

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Carolina Cortez do Prado

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DE PEQUENAS
CENTRAIS DE GERAÇÃO SÍNCRONA NA MARGEM DE
ESTABILIDADE DE TENSÃO**

**Santa Maria, RS
2017**

Carolina Cortez do Prado

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DE PEQUENAS CENTRAIS
DE GERAÇÃO SÍNCRONA NA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM,RS), como requisito parcial para a obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

Santa Maria, RS
2017

Carolina Cortez do Prado

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DE PEQUENAS CENTRAIS
DE GERAÇÃO SÍNCRONA NA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM,RS), como requisito parcial para a obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 13 de Março de 2017:

Daniel Pinheiro Bernardon (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Eduardo Machado dos Santos (UNIPAMPA)

Mauricio Sperandio (UFSM)

Santa Maria, RS
2017

À minha mãe.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao professor Daniel Bernardon pela orientação para o desenvolvimento desse trabalho, pelo incentivo e pela ajuda em diversos momentos.

Ao Gleisson, pelo exemplo de pessoa linda que é, por estar ao meu lado sempre, por compartilhar todos os momentos, sem hesitar, sejam eles bons ou ruins. Por me encorajar e me dar forças para seguir em frente. Não haveria planos e “amanhãs” se não fosse por ti. Obrigada por tudo.

Aos meus colegas da sala 505, agradeço muito pela agradável convivência, pelos muitos momentos de boas conversas e companheirismo. Sei o quanto são merecedores de muito sucesso e realizações, e torço, do fundo do coração, para que o alcancem.

Agradeço a minha Bisa Luiza, um exemplo de vida, cujo carinho e presença ao longo desses dois últimos anos foram muito importantes para mim.

Agradeço as demais pessoas, entre amigos e familiares, que de alguma forma colaboraram e torceram por mim durante a realização desse trabalho.

Agradeço a minha mãe por me acompanhar sempre, mesmo que não seja fisicamente. Por ter sido uma referência de amor imenso, por ter feito de mim o que eu sou hoje. Muito obrigada por tudo.

RESUMO

METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DE PEQUENAS CENTRAIS DE GERAÇÃO SÍNCRONA NA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO

AUTORA: Carolina Cortez do Prado
ORIENTADOR: Daniel Pinheiro Bernardon

A inserção de Geração Distribuída vem se tornando um forte atrativo em função de suas vantagens, tais como a redução de perdas no transporte de energia por dispensar extensas linhas de transmissão, descongestionamento nos sistemas de transmissão e distribuição, baixo impacto ambiental, e a proximidade com os consumidores finais, o que gera uma maior confiabilidade ao atendimento de carga. As pequenas centrais de geração hídrica (PCH) integram o grupo de fontes de geração distribuída, proporcionando energia limpa e a um baixo custo ambiental. Dessa forma, as PCHs também configuram uma interessante solução para os problemas envolvendo o sobrecarregamento dos sistemas elétricos de potência e a crescente demanda por energia elétrica. Porém, tornam-se cada vez mais necessários a análise e estudos do sistema elétrico de potência frente a essas novas gerações. Entre as diversas questões relacionadas, o estudo da estabilidade de tensão é de grande interesse, uma vez que se trata de um fator que influencia diretamente na segurança operacional do sistema. A instabilidade de tensão é capaz de causar grandes perdas de carga e colapsos em partes significativas do sistema, ainda que ocorram em função de eventos simples, como alterações nos perfis de carga. Diversos fatores podem influenciar nas condições de estabilidade, com destaque para sistemas que operam em condições estressantes, onde os grandes centros consumidores encontram-se distantes das grandes centrais geradoras, necessitando assim de extensas linhas de transmissão e equipamentos para controle de tensão e compensação de reativos. Além desses fatores, a principal causa da ocorrência de instabilidade de tensão é a inabilidade do sistema em prover um adequado suporte de potência reativa ao longo do sistema elétrico. Nesse contexto, esse trabalho apresenta uma metodologia para análise do impacto que as pequenas centrais hídricas de geração síncrona podem ter sobre a margem de estabilidade de tensão. Essa análise é feita com o auxílio da ferramenta computacional ANAREDE, a partir da avaliação das condições do sistema e levantamentos de curvas por meio da aplicação do fluxo de potência continuado. O objetivo é verificar de que maneiras a inserção de geradores distribuídos pode ser útil e colaborar para manter a estabilidade de tensão no sistema, ainda que este opere em condições críticas.

Palavras-chave: ANAREDE, estabilidade de tensão, geração distribuída, margem de estabilidade de tensão, pequenas centrais hídricas.

ABSTRACT

ANALYSIS METHODOLOGY OF SMALL SYNCHRONOUS GENERATION CENTERS' INFLUENCE ON THE VOLTAGE STABILITY MARGIN

AUTHOR: Carolina Cortez do Prado
ADVISOR: Daniel Pinheiro Bernardon

The insertion of Distributed Generation has become a strong attraction due to its characteristic advantages, such as the reduction of losses in the energy transportation due to the lack of extensive transmission lines, decongestion in the transmission and distribution systems, low environmental impact, reduction of investments for improvements in the traditional network, and proximity to the final consumers, which creates a greater reliability to the load service. Small hydro power plants (SHP) are part of the group of distributed generation sources, providing clean energy and a low environmental cost. Thus, SHP provides an interesting solution to the problems involving overloading of the electric power systems and the growing demand for electric energy. However, this innovation leads to changes in the electrical system that may provoke doubts about the security and safe operation. Therefore, the analysis and studies of the electric power system face to these new generations become a need. Among the several related issues, the study of voltage stability is of great interest, since it is a factor that directly influences the operational safety of the system. Voltage instability is capable of causing large load losses and collapses in significant parts of the system, even if they occur due to simple events such as changes in load profiles. Several factors may influence on the stability conditions, especially in systems that operate under stressful conditions, where large consumer centers are far from large power plants, thus requiring extensive transmission lines and equipment for voltage control and reactive compensation. In addition to these factors, the main cause of the occurrence of voltage instability is the inability of the system to provide an adequate support of reactive power throughout the electrical system. In this context, this work presents a methodology for analyzing the impact that SHPs may have on the voltage stability margin. The analysis is accomplished with the support of the computational tool ANAREDE, from the evaluation of the system conditions and curves surveys through the application of the continuous power flow. The main idea is to verify how the insertion of distributed generators can be useful and collaborate to maintain the voltage stability, even if it operates under critical conditions.

Key-words: ANAREDE, voltage stability, distributed generation, voltage stability margin, small hydro power.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Classificação dos tipos de estabilidade em sistemas elétricos de potência proposta por Kundur (1993).....	22
Figura 2.2 - Representação gráfica dos elementos que contribuíram para a ocorrência do evento de abril de 1997.....	28
Figura 2.3 - Esquema preditor - corretor	36
Figura 2.4 - Curva PV genérica	41
Figura 2.5 - Tensão, corrente e potência ativa em função da demanda de carga	42
Figura 2.6 - Curvas PV para diferentes valores de fator de potência	43
Figura 2.7 - Curva PV com a margem de estabilidade de tensão em destaque	44
Figura 2.8 - Curva VQ genérica	46
Figura 2.9 - Curvas VQ	47
Figura 2.10 - Pontos de operação em uma curva PV.....	48
Figura 2.11 - Respectivas curvas VQ para os pontos de operação da curva PV da figura 2.10	48
Figura 3.1 - Fluxograma da metodologia adotada.....	50
Figura 4.1 - Sistema IEEE 14 barras	52
Figura 4.2 - Curvas PV para condição normal de operação	52
Figura 4.3 - Curvas PV das barras 2, 13 e 14	53
Figura 4.4 - Esquema representativo das simulações	54
Figura 4.5 - Curvas PV da barra 14 para os casos simulados com GD.....	55
Figura 4.6 - Aumento do PMC para a inserção de GD pela barra 14, em relação ao caso base	55
Figura 4.7 - Curvas PV da barra 2 para os três casos simulados.....	56
Figura 4.8 - Aumento da MET para a inserção de GD pela barra 2, em relação ao caso base	56
Figura 4.9 - Aumento do PMC pela inserção de GD nas barras, em relação ao caso base, em valores percentuais	57
Figura 4.10 - Aumento do PMC pela inserção de GD nas barras, em relação ao caso base	57
Figura 4.11 - Curvas PV do sistema sem o compensador síncrono da barra 3	60
Figura 4.12 - Curvas PV das barras 3 e 4, para o sistema sem CS na barra 3.....	60
Figura 4.13 - Curvas PV para a inserção de GD pela barra 3	61
Figura 4.14 - Curvas PV para a inserção de GD pela barra 14	61
Figura 4.15 - Curvas PV para o sistema sem o transformador entre as barras 5 e 6.....	63

Figura 4.16 - Curvas PV das barras 6, 12, 13 e 14, para o sistema sem o transformador entre as barras 5 e 6	63
Figura 4.17- Curvas PV para simulação do sistema com desligamento da linha entre as barras 2 e 3	65
Figura 4.18 - Dados do SIN para o mês de setembro de 2016	67
Figura 4.19 - Curvas VQ da área Norte, para condições normais de operação em carga pesada	68
Figura 4.20 - Curvas PV da área Norte, para condições normais de operação em carga pesada	68
Figura 4.21 - Curvas VQ da área Norte, com desligamento de linha de transmissão	69
Figura 4.22 - Curvas PV para a área norte, com contingência simples	69
Figura 4.23 - Curvas PV da área norte, com contingência simples e PCH de 3 MW inserida pela barra 5871	70
Figura 4.24 - Curvas PV da área norte, com contingência simples e PCH de 15 MW inserida pela barra 5871	71
Figura 4.25 - Curvas PV da área norte, com contingência simples e PCH de 30 MW inserida pela barra 5871	71
Figura A.1 - Controles e opções para cálculo do fluxo de potência continuado	80
Figura A.2 - Constantes utilizadas para o fluxo de potência continuado	82
Figura A.3 - Dados de monitoração.....	83
Figura A.4 - Dados do incremento de carga.....	84
Figura B.1 - Curvas PV para o sistema sem CS na barra 6	85
Figura B.2 - Impacto da GD no PMC, para o sistema sem CS na barra 6	85
Figura B.3 - Curvas PV para o sistema sem gerador na barra 2.....	86
Figura B.4 - Impacto da GD no PMC, para o sistema sem gerador na barra 2	86
Figura B.5 - Curvas PV para o sistema sem transformador entre as barras 4 e 9	87
Figura B.6 - Impacto da GD no PMC, para o sistema sem transformador entre as barras 4 e 9	87
Figura B.7 - Curvas PV para o sistema sem transformador entre as barras 4 e 7	88
Figura B.8 - Impacto da GD no PMC, para o sistema sem transformador entre as barras 4 e 7	88
Figura B.9 - Curvas PV para o sistema sem LT entre as barras 1 e 5	89
Figura B.10 - Impacto da GD no PMC, para o sistema sem LT entre as barras 1 e 5.....	89
Figura B.11 - Curvas PV para o sistema sem LT entre as barras 2 e 4	90

Figura B.12 - Impacto da GD no PMC, para o sistema sem LT entre as barras 2 e 4.....	90
Figura B.13 - Curvas PV para o sistema sem LT entre as barras 2 e 5	91
Figura B.14 - Impacto da GD no PMC, para o sistema sem LT entre as barras 2 e 5.....	91
Figura B.15 - Curvas PV para o sistema sem LT entre as barras 4 e 5	92
Figura B.16 - Impacto da GD no PMC, para o sistema sem LT entre as barras 4 e 5.....	92
Figura B.17 - Curvas PV para o sistema sem LT entre as barras 7 e 9	93
Figura B.18 - Impacto da GD no PMC, para o sistema sem LT entre as barras 7 e 9.....	93
Figura B.19 - Curvas PV para o sistema sem LT entre as barras 9 e 14	94
Figura B.20 - Impacto da GD no PMC, para o sistema sem LT entre as barras 9 e 14.....	94
Figura AA.1 - Detalhes das barras 5381 e 5452.....	95
Figura AA.2 - Detalhes da barra 5452.....	96
Figura AA.3 - Detalhes da barra 5871.....	97

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Incidentes envolvendo colapso de tensão.....	27
Tabela 2.2 - Níveis de tensões entre fases admissíveis a 60 Hz.....	45
Tabela 4.1- Pontos de máximo carregamento para as contingências e comparação com o caso base	58
Tabela 4.2 - Alteração no PMC e MET com a GD inserida pela barra 3.....	62
Tabela 4.3 - Alteração no PMC e MET com a GD inserida pela barra 14.....	62
Tabela 4.4- Impacto da GD no sistema, inserida pela barra 6.....	64
Tabela 4.5 - Impacto da GD no sistema, inserida pela barra 12.....	64
Tabela 4.6 - Impacto da GD no sistema, inserida pela barra 13.....	64
Tabela 4.7 - Impacto da GD no sistema, inserida pela barra 14.....	65
Tabela 4.8- Impacto da GD sobre o sistema, inserida pela barra 4	66
Tabela 4.9 - Impacto da GD sobre o sistema, inserida pela barra 14	66
Tabela 4.10 – Comparação entre os pontos críticos e as margens de estabilidade para o caso de operação normal e em contingência	70
Tabela 4.11- Impacto da GD sobre a área norte, inserida pela barra 5871	71

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANAREDE	Análise de redes em regime permanente
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
CC	Corrente contínua
CS	Compensador Síncrono
Curva PV	Curva Potência ativa x Tensão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FPC	Fluxo de Potência Continuado
GD	Geração Distribuída
GWh	Giga Watt Hora
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
kV	Kilo Volts
kW	Kilo Watts
LTC	<i>Load Tap Changer</i>
LT	Linha de transmissão
MET	Margem de estabilidade de tensão
MPR	Margem de potência reativa
MST	Margem de segurança de tensão
MVAr	Mega Volt Ampere reativo
MW	Mega Watt
ONS	Operador Nacional do Sistema
P	Potência Ativa
p.u.	por unidade
PRODIST	Procedimentos de rede
Q	Potência Reativa
RN	Resolução normativa
SEP	Sistema elétrico de potência
SIN	Sistema interligado nacional
SVC	<i>Static Var Compensator</i>
Curva VQ	Curva tensão x potência reativa

LISTA DE SÍMBOLOS E VARIÁVEIS

Q_{shunt}	Potência reativa de capacitores shunt
$\ \mathbf{t}\ _2$	Norma euclidiana do vetor tangente
e_k	Vetor linha com todos seus elementos iguais a zero, com exceção do <i>k</i> -ésimo elemento, que será igual a ± 1
x_k	Variável de estado selecionada como parâmetro de continuação
p	Novo parâmetro a ser determinado
\mathbf{t}	Vetor tangente
X_c	Reatância capacitiva
V	Vetor das magnitudes de tensão
J	Matriz jacobiana
η	Valor previsto de x_k
θ	Vetor dos ângulos das tensões
λ	Incremento de carga
σ	Tamanho do passo

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	17
1.1 DELIMITAÇÕES DO TRABALHO	19
1.2 OBJETIVOS	19
1.2.1 Objetivo geral	19
1.2.2 Objetivos específicos	20
1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	20
2 ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	21
2.1 CONCEITOS E DEFINIÇÕES DA ESTABILIDADE DE TENSÃO	22
2.2 INSTABILIDADE E COLAPSO DE TENSÃO	24
2.2.1 Dificuldades relacionadas a energia reativa	25
2.2.2 Ocorrências de colapso de tensão	26
2.3 DISPOSITIVOS PARA CONTROLE DE TENSÃO E COMPENSAÇÃO DE REATIVOS.....	29
2.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA ESTABILIDADE DE TENSÃO.....	32
2.5 ANÁLISE ESTÁTICA DA ESTABILIDADE DE TENSÃO	34
2.5.1 Fluxo de potência continuado	35
2.5.2 Curvas PV	40
2.5.3 Margem de estabilidade de tensão	44
2.5.4 Curvas VQ	45
3 METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA ESTABILIDADE DE TENSÃO	49
4 ESTUDOS DE CASO	51
4.1 IEEE 14 BARRAS.....	51
4.1.1 Condições normais de operação	51
4.1.2 Análise de contingências	57
4.2 SIMULAÇÕES COM DADOS REAIS	66
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	73
5.1 CONCLUSÃO GERAL.....	73
5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	74
5.3 TRABALHOS PUBLICADOS	74
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	76
APÊNDICE A – MODELAGEM NO ANAREDE	79

APÊNDICE B – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES.....	85
ANEXO A – DETALHES DO SISTEMA UTILIZADO PARA SIMULAÇÃO COM CASOS REAIS.....	95

1. INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos de potência (SEP) desempenham a importante função de levar energia elétrica a seus consumidores, com qualidade e no instante em que essa for solicitada. A sociedade atual é diretamente dependente da energia elétrica, uma vez que a mesma tem forte influência sobre o desenvolvimento social, econômico e na qualidade de vida.

Essa dependência, entre outros fatores, resultou no aumento do consumo da energia elétrica e os SEPs, que uma vez atuavam em boas condições, hoje operam próximos a seus limites. Ainda, no caso do Brasil, deve-se considerar as restrições econômicas e ambientais, visto que os grandes centros consumidores se encontram distantes das grandes centrais geradoras de energia elétrica, o que exige um grande e complexo sistema para o transporte de energia. Em função disso, o aprimoramento do setor energético requer grandes investimentos seja para o reforço ou construção de novas linhas de transmissão, ou ainda para a construção de novas centrais geradoras.

Diante da crescente demanda por energia elétrica, novas soluções são estudadas e propostas para contornar o problema. Entre elas, a Geração Distribuída (GD) tem se tornado uma interessante solução para aprimorar o tradicional sistema elétrico, sendo capaz de oferecer diversos benefícios, tanto no âmbito técnico e econômico, como também para o meio ambiente. A redução de perdas de energia, pequeno impacto ambiental, diversificação da matriz energética, descongestionamento dos sistemas de transmissão e distribuição e diminuição de gastos com investimentos estão entre as principais vantagens da inserção de unidades de GD. Por isso, pode ser considerada uma interessante solução em termos de sustentabilidade.

Entre as diferentes fontes de geração distribuída estão as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH). Entende-se por PCH toda usina hidrelétrica de pequeno porte, cuja capacidade instalada seja de 3 MW até 30 MW (ANEEL, 2015). Representam uma geração de energia limpa e a um baixo custo ambiental, em comparação com as usinas hidrelétricas centralizadas. Considerando o potencial hídrico do Brasil, as PCHs podem ser vantajosas estratégias para solucionar os problemas relacionados a geração de energia.

Porém, as novas tecnologias que vem sendo inseridas ao sistema, são responsáveis por grandes mudanças no design tradicional das redes elétricas. Essas mudanças ainda são motivo para inúmeras discussões e preocupações quanto ao impacto que a inserção de GD pode causar ao sistema elétrico. Portanto, a análise do sistema, incluindo unidades de geração distribuída, torna-se um problema emergente, especialmente por possuir uma grande variedade de tecnologias associadas as GDs, e a singularidade de cada configuração das redes de distribuição.

Entre as inúmeras questões e dúvidas relacionadas aos sistemas de potência com inserção de GD e/ou novas PCHs, a análise da estabilidade de tensão é de grande importância, por ser definida como a capacidade do sistema de manter seus níveis de tensão em limites aceitáveis, após ser submetido a distúrbios.

A instabilidade de tensão é capaz de ocorrer em virtude de perturbações na rede, crescimento acelerado de demanda de carga ou mudanças bruscas nas condições de operação, os quais podem causar um aumento ou decréscimo incontrolável nos níveis de tensão. Dessa forma, a estabilidade de tensão assume um papel importante na segurança do sistema elétrico, e sua análise é essencial tanto nas etapas de planejamento como de operação.

Os estudos relacionados à estabilidade de tensão ganharam notoriedade nas últimas décadas, devido a diversos incidentes de colapso de tensão que ocorreram em diferentes locais do mundo, principalmente na década de 80 (tabela 2.1), resultando em significativos cortes de carga e prejuízos financeiros. Grande parte desses eventos são reportados em Kundur (1993), Taylor (1994) e Cutsem e Vournas (1998). Até então, os estudos de estabilidade se concentravam principalmente na avaliação do comportamento dos ângulos das máquinas girantes do sistema elétrico.

Apesar de serem assuntos relativamente novos, algumas pesquisas envolvendo geração distribuída e estabilidade de tensão vem sendo realizadas. Em Al Abri (2011) é proposto um método para alocação e dimensionamento de unidades de GD para melhorar a margem de estabilidade de tensão, utilizando programação não linear inteira mista. Em Vinothkumar (2012), é apresentado um método de planejamento considerando geração distribuída para aprimoramento da margem de estabilidade de tensão em sistemas de distribuição, através de um índice de colapso de tensão proposto, utilizado para identificar os locais mais suscetíveis à ocorrência de colapso. Em Azmy (2005) o impacto da geração distribuída é analisado para diferentes classes de estabilidade de sistemas elétricos de potência, a partir de simulações de uma rede hipotética com grande número de células a combustível e micro-turbinas dispersas na área de baixa tensão e posterior comparação de resultados com o desempenho da rede sem unidades de GD. Em Chen (2006) são analisados os modos de operação e as características de controle das GDs típicas, incluindo geradores assíncronos, geradores síncronos com valores constantes de tensão de excitação e células de combustível. Com base nos modelos de GD, o um novo método para construir uma matriz de sensibilidade é apresentado, e seus impactos são quantificados por meio de um índice de estabilidade proposto pelos autores.

Neste âmbito, esse trabalho visa apresentar uma metodologia para analisar a influência que a inserção de geração distribuída de grande porte, com destaque para Pequenas Centrais

Hídricas (PCH), pode ter sobre a margem de estabilidade de tensão e, por consequência, na estabilidade de tensão e segurança do sistema.

Essa análise é feita com o auxílio de conceitos importantes da análise estática de estabilidade de tensão, tais como as curvas de tensão em função do carregamento, curvas de potência reativa em função da tensão, margem de estabilidade de tensão e fluxo de potência continuado.

Por meio de simulações realizadas com o *software* ANAREDE, utilizando o sistema teste IEEE 14 barras, é possível avaliar as condições desse sistema e determinar o local em situação mais crítica. Este, por sua vez, será o local predisposto a receber a instalação de geradores distribuídos.

Visto que os estudos de estabilidade têm por objetivo avaliar o comportamento do sistema após a ocorrência de distúrbios na rede, diferentes situações de contingência são simuladas, a fim de avaliar o impacto que as mesmas podem ter na margem de estabilidade de tensão.

Por fim, é realizada a análise do sistema em contingência e com a PCH inserida. Busca-se examinar se a geração foi efetiva para colaborar com uma margem de estabilidade de tensão segura e se o local determinado para a sua alocação trouxe bons resultados.

A metodologia proposta ainda é utilizada na realização de simulações envolvendo casos reais para fins de validação.

1.1 DELIMITAÇÕES DO TRABALHO

Nesse trabalho os estudos são realizados na rede IEEE 14 barras, onde a gerações distribuídas a serem exploradas serão as pequenas centrais hídricas, com valores nominais de até 30 MW. Nesse sentido, esse trabalho não aborda assuntos relacionados a micro e mini geração distribuída, como as fontes oriundas da energia solar, por exemplo.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

O objetivo desse trabalho é propor uma metodologia de análise do impacto de pequenas centrais hídricas de geração síncrona, como forma de geração distribuída, sobre a margem de

estabilidade de tensão, verificando o local mais apropriado para sua instalação e os benefícios que é capaz de fornecer à estabilidade de tensão.

1.2.2 Objetivos específicos

- Elaboração de uma metodologia de análise envolvendo pequenas centrais hídricas de geração síncrona como geração distribuída e estabilidade de tensão;
- Avaliação das condições de rede, tanto do sistema teste utilizado como dos dados reais de rede, considerando a estabilidade de tensão.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Esse trabalho está dividido em cinco capítulos.

No capítulo 1 apresenta uma introdução a respeito do assunto tratado na dissertação, abordando dificuldades relacionadas ao tema e os objetivos do trabalho.

No capítulo 2 são expostas as classificações dos estudos de estabilidade em sistemas elétricos, com foco na estabilidade de tensão, apresentando alguns conceitos importantes como a instabilidade de tensão, colapso de tensão e medidas utilizadas para o controle da tensão em sistemas elétricos de potência. Ainda são apresentados conceitos e normas a respeito da geração distribuída, justificativas para a sua inserção nas redes de energia e eventuais desvantagens. Por fim, são expostos conceitos importantes para fundamentar a análise estática de tensão e que foram empregados na metodologia.

O capítulo 3 apresenta e explica a metodologia que foi proposta e utilizada

O capítulo 4 expõe os estudos de caso e seus resultados.

O capítulo 5 contém as considerações finais a respeito do estudo realizado, sugestões para estudos futuros e as publicações de artigos que foram feitas sobre o tema da pesquisa.

O apêndice A relata em detalhes o funcionamento do programa de fluxo de potência continuado no ANAREDE, apresentando os parâmetros que foram utilizados para realização das simulações.

O apêndice B contém os demais resultados expressivos das simulações feitas e que não foram expostos no capítulo 4.

O anexo A apresenta detalhes do sistema que foi utilizado para aplicação da metodologia com dados reais.

2 ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

A estabilidade em sistemas elétricos de potência, de uma maneira geral, pode ser definida como a propriedade do sistema que o possibilita operar em estado de equilíbrio, tanto em condições normais de operação como também após ser submetido a distúrbios (KUNDUR, 1993).

Nos estudos de estabilidade, o grande interesse e preocupação é o comportamento do sistema frente a perturbações de diferentes naturezas, uma vez que, ainda sob essas circunstâncias, o mesmo deve operar em condições satisfatórias e garantir o fornecimento de energia elétrica.

Diferentes fatores são capazes de influenciar nos problemas relacionados a estabilidade de sistemas e, a fim de facilitar a análise e identificação dos aspectos envolvidos nos diferentes casos, os problemas de estabilidade são classificados em três categorias: estabilidade angular, estabilidade de frequência e estabilidade de tensão.

A estabilidade angular está relacionada ao sincronismo dos geradores em sistemas elétricos de potência, e é definida por Kundur (1993) como a capacidade dessas máquinas manterem seu sincronismo após submetidas a algum tipo de distúrbio. Ainda pode ser dividida em duas subcategorias: estabilidade angular de pequenos sinais e estabilidade angular transitória. A primeira envolve o comportamento do sistema frente às perturbações de pequena magnitude, tais como pequenas variações de carga ou de geração. Já a segunda abrange as falhas mais severas, como curto circuitos, perda de linhas de transmissão, etc.

A estabilidade de frequência é caracterizada pela habilidade do sistema em manter a frequência gerada dentro da faixa de tolerância estabelecida, tanto para condições normais de operação como também após a ocorrência de perturbações.

A estabilidade de tensão, tema desse trabalho, é apresentada por Kundur (1993) como a habilidade do sistema elétrico de manter níveis aceitáveis de tensão em todas as suas barras, em condições normais de operação como também sob a ocorrência de distúrbios.

A instabilidade de tensão ocorre quando há uma progressiva e incontrolável queda de tensão, sendo que diferentes fatores podem influenciar e colaborar para essa condição. Porém, a principal causa para a ocorrência de instabilidade é a incapacidade do sistema de prover um adequado suporte de potência reativa.

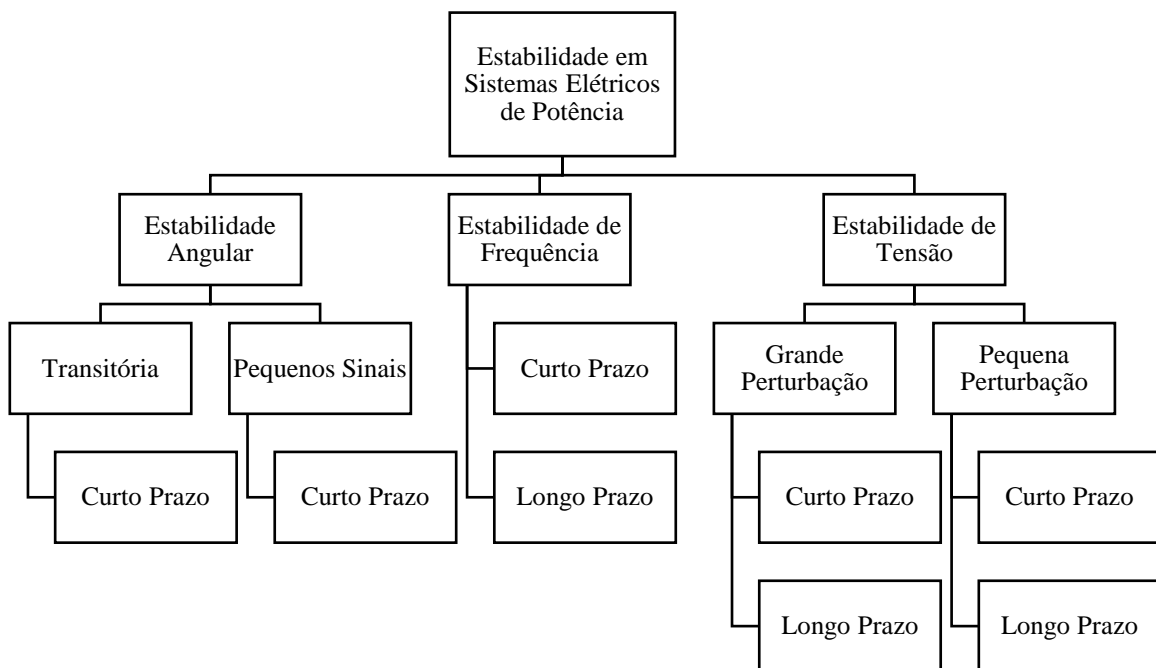
O decréscimo nos níveis de tensão pode levar a uma série de eventos negativos, podendo resultar, inclusive, em colapsos de tensão em partes significativas do sistema.

