

Amanda Alvarenga Dias

**Critério Para Determinação da Margem de
Estabilidade de Tensão sob a Perspectiva da
Operação**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Ricardo Bernardo Prada

Rio de Janeiro
Agosto 2020



Amanda Alvarenga Dias

**Critério Para Determinação da Margem de
Estabilidade de Tensão sob a Perspectiva da
Operação**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo.

Prof. Ricardo Bernardo Prada

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. Armando Martins Leite da Silva

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. Marcos Vinícius Pimentel Teixeira

Instituto Militar de Engenharia – IME

Rio de Janeiro, 27 de agosto 2020

Amanda Alvarenga Dias

Possui graduação em Engenharia Elétrica com ênfases em Sistemas de Energia Elétrica e em Controle e Automação pela Universidade Federal do Espírito Santo (UFES).

Ficha Catalográfica

Dias, Amanda Alvarenga

 Critério para determinação da margem de estabilidade de tensão sob a perspectiva da operação / Amanda Alvarenga Dias ; orientador: Ricardo Bernardo Prada. – 2020.

 128 f. : il. color. ; 30 cm

 Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2020.

 Inclui bibliografia

 1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Estabilidade de tensão. 3. Margem de potência. 4. Colapso de tensão. 5. Fluxo de potência continuado. I. Prada, Ricardo Bernardo. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. III. Título.

CDD: 621.3

Dedico este trabalho à minha família, eterna fonte de amor, carinho e motivação.

Agradecimentos

A Deus, acima de tudo.

À minha família, por todo amor, dedicação, paciência, apoio e confiança que estiveram presentes desde sempre.

Agradeço a disponibilidade e excelência do meu orientador, Prof. Ricardo Bernardo Prada, que mesmo tendo muitos compromissos sempre esteve à disposição quando requisitado. Assim como pelos seus ensinamentos.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Ao CNPq, à FAPERJ e à PUC-Rio, pelos auxílios concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ter sido realizado.

Aos meus amigos e colegas do laboratório de sistemas de energia da PUC-Rio, pelos estudos e apoio fornecidos ao longo de todo o curso, tornando essa caminhada muito mais leve e prazerosa.

Por fim, aos professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio, pela qualidade do ensino e excelente infraestrutura, essenciais para a execução do curso de mestrado.

Resumo

Dias, Amanda Alvarenga; Prada, Ricardo Bernardo. **Critério para determinação da margem de estabilidade de tensão sob a perspectiva da operação.** Rio de Janeiro, 2020. 128p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Atualmente, o fenômeno de instabilidade de tensão representa uma das principais barreiras à operação estável das redes de energia elétrica, que tendem a crescer e a se tornarem cada vez mais interconectadas. A dificuldade de manter um perfil de tensão aceitável aumenta substancialmente e a estabilidade de tensão na operação dos sistemas elétricos deve ser preservada ao máximo, a fim de evitar os graves efeitos que a sua perda acarreta ao sistema. Esta dissertação atua na operação do sistema de energia elétrica, mais especificamente na área de operação em tempo real, onde é importante se conhecer a proximidade da condição operativa atual do sistema daquela que corresponde ao ponto crítico de estabilidade. Tal conhecimento permite que ações preventivas sejam realizadas no sentido de se evitar a instabilidade. O objetivo do trabalho é, a partir da comparação entre a margem sistêmica e a margem nodal, calculadas respectivamente pelo Fluxo de Potência Continuado e pelo método da Matriz D' , determinar um critério para a margem de capacidade de carga, do ponto de vista de estabilidade de tensão, para a operação segura. No evento de cada contingência, calcula-se o maior crescimento de carga (margem), a partir do caso base, onde os índices nodais ainda são positivos. Define-se como margem mínima a menor dessas margens. A abordagem proposta foi avaliada através dos resultados obtidos com uma versão modificada do chamado sistema “Nordic32”.

Palavras-chave

Estabilidade de Tensão, Margem de Potência, Colapso de Tensão, Fluxo de Potência Continuado.

Abstract

Dias, Amanda Alvarenga; Prada, Ricardo Bernardo (Advisor). **Criteria for determination of the voltage stability margin from the perspective of the operation.** Rio de Janeiro, 2020. 128p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Currently, the phenomenon of voltage instability represents one of the main barriers to the stable operation of electric power networks, which tend to grow and become increasingly interconnected. The difficulty of maintaining an acceptable voltage profile increases substantially and the voltage stability in the operation of the electrical systems must be preserved to the maximum extent in order to avoid the serious effects that its loss entails on the system. This dissertation works in the operation of the electrical system, more specific in the area of operation in real time, where it is important to know the proximity of the operational condition of the current system that corresponds to the critical point of stability. Such knowledge allows preventive actions to be taken in order to avoid instability. The determination of appropriate margins for the various activities carried out in the electric power systems is not a trivial task, motivating the development of this dissertation. The objective of the work is from the comparison between a systemic margin and the nodal margin, calculated respectively by the Continued Power Flow and by the Matrix D' method, to determine a criterion for the load capacity margin from the voltage stability point of view, for safe operation. In the event of each contingency, the largest growth (margin) is calculated from the base case, where the nodal indices are still positive. The smallest margin is defined as the minimum margin. The proposed approach was evaluated through the results obtained with a modified version of the so-called Nordic32 test system.

Keywords

Voltage Stability, Power Range, Voltage Collapse, Continuous Power Flow.

Sumário

1 INTRODUÇÃO	14
1.1. Considerações Gerais	14
1.2. Estrutura do Trabalho	17
2 DIRETRIZES E CRITÉRIOS DE SEGURANÇA RELATIVOS À ESTABILIDADE DE TENSÃO [6]	19
2.1. Modelagens de Carga nas Análises Estática e Dinâmica	22
2.2. Método e Critérios Estabelecidos para Estudos de Estabilidade de Tensão [6]	27
2.2.1. Análise Estática	27
2.2.2. Análise Modal do Problema de Fluxo de Potência	29
2.2.3. Análise Dinâmica	30
2.2.4. Representação da Carga	30
2.2.5. Nível de Contingência	31
2.2.6. Estabelecimento da Margem	31
3 O FENÔMENO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO [10]	33
3.1. Introdução	33
3.2. Caracterização do Fenômeno de Estabilidade de Tensão	33
3.3. Impedância de Carga no Máximo Carregamento	40
3.4. Limite de Estabilidade de Tensão	41
3.5. Capacitor em Paralelo na Barra de Carga	44
4 FLUXO DE POTÊNCIA E FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO	49
4.1. Introdução [3] [12]	49
4.2. Formulação básica dos Fluxos de Potência	50

4.3. Método de Newton-Raphson para Solução dos Fluxos de Potência	54
4.3.1. Rede com Controle Local de Tensão	58
4.3.2. Múltiplas Barras <i>Swing</i> [13]	59
4.4. Fluxo de Potência Continuado	62
4.4.1. Princípio Básico [1]	63
4.4.2. Formulação Matemática	64
4.4.3. Passo Preditor	65
4.4.4. Passo Corretor	66
4.4.5. Seleção do Parâmetro de Continuação	67
 5 ÍNDICES PARA AVALIAÇÃO NODAL DA ESTABILIDADE DE TENSÃO	 68
5.1. Introdução	68
5.2. Método da Matriz D' [4]	68
5.2.1. Magnitude do Determinante da Matriz $[D']$	70
5.2.2. Sinal do Determinante da Matriz $[D']$	74
5.2.3. Índices de Avaliação de Estabilidade de Tensão em Barras Controladoras e de Tensão Controlada	75
5.2.4. Interpretação dos Índices	83
5.2.5. Índices de Influência na Barra	84
5.2.6. Índices de Influência no Sistema	86
 6 PROPOSTA PARA ESTABELECIMENTO DA MARGEM DE SEGURANÇA DE TENSÃO	 88
6.1. Análise do Caso Base	92
6.2. Análise Rápida de Contingências	101
6.3. Resumo dos Testes	114
 7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	 116
7.1. Conclusões	116

7.2. Trabalhos Futuros	117
8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	119
A <i>NORDIC TEST SYSTEM</i> : MODELOS E DADOS	122
A1 Sistema Teste	122

Lista de Figuras

Figura 3.1 Circuito de duas barras	34
Figura 3.2: Curvas no R^3 de P_1	35
Figura 3.3: Curvas de V_1 constante no plano $\theta_1 P_1$	36
Figura 3.4: P_1 e Q_1 constantes no plano $\theta_1 V_1$	37
Figura 3.5: Soluções de tensão na carga com o mesmo fator de potência	39
Figura 3.6: Curva para ϕ constante no plano $S_1 V_1$	39
Figura 3.7: Circuito com as impedâncias da transmissão e da carga	40
Figura 3.8: LET sobre as curvas ϕ constante no plano SV	44
Figura 3.9: Sistema de duas barras com capacitor na barra terminal	44
Figura 3.10: Aumento e redução da tensão devido à introdução de um capacitor	46
Figura 3.11: ϕ e Z_c constantes no plano SV com e sem capacitor	47
Figura 3.12: Ângulo de tensão barra 1 (graus)	48
Figura 4.1: Convenção do sentido de fluxo de potência	52
Figura 4.2: Sequência de passos FPC	64
Figura 5.1: Localização dos vetores gradientes de P_i e Q_i no plano θV	75
Figura 5.2: Barra de tensão controlada operando nas regiões superior e inferior da curva para ϕ constante no plano SV	76
Figura 5.3: Variação da tensão no tempo em barras de tensão controlada	77
Figura 5.4: Matriz jacobiano modificada para análise de barras de tensão controlada	78
Figura 5.5: Matriz jacobiano modificada para análise de barras θV	79
Figura 5.6: Sinal da margem de potência na curva SV	84
Figura 5.7: Curvas do caso base e contingências com suas respectivas margens e índices de influência	85
Figura 5.8: Escala do grau de severidade do índice de influência - $\beta > 0$	86
Figura 5.9: Escala do grau de severidade do índice de influência - $\beta < 0$	86
Figura 6.1: Diagrama unifilar do sistema teste	91
Figura 6.2: Curvas PV resultantes do FPC - caso base	93

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Tensões entre fases admissíveis a 60 Hz [6]	26
Tabela 6.1: Relatório dos índices da Matriz D' - carregamento inicial	94
Tabela 6.2: Relatório dos índices da Matriz D' - aumento de 9% da carga	96
Tabela 6.3: Relatório dos índices da Matriz D' - aumento de 8% de carga	99
Tabela 6.4: Relatório em ordem decrescente de influência da contingência no máximo carregamento - FPC	102
Tabela 6.5: Contingência mais influente para cada barra considerando um aumento de 1% da carga – Matriz D'	106
Tabela 6.6: Contingências em ordem de severidade decrescente ordenadas pelo índice de influência com ponderação pelo índice de importância das barras – Matriz D'	108
Tabela 6.7: Contingência mais influente para cada barra considerando aumento de 1,25 % da carga – Matriz D'	112
Tabela 6.8: Padrão de desempenho para análise estática	115
Tabela A.1: Dados das linhas de transmissão	123
Tabela A.2: Dados dos transformadores	124
Tabela A.3: Dados de <i>shunt</i> de barra equivalente	126
Tabela A.4: Dados das barras de geração	126
Tabela A.5: Dados das barras de transmissão	127
Tabela A.6: Dados das barras de distribuição	128

Lista de Abreviaturas e Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CC	Corrente Continua
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
<i>FACTS</i>	Flexible AC Transmission System
FPC	Fluxo de Potência Continuado
I	Corrente
II	Índice de Influência
IIR	Índice de Importância Relativa
IIS	Índice de Influência no Sistema
LEEA	Limite de Estabilidade Estática Angular
LET	Limite de Estabilidade de Tensão
MST	Margem de Segurança de Tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema
P	Potência Ativa
PMC	Ponto de Máximo Carregamento
Q	Potência Reativa
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
V	Módulo da Tensão
Y	Admitância
Z	Impedância
Z_c	Impedância de Carga no Máximo Carregamento
Z_t	Impedância da Linha de Transmissão
θ	Referência Angular
λ	Fator de Carregamento
ϕ	Fator de Potência

1

Introdução

1.1.

