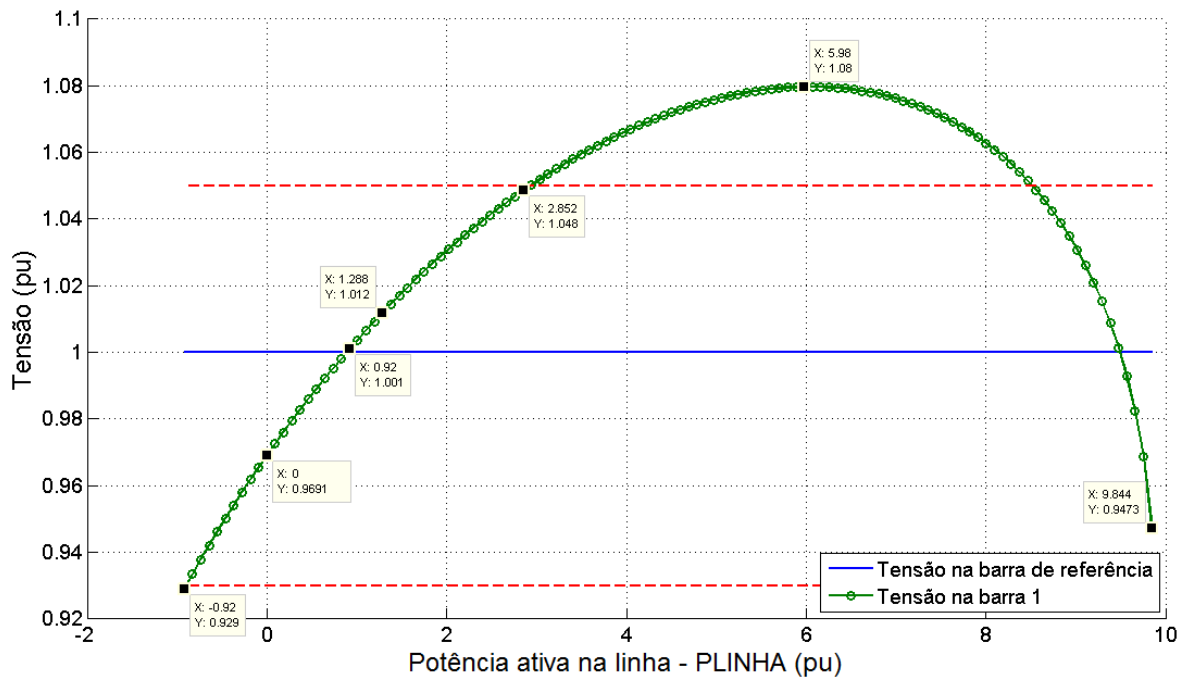


Gráfico 3.7 – Variação da tensão na barra de carga para valores elevados de GDFV (situação A – alimentador 336,4 MCM).

A Tabela 3.2 apresenta o resumo dos valores coletados nos gráficos. Conclui-se que a potência $P_{GDFV} = 2,2117$ pu pode ser instalada nesse alimentador, utilizando GDFV, sem infringir os limites de tensão adequada ou de capacidade térmica do alimentador. Devido

ao fato de o alimentador 336,4 MCM permitir condução de corrente 33% superior ao condutor 4/0 AWG, utilizado na situação inicial, a quantidade de potência ativa linha, restrita pelo critério de capacidade térmica dos equipamentos, aumentou em 37%¹³. A potência da GDFV, considerando o atendimento à carga, aumentou em 19%. Tal situação apresenta fator de penetração FPNT = 221 %.

Tabela 3.2 – *Resumo dos valores de tensão, corrente e potência da GDFV para determinação do limite de penetração (situação A).*

	Potência ativa consumida pela carga - P_{CARGA} (pu)	Potência ativa na linha - P_{LINHA} (pu)	Potência da GDFV - P_{GDFV} (pu)	Tensão na barra de carga (pu)	Corrente no alimentador 336,4 MCM (pu)	Tensão com valor adequado?	Corrente com valor adequado?
Valores adequados				$\leq 1,05$	$\leq 1,3344$		
Condição normal de operação	-0,9200	-0,9200	0,0000	0,9290	1,0764		
Critério de aumento de tensão	-0,9200	2,9330	3,8530	1,0500	2,8181	S	N
Critério de capacidade térmica	-0,9200	1,2917	2,2117	1,0120	1,3344	S	S
Critério de colapso de tensão	-0,9200	5,9800	6,9000	1,0797	5,5478	N	N

3.6.6 – Situação B: Efeito da alteração do valor da tensão na barra de referência

Na condição inicial, em que o alimentador 4/0 AWG é utilizado e a tensão de referência da subestação é ajustada em $V_S = 1,0000$ pu, a tensão na barra de carga, sem GDFV, é $V_1 = 0,9033$ pu. Como essa tensão encontra-se abaixo do limite considerado como adequado (0,9300 pu – Quadro 3.4), uma alternativa que pode ser adotada em redes de distribuição é elevar a tensão na subestação para que, mesmo com a queda de tensão no condutor, a tensão na carga ainda permaneça dentro dos limites.

Os Gráficos 3.8 e 3.9 apresentam o resultado da aplicação do método para a situação em que a tensão de referência é 1,05 pu. Sem GDFV, a tensão na carga é $V_1 = 0,9591$ pu¹⁴,

¹³ O aumento da potência ativa na linha não foi exatamente de 33% devido à modelagem da carga com potência constante. Com o alimentador de maior seção reta, a queda de tensão é menor e a tensão na carga é mais alta que na situação inicial. Assim, a corrente de carga é ligeiramente reduzida, permitindo assim fluir mais corrente antes de atingir o limite da capacidade do condutor.

¹⁴ Apesar de a tensão na barra de referência ter aumentado em 0,05 pu (de 1,00 para 1,05 pu), o aumento da tensão na barra de carga foi ligeiramente superior, passando de 0,9033 para 0,9591 pu (aumento de 0,0558 pu). Essa situação decorre da modelagem da carga como potência constante que, com tensão mais elevada, solicita menor corrente no alimentador, consequentemente provocando menor queda de tensão.

dentro do limite considerado adequado. Porém, com a tensão mais elevada, a faixa de valores disponíveis para que a tensão na carga possa excursionar até o limite máximo com a inserção de GDFV torna-se mais reduzido.

Nota-se que o limite de aumento de tensão é atingido antes do limite de capacidade térmica do alimentador, o que não ocorreu na situação inicial. Com a potência ativa $P_{LINHA} = +0,5704$ pu, a tensão na carga já alcança o limite de 1,05 pu. Essa condição corresponde à $P_{GDFV} = 1,4904$, menor que a situação inicial, onde o valor de $P_{GDFV} = 1,8602$ foi alcançado pelo critério térmico. O fator de penetração nessa situação é $FPNT = 149\%$. Percebe-se, então, que a elevação da tensão de referência pode reduzir o limite de penetração da GDFV.

Uma análise de sensibilidade do limite de penetração em função da tensão de referência da subestação pode ser realizada. Ao variar a tensão de referência de $V_S = 1,0000$ até $V_S = 1,0500$, obtêm-se diferentes valores de P_{GDFV} ao considerar exclusivamente o critério de aumento de tensão (Tabela 3.3). Nessa condição, a linha apresenta sobrecarga para tensões de referência inferiores a 1,03 pu, destacadas com a cor cinza na tabela.

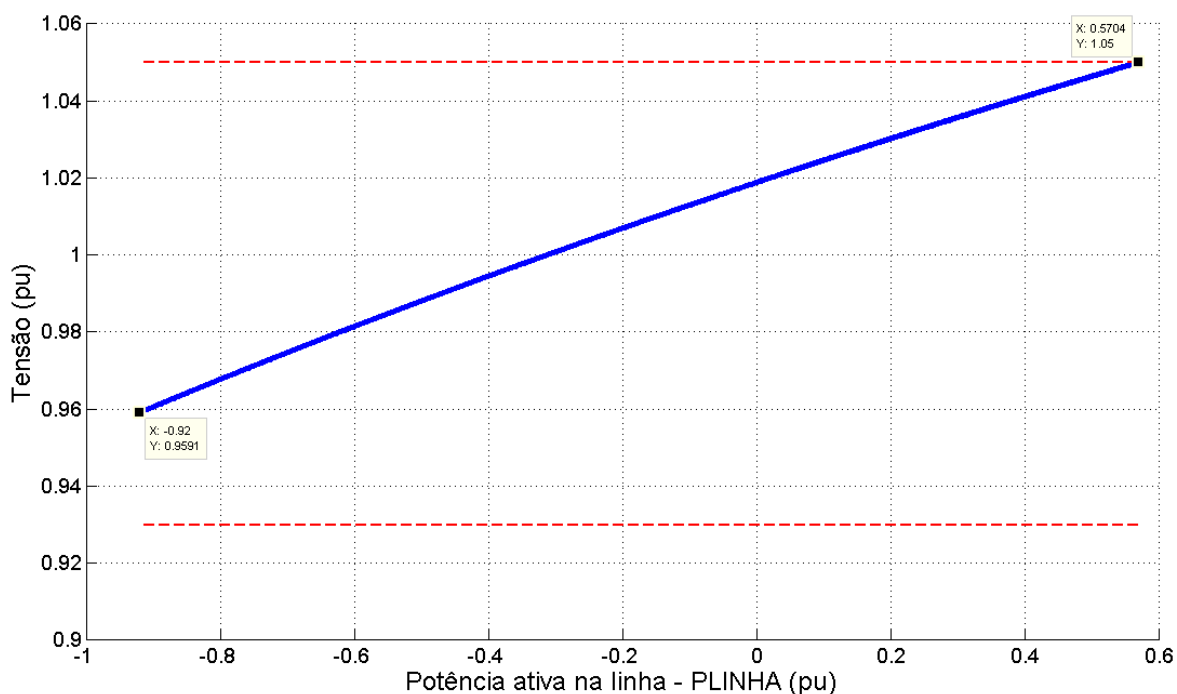


Gráfico 3.8 – Variação da tensão na barra de carga à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação B – tensão de referência em 1,05 pu).

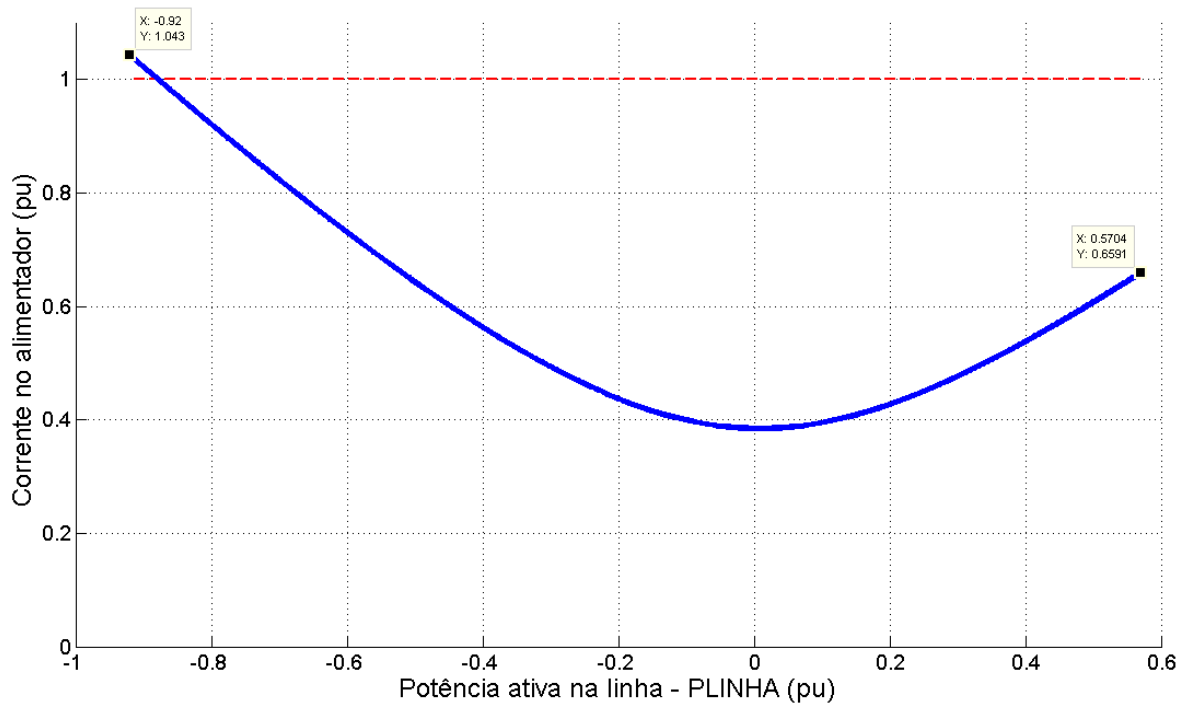


Gráfico 3.9 – Variação da corrente no alimentador à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação B – tensão de referência em 1,05 pu).

Tabela 3.3 – Limite de penetração para variação da tensão de referência da subestação considerando apenas o critério de aumento de tensão. Valores em pu.

Tensão de referência da subestação	Tensão na carga sem GDFV	Tensão na carga com GDFV	Corrente na linha	P_{LINHA}	P_{CARGA}	P_{GDFV}
1,0500	0,9591	1,0500	0,6591	0,5704	0,9200	1,4904
1,0400	0,9480	1,0500	0,8206	0,7673	0,9200	1,6873
1,0300	0,9369	1,0500	0,9961	0,9697	0,9200	1,8897
1,0200	0,9257	1,0500	1,1820	1,1776	0,9200	2,0976
1,0100	0,9145	1,0500	1,3764	1,3910	0,9200	2,3110
1,0000	0,9033	1,0500	1,5807	1,6128	0,9200	2,5328

Ao considerar os critérios de aumento de tensão e de capacidade térmica, são obtidos os valores da tabela 3.4. Quando a restrição é ditada pela capacidade térmica, os valores de P_{GDFV} apresentam-se próximos ao limite alcançado na situação inicial ($P_{GDFV} = 1,8602$ pu).

Tabela 3.4 – Limite de penetração para variação da tensão de referência da subestação considerando os critérios de aumento de tensão e de capacidade térmica. Valores em pu.

Tensão de referência da subestação	Tensão na carga sem GDFV	Tensão na carga com GDFV	Corrente na linha	P_{LINHA}	P_{CARGA}	P_{GDFV}
1,0500	0,9591	1,0500	0,6591	0,5704	0,9200	1,4904
1,0400	0,9480	1,0500	0,8206	0,7673	0,9200	1,6873
1,0300	0,9369	1,0500	0,9961	0,9697	0,9200	1,8897
1,0200	0,9257	1,0397	1,0000	0,9623	0,9200	1,8823
1,0100	0,9145	1,0293	1,0000	0,9513	0,9200	1,8713
1,0000	0,9033	1,0188	1,0000	0,9402	0,9200	1,8602

3.6.7 – Situação C: Efeito da alteração da potência consumida pela carga

Conforme visto na situação anterior, a faixa de valores que a tensão tem disponível para excursionar até atingir o limite máximo afeta a quantidade de GDFV que pode ser inserida na rede de distribuição.

Mesmo mantendo-se a tensão da barra de referência fixa em $V_S = 1,0000$ pu, a mudança da quantidade de carga consumida afeta a tensão, pois quanto menor o consumo, menos corrente é drenada da linha, o que reduz a queda de tensão. Por outro lado, com menos corrente na linha para atender à carga, pode-se injetar mais corrente provinda da GDFV antes de atingir a ampacidade do condutor.

A situação apresentada no caso inicial considera carga pesada, onde 100% da carga é atendida. Com a variação do consumo no decorrer do dia, situações de carga média e leve devem ser consideradas.

Como exemplo, são adotados valores de 50% da carga nominal para a situação de carga média e 25% do valor nominal para carga leve. À medida que menos corrente atravessa a linha, ocorre menos queda de tensão, tornando a tensão mais próxima de seu limite superior, podendo reduzir a quantidade de GDFV a ser inserida.

Os Gráficos 3.10 e 3.11 apresentam o resultado do algoritmo para carga consumindo 50% da potência nominal. No caso inicial, de carga pesada, a tensão na carga, sem GDFV, é $V_1 = 0,9033$ pu. Com menos carga, a tensão inicia-se com $V_1 = 0,9546$ pu.

O limite de GDFV, nessa situação, é dado pelo critério de capacidade térmica, o qual pode conduzir $P_{LINHA} = +1,0198$ no alimentador sem causar sobrecarga. Esse valor é superior à potência injetada no caso inicial, de $P_{LINHA} = +0,9200$, pois como a carga consome menos, pode-se acomodar mais potência ativa no alimentador.

Entretanto, apesar de poder injetar mais potência na rede, a quantidade total de GDFV que pode ser instalada é inferior ao caso inicial. Somando-se a potência inserida na rede com a fornecida localmente à carga, tem-se $P_{GDFV} = 1,4798$ pu, contra $P_{GDFV} = 1,8602$ pu do caso inicial. Isso decorre do fato de ter pouca carga local a ser suprida.

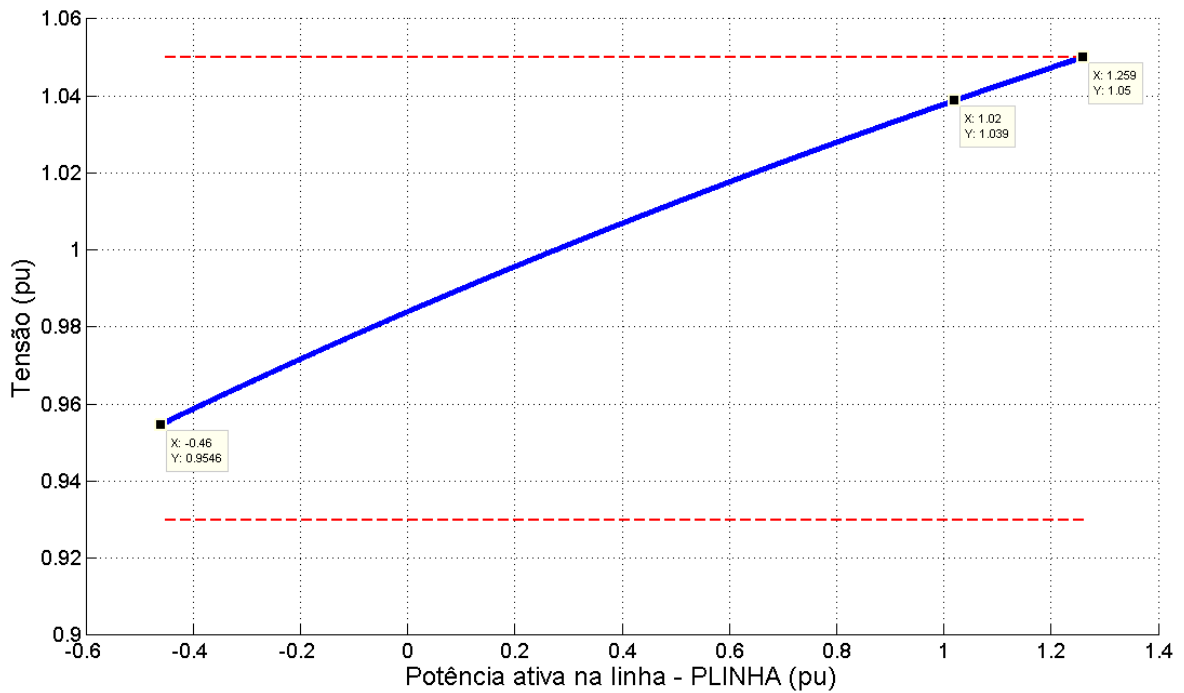


Gráfico 3.10 – Variação da tensão na barra de carga à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação C1 – alimentando 50% da carga nominal).

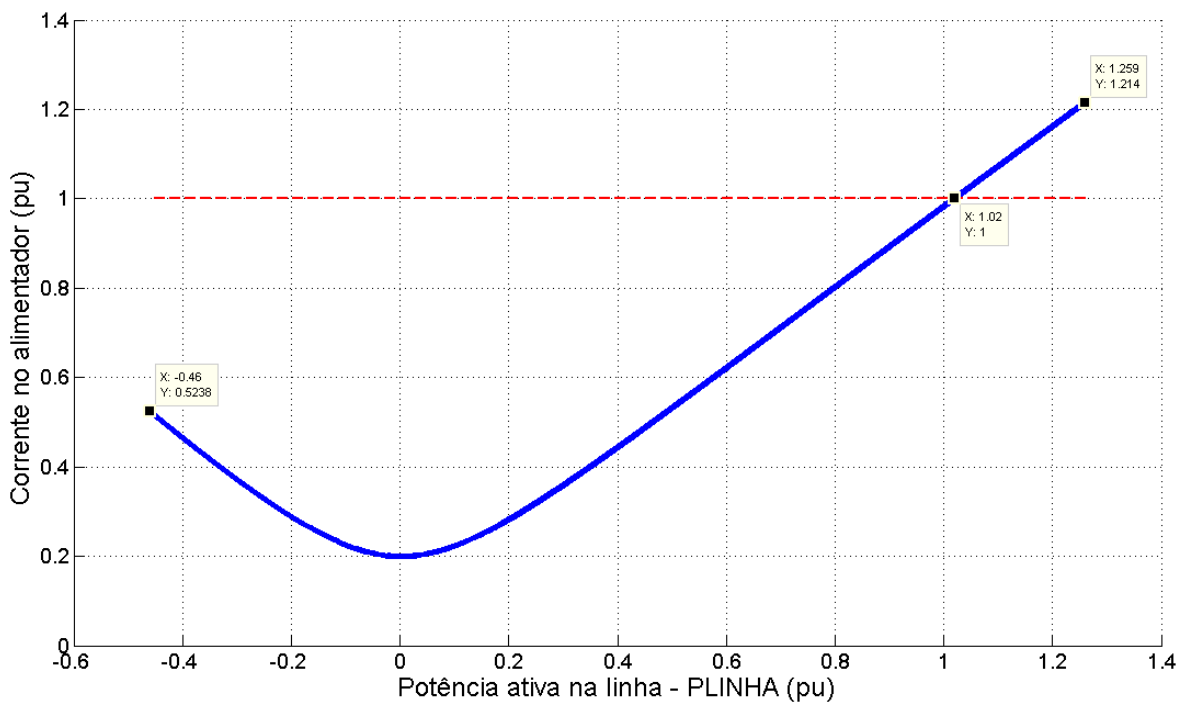


Gráfico 3.11 – Variação da corrente no alimentador à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação C1 – alimentando 50% da carga nominal).

Na situação de carga leve, correspondendo a 25% da carga nominal, comportamento semelhante pode ser verificado, conforme ilustrado nos Gráficos 3.12 e 3.13. A potência ativa injetada na rede é maior ($P_{LINHA} = +1,0431$ pu), porém a potência instalada é menor ($P_{GDFV} = 1,2731$ pu).

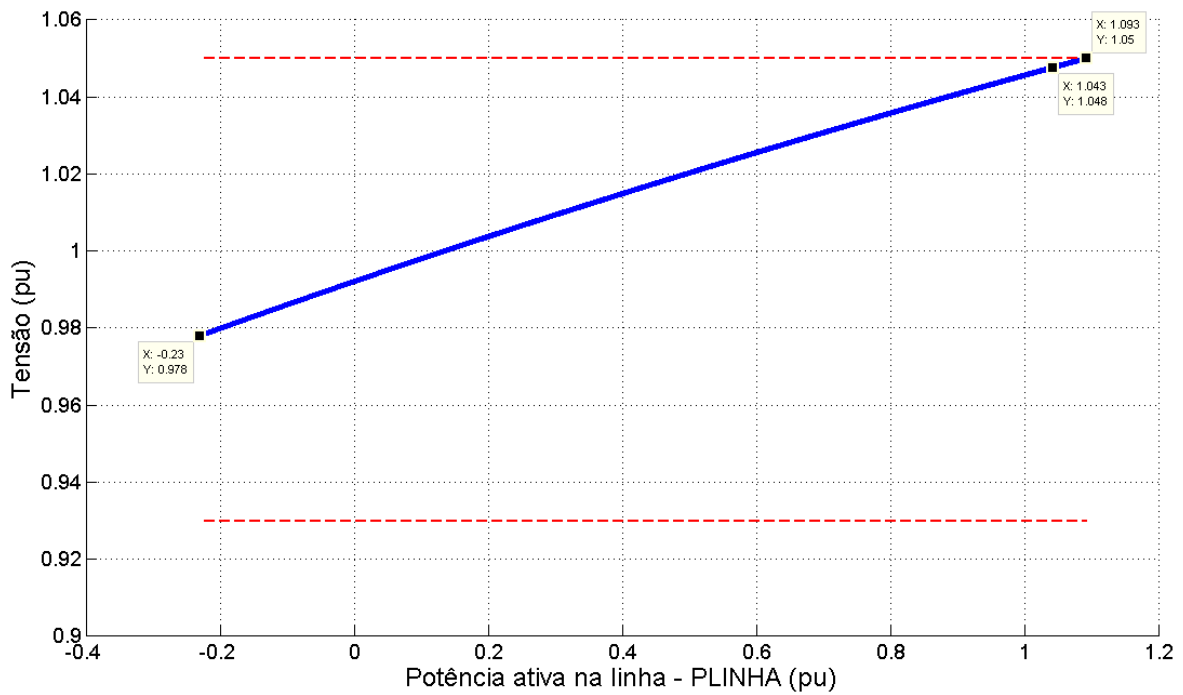


Gráfico 3.12 – Variação da tensão na barra de carga à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação C2 – alimentando 25% da carga nominal).

