



SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DISTRIBUÍDOS E INTEGRADOS À REDE
ELÉTRICA: CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO E SEUS IMPACTOS

Karolina Jorge Schwenck de Carvalho

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Edson Hirokazu Watanabe

Rio de Janeiro
Setembro de 2012

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DISTRIBUÍDOS E INTEGRADOS À REDE
ELÉTRICA: CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO E SEUS IMPACTOS

Karolina Jorge Schwenck de Carvalho

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof. Edson Hirokazu Watanabe, D. Eng.

Prof. Luís Guilherme Barbosa Rolim, Dr.-Ing.

Prof. Henrique Antônio Carvalho Braga, Dr. Eng.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

SETEMBRO DE 2012

Carvalho, Karolina Jorge Schwenck de

Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos Integrados à Rede Elétrica: Condições de Operação e seus Impactos/
Karolina Jorge Schwenck de Carvalho. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2012.

XVII, 113 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Edson Hirokazu Watanabe

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2012.

Referências Bibliográficas: p. 90-94.

1. Sistemas Fotovoltaicos. 2. Geração Distribuída. 3. Qualidade de Energia. 4. Sistemas de Distribuição. 5. Microgeração. 6. Minigeração. I. Watanabe, Edson Hirokazu. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

“There’s nothing you can do that can’t be done.”

(John Lennon)

À Ana Custódio Zinha, minha
amada Vovó Ninha, sem ela nada
seria possível ou faria sentido.

Agradecimentos

À minha amada família, em especial aos meus pais, Carlos Cesar e Dilma Luiza, e à minha irmã Patrícia, por todo apoio, confiança, amor, dedicação e compreensão essenciais durante esse período.

Ao meu orientador, Professor Edson Hirokazu Watanabe, pelos ensinamentos, incentivos, disposição e conselhos profissionais.

À Universidade Federal de Juiz de Fora por ter me acolhido durante minha formação em Engenharia Elétrica, principalmente ao Professor Pedro Gomes Barbosa pelo incentivo ao estudo e apresentação ao meio acadêmico.

Aos colegas e amigos do CEPEL, Ângela, Ari, Bandim, Capella, Fábio, Fernando, Grillo, José Eduardo, Júlio, Landulfo e Ricardo Ross, pela amizade, companheirismo, paciência, conselhos e principalmente por acreditarem no meu trabalho. Em especial, ao Professor e Pesquisador José Eduardo R. A. Júnior por praticamente me co-orientar.

Aos amigos: Débora, Kele, Lourdes, Marina e Wesley, pelo carinho nos momentos mais difíceis.

À família ELEPOT pelo acolhimento. Ao Gambôa pela ajuda com os gráficos. À CAPES pelo apoio financeiro no período em que fui bolsista.

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

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DISTRIBUÍDOS E INTEGRADOS À REDE ELÉTRICA: CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO E SEUS IMPACTOS

Karolina Jorge Schwenck de Carvalho

Setembro/2012

Orientador: Edson Hirokazu Watanabe

Programa: Engenharia Elétrica

Diversos fatores econômicos, tecnológicos e ambientais têm incentivado a pesquisa e o desenvolvimento de tecnologias visando o aprimoramento dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Nesse contexto, o emprego da geração distribuída de forma ordenada e controlada se torna uma opção interessante para o setor elétrico.

Dentre as tecnologias utilizadas em geração distribuída a partir de fontes renováveis, o emprego de geração solar por células fotovoltaicas tem ganhado grande espaço nos sistemas elétricos ao redor do mundo. No Brasil, a resolução normativa 482/2012 recém publicada pela ANEEL, regulando a conexão de micro e minigeração à rede elétrica, somada aos, relativamente, elevados índices de radiação solar do território brasileiro indicam um cenário favorável para o aumento significativo da implantação de sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede elétrica.

Dessa forma, este trabalho visa apresentar as principais características e o funcionamento dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, bem como analisar os principais impactos causados à rede e traçar as condições críticas para a aplicação desses sistemas. Para isso, normas internacionais e a resolução normativa 482/2012 são apresentadas e o cálculo do fluxo de carga para uma rede genérica é realizado para diversas condições de operação e características da rede.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

GRID CONNECTED DISTRIBUTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS: OPERATING CONDITIONS AND ITS IMPACTS TO THE GRID

Karolina Jorge Schwenck de Carvalho

September/2012

Advisor: Edson Hirokazu Watanabe

Department: Electrical Engineering

Several economic, technological and environmental factors have encouraged the research and development of technologies for the improvement of the generation, transmission and distribution of electricity. In this context, the use of distributed generation in an orderly and controlled way becomes an interesting option for the power systems around the world.

Among the technologies used in distributed generation from renewable sources, the employment of generation by solar photovoltaic cells is highlighted in the power systems worldwide. In Brazil, the guideline 482/2012 recently published by ANEEL, which regulates the connection of distributed generation to the grid, and the relatively high levels of solar radiation in Brazil indicate a favorable scenario for the significant increase in the deployment of grid-connected distributed photovoltaic systems.

Thus, this dissertation presents the main characteristics and operation of photovoltaic systems connected to the grid, analyzes the main impacts to the grid and traces the critical conditions for the application of these systems. For this purpose, international standards and the guideline 482/2012 are shown and the solution of the power flow for a generic network is carried out for various operating conditions and characteristics of the grid.

Índice

Índice de Figuras	xi
Índice de Tabelas	xv
Nomenclatura.....	xvi
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1. Aspectos Gerais	1
1.2. Geração Distribuída.....	4
1.3. Motivação	8
1.4. Objetivos.....	10
1.5. Estrutura da Dissertação	11
Capítulo 2 – Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos Conectados à Rede Elétrica	12
2.1. Aspectos Gerais	12
2.2. Topologias de Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos Conectados à Rede Elétrica.....	13
2.2.1. Arranjos Fotovoltaicos	15
2.2.1.1. Células Fotovoltaicas.....	15
2.2.1.2. Módulos Fotovoltaicos	16
2.2.2. Conversores CC – CA	25
2.2.2.1. Norma IEEE 929/2000	26
2.2.2.1.1. Tensão de Operação.....	27
2.2.2.1.2. Frequência	28
2.2.2.1.3. Distorção Harmônica.....	28
2.2.2.1.4. Fator de Potência	29
2.2.2.1.5. Proteção Anti-Ilhamento.....	29
2.2.2.1.6. Reconexão à Rede Após um Distúrbio.....	30
2.3. Resolução Normativa da ANEEL N°482 de 17 de Abril de 2012.....	30
2.3.1. Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST – Acesso de Micro e Minigeração Distribuída	31
2.3.1.1. Tensão de Conexão da Central Geradora	32
2.3.1.2. Requisitos Mínimos para o Ponto de Conexão da Central Geradora	32
Capítulo 3 – Análise do Desempenho de Redes Elétricas com Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos	35
3.1. Introdução.....	35

3.2. Representação da Rede com SFCR e Análise Prévia do Desempenho do Sistema	35
3.3. Análise do Desempenho de uma Rede Elétrica com Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos	37
3.3.1. Fluxo de Carga	37
3.3.2. Impedância Série da Linha	40
3.3.3. Desempenho da Rede Elétrica com SFCR	41
3.3.3.1. Sistema Operando a Plena Carga com Tensão na Barra S e Impedância de Linha Constantes e Potência Gerada pelo SFCR Variáveis	42
3.3.3.2. Sistema Operando a Plena Carga, Impedância de Linha Constante e Tensão na Barra S e Potência Gerada pelo SFCR Variáveis	44
3.3.3.3. Sistema Operando com Tensão na Barra S e Impedância de Linha Constantes e Potência Consumida pela Carga e Gerada pelo SFCR Variáveis.....	46
3.3.3.4. Sistema Operando a Plena Carga, Tensão na Barra S Constante e Impedância Série da Linha e Potência Gerada pelo SFCR Variáveis.....	47
3.4. Características e Condições de Operação Críticas para o Desempenho de Rede Elétricas com SFCR com Relação à Flutuação da Magnitude da Tensão de Atendimento	50
3.5. Impactos dos SFCR nas Perdas Técnicas da Rede Elétrica.....	56
3.6. Variação do Fator de Potência do Consumidor com SFCR	57
3.7. Conclusões Parciais	60
Capítulo 4 – Análise do Desempenho de Redes Elétricas com SFCR e Suporte de Reativo.....	62
4.1. Aspectos Gerais	62
4.2. Fluxo de Carga com Limites de Tensão em Barra PQ	62
4.3. Características da Rede Elétrica Adotadas	64
4.4. Variação da Tensão de Atendimento com SFCR e sem Regulação de Reativo..	66
4.5. Variação da Tensão de Atendimento com SFCR e com Regulação de Reativo .	72
4.6. Conclusões Parciais	85
Capítulo 5 – Conclusões	87
5.1. Trabalhos Futuros	89
Referências Bibliográficas.....	90
Apêndice A – Programa para Cálculo do Fluxo de carga	95
Apêndice B – Parâmetros Elétricos de Cabos de Alumínio Nu	101

Apêndice C – Programa para Cálculo do Fluxo de carga com Limites de Tensão na Barra PQ	103
--	-----

Índice de Figuras

Figura 1.1 - Estrutura básica dos sistemas de energia elétrica.	1
Figura 1.2 - Sistema de energia elétrica com unidades de geração distribuída.	1
Figura 1.3 - Taxa de crescimento no ano de 2010 da capacidade instalada de geração por fontes renováveis no mundo.	1
Figura 1.4 - Capacidade de geração mundial por célula fotovoltaica no período de 1996 a 2010.	8
Figura 2.1 - Topologias de sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede elétrica: (a) único estágio inversor não isolado, (b) único estágio inversor isolado, (c) múltiplos estágios de conversão não isolados, (d) múltiplos estágios de conversão isolados.	14
Figura 2.2 - Módulo composto por células agrupadas em paralelo.	17
Figura 2.3 - Módulo composto por células agrupadas em série.	17
Figura 2.4 - Módulo composto por células fotovoltaicas em série e com diodos bypass.	18
Figura 2.5 - Curva característica PxV mostrando a tensão (V_{mp}) no ponto de máxima potência (P_m).	19
Figura 2.6 - Curva característica IxV apontando a tensão de circuito aberto (V_{oc}), a corrente de curto-circuito (I_{sc}) e a corrente de máxima potência (I_{mp}).	20
Figura 2.7 - Ilustração do ângulo de inclinação da luz do sol, formado pela direção do raio solar e a reta perpendicular ao plano da terra.	20
Figura 2.8 - Curvas IxV e PxV para diferentes valores de intensidade luminosa e temperatura ambiente constante ($T=25^{\circ}C$).	22
Figura 2.9 - Curvas características PxV e IxV para diferentes valores de temperatura ambiente e intensidade luminosa constante ($P_{sun}=1000W/m^2$).	23
Figura 2.10 - Curvas características do módulo fotovoltaico modelo KC200GT da marca KYOCERA [24].	25
Figura 3.1 - Representação da rede elétrica com SFCR.	36
Figura 3.2 - Variação da magnitude da tensão de atendimento em função da potência gerada pelo SFCR.	43

Figura 3.3 - Variação da potência ativa da rede em função da potência gerada pelo SFCR.	44
Figura 3.4 - Variação da magnitude da tensão de atendimento ao consumidor em relação à tensão da rede e potência gerada pelo SFCR.	45
Figura 3.5 - Variação da magnitude da tensão de atendimento do consumidor em relação à potência consumida e da gerada pelo SFCR.	47
Figura 3.6 - Variação da magnitude da tensão de atendimento em função da relação r/x da linha e da potência gerada pelo SFCR.	48
Figura 3.7 - Variação da magnitude da tensão de atendimento em relação ao módulo da impedância série da linha e da potência gerada pelo SFCR.	49
Figura 3.8 - Variação da magnitude da tensão de atendimento em relação à potência gerada pelo SFCR para a rede operando em condições críticas.	53
Figura 3.9 - Comportamento da tensão de atendimento em período de carga leve, tensão na rede elevada e para diferentes valores da relação r/x da linha, módulo da impedância da linha igual a 0,01pu.	54
Figura 3.10 - Comportamento da tensão de atendimento em período de carga leve, tensão na rede elevada e para diferentes valores da relação r/x da linha, módulo da impedância da linha igual a 0,15pu.	55
Figura 3.11 - Perdas de potência na linha em função da potência gerada pelo SFCR. ...	57
Figura 3.12 - Variação do fator de potência no ponto de conexão entre o consumidor com SFCR e a rede.	59
Figura 4.1 - Variação da tensão de atendimento sem geração pelo SFCR.	65
Figura 4.2 - Variação da tensão de atendimento com geração de 0,10pu pelo SFCR e sem regulação de reativo.	66
Figura 4.3 - Variação da tensão de atendimento com geração de 0,30pu pelo SFCR e sem regulação de reativo.	67
Figura 4.4 - Variação da tensão de atendimento com geração de 0,50pu pelo SFCR e sem regulação de reativo.	67
Figura 4.5 - Variação da tensão de atendimento com geração de 0,70pu pelo SFCR e sem regulação de reativo.	68
Figura 4.6 - Variação da tensão de atendimento com geração de 1,00pu pelo SFCR e sem regulação de reativo.	68
Figura 4.7 - Variação do fator de potência com geração de 0,10pu pelo SFCR e sem regulação de reativo.	69

Figura 4.8 - Variação do fator de potência com geração de 0,30pu pelo SFCR e sem regulação de reativo.....	70
Figura 4.9 - Variação do fator de potência com geração de 0,50pu pelo SFCR e sem regulação de reativo.....	70
Figura 4.10 - Variação do fator de potência com geração de 0,70pu pelo SFCR e sem regulação de reativo.....	71
Figura 4.11 - Variação do fator de potência com geração de 1,00pu pelo SFCR e sem regulação de reativo.....	71
Figura 4.12 - Variação da tensão de atendimento com geração de 0,10pu pelo SFCR e com regulação de reativo.....	72
Figura 4.13 - Variação da tensão de atendimento com geração de 0,30pu pelo SFCR e com regulação de reativo.....	73
Figura 4.14 - Variação da tensão de atendimento com geração de 0,50pu pelo SFCR e com regulação de reativo.....	73
Figura 4.15 - Variação da tensão de atendimento com geração de 0,70pu pelo SFCR e com regulação de reativo.....	74
Figura 4.16 - Variação da tensão de atendimento com geração de 1,00pu pelo SFCR e com regulação de reativo.....	74
Figura 4.17 - Potência reativa necessária para regulação da tensão de atendimento com geração de 0,10pu pelo SFCR.	75
Figura 4.18 - Potência reativa necessária para regulação da tensão de atendimento com geração de 0,30pu pelo SFCR.	76
Figura 4.19 - Potência reativa necessária para regulação da tensão de atendimento com geração de 0,50pu pelo SFCR.	76
Figura 4.20 - Potência reativa necessária para regulação da tensão de atendimento com geração de 0,70pu pelo SFCR.	77
Figura 4.21 - Potência reativa necessária para regulação da tensão de atendimento com geração de 1,00pu pelo SFCR.	77
Figura 4.22 - (a) Tensão de atendimento ao consumidor com SFCR ($P_{ph}=0,30pu$) e suporte de reativo definido por fluxo de carga com limite de tensão na barra PQ. (b) Tensão de atendimento ao consumidor com SFCR ($P_{ph}=0,30pu$) calculada a partir do fluxo de carga convencional com suporte de reativo previamente calculado.	79
Figura 4.23 - (a) Tensão de atendimento ao consumidor com SFCR ($P_{ph}=0,50pu$) e suporte de reativo definido por fluxo de carga com limite de tensão na barra PQ. (b)	

Tensão de atendimento ao consumidor com SFCR ($P_{ph}=0,50pu$) calculada a partir do fluxo de carga convencional com suporte de reativo previamente calculado.	80
Figura 4.24 - (a) Tensão de atendimento ao consumidor com SFCR ($P_{ph}=0,70pu$) e suporte de reativo definido por fluxo de carga com limite de tensão na barra PQ. (b) Tensão de atendimento ao consumidor com SFCR ($P_{ph}=0,70pu$) calculada a partir do fluxo de carga convencional com suporte de reativo previamente calculado.	81
Figura 4.25 - (a) Tensão de atendimento ao consumidor com SFCR ($P_{ph}=1,00pu$) e suporte de reativo definido por fluxo de carga com limite de tensão na barra PQ. (b) Tensão de atendimento ao consumidor com SFCR ($P_{ph}=1,00pu$) calculada a partir do fluxo de carga convencional com suporte de reativo previamente calculado.	82
Figura 4.26 - Variação do fator de potência com geração de $0,30pu$ pelo SFCR e com regulação de reativo.....	83
Figura 4.27 - Variação do fator de potência com geração de $0,50pu$ pelo SFCR e com regulação de reativo.....	84
Figura 4.28 - Variação do fator de potência com geração de $0,70pu$ pelo SFCR e com regulação de reativo.....	84
Figura 4.29 - Variação do fator de potência com geração de $1,00pu$ pelo SFCR e com regulação de reativo.....	85

Índice de Tabelas

Tabela 1.1 - Capacidade de Geração Instalada Mundial em GW, dados de 2009.....	2
Tabela 1.2 - Investimento inicial e custo nivelado de geração para sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede por aplicação.	9
Tabela 1.3 - Investimento inicial e custo nivelado de geração para sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede por aplicação.	9
Tabela 2.1 - Eficiência das células fotovoltaicas de silício mono e policristalino e amorfo.....	16
Tabela 2.2 - Dados de especificação do módulo fotovoltaico modelo KC200GT da marca KYOCERA [24].	24
Tabela 2.3 - Tempo máximo de resposta do inversor para valores anormais da tensão no ponto de conexão definido na IEEE 929/2000.	27
Tabela 2.4 - Limites de distorção harmônica recomendados na norma IEEE 929/2000.28	
Tabela 2.5 - Níveis de tensão considerados para a conexão de micro e minicentrals geradoras.....	32
Tabela 3.1 - Dados de linha baseados no condutor de alumínio nu de bitola 4/0AWG. 42	
Tabela 3.2 - Dados de barra adotados para o cálculo do fluxo de carga.	42
Tabela 3.3 - Dados de barra adotados para o cálculo do fluxo de carga.	45
Tabela 3.4 - Dados de barra adotados para o cálculo do fluxo de carga.	46
Tabela 3.5 - Faixa de variação da tensão de atendimento adequada para tensão nominal igual ou inferior a 1kV.....	51
Tabela 3.6 - Faixa de variação da tensão de atendimento adequada para tensão nominal superior a 1kV.	51
Tabela 3.7 - Dados utilizados no cálculo do fluxo de carga para o sistema operando em condições críticas.....	52
Tabela 3.8 - Dados das curvas de carga diária média por região do país de consumidor residencial.....	56
Tabela 3.9 - Dados utilizados para o levantamento da curva de perdas na linha.	57

Nomenclatura

ACR – Ambiente de Contratação Regulado

AM – Radiação da massa de ar

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CGH – Central geradora hidrelétrica

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

EA – Energia ativa

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

ER – Energia reativa

fp – Fator de potência da carga da unidade consumidora

fph – Fator de potência do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica

ft – Fator de potência no ponto de conexão entre a unidade consumidora e a rede

GD – Geração Distribuída

IEC – Comissão Eletrotécnica Internacional

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

I_{LINHA} – Corrente na Linha

Imp – Corrente de potência máxima

Isc – Corrente de curto-circuito

ℓ – Comprimento da Linha

MPPT – *Maximum Power Tracking*

PCH – Pequena central hidrelétrica

P_D – Potência ativa demandada na barra

P_G – Potência ativa injetada na barra

P_L – Potência ativa do consumidor

P_m – Potência máxima gerada

P_{PH} – Potência ativa gerada pelo SFCR

PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

P_{sun} – Intensidade luminosa

Q_D – Potência reativa demandada na barra
 Q_G – Potência reativa injetada na barra
 Q_L – Potência reativa do consumidor
 r – Resistência por km da linha
 rel – Relação r/x da impedância série da linha
 \bar{R}_{linha} - Resistência série da linha em pu
 R_{SL} – Resistência série da linha entre a barra S e L em pu
SFCR – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
STC – *Standard Test Conditions*
T – Temperatura ambiente
Teta – Ângulo da fase da tensão na barra
 \bar{X}_{linha} - Reatância série da linha em pu
 X_{SL} – Reatância série da linha entre a barra S e L em pu
 x – Reatância por km da linha
 $|\bar{Z}_{linha}|$ - Módulo da impedância série da linha em pu
 Z_{LINHA} – Impedância série da linha
 θ - Ângulo de inclinação da luz do sol

Capítulo 1 – Introdução

1.1. Aspectos Gerais

Desde o início do século XX, começo da comercialização da eletricidade, a operação do setor elétrico não sofreu grandes alterações, se baseando em diferentes grandes empresas responsáveis pelos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em seus territórios de concessão, sendo controladas e fiscalizadas por órgãos reguladores. Além da operação, a estrutura dos sistemas de energia elétrica também não passou por modificações expressivas, sendo caracterizada por grandes centrais de geração localizadas distantes dos centros de carga, e a interligação realizada pelos sistemas de transmissão e distribuição, conforme ilustrado na Figura 1.1.

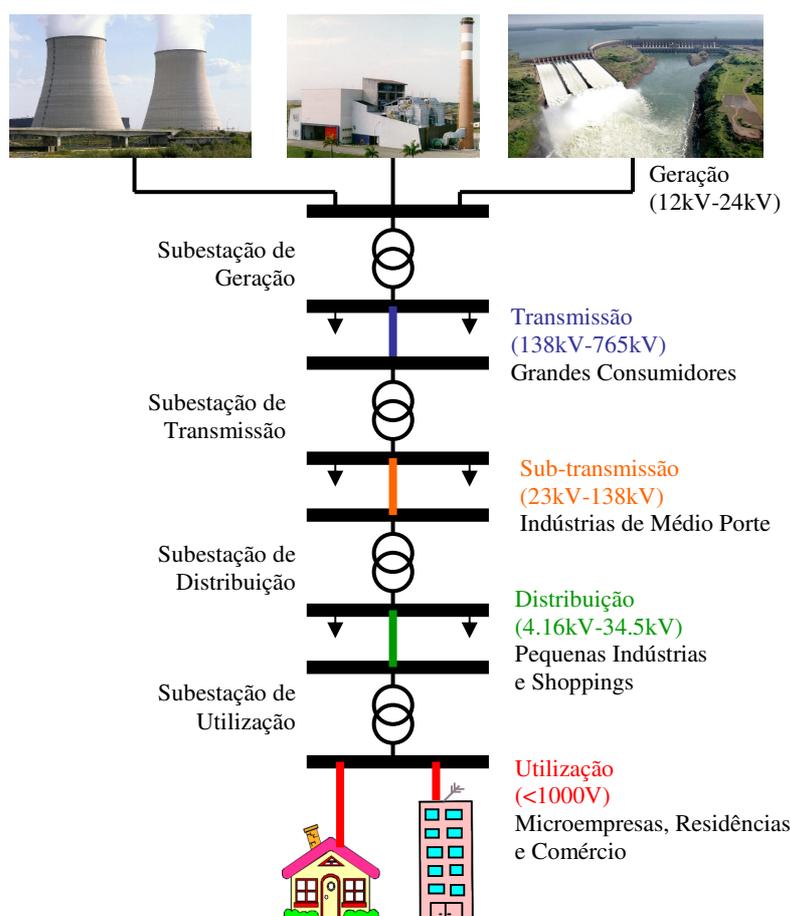


Figura 1.1 - Estrutura básica dos sistemas de energia elétrica.

Os sistemas de geração são compostos em sua maioria, em todo o mundo, por usinas hidroelétricas, termoelétricas e nucleares, como é possível verificar na Tabela 1.1 que contém a capacidade de geração instalada mundial organizada de acordo com o tipo de usina, conforme dados encontrados em [1].

Tabela 1.1 - Capacidade de Geração Instalada Mundial em GW, dados de 2009.

Usina	Capacidade de Geração Mundial (GW)	Porcentagem (%)
Nuclear	378,879	7,86
Térmica	3209,974	66,58
Hidroelétrica	994,587	20,63
Geotérmica	9,889	0,21
Solar e Maremotriz	20,941	0,43
Eólica	147,989	3,07
Biomassa	59,101	1,23
Capacidade Total	4821,36	100

(Fonte: Energy Information Administration)

Embora, até os dias atuais, usinas hidrelétricas, térmicas e nucleares representem a maioria dos sistemas de energia elétrica, problemas causados por essas tecnologias têm provocado constantes questionamentos. De acordo com Püttgen, Macgregor e Lambert em [2] os seguintes problemas podem ser destacados:

- Hidrelétricas, sempre que possível, são os tipos de usinas preferidas para geração de energia elétrica devido aos baixos índices de poluição causados por sua operação diária e por utilizarem água, uma fonte renovável, para acionar as turbinas. Porém, em países altamente industrializados e desenvolvidos, praticamente todo potencial hidrelétrico já foi explorado, levando à reconfiguração das usinas atuais em hidrelétricas de armazenamento por bombeamento. Por outro lado, alguns países em desenvolvimento ainda possuem grande potencial a ser aproveitado. Apesar dos baixos índices de poluição, usinas hidrelétricas causam grandes impactos ambientais durante sua construção e operação devido às áreas inundadas e pelas barragens, que impedem o

movimento de alguns peixes. Também causam impactos sociais locais devido ao deslocamento de populações ribeirinhas.

- Embora diversas políticas de redução ou abatimento da poluição estejam sendo implementadas com sucesso, usinas térmicas à base de combustíveis fósseis continuam a gerar problemas ambientais que estão cada vez mais difíceis de serem ignorados. Por exemplo, estas usinas térmicas têm elevada emissão de gases que causam o efeito estufa. Outro fator relevante relacionado às aplicações futuras de usinas térmicas é a crescente escassez das reservas de óleo e gás destinados à produção de energia.
- Em se tratando de usinas nucleares, a maior preocupação está na operação, transporte e armazenamento dos materiais radioativos utilizados no reator nuclear e dos rejeitos resultantes da reação. Devido ao risco de um desastre nuclear, conforme ocorrido recentemente na Usina de Fukushima no Japão, que mostrou a vulnerabilidade de usinas nucleares, diversos países, como Alemanha e Suécia, têm decretado leis de modo a acelerar o descomissionamento desse tipo de usinas.

Um fator comum dos três tipos de usinas citados é a sua localização, comumente distante dos centros de consumo. O local para instalação de hidrelétricas é definido pelo potencial hidrelétrico. Sua instalação normalmente implica em remoção de famílias devido ao alagamento para a criação de sua barragem. Essas barragens também afetam muito o ecossistema local. No caso de termoelétricas e nucleares uma série de legislações ambientais e preocupação com níveis de poluição impõem a alocação dessas usinas distantes dos centros urbanos. Assim, devido às restrições de alocação, a interligação entre essas unidades de geração e os centros de consumo requer a construção de linhas de transmissão, às vezes longas, complexas e de alto custo. Quase 8% da potência transmitida é perdida nas linhas, como destacado em [2] e [3].

Dessa forma, diversos fatores econômicos, tecnológicos e ambientais têm incentivado a pesquisa e o desenvolvimento de tecnologias visando o aprimoramento dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Fatores como a necessidade de maior acessibilidade e eficiência no fornecimento e aproveitamento de energia; a indesejável dependência de fontes de energia não-renováveis e a clara diminuição de reservas; o almejo constante por energia de melhor qualidade e com maior confiabilidade; o aumento significativo da demanda de energia

elétrica e a relevante preocupação com o meio ambiente e os recursos naturais; têm sido quesitos decisivos em inúmeros estudos e aplicações em sistemas de potência ao redor do mundo. É nesse contexto que o emprego da Geração Distribuída de forma ordenada e controlada se torna uma opção interessante para o setor elétrico.

1.2. Geração Distribuída

Segundo o Decreto nº 5.163 [4], de 2004, geração distribuída (GD) é uma unidade geradora de energia elétrica localizada próxima aos centros de carga, conectada ao sistema de distribuição ou atendendo diretamente o consumidor, de natureza não despachada e que utilize geração proveniente de fontes renováveis ou empreendimento hidroelétrico com potência instalada inferior a 30 MW ou cogeração com eficiência energética maior ou igual a 75%.

Os tipos de geração, a partir de fontes renováveis de energia, comumente empregadas em GD são:

- Pequena central hidrelétrica (PCH)
- Central geradora hidrelétrica (CGH)
- Biomassa
- Eólica
- Solar fotovoltaico
- Resíduos urbanos

O emprego controlado e ordenado de unidades de geração distribuída próximas aos consumidores proporciona benefícios ao sistema elétrico que podem ser classificados em técnicos e econômicos, conforme citado em [5] e [6]. Os benefícios técnicos são:

- Redução das perdas na linha;
- Melhora do perfil de tensão;
- Redução de emissão de poluentes;
- Aumento da eficiência global do sistema;
- Aumento da confiabilidade e segurança do fornecimento de energia;
- Melhora dos índices de qualidade da energia fornecida;

- Alívio do congestionamento dos sistemas de transmissão e distribuição.

Já os benefícios econômicos são:

- Adiamento de investimentos em melhorias e expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição;
- Algumas tecnologias de GD possuem custos reduzidos com operação e administração;
- Aumento da produtividade;
- Redução de custos relacionados a problemas ambientais e sociais;
- Redução da dependência da reserva de combustíveis e dos custos associados;
- Redução de custos operacionais devido à redução dos picos de energia;
- GDs possuem tempo de implantação inferior ao de grandes centrais de geração;
- Baixo impacto ambiental;
- Aumento da diversificação da matriz energética;
- Maior segurança de fornecimento para cargas críticas.

Diferentemente dos sistemas de geração de energia elétrica citados anteriormente, a geração distribuída pode ser instalada no local de consumo e pelo consumidor. Ela não é necessariamente controlada pelas empresas que operam os sistemas elétricos, fazendo com que o fluxo de carga do sistema deixe de ser unidirecional e passe a ser bidirecional. Esse fato altera radicalmente o sistema elétrico de potência tradicional. A Figura 1.2 a seguir ilustra a estrutura dos sistemas de energia elétrica com inserção de unidades de geração distribuída.

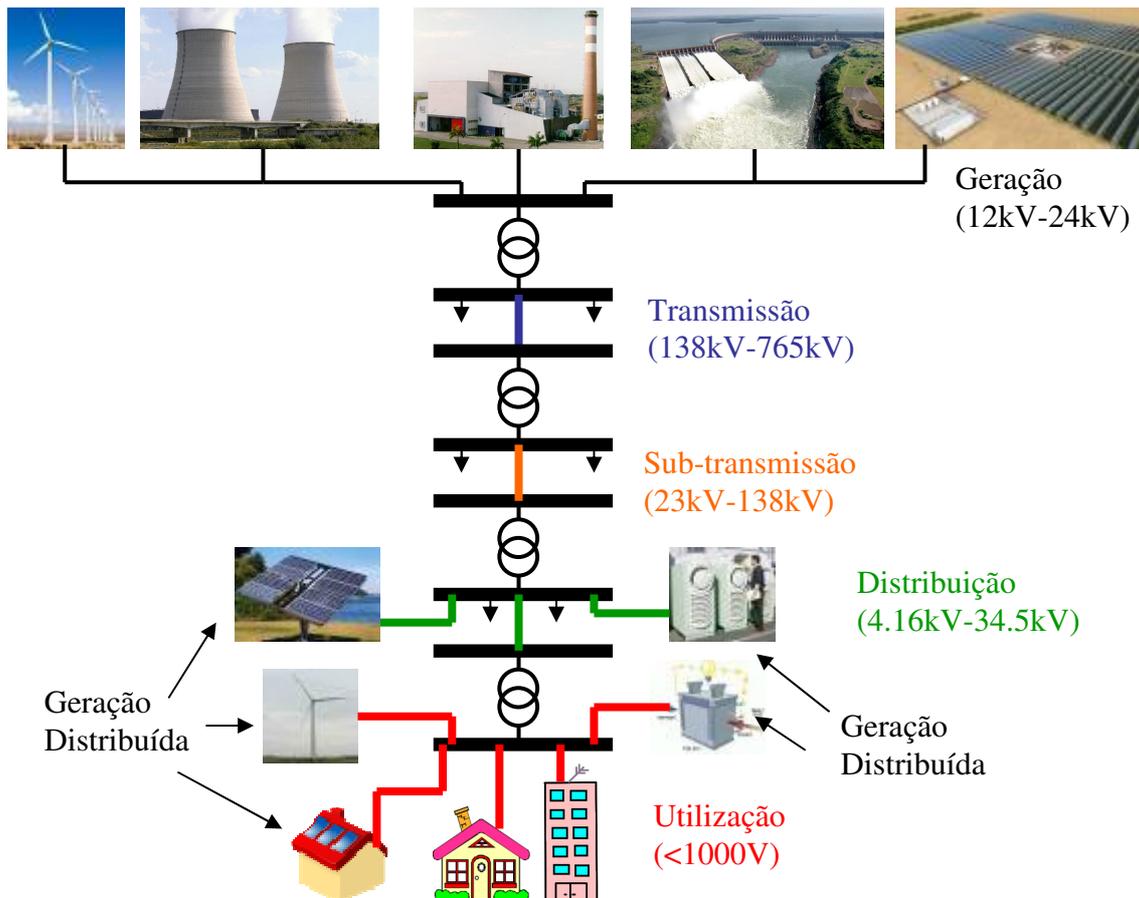


Figura 1.2 - Sistema de energia elétrica com unidades de geração distribuída.

Além de alterar a estrutura tradicional dos sistemas elétricos, o aumento da quantidade de unidades de geração distribuída no sistema de distribuição pode trazer dificuldades operativas, tais como as citadas na Nota Técnica N° 0025/2011 da ANEEL [7]:

- Aumento da complexidade de operação da rede de distribuição, devido ao fluxo bidirecional de energia;
- Necessidade de alterar os procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes;
- Alteração do nível de curto-circuito das redes, em alguns casos;
- Aumento da distorção harmônica nos casos de uso de conversores para conexão das unidades geradoras, nas quais a energia é provida de fontes renováveis, às redes;
- Alto custo de implantação e tempo de retorno do investimento elevado;

- Intermittência da geração, e dificuldade de previsão de disponibilidade de energia (radiação solar e vento).

Dentre as tecnologias supracitadas, utilizadas em unidades de geração distribuída a partir de fontes renováveis de energia, o emprego de geração solar por células fotovoltaicas tem ganhado espaço nos sistemas elétricos ao redor do mundo. De acordo com os dados apresentados na Figura 1.3, com base em [8], as taxas de crescimento da capacidade de energia instalada de células fotovoltaicas, em 2010, tanto em locais isolados quanto conectadas aos sistemas de distribuição, ultrapassam em muito tecnologias como geração eólica, geotérmica e usinas hidrelétricas. A energia fotovoltaica já atinge 40GW de capacidade de geração mundial em 2010, como mostrado no gráfico da Figura 1.4, também baseado em [8].

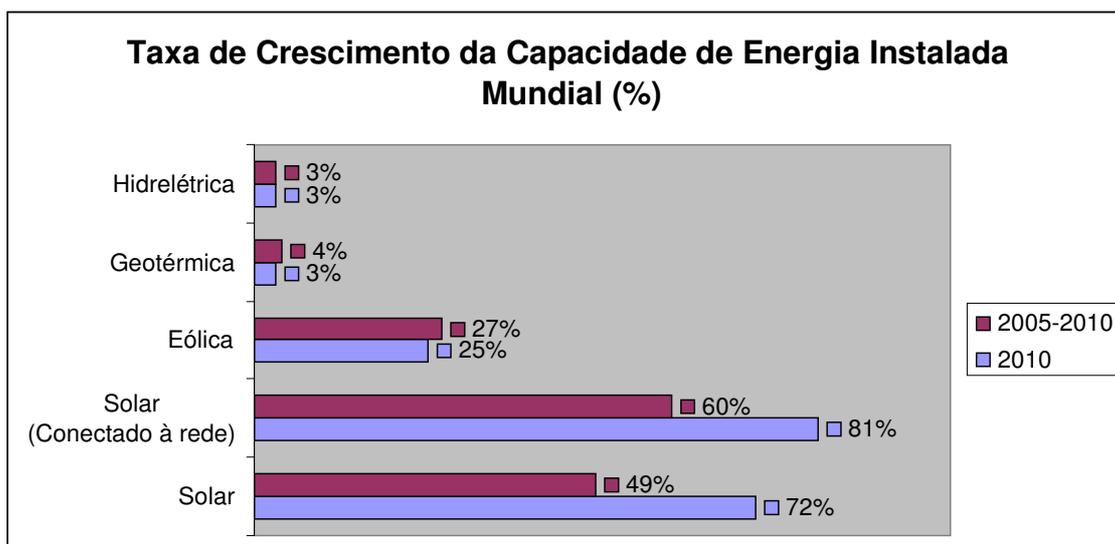


Figura 1.3 - Taxa de crescimento no ano de 2010 da capacidade instalada de geração por fontes renováveis no mundo.