Para fins de análise, a estabilidade de tensão ainda pode ser classificada em estabilidade de tensão de grandes perturbações, que está relacionada à capacidade do sistema de manter seus níveis de tensão estáveis após submetido a distúrbios de grande magnitude (perda de geração, falhas em linhas de transmissão). Além disso, pode ser classificada em estabilidade de tensão de pequenas perturbações, que se refere a resposta do sistema após ser submetidos a pequenas perturbações, como por exemplo, o aumento de carga.

Para melhor entendimento, a figura abaixo apresenta a classificação dos tipos de estabilidade apresentada por Kundur (1993), e suas respectivas subcategorias, de acordo com a natureza do problema da instabilidade, a magnitude do distúrbio considerado, e o tempo de ocorrência dos eventos.

Nesse trabalho, serão tratados apenas os assuntos referentes a estabilidade de tensão.

Figura 2.1 - Classificação dos tipos de estabilidade em sistemas elétricos de potência proposta por Kundur (1993)



Fonte: adaptado de Kundur (1993)

2.1 CONCEITOS E DEFINIÇÕES DA ESTABILIDADE DE TENSÃO

Como citado anteriormente, a estabilidade de tensão se refere a habilidade de um sistema elétrico de potência de manter tensões estáveis em todas as suas barras, tanto para condições normais de operação, como também após ser submetido a distúrbios.

O conceito de estabilidade de tensão aborda uma grande variedade de fenômenos, dependendo da parte do SEP sob análise (HOSSAIN; POTA, 2014). Ela pode ser considerada um evento de curta ou longa duração, tanto para pequenos como para grandes distúrbios.

Essas subcategorias da estabilidade de tensão são úteis para dissociar os eventos que devem ser estudados usando a análise dinâmica não linear, daqueles que utilizam a análise estática. Esta classificação pode simplificar o desenvolvimento e aplicação de ferramentas analíticas, podendo produzir informações complementares (KUNDUR, 1993).

Conforme apresentam Hossain e Pota (2014), o tempo de interesse na análise da estabilidade de tensão pode variar de alguns poucos segundos até vários minutos. Dessa forma, classifica-se a estabilidade de tensão como de curto prazo quando envolve a dinâmica de componentes de carga de ação rápida, como motores de indução e cargas controladas eletronicamente. O período de estudo de interesse é da ordem de vários segundos, e a análise requer soluções das equações diferenciais apropriadas do sistema. A modelagem dinâmica das cargas é muitas vezes essencial.

A estabilidade de tensão de longo prazo envolve equipamentos de ação lenta, como a mudança de tap nos transformadores, cargas termostáticas e limitadores de corrente do gerador. Aqui, o período de interesse pode estender-se a vários ou muitos minutos, e simulações de longo prazo são necessárias para a análise do desempenho dinâmico de um sistema.

Nesse contexto, estabilidade de tensão de grande perturbação refere-se à capacidade de um sistema manter-se estável após grandes perturbações, como falhas severas do sistema e perda de geração. Essa capacidade é determinada pelas características do sistema, da carga e pelas interações dos sistemas de controle e proteção. A determinação da estabilidade de tensão de grande perturbação requer o exame da resposta não linear do sistema de potência durante um período de tempo suficiente para capturar o desempenho e as interações de dispositivos tais como motores, transformadores e limitadores de corrente de campo do gerador. O período de estudo de interesse pode estender-se de alguns segundos a dezenas de minutos.

Ainda, estabilidade de tensão de pequena perturbação refere-se à capacidade de um sistema manter-se estável quando submetido a pequenas perturbações, tais como mudanças incrementais na carga do sistema. Esta forma de estabilidade é influenciada pelas características de cargas, controles contínuos e controles discretos em um dado instante de tempo. Este conceito é útil para determinar, em qualquer instante, como as tensões irão responder a pequenas mudanças no sistema. As equações do sistema podem ser linearizadas para análise, permitindo, assim, a obtenção de informações úteis para identificar os fatores que influenciam na estabilidade.

2.2 INSTABILIDADE E COLAPSO DE TENSÃO

Um sistema entra em estado de instabilidade de tensão quando um distúrbio, aumento significativo de carga, ou alterações no sistema causam uma progressiva e incontrolável queda nos níveis de tensão (KUNDUR, 1993).

Kundur (1993) também define que um sistema é instável se, em pelo menos uma barra do sistema, a magnitude de tensão diminuir mesmo com aumento de injeção de potência reativa.

Em Cutsem e Vournas (1998), destaca-se que a instabilidade de tensão decorre da tentativa da dinâmica de carga em restaurar o consumo de energia além da capacidade dos sistemas de transmissão e geração.

O principal fator responsável pela instabilidade de tensão é a falta de um suporte adequado de potência reativa ao longo do sistema. Porém, outras características são fortemente associadas aos problemas de estabilidade, principalmente em sistemas que operam em condições estressantes. Destacam-se:

- Extensas linhas de transmissão de energia, conectando centrais geradoras aos centros consumidores;
- Linhas de transmissão sobrecarregadas, que provocam aumento das perdas de energia reativa;
- Aumento anormal de solicitação de carga;
- Falhas ou falta de coordenação entre os sistemas de controle e proteção;
- Irregularidades em elementos importantes ao sistema;
- Saídas de linhas de transmissão ou geradores;
- Erros de operação.

O colapso de tensão já se enquadra como um estado bem mais crítico, onde a sequência de eventos que acompanham a instabilidade de tensão conduz a um baixo e inaceitável perfil de tensão, em uma parte significativa do sistema de potência (KUNDUR, 1993).

A seguir são apresentadas as características do colapso de tensão de acordo com Kundur (1993) e baseadas em diversos incidentes que ocorreram em diferentes locais do mundo:

- I. Há uma variedade de causas para os eventos iniciais: pequenas mudanças graduais no sistema, como o aumento natural de carga, ou grandes e repentinos distúrbios, como a perda de unidades geradoras. Às vezes, uma perturbação inicial

aparentemente sem intercorrências pode levar a eventos sucessivos que eventualmente causam o colapso do sistema.

- II. A principal causa do problema é a incapacidade do sistema em atender suas demandas reativas. Geralmente, mas não sempre, o colapso de tensão envolve linhas de transmissão sobrecarregadas. Quando o transporte de energia reativa proveniente de áreas vizinhas é difícil, qualquer mudança que necessite um suporte de energia reativa adicional pode levar ao colapso de tensão.
- III. O colapso de tensão geralmente se manifesta como um decaimento lento de tensão. É o resultado de um processo acumulativo envolvendo as ações e interações de equipamentos, sistema de controle e de proteção. O período de colapso em tais casos pode ser da ordem de poucos segundos até vários minutos.
- IV. O colapso de tensão é fortemente influenciado pelas características e condições do sistema. Entre os fatores mais significantes que contribuem para a ocorrência de instabilidade/colapso destacam-se: grades distâncias entre carga e geração; características de carga desfavoráveis; fraca coordenação entre os sistemas de proteção e controle.
- V. O problema de colapso de tensão pode ser agravado devido ao uso excessivo de capacitores shunt para compensação de reativos.

2.2.1 Dificuldades relacionadas a energia reativa

Conforme citado anteriormente, a principal causa responsável pela ocorrência de situações de instabilidade e colapso de tensão é a inabilidade do sistema em manter um fornecimento apropriado de energia reativa.

A dificuldade está relacionada ao fato de que a energia reativa não consegue ser transmitida através de grandes ângulos de defasagem entre as tensões, mesmo com níveis adequados de tensão. O alto valor do ângulo ocorre em função de extensas linhas de transmissão e a alta transferência de potência ativa (TAYLOR, 1994). Ainda, não se pode ter muita diferença entre as magnitudes de tensão, sendo que se exige que seu valor seja de 1,0 p.u. \pm 5%.

Em Taylor (1994) ainda são apresentadas outras justificativas para minimizar a transferência de potência reativa e, quando possível, manter sua geração próxima dos locais de consumo, sendo estas:

- i. Razões econômicas: as perdas na transmissão são uma função direta do quadrado da potência reativa transmitida, e inversamente proporcional ao quadrado da tensão, que

pode ser verificado nas equações (2.1), (2.2), (2.3) e (2.4). O controle de perdas de potência reativa reduz os investimentos com dispositivos de compensação de reativos, como os capacitores shunt.

$$\text{Perdas através da impedância série de uma linha de transmissão} = I^2R \text{ e } I^2X \quad (2.1)$$

$$\text{Para } I^2 = \bar{I} \cdot \bar{I} = \left(\frac{P-jQ}{\bar{V}} \right) \cdot \left(\frac{P-jQ}{\bar{V}} \right) = \frac{P^2+Q^2}{V^2} \quad (2.2)$$

Então,

$$P_{\text{perdas}} = I^2R = \frac{P^2+Q^2}{V^2} \cdot R \quad (2.3)$$

$$Q_{\text{perdas}} = I^2X = \frac{P^2+Q^2}{V^2} \cdot X \quad (2.4)$$

- ii. Para a diminuição das perdas é necessário minimizar o transporte de potência reativa. Também deve-se manter os níveis de tensão altos.
- iii. A transferência de reativos é ineficiente durante a transmissão de potência ativa, e exige altos níveis de tensão.
- iv. Pode causar sobretensão que, por sua vez, pode causar rejeição de carga e danos aos equipamentos do sistema.

2.2.2 Ocorrências de colapso de tensão

A estabilidade de tensão ganhou notoriedade após a ocorrência de diversos incidentes, principalmente os ocorridos durante as décadas de 70 e 80. A tabela 2.1 mostra alguns deles, descritos por Taylor (1994) que ocorreram em diferentes locais do mundo. Em todos os casos apresentados pelo autor, o distúrbio inicial leva a uma sequência de eventos que resulta em baixos níveis de tensão, configurando o quadro de colapso de tensão. É interessante notar que os mais diversos distúrbios são capazes de levar o sistema a situações de colapso, bem como a duração do evento que, independente da duração, pode causar perdas bastante significativas de carga.

Tabela 2.1 - Incidentes envolvendo colapso de tensão

Data	Local	Tempo de Duração	Carga Interrompida	Distúrbio Inicial
Dezembro/1978	França	Longo Prazo 26 min	29 GW	Aumento de carga inesperado
Dezembro/1982	Flórida, EUA	Longo Prazo 1 a 3 min	± 2.000 MW	Perda de gerador
Dezembro/1983	Suécia	Longo Prazo 55s	± 11.400 MW	Falhas em disjuntor de uma subestação
Mai/1985	Sul da Flórida,	Curto Prazo 4s	± 4.292 MW	Incêndio em área de vegetação causou falhas em linhas de transmissão
Novembro/1986	Brasil/Paraguai	Curto Prazo 2s	1.200 MW	Interrupções no sistema de corrente alternada
Janeiro/1987	França	Longo Prazo 6 a 7 min	± 1.500 MW	Falha em quatro unidades de geração térmica
Julho/1987	Tóquio, Japão	Longo Prazo 20 min	8.168 MW	Aumento na demanda de carga em função da alta temperatura

Fonte: adaptado de Taylor (1994), páginas 261 a 265.

No histórico de ocorrências no Brasil, destaca-se o evento de Abril de 1997, apresentado em Francisco (2005) e Maciel (2006).

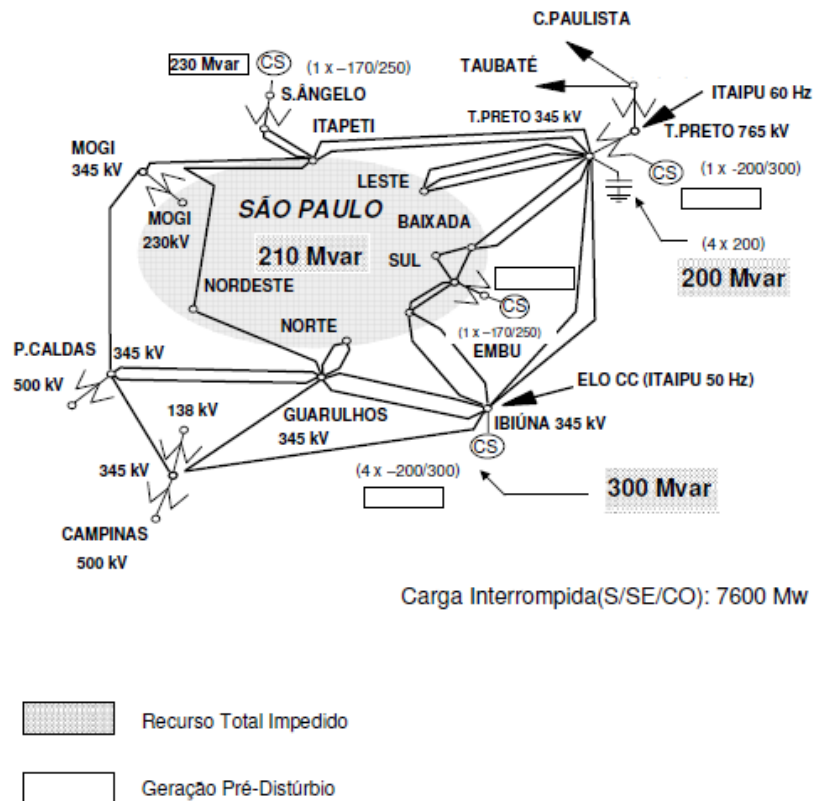
Em abril de 1997, a insuficiência de reserva de reativos para cobrir as necessidades no horário de ponta desencadeou uma interrupção de carga na ordem de 7.600 MW, atingindo as regiões Sul (S), Sudeste (SE) e Centro-Oeste (CO), o que representava 19% da carga total desses locais na época.

Importantes equipamentos encontravam-se em manutenção, como o compensador síncrono nº 2 de Ibiúna (300 Mvar), um banco de capacitores em Tijuco Preto de 200 Mvar, e 208 Mvar em capacitores no sistema de transmissão da Eletropaulo. Somando-se a isso, a demanda de carga seguia crescendo, visto que os acontecimentos foram em torno das 18h, ou seja, próximos do horário de pico da época. A falta de reservas de potência reativa contribuiu para a impossibilidade de manter a tensão na subestação conversora CC/CA de Ibiúna em sua faixa de operação de 345 kV. O compensador síncrono nº 3 atingiu seu limite superior de excitação, passando a operar em sobrecarga, desencadeando reduções nos níveis de tensão nas áreas de SP, RJ e MG.

Ocorreu então a atuação da proteção para sobreexcitação em virtude da subtensão, que se encontrava em valor próximo a 331 kV, o que levou ao desarme do compensador síncrono nº 3 de Ibiúna, contribuindo para o agravamento das condições de tensão. Em decorrência disso, houve uma série de desligamentos em equipamentos de controle de tensão, perdas e inclusive a perda de 3.000 MW de geração de potência ativa do Elo CC Itaipu 50Hz e 900 Mvar de reativos, o que resultou em um estado operativo com subfrequência e subtensão.

O reestabelecimento e normalização do sistema demorou mais de uma hora, e foi dificultado por se tratar de um período de carga crescente, ainda que diversas medidas para o corte de carga tivessem sido tomadas. A sequência de desligamentos só foi encerrada após as perdas de equipamentos de compensação síncrona, diversas unidades de geração de energia e desligamentos manuais e automáticos de carga. Na figura 2.2 pode-se verificar o diagrama onde estão localizados os suportes de reativos que, por sua ausência, contribuíram para a ocorrência do colapso.

Figura 2.2 - Representação gráfica dos elementos que contribuíram para a ocorrência do evento de abril de 1997



Fonte: Maciel, 2006. Anexo I, página 92.

2.3 DISPOSITIVOS PARA CONTROLE DE TENSÃO E COMPENSAÇÃO DE REATIVOS

Para um correto funcionamento, é essencial que os valores de tensão sejam mantidos próximos aos seus valores nominais em todo o sistema elétrico. O controle dos níveis de tensão é realizado através do controle da produção, absorção e fluxo de potência reativa em todos os segmentos do SEP.

De acordo com Kundur (1993), para que a operação dos sistemas de potência seja eficiente e confiável, é necessário que o controle de tensão e de potência reativa atendam aos seguintes objetivos:

- i. Tensão nos terminais de todos os equipamentos do sistema dentro dos limites aceitáveis. Tanto os equipamentos do sistema como dos consumidores são projetados para operar dentro de uma determinada faixa de tensão. O uso prolongado desses equipamentos fora dos valores permitidos pode ser prejudicial a performances dos mesmos, além de causar possíveis danos.
- ii. A estabilidade do sistema é aprimorada para potencializar a utilização do sistema de transmissão.
- iii. O fluxo de potência reativa é reduzido de modo a diminuir as perdas na transmissão. Dessa forma, assegurando que o sistema de transmissão opere de forma eficiente, principalmente para o transporte de potência ativa.

O fato do sistema de potência atender a um grande número de cargas e ser alimentado por diversas unidades de geração dificulta a manutenção dos níveis de tensão dentro dos limites adequados.

A medida que ocorrem variações de carga, a demanda de reativos do sistema de transmissão também varia. Considerando que a potência reativa não pode ser transportada através de grandes distâncias, o controle de tensão é efetuado pelo uso de determinados dispositivos dispersos ao longo do sistema. Na sequência é feita uma breve apresentação das características, vantagens e/ou desvantagens dos equipamentos comumente usados para o controle de tensão e seu papel na estabilidade de tensão.

- Capacitores Shunt: são os equipamentos mais econômicos para compensação de reativos e manutenção dos níveis de tensão. Além disso, possuem grande flexibilidade de instalação e operação, podendo ser facilmente conectados em diferentes locais do sistema.

Nos sistemas de distribuição são instalados em locais apropriados ao longo dos alimentadores para o controle de tensão, a fim de garantir que os limites mínimos e máximos de tensão permaneçam dentro da faixa permitida, conforme a variação de carga. Nos sistemas de transmissão, os capacitores shunt são utilizados para compensar as perdas (equação 2.1) e assegurar níveis de tensão durante condições de carga pesada (KUNDUR, 1993).

Em casos emergenciais, a grande desvantagem dessa configuração de capacitores é que a potência reativa fornecida é proporcional ao quadrado do valor da tensão, conforme apresenta a equação 2.5 (TAYLOR, 1994).

$$Q_{\text{shunt}} = \frac{V^2}{X_c} \quad (2.5)$$

- **Reatores shunt:** são usados para compensar os efeitos capacitivos das linhas de transmissão e limitar o aumento da tensão em circuitos abertos (manobra) ou de baixo carregamento. Geralmente são utilizados em linhas de extra alta tensão, com comprimento superior a 200 km, podendo também ser utilizados em linhas menores que são abastecidas por sistemas fracos, isto é, com baixa capacidade de curto circuito. Os reatores podem ser conectados as linhas de forma permanente ou chaveados, e em situações de sobrecarga devem ser desconectados (KUNDUR, 1993).

- **Capacitores série:** utilizados para compensação de reatância indutiva nas linhas de transmissão. Embora não desempenhem função direta no controle da tensão, os capacitores em série colaboram para aprimorar a estabilidade de tensão, por meio da redução de perdas reativas e aumento da capacidade de transferência de potência ativa (KUNDUR, 1993).

Os reativos gerados pelos capacitores em série são proporcionais ao quadrado do valor da corrente da linha de transmissão onde estão inseridos, assim, proporcionam potência reativa quando mais necessário, favorecendo a estabilidade de tensão (TAYLOR, 1994). Por outro lado, sua aplicação é dificultada pelos altos custos de instalação, necessidade de isolamento e de proteções contra curto-circuito e sobretensão.

- **Compensadores Síncronos:** são máquinas utilizadas estritamente para regulação e controle de tensão e potência reativa. Elas podem gerar ou absorver reativos, através do controle de excitação de campo. Com reguladores de tensão, ajustam automaticamente a potência reativa, com finalidade de manter a tensão nos terminais constante.

A geração e fornecimento de energia reativa dos compensadores síncronos não é influenciada pela tensão do restante do sistema. Além disso, ainda contribuem para aumentar a capacidade de curto-circuito e, ao contrário de outras formas de compensação do tipo shunt, os compensadores síncronos possuem uma fonte de tensão interna, o que o torna melhor para lidar com condições de baixas tensões do sistema (KUNDUR, 1993).

- Compensadores Estáticos de Reativos: os chamados SVC, do inglês, *Static Var Compensator*, são dispositivos de compensação shunt, compostos por reatores e capacitores em derivação, sem partes móveis (daí o uso do termo “estático”), capazes de gerar ou absorver reativos e suas saídas variam de modo a controlar o fluxo de energia reativa e a tensão. (CUTSEM e VOURNAS, 1998).

São utilizados, principalmente, em situações onde existe a necessidade de um controle rápido e contínuo de potência reativa, e sua aplicação visa os seguintes objetivos: controlar sobretensões temporárias, prevenir colapso de tensão, aprimorar a estabilidade transitória e pequenas oscilações, amortecer oscilações transitórias, reduzir desbalanços de tensão e corrente (JÚNIOR, 2008).

Por outro lado, possuem capacidade de sobrecarga limitada e, ao atingir seus limites, o SVC torna-se um simples capacitor (TAYLOR, 1994). Além disso, compensadores operando em seus limites podem favorecer a ocorrência de colapso.

- Transformadores LTC: os transformadores com comutadores de tap sob carga, ou LTC (do inglês, *Load Tap Changer*) permitem o ajuste da relação de espiras no transformador sem interromper o fluxo de energia no equipamento, e também atuam como controladores de tensão e potência reativa de forma manual ou automática. Sabe-se que os transformadores, de um modo geral, são fundamentais na configuração de um sistema de potência. Os transformadores LTC tornam-se preferenciais, visto que são usados durante as variações de carga ao decorrer do dia. Assim, esse tipo de transformador é encontrado em grande quantidade nos sistemas de potência, e o controle de tensão por meio deles é uma estratégia comum nos SEPs (ALMEIDA, 2011).

A regulação do nível de tensão em níveis pré-estabelecidos impede que haja uma redução significativa da capacidade de transmissão diante dos possíveis distúrbios do sistema. Ao ajustar os valores de tensão para níveis aceitáveis de operação evita-se, por exemplo, o uso desnecessário da reserva de potência reativa ou de outros meios para controle de tensão no

sistema. A correta atuação de todos os transformadores do tipo LTC assegura condições de operação satisfatória, incluindo a margem de estabilidade de tensão segura (ALMEIDA, 2011).

Porém, após a ocorrência de algum evento que provoque queda de tensão, as cargas geralmente apresentam um comportamento de redução de tensão, o que torna o sistema menos carregado e impede que a tensão continue a cair. No entanto, os LTCs poderão procurar restaurar a tensão e, conseqüentemente, as cargas para os níveis de pré-distúrbio, o que anulará este efeito estabilizador, provocando uma nova queda de tensão no sistema. Dessa forma, a atuação dos transformadores LTC pode levar o sistema a uma progressiva queda na tensão, ao invés de melhorá-la (KUNDUR, 1993).

- Controlador Automático de Tensão: conhecidos pela sigla AVR, do inglês *Automatic Voltage Regulator*, trata-se de um sistema que compensa automaticamente as variações de tensão na saída dos geradores síncronos, na ocorrência de variação de carga. Realizam as funções de controle e proteção nos sistemas de excitação das máquinas síncronas, de forma a garantir que a tensão de saída do gerador esteja no nível desejado e que os valores limites de tensão e corrente dos componentes não sejam violados. O controle é realizado a partir de sensores que observam as condições do sistema e, através de medidas corretivas, o AVR varia a corrente de campo do gerador para controlar a tensão do mesmo (FERNANDES, 2011).

2.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA ESTABILIDADE DE TENSÃO

A geração distribuída (GD) vem se consolidando no mundo todo como uma interessante solução para aprimorar os sistemas de energia. Entende-se por geração distribuída aquela que tem sua geração localizada junto ou próxima ao consumidor final, independentemente da potência, tecnologia e fonte primária de energia utilizada.

A GD já era realidade na primeira metade do século, quando era regra que a energia utilizada nas indústrias fosse gerada localmente ou próxima ao consumidor. Porém, a partir da década de 40, a geração centralizada, em centrais de grande porte, ficou mais barata e o interesse pelas redes de GD foi reduzido. Com isso, os desenvolvimentos tecnológicos para esse tipo de geração foram interrompidos (BACELAR, 2013).

Nas últimas décadas, a GD voltou a se destacar como uma importante ferramenta para atender as necessidades de energia elétrica, quando diversos países começaram a incentivar a competição no setor de geração de energia e o desenvolvimento de tecnologias de geração com maior eficiência e confiabilidade, mesmo em potências mais baixas.

No Brasil, o decreto nº 5.163 de 30 de Julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, define a geração distribuída da seguinte forma:

Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.

No artigo 15 do mesmo decreto ainda estipula que: “§ 1º O montante total da energia elétrica contratada proveniente de empreendimentos de geração distribuída não poderá exceder a dez por cento da carga do agente de distribuição.”

O Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST) da Agência Nacional de Energia Elétrica define a geração distribuída como “centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas - ou não – pelo ONS”.

Os estímulos à GD se justificam pelos potenciais benefícios que podem ser proporcionados ao sistema elétrico, entre eles destacam-se o baixo impacto ambiental, a redução de carregamento das redes, o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética (ANEEL, 2016).

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) estima-se que a energia gerada oriunda da instalação de sistemas de geração distribuída, tanto de pequeno como de grande porte, seja superior a 90.000 GWh até o ano de 2023, (EPE, 2014).

Conforme discutido anteriormente, a ocorrência da instabilidade de tensão se dá principalmente em sistemas estressados, com insuficiência de reativos, alta sobrecarga, e congestionamento nos sistemas de transmissão e distribuição. Sob essa perspectiva, os benefícios da GD podem ser úteis para amenizar as causas de instabilidade, uma vez que a

geração próxima ao consumidor dispensa longas linhas de transmissão, possui uma quantidade menor de perdas de energia e atenua a sobrecarga do sistema tradicional. Além disso, a GD também pode servir como um suporte de energia reativa, colaborando para a melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada.

Por outro lado, há algumas desvantagens associadas ao aumento da quantidade de pequenos geradores espalhados na rede de distribuição, tais como: o aumento da complexidade de operação da rede, a dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico, a eventual incidência de tributos e a necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes (ANEEL, 2016).

Sendo assim, entre as muitas questões que tangenciam o uso de geradores distribuídos, a análise de estabilidade de tensão na presença de GD torna-se essencial, visto que se trata de um assunto que impacta na segurança operacional do sistema e a forte tendência do uso de unidades de GD se consolidarem ainda mais com o passar dos anos.

2.5 ANÁLISE ESTÁTICA DA ESTABILIDADE DE TENSÃO

A abordagem da análise da estabilidade de tensão pode ser tanto dinâmica quanto estática. Independente da abordagem escolhida, a análise da estabilidade envolve a verificação de dois aspectos: a proximidade à instabilidade de tensão e os mecanismos que levam a ocorrência de instabilidade (KUNDUR, 1993).

As análises dinâmicas são eficientes para estudos detalhados de situações específicas de colapso de tensão, coordenação dos sistemas de proteção e para determinar se um certo ponto de equilíbrio será alcançado e de que forma. Além disso, fornecem uma reprodução fiel da dinâmica da instabilidade de tensão, permitindo uma modelagem mais detalhada do sistema elétrico e, conseqüentemente, produzindo resultados mais precisos para análise da estabilidade (FRANCISCO, 2005; MACIEL, 2006).

Por outro lado, a análise dinâmica requer grande esforço computacional, aquisição de uma grande quantidade de dados, e não fornece informações diretas quanto a margem de estabilidade e as áreas críticas do sistema (FRANCISCO, 2005; MACIEL, 2006).

Os fatores que influenciam na estabilidade de tensão geralmente são fenômenos lentos. Assim sendo, muitos aspectos do problema podem ser analisados por meio de métodos estáticos, os quais podem prover importantes informações quanto a natureza do problema e ajudam na identificação de suas causas (KUNDUR, 1993).

Neste trabalho, os estudos foram realizados por meio de métodos estáticos de análise, por isso, apenas essa abordagem será tratada.

Ainda que o problema da estabilidade de tensão seja um fenômeno dinâmico, a análise estática é capaz de reproduzir as características fundamentais desses eventos, sem a necessidade de recorrer a complexidade numérica e esforço computacional das análises dinâmicas. Também, são capazes de proporcionar informações quanto a condição de estabilidade de um ponto considerado, o limite de máximo carregamento, as áreas críticas do sistema, entre outros dados valiosos para o estudo, os quais satisfazem as questões sobre a proximidade e mecanismos da estabilidade, configurando assim, importantes vantagens dessa abordagem de análise.

A análise estática pode ser realizada, a princípio, através das equações de fluxo de potência (ou fluxo de carga) convencionais. Geralmente, utiliza-se o método de Newton-Raphson.

Dado um ponto de operação estável, denominado caso base, realizam-se sucessivos cálculos de fluxo de carga, aumentando a carga do sistema gradativamente a cada iteração, até que se atinja pontos de operação próximos ao ponto de colapso de tensão.

A adversidade do fluxo de carga convencional para análise da estabilidade de tensão é que, conforme proximidade ao ponto de colapso de tensão, os cálculos de fluxo de potência deixam de apresentar solução, em virtude do mau condicionamento da matriz jacobiana, que se torna singular para o ponto de máximo carregamento.

Diversos métodos são propostos tanto para contornar o problema da singularidade da matriz Jacobiana, como para determinar de forma direta o ponto de colapso. Nesse trabalho foi utilizado o método da continuação com a técnica do vetor tangente, dessa forma, apenas essas metodologias serão apresentadas em maiores detalhes.

2.5.1 Fluxo de potência continuado

O fluxo de potência continuado (FPC) consiste na reformulação das equações do fluxo de carga de modo que essas permaneçam bem condicionadas em todas as condições de carga possíveis. Dessa forma, é possível obter soluções de fluxo de potência tanto para pontos estáveis como instáveis (KUNDUR, 1993).