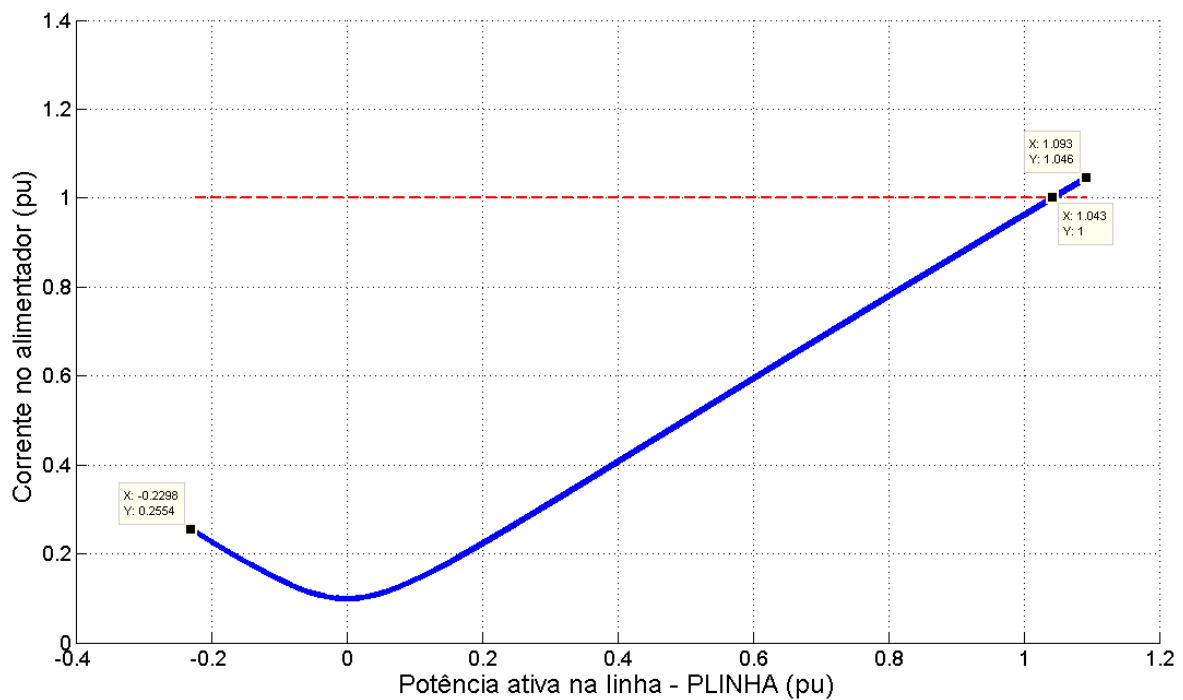


Gráfico 3.13 – Variação da corrente no alimentador à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação C2 – alimentando 25% da carga nominal).

Nota-se também que, à medida que a quantidade de carga consumida é reduzida, o critério de aumento de tensão tende a tornar-se mais preponderante que o critério térmico. Cálculos considerando apenas o critério de aumento de tensão (Tabela 3.5) e também o critério

térmico (Tabela 3.6) foram realizados para diversas situações de carga. A sobrecarga no alimentador é destacada com a cor cinza na tabela.

Tabela 3.5 – Limite de penetração para variação da quantidade de carga considerando apenas o critério de aumento de tensão. Valores em pu.

Quantidade de carga (%)	Tensão na carga sem GDFV	Tensão na carga com GDFV	Corrente na linha	P_{LINHA}	P_{CARGA}	P_{GDFV}
100	0,9033	1,0500	1,5807	1,6128	0,9200	2,5328
90	0,9142	1,0500	1,5040	1,5393	0,8280	2,3673
80	0,9247	1,0500	1,4286	1,4668	0,7360	2,2028
70	0,9349	1,0500	1,3552	1,3962	0,6440	2,0402
60	0,9449	1,0500	1,2835	1,3270	0,5520	1,8790
50	0,9546	1,0500	1,2135	1,2590	0,4600	1,7190
40	0,9641	1,0500	1,1450	1,1920	0,3680	1,5600
30	0,9734	1,0500	1,0780	1,1258	0,2760	1,4018
20	0,9825	1,0500	1,0134	1,0611	0,1840	1,2451
10	0,9913	1,0500	0,9504	0,9972	0,0920	1,0892

Tabela 3.6 – Limite de penetração para variação da quantidade de carga considerando os critérios de aumento de tensão e de capacidade térmica. Valores em pu.

Quantidade de carga (%)	Tensão na carga sem GDFV	Tensão na carga com GDFV	Corrente na linha	P_{LINHA}	P_{CARGA}	P_{GDFV}
100	0,9033	1,0188	1,0000	0,9402	0,9200	1,8602
90	0,9142	1,0230	1,0000	0,9597	0,8280	1,7877
80	0,9247	1,0271	1,0000	0,9774	0,7360	1,7134
70	0,9349	1,0311	1,0000	0,9937	0,6440	1,6377
60	0,9449	1,0350	1,0000	1,0080	0,5520	1,5600
50	0,9546	1,0387	1,0000	1,0198	0,4600	1,4798
40	0,9641	1,0424	1,0000	1,0304	0,3680	1,3984
30	0,9734	1,0459	1,0000	1,0389	0,2760	1,3149
20	0,9825	1,0493	1,0000	1,0462	0,1840	1,2302
10	0,9913	1,0500	0,9504	0,9972	0,0920	1,0892

3.6.8 – Situação D: Efeito da alteração do fator de potência da carga

O caso inicial considera carga com fator de potência 0,92 indutivo. Para carga nominal com fator de potência unitário, tem-se o resultado do método apresentado nos Gráficos 3.14 e 3.15.

Nota-se que, apesar de o alimentador conseguir conduzir $P_{LINHA} = 1,0000$ pu de potência ativa da subestação para a carga mantendo a tensão dentro dos limites quando não há GDFV, o sentido contrário não é válido, pois apenas $P_{LINHA} = + 0,9340$ pu pode ser injetado na rede sem atingir o limite de tensão superior.

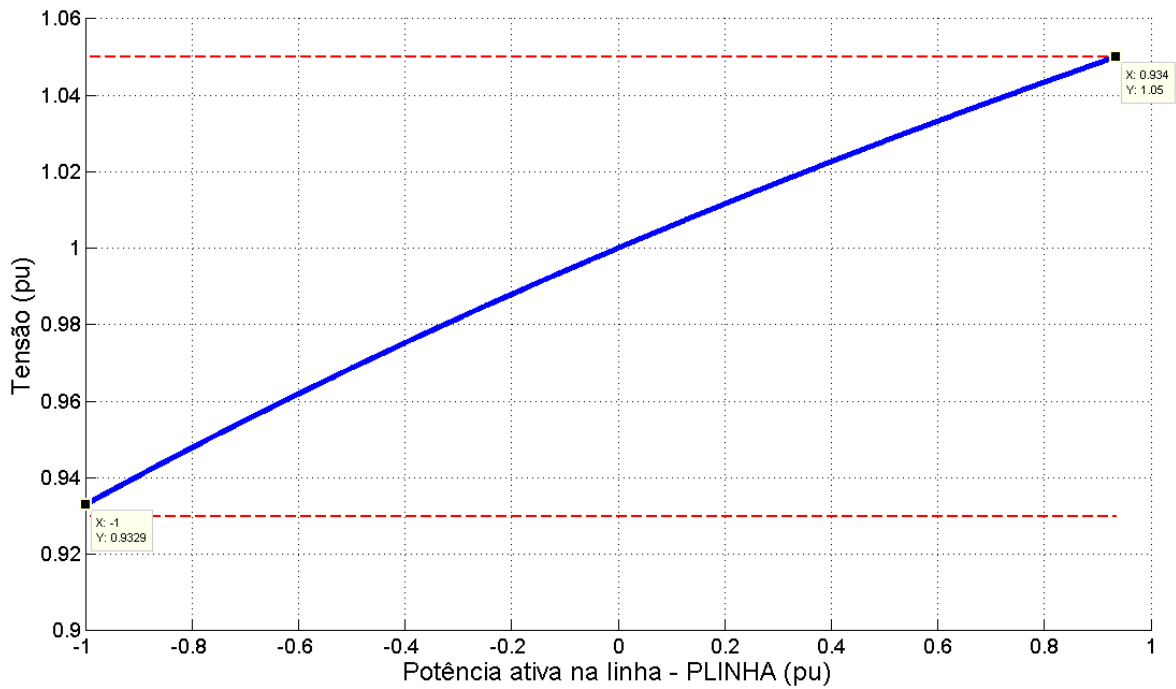


Gráfico 3.14 – Variação da tensão na barra de carga à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação D1 – carga com fator de potência unitário).

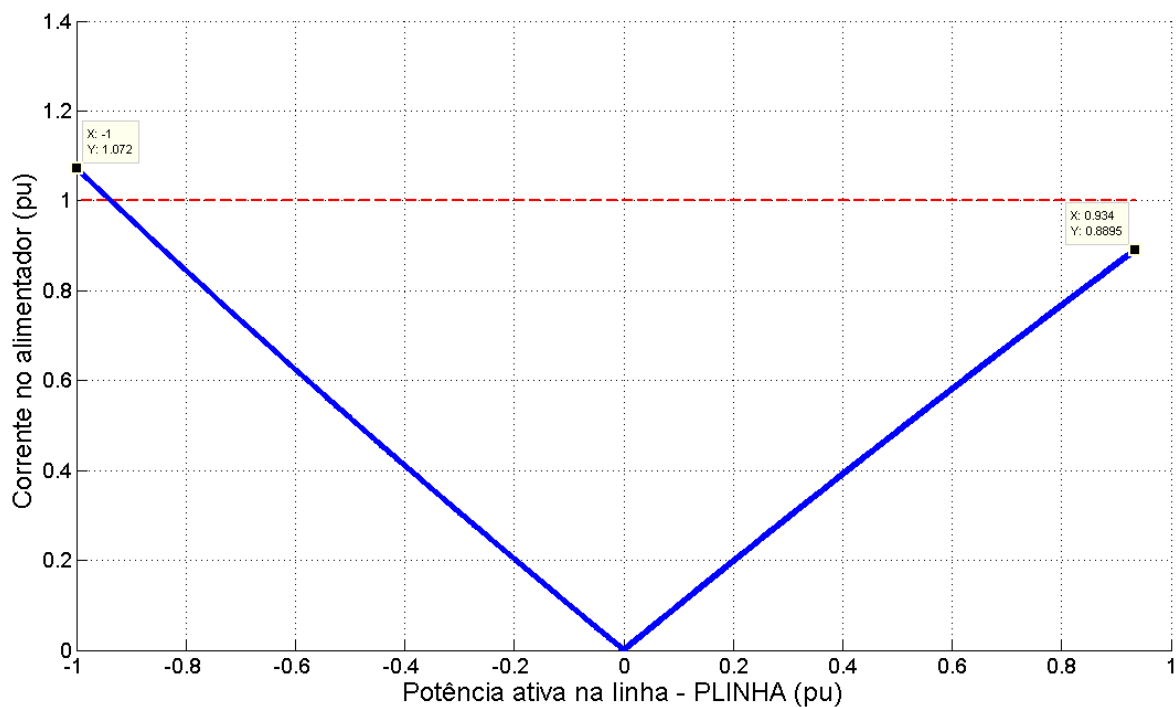


Gráfico 3.15 – Variação da corrente no alimentador à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação D1 – carga com fator de potência unitário).

Os Gráficos 3.16 e 3.17 apresentam a situação em que a carga consumida é nominal, com fator de potência 0,8 indutivo. Como a parcela de potência reativa é suprida sempre a partir da subestação, visto que a GDFV considerada nesse estudo supre apenas potência ativa, o

condutor já se encontra com determinada quantidade de corrente atravessando-o. Assim, uma menor quantidade de potência ativa pode ser inserida no alimentador.

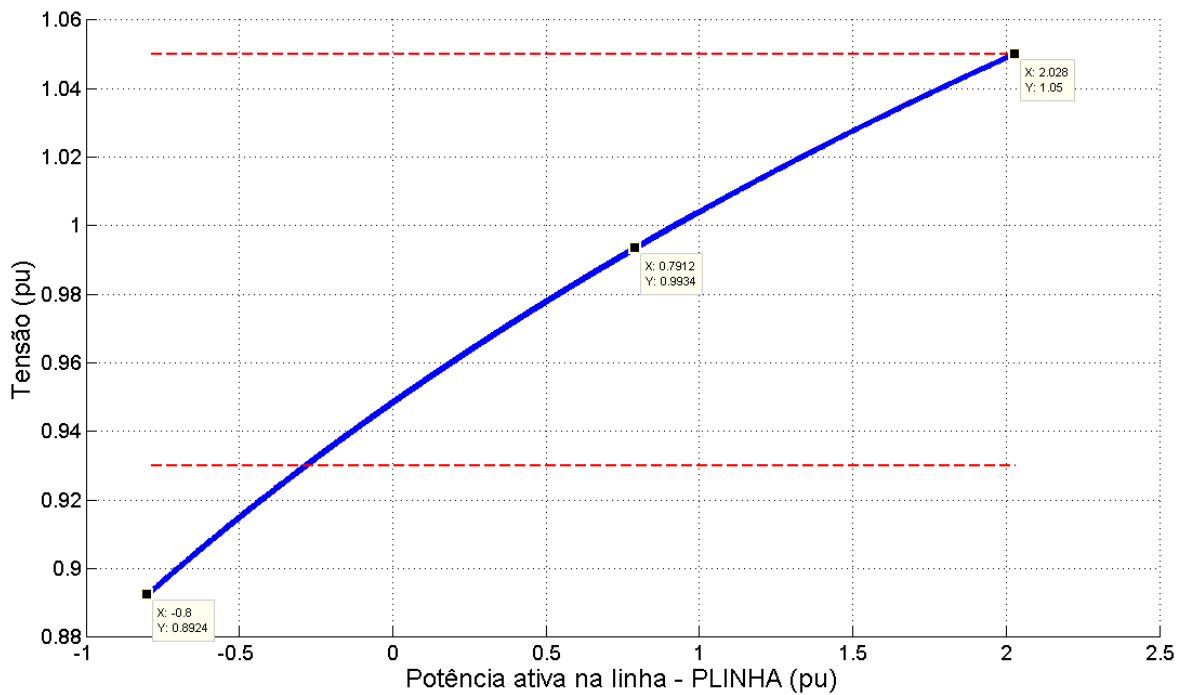


Gráfico 3.16 – Variação da tensão na barra de carga à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação D2 – carga com fator de potência 0,8 indutivo).

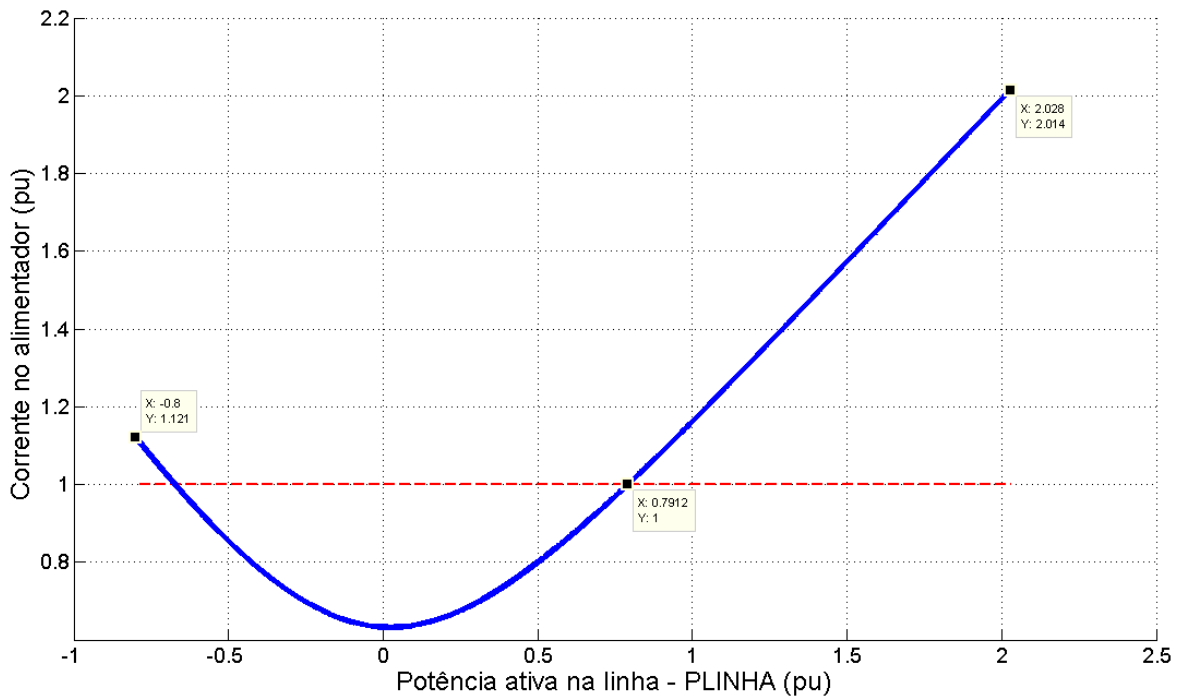


Gráfico 3.17 – Variação da corrente no alimentador à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação D2 – carga com fator de potência 0,8 indutivo).

Como as parcelas ativa e reativa da corrente fluem em sentidos opostos quando a GDFV injeta potência na rede, a queda de tensão provocada pela primeira é, de certa forma, compensada pelo aumento de tensão da segunda. Logo, o critério de aumento de tensão permite a inserção de uma quantidade maior de GDFV na rede, fazendo com que o critério de capacidade térmica seja o limitador.

A análise de sensibilidade do fator de penetração em função da variação do fator de potência da carga é apresentada nas tabelas 3.7 e 3.8. Para fatores de potência baixos, menores que 0,4, a parcela ativa da corrente é muito pequena para provocar modificações consideráveis na linha, logo esses casos não são analisados. A sobrecarga no alimentador é destacada com a cor cinza na tabela.

Tabela 3.7 – Limite de penetração para variação do fator de potência da carga considerando apenas o critério de aumento de tensão. Valores em pu.

Fator de potência da carga – indutivo	Tensão na carga sem GDFV	Tensão na carga com GDFV	Corrente na linha	P_{LINHA}	P_{CARGA}	P_{GDFV}
1,0	0,9329	1,0500	0,8895	0,9340	1,0000	1,9340
0,9	0,9006	1,0500	1,6682	1,6965	0,9000	2,5965
0,8	0,8924	1,0500	2,0142	2,0280	0,8000	2,8280
0,7	0,8886	1,0500	2,2711	2,2750	0,7000	2,9750
0,6	0,8875	1,0500	2,4774	2,4750	0,6000	3,0750
0,5	0,8881	1,0500	2,6640	2,6375	0,5000	3,1375
0,4	0,8902	1,0500	2,7770	2,7680	0,4000	3,1680

Tabela 3.8 – Limite de penetração para variação do fator de potência da carga considerando os critérios de aumento de tensão e de capacidade térmica. Valores em pu.

Fator de potência da carga – indutivo	Tensão na carga sem GDFV	Tensão na carga com GDFV	Corrente na linha	P_{LINHA}	P_{CARGA}	P_{GDFV}
1,0	0,9329	1,0500	0,8895	0,9340	1,0000	1,9340
0,9	0,9006	1,0139	1,0000	0,9153	0,9000	1,8153
0,8	0,8924	0,9934	1,0000	0,7912	0,8000	1,5912
0,7	0,8886	0,9765	1,0000	0,6650	0,7000	1,3650
0,6	0,8875	0,9612	1,0000	0,5310	0,6000	1,1310
0,5	0,8881	0,9463	1,0000	0,3800	0,5000	0,8800
0,4	0,8902	0,9265	1,0000	0,1360	0,4000	0,5360

As situações a seguir consideram uma maior quantidade de barras na rede, com a carga distribuída ao longo do alimentador.

3.6.9 – Situação E: Efeito da distribuição da carga ao longo do alimentador

Uma vez constatado que a seção do alimentador, a tensão de referência da subestação, a quantidade de carga consumida e o fator de potência da carga afetam o limite de geração distribuída fotovoltaica que pode ser inserida em uma rede radial de distribuição, deve-se então modelar a rede para que se torne mais próxima de um caso real.

As redes de distribuição, especialmente as urbanas, normalmente possuem cargas distribuídas ao longo da linha, muitas vezes com ramificações, para que possam atender a uma maior área geográfica. As situações anteriormente apresentadas consideraram a carga concentrada no final da linha; as situações seguintes contemplam cargas alocadas ao longo de seu percurso.

Em comparação com a situação inicial, a única modificação é a localização das cargas, que estão distribuídas ao longo do alimentador (Figura 3.10). Os demais parâmetros mantêm-se constantes: valor de carga total, fator de potência, seção do condutor e tensão de referência da subestação. Como todas as barras consomem e geram energia de forma idêntica, todo o excedente de potência é simultaneamente direcionado para a subestação.

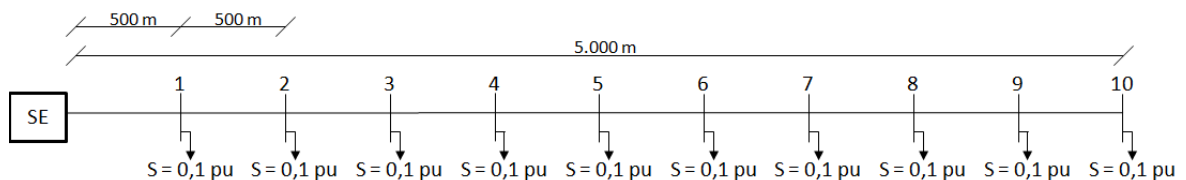


Figura 3.10 – Rede radial de distribuição com carga nominal conectada ao longo do alimentador de média tensão.

Como existem 11 barras e 10 trechos de alimentador, cada um deles deve ser analisado, para que o limite de penetração possa ser estabelecido quando a tensão em qualquer uma das barras atinja o limite, ou a capacidade térmica de qualquer trecho seja ultrapassada. Nota-se que essa abordagem prevê que a GDFV instalada em todas as barras possua o mesmo valor. O indicador P_{LINHA} refere-se à soma de todas as potências injetadas na linha; para obter o valor referente a cada barra, deve-se dividir pela quantidade de barras.

Pelo Gráfico 3.18 percebe-se que a barra de carga mais distante da subestação, nesse caso a barra 10, possui inicialmente a menor tensão, porém, à medida que a GDFV é incrementada em todas as barras, a situação se inverte. Como a impedância entre a subestação e a última barra é maior do que para as demais, o aumento da tensão é intensificado nessa barra.

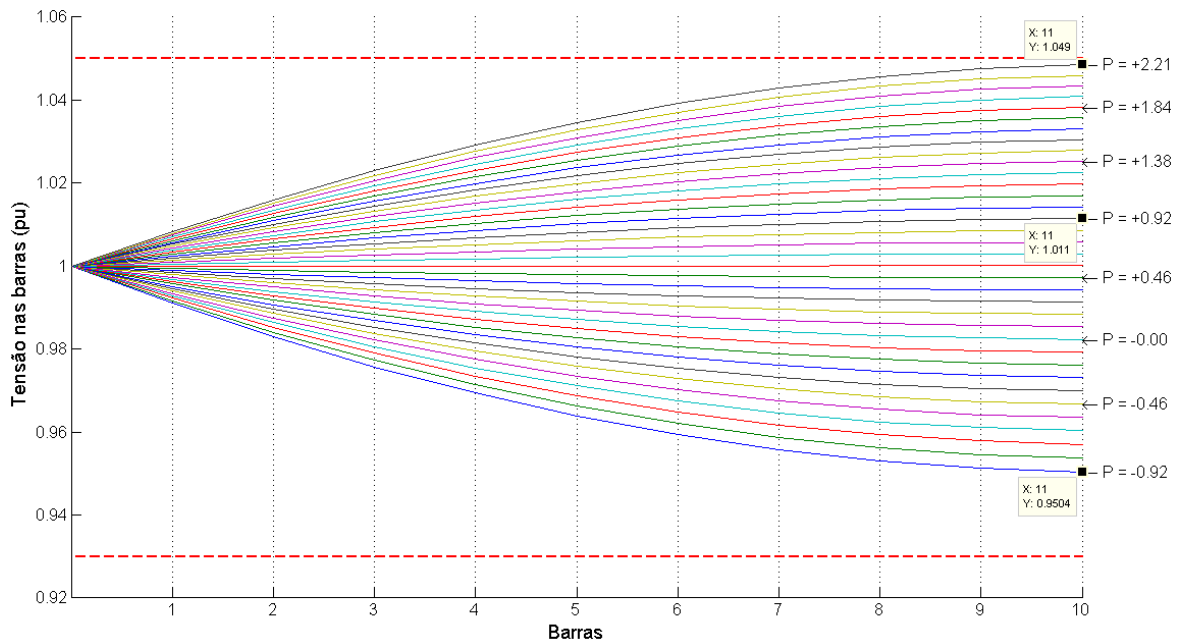


Gráfico 3.18 – Variação da tensão nas barras de carga a medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação E – carga distribuída ao longo do alimentador).

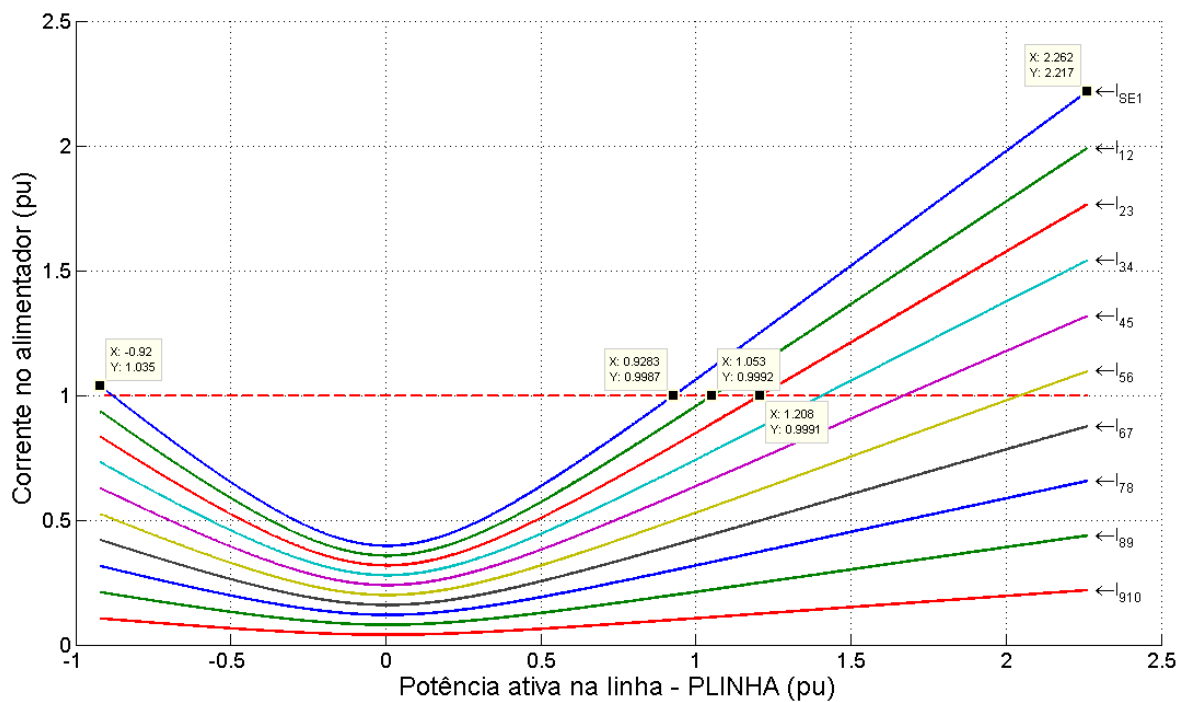


Gráfico 3.19 – Variação da corrente nos trechos do alimentador à medida em que a quantidade de GDFV é incrementada (situação E – carga distribuída ao longo do alimentador).