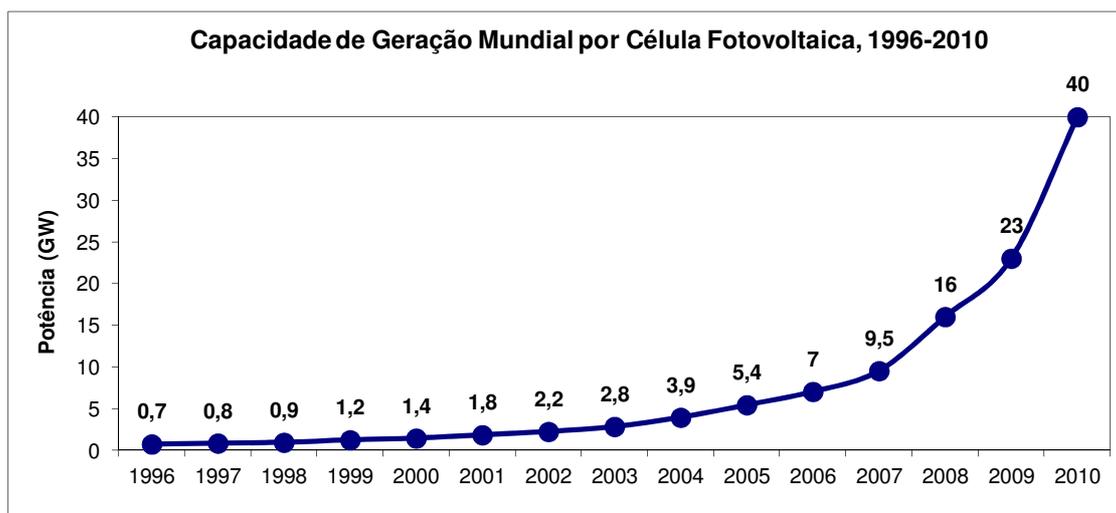


Figura 1.4 - Capacidade de geração mundial por célula fotovoltaica no período de 1996 a 2010.

1.3. Motivação

A redução dos custos de implantação de painéis fotovoltaicos, o descobrimento de novas aplicações e vantagens, o desenvolvimento de inversores robustos, os baixos índices de impacto ambiental e as crescentes políticas de incentivo são responsáveis pela elevada taxa de crescimento da capacidade instalada de unidades de geração solar fotovoltaica, conforme visto na seção anterior.

Os benefícios alcançados com a implantação de geração distribuída no sistema elétrico, somados às vantagens do uso da tecnologia de painéis fotovoltaicos, resultaram na taxa de crescimento de 81% da capacidade instalada de painéis fotovoltaicos conectados ao sistema de distribuição, como visto na seção anterior.

A média anual de radiação solar global diária no Brasil varia entre 4,5 kWh/m².dia e 5,9 kWh/m².dia, de acordo com o Atlas Solarimétrico do Brasil [9], dependendo do local no território brasileiro. Esse valor é elevado se comparado com a Alemanha, país que detém a maior potência instalada de unidades de geração solar com 5,3 GW, conforme dados do IEA em [10], que possui a média anual de radiação solar global diária entre 2,5 kWh/m².dia e 3,5 kWh/m².dia, dados informados por Súri, Huld, Dunlop e Ossenbrink em [11].

Apesar do potencial para geração solar no país ser relativamente grande, as usinas fotovoltaicas no Brasil somam apenas 5,494MW de potência outorgada, como mostrado no Banco de Informações de Geração da ANEEL em [12]. A principal explicação para o

baixo índice de usinas fotovoltaicas é o custo elevado do emprego dessa tecnologia nessas condições. De acordo com a Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Energética Brasileira realizada pela EPE [13], o preço estimado da energia solar fotovoltaica centralizada é da ordem de 400 R\$/MWh, valor significativamente alto em relação aos verificados nos últimos leilões de energia nova, nos quais para o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) varia entre 95 e 110 R\$/MWh e para o Valor Anual de Referência (VR) é da ordem de 151 R\$/MWh.

Ainda em [13] é possível encontrar uma análise sobre a competitividade dos sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede, a Tabela 1.2 apresenta os valores de investimento inicial e do custo nivelado de geração para aplicações residenciais, comerciais e industriais. Já na Tabela 1.3 são encontradas as tarifas médias regionais por classe de consumo homologadas pela ANEEL e acrescentadas dos tributos PIS/COFINS e ICMS.

Tabela 1.2 - Investimento inicial e custo nivelado de geração para sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede por aplicação.

Aplicação	Potência Instalada (kWp)	Investimento Inicial (R\$)	Custo Nivelado de Geração (R\$/MWh)
Residencial	5	38000	602
	10	69000	541
Comercial	100	591000	463
Industrial	1000	5185000	402

(Fonte: EPE - Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira)

Tabela 1.3 - Investimento inicial e custo nivelado de geração para sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede por aplicação.

Classe de Consumo	Tarifa Mínima (R\$/MWh)	Tarifa Máxima (R\$/MWh)	Tarifa Média (R\$/MWh)
Residencial	444	464	457
Comercial	387	443	406
Industrial	318	432	336

(Fonte: EPE - Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira)

Analisando os valores apresentados nas Tabelas 1.2 e 1.3 nota-se que, diferentemente da aplicação de geração solar em usinas centralizadas, há um cenário favorável economicamente para a aplicação de sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede.

Além da radiação solar relativamente elevada e do cenário economicamente favorável, outro fator que contribui para a tendência de aumento da aplicação de sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede é a publicação da Resolução Normativa N° 482 de 17 de abril de 2012 [14], pela ANEEL. Essa resolução estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia.

Dessa forma, devido às vantagens já apresentadas do uso de geração solar fotovoltaica distribuída conectada à rede elétrica e à tendência de aumento dessa aplicação, compreender como funcionam essas unidades de geração distribuída, bem como prever os impactos que essas tecnologias podem causar no sistema elétrico, detectar suas limitações e criar estratégias para o melhor aproveitamento da tecnologia passam a ser de extrema importância.

1.4. Objetivos

Os principais objetivos dessa dissertação são estudar o funcionamento dos sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede elétrica, analisar impactos causados na rede elétrica e levantar características e condições operativas desfavoráveis para a aplicação desses sistemas.

Para atingir os objetivos principais citados, os seguintes tópicos serão executados:

- Apresentação dos componentes, principais características e funcionamento dos sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados a rede;
- Levantamento dos critérios de conexão desses sistemas à rede exigidos por normas internacionais;
- Análise das condições para acesso de micro e minigeração distribuída à rede;
- Detecção dos impactos causados por essas unidades ao sistema de distribuição; e
- Levantamento das condições críticas para o emprego dessas unidades de geração.

1.5. Estrutura da Dissertação

No Capítulo 1 é feito inicialmente a contextualização de sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede elétrica, apresentando-se o cenário mundial e nacional. Em seguida são apresentados a motivação do trabalho e os objetivos.

No Capítulo 2 são apresentados os componentes, topologias e funcionamento dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Além disso, são detalhadas as condições de conexão com a rede exigidas na norma IEEE 929/2000 e na resolução normativa 482 de 17 de abril de 2012.

O Capítulo 3 contém a análise do comportamento de uma rede elétrica genérica com consumidor com sistema fotovoltaico distribuído conectado à rede. Para isso, o fluxo de carga é calculado para diferentes características e condições de operação da rede e os principais impactos e restrições de operação do sistema fotovoltaico são levantados. Além disso, as características e condições de operação críticas para o emprego dos sistemas fotovoltaicos são apresentadas.

No Capítulo 4 é realizada a análise do comportamento da rede elétrica com SFCR e suporte de reativo. Essa análise é feita a partir do cálculo do fluxo de carga com limite de tensão na barra PQ do mesmo sistema do Capítulo 3.

Por fim, no Capítulo 5 é apresentado um retrospecto dos principais resultados obtidos nesse trabalho, bem como a análise de alguns destes. Além disso, são citadas algumas sugestões de trabalhos futuros para complementação e aperfeiçoamento do tema abordado.

Capítulo 2 – Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos Conectados à Rede Elétrica

2.1. Aspectos Gerais

De acordo com Jannuzzi, Varella e Gomes em [15], a conversão de energia solar em energia elétrica foi verificada pela primeira vez por Alexandre Edmond Becquerel, em 1839, que constatou a geração de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor quando o mesmo era exposto à luz.

Sistemas fotovoltaicos são conjuntos de módulos fotovoltaicos e outros componentes integrados e projetados para converter energia solar em eletricidade, como definido no Atlas de Energia Elétrica do Brasil em [16].

As aplicações de sistemas fotovoltaicos podem ser classificadas em quatro subgrupos, entre eles: sistemas isolados domésticos, sistemas isolados não domésticos, sistemas distribuídos conectados à rede elétrica e sistemas centralizados conectados à rede. Os componentes que são utilizados em conjunto com os módulos fotovoltaicos são diferentes dependendo da aplicação do sistema de geração solar.

Os sistemas fotovoltaicos domésticos isolados fornecem energia elétrica para residências que não estão conectadas ao sistema de distribuição. Sistemas fotovoltaicos não domésticos isolados fornecem energia elétrica a serviços específicos como telecomunicação, refrigeração de medicamentos e vacinas em postos de saúde, bombeamento de água, iluminação pública e outros. Já os sistemas fotovoltaicos centralizados conectados à rede elétrica exercem o mesmo papel das grandes unidades de geração, como térmicas, nucleares e hidrelétricas. A energia gerada nesses sistemas não são vinculadas a um consumidor específico e normalmente estes sistemas são localizados em regiões distantes dos centros de cargas. Por fim, os sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede elétrica, que serão abordados nesse trabalho, são instalados para atender um determinado consumidor, o qual pode utilizar a geração solar para complementar o fornecimento da rede elétrica convencional ou injetar energia elétrica na rede da distribuidora.

2.2. Topologias de Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos Conectados à Rede Elétrica

Os componentes que formam os sistemas fotovoltaicos variam dependendo da sua aplicação. No caso de sistemas distribuídos conectados à rede elétrica, diferentemente dos isolados, não há elementos de armazenamento de energia. Toda a geração é entregue ao consumidor e/ou rede elétrica.

Os principais componentes dos sistemas fotovoltaicos distribuídos e conectados à rede elétrica são as células ou módulos fotovoltaicos, agrupados em arranjos e inversores CC-CA. Outros equipamentos são utilizados em algumas topologias como conversores CC-CC e transformadores, como apontado por Lacerda em [17].

De acordo com Rodrigues, Teixeira e Braga em [18], a combinação desses componentes formam quatro possíveis topologias, conforme ilustrado na Figura 2.1. A primeira topologia apresentada, denominada sistema de único estágio com inversor não isolado, é a configuração de processamento de energia fotovoltaica mais simples. Ela é formada por um único inversor fazendo a interface direta entre o arranjo fotovoltaico e a rede elétrica, como é mostrado na Figura 2.1 (a).

Na topologia mostrada na Figura 2.1 (b), conhecida como sistema de único estágio com inversor isolado, um transformador na frequência da rede, com núcleo de ferro silício, é colocado na saída do inversor de modo a realizar o isolamento galvânico entre os painéis fotovoltaicos e a rede elétrica. Além de aumentar a segurança do sistema, a indutância de dispersão do transformador pode atuar como filtro para os harmônicos da corrente de saída do inversor.

No caso da configuração mostrada na Figura 2.1 (c), denominada sistemas de múltiplos estágios de conversão sem isolamento, um conversor CC-CC é inserido em cascata com o inversor, ambos chaveados em alta frequência. O conversor CC-CC é responsável pelo rastreamento do ponto de máxima potência (maximum power tracking – MPPT) do arranjo fotovoltaico e pela elevação da tensão de saída do mesmo. Mais informações são encontradas em [19,20].

A última topologia apresentada na Figura 2.1 (d) é chamada de múltiplos estágios de conversão com isolamento, na qual o conversor CC-CC é isolado com transformador de alta frequência com núcleo de ferrite. Assim, o conversor CC-CC se torna responsável pelo isolamento galvânico dos painéis e pela adequação do nível de tensão aplicada à entrada do inversor.

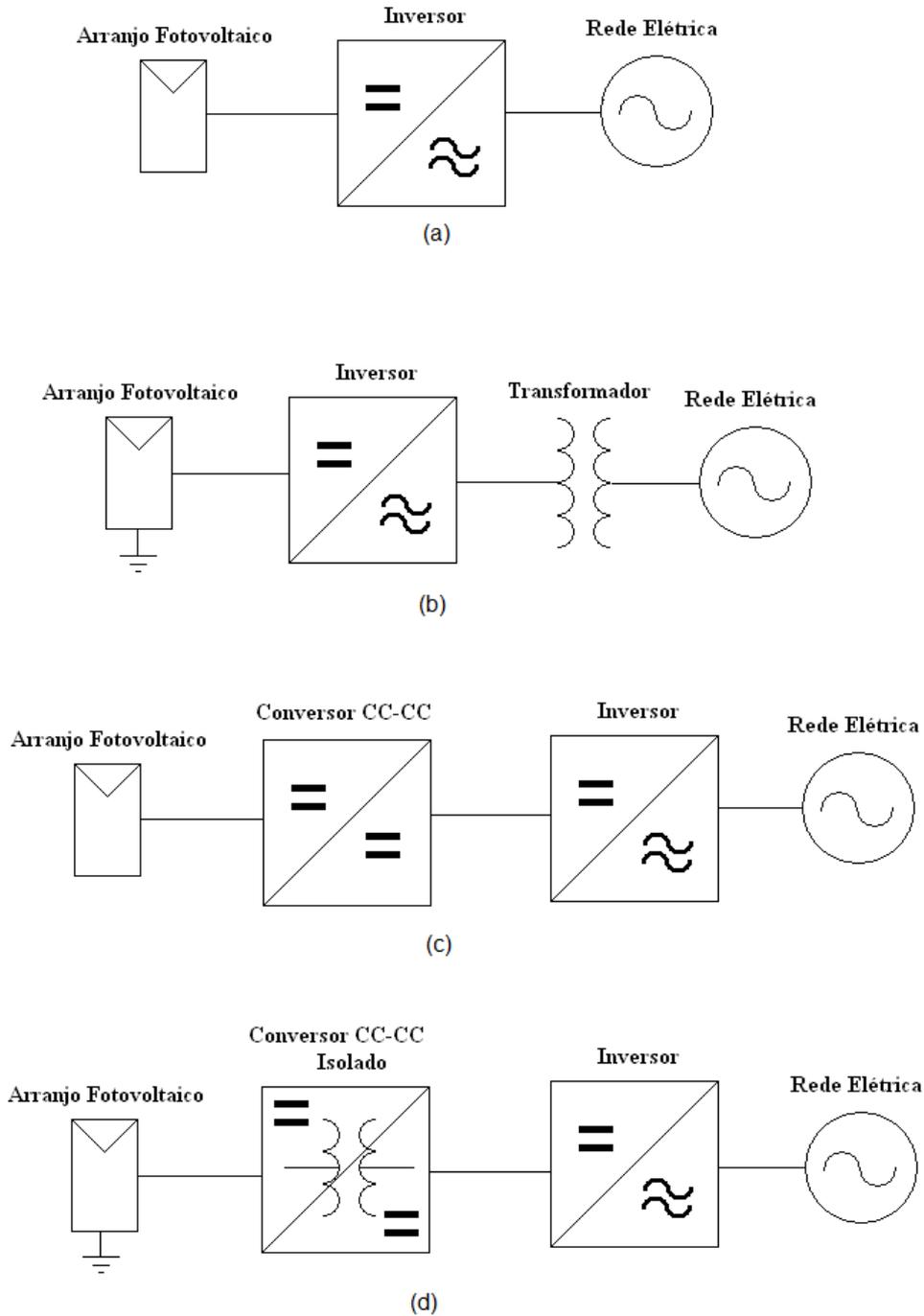


Figura 2.1 - Topologias de sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede elétrica: (a) único estágio inversor não isolado, (b) único estágio inversor isolado, (c) múltiplos estágios de conversão não isolados, (d) múltiplos estágios de conversão isolados.

2.2.1. Arranjos Fotovoltaicos

Arranjo fotovoltaico é uma estrutura montada com módulos ou painéis fotovoltaicos constituídos por células fotovoltaicas interconectadas. As células fotovoltaicas representam a menor unidade em um sistema fotovoltaico. Os módulos fotovoltaicos são produzidos com potências de 50Wp até 300Wp.

2.2.1.1. Células Fotovoltaicas

O efeito fotovoltaico decorre da excitação de elétrons de alguns materiais, particularmente semicondutores, na presença de luz. Esse efeito é amplamente utilizado para a conversão direta de radiação solar em energia elétrica de acordo com o Atlas de Energia Elétrica do Brasil [16].

Conforme informações encontradas em [15] e [20], o semicondutor mais utilizado é o silício, cujos átomos deste se caracterizam por possuírem quatro elétrons que se ligam aos outros átomos vizinhos formando uma rede cristalina. Ao se adicionar átomos com cinco elétrons de ligação, por exemplo, o fósforo, o resultado será um elétron em excesso que não poderá ser emparelhado ficando fracamente ligado ao seu átomo de origem. Assim, mesmo com a incidência de pouca energia térmica esse elétron se solta do átomo de origem indo para a camada de condução. Por isso, o fósforo é um doador de elétrons denominado de dopante n ou impureza n.

Por outro lado, ao se adicionar átomos com apenas três elétrons de ligação à rede cristalina de silício, como o boro, ocorrerá a falta de um elétron para satisfazer as ligações com os átomos da rede. A esta falta dá-se o nome de buraco ou lacuna. Ao haver a incidência de energia térmica, um elétron de um sítio vizinho pode ocupar essa lacuna, fazendo com que o buraco se desloque. Dessa forma, o boro passa a ser um aceitador de elétrons chamado de dopante p.

Assim, o silício passa por um processo de purificação e depois por uma dopagem com boro em uma camada e fósforo na outra formando a junção p-n e resultando nas chamadas células solar ou fotovoltaicas.

As células fotovoltaicas podem ser constituídas de cristais monocristalinos, policristalinos ou de silício amorfo. As de silício monocristalino são historicamente mais utilizadas e comercializadas como conversor direto de energia solar em

eletricidade. As de silício policristalino são mais baratas que as células de silício monocristalino por terem um processo de preparação menos rigoroso. Entretanto as células de silício monocristalino possuem maior eficiência do que as de policristalino, conforme dados encontrados apresentados por Walker e Sernia em [20] e resumidos na Tabela 2.1.

O uso de silício amorfo vem se mostrando uma tendência para sistemas fotovoltaicos de relativo baixo custo, devido ao fato de poderem ser fabricadas mediante a deposição de diversos tipos de substratos. Além disso, outras vantagens do uso desse tipo de tecnologia é a possibilidade de fabricação de células com grandes áreas e baixo consumo de energia na produção. Apesar disso, o uso de silício amorfo apresenta duas desvantagens. A primeira se trata da baixa eficiência da conversão de energia solar em elétrica se comparado com mono e policristalino. Esta eficiência fica na faixa de 3 a 13% de acordo com a Tabela 2.1. A segunda desvantagem se refere ao fato das células de silício amorfo sofrerem degradação já nos primeiros meses de uso, reduzindo a eficiência ao longo da sua vida útil.

Tabela 2.1 - Eficiência das células fotovoltaicas de silício mono e policristalino e amorfo.

Tipo de Célula	Eficiência (%)		
	Teórica	Laboratorial	Comercial
Silício Monocristalino	30,0	24,7	12 a 14
Silício Policristalino	25,0	19,8	11 a 13
Silício Amorfo	13,0	4 a 7	3 a 5

2.2.1.2. Módulos Fotovoltaicos

Independente do processo de fabricação das células fotovoltaicas, a tensão e corrente de saída são baixas, tipicamente 0,7V e 3A de acordo com [21], sendo comum o agrupamento de várias células formando um módulo fotovoltaico. Esse agrupamento pode ser feito conectando as células em série ou paralelo.

Em módulos com conexão de células em paralelo, a corrente do módulo é igual à soma das correntes em cada célula e a tensão é igual à de uma célula, conforme visto na Figura 2.2. Exceto para condições especiais, esse tipo de agrupamento não é muito

utilizado devido ao fato da corrente de saída ser elevada e a tensão baixa, exceto em condições especiais.

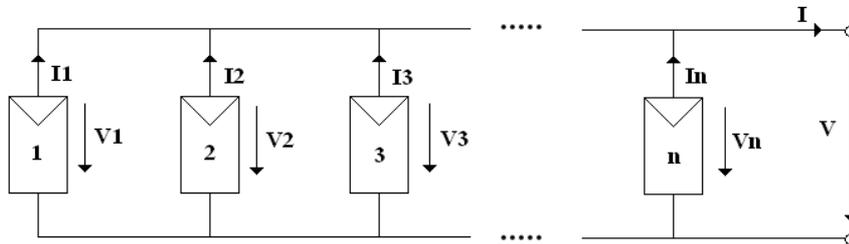


Figura 2.2 - Módulo composto por células agrupadas em paralelo.

A conexão de células em série é a mais comum. Consiste em agrupar as células em série de forma a se obter, somando a tensão de cada célula, a tensão de saída do módulo igual à 12V [21]. A Figura 2.3 ilustra a conexão de células em série.

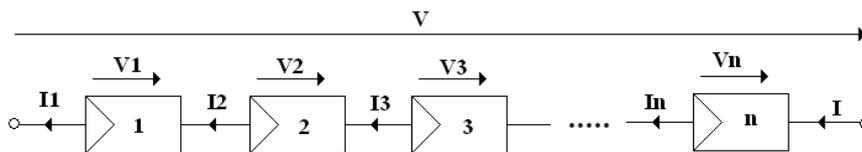


Figura 2.3 - Módulo composto por células agrupadas em série.

O problema de módulos formados a partir da conexão de células em série é que se, por alguma razão, uma das células tiver o desempenho reduzido comprometerá o funcionamento de todo o módulo, limitando a corrente de saída do mesmo. Para que isso não ocorra é comum o uso de um diodo *bypass* operando como um caminho alternativo para a corrente do módulo. Normalmente, por motivos de custo, esse diodo é conectado em paralelo a grupos de células, como mostrado na Figura 2.4.

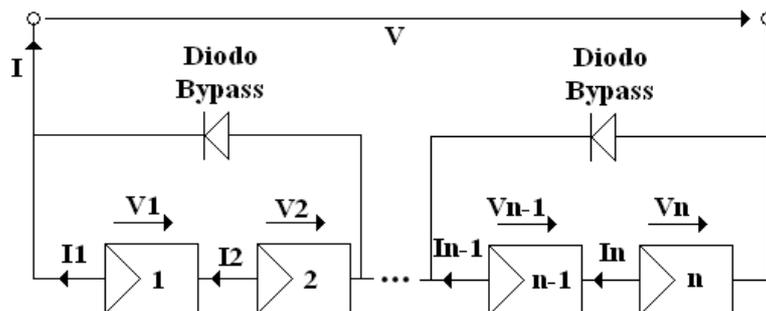


Figura 2.4 - Módulo composto por células fotovoltaicas em série e com diodos bypass.

Outro problema passível de acontecer durante o funcionamento do módulo é o surgimento de corrente fluindo no sentido reverso, do sistema de distribuição para o módulo. Isto é, ao invés deste somente gerar corrente ele recebe mais do que produz. Essa corrente reversa pode causar redução da eficiência das células e até danificá-las, como visto em [21]. Para evitar esse tipo de problema, usa-se um diodo de bloqueio na saída do módulo, impedindo o fluxo de corrente reversa.

Uma vez conhecidas as características estruturais dos módulos fotovoltaicos é importante saber suas principais características elétricas e quais os fatores que as influenciam.

Os parâmetros elétricos dos módulos de maior relevância são:

- Tensão de circuito aberto (V_{oc}): tensão de saída do módulo quando a corrente de saída é nula, ou seja, o módulo não está fornecendo potência.
- Corrente de curto-circuito (I_{sc}): corrente de saída quando a tensão de saída do módulo é nula, isto é, na ocorrência de um curto-circuito.
- Potência máxima gerada (P_m): máxima potência gerada pelo módulo.
- Tensão de potência máxima (V_{mp}): tensão de saída do módulo no ponto de operação referente à máxima potência gerada pelo módulo.
- Corrente de potência máxima (I_{mp}): corrente de saída do módulo no ponto de operação referente à máxima potência gerada pelo módulo.

Esses parâmetros são determinados a partir do levantamento das curvas características do módulo mediante testes sob condições padronizadas, os chamados *standard test conditions* (STC) que consistem em referências, usadas nas medições, para

os fatores que influenciam no comportamento elétrico dos módulos. As Figuras 2.5 e 2.6 mostram, respectivamente, a curva de potência versus tensão e corrente versus tensão. Ambas as curvas são características típicas e a partir delas é possível determinar a tensão de circuito aberto, a corrente de curto-circuito e a tensão e corrente no ponto de máxima potência.

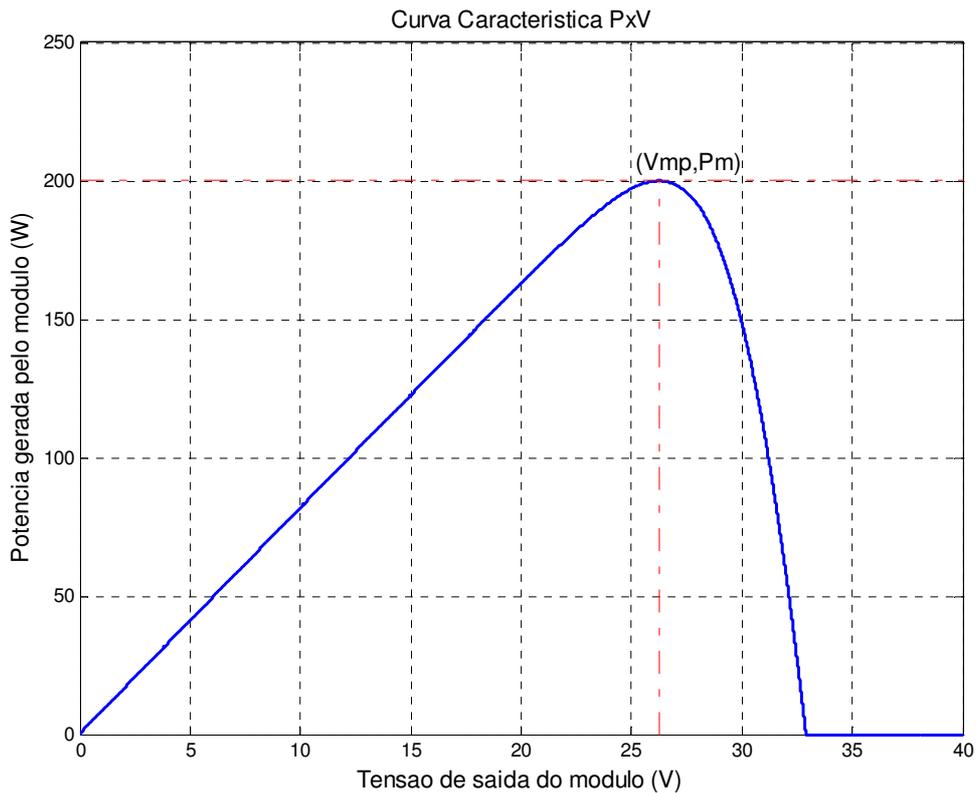


Figura 2.5 - Curva característica PxV mostrando a tensão (V_{mp}) no ponto de máxima potência (P_m).

De acordo com Casaro e Martins em [22] os fatores que influenciam os parâmetros elétricos dos módulos são listadas a seguir.

- Intensidade luminosa (P_{sun}): é a densidade de potência da radiação solar dada em $[kW/m^2]$. A corrente gerada nos módulos é linearmente dependente da intensidade luminosa.
- Temperatura ambiente (T): é a temperatura no ambiente de operação das células, em $[K]$. O aumento da temperatura ambiente reduz a eficiência do módulo, reduzindo a potência máxima gerada pelo mesmo.

- Radiação da massa de ar (AM): essa grandeza representa a quantidade de atmosfera atravessada pela luz do sol. Seu valor aproximado é obtido calculando-se $1/\cos\theta$, em que θ é igual ao ângulo de inclinação da luz do sol formado pela direção do raio solar e a reta perpendicular ao plano da terra, conforme ilustrado na Figura 2.7.

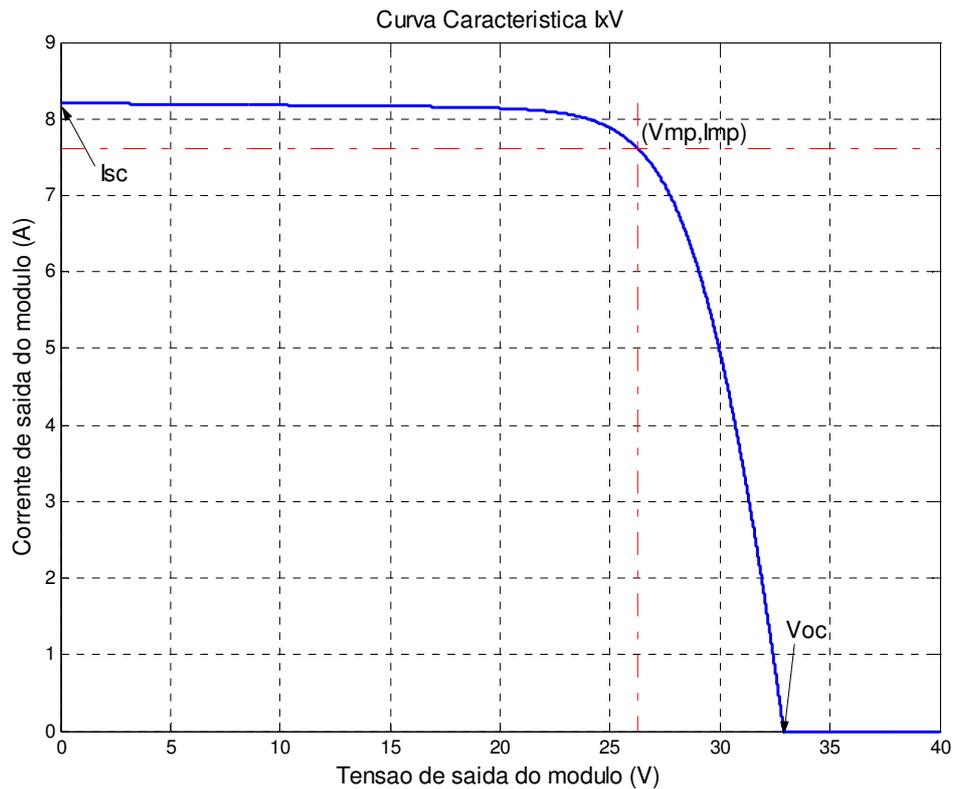


Figura 2.6 - Curva característica IxV apontando a tensão de circuito aberto (Voc), a corrente de curto-circuito (Isc) e a corrente de máxima potência (Imp).

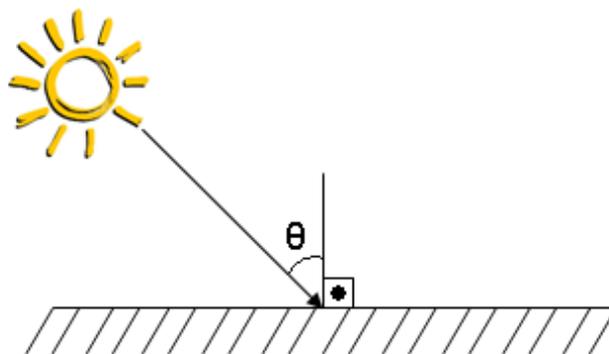


Figura 2.7 - Ilustração do ângulo de inclinação da luz do sol, formado pela direção do raio solar e a reta perpendicular ao plano da terra.

Conforme dito anteriormente, os parâmetros elétricos são definidos mediante o levantamento das curvas características típicas a partir de testes do módulo fotovoltaico em condições padrões (STC). Nessas condições padrões são utilizados valores de referência para a intensidade luminosa, a temperatura ambiente e radiação da massa do ar. Assim, as condições padronizadas de testes são:

- Intensidade luminosa igual à 1kW/m^2 , condição observada em dia de equinócio, no mês de março ou setembro, ao meio dia de céu claro sob a linha do equador.
- Temperatura ambiente igual a 25°C .
- Radiação de massa do ar igual a 1,5, equivalente ao ângulo de incidência do raio solar (θ) igual à $48,2^\circ$.

Entre os três fatores citados, os de maior influência são a intensidade luminosa e a temperatura ambiente, como é possível notar nas curvas características de um módulo apresentadas nas Figuras 2.8 e 2.9. Sendo que a Figura 2.8 mostra as curva IxV e PxV para diferentes valores de intensidade luminosa e a Figura 2.9 mostra as mesmas curvas porém para temperaturas ambientes distintas.

As curvas apresentadas nas Figuras 2.8 e 2.9 foram geradas com base no modelo de arranjo fotovoltaico proposto por Casaro e Martins em [22].

Analisando as curvas da Figura 2.8, nota-se que a tensão de saída praticamente não se altera com a variação de intensidade luminosa. Diferentemente da tensão, nota-se que há uma dependência linear entre a intensidade luminosa e a corrente de saída do módulo. Isso resulta numa também dependência da potência gerada pelo módulo com a intensidade luminosa. Esse comportamento é esperado, visto que ao se reduzir a intensidade luminosa, ou seja, a potência da radiação solar, diminui-se a potência térmica absorvida pelas células do módulo, reduzindo o fluxo de elétrons, isto é, a corrente do módulo, resultando na redução da potência gerada pelo mesmo.

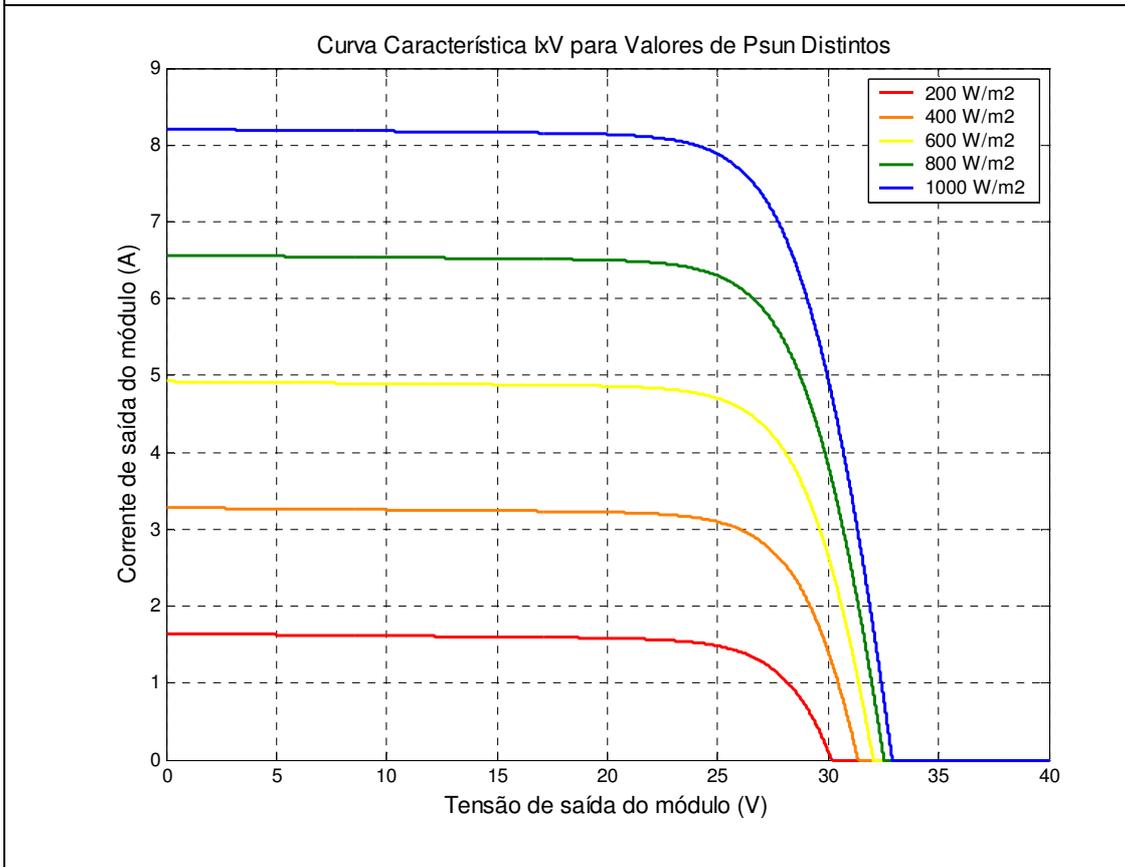
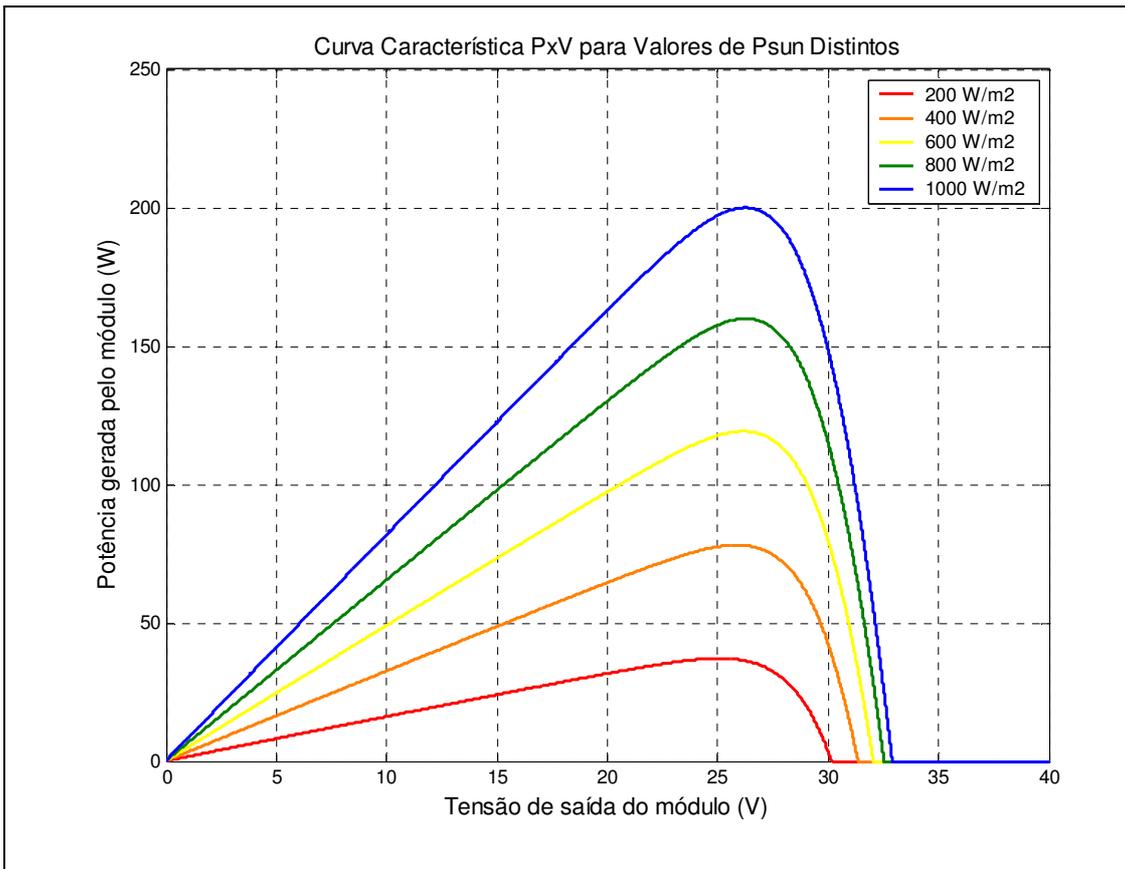


Figura 2.8 - Curvas IxV e PxV para diferentes valores de intensidade luminosa e temperatura ambiente constante ($T=25^{\circ}\text{C}$).