Considerações Gerais

A evolução dos sistemas de energia elétrica vem aumentando a complexidade das ações operativas. Além disso, o transporte é realizado por longas distâncias, utilizando linhas de alta capacidade. Essa complexidade da estrutura tem muitas consequências e a dificuldade de manter um perfil de tensão aceitável aumenta substancialmente, principalmente visto que os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) estão constantemente sujeitos a pequenas e/ou grandes perturbações, como por exemplo, o aumento gradual da carga ou a perda de uma linha de transmissão, podendo impactá-lo de forma diferenciada [1].

Os recursos para o controle de tensão dos sistemas estão sendo utilizados em condições limites, face ao adiamento dos investimentos necessários à transmissão e compensação de potência reativa. Em suma, as restrições econômicas, ambientais e a desregulamentação do setor elétrico podem levar os sistemas elétricos de energia a operarem com mais frequência em situações próximas aos seus limites [1]. De especial interesse para esta dissertação, o limite da perda de estabilidade de tensão.

A estabilidade de tensão da rede, conforme definido pela força tarefa [2], refere-se à habilidade do sistema de manter as tensões nos seus barramentos, após ser submetido a um distúrbio, a partir de uma condição de operação inicial. A perda de estabilidade de tensão está entre os fenômenos que trazem grande risco à integridade dos sistemas elétricos. Sendo assim, vários têm sido os esforços para se evitar sua ocorrência em todas as atividades relacionadas ao SEP, incluindo aquelas de expansão e de operação.

Na elaboração dos planos, busca-se estudos mais criteriosos a fim de manter afastado situações críticas, e desta forma, é necessário o desenvolvimento de

metodologias que facilite o processo de tomada de decisão e que ajude os planejadores a conhecerem melhor o comportamento do SEP.

Para se operar o sistema mais coordenadamente de forma a manter uma faixa aceitável de tensão e não causar problemas operativos ao sistema, estudos de fluxo de potência são um dos mais importantes na análise de sistemas de potência. Implementados corretamente, servem de base para garantir a qualidade, confiabilidade e segurança dos SEP [3]. Tais estudos levam em conta as diversas condições de configuração e conduzem aos valores de tensão a serem mantidos nas barras de controle de forma a se ter um melhor perfil de tensão para o sistema, face aos recursos de que o sistema dispõe.

Uma das técnicas empregadas na análise da estabilidade de tensão é a obtenção do perfil das tensões nas barras, através de sucessivas soluções do fluxo de potência, obtidas aumentando-se o carregamento do sistema. Tal algoritmo de Fluxo de Potência Continuado (FPC), ou parametrizado, é utilizado para se determinar a margem de potência do sistema em vários sistemas de potência ao redor do mundo, inclusive o brasileiro. Uma outra técnica utilizada é o método da Matriz D' [4] que possui a capacidade de estimar o ponto de máximo carregamento em redes complexas, identificando as áreas susceptíveis a problemas de instabilidade de tensão. A análise realizada por este método é nodal e, deste modo, a localização da área da rede muito carregada é imediata.

A diferença entre a carga no ponto de operação em análise e no ponto de carga máxima é a margem do sistema. A dificuldade de se determinar o grau de segurança de um sistema é relacionada com o cálculo da margem de estabilidade, ou seja, quão longe um ponto de operação estável se encontra da instabilidade. Além disso, podem-se apresentar situações onde incrementos de carga imprevistos em uma área ou barra conduzam a uma margem menor, arriscando a operação do sistema em modo seguro. Arbitrando-se valores para a margem mínima, por exemplo, 7% no caso-base e 4% no caso de contingência, se essa margem é mantida, supõe-se que o sistema é seguro, sob o ponto de vista de estabilidade de tensão.

Uma contingência consiste em um ou mais eventos acontecendo simultaneamente ou em instantes de tempo diferentes, com cada evento resultando em uma mudança de estado de um ou mais elementos do sistema de potência,

podendo evoluir de tal forma a ponto de levar o sistema ao colapso de tensão. Uma contingência pode ser iniciada por uma perturbação pequena, uma falta ou uma ação de chaveamento (abertura/fechamento de disjuntores, inserção ou remoção de capacitor/reator, saída de gerador, corte de carga, troca de tapes em transformadores, conexão e operação de dispositivos FACTS) [5].

A experiência dos operadores de sistemas elétricos corrobora para elaboração da lista de contingências com alguma probabilidade de ocorrência. Usualmente, fazem parte desta lista a perda de um dos elementos do sistema (linha, transformador, gerador, compensador etc.), assim como algumas perdas de dois elementos simultaneamente. Também devem ser considerados os distúrbios associados com a perda de controle da tensão em barramentos (exaustão das fontes de potência reativa e tapes de LTC (*Load Tap Changer*) atingindo limites).

Durante a operação do sistema, os pontos de operação previstos são submetidos a cada contingência da lista. A segurança do sistema está ligada ao resultado desta análise. Verifica-se a existência de tensões fora dos limites operativos bem como a existência de linhas e transformadores sobrecarregados. Em uma dada condição o sistema é considerado inseguro quanto à tensão, se uma contingência causar violação dos critérios de estabilidade de tensão. Neste caso devem ser buscadas ações de controle preventivas ou corretivas para melhorar a segurança de tensão do sistema. Ações de controle preventivas mudam o estado do sistema. Ações de controle corretivas mantêm a estabilidade de tensão do sistema no caso de acontecerem contingências severas ou imprevistas [5].

Em vista do exposto acima, cresce em importância o estudo sobre a estabilidade de tensão, buscando evolução no monitoramento do SEP quanto ao risco de perda de estabilidade de tensão para antecipar possíveis condições críticas e atuar preventivamente. Somente com o conhecimento profundo do fenômeno, com elaboração de critérios para análise e ferramentas computacionais robustas é possível operar e expandir tais sistemas de energia elétrica de forma segura e a um custo viável para as empresas e a sociedade.

Este trabalho é uma proposta de critério para estudos de estabilidade de tensão, determinação de um limite no nível de carregamento para manutenção de uma margem de segurança de tensão para a operação adequada em tempo real, a

partir da comparação entre a margem sistêmica e a margem nodal, calculadas respectivamente pelo FPC e pelo método da Matriz D'. O primeiro método, índice margem de carregamento da curva PV, é um dos critérios utilizados na análise da segurança on-line em relação à estabilidade de tensão implantado nas empresas. O segundo método baseia-se no cálculo do determinante de uma submatriz derivada do Jacobiano, e foi demonstrado em [4] que este cálculo para cada barra do sistema e para cada contingência considerada é bastante rápido para ser utilizado no ambiente de tempo real, incluindo análise de contingências. O tipo de contingência mais influente para a redução da margem de estabilidade de tensão é um subproduto deste trabalho.

1.2.

Estrutura do Trabalho

Este trabalho está estruturado em 7 capítulos, referências bibliográficas e um anexo. No Capítulo 2 abordam-se as diretrizes e critérios de segurança relativos à estabilidade de tensão e métodos e critérios estabelecidos para estudos de estabilidade de tensão.

No Capítulo 3 traz-se uma abordagem do fenômeno da estabilidade de tensão contendo o estudo das regiões de operação da curva ϕ constante no plano SV, dos limites de estabilidade estática angular e de estabilidade de tensão, a relação entre o uso de linhas de transmissão perto de sua capacidade máxima e os problemas de estabilidade de tensão, bem como ações de controle de tensão tendo o efeito oposto ao esperado.

No Capítulo 4 apresentam-se os conceitos básicos relacionados ao estudo do fluxo de potência e fluxo de potência continuado, tais como a modelagem dos componentes, expressões gerais dos fluxos, a formulação matricial do problema e a aplicação do método de Newton-Raphson como solução do problema.

No Capítulo 5 apresenta-se uma ferramenta analítica de avaliação das condições nodais associadas ao máximo fluxo de potência ativa e reativa de uma rede de transmissão através da determinação de índices abrangentes e significativos que indicam a região de operação na curva ϕ constante no plano SV, a margem em

MVA para o máximo carregamento e a importância relativa entre as barras. A utilização desta ferramenta analítica foi aplicada a todas as barras do sistema.

No Capítulo 6 apresentam-se os índices de avaliação das condições de estabilidade de tensão dos métodos descritos nos Capítulos 4 e 5. No evento de cada contingência, calcula-se o maior crescimento de carga (margem) e define-se um limite de operação segura demarcando uma margem mínima de operação segura. Estas simulações foram feitas para uma adaptação do sistema Nórdico europeu.

Finalmente, no Capítulo 7 são apresentadas as principais conclusões do trabalho e propostas para trabalhos futuros. Apresentam-se em seguida, as referências bibliográficas e o anexo I, que contém os dados do sistema utilizado nas simulações deste trabalho.

2

Diretrizes e Critérios de Segurança Relativos à Estabilidade de Tensão [6]

Os estudos da estabilidade de tensão devem contemplar os diversos aspectos característicos do sistema, o que requer, dentre outras coisas, um domínio prévio da teoria dos sistemas lineares e não lineares, de forma que se possa compreender o caráter estrutural do fenômeno. As diretrizes e os critérios para estes estudos elétricos resultam da experiência em estudos elétricos realizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e são constantemente revistos, ampliados e modificados com base na evolução das técnicas de planejamento, projeto e operação dos sistemas, bem como na legislação e regulamentação vigentes. Essas diretrizes e critérios devem ainda ser compatíveis com os padrões de desempenho e requisitos mínimos para instalações e gerenciamento de indicadores de desempenho, também requisitos técnicos mínimos para a conexão à rede básica. No caso do ONS [6] as diretrizes e critérios para estudos de segurança de tensão são:

- Os dados para os estudos de segurança de tensão são os constantes nos bancos de dados.
- Define-se 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.
- Um sistema elétrico é considerado seguro em relação à tensão quando, para uma dada condição operativa, a MST e os níveis de tensão pré-contingência e pós-contingência encontram-se em conformidade com os critérios estabelecidos.
- De forma geral, técnicas estáticas devem ser utilizadas na definição de margens de segurança, na seleção de contingências críticas e na identificação de áreas e controles críticos. Simulações no domínio do

tempo devem confirmar as margens de segurança apontadas pela análise estática e estudar a interação entre controles.

Para a avaliação de segurança de tensão, ferramentas estáticas e programas de simulação no domínio do tempo devem ser utilizados de forma complementar. O sucesso dessa avaliação depende não só do entendimento do mecanismo como também da proximidade da instabilidade de tensão.

- Deve-se observar a consistência entre critérios e métodos da avaliação de segurança de tensão, nas áreas de planejamento da operação e de tempo real. Enquanto as duas abordagens podem examinar diferentes cenários e requerer diferentes margens de segurança, é importante que os procedimentos e modelos estejam consolidados para que os resultados obtidos possam ser comparados.
- Durante o processo de incremento de carga em uma área estudada, o fator de potência deve ser mantido constante. Escolhe-se, então, o redespacho necessário, para fazer frente ao crescimento de carga, em grupos de geradores que provoquem carregamento no sistema de suprimento mais crítico.
- A carga do tipo motor de indução deve ser, sempre que possível representada nas análises estática e dinâmica de segurança de tensão. Na impossibilidade dessa modelagem, o percentual da barra de carga, estimado como motor de indução deve ter suas parcelas de carga ativa e reativa representadas, respectivamente, com corrente e impedância constantes.
- No âmbito do planejamento que envolve tanto os estudos de ampliações e reforços, a avaliação de segurança de tensão deve ter como finalidade principal propor soluções que desativem os esquemas de controle de segurança em operação.
- Os estudos de planejamento da operação devem definir limites operativos e avaliar a necessidade de SEP, a fim de garantir a segurança de tensão.
- Em tempo real, a avaliação de segurança de tensão deve cobrir situações não previstas na fase de planejamento da operação e evitar

a operação na região onde esquemas de controle de emergência precisem ser ativados.