Pelo critério de aumento de tensão, pode-se injetar na rede até $P_{LINHA} = +2,2623$ pu, sendo que apenas a barra 10 atinge a tensão-limite. Entretanto, o critério térmico é ultrapassado quando a potência total injetada na rede é $P_{LINHA} = +0,9283$ pu, conforme indicado no Gráfico 3.19. Nota-se que esse valor é muito próximo do resultado da situação inicial ($P_{LINHA} = +0,9402$ pu), visto que os parâmetros são os mesmos. O fator de penetração e a potência individual de geração distribuída são calculados pelas Equações 3.5 e 3.6.

$$FPNT = \frac{P_{GDFV}}{S_{TRANSFORMADORES}} * 100 = \frac{0,9283 + 0,9200}{1} = 184,8 \% \quad (3.5)$$

$$PIGD = \frac{P_{GDFV}}{UC} = \frac{1,8483 * 7.500}{10} = 1.386 \text{ kW} \quad (3.6)$$

3.6.10 – Modelagem da rede para atender à região urbana hipotética proposta

Uma vez que o algoritmo encontra-se apresentado, pode-se proceder ao detalhamento das características da rede de distribuição, para que a modelagem seja a mais próxima possível de um caso real.

A região urbana apresentada na Figura 3.8 é reproduzida novamente na Figura 3.11, para facilidade de referência. A Figura 3.12 indica o diagrama unifilar da rede de distribuição, onde ramificações são necessárias para atender a todas as unidades consumidoras. Na Figura 3.13 é apresentada a potência dos 55 transformadores considerados. A seção dos condutores utilizados nas ramificações é indicada na Figura 3.14.

Com a inserção das ramificações e de potências típicas de distribuição para os transformadores, entre 75 e 150 kVA, pode-se considerar que a modelagem obtida representa mais fielmente um alimentador real utilizado em áreas urbanas.

O critério de aumento de tensão é afetado diretamente pela impedância da rede. O efeito da impedância das ramificações, dos transformadores e dos ramais de baixa tensão é analisado a seguir.

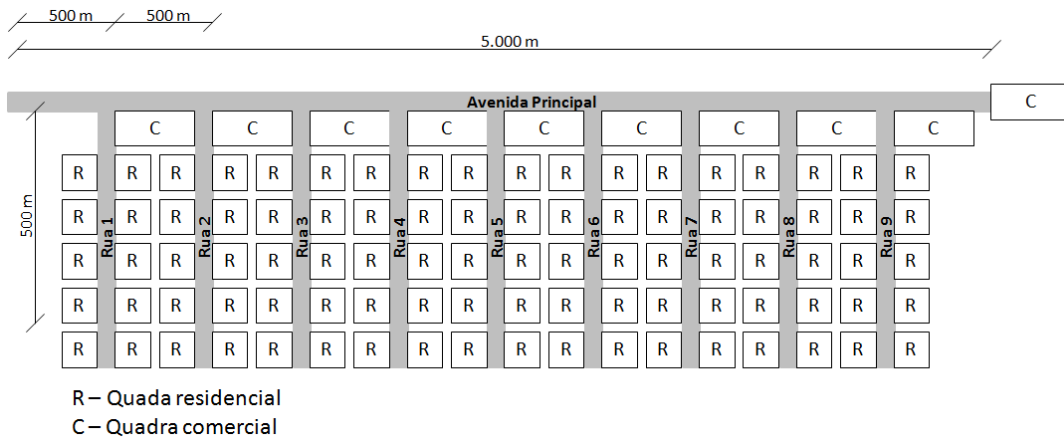


Figura 3.11 – Região urbana hipotética composta por unidades consumidoras comerciais e residenciais.

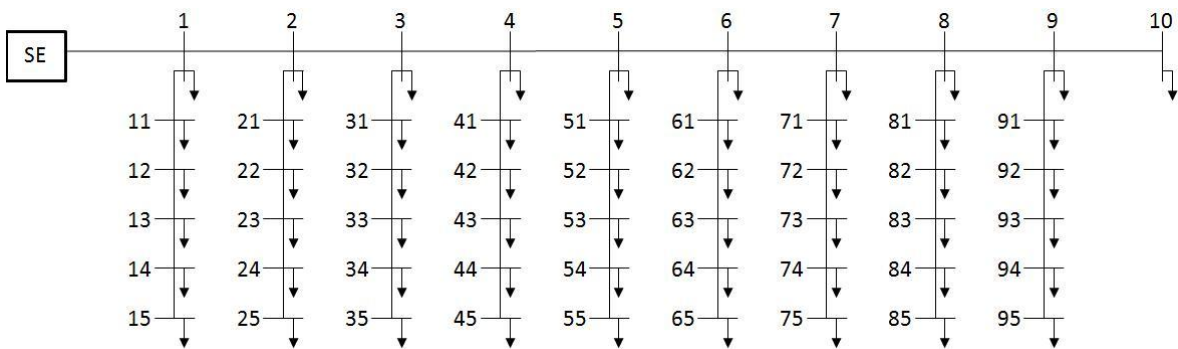


Figura 3.12 – Representação elétrica do bairro urbano da Figura 3.14.

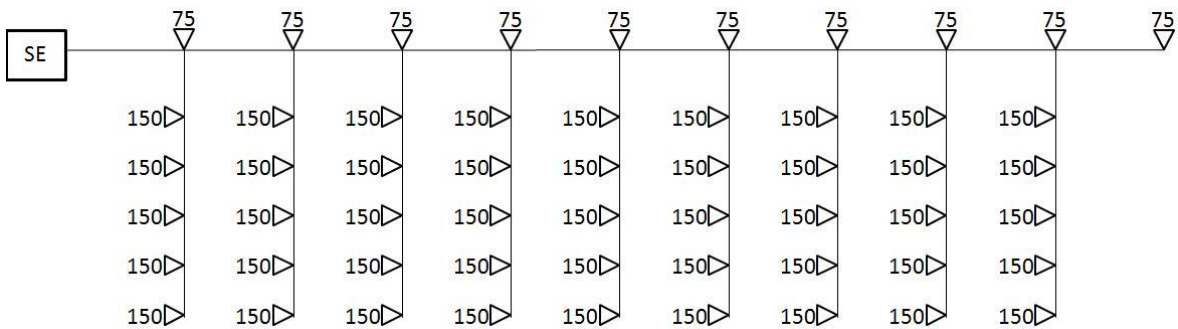


Figura 3.13 – Potência dos transformadores do bairro urbano da Figura 3.14.

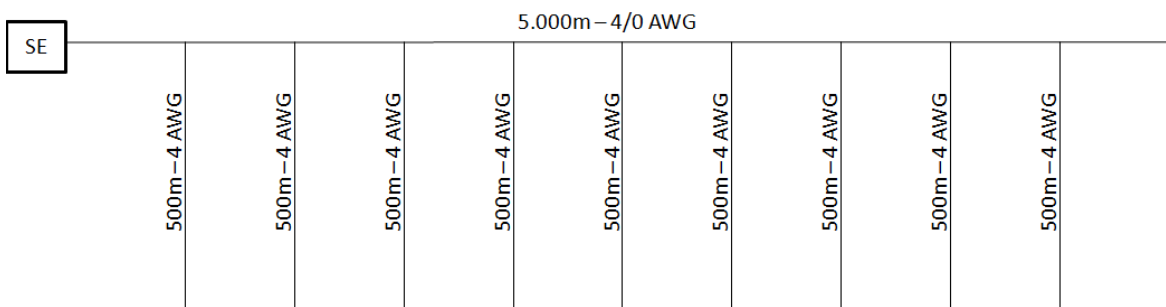


Figura 3.14 – Seção dos condutores utilizados para atender ao bairro urbano da Figura 3.14.

3.6.11 – Situação F: Efeito da impedância das ramificações do alimentador

As ramificações, por atenderem a uma carga de menor potência, podem ter um alimentador de seção reduzida, diminuindo os custos do sistema elétrico. No caso em estudo, cada ramificação supre uma potência total de 750 kVA. Com tensão primária de distribuição de 13,8 kV, a corrente de carga vale 31,4 A. Logo, o condutor 4 AWG, que suporta 114 A (Quadro 3.2), atende com folga o sistema, não necessitando que o condutor 4/0 AWG seja utilizado. Porém, um condutor de seção reduzida apresenta maior impedância, contribuindo para o aumento de tensão provocado pela injeção de potência ativa na rede.

Como a rede modelada apresenta 56 barras, não mais é mostrado o gráfico de perfil de tensão e de corrente pela quantidade de potência ativa injetada na rede. Os resultados do algoritmo são apresentados no Quadro 3.6, juntamente com o fator de penetração e a potência individual de geração distribuída.

Quadro 3.6 – Resultados do algoritmo de determinação do limite de GDFV (situação F – impedância das ramificações do alimentador).

	Critério de aumento de tensão	Critério de capacidade térmica
Potência ativa total injetada na linha - P_{LINHA} (pu)	2,3414	0,9283
Potência ativa total das cargas que possuem GDFV - P_{CARGA} (pu)	0,9200	0,9200
Potência fotovoltaica instalada - P_{GDFV} (pu)	3,2614	1,8483
Barra com tensão mais elevada	Barra 95	Barra 95
Tensão na barra (pu)	1,0500	1,0115
Trecho com maior valor de corrente	SE – 1	SE – 1
Corrente no trecho (pu)	2,2939 (sobrecarga)	1,0000
Capacidade de transformação instalada - $S_{TRANSFORMADORES}$ (pu)	-	1,0
Quantidade de unidades consumidoras com GDFV - UC	-	55
Fator de penetração - FPNT (%)	-	184,8
Potência individual de geração distribuída - PIGD (kW)	-	252,0

3.6.12 – Situação G: Efeito da impedância dos transformadores de distribuição

A impedância dos transformadores de distribuição provoca um aumento de tensão quando a corrente flui da GDFV para a subestação. Os resultados do algoritmo são apresentados no Quadro 3.7. Não houve modificação expressiva no fator de penetração visto que o critério limitador continuou sendo o de capacidade térmica.

Quadro 3.7 – Resultados do algoritmo de determinação do limite de GDFV (situação G – impedância dos transformadores de distribuição).

	Critério de aumento de tensão	Critério de capacidade térmica
Potência ativa total injetada na linha - P_{LINHA} (pu)	1,9992	0,9264
Potência ativa total das cargas que possuem GDFV – P_{CARGA} (pu)	0,9200	0,9200
Potência fotovoltaica instalada - P_{GDFV} (pu)	2,9192	1,8464
Barra com tensão mais elevada	Secundário do transformador da barra 10	Secundário do transformador da barra 10
Tensão na barra (pu)	1,0500	1,0111
Trecho com maior valor de corrente	SE – 1	SE – 1
Corrente no trecho (pu)	1,9654	1,0000
Capacidade de transformação instalada – $S_{TRANSFORMADORES}$ (pu)	-	1,0
Quantidade de unidades consumidoras com GDFV – UC	-	55
Fator de penetração – FPNT (%)	-	184,6
Potência individual de geração distribuída – PIGD (kW)	-	251,8

3.6.13 – Situação H: Efeito da impedância dos ramais de baixa tensão

Os ramais de baixa tensão também possuem impedâncias que influenciam o critério de aumento de tensão; logo, devem ter seu efeito analisado, visto que a geração distribuída ocorre dentro da unidade consumidora, diretamente conectada à baixa tensão.

Porém, a consideração de cada unidade consumidora como uma barra de carga no problema do fluxo de carga faz com que a quantidade de equações eleve-se consideravelmente, exigindo maior capacidade computacional e tempo para sua resolução.

No alimentador em estudo, 56 barras foram modeladas até os transformadores de distribuição. Se cada transformador de 150 kVA atender 150 unidades consumidoras, devem ser modeladas mais de 7.000 barras. Essa situação dificulta, inclusive, a correta interpretação dos resultados frente à enorme quantidade de dados que são gerados.

Visando manter a precisão do modelo, porém com quantidade reduzida de barras, são utilizadas as hipóteses simplificadoras apresentadas no item 3.2, a seguir reproduzidas para facilidade de referência:

- O alimentador de baixa tensão possui a mesma seção reta por todo seu comprimento, seja para atender unidades consumidoras próximas ao transformador de distribuição ou localizadas no final do circuito;
- Todas as unidades consumidoras conectadas em um mesmo ramal de baixa tensão estão igualmente espaçadas entre si, isto é, o trecho de condutor entre cada uma das cargas é fixo; e
- Todas as unidades consumidoras alimentadas por um mesmo transformador de distribuição possuem curvas de carga iguais, ou seja, a potência demandada pelo transformador é igualmente distribuída entre as cargas, utilizando a demanda diversificada.

Com a utilização dessas simplificações, é possível modelar a rede de baixa tensão com uma única unidade consumidora, cuja potência corresponde à soma de todas, e cuja queda de tensão equivale à queda na unidade consumidora mais distante, visto ser esta que sofre o maior aumento de tensão.

Nas Figuras de 3.15 a 3.18 são apresentados os passos para representar um conjunto de unidades consumidoras por uma única carga equivalente. Na situação estudada, o transformador encontra-se no ponto médio da rua, com ramificações que atendem às unidades consumidoras de ambos os lados, totalizando N cargas que consomem potência S e estão espaçadas entre si de distância d (Figura 3.15).

As cargas que estão de frente uma para outra podem ser associadas, gerando $N/2$ unidades consumidoras que consomem $2S$ cada (Figura 3.16). As ramificações do ramal, por serem simétricas, podem ser associadas em paralelo, reduzindo a quantidade de barras para $N/4$, com cada uma delas consumindo $4P$. Para que a queda de tensão fique inalterada com as cargas consumindo o dobro de potência, a distância entre elas é alterada para $d/2$ (Figura 3.17).

Assim, pode ser utilizada a fórmula apresentada na Figura 3.18 para calcular o comprimento do condutor que apresenta queda de tensão equivalente quanto toda a potência é representada por uma única carga.

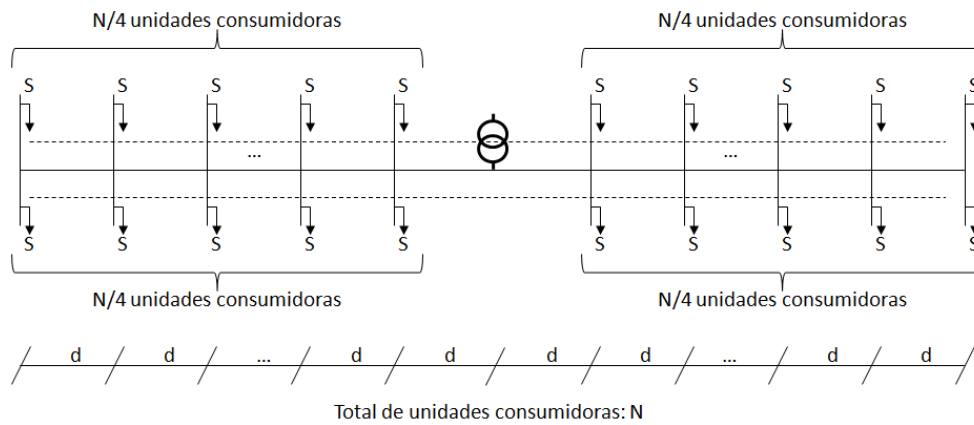


Figura 3.15 – Ramal de baixa tensão atendendo unidades consumidoras igualmente espaçadas entre si e consumindo mesma potência.

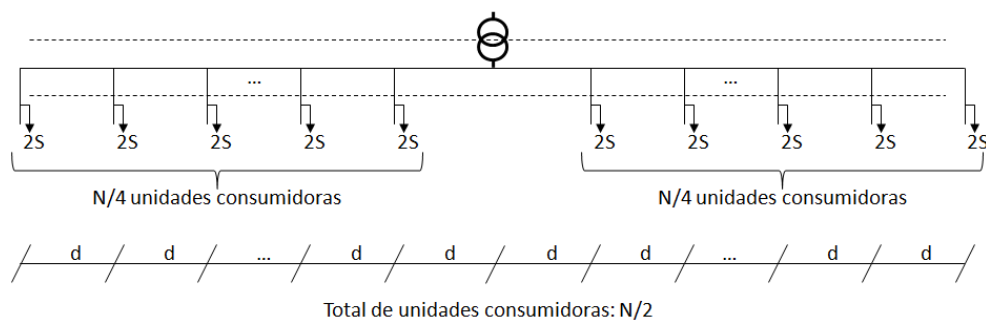


Figura 3.16 – Ramal de baixa tensão equivalente, com N/2 unidades consumidoras.

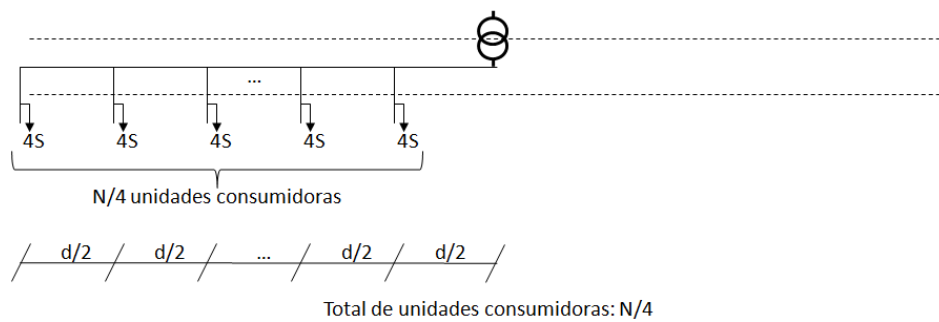


Figura 3.17 – Ramal de baixa tensão equivalente, com N/4 unidades consumidoras.

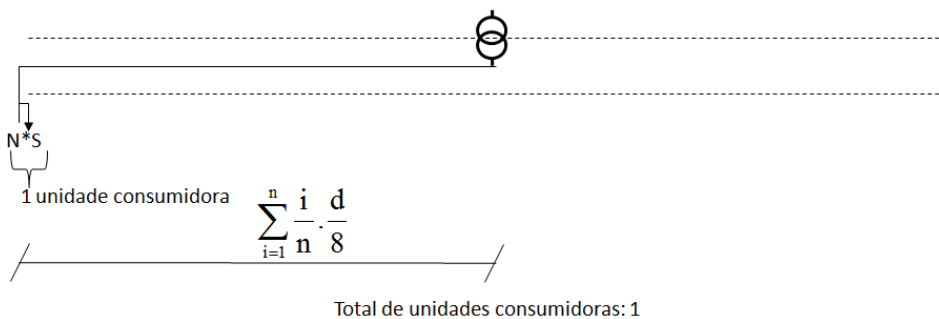


Figura 3.18 – Ramal de baixa tensão equivalente, com 1 unidade consumidora.

No alimentador em estudo, os transformadores de 150 kVA atendem a 150 unidades consumidoras ($n = 150$) em duas quadras, sendo 75 em cada ramificação, distribuídas pelos dois lados da rua. Com a demanda diversificada de 1 kVA por unidade consumidora ($S = 1$ kVA) e distância de 6,6 metros entre cada uma ($d = 6,6$ m), a carga equivalente consome 150 kVA, com comprimento do alimentador de 62,1 m. O condutor 4/0 AWG é utilizado. Os resultados da aplicação do método estão apresentados no Quadro 3.8. A quantidade de unidades consumidoras que podem ter GDFV é $UC = 7.500$, sendo 6.750 residenciais e 750 comerciais.

Quadro 3.8 – Resultados do algoritmo de determinação do limite de GDFV (situação H – impedância dos ramais de baixa tensão).

	Critério de aumento de tensão	Critério de capacidade térmica
Potência ativa total injetada na linha - P_{LINHA} (pu)	1,6992	0,9320
Potência ativa total das cargas que possuem GDFV - P_{CARGA} (pu)	0,9200	0,9200
Potência fotovoltaica instalada - P_{GDFV} (pu)	2,6192	1,8520
Barra com tensão mais elevada	Ramal de baixa tensão conectado ao transformador da barra 95	Ramal de baixa tensão conectado ao transformador da barra 95
Tensão na barra (pu)	1,0481	1,0138
Trecho com maior valor de corrente	SE – 1	SE – 1
Corrente no trecho (pu)	1,6729	1,0000
Capacidade de transformação instalada - $S_{TRANSFORMADORES}$ (pu)	-	1,0
Quantidade de unidades consumidoras com GDFV - UC	-	7.500
Fator de penetração - FPNT (%)	-	185,2
Potência individual de geração distribuída - PIGD (kW)	-	1,8520

3.6.14 – Situação I: Efeito da localização, ao longo do alimentador, das unidades consumidoras com GDFV

As situações apresentadas até o momento consideram que todas as unidades consumidoras possuem GDFV instalada em seus telhados, com potência suficiente para atender à carga local e injetar o excedente na rede elétrica.

Entretanto, em situações reais, casas possuem essa característica, pois sob seus telhados há densidade de carga relativamente pequena. Já edifícios, sejam comerciais ou residenciais, possuem elevada concentração de carga para pequena área de telhado, fazendo com que, no caso geral, a potência instalada de geração distribuída seja inferior à carga local.

O bairro genérico em estudo possui quadras residenciais e comerciais. Considera-se que apenas as unidades residenciais, atendidas pelos transformadores de 150 kVA, possuem GDFV, enquanto as cargas comerciais, conectadas ao alimentador por meio dos transformadores de 75 kVA, não geram energia elétrica.

Nessa situação, parte da geração distribuída injetada na rede elétrica é consumida pelas unidades comerciais, evitando que toda a geração excedente seja direcionada simultaneamente para a subestação, reduzindo a sobrecarga na linha da subestação detectada nas situações anteriores. O resultado da aplicação do método para essa situação é apresentado no quadro 3.9.

Quadro 3.9 – Resultados do algoritmo de determinação do limite de GDFV (situação I – localização das unidades consumidoras com GDFV).

	Critério de aumento de tensão	Critério de capacidade térmica
Potência ativa total injetada na linha - P_{LINHA} (pu)	1,6875	1,0242
Potência ativa total das cargas que possuem GDFV – P_{CARGA} (pu)	0,8280	0,8280
Potência fotovoltaica instalada - P_{GDFV} (pu)	2,5155	1,8522
Barra com tensão mais elevada	Ramal de baixa tensão conectado ao transformador da barra 95	Ramal de baixa tensão conectado ao transformador da barra 95
Tensão na barra (pu)	1,0500	1,0181
Trecho com maior valor de corrente	SE – 1	SE – 1
Corrente no trecho (pu)	1,5773	1,0000
Capacidade de transformação instalada – $S_{TRANSFORMADORES}$ (pu)	-	1,0
Quantidade de unidades consumidoras com GDFV – UC	-	6.750
Fator de penetração – FPNT (%)	-	185,2
Potência individual de geração distribuída – PIGD (kW)	-	2,058

3.6.15 – Situação J: Efeito da curva de carga das unidades consumidoras

A análise do efeito da curva de carga das unidades consumidoras é semelhante ao estudo realizado na situação C, onde foi simulada a alteração da potência consumida pela carga, considerando situação leve, média e pesada, onde resultados diferentes de GDFV foram obtidos.

A potência a ser considerada deve ser baseada na curva de carga durante os horários em que há irradiância solar. Por exemplo, caso o alimentador atenda somente unidades consumidoras comerciais, pode-se considerar carga pesada para os dias úteis e carga leve para os domingos e feriados. Caso o alimentador atenda somente unidades consumidoras residenciais, não pode ser utilizada carga pesada pois, durante o dia, a carga é média, o que afeta o resultado do algoritmo.

Durante o período em que há irradiância solar, podem-se utilizar as curvas de carga discretas apresentadas no Gráfico 3.1 para definir a demanda de cada tipo de unidade. Para facilidade de referência, os valores são apresentados no Quadro 3.10. O método é aplicado, então, para dias úteis (Quadro 3.11) e para domingos e feriados (Quadro 3.12).

Quadro 3.10 – Demanda de unidades consumidoras comerciais e residenciais durante o período de irradiância solar.

Dia da semana	Demanda comercial durante o dia (pu)	Demanda residencial durante o dia (pu)
Dias úteis	1,0	0,6
Domingos e feriados	0,2	0,6

Quadro 3.11 – Resultados do algoritmo de determinação do limite de GDFV (situação J – curva de carga em dias úteis).

	Critério de aumento de tensão	Critério de capacidade térmica
Potência ativa total injetada na linha - P_{LINHA} (pu)	1,3563	1,0915
Potência ativa total das cargas que possuem GDFV – P_{CARGA} (pu)	0,4968	0,4968
Potência fotovoltaica instalada - P_{GDFV} (pu)	1,8531	1,5883
Barra com tensão mais elevada	Ramal de baixa tensão conectado ao transformador da barra 95	Ramal de baixa tensão conectado ao transformador da barra 95
Tensão na barra (pu)	1,0500	1,0369
Trecho com maior valor de corrente	SE – 1	SE – 1
Corrente no trecho (pu)	1,2360	1,0000
Capacidade de transformação instalada – $S_{TRANSFORMADORES}$ (pu)	-	1,0
Quantidade de unidades consumidoras com GDFV – UC	-	6.750
Fator de penetração – FPNT (%)	-	158,8
Potência individual de geração distribuída – PIGD (kW)	-	1,7648

Quadro 3.12 – Resultados do algoritmo de determinação do limite de GDFV (situação J – curva de carga em domingos e feriados).