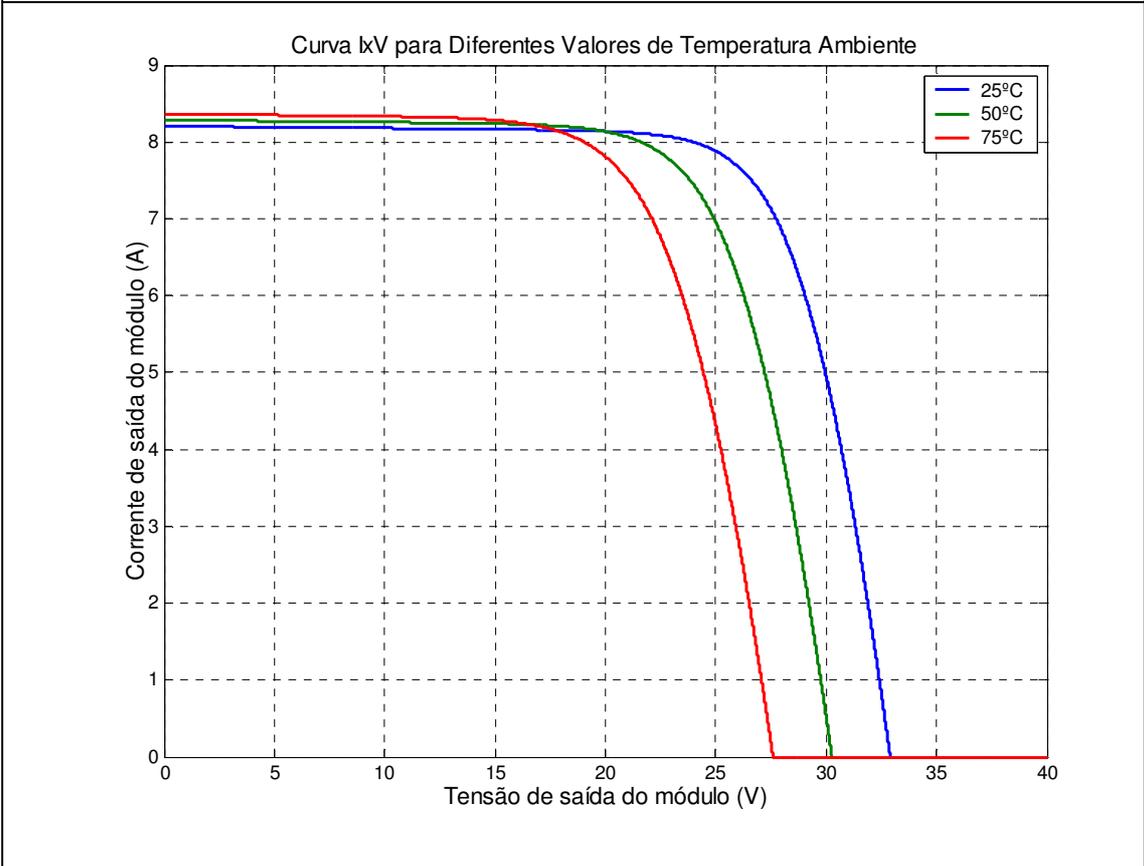
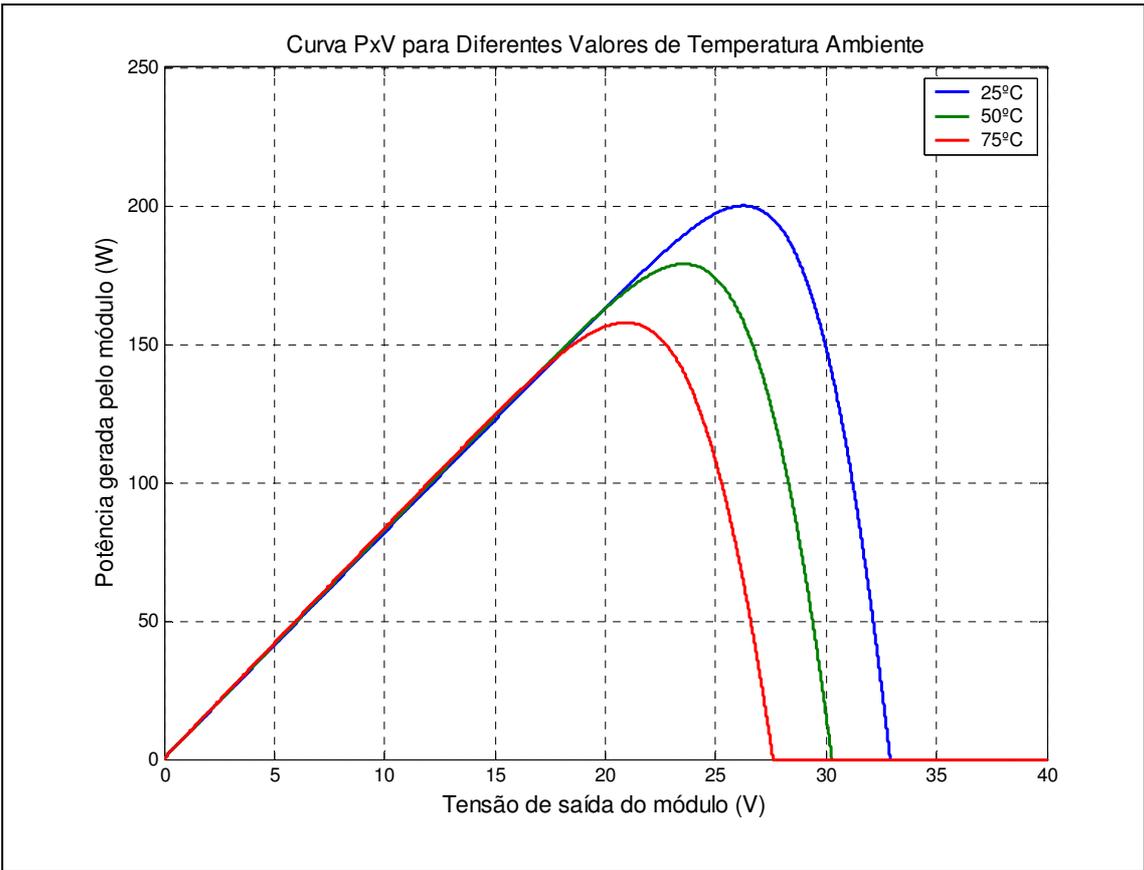


Figura 2.9 - Curvas características PxV e IxV para diferentes valores de temperatura ambiente e intensidade luminosa constante ($P_{sun}=1000W/m^2$).

A Figura 2.9 mostra que a temperatura ambiente de operação do módulo altera a tensão de saída do mesmo, porém não causa grandes variações na corrente de saída, resultando na dependência da potência gerada pelo módulo com a temperatura ambiente, como abordado por Malik, Ming, Sheng e Blundell em [23]. Nota-se que quanto maior a temperatura, menor será a potência máxima gerada pelo módulo.

A título de exemplo, a Tabela 2.3 traz os principais parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico modelo KC200GT da empresa KYOCERA e a Figura 2.10 as curvas características do mesmo módulo. Nota-se coerência entre os gráficos da Figura 2.10 e os resultados apresentados anteriormente sobre os fatores que influenciam os parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico e, conseqüentemente, seu desempenho.

Tabela 2.2 - Dados de especificação do módulo fotovoltaico modelo KC200GT da marca KYOCERA [24].

Desempenho Elétrico do Módulo Fotovoltaico em STC	
Potência Máxima (Pm)	200 W (+10% /-5%)
Tensão de Máxima Potência (Vmp)	26,3V
Corrente de Máxima Potência (Imp)	7,61A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	32,9V
Corrente de Curto-circuito (Isc)	8,21A
Células Fotovoltaicas	
Número por módulo	54

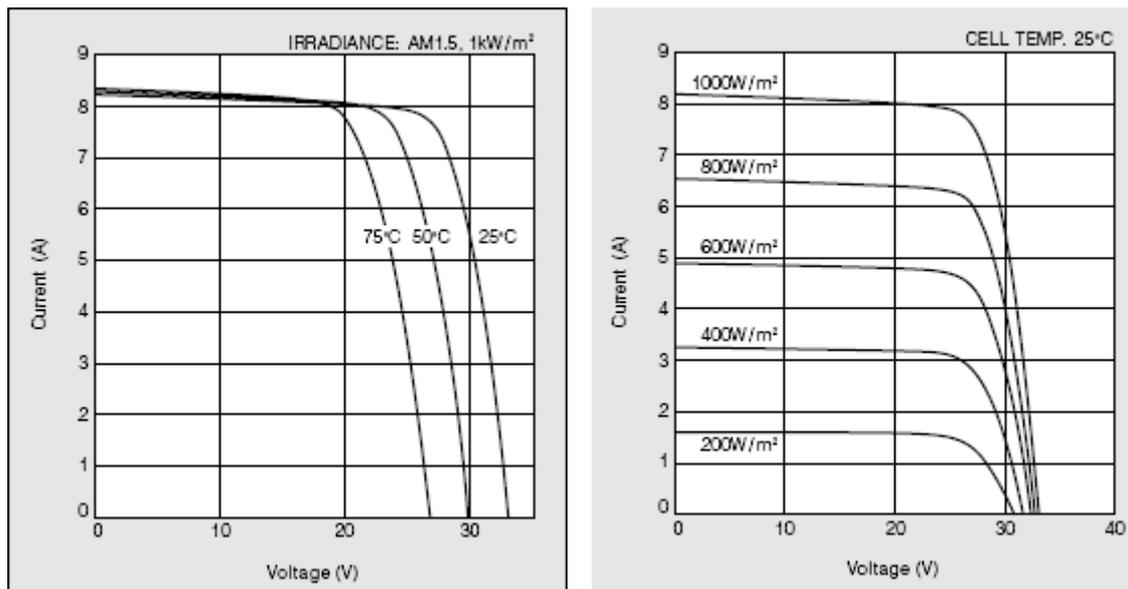


Figura 2.10 - Curvas características do módulo fotovoltaico modelo KC200GT da marca KYOCERA [24].

Observando os dados apresentados na Tabela 2.2, é possível perceber que este módulo possui a potência máxima de 200W, para alcançar valores de potência gerada pelo sistema fotovoltaico superiores a esse valor faz-se necessária a associação de módulos em série e paralelo de modo a se formar arranjos fotovoltaicos. A conexão dos módulos em série aumenta a tensão de saída do arranjo, enquanto a associação em paralelo eleva a corrente de saída. Logo, o agrupamento dos módulos deve ser realizado de tal forma que a tensão de saída do arranjo multiplicada pela corrente de saída seja a potência requerida pelo sistema.

2.2.2. Conversores CC – CA

A maioria dos conversores utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede são do tipo auto-comutados com chaveamento em alta frequência [25]. Esses conversores permitem o controle dos harmônicos de corrente de saída, controle do fator de potência e de outros recursos que são tratados com facilidade devido à tecnologia digital e à rápida resposta possível com o chaveamento em alta frequência.

Os conversores usados em sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede (SFVR) são tipicamente inversores fonte de tensão (VSI – *Voltage Source Inverter*), possuindo componentes conectados ao lado CC cujas características são de uma fonte

de tensão CC, como explicado por Dahono, Kataoka e Sato em [26]. O controle empregado pode ser projetado de modo a controlar a corrente ou a tensão de saída, sendo que para a aplicação abordada nesse trabalho é comum o controle de corrente. Nesse tipo de controle, utiliza-se o sinal de tensão da rede como referência para sincronismo.

Os inversores não se comportam como os geradores convencionais, já que eles não possuem inércia e respondem imediatamente a mudanças no sistema de potência, por exemplo, variação de frequência. A maioria dos inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede opera com fator de potência unitário. Além das aplicações em SFCRs, esses dispositivos são comuns em diversas aplicações, por exemplo, acionamento de motores com velocidade variável, filtros ativos de potência, fontes de alimentação ininterrupta (*Uninterruptible Power Supplies*), entre outras citadas em [26].

2.2.2.1. Norma IEEE 929/2000

Existem diversas normas e regulamentações sobre a conexão de sistemas dispersos à rede elétrica elaboradas por diferentes órgãos técnicos mundiais, como o Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE) e a Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC). Esses documentos abordam tópicos relacionados à qualidade da energia, operação e segurança dos sistemas conectados à rede, entre os mais indicados estão:

- *IEEE 929/2000 – Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*: trata-se da prática recomendada para a interface entre a concessionária e os sistemas fotovoltaicos [25];
- *IEEE 1547 – Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*: essa norma se aplica a fontes distribuídas conectadas aos sistemas elétricos de potência [27];
- *IEC 61727 – Characteristics of the Utility Interface*: apresenta as características da interface das concessionárias [28];
- *IEC 62116 – Testing Procedure of Islanding Prevention Methods for Utility-Interactive Photovoltaic Inverters*: são os procedimentos para testes dos métodos

de prevenção de ilhamento presentes em inversores de sistemas fotovoltaicos [29].

A regulamentação IEEE 929/2000 ganha destaque no âmbito desse trabalho por abordar as práticas recomendadas a serem aplicadas a sistemas fotovoltaicos conectados à rede operando em paralelo ao fornecimento da concessionária e utilizando inversores na conexão. As recomendações dessa norma são específicas para sistemas pequenos, até 10kW de capacidade de geração, usados em residências. Além disso, ela também é utilizada como diretriz geral para sistemas médios, entre 10kW e 500kW de potência nominal.

Os inversores empregados em pequenos sistemas fotovoltaicos conectados à rede são comumente desenvolvidos para atender aos requisitos de qualidade e as funções de segurança e proteção propostos em [25]. Logo, compreender as práticas recomendadas nessa norma ajuda a entender o funcionamento desses sistemas, os principais tópicos são resumidos a seguir.

2.2.2.1.1. Tensão de Operação

A maioria dos sistemas fotovoltaicos conectados a redes comerciais não está habilitada a regular a tensão no ponto de conexão, eles apenas injetam corrente na rede. Dessa forma, a faixa de tensão de operação dos inversores para esses sistemas tem a função de proteção que atua como resposta às condições anormais de operação. Ou seja, quando a tensão no ponto de conexão está fora da faixa de operação normal o inversor deve cessar a energização da rede.

Tabela 2.3 - Tempo máximo de resposta do inversor para valores anormais da tensão no ponto de conexão definido na IEEE 929/2000.

Tensão RMS no PCC	Tempo Máximo para Cessar a Energização
$V < 50\%$	6 ciclos
$50\% \leq V < 88\%$	120 ciclos
$88\% \leq V \leq 110\%$	Operação Normal
$110\% < V < 137\%$	120 ciclos
$V \geq 137\%$	2 ciclos

A faixa de tensão que o conversor deve ser capaz de operar, conforme proposto em [25], é 88% a 110% da tensão nominal do sistema. E o inversor deve cessar a energização da rede quando a tensão no ponto de conexão estiver fora dessa faixa seguindo os tempos máximos indicados na Tabela 2.3.

2.2.2.1.2. Frequência

O controle da frequência do sistema é feito pela concessionária de energia. Logo, o SFCR deve operar em sincronismo com a mesma. Dessa forma, os sistemas fotovoltaicos devem seguir o padrão de faixa de operação de frequência de cada país. A norma sugere que no caso dos países da América do Norte a faixa de operação seja de 59.3Hz a 60.5Hz, sendo que o inversor deve cessar a energização em no máximo 6 ciclos após o início da condição anormal.

2.2.2.1.3. Distorção Harmônica

A distorção harmônica total da corrente de saída do sistema fotovoltaico deve ser inferior a 5% da corrente fundamental em condições nominais de operação. A definição de distorção harmônica total é feita por Mohan na página 42 em [19].

Cada harmônico individual deve ser limitado aos valores apresentados na Tabela 2.4, sendo que esses limites são referentes à porcentagem da corrente fundamental em condições nominais. Além disso, os harmônicos pares presentes em cada faixa destacada devem ser menores do que 25% do valor listado para os harmônicos ímpares.

Tabela 2.4 - Limites de distorção harmônica recomendados na norma IEEE 929/2000.

Faixa de Harmônicos Ímpares	Limite de Distorção
3° - 9°	4,0%
11° - 15°	2,0%
17° - 21°	1,5%
23° - 33°	0,6%
Acima do 33°	0,3%

Além da preocupação com os níveis de distorção harmônica da corrente de saída do sistema fotovoltaico, outra questão é a injeção de corrente CC na rede. O SFCR não deve injetar corrente CC acima de 0,5% da corrente nominal de saída do inversor em condições operacionais normais ou anormais. Normalmente, dois métodos para prevenir a injeção de corrente CC são empregados, um é a incorporação de um transformador de isolamento na saída CA do inversor, outro é o uso de um sensor de corrente CC que desconecta o SFCR quando a componente CC ultrapassa o valor especificado.

2.2.2.1.4. Fator de Potência

Os inversores com controle de corrente utilizados em sistemas fotovoltaicos são capazes de regular a defasagem entre a corrente CA de saída em relação à tensão da rede. Na grande maioria de SFCR, essa defasagem é regulada de modo que o fator de potência seja próximo do valor unitário, ou seja, corrente em fase com a tensão da rede. Em muitos casos, não atingindo o valor idealmente unitário devido à influência da distorção harmônica da corrente de saída dos inversores no valor do fator de potência. Essa influência é abordada por Mohan na página 42 em [19].

Quando a potência gerada pelo sistema fotovoltaico é baixa, menor do que 10% da capacidade nominal dos SFCRs, os inversores projetados para fator de potência unitário podem operar com fator não unitário. Esse fenômeno ocorre devido aos componentes inerentes ao inversor, tais como, filtros de saída e transformadores.

A norma recomenda que os fatores de potência dos sistemas fotovoltaicos devem ser superiores a 0,85, indutivo ou capacitivo, quando a potência gerada é superior a 10% da capacidade nominal. Em casos especiais, nos quais o SFCR possui compensação de potência reativa, esse limite pode variar dependendo da aprovação da concessionária.

2.2.2.1.5. Proteção Anti-Ilhamento

O ilhamento é uma condição em que uma porção do sistema da concessionária composto por cargas e geração se mantém energizada e em operação isolada do restante da rede da concessionária.

Devido ao controle de corrente empregado nos inversores e a incapacidade dos mesmos de regular a tensão nos terminais CA, na ocorrência de um ilhamento os

níveis de tensão e frequência dificilmente se manterão nas faixas especificadas como ideais pela norma, resultando no cessar da operação do inversor.

Entretanto, mesmo havendo uma probabilidade mínima, pode ocorrer um balanço entre a geração do SFSCR e a carga, resultando na continuidade da operação do sistema mesmo durante o ilhamento. Por motivos de segurança, durante a manutenção do sistema da concessionária em função de possíveis interferências no restabelecimento da operação normal e por impactos na qualidade do fornecimento, o ilhamento deve ser evitado. Dessa forma, a pequena probabilidade de balanço entre geração e carga durante o ilhamento deve ser eliminada pelo uso de proteção anti-ilhamento.

A proteção mais utilizada é a inclusão dessa funcionalidade aos inversores, passando a serem denominados inversores com anti-ilhamento. Esses equipamentos cessam a energização dos terminais CA em 10 ciclos ou menos quando:

- Ocorre disparidade de pelo menos 50% entre a potência ativa da carga e a de saída do inversor, isto é, a potência ativa da carga é menor do que 50% ou maior do que 150% da potência de saída do inversor;
- O fator de potência da carga durante o ilhamento é inferior a 0.95, atrasado ou adiantado.

2.2.2.1.6. Reconexão à Rede Após um Distúrbio

Após a ocorrência de um evento no sistema elétrico de potência (SEP), que tenha forçado a desconexão do sistema fotovoltaico da rede, o mesmo deve permanecer em estado de espera até que as condições normais de operação sejam restauradas e mantidas pela concessionária por no mínimo 5 minutos. Decorrido o tempo especificado, o conversor pode ser reconectado à rede.

2.3. Resolução Normativa da ANEEL N°482 de 17 de Abril de 2012

Ainda não há uma norma técnica específica que aborde a interconexão entre os sistemas fotovoltaicos distribuídos e a rede elétrica das concessionárias. Entretanto, em 17 de abril de 2012 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa 482/2012 [30], que estabelece as condições gerais para o acesso

de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e define o sistema de compensação de energia elétrica.

De acordo com essa resolução normativa, microgeração distribuída é uma central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 100 kW. Também deve utilizar fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Sendo que a diferença entre micro e minigeração distribuída é que a última possui potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW, conforme a regulamentação da ANEEL.

Além dessas definições, a RN 482/2012 regulamenta o sistema de compensação de energia elétrica, no qual a energia ativa gerada por uma unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída compensa o consumo de energia elétrica ativa.

O consumo das unidades que aderirem ao sistema de compensação de energia a ser faturado será a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto horário quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes. Acrescenta-se que deverá ser cobrado em cada fatura mensal, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, definido em [31], ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso. Os créditos de energia ativa gerada por meio do sistema de compensação de energia elétrica expirarão 36 meses após a data do faturamento, não fazendo jus o consumidor a qualquer forma de compensação após o vencimento.

A resolução normativa [30] regulamenta ainda os critérios de acesso da micro e minigeração aos sistemas de distribuição, a adequação dos sistemas de medição de energia elétrica das unidades que aderirem ao sistema de compensação de energia e define as responsabilidades por danos ao sistema elétrico.

Os procedimentos para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição são definidos na nova seção 3.7 incluída no módulo 3 do PRODIST [32], conforme resumido no item que segue.

2.3.1. Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST – Acesso de Micro e Minigeração Distribuída

Esta seção descreve os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição. Nela são abordadas as etapas burocráticas para viabilização do acesso, os critérios técnicos e operacionais, os requisitos para operação, manutenção e segurança da conexão, as características do sistema de medição de energia elétrica, detalhes dos contratos entre acessante e acessada e os requisitos de projetos.

Dentre os tópicos tratados na seção 3.7 do módulo 3, o que trata os requisitos de projetos define componentes e apresenta condições de projeto que as unidades de micro e minigeração devem conter e atender. A seguir são apresentados esses requisitos.

2.3.1.1. Tensão de Conexão da Central Geradora

A tensão de conexão das unidades de micro e minigeração distribuída é definida de acordo com as faixas de potência das mesmas, conforme indicado na Tabela 2.5. E o nível de tensão de conexão das centrais geradoras será definido pela distribuidora de acordo com as limitações técnicas da rede.

Tabela 2.5 - Níveis de tensão considerados para a conexão de micro e minicentrais geradoras.

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão
< 10kW	Baixa Tensão (monofásico, bifásico ou trifásico)
10 a 100 kW	Baixa Tensão (trifásico)
101 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
501 kW a 1 MW	Média Tensão

2.3.1.2. Requisitos Mínimos para o Ponto de Conexão da Central Geradora

Os requisitos mínimos necessários para o ponto de conexão da central geradora também são definidos em função da potência instalada da mesma. Entre eles estão:

- Elemento de desconexão: trata-se de uma chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora

durante a manutenção em seu sistema. Necessário em todas as unidades de micro e minigeração distribuída independente da potência instalada.

- Elemento de interrupção: também é necessário em todas as centrais geradoras. É um elemento de interrupção automática acionado por proteção, para microgeradores distribuídos e por comando e/ou proteção, para minigeradores distribuídos.
- Transformador de acoplamento: requisitado apenas nos casos em que a potência instalada é superior a 101 kW.
- Proteção de sub e sobretensão: dispositivos de proteção que atuam quando a tensão cai abaixo ou ultrapassa um valor preestabelecido. Necessário em todas as unidades de micro e minigeração. Entretanto, no caso das mesmas possuírem potência instalada inferior a 500 kW não se faz necessário o uso de relé de proteção específico, mas de um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.
- Proteção de sub e sobrefrequência: dispositivos de proteção que atuam quando a frequência cai abaixo ou ultrapassa um valor preestabelecido. Assim como no caso anterior, é necessário em todas as unidades de micro e minigeração. Entretanto, no caso das mesmas possuírem potência instalada inferior a 500 kW não se faz necessário o uso de relé de proteção específico, mas de um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.
- Proteção contra desequilíbrio de corrente: previsto somente para unidades geradoras acima de 500 kW.
- Proteção contra desbalanço de tensão: previsto somente para unidades geradoras acima de 500 kW.
- Sobrecorrente direcional: previsto somente para unidades geradoras acima de 500 kW.
- Sobrecorrente com restrição de tensão: quando ocorre um curto-circuito em um gerador, a corrente de curto-circuito amortece rapidamente e seu valor permanente pode ficar abaixo da corrente nominal do gerador. Esse tipo de proteção diferencia a ocorrência desse fenômeno da operação normal do gerador. Previsto somente para unidades geradoras acima de 500 kW.

- Relé de sincronismo: permite o paralelismo entre as centrais geradoras e a rede elétrica e deve ser empregado em todos os casos.
- Anti-ilhamento: proteção apresentada na seção anterior; necessária em todas as centrais geradoras.
- Estudo de curto-circuito: se a norma da distribuidora indicar a necessidade de realização do estudo de curto-circuito, caberá à acessada a responsabilidade pela sua execução e somente nos casos de unidades de minigeração distribuída.
- Medição: para microgeração faz-se necessário o uso de medidores de energia bidirecional capaz de diferenciar, no mínimo, a energia elétrica ativa consumida da injetada na rede. Já para minigeração devem ser utilizados medidores de quatro quadrantes, isto é, capazes de medir energia ativa e reativa tanto injetada na rede quanto consumida.
- Ensaios: em todos os casos, o acessante deve apresentar certificados (nacionais ou internacionais) ou declaração do fabricante que os equipamentos foram ensaiados conforme normas técnicas brasileiras ou, na ausência, internacionais. A norma IEEE 1547 [27] apresenta ensaios comuns empregados em unidades de geração distribuída.

Vale ressaltar que nos sistemas que se conectam à rede através de inversores, como os sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede, as proteções mencionadas anteriormente podem ser inseridas nos referidos equipamentos.

Além disso, é importante frisar que os valores de referência a serem adotados para os indicadores de qualidade; quais sejam, tensão em regime permanente, fator de potência, distorção harmônica, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de frequência, são estabelecidos de acordo com a seção 8.1 do módulo 8 do PRODIST [33].

Capítulo 3 – Análise do Desempenho de Redes Elétricas com Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos

3.1. Introdução

Neste capítulo será feita a análise do comportamento da rede elétrica com sistemas fotovoltaicos distribuídos sob diversas configurações da rede e condições operativas. Para isso, o cálculo do fluxo de carga será realizado para essas diversas condições e os impactos na rede serão apresentados.

3.2. Representação da Rede com SFCR e Análise Prévia do Desempenho do Sistema

Conforme já apresentado no capítulo anterior, o controle do inversor de conexão dos painéis à rede mais empregado é feito de modo a controlar a corrente no lado CA para que a potência ativa gerada nos painéis seja entregue ao consumidor e, quando excedente, à rede elétrica. Ou seja, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede operam como fontes de corrente com fator de potência unitário injetando potência ativa na rede, não estando habilitados a regular a tensão nos seus terminais. Dessa forma, é possível representar o SFCR como uma fonte injetando potência ativa na barra L do consumidor, como ilustrado na Figura 3.1.

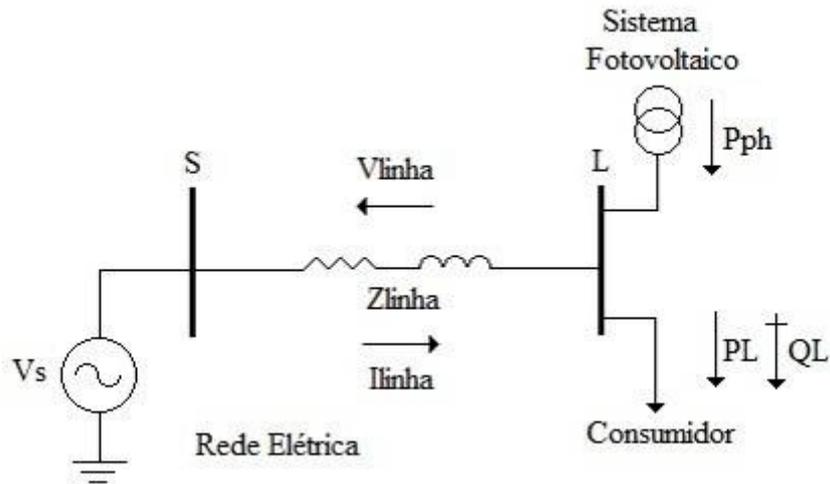


Figura 3.1 - Representação da rede elétrica com SFCR.

Além disso, a rede elétrica pode ser representada pelo seu equivalente de Thévenin, composto por uma fonte de tensão senoidal CA de amplitude constante (V_S) conectada à barra S e à impedância série da linha (Z_{LINHA}). O consumidor por uma carga conectada à barra L, como mostra a Figura 3.1.

É importante ressaltar que todas as análises apresentadas nesse trabalho foram feitas com os dados em pu. Com o intuito de se fazer análises abrangentes, os valores base de tensão e potência desse sistema pu não foram definidos numericamente. Apesar disso, destaca-se que foram consideradas como base a potência aparente e a tensão de atendimento nominais do consumidor, e não da rede. Logo, ao se mencionar que a potência gerada pelo SFCR é igual a 1 pu, significa que a mesma é equivalente à potência nominal do consumidor e não à capacidade nominal da rede elétrica.

Salienta-se, ainda, que variações em configurações e características de diferentes redes elétricas foram consideradas como variações de tensão na barra L.

Analisando o diagrama apresentado na Figura 3.1 é possível prever o comportamento da rede elétrica com SFCR perante distintas condições de operação. Assim, supondo, primeiramente, que o sistema fotovoltaico não esteja gerando potência ($P_{PH}=0pu$) e que a carga seja indutiva, a rede elétrica alimentará o consumidor sozinha e a corrente na linha (I_{LINHA}) dependerá da potência (P_L e Q_L) da carga. Isto é, quanto maior a potência exigida pela carga maior será a corrente na linha. Como a queda de tensão na linha (V_{LINHA}) é proporcional à corrente (I_{LINHA}), quanto maior a potência exigida pela carga, maior será a queda de tensão na linha e, conseqüentemente, menor será a tensão de atendimento do consumidor em relação à tensão da rede (V_S).

Com o sistema fotovoltaico gerando potência, a corrente na linha passa a depender da diferença entre a potência ativa gerada pelo SFCR e a consumida pela carga, além da potência reativa desta. Quando a potência ativa gerada pelo SFCR (P_{PH}) é inferior à consumida pela carga (P_L), a corrente de linha possui o sentido indicado na Figura 3.1. Entretanto, como o sistema fotovoltaico alimenta parte da carga requerida, a corrente na linha é inferior ao caso sem geração pelo SFCR, resultando na tensão de atendimento do consumidor superior ao primeiro caso. Já no caso em que a potência ativa gerada pelo SFCR é superior à consumida pela carga, a corrente na linha inverte o sentido indicado na Figura 3.1, e a tensão de atendimento do consumidor passa a ser superior à tensão da rede (V_S).

Logo, é possível concluir que os sistemas fotovoltaicos conectados à rede têm a capacidade de aumentar a tensão de atendimento do ponto em que estão conectados, cujo seu valor depende da tensão da rede (V_S), da impedância da linha (Z_{LINHA}), da potência gerada pelo sistema fotovoltaico (P_{PH}) e a consumida pela carga (P_L e Q_L).

3.3. Análise do Desempenho de uma Rede Elétrica com Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos

Pela análise prévia apresentada, é possível concluir que a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica causa a elevação da magnitude da tensão de atendimento do consumidor com essa tecnologia. Além disso, nota-se que a magnitude da tensão de atendimento do consumidor varia de acordo com as condições de operação e características da rede. Por exemplo, valores da impedância de linha, da tensão de referência da rede (V_S), da potência gerada pelo SFCR e da consumida pela carga.

Nessa seção o comportamento do sistema apresentado na Figura 3.1 é analisado detalhadamente. Para isso, o cálculo do fluxo de carga da rede em estudo é realizado para diferentes condições de operação e características da rede elétrica, conforme apresentado a seguir.

3.3.1. Fluxo de Carga

O fluxo de carga é o estudo feito em sistemas elétricos de potência que fornece os principais parâmetros de uma rede elétrica, em regime permanente, para uma dada

condição de operação. Isto é, para uma dada condição de carga e geração, sujeitas a restrições operativas e à ação de dispositivos de controle, como definido por Monticelli em [34].

O cálculo do fluxo de carga tem por objetivo definir as principais características de uma rede elétrica, tensões nas barras, em módulo e ângulo, e fluxos de potência ativa, assim como a potência reativa nos elementos da rede, a partir de dados conhecidos, conforme explicado por Borges em [35]. No caso abordado, mostrado na Figura 3.1, os dados conhecidos do sistema são o módulo e a fase da tensão da barra S (barra do tipo V θ ou referência), os dados da linha (no caso a impedância série da linha) e as potências geradas (P_{PH}) e demandadas (P_L e Q_L) na barra L (barra do tipo PQ). Logo, as incógnitas determinadas a partir do cálculo do fluxo de carga são o módulo e a fase da tensão na barra L e as potências ativa e reativa na barra S.

O processo para o cálculo do fluxo de carga é dividido em duas etapas principais, a primeira se baseia na resolução das equações do subsistema 1 que determinam os ângulos das tensões nas barras PQ e PV e os módulos das tensões nas barras PQ, a partir das potências ativa (P_k^{esp}) e reativa (Q_k^{esp}) nas barras PQ e as potências ativas e os módulos das tensões nas barras PV previamente conhecidas. As equações algébricas não-lineares compõem o subsistema 1, conforme 3.1 e 3.2.

$$P_k^{esp} - V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) = 0 \rightarrow \text{barras PQ e PV} \quad (3.1)$$

$$Q_k^{esp} - V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) = 0 \rightarrow \text{barras PQ} \quad (3.2)$$

Devido à característica não-linear de (3.1) e (3.2) faz-se necessário o uso de métodos numéricos para a solução do problema. O método escolhido para o cálculo do subsistema 1 foi o de Newton-Raphson cujo algoritmo resumido é mostrado a seguir.

- (i) Fazer $v=0$. Escolher os valores iniciais dos ângulos das tensões ($\theta^v = \theta^0$) nas barras PQ e PV assim como as magnitudes das tensões ($V^v = V^0$) das barras PQ.
- (ii) Calcular as potências ativas para as barras do tipo PQ e PV e as reativas para as barras PQ, a partir dos valores atuais dos ângulos e das magnitudes das tensões.

(iii) Calcular os resíduos que são as diferenças entre as potências ativas previamente conhecidas e as calculadas no item ii para as barras PQ e PV (ΔP^v), e as diferenças entre as potências reativas previamente conhecidas e as calculadas no item ii para as barras PQ (ΔQ^v).

(iv) Testar a convergência. Caso os resíduos em cada uma das barras sejam inferiores à tolerância pré-estabelecida o processo iterativo convergiu para a solução θ^v e V^v , caso contrário o processo continua.

(v) Montar a matriz Jacobiana.

$$J(V^v, \theta^v) = \begin{bmatrix} H(V^v, \theta^v) & N(V^v, \theta^v) \\ M(V^v, \theta^v) & L(V^v, \theta^v) \end{bmatrix}$$

(vi) Determinar os novos valores dos ângulos (θ^{v+1}) e das magnitudes (V^{v+1}) das tensões.

$$\begin{cases} \theta^{v+1} = \theta^v + \Delta\theta^v \\ V^{v+1} = V^v + \Delta V^v \end{cases} \Rightarrow \begin{bmatrix} \Delta\theta^v \\ \Delta V^v \end{bmatrix} = J(V, \theta)^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^v \\ \Delta Q^v \end{bmatrix}$$

(vii) Fazer $v=v+1$ e retornar ao item ii.

Na segunda etapa do cálculo do fluxo de carga são calculadas as potências reativas nas barras de referência e PV e a potência ativa na barra V θ a partir das equações lineares (3.3) e (3.4) que formam o subsistema 2.

$$P_k = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \rightarrow \text{barra } V\theta \quad (3.3)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \rightarrow \text{barras } V\theta \text{ e PV} \quad (3.4)$$

Uma vez definidos os ângulos das tensões nas barras PQ e PV e os módulos das tensões nas barras PQ pela resolução do subsistema 1, utilizam-se esses valores juntamente com os dados das barras V θ e PV nas equações lineares (3.3) e (3.4) para determinação da potência ativa na barra V θ e reativas nas barras de referência e PV, completando assim o cálculo do fluxo de carga.

O Apêndice A contém um exemplo do programa desenvolvido em MATALB para cálculo do fluxo de carga.

Dessa forma, o cálculo do fluxo de carga apresentado foi utilizado para determinação do comportamento da rede elétrica com SFCR para diferentes condições de operação e características da rede, como será descrito posteriormente.