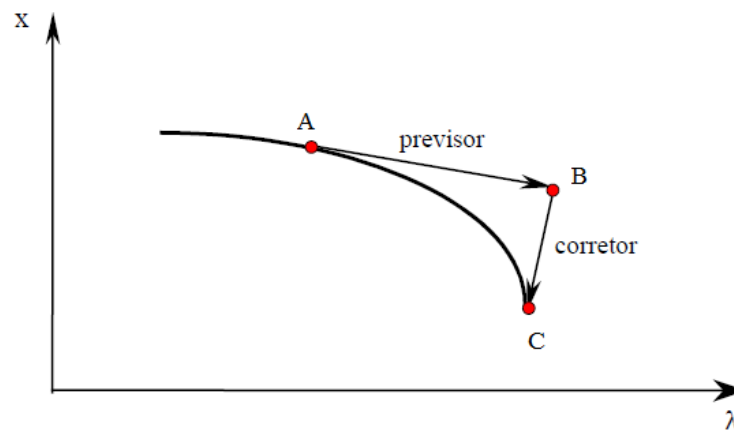
O método da continuação permite traçar pontos de equilíbrio, através de sucessivas soluções das equações algébricas não-lineares, conforme a variação de um parâmetro no

sistema. Sua proposta é de encontrar uma continuidade para essas soluções diante de uma dada condição de mudança de carga.

O FPC constitui-se de processos iterativos envolvendo um esquema preditor-corretor para encontrar soluções subsequentes até o ponto de máximo carregamento. Conseguem-se obter esse ponto por meio da adição de equações parametrizadas.

Com base na figura 2.3, dado um ponto de operação inicial (caso base), na figura representado pelo ponto A, uma previsão por meio de um vetor tangente é feita para se estimar a próxima solução para um determinado aumento de carga (ponto B). O passo corretor então determina a solução exata, ilustrada pelo ponto C.

Figura 2.3 - Esquema preditor - corretor



Fonte: adaptado de Francisco (2005), página 45.

A tensão para o aumento de carga seguinte será baseada no novo preditor tangente. Se o novo ponto estimado for além da carga máxima na solução exata, o passo corretor não convergirá. Assim sendo, o passo corretor com tensão fixa na barra monitorada é aplicado para encontrar a solução exata.

Quando o limite de estabilidade de tensão é atingido, para determinar a carga máxima exata, o tamanho do aumento de carga deve ser reduzido gradualmente durante os passos de previsão seguintes.

2.5.1.1 Formulação matemática

A reformulação das equações de fluxo de potência tem por objetivo a remoção da singularidade da matriz jacobiana no ponto de máximo carregamento. Assim, as equações para o fluxo de potência continuado são similares ao fluxo de carga padrão, exceto pela adição do

incremento de carga, representado por λ . As equações apresentadas nesse item são baseadas em Kundur (1993).

A reformulação do fluxo de carga é expressa por:

$$F(\theta, V, \lambda) = 0 \quad (2.6)$$

Onde,

λ é o incremento de carga,

θ é o vetor dos ângulos das tensões,

V é o vetor das magnitudes de tensão.

O conjunto de equações é solucionado especificando-se um valor para o incremento de carga de modo que:

$$0 \leq \lambda \leq \lambda_{\text{critico}}$$

Para $\lambda = 0$ tem-se o caso base e λ_{critico} representa a quantidade máxima de carga ao se atingir o ponto crítico.

- Etapa de predição pela técnica do vetor tangente

Na etapa de predição são realizadas aproximações lineares para se estimar a próxima solução para uma mudança em alguma das variáveis de estado (θ , V ou λ).

Dado um ponto de equilíbrio inicial, determina-se o vetor tangente (t) nesse ponto para se estimar a direção dos vetores correspondentes de V e θ . Para obter o vetor tangente, aplica-se a derivada em ambos os lados da equação (2.6), com as variáveis de estado correspondendo ao ponto inicial, o que resultará no seguinte conjunto de equações lineares:

$$F_{\theta}d\theta + F_VdV + F_{\lambda}d\lambda = 0 \quad (2.7)$$

Na forma matricial, obtém-se:

$$[F_{\theta} \quad F_V \quad F_{\lambda}] \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = 0 \quad (2.8)$$

Que também pode ser escrita da seguinte forma:

$$[\mathbf{J} \quad F_\lambda] \mathbf{t} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Onde as derivadas parciais em relação ao ângulo e ao módulo das tensões compõe a matriz Jacobiana (\mathbf{J}).

Com a inserção do parâmetro λ como uma variável, mais uma equação precisa ser adicionada para que o sistema de equações possua o mesmo número de variáveis e equações e, logo, tenha solução. Assim, se estabelece um dos componentes do vetor tangente para +1 ou -1. Esse componente é referido como “parâmetro da continuação”. Dessa forma, as equações (2.8) e (2.9) tornam-se:

$$\begin{bmatrix} F_\theta & F_V & F_\lambda \\ & \mathbf{e}_k & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ dV \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_\theta & F_V & F_\lambda \\ & \mathbf{e}_k & \end{bmatrix} \mathbf{t} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

onde \mathbf{e}_k é um vetor linha com todos seus elementos iguais a zero, com exceção do k -ésimo elemento, que será igual a ± 1 .

Inicialmente, o incremento de carga (λ) é escolhido como parâmetro de continuação e o componente correspondente do vetor tangente é estabelecido para +1. O mesmo deve ocorrer para a variável escolhida como parâmetro da continuação nos cálculos seguintes.

Durante os passos de predição subsequentes, o parâmetro da continuação escolhido será a variável de estado que possuir a maior taxa de mudança, próxima da solução dada, e o sinal de sua inclinação determina o sinal da componente correspondente ao vetor tangente. A medida que o ponto de máximo carregamento se aproxima, a tensão tende a ser o parâmetro com maior incidência de mudança.

- Tamanho do Passo

Uma vez determinado o vetor tangente, a estimativa da próxima solução é dada por:

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta_0 \\ V_0 \\ \lambda_0 \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

onde o subscrito “ 0 ” identifica os valores das variáveis de estado no início da etapa de predição.

O tamanho do passo σ é escolhido para que exista solução do fluxo de potência com o parâmetro de continuação específico. A adoção do controle de passo é fundamental para a eficiência do método da continuação.

Se, para um dado tamanho de passo, a solução não for encontrada na etapa de predição, o tamanho do passo é reduzido e a etapa de correção é repetida até que uma solução satisfatória seja obtida.

O tamanho do passo pode ser obtido pela seguinte equação:

$$\sigma = \frac{\sigma^0}{\|\mathbf{t}\|_2} \quad (2.12)$$

onde σ^0 representa um escalar predefinido e $\|\mathbf{t}\|_2$ é a norma euclidiana do vetor tangente \mathbf{t} .

- Passo de Correção

Na etapa de correção, o conjunto de equações em (2.6) é acrescida de uma equação que especifica a variável de estado selecionada como parâmetro de continuação. Assim, tem-se o seguinte conjunto de equações:

$$\begin{bmatrix} F(\theta, V, \lambda) \\ x_k - \eta \end{bmatrix} = [0] \quad (2.13)$$

Em (2.13), x_k representa a variável de estado selecionada como parâmetro de continuação e η é igual ao valor previsto de x_k no passo de predição. Essas equações podem ser solucionadas usando o método de fluxo de potência de Newton-Raphson levemente modificado¹. A introdução da equação adicional especificando x_k torna a matriz Jacobiana não singular no ponto crítico de operação.

¹ “Na prática este método modificado é utilizado na solução de sistemas de equações não-lineares, no qual, em vez de uma derivada, deve-se calcular uma matriz Jacobiana e a sua inversa a cada iteração. O custo computacional de realizar-se estes cálculos, normalmente é muito maior do que realizar um maior número de iterações com a matriz Jacobiana constante. O método modificado pode ser computacionalmente vantajoso” (CAMPAGNOLO, 2012).

A componente da tangente de λ ($d\lambda$) é positiva para a parte superior da curva PV, zero no ponto de máximo carregamento e negativa para pontos além do ponto máximo. Desta maneira, o sinal de $d\lambda$ indica se o ponto crítico já foi alcançado ou não.

Se o parâmetro da continuação for o incremento de carga, o corretor será uma linha vertical na curva PV. Por outro lado, se a magnitude de tensão for o parâmetro, o corretor será uma linha horizontal (KUNDUR, 1993).

- Parametrização Local

A seleção do parâmetro de continuação é importante para o processo de correção da solução prevista e deve ser redefinido em cada etapa do processo.

Na parametrização local, a variável de estado que apresentar maior taxa de variação próxima a uma determinada solução é selecionada como parâmetro da continuação (p). A escolha pode ser feita com base no maior valor da componente do vetor tangente.

Ao se definir a variável com maior variação, essa passa a ser o novo parâmetro p , enquanto que o fator λ passar a ser tratado como uma variável dependente. O novo parâmetro p é dado por:

$$p \leftarrow \max \{t_1/,t_2/, \dots, t_{n+1}/\} \quad (2.14)$$

onde t é o vetor tangente.

Segundo Malange (2008), experiências com o método do vetor tangente tem demonstrado que ao aproximar-se do ponto crítico, p muda de λ para a variável de tensão V que apresenta maior variação, retornando novamente para λ após alguns pontos.

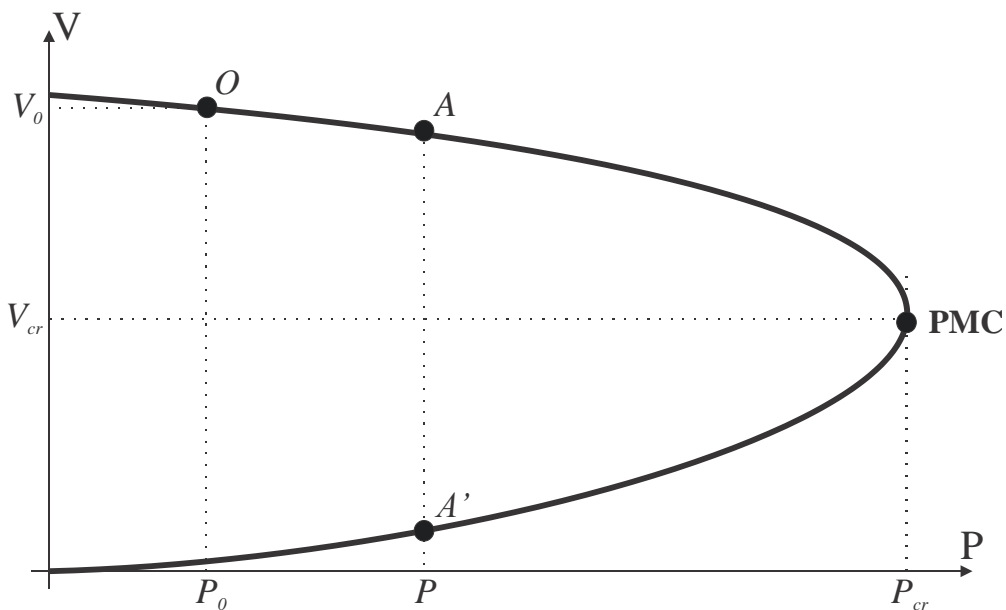
2.5.2 Curvas PV

As curvas do tipo PV (potência ativa x tensão), ou curvas de transferência de potência, configuram uma ferramenta prática para a análise estática da estabilidade de tensão, que relacionam os valores de potência ativa/carga, e tensão para uma determinada barra do sistema. Por meio dessas curvas é possível verificar o quão próximo o sistema se encontra de uma situação de instabilidade, e tal informação é imprescindível para a segurança do mesmo.

A figura 2.4 apresenta uma curva PV genérica, com os pontos em destaque. Na figura, os pontos V_0 e P_0 indicam uma situação de operação estável no ponto O , com valores aceitáveis

de tensão para um determinado valor de potência ativa. Conforme o gráfico, à medida que a carga aumenta, os valores de tensão diminuem, até atingir o ponto de máximo carregamento (PMC), ou ponto de bifurcação, ou ponto de máxima transferência de potência, ou ponto crítico, representado no gráfico pelos pontos V_{cr} e P_{cr} , que são os valores de tensão crítica e potência crítica, respectivamente. Esse ponto corresponde ao limite de estabilidade de tensão, ou seja, caso a carga solicitada seja superior ao valor de potência crítica, o sistema entra em instabilidade/colapso de tensão.

Figura 2.4 - Curva PV genérica

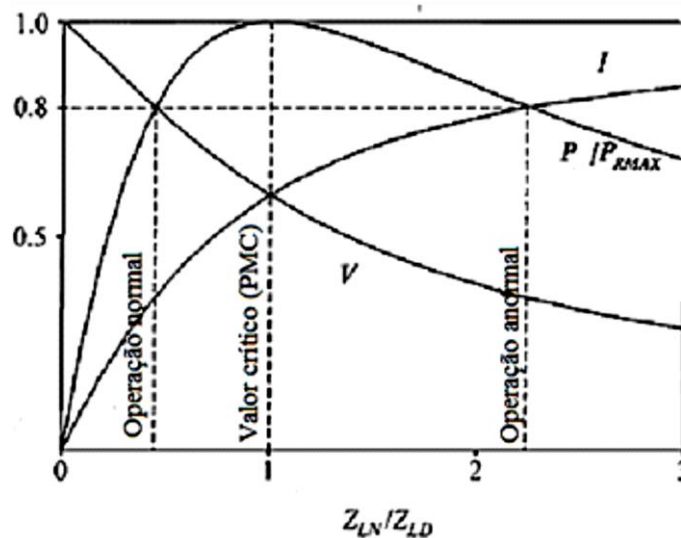


Fonte: Autoria própria

Nota-se que, para qualquer outro ponto no gráfico, com exceção do PMC, existem dois valores de tensão possíveis para um mesmo valor de potência. Na figura 2.4, essa condição está representada pelos pontos A e A' para um mesmo valor de P . Isso se dá pelo fato de existirem dois valores de corrente que satisfazem o valor da potência. Analisando-se o ponto A percebe-se que há um valor maior de tensão em comparação ao ponto A' e, conseqüentemente, existe um valor menor de corrente para satisfazer a potência P . Do contrário, para o ponto A' seria necessário um valor mais alto de corrente, para compensar o valor baixo de tensão. Assim, sob o ponto de vista de estabilidade de tensão, a parte superior da curva indica uma operação normal, já que a parte inferior contaria com valores muito baixos de tensão. Além disso, altos valores de corrente podem ser prejudiciais ao exceder os limites térmicos dos equipamentos do sistema (KUNDUR, 1993).

Na figura 2.5, apresentada por Kundur (1993), estão relacionadas potência ativa, corrente e tensão em função da demanda de carga. Conforme o aumento da demanda de carga, a potência ativa também amplia seus valores, até atingir seu valor máximo, e então passa a decrescer. O ponto de máxima transferência de potência, ou PMC, ocorre quando a impedância da carga é igual a impedância da linha da transmissão (na figura representado por Z_{LN}/Z_{LD}). Esse ponto, e seus respectivos parâmetros, são considerados críticos.

Figura 2.5 - Tensão, corrente e potência ativa em função da demanda de carga



Fonte: adaptado de Kundur (1993), página 961.

A figura 2.5 também demonstra a possibilidade de dois valores de tensão para uma determinada potência, nesse caso, ilustrado por $P = 0.8$. Os valores à esquerda do ponto crítico são considerados como “operação normal”, e à direita como “operação anormal”. Na curva PV correspondem, respectivamente, a parte superior e inferior do gráfico.

Nota-se, nesse ponto, conforme discutido anteriormente, a necessidade de valores altos de corrente para se manter o valor de $P = 0.8$ no lado de operação anormal, ao passo que os valores de tensão se encontram extremamente baixos.

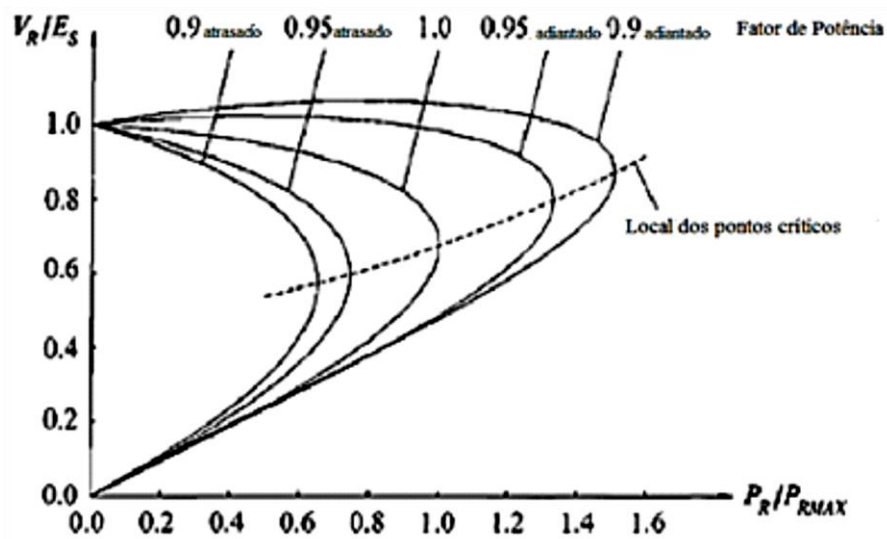
Nessas mesmas circunstâncias, é possível perceber a influência da carga para a estabilidade de tensão, já que para solicitações de carga superiores ao valor crítico o sistema também opera em condições anormais, configurando uma situação de colapso.

O fator de potência também influencia significativamente nos valores de tensão e potência transmitida. Para fatores de potência atrasados/indutivos os níveis de tensão e máxima potência são menores em comparação a fatores de potência adiantados (cargas e/ou reatâncias capacitivas). A tendência é que o perfil de tensão seja mais amplo e os limites de máxima

potência sejam maiores para um fator de potência capacitivo. Ou seja, como visto em capítulos anteriores, a tensão pode ser regulada com a adição de compensadores capacitivos (KUNDUR, 1993).

A figura 2.6 exemplifica a atuação do fator de potência sobre as curvas PV. Os pontos acima da linha pontilhada representam condições estáveis de operação, e os pontos por onde passa a linha representam os limites de estabilidade.

Figura 2.6 - Curvas PV para diferentes valores de fator de potência



Fonte: adaptado de KUNDUR (1993), página 963.

O excesso de compensações pode levar a uma falsa segurança operativa, visto que, apesar do aumento na potência ativa, o limite de estabilidade de tensão pode ocorrer para níveis de tensão dentro da faixa normal de operação, e não para valores mais baixos, como mostra a figura 2.6. Dessa forma, o módulo da tensão isoladamente não é um bom indicador da proximidade do limite da estabilidade de tensão (CUTSEM e VOURNAS, 1998).

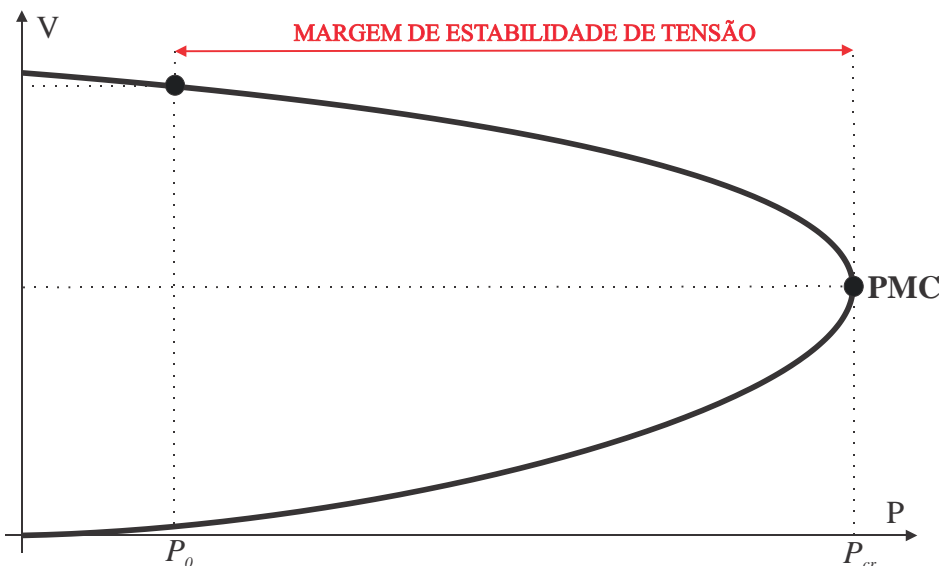
O levantamento das curvas PV consiste na realização de cálculos de fluxo de potência, a partir de um ponto de operação inicial, considerando sucessivos incrementos de carga em uma determinada barra, área, ou em todo o sistema. A cada incremento de carga novos cálculos de fluxo de potência são realizados, dessa forma determinando-se os pontos de operação que formam a curva PV (MALANGE, 2008).

2.5.3 Margem de estabilidade de tensão

Um índice bastante útil e prático decorrente das curvas PV é a Margem de Estabilidade de Tensão (MET), ou Margem de Carregamento. Essa margem indica a que distância o sistema se encontra de um colapso de tensão.

Com base na figura 2.7, dado um ponto de operação (V_o e P_o), a diferença entre ele e o PMC indica a que distância o sistema está de uma ocorrência de colapso de tensão, ou o maior aumento de carga possível para que o sistema siga operando na região estável da curva. Essa distância é denominada por margem de estabilidade de tensão, em destaque na figura a seguir.

Figura 2.7 - Curva PV com a margem de estabilidade de tensão em destaque



Fonte: autoria própria

As METs são bastante úteis pois a partir delas é possível acompanhar as condições de segurança da tensão do sistema e, caso seja necessário, tomar medidas para garantir a estabilidade de tensão.

Seu uso é justificado por se tratar de um conceito direto e de fácil entendimento, requer somente um modelo estático do sistema, e pode ser considerado um índice preciso, uma vez que considera as não linearidades do sistema e seus limites (PATACA, 2012).

Na ocorrência de distúrbios na rede, aumento de carga ou qualquer outro evento capaz de alterar os níveis de reativos, a largura da MET tende a diminuir. O comportamento da margem nessas situações permite analisar se o sistema sofre variações e a gravidade dos mesmos.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), através dos seus Procedimentos de Rede, apresenta diretrizes e critérios para estudos de segurança de tensão no submódulo 23.3, e define a margem de segurança de tensão (MST) como a distância mínima para um ponto de operação do sistema onde há risco de instabilidade de tensão. Ou seja, em outras palavras, a margem de segurança de tensão é o valor mínimo que a MET pode ter para ser considerada segura.

Ainda segundo o documento, um sistema é considerado seguro quanto à tensão se, para uma dada condição operativa, a MST e os níveis de tensão de pré e pós contingências encontram-se em conformidade com os critérios estabelecidos. Os níveis de tensão, para condições normais e para situações de contingência, estabelecidos pelo ONS (2011) são apresentados na tabela abaixo.

Tabela 2.2 - Níveis de tensões entre fases admissíveis a 60 Hz

Tensão nominal de operação	Condição operativa normal		Condição operativa de emergência	
	(kV)	(pu)	(kV)	(pu)
< 230	-	0,95 a 1,05	-	0,90 a 1,05
230	218 a 242	0,95 a 1,05	207 a 242	0,90 a 1,05
345	328 a 362	0,95 a 1,05	311 a 362	0,90 a 1,05
440	418 a 460	0,95 a 1,046	396 a 460	0,90 a 1,046
500	500 a 550	1,00 a 1,10	475 a 550	0,95 a 1,10
525	500 a 550	0,95 a 1,05	475 a 550	0,90 a 1,05
765	690 a 800	0,90 a 1,046	690 a 800	0,90 a 1,046

Fonte: Submódulo 23.3 dos procedimentos de rede (ONS, 2011), página 13

Quanto a margem de segurança de tensão, “como critério geral, as margens de segurança de tensão para os estudos de planejamento da operação são de 7% e 4%, nas análises de rede completa e incompleta, respectivamente. Para a monitoração em tempo real, a margem deve ser de 4%” (ONS, 2011).

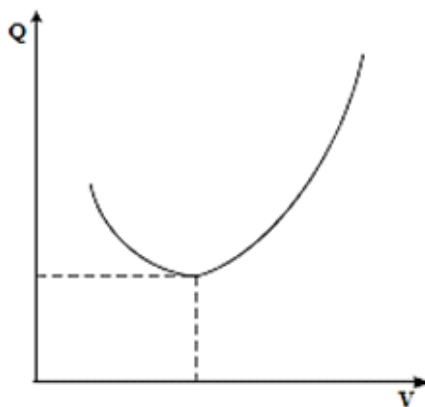
2.5.4 Curvas VQ

As curvas do tipo VQ demonstram a relação entre a potência reativa e a tensão para uma determinada barra, expressando a sensibilidade da tensão frente a absorção ou injeção de reativos. Ainda, são úteis para determinar a quantidade necessária de compensação de reativos

para restaurar um ponto de operação ou obter um nível de tensão desejável (CUTSEM e VOURNAS, 1998).

Através das curvas VQ também é possível determinar o limite da estabilidade de tensão, que corresponde ao ponto mínimo da curva, onde a derivada $\partial Q/\partial V = 0$. Esse ponto pode ser verificado na curva VQ genérica apresentado na figura 2.8. Nota-se que a esquerda do ponto mínimo (derivada negativa) os valores de tensão diminuem ainda que os valores de potência reativa aumentem. Dessa forma, os pontos a esquerda do ponto mínimo representam condições de instabilidade de tensão, enquanto que os valores a direita (derivada positiva) representam os pontos estáveis de operação, onde a injeção de potência ativa aumenta os níveis de tensão.

Figura 2.8 - Curva VQ genérica



Fonte: (REIS, 2005), página 27.

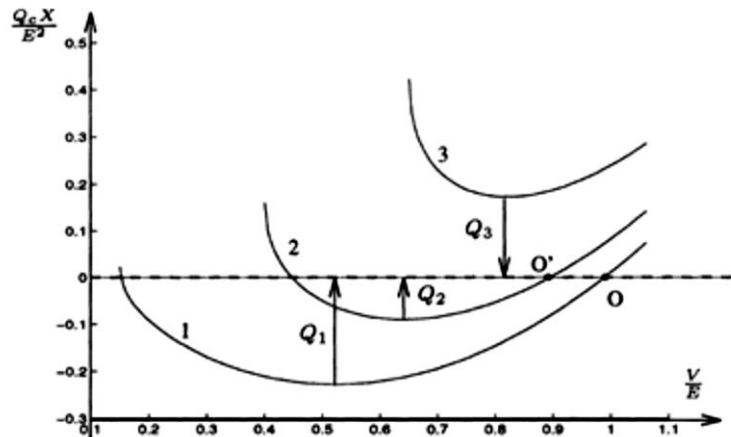
Por meio do ponto mínimo da curva também é possível obter a Margem de Potência Reativa (MPR), que é distância entre este ponto e o eixo horizontal. Em caso de o mínimo da curva se encontrar acima do eixo horizontal, a sua MPR será negativa, e o sistema estará deficiente de potência reativa, sendo então recomendada a instalação de equipamentos de compensação de reativos. Do contrário, significará que o sistema conta com alguma margem de reativos.

Se a curva for traçada para o ponto de máximo carregamento do sistema, a MPR será igual a zero, ou seja, o ponto mínimo será tangente ao eixo horizontal (FRANCISCO, 2005).

Enquanto existir intersecção da curva VQ com a abscissa é sinal que o sistema possui folga de reativos e estará operando na parte estável das curvas PV e VQ. Caso contrário será necessário injeção de reativos para que o sistema opere de forma segura (NETO, 2006).

Para ilustrar esses conceitos, a figura 2.9, apresentada em Cutsem e Vournas (1998), demonstra três situações de uma curva VQ.

Figura 2.9 - Curvas VQ



Fonte: Cutsem e Vournas (1998), página 39.

A curva 1 corresponde ao sistema operando longe do ponto de máxima potência e as duas intersecções com o eixo horizontal indicam que não há compensações nessa condição de operação. O ponto em O indica o ponto de operação normal e sem necessidade de compensação de reativos.

A curva 2 representa um sistema com uma demanda de carga maior em comparação com a curva 1. O ponto O' indica o ponto de operação normal e sem necessidade de compensação.

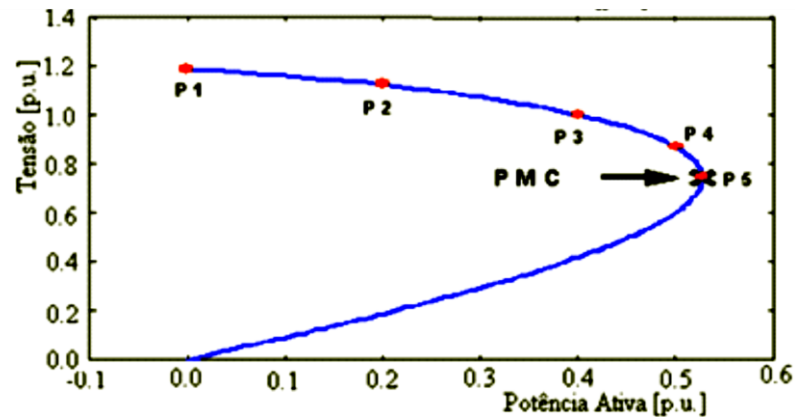
As distâncias entre os pontos mínimos dessas curvas e o eixo horizontal, indicados por Q_1 e Q_2 , representam a Margem de Potência Reativa (MPR), que por sua vez representa a quantidade mínima de aumento da carga reativa (ou equivalentemente diminuição de geração) para a qual não há mais ponto de operação normal.

A curva 3 ilustra uma situação onde o sistema não consegue operar sem a injeção de potência reativa. Sua respectiva margem, representada por Q_3 , é negativa e fornece a medida da distância de Mvar a uma operabilidade do sistema (CUTSEM e VOURNAS, 1998).

As curvas VQ podem ser traçadas para qualquer ponto de operação do sistema. Ou seja, para cada ponto de operação em uma curva PV, existe uma curva QV relacionada. Com base nessas afirmações, as figuras 2.10 e 2.11, propostas por Neto (2006), apresentam, respectivamente, os pontos de operação de uma curva PV e suas correspondentes curvas VQ.