	Critério de aumento de tensão	Critério de capacidade térmica
Potência ativa total injetada na linha - P_{LINHA} (pu)	1,2788	1,0264
Potência ativa total das cargas que possuem GDFV – P_{CARGA} (pu)	0,4968	0,4968
Potência fotovoltaica instalada - P_{GDFV} (pu)	1,7756	1,5232
Barra com tensão mais elevada	Ramal de baixa tensão conectado ao transformador da barra 95	Ramal de baixa tensão conectado ao transformador da barra 95
Tensão na barra (pu)	1,0500	1,0374
Trecho com maior valor de corrente	SE – 1	SE – 1
Corrente no trecho (pu)	1,2264	1,0000
Capacidade de transformação instalada – $S_{TRANSFORMADORES}$ (pu)	-	1,0
Quantidade de unidades consumidoras com GDFV – UC	-	6.750
Fator de penetração – FPNT (%)	-	152,3
Potência individual de geração distribuída – PIGD (kW)	-	1,6924

Comparando os resultados obtidos com os da situação I, onde todas as unidades consumidoras possuem cargas consumindo demanda máxima, há uma diminuição da quantidade de GDFV que pode ser instalada, por haver uma redução da carga local que pode ser atendida durante o dia.

Para a situação de domingos e feriados, em que a potência consumida pelas cargas comerciais é reduzida, mais potência é direcionada para a subestação, fazendo com que o limite de capacidade térmica seja atingido mais rápido.

Com a apresentação das situações de A a J, fica introduzido o método para determinação do limite de penetração da GDFV em redes radiais de distribuição, considerando a impedância do alimentador de média tensão, dos transformadores e dos ramais de baixa tensão, a tensão de referência da subestação, a curva de carga, o fator de potência e a distribuição da carga ao longo do alimentador. No capítulo a seguir é realizada a discussão dos resultados obtidos.

4 – RESULTADOS E DISCUSSÃO

O presente capítulo apresenta a discussão dos resultados oriundos da aplicação do método desenvolvido para a determinação do limite de penetração de GDFV na rede de distribuição hipotética. Da análise desses resultados são obtidas regras práticas, as quais são aplicadas a um alimentador real, como estudo de caso.

4.1 – ANÁLISE DO MÉTODO PROPOSTO

A aplicação do método na rede de distribuição hipotética demonstrou que diversas variáveis afetam o resultado final, tais como: impedância dos condutores e transformadores, tensão de referência da subestação, potência consumida pelas cargas, locais onde a GDFV pode ser instalada, valor-limite de tensão, ampacidade de condutores e capacidade térmica de transformadores. A figura 4.1 apresenta um fluxograma simplificado do método, destacando essas variáveis.

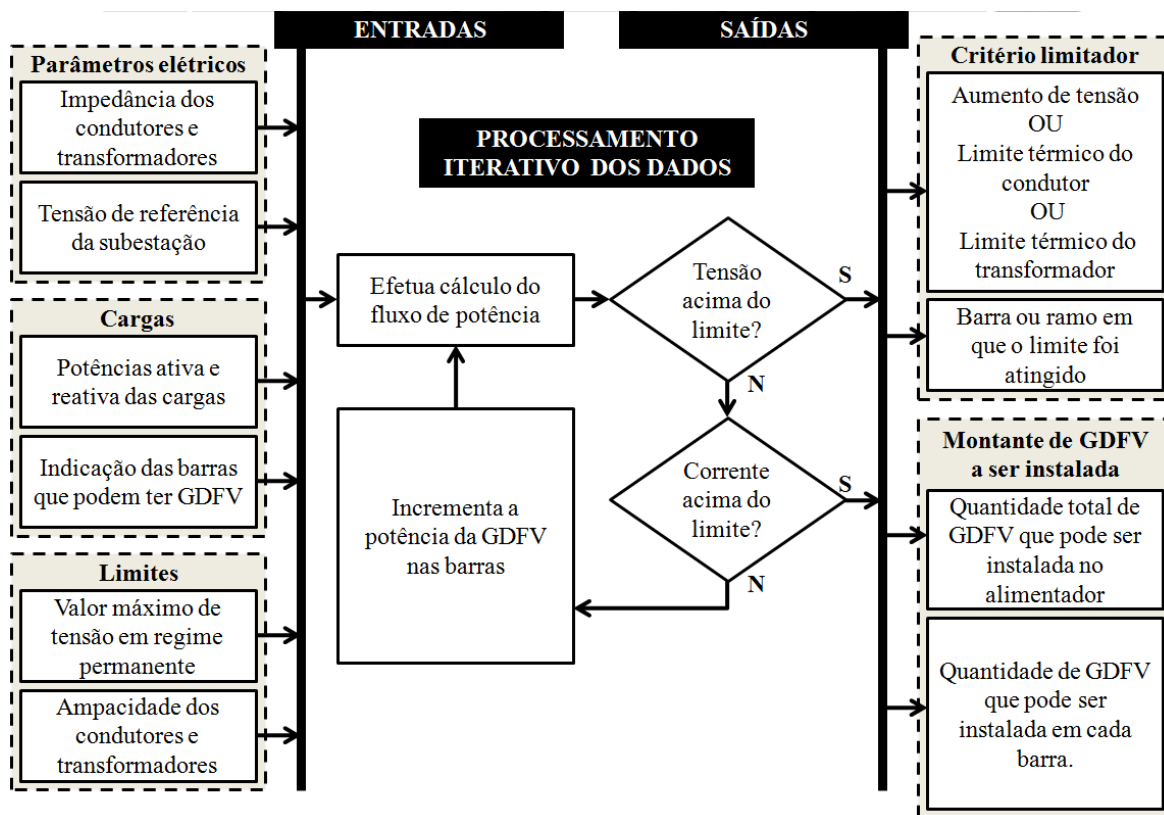


Figura 4.1 – Fluxograma simplificado do método utilizado para a determinação do limite de penetração da GDFV.

Nota-se que somente a obtenção do fator de penetração não é suficiente para identificar a quantidade de GDFV que pode ser instalado no telhado de cada unidade consumidora. Um indicador adicional, de potência individual de geração distribuída (PIGD), também é necessário.

4.1.1 – Necessidade de determinação de um limite para a penetração fotovoltaica

A região urbana considerada no Capítulo 3 é alimentada por uma rede radial de distribuição. O condutor utilizado possui seção reta 4/0 AWG, a qual apresenta ampacidade de 314 A em regime permanente. Considerando tensão primária de distribuição de 13,8 kV, a potência trifásica máxima que pode ser transportada por esse condutor é 7,5 MVA.

Com painéis fotovoltaicos instalados nos telhados de todas as unidades consumidoras residenciais do bairro, ocupando apenas 1/6 de cada lote, a potência possível de ser gerada localmente pode chegar a 33,75 MVA, o que corresponde a 4,5 vezes a ampacidade do condutor. Como essa região urbana hipotética apresenta similaridade com regiões reais, torna-se claro que existe a necessidade de ser definido um limite de potência a ser instalado, para que as redes de distribuição existentes possam comportar a geração distribuída sem risco de sobrecarga em condutores ou transformadores.

4.1.2 – Simulações com carga acumulada no final do alimentador de média tensão

As situações A a D apresentadas no Capítulo 3 utilizam a mesma topologia de rede, com carga concentrada no final de um alimentador de média tensão com comprimento de 5 quilômetros. Para cada situação foi determinada a potência de GDFV que pode ser instalada, com a indicação do critério limitador (Quadro 4.1).

Com base nos resultados obtidos, as seguintes constatações podem ser feitas:

- O maior limite de penetração de GDFV ocorre para a situação A, onde houve um reforço na rede ao utilizar condutor de maior seção, permitindo maior capacidade de condução de corrente e redução do efeito do aumento de tensão, visto que a impedância do condutor é reduzida com o aumento de sua seção. Porém essa alternativa acarreta custos para a concessionária de distribuição;

Quadro 4.1 – Comparação das situações de A a D indicando o valor limite de GDFV e o critério limitador.

Situação	Seção reta do alimentador	Tensão da barra de referência (pu)	Potência aparente consumida pela carga (pu)	Fator de potência da carga (indutivo)	Tensão na carga sem GDFV (pu)	Tensão na carga com GDFV (pu)	Limite de GDFV - P_{GDFV} (pu)	Critério limitador
Inicial	4/0 AWG	1,00	1,0	0,92	0,9033	1,0188	1,8602	Térmico
A	336,4 MCM	1,00	1,0	0,92	0,9290	1,0120	2,2117	Térmico
B (1,05)	4/0 AWG	1,05	1,0	0,92	0,9591	1,0500	1,4904	Tensão
B (1,04)	4/0 AWG	1,04	1,0	0,92	0,9480	1,0500	1,6873	Tensão
B (1,03)	4/0 AWG	1,03	1,0	0,92	0,9369	1,0500	1,8897	Tensão
B (1,02)	4/0 AWG	1,02	1,0	0,92	0,9257	1,0397	1,8823	Térmico
B (1,01)	4/0 AWG	1,01	1,0	0,92	0,9145	1,0293	1,8713	Térmico
B (1,00)	4/0 AWG	1,00	1,0	0,92	0,9033	1,0188	1,8602	Térmico
C (100%)	4/0 AWG	1,00	1,0	0,92	0,9033	1,0188	1,8602	Térmico
C (90%)	4/0 AWG	1,00	0,9	0,92	0,9142	1,0230	1,7877	Térmico
C (80%)	4/0 AWG	1,00	0,8	0,92	0,9247	1,0271	1,7134	Térmico
C (70%)	4/0 AWG	1,00	0,7	0,92	0,9349	1,0311	1,6377	Térmico
C (60%)	4/0 AWG	1,00	0,6	0,92	0,9449	1,0350	1,5600	Térmico
C (50%)	4/0 AWG	1,00	0,5	0,92	0,9546	1,0387	1,4798	Térmico
C (40%)	4/0 AWG	1,00	0,4	0,92	0,9641	1,0424	1,3984	Térmico
C (30%)	4/0 AWG	1,00	0,3	0,92	0,9734	1,0459	1,3149	Térmico
C (20%)	4/0 AWG	1,00	0,2	0,92	0,9825	1,0493	1,2302	Térmico
C (10%)	4/0 AWG	1,00	0,1	0,92	0,9913	1,0500	1,0892	Tensão
D (1,0)	4/0 AWG	1,00	1,0	1,00	0,9329	1,0500	1,9340	Tensão
D (0,9)	4/0 AWG	1,00	1,0	0,90	0,9006	1,0139	1,8153	Térmico
D (0,8)	4/0 AWG	1,00	1,0	0,80	0,8924	0,9934	1,5912	Térmico
D (0,7)	4/0 AWG	1,00	1,0	0,70	0,8886	0,9765	1,3650	Térmico
D (0,6)	4/0 AWG	1,00	1,0	0,60	0,8875	0,9612	1,1310	Térmico
D (0,5)	4/0 AWG	1,00	1,0	0,50	0,8881	0,9463	0,8800	Térmico
D (0,4)	4/0 AWG	1,00	1,0	0,40	0,8902	0,9265	0,5360	Térmico

- À medida que o fator de potência é reduzido, o limite de GDFV também é afetado pelo critério de capacidade térmica, visto que passa a ter menos carga ativa a ser suprida localmente, e a carga que consome reativos já utiliza parte da capacidade de condução de corrente do alimentador, diminuindo a corrente que pode ser transmitida pela linha até a subestação. Em uma situação extrema de carga nominal com fator de potência zero, nenhuma GDFV pode ser inserida;
- O aumento da tensão de referência da subestação reduz a faixa de valores que a tensão na barra de carga possui para variar, sendo limitada por esse critério; e
- Ao reduzir a quantidade de carga consumida, a quantidade de GDFV também é diminuída, visto que há menos carga local a ser alimentada.

4.1.3 – Análise do critério de capacidade térmica

A análise dos resultados limitados pelo critério térmico permite definir uma regra geral, que possibilita obter analiticamente o limite de P_{GDFV} que pode ser inserido na rede sem a necessidade de simulações computacionais. Pode-se calcular P_{GDFV} em função das potências ativa e reativa da carga e da potência aparente na linha; tal relação pode ser matematicamente deduzida (Equações de 4.1 a 4.6).

$$S_{LINHA}^2 = P_{LINHA}^2 + Q_{LINHA}^2 \quad (4.1)$$

$$P_{GDFV} = P_{CARGA} + P_{LINHA} \quad (4.2)$$

$$Q_{LINHA} = - Q_{CARGA} \quad (4.3)$$

$$(Q_{LINHA})^2 = (- Q_{CARGA})^2 \quad (4.4)$$

$$S_{LINHA}^2 = (P_{GDFV} - P_{CARGA})^2 + Q_{CARGA}^2 \quad (4.5)$$

$$P_{GDFV} = P_{CARGA} + \sqrt{S_{LINHA}^2 - Q_{CARGA}^2} \quad (4.6)$$

A Equação 4.6 pode ser interpretada de forma visual. O Gráfico 4.1 ilustra a potência na linha, onde o limite de capacidade térmica vale 1,0 pu. Na posição A, a carga consome potências ativa e reativa, operando no limite térmico da linha. Na posição B, a GDFV supre toda a potência ativa da carga, e apenas potência reativa flui pela linha. A linha deixa de operar em seu limite térmico, pois a potência aparente resultante é inferior à situação anterior; essa posição corresponde a uma carga com fator de potência nulo. Na posição C a GDFV corresponde ao dobro da carga, novamente atingindo o limite térmico do condutor¹⁵. Caso a GDFV ultrapasse esse limite, o condutor apresentará sobrecarga (posição D).

Por essa análise gráfica, percebe-se que a GDFV pode ter uma potência correspondente ao dobro da potência ativa da carga quando a linha opera com carga nominal. A partir da Equação 4.6 pode-se deduzir matematicamente essa conclusão (Equações de 4.7 a 4.13).

¹⁵ Apesar de possuírem a mesma potência aparente, o módulo da corrente nas situações A e C são ligeiramente diferentes pois a queda de tensão no alimentador depende do ângulo da corrente. Com um valor diferente de tensão na barra, a carga modelada com potência constante apresenta um novo módulo de corrente.

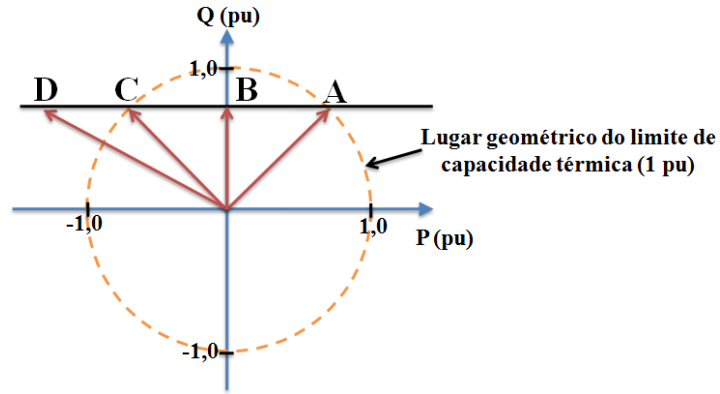


Gráfico 4.1 – Visualização gráfica da potência aparente na linha, à medida em que P varia e Q mantém-se constante, para situação de carga nominal.

$$P_{GDFV} = P_{CARGA} + \sqrt{S_{LINHA}^2 - Q_{CARGA}^2} \quad (4.7)$$

$$S_{LINHA} = S_{CARGA} = 1 \text{ pu (situação nominal)} \quad (4.8)$$

$$P_{GDFV} = P_{CARGA} + \sqrt{1 - Q_{CARGA}^2} \quad (4.9)$$

$$S_{CARGA}^2 = P_{CARGA}^2 + Q_{CARGA}^2 \quad (4.10)$$

$$P_{CARGA} = \sqrt{1 - Q_{CARGA}^2} \quad (4.11)$$

$$P_{GDFV} = P_{CARGA} + P_{CARGA} \quad (4.12)$$

$$P_{GDFV} = 2 * P_{CARGA} \quad (4.13)$$

A situação de carga consumindo potência nominal não é o caso geral, pois a carga varia durante o dia. No Gráfico 4.2 é apresentada uma situação em que a carga corresponde a 50% do limite térmico da linha. Na posição A, a carga não atinge o limite térmico da linha. Na posição B, a GDFV supre a potência ativa da carga, reduzindo a potência aparente na linha. Na situação C, a GDFV corresponde ao dobro da carga, fazendo com que a potência aparente na linha seja igual à da situação A. Mas, como a linha ainda não apresentou sobrecarga, é possível aumentar o valor da GDFV até que o limite térmico seja atingido, isto é, $S_{LINHA} = 1$ pu. O valor máximo da GDFV pode ser obtido pela Equação 4.14.

A Equação 4.14 permite obter, de forma expressa e sem a necessidade de simulações computacionais ou modelagem da rede de distribuição, o valor máximo de P_{GDFV} que pode ser instalado sem atingir o limite térmico da linha. A comparação dos valores simulados,

limitados pelo critério térmico, com os calculados pela Equação 4.14, mostram que o erro, para cargas com fator de potência superior a 0,7, é limitado a 4%¹⁶ (Tabela 4.1).

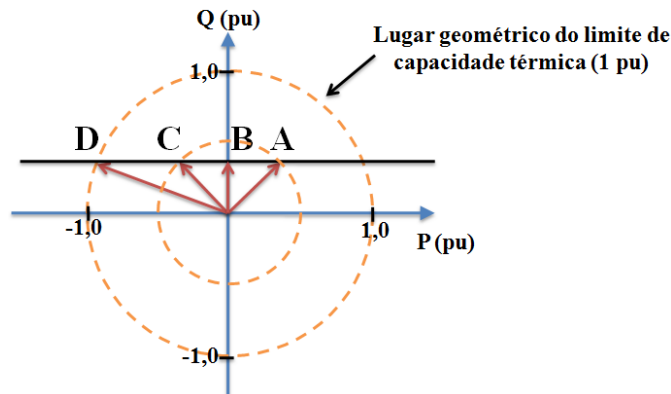


Gráfico 4.2 – Visualização gráfica da potência aparente na linha, à medida em que **P** varia e **Q** mantém-se constante, para situação de carga inferior à nominal.

$$P_{\text{GDFV MAX}} = P_{\text{CARGA}} + \sqrt{1 - Q_{\text{CARGA}}^2} \quad (4.14)$$

Tabela 4.1 – Comparação de PGDFV obtido via simulação e calculado pela Equação 4.14.

Situação	Limite térmico da linha - $S_{\text{LINHA MAX}}$ (pu)	Potência aparente consumida pela carga (pu)	Fator de potência da carga (indutivo)	P_{CARGA} (pu)	Q_{CARGA} (pu)	P_{GDFV} simulado (pu)	P_{GDFV} calculado (pu)	Erro entre P_{GDFV} simulado e calculado (%)
Inicial	1,00	1,0	0,92	0,9200	0,3919	1,8602	1,8400	1,1
A	1,33	1,0	0,92	0,9200	0,3919	2,2117	2,1909	0,9
B (1,02)	1,00	1,0	0,92	0,9200	0,3919	1,8823	1,8400	2,2
B (1,01)	1,00	1,0	0,92	0,9200	0,3919	1,8713	1,8400	1,7
B (1,00)	1,00	1,0	0,92	0,9200	0,3919	1,8602	1,8400	1,1
C (100%)	1,00	1,0	0,92	0,9200	0,3919	1,8602	1,8400	1,1
C (90%)	1,00	0,9	0,92	0,8280	0,3527	1,7877	1,7637	1,3
C (80%)	1,00	0,8	0,92	0,7360	0,3135	1,7134	1,6856	1,6
C (70%)	1,00	0,7	0,92	0,6440	0,2743	1,6377	1,6056	2,0
C (60%)	1,00	0,6	0,92	0,5520	0,2352	1,5600	1,5240	2,3
C (50%)	1,00	0,5	0,92	0,4600	0,1960	1,4798	1,4406	2,6
C (40%)	1,00	0,4	0,92	0,3680	0,1568	1,3984	1,3556	3,1
C (30%)	1,00	0,3	0,92	0,2760	0,1176	1,3149	1,2691	3,5
C (20%)	1,00	0,2	0,92	0,1840	0,0784	1,2302	1,1809	4,0
D (0,9)	1,00	1,0	0,9	0,9000	0,4359	1,8153	1,8000	0,8
D (0,8)	1,00	1,0	0,8	0,8000	0,6000	1,5912	1,6000	-0,6
D (0,7)	1,00	1,0	0,7	0,7000	0,7141	1,3650	1,4000	-2,6
D (0,6)	1,00	1,0	0,6	0,6000	0,8000	1,1310	1,2000	-6,1
D (0,5)	1,00	1,0	0,5	0,5000	0,8660	0,8800	1,0000	-13,6
D (0,4)	1,00	1,0	0,4	0,4000	0,9165	0,5360	0,8000	-49,3

¹⁶ Tal erro decorre da modelagem da carga com potência constante. Caso outro tipo de modelagem seja feita (impedância constante ou corrente constante), o erro pode ser ainda menor.

4.1.4 – Análise do critério de aumento de tensão

Ao se analisarem os resultados limitados pelo critério de aumento de tensão, pode-se também definir uma regra geral para identificar quando o aumento de tensão será mais restritivo que o limite térmico. Nota-se que, para diversas situações consideradas, a variação da tensão quando a GDFV está presente é inferior à queda de tensão que ocorre quando não há GDFV instalada (Tabela 4.2). As únicas exceções ocorrem para as situações C(40%), C(30%), C(20%) e C(10%), pois na situação C a quantidade de GDFV instalada é superior à quantidade de carga instalada. Para montantes equivalentes de carga e GDFV, a variação da tensão com GDFV é sempre inferior à variação da tensão sem GDFV.

Tabela 4.2 – Modificação da tensão na carga antes e depois da GDFV.

Situação	Tensão da barra de referência (pu)	Tensão na carga sem GDFV (pu)	Modificação no módulo da tensão sem GDFV	Tensão na carga com GDFV (pu)	Modificação no módulo da tensão com GDFV
Inicial	1,00	0,9033	-0,0967	1,0188	0,0188
A	1,00	0,9290	-0,0710	1,0120	0,0120
B (1,05)	1,05	0,9591	-0,0909	1,0500	0,0000
B (1,04)	1,04	0,9480	-0,0920	1,0500	0,0100
B (1,03)	1,03	0,9369	-0,0931	1,0500	0,0200
B (1,02)	1,02	0,9257	-0,0943	1,0397	0,0197
B (1,01)	1,01	0,9145	-0,0955	1,0293	0,0193
B (1,00)	1,00	0,9033	-0,0967	1,0188	0,0188
C (100%)	1,00	0,9033	-0,0967	1,0188	0,0188
C (90%)	1,00	0,9142	-0,0858	1,0230	0,0230
C (80%)	1,00	0,9247	-0,0753	1,0271	0,0271
C (70%)	1,00	0,9349	-0,0651	1,0311	0,0311
C (60%)	1,00	0,9449	-0,0551	1,0350	0,0350
C (50%)	1,00	0,9546	-0,0454	1,0387	0,0387
C (40%)	1,00	0,9641	-0,0359	1,0424	0,0424
C (30%)	1,00	0,9734	-0,0266	1,0459	0,0459
C (20%)	1,00	0,9825	-0,0175	1,0493	0,0493
C (10%)	1,00	0,9913	-0,0087	1,0500	0,0500
D (1,0)	1,00	0,9329	-0,0671	1,0500	0,0500
D (0,9)	1,00	0,9006	-0,0994	1,0139	0,0139
D (0,8)	1,00	0,8924	-0,1076	0,9934	-0,0066
D (0,7)	1,00	0,8886	-0,1114	0,9765	-0,0235
D (0,6)	1,00	0,8875	-0,1125	0,9612	-0,0388
D (0,5)	1,00	0,8881	-0,1119	0,9463	-0,0537
D (0,4)	1,00	0,8902	-0,1098	0,9265	-0,0735

Essa constatação, de que a variação da tensão com GDFV é sempre inferior à queda de tensão quando não há GDFV, também apresenta justificativa matemática. Apesar de a potência aparente na linha ser a mesma quando alimentando carga nominal ou com GDFV

máxima instalada, o sentido dos fluxos de potência ativa e reativa são diferentes. Alimentando apenas carga, tanto P_{LINHA} quanto Q_{LINHA} fluem da subestação em direção à carga, provocando assim a queda de tensão. Quando a GDFV máxima é instalada, P_{LINHA} passa a fluir da barra de carga para a subestação, provocando o aumento de tensão. Porém, como a GDFV opera com fator de potência unitário, a potência reativa continua fluindo da subestação em direção à carga, provocando queda de tensão na linha. Assim, o aumento de tensão provocado por P_{LINHA} é parcialmente compensado pela queda de tensão provocada por Q_{LINHA} , fazendo com que o aumento seja sempre inferior à queda.

Os dados simulados e apresentados na Tabela 4.2 ilustram esse fato. Na situação D, em que o fator de potência da carga é reduzido, nota-se que o aumento de tensão é cada vez menor, devido à maior parcela de potência reativa que flui da subestação para a carga.

Desse modo, percebe-se que o critério de aumento de tensão tem sua limitação influenciada pela faixa de tensão que a barra de carga possui para excursionar à medida em que a tensão aumenta quando GDFV é instalada. Por exemplo, na situação D, que opera com fator de potência unitário, a queda de tensão sem GDFV é de 0,0671 pu. O aumento de tensão esperado nessa situação é algo próximo desse valor, visto que a carga é puramente ativa e as perdas reativas na linha são pequenas. Assim, se o limite superior de tensão fosse 1,07 pu, por exemplo, o critério de aumento de tensão não seria um limitador. Uma situação semelhante ocorreu no caso C, em que a carga consome apenas 10% de seu valor nominal; a quantidade de potência ativa na rede, com GDFV máxima, é muita próxima da situação de fator de potência unitário, limitando-se também pelo critério de aumento de tensão.