3.3.2. Impedância Série da Linha

Conforme visto anteriormente, o cálculo do fluxo de carga determina as principais características da rede elétrica a partir de dados conhecidos, entre estes a impedância série da linha. Além disso, o valor dessa impedância influencia no comportamento da tensão de atendimento da carga, como já descrito na análise prévia, e conseqüentemente no desempenho da rede elétrica com SFCR.

Nas análises do sistema em estudo, foram adotados diversos valores do módulo da impedância série da linha em pu ($|\bar{Z}_{linha}|$) e da relação r/x da linha. Os valores da relação r/x utilizados foram baseados em parâmetros de cabos de alumínio nu com fios encordados em coroas concêntricas, de acordo com os dados apresentados na Tabela 3.1 [36]. A partir da divisão dos valores de resistência por quilômetro e pelos de reatância por quilômetro, as relações r/x adotadas foram determinadas, sendo mostradas na sétima coluna da tabela apresentada no Apêndice B.

Uma vez definidos os valores do módulo da impedância e da relação r/x da linha foi possível determinar os valores da resistência e reatância da linha através das associações demonstradas a seguir.

Sabendo-se o módulo da impedância adotado, tem-se que:

$$\sqrt{\bar{R}_{linha}^2 + \bar{X}_{linha}^2} = |\bar{Z}_{linha}| \quad (3.5)$$

A partir dos valores de resistência da linha por quilômetro (r), da reatância da linha por quilômetro (x), do comprimento da linha (ℓ) e do módulo da impedância base, tem-se que a resistência e reatância da linha em pu são:

$$\bar{R}_{linha} = \frac{r\ell}{|Z_{base}|} \quad (3.6)$$

$$\bar{X}_{linha} = \frac{x\ell}{|Z_{base}|} \quad (3.7)$$

De posse dos valores da relação r/x (rel) da linha, tem-se que:

$$rel = r/x \rightarrow r = x rel \quad (3.8)$$

Substituindo (3.7) e (3.8) em (3.6):

$$\bar{R}_{linha} = rel \frac{x\ell}{|Z_{base}|} = rel \bar{X}_{linha} \quad (3.9)$$

Por fim, substituindo (3.9) em (3.5), determinam-se os valores de resistência e reatância em pu para diferentes linhas a partir do módulo e da relação r/x adotados.

$$\sqrt{rel^2 \bar{X}_{linha}^2 + \bar{X}_{linha}^2} = |\bar{Z}_{linha}| \begin{cases} \bar{X}_{linha} = \frac{|\bar{Z}_{linha}|}{\sqrt{rel^2 + 1}} \\ \bar{R}_{linha} = rel \cdot \frac{|\bar{Z}_{linha}|}{\sqrt{rel^2 + 1}} \end{cases} \quad (3.10)$$

3.3.3. Desempenho da Rede Elétrica com SFCR

Conforme mencionado anteriormente, o comportamento da rede com sistemas fotovoltaicos distribuídos depende de diversas características e condições de operação da mesma. Para a análise do desempenho da rede com SFCR o cálculo do fluxo de carga foi realizado nas seguintes condições:

- Sistema operando a plena carga com tensão na barra S e impedância de linha constantes e potência gerada pelo SFCR variáveis;
- Sistema operando a plena carga, impedância de linha constante e tensão na barra S e potência gerada pelo SFCR variáveis;
- Sistema operando com tensão na barra S e impedância de linha constantes e potência consumida pela carga e gerada pelo SFCR variáveis;

- Sistema operando a plena carga, tensão na barra S constante e impedância série da linha e potência gerada pelo SFCR variáveis.

3.3.3.1. Sistema Operando a Plena Carga com Tensão na Barra S e Impedância de Linha Constantes e Potência Gerada pelo SFCR Variáveis

Nessa primeira análise do desempenho da rede elétrica com SFCR, foi realizado o cálculo do fluxo de carga do sistema apresentado na Figura 3.1 para operação a plena carga e diferentes valores de potência gerada pelo sistema fotovoltaico distribuído.

A impedância de linha adotada foi baseada nos dados do condutor de alumínio nu de bitola 4/0AWG e relação r/x igual à 0,8152 mostrado na tabela do Apêndice B, e o módulo adotado igual à 0,05pu. Utilizando o valor da relação r/x e o valor do módulo em Equação 3.10, são determinados os valores de resistência e reatância em pu utilizados nesse caso, esses são apresentados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Dados de linha baseados no condutor de alumínio nu de bitola 4/0AWG.

Da barra	Para a barra	R_{SL} (pu)	X_{SL} (pu)
S	L	0,0316	0,0388

A tensão na barra S adotada foi de 1,00pu, enquanto o módulo da impedância série definido foi de 0,05pu. A potência consumida pela carga, nesse caso, foi igual à nominal (1pu) e o fator de potência de 0,92. A Tabela 3.2 resume esses dados de barra, entre eles: na primeira coluna a denominação da barra, na segunda o tipo, na terceira o valor do módulo da tensão na determinada barra, na quarta o ângulo, na quinta e sexta as potências ativa e reativa nas unidades de geração conectadas à barra e na sétima e oitava as potências ativa e reativa das cargas conectadas à barra.

Tabela 3.2 - Dados de barra adotados para o cálculo do fluxo de carga.

Barra	Tipo	V (pu)	Teta (graus)	P_G (pu)	Q_G (pu)	P_D (pu)	Q_D (pu)
S	V θ	1,00	0	-	-	-	-
L	PQ	-	-	P_{PH}	0	0,92	0,39

Assim o fluxo de carga do sistema foi calculado à medida que a potência gerada pelo sistema fotovoltaico distribuído (P_G da barra L) foi incrementada.

O gráfico da Figura 3.2 apresenta o comportamento da magnitude da tensão de atendimento ao consumidor em função da potência gerada pelo SFCR. Nota-se pelo gráfico que à medida que a potência gerada pelo sistema fotovoltaico aumenta, o mesmo acontece com a magnitude da tensão de atendimento ao consumidor. Esse resultado é congruente com o previsto na análise anterior.

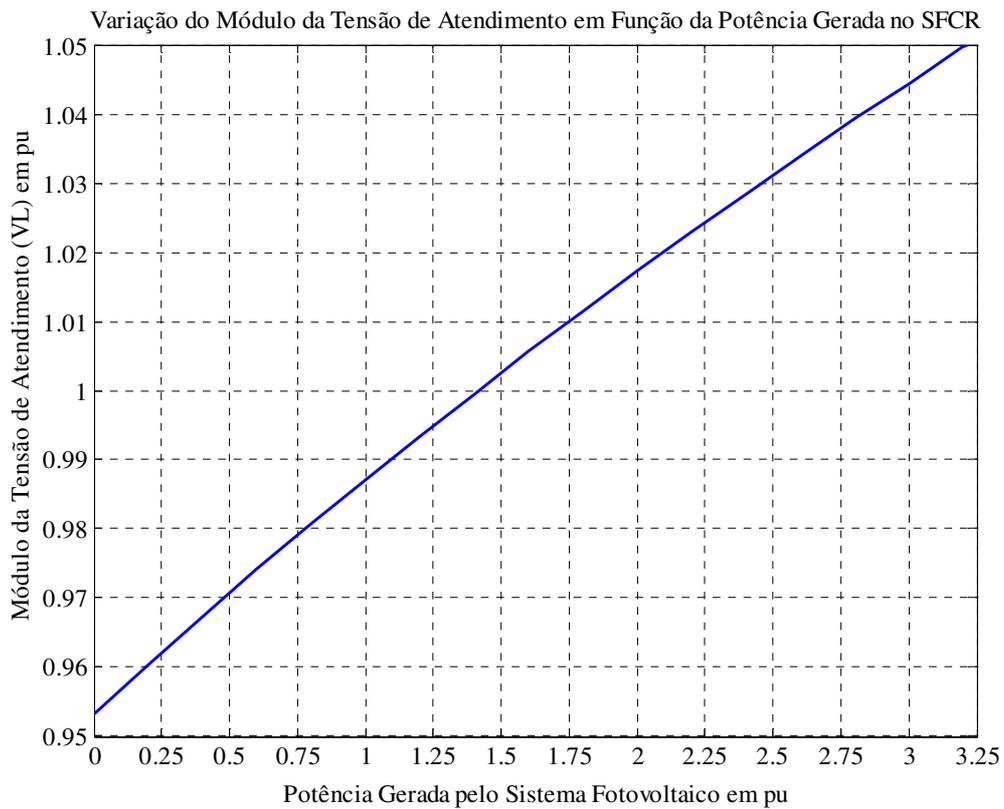


Figura 3.2 - Variação da magnitude da tensão de atendimento em função da potência gerada pelo SFCR.

Na Figura 3.3 abaixo é possível ver a inversão do fluxo de carga ativa. Quando a potência gerada pelo SFCR supera a consumida pela carga, no caso 0,92pu, a rede elétrica passa a receber potência ativa do sistema fotovoltaico ao invés de fornecer ao consumidor, nota-se isso pela inversão do sinal a partir do ponto de operação em que a potência gerada pelo sistema fotovoltaico é igual a 0,92pu.

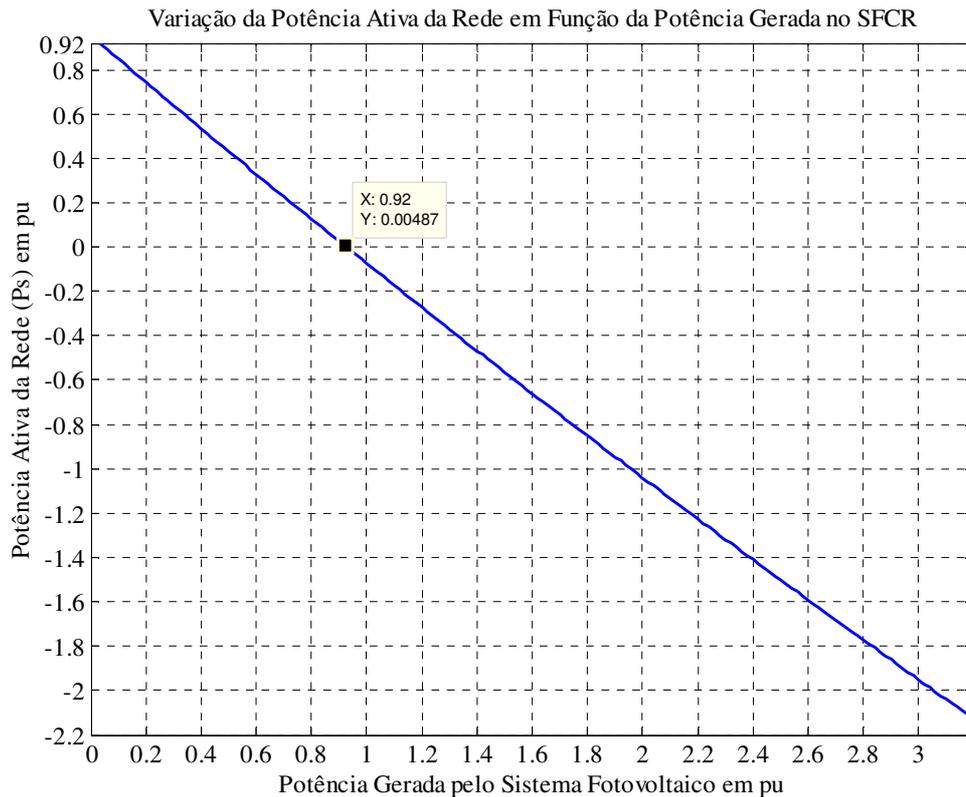


Figura 3.3 - Variação da potência ativa da rede em função da potência gerada pelo SFCR.

3.3.3.2. Sistema Operando a Plena Carga, Impedância de Linha Constante e Tensão na Barra S e Potência Gerada pelo SFCR Variáveis

Conforme apresentado na análise prévia e confirmado na seção anterior a esta, a inserção de sistemas fotovoltaicos eleva a tensão de atendimento do consumidor com esse tipo de tecnologia instalada. Ainda de acordo com a análise prévia, sabe-se que o valor da magnitude da tensão de atendimento dependerá de diversas características da rede e condições de operação, sendo uma delas o valor da tensão de referência da rede (V_S). Por isso, nesta seção é apresentado o comportamento da tensão de atendimento ao consumidor com SFCR para diversos valores da magnitude da tensão da rede e da potência gerada pelo sistema fotovoltaico.

Para a análise do comportamento perante as condições supracitadas, o cálculo do fluxo de carga foi feito considerando os valores da resistência e reatância da linha mostrados na Tabela 3.1. A potência aparente consumida pela carga adotada foi de 1,00

pu, ou seja, operação a plena carga, e o fator de potência de 0,92, conforme resumido na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Dados de barra adotados para o cálculo do fluxo de carga.

Barra	Tipo	V (pu)	Teta (graus)	P _G (pu)	Q _G (pu)	P _D (pu)	Q _D (pu)
S	Vθ	V _s	0	-	-	-	-
L	PQ	-	-	P _{PH}	0	0,92	0,39

Na Figura 3.4 é possível ver o comportamento da magnitude da tensão de atendimento ao consumidor para diferentes valores da tensão da rede e da potência gerada pelo sistema fotovoltaico. Analisando as curvas da Figura 3.4 nota-se que quanto maior o módulo da tensão da rede (V_s) menores valores de potência gerada pelo SFCR causaram o aumento da magnitude da tensão de atendimento para 1,05pu. Isto é, quanto maior a tensão da rede, maior será a influência dos sistemas fotovoltaicos na tensão de atendimento do consumidor.

Variação do Módulo da Tensão de Atendimento em Função da Potência Gerada no SFCR e da Tensão da Rede

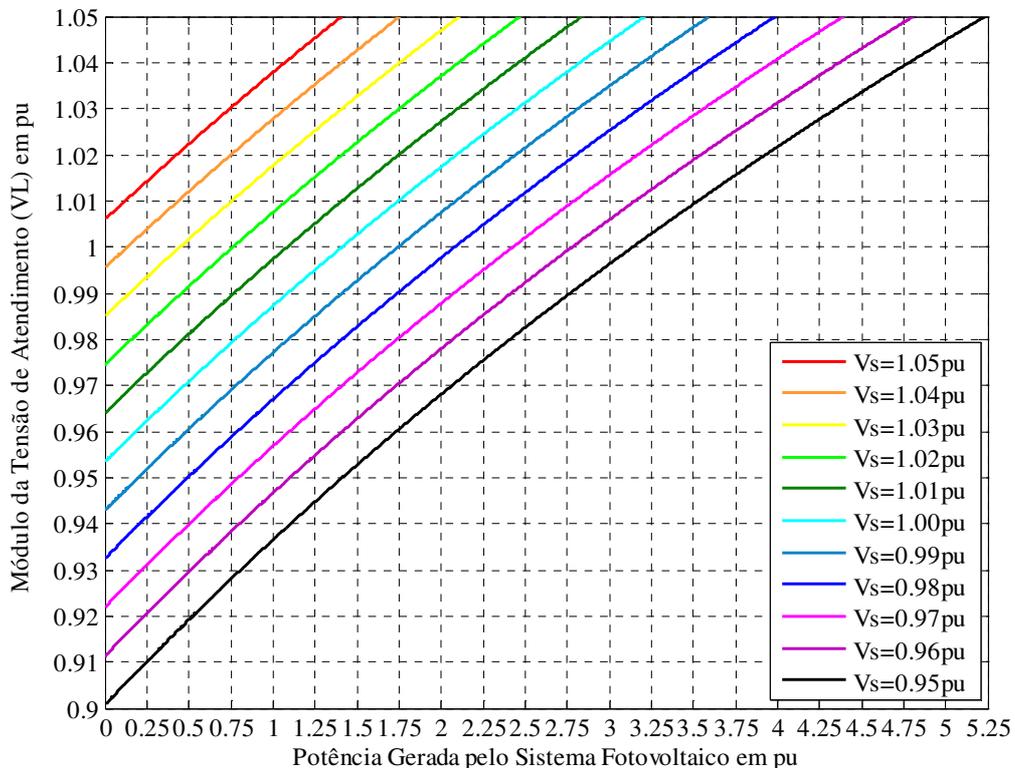


Figura 3.4 - Variação da magnitude da tensão de atendimento ao consumidor em relação à tensão da rede e potência gerada pelo SFCR.

3.3.3.3. Sistema Operando com Tensão na Barra S e Impedância de Linha Constantes e Potência Consumida pela Carga e Gerada pelo SFCR Variáveis

Dando continuidade à análise da influência das características da rede e condições de operação no desempenho da rede elétrica com sistemas fotovoltaicos conectados, o cálculo do fluxo de carga foi realizado para diferentes valores da potência aparente consumida pela carga e da ativa gerada pelo SFCR.

Nesse caso os dados da linha foram mantidos iguais aos dos casos anteriores, mostrados na Tabela 3.1. O módulo da tensão da rede foi fixado em 1,00pu e o fator de potência da carga em 0,92, como apresentado na Tabela 3.4 com os dados de barra utilizados.

Tabela 3.4 - Dados de barra adotados para o cálculo do fluxo de carga.

Barra	Tipo	V (pu)	Teta (graus)	P_G (pu)	Q_G (pu)	P_D (pu)	Q_D (pu)
S	V θ	1,00	0	-	-	-	-
L	PQ	-	-	P_{PH}	0	$0,92S_L$	$0,39S_L$

Assim, o fluxo de carga foi calculado para diferentes valores da potência consumida pela carga e da gerada pelo sistema fotovoltaico. A Figura 3.5 mostra o gráfico com os resultados alcançados, nela é possível concluir que quanto menor for a potência consumida pela carga, maior será a influência do sistema fotovoltaico na magnitude da tensão de atendimento ao consumidor. Logo, em períodos de carga leve a elevação na tensão de atendimento é mais aguda do que em períodos de carga pesada, para um mesmo valor de potência gerada pelo sistema fotovoltaico.

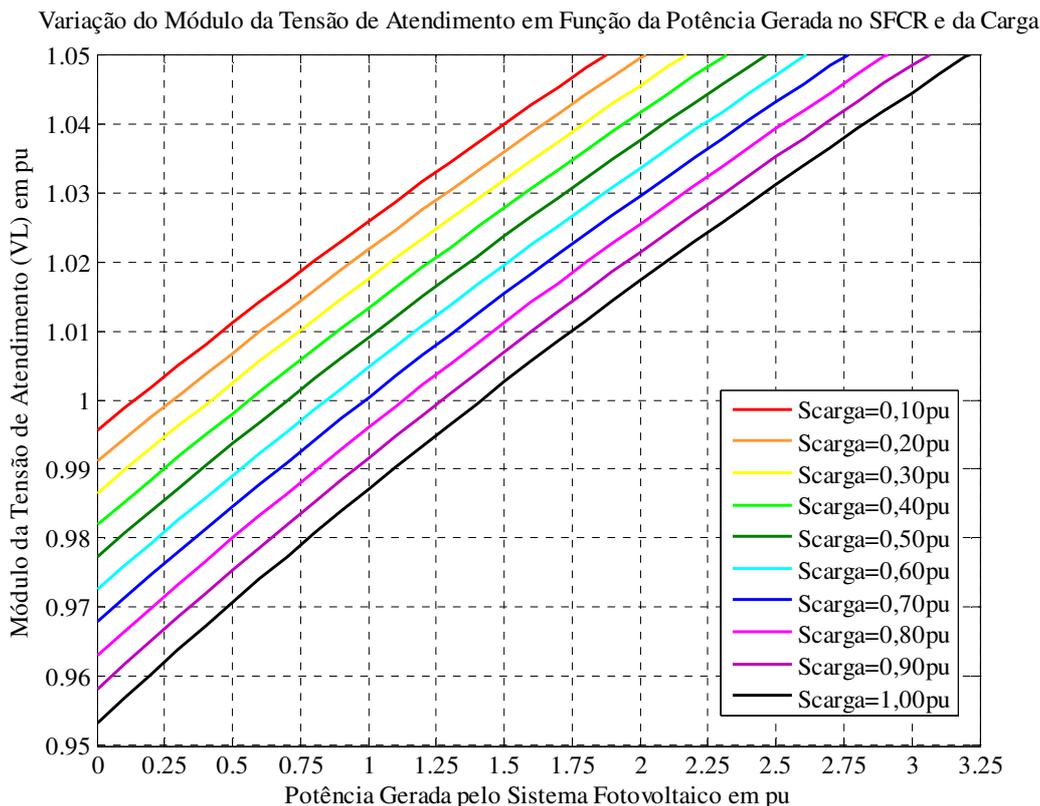


Figura 3.5 - Variação da magnitude da tensão de atendimento do consumidor em relação à potência consumida e da gerada pelo SFCR.

3.3.3.4. Sistema Operando a Plena Carga, Tensão na Barra S Constante e Impedância Série da Linha e Potência Gerada pelo SFCR Variáveis

Dois casos foram estudados na análise do desempenho da rede com SFCR com variação da potência gerada pelo sistema fotovoltaico e da impedância série da linha. No primeiro, o módulo da impedância foi mantido constante e foram adotados diferentes valores para a relação r/x da linha, no segundo o fluxo de carga foi calculado para a relação r/x constante e distintos valores do módulo da impedância da linha.

Assim, a priori, o fluxo de carga foi calculado para a tensão da rede igual a 1,00pu, potência consumida pela carga de 1,00pu e fator de potência de 0,92, módulo da impedância de linha igual a 0,05pu e diferentes valores da relação r/x e potência gerada pelo SFCR.

A Figura 3.6 apresenta os resultados obtidos. Nesta é possível notar que quanto maior a relação r/x da linha, ou seja, quanto mais resistiva for a impedância da linha, maior será a influência do sistema fotovoltaico na tensão de atendimento ao consumidor.

Nota-se que para o SFCR gerando 2,05pu, a tensão de atendimento atinge 1,05pu para a relação r/x igual a 6, e 0,98pu para r/x igual a 0,1.

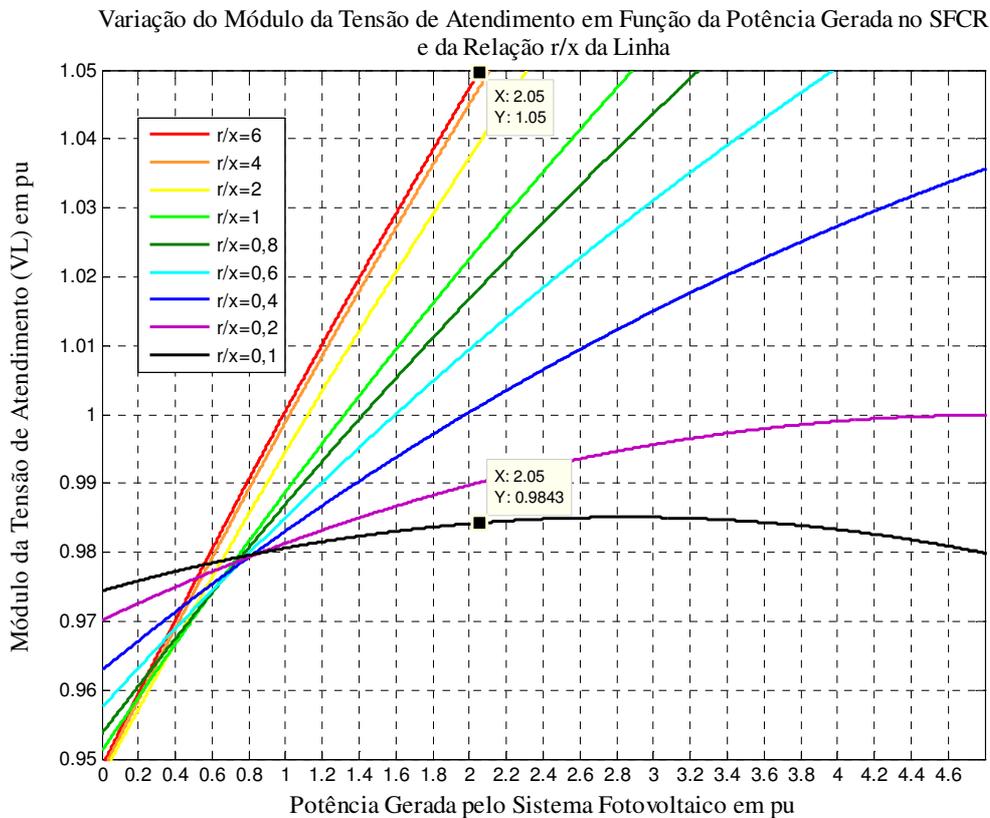


Figura 3.6 - Variação da magnitude da tensão de atendimento em função da relação r/x da linha e da potência gerada pelo SFCR.

No segundo caso abordado nessa seção, o fluxo de carga foi calculado para diferentes valores do módulo da impedância série da linha e da potência gerada pelo SFCR, para o sistema operando a plena carga, com fator de potência de 0,92, tensão da rede de 1,00pu e relação r/x igual a 6.

A Figura 3.7 mostra a variação da magnitude da tensão de atendimento para esse caso, nela percebe-se que dois comportamentos distintos, um quando a potência gerada pelo sistema fotovoltaico é inferior à consumida pela carga e outra quando superior.

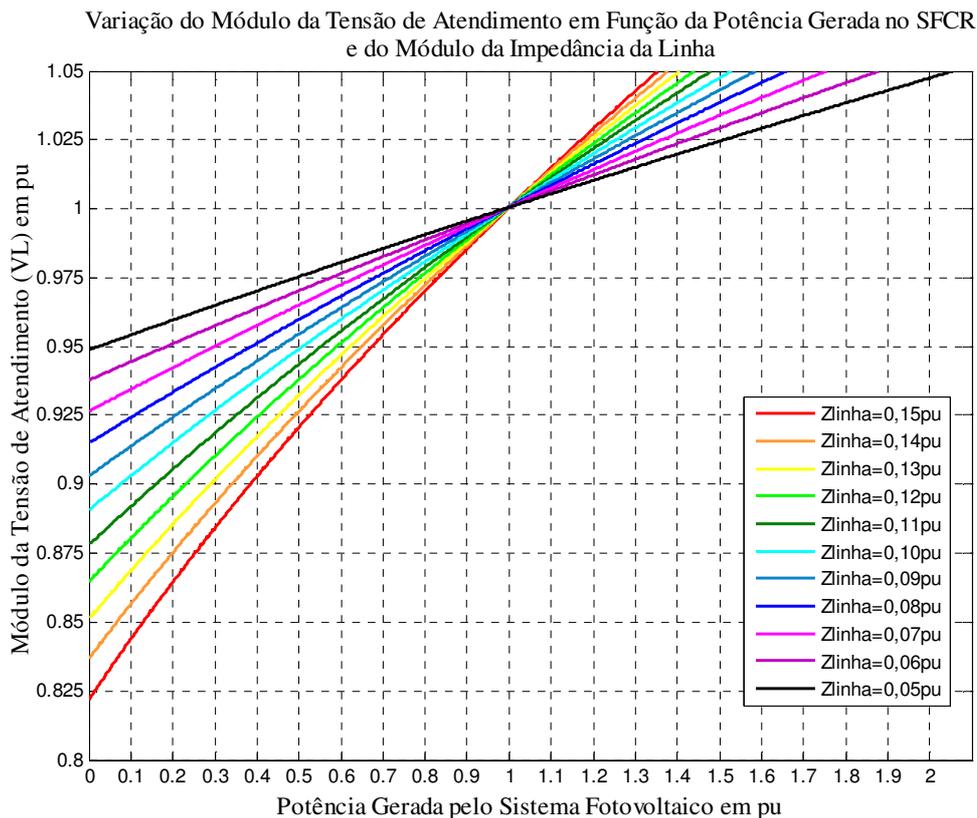


Figura 3.7 - Variação da magnitude da tensão de atendimento em relação ao módulo da impedância série da linha e da potência gerada pelo SFCR.

Quando a potência gerada pelo sistema fotovoltaico é inferior à consumida pela carga ($P_{PH} < P_L = 0,92 \text{ pu}$), o sentido da corrente na linha (I_{LINHA}) é da barra S para a barra L, conforme ilustrado na Figura 3.1. Logo, ocorre queda na tensão da barra L, tensão de atendimento, em relação à barra S devido à impedância da linha. Entretanto, essa queda de tensão diminui à medida que a potência gerada pelo sistema fotovoltaico aumenta, visto que a potência fornecida pela rede para atender o consumidor diminui e consequentemente a corrente na linha. Nessa situação, pela Figura 3.7, é possível concluir que quanto menor a impedância da linha, maior será a tensão de atendimento do consumidor com sistema fotovoltaico conectado à rede. Entretanto, quanto maior o módulo da impedância mais sensível ao efeito do SFCR será a tensão de atendimento. Nota-se pela inclinação das curvas ser maior para maiores módulos.

No caso da potência consumida pela carga ser inferior à gerada pelo sistema fotovoltaico ($P_{PH} > P_L = 0,92 \text{ pu}$), ocorre a inversão do sentido da corrente na linha, passando a ser da barra L para a barra S. Isso faz com que haja a elevação da tensão de atendimento, conforme já mencionado anteriormente. É importante destacar o ponto de

operação em que a potência gerada pelo sistema fotovoltaico é igual a 1,00pu. Nesse ponto não ocorre queda e nem elevação da tensão, independente do valor da impedância da linha, visto que o fluxo de carga entre o consumidor e a rede elétrica é mínimo. Diferentemente da situação anterior, se $P_{PH} > P_L$ a tensão de atendimento atinge valores maiores à medida que o módulo da impedância da linha aumenta. Apesar disso, assim como na primeira condição, a influência do sistema fotovoltaico é maior para valores do módulo da impedância de linha maiores.

3.4. Características e Condições de Operação Críticas para o Desempenho de Rede Elétricas com SFCR com Relação à Flutuação da Magnitude da Tensão de Atendimento

Analisar o comportamento da rede elétrica com sistemas fotovoltaicos distribuídos é importante para o correto planejamento e dimensionamento desses sistemas. A elevação da magnitude da tensão de atendimento ao consumidor com essa tecnologia empregada é uma consequência preocupante e traçar um perfil crítico para a instalação desses sistemas se torna necessário.

De acordo com a Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL [30], as unidades de micro e minigeração devem atender os índices de qualidade regulamentados no módulo 8 do PRODIST.

Conforme regulamentado na alínea “c” do item 2.5.3 do módulo 8 do PRODIST [33], as tensões de atendimento aos acessantes com fornecimento em tensão igual ou inferior à 1kV são classificadas como adequadas de acordo com os valores apresentados na Tabela 3.5 abaixo.

No caso dos acessantes atendidos em tensão nominal de operação superior a 1kV, a alínea “a” do item 2.5.3 do módulo 8 do PRODIST regulamenta que as tensões de atendimento nesse caso são consideradas adequadas nas faixas de variação apresentadas na Tabela 3.6.

Tabela 3.5 - Faixa de variação da tensão de atendimento adequada para tensão nominal igual ou inferior a 1kV.

Tensão Nominal (V)	Faixa de Variação da Tensão de Atendimento Adequada (V)	Faixa de Variação da Tensão de Atendimento Adequada (pu)
220 / 127	201-231 / 116-133	0,910-1,050 / 0,913-1,047
380 / 220	348-396 / 201-231	0,916-1,042 / 0,914-1,050
254 / 127	232-264 / 116-132	0,913-1,039 / 0,913-1,039
440 / 220	402-458 / 201-229	0,914-1,041 / 0,914-1,041
208 / 120	196-229 / 113-132	0,942-1,101 / 0,942-1,100
230 / 115	216-241 / 108-127	0,939-1,050 / 0,939-1,104
240 / 120	216-254 / 108-127	0,900-1,058 / 0,900-1,058
220 / 110	201-229 / 101-115	0,914-1,041 / 0,918-1,046

(Fonte: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, PRODIST, 2011)

Tabela 3.6 - Faixa de variação da tensão de atendimento adequada para tensão nominal superior a 1kV.

Tensão Nominal (kV)	Faixa de Variação da Tensão de Atendimento Adequada (pu)
Igual ou superior à 230 kV	0,95-1,05
Superior à 69 kV e inferior à 230 kV	0,95-1,05
Superior à 1 kV e inferior à 69 kV	0,93-1,05

(Fonte: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, PRODIST, 2011)

Logo, um limitante para a aplicação de SFCR é a elevação da tensão de atendimento que pode ultrapassar os limites considerados adequados pelo PRODIST. É necessário, então, analisar o desempenho da rede elétrica com sistemas fotovoltaicos distribuídos de modo a projetá-los sem que os limites de conformidade da tensão de atendimento sejam ultrapassados.

Pelos resultados apresentados através dos cálculos do fluxo de carga para diferentes características da rede e condições de operação é possível traçar um perfil crítico para a operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Analisando cada caso descrito nas seções anteriores conclui-se que a influência dos sistemas fotovoltaicos na elevação da tensão de atendimento ao consumidor é maior para valores elevados do módulo da

tensão da rede e da impedância da linha, em períodos de carga leve, isto é, baixo consumo, e quanto maior for a relação r/x da linha.

A Figura 3.8 mostra o comportamento da magnitude da tensão de atendimento para condições críticas mencionadas, a Tabela 3.7 detalha essas condições. No gráfico apresentado nessa figura, nota-se que para a potência gerada pelo SFCR aproximadamente igual a 0,10pu, a magnitude da tensão de atendimento já alcança o valor de 1,05pu.

Esse comportamento é facilmente explicado, como a potência exigida pela carga adotada é de 0,10pu, quando a potência gerada pelo sistema fotovoltaico se iguala a esse valor não há fluxo de carga entre a rede e o consumidor. Em consequência disso, não ocorre queda de tensão na linha e a tensão de atendimento é igual ao valor da rede, que no caso em particular já se encontra em um valor elevado. Logo, qualquer valor de potência gerada pelo SFCR superior ao consumido pela carga irá causar a infração do limite de conformidade do módulo da tensão de atendimento.

Tabela 3.7 - Dados utilizados no cálculo do fluxo de carga para o sistema operando em condições críticas.

Módulo da Impedância de Linha	Relação r/x da Linha	Magnitude da Tensão da Rede	Potência Aparente da Carga
0,15 pu	6	1,05 pu	0,10 pu (FP=0,92)

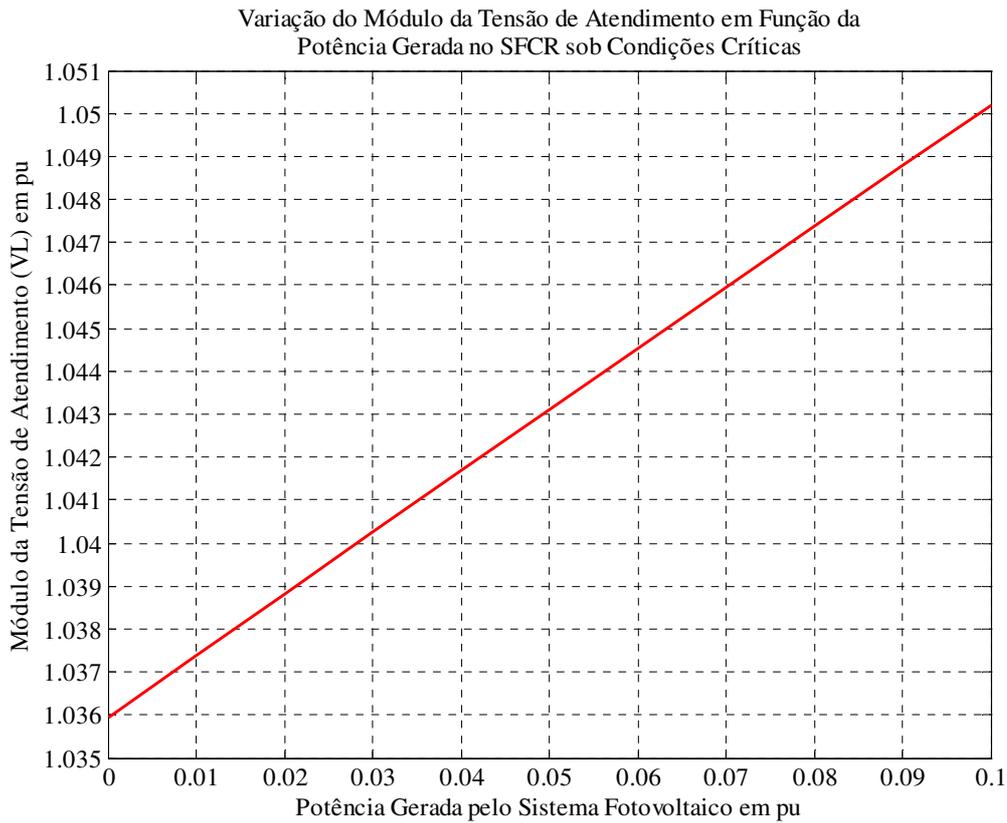


Figura 3.8 - Variação da magnitude da tensão de atendimento em relação à potência gerada pelo SFCR para a rede operando em condições críticas.

O aumento do módulo da tensão de atendimento causado pela instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede pode ser compensado pelo aumento da característica indutiva no ponto de conexão, no caso na barra L da Figura 3.1. Dessa forma, quanto maior a característica indutiva da linha, maior será a potência que poderá ser gerada pelo SFCR sem que o limite de conformidade da tensão seja ultrapassado.

A Figura 3.9 mostra a variação do módulo da tensão de atendimento para diferentes valores da relação r/x da linha e potência gerada pelo SFCR em período de carga leve e tensão da rede elevada, com o módulo da impedância da linha igual a 0,01pu. Já na Figura 3.10 há a variação do módulo da tensão de atendimento para as mesmas condições, porém com o módulo da impedância da linha igual a 0,15pu.