- No âmbito de planejamento que envolve tanto os estudos de ampliações e reforços quanto de planejamento da operação, os estudos de segurança de tensão devem determinar margens de segurança considerando rede completa e rede incompleta, seja pelas incertezas presentes nesses horizontes, seja pela necessidade de previsão de manutenção de elementos ou recursos importantes da rede. Em tempo real, uma vez que o estado e a topologia do sistema são conhecidos, pode ser necessário um número menor de cenários e uma menor margem de segurança de tensão.
- A segurança de tensão é tradicionalmente avaliada por meio de métodos determinísticos. Contudo, métodos de avaliação probabilísticos podem ser necessários em função do aumento da complexidade do sistema ou do grau de incertezas.
- As diferentes características de suprimento, de modelagem e de recursos entre as áreas do SIN podem implicar necessidades que justifiquem a adoção de critério particular para a definição de margens mais seguras nos estudos 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 com rede completa e incompleta, respectivamente. Em tempo real, uma margem de 4% deve ser a meta.
- Na impossibilidade de avaliação da segurança de tensão em tempo real, as margens de segurança e as recomendações dos estudos de planejamento da operação devem ser adotadas, através de instruções de operação, a fim de possibilitar uma segura monitoração por parte dos operadores do sistema.

2.1.

Modelagens de Carga nas Análises Estática e Dinâmica

O sistema deve ser analisado para as condições de carga e de geração que são pertinentes ao objetivo da avaliação, entre as quais, carga pesada, média, leve, e quando necessário podem ser analisadas outras condições de carga para horários e/ou dias específicos. Em regime permanente, as cargas devem ser representadas, em regra geral, com 100% de potência constante para a parte ativa e reativa. Entretanto, podem ser representadas com percentuais variáveis de potência (P), impedância (Z) e corrente (I) constantes, para adequarem-se aos objetivos específicos de cada estudo. As cargas com características especiais, como as cargas da indústria de alumínio e de motores de indução, podem ser modeladas nos estudos de fluxo de potência, de modo a facilitar sua inicialização nos estudos de estabilidade eletromecânica.

Os estudos de fluxo de potência devem abranger, além da condição operativa normal, análise de contingências de linhas, transformadores e outros equipamentos do sistema elétrico, com o objetivo de se definirem ações para que o SIN opere sem perda de carga e sem violações inadmissíveis dos limites de tensão e de carregamento.

Na análise de contingências nos estudos de ampliações e reforços, o desempenho elétrico deve ser verificado nas seguintes situações:

- Imediatamente após o desligamento de elemento(s) do sistema, quando se considera a atuação da regulação de tensão em barras controladas por unidades geradoras, compensadores síncronos e estáticos, e após a atuação dos tapes de transformadores com comutação sob carga que operem no modo automático.
- Quando a situação antes da atuação dos tapes de transformadores com comutação sob carga que operem no modo automático implicar em corte de carga, essa situação deverá ser considerada na análise; e após a atuação dos controles automáticos, quando deve ser considerada a viabilidade de adoção de medidas operativas que dependem da ação humana, tais como:
 - o chaveamento de capacitores e/ou reatores;

- a alteração de tensão de referência de unidades geradoras, compensadores síncronos e estáticos;
- a alteração de ângulo nos transformadores defasadores;
- o redespacho de potência ativa em unidades geradoras;
- o remanejamento da carga.

Na análise de contingências nos estudos de planejamento e programação da operação elétrica, pré-operacionais e de comissionamento, o desempenho elétrico deve ser verificado nas seguintes situações:

- Imediatamente após o desligamento de elemento(s) do sistema, quando se considera apenas a atuação da regulação de tensão em barras controladas por unidades geradoras, compensadores síncronos e estáticos, e do SEP pertinentes;
- Após a atuação dos tapes de transformadores com comutação sob carga que operem no modo automático; e no instante em que são consideradas as medidas operativas que dependem da ação humana, tais como:
 - o chaveamento de capacitores e/ou reatores;
 - a alteração da tensão de referência de unidades geradoras, compensadores síncronos e estáticos;
 - redespacho de potência ativa em unidades geradoras;
 - o remanejamento de carga;
 - a alteração da potência transferida através de elos de corrente contínua;
 - a separação de barramentos;
 - a alteração de tapes de transformadores com comutação sob carga que operem no modo manual;
 - a alteração de ângulo nos transformadores defasadores.

Também devem ser simuladas contingências simples, ou seja, a perda de um único elemento do sistema elétrico seja linha de transmissão, transformador, banco de transformador, unidade geradora, elo de corrente contínua (CC) ou equipamento de controle de tensão, tal como reator, capacitor, compensador síncrono ou

compensador estático. Na análise de contingências devem ser consideradas também as saídas de linhas de transmissão de circuito duplo e as saídas simultâneas de linhas de transmissão de circuito simples que compartilhem a mesma faixa de passagem, ou que atravessem regiões onde há ocorrência de fenômenos naturais e/ou queimadas que possam atingi-las, ou ainda por perdas de seções de barras em subestações, devendo-se ponderar as condições:

- A contingência apresentar evidência estatística de ocorrência;
- A análise de contingências identificar um nível de consequência inadmissível ao SIN e à sociedade, previamente quantificado no escopo dos estudos, caracterizando, pelo menos, um dos seguintes aspectos:
 - instabilidade de potência, frequência ou tensão numa região geográfica (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste);
 - nível de interrupção de carga, abrangência da interrupção (SIN, região geográfica, unidade da federação, capital, polo industrial), população afetada, ou possibilidade de danos a equipamentos.

Nos estudos de programação de intervenções em instalações da rede de operação, devem ser consideradas:

- Perda de um único elemento do sistema elétrico (linha de transmissão, transformador ou outro equipamento);
- Saída simultânea dos dois circuitos das linhas de transmissão que compartilham a mesma torre (circuito duplo), quando essa contingência apresentar evidência estatística de ocorrência e provocar, pelo menos, um dos seguintes eventos:
 - instabilidade de potência, frequência ou tensão numa região geográfica (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste);
 - interrupção de carga superior a 30% do valor previsto para a carga média, respeitando o valor máximo de 1000 MW em áreas metropolitanas de capitais, ou superior a 25% do valor previsto para carga média, respeitando o valor máximo de

1500 MW em estados da federação, ou superior a 100 MW em polos industriais;

- atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC numa região geográfica (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste); em casos excepcionais poderá ser admitida a atuação de até dois estágios do referido esquema;
- restrição nas transferências energéticas que ponha em risco o atendimento de uma região geográfica, unidade da federação ou capital.

Nos estudos de planejamento e programação da operação elétrica podem ser consideradas contingências múltiplas em situações conjunturais. Essas situações são caracterizadas por eventos, acontecimentos e/ou datas comemorativas de grande repercussão pública, de abrangência nacional, regional ou local, e situações especiais do próprio SIN, de acordo com a Resolução CMSE4 nº 001, de 25 de janeiro de 2005, e a regulamentação sucedânea. Nos estudos de ampliações e reforços deve ser avaliada a necessidade de compensação reativa *shunt* onde a abertura de linhas é usada de forma sistemática para o controle adequado de tensão ou nas situações onde essas aberturas de linhas possam comprometer a confiabilidade e a segurança do SIN.

Na segurança sistêmica, o desempenho do sistema deve ser tal que, ao longo do horizonte de estudo, não haja violação dos critérios estabelecidos neste capítulo e a consequente necessidade de corte de carga provocada pela ocorrência de contingências simples (critério N-1), e pelas perdas duplas e saídas simultâneas descritas nos itens anteriores deste capítulo. Em situações excepcionais, devidamente fundamentadas em análise técnica ou técnico-econômica e previamente autorizadas pelo poder concedente ou pela ANEEL, poderão ser utilizados critérios mais restritivos ou menos restritivos. Essas situações excepcionais estão relacionadas, mas não restritas, a:

- Cenários energéticos desfavoráveis, conforme as avaliações eletroenergéticas conduzidas no âmbito do programa mensal de

operação e suas revisões semanais, da programação elétrica mensal, e das diretrizes da operação elétrica quadrimestral;

- Restrições do sistema de transmissão vigente para integração de sistemas elétricos isolados ao SIN;
- Suprimento a cargas através de sistemas de transmissão radiais singelos ou de um único transformador.

O critério mais restritivo ou menos restritivo a ser adotado, seu contexto e seu período de aplicação devem ser explicitados em nota técnica a ser submetida à autorização do Poder Concedente ou da ANEEL.

Os limites de tensão a serem observados nos estudos elétricos para a condição operativa normal e para condição operativa de emergência se encontram na Tabela 2.1. As faixas operativas mais adequadas de tensão (diretrizes operativas) são definidas pelos estudos de planejamento da programação da operação elétrica e pelos estudos pré-operacionais, e devem observar os limites da Tabela 2.1 e respeitar as limitações específicas informadas pelos agentes.

Tabela 2.1: Tensões entre fases admissíveis a 60 Hz. [6]

Tensão nominal de operação ⁽¹⁾	Condição operativa normal		Condição operativa de emergência	
	kV	pu ⁽²⁾	kV	pu ⁽²⁾
< 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	0,90 a 1,046

(1) Valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é designado.

(2) Valores em pu tendo como base a tensão nominal de operação.

2.2.

Método e Critérios Estabelecidos para Estudos de Estabilidade de Tensão [6]

No estudo de estabilidade de tensão diversos aspectos característicos do sistema devem ser contemplados. Primeiramente, uma análise estática deve ser feita abordando pesquisas de margens de operação e análises de sensibilidade. A partir desta análise se faz o levantamento das curvas tipo PV e VQ, além de empreender estudos de otimização de casos base de fluxo de potência para determinadas funções objetivo, que caracterizam estudos de estabilidade de tensão.

A abordagem seguinte é uma análise modal, para que se conheçam os autovalores críticos do sistema, determinando o comportamento de cada um, e realizando uma análise de sensibilidade para estabelecer indicações de soluções de diversas naturezas nos barramentos e nos equipamentos mais adequados. E, por último, uma análise dinâmica deve ser feita, com simulações no domínio do tempo, reproduzindo cronologicamente o fenômeno da instabilidade de tensão, e permitindo testar as soluções encontradas nas análises de sensibilidade estática e modal.

2.2.1.

Análise Estática

A análise estática considera que em muitos casos, a dinâmica do sistema com influência na estabilidade de tensão varia lentamente. Assim sendo, as derivadas das variáveis de estado em relação ao tempo podem ser consideradas iguais a zero e o modelo dinâmico, que varia em função das variáveis de estado do sistema, reduz-se a uma equação puramente algébrica para cada ponto de equilíbrio.

Os métodos de solução fornecem informações sobre as condições críticas do sistema de modo simples e rápido. Tais métodos consideram apenas o ponto específico de operação em equilíbrio, e não consideram as dinâmicas envolvidas nos sistemas. Logo, os resultados obtidos são considerados mais conservadores [3]. O fenômeno relacionado à perda de estabilidade de tensão tem sido relacionado a um ponto de operação do SEP onde a entrega de potência ativa da rede elétrica para

a carga é máxima. Este é conhecido como ponto de máximo carregamento e é estudado a partir do teorema da Máxima Transferência de Potência (MTP).