Na situação B, em que a tensão de referência já está no limite superior (1,05 pu), a faixa que a tensão na carga possui para variar é muito pequena, fazendo com que esse critério seja o limitador. Quando a tensão de referência da subestação era 1,03 pu, o limitador foi o critério de tensão, porém a corrente também estava no limite, com 99,6% de seu valor (Tabela 3.3). Para as situações em que a tensão de referência vale 1,02 pu, 1,01 pu ou 1,00 pu, nota-se que o aumento de tensão é sempre inferior a 0,02 pu. Assim, percebe-se que deve haver pelo menos 0,02 pu de faixa de variação de tensão para que o aumento de tensão não seja um limitador.

Com base nessas constatações, uma regra prática pode ser formulada. Já foi comprovado que o aumento de tensão é, no máximo, igual à queda de tensão. Se a faixa de tensão acima da referência for pelo menos igual ao valor da queda de tensão na carga sem GDFV, o aumento de tensão não será um critério limitador. Tal regra prática permite calcular a tensão de referência (Equação 4.15).

$$V_{REF} = \frac{V_{LIMITE\ SUPERIOR} + V_{LIMITE\ INFERIOR}}{2} \quad (4.15)$$

Quando a tensão de referência encontra-se no ponto médio entre os limites superiores e inferiores de tensão adequada, e a queda de tensão para carga nominal operando com fator de potência unitário e sem GDFV não ultrapassa o limite inferior, o aumento de tensão, com GDFV limitada pelo critério térmico, não atingirá o limite superior. Tal regra permite simplificar a determinação do limite de penetração.

4.1.5 – Análise do critério de colapso de tensão

Os resultados apresentados na Tabela 4.1 indicam que, para todos os casos simulados, os critérios limitadores foram o de aumento de tensão ou de capacidade térmica do alimentador. O critério de colapso de tensão não se apresentou restritivo em nenhum das situações analisadas.

O problema do colapso de tensão ocorre quando uma grande quantidade de potência é injetada no alimentador. Nas situações iniciais e A, o colapso ocorreu quando potência superior a 9 pu foi injetada na rede, que ultrapassa diversas vezes o critério de capacidade térmica.

Assim, com a utilização dos critérios de aumento de tensão e de capacidade térmica, o critério de colapso de tensão pode ser desprezado, pois a elevada corrente necessária para gerar o colapso de tensão será limitada pelo critério térmico.

4.1.6 – Análise da distribuição da carga ao longo do alimentador

Na situação E, em que existem diversos trechos de linha, somente o condutor entre a subestação e a barra 1 apresentou-se em sobrecarga. Caso esse trecho seja reforçado, a quantidade de potência possível de ser injetada na rede passa de $P_{LINHA} = +0,9402$ pu para $P_{LINHA} = +1,0534$ pu, quando o limite de capacidade térmica do trecho entre as barras 1 e 2 é atingido (Gráfico 3.19).

Caso o trecho entre as barras 1 e 2 também seja reforçado, o novo limite de injeção de potência na rede passa para $P_{LINHA} = +1,2080$ pu (Gráfico 3.19). Assim, reforçando apenas 20% do alimentador, tem-se um aumento de 30% na quantidade de potência que pode ser injetada na rede. As Figuras de 4.2 a 4.5 ilustram essas possibilidades.

4.1.7 – Análise da influência da impedância dos transformadores e dos ramais de baixa tensão

A comparação do valor limite de GDFV para as simulações de F a H, as quais consideraram diferentes impedâncias na rede de distribuição, permite realizar constatações (Quadro 4.2). Como essas simulações foram realizadas com a tensão de referência em 1,0 pu, o critério limitador foi o térmico. Mas os limites impostos pelo critério de aumento de tensão foram modificados em cada situação.

Nota-se que a consideração da impedância do transformador reduziu em cerca de 10% o limite de GDFV pelo critério de aumento de tensão. Importante ressaltar que o transformador foi modelado com indutância e resistência série. O aumento de tensão, quando a GDFV fornece potência ativa, é diretamente influenciado pela resistência da rede. Assim, se fosse utilizado um modelo simplificado de transformador, somente com o elemento indutivo, essa modificação no limite não seria devidamente evidenciada.

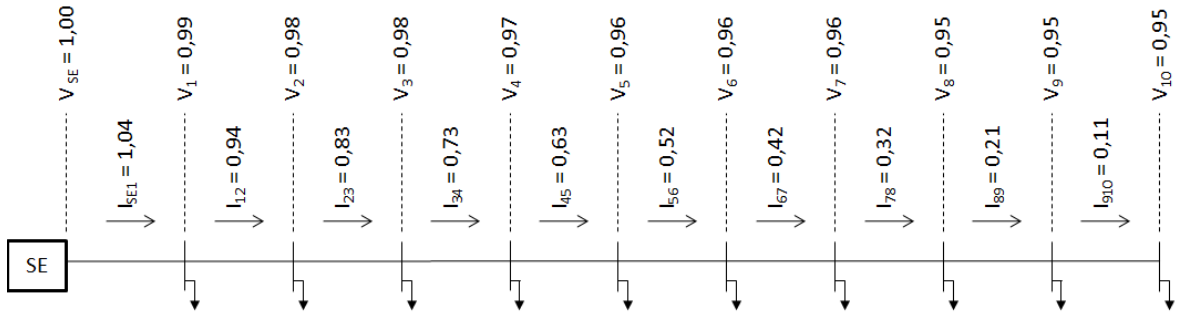


Figura 4.2 – Tensões e correntes com GDFV nula.

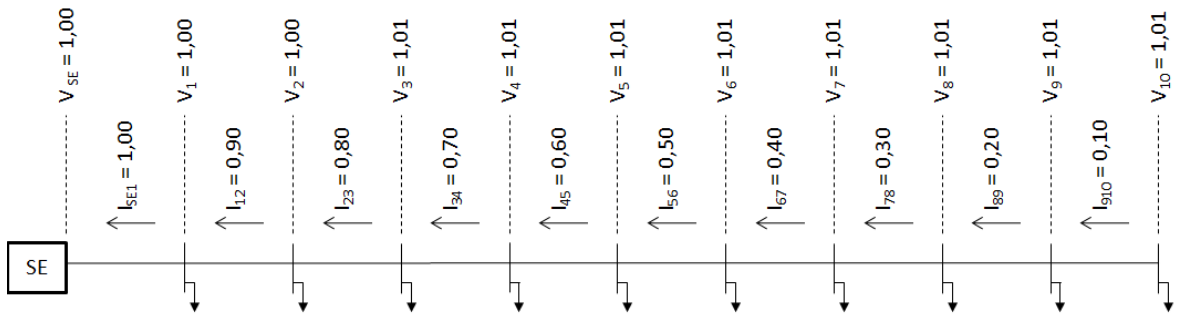


Figura 4.3 – Tensões e correntes com GDFV no limite de capacidade do trecho SE-1.

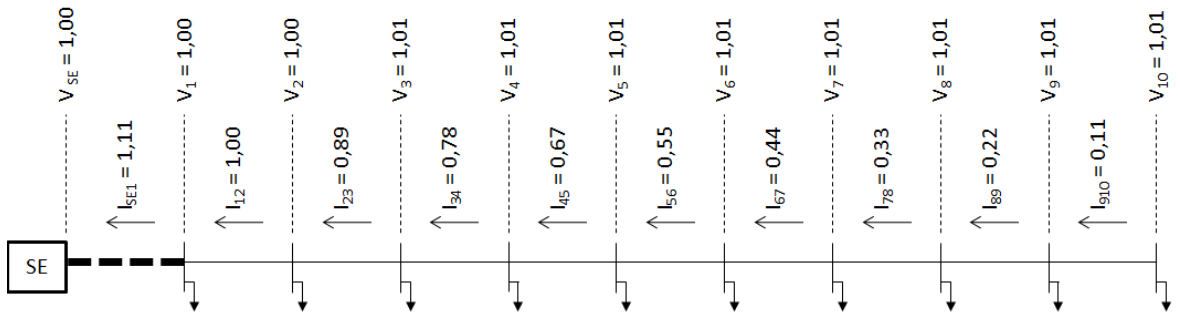


Figura 4.4 – Tensões e correntes com GDFV no limite de capacidade do trecho 1-2, considerando que o trecho SE-1 encontra-se reforçado.

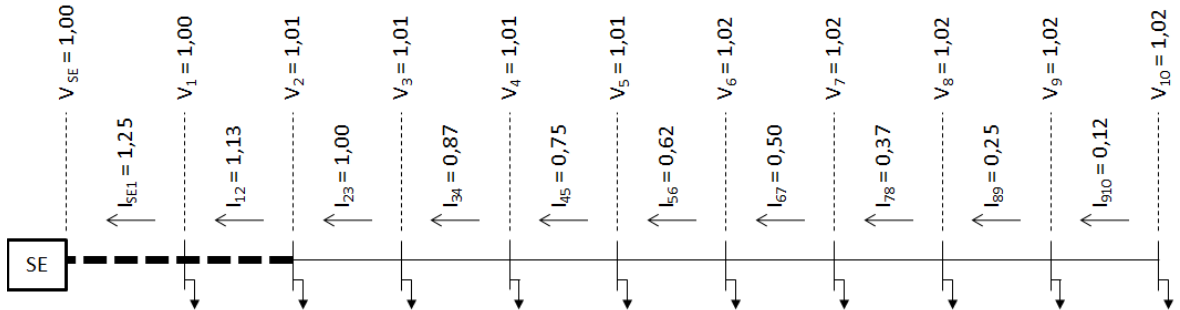


Figura 4.5 – Tensões e correntes com GDFV no limite de capacidade do trecho 2-3, considerando que os trechos SE-1 e 1-2 encontram-se reforçados.

Quadro 4.2 – Quadro comparativo indicando o valor limite de GDFV para as situações F a H.

Situação	Impedância considerada	Limite de GDFV pelo critério de aumento de tensão	Limite de GDFV pelo critério de capacidade térmica
F	Alimentador de média tensão	3,2614	1,8483
G	Alimentador de média tensão + transformador	2,9192	1,8464
H	Alimentador de média tensão + transformador + ramal de baixa tensão	2,6192	1,8520

A mesma consideração vale para a impedância do ramal de baixa tensão, que provocou uma redução adicional aproximada de 10% no limite de GDFV pelo critério de aumento de tensão. Isso decorre do fato de o condutor utilizado na baixa tensão também ser modelado por indutância e resistência série. Caso condutores com seção reta reduzidas fossem utilizados, com menor relação X/R (Quadro 3.2), a redução do limite seria ainda mais acentuada. Esses circuitos, entretanto, não costumam ser modelados em programas de fluxo de carga, devido à complexidade existente para realizar um levantamento de campo e identificá-los fisicamente. Assim, simulações considerando apenas os alimentadores de tensão primária de distribuição (13,8 kV) podem não fornecer resultados precisos sobre o aumento de tensão na unidade consumidora dotada de GDFV.

Nas situações consideradas, o limite foi restringido pelo critério de capacidade térmica. Porém, caso o limitador fosse o aumento de tensão, a consideração da impedância dos transformadores e dos ramais de baixa tensão deveria ser realizada, visto que a modificação dos resultados pode ser da ordem de 20%. Essa consideração é necessária para poder identificar o valor adequado da tensão de referência a ser ajustado na subestação.

4.1.8 – Análise da influência das curvas de carga

As situações I e J, que consideram somente as unidades consumidoras residenciais com geração distribuída, e com demanda durante o horário ensolarado de 60% do valor nominal, apresentaram valores decrescentes de P_{GDFV} (Quadro 4.3). Isso decorre do fato de haver menos carga a ser atendida localmente. Conforme registrado na Equação 4.14, o limite de P_{GDFV} é diretamente afetado por P_{CARGA} . A comparação das situações I e J (domingos e feriados) evidencia que, mesmo injetando valores próximos na linha, a potência fotovoltaica instalada é diferente. Nota-se que, caso as unidades consumidoras apresentem menor consumo por investirem em eficiência energética, podem instalar uma menor quantidade de GDFV do que em um bairro onde o consumo energético é maior.

Quadro 4.3 – Comparativo indicando o valor limite de GDFV para as situações I e J.

Situação	Descrição	Potência ativa total injetada na linha - P_{LINHA} (pu)	Potência ativa total das cargas que possuem GDFV - P_{CARGA} (pu)	Potência fotovoltaica instalada - P_{GDFV} (pu)
I	90% das cargas possuem GDFV	1,0242	0,8280	1,8522
J	Curva de carga (60%) para dias úteis	1,0915	0,4968	1,5883
J	Curva de carga (60%) para domingos e feriados	1,0264	0,4968	1,5232

4.1.9 – Formas de incremento da P_{GDFV} a cada iteração

As simulações realizadas, utilizando um alimentador genérico, consideraram que todas as unidades consumidoras residenciais, dotadas de GDFV, possuem as mesmas características, isto é, mesmo perfil de carga, mesma quantidade de unidades em um ramal de baixa tensão e mesma potência de transformador. Assim, a potência individual de geração distribuída (PIGD) que pode ser instalada é igual para todas as unidades consumidoras que podem ter GDFV.

Porém, em redes de distribuição reais, as características das unidades consumidoras não são idênticas entre si. É esperado que determinadas unidades consumidoras sejam mais eficientes do que outras no consumo energético, além de poderem estar conectadas em transformadores com potências diferentes. Essas variáveis podem modificar o limite de penetração da GDFV calculado pelo método, dependendo de como é feito o incremento, a cada iteração, da P_{GDFV} nas barras de carga que possuem GDFV (Figura 3.5).

Existem diversas formas de promover o incremento da P_{GDFV} . A mais simples consiste em fazer com que todas as unidades consumidoras possam instalar GDFV de mesma potência. Entretanto, unidades consumidoras que demandam maior carga terão menos excedente para injetar na linha. Caso haja um incentivo financeiro a ser pago pela energia injetada na linha, por meio de tarifas-prêmio, por exemplo, essa estratégia não resultará em um tratamento isonômico entre os consumidores.

Para garantir um tratamento isonômico, P_{LINHA} deve ser o mesmo para todas as barras que possuem GDFV. Essa estratégia, porém, não alcança o valor máximo possível de GDFV

que pode ser instalado na rede de distribuição, pois o algoritmo é interrompido quando a tensão em uma das barras ou a corrente em um dos ramos atinge o valor limite. É possível incrementar a GDFV nas outras barras, que ainda não atingiram tensão máxima ou o limite térmico, mas isso faz com que determinados consumidores tenham direito a injetar na linha quantidades maiores de potência do que outros.

Existem outras formas de realizar o incremento. Por exemplo, pode-se ter como critério a quantidade de GDFV que provoca a maior redução das perdas técnicas da rede. É importante ter claro como a forma de incremento da GDFV afeta o resultado final do método, visto que a potência individual de geração distribuída (PIGD) pode ser diferente para cada unidade consumidora.

4.1.10 – Lógica de controle visando tratamento isonômico entre os consumidores

Ao considerar que todos os consumidores possuem o mesmo direito de injetar potência na rede, é necessário que a GDFV seja dividida em duas parcelas: uma fixa, injetando diretamente na rede, e outra variável, visando atender à carga instalada dentro da unidade consumidora. Porém, como a linha, as cargas e a GDFV estão conectados entre si, torna-se necessário definir uma lógica de controle do despacho da GDFV.

Caso a rede de distribuição seja dotada de *smart grid* e de medidores inteligentes, é possível ter um operador da rede controlando o despacho, utilizando os centros de despacho de geração distribuída previstos nos Procedimentos de Distribuição da ANEEL. Porém, se essa infra-estrutura de telecomunicações não estiver disponível, deve-se definir uma lógica de controle local para que a GDFV possa realizar automaticamente seu despacho sem ultrapassar o limite térmico e ainda manter a isonomia entre os consumidores.

A Figura 4.6 apresenta um esquema simplificado dessa lógica de controle, indicando a medição de corrente que deve ser realizada pelo sistema fotovoltaico para que possa atender ao critério térmico. De posse das componentes ativa e reativa da corrente efetivamente consumida pela carga, pode-se implementar um laço de controle que opere da seguinte maneira:

- I. O controlador do sistema de geração distribuída é inicialmente configurado com a informação do limite de potência aparente que pode ser injetado na rede (na situação estudada, corresponde à demanda diversificada);
- II. O controlador mede, utilizando equipamentos conectados após o sistema fotovoltaico, a potência consumida pela carga;
- III. De posse da medição instantânea da quantidade de energia reativa consumida pela carga, e do limite de potência aparente, o controlador calcula a quantidade de potência ativa que pode ser injetada na rede; e
- IV. O controlador libera o sistema fotovoltaico para gerar a potência ativa consumida pela carga somada à potência ativa que pode ser injetada na rede.

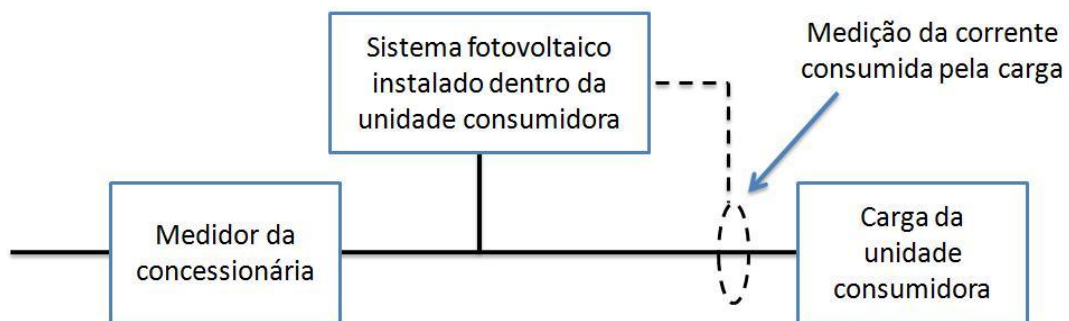


Figura 4.6 – Localização de equipamento medidor de grandezas elétricas, para fornecer informações à lógica de controle de limitação pelo critério térmico.

Com essa lógica, que pode ser incorporada aos equipamentos que compõem a geração distribuída, caso as unidades consumidoras estejam com carga pesada, o sistema fotovoltaico alimentará a carga e injetará o excedente na rede. Com carga leve, a quantidade de potência injetada na rede é mantida, porém a geração é reduzida na mesma quantidade da carga.

Assim, de posse de um controle local, não é necessário limitar a quantidade de geração fotovoltaica para a situação mais severa, permitindo que a lógica de controle possibilite a geração da maior quantidade de energia possível, com base nas características da carga.

A Tabela 4.3 apresenta os passos da lógica de controle, aplicadas às situações inicial, C (50 %) e D (0,8), que foram limitadas pelo critério de capacidade térmica. Nota-se que os resultados obtidos são próximos aos valores encontrados aplicando o método iterativo¹⁷.

Tabela 4.3 – Exemplo de aplicação da lógica de controle para o critério de capacidade térmica.

Situação	Potência consumida pela carga (pu)	Fator de potência da carga	Potência ativa consumida pela carga (pu)	Potência reativa consumida pela carga (pu)	Quantidade de potência ativa que pode ser injetada na rede (pu)	Soma da potência ativa consumida pela carga com a quantidade que pode ser injetada na rede	Limite de GDFV fornecido pela aplicação do método iterativo
Inicial	1,0	0,92	0,92	0,39	0,92	1,84	1,8602
C (50 %)	0,5	0,92	0,46	0,20	0,98	1,44	1,4798
D (0,8)	1,0	0,80	0,80	0,60	0,80	1,60	1,5912

Com a adoção dessa lógica de controle, maior potência fotovoltaica pode ser instalada em unidades consumidoras que possuem cargas operando durante o dia.

4.2 – COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS COM INFORMAÇÕES FORNECIDAS PELA LITERATURA

Conforme apresentado no Capítulo 2, existem registros na literatura de alguns valores de referência para a penetração da geração distribuída. De posse do método desenvolvido e das simulações executadas, é possível realizar comparações entre os resultados obtidos e informações da literatura.

De acordo com Dugan et al. (2004), caso a penetração da GD seja inferior a 30% da capacidade do alimentador, ela não deverá ter potência suficiente para regular a tensão, e será dominada pela variação diária de tensão na rede. Entretanto, para uma inserção maior de GD, esta questão necessita ser prevista.

O aumento de tensão ocasionado pela GD ocorre quando ela supre a carga local e injeta o excedente na linha. Provavelmente o autor considerou que a curva de carga apresenta

¹⁷ Os resultados não são idênticos, pois o método iterativo modela a carga como potência constante e, com a variação da tensão, a parcela reativa da corrente indutiva é alterada. Na lógica de controle, a carga é modelada como corrente constante.

potência mínima superior a 30% da capacidade nominal, situação em que a GD esta suprindo apenas a carga local e não injetando nenhum excedente na rede. O limite de GD que não aumenta a tensão da rede é o ponto mínimo da curva de carga, que pode ser diferente de 30%. Na simulação realizada na rede hipotética, o ponto mínimo corresponde a 20% do valor máximo (Gráfico 3.1).

Dugan et al. (2004) registra também que uma penetração significativa de GDFV utilizando pequenos geradores com fator de potência fixo podem ocasionar elevadas variações de tensão ao ocorrer um desligamento súbito. Assim, a variação de tensão não deve ser superior a 5%, para que a tensão continue dentro da faixa de valores adequada mesmo com a desconexão súbita da GD.

O conceito apresentado por Dugan et al. (2004) é procedente. Considerando que a tensão adequada pode variar entre 1,05 pu e 0,95 pu, espera-se que a GD não gere modificações fora dessa faixa. Entretanto, caso a carga opere dentro do limite sem GDFV, o incremento de tensão não precisa ser restrito a 5%, podendo atingir valores maiores até que o limite superior de tensão seja alcançado. Essa estratégia é contemplada no método apresentado.

Bebic (2008) chama a atenção para o dimensionamento dos alimentadores de baixa tensão, que utiliza o fator de coincidência, visto que a carga instalada dificilmente funcionará toda ao mesmo tempo. Entretanto, o fator de coincidência para geração FV é muito maior, porque um ramal inteiro de distribuição pode facilmente estar sujeito à mesma irradiação solar, fazendo com que todos os geradores alcancem máxima potência simultaneamente. Bebic (2008) registra que isso pode limitar a penetração FV, visto que a capacidade de GDFV instalada deve ser, a priori, inferior à carga coincidente para que não haja sobrecarga nos condutores.

O método desenvolvido, as simulações realizadas e a equação 4.14 comprovam que a PGDFV pode ser sempre igual ou maior que a carga coincidente. Assim, o valor máximo identificado por Bebic (2008) apresenta-se como valor mínimo, conforme demonstrado.

Whitaker et al. (2008) apresenta uma revisão bibliográfica sobre o impacto da elevada penetração de GDFV. Como resultado, são citadas bibliografias contendo diversos limites de penetração, variando desde 5% até valores acima de 50%. A pesquisa realizada em 35

distribuidoras européias, englobando Áustria, França, Alemanha, Espanha, Holanda e Reino Unido, apresenta como penetração máxima o valor de 100% da capacidade do transformador de distribuição (PVUPSCALE, 2007b).

Uma conclusão não trivial obtida da análise do método proposto é que a potência fotovoltaica instalada nos telhados das unidades consumidoras pode ser superior à potência nominal do transformador de distribuição, visto que parte atende a carga local. Assim, podem-se obter fatores de penetração superiores a 100% sem atingir o limite térmico das linhas e transformadores. Para a situação de carga nominal com fator de potência unitário, o fator de penetração alcança o limite superior de 200%.

4.3 – ESTUDO DE CASO

As regras práticas identificadas para determinar o limite de penetração da GDFV em redes radiais de distribuição são aplicadas a uma rede real da Companhia Energética de Brasília (CEB), servindo como exemplo de aplicação, estudo de caso e teste de eficácia.

4.3.1 – Visão geral do sistema elétrico da CEB

O alimentador selecionado para o estudo de caso faz parte do sistema elétrico da CEB. A concessão de distribuição de energia elétrica da CEB abrange todo o Distrito Federal, com área de 5.783 km², além de cargas limítrofes do Estado de Goiás. O suprimento de energia é realizado principalmente por Furnas Centrais Elétricas, por meio das subestações Samambaia (500/345/138 kV), Brasília Sul (345/138 kV) e Brasília Geral (230/34,5 kV), com capacidades de 450 MVA, 900 MVA e 180 MVA, respectivamente. Adicionalmente, as usinas hidrelétricas do Paranoá e Corumbá IV também suprem a área da concessão, as quais estão diretamente conectadas ao sistema de distribuição. A CEB possui 29 subestações de distribuição, sendo 10 atendidas em 138 kV, 3 atendidas em 69 kV e 16 em 34,5 kV. A extensão total dos circuitos alimentadores de 13,8 kV é superior a 8.500 km, além de mais de 6.900 km de circuitos de baixa tensão. A capacidade instalada de transformadores de distribuição 13,8kV/380V é superior a 1.800 MVA (CEB, 2009).

A alimentação elétrica de parte de Brasília é realizada por sistema primário subterrâneo, em topologia de malha, a qual apresenta elevada confiabilidade. Como mais de um

alimentador pode suprir a mesma carga, as linhas são dotadas de relé de corrente reversa, para, em caso de falta, poder eliminar somente o circuito que apresenta curto-circuito, mantendo os demais devidamente operantes. Tendo em vista que os relés de corrente reversa podem atuar no momento em que a geração distribuída fotovoltaica injeta potência na rede, existe a possibilidade de haver desligamento não-intencional de todos os circuitos que alimentam o conjunto de unidades consumidoras onde a GD estaria instalada. Essa situação de rede de distribuição em malha não é contemplada neste estudo.

Para locais com pequena densidade de carga, utiliza-se a tradicional topologia radial de alimentadores, onde o circuito inicia-se na subestação e ramifica-se à medida que percorre a cidade. Esse é o caso dos alimentadores da cidade de Taguatinga, DF, onde da subestação são oriundos 12 alimentadores em tensão primária de distribuição (13,8 kV). O estudo é realizado sobre o alimentador denominado TG01.