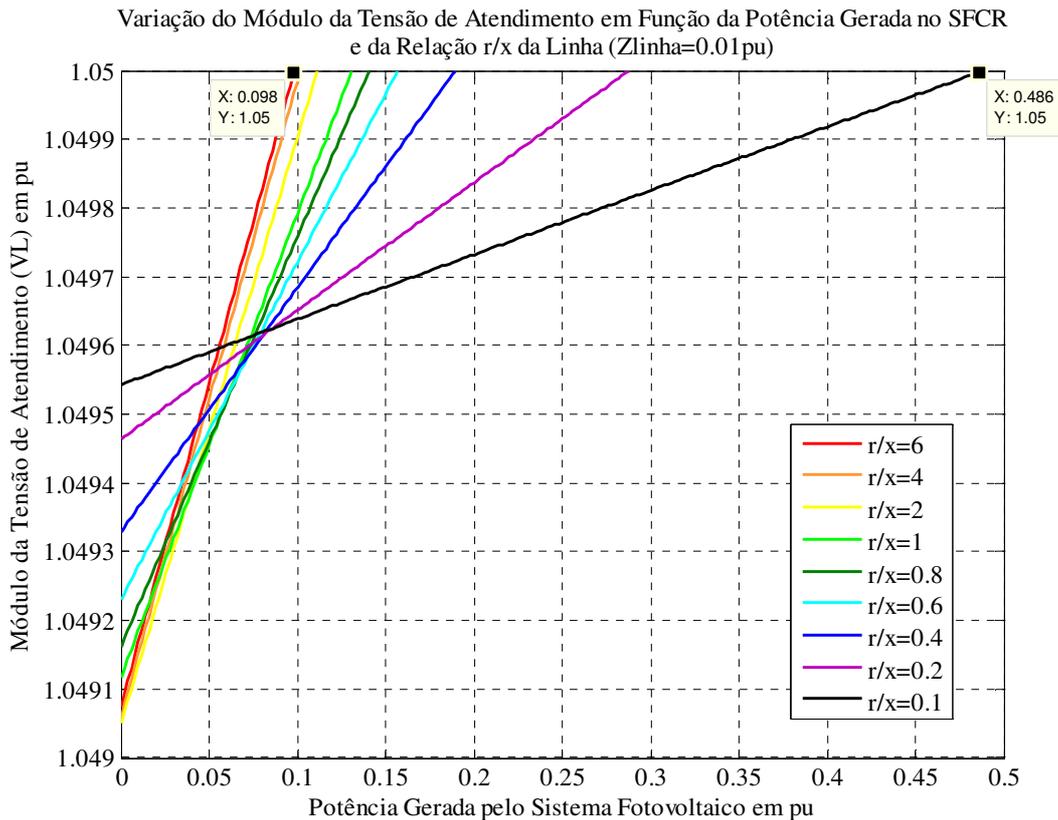


Figura 3.9 - Comportamento da tensão de atendimento em período de carga leve, tensão na rede elevada e para diferentes valores da relação r/x da linha, módulo da impedância da linha igual a 0,01pu.

Na Figura 3.9 nota-se que quanto maior a característica indutiva da linha, isto é, quanto menor a relação r/x, maior a potência gerada pelo SFCR sem a violação do valor adequado para a tensão de atendimento, conforme esperado. Comparando as Figuras 3.9 e 3.10 nota-se que ao aumentar o módulo da impedância de linha, aumenta-se a característica indutiva da mesma e, para menores valores da relação r/x, a potência máxima gerada pelo SFCR se eleva.

É possível perceber, ainda, que o aumento do módulo da impedância não alterou o comportamento do módulo da tensão de atendimento para valores da relação r/x maiores. Logo, conclui-se que as características e condições de operação da rede mais críticas para a aplicação de SFCR são baixa potência consumida pela carga, tensão da rede elevada e relação r/x da linha elevada. Sendo que, essas condições são encontradas em períodos de carga leve, em que a potência consumida pela carga é baixa e, conseqüentemente, a queda de tensão ao longo da rede é reduzida causando valores da tensão da rede mais elevados, principalmente em pontos próximos ao início do

alimentador. E, linhas com alta relação r/x são características de redes de sistemas de distribuição.

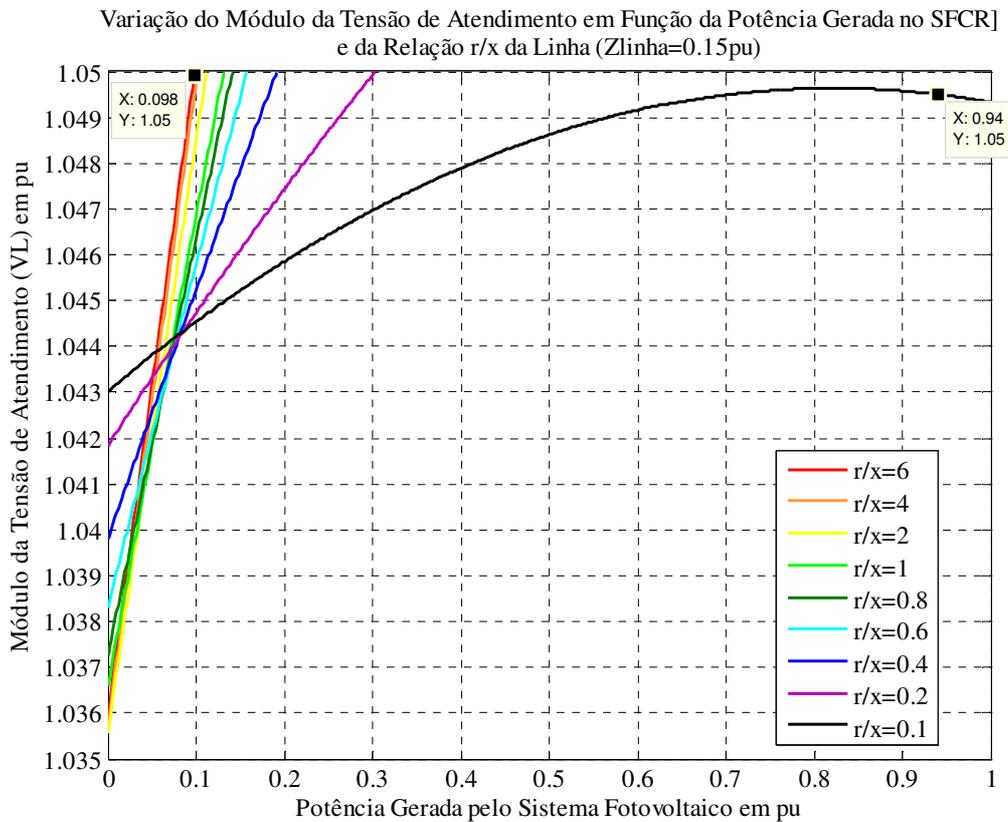


Figura 3.10 - Comportamento da tensão de atendimento em período de carga leve, tensão na rede elevada e para diferentes valores da relação r/x da linha, módulo da impedância da linha igual a $0,15pu$.

Analisando dados do levantamento de posses de equipamentos, e hábitos de uso desses, de consumidores residenciais realizado pelo PROCEL [37] resumidos na Tabela 3.8 nota-se que a demanda mínima desses consumidores ocorre no período da manhã e atinge valores entre 33% e 14% da demanda máxima dependendo da região do país. Ou seja, o período de carga leve dos consumidores residenciais é coincidente com o de geração dos sistemas fotovoltaicos, o que torna consumidores residenciais mais suscetíveis a elevação do módulo da tensão de atendimento quando instalados SFCR.

No caso de grandes consumidores, o emprego de tarifas diferenciadas incentiva o consumo fora do horário de ponta, logo o período de carga leve não ocorre concomitantemente com o de geração pelo sistema fotovoltaico, caracterizando um cenário mais favorável do que para consumidores residenciais.

Tabela 3.8 - Dados das curvas de carga diária média por região do país de consumidor residencial.

Região	Demanda Mínima (W)	Período de Ocorrência da Demanda Mínima	Demanda Máxima (W)	Horário de Ocorrência da Demanda Máxima	Relação Entre as Demandas
Brasil	100	10-11h / 14-15h	450	19h	0,22
Norte	100	8-11h / 14-16h	350	22h	0,29
Nordeste	100	10-11h / 14-17h	300	22h	0,33
Centro Oeste	150	10-16h	450	19h	0,33
Sudeste	150	10-15h	500	20h	0,30
Sul	100	10-17h	700	19h	0,14

(Fonte: Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Uso, Ano Base 2005 – PROCEL)

3.5. Impactos dos SFCR nas Perdas Técnicas da Rede Elétrica

De acordo com o módulo 7 do PRODIST [38], perdas técnicas são o montante de energia elétrica, expresso em (MWh), dissipada no sistema de distribuição, decorrente das Leis Físicas relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição. Correspondem à soma de três parcelas: perdas por joule, corona e magnética.

A Figura 3.11 apresenta a curva de perdas de potência por efeito joule na linha em função da potência gerada pelo SFCR feita a partir do cálculo do fluxo de carga para os dados descritos na Tabela 3.9. Nota-se que o montante de potência ativa dissipada na linha é menor quando a potência gerada pelo SFCR é próxima à consumida pela carga, fato explicado pela redução do fluxo de carga na rede.

Dessa forma, o correto dimensionamento do SFCR pode reduzir o fluxo de carga nas linhas de distribuição, reduzindo assim as perdas técnicas.

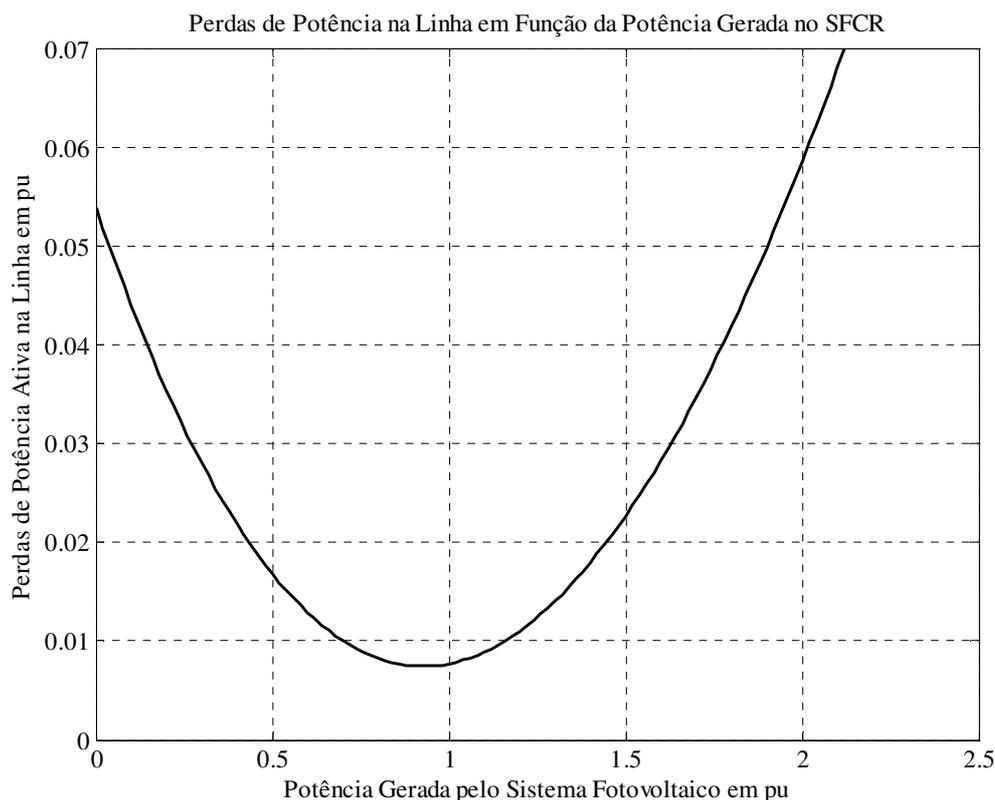


Figura 3.11 - Perdas de potência na linha em função da potência gerada pelo SFCR.

Tabela 3.9 - Dados utilizados para o levantamento da curva de perdas na linha.

Módulo da Impedância de Linha	Relação r/x da Linha	Magnitude da Tensão da Rede	Potência Aparente da Carga
0,05 pu	4	1,00 pu	1 pu (FP=0,92)

3.6. Variação do Fator de Potência do Consumidor com SFCR

De acordo com a Seção IV do Capítulo VIII da Resolução Normativa da ANEEL N°414 [31], o fator de potência de referência (fr), indutivo ou capacitivo, tem como limite mínimo permitido, para as unidades consumidoras dos grupos A e B, o valor de 0,92. No período de seis horas consecutivas compreendido, a critério da distribuidora, entre 23h e 30min e 6h e 30min, valores de fator de potência (ft) inferiores a 0,92 capacitivo, verificados em intervalos de uma hora, resultam em cobranças devido aos montantes de energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes. No período diário complementar, de 6h e 30min às 23h e 30min, apenas os fatores de potência (ft)

inferiores a 0,92 indutivo, verificados em intervalos de uma hora, resultam em cobranças.

Segundo definido na seção 8.1 do módulo 8 do PRODIST [33], o valor do fator de potência (ft) deve ser calculado a partir dos valores registrados das potências ativa e reativa (P e Q), ou das respectivas energias (EA e ER), através de 3.11 ou 3.12.

$$ft = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (3.11)$$

$$ft = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (3.12)$$

Essa definição, feita em [33], do valor do fator de potência no ponto de conexão (ft) entre a rede elétrica e a unidade consumidora é baseada no fato do fator de potência (ft) ser igual ao fator de potência da carga da unidade consumidora (fp). Entretanto, com a instalação de um SFCR na unidade consumidora, o fator de potência no ponto de conexão (ft) passa a ser diferente do fator de potência da carga da unidade (fp).

Conforme visto no capítulo anterior, de acordo com a norma IEEE 929/2000 [25], a grande maioria dos inversores para SFCR são projetados de modo que a corrente de saída CA nos seus terminais esteja em fase com a tensão CA. Ou seja, operam com fator de potência (fph) próximo do valor unitário, com exceção da influência da distorção harmônica total da corrente de saída.

Essa característica de operação dos inversores resulta na injeção de apenas potência ativa no ponto de conexão. Logo, na maioria das unidades consumidoras com SFCR haverá a alteração da potência ativa registrada, sem mudanças na potência reativa, acarretando variação no fator de potência no ponto de conexão.

Na Figura 3.12 é possível ver a variação do fator de potência no ponto de conexão, calculada a partir de 3.11, para diferentes valores de potência ativa gerada pelo SFCR de um consumidor cujo fator de potência da carga é igual a 0,92, isto é, potência ativa consumida igual a 0,92pu e reativa igual a 0,39. Pela curva em azul, nota-se que para a potência ativa gerada pelo SFCR inferior a 1,84pu ocorre a piora no valor do fator de potência no ponto de conexão, ficando abaixo do valor de referência estabelecido por [31] destacado em vermelho. Além disso, é possível perceber que o pior valor de fator

de potência (ft) ocorre quando a potência ativa gerada pelo SFCR se iguala a consumida pela carga.

É importante ressaltar que os métodos de cálculo dos valores cobrados devido aos montantes de energia elétrica reativa e demanda de potência reativa excedentes, acusados a partir da detecção da violação do fator de potência de referência, são definidos nos artigos 96 e 97 da Resolução Normativa N° 414 [31]. Esses valores pagos são definidos a partir dos montantes de energia elétrica ativa e demanda de potência ativa, e não em função das grandezas reativas. Além disso, são inversamente proporcionais ao fator de potência (ft). Dessa forma, mesmo que o fator de potência (ft) no ponto de conexão seja muito baixo, se a energia elétrica ativa e demanda de potência ativa medidas no ponto de conexão forem baixas também, os montantes pagos não serão elevados.

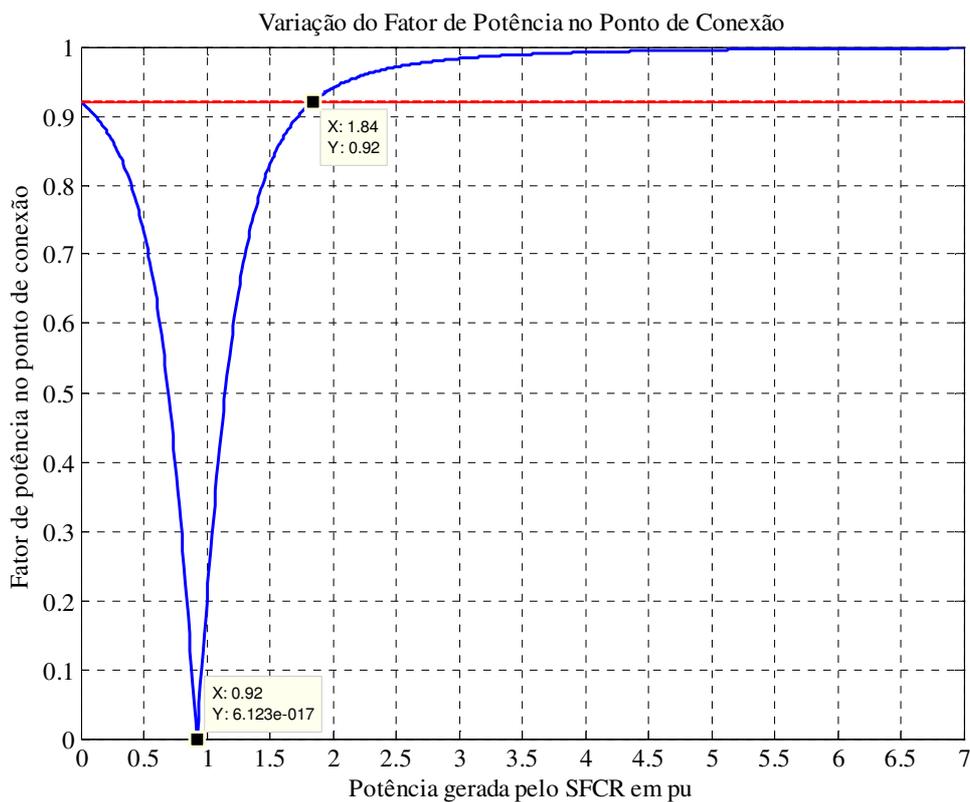


Figura 3.12 - Variação do fator de potência no ponto de conexão entre o consumidor com SFCR e a rede.

Barbosa, Rolim, Watanabe e Hanitsch propõem em [39] uma estratégia de controle para conversores CC-CA de SFCR com correção do fator de potência do ponto de

conexão. Esse controle serve como solução para o impacto no fator de potência do consumidor devido ao SFCR. Entretanto é importante ressaltar que as análises do funcionamento do controle do conversor, apresentadas em [39], foram feitas considerando-o conectado a uma fonte de tensão CA, ou seja, a uma barra infinita. Logo, o impacto do uso de conversores com esse tipo de controle na magnitude da tensão de atendimento não foi considerado nesse estudo.

É importante ressaltar, ainda, que existem diversas técnicas de medição de energia reativa em sistemas não-senoidais, ou seja, com distorção harmônica, tais como os casos de unidades consumidoras com SFCRs. De acordo com Suhett em [40], a não padronização da metodologia de medição de energia reativa causa resultados distintos para um mesmo sistema com distorção harmônica, acarretando em cobranças por excedentes de reativo diferentes dependendo do método utilizado.

3.7. Conclusões Parciais

Através do cálculo do fluxo de carga para o sistema proposto na Figura 3.1 realizado nesse capítulo é possível concluir que a instalação de SFCR causa vários impactos no sistema. Por exemplo, o aumento da magnitude da tensão de atendimento ao consumidor.

Esse aumento pode ser mais crítico dependendo das condições de operação e características da rede. Conforme apresentado, períodos de carga leve, módulos da impedância da linha, da relação r/x e da tensão da rede maiores são as piores condições para o emprego de SFCR, pois pequenos valores de potência gerada pelos painéis já elevam a magnitude da tensão a valores críticos.

A elevação da magnitude da tensão de atendimento ao consumidor pode causar desconexões excessivas do inversor, de acordo com a norma IEEE 929/2000 [25], e infringir limites de conformidade da tensão em regime permanente, de acordo com o módulo 8 do PRODIST [33]. Logo, conclui-se que há a necessidade de análise das condições de operação e características da rede para o planejamento e correto dimensionamento da capacidade de geração dos SFCR. Dependendo do comportamento da magnitude da tensão de atendimento, faz-se necessário o uso de técnicas de regulação de tensão para viabilizar o emprego dessa tecnologia de geração.

Além do impacto na tensão de atendimento ao consumidor, foi visto nesse capítulo que SFCR bem dimensionados reduzem o fluxo de carga na linha, resultando na redução de perdas técnicas.

Outro fator importante ressaltado é o impacto dos SFCR no fator de potência do ponto de conexão, nota-se uma piora deste e violação do valor especificado como ideal, mesmo com o fator de potência da carga de acordo com o indicado pelo módulo 8 do PRODIST [33]. Acarretando em cobranças ao consumidor com SFCR devido aos excedentes de energia elétrica reativa e demanda de potência reativa.

Uma possível solução para a impacto dos SFCRs no fator de potência do ponto de conexão foi encontrada na literatura [39]. Tratando-se de uma proposta de uma estratégia de controle de conversores CC-CA de SFCRs com correção de fator de potência do ponto de conexão. Entretanto, foi destacado que a influência do uso de conversores com esse tipo de controle na magnitude da tensão de atendimento não foi abordado em [39].

Capítulo 4 – Análise do Desempenho de Redes Elétricas com SFCR e Suporte de Reativo

4.1. Aspectos Gerais

Conforme visto no capítulo anterior, algumas características e condições de operação da rede interferem no desempenho dos SFCRs, levando a desconexões recorrentes e a não conformidade da tensão de atendimento ao consumidor de acordo com os índices propostos em [33].

De acordo com Monticelli em [34], programas de fluxo de carga com limites da variação de tensão nas barras PQ são convenientes para estudos de planejamento da operação e da expansão de sistemas de energia elétrica, pois permitem que se obtenha a indicação das barras nas quais o suporte de potência reativa é necessário para manutenção da variação de tensão em limites considerados adequados.

Logo, o uso de programas de fluxo de carga com limites de tensão em barras PQ pode ser utilizado para previsão do desempenho dos SFCRs e da necessidade de suporte de potência reativa para a viabilização do emprego dessa tecnologia.

Nas seções seguintes são apresentados os resultados do cálculo do fluxo de carga do diagrama da Figura 3.1 do capítulo anterior para o sistema sem geração pelo SFCR e com geração variando de 0,10 pu a 1,00 pu, sem e com regulação de reativo. O programa desenvolvido em MATLAB para esse estudo é apresentado no Apêndice C.

4.2. Fluxo de Carga com Limites de Tensão em Barra PQ

Como visto na seção 3.3.1, as magnitudes das tensões das barras PQ são calculadas a cada iteração durante o processo de resolução das equações não-lineares do subsistema 1. No fluxo de carga com limites de tensão nas barras PQ, quando o valor da magnitude da tensão nessas barras encontra-se fora dos limites mínimo e máximo, o

tipo da barra na qual ocorre a violação é redefinido, passando de PQ para PV. Além disso, a valor da magnitude da tensão nessas barras modificadas para PV é especificada no valor limite violado, mínimo ou máximo, e a potência reativa passa a ser definida na resolução das equações do subsistema 2.

Após uma barra PQ ter sido transformada em PV, deve-se testar, a cada iteração subsequente, a possibilidade dessa barra voltar a seu tipo original. Por exemplo, se a magnitude da tensão é fixada no limite mínimo, significa que a tensão nessa barra é inferior ao limite mínimo e há a necessidade de injeção de reativo. Logo, o valor de potência reativa calculado na resolução do subsistema 2 para essa barra deve ser superior ao valor de potência reativa conhecida anteriormente nos dados de entrada do programa. Entretanto, se o valor de potência reativa calculado for menor do que o valor esperado significa que houve uma injeção negativa de potência reativa para que a tensão nessa barra seja igual ao valor limite. Isso indica que retornando a barra para o tipo PQ com o valor da potência reativa igual ao dado de entrada do programa, a tensão nessa barra será superior ao valor limite, fazendo-se necessário o teste de retorno de PV para PQ a cada iteração. Por raciocínio análogo, chega-se à conclusão que o mesmo ocorre quando a magnitude da tensão é fixada no limite máximo e a potência reativa calculada for maior do que a esperada.

Abaixo encontra-se o algoritmo resumindo as etapas de resolução do fluxo de carga com limites de tensão nas barras PQ. Além disso, a função fluxolim apresentada no Apêndice C ao final da dissertação mostra a rotina desenvolvida em MATLAB para o cálculo do fluxo de carga com limites de tensão na barra PQ.

- (i) Fazer $v=0$. Escolher os valores iniciais dos ângulos das tensões ($\theta^v = \theta^0$) nas barras PQ e PV assim como as magnitudes das tensões ($V^v = V^0$) das barras PQ. Ir para o passo (iii).
- (ii) Limitar a tensão nas barras PQ. Se a magnitude da tensão nas barras PQ for menor do que o limite mínimo ou maior do que o limite máximo, a tensão nessas barras receberá um valor limite, de acordo com a infração, e o tipo da barra será alterado de PQ para PV.
- (iii) Calcular as potências ativas para as barras do tipo PQ e PV e as potências reativas para as barras PQ, a partir dos valores atuais dos ângulos e das magnitudes das tensões.

(iv) Calcular os resíduos que são as diferenças entre as potências ativas previamente conhecidas e as calculadas no índice iii para as barras PQ e PV (ΔP^v), e as diferenças entre as potências reativas previamente conhecidas e as calculadas no passo (ii) para as barras PQ (ΔQ^v).

(v) Testar a convergência. Caso os resíduos em cada uma das barras sejam inferiores à tolerância pré-estabelecida o processo iterativo convergiu para a solução θ^v e V^v deve-se pular para o passo (ix), caso contrário o processo continua em (vi).

(vi) Montar a matriz jacobiana.

$$J(V^v, \theta^v) = \begin{bmatrix} H(V^v, \theta^v) & N(V^v, \theta^v) \\ M(V^v, \theta^v) & L(V^v, \theta^v) \end{bmatrix}$$

(vii) Determinar os novos valores dos ângulos (θ^{v+1}) e das magnitudes (V^{v+1}) das tensões.

$$\begin{cases} \theta^{v+1} = \theta^v + \Delta\theta^v \\ V^{v+1} = V^v + \Delta V^v \end{cases} \Rightarrow \begin{bmatrix} \Delta\theta^v \\ \Delta V^v \end{bmatrix} = J(V, \theta)^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^v \\ \Delta Q^v \end{bmatrix}$$

(viii) Fazer $v=v+1$ e retornar ao passo (ii).

(ix) Calcular as potências ativa para as barras $V\theta$ e as potências reativas para as barras $V\theta$ e PV a partir das equações do subsistema 2.

(x) Testar o retorno das barras PV modificadas no passo (ii) para PQ. Se V^v for igual ao limite mínimo e a potência reativa calculada em (ix) for menor do que a previamente conhecida nas barras PV modificadas, deve-se alterar o tipo da barra de PV para PQ. Se V^v for igual ao limite máximo e a potência reativa calculada em (ix) for maior do que a previamente conhecida nas barras PV modificadas, deve-se alterar o tipo da barra de PV para PQ. Caso não ocorra retorno das barras PV modificadas em (ii) para PQ o cálculo do fluxo de carga convergiu e está completo, caso contrário o processo continua em (xi).

(xi) Fazer $v=v+1$ e retornar ao passo (ii).

4.3. Características da Rede Elétrica Adotadas

As condições de operação e características da rede foram adotadas nessa análise de modo que a tensão de atendimento ao consumidor estivesse dentro da faixa considerada adequada pelo PRODIST [33].

O sistema analisado nesta seção é o mesmo representado na Figura 3.1 do capítulo anterior. Os dados da linha adotados foram módulo da impedância série igual a 0,05pu e relação r/x igual a 6. O módulo da tensão da rede foi variado entre 1,00 e 1,05 pu e a potência aparente consumida pela carga entre 0,10 e 1,00 pu com fator de potência igual a 0,92.

Na Figura 4.1 encontra-se a variação da magnitude da tensão de atendimento do sistema da Figura 3.1 sem geração pelo SFCR e para as características e condições supracitadas.

A variação da magnitude da tensão de atendimento é apresentada através dos diferentes tons de cinza e os valores equivalentes a cada tom é mostrado na barra de cores lateral. Nota-se pelos dados da barra lateral que a tensão de atendimento está dentro dos padrões definidos no módulo 8 do PRODIST, entre 0.95 e 1.05 pu, em todas as condições de operação definidas.

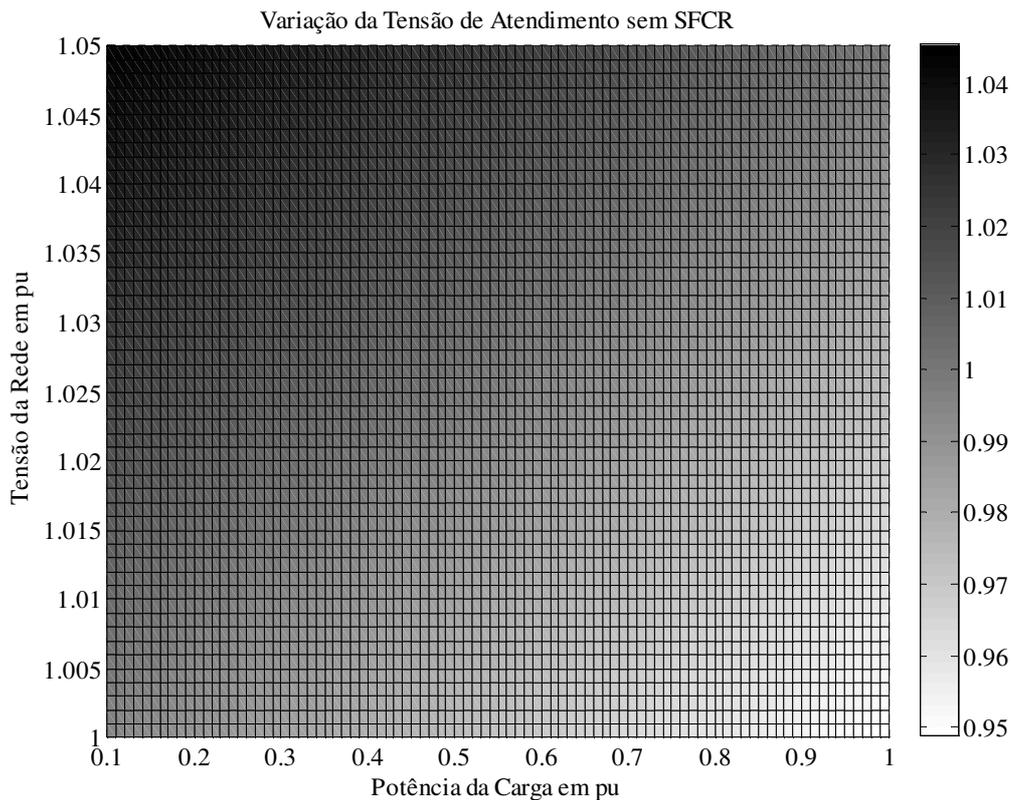


Figura 4.1 - Variação da tensão de atendimento sem geração pelo SFCR.

4.4. Variação da Tensão de Atendimento com SFCR e sem Regulação de Reativo

Conforme visto no capítulo anterior, algumas características e condições de operação da rede são mais críticas para o emprego de SFCR, resultando na elevação da magnitude da tensão de atendimento ao consumidor podendo violar os limites considerados adequados.

Os gráficos apresentados nas Figuras 4.2, 4.3, 4.4, 4.5 e 4.6, a seguir, reafirmam esse comportamento mostrando a variação da tensão de atendimento para diferentes valores de potência ativa gerada pelo SFCR e sem a regulação de reativo. Nessas figuras os dados da linha utilizados foram os mencionados na seção anterior, assim como as condições de operação, isto é, tensão da rede e potência consumida pela carga. Nota-se que em alguns casos ocorre a violação do limite da tensão de atendimento destacados em tons de vermelho, valores acima de 1,05pu. Além disso, é possível perceber que quanto maior a geração por parte do SFCR mais recorrentes são os casos em que essa violação acontece.

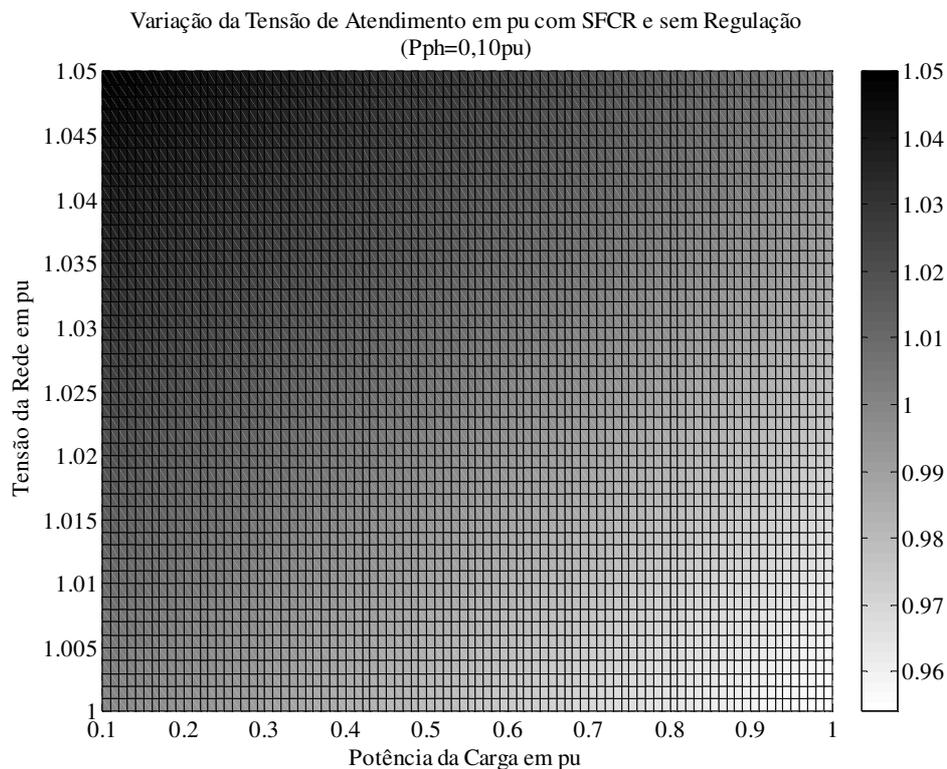


Figura 4.2 - Variação da tensão de atendimento com geração de 0,10pu pelo SFCR e sem regulação de reativo.

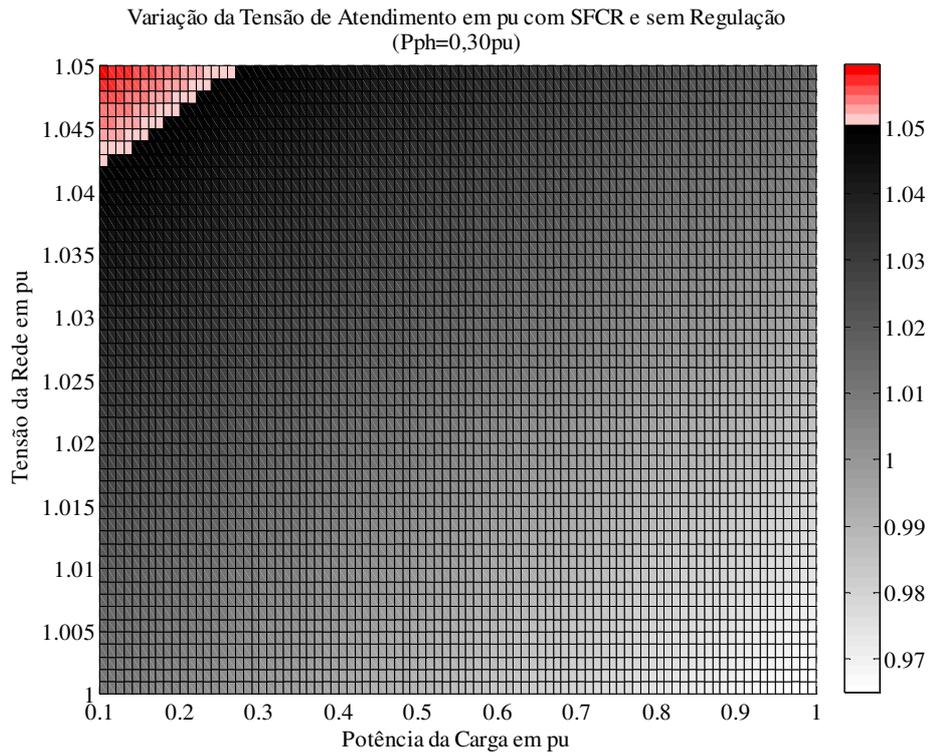


Figura 4.3 - Variação da tensão de atendimento com geração de 0,30pu pelo SFCR e sem regulação de reativo.

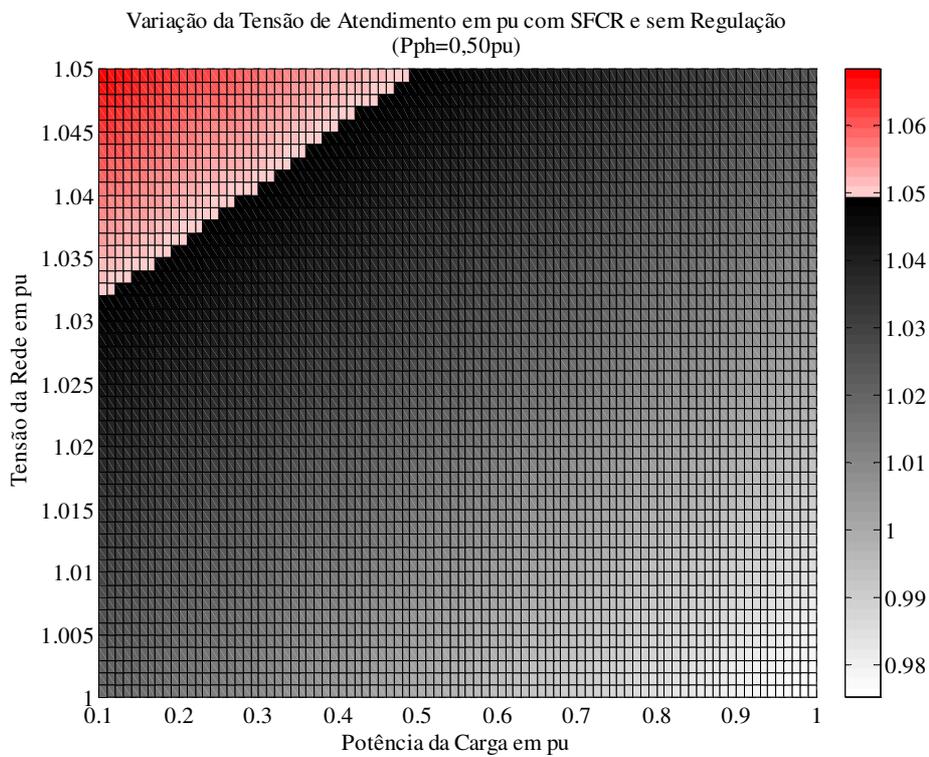


Figura 4.4 - Variação da tensão de atendimento com geração de 0,50pu pelo SFCR e sem regulação de reativo.