2.2.1.1

Levantamento de Curvas PV

A curva PV é uma das maneiras mais utilizadas para se investigar a MTP, sendo uma ferramenta que basicamente relaciona a tensão em uma barra com seu respectivo crescimento do carregamento. O índice margem, baseado na análise da curva PV, é uma das mais importantes indicações da segurança de tensão do sistema em relação à instabilidade de tensão de longo-termo envolvendo grandes distúrbios. Para obtenção da curva PV em uma determinada barra do SEP é efetuado um aumento contínuo da carga atendida pela mesma, mantendo-se o fator de potência constante. A cada aumento de carga são monitorados os valores de tensão e potência na barra. Haverá um ponto crítico, em que somente um valor de tensão será capaz de satisfazer a equação da curva. Atingido este ponto, que corresponde à potência máxima transmissível, o sistema é incapaz de fornecer potência ativa adicional, e se a carga aumentar além deste ponto, o sistema pode sofrer um colapso de tensão [7].

Para se alcançar o ponto crítico na curva PV, o fluxo de potência não pode ser o convencional, visto que geralmente próximo ao ponto crítico (bifurcação) a matriz jacobiano já apresenta problemas de condicionamento e normalmente ocorre divergência no processo iterativo. O método mais conhecido para modificar as equações do fluxo de potência e permitir o traçado da curva PV é o método da continuação. Da mesma forma que é traçada a curva PV variando-se a carga com fator de potência constante, o mesmo pode ser feito para a potência reativa e a potência aparente, gerando curvas QV e SV, respectivamente. Essas curvas nem sempre são traçadas porque trazem as mesmas informações que a PV e seus pontos de máximo podem ser obtidos a partir do ponto de MTP de forma direta, utilizando o fator de potência da carga.

2.2.1.2

Levantamento de Curvas VQ

O levantamento da curva VQ envolve a simulação de sucessivos fluxos de potência variando-se a tensão na barra estudada. No traçado da curva VQ a carga não sofre alterações; à medida que a tensão na barra varia, o valor de potência reativa necessária para manter o perfil de tensão é calculado. Deve ser feito o levantamento de curvas VQ para as principais barras da área de foco, isto é, as que apresentam as maiores variações de tensão para pequenas variações nas condições do sistema. O ponto mínimo da curva além de identificar o limite de estabilidade também define o valor mínimo de potência reativa que é necessário para garantir que o sistema se mantenha estável. Uma margem de potência reativa efetiva é uma indicação da segurança de tensão ou robustez do sistema em relação à potência reativa e reflete o nível de estresse do sistema para determinada situação de carga [8]. Para facilitar ainda mais a análise de segurança é desejável que os operadores do sistema disponham de atualizações em tempo real da curva de capacidade dos geradores.

2.2.1.3

Fluxo de Potência Ótimo

Os programas de otimização aplicam-se de maneira especial nos estudos de estabilidade de tensão. Em razão do alto nível de sensibilidade destes programas, inicialmente se faz necessária uma base de dados abrangente e consistente, de modo a proporcionar confiabilidade nos resultados, pois qualquer pequena modificação na massa de dados causa diferenças significativas nos resultados.

2.2.2.

Análise Modal do Problema de Fluxo de Potência

A técnica de análise modal é aplicada para a identificação de áreas críticas em relação à estabilidade de tensão, permitindo capturar as regiões da rede elétrica que requerem maior atenção. Uma vez que se trate de uma análise linear, e portanto

válida apenas em torno do ponto analisado, deve-se iniciar a análise modal nas situações mais críticas, nos pontos mais próximos de máximo carregamento.

Após a identificação dos modos críticos, deve-se iniciar a análise de sensibilidade com objetivo de se estabelecer os barramentos mais críticos associados a estes modos, e com a indicação de onde é mais eficaz a instalação de equipamentos de controle de tensão e/ou equipamentos *FACTS*.

As soluções encontradas devem ser testadas no sistema através de simulações, em ferramentas não lineares de fluxo de potência e de análise dinâmica e, assim, proceder aos ajustes necessários.

2.2.3. Análise Dinâmica

As simulações no domínio do tempo são de grande utilidade, pois reproduzem cronologicamente o fenômeno da instabilidade de tensão e permitem testar as soluções encontradas nas análises estática e modal. Tais simulações podem ser de médio e de longo prazo, o que compreende de um a dezenas de minutos, incluindo a representação dinâmica de LTCs, o crescimento da carga de qualquer área e a tomada de carga pelas usinas arbitradas. Exige um enorme esforço computacional e não fornece informações sobre a margem de estabilidade do sistema, sendo restrita a situações específicas de colapso de tensão e complementação da análise estática [9].

2.2.4. Representação da Carga

Dentro das faixas de tensão operativas, a representação da carga como potência constante é válida, descrevendo com precisão o comportamento da carga. Esta representação vai deixando de ser adequada à medida em que, com o aumento da carga, verifica-se o decaimento da tensão. Logo, é necessário conhecer o perfil da carga para poder representá-la adequadamente. Para os casos de não representação dos transformadores da distribuição, deve-se estabelecer um valor mínimo de tensão abaixo do qual se considera esgotado os LTCs, e a carga passa a ser representada como modelo dependente da tensão.

Na impossibilidade da representação dos “motores de indução” no estudo, mas tendo-se noção do percentual deste tipo de carga ativa ao longo dos barramentos, deve-se estipular dois valores de tensão, a saber: a) valor abaixo do qual é necessário alterar o fator de potência a cada aumento da carga; b) valor abaixo do qual se considera o motor “estolado” e, conseqüentemente, fora de operação.

2.2.5. Nível de Contingência

A Análise das Contingências para avaliação da estabilidade de tensão pode ser configurada para usar ou a análise estática (regime permanente) ou a simulação dinâmica, dependendo das características das contingências de interesse para a empresa.

As condições de indisponibilidade consideradas nos estudos de planejamento da operação contemplam a situação de um elemento fora de operação (critério N- 1). No entanto, para estudos de estabilidade de tensão, pode ser necessário cobrir cenários mais desfavoráveis, tais como: contingência simples com contingência prévia e reajuste do sistema (N-1-1); contingência dupla (N-2); contingência múltipla provável.

Estas situações devem ser analisadas em estudos de planejamento da operação de forma a fornecer valores de margens e de limites operativos mais realistas para, dentre outros objetivos, dar subsídios à operação em tempo real.

2.2.6. Estabelecimento da Margem

O estabelecimento da margem mínima requerida é função do nível de segurança desejado e depende das posições de consenso entre as empresas.

- A margem em MW pode ser um valor fixo para qualquer condição. Neste caso este valor deve ser atualizado sempre que houver expansão do sistema, ou indisponibilidade por longos períodos de tempo. A margem pode ser um valor percentual da carga de uma área ou do fluxo para uma determinada região.

- A margem em M_{var} medida em uma curva VQ pode ser a medida entre a ponta do “nariz” e o eixo V. A margem pode, ainda, ser a medida até um determinado nível de tensão. A reserva de potência reativa efetiva de unidade(s) geradora(s) representativa(s) também pode ser um parâmetro a ser utilizado.
- A margem irá sempre depender do nível de contingência arbitrado: simples, dupla, múltipla provável.

3

O Fenômeno da Estabilidade de Tensão [10]

3.1.

Introdução

Como já mencionado previamente, a estabilidade de tensão está relacionada com a capacidade do sistema de manter tensões aceitáveis em todas as barras da rede sob condições normais e após ser submetido a distúrbios. A perda da estabilidade de tensão pode ser provocada por um aumento de carga, de geração, por uma contingência ou outro tipo de alteração nas suas condições, resultando no decaimento da tensão.

O fenômeno de instabilidade de tensão na operação iniciou-se com o aumento do carregamento do sistema e com a entrada de compensação de potência reativa para aumentar a potência máxima transferida de geradores para cargas em níveis adequados de tensão [1].

Ao longo deste capítulo será descrito como o fenômeno de estabilidade de tensão em redes elétricas está associado às condições nodais do sistema. É caracterizado por uma máxima carga que pode ser alimentada ou por uma máxima geração que pode ser injetada, além de uma região de operação onde ações de controle de tensão podem ter resultados opostos ao esperado.

3.2.

Caracterização do Fenômeno de Estabilidade de Tensão

Para a compreensão do fenômeno de estabilidade de tensão será estudado o comportamento estático de um sistema elétrico de duas barras, apresentado na Figura 3.1, composto por um gerador com capacidade infinita de geração, uma carga modelada por potência constante e uma linha de transmissão sem limite

térmico. São desprezados os valores das admitâncias *shunt* da linha de transmissão, sem perda de generalidade.

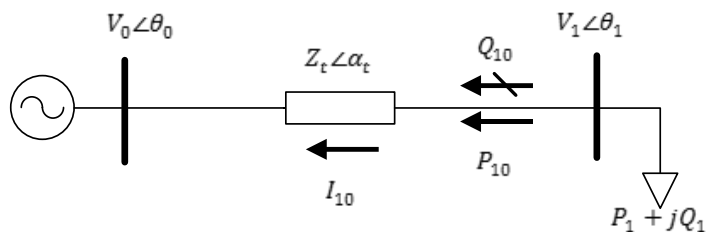


Figura 3.1 Circuito de duas barras

Para a caracterização do fenômeno, considera-se:

$$V_0 = 1 \text{ pu}$$

$$\theta_0 = 0^\circ$$

$$Z_t = 0.2 \text{ pu}$$

$$\alpha_t = 70^\circ$$

$$-\infty < P_0 < \infty$$

$$-\infty < Q_0 < \infty$$

O conjugado da potência aparente saindo da barra de carga é escrita como:

$$S_{10}^* = P_{10} - jQ_{10} = V_1^* I_{10} \quad (3.1)$$

Onde,

$$I_{10} = \frac{V_1 \angle \theta_1 - V_0 \angle \theta_0}{Z_t \angle \alpha_t} \quad (3.2)$$

$$(3.3)$$

$$V_1^* = V_1 \angle -\theta_1$$

Substituindo-se (3.2) e (3.3) em (3.1):

$$S_{10}^* = \frac{V_1^2 \cos(\alpha_t)}{Z_t} - \frac{V_1 V_0 \cos(\theta_{10} + \alpha_t)}{Z_t} - j \left(\frac{V_1^2 \sin(\alpha_t)}{Z_t} - \frac{V_1 V_0 \sin(\theta_{10} + \alpha_t)}{Z_t} \right) \quad (3.4)$$

Comparando-se (3.4) e (3.1), e separando a parte real e a parte imaginária:

$$P_{10} = -P_1 = \frac{V_1^2 \cos(\alpha_t)}{Z_t} - \frac{V_1 V_0 \cos(\theta_{10} + \alpha_t)}{Z_t} \quad (3.5)$$

$$Q_{10} = -Q_1 = \frac{V_1^2 \sin(\alpha_t)}{Z_t} - \frac{V_1 V_0 \sin(\theta_{10} + \alpha_t)}{Z_t} \quad (3.6)$$

A tangente do ângulo do fator de potência na carga é:

$$\tan(\phi) = \frac{Q_{10}}{P_{10}} = \frac{V_1 \sin(\alpha_t) - V_0 \sin(\theta_{10} + \alpha_t)}{V_1 \cos(\alpha_t) - V_0 \cos(\theta_{10} + \alpha_t)} \quad (3.7)$$

Em (3.5) e (3.6) a potência na barra de carga é função do módulo e do ângulo de sua tensão. A Figura 3.2 [11] mostra o gráfico para a potência ativa dada por (3.5).