4.3.2 – Descrição do alimentador TG01

O alimentador TG01 atende parte da carga residencial e comercial da região de Taguatinga Norte. A Figura 4.7 apresenta o percurso do alimentador, indicando sua topologia radial e o posicionamento de 73 transformadores de distribuição. O esquema elétrico equivalente é apresentado na Figura 4.8, incluindo a numeração das barras. A potência dos transformadores é mostrada na Figura 4.9, com as principais distâncias e seções retas dos trechos indicadas na Figura 4.10.

O alimentador modelado nas figuras de 4.8 a 4.10 apresenta pequenas modificações em relação ao sistema real. As alterações a seguir foram executadas visando simplificar a análise, porém sem reduzir a precisão do estudo:

- Dois transformadores monofásicos de 5 kVA cada, existentes no alimentador real, foram suprimidos da modelagem, visto que a simulação considera somente cargas trifásicas. Esses dois transformadores de pequena capacidade correspondem a apenas 0,13% da potência instalada; e

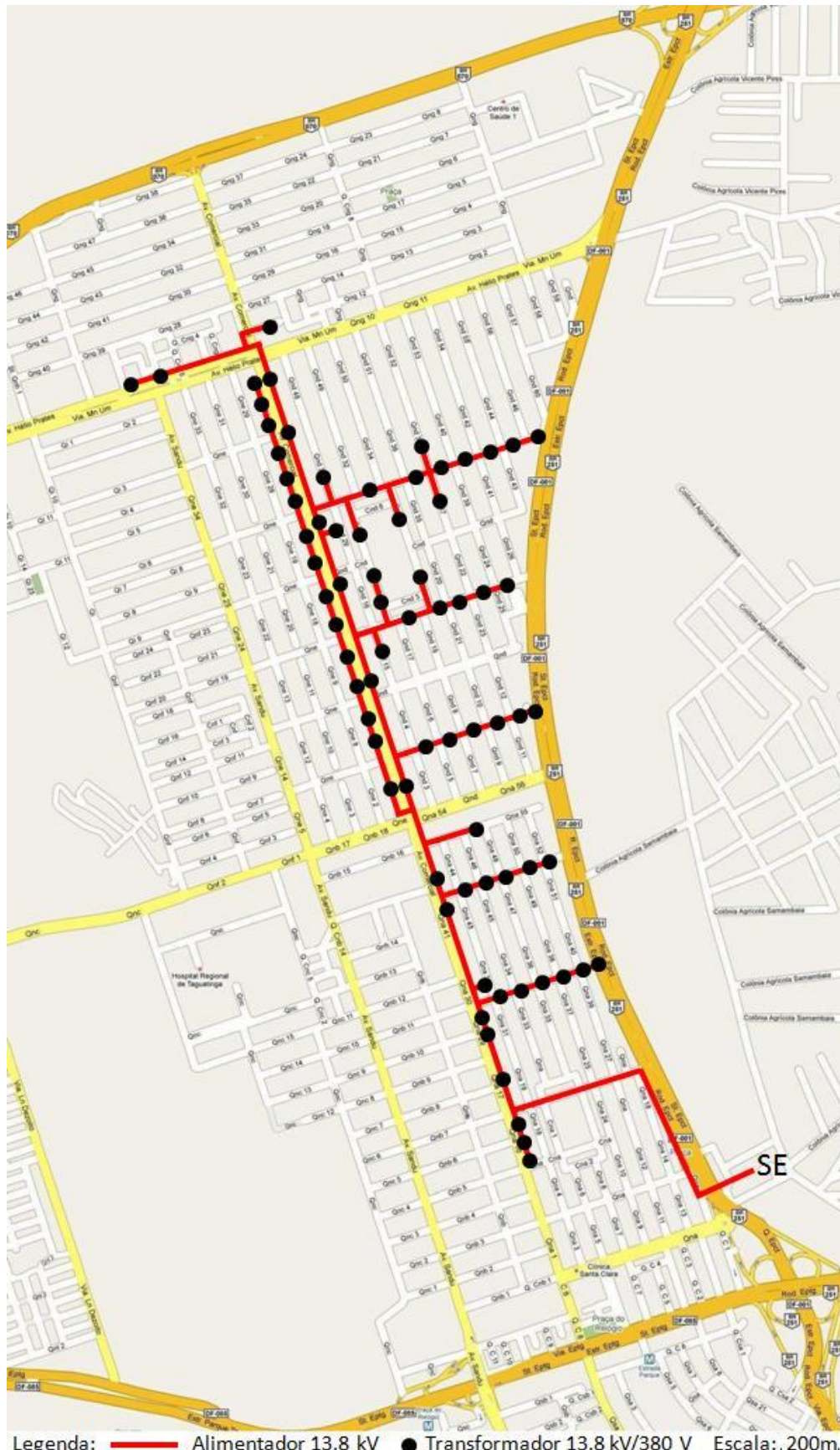


Figura 4.7 – Percurso do alimentador TG01, indicando sua topologia radial com ramificações.

- O alimentador utiliza condutores com duas seções retas: 4/0 AWG no tronco principal e na ramificação principal, e 4 AWG nas demais ramificações. Apenas duas ramificações utilizam seções retas diferentes: entre as barras 15 e 16, onde a seção reta 2/0 AWG é utilizada por um percurso de 5 metros, e entre as barras 73 e 74, onde o condutor 2 AWG é utilizado por 131 metros. Ambos trechos são modelados com o condutor 4 AWG que, por apresentar maior impedância, afetará o resultado de forma conservativa. Desse modo, somente duas seções retas de condutores são necessárias na simulação, o que facilita inclusive a verificação da capacidade máxima de condução de corrente.

A descrição detalhada do alimentador, incluindo a distância entre cada barra, o tipo de condutor e o perfil de carga dos transformadores, está relacionada no anexo B.

4.3.3 – Validação das hipóteses necessárias para aplicação do método para determinação do limite de penetração da GDFV

Para que o método possa ser aplicado, as hipóteses consideradas no desenvolvimento do algoritmo devem ser válidas para o alimentador TG01. A seguir são apresentadas as hipóteses, em forma de questionamentos, e as respostas aplicadas ao alimentador em estudo.

- a) O sistema elétrico é trifásico, simétrico e equilibrado?

Sim. Apesar de as unidades consumidoras serem monofásicas, a rede é trifásica e a distribuição das fases permite o balanceamento do sistema. Os transformadores da rede são trifásicos.

- b) A topologia da rede de distribuição é radial sem recurso?

A rede é radial e possui diversas alternativas de recurso, visando promover maior confiabilidade às unidades consumidoras. Para a simulação, é considerado somente o modo de funcionamento normal, sem recurso.

- c) Todos os equipamentos operam, em regime permanente, sem sobrecarga?

A soma da potência de todos os transformadores é $S_{\text{TRANSFORMADORES}} = 7.492,5$ kVA. Com carga nominal, a corrente em tensão primária de distribuição ($V = 13,8$ kV) é $I = 313,5$ A, dentro do limite de capacidade de condução de corrente do alimentador 4/0 AWG ($I_{\text{MAX}} = 314$ A).

d) O alimentador de baixa tensão possui a mesma seção por todo seu comprimento?

Não há registro detalhado do alimentador de baixa tensão. Considera-se que o alimentador que suporta a corrente nominal do transformador de distribuição é utilizado por todo o comprimento.

e) Todas as unidades consumidoras conectadas em um mesmo ramal de baixa tensão estão igualmente espaçadas entre si?

Sim. Conforme pode ser visto na Figura 4.11, a qual ilustra uma quadra típica, as residências possuem mesma largura de lote.



Figura 4.11 – *Quadra típica de Taguatinga, DF, indicando que as residências possuem mesma largura de lote, estando igualmente espaçadas entre si.*

f) Todas as unidades consumidoras alimentadas por um mesmo transformador de distribuição possuem curvas de carga iguais?

Tendo em vista que os transformadores atendem quadras exclusivamente comerciais ou residenciais, pode-se dividir a demanda diversificada entre as cargas.

g) A localização das unidades consumidoras atendidas pela rede de distribuição é planejada, possibilitando que transformadores alimentem somente cargas residenciais ou apenas unidades consumidoras com perfil de carga comercial?

Sim. Os transformadores instalados na Av. Comercial atendem unidades consumidoras exclusivamente comerciais. Os transformadores instalados dentro das quadras possuem cargas exclusivamente residenciais (Figura 4.12).

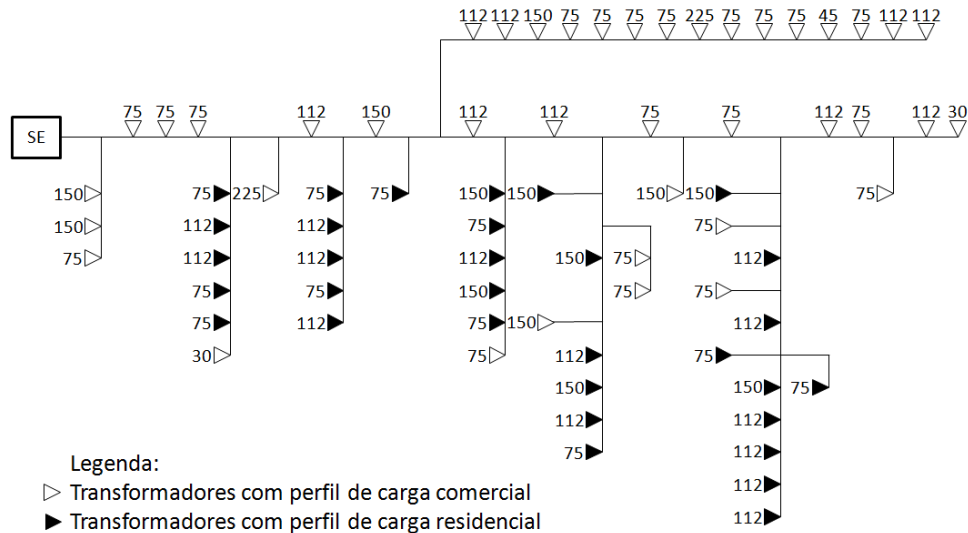


Figura 4.12 – Indicação do perfil de carga dos transformadores do alimentador TG01.

h) As unidades consumidoras residenciais são casas?

Sim. A região atendida pelo alimentador TG01 não abrange edifícios residenciais.

i) As cargas e a GDFV podem ser modeladas com potência constante?

A carga real é melhor modelada como uma associação de cargas de potência constante, impedância constante e corrente constante. A adoção da hipótese de potência constante é feita.

j) A GDFV produz apenas potência ativa?

Sim. Considera-se que são utilizados conversores CC/CA conectados à rede que operam com fator de potência unitário, representando os equipamentos comumente disponíveis no mercado.

k) Todas as unidades consumidoras residenciais atendidas pelo mesmo alimentador de tensão primária de distribuição encontram-se relativamente próximas entre si, de modo que a irradiância solar incidente sobre todos os painéis fotovoltaicos seja a mesma?

Sim. O comprimento máximo do alimentador é de 4 km, cuja distância permite que os mesmos fatores climáticos sejam sentidos ao longo de toda a rede (Figura 4.6).

l) Todas as unidades consumidoras residenciais possuem o mesmo direito de instalar GDFV em seus telhados?

Sim. Todos os telhados residenciais podem ter GDFV, com quantidade a ser definida pelo método.

4.3.4 – Modelagem da rede de baixa tensão

A rede de baixa tensão não é comumente cadastrada em detalhes pelas concessionárias de distribuição, vista a complexidade envolvida pelas grandes distâncias envolvidas. Logo, algumas hipóteses são adotadas para a modelagem desse trecho de rede, necessária para avaliação do aumento de tensão.

Os transformadores que atendem às unidades consumidoras residenciais normalmente situam-se entre duas quadras para que, do ramal de baixa tensão, possam originar-se ramificações para cada quadra. Ao entrar na rua, o alimentador de baixa tensão atende às unidades consumidoras de ambos os lados da pista (Figura 4.13).

No exemplo apresentado na Figura 4.13, a rua da quadra QNA 31 possui 180 metros, com 18 unidades consumidoras de cada lado. Cada lote possui 10 metros de frente e 30 metros de profundidade, e o transformador atende, no total, 72 unidades consumidoras residenciais.

Os ramais de baixa tensão que atendem às unidades consumidoras residenciais são modelados utilizando condutor compatível com a corrente nominal do transformador, visto que a seção reta real utilizada não é uma informação disponível. O Quadro 4.4 apresenta a potência dos transformadores que possuem cargas residenciais, juntamente com o condutor que suporta a corrente nominal do transformador.

As unidades consumidoras conectadas em um mesmo transformador são modeladas como uma única carga, cuja potência consumida representa a soma de todas as unidades, e a queda de tensão indica o valor na unidade consumidora mais distante.



Legenda: - - - Alimentador 380 V ● Transformador 13,8 kV/380 V □ Unidades consumidoras atendidas pelo transformador

Figura 4.13 – Detalhe do alimentador de baixa tensão, onde o transformador atende às unidades consumidoras de duas quadras, de ambos os lados da rua.

Quadro 4.4 – Seleção de condutores para o ramal de baixa tensão de acordo com o critério de condução de corrente do transformador.

Potência do transformador (kVA)	Corrente nominal no secundário (V = 380 V) (A)	Seção reta do condutor (AWG)	Capacidade de condução de corrente com vento e sol
75	114	4	114
112,5	171	1/0	203
150	228	4/0	314

4.3.5 – Curvas de carga e carregamento dos transformadores

São utilizadas as mesmas curvas de carga simplificadas apresentadas no Capítulo 3, para os transformadores que atendem as unidades consumidoras comerciais e residenciais, visto que são baseadas em dados reais medidos no Distrito Federal (Figueiredo, 2009). Tais valores são reapresentados, para facilidade de referência, no Quadro 4.5.

Quadro 4.5 – Demanda de unidades consumidoras comerciais e residenciais durante o período de irradiação solar. A demanda máxima corresponde a 1 pu.

Dia da semana	Demanda comercial durante o dia (pu)	Demanda residencial durante o dia (pu)
Dias úteis	1,0	0,6
Domingos e feriados	0,2	0,6

Como a cidade de Taguatinga, DF, apresentou crescimento nas últimas décadas, espera-se que os transformadores do alimentador TG01 não sejam todos iguais, pois devem ser naturalmente substituídos por equipamentos de maior potência à medida que a carga aumenta. Também não pode ser considerado que todos os transformadores operam com capacidade nominal, pois é possível que pequenos sobredimensionamentos tenham sido aplicados aos transformadores para que possam comportar o crescimento da demanda previsto para os próximos anos.

Um estudo geográfico pode ser realizado para estimar o carregamento dos transformadores. Ao identificar a quantidade de unidades consumidoras residenciais conectadas a cada transformador, e considerando a hipótese de que a potência demandada pelo transformador é igualmente distribuída entre as cargas utilizando a demanda diversificada, tal informação é obtida (Quadro 4.6). É considerada demanda diversificada de 1 kVA por lote de 300 m².

O alimentador TG01 atende a 2.152 unidades consumidoras residenciais, com lotes variando de 300 m² a 420 m². De forma a padronizar os resultados, são considerados nos cálculos 2.451,8 unidades consumidoras com área equivalente a 300 m².

4.3.6 – Situação inicial sem GDFV

A situação inicial considera que a rede radial de distribuição opera sem GDFV. São consideradas as curvas de carga de domingos e feriados, visto ser a condição mais severa. A capacidade de transformação instalada e as potências das cargas são apresentadas no Quadro 4.7. É considerado fator de potência 0,92. A menor tensão ocorre no ramal de baixa tensão da barra 34, atingindo o valor de 0,968 pu. A maior tensão é a de referência da subestação, ajustada em 1,0 pu. O resultado do fluxo de carga é apresentado no Apêndice A. À numeração das barras foi acrescentado o índice 1 para indicar a conexão nos secundários dos transformadores, e o índice 2 para o final do ramal de baixa tensão.

Quadro 4.6– Quantidade de unidades consumidoras residenciais atendidas pelos transformadores situados nas quadras.

Barra	Potência do transformador (kVA)	Quadras atendidas pelo transformador	Quantidade de unidades consumidoras residenciais	Área do lote de cada unidade consumidora residencial (m ²)	Carregamento máximo do transformador (%)
9	75	QNA 31 / QNA 32	72	300	96
10	112,5	QNA 33 / QNA 34	72	300	64
11	112,5	QNA 35 / QNA 36	72	300	64
12	75	QNA 37 / QNA 38	72	300	96
13	75	QNA 39 / QNA 40	54	300	72
19	75	QNA 43 / QNA 44	72	300	96
20	112,5	QNA 45 / QNA 46	72	300	64
21	112,5	QNA 47 / QNA 48	72	300	64
22	75	QNA 49 / QNA 50	72	300	96
23	112,5	QNA 51 / QNA 52	62	300	55
26	75	QNA 53 / QNA 55	60	350	93
30	150	QND 3 / QND 4	80	350	62
31	75	QND 5 / QND 6	80	350	124
32	112,5	QND 7 / QND 8	80	350	83
33	150	QND 9 / QND 10	80	350	62
34	75	QND 11 / QND 12	80	350	124
39	150	QND 15 / QND 16	80	350	62
43	150	QND 17 / QND 19	80	350	62
46	112,5	QND 20 / QND 21	80	350	83
47	150	QND 22 / QND 23	80	350	62
48	112,5	QND 24 / QND 25	70	350	73
49	75	QND 26	30	350	47
56	150	QND 30	42	420	39
59	112,5	QND 32 / QND 34	84	420	105
62	112,5	QND 35 / QND 36	62	350	64
64	75	QND 37	40	350	62
65	75	QND 38	42	420	78
66	150	QND 39 / QND 40	82	350	64
67	112,5	QND 41 / QND 42	82	350	85
68	112,5	QND 43 / QND 44	72	350	75
69	112,5	QND 46	42	420	52
70	112,5	QND 60	32	420	40
TOTAL:	3.450	-	2.152	-	-

Quadro 4.7 – Alimentador TG01 sem GDFV com curva de carga de domingos e feriados.

Transformadores comerciais	
Capacidade de transformação instalada	4.042,5 kVA
Percentual de utilização dos transformadores	20%
Potência ativa consumida	743,8 kW
Potência reativa consumida	316,9 kvar
Transformadores residenciais	
Capacidade de transformação instalada	3.450 kVA
Percentual de utilização dos transformadores	42,6%
Potência ativa consumida	1.352,1 kW
Potência reativa consumida	576,0 kvar

4.3.7 – Ajuste da tensão de referência para eliminar a restrição do critério de aumento de tensão

Para que o critério de aumento de tensão não seja restritivo, deve-se aplicar a Equação 4.15 para definir a tensão de referência da subestação (Equação 4.16). Considera-se o limite superior de tensão como 1,05 pu e o inferior como 0,95 pu, para ser válido tanto para a tensão primária quanto a secundária de distribuição.

$$V_{REF} = \frac{V_{LIMITE\ SUPERIOR} + V_{LIMITE\ INFERIOR}}{2} = \frac{1,05 + 0,95}{2} = 1,00\text{ pu} \quad (4.16)$$

A situação mais severa de queda de tensão ocorre com 100% da carga operando simultaneamente com fator de potência unitário. Nessa condição, a menor tensão identificada pela simulação computacional do fluxo de carga ocorre no circuito de baixa tensão da barra 65, atingindo o valor de 0,9510 pu. Como a queda de tensão máxima é de 0,049 pu, na situação de GDFV máxima a tensão alcançaria, no máximo, 1,049 pu, ainda dentro da faixa de valores adequadas. Assim, com a tensão de referência ajustada para 1,00 pu, o critério de aumento de tensão não será restritivo para a rede radial em estudo.

4.3.8 – Limite de penetração considerando geração máxima

A aplicação da Equação 4.14 permite calcular diretamente, sem a necessidade de simulações, o valor máximo de P_{GDFV} que pode ser instalado na rede, considerando que apenas as unidades consumidoras residenciais tenham GDFV.

$$P_{GDFV\ MAX} = 1.352 + \sqrt{3.450^2 - 576^2} = 4.753\text{ kW} \quad (4.17)$$

$$FPNT = \frac{P_{GDFV}}{S_{TRANSFORMADORES}} * 100 = \frac{4.753}{7.492,5} * 100 = 63,4\% \quad (4.18)$$

$$PIGD_{MÉDIO} = \frac{P_{GDFV}}{UC} = \frac{4.753}{2.451,8} = 1,938\text{ kW} \quad (4.19)$$

O valor máximo de P_{GDFV} obtido pela Equação 4.17 considera que todos os transformadores que atendem as unidades consumidoras residenciais operam em seu limite térmico, obtendo assim a geração máxima que pode ser instalada na rede de distribuição.

Como os transformadores de distribuição possuem potências nominais diversas, atendem a quantidades diferentes de unidades consumidoras e possuem percentual de utilização diferentes, a PIGD obtida pela Equação 4.19 apresenta-se como um valor médio. A PIGD para cada unidade consumidora é apresentada na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Cálculo da PIGD considerando geração máxima.

Barra	Potência do transformador (kVA)	Quantidade de unidades consumidoras equivalentes	Potência ativa consumida – P_{CARGA} (kW)	Potência reativa consumida – Q_{CARGA} (kVar)	Cálculo de P_{GDFV} (kW)	Potência Individual de Geração Distribuída – PIGD (kW)
9	75	72,0	39,744	16,931	112,808	1,567
10	112,5	72,0	39,744	16,931	150,963	2,097
11	112,5	72,0	39,744	16,931	150,963	2,097
12	75	72,0	39,744	16,931	112,808	1,567
13	75	54,0	29,808	12,698	103,725	1,921
19	75	72,0	39,744	16,931	112,808	1,567
20	112,5	72,0	39,744	16,931	150,963	2,097
21	112,5	72,0	39,744	16,931	150,963	2,097
22	75	72,0	39,744	16,931	112,808	1,567
23	112,5	62,0	34,155	14,550	145,710	2,350
26	75	70,0	38,502	16,402	111,687	1,596
30	150	93,3	51,336	21,869	199,733	2,140
31	75	93,3	51,336	21,869	123,077	1,319
32	112,5	93,3	51,543	21,957	161,879	1,734
33	150	93,3	51,336	21,869	199,733	2,140
34	75	93,3	51,336	21,869	123,077	1,319
39	150	93,3	51,336	21,869	199,733	2,140
43	150	93,3	51,336	21,869	199,733	2,140
46	112,5	93,3	51,543	21,957	161,879	1,734
47	150	93,3	51,336	21,869	199,733	2,140
48	112,5	81,7	45,333	19,312	156,163	1,912
49	75	35,0	19,458	8,289	93,999	2,686
56	150	58,8	32,292	13,756	181,660	3,089
59	112,5	117,6	65,205	27,777	174,222	1,481
62	112,5	72,3	39,744	16,931	150,963	2,087
64	75	46,7	25,668	10,935	99,867	2,140
65	75	58,8	32,292	13,756	106,020	1,803
66	150	95,7	52,992	22,574	201,284	2,104
67	112,5	95,7	52,785	22,486	163,015	1,704
68	112,5	84,0	46,575	19,841	157,312	1,873
69	112,5	58,8	32,292	13,756	143,948	2,448
70	112,5	44,8	24,840	10,582	136,841	3,054
TOTAL:	3.450	2.451,8	1.352,331	576,091	4750,075	-
MÉDIA:	-	-	-	-	-	1,937

Nessa situação, 40% das unidades consumidoras podem instalar GDFV entre 2,0 e 2,2 kW. Entretanto determinados locais, dependendo da potência do transformador onde estão conectados e da quantidade de unidades consumidoras atendidas, podem instalar valores

diferentes, variando de 1,3 a 3,1 kW (Gráfico 4.3). Nota-se, assim, que a geração máxima não promove um tratamento isonômico entre os consumidores.

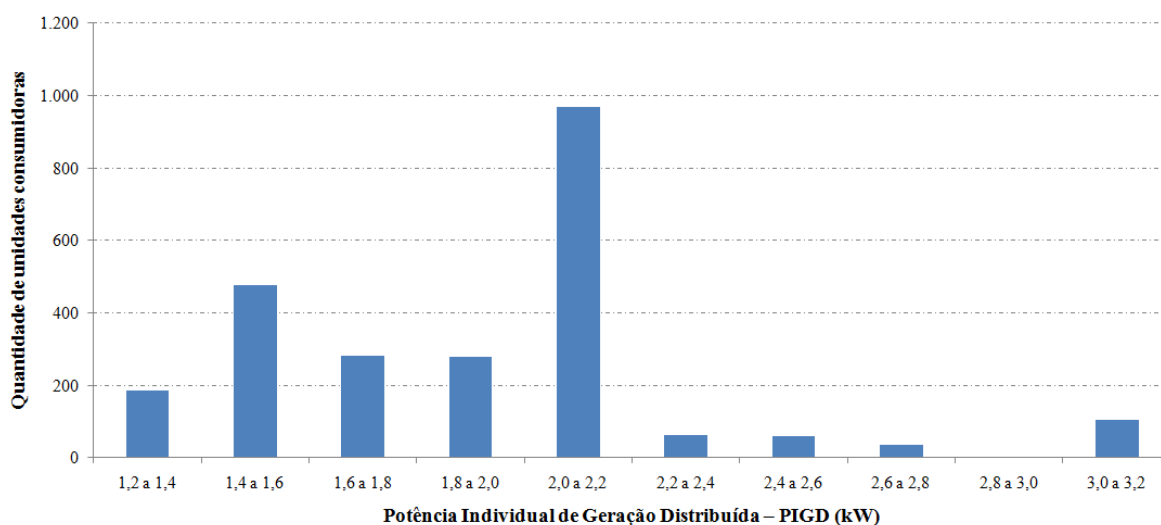


Gráfico 4.3 – Histograma da distribuição do PIGD entre as unidades consumidoras equivalentes.