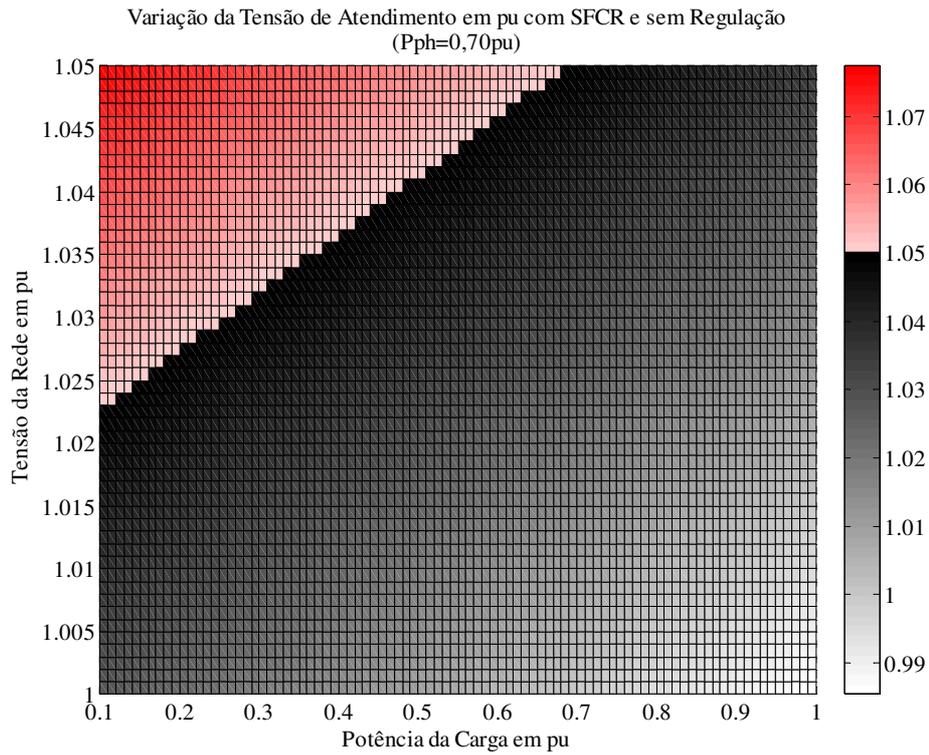


Figura 4.5 - Variação da tensão de atendimento com geração de 0,70pu pelo SFCR e sem regulação de reativo.

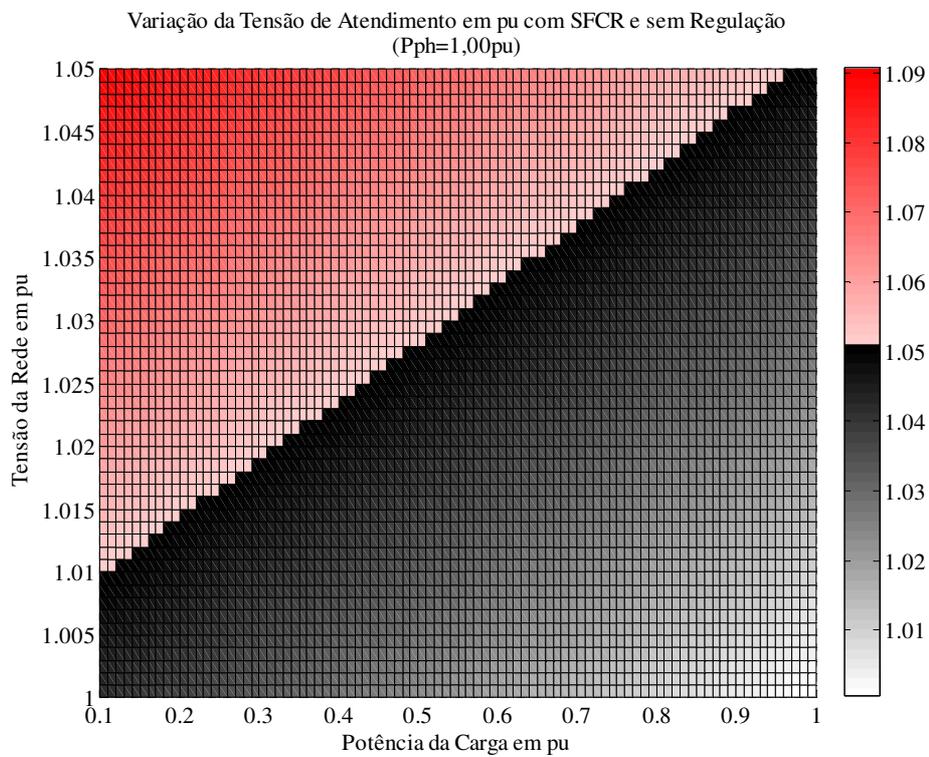


Figura 4.6 - Variação da tensão de atendimento com geração de 1,00pu pelo SFCR e sem regulação de reativo.

Além da violação dos limites de conformidade da tensão de atendimento, foi verificado no capítulo anterior que a instalação de SFCR também influencia no fator de potência no ponto de conexão.

As Figuras 4.7, 4.8, 4.9, 4.10 e 4.11 apresentam a variação do fator de potência para diferentes valores da tensão da rede, da potência consumida pela carga e da gerada pelo SFCR, sem suporte de reativo. Nelas nota-se que mesmo quando o fator de potência do consumidor está dentro dos padrões estipulados pelo módulo 8 do PRODIST, quando há geração por parte do SFCR, o fator de potência do ponto de conexão varia dependendo da potência consumida pela carga e da gerada pelo sistema fotovoltaico. Sendo as regiões em branco os casos em que o fator de potência se manteve superior à 0,92.

Pelas figuras abaixo conclui-se também que quanto menor a potência gerada pelo SFCR pior é o fator de potência do ponto de conexão. Por exemplo, na Figura 4.7 todos os casos abordados tiveram resultados abaixo de 0,92. Além disso, nota-se que os valores de fator de potência são menores quando a potência gerada pelo SFCR é igual à consumida pela carga.

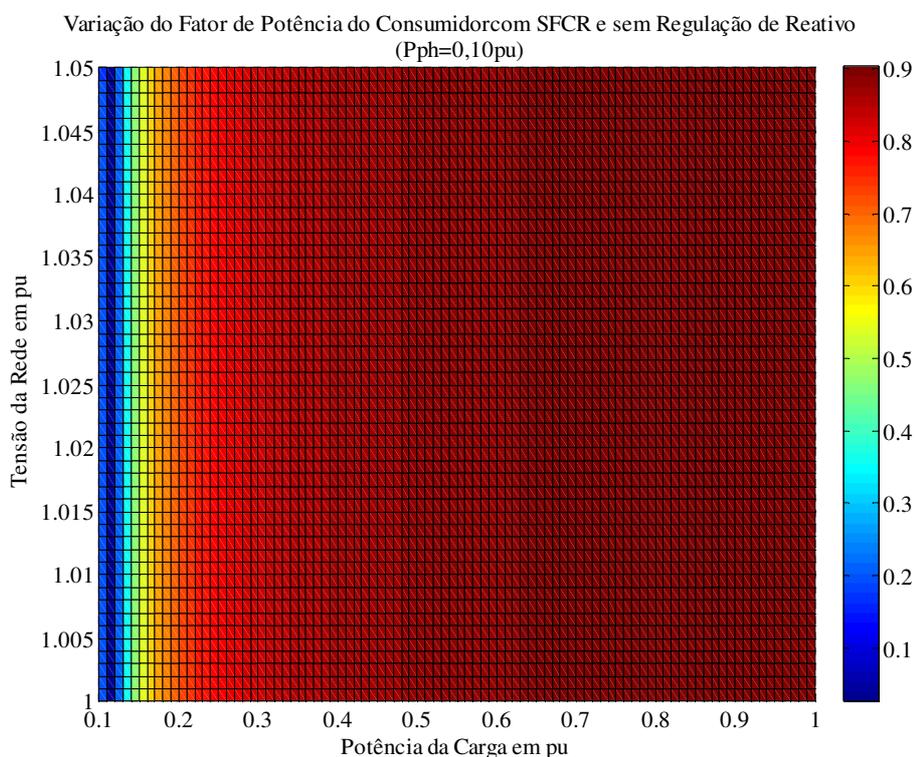


Figura 4.7 - Variação do fator de potência com geração de 0,10pu pelo SFCR e sem regulação de reativo.

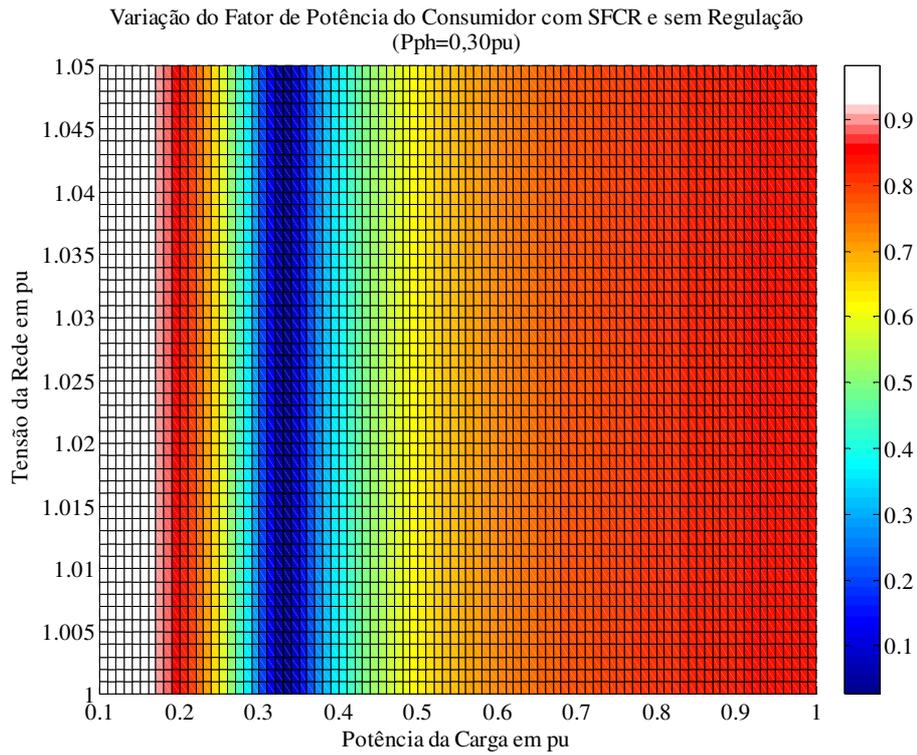


Figura 4.8 - Variação do fator de potência com geração de 0,30pu pelo SFCR e sem regulação de reativo.

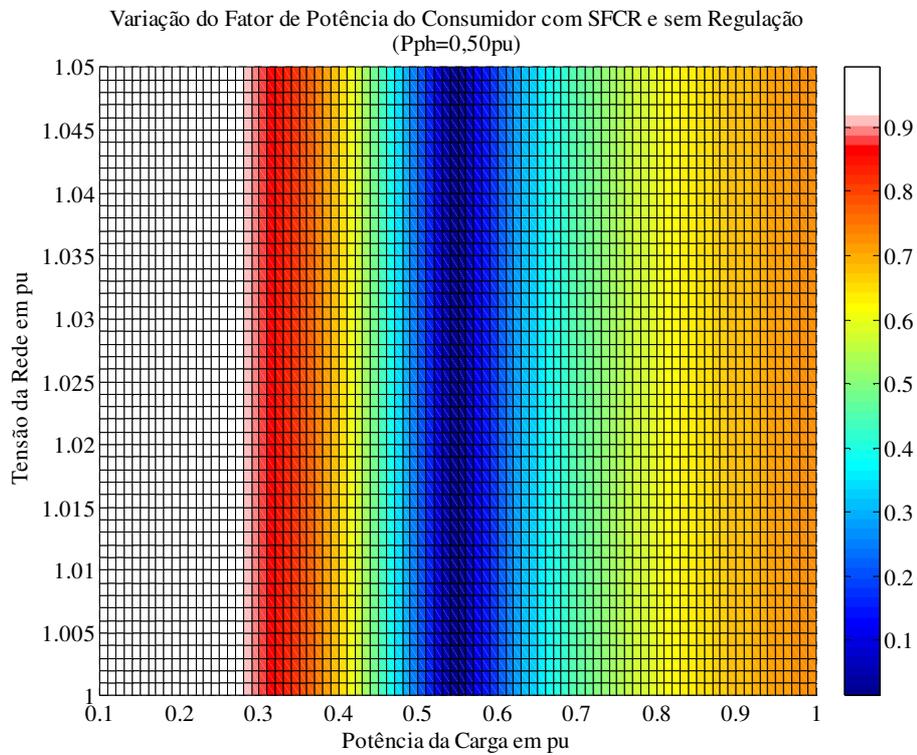


Figura 4.9 - Variação do fator de potência com geração de 0,50pu pelo SFCR e sem regulação de reativo.

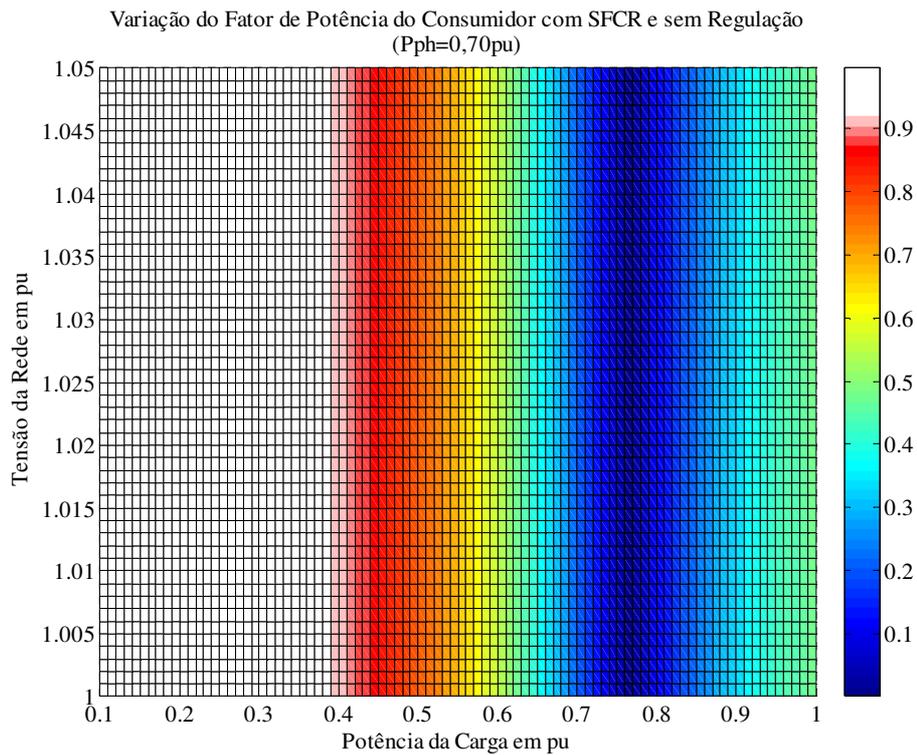


Figura 4.10 - Variação do fator de potência com geração de 0,70pu pelo SFCR e sem regulação de reativo.

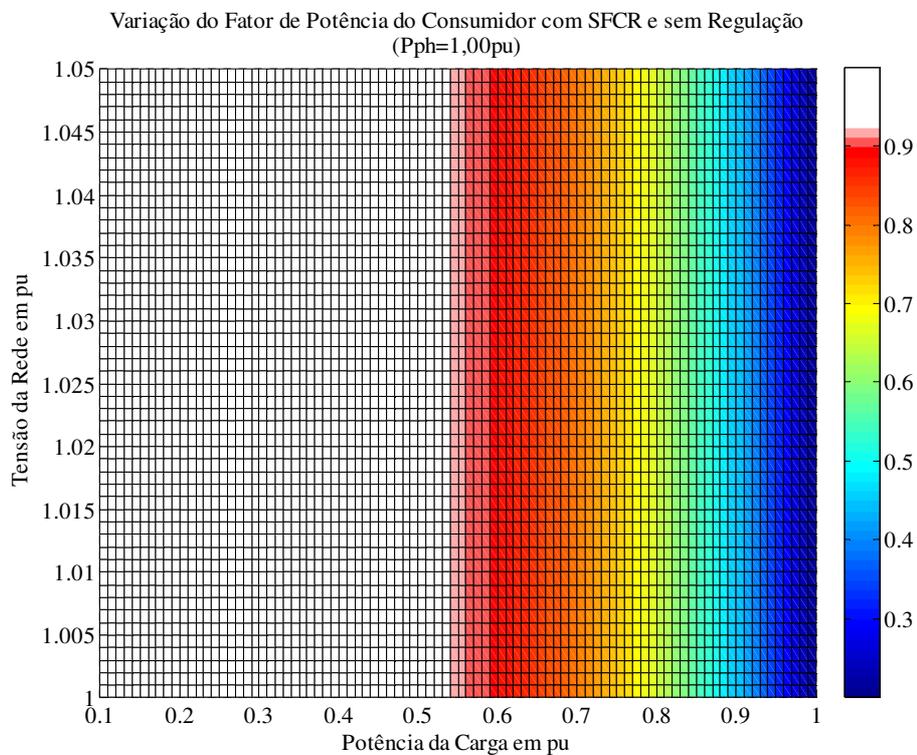


Figura 4.11 - Variação do fator de potência com geração de 1,00pu pelo SFCR e sem regulação de reativo.

4.5. Variação da Tensão de Atendimento com SFCR e com Regulação de Reativo

Para viabilizar a instalação de SFCR em unidades consumidoras nas quais a elevação da magnitude da tensão de atendimento ultrapassa os limites de conformidade, faz-se necessário suporte de reativo para regulação da tensão.

Conforme já mencionado, o fluxo de carga com limite de tensão na barra PQ foi utilizado para previsão da necessidade de suporte de reativo. As características da rede adotadas foram as detalhadas na seção 4.3 e os limites de tensão superior e inferior foram, respectivamente, 1,05pu e 0,95pu.

Os gráficos apresentados nas Figuras 4.12, 4.13, 4.14, 4.15 e 4.16 mostram a variação da magnitude da tensão de atendimento ao consumidor com SFCR e suporte de reativo. Comparando-se os gráficos abaixo com as figuras da seção anterior, nota-se que com o suporte de reativo a tensão de atendimento ao consumidor se manteve dentro dos limites de conformidade para todos os casos abordados.

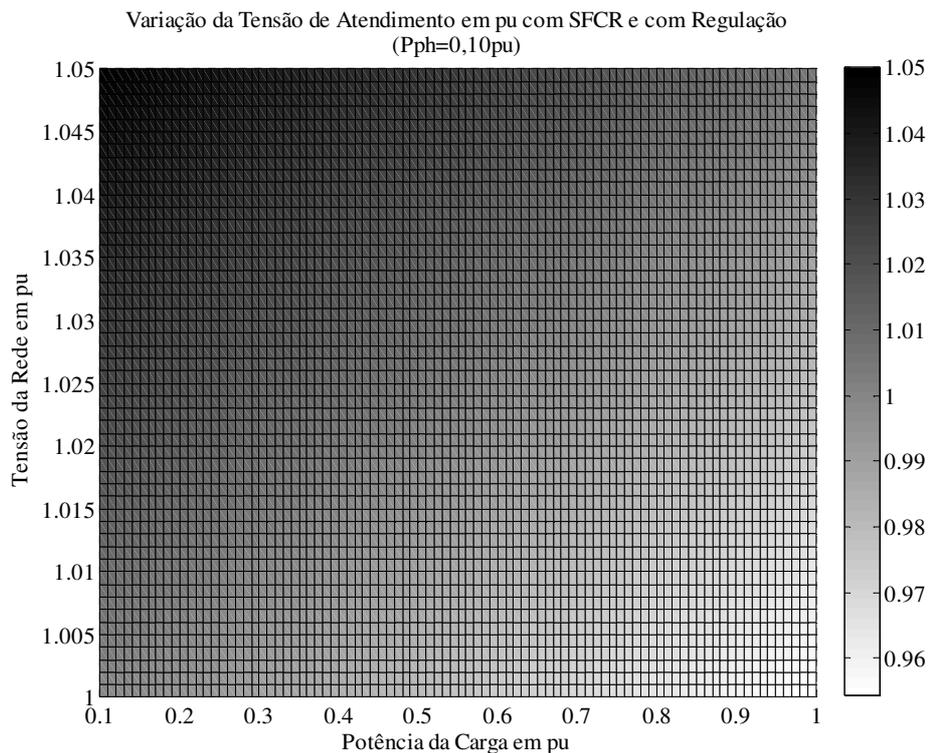


Figura 4.12 - Variação da tensão de atendimento com geração de 0,10pu pelo SFCR e com regulação de reativo.

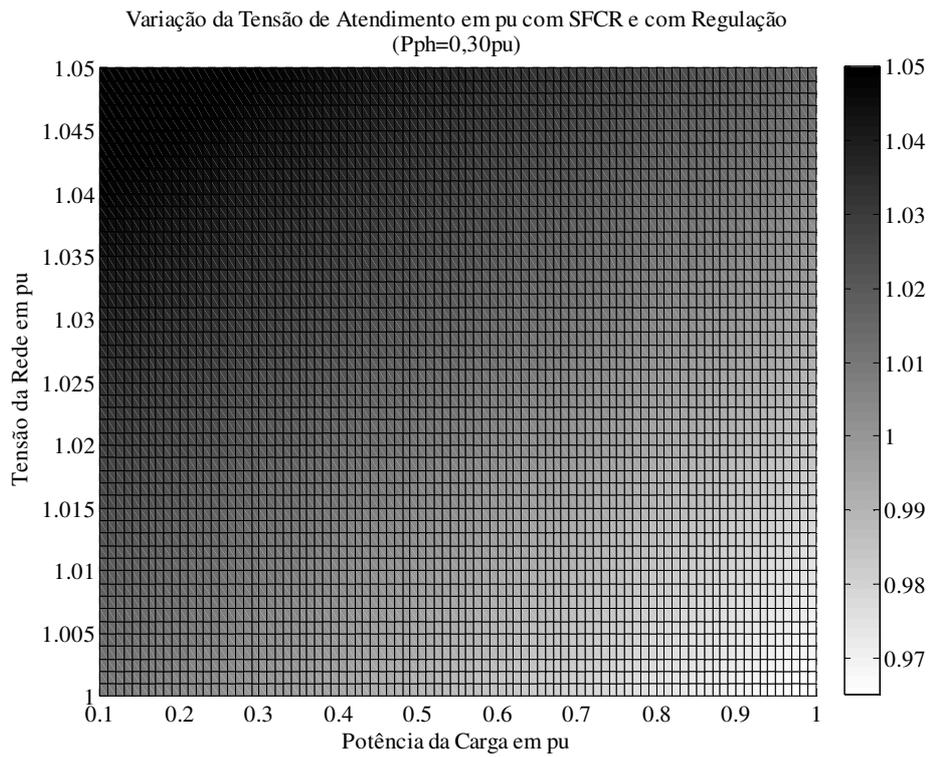


Figura 4.13 - Variação da tensão de atendimento com geração de 0,30pu pelo SFCR e com regulação de reativo.

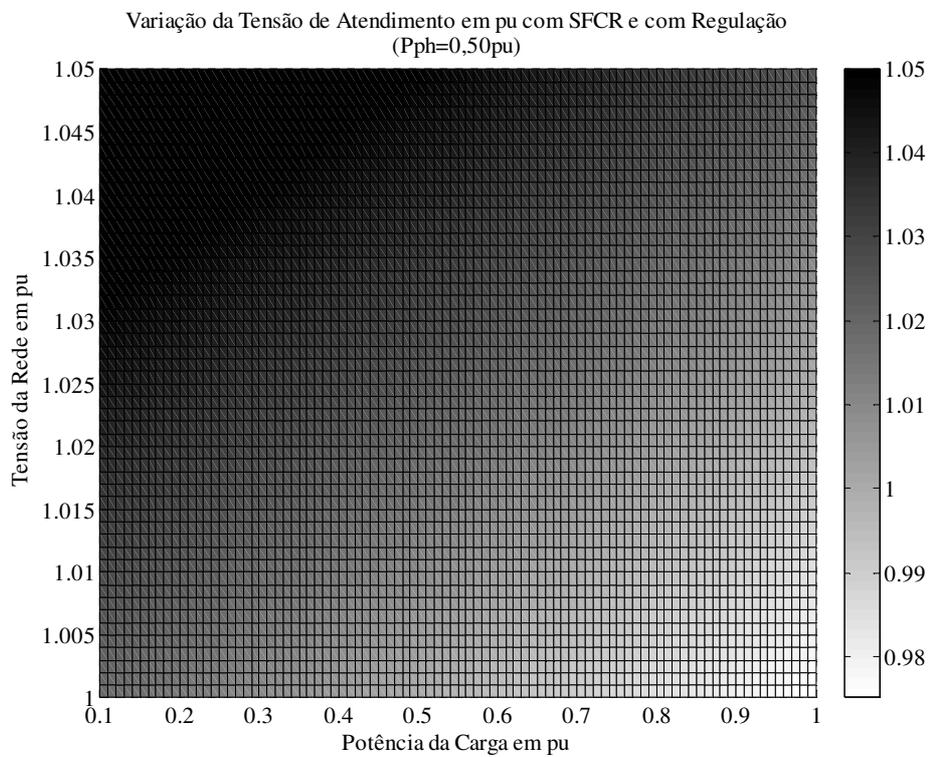


Figura 4.14 - Variação da tensão de atendimento com geração de 0,50pu pelo SFCR e com regulação de reativo.

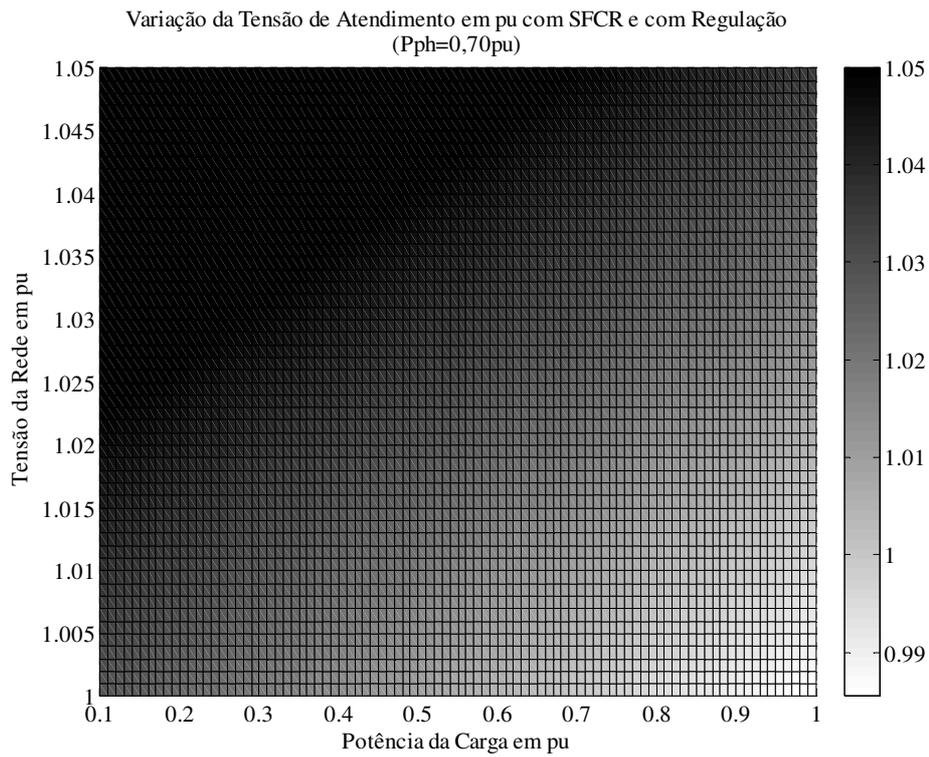


Figura 4.15 - Variação da tensão de atendimento com geração de 0,70pu pelo SFCR e com regulação de reativo.

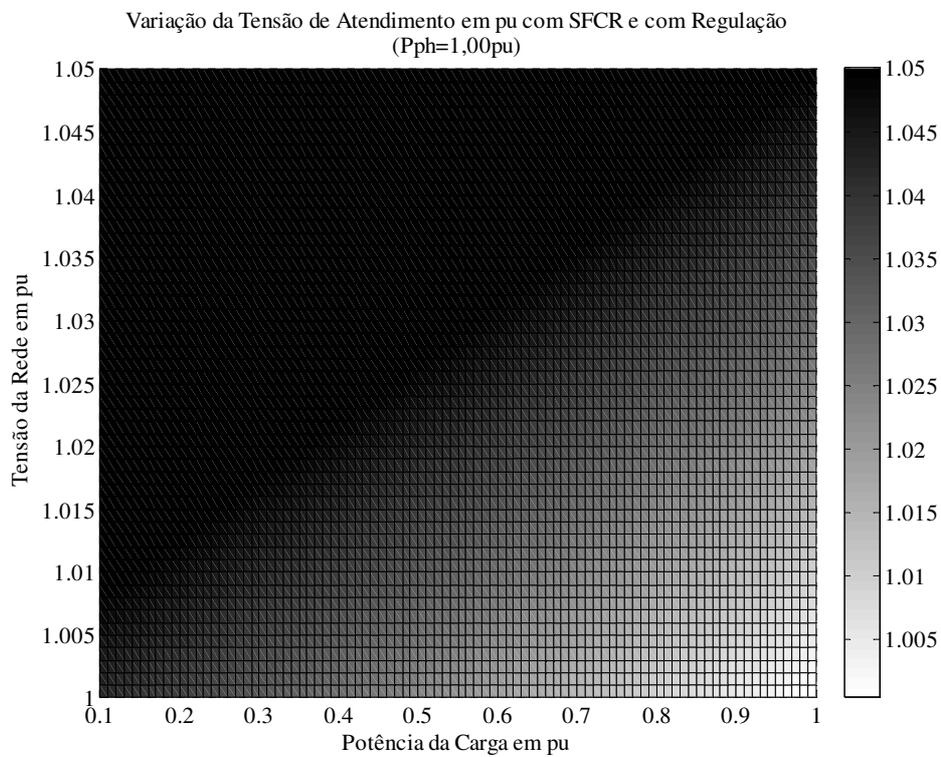


Figura 4.16 - Variação da tensão de atendimento com geração de 1,00pu pelo SFCR e com regulação de reativo.

Nas Figuras 4.17, 4.18, 4.19, 4.20 e 4.21 encontram-se os valores de potência reativa requeridos para a regulação da tensão de atendimento ao consumidor nos casos em que houve violação do limite de conformidade.

Nota-se na Figura 4.17 que para geração do SFCR igual à 0,10pu não houve necessidade de suporte de potência reativa visto que a tensão de atendimento ao consumidor está adequada em todas as condições de operação analisadas, conforme apresentado nas Figuras 4.2 e 4.12.

Nas Figuras 4.18, 4.19, 4.20 e 4.21 percebe-se que nas condições de operação críticas para a implantação de SFCR, tensão da rede elevada e período de carga leve, há a necessidade de controle de reativo, chegando a valores de potência reativa elevados, como -3,5pu quando a potência gerada pelo SFCR é igual a 1,00pu para o pior caso.

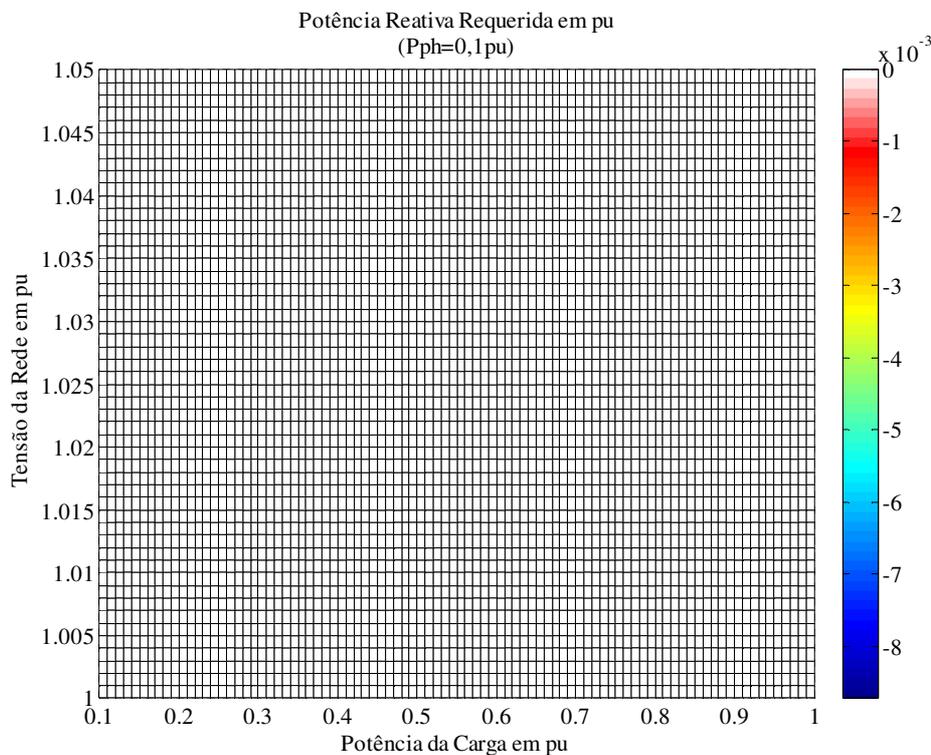


Figura 4.17 - Potência reativa necessária para regulação da tensão de atendimento com geração de 0,10pu pelo SFCR.

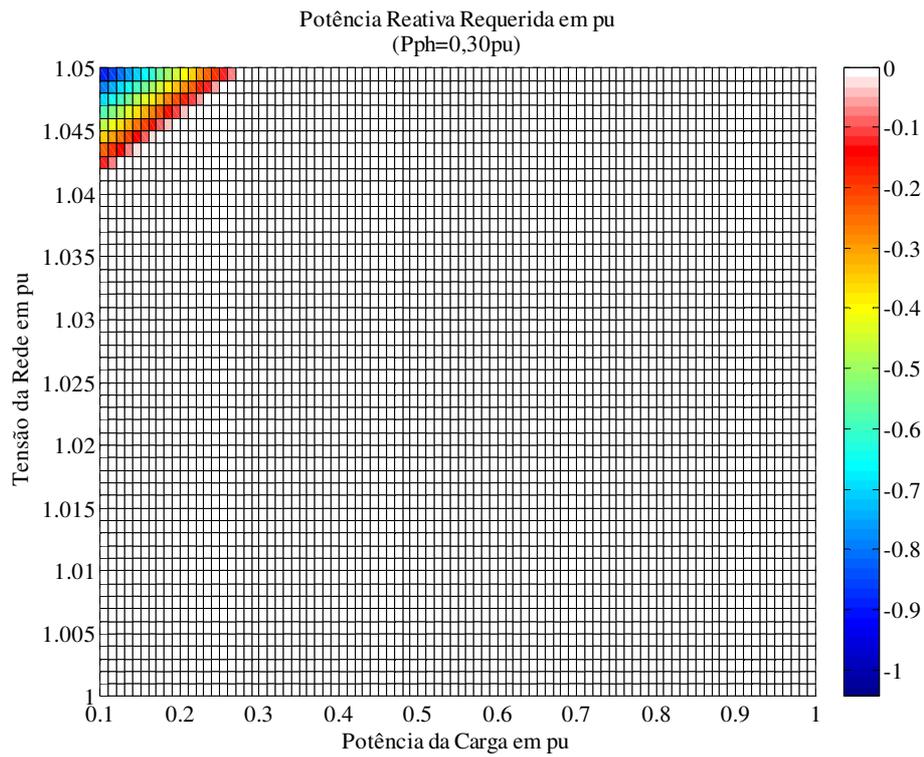


Figura 4.18 - Potência reativa necessária para regulação da tensão de atendimento com geração de 0,30pu pelo SFCR.