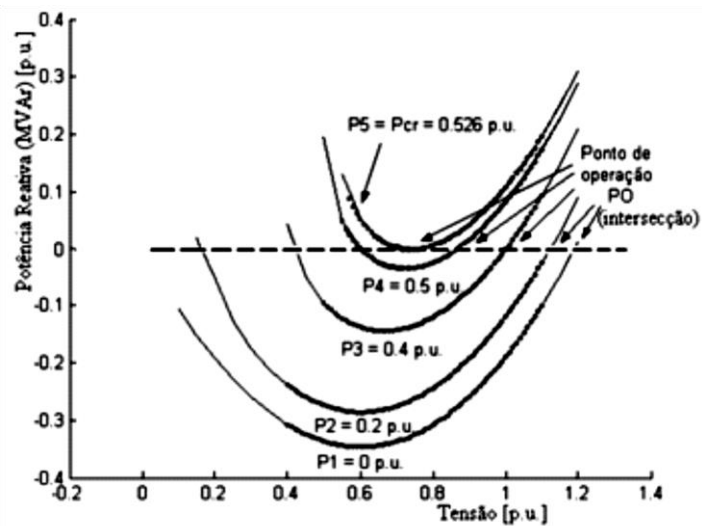
É interessante notar que a medida que a potência ativa aumenta, a curva VQ vai se deslocando para cima, conforme foi discutido na comparação das curvas 1 e 2 da figura 2.9, e também que o PMC da figura 2.10 representada por P5, em sua respectiva curva QV tem seu ponto de mínimo tangente ao eixo horizontal, como já citado anteriormente.

Figura 2.10 - Pontos de operação em uma curva PV



Fonte: NETO (2006), página 29.

Figura 2.11 - Respectivas curvas VQ para os pontos de operação da curva PV da figura 2.10



Fonte: NETO (2006), página 29.

Apesar de serem úteis para o estudo da estabilidade de tensão, uma vez que apresentam a capacidade do sistema de fornecer potência reativa, as curvas VQ têm a desvantagem de não indicarem a capacidade de carregamento do sistema.

Assim como as curvas PV, as curvas VQ também são plotadas a partir de sucessivos cálculos de fluxo de potência.

3 METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DE PEQUENAS CENTRAIS DE GERAÇÃO NA ESTABILIDADE DE TENSÃO

A metodologia utilizada visa explorar de que maneiras a inserção de PCHs como geração distribuída pode ser benéfica sob o ponto de vista da estabilidade de tensão e como essa inserção deve ser realizada.

A determinação do local mais adequado é fundamental para se otimizar os recursos oferecidos pela GD, e para que ela de fato colabore com a estabilidade de tensão, não apenas fornecendo energia elétrica, mas também servindo como um suporte de reativos e contribuindo para manter níveis adequados de tensão.

Quanto aos seus benefícios, estima-se que a presença de GD no sistema possa contribuir para manter uma margem de estabilidade de tensão segura, ainda que o sistema esteja operando em situações estressantes ou após a ocorrência de algum distúrbio.

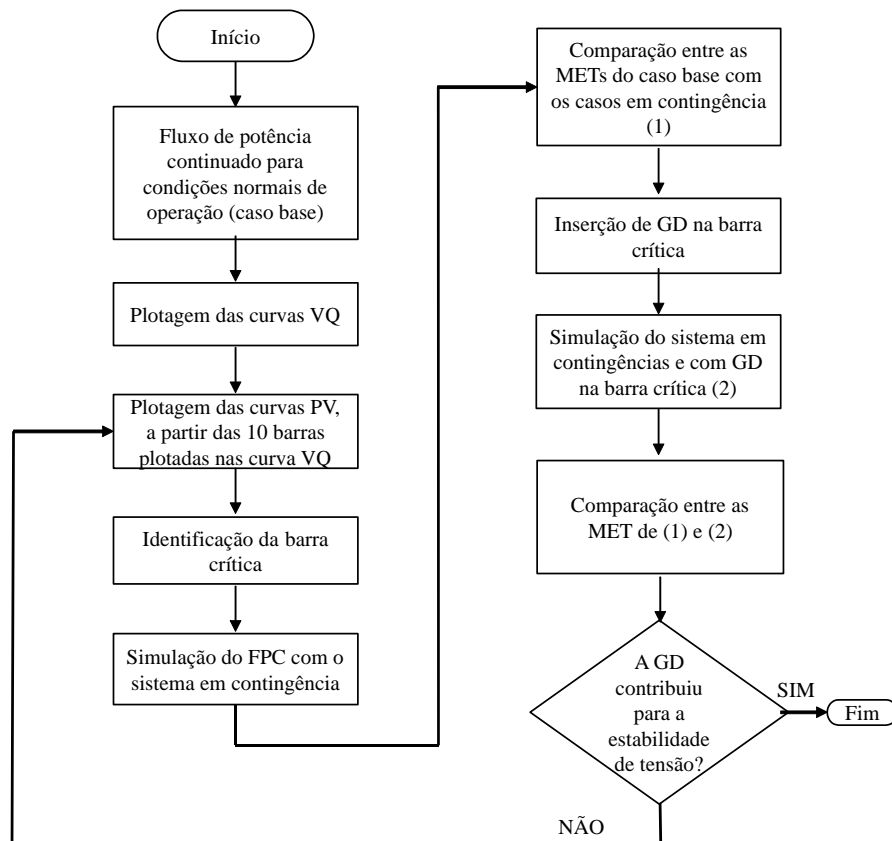
Dessa forma, são descritas as etapas da metodologia adotada:

- i. Para um determinado sistema em estudo, aplica-se o fluxo de potência continuado em conjunto com a técnica do vetor tangente, para um incremento de carga de 5% de potência ativa, em condições normais de operação. Isso é feito através do software ANAREDE, cujo funcionamento do programa de fluxo de potência continuado está descrito no Apêndice A. Os valores obtidos aqui, posteriormente servirão como base para comparação com os casos em contingência.
- ii. Com auxílio das curvas PV e VQ é possível reconhecer a barra que apresenta maior variação de seus parâmetros para um determinado carregamento. No ANAREDE, as curvas VQ plotam o gráfico das 10 barras que apresentarem a maior variação de tensão. Logo, essas barras são consideradas mais sensíveis diante de um aumento de carga.
- iii. Plotam-se as curvas PV para as mesmas barras verificadas nas curvas VQ. Observa-se a barra que apresentar a maior queda de tensão conforme a demanda de carga aumenta. Essa barra será identificada como “barra crítica”, ou seja, será a barra que, frente a algum forte aumento de carga ou distúrbio na rede, tem maior chance de atingir níveis muito baixos de tensão e propensão a entrar em situação de instabilidade, o que pode vir a comprometer todo o sistema.
- iv. Uma vez identificada a barra crítica, essa será a barra candidata a receber novas gerações.

- v. Aplica-se uma série de contingências simples ao sistema, e novamente o fluxo de carga continuado é realizado.
- vi. Por meio das curvas PV, então, analisam-se as margens de estabilidade de tensão para cada contingência realizada e, em comparação com o caso de operação normal, se constata o quanto a margem de estabilidade de tensão (MET) do sistema foi alterada.
- vii. Adiciona-se a GD na barra crítica com um determinado nível de potência e, para as reduções de MET mais severas, identificadas na etapa *vi*, o processo é repetido, isto é, simulação do fluxo de potência continuado com aplicação de contingência, contudo, dessa vez com a GD incluída.
- viii. Por fim, é feita a comparação entre as margens de estabilidade das operações em contingência com as operações em contingência e sem GD, analisando se a atuação da GD foi satisfatória e contribuiu para aumentar a estabilidade de tensão.

Um fluxograma para melhor entendimento é apresentado na figura 3.1.

Figura 3.1 - Fluxograma da metodologia adotada



4 ESTUDOS DE CASO

Nesse capítulo são apresentados os estudos de caso realizados com a metodologia proposta, onde a rede IEEE 14 barras foi testada para diferentes situações, e ainda foram realizadas simulações com dados reais da rede de operação do ONS, que serviu para verificar o desempenho da metodologia.

4.1 IEEE 14 BARRAS

4.1.1 Condições normais de operação

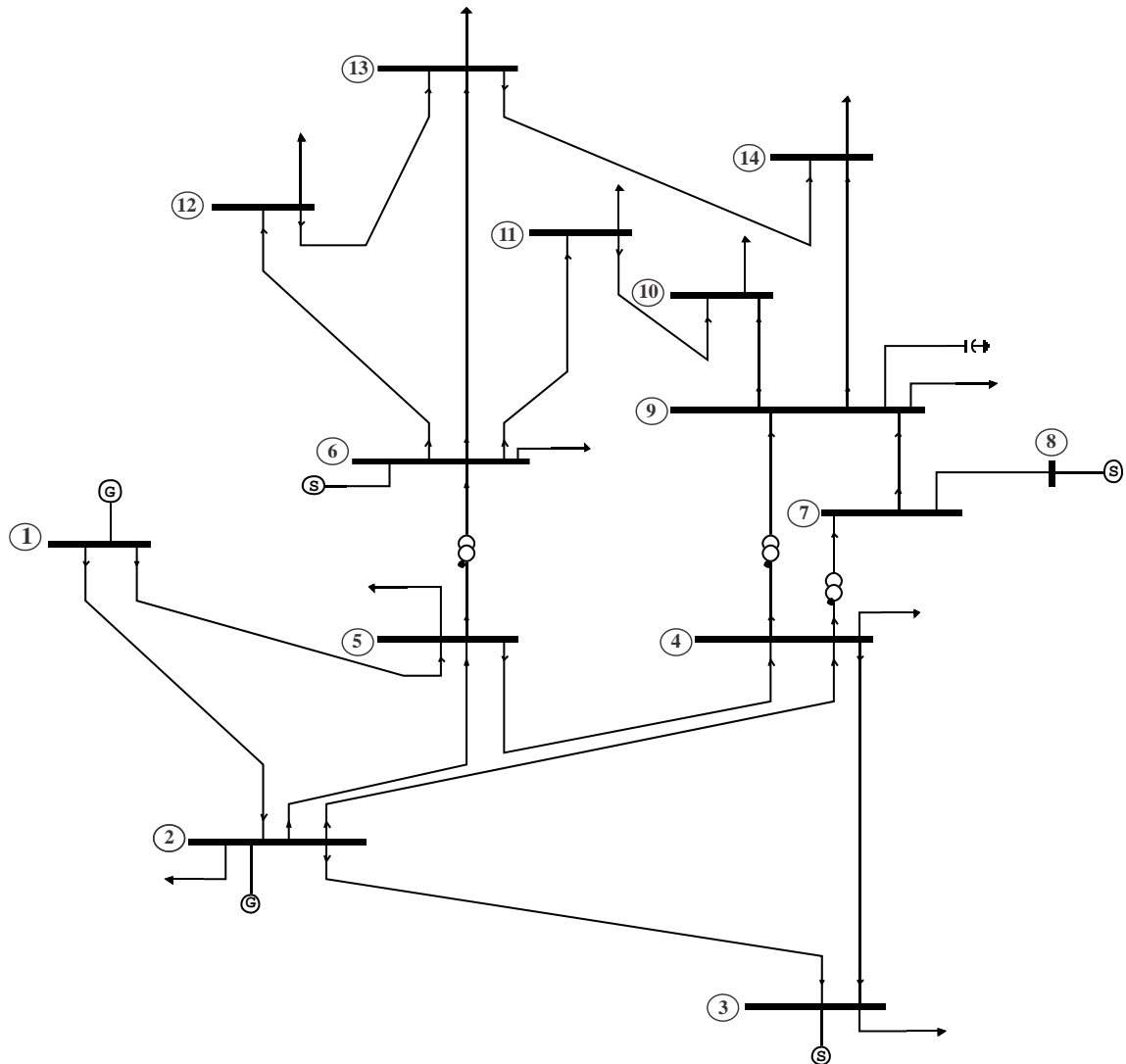
Para realização das simulações e levantamento das curvas PV e VQ utilizou-se o software ANAREDE, cuja descrição dos parâmetros adotados para o programa de fluxo de potência continuado estão apresentados no apêndice A.

O sistema escolhido foi o de 14 barras proposto pelo *IEEE*, apresentado a seguir na figura 4.1. O mesmo é formado por uma barra de referência (barra 1), quatro barras do tipo PV sendo que a barra 2 possui um gerador síncrono e as outras três barras (3, 6 e 8) contêm compensadores síncronos. Ao todo, o sistema possui onze cargas que totalizam 259,00 MW e 73,50 Mvar de demanda.

Com base na metodologia apresentada, em um primeiro momento foi aplicado o fluxo de potência continuado para condições normais de operação, com um incremento de carga de 5%, sobre a área total do sistema, configurando o caso base que posteriormente servirá como parâmetro para comparações com os casos de contingência.

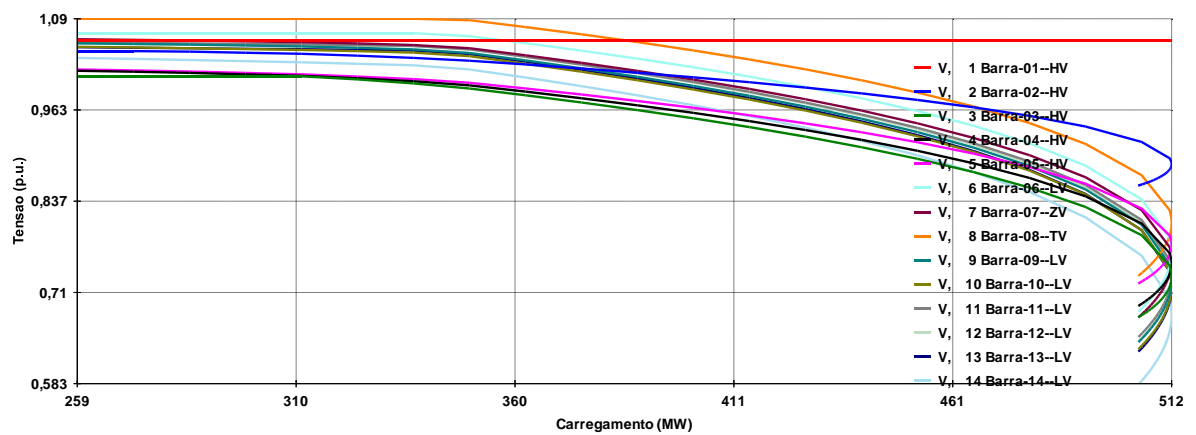
Para essa situação, a margem de carregamento apresenta como ponto crítico o valor de 512 MW, partindo do ponto de operação de 259 MW, o que corresponde a uma margem de estabilidade de tensão de 253 MW. As curvas PV estão apresentadas na figura 4.2. Por se tratar de um sistema com um número pequeno de barras, todas elas podem ser facilmente plotadas no gráfico, sem necessidade de recorrer as curvas VQ.

Figura 4.1 - Sistema IEEE 14 barras



Fonte: adaptado do ANAREDE

Figura 4.2 - Curvas PV para condição normal de operação



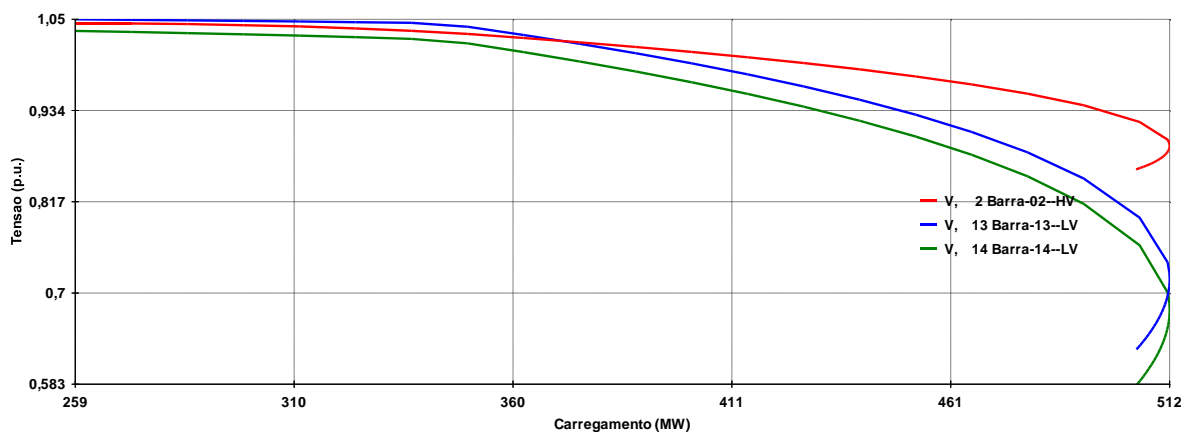
Fonte: autoria própria

Ao observar a figura 4.2 é possível notar que, para o ponto de máximo carregamento de 512 MW, a barra de número 14 é a que apresenta a maior queda no nível de tensão, logo, ela pode ser classificada como a barra crítica do sistema. Isso significa que, em caso de eventual contingência, a barra 14 seria mais vulnerável à instabilidade, o que poderia comprometer todo o sistema.

Para fins de comparação, na figura 4.3 são apresentadas as curvas da barra crítica (14), da barra 13 por ser a segunda barra com maior queda de tensão, e da barra número 2, que por possuir um gerador síncrono, consegue manter valores aceitáveis de tensão mesmo para o ponto crítico.

Fica claro, na figura 4.3, a sensibilidade ao aumento de carga da barra 14, visto que, para o mesmo ponto crítico, a tensão na barra 2 fica próxima a 0,8883 p.u., a tensão da barra 13 fica em torno de 0,7179 p.u., enquanto que para a barra 14 seu valor decresce a 0,6781p.u.

Figura 4.3 - Curvas PV das barras 2, 13 e 14



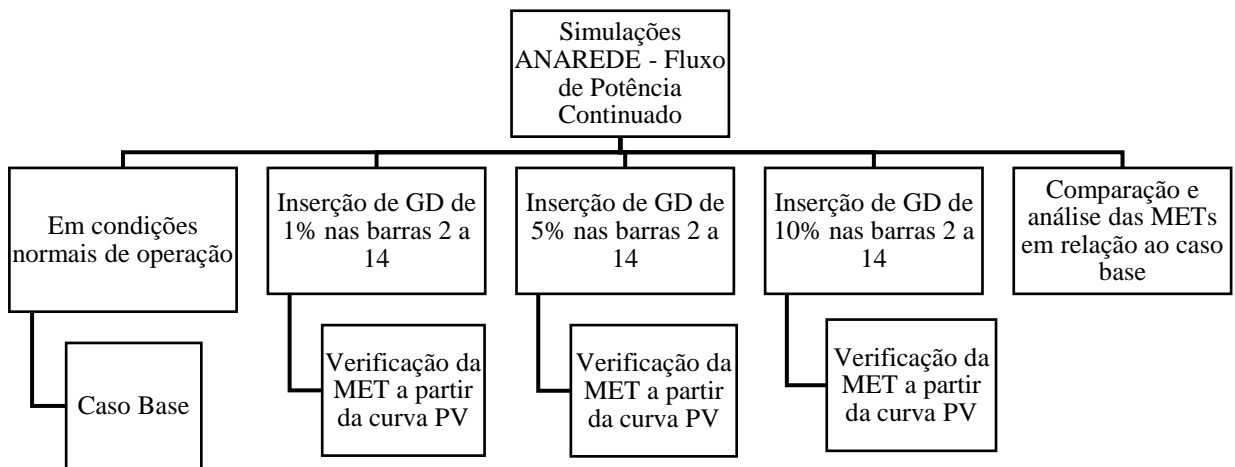
Fonte: autoria própria

Uma vez determinada a barra crítica, em um segundo momento as simulações são realizadas com a inserção da PCH como GD em cada uma das barras do sistema (exceto barra de referência), isto é, aplica-se o fluxo de potência continuado com a GD adicionada a barra 2, em seguida a barra 3, e assim por diante.

São consideradas três situações para cada barra, com unidades de GD referentes a 1%, 5% e 10% da carga total da área, o que representa 2,59 MW, 12,95 MW e 25,9 MW, respectivamente.

A figura 4.4 ilustra o esquema das simulações realizadas nessa etapa, para melhor compreensão.

Figura 4.4 - Esquema representativo das simulações



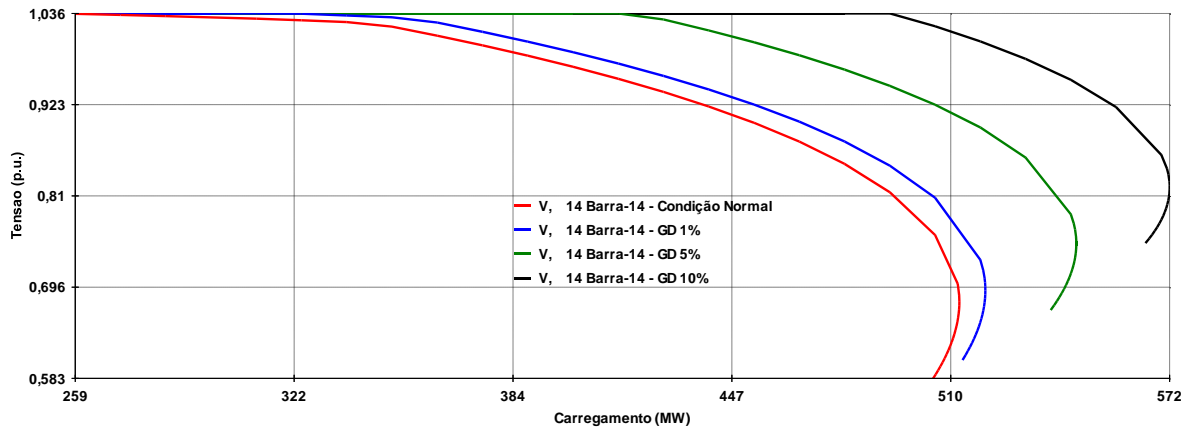
Fonte: autoria própria

Esse procedimento não está incluído na metodologia proposta, porém foi realizado para apenas para esse sistema pelo fato do mesmo possuir um número pequeno de barras e para verificar o comportamento da GD nas outras barras, além da barra crítica determinada.

Ao incorporar as unidades de GD ao sistema, nota-se que a tendência é que a MET aumente conforme o valor de potência instalada. Porém, verifica-se a importância de determinar o local mais apropriado para sua inserção, a fim de que a PCH apresente melhores resultados de MET, o que por consequência contribui para a segurança do sistema.

Tal situação é expressa pela comparação entre as barras 2 e 14, nas três situações em que a GD é implementada. Ao inserir a GD ao sistema pela barra 14, a MET aumenta de forma considerável, bem como a tensão crítica, que também apresenta valores superiores em relação ao caso base, o que pode ser verificado na figura 4.5. Deve-se lembrar que as comparações tomam como parâmetro o caso base, onde a margem de estabilidade de tensão corresponde à diferença entre o ponto de máximo carregamento de 512 MW, com o ponto de operação de 259 MW, o que resulta em uma MET de 253 MW.

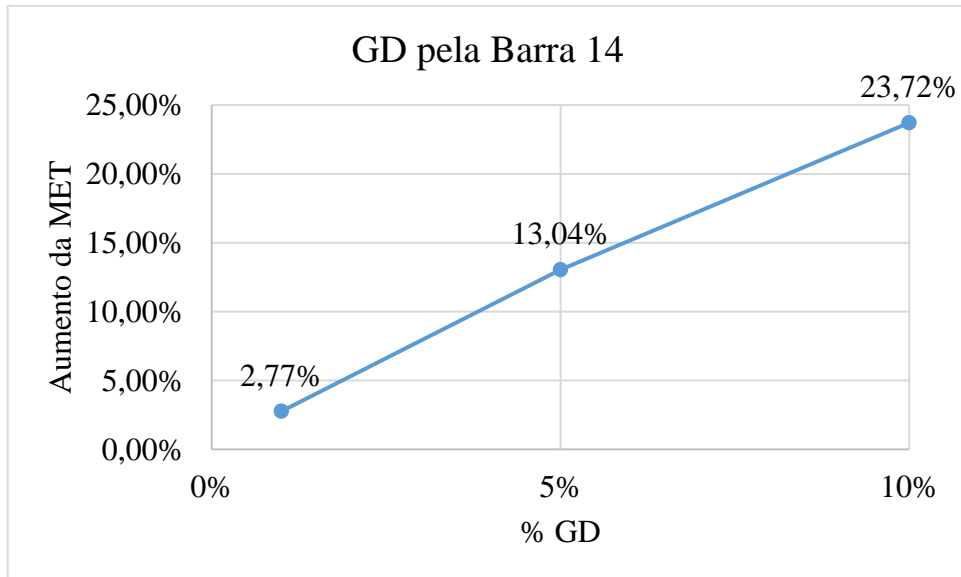
Figura 4.5 - Curvas PV da barra 14 para os casos simulados com GD



Fonte: autoria própria

No gráfico da figura 4.6 encontram-se os valores percentuais do aumento da MET em relação ao caso base, para as três situações simuladas, ilustrando o impacto que a inserção de GD pela barra 14 é capaz de causar na margem de estabilidade.

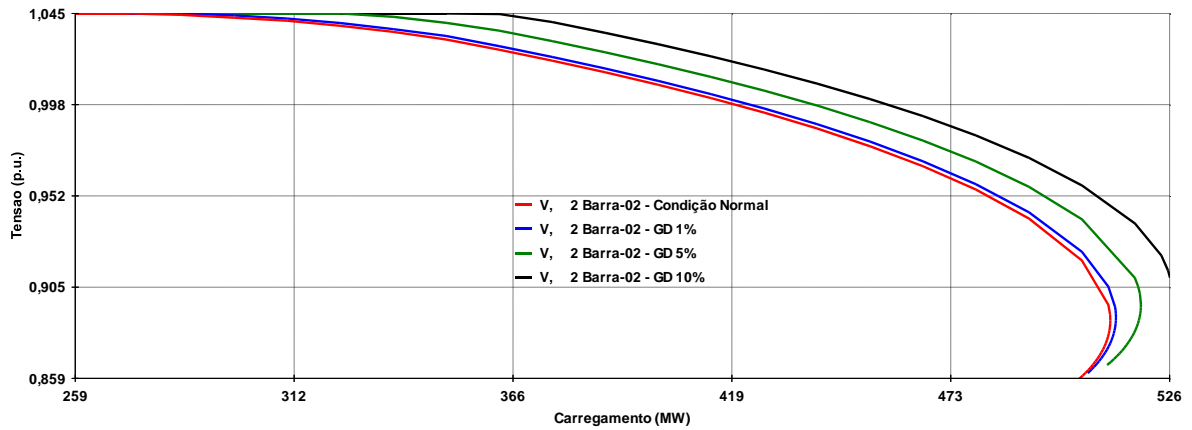
Figura 4.6 - Aumento do PMC para a inserção de GD pela barra 14, em relação ao caso base



Fonte: autoria própria

Observando a mesma situação para a barra 2, por meio da figura 4.7, nota-se que os valores são consideravelmente inferiores ao caso da barra 14.

Figura 4.7 - Curvas PV da barra 2 para os três casos simulados

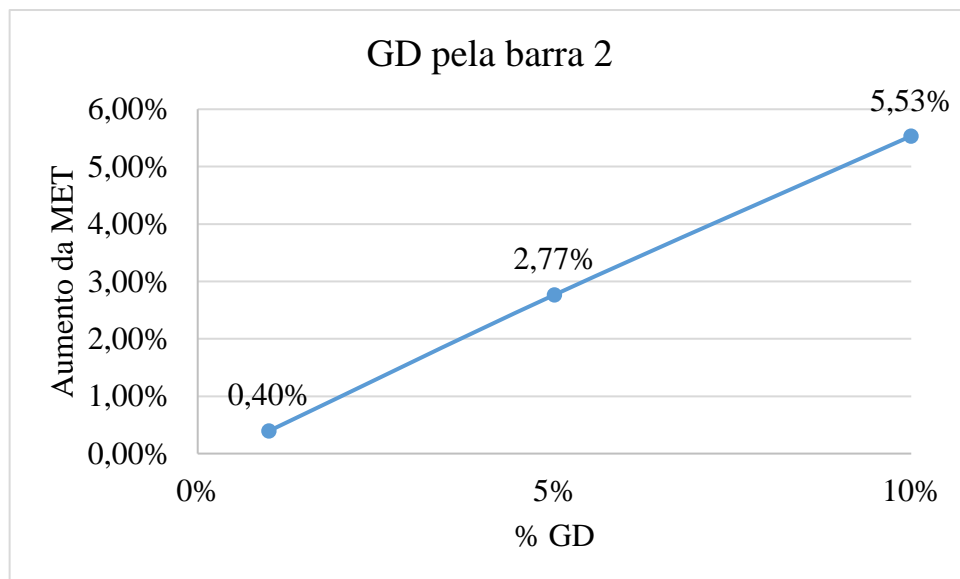


Fonte: autoria própria

Ainda que o sistema conte com uma GD de 10% do valor total da carga, o ponto de máximo carregamento aumenta em apenas 5,53% em relação ao caso base. Para o mesmo caso, na barra 14, esse índice aumentou em mais de 23%.

O impacto da GD sobre a MET da barra 2 pode ser conferida na figura 20.