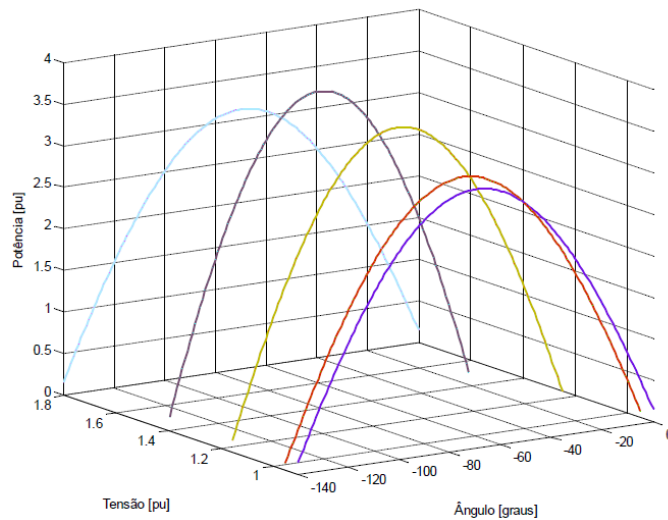


Figura 3.2: Curvas no R^3 de P_1

A partir das curvas da Figura 3.2, observa-se que há uma máxima potência para cada valor de módulo da tensão. Variando θ_1 em (3.7) e mantendo V_1 constante, pode-se calcular P_1 , e assim, traçar a curva para V_1 constante no plano $P_1\theta_1$.

A Figura 3.3 [11] mostra as curvas para cinco valores de V_1 , que são as projeções das curvas da Figura 3.2 no plano θP . Ressaltando que para V_1 constante no valor desejado, é preciso um certo suporte de potência reativa pela instalação de capacitores *shunt*, que são compostos com carga Q_1 para cada variação de P_1 .

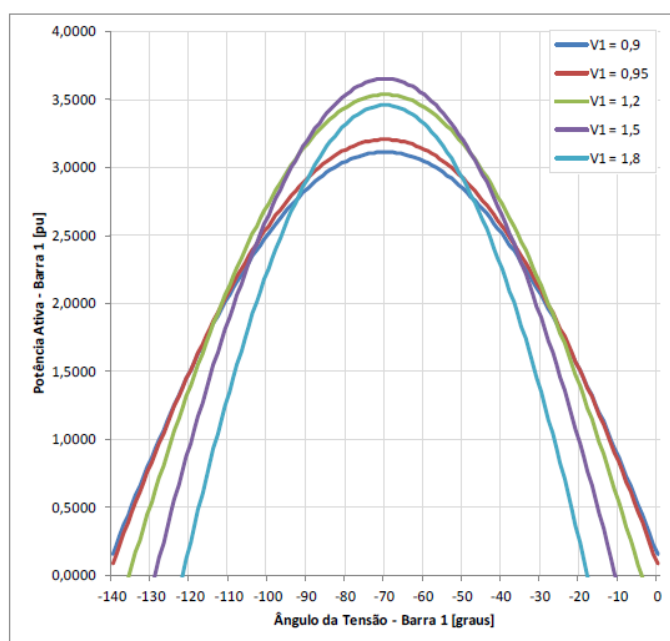


Figura 3.3: Curvas de V_1 constante no plano $\theta_1 P_1$

Observa-se que há uma carga “*maximum maximorum*” P_1 que pode ser alimentada pela rede, mesmo com uma capacidade ilimitada de compensação reativa na barra de carga.

Também se constata que o máximo ocorre quando o ângulo da tensão na carga é igual ao negativo do ângulo da impedância da linha de transmissão, $\theta_1 = -\alpha_t$; confirmado através da primeira derivada $(\partial P_1 / \partial \theta_1) = 0$ e da segunda derivada $\partial^2 P_1 / \partial \theta_1^2 < 0$ no ponto de máximo. O valor de V_1 em que P_1 é a carga “*maximum*

maximorum” é calculado pelas derivadas $(\partial P_1/\partial V_1) = 0$ e $\partial^2 P_1/\partial \theta_1^2 < 0$ fazendo-se $\theta_1 = -\alpha_t$.

Assim como foram traçadas curvas no plano $\theta_1 P_1$, pode-se traçar curvas no plano $\theta_1 V_1$. Variando θ_1 em (3.8), mantendo P_1 constante, pode-se calcular V_1 e traçar a curva P_1 constante no plano $\theta_1 V_1$. Igualmente, variando θ_1 em (3.9), pode-se calcular V_1 , e da mesma forma, a curva Q_1 constante no plano $\theta_1 V_1$.

Na Figura 3.4 [11] estão ilustradas as curvas de nível para quatro valores de P_1 e Q_1 constantes.

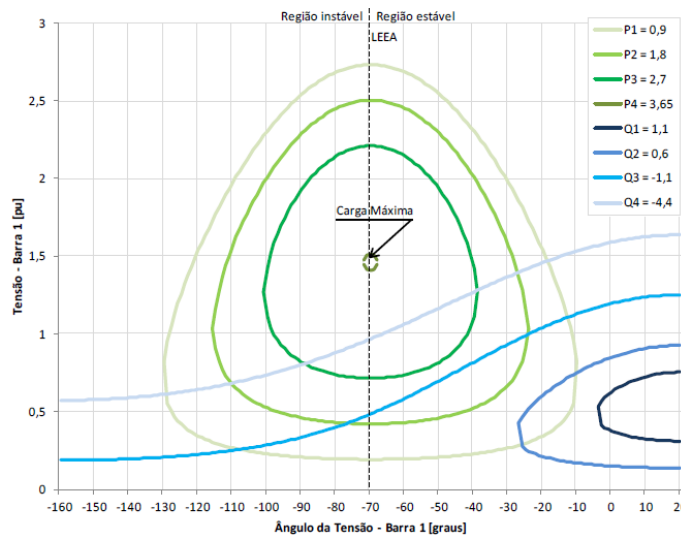


Figura 3.4: P_1 e Q_1 constantes no plano $\theta_1 V_1$

Novamente, observa-se a existência de uma máxima carga que pode ser atendida, “*maximum maximorum*”, mesmo com compensação de potência reativa ilimitada.

Os pontos de operação formados por pares $\theta_1 V_1$ com $\theta_1 = -\alpha_t$ formam uma reta chamada Limite de Estabilidade Estática Angular - LEEA, que pode ser obtido, fazendo V_1 constante (através do suporte de potência reativa) e calculando o ponto de máximo de (3.5) através de $(\partial P_1/\partial \theta_1) = 0$ para $\theta_1 = -\alpha_t$.

De outro modo, a partir da análise das curvas da Figura 3.4, verifica-se que para uma carga $P_1 + jQ_1$ pode haver duas soluções de tensão V_1^A e V_1^B (com módulo de valor real positivo, por definição). Aumentando-se a carga $P_1 + jQ_1$ com fator de potência constante (Q_1 mais indutivo), as soluções V_1^A e V_1^B se aproximam até se

coincidirem em um único ponto $V_1^A \equiv V_1^B$. Se P_1 e Q_1 continuarem aumentando, as curvas não mais se cruzam, ou seja, não há solução de tensão. Desta forma, para certo fator de potência ϕ , há uma máxima carga (ativa e reativa) que pode ser alimentada.

Por conseguinte, verificar-se-á a existência de uma, duas ou nenhuma solução para a tensão ao aumentar o carregamento do sistema. Havendo duas soluções para a tensão em uma barra do sistema, uma pertencerá a região normal de operação e a outra a região anormal de operação, onde ações de controle de tensão podem ter efeito oposto ao esperado.

Como exemplo numérico, considerando os dados da rede da Figura 3.1, as equações (3.5), (3.6) e (3.7) podem ser reescritas:

$$V_1^2 \left[\frac{\cos(\alpha_t)}{Z_t} \right] - V_1 \left[\frac{V_0 \cos(\theta_{10} + \alpha_t)}{Z_t} \right] + [P_1] = 0 \quad (3.8)$$

$$V_1^2 \left[\frac{\sin(\alpha_t)}{Z_t} \right] - V_1 \left[\frac{V_0 \sin(\theta_{10} + \alpha_t)}{Z_t} \right] + [Q_1] = 0 \quad (3.9)$$

$$V_1 = \frac{V_0 [\sin(\theta_{10} + \alpha_t) - \tan(\phi) \cos(\theta_{10} + \alpha_t)]}{\sin(\alpha_t) - \tan(\phi) \cos(\alpha_t)} \quad (3.10)$$

Através de (3.8), (3.9) e (3.10), as curvas para diferentes valores de P , Q e ϕ constantes podem ser traçadas no plano $\theta_1 V_1$. Variando θ_1 em (3.10) e calculando V_1 , a curva ϕ constante no plano $\theta_1 V_1$ é traçada.

Na Figura 3.5 estão as curvas para fator de potência indutivo na carga $\phi=41,19^\circ$. Estão representados três níveis de potência ativa e reativa na carga. Para $P_1 = 0,800$ pu e $Q_1 = 0,700$ pu, tem-se duas soluções para a tensão na carga em $V_1^A = 0,0741$ pu e $V_1^B = 0,287$ pu. À medida que P_1 e Q_1 vai crescendo, mantendo ϕ constante, as duas soluções se aproximam até que em $P_2 = 1,000$ pu e $Q_2 = 0,875$ pu a solução é única em $V_1^C = 0,516$ pu. Para maiores cargas, como exemplo

$P_3 = 1,200$ pu e $Q_3 = 1,050$ pu, não há solução para tensão. Depreende-se graficamente que existe um limite máximo para cada fator de potência.

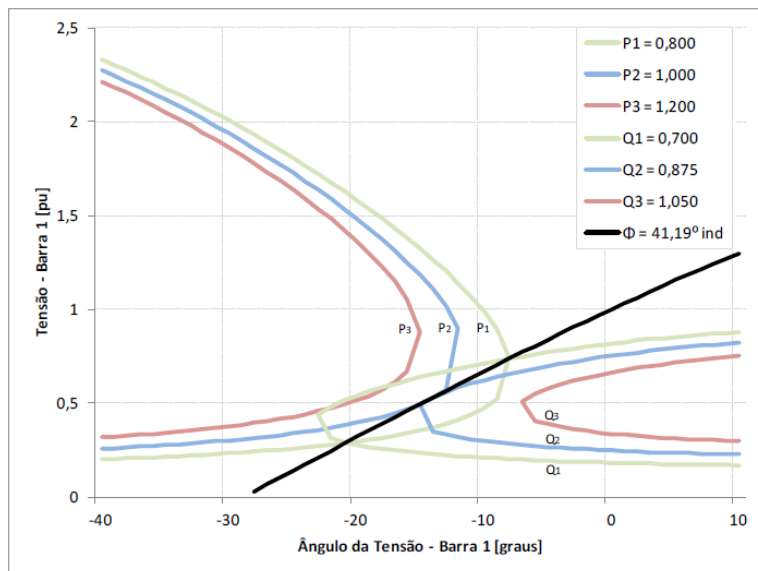


Figura 3.5: Soluções de tensão na carga com o mesmo fator de potência

Complementarmente aos gráficos apresentados, a curva da Figura 3.6 é construída aumentando o valor do carregamento do sistema e mantendo $\phi=41,19^\circ$ constante na carga. O ponto de máximo carregamento de P_1 , apontado na Figura 3.6, corresponde às curvas $P_2 = 1,000$ pu e $Q_2 = 0,875$ pu da Figura 3.5 que se tocam em um único ponto.