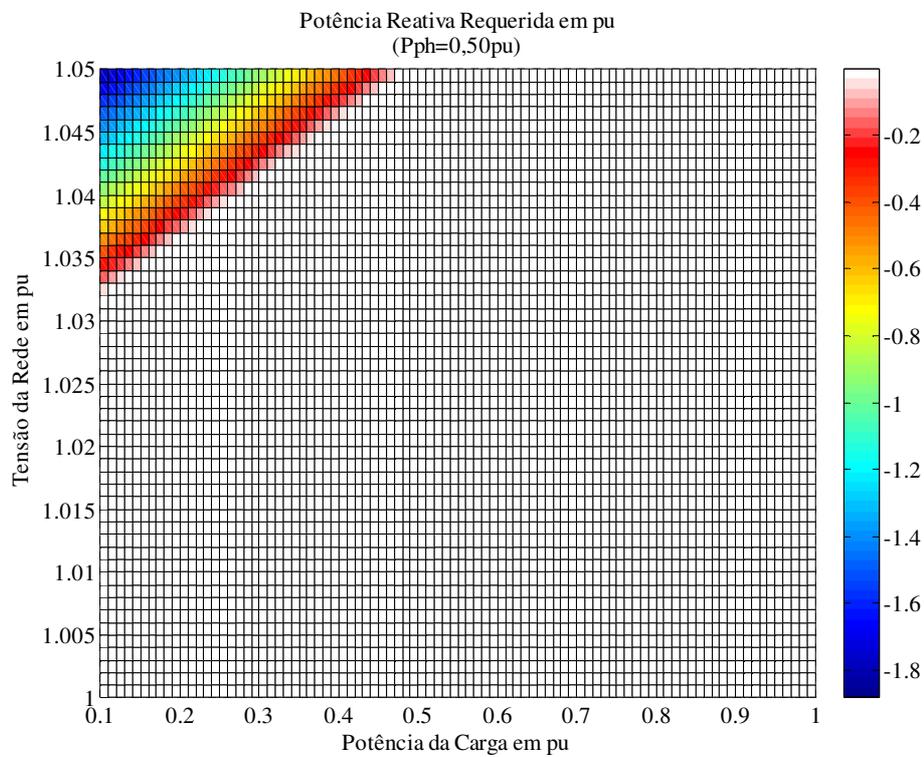


Figura 4.19 - Potência reativa necessária para regulação da tensão de atendimento com geração de 0,50pu pelo SFCR.

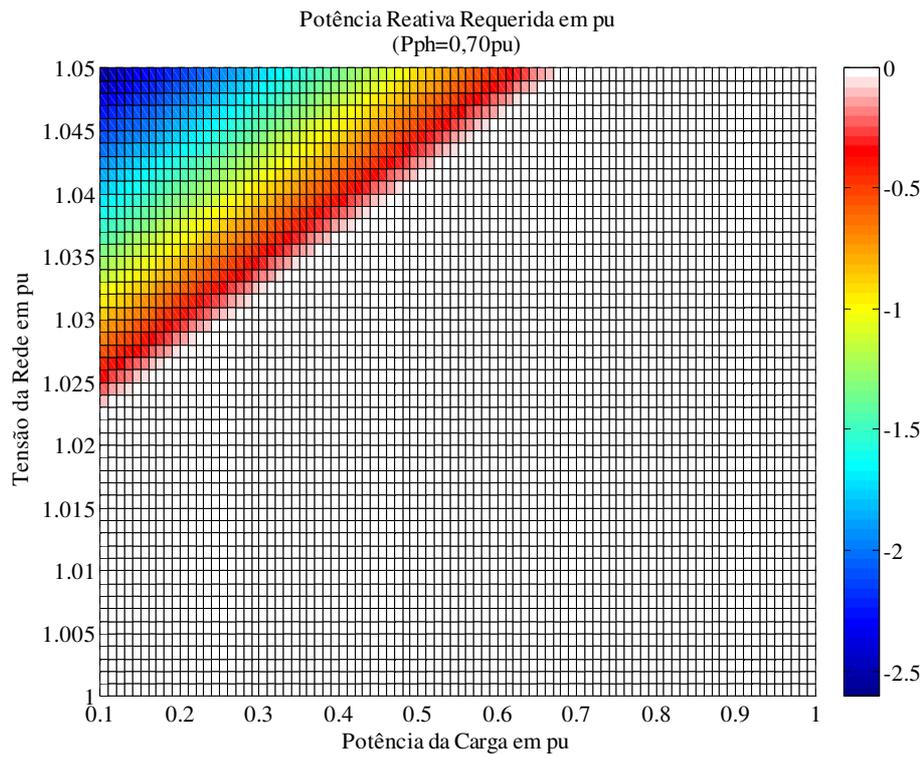


Figura 4.20 - Potência reativa necessária para regulação da tensão de atendimento com geração de 0,70pu pelo SFCR.

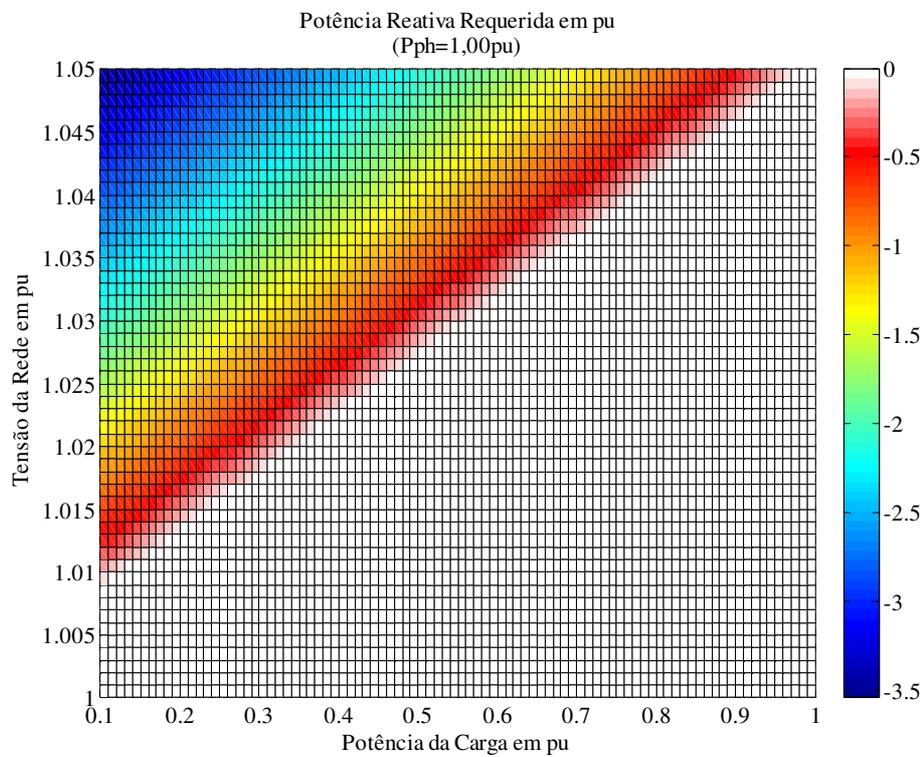
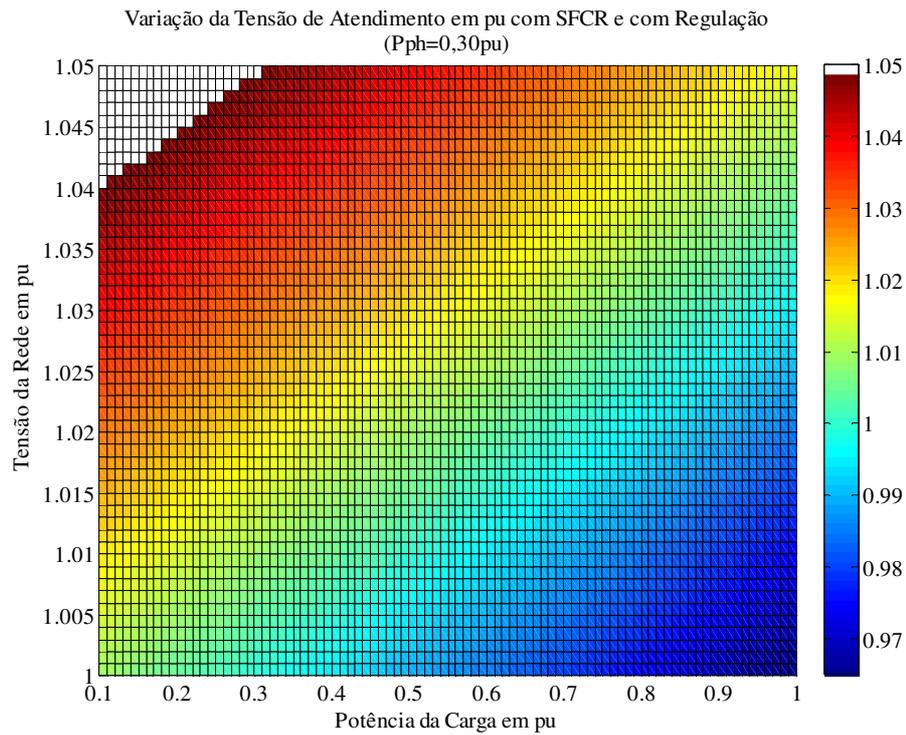


Figura 4.21 - Potência reativa necessária para regulação da tensão de atendimento com geração de 1,00pu pelo SFCR.

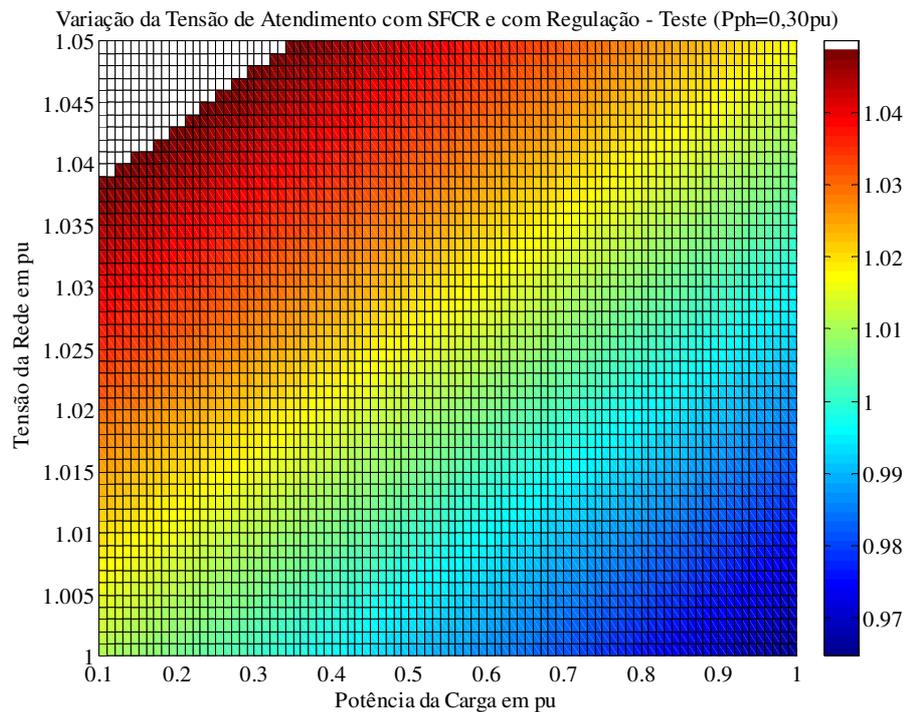
Para validar os resultados relativos ao suporte de reativo para regulação da tensão, o fluxo de carga convencional, como o utilizado no capítulo 3, foi calculado. Os valores de potência reativa previamente definidos com o cálculo do fluxo de carga com limite de tensão na barra PQ foram utilizados como dados de entrada da potência reativa na barra em que se encontra a unidade consumidora com SFCR. As características da linha e as condições de operação do sistema analisado na validação são, obviamente, as mesmas descritas na seção 4.3.

As Figuras 4.22, 4.23, 4.24 e 4.25 apresentam o comportamento, determinado pelos dois métodos de cálculo do fluxo de carga, da tensão de atendimento ao consumidor com SFCR e com suporte de reativo para os diferentes valores de geração pelo SFCR. Sendo que o caso cuja geração pelo SFCR é igual a 0,10pu não foi abordado por não ocorrer a violação da conformidade de tensão para nenhuma das condições adotadas.

Nas Figuras supracitadas e apresentadas a seguir as regiões em branco são referentes à magnitude da tensão de atendimento ao consumidor igual a 1,05pu. Os gráficos mostrados na letra (a) são resultados do fluxo com limite de tensão, e os da letra (b) do fluxo convencional com o suporte de reativo na barra PQ definido previamente. Comparando os resultados apresentados nas respectivas letras (a) e (b) para cada valor de geração pelo SFCR conclui-se a equivalência dos resultados. Dessa forma, é possível afirmar que a previsão da quantidade de potência reativa necessária para regular a magnitude da tensão de atendimento está coerente.

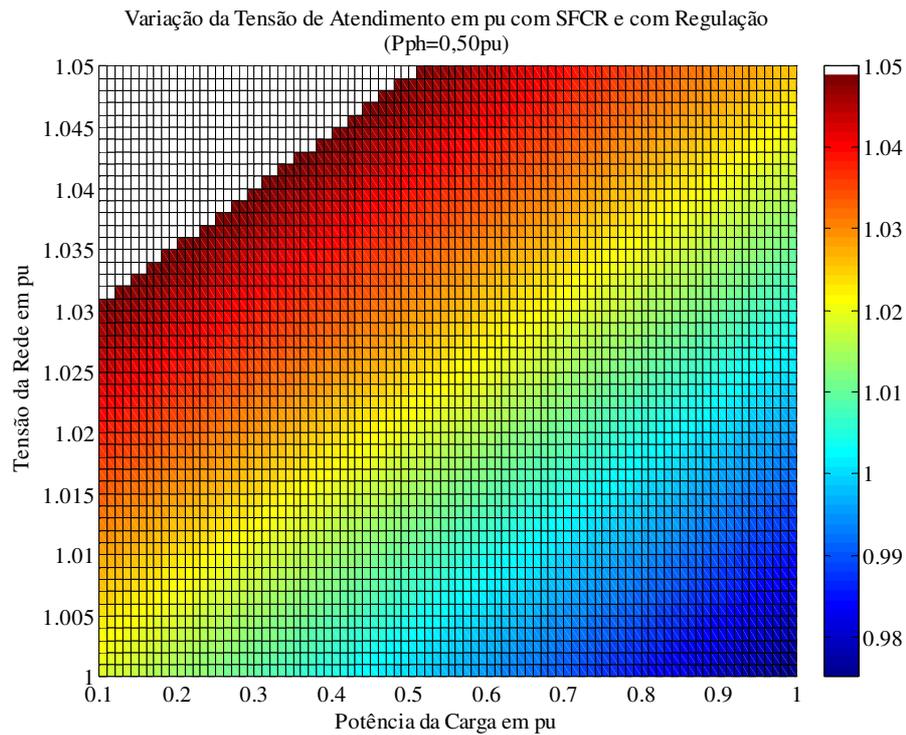


(a)

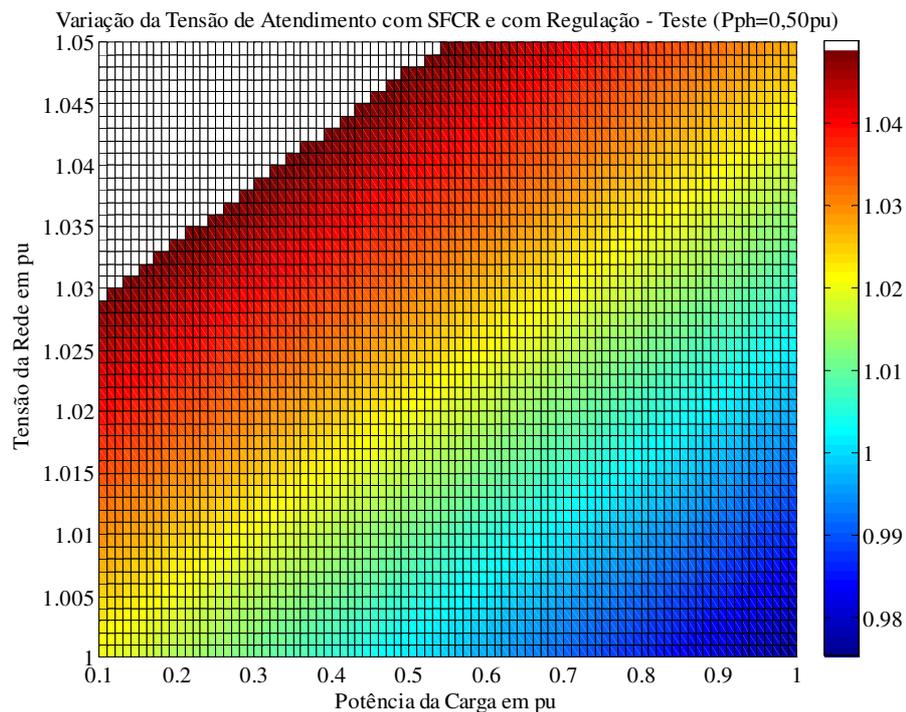


(b)

Figura 4.22 - (a) Tensão de atendimento ao consumidor com SFCR (Pph=0,30pu) e suporte de reativo definido por fluxo de carga com limite de tensão na barra PQ. (b) Tensão de atendimento ao consumidor com SFCR (Pph=0,30pu) calculada a partir do fluxo de carga convencional com suporte de reativo previamente calculado.

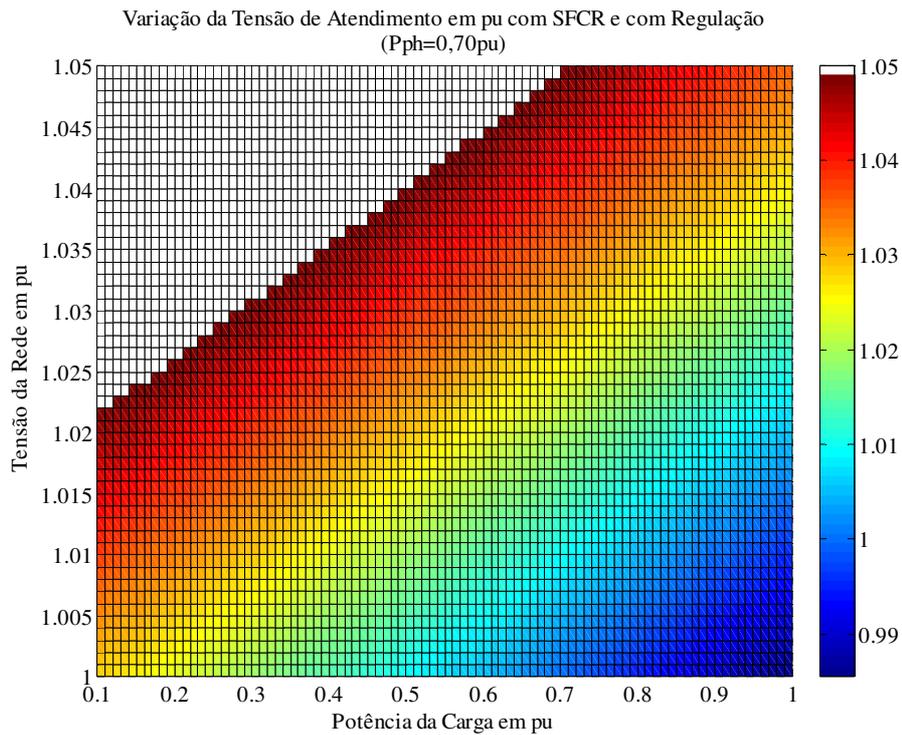


(a)

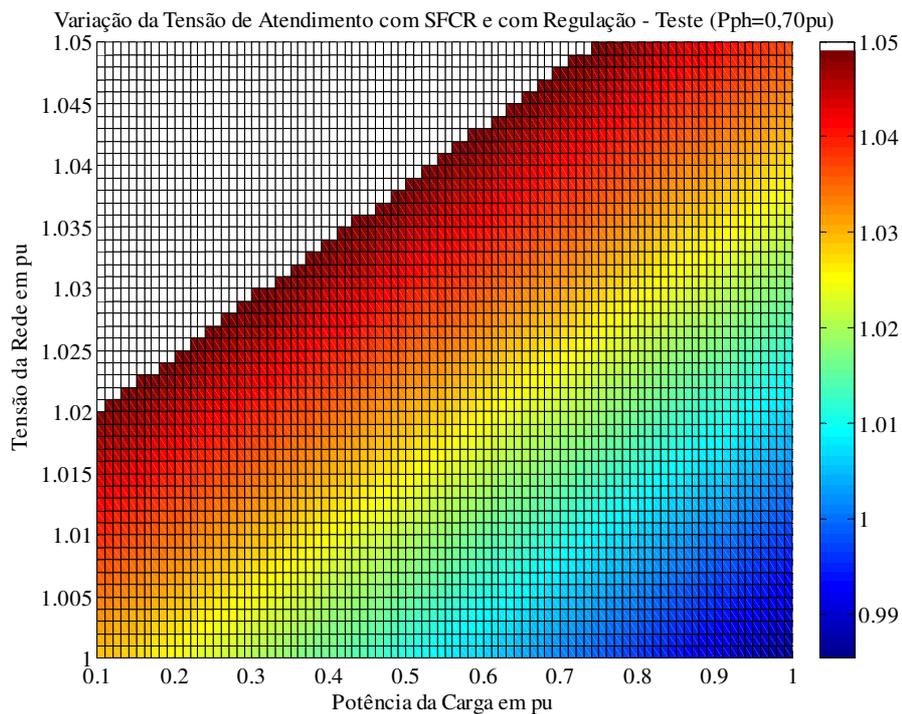


(b)

Figura 4.23 - (a) Tensão de atendimento ao consumidor com SFCR (Pph=0,50pu) e suporte de reativo definido por fluxo de carga com limite de tensão na barra PQ. (b) Tensão de atendimento ao consumidor com SFCR (Pph=0,50pu) calculada a partir do fluxo de carga convencional com suporte de reativo previamente calculado.



(a)



(b)

Figura 4.24 - (a) Tensão de atendimento ao consumidor com SFCR (Pph=0,70pu) e suporte de reativo definido por fluxo de carga com limite de tensão na barra PQ. (b) Tensão de atendimento ao consumidor com SFCR (Pph=0,70pu) calculada a partir do fluxo de carga convencional com suporte de reativo previamente calculado.

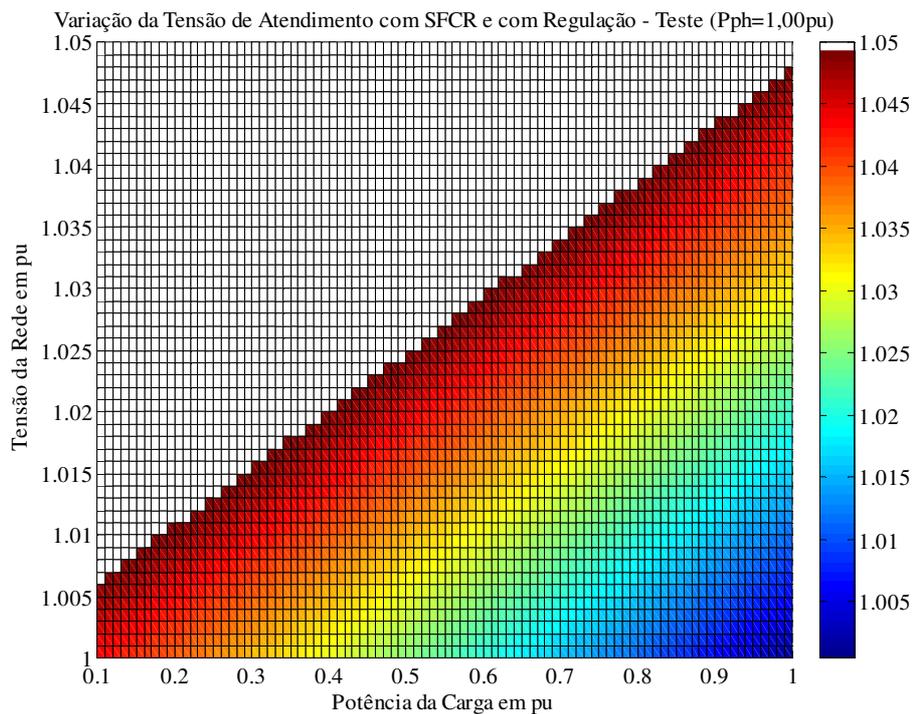
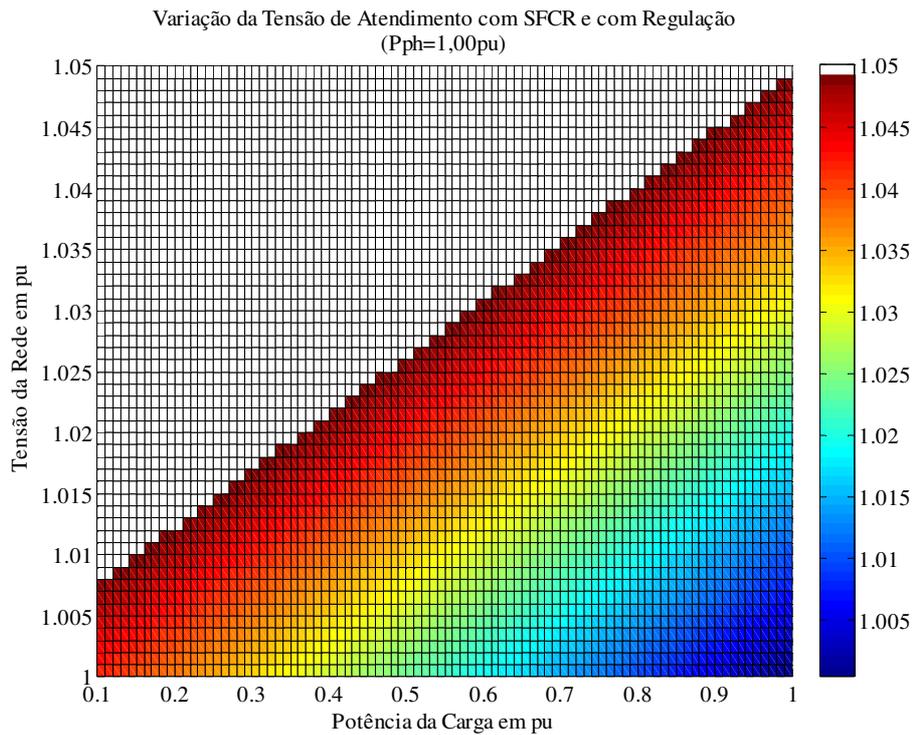


Figura 4.25 - (a) Tensão de atendimento ao consumidor com SFCR ($P_{ph}=1,00pu$) e suporte de reativo definido por fluxo de carga com limite de tensão na barra PQ. (b) Tensão de atendimento ao consumidor com SFCR ($P_{ph}=1,00pu$) calculada a partir do fluxo de carga convencional com suporte de reativo previamente calculado.

Nos casos em que houve a necessidade de suporte de reativo, aumento da potência reativa (Q) no ponto de conexão, para manter a tensão de atendimento em níveis adequados é possível prever uma piora no fator de potência (ft), devido à dependência verificada em (3.11) repetida abaixo:

$$ft = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (4.1)$$

As Figuras 4.26, 4.27, 4.28 e 4.29 comprovam a piora do fator de potência do ponto de conexão para geração pelo SFCR igual a 0,30pu, 0,50pu, 0,70pu e 1,00pu, respectivamente, se comparadas com as Figuras 4.8 a 4.11 da seção anterior. Sendo as regiões em branco os casos em que o fator de potência se manteve superior a 0,92, e pela comparação entre as figuras citadas nota-se a redução das regiões em branco.

Como no caso analisado para potência gerada pelo SFCR igual a 0,10pu não houve necessidade de suporte de reativo, não houve inconformidade na magnitude da tensão de atendimento, a variação do fator de potência se mantém igual à apresentada na Figura 4.7.

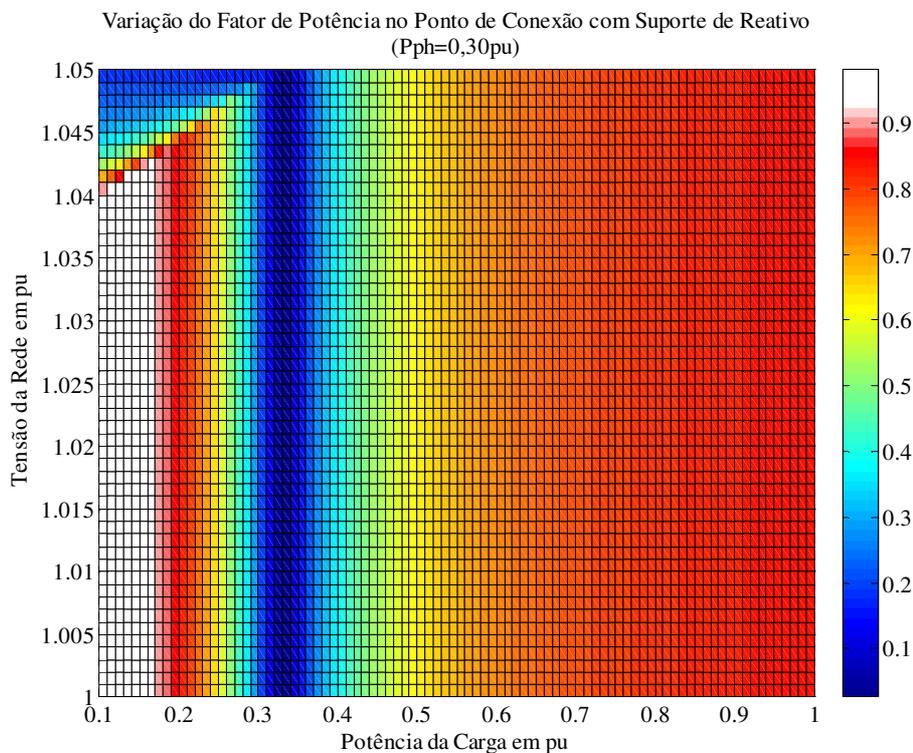


Figura 4.26 - Variação do fator de potência com geração de 0,30pu pelo SFCR e com regulação de reativo.

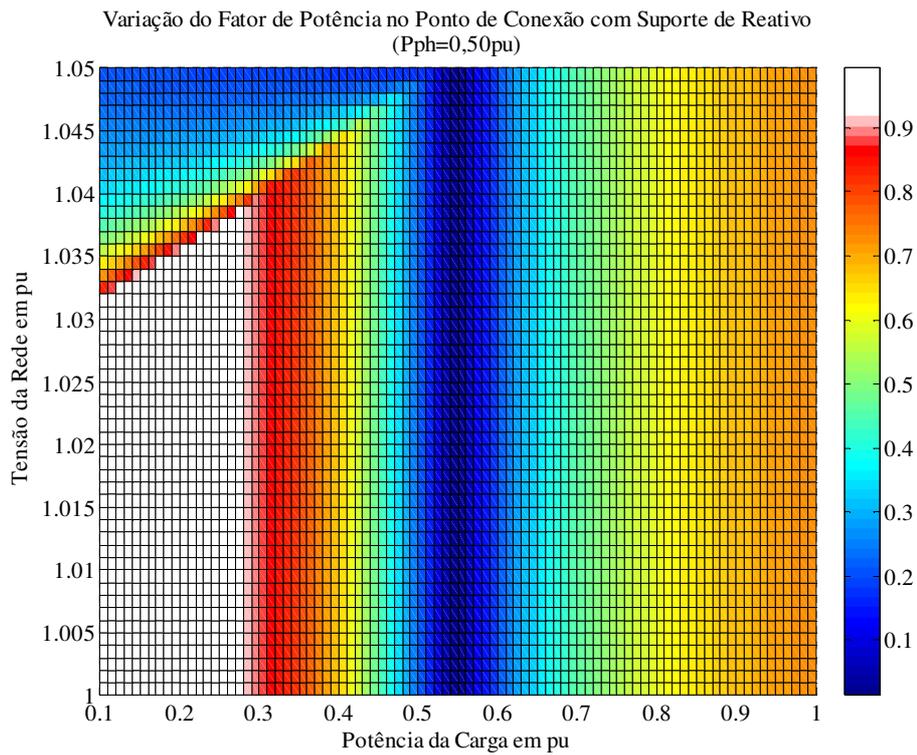


Figura 4.27 - Variação do fator de potência com geração de 0,50pu pelo SFCR e com regulação de reativo.

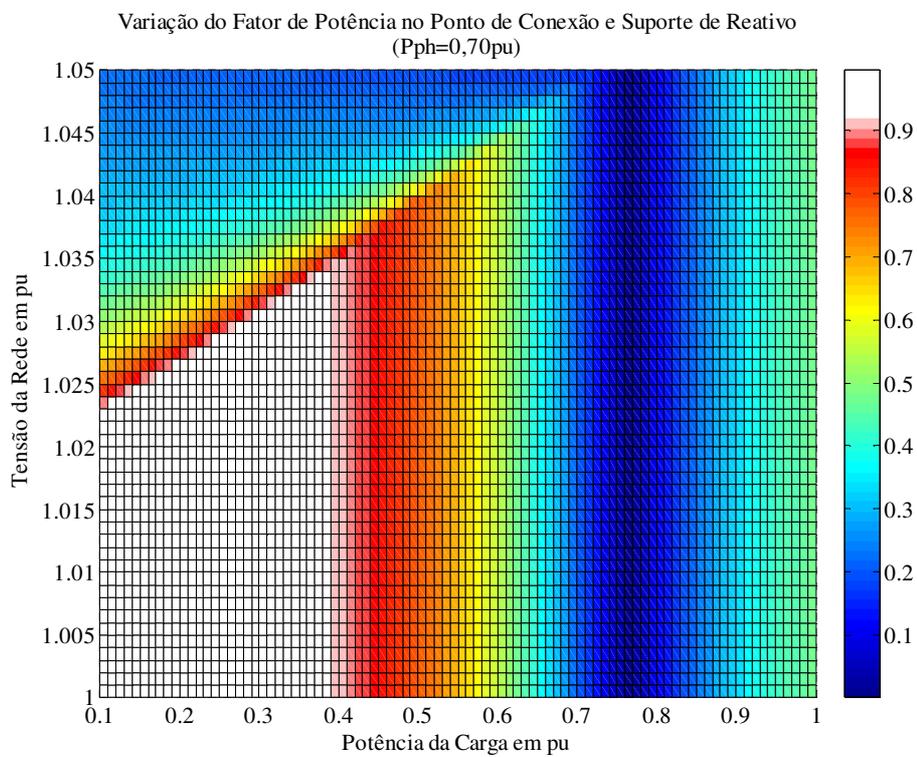


Figura 4.28 - Variação do fator de potência com geração de 0,70pu pelo SFCR e com regulação de reativo.

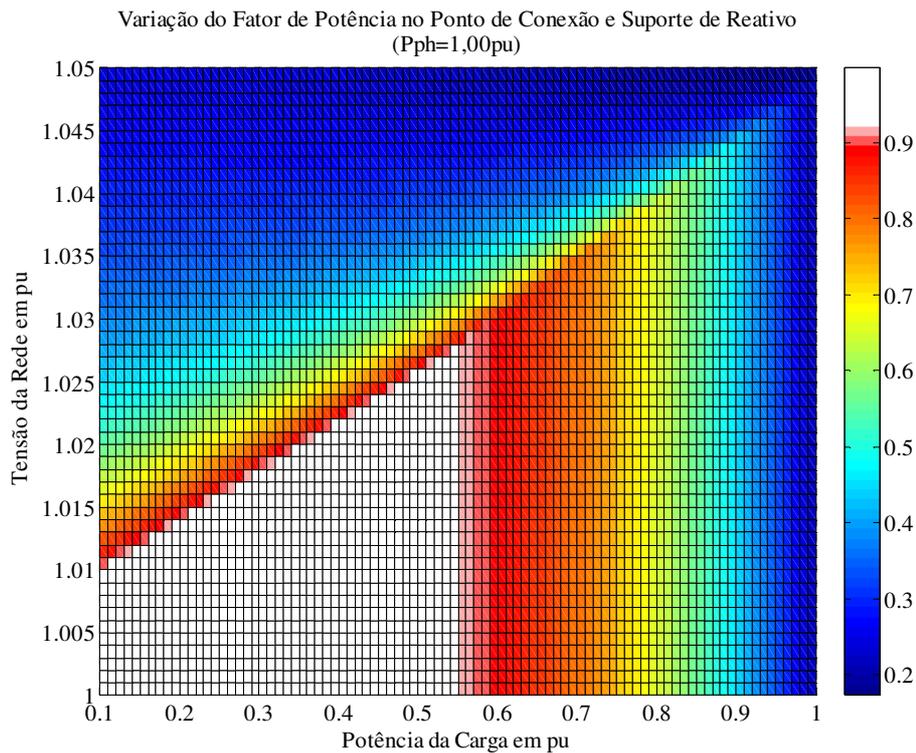


Figura 4.29 - Variação do fator de potência com geração de 1,00pu pelo SFCR e com regulação de reativo.

4.6. Conclusões Parciais

Neste capítulo foi analisado o uso do cálculo de fluxo de carga com limite de tensão nas barras PQ para previsão da necessidade de suporte de reativo em consumidores com SFCR.

Pelos resultados apresentados é possível concluir que o método de cálculo de fluxo de carga com limite de tensão nas barras PQ se mostrou favorável não só para previsão da necessidade de suporte de reativo como para a determinação exata da potência reativa, sendo esta necessária para a regulação da magnitude da tensão de atendimento do consumidor com SFCR.

Analisando as Figuras 4.18 a 4.21, nota-se que valores elevados de potência reativa são necessários para regulação da magnitude da tensão de atendimento, chegando a -3.5 pu no pior caso estudado.

Além do comportamento da magnitude da tensão de atendimento, neste capítulo foi analisado o impacto dos SFCRs no fator de potência do ponto de conexão. E,

comparando as Figuras 4.26 a 4.29 com as Figuras 4.8 a 4.11, nota-se que ocorre a piora do fator de potência do ponto de conexão. Dessa forma, conclui-se que apesar do suporte de reativo regular a magnitude da tensão de atendimento ao consumidor com SFCR, esse resulta na piora do fator de potência do ponto de conexão, acarretando em cobranças devido aos excedentes de energia elétrica reativa e de demanda de potência reativa.

Capítulo 5 – Conclusões

Este trabalho permitiu a compreensão do funcionamento de sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede elétrica, bem como dos impactos causados à rede e as limitações do emprego dessa tecnologia de geração.

No Capítulo 1 conclui-se que há uma tendência de aumento do uso de SFCR devido ao seu custo estar se tornando competitivo se comparado às tarifas de energia empregadas no país, aos elevados níveis de radiação solar e à recente publicação da Resolução Normativa 482 de 17 de abril de 2012.