4.3.9 – Limite de penetração considerando mesma PIGD¹⁸

Ao modificar a forma de distribuição da GDFV entre as unidades consumidoras, para que todas possam instalar a mesma potência em seus telhados, deve-se limitar ao valor mínimo obtido na Tabela 4.4 (PIGD = 1,319 kW), obtendo novos valores de P_{GDFV} e FPNT (Equações 4.20 e 4.21).

$$P_{GDFV} = PIGD * UC = 1,319 * 2.451,8 = 3.234 \text{ kW} \quad (4.20)$$

$$FPNT = \frac{P_{GDFV}}{S_{TRANSFORMADORES}} * 100 = \frac{3.234}{7.492,5} * 100 = 43,2 \% \quad (4.21)$$

O valor de P_{GDFV} apresentou uma redução de 32% em relação ao valor obtido para a geração máxima. O limite foi alcançado quando os transformadores 31 e 34 apresentaram carregamento máximo, fazendo com que os demais operassem abaixo da potência nominal (Tabela 4.5 e Gráfico 4.4).

¹⁸ A consideração de mesma PIGD considera que lotes com mesma área (no caso, com 300 m²) podem instalar a mesma quantidade de GDFV. No caso de lotes maiores, a quantidade que pode ser instalada é proporcional à área do lote. A adoção do número equivalente de unidades consumidoras com mesma área visa contemplar essa situação.

Tabela 4.5 – Cálculo de PGDFV considerando mesma PIGD para todas as unidades consumidoras.

Barra	Potência do transformador (kVA)	Quantidade de unidades consumidoras equivalentes	Potência ativa consumida – P_{CARGA} (kW)	Potência reativa consumida – Q_{CARGA} (kVar)	Potência Individual de Geração Distribuída – PIGD (kW)	Cálculo de P_{GDFV} (kW)	% de utilização do transformador
9	75	72,0	39,744	16,931	1,319	94,968	77,0
10	112,5	72,0	39,744	16,931	1,319	94,968	51,3
11	112,5	72,0	39,744	16,931	1,319	94,968	51,3
12	75	72,0	39,744	16,931	1,319	94,968	77,0
13	75	54,0	29,808	12,698	1,319	71,226	57,8
19	75	72,0	39,744	16,931	1,319	94,968	77,0
20	112,5	72,0	39,744	16,931	1,319	94,968	51,3
21	112,5	72,0	39,744	16,931	1,319	94,968	51,3
22	75	72,0	39,744	16,931	1,319	94,968	77,0
23	112,5	62,0	34,155	14,55	1,319	81,778	44,3
26	75	70,0	38,502	16,402	1,319	92,33	75,0
30	150	93,3	51,336	21,869	1,319	123,0627	50,0
31	75	93,3	51,336	21,869	1,319	123,0627	100,0
32	112,5	93,3	51,543	21,957	1,319	123,0627	66,5
33	150	93,3	51,336	21,869	1,319	123,0627	50,0
34	75	93,3	51,336	21,869	1,319	123,0627	100,0
39	150	93,3	51,336	21,869	1,319	123,0627	50,0
43	150	93,3	51,336	21,869	1,319	123,0627	50,0
46	112,5	93,3	51,543	21,957	1,319	123,0627	66,5
47	150	93,3	51,336	21,869	1,319	123,0627	50,0
48	112,5	81,7	45,333	19,312	1,319	107,7623	58,1
49	75	35,0	19,458	8,289	1,319	46,165	37,3
56	150	58,8	32,292	13,756	1,319	77,5572	31,5
59	112,5	117,6	65,205	27,777	1,319	155,1144	83,6
62	112,5	72,3	39,744	16,931	1,319	95,3637	51,7
64	75	46,7	25,668	10,935	1,319	61,5973	50,1
65	75	58,8	32,292	13,756	1,319	77,5572	63,1
66	150	95,7	52,992	22,574	1,319	126,2283	51,1
67	112,5	95,7	52,785	22,486	1,319	126,2283	68,3
68	112,5	84,0	46,575	19,841	1,319	110,796	59,7
69	112,5	58,8	32,292	13,756	1,319	77,5572	42,1
70	112,5	44,8	24,84	10,582	1,319	59,0912	31,9
TOTAL:	3.450	2.451,8	1.352,331	576,091	-	3.233,660:	-
MÉDIA:	-	-	-	-	1,319	-	-

Caso os transformadores 31 e 34 sejam substituídos por equipamentos de maior potência, é possível aumentar a penetração da GDFV. Nessa situação, o próximo transformador a apresentar restrição térmica é o instalado na barra 59, com PIGD = 1,481 kW (Equações 4.22 e 4.23). O valor de PGDFV apresentou um acréscimo de 12% com a ampliação da capacidade dos transformadores 31 e 34 (Tabela 4.6 e Gráfico 4.5).

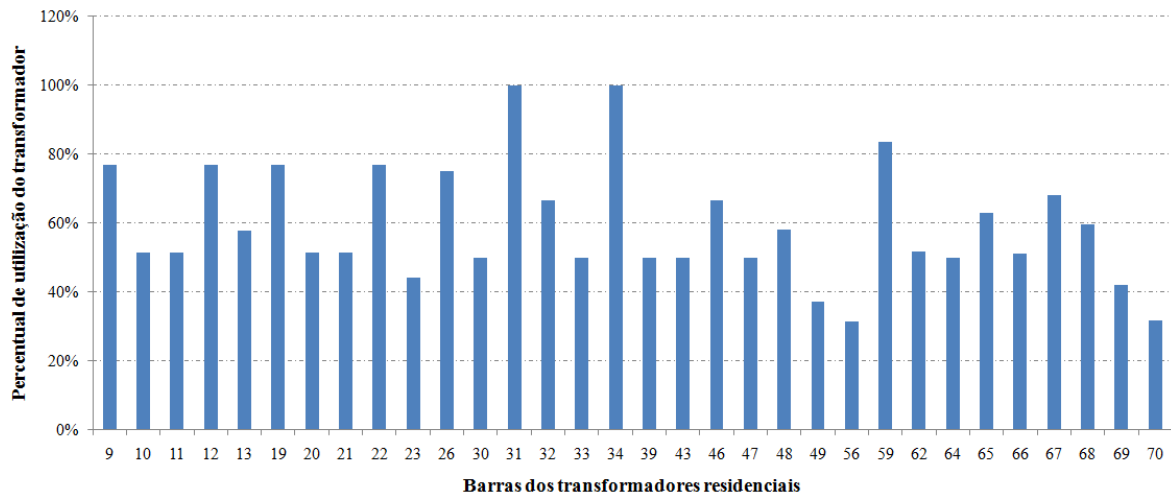


Gráfico 4.4 – Percentual de utilização dos transformadores com mesma PIGD para todas as unidades consumidoras.

$$P_{\text{GDFV}} = \text{PIGD} * \text{UC} = 1,481 * 2.451,8 = 3.631 \text{ kW} \quad (4.22)$$

$$\text{FPNT} = \frac{P_{\text{GDFV}}}{S_{\text{TRANSFORMADORES}}} * 100 = \frac{3.631}{7.492,5} * 100 = 48,5 \% \quad (4.23)$$

Da mesma forma, se o transformador conectado à barra 59 também for substituído, o próximo limitador ocorre nos transformadores das barras 9, 12 e 19, que possuem PIGD = 1,567 kW, o que possibilita $P_{\text{GDFV}} = 3.842 \text{ kW}$ e $\text{FPNT} = 51,3 \%$.

O investimento que deve ser realizado para aumentar o fator de penetração e garantir que todas as unidades consumidoras possuam mesma PIGD pode ser identificado de forma direta. O dimensionamento de um transformador para atender a determinadas unidades consumidoras considera os hábitos de consumo dos moradores, o qual é afetado pelo poder aquisitivo familiar. Entretanto a GDFV independe dos hábitos de consumo, visto que a irradiância solar é a mesma para locais próximos. Assim, ao identificar geograficamente a quantidade de unidades consumidoras atendidas por cada transformador (conforme levantamento apresentado no Quadro 4.6), pode-se ordenar essa lista pelo carregamento máximo dos transformadores, obtendo assim uma lista de mérito indicando quais os transformadores que podem ser substituídos para permitir uma maior penetração fotovoltaica (Quadro 4.8). Nota-se que essa lista indica os transformadores 31, 34, 59 como os primeiros a serem substituídos, conforme já identificado.

Tabela 4.6 – Cálculo de PGDFV considerando mesma PIGD para todas as unidades consumidoras, com sobrecarga nos transformadores 31 e 34.

Barra	Potência do transformador (kVA)	Quantidade de unidades consumidoras equivalentes	Potência ativa consumida – P_{CARGA} (kW)	Potência reativa consumida – Q_{CARGA} (kVar)	Potência Individual de Geração Distribuída – PIGD (kW)	Cálculo de P_{GDFV} (kW)	% de utilização do transformador
9	75	72,0	39,744	16,931	1,481	106,632	92,0
10	112,5	72,0	39,744	16,931	1,481	106,632	61,3
11	112,5	72,0	39,744	16,931	1,481	106,632	61,3
12	75	72,0	39,744	16,931	1,481	106,632	92,0
13	75	54,0	29,808	12,698	1,481	79,974	69,0
19	75	72,0	39,744	16,931	1,481	106,632	92,0
20	112,5	72,0	39,744	16,931	1,481	106,632	61,3
21	112,5	72,0	39,744	16,931	1,481	106,632	61,3
22	75	72,0	39,744	16,931	1,481	106,632	92,0
23	112,5	62,0	34,155	14,55	1,481	91,822	52,9
26	75	70,0	38,502	16,402	1,481	103,670	89,6
30	150	93,3	51,336	21,869	1,481	138,177	59,7
31	75	93,3	51,336	21,869	1,481	138,177	119,4
32	112,5	93,3	51,543	21,957	1,481	138,177	79,4
33	150	93,3	51,336	21,869	1,481	138,177	59,7
34	75	93,3	51,336	21,869	1,481	138,177	119,4
39	150	93,3	51,336	21,869	1,481	138,177	59,7
43	150	93,3	51,336	21,869	1,481	138,177	59,7
46	112,5	93,3	51,543	21,957	1,481	138,177	79,4
47	150	93,3	51,336	21,869	1,481	138,177	59,7
48	112,5	81,7	45,333	19,312	1,481	120,998	69,4
49	75	35,0	19,458	8,289	1,481	51,835	44,6
56	150	58,8	32,292	13,756	1,481	87,083	37,7
59	112,5	117,6	65,205	27,777	1,481	174,166	100,0
62	112,5	72,3	39,744	16,931	1,481	107,076	61,7
64	75	46,7	25,668	10,935	1,481	69,163	59,8
65	75	58,8	32,292	13,756	1,481	87,083	75,3
66	150	95,7	52,992	22,574	1,481	141,732	61,0
67	112,5	95,7	52,785	22,486	1,481	141,732	81,6
68	112,5	84,0	46,575	19,841	1,481	124,404	71,4
69	112,5	58,8	32,292	13,756	1,481	87,083	50,2
70	112,5	44,8	24,84	10,582	1,481	66,349	38,1
TOTAL:	3.450	2.451,8	1.352,331	576,091	-	3630,820	-
MÉDIA:	-	-	-	-	1,481	-	-

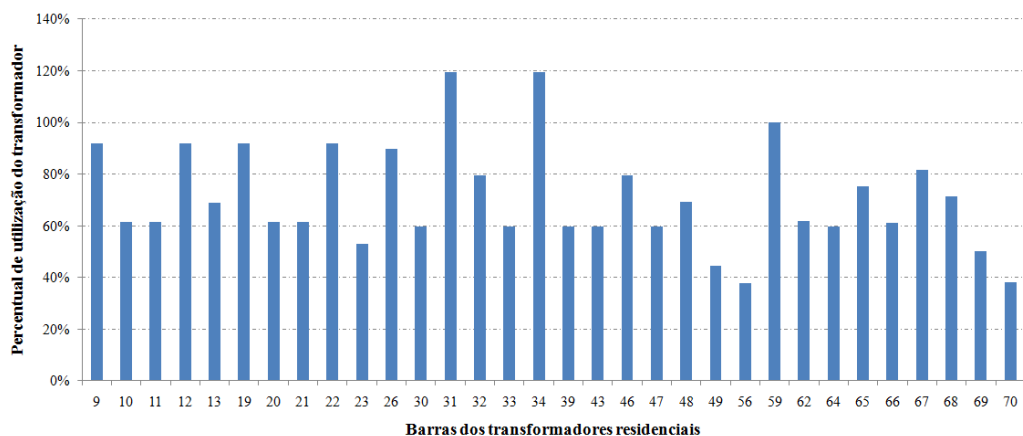


Gráfico 4.5 – Percentual de utilização dos transformadores com mesma PIGD para todas as unidades consumidoras, considerando sobrecarga nos transformadores 31 e 34.

Quadro 4.8– Quantidade de unidades consumidoras residenciais atendidas pelos transformadores situados nas quadras.

Barra	Potência do transformador (kVA)	Quadras atendidas pelo transformador	Quantidade de unidades consumidoras residenciais	Área do lote de cada unidade consumidora residencial (m ²)	Carregamento máximo do transformador (%)
31	75	QND 5 / QND 6	80	350	124
34	75	QND 11 / QND 12	80	350	124
59	112,5	QND 32 / QND 34	84	420	105
9	75	QNA 31 / QNA 32	72	300	96
12	75	QNA 37 / QNA 38	72	300	96
19	75	QNA 43 / QNA 44	72	300	96
22	75	QNA 49 / QNA 50	72	300	96
26	75	QNA 53 / QNA 55	60	350	93
67	112,5	QND 41 / QND 42	82	350	85
32	112,5	QND 7 / QND 8	80	350	83
46	112,5	QND 20 / QND 21	80	350	83
65	75	QND 38	42	420	78
68	112,5	QND 43 / QND 44	72	350	75
48	112,5	QND 24 / QND 25	70	350	73
13	75	QNA 39 / QNA 40	54	300	72
10	112,5	QNA 33 / QNA 34	72	300	64
11	112,5	QNA 35 / QNA 36	72	300	64
20	112,5	QNA 45 / QNA 46	72	300	64
21	112,5	QNA 47 / QNA 48	72	300	64
62	112,5	QND 35 / QND 36	62	350	64
66	150	QND 39 / QND 40	82	350	64
30	150	QND 3 / QND 4	80	350	62
33	150	QND 9 / QND 10	80	350	62
39	150	QND 15 / QND 16	80	350	62
43	150	QND 17 / QND 19	80	350	62
47	150	QND 22 / QND 23	80	350	62
64	75	QND 37	40	350	62
23	112,5	QNA 51 / QNA 52	62	300	55
69	112,5	QND 46	42	420	52
49	75	QND 26	30	350	47
70	112,5	QND 60	32	420	40
56	150	QND 30	42	420	39

4.3.10 – Limite de penetração considerando mesma injeção na rede

Outra forma de realizar o incremento na GDFV é considerar que todos podem injetar a mesma quantidade de potência ativa na rede (Tabela 4.7). A potência da GDFV depende do consumo de cada unidade, cujo despacho deve ser realizado pela lógica de controle apresentada. Obtém-se $P_{GDFV} = 3.648 \text{ kW}$, $FPNT = 48,7 \%$ e $PIGD_{MÉDIO} = 1,488 \text{ kW}$.

Tabela 4.7 – Cálculo das parcelas variável e fixa da PGDFV considerando que todas as unidades consumidoras podem injetar a mesma potência na rede.

Barra	Potência do transformador (kVA)	Quantidade de unidades consumidoras equivalentes	P_{CARGA} (parcela variável - kW)	P_{LINHA} (parcela fixa - kW)	P_{GDFV} (kW)	PIGD (kW)
9	75	72,0	39,744	71,741	111,485	1,548
10	112,5	72,0	39,744	71,741	111,485	1,548
11	112,5	72,0	39,744	71,741	111,485	1,548
12	75	72,0	39,744	71,741	111,485	1,548
13	75	54,0	29,808	71,741	101,549	1,881
19	75	72,0	39,744	71,741	111,485	1,548
20	112,5	72,0	39,744	71,741	111,485	1,548
21	112,5	72,0	39,744	71,741	111,485	1,548
22	75	72,0	39,744	71,741	111,485	1,548
23	112,5	62,0	34,155	71,741	105,896	1,708
26	75	70,0	38,502	71,741	110,243	1,575
30	150	93,3	51,336	71,741	123,077	1,319
31	75	93,3	51,336	71,741	123,077	1,319
32	112,5	93,3	51,543	71,741	123,284	1,321
33	150	93,3	51,336	71,741	123,077	1,319
34	75	93,3	51,336	71,741	123,077	1,319
39	150	93,3	51,336	71,741	123,077	1,319
43	150	93,3	51,336	71,741	123,077	1,319
46	112,5	93,3	51,543	71,741	123,284	1,321
47	150	93,3	51,336	71,741	123,077	1,319
48	112,5	81,7	45,333	71,741	117,074	1,434
49	75	35,0	19,458	71,741	91,199	2,606
56	150	58,8	32,292	71,741	104,033	1,769
59	112,5	117,6	65,205	71,741	136,946	1,165
62	112,5	72,3	39,744	71,741	111,485	1,541
64	75	46,7	25,668	71,741	97,409	2,087
65	75	58,8	32,292	71,741	104,033	1,769
66	150	95,7	52,992	71,741	124,733	1,304
67	112,5	95,7	52,785	71,741	124,526	1,302
68	112,5	84,0	46,575	71,741	118,316	1,409
69	112,5	58,8	32,292	71,741	104,033	1,769
70	112,5	44,8	24,840	71,741	96,581	2,156
TOTAL:	3.450	2.451,8	1.352,331	2.295,706	3.648,037	-
MÉDIA:	-	-	-	-	-	1,488

4.3.11 – Consolidação dos resultados

Os resultados consolidados são apresentados no Quadro 4.9. Considerando a situação mais conservadora, de que cada unidade consumidora pode instalar até 1,319 kW em um lote de 300 m², percebe-se que a área ocupada pelos painéis fotovoltaicos, considerando eficiência de 10%, é de apenas 13,2 m², o que corresponde a 4,4 % do lote. A maior limitação é devido ao critério de capacidade térmica dos transformadores que atendem, proporcionalmente, a uma quantidade maior de unidades consumidores que os demais.

Quadro 4.9– Resultados consolidados para a determinação do limite de penetração da GDFV no alimentador TG01.

Estratégia de distribuição da GDFV entre as unidades consumidoras	P_{GDFV} (kW)	FPNT (%)	PIGD_{MÉDIO} (kW)
Geração máxima	4.753	63,4	1,938
Mesma PIGD	3.234	43,2	1,319
Mesma PIGD com 2 transformadores em sobrecarga	3.631	48,5	1,481
Mesma PIGD com 3 transformadores em sobrecarga	3.842	51,3	1,567
Mesma injeção na rede	3.648	48,7	1,488

5 – CONCLUSÕES

O mundo aumenta seu consumo de energia a cada ano que passa. A tendência é que a utilização de energia seja incrementada ainda mais, visando fornecer maior conforto e melhor qualidade de vida à população. Porém, 87,3% da energia mundial provêm de fontes fósseis ou nucleares, com impactos ambientais que são sentidos por todo o planeta. A consciência de que fontes renováveis de energia devem ter seu uso intensificado está deixando de ser um ideal para se tornar realidade em diversos países do mundo, que já adotaram metas para tornar suas matrizes energéticas menos poluentes.

A energia solar fotovoltaica, quando utilizada como geração distribuída interligada à rede elétrica existente, provoca impactos no sistema de distribuição. Porém, por não possuírem máquinas rotativas e serem dotadas de conversores com dispositivos de eletrônica de potência, afetam a rede em menor grau que turbinas eólicas ou outras formas de geração distribuída que realizam conversão de energia mecânica para elétrica.

Diversas concessionárias de distribuição no Brasil possuem curva de carga típica que indica demanda máxima coincidente com o período ensolarado. Para tais concessionárias, a utilização de geração distribuída fotovoltaica permite o adiamento de investimentos em transmissão e distribuição de energia. Citam-se, como exemplo, AES-SUL (RS), CEMIG (MG), COELBA (BA), COSERN (RN) e LIGHT (RJ).

Os modernos conversores utilizados em sistemas fotovoltaicos, além de produzirem distorção harmônica dentro dos limites prescritos por norma internacional, possuem o potencial de reduzir a distorção e o desequilíbrio da rede, com a injeção de correntes propositalmente assimétricas ou distorcidas, possibilitando melhora na qualidade da energia do sistema de distribuição.

O limite de penetração da geração fotovoltaica em sistemas de distribuição não é encontrado na literatura como um valor absoluto e claramente definido. Existem, inclusive, discussões sobre qual deve ser a base de referência ao informar um valor percentual de penetração (proporcional à capacidade dos transformadores, à capacidade do condutor, à energia gerada em uma região ou à potência demandada no país, entre outros).

Um método para determinar o limite de penetração da GDFV em redes radiais de distribuição foi proposto e apresentado neste trabalho. De forma iterativa, são levadas em consideração as impedâncias da rede de tensão primária, dos transformadores e da rede de baixa tensão, além da tensão de referência da subestação, da quantidade de carga consumida e seu respectivo fator de potência.

De posse desse método, foi possível identificar que dois critérios devem ser simultaneamente atendidos para que uma rede de distribuição possa receber a geração distribuída sem a necessidade de modificações ou reforços: a tensão não deve aumentar acima do valor limite considerado como adequado pelas normas, e a capacidade térmica de condutores e transformadores não deve ser ultrapassada. Os resultados disponibilizados pela aplicação do método permitem identificar regras gerais para a determinação analítica do limite da GDFV por meio de equações lineares, sem a necessidade de simulações computacionais. Tais equações permitem ao operador do sistema e ao planejador da expansão da distribuição obterem, de forma simples, o montante de GDFV que pode ser instalado na rede.

Para que o limite de penetração seja determinado, deve-se definir como a GDFV será distribuída entre as unidades consumidoras: de forma a obter a penetração máxima, de maneira igual entre todas as unidades, ou com direito à mesma injeção de potência na rede de distribuição. Para essa última alternativa, uma lógica de controle para atender ao critério de capacidade térmica foi apresentada, que pode ser implementada localmente nos controladores dos sistemas fotovoltaicos. Tal lógica de controle permite ajustar automaticamente o despacho da GDFV sem a necessidade de um controle centralizado de despacho, o qual depende da existência de *smart grid*. Um indicador adicional também mostrou-se necessário, para informar de forma clara a potência individual de geração distribuída que pode ser instalada em cada unidade consumidora.

Um estudo de caso para um alimentador real da cidade de Taguatinga, DF, foi apresentado, resultando no limite de 1,319 kW de geração fotovoltaica que pode ser instalada em lotes de 300 m², ocupando apenas 4,4 % da área residencial. Uma lista de mérito foi obtida, sem a necessidade de simulações, identificando os transformadores que devem ser substituídos para que a penetração da GDFV possa ser incrementada.

Neste trabalho, as seguintes contribuições foram apresentadas:

- Elaboração de um método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição, analisando aumento de tensão nas barras e capacidade térmica de condutores e alimentadores. Tal método é válido também para outras formas de GD que utilizam conversores, como célula a combustível, por exemplo;
- Identificação de regras analíticas gerais, no formato de equações lineares, que permitem obter o limite de penetração sem a necessidade de simulações iterativas de fluxo de carga;
- Identificação, por meio de levantamento geográfico, de uma lista de mérito indicando quais transformadores devem ser substituídos para permitir o aumento da penetração fotovoltaica. Tal contribuição relaciona-se ao fato de que a potência do transformador não deve ser baseada no perfil de consumo dos moradores da unidade, e sim relacionada à área abrangida;
- Comprovação de que a potência da GDFV pode ser superior a 100% da potência do transformador de distribuição, diferentemente do indicado na literatura consultada, a qual indica valores máximos limitados a 100% da potência do transformador;
- Identificação da necessidade de um indicador que informe a potência individual da geração distribuída que pode ser instalada nas unidades consumidoras, visto que somente o fator de penetração não é suficiente para obter essa informação; e
- Descrição da lógica de controle da quantidade de potência injetada na rede, que pode ser configurado localmente, sem a necessidade de um sistema de comunicação (*smart grid*) para realizar o despacho centralizado.

Visando aprimorar as contribuições apresentadas, os seguintes trabalhos futuros são sugeridos:

- Verificar como bancos de capacitores e modificações na relação de transformação dos transformadores impactam o critério de aumento de tensão;
- Considerar GDFV dotada de lógica de controle que permita variar seu fator de potência e, com isso, possibilitar o aumento do limite de penetração quando o critério de tensão é atingido;

- Estender o método para outras formas de geração distribuída, tais como eólica e células a combustível;
- Aperfeiçoar o algoritmo para contemplar redes em malha e redes radiais com recursos de manobra, utilizando curvas de carga diferenciadas para as unidades consumidoras;
- Aperfeiçoar o algoritmo para identificar a GDFV onde as perdas técnicas na rede de distribuição são reduzidas, visto que a utilização de toda a ampacidade do condutor pode não ser o ponto ótimo de redução de perdas; e
- Aperfeiçoar o algoritmo para identificar a GDFV que promove a melhor regulação de tensão na rede de distribuição.

Por fim, espera-se que este estudo contribua para a disseminação da energia solar fotovoltaica como geração distribuída no Brasil e no mundo, e que o planeta rumo, de maneira acelerada, em direção ao desenvolvimento sustentável.

REFERÊNCIAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. *NBR 5460:1992 – Sistemas elétricos de potência – Terminologia*. Rio de Janeiro: 1992.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Banco de informações de geração*. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 30 jun 2010 (2010a).

_____. *Boletim Energia Número 421 - Ano 8 - de 23/06/2010 à 29/06/2010*. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 30 jun 2010 (2010b).

_____. Nota Técnica n° 0076/2008-SRD/ANEEL. Cálculo das Tarifas de Referência – TR – para revisão das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD – das Centrais Elétricas de Minas Gerais – CEMIG-D, de 8 de abril de 2008. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 22 jan 2009.

_____. Nota Técnica n° 0092/2008-SRD/ANEEL. Cálculo das Tarifas de Referência – TR – para revisão das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD – da Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN, de 17 de abril de 2008. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 22 jan 2009.

_____. Nota Técnica n° 0096/2008-SRD/ANEEL. Cálculo das Tarifas de Referência – TR – para revisão das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD – da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA, de 24 de abril de 2008. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 22 jan 2009.