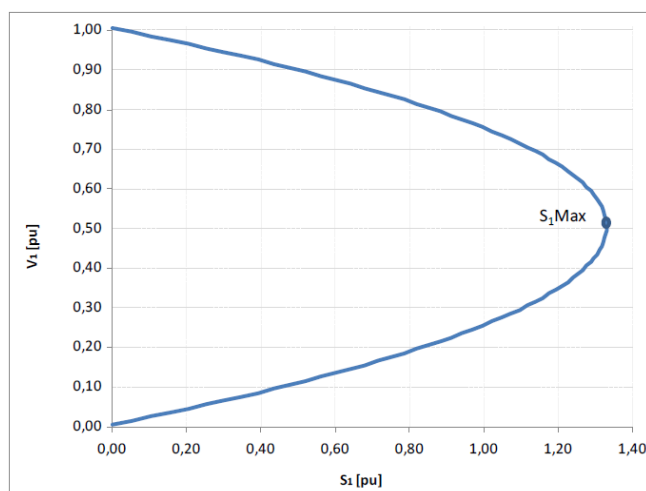


Figura 3.6: Curva para ϕ constante no plano S_1V_1

3.3. Impedância de Carga no Máximo Carregamento

A potência máxima que pode ser entregue à carga, para cada fator de potência, está estritamente relacionada ao valor de sua impedância equivalente. Este ponto de máximo satisfaz a condição de que a impedância da carga coincide com a da transmissão, como será visto.

Pode ser identificado por meio do mesmo sistema de duas barras da Figura 3.1, mas com outra representação, como mostrado na Figura 3.7.

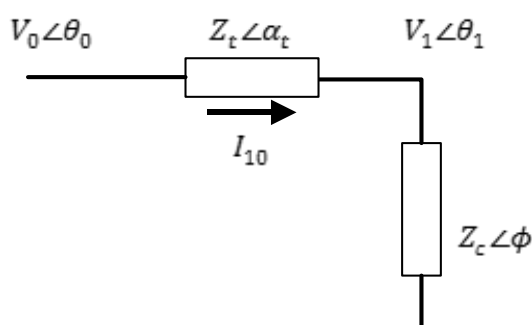


Figura 3.7: Circuito com as impedâncias da transmissão e da carga

A corrente que circula no sistema é calculada da seguinte forma:

$$\dot{I}_{10} = \frac{\dot{V}_0}{Z_t \angle \alpha_t + Z_c \angle \phi} \quad (3.10)$$

$$I_{10} = \frac{V_0}{\sqrt{(Z_t \cos(\alpha_t) + Z_c \cos(\phi))^2 + (Z_t \sin(\alpha_t) + Z_c \sin(\phi))^2}} \quad (3.11)$$

A potência ativa que flui a partir da barra de carga, e que é igual ao negativo da potência consumida na carga é:

$$P_{10} = -P_1 = -I_{01}^2 Z_c \cos(\phi) \quad (3.12)$$

Substituindo (3.11) em (3.12), calcula-se a potência elétrica injetada na barra terminal 1:

$$P_{10} = -P_1 = -\frac{V_0^2 Z_c \cos(\phi)}{Z_t^2 + Z_c^2 + 2Z_t Z_c \cos(\alpha_t - \phi)} \quad (3.13)$$

De (3.13) encontra-se o valor de Z_c que maximiza a potência ativa na carga através de $\partial P_1 / \partial Z_c = 0$.

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_1}{\partial Z_c} &= \frac{V_0^2 \cos(\phi) [Z_t^2 + Z_c^2 + 2Z_t Z_c \cos(\alpha_t - \phi)]}{[Z_t^2 + Z_c^2 + 2Z_t Z_c \cos(\alpha_t - \phi)]^2} \\ &\quad - \frac{V_0^2 Z_c \cos(\phi) [2Z_c + 2Z_t \cos(\alpha_t - \phi)]}{[Z_t^2 + Z_c^2 + 2Z_t Z_c \cos(\alpha_t - \phi)]^2} = 0 \end{aligned} \quad (3.15)$$

Operando (3.15):

$$V_0^2 Z_t^2 \cos(\phi) = V_0^2 Z_c^2 \cos(\phi) \therefore Z_c = Z_t \quad (3.16)$$

Para conferir se o valor encontrado é efetivamente um máximo:

$$\frac{\partial^2 P_1}{\partial Z_c^2} \Big|_{(Z_c = Z_t)} < 0 \quad (3.17)$$

De (3.16) e (3.17), conclui-se que P_1 é máximo quando a impedância da linha de transmissão Z_t , é igual à impedância da carga Z_c :

$$Z_c = Z_t \quad (3.18)$$

3.4. Limite de Estabilidade de Tensão

Apoiado no desenvolvimento anterior chega-se a uma relação analítica que identifica se o ponto de operação em análise está no máximo carregamento para o

sistema de duas barras em estudo, onde o módulo da impedância equivalente da carga é igual ao módulo da impedância da linha de transmissão série. O conjunto dos pontos (V_1^c e θ_1^c) que satisfazem esta relação faz parte do lugar geométrico chamado Limite de Estabilidade de Tensão – LET.

P_{10} é mínimo quando P_1 é máximo. Substituindo-se (3.18) em (3.13), tem-se:

$$P_{10}^{\min} = - \frac{V_0^2 Z_c \cos(\phi)}{2Z_c^2 [1 + \cos(\alpha_t - \phi)]} = - \frac{V_0^2 \cos(\phi)}{4Z_c \cos^2(\frac{\alpha_t - \phi}{2})} \quad (3.19)$$

que é reduzido à:

$$P_1^{\max} = \frac{V_0^2 \cos(\phi)}{4Z_c \cos^2(\frac{\alpha_t - \phi}{2})} \quad (3.20)$$

Para P_1^{\max} e uma dada impedância de carga Z_c com fator de potência ϕ :

$$V_1 = Z_c I_{01} \therefore V_1 = \frac{V_0 Z_c}{\sqrt{2Z_t^2 (1 + \cos(\alpha_t - \phi))}} \quad (3.14)$$

$$V_{1\text{Crítico}} = \frac{V_0}{2 \cos(\frac{\alpha_t - \phi}{2})} \quad (3.15)$$

De (3.18) sabe-se que $Z_c = Z_t$, então:

$$\dot{V}_1 = \dot{Z}_c \dot{I}_{01} \quad (3.16)$$

$$V_1 \angle \theta_1 = Z_c \angle \phi \frac{\dot{V}_0}{Z_t \angle \alpha_t + Z_c \angle \phi} \quad (3.17)$$

Considerando apenas a parte real:

$$V_1^c = \frac{V_0}{2 \cos(\theta_1)} \quad (3.25)$$

Igualando-se (3.15) e (3.25):

$$\frac{V_0}{2 \cos(\theta_1)} = \frac{V_0}{2 \cos\left(\frac{\alpha_t - \phi}{2}\right)} \quad (3.26)$$

Com isso calcula-se o ângulo crítico na barra terminal:

$$\theta_1^c = \frac{\alpha_t - \phi}{2} \quad (3.27)$$

O LET representa os pontos da máxima transmissão de potência à carga, uma para cada fator de potência (o que depende de eventual compensação reativa da carga). Em outras palavras, variando-se ϕ e utilizando-se (3.25) e (3.27) traça-se o LET sobre as curvas de ϕ constante no plano SV. O LET passa pelas “pontas” de todas as curvas, isto é, une todos os pontos de máximo carregamento. Além disso, o LET separa as duas regiões de operação: a região superior da curva para ϕ constante, parte onde se tem controle sobre a tensão, e a região inferior da curva para ϕ constante, onde as ações de controle de tensão podem ter efeito oposto ao esperado. Na Figura 3.8 é mostrado um exemplo onde estão representadas diferentes curvas, uma para cada fator de potência.

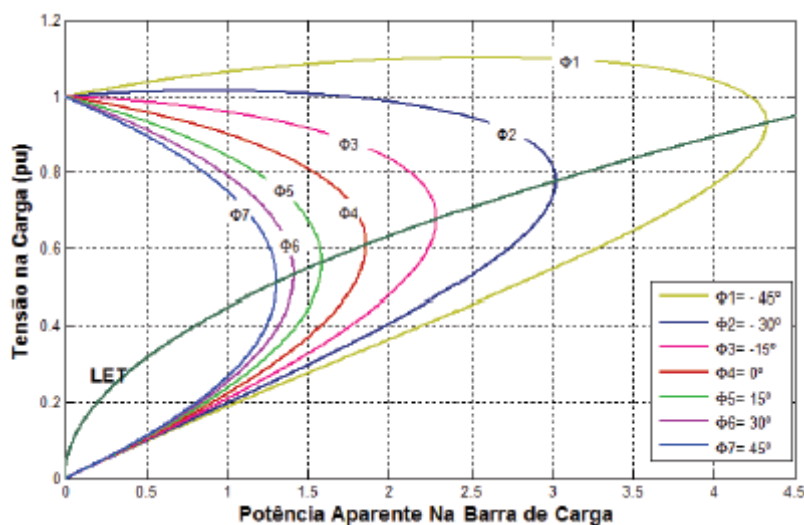


Figura 3.8: LET sobre as curvas ϕ constante no plano SV

3.5. Capacitor em Paralelo na Barra de Carga

Para se observar o efeito de uma ação de controle sobre o sistema apresentado, considere um capacitor na barra de carga, conforme a Figura 3.9, e as equações de potência ativa e reativa injetadas na barra terminal.

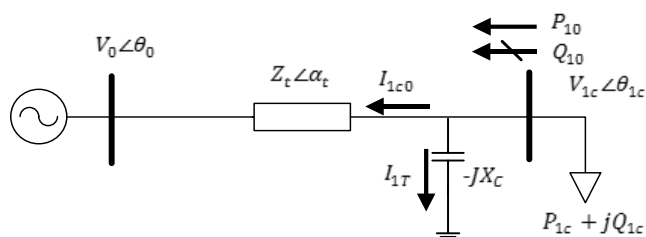


Figura 3.9: Sistema de duas barras com capacitor na barra terminal

O sistema representado na Figura 3.9 pode ser usado para ilustrar que a inserção de capacitores em paralelo com a carga, com a finalidade de aumentar o limite de transmissão, pode implicar em um ponto de operação instável mesmo com níveis de tensão próximos ao nominal, como será visto.

O capacitor adicionado compõe com a potência reativa da carga, ficando o fator de potência do conjunto menos indutivo (ou mais capacitivo). Porém, o efeito benéfico da adição de capacitores é restrito a uma determinada região de operação.

Com base na Figura 3.9 pode-se escrever:

$$S_{1c0}^* = P_{1c0} - jQ_{1c0} = V_{1c0}^*(I_{1c0} + I_{1T}) \quad (3.28)$$

$$I_{1c0} = \frac{V_{1c0} \angle \theta_{1c} - V_0 \angle \theta_0}{Z_t \angle \alpha_t} \quad (3.29)$$

$$I_{1T} = \frac{V_{1c} \angle \theta_{1c}}{-jX_c} \quad (3.30)$$

$$V_{1c}^* = V_{1c} \angle -\theta_{1c} \quad (3.18)$$

Substituindo (3.29), (3.30) e (3.31) em (3.28), tem-se:

$$S_{1c0}^* = \frac{V_{1c}^2 \cos(\alpha_t)}{Z_t} - \frac{V_{1c} V_0 \cos(\theta_{1c0} + \alpha_t)}{Z_t} - j \left(\frac{V_{1c}^2 \sin(\alpha_t)}{Z_t} - \frac{V_{1c} V_0 \sin(\theta_{1c0} + \alpha_t)}{Z_t} \right) \quad (3.19)$$

Separando a parte real e a parte imaginária de (3.32), respectivamente:

$$P_{1c0} = -P_{1c} = \frac{V_{1c}^2 \cos(\alpha_t)}{Z_t} - \frac{V_{1c} V_0 \cos(\theta_{1c0} + \alpha_t)}{Z_t} \quad (3.20)$$

$$Q_{1c0} = -Q_{1c} = V_{1c}^2 \left(\frac{\sin(\alpha_t)}{Z_t} - \frac{1}{X_c} \right) - \frac{V_{1c} V_0 \sin(\theta_{1c0} + \alpha_t)}{Z_t} \quad (3.21)$$

Substituindo (3.33) e (3.34) em (3.7) e colocando em evidência a tensão na barra terminal:

$$V_{1c} = \frac{-X_c V_0 [\cos(\theta_{1c0} + \alpha_t) \tan(\phi) - \sin(\theta_{1c0} + \alpha_t)]}{X_c \sin(\alpha_t) - Z_t - X_c \tan(\phi) \cos(\alpha_t)} \quad (3.35)$$

De (3.35) sabe-se como calcular o módulo da tensão na barra de carga em um sistema de duas barras com capacitor em função do ângulo do fator de potência na carga. Para cada ϕ constante, variando-se θ_{1c0} em (3.35), pode-se calcular V_{1c} e traçar a curva para ϕ constante no plano SV.