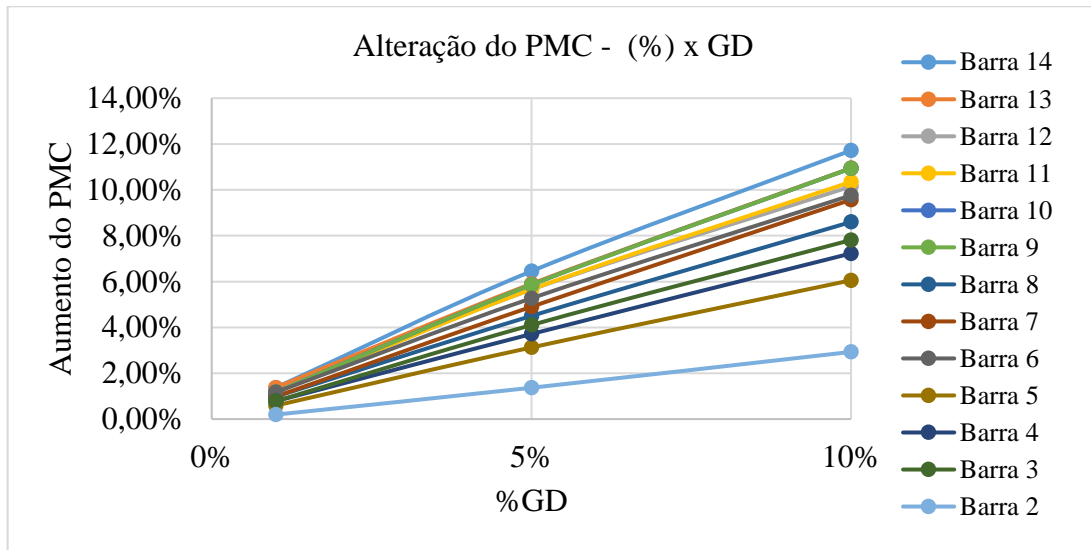
Figura 4.8 - Aumento da MET para a inserção de GD pela barra 2, em relação ao caso base



Fonte: autoria própria

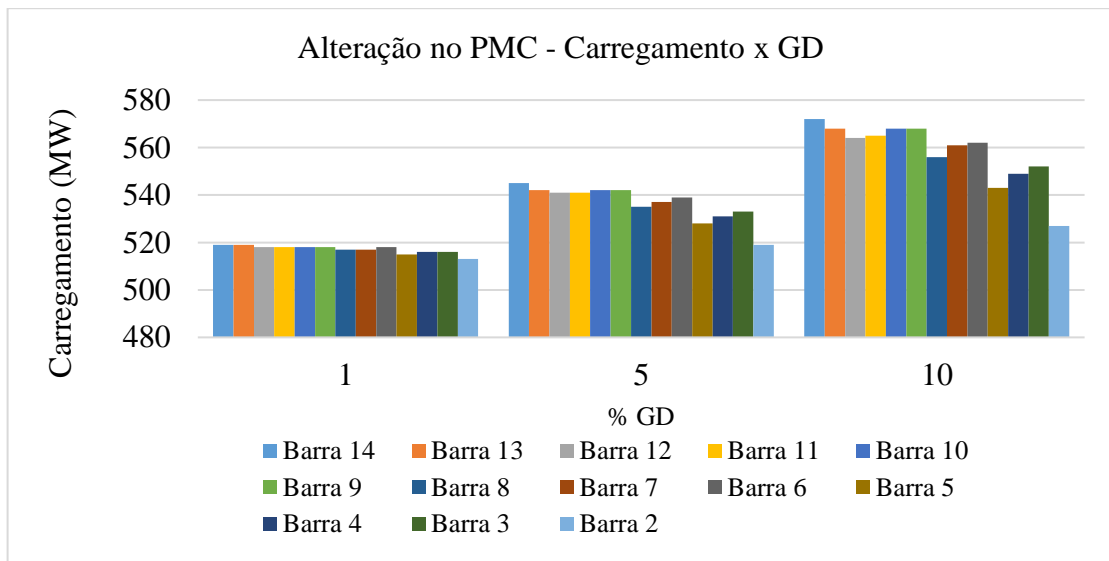
O aumento do ponto de máximo carregamento frente a inserção de GD através das outras barras do sistema, em valores percentuais e em valores referentes ao máximo carregamento, em relação ao caso base de 512 MW pode ser conferido nas figuras 4.9 e 4.10, respectivamente.

Figura 4.9 - Aumento do PMC pela inserção de GD nas barras, em relação ao caso base, em valores percentuais



Fonte: autoria própria

Figura 4.10 - Aumento do PMC pela inserção de GD nas barras, em relação ao caso base



Fonte: autoria própria

4.1.2 Análise de contingências

Na sequência das análises, foram aplicadas contingências simples ao sistema, com o intuito de verificar a redução que tais eventos podem causar no ponto de máximo carregamento e na margem e estabilidade. A tabela 3 demonstra os resultados obtidos, e comparação com o caso base de 512 MW.

Tabela 4.1- Pontos de máximo carregamento para as contingências e comparação com o caso base

Equipamentos				
Contingência	PMC (MW)	Redução do PMC em relação ao caso base (%)	MET (MW)	Redução da MET em relação ao caso base (%)
Sem gerador na barra 2	484	5,46	225	11,07
Sem CS na barra 3	481	6,05	222	12,25
Sem CS na barra 6	484	5,46	225	11,07
Sem CS na barra 8	488	4,68	229	9,49
Sem shunt na barra 9	501	2,14	242	4,35
Transformadores				
Contingência	PMC (MW)	Redução do PMC em relação ao caso base (%)	MET (MW)	Redução da MET em relação ao caso base (%)
Sem Trafo 4 - 7	467	8,789	208	17,79
Sem Trafo 4 - 9	493	3,711	234	7,51
Sem Trafo 5 - 6	367	28,125	108	56,92
Linhas de Transmissão				
Contingência	PMC (MW)	Redução em relação ao caso base (%)	MET (MW)	Redução da MET em relação ao caso base (%)
Sem LT 1 - 5	384	25,00	125	50,59
Sem LT 2 - 5	477	6,83	218	13,83
Sem LT 2 - 3	350	31,64	91	64,03
Sem LT 2 - 4	452	11,71	193	23,72
Sem LT 3 - 4	480	6,25	221	12,65
Sem LT 4 - 5	452	11,71	193	23,73
Sem LT 6 - 11	507	0,97	248	1,98
Sem LT 6 - 12	506	1,17	247	2,37
Sem LT 6 - 13	485	5,27	226	10,67
Sem LT 7 - 8	488	4,68	229	9,49
Sem LT 7 - 9	442	13,67	183	27,67
Sem LT 9 - 10	507	0,97	248	1,98

Contingência	PMC (MW)	Redução em relação ao caso base (%)	MET (MW)	Redução da MET em relação ao caso base (%)
Sem LT 9 - 14	483	5,66	224	11,46
Sem LT 10 - 11	511	0,19	252	0,40
Sem LT 12 - 13	512	0,00	253	0
Sem LT 13 - 14	506	1,17	247	2,37

Fonte: autoria própria

Conforme mencionado em capítulos anteriores, a ocorrência de distúrbios provoca uma redução na margem de estabilidade de tensão e, dependendo da gravidade do evento, pode comprometer a segurança de tensão do sistema.

Sob essa perspectiva, essa etapa de análises pretende verificar se a inserção de GD pela barra crítica, determinada na análise do sistema em operação normal, é capaz de ampliar a margem de estabilidade de tensão e o quanto significativo será esse aumento.

O aumento na MET será considerado favorável se atender as especificações de margem de segurança do ONS, citadas anteriormente, onde para os estudos de planejamento da operação, as margens de segurança devem ser de 7% e 4%, nas análises de rede completa e incompleta, respectivamente. Dessa forma, a inserção de GD que contribuir com um aumento de pelo menos 4% na margem de estabilidade, em comparação com o máximo carregamento do caso em contingência, será considerada satisfatória.

Os mesmos procedimentos realizados na etapa de análise das condições normais de operação foram adotados para a análise das contingências, isto é, para cada caso de contingência, inseriu-se a GD com os níveis de potência referentes a 1%, 5% e 10% do valor total da carga do sistema em estudo, das barras 2 a barra 14, uma a uma, com o intuito de verificar se a barra crítica determinada realmente é o local mais apropriado para a alocação de GD, e se a GD nessa barra produz bons resultados. Cada resultado obtido é comparado com a MET do caso em contingência.

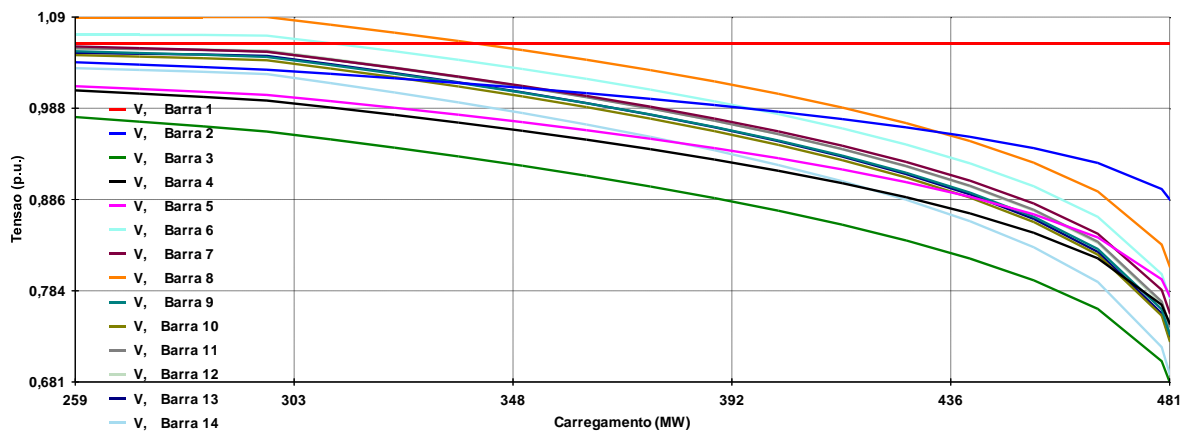
Esse processo não pode ser considerado prático, porém, foi realizado para fins de uma análise mais aprofundada sobre o assunto e avaliação do sistema em questão.

Na sequência do trabalho, são apresentados os piores casos de cada grupo de contingências, com base na tabela 4.1, ou seja, para o sistema sem o compensador síncrono da barra 3, sem o transformador entre as barras 5 e 6, e com o desligamento entre as linhas 2 e 3. Outros resultados significativos estão expostos no Apêndice B.

- Simulação do sistema sem compensador síncrono da barra 3

O compensador síncrono (CS) da barra 3 é responsável por uma geração de 23,4 Mvar de potência reativa. A simulação do sistema com a perda desse CS resulta nas curvas PV da figura 4.11.

Figura 4.11- Curvas PV do sistema sem o compensador síncrono da barra 3

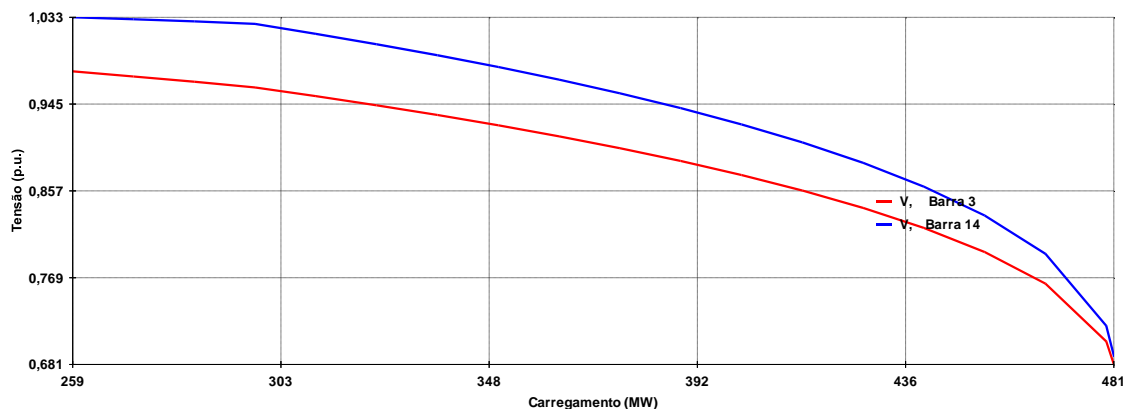


Fonte: autoria própria

Como pode ser visto na figura 4.11, o máximo carregamento decai de 512 MW para 481 MW, o que representa uma redução de aproximadamente 6% no ponto de máximo carregamento e de mais de 12% na margem de estabilidade.

Como já era esperado, devido à redução de reativos na barra 3, o nível de tensão na mesma decai. Nota-se que as barras 3 e 14 apresentam as maiores quedas de tensão. A figura 4.12 demonstra os dois casos:

Figura 4.12 - Curvas PV das barras 3 e 4, para o sistema sem CS na barra 3

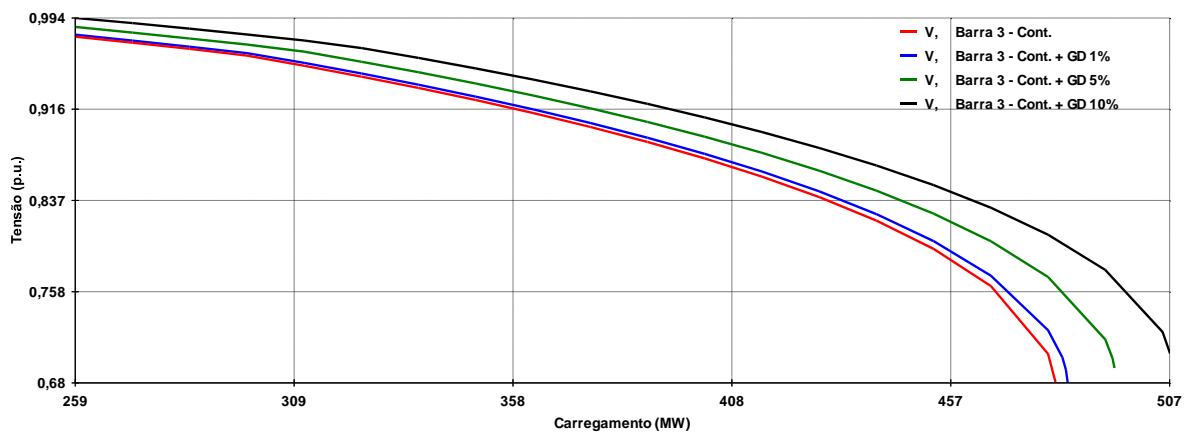


Fonte: autoria própria

O objetivo das análises é verificar a resposta do sistema, frente às contingências, com a GD inserida na barra crítica, a qual foi determinada como sendo a barra de número 14. Porém, aqui, apresentam-se dois casos, com a GD na barra 14 e na barra 3, visto que elas possuem as maiores quedas de tensão para o caso em estudo.

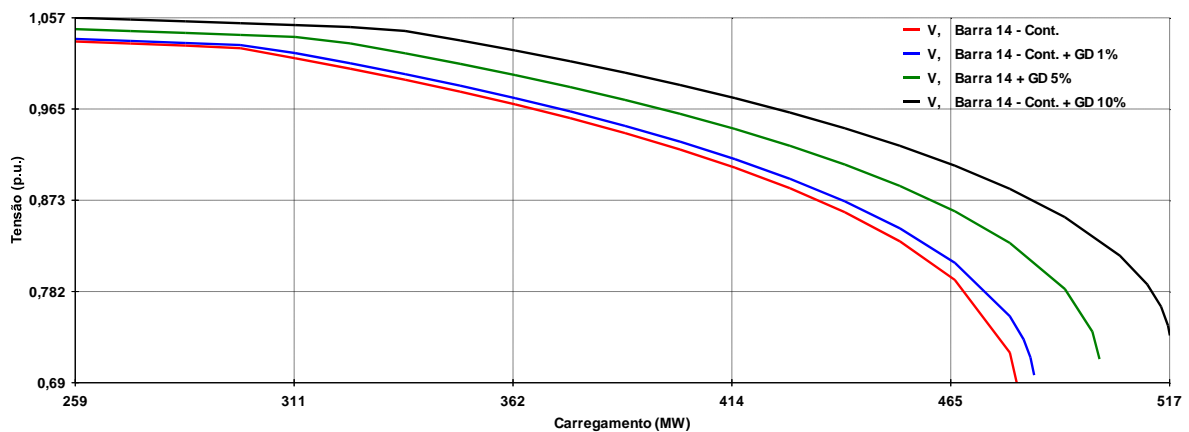
As figuras 4.13 e 4.14 apresentam as curvas PV para a inserção de GD pelas barras 3 e 14, respectivamente.

Figura 4.13 - Curvas PV para a inserção de GD pela barra 3



Fonte: autoria própria

Figura 4.14 - Curvas PV para a inserção de GD pela barra 14



Fonte: autoria própria

Ao comparar as figuras, percebe-se que a inserção de GD na barra 14 fornece resultados melhores do que quando inserida na barra 3. Os aumentos do PMC, para os três casos de potência instalada, em comparação ao caso em contingência, são superiores. Além disso, os níveis de tensão são ligeiramente maiores para a GD na barra 14 do que na barra 3.

As tabelas 4.2 e 4.3 mostram a influência da GD sobre a margem de instabilidade, com a geração inserida pelas barras 3 e 14, considerando como caso base o caso em contingência com PMC de 481 MW e MET de 222 MW.

Tabela 4.2 - Alteração no PMC e MET com a GD inserida pela barra 3

Barra 3					
GD	PMC (MW)	MET (MW)	Aumento do PMC em relação ao caso base em contingência (%)	Aumento do PMC em relação ao caso base em contingência (MW)	Aumento da MET em relação ao caso base em contingência (%)
1%	484	225	0,620%	3,00	1,35%
5%	494	235	2,632%	13,00	5,86%
10%	507	248	5,128%	26,00	11,71%

Fonte: autoria própria

Tabela 4.3 - Alteração no PMC e MET com a GD inserida pela barra 14

Barra 14					
GD	PMC (MW)	MET (MW)	Aumento do PMC em relação ao caso base em contingência (%)	Aumento do PMC em relação ao caso em contingência (MW)	Aumento da MET em relação ao caso base em contingência (%)
1%	485	226	0,620%	4,000	1,80%
5%	500	241	2,632%	19,000	8,56%
10%	517	258	5,128%	36,000	16,22%

Fonte: autoria própria

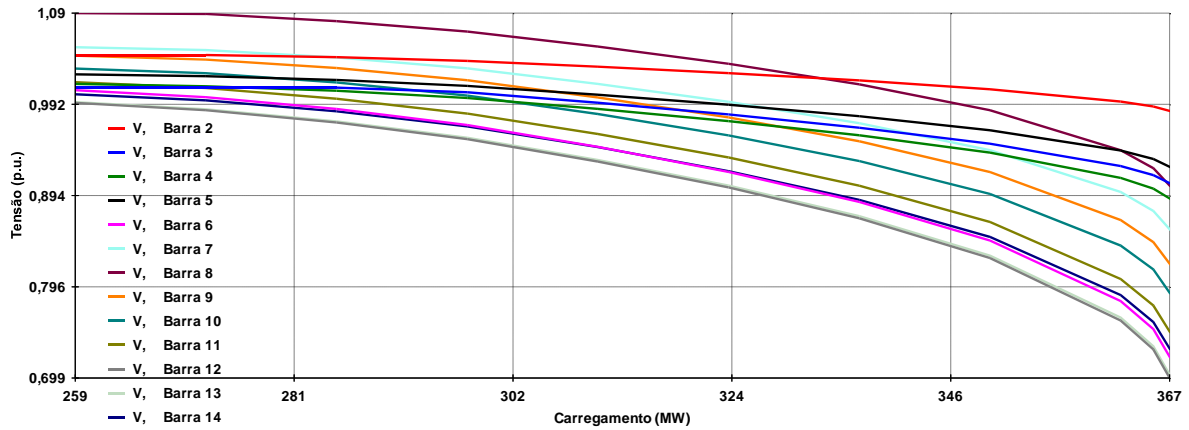
Comparando-se as tabelas 4.2 e 4.3, pode-se afirmar que a barra 14 seria o local mais conveniente para a instalação de unidades de GD, já que apresenta um aumento mais significativo na margem de estabilidade de tensão, o que por consequência colabora para a segurança operacional. Do contrário, com a inserção de GD pela barra 3, seriam necessários níveis de potência próximos maiores.

- Simulação do sistema sem o transformador entre as barras 5 e 6.

O transformador localizado entre as barras 5 e 6 é uma parte importante do sistema, visto que a barra 5 está diretamente conectada aos geradores das barras 1 e 2, e a barra 6 está conectada com mais outras três barras de carga (barras 11, 12 e 13). Ao aplicar o fluxo de

potência continuado considerando a perda desse transformador, obtém-se as seguintes curvas PV, apresentadas na figura 4.15:

Figura 4.15 - Curvas PV para o sistema sem o transformador entre as barras 5 e 6

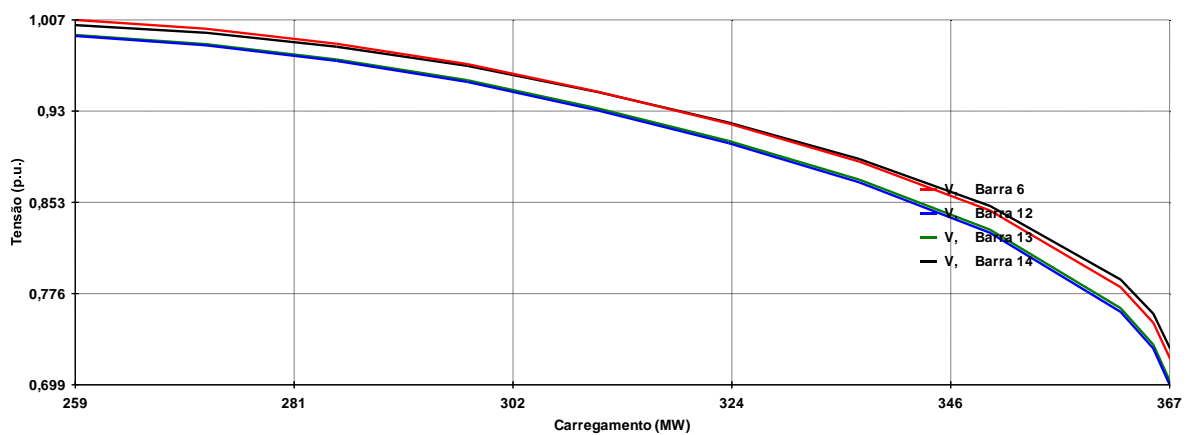


Fonte: autoria própria

Em relação ao caso de operação normal, o sistema apresenta uma diminuição drástica do ponto de máximo carregamento, que passa de 512 MW para 367 MW, o que representa uma redução em torno de 28% e sua margem de estabilidade passa a ser de 108 MW, correspondendo a uma diminuição de mais de 56%.

Para esse caso, as barras que apresentaram maior queda de tensão foram as de número 6, 12, 13 e 14, que pode ser conferido na figura 4.16. Tal situação já era prevista, em função do evento atingir principalmente essas barras e pela barra 14 ser a barra crítica do sistema.

Figura 4.16 - Curvas PV das barras 6, 12, 13 e 14, para o sistema sem o transformador entre as barras 5 e 6



Fonte: autoria própria

É esperado que, ao inserir a GD nas barras atingidas pela contingência, o sistema apresente os melhores resultados quanto ao aumento da margem de estabilidade e dos níveis de tensão. Porém, deve-se considerar a imprevisão dos locais dos distúrbios, e por isso a ideia principal é verificar se a GD na barra crítica atende aos requisitos de segurança de tensão apresentados anteriormente.

Para fins de comparação, são apresentados os resultados do impacto da GD no sistema, pelas quatro barras mencionadas, nas tabelas 4.4, 4.5, 4.6 e 4.7.

Tabela 4.4- Impacto da GD no sistema, inserida pela barra 6

Barra 6					
GD	PMC (MW)	MET (MW)	Aumento do PMC em relação ao caso base em contingência (%)	Aumento do PMC em relação ao caso em contingência (MW)	Aumento da MET em relação ao caso base em contingência (%)
1%	376	117	2,39%	9,00	8,33%
5%	407	148	9,828%	40,00	37,04%
10%	442	183	16,96%	75,00	69,44%

Fonte: autoria própria

Tabela 4.5 - Impacto da GD no sistema, inserida pela barra 12

Barra 12					
GD	PMC (MW)	MET (MW)	Aumento do PMC em relação ao caso base em contingência (%)	Aumento do PMC em relação ao caso em contingência (MW)	Aumento da MET em relação ao caso base em contingência (%)
1%	376	117	2,39%	9,00	8,33%
5%	408	148	10,04%	41,00	37,96%
10%	444	183	17,34%	77,00	71,30%

Fonte: autoria própria

Tabela 4.6 - Impacto da GD no sistema, inserida pela barra 13

Barra 13					
GD	PMC (MW)	MET (MW)	Aumento do PMC em relação ao caso base em contingência (%)	Aumento do PMC em relação ao caso em contingência (MW)	Aumento da MET em relação ao caso base em contingência (%)
1%	376	117	2,39%	9,00	8,33%
5%	408	148	10,04%	41,00	37,96%
10%	445	183	17,52%	78,00	72,22%

Fonte: autoria própria

Tabela 4.7 - Impacto da GD no sistema, inserida pela barra 14

Barra 14					
GD	PMC (MW)	MET (MW)	Aumento do PMC em relação ao caso base em contingência (%)	Aumento do PMC em relação ao caso em contingência (MW)	Aumento da MET em relação ao caso base em contingência (%)
1%	374	115	1,87%	7,00	6,48%
5%	397	138	7,55%	30,00	27,78%
10%	425	166	13,64%	58,00	53,70%

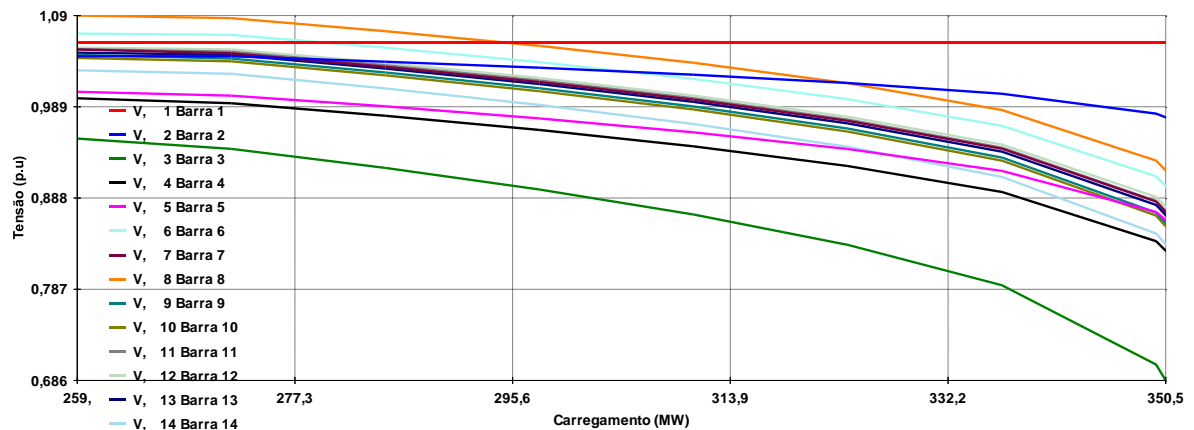
Fonte: autoria própria

Com base nos resultados, é possível observar que a GD na barra crítica apresenta os menores valores em comparação com as outras barras analisadas para esse caso. Porém, ainda atende muito satisfatoriamente aos requisitos de segurança do ONS. É importante notar mais uma vez a imprevisibilidade dos eventos e, por isso, torna-se importante a determinação do local mais adequado para que a GD atue adequadamente para as mais diversas situações.

- Simulação do sistema com desligamento da linha entre as barras 2 e 3

O desligamento da linha de transmissão entre as barras 2 e 3 reduz o ponto de máximo carregamento de 512 MW para 350,5 MW, o que representa uma redução de mais de 30% do PMC e a MET passa a ser de 91,5 MW, diminuindo cerca de 64%. A figura 4.17 apresenta as curvas PV para essa condição.

Figura 4.17- Curvas PV para simulação do sistema com desligamento da linha entre as barras 2 e 3



Fonte: autoria própria

Fica nítido que a barra 3 sofre a maior queda de tensão, seguida das barras 4 e 14, já que é a barra diretamente afetada pelo evento, perdendo conexão com a barra 2, que por sua vez, é responsável pela geração de 40 MW e 42,4 Mvar.

Ainda que a barra 4 apresente uma condição de barra crítica nessa situação, a adição de GD nessa barra não traz resultados satisfatórios, ao contrário do que ocorre na barra 14. Isso fica claro ao observar as tabelas 4.8 e 4.9 abaixo:

Tabela 4.8- Impacto da GD sobre o sistema, inserida pela barra 4

Barra 4					
GD	PMC (MW)	MET (MW)	Aumento do PMC em relação ao caso base em contingência (%)	Aumento do PMC em relação ao caso em contingência (MW)	Aumento da MET em relação ao caso base em contingência (%)
1%	351,7	92,7	0,34%	1,20	1,31%
5%	356,9	97,9	1,79%	6,40	6,99%
10%	363	104	3,44%	12,50	13,66%

Fonte: autoria própria

Tabela 4.9 - Impacto da GD sobre o sistema, inserida pela barra 14

Barra 14					
GD	PMC (MW)	MET (MW)	Aumento do PMC em relação ao caso base em contingência (%)	Aumento do PMC em relação ao caso em contingência (MW)	Aumento da MET em relação ao caso base em contingência (%)
1%	352,7	92,7	0,56%	2,00	2,19%
5%	360	97,9	2,63%	9,50	10,38%
10%	368	104	4,75%	12,50	19,13%

Fonte: autoria própria

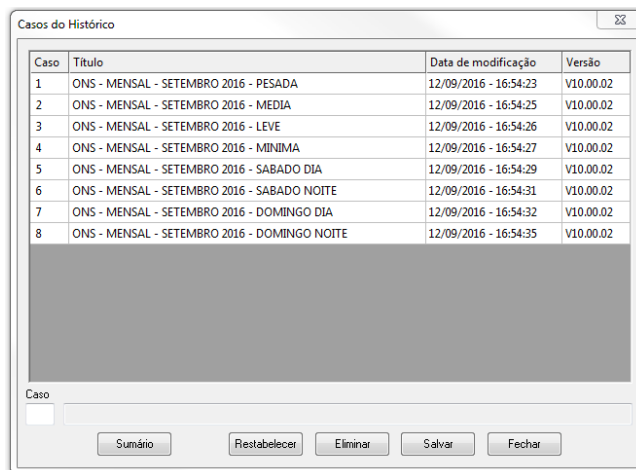
Ao comparar os dois resultados, nota-se com clareza que com a GD inserida a partir da barra 14 é possível obter resultados bem mais relevantes do que com as mesmas potências inseridas na barra 4. Dessa forma, ainda que a barra 4 apresente resultados que satisfazem as normas de segurança, a inserção de GD na barra 14 seria mais recomendada.

4.2 SIMULAÇÕES COM DADOS REAIS

Com a finalidade de explorar a metodologia proposta, realizaram-se simulações com o ANAREDE utilizando dados reais do sistema interligado nacional (SIN). O arquivo com esses dados é público e disponibilizado pelo Operador Nacional do Sistema através de seu *website*.

Os dados utilizados são referentes ao mês de setembro de 2016. O arquivo apresenta diferentes condições de carga, como pode ser visto na figura 4.18.

Figura 4.18 - Dados do SIN para o mês de setembro de 2016



Caso	Título	Data de modificação	Versão
1	ONS - MENSAL - SETEMBRO 2016 - PESADA	12/09/2016 - 16:54:23	V10.00.02
2	ONS - MENSAL - SETEMBRO 2016 - MEDIA	12/09/2016 - 16:54:25	V10.00.02
3	ONS - MENSAL - SETEMBRO 2016 - LEVE	12/09/2016 - 16:54:26	V10.00.02
4	ONS - MENSAL - SETEMBRO 2016 - MINIMA	12/09/2016 - 16:54:27	V10.00.02
5	ONS - MENSAL - SETEMBRO 2016 - SABADO DIA	12/09/2016 - 16:54:29	V10.00.02
6	ONS - MENSAL - SETEMBRO 2016 - SABADO NOITE	12/09/2016 - 16:54:31	V10.00.02
7	ONS - MENSAL - SETEMBRO 2016 - DOMINGO DIA	12/09/2016 - 16:54:32	V10.00.02
8	ONS - MENSAL - SETEMBRO 2016 - DOMINGO NOITE	12/09/2016 - 16:54:35	V10.00.02

Fonte: ANAREDE

Como já é de conhecimento, o SIN conta com um grande número de barras, cargas, entre outros. Por isso, simplificou-se o caso selecionado para análise.

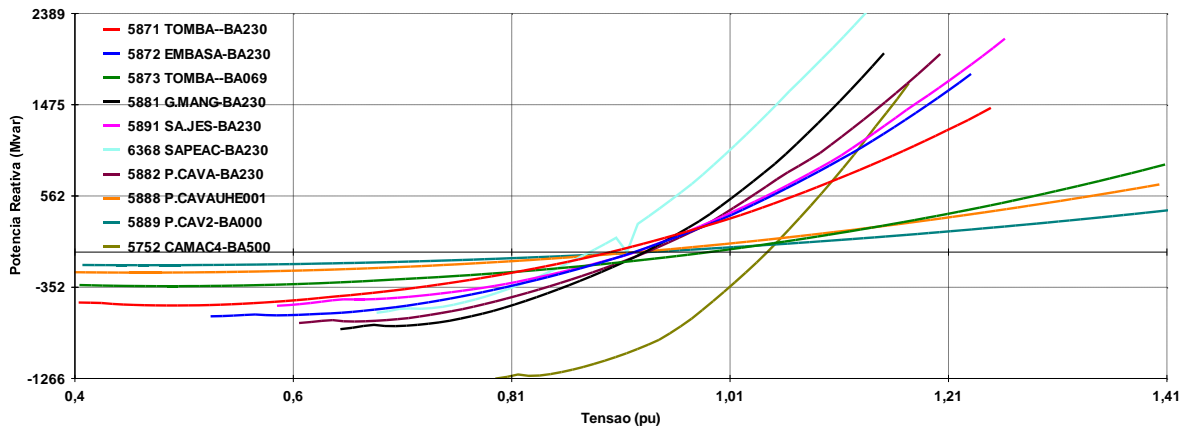
O caso analisado com dados reais consiste na monitoração da área Norte, com desligamento de uma linha de transmissão, e incremento de carga aplicado sobre a área. O objetivo é verificar a vantagem do uso da PCH como GD para uma condição de carga pesada.

O sistema foi simulado para condições normais de operação, em situação de carga pesada, com incremento de carga de 5% sobre toda a área norte. Por se tratar de um sistema com grande número de barras, primeiramente foram plotadas as curvas VQ, já que essas apresentam as dez barras com maior sensibilidade de tensão para o aumento de carga. A figura 4.19 apresenta o resultado.

As barras apresentadas no gráfico das curvas VQ são então plotadas nas curvas PV, como mostra a figura 4.20.

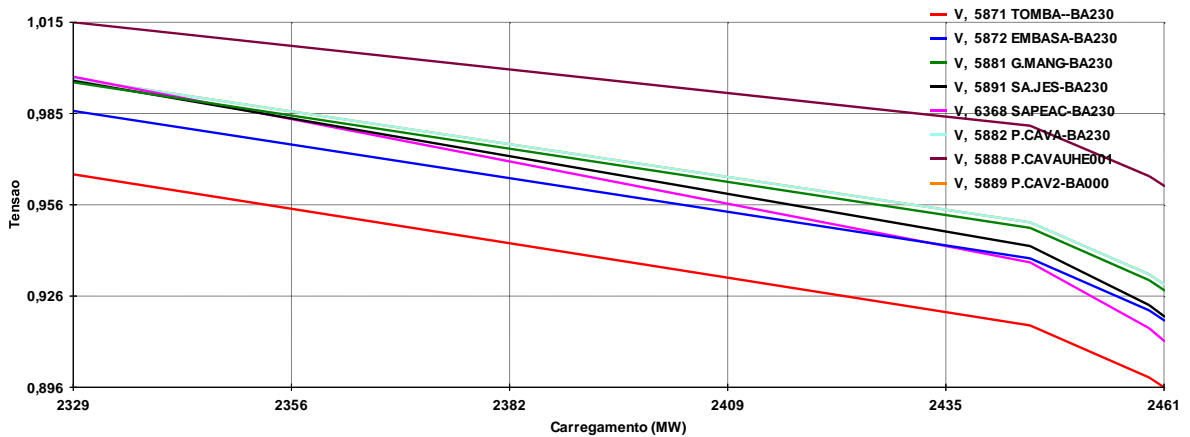
Por meio da figura 4.20, percebe-se que a barra de número 5871 apresenta a maior queda de tensão, em comparação com as demais barras plotadas no gráfico. Assim, a PCH será inserida ao sistema por meio dessa barra.

Figura 4.19 - Curvas VQ da área Norte, para condições normais de operação em carga pesada



Fonte: autoria própria

Figura 4.20 - Curvas PV da área Norte, para condições normais de operação em carga pesada

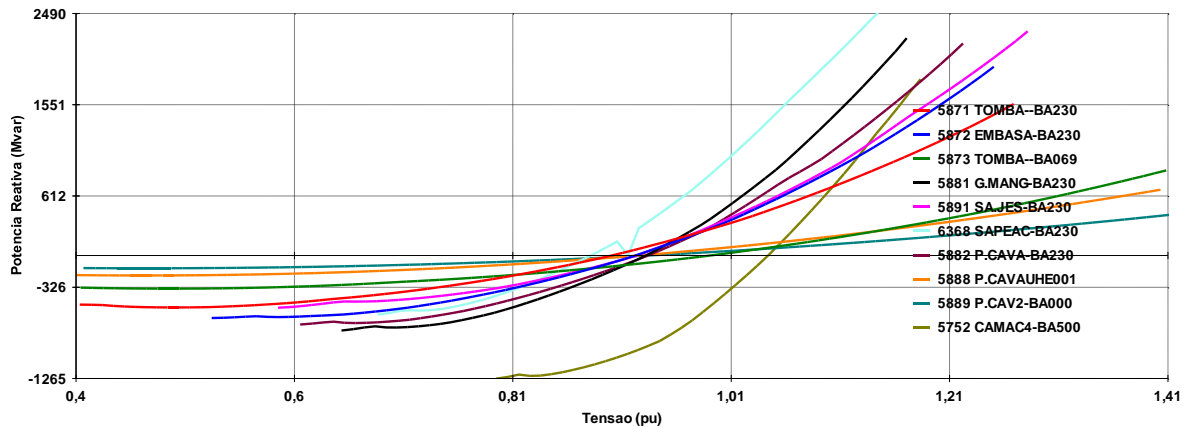


Fonte: autoria própria

Como a geração distribuída em estudo trata de pequenas centrais hídricas e essas, por sua vez, podem ter uma potência instalada de no mínimo 3 MW e no máximo 30 MW, as gerações a serem analisadas nesse item serão de 3MW, 15 MW e 30 MW, inseridas na barra crítica determinada conforme a metodologia proposta.

Em seguida, aplicou-se uma contingência simples ao sistema, que foi um desligamento de uma linha de transmissão entre as barras 5381 e 5452. Os detalhes das barras podem ser visualizados no Anexo A. Ao simular o fluxo de potência continuado para o sistema com o desligamento de linha, obteve-se as seguintes curvas VQ, apresentadas na figura 4.21.

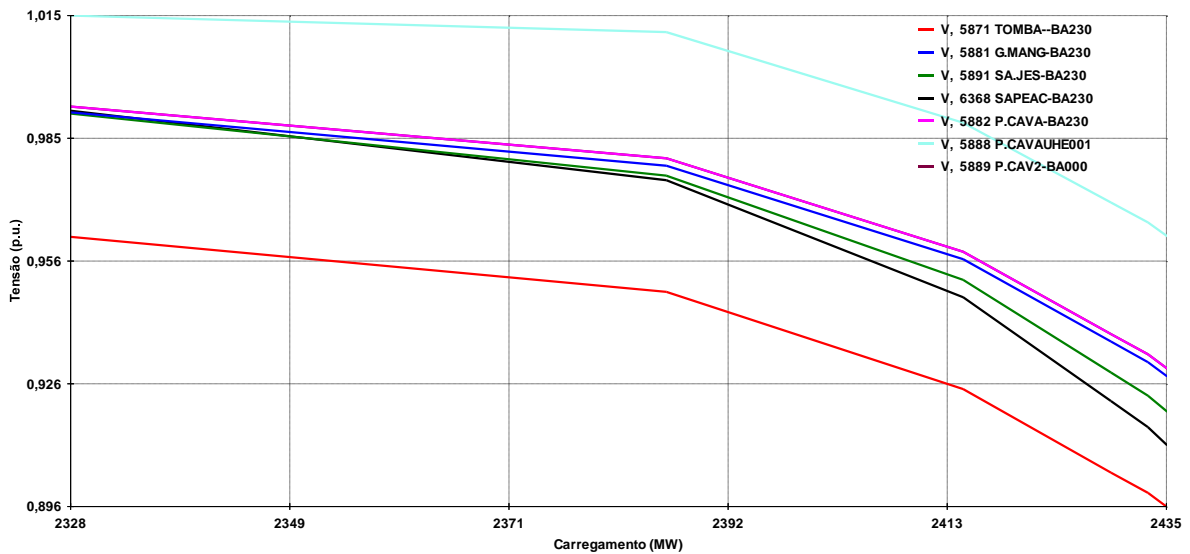
Figura 4.21 - Curvas VQ da área Norte, com desligamento de linha de transmissão



Fonte: autoria própria

Repetindo o processo anterior, as barras do gráfico da figura 4.21 foram plotadas nas curvas PV, abaixo demonstradas na figura 4.22.

Figura 4.22 - Curvas PV para a área norte, com contingência simples



Fonte: autoria própria

A diferença entre as margens de estabilidade para os dois casos apresentados é na ordem de 25 MW, o que representa uma redução de 18,94%, como pode ser verificado na tabela 4.10. Ainda, deve-se considerar que o sistema opera em condições de carga pesada, o que já configura um quadro mais sério.

Tabela 4.10 – Comparação entre os pontos críticos e as margens de estabilidade para o caso de operação normal e em contingência

Situação	Ponto de operação (MW)	PMC (MW)	MET (MW)
Operação normal	2329	2461	132
Com desligamento de LT	2329	2435	107

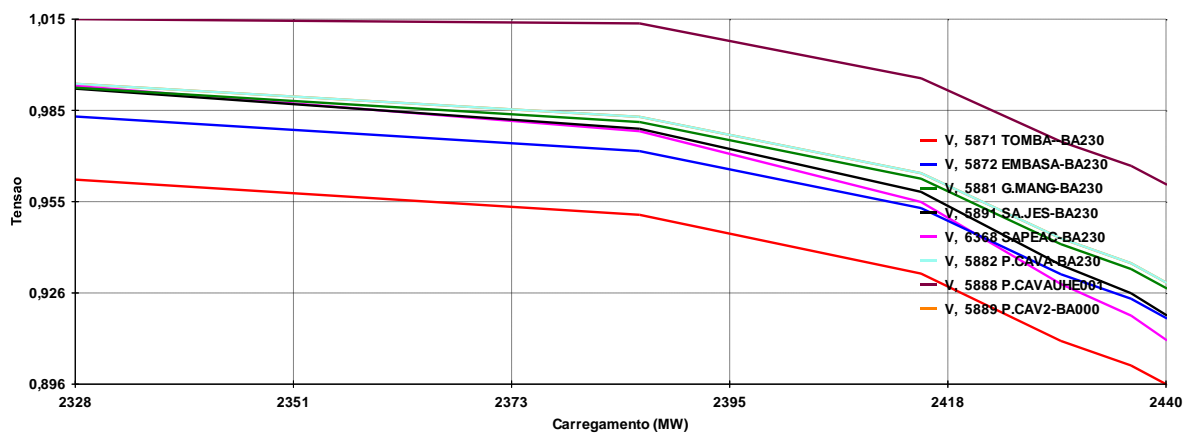
Fonte: autoria própria

Dessa forma, a adição de novas gerações poderia colaborar para aliviar o carregamento do sistema, o que, por consequência, contribui com a estabilidade de tensão e a segurança operacional.

Assim, seguindo a metodologia apresentada, os diferentes níveis de potência serão inseridos pela barra 5871, e o fluxo de potência continuado é simulado novamente. O resultado será considerado satisfatório se, na presença da PCH com o sistema em contingência, a MET aumentar em pelo menos 4%, atendendo aos requisitos de planejamento de margem de segurança do ONS.

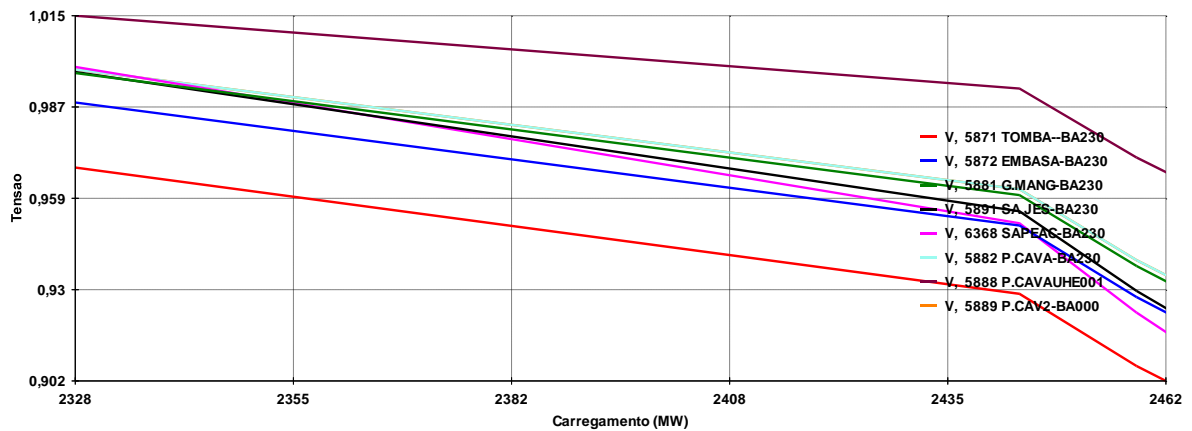
Nas figuras 4.23, 4.24 e 4.25 são apresentadas as curvas PV para o sistema com desligamento de linha e inserção de PCH pela barra 5871, para os níveis de potência de 3 MW, 15 MW e 30 MW, respectivamente.

Figura 4.23 - Curvas PV da área norte, com contingência simples e PCH de 3 MW inserida pela barra 5871



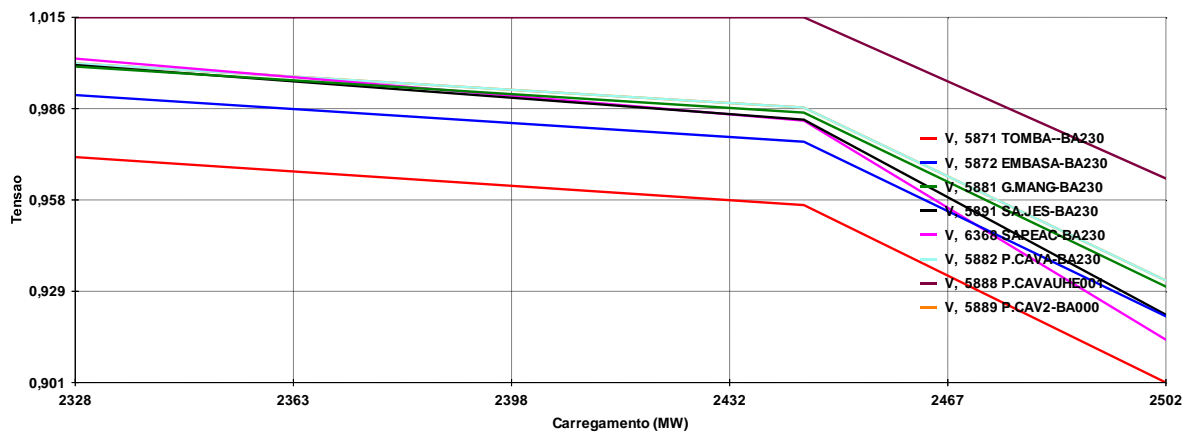
Fonte: autoria própria

Figura 4.24 - Curvas PV da área norte, com contingência simples e PCH de 15 MW inserida pela barra 5871



Fonte: autoria própria

Figura 4.25 - Curvas PV da área norte, com contingência simples e PCH de 30 MW inserida pela barra 5871



Fonte: autoria própria

Comparando os resultados das figuras 4.23, 4.24 e 4.25 com o caso em contingência, onde a MET é de 107 MW, tem-se os seguintes resultados, apresentados na tabela 4.11:

Tabela 4.11- Impacto da GD sobre a área norte, inserida pela barra 5871

Barra 5871			
Potência da PCH	PMC (MW)	MET (MW)	Aumento em relação a MET do caso em contingência (%)
3 MW	2440	134	4,67%
15 MW	2462	174	25,23%
30 MW	2502	112	62,62%

Fonte: autoria própria

Nessas condições, pode-se afirmar que a GD desempenhou um papel satisfatório na estabilidade de tensão da área norte, onde, mesmo em situação de carga pesada e em contingência, a MET atingiu o valor de 4% com um nível de potência de apenas 3 MW oferecendo uma folga de mais de 130 MW. Consequentemente, para os outros níveis de potência superiores a esse, os resultados foram ainda melhores.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

5.1 CONCLUSÃO GERAL

Este trabalho apresentou uma metodologia para análise da influência que as inserções de pequenas centrais de geração hídrica podem ter sobre a margem de estabilidade de tensão e avaliar de que maneiras essas GDs podem contribuir positivamente nesse aspecto.

De um modo geral, a metodologia preocupou-se principalmente em determinar o local mais adequado para a instalação de GD, e de que forma essas gerações podem colaborar com a segurança de um sistema operando em condições mais severas.

Num primeiro momento, o sistema IEEE 14 barras foi simulado para condições normais de operação, aplicando-se o fluxo de carga continuado e assim obtendo as curvas PV. Essa etapa é importante para estudar as condições do sistema e determinar uma possível barra crítica. Logo nota-se a diferença entre o comportamento de determinadas barras, com destaque para as barras 2 e 14. Para o mesmo valor de carregamento, a primeira apresenta valores mais seguros de tensão, enquanto que a segunda possui um perfil bem mais crítico para a mesma situação.

Ao integrar a GD ao sistema, verifica-se que, conforme aumento da potência inserida, maior a margem de estabilidade de tensão e o ponto de máximo carregamento. Margens maiores garantem sistemas mais seguros e menos propensos a situações de instabilidade.

Porém, é fundamental determinar o local mais conveniente para a adição de novas gerações para que se possa otimizar os recursos da implementação da GD. Pode-se notar tal situação ao comparar o impacto da GD inserida pelas barras 2 e 14. Com a GD na barra 14, o aumento na MET apresentou valores bem mais significativos do que pela barra 2. Essa comparação demonstra a importância de se determinar o local mais conveniente para a adição de novas gerações.

Como o estudo da estabilidade preocupa-se com o comportamento do sistema após a ocorrência de distúrbios, foram feitas simulações aplicando diversas contingências ao sistema IEEE 14 barras, e, por meio da metodologia proposta para análise, constatou-se que, para os casos analisados, as novas gerações incluídas na barra crítica resultaram em aumentos satisfatórios tanto da MET como do PMC.

Nessa etapa também se certificou a importância de determinar o correto local para adição de GD, pois houve casos em que as barras atingidas pelos eventos tiveram uma queda drástica em seus perfis de tensão, o que possivelmente configuraria essas barras como barras críticas do sistema. Porém, ainda que contassem com o acréscimo de potência instalada, as

curvas PV comprovaram que a GD teve pouca efetividade tanto no aumento da MET como nos níveis de tensão.

Por fim, com a aplicação da metodologia apresentada na simulação com dados reais da rede elétrica, constatou-se um bom funcionamento da mesma para análise do impacto de PCHs em relação a estabilidade de tensão.

Assim, com base nos estudos realizados, conclui-se que a integração de GD aos sistemas tradicionais pode ser útil não apenas para fornecer energia, mas também ajudar a manter a segurança do sistema frente a distúrbios e outros eventos que possam interferir na estabilidade de tensão.

5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Entre os trabalhos que podem ser desenvolvidos, sugere-se:

- Estudo da estabilidade de tensão quanto a um tipo específico de fonte primária de geração distribuída.
- Estudo da relação entre estabilidade de tensão e estabilidade angular, considerando geração distribuída.
- Adaptar o método proposto especificamente aos sistemas de distribuição com geração distribuída.
- Explorar o uso de GD como serviço anciliar, diante da sua colaboração com a estabilidade de tensão.

5.3 TRABALHOS PUBLICADOS

Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE 2016, Natal - RN: **Análise da Influência da Geração Distribuída na Margem de Estabilidade de Tensão em Condições de Pré e Pós Contingências.**

51st Universitie's Power Engineering Conference – UPEC 2016, Coimbra – PT: **Analysis of Distributed Generation Impact on the Voltage Stability Margin.**

X Congresso Brasileiro de Planejamento Energético – CBPE 2016, Gramado – RS: Análise da Estabilidade de Tensão em Sistemas de Distribuição Sob a Influência de Geração Distribuída

XXII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI 2016, Curitiba – PR: Análise do Impacto da Geração Distribuída na Margem De Estabilidade De Tensão.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AL ABRI, R. S.; EL-SAADANY, E. F.; ATWA, Y.M. **Distributed Generation Placement and Sizing Method to Improve the Voltage Stability Margin in a Distribution System**. 2nd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems, EPECS 2011. ISSN 0885-8950. DOI 10.1109/EPECS.2011.6126810.

AL ABRI, R. S.; EL-SAADANY, E. F.; ATWA, Y.M. **Optimal Placement And Sizing Method To Improve The Voltage Stability Margin In A Distribution System Using Distributed Generation**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 28, NO. 1, pág. 326 - 334. Fevereiro 2013. ISSN 0885-8950. DOI 10.1109/TPWRS.2012.2200049.

ALMEIDA, F. DE C. B. **Avaliação do Desempenho de Dispositivos de Controle e Modelagem de Carga a Partir de Regiões de Segurança Estática**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Juiz de Fora. Juiz de Fora - MG, Março de 2011.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências**. Brasília, 17 de maio de 2012.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 687 de 2015 - Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST**. Brasília, novembro 2015.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 673 de 2015 - Estabelece os requisitos e procedimentos para a obtenção de outorga de autorização para exploração de aproveitamento de potencial hidráulico com características de Pequena Central Hidrelétrica – PCH**. Brasília, 4 de agosto de 2015.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Micro e minigeração distribuídas - Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Cadernos Temáticos ANEEL, 2ª ed. Brasília, maior de 2016.

AZMY, A. M.; ERLICH, I. **Impact Of Distributed Generation On The Stability Of Electrical Power Systems**. IEEE Power Engineering Society General Meeting 2005, pág. 1337 - 1344. DOI 10.1109/PES.2005.1489354.

BACELAR, M. N. **Avaliação Do Desempenho Estático E Dinâmico De Uma Microrrede Na Ocorrência De Ilhamentos Intencionais**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, Brasil. Junho de 2013.

BRASIL, **Decreto de Lei nº 5.163 de 30 de Julho de 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília - DF, julho de 2004.

CAMPAGNOLO, J. M. **Comentários Adicionais do Método de Newton-Raphson**. Universidade Federal de Santa Catarina, 2012. Notas de aula. Disponível em < <http://www.labspot.ufsc.br/~campagno/numerico.html>>. Acesso em Maio 2017.

CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Anarede - Programa de Análise de Redes V10.01.00 - Manual do Usuário**. Departamento de Redes Elétricas. [s.l.]. Setembro de 2015.

CHEN, H.; CHEN, J. SHI, D., DUAN, X. **Power Flow Study And Voltage Stability Analysis For Distribution Systems With Distributed Generation**. IEEE Power Engineering Society General Meeting 2006. DOI 10.1109/PES.2006.1709198.

CUTSEM, T.; VOURNAS, C. **Voltage Stability of Electric Power Systems**. Editora Springer. 1998.

EPE, Empresa De Pesquisa Energética. **Eficiência Energética e Geração Distribuída Para os Próximos 10 anos (2014 - 2023)**. Série Estudos de Demanda, Nota técnica DEA 26/14. Rio de Janeiro - RJ. Dezembro de 2014.

FERNANDES, P. C. **Regulador Automático de Tensão: Influência do Ganho no Sistema Elétrico de Potência**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá. Itajubá - MG , Agosto de 2011.

FRANCISCO, G. DE S. **Avaliação de Ferramentas de Análise de Estabilidade de Tensão**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá. Itajubá - MG, Outubro de 2005.

HOSSAIN, J.; POTA, H. R. **Robust Control for Grid Voltage Stability: High Penetration of Renewable Energy**. 1ª ed. Editora Springer. 2014.

JÚNIOR, G. S. D. S. **Análise Da Influência De Um Compensador Estático De Reativos Na Operação De Sistema Elétrico Industrial Com Cogeração**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Maranhão. São Luís - MA, Fevereiro de 2008.

KUNDUR, P. **Power System Stability And Control**. Power System Engineering Series. Electric Power Research Institute. 1ª ed. Editora McGraw-Hill, 1993.

MACIEL, J. **Aspectos Práticos e Teóricos na Análise de Estabilidade de Tensão**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá. Itajubá - MG, Junho de 2006.

MALANGE, F. C. V. **Proposta de Parametrização para o Fluxo de Carga Continuado Visando Redução de Perdas na Transmissão e o Aumento da Margem Estática de Estabilidade de Tensão** . Tese de Doutorado. Universidade Estadual Paulista. Ilha Solteira - SP, Novembro de 2008.

MATARUCCO, R. R. **Método da Continuação Aplicado na Análise de Contingência de Linhas de Transmissão**. Tese de Doutorado. Universidade Estadual Paulista. Ilha Solteira - SP. Fevereiro de 2010.

NETO, A. B. **Proposição de uma Técnica de Parametrização Geométrica para o Fluxo de Carga Continuado Baseado nas Variáveis Tenão e Fator de Carregamento**. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual Paulista. Ilha Solteira - SP, Agosto de 2006.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimentos de Rede. Submódulo 23.3 -**

Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos. Brasil, 2011.

PATACA, L. C. **Análise de Contingências com Critério N-1 em Sistemas Elétricos de Potência Utilizando Computação Paralela em MATLAB.** Trabalho de Conclusão de Curso. Escola de Engenharia de São Carlos. Universidade de São Paulo. São Carlos - SP, Junho de 2012.

REIS, C. S. M. M. DOS. **Determinação de Índices de Estabilidade de Tensão.** Dissertação de Mestrado. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto, 2005.

TAYLOR, C. W. **Power System Voltage Stability.** Power System Engineering Series. Electric Power Research Institute. 1^a ed. Editora McGraw-Hill, 1994.

VINOTHKUMAR, K.; SELVAN, M. P. **DG Planning Method For Enhancement Of Voltage Stability Margin In Distribution System.** IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems. PEDES 2012. DOI 10.1109/PEDES.2012.6484414

APÊNDICE A – MODELAGEM NO ANAREDE

Para realização das simulações utilizou-se como ferramenta computacional a versão V10.01.00 do *software* ANAREDE – Análise de Redes em Regime Permanente, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).

O ANAREDE é um programa bastante difundido e aceito no setor energético e inclusive consta no submódulo 18.2 – relação dos sistemas e modelos computacionais – dos procedimentos de rede do ONS como uma das ferramentas computacionais para estudos elétricos, tanto para estudos em ambiente de planejamento quanto de operação em tempo real.

Para os estudos de estabilidade de tensão, o ANAREDE conta com o programa de fluxo de potência continuado, que consiste no processamento sequencial de vários casos de fluxo de potência, aumentando a carga de um conjunto de barras de acordo com uma direção especificada pelo usuário (CEPEL, 2015).

Por meio desse programa é possível determinar as margens de estabilidade de tensão e analisar a variação do perfil de tensão frente ao crescimento da demanda do sistema, bem como obter as curvas PV e QV para diferentes cenários de carga e geração. O programa ainda possibilita que o usuário escolha as grandezas a serem monitoradas, como os níveis de tensão em barramentos e a potência ativa e reativa das máquinas síncronas (CEPEL, 2015).