_____. Nota Técnica n° 0097/2008-SRD/ANEEL. Cálculo das Tarifas de Referência – TR – para revisão das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD – da Empresa Energética de Sergipe – ENERGIPE, de 24 de abril de 2008. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 22 jan 2009.

_____. Nota Técnica nº 0100/2008-SRD/ANEEL. Cálculo das Tarifas de Referência – TR – para revisão das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD – da AES Sul, de 25 de abril de 2008. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 22 jan 2009.

_____. Nota Técnica nº 0187/2008-SRD/ANEEL. Cálculo das Tarifas de Referência – TR – para revisão das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD – da Companhia Energética de Brasília – CEB, de 18 de setembro de 2008. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 22 jan 2009.

_____. Nota Técnica nº 0228/2008-SRD/ANEEL. Cálculo das Tarifas de Referência – TR – para revisão das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD – da Light Serviços de Eletricidade S.A. – LIGHT, de 6 de novembro de 2008. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 22 jan 2009.

_____. Resolução Normativa nº 395/2009. Aprova a Revisão 1 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, e dá outras providências, de 15 de Dezembro de 2009. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 30 dez 2009.

BEBIC, J. *Power System Planning: Emerging Practices Suitable for Evaluating the Impact of High-Penetration Photovoltaics*. National Renewable Energy Laboratory, 2008. Disponível em: <www1.eere.energy.gov/solar/solar_america/rsi.html>. Acesso em: 25 jan 2009.

CEB – Companhia Energética de Brasília. *Informações técnicas*. Disponível em: <www.ceb.com.br>. Acesso em: 1 fev 2009.

_____. *NTD 1.02 - Norma técnica de distribuição – Critérios para Projeto de Redes Aéreas Urbanas Convencionais (Redes Aéreas Nuas)*. 2ª Edição, 2002. Disponível em: <www.ceb.com.br>. Acesso em: 1 fev 2009.

DUGAN, R. C.; McGRANAGHAN, M. F.; SANTOSO, S.; BEATY, H. W. *Electrical Power Systems Quality*. Second Edition. Ed. McGraw-Hill: 2004.

EPRI – Electric Power Research Institute. Engineering Guide for Integration of Distributed Generation and Storage into Power Distribution Systems. 2000.

FIGUEIREDO, F. M. *Curvas de carga dos transformadores conectados ao alimentador TG-01 da CEB [mensagem pessoal]*. Mensagem recebida por <rafael@shayani.net> em: 2 mar 2009.

GAIDDON, B.; KAAAN, H.; MUNRO, D. *Photovoltaics in the urban environment: lessons learnt from large-scale projects*. Earthscan, London, 2009.

IEA - International Energy Agency. *Key world energy statistics 2009*. Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em: 30 jun 2010.

IEA-PVPS - International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme. *Grid-connected photovoltaic power systems: Survey of inverter and related protection equipments*. Task V – Report IEA-PVPS T5-05:2002. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: 29 dez 2008 (2002a).

_____. *Impacts of Power Penetration from Photovoltaic Power Systems in Distribution Networks*. Task V – Report IEA PVPS T5-10: 2002. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: 29 dez 2008 (2002b).

_____. *Risk analysis of islanding of photovoltaic power systems within low voltage distribution networks*. Task V – Report IEA PVPS T5-08: 2002. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: 02 jul 2010 (2002c).

_____. *Evaluation of islanding detection methods for photovoltaic utility interactive power systems*. Task V – Report IEA PVPS T5-09: 2002. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: 02 jul 2010 (2002d).

_____. *Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2007*. Report IEA-PVPS T1-17:2008. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: 20 jan 2009.

_____. *Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2008*. Report IEA-PVPS T1-18:2009. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: 30 jul 2010.

IEEE - The Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Std 519-1992: IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*. 1992. Disponível em: <ieeexplore.ieee.org>. Acesso em: 29 dez 2008.

_____. *Std 929-2000: IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*. 2000. Disponível em: <ieeexplore.ieee.org>. Acesso em: 29 dez 2008.

_____. *Std 1547-2003: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. 2003. Disponível em: <ieeexplore.ieee.org>. Acesso em: 29 dez 2008.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. *Fourth Assessment Report: Climate Change 2007- Energy Supply*. 2007. Disponível em: <www.ipcc.ch>. Acesso em: 1 jun 2008.

LIU, E.; BEBIC, J. *Distribution System Voltage Performance Analysis for High-Penetration Photovoltaics*. National Renewable Energy Laboratory, 2008. Disponível em: <www1.eere.energy.gov/solar/solar_america/rsi.html>. Acesso em: 25 jan 2009.

MAMEDE FILHO, J. *Instalações Elétricas Industriais*. 7ª edição. Editora LTC, RJ, 2007.

McGRANAGHAN, M.; ORTMEYER, T.; CRUDELE, D.; KEY, T.; SMITH, J.; BARKER, P. *Renewable Systems Interconnecyion Study: Advanced Grid Planning and Operations*. Sandia Report SAND2008-0944 P. Sandia National Laboratories, 2008. Disponível em: <www1.eere.energy.gov/solar/solar_america/rsi.html>. Acesso em: 25 jan 2009.

Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Plano Nacional de Energia 2030*. Brasília: MME, EPE, 2007. Disponível em <www.mme.gov.br>. Acesso em: 2 jan 2009.

_____. *Balanço energético nacional (BEN) 2009 – Ano base 2008*. Brasília: MME, EPE, 2009. Disponível em <www.mme.gov.br>. Acesso em: 30 jun 2010.

ORTMEYER, T.; DUGAN, R.; CRUDELE, D.; KEY, T.; BARKER, P. *Renewable Systems Interconnection Study: Utility Models, Analysis, and Simulation Tools*. Sandia Report SAND2008-0945 P. Sandia National Laboratories, 2008. Disponível em: <www1.eere.energy.gov/solar/solar_america/rsi.html>. Acesso em: 25 jan 2009.

PRADO, T. G. F.; OLIVEIRA, M. A. G.; CAMARGO, I. M. T. The Brazilian Renewable Energy Incentive Program – The Second Phase of the PROINFA: Assessing Policy Efficiency And Barriers in Long-term Scenarios. In: *IEEE Energy 2030*. Atlanta, GA – USA, 2008.

PVUPSCALE - PV in Urban Policies – Strategic and Comprehensive Approach for Long-term Expansion. *Case-studies: Jyosai Town PV Demonstration Area*. 2008. Disponível em: <www.pvupscale.org>. Acesso em: 1 set 2008 (2008b).

_____. *WP4 – Deliverable 4.1: State-of-the-art on dispersed PV power generation: publications review on the impacts of PV Distributed Generation and Electricity networks*. 2007. Disponível em: <www.pvupscale.org>. Acesso em: 1 set 2008 (2007a).

_____. *WP4 – Deliverable 4.2: Utilities experience and perception of PV distributed generation*. 2007. Disponível em: <www.pvupscale.org>. Acesso em: 1 set 2008 (2007b).

_____. *WP4 – Deliverable 4.4: Recommendations for Utilities*. 2008. Disponível em: <www.pvupscale.org>. Acesso em: 1 set 2008 (2008a).

SEVERINO, M. M. *Avaliação técnico-econômica de um sistema híbrido de geração distribuída para atendimento a comunidades isoladas da Amazônia*. Publicação PPGENE.TD 027/08. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2008.

SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G. Externalidades da geração de energia com fontes convencionais e renováveis. In: *VI Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*. SBPE: 2008.

SHAYANI, R. A. *Medição do rendimento global de um sistema fotovoltaico isolado utilizando módulos de 32 células*. Publicação PPGENE.DM 265/06. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G.; CAMARGO, I. M. T. Comparação do Custo entre Energia Solar Fotovoltaica e Fontes Convencionais. In: *V Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*. SBPE: 2006.

THE MATHWORKS. *Matlab R2008a*. Disponível em <www.mathworks.com>. Acesso em: 10 jan 2009.

TONKOSKI, R.; LOPES, L. Voltage Regulation in Radial Distribution Feeders with High Penetration of Photovoltaic. In: *IEEE Energy 2030*. Atlanta, GA – USA, 2008.

WHITAKER, C.; NEWMILLER, J.; ROPP, M.; NORRIS, B. *Renewable Systems Interconecyion Study: Distributed Photovoltaic Systems Design and Technology Requirements*. Sandia Report SAND2008-0946 P. Sandia National Laboratories, 2008. Disponível em: <www1.eere.energy.gov/solar/solar_america/rsi.html>. Acesso em: 25 jan 2009.

ZIMMERMAN, R. D.; MURILLO-SÁNCHEZ, C. E. *MATPOWER - A MATLAB Power System Simulation Package - User's Manual*. Version 3.2, 2007. Disponível em <www.pserc.cornell.edu/matpower/>. Acesso em: 1 fev 2009.

ANEXOS

A – IMPEDÂNCIA DE CONDUTORES DE ALUMÍNIO

Quadro A.1 – Características elétricas de condutores de alumínio – CA.

Seção reta AWG/MCM		Condutores				
		4	2	1/0	4/0	336,4
Resistência elétrica 60 Hz (Ω /km)	25°C	1,384	0,870	0,547	0,273	0,173
	50°C	1,521	0,956	0,601	0,300	0,190
Reatância indutiva a 60 Hz (Ω /km) para Deq em mm (Tabela A.2)	200	0,342	0,325	0,307	0,281	0,259
	252	0,360	0,342	0,325	0,298	0,277
	755	0,443	0,425	0,427	0,381	0,360
	786	0,446	0,428	0,411	0,384	0,362
	943	0,459	0,442	0,424	0,398	0,376
	1.070	0,469	0,452	0,434	0,407	0,386
	1.089	0,470	0,453	0,435	0,409	0,387
	1.132	0,473	0,455	0,438	0,412	0,390
	1.322	0,485	0,467	0,450	0,423	0,402
	1.323	0,485	0,467	0,450	0,423	0,402
1.382	0,488	0,467	0,453	0,427	0,405	
Capacidade de condução de corrente com vento e sol (A)		114	152	203	314	419

Fonte: CEB – Companhia Energética de Brasília. *NTD 1.02 - Norma técnica de distribuição – Critérios para Projeto de Redes Aéreas Urbanas Convencionais (Redes Aéreas Nuas)*. 2ª Edição, 2002. Disponível em: <www.ceb.com.br>. Acesso em: 1 fev 2009.

Observações:

- 1) Resistividade elétrica do alumínio = $28,264 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$;
- 2) Resistência elétrica: $R_{50^\circ\text{C}} = R_{25^\circ\text{C}} \times 1,09875$;
- 3) Reatância indutiva: $X = 0,1736 \times \log_{10} \frac{\text{Deq}}{G}$ (Ω/m), sendo Deq proveniente do Quadro A.2.

Quadro A.2 – Cruzeta – Distância equivalente entre fases (Deq).

Estrutura		Cruzeta								Distância equivalente (mm)	
Arranjo	Tipo	2,00 metros				2,40 metros					
		Distância entre fases (mm)			Distância equivalente	Distância entre fases (mm)			Distância equivalente		
		d12	d23	d31		Deq	d12	d23		d31	Deq
Normal	N1 e N2	600	1.200	1.800	1.089	700	1.500	2.200	1.322		
	N3 e N4	850	850	1.700	1.070	1.050	1.050	2.100	1.323		
Meio beco	M1 e M2	950	850	1.800	1.032	1.200	1.000	2.200	1.382		
	M3 e M4	850	850	1.700	1.070	1.050	1.050	2.100	1.323		
Beco	B1 e B2	600	600	1.200	755	800	700	1.500	943		
	B3 e B4	650	600	1.250	786	800	700	1.500	943		
Secundário	3Ø										252
	1 Ø										200

Fonte: CEB – Companhia Energética de Brasília. *NTD 1.02 - Norma técnica de distribuição – Critérios para Projeto de Redes Aéreas Urbanas Convencionais (Redes Aéreas Nuas)*. 2ª Edição, 2002. Disponível em: <www.ceb.com.br>. Acesso em: 1 fev 2009.

B – DESCRIÇÃO DETALHADA DO ALIMENTADOR TG01

Quadro B.1 – Identificação e potência dos transformadores do alimentador TG01.

Barra	Potência (kVA)	Perfil de carga	Identificação CEB
2	150	Comercial	DP0775
3	150	Comercial	DP0825
4	75	Comercial	DP3840
5	75	Comercial	DP3841
6	75	Comercial	TP0744
7	75	Comercial	DP2515
9	75	Residencial	DP0471
10	112,5	Residencial	DP0310
11	112,5	Residencial	DP1071
12	75	Residencial	DP0841
13	75	Residencial	DP1546
14	30	Comercial	DP1182
16	225	Comercial	PA6429
17	112,5	Comercial	DP0751
19	75	Residencial	DP0297
20	112,5	Residencial	DP1540
21	112,5	Residencial	DP0104
22	75	Residencial	DP1283
23	112,5	Residencial	DP1386
24	150	Comercial	DP0871
26	75	Residencial	DP4129
28	112,5	Comercial	DP1757
30	150	Residencial	DP0579
31	75	Residencial	DP5069
32	112,5	Residencial	DP1331
33	150	Residencial	DP0218
34	75	Residencial	DP1135
35	75	Comercial	DP1215
36	112,5	Comercial	DP0026
39	150	Residencial	DP0659
41	75	Comercial	DP1046
42	75	Comercial	DP2021
43	150	Residencial	DP0725
45	150	Comercial	DP0873
46	112,5	Residencial	DP1578
47	150	Residencial	DP0456
48	112,5	Residencial	DP0555
49	75	Residencial	DP0948
50	75	Comercial	DP0092
52	150	Comercial	PA2114
53	75	Comercial	DP2934
56	150	Residencial	DP0942
58	75	Comercial	DP1619
59	112,5	Residencial	DP0333
61	75	Comercial	DP0290
62	112,5	Residencial	DP0872
64	75	Residencial	DP1575
65	75	Residencial	DP1083
66	150	Residencial	DP0666
67	112,5	Residencial	DP0881

Quadro B.1 – Identificação e potência dos transformadores do alimentador TG01 (continuação).

Barra	Potência (kVA)	Perfil de carga	Identificação CEB
68	112,5	Residencial	DP0788
69	112,5	Residencial	DP0701
70	112,5	Residencial	DP0849
71	112,5	Comercial	DP1545
72	75	Comercial	DP4566
74	75	Comercial	DP5266
75	112,5	Comercial	DP0248
76	30	Comercial	DP1055
77	112,5	Comercial	DP1543
78	112,5	Comercial	DP1477
79	150	Comercial	DP0803
80	75	Comercial	DP1511
81	75	Comercial	DP0436
82	75	Comercial	DP0315
83	75	Comercial	DP3837
84	225	Comercial	PA4196
85	75	Comercial	DP0330
86	75	Comercial	DP1463
87	75	Comercial	DP0447
88	45	Comercial	TP5146
89	75	Comercial	DP0665
90	112,5	Comercial	DP0724
91	112,5	Comercial	DP0454

Quadro B.2 – Comprimento e seção reta dos condutores do alimentador TG01.

Barra de origem	Barra de destino	Comprimento (m)	Seção reta (AWG)
SE	1	992	4/0
1	2	22	4/0
2	3	65	4/0
3	4	21	4/0
1	5	100	4/0
5	6	188	4/0
6	7	60	4/0
7	8	38	4/0
8	9	107	4
9	10	63	4
10	11	79	4
11	12	72	4
12	13	79	4
13	14	28	4
8	15	51	4/0
15	16	5	4
15	17	310	4/0
17	18	26	4/0
18	19	96	4
19	20	80	4
20	21	74	4
21	22	78	4
22	23	80	4
18	24	5	4/0
24	25	80	4/0
25	26	200	4
25	27	92	4/0
27	28	88	4/0
28	29	135	4/0
29	30	124	4
30	31	89	4
31	32	87	4
32	33	90	4
33	34	56	4
34	35	58	4
29	36	240	4/0
36	37	205	4/0
37	38	88	4
38	39	69	4
38	40	45	4
40	41	75	4
41	42	85	4
40	43	58	4
43	44	101	4
44	45	67	4
44	46	42	4
46	47	50	4
47	48	93	4
48	49	86	4
37	50	189	4/0
50	51	99	4/0
51	52	20	4
51	53	79	4/0
53	54	33	4/0

Quadro B.2 – Comprimento e seção reta dos condutores do alimentador TG01 (continuação).

Barra de origem	Barra de destino	Comprimento (m)	Seção reta (AWG)
54	55	91	4
55	56	40	4
55	57	53	4
57	58	91	4
57	59	71	4
59	60	83	4
60	61	95	4
60	62	88	4
62	63	53	4
63	64	93	4
63	65	94	4
63	66	59	4
66	67	72	4
67	68	80	4
68	69	84	4
69	70	54	4
54	71	283	4/0
71	72	199	4/0
72	73	96	4/0
73	74	131	4
73	75	337	4/0
75	76	77	4/0
27	77	102	4/0
77	78	190	4/0
78	79	40	4/0
79	80	182	4/0
80	81	74	4/0
81	82	152	4/0
82	83	124	4/0
83	84	76	4/0
84	85	72	4/0
85	86	190	4/0
86	87	121	4/0
87	88	48	4/0
88	89	106	4/0
89	90	91	4/0
90	91	62	4/0

APÉNDICE

A – RESULTADO DO FLUXO DE CARGA PARA O ALIMENTADOR TG01 SEM GDFV – DOMINGOS E FERIADOS

System Summary				
How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	156	Total Gen Capacity	300.0	0.0 to 0.0
Generators	1	On-line Capacity	300.0	0.0 to 0.0
Committed Gens	1	Generation (actual)	2.1	0.9
Loads	73	Load	2.1	0.9
Fixed	73	Fixed	2.1	0.9
Dispatchable	0	Dispatchable	-0.0 of -0.0	-0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	-0.0	0.0
Branches	155	Losses (I ² * Z)	0.03	0.04
Transformers	32	Branch Charging (inj)	-	0.0
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			
		Minimum	Maximum	
Voltage Magnitude		0.968 p.u. @ bus 234	1.000 p.u. @ bus 1000	
Voltage Angle		-1.34 deg @ bus 131	0.00 deg @ bus 1000	
P Losses (I ² *R)		-	0.01 MW @ line 1000-1	
Q Losses (I ² *X)		-	0.01 MVar @ line 1000-1	

Bus Data						
Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1000	1.000	0.000	2.13	0.93	-	-
1	0.995	-0.177	-	-	-	-
2	0.995	-0.177	-	-	0.03	0.01
3	0.995	-0.177	-	-	0.03	0.01
4	0.995	-0.177	-	-	0.01	0.01
5	0.994	-0.194	-	-	0.01	0.01
6	0.993	-0.227	-	-	0.01	0.01
7	0.993	-0.237	-	-	0.01	0.01
8	0.993	-0.244	-	-	-	-
9	0.993	-0.242	-	-	-	-
10	0.992	-0.242	-	-	-	-
11	0.992	-0.241	-	-	-	-
12	0.992	-0.241	-	-	-	-
13	0.992	-0.241	-	-	-	-
14	0.992	-0.241	-	-	0.01	0.00
15	0.992	-0.252	-	-	-	-
16	0.992	-0.252	-	-	0.04	0.02
17	0.991	-0.298	-	-	0.02	0.01
18	0.991	-0.302	-	-	-	-
19	0.991	-0.301	-	-	-	-
20	0.991	-0.301	-	-	-	-
21	0.991	-0.300	-	-	-	-
22	0.991	-0.300	-	-	-	-
23	0.991	-0.300	-	-	-	-
24	0.991	-0.303	-	-	0.03	0.01
25	0.991	-0.313	-	-	-	-
26	0.991	-0.313	-	-	-	-
27	0.990	-0.325	-	-	-	-
28	0.990	-0.334	-	-	0.02	0.01
29	0.990	-0.348	-	-	-	-
30	0.989	-0.346	-	-	-	-
31	0.989	-0.345	-	-	-	-
32	0.989	-0.344	-	-	-	-
33	0.989	-0.343	-	-	-	-
34	0.989	-0.343	-	-	-	-
35	0.989	-0.343	-	-	0.01	0.01
36	0.989	-0.367	-	-	0.02	0.01

Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
37	0.989	-0.383	-	-	-	-
38	0.988	-0.381	-	-	-	-
39	0.988	-0.381	-	-	-	-
40	0.988	-0.380	-	-	-	-
41	0.988	-0.380	-	-	0.01	0.01
42	0.988	-0.380	-	-	0.01	0.01
43	0.988	-0.379	-	-	-	-
44	0.988	-0.378	-	-	-	-
45	0.988	-0.378	-	-	0.03	0.01
46	0.988	-0.378	-	-	-	-
47	0.988	-0.378	-	-	-	-
48	0.988	-0.377	-	-	-	-
49	0.988	-0.377	-	-	-	-
50	0.988	-0.392	-	-	0.01	0.01
51	0.988	-0.397	-	-	-	-
52	0.988	-0.397	-	-	0.03	0.01
53	0.988	-0.400	-	-	0.01	0.01
54	0.988	-0.402	-	-	-	-
55	0.988	-0.399	-	-	-	-
56	0.988	-0.399	-	-	-	-
57	0.988	-0.398	-	-	-	-
58	0.988	-0.398	-	-	0.01	0.01
59	0.987	-0.397	-	-	-	-
60	0.987	-0.395	-	-	-	-
61	0.987	-0.395	-	-	0.01	0.01
62	0.987	-0.394	-	-	-	-
63	0.987	-0.393	-	-	-	-
64	0.987	-0.393	-	-	-	-
65	0.987	-0.393	-	-	-	-
66	0.987	-0.392	-	-	-	-
67	0.986	-0.392	-	-	-	-
68	0.986	-0.391	-	-	-	-
69	0.986	-0.391	-	-	-	-
70	0.986	-0.391	-	-	-	-
71	0.988	-0.403	-	-	0.02	0.01
72	0.988	-0.404	-	-	0.01	0.01
73	0.988	-0.405	-	-	-	-
74	0.988	-0.405	-	-	0.01	0.01
75	0.988	-0.406	-	-	0.02	0.01
76	0.988	-0.406	-	-	0.01	0.00
77	0.990	-0.327	-	-	0.02	0.01
78	0.990	-0.332	-	-	0.02	0.01
79	0.990	-0.332	-	-	0.03	0.01
80	0.990	-0.335	-	-	0.01	0.01
81	0.990	-0.337	-	-	0.01	0.01
82	0.990	-0.339	-	-	0.01	0.01
83	0.990	-0.341	-	-	0.01	0.01
84	0.990	-0.342	-	-	0.04	0.02
85	0.990	-0.342	-	-	0.01	0.01
86	0.990	-0.344	-	-	0.01	0.01
87	0.990	-0.345	-	-	0.01	0.01
88	0.990	-0.345	-	-	0.01	0.00
89	0.990	-0.345	-	-	0.01	0.01
90	0.990	-0.346	-	-	0.02	0.01
91	0.990	-0.346	-	-	0.02	0.01
109	0.977	-1.004	-	-	-	-
110	0.982	-0.772	-	-	-	-
111	0.983	-0.613	-	-	-	-
112	0.976	-1.003	-	-	-	-
113	0.980	-0.810	-	-	-	-
119	0.975	-1.066	-	-	-	-
120	0.985	-0.171	-	-	-	-
121	0.985	-0.170	-	-	-	-
122	0.975	-1.064	-	-	-	-
123	0.986	-0.188	-	-	-	-
126	0.975	-1.056	-	-	-	-
130	0.980	-0.882	-	-	-	-
131	0.968	-1.344	-	-	-	-
132	0.982	-0.175	-	-	-	-
133	0.979	-0.880	-	-	-	-
134	0.968	-1.343	-	-	-	-
139	0.979	-0.918	-	-	-	-
143	0.978	-0.917	-	-	-	-

Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
146	0.981	-0.209	-	-	-	-
147	0.978	-0.915	-	-	-	-
148	0.982	-0.229	-	-	-	-
149	0.980	-0.748	-	-	-	-
156	0.982	-0.737	-	-	-	-
159	0.979	-0.183	-	-	-	-
162	0.981	-0.263	-	-	-	-
164	0.976	-0.890	-	-	-	-
165	0.974	-1.020	-	-	-	-
166	0.977	-0.945	-	-	-	-
167	0.979	-0.218	-	-	-	-
168	0.980	-0.239	-	-	-	-
169	0.982	-0.284	-	-	-	-
170	0.983	-0.310	-	-	-	-
209	0.977	-1.004	-	-	0.04	0.02
210	0.982	-0.772	-	-	0.04	0.02
211	0.983	-0.613	-	-	0.04	0.02
212	0.976	-1.003	-	-	0.04	0.02
213	0.980	-0.810	-	-	0.03	0.01
219	0.975	-1.065	-	-	0.04	0.02
220	0.985	-0.171	-	-	0.04	0.02
221	0.985	-0.171	-	-	0.04	0.02
222	0.975	-1.064	-	-	0.04	0.02
223	0.986	-0.188	-	-	0.03	0.01
226	0.975	-1.056	-	-	0.04	0.02
230	0.980	-0.882	-	-	0.05	0.02
231	0.968	-1.344	-	-	0.05	0.02
232	0.982	-0.175	-	-	0.05	0.02
233	0.979	-0.880	-	-	0.05	0.02
234	0.968	-1.342	-	-	0.05	0.02
239	0.979	-0.918	-	-	0.05	0.02
243	0.978	-0.917	-	-	0.05	0.02
246	0.981	-0.209	-	-	0.05	0.02
247	0.978	-0.916	-	-	0.05	0.02
248	0.982	-0.230	-	-	0.05	0.02
249	0.980	-0.748	-	-	0.02	0.01
256	0.982	-0.737	-	-	0.03	0.01
259	0.979	-0.183	-	-	0.06	0.03
262	0.981	-0.263	-	-	0.04	0.02
264	0.976	-0.889	-	-	0.03	0.01
265	0.974	-1.020	-	-	0.03	0.01
266	0.977	-0.945	-	-	0.05	0.02
267	0.979	-0.218	-	-	0.05	0.02
268	0.980	-0.239	-	-	0.05	0.02
269	0.982	-0.284	-	-	0.03	0.01
270	0.983	-0.310	-	-	0.02	0.01
		Total:	2.13	0.93	2.10	0.89