Assim como foi feito na Seção 3.2 pode-se traçar a curva ϕ constante no plano θV . Variando θ_{1c0} em (3.33), calcula-se V_{1c} para cada valor de P_{1c0} constante. Da mesma forma, para Q_{1c0} constante, variando θ_{1c0} em (3.34), pode-se calcular V_{1c} e traçar a curva para ϕ constante no plano θV .

A Figura 3.10 ilustra as curvas para ϕ constante no plano $S_1 V_1$, antes e depois da instalação do capacitor na barra de carga. Verifica-se que: se o ponto de operação pertence a região superior da curva, chamada região normal de operação, a compensação reativa possibilita a transferência de potência com valores de tensão maiores; se estiver operando na parte inferior da curva, chamada de região anormal de operação, a ação do capacitor faz com que a potência seja transferida com valores de tensão menores do que os observados antes da sua instalação.

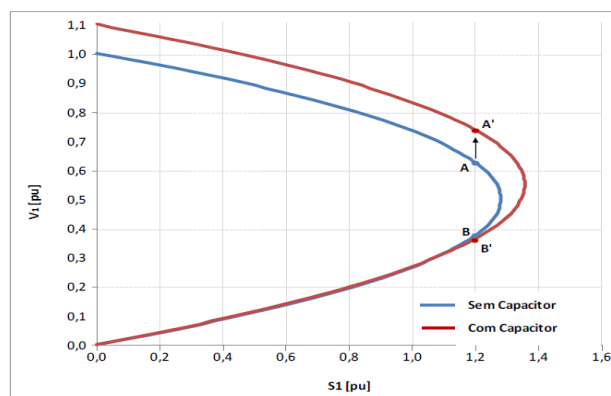


Figura 3.10: Aumento e redução da tensão devido à introdução de um capacitor

Esta análise supõe modelo de carga do tipo potência constante, em que a potência não varia com a magnitude da tensão. Sendo modelo do tipo impedância

constante, em que a potência consumida na carga varia com o quadrado da magnitude da tensão, só há uma solução de tensão. Portanto, a tensão cresce com a instalação do capacitor estando o ponto de operação na parte superior ou inferior da curva para ϕ constante no plano SV, vide Figura 3.11.

Para cargas mistas, com uma parcela do consumo de potência independente da tensão e outra variável com o quadrado da tensão, a instalação do capacitor poderá diminuir a tensão caso o ponto de operação esteja na parte inferior da curva para ϕ constante no plano SV.

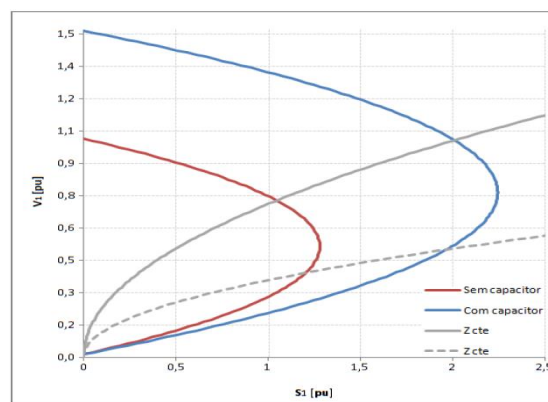


Figura 3.11: ϕ e Z_c constantes no plano SV com e sem capacitor

O ponto de máximo carregamento “*maximum maximorum*” está no cruzamento do LET com o LEEA. Ao passar para a região instável do ponto de vista angular, limitada pelo LEEA, está se reduzindo a capacidade de transmissão mesmo com mais injeção de potência reativa através de capacitores.

Conforme a Figura 3.12, para certa carga ativa P_1 constante e ponto de operação na parte superior da curva para ϕ constante no plano SV, a instalação de capacitores aumenta a tensão na carga quando $\theta_1 > -\alpha_t$ e diminui a tensão na carga quando $\theta_1 < -\alpha_t$. Por sua vez, para o ponto de operação na parte inferior da curva para ϕ constante no plano SV, a instalação de capacitores diminui a tensão na carga quando $\theta_1 > -\alpha_t$ e aumenta a tensão na carga quando $\theta_1 < -\alpha_t$.

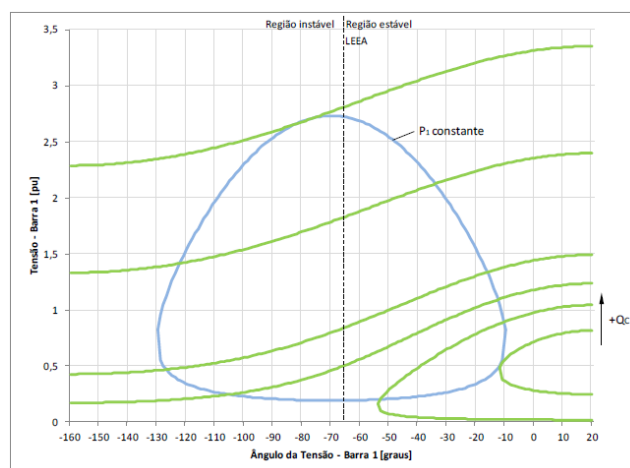


Figura 3.12: Ângulo de tensão barra 1 (graus)

Por essas análises, conclui-se que a sobrecompensação pode implicar em risco para a operação do sistema e a partir de determinado nível de carregamento é mais recomendável novo reforço sistêmico para se aumentar os limites de transmissão.

4

Fluxo de Potência e Fluxo de Potência Continuado

O estudo do fluxo de carga é uma das análises mais comuns em sistemas elétricos de potência. Esse estudo pode constituir-se, ou não, em um aprofundamento de análise que utilize fluxo de carga como ferramenta adicional. Como ferramenta para estudos mais complexos, pode ser empregado como parte em análise de estabilidade, em otimização e em confiabilidade, sendo de muita importância no planejamento e desenho dos sistemas de potência, assim como também, na determinação das melhores condições de operação, controle e supervisão dos sistemas existentes [3].

4.1.

Introdução [3] [12]

Técnicas de análise estática permitem a avaliação de uma ampla gama de condições do sistema e podem fornecer uma boa visão da natureza do problema e identificar os principais fatores que contribuem para o mesmo. A análise estática se baseia na formulação dos estudos de fluxo de potência em redes elétricas, que consiste basicamente na determinação do estado operativo da rede elétrica para definidas condições de carga, geração, topologia e determinadas restrições operacionais. O método de Newton-Raphson é um dos métodos mais utilizados no cálculo do fluxo de potência, mas pode apresentar problemas, por exemplo em estudos de segurança. Em particular, quando se avalia o limite de estabilidade de tensão, a matriz Jacobiana torna-se singular. O método da continuação é uma ferramenta poderosa para obtenção das curvas de solução de equações algébricas não lineares. Ao contrário dos programas de fluxo de potência convencionais, o método da continuação pode calcular soluções do fluxo de potência tanto nas proximidades do ponto de máximo carregamento quanto no próprio ponto, onde os programas tradicionais não convergem ou levam muito tempo para alcançar uma solução.

Os componentes de um sistema de potência podem ser ligados de duas formas: entre os nós (barras) do sistema, como é o caso das linhas de transmissão defasadores e transformadores, e entre o nó de referência e um nó qualquer, como é o caso dos geradores, cargas, compensadores síncronos, etc. Os geradores e as cargas do sistema são considerados como parte externa do sistema, modelados como injeções de potência nos nós da rede. A parte interna da rede é formada pelos demais componentes (linhas de transmissão, transformadores, etc.) e é tratada como um conjunto de circuitos passivos, modelada através da matriz de admitância de barra. Impondo-se a conservação das potências (ativa e reativa) em cada nó da rede, pode-se obter as equações básicas que regem o comportamento dos fluxos de potência nas redes elétricas.

4.2. Formulação básica dos Fluxos de Potência

As equações básicas de fluxo de potência equivalem a primeira lei de Kirchhoff referente à conservação das potências ativa e reativa em cada barra da rede, ou melhor, a soma das injeções de potência em uma barra deve ser nula, e a segunda lei de Kirchhoff, utilizada para expressar os fluxos de potência nos ramos em função das tensões.

Quatro tipos de grandezas estão associados a cada barra da rede:

- V_k : Magnitude da tensão na barra k ;
- θ_k : Ângulo da tensão na barra k ;
- P_k : Potência ativa líquida injetada na barra k ;
- Q_k : Potência reativa líquida injetada na barra k ;

Dependendo de quais destas variáveis são tratadas como incógnitas e quais são tratadas como dados no problema do fluxo de potência, são então definidos os tipos de barras:

- Barra de referência (*swing*, *slack* ou $V\theta$): Esta barra fornece a referência angular e usualmente fecha o balanço de potência do sistema, levando em consideração as perdas do sistema de transmissão. Especificados V_k e θ_k , calculam-se P_k e Q_k ;

- Barra de carga ou PQ: Não há controle de tensão nesta barra. Especificados P_k e Q_k , calculam-se V_k e θ_k ;
- Barra de tensão controlada ou PV: Existem dispositivos de controle, tais como geradores e compensadores síncronos, que permitem manter o módulo de tensão e a injeção de potência ativa em valores especificados. Conhecidos P_k e V_k , calculam-se Q_k e θ_k ;
- Barra de controle de tensão ou P: Com Q_k variável, esta barra é utilizada para controlar a tensão de uma barra remota (barra PQV). Especificado P_k , calculam-se Q_k , V_k e θ_k ;
- Barra remota ou PQV: É uma barra de carga que tem sua tensão controlada remotamente por uma ou mais barras ou por um ou mais transformadores de taps variáveis. Especificados P_k , Q_k e V_k , calcula-se θ_k ;

O problema do fluxo de potência é constituído matematicamente por duas equações para cada barra, que representam o fato das potências injetadas em uma barra serem iguais à soma dos fluxos que deixam esta barra através das linhas de transmissão e transformadores.

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m, \alpha_{km}, \phi_{km}) \quad (4.1)$$

$$Q_k + Q_k^{sh} = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m, \alpha_{km}, \phi_{km}) \quad (4.2)$$

Onde:

- $k = 1, \dots, N$, sendo N o número de barras da rede;
- Ω_k : Conjunto das barras conectadas à barra k ;
- P_{km} : Fluxo de potência ativa no ramo k - m ;
- Q_{km} : Fluxo de potência reativa no ramo k - m ;
- Q_k^{sh} : Injeção de potência reativa devido ao elemento *shunt* da barra k ;
- V_k, V_m : Magnitudes da tensão nas barras k e m , respectivamente;
- θ_k, θ_m : Ângulo das tensões das barras k e m , respectivamente;

- α_{km} : Tape do transformador no ramo k-m;
- ϕ_{km} : Defasagem promovida pelo transformador no ramo k-m.

As equações (4.1) e (4.2) consideram que as injeções líquidas de potência são positivas quando entram na barra (geração) e negativas quando saem da barra (carga). O mesmo é válido para os elementos *shunt*. Os fluxos de potência são positivos quando saem e negativos quando entram na barra. Estas convenções de sentido para potência são as mesmas utilizadas para as correntes e estão indicadas na Figura 4.1.

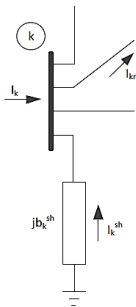


Figura 4.1: Convenção do sentido de fluxo de potência

O conjunto das inequações que fazem parte do problema do fluxo de potência é formado, dentre outras, pelos limites nas injeções de potência reativa das barras do tipo PV.

$$Q_k^{\min} \leq Q_k \leq Q_k^{\max} \quad (4.3)$$

Os fluxos de potência ativa e reativa em linhas de transmissão, transformadores em fase e defasadores, obedecem às expressões gerais:

$$P_{km} = (\alpha_{km} V_k)^2 g_{km} - \alpha_{km} V_k V_m g_{km} \cos(\theta_{km} + \phi_{km}) - \alpha_{km} V_k V_m b_{km} \sin(\theta_{km} + \phi_{km}) \quad (4.4)$$

$$Q_{km} = -(\alpha_{km} V_k)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + \alpha_{km} V_k V_m b_{km} \cos(\theta_{km} + \phi_{km}) - \alpha_{km} V_k V_m g_{km} \sin(\theta_{km} + \phi_{km}) \quad (4.5)$$

Onde:

- g_{km} : Condutância no ramo k-m;
- b_{km} : Susceptância no ramo k-m;
- b_{km}^{sh} : Susceptância devido ao elemento *shunt* no ramo k-m;
- $\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$.

No caso de linhas de transmissão, $\alpha_{km} = 1$ e $\varphi_{km} = 0$. Para transformadores em fase, $b_{km}^{sh} = 0$ e $\varphi_{km} = 0$. Para os defasadores puros, $b_{km}^{sh} = 0$ e $\alpha_{km} = 1$. E para os defasadores, $b_{km}^{sh} = 0$. Por simplicidade, nesse trabalho serão abordados somente transformadores em fase.

As potências ativas e reativa líquidas P_k e Q_k injetadas em uma barra k são dadas por:

$$P_k = V_k \sum_{m \in \phi_k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (4.6)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in \phi_k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (4.7)$$

Onde:

- ϕ_k : Formado pelo conjunto Ω_k e pela barra k;
- G_{km} : Elemento da matriz de condutância nodal;
- B_{km} : Elemento da matriz de susceptância nodal.

De tal forma, a modelagem do problema de fluxo de potência pode ser resumida como um sistema de equações das variáveis de fluxo de potência ativa e reativa em função das variáveis módulo das tensões, dos ângulos das barras da rede e dos tipes de LTCs.

4.3.

Método de Newton-Raphson para Solução dos Fluxos de Potência

Na medida em que os sistemas elétricos foram crescendo em tamanho e complexidade o método de Newton-Raphson passou a ser o mais utilizado. Segundo a literatura especializada o método de Newton-Raphson é o método com melhor desempenho para redes de transmissão e subtransmissão, devido a significativa redução do tempo computacional, bem como o rápido processo de convergência e precisão dos resultados apresentados. Porém, o método é susceptível às condições iniciais, podendo acarretar problemas numéricos durante o processo iterativo

Considera-se inicialmente um problema no qual são dados P_k e Q_k para as barras PQ, P_k e V_k para as barras PV e V_k e θ_k para as barras V θ . Pretende-se calcular V_k e θ_k nas barras PQ e θ_k nas barras PV. Uma vez resolvido este problema, serão conhecidos V_k e θ_k para todas as barras da rede, o que torna possível o cálculo de P_k e Q_k para as barras V θ , Q_k para as barras PV e outras variáveis de interesse como, por exemplo, os fluxos de potência nas linhas de transmissão e transformadores.

O sistema de equações a ser resolvido é composto por duas equações e duas incógnitas para cada barra PQ e uma equação e uma incógnita para cada barra PV, ou seja, se n_{PQ} e n_{PV} representam as quantidades de barras PQ e PV, respectivamente, trata-se de um sistema de $2n_{PQ} + n_{PV}$ equações algébricas não lineares com o mesmo número de incógnitas. As equações que compõem este sistema podem ser escritas de modo que:

para as barras PQ e PV:

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k = 0 \quad (4.8)$$

para as barras PQ:

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k = 0 \quad (4.9)$$

P_k^{esp} e Q_k^{esp} são as injeções de potência ativa e reativa especificadas na barra k e P_k e Q_k são as injeções de potência ativa e reativa calculadas para a barra k , de acordo com (4.6) e (4.7), respectivamente.

As funções ΔP_k e ΔQ_k podem ser colocadas na forma vetorial:

$$\Delta P = P^{\text{esp}} - P(V, \theta) \quad (4.10)$$

$$\Delta Q = Q^{\text{esp}} - Q(V, \theta) \quad (4.11)$$

seja $g(x)$ a função vetorial:

$$g(x) = \begin{bmatrix} \Delta \bar{P} \\ \Delta \bar{Q} \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

as incógnitas podem ser agrupadas no vetor \bar{x} dado a seguir:

$$\bar{x} = \begin{bmatrix} \bar{\theta} \\ \bar{V} \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

em que $\bar{\theta}$ é o vetor dos ângulos das tensões das barras PQ e PV e \bar{V} é o vetor dos módulos das tensões das barras PQ.

Pretende-se calcular o valor de \bar{x} para o qual a função $g(\bar{x})$ se anula, ou seja, determinar os valores de θ_k e V_k para os quais as potências calculadas, P_k e Q_k , sejam iguais às potências especificadas, P_k^{esp} e Q_k^{esp} .

A seguir, tem-se os passos para resolução desse problema pelo método de Newton-Raphson:

1. Calculam-se os valores de P_k e Q_k utilizando os valores atuais de θ_k e V_k .
2. Posteriormente calculam-se os resíduos de potência, ΔP_k e ΔQ_k .
3. Compara-se o valor calculado $g(\bar{x})$ com a tolerância especificada ε . Caso $\max |\Delta P_k| \leq \varepsilon$ e $\max |\Delta Q_k| \leq \varepsilon$, o processo iterativo convergiu. Caso contrário passa-se ao próximo passo.
4. Lineariza-se a função $g(\bar{x})$ em torno do ponto determinado pela solução atual por intermédio da série de Taylor, desprezando-se os termos de ordem superior a 1.

Para a solução de fluxo de carga pelo método de Newton-Raphson, é definida a matriz Jacobiano como:

$$J = - \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

Os elementos das submatrizes H, N, M, L, são dados por:

$$H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \sen \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (4.15)$$

$$H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \sen \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (4.16)$$

$$N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sen \theta_{km}) \quad (4.17)$$

$$N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k^2 G_{kk} + \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sen \theta_{km}) \quad (4.18)$$

$$M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sen \theta_{km}) \quad (4.19)$$

$$M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sen \theta_{km}) \quad (4.20)$$

$$L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = -V_k (G_{km} \sen \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (4.21)$$

$$L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -V_k^2 B_{kk} + \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (4.22)$$

Expressando os elementos H_{kk} , N_{kk} , M_{kk} , L_{kk} em função das injeções de potência ativa e reativa na barra k , tem-se:

$$H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -Q_k - V_k^2 B_{kk} \quad (4.23)$$

$$N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = \frac{P_k}{V_k} + V_k G_{kk} \quad (4.24)$$

$$M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = P_k - V_k^2 G_{kk} \quad (4.25)$$

$$L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = \frac{Q_k}{V_k} - V_k B_{kk} \quad (4.26)$$

Das expressões deduzidas para as submatrizes H , N , M e L , conclui-se que a matriz Jacobiano formada a partir destas submatrizes, possui a mesma estrutura esparsa da matriz de admitância nodal.

5. Resolve-se o problema linearizado:

$$\begin{bmatrix} \Delta \bar{P} \\ \Delta \bar{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \bar{\theta} \\ \Delta \bar{V} \end{bmatrix} \quad (4.27)$$

6. Atualiza-se as variáveis θ_k e V_k .

7. Retorna-se ao passo 2.

Portanto, o modelo linearizado de (4.6) e (4.7) inclui Q_k apenas de barras cuja potência reativa líquida seja especificada e P_k apenas de barras cuja potência ativa líquida seja especificada. Nota-se que a barra de referência angular (tipo $V\theta$) não tem P_k especificada; a ela alocam-se as perdas ôhmicas da rede elétrica.

4.3.1. Rede com Controle Local de Tensão

Considerando a rede com controle local de tensão, o sistema de equações determinado por (4.6) e (4.7) é reescrito como funções das incógnitas da magnitude das tensões, ângulos das barras e tapes dos LTCs.

$$\begin{bmatrix} \bar{P} \\ \bar{Q} \end{bmatrix} = f \begin{bmatrix} \bar{\theta} \\ \bar{V} \\ \bar{\alpha} \end{bmatrix} \quad (4.28)$$

Em outros termos, se uma rede elétrica tem uma barra m controlada localmente por um LTC conectado a uma barra k , o sistema do problema de fluxo de potência determinado por (4.6) e (4.7), reescrito como função das incógnitas de módulo de tensões, dos ângulos das barras da rede e dos tapes de LTC é:

$$\bar{P} = \begin{bmatrix} P_1 \\ \vdots \\ P_k \\ \vdots \\ P_m \\ \vdots \\ P_{NB} \end{bmatrix}; \bar{Q} = \begin{bmatrix} Q_1 \\ \vdots \\ Q_k \\ \vdots \\ Q_m \\ \vdots \\ Q_{NB} \end{bmatrix}; \bar{\theta} = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_k \\ \vdots \\ \theta_m \\ \vdots \\ \theta_{NB} \end{bmatrix}; \bar{V} = \begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_k \\ \vdots \\ V_m \\ \vdots \\ V_{NB} \end{bmatrix}; \bar{\alpha} = \begin{bmatrix} \vdots \\ \alpha_{km} \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (4.29)$$

Nesse caso, a barra m é do tipo PQV, assim, as variáveis de potência ativa líquida injetada (P_m), de potência reativa líquida injetada (Q_m) e de módulo de tensão (V_m) são especificadas em valores P_m^{esp} , Q_m^{esp} e V_m^{esp} , ou seja, são variáveis de controle. As variáveis tape do LTC (α_{km}) e ângulo (θ_m) são as variáveis de estado.

O sistema linearizado (4.30) é utilizado nas iterações do método de Newton-Raphson para a solução de (4.28), onde $\Delta\alpha_{km}$ é a atualização da variável α_{km} na iteração atual para a próxima iteração para barra m do tipo PQV, e a coluna da matriz Jacobiano relativa a α_{km} tem valores diferentes de zero somente para $\frac{\partial P_k}{\partial \alpha_{km}}$,

$$\frac{\partial P_m}{\partial \alpha_{km}}, \frac{\partial Q_k}{\partial \alpha_{km}} \text{ e } \frac{\partial Q_m}{\partial \alpha_{km}}.$$

$$\begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta P_k \\ \vdots \\ \Delta P_m \\ \vdots \\ \Delta Q_k \\ \vdots \\ \Delta Q_m \\ \vdots \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \vdots & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial \alpha_{km}} & \dots \\ \vdots & \dots & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & \dots & \frac{\partial P_m}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_m}{\partial \alpha_{km}} & \dots \\ \vdots & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \alpha_