De acordo com o manual do usuário, o algoritmo do programa de fluxo de potência continuado aplica sucessivos incrementos na carga nas barras ou áreas do sistema, especificadas através do código de execução *DINC*, resolvendo, para cada patamar de carregamento, o problema de fluxo de potência. O programa possui uma lógica que se, para um determinado nível de carga, o fluxo de potência não convergir ou divergir, o último caso convergido é restabelecido e um novo incremento de carga, menor que o utilizado até então, é aplicado (CEPEL, 2015).

Os critérios de parada são:

- Quando o número máximo de problemas de fluxo de potência resolvidos é atingido (constante *ICIT*).
- Quando o máximo incremento de carga é atingido (código de execução *DINC*).
- Quando o incremento de carga a ser aplicado em uma barra do sistema é inferior ao especificado na constante *ICMN*.
- Quando o programa deixa de encontrar solução, consecutivamente, mais vezes do que especificado na constante *DMAX*.

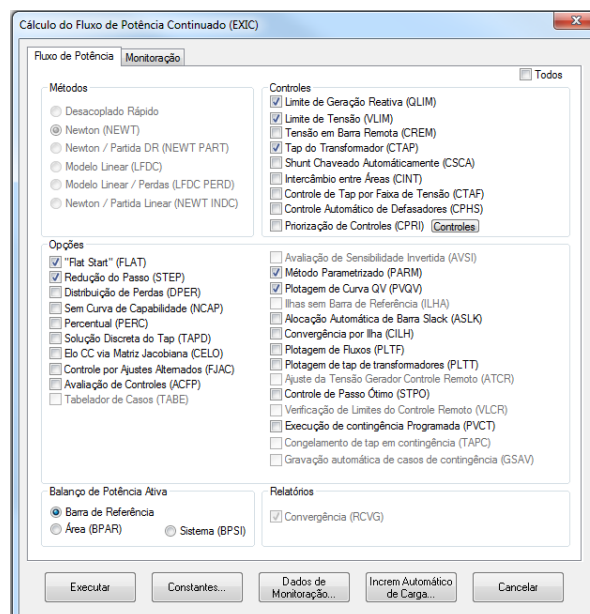
Uma vez executado o programa, os seguintes relatórios de saída são automaticamente criados:

- *RELAT.OUT*: contém, para cada caso de fluxo de potência convergido, o relatório das 10 primeiras barras que sofreram maior desvio de tensão em relação ao caso anterior.
- *QLIM.OUT*: contém o relatório com as gerações de potência reativa dos geradores ou compensadores síncronos em ordem decrescente do seu carregamento em relação à sua capacidade nominal.
- *VTAN.OUT*: valores do vetor tangente para cada fluxo rodado.
- As curvas *PV* e *QV*, que podem ser visualizadas graficamente através da extensão PlotCepel.

Esclarecido o funcionamento do fluxo de potência continuado no ANAREDE, as figuras 1, 2, 3 e 4, na sequência a seguir, mostram os parâmetros que foram adotados para a realização das simulações, bem como uma breve explicação sobre cada um.

A figura 1 mostra a janela inicial do programa de fluxo de potência continuado, cujo código de execução no ANAREDE é dado por *EXIC*.

Figura A.1 - Controles e opções para cálculo do fluxo de potência continuado



Fonte: ANAREDE

Quanto aos controles:

- Limite de Geração Reativa (*QLIM*): essa opção ativa o controle de limite de geração de potência reativa durante o processo de solução do fluxo de potência e fluxo de potência continuado. O valor de geração de potência reativa de uma barra é comparado com os respectivos limites e, enquanto não forem violados, a magnitude de tensão da própria barra é mantida constante. Em caso de violação dos limites, a geração de potência reativa é fixada em seu limite e a barra convertida para o tipo PQ, portanto a tensão deixa de ser controlada.
- Limite de Tensão (*VLIM*): controle de tensão aplicado em cada iteração do processo de fluxo de potência e fluxo de potência continuado. Em cada aplicação a magnitude de tensão da barra é comparada com seus limites. Se houver violação destes, e se a violação for maior que a tolerância de controle de tensão, a magnitude de tensão é fixada no limite violado e a barra convertida para o tipo PV. A geração de potência reativa da barra é então modificada para manter a magnitude no valor fixado.
- Tap do Transformador (*CTAP*): controle de tensão por transformador com variação automática de tap sob carga. O controle é realizado por meio de modificações automáticas dos taps dos transformadores, de modo a manter o nível de tensão na barra controlada dentro do valor especificado.

Quanto as opções selecionadas:

- Flat Start (*FLAT*): atribui 1 p.u. de valor de tensão nas barras CA de carga (tipo PQ) ao iniciar os cálculos de fluxo de potência e fluxo de potência continuado.
- Redução de Passo (*STEP*): limita os valores das correções de magnitudes e de ângulos de fase da tensão aos valores das constantes *VSTP* (valor máximo de correção de magnitude da tensão durante o processo de solução. *Default* do ANAREDE: 5%) e *ASTP* (valor máximo de correção de ângulo de fase da tensão durante o processo de solução. *Default* do ANAREDE: 0,05 rad).
- Método Parametrizado (*PARM*): ativa o fluxo de potência continuado parametrizado, para obtenção da parte inferior da curva *PV*.

- Plotagem da Curva QV ($PVQV$): gera automaticamente as curvas QV das 10 barras com maior variação de tensão do sistema.

Figura A.2 - Constantes utilizadas para o fluxo de potência continuado

Parâmetro	Valor	Unidade
No. Máx. de Soluções (ICIT)	50	
Mín. Incremento Automático (ICMN)	.1	%
Fator de Redução (FDIV)	2	
Variação de Tensão (VART)	5	%
Fatores de Divisão (DMAX)	5	
Passo Inicial (ICMV)	.5	%
Ponto de Aceleração (APAS)	90	%
Ponto de Parada (CPAR)	70	%

Fonte: ANAREDE

Onde:

- N° Máx de Soluções (ICIT): corresponde ao número máximo de soluções de fluxo de potência a serem calculadas pelo algoritmo do fluxo de potência continuado.
- Mín Incremento Automático (ICMN): valor mínimo de incremento automático de carga. Também determina o valor do passo a partir do qual o fluxo de potência continuado passa a ser parametrizado.
- Fator de Redução (FDIV): valor pelo qual o incremento de carga é dividido quando o fluxo de potência não encontrar solução.
- Variação de Tensão (VART): variação de tensão, em relação ao caso base, a partir da qual uma barra passa a ser automaticamente monitorada no problema de fluxo de potência continuado.
- Fator de Divisão (DMAX): número máximo de vezes consecutivas que o fator de divisão $FDIV$ pode ser aplicado. Também utilizado como critério de parada.
- Passo Inicial (ICMV): tamanho do passo inicial quando o parâmetro de continuação muda do carregamento para o módulo de tensão.

- Ponto de Aceleração (APAS): determina o ponto, em relação a porcentagem de carregamento máximo, a partir do qual o tamanho do passo será acelerado.
- Ponto de Parada (CPAR): especifica o ponto de parada do fluxo de potência continuado parametrizado.

A janela “dados de monitoração” possibilita ao usuário escolher o tipo monitoração a ser feita. As opções estão descritas na barra da janela (figura A3) expressas pelos códigos de execução DMFL, DMGR, DMTE e DMET, onde DMFL se refere a leitura dos dados de monitoração de fluxo em circuito CA; o código DMGR corresponde aos dados de monitoração de geração de potência reativa; DMTE aos dados de monitoração de tensão em barra CA e, por fim, DMET é o código de execução para monitoração da estabilidade de tensão em barra CA.

Figura A.3 - Dados de monitoração

Dados de Monitoração (DMFL, DMGR, DMTE e DMET)

Tipo de Monitoração: Estabilidade

Tipo: Área Número: 1 Nome: []

Condição: []

Tipo: [] Número: [] Nome: []

Condição Principal: []

Tipo: [] Número: [] Nome: []

Condição: []

Tipo: [] Número: [] Nome: []

Operação

Adicionar Remover

Inserir Alterar Remover

AREA	1	A
------	---	---

ACEITAR Remover Tudo FECHAR

Fonte: ANAREDE

Por fim, os dados de incremento automático de carga estão apresentados na figura 4. Ou seja, estabeleceu-se para as simulações um incremento de carga de 5% da carga total, aplicado em toda a área do sistema.

Figura A.4 - Dados do incremento de carga

Dados de Incremento Automático de Carga (DINC)

Tipo: Número: Nome:

Condição:

Tipo: Número: Nome:

Condição Principal:

Tipo: Número: Nome:

Condição:

Tipo: Número: Nome:

P % Q % Pmáx Qmáx

AREA 1

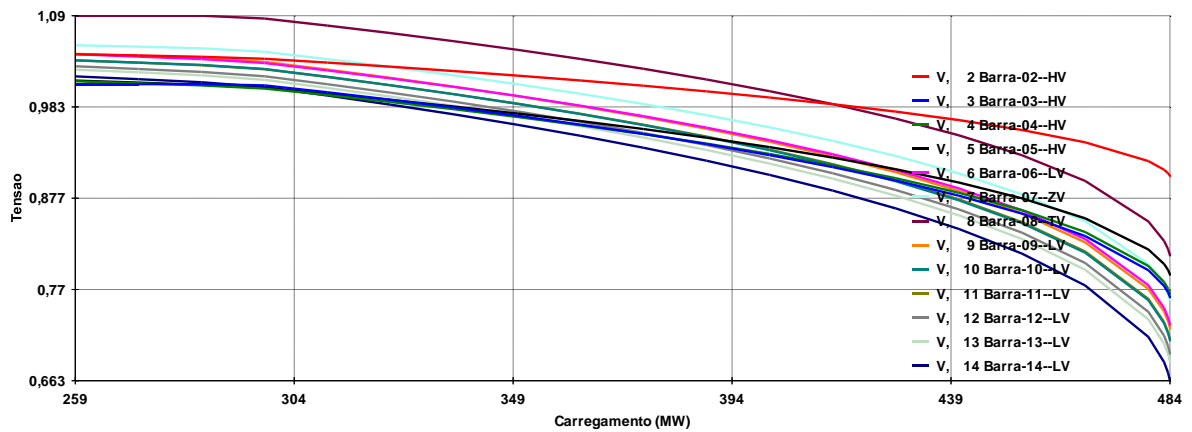
Fonte: ANAREDE

APÊNDICE B – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Nesse apêndice são apresentadas as curvas PV das contingências mais significativas apresentadas na tabela 3 e que não foram expostas no capítulo 4, bem como a comparação do impacto da geração distribuída inserida pelas diferentes barras do sistema, considerando o ponto de máximo carregamento.

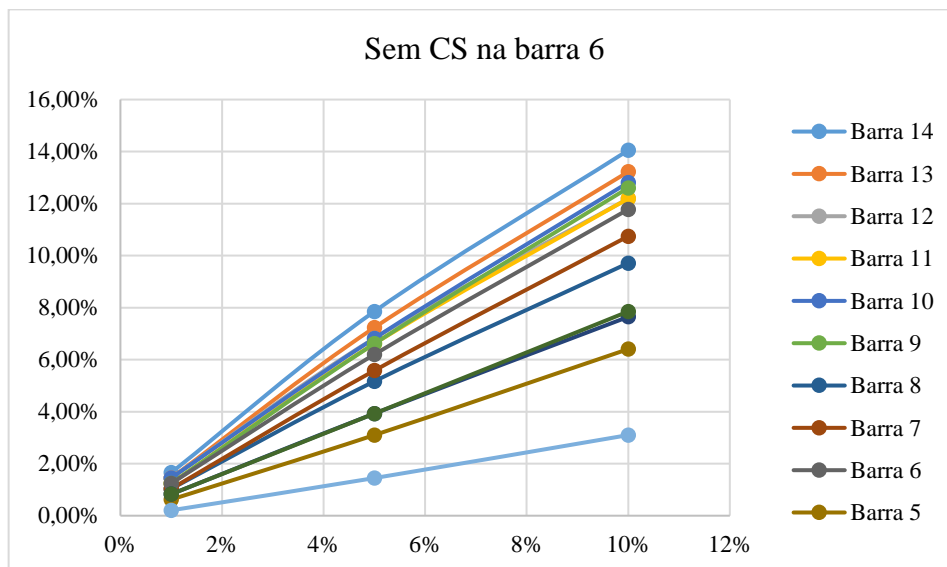
- Sem compensador síncrono na barra 6

Figura B.1 - Curvas PV para o sistema sem CS na barra 6



Fonte: autoria própria

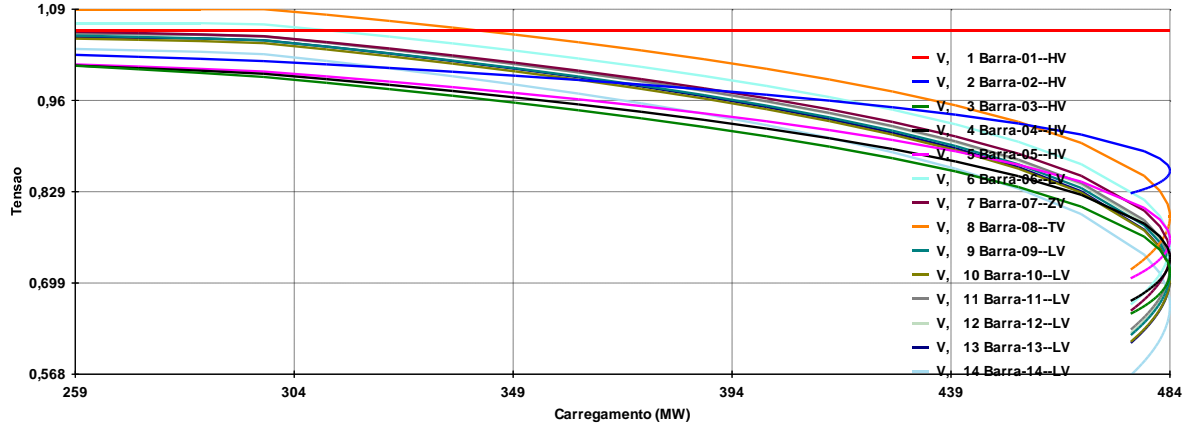
Figura B.2 - Impacto da GD no PMC, para o sistema sem CS na barra 6



Fonte: autoria própria

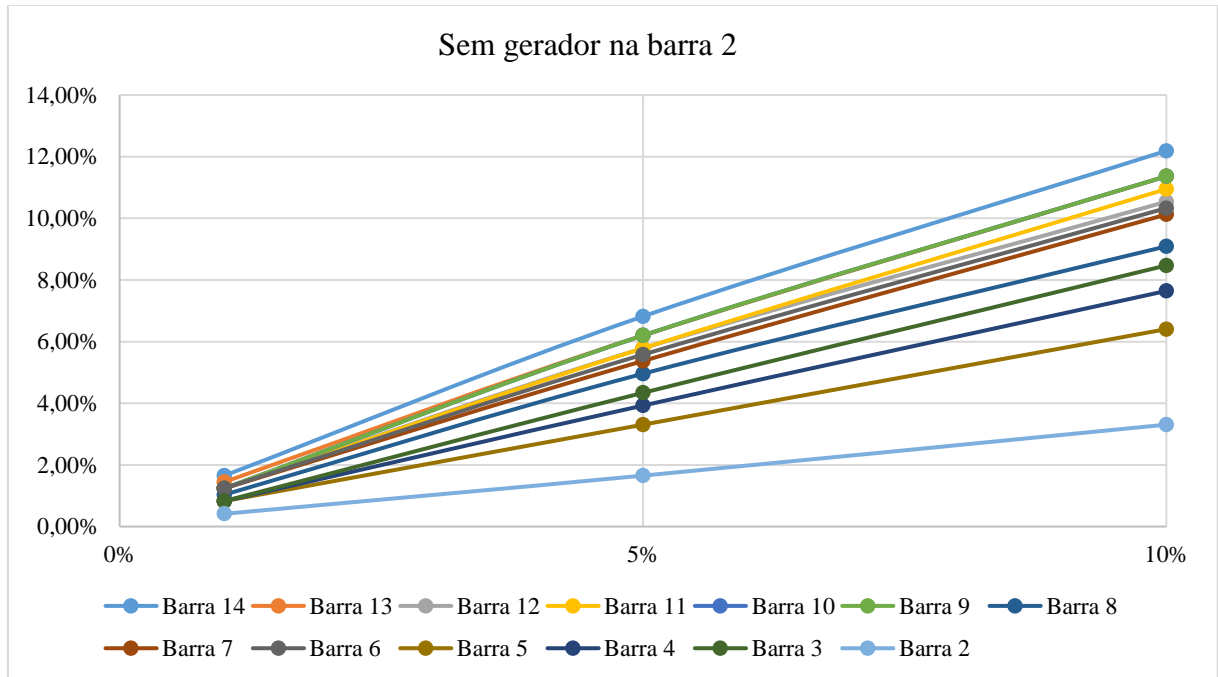
- Sem gerador na barra 2

Figura B.3 - Curvas PV para o sistema sem gerador na barra 2



Fonte: autoria própria

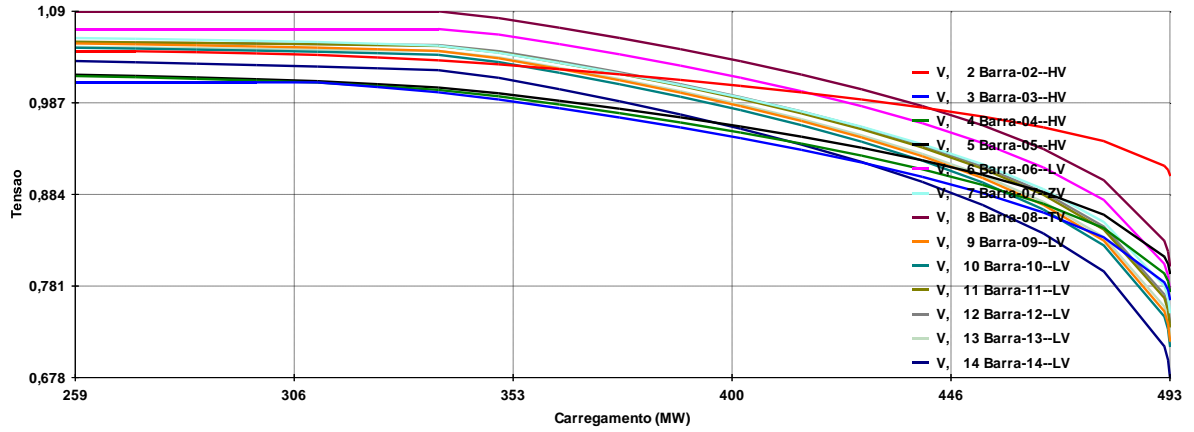
Figura B.4 - Impacto da GD no PMC, para o sistema sem gerador na barra 2



Fonte: autoria própria

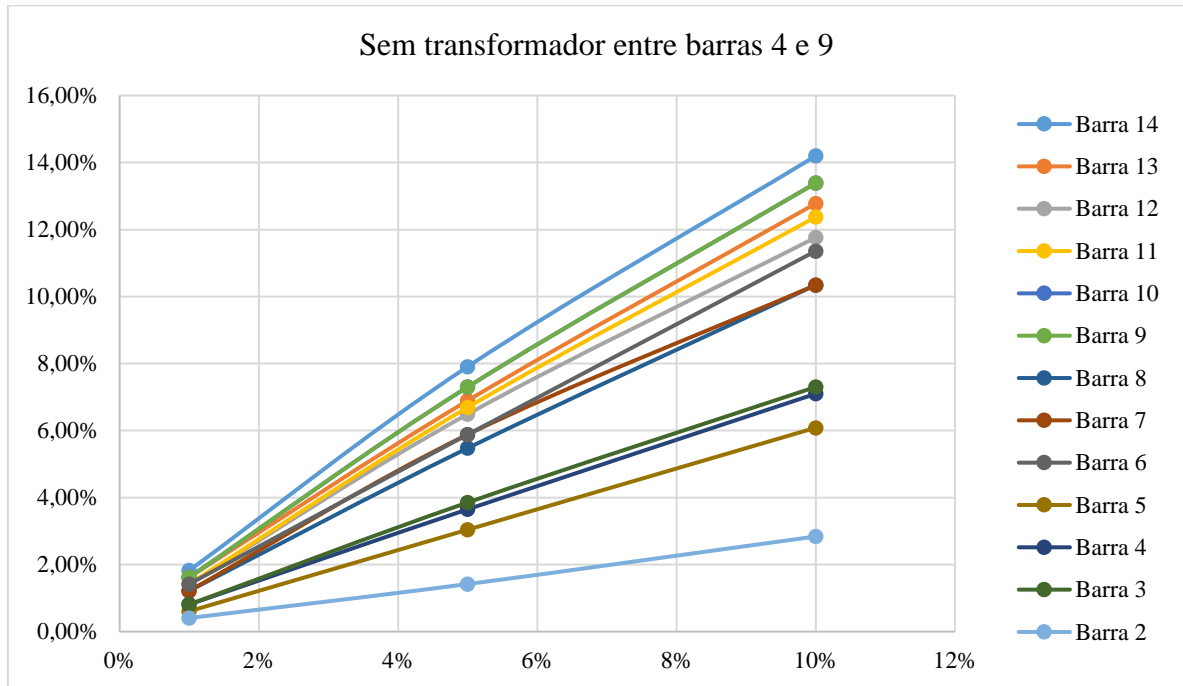
- Sem transformador entre as barras 4 e 9

Figura B.5 - Curvas PV para o sistema sem transformador entre as barras 4 e 9



Fonte: autoria própria

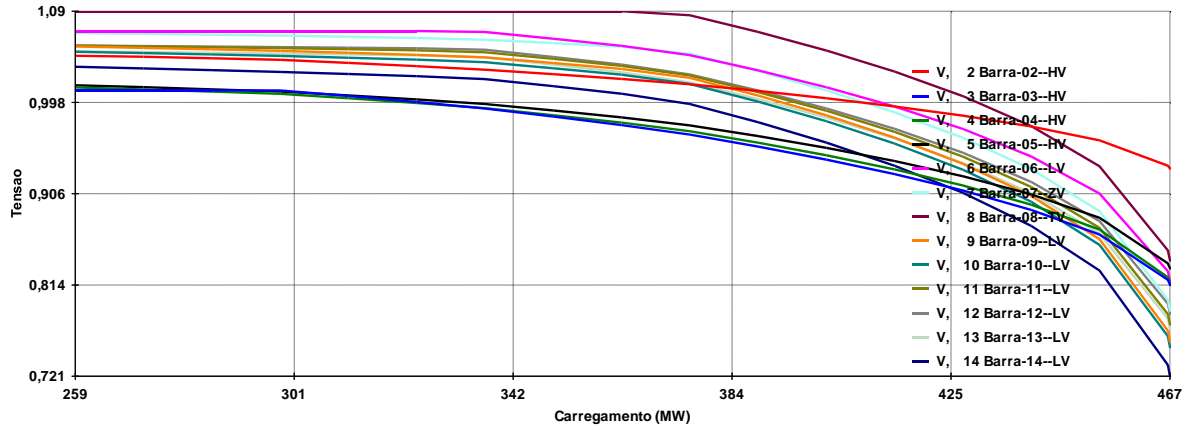
Figura B.6 - Impacto da GD no PMC, para o sistema sem transformador entre as barras 4 e 9



Fonte: autoria própria

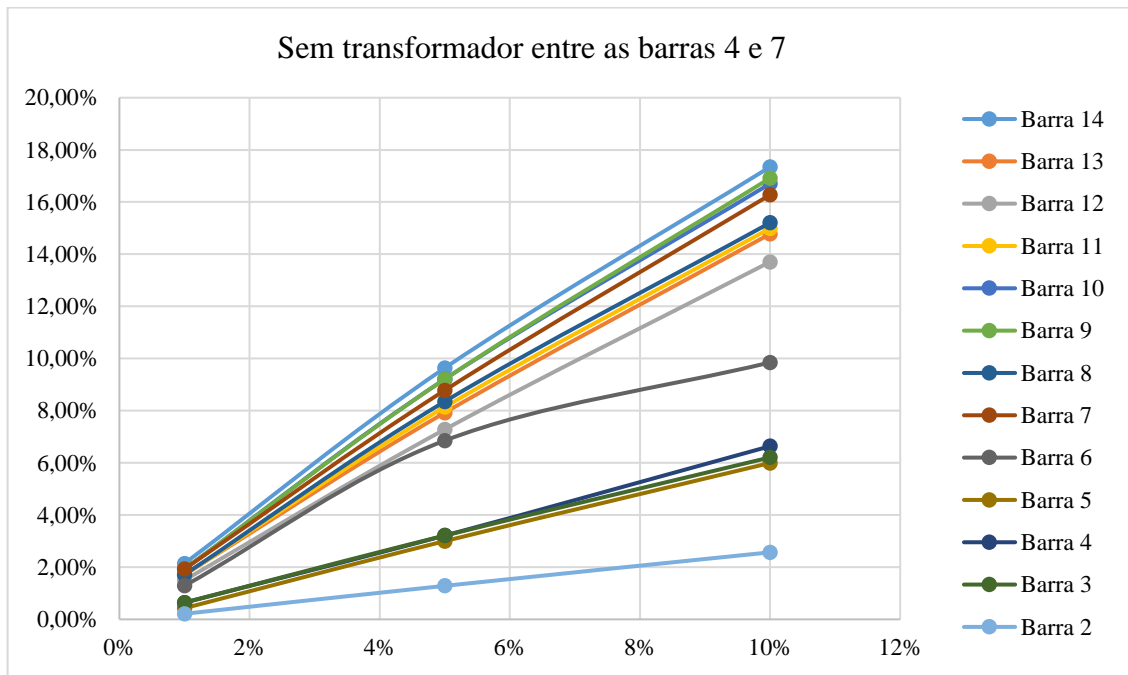
- Sem transformador entre as barras 4 e 7

Figura B.7 - Curvas PV para o sistema sem transformador entre as barras 4 e 7



Fonte: autoria própria

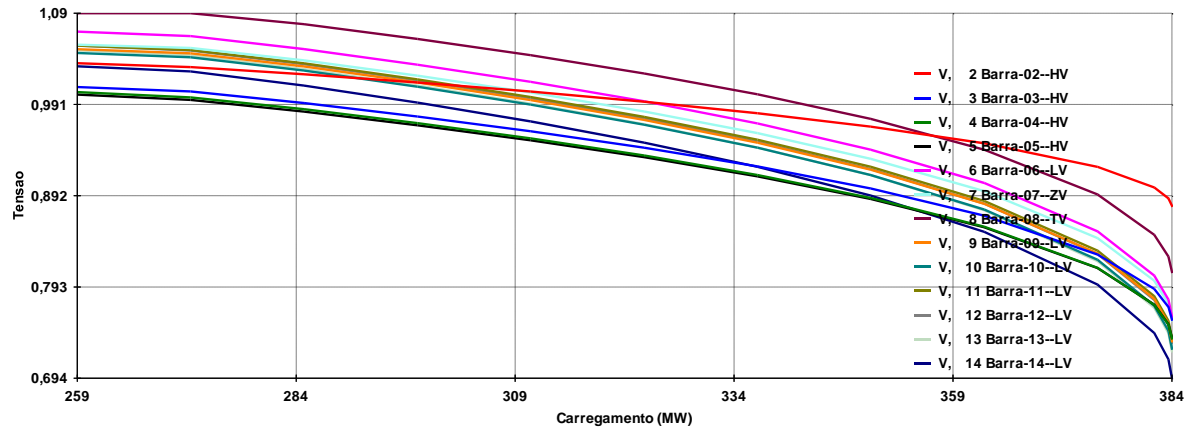
Figura B.8 - Impacto da GD no PMC, para o sistema sem transformador entre as barras 4 e 7



Fonte: autoria própria

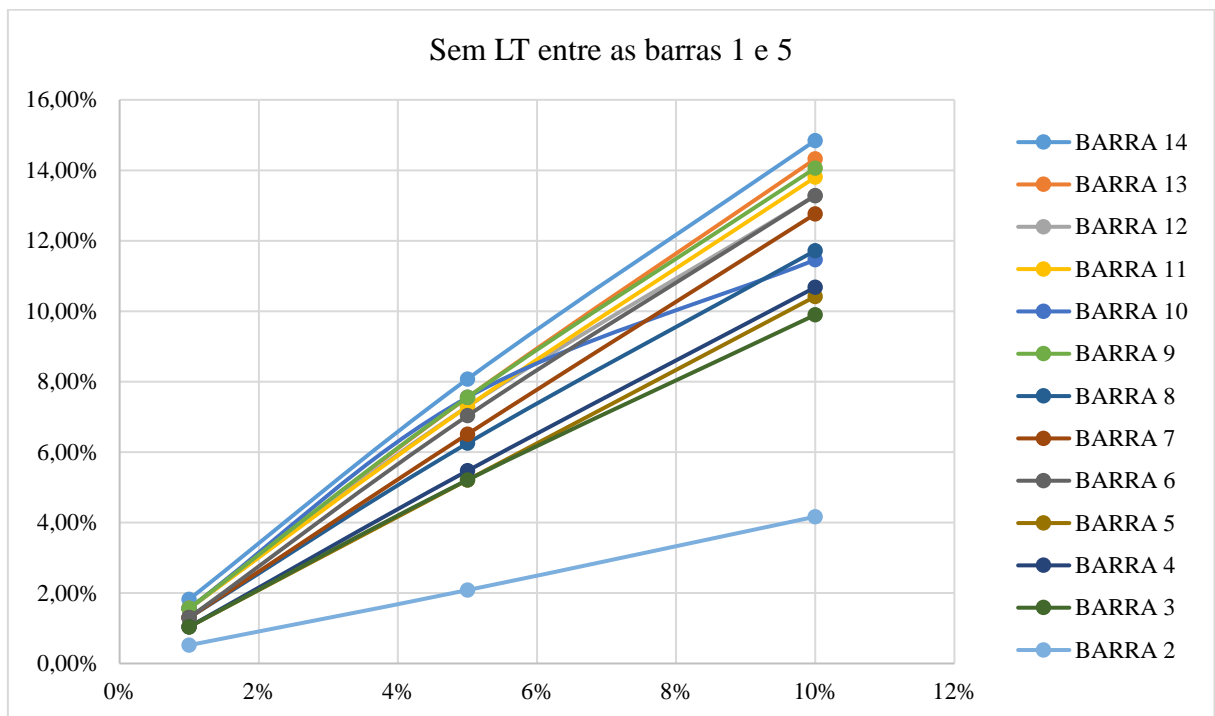
- Sem linha de transmissão entre as barras 1 e 5

Figura B.9 - Curvas PV para o sistema sem LT entre as barras 1 e 5



Fonte: autoria própria

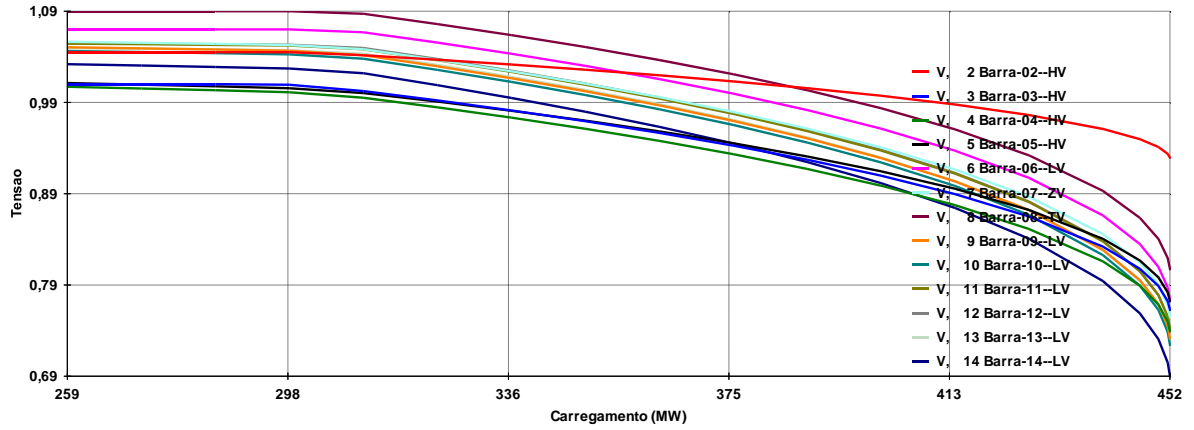
Figura B.10 - Impacto da GD no PMC, para o sistema sem LT entre as barras 1 e 5



Fonte: autoria própria

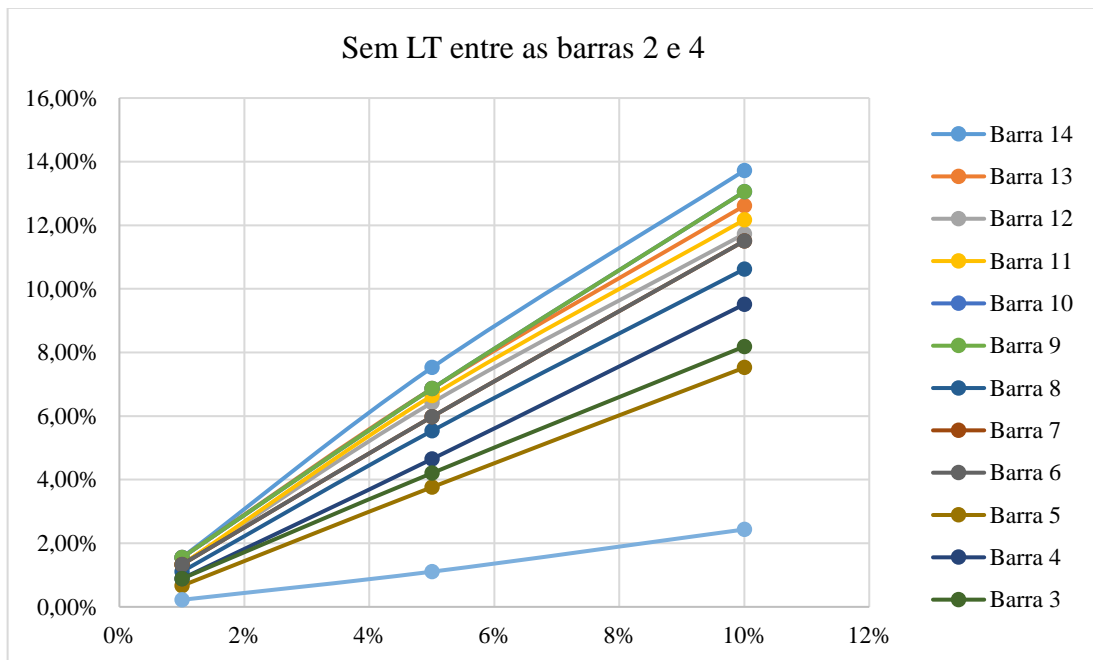
- Sem linha de transmissão entre as barras 2 e 4

Figura B.11 - Curvas PV para o sistema sem LT entre as barras 2 e 4



Fonte: autoria própria

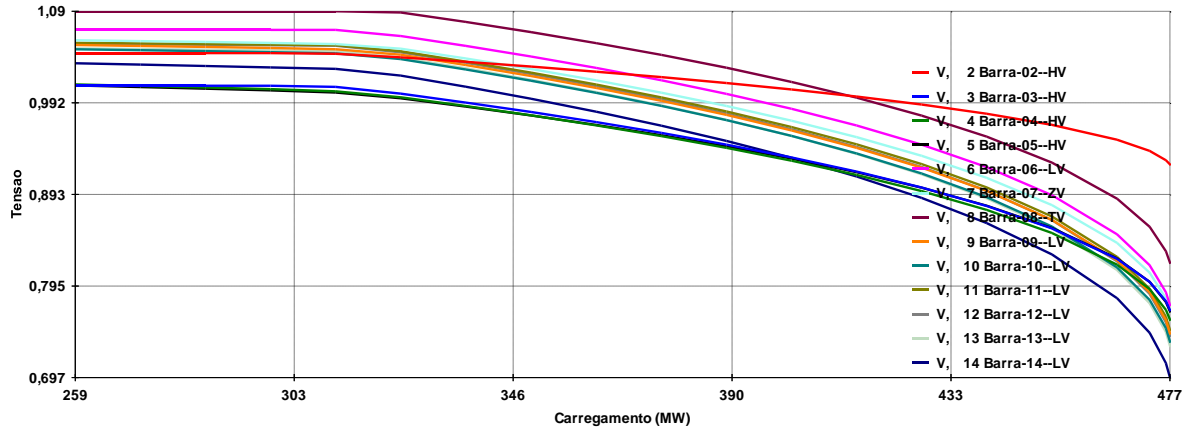
Figura B.12 - Impacto da GD no PMC, para o sistema sem LT entre as barras 2 e 4



Fonte: autoria própria

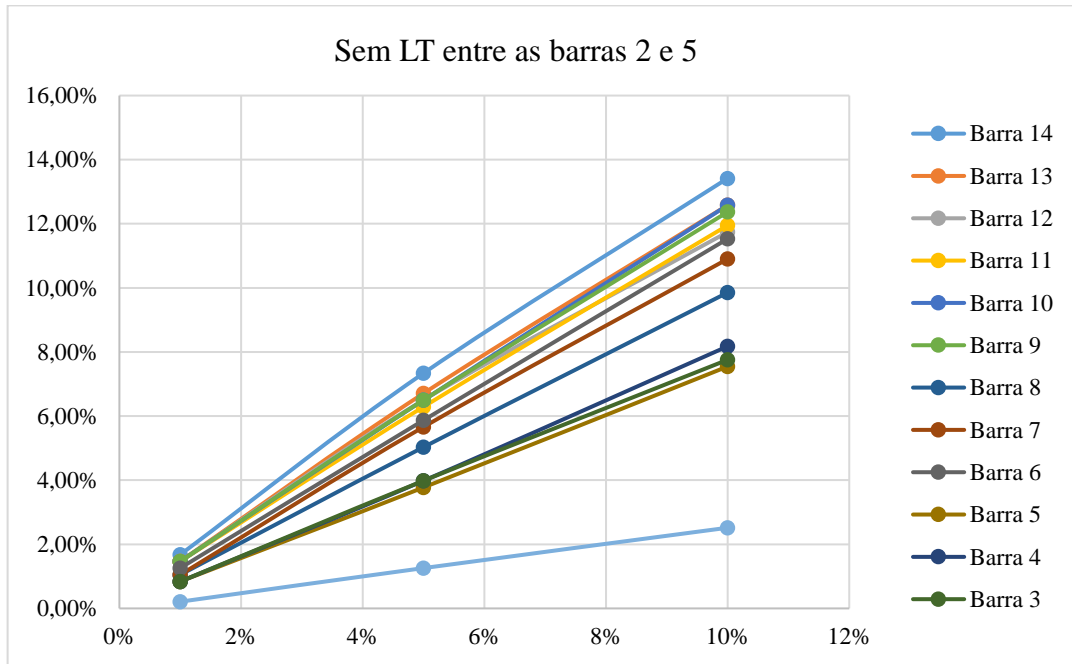
- Sem linha de transmissão entre as barras 2 e 5

Figura B.13 - Curvas PV para o sistema sem LT entre as barras 2 e 5



Fonte: autoria própria

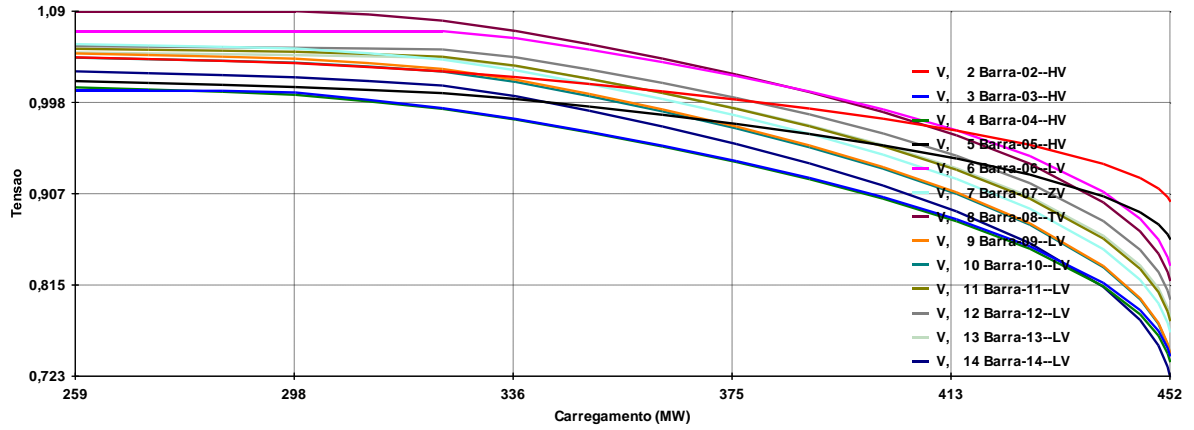
Figura B.14 - Impacto da GD no PMC, para o sistema sem LT entre as barras 2 e 5



Fonte: autoria própria

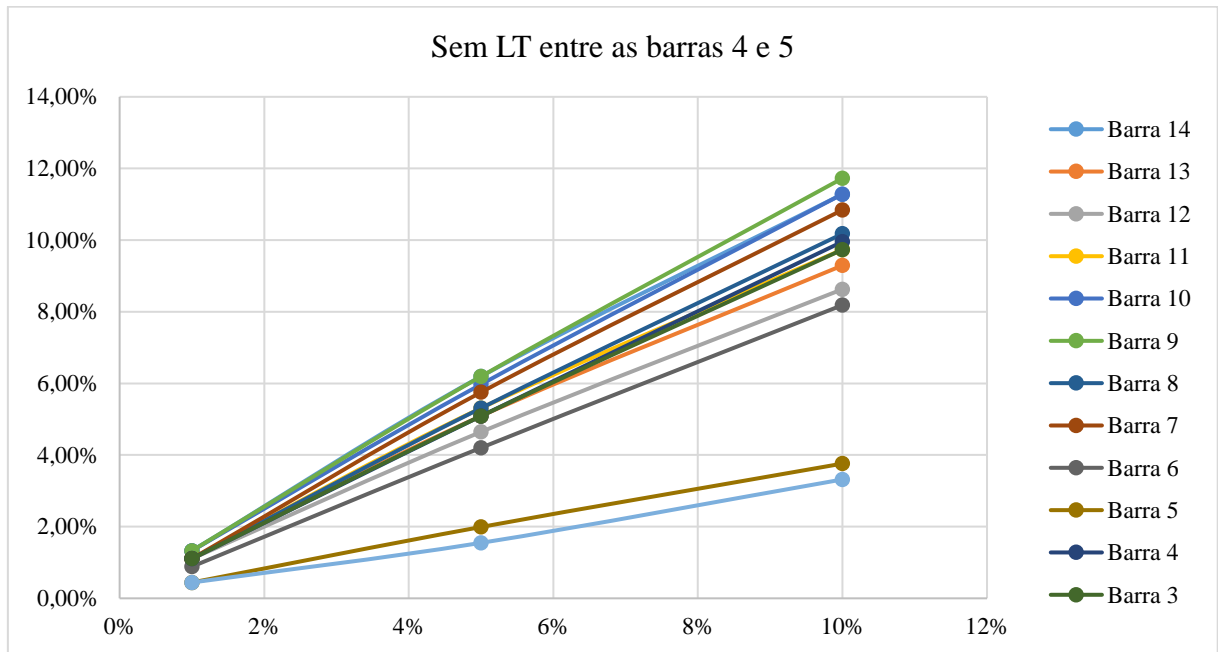
- Sem linha de transmissão entre as barras 4 e 5

Figura B.15 - Curvas PV para o sistema sem LT entre as barras 4 e 5



Fonte: autoria própria

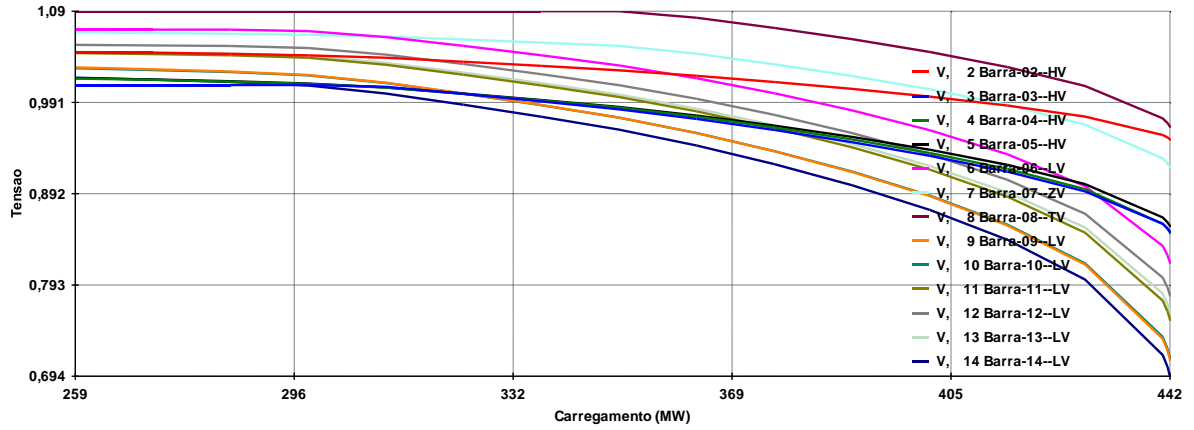
Figura B.16 - Impacto da GD no PMC, para o sistema sem LT entre as barras 4 e 5



Fonte: autoria própria

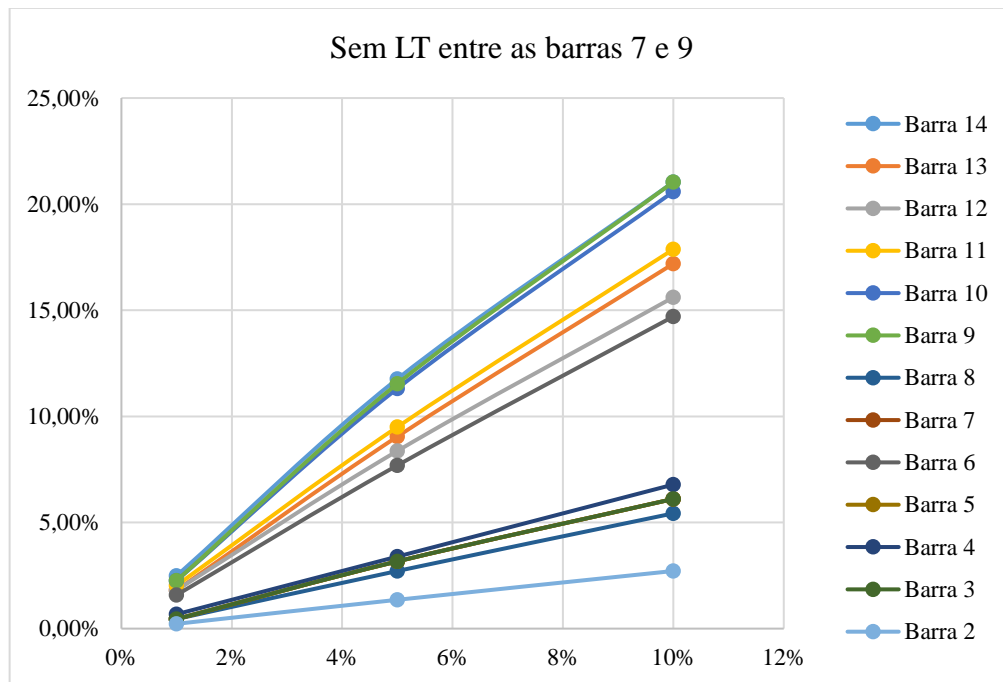
- Sem linha de transmissão entre as barras 7 e 9

Figura B.17 - Curvas PV para o sistema sem LT entre as barras 7 e 9



Fonte: autoria própria

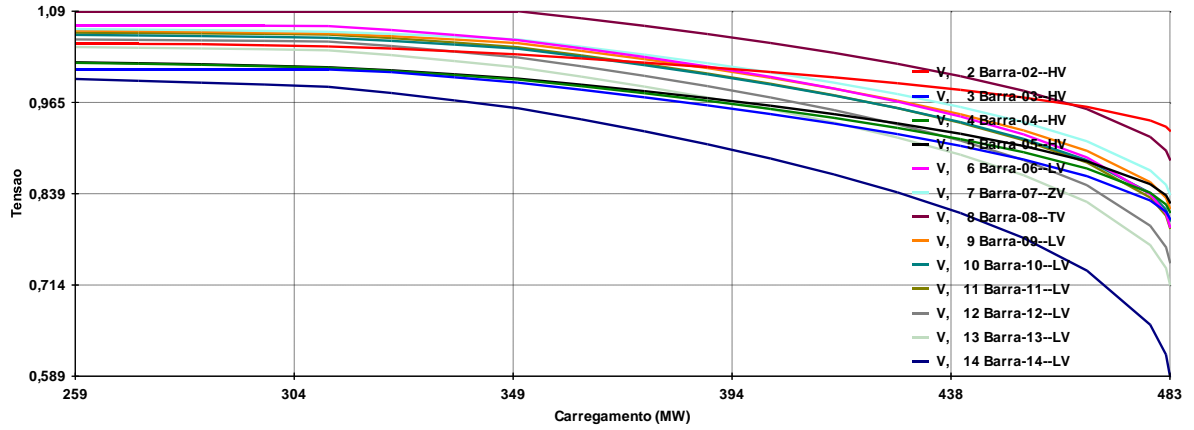
Figura B.18 - Impacto da GD no PMC, para o sistema sem LT entre as barras 7 e 9



Fonte: autoria própria

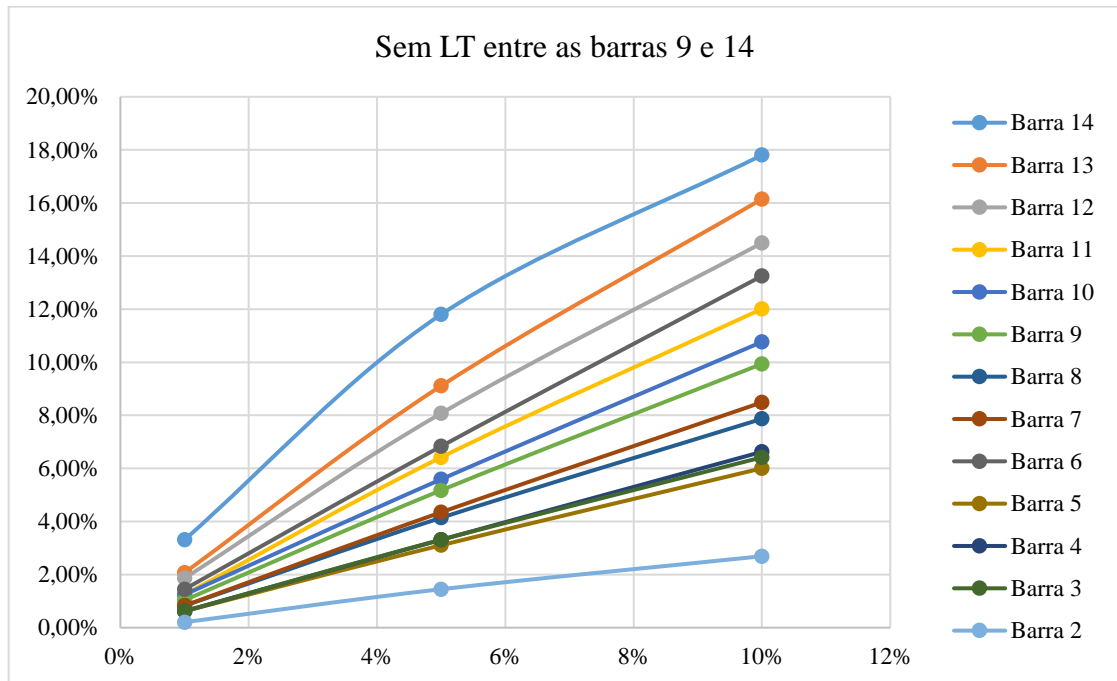
- Sem linha de transmissão entre as barras 9 e 14

Figura B.19 - Curvas PV para o sistema sem LT entre as barras 9 e 14



Fonte: autoria própria

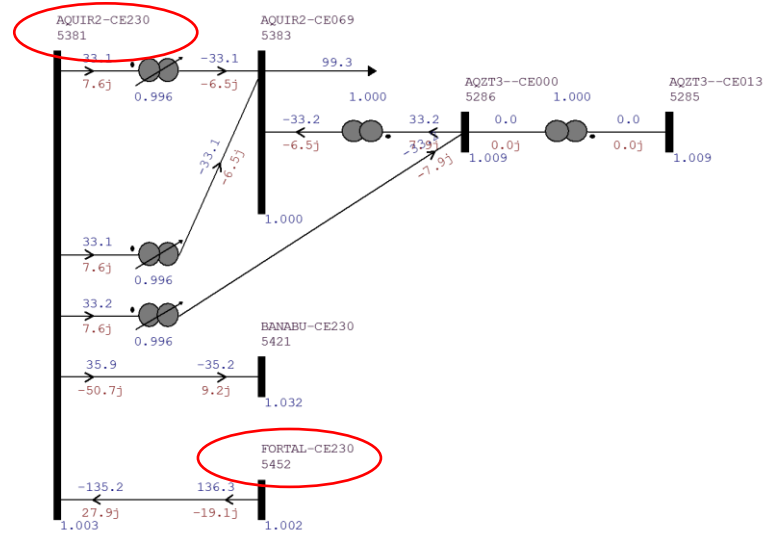
Figura B.20 - Impacto da GD no PMC, para o sistema sem LT entre as barras 9 e 14



Fonte: autoria própria

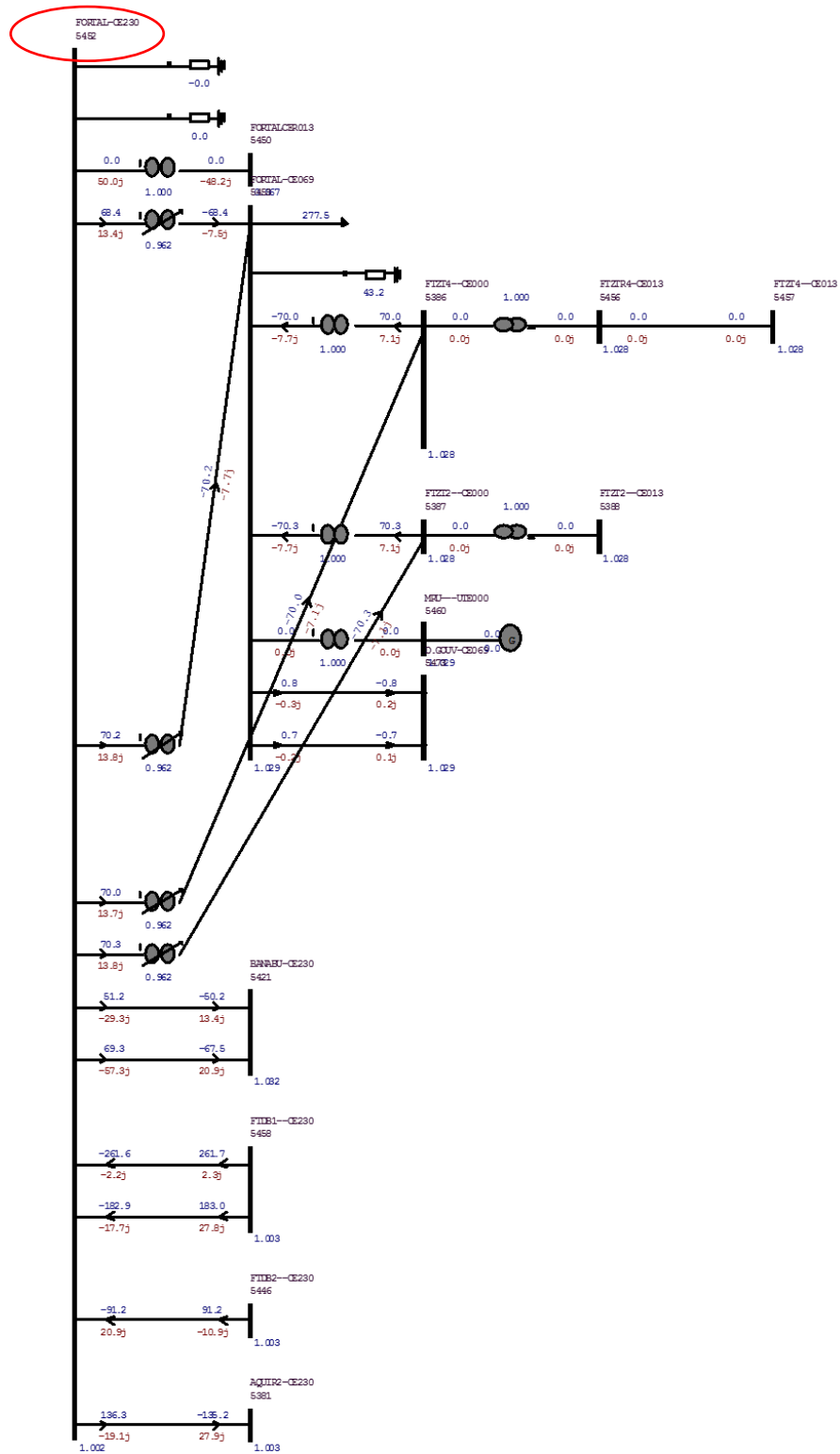
ANEXO A – DETALHES DO SISTEMA UTILIZADO PARA SIMULAÇÃO COM CASOS REAIS

Figura AA.1 - Detalhes das barras 5381 e 5452



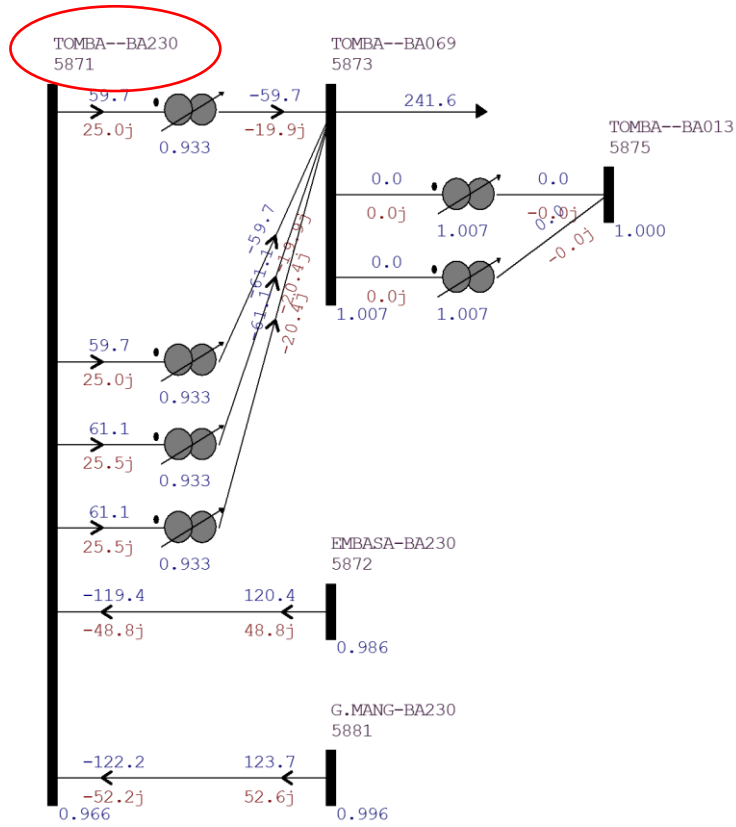
Fonte: ANAREDE

Figura AA.2 - Detalhes da barra 5452



Fonte: ANAREDE

Figura AA.3 - Detalhes da barra 5871



Fonte: ANAREDE