No Capítulo 2, foram apresentados os principais componentes dos SFCR bem como seu funcionamento, focando nos requisitos de conexão à rede elétrica. Nesse capítulo foi visto que os principais componentes são os painéis fotovoltaicos e os inversores CC-CA, porém outros componentes, como transformadores e conversores CC-CC, podem ser adicionados formando topologias distintas.

Sobre os painéis fotovoltaicos viu-se que são formados por células fotovoltaicas que tipicamente são compostas por silício monocristalino, policristalino ou amorfo. Foi visto, também, que a tensão e corrente de saída das células são baixas, sendo comum o agrupamento formando um módulo fotovoltaico. Os módulos, por sua vez, são agrupados formando arranjos fotovoltaicos. Ainda nesse capítulo, foram apresentados os parâmetros elétricos dos módulos de maior relevância para o dimensionamento dos arranjos fotovoltaicos e os fatores que influenciam esses parâmetros.

Com relação aos inversores empregados em SFCRs, foi possível verificar, a partir de informações da norma IEEE 929/2000, que a grande maioria não regula a tensão CA, simplesmente injeta corrente na rede, podendo ser representado como uma fonte de potência ativa.

Além disso, foram apresentados requisitos de funcionamento desses inversores de acordo com a norma IEEE 929/2000 e a Resolução Normativa N° 482. Sendo que dos requisitos apresentados destaca-se, no contexto desse trabalho, o fato dos inversores operarem em determinada faixa de tensão, cessando a energização da rede fora dessa determinada faixa de operação. Somado a isso, a resolução normativa regulamenta que os SFCR devem atender aos índices de qualidade propostos no módulo 8 do PRODIST.

No Capítulo 3, o cálculo do fluxo de carga foi realizado para uma rede genérica com consumidor com SFCR. Pelos resultados apresentados conclui-se que a instalação dessas unidades de geração causa a elevação da magnitude da tensão de atendimento ao consumidor e que algumas características e condições de operação da rede influenciam nessa elevação.

Foi verificado que quanto maior a magnitude da tensão da rede, o módulo da impedância da linha e a sua relação r/x , bem como quanto menor for a potência consumida pela carga, mais crítica será a elevação da magnitude da tensão de atendimento ao consumidor com SFCR. Além disso, notou-se que o valor da tensão da rede, da relação r/x da linha e a potência consumida pela carga possuem maior influência nesse comportamento em casos críticos.

Dessa forma, foi mostrado que dependendo das características e condições de operação da rede, SFCRs, mesmo aqueles com capacidade de geração pequena, podem causar a violação do limite de conformidade da tensão de atendimento proposto no módulo 8 do PRODIST, ou podem inviabilizar o emprego dessa tecnologia por resultarem em desconexões recorrentes do inversor, como visto nos requisitos da norma IEEE 929/2000.

Outros impactos causados pelos SFCRs apresentados foram a redução das perdas técnicas no caso de sistemas bem dimensionados, geração próxima do consumo pela carga, e a variação do fator de potência do ponto de conexão, mesmo quando o fator de potência da carga do consumidor está de acordo com o valor de referência. Foi sugerido que, nas aplicações que não ocorrem violação do limite de conformidade da magnitude da tensão, conversores CC-CA com correção do fator de potência sejam empregados.

No Capítulo 4, o cálculo do fluxo de carga com limite de tensão nas barras PQ foi utilizado para previsão da necessidade de suporte de reativo nos casos em que ocorre a violação do limite de conformidade da magnitude da tensão de atendimento do consumidor com SFCR. Primeiramente, notou-se que mesmo um sistema operando em condições adequadas, isto é, sem violação do limite de tensão e de fator de potência do ponto de conexão, a inserção de um SFCR pode causar a não conformidade desses índices. Em seguida, através do fluxo de carga com limite de tensão na barra PQ, foi possível prever os casos que necessitariam de suporte de reativo e o valor de potência reativa necessária para a regulação da tensão de atendimento. Entretanto, apesar da tensão ter sido regulada, o suporte de reativo ocasionou a piora no fator de potência do ponto de conexão.

Dessa forma, pelos resultados apresentados nos capítulos 3 e 4, é possível concluir que é necessária a análise do comportamento da magnitude da tensão de atendimento do consumidor antes da conexão do SFCR, levando em consideração as características da rede e a curva de carga desse consumidor. Essa análise permitirá a dimensão correta do sistema fotovoltaico e a previsão da necessidade de suporte de reativo.

5.1. Trabalhos Futuros

Como sugestões de trabalhos futuros para aprimoramento dessa análise podem ser citadas:

- Análise dos impactos de SFCRs na magnitude da tensão de atendimento utilizando ferramentas de cálculo de fluxo de carga para sistemas de distribuição, isto é, sistemas desbalanceados.
- Análise dos impactos de SFCRs em um sistema de distribuição real, levando em consideração dados das linhas e transformadores, bem como curvas de geração e carga.
- Análise do impacto de SFCRs em reguladores de tensão ao longo da rede de distribuição e nas subestações.
- Análise dos impactos de SFCRs com correção de fator de potência do ponto de conexão na magnitude da tensão de atendimento ao consumidor com essa tecnologia.
- Desenvolvimento da modelagem de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.
- Proposição de um procedimento de análise da rede antes da instalação dos SFCRs de modo a minimizar impactos e viabilizar o emprego da tecnologia.

Referências Bibliográficas

- [1] EIA. U.S. Energy Information Administration. Disponível em: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=2&pid=alltypes&aid=7&cid=ww,&syid=2005&eyid=2009&unit=MK>. Acesso em: 04 ago. 2012, 09:37.
- [2] PÜTTGEN, H. B.; MACGREGOR, P. R.; LAMBERT, F. C., “Distributed Generation: Semantic Hype or the Dawn of a New Era?”, *IEEE Power & Energy Magazine*, May/June 2008.
- [3] FARHANGI, H., “The path of the smart grid”, *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol. 8, No. 4, pp. 18-28, January/February 2010.
- [4] ANEEL. “Decreto de Lei N° 5.163”, 2004. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec20045163.pdf>. Acesso em: 04 ago. 2012, 09:42.
- [5] BROWN, R.E.; FREEMAN, L.A.A., “Analyzing the Reliability Impact of Distributed Generation”, *Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol.2, pp. 1013-1018, July 2001.
- [6] BROWN, R.E.; PAN, J.; FENG, X.; KOUTLEV, K., “Siting Distributed Generation to Defer T&D Expansion”, *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Vol. 2, pp. 622-627, November, 2001.
- [7] ANEEL. “Nota Técnica N° 0025/2011”. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/042/documento/nota_tecnic_a_0025_gd.pdf. Acesso em: 04 ago. 2012, 09:50.
- [8] REN21. “Renewables 2011 – Global Status Report”. Disponível em: http://www.ren21.net/Portals/97/documents/GSR/REN21_GSR2011.pdf. Acesso em: 04 ago. 2012, 10:03.

- [9] CRESESEB. “Atlas Solarimétrico do Brasil”. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf. Acesso em: 04 ago. 2012, 10:10.
- [10] IEA. “Technology Roadmap – Solar Photovoltaic Energy”, 2010. Disponível em: http://www.iea.org/papers/2010/pv_roadmap.pdf. Acesso em: 04 ago. 2012, 10:12.
- [11] SÚRI M.; HULD T.A.; DUNLOP E.D.; OSSENBRINK H.A., “Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries”, 2007. Disponível em: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/countries/europe/g13y_de.png. Acesso em: 04 ago. 2012, 10:16.
- [12] ANEEL. “Banco de Informações de Geração”, 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>. Acesso em: 04 ago. 2012, 10:20.
- [13] EPE. “Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Energética Brasileira”, Maio, 2012. Disponível em: http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf. Acesso em: 04 ago. 2012, 14:05.
- [14] ANEEL. “Resolução Normativa Nº 484 de 17 de abril de 2012”, Abril, 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 04 ago. 2012, 14:32.
- [15] JANNUZZI, G. DE M.; VARELLA, F. K. DE O. M.; GOMES, R. D. M., “Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação”. Campinas, Outubro 2009.
- [16] ANEEL; OMM. “Atlas de Energia Elétrica do Brasil”, 2002. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf. Acesso em: 04 ago. 2012, 14:37.
- [17] LACERDA, V. S., *Sistema Monofásico de Aproveitamento Fotovoltaico Caracterizado por Baixa Distorção Harmônica Injetada na Rede e Rastreamento de*

Máxima Potência. Dissertação de M.Sc., Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, Brasil, 2010.

[18] RODRIGUES, M. do C. B.; TEIXEIRA, E. C.; BRAGA, H. A. C., “Uma Visão Topológica sobre Sistemas Fotovoltaicos Monofásicos Conectados à Rede de Energia Elétrica”. *Fifth Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission*, São Paulo, São Paulo, Brasil, Novembro 2003.

[19] MOHAN, N.; UNDELAND, T.; ROBBINS, W. P., **Power Electronics: Converters, Applications and Design**. 3 ed. John Wiley & Sons Inc., 2003.

[20] WALKER, G. R.; SERNIA, P. C.; “Cascaded DC–DC Converter Connection of Photovoltaic Modules”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, no. 4, July, 2004.

[21] CRESESB. “Energia Solar: Princípios e Aplicações”. Rio de Janeiro, 2006.

[22] CASARO, M. M.; MARTINS, D. C., “Modelo de Arranjo Fotovoltaico Destinado a Análise em Eletrônica de Potência Via Simulação”, *Revista Eletrônica de Potência*, vol. 13, no. 3, pp. 141-146, 2008.

[23] MALIK, A. Q.; MING, L. C.; SHENG, T. K.; BLUNDELL M., “Influence of Temperature on the Performance of Photovoltaic Polycrystalline Silicon Module in the Bruneian Climate”, *Asean Journal For Science And Technology Development*, vol. 26, no. 2, pp. 61-72, 2010.

[24] KYOCERA. “KC200GT: High Efficiency Multicrystal Photovoltaic Module”. Disponível em: <http://www.kyocerasolar.com/assets/001/5195.pdf>. Acesso em: 04 ago, 2012, 15:00.

[25] IEEE-STD.929-2000. “Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaics Systems”. [S.l.], 2000.

- [26] DAHONO, P. A.; KATAOKA, T.; SATO, Y., “Dual Relationships Between Voltage-Source and Current-Source Three-Phase Inverters and Its Applications”, *International Conference on Power Electronics and Drive Systems*, vol. 2, pp. 559-565, 1997.
- [27] IEEE-STD.1547-2003. “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems”. 2003.
- [28] IEC 61727. “Photovoltaic (PV) Systems - Characteristics of the Utility Interface”. 2004.
- [29] IEC 62116. “Test Procedure of Islanding Prevention Measures for Utility-Interconnected Photovoltaic Inverters”. 2012
- [30] ANEEL. “Resolução Normativa N° 482, de 17 de Abril de 2012”. 2012.
- [31] ANEEL. “Resolução Normativa N° 414, de 09 de Setembro de 2010”. 2010.
- [32] ANEEL. “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição”. 2012
- [33] ANEEL. “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica”. 2011
- [34] MONTICELLI, A. J., **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. 1 ed. São Paulo, Edgar Blücher, 1983.
- [35] BORGES, C. L. T., **Apostila: Análise de Sistemas de Potência**. Departamento de Eletrotécnica EE – UFRJ. Rio de Janeiro, Março, 2005.
- [36] NEXANS. “Alumínio Condutores Nus”. Disponível em: http://www.nexans.com.br/eservice/SouthAmerica-en/fileLibrary/Download_540134436/SouthAmerica/files/NUS_2011.pdf. Acesso em: 04 ago, 2012, 16:10.

[37] PROCEL. “Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Uso – Ano Base 2005”. Julho, 2007.

[38] ANEEL. “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição”. 2010

[39] BARBOSA, P. G.; ROLIM, L. G.; WATANABE, E. H.; HANITSCH, R., “Control Strategy for Grid-connected DC-AC Converters with Load Power Factor Correction”, *IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution*, vol. 145, nº 5, pp. 487 – 491, September, 1998.

[40] SUHETT, M. R., *Análise de Técnicas de Medição de Potência Reativa em Medidores Eletrônicos*. Dissertação de M.Sc., Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2010.

Apêndice A – Programa para Cálculo do Fluxo de carga

o Programa Principal:

```
%Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-graduação em Engenharia -
COPPE
%Programa de Engenharia Elétrica - PEE
%Mestrado em Eletrônica de Potência
%Orientador: Edson H. Watanabe
%Aluna: Karolina Schwenck

%=====
%=====
%===== Fluxo de carga =====
%=====
%=====

close all
clear all
clc
format long

%Entrada de Dados

%Dados de Linha

RXlinha=6;
Zlinha=0.05;
Rlinha=Zlinha*RXlinha/((RXlinha^2)+1)^0.5;
Xlinha=Zlinha/((RXlinha^2)+1)^0.5;

%      DE Para Rkm(pu) Xkm(pu) Bsh(pu)
DLIN=[ 1 2 Rlinha Xlinha 0 ];
```

```

DE=DLIN(:,1);
PARA=DLIN(:,2);
Rkm=DLIN(:,3);
Xkm=DLIN(:,4);
Bsh=DLIN(:,5);
kdlin=size(DLIN,1);

%Dados de Barra
%      N  Tipo    V      Teta(graus)  PG   QG    PD    QD
DBAR= [1   0    1.00      0           0    0     0     0
       2   2    0.90      0           0    0    0.92  0.39];

%Legenda:
% Tipo = 0 Barra VT
% Tipo = 1 Barra PV
% Tipo = 2 Barra PQ

N=DBAR(:,1);
TIPO=DBAR(:,2);
V=DBAR(:,3);
TETA=DBAR(:,4);
PG=DBAR(:,5);
QG=DBAR(:,6);
PD=DBAR(:,7);
QD=DBAR(:,8);
kdbar=size(DBAR,1);

%Montagem da Ybarra
[Ybarra]=YBAR(kdlin,DE,PARA,Rkm,Xkm,Bsh,kdbar);

%Calculo de G e B
G=real(Ybarra);
B=imag(Ybarra);

%Potência esperada inicial
Pesp=PG-PD;
Qesp=QG-QD;

```

```

%Calculo dos fasores V iniciais
Vca=0;
for i=1:kdbar
    Vca(i,1)=V(i)*cos(TETA(i))+1j*V(i)*sin(TETA(i));
end

%Tolerancia da convergencia inicial
DELTAPQ=10;

%Newton Raphson inicial
while max(abs(DELTAPQ))>0.0001

    %Determinação dos Resíduos
    [Pcal,Qcal,DELTAPQ] = residuos(Ybarra,Vca,Pesp,Qesp,kdbar,TIPO);

    %Montagem da Jacobiana
    [Jac]=Jacobiana(kdbar,TETA,Qcal,B,V,Pcal,G,TIPO);

    %Atualização das variáveis
    if max(abs(DELTAPQ))>0.0001
        [TETA,V,Vca] = variaveis(Jac,DELTAPQ,kdbar,TETA,V,Vca);
    end

end

Iline=abs(Pcal(1,1)+1i*Qcal(1,1))/V(1,1)
Pcal10=Pcal(1)
Pcal20=Pcal(2)
Qcal10=Qcal(1)
Qcal20=Qcal(2)
V10=V(1)
V20=V(2)
TETA10=TETA(1)
TETA20=TETA(2)

```

○ **Função YBAR:**

```

%Montagem da Ybarra

```

```

function [Ybarra]=YBAR(kdlin,DE,PARA,Rkm,Xkm,Bsh,kdbar)

Ybarra=zeros(kdbar);

for i=1:kdlin(1)
    m=DE(i);
    n=PARA(i);
    Ybarra(m,m)=Ybarra(m,m)+(1/(Rkm(i)+1j*Xkm(i)))+1j*Bsh(i);
    Ybarra(n,n)=Ybarra(n,n)+(1/(Rkm(i)+1j*Xkm(i)))+1j*Bsh(i);
    Ybarra(m,n)=Ybarra(m,n)-(1/(Rkm(i)+1j*Xkm(i)));
    Ybarra(n,m)=Ybarra(n,m)-(1/(Rkm(i)+1j*Xkm(i)));
end

```

o **Função resíduos:**

```

function [Pcal,Qcal,DELTAPQ] =
residuos(Ybarra,Vca,Pesp,Qesp,kdbar,TIPO,DELTAPQ)

%Potencia Aparente Calculada
I=Ybarra*Vca;
S=Vca.*conj(I);

%Potencias Ativa e Reativa Calculadas
Pcal=real(S);
Qcal=imag(S);

%Calculo de Delta P e Q
DELTAP=Pesp-Pcal; %barras tipo PQ
DELTAQ=Qesp-Qcal;

for i=1:kdbar
    if TIPO(i)==0 %barras tipo V-Teta
        DELTAP(i)=0;
        DELTAQ(i)=0;
    elseif TIPO(i)==1 %barras tipo PV
        DELTAQ(i)=0;
    end
end
end

```

```
DELTAPQ=[DELTA P;DELTA Q];
```

o **Função jacobiana:**

```
function [Jac]=jacobiana(kdbar,TETA,Qcal,B,V,Pcal,G,TIPO)

for i=1:kdbar
    for j=1:kdbar
        TETAij=TETA(i)-TETA(j);
        if i==j
            H(i,i)=-(Qcal(i)+V(i)^2*B(i,j));           %barras PQ
            N(i,i)=(V(i)^-1)*(Pcal(i)+V(i)^2*G(i,j));
            M(i,i)=Pcal(i)-V(i)^2*G(i,j);
            L(i,i)=V(i)^-1*(Qcal(i)-V(i)^2*B(i,j));
        else
            H(i,j)=V(i)*V(j)*(G(i,j)*sin(TETAij)-B(i,j)*cos(TETAij));
            N(i,j)=V(i)*(G(i,j)*cos(TETAij)+B(i,j)*sin(TETAij));
            M(i,j)=-V(i)*V(j)*(G(i,j)*cos(TETAij)+B(i,j)*sin(TETAij));
            L(i,j)=V(i)*(G(i,j)*sin(TETAij)-B(i,j)*cos(TETAij));
        end
    end
    if TIPO(i)==0           %barras V-teta
        H(i,i)=10^10;
        L(i,i)=10^10;
    elseif TIPO(i)==1 %barras PV
        L(i,i)=10^10;
    end
end

Jac=[H N; M L];
```

o **Função variáveis:**

```
function [TETA,V,Vca] = variaveis(Jac,DELTAPQ,kdbar,TETA,V, Vca,t)

DELTAVT=inv(Jac)*DELTAPQ;

for i=1:kdbar
    TETA(i)=TETA(i)+DELTAVT(i);
```

```
V(i)=V(i)+DELTA VT(kdbar+i);  
Vca(i)=V(i)*cos(TETA(i))+1j*V(i)*sin(TETA(i));  
end
```

Apêndice B – Parâmetros Elétricos de Cabos de Alumínio Nu

Bitola (AWG ou kcmil)	Nº de Fios	Diâmetro do Condutor (mm)	Ampacidade (A)	Resistência (Ohm/km)	Reatância (Ohm/km)	Relação r/x
6	7	4,66	116	2,6440	0,4813	5,4935
4	7	5,88	155	1,6616	0,4638	3,5826
3	7	6,61	180	1,3166	0,4550	2,8936
2	7	7,42	208	1,0439	0,4462	2,3395
1	7	8,33	240	0,8289	0,4376	1,8942
1/0	7	9,36	278	0,6568	0,4288	1,5317
2/0	7	10,51	322	0,5207	0,4200	1,2398
3/0	7	11,80	372	0,4132	0,4113	1,0046
4/0	7	13,25	430	0,3281	0,4025	0,8152
250,0	7	14,40	478	0,2777	0,3962	0,7009
250,0	19	14,57	479	0,2779	0,3921	0,7087
266,8	7	14,88	497	0,2604	0,3938	0,6612
266,8	19	15,05	499	0,2604	0,3897	0,6682
300,0	19	15,97	537	0,2314	0,3852	0,6007
336,4	19	16,91	578	0,2063	0,3809	0,5416
350,0	19	17,24	592	0,1985	0,3794	0,5232
397,5	19	18,38	640	0,1752	0,3746	0,4677
450,0	19	19,55	692	0,1549	0,3700	0,4186
477,0	19	20,12	718	0,1460	0,3678	0,3970
477,0	37	20,18	719	0,1460	0,3665	0,3984
500,0	19	20,60	740	0,1392	0,3660	0,3803
500,0	37	20,66	740	0,1394	0,3648	0,3821
556,5	19	21,73	790	0,1255	0,3620	0,3467
556,5	37	21,80	791	0,1255	0,3607	0,3479
600,0	37	22,63	829	0,1165	0,3579	0,3255
636,0	37	23,31	859	0,1100	0,3557	0,3092
650,0	37	23,58	872	0,1075	0,3548	0,3030
700,0	37	24,45	912	0,1000	0,3521	0,2840
700,0	61	24,48	913	0,1000	0,3515	0,2845
715,5	37	24,73	923	0,0982	0,3512	0,2796

715,5	61	24,76	924	0,0982	0,3507	0,2800
750,0	37	25,32	952	0,0936	0,3494	0,2679
750,0	61	25,35	952	0,0936	0,3489	0,2683
795,0	37	26,07	988	0,0882	0,3472	0,2540
795,0	61	26,11	988	0,0882	0,3467	0,2544
874,5	37	27,34	1.045	0,0808	0,3437	0,2351
900,0	37	27,73	1.064	0,0785	0,3426	0,2291
900,0	61	27,77	1.064	0,0785	0,3420	0,2295
954,0	37	28,55	1.100	0,0746	0,3404	0,2192
954,0	61	28,60	1.105	0,0739	0,3398	0,2175
1.000,0	37	29,23	1.137	0,0706	0,3386	0,2085
1.000,0	61	29,26	1.137	0,0707	0,3381	0,2091
1.033,5	37	29,71	1.155	0,0690	0,3374	0,2045
1.035,0	61	29,76	1.156	0,0690	0,3368	0,2049
1.113,0	61	30,89	1.212	0,0640	0,3340	0,1916
1.192,5	61	31,96	1.261	0,0602	0,3314	0,1817
1.272,0	61	33,01	1.313	0,0566	0,3290	0,1720
1.351,5	61	34,02	1.362	0,0535	0,3267	0,1638
1.431,0	61	35,02	1.411	0,0508	0,3245	0,1565
1.510,5	61	35,98	1.459	0,0483	0,3225	0,1498
1.590,0	61	36,90	1.503	0,0462	0,3206	0,1441
1.750,0	61	38,73	1.592	0,0424	0,3170	0,1338
2.000,0	91	41,40	1.720	0,0378	0,3117	0,1213
2.250,0	91	43,92	1.847	0,0340	0,3073	0,1106
2.500,0	91	46,30	1.940	0,0318	0,3033	0,1048
2.750,0	91	48,57	2.065	0,0289	0,2997	0,0964
3.000,0	127	50,75	2.138	0,0277	0,2962	0,0935
3.500,0	127	54,81	2.304	0,0250	0,2904	0,0861

Fonte: Nexans Brasil Bare Aluminium Conductors Catalogue – 2011

Apêndice C – Programa para Cálculo do Fluxo de carga com Limites de Tensão na Barra PQ

○ Programa Principal:

```
%Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-graduação em Engenharia -  
COPPE  
%Programa de Engenharia Elétrica - PEE  
%Mestrado em Eletrônica de Potência  
%Orientador: Edson H. Watanabe  
%Aluna: Karolina Schwenck
```

```
%=====  
%=====  
%===== Fluxo de Carga - Matriz com Fotovoltaico =====  
%=====  
%=====
```

```
close all  
clear all  
clc  
format long
```

```
%Tensão da rede  
Vs=1.0:0.001:1.05;  
kVs=size(Vs,2);
```

```
%Dados de Linha  
RXlinha=6;  
Zlinha=0.05;  
Rlinha=Zlinha*RXlinha/((RXlinha^2)+1)^0.5;  
Xlinha=Zlinha/((RXlinha^2)+1)^0.5;
```

```

%Vetor porcentagem da carga
Pot=1:-0.01:0.1;
kPot=size(Pot,2);

%Potência Gerada pelo SFCR
Pph=0.3;

for iVs=1:kVs

    for iPot=1:kPot

        %Entrada de Dados

        %Dados de Linha

        %      DE Para Rkm(pu) Xkm(pu) Bsh(pu)
        DLIN=[ 1 2 Rlinha Xlinha 0 ];

        DE=DLIN(:,1);
        PARA=DLIN(:,2);
        Rkm=DLIN(:,3);
        Xkm=DLIN(:,4);
        Bsh=DLIN(:,5);
        kdlin=size(DLIN,1);

        %Dados de Barra

        PD2=0.92*Pot(iPot);
        QD2=0.39*Pot(iPot);

        %      N Tipo V Teta PG QG PD QD
        DBAR=[1 0 Vs(iVs) 0 0 0 0 0
              2 2 0.90 0 0 0 PD2 QD2];

        %Legenda:
        % Tipo = 0 Barra VT
        % Tipo = 1 Barra PV
        % Tipo = 2 Barra PQ

```

```

N=DBAR(:,1);
TIPO=DBAR(:,2);
V=DBAR(:,3);
TETA=DBAR(:,4);
PG=DBAR(:,5);
QG=DBAR(:,6);
PD=DBAR(:,7);
QD=DBAR(:,8);
kdbar=size(DBAR,1);

%Montagem da Ybarra
[Ybarra]=YBAR(kdlin,DE,PARA,Rkm,Xkm,Bsh,kdbar);

%Calculo de G e B
G=real(Ybarra);
B=imag(Ybarra);

%Fluxo sem fotovoltaico

[Pcal,Qcal,V,TETA,Iline]=fluxo0(PG,QG,PD,QD,V,TETA,Ybarra,kdbar,TIPO,B
,G);

Pcal10(iPot,iVs)=Pcal(1);
Pcal20(iPot,iVs)=Pcal(2);
Qcal10(iPot,iVs)=Qcal(1);
Qcal20(iPot,iVs)=Qcal(2);
V10(iPot,iVs)=V(1);
V20(iPot,iVs)=V(2);
TETA10(iPot,iVs)=TETA(1);
TETA20(iPot,iVs)=TETA(2);
Iline0(iPot,iVs)=Iline;

%Fluxo com fotovoltaico
PG(2)=Pph;

[Pcal,Qcal,V,TETA,Iline]=fluxo0(PG,QG,PD,QD,V,TETA,Ybarra,kdbar,TIPO,B
,G);

Pcal1(iPot,iVs)=Pcal(1);

```

```

Pcal2(iPot, iVs)=Pcal(2);
Qcal1(iPot, iVs)=Qcal(1);
Qcal2(iPot, iVs)=Qcal(2);
V1(iPot, iVs)=V(1);
V2(iPot, iVs)=V(2);
TETA1(iPot, iVs)=TETA(1);
TETA2(iPot, iVs)=TETA(2);
Iline1(iPot, iVs)=Iline;
FP1(iPot, iVs)=abs(Pcal(2))/(((Pcal(2))^2)+((Qcal(2))^2))^0.5;

%Fluxo com limitação de tensão na barra

[Pcal, Qcal, V, TETA, Iline, Q]=fluxoLIM(PG, QG, PD, QD, V, TETA, Ybarra, kdbar, TI
PO, B, G);

Pcal21(iPot, iVs)=Pcal(1);
Pcal22(iPot, iVs)=Pcal(2);
Qcal21(iPot, iVs)=Qcal(1);
Qcal22(iPot, iVs)=Qcal(2);
Qph(iPot, iVs)=Q;
V21(iPot, iVs)=V(1);
V22(iPot, iVs)=V(2);
TETA21(iPot, iVs)=TETA(1);
TETA22(iPot, iVs)=TETA(2);
Iline2(iPot, iVs)=Iline;

FP(iPot, iVs)=abs(Pcal(2))/(((Pcal(2))^2)+((Qcal(2))^2))^0.5;

%Teste do fluxo limitado

%Dados de Linha
%      DE Para Rkm(pu) Xkm(pu) Bsh(pu)
DLIN=[ 1 2 Rlinha Xlinha 0 ];

DE=DLIN(:, 1);
PARA=DLIN(:, 2);
Rkm=DLIN(:, 3);
Xkm=DLIN(:, 4);
Bsh=DLIN(:, 5);
kdlin=size(DLIN, 1);

```

```

%Dados de Barra
PD2=0.92*Pot(iPot);
QD2=0.39*Pot(iPot);

%      N  Tipo    V    Teta  PG  QG  PD  QD
DBAR=[1   0  Vs(iVs)  0    0  0  0  0
      2   2   0.90   0    Pph Q  PD2 QD2];

%Legenda:
% Tipo = 0 Barra VT
% Tipo = 1 Barra PV
% Tipo = 2 Barra PQ

N=DBAR(:,1);
TIPO=DBAR(:,2);
V=DBAR(:,3);
TETA=DBAR(:,4);
PG=DBAR(:,5);
QG=DBAR(:,6);
PD=DBAR(:,7);
QD=DBAR(:,8);
kdbar=size(DBAR,1);

%Montagem da Ybarra
[Ybarra]=YBAR(kdlin,DE,PARA,Rkm,Xkm,Bsh,kdbar);

%Calculo de G e B
G=real(Ybarra);
B=imag(Ybarra);

[Pcal,Qcal,V,TETA,Iline]=fluxo0(PG,QG,PD,QD,V,TETA,Ybarra,kdbar,TIPO,B
,G);

V32(iPot,iVs)=V(2);

end

end

pPot=Pot'*ones(1,kVs);
pVs=ones(kPot,1)*Vs;

surf(pPot,pVs,V20)
title('Variação da Tensão de Atendimento sem SFCR')
xlabel('Potência da Carga em pu')
ylabel('Tensão da Rede em pu')
figure
surf(pPot,pVs,V2)

```

```

title('Variação da Tensão de Atendimento com SFCR e sem Regulação')
xlabel('Potência da Carga em pu')
ylabel('Tensão da Rede em pu')
figure
surf(pPot,pVs,FP1)
title('Variação do Fator de Potência do Consumidor com SFCR e sem
Regulação (Pph=1pu)')
xlabel('Potência da Carga em pu')
ylabel('Tensão da Rede em pu')
figure
surf(pPot,pVs,V22)
title('Variação da Tensão de Atendimento com SFCR e com Regulação')
xlabel('Potência da Carga em pu')
ylabel('Tensão da Rede em pu')
figure
surf(pPot,pVs,Qph)
title('Potência Reativa Requerida')
xlabel('Potência da Carga em pu')
ylabel('Tensão da Rede em pu')
figure
surf(pPot,pVs,FP)
title('Variação do Fator de Potência do Consumidor com SFCR e Regulação
de Reativo (Pph=1pu)')
xlabel('Potência da Carga em pu')
ylabel('Tensão da Rede em pu')
figure
surf(pPot,pVs,V32)
title('Variação da Tensão de Atendimento com SFCR e com Regulação -
Teste (Pph=1pu)')
xlabel('Potência da Carga em pu')
ylabel('Tensão da Rede em pu')

```

o **Função YBAR:**

%Montagem da Ybarra

```
function [Ybarra]=YBAR(kdlin,DE,PARA,Rkm,Xkm,Bsh,kdbar)
```

```
Ybarra=zeros(kdbar);
```

```
for i=1:kdlin(1)
    m=DE(i);
    n=PARA(i);
    Ybarra(m,m)=Ybarra(m,m)+(1/(Rkm(i)+1j*Xkm(i)))+1j*Bsh(i);
end
```

```

Ybarra(n,n)=Ybarra(n,n)+(1/(Rkm(i)+1j*Xkm(i)))+1j*Bsh(i);
Ybarra(m,n)=Ybarra(m,n)-(1/(Rkm(i)+1j*Xkm(i)));
Ybarra(n,m)=Ybarra(n,m)-(1/(Rkm(i)+1j*Xkm(i)));
end

```

o **Função fluxo0 – fluxo sem limite de tensão:**

```

function
[Pcal,Qcal,V,TETA,Iline]=fluxo0(PG,QG,PD,QD,V,TETA,Ybarra,kdbar,TIPO,B
,G);

%Potência esperada inicial
Pesp=PG-PD;
Qesp=QG-QD;

%Calculo dos fasores V iniciais
Vca=0;
for i=1:kdbar
    Vca(i,1)=V(i)*cos(TETA(i))+1j*V(i)*sin(TETA(i));
end

%Tolerancia da convergencia inicial
DELTAPQ=10;

%Newton Raphson inicial
while max(abs(DELTAPQ))>0.0001

    %Determinação dos Residuos
    [Pcal,Qcal,DELTAPQ] = residuos(Ybarra,Vca,Pesp,Qesp,kdbar,TIPO);

    %Montagem da Jacobiana
    [Jac]=Jacobiana(kdbar,TETA,Qcal,B,V,Pcal,G,TIPO);

    %Atualização das variáveis
    if max(abs(DELTAPQ))>0.0001
        [TETA,V,Vca] = variaveis(Jac,DELTAPQ,kdbar,TETA,V,Vca);
    end

end

end

```

```
Iline=abs(Pcal(1,1)+1i*Qcal(1,1))/V(1,1);
```

o **Função fluxoLIM – fluxo de carga com limite de tensão:**

```
function
[Pcal,Qcal,V,TETA,Iline,Q]=fluxoLIM(PG,QG,PD,QD,V,TETA,Ybarra,kdbar,TI
PO,B,G,Pesp,Qesp);

%Potencia esperada
Pesp=PG-PD;
Qesp=QG-QD;

%Variáveis Add
LIMmin=0;
LIMmax=0;
DELTAPQ=10;
Q=0;

while max(abs(DELTAPQ))>0.0001

    %Limite de Tensão na Barra PQ
    for m=1:kdbar
        %Limite mínimo
        if V(m)<0.95 && TIPO(m)==2
            V(m)=0.95;
            TIPO(m)=1;
            LIMmin=1;
        %Limite máximo
        elseif V(m)>1.05 && TIPO(m)==2
            V(m)=1.05;
            TIPO(m)=1;
            LIMmax=1;
        end
    end

    for i=1:kdbar
        Vca(i,1)=V(i)*cos(TETA(i))+1j*V(i)*sin(TETA(i));
    end
end
```

```

%Determinação dos Resíduos
[Pcal,Qcal,DELTAPQ]=residuos(Ybarra,Vca,Pesp,Qesp,kdbar,TIPO);

%Montagem da Jacobiana
[Jac]=Jacobiana(kdbar,TETA,Qcal,B,V,Pcal,G,TIPO);

%Atualização das variáveis
if max(abs(DELTAPQ))>0.0001
    [TETA,V,Vca]=variaveis(Jac,DELTAPQ,kdbar,TETA,V,Vca);
end

for m=1:kdbar
    if TIPO(m)==1
        if LIMmax==1 || LIMmin==1
            Q=Qcal(m)+QD(m);
        end
    end
end

%Teste de Retorno PV-PQ
for m=1:kdbar
    %Limite mínimo
    if LIMmin==1 && Qcal(m)<Qesp(m) && TIPO(m)==1
        TIPO(m)=2;
        LIMmin=0;
        %Limite máximo
    elseif LIMmax==1 && Qcal(m)>Qesp(m) && TIPO(m)==1
        TIPO(m)=2;
        LIMmax=0;
    end
end

end

Iline=abs(Pcal(1)+1i*Qcal(1))/(1.732*V(1));

```

○ **Função residuos:**

```

function [Pcal,Qcal,DELTAPQ] =
residuos(Ybarra,Vca,Pesp,Qesp,kdbar, TIPO, DELTAPQ)

%Potencia Aparente Calculada
I=Ybarra*Vca;
S=Vca.*conj(I);

%Potencias Ativa e Reativa Calculadas
Pcal=real(S);
Qcal=imag(S);

%Calculo de Delta P e Q
DELTAP=Pesp-Pcal; %barras tipo PQ
DELTAQ=Qesp-Qcal;

for i=1:kdbar
    if TIPO(i)==0      %barras tipo V-Teta
        DELTAP(i)=0;
        DELTAQ(i)=0;
    elseif TIPO(i)==1 %barras tipo PV
        DELTAQ(i)=0;
    end
end

DELTAPQ=[DELTAP;DELTAQ];

```

o **Função jacobiana:**

```

function [Jac]=jacobiana(kdbar,TETA,Qcal,B,V,Pcal,G,TIPO)

for i=1:kdbar
    for j=1:kdbar
        TETAij=TETA(i)-TETA(j);
        if i==j
            H(i,i)=-(Qcal(i)+V(i)^2*B(i,j));          %barras PQ
            N(i,i)=(V(i)^-1)*(Pcal(i)+V(i)^2*G(i,j));
            M(i,i)=Pcal(i)-V(i)^2*G(i,j);
            L(i,i)=V(i)^-1*(Qcal(i)-V(i)^2*B(i,j));
        else

```

```

        H(i,j)=V(i)*V(j)*(G(i,j)*sin(TETAij)-B(i,j)*cos(TETAij));
        N(i,j)=V(i)*(G(i,j)*cos(TETAij)+B(i,j)*sin(TETAij));
        M(i,j)=-V(i)*V(j)*(G(i,j)*cos(TETAij)+B(i,j)*sin(TETAij));
        L(i,j)=V(i)*(G(i,j)*sin(TETAij)-B(i,j)*cos(TETAij));
    end
end
if TIPO(i)==0      %barras V-teta
    H(i,i)=10^10;
    L(i,i)=10^10;
elseif TIPO(i)==1 %barras PV
    L(i,i)=10^10;
end
end
end

Jac=[H N; M L];

```

o **Função variáveis:**

```

function [TETA,V,Vca] = variaveis(Jac,DELTAPQ,kdbar,TETA,V, Vca,t)

DELTAVT=inv(Jac)*DELTAPQ;

for i=1:kdbar
    TETA(i)=TETA(i)+DELTAVT(i);
    V(i)=V(i)+DELTAVT(kdbar+i);
    Vca(i)=V(i)*cos(TETA(i))+1j*V(i)*sin(TETA(i));
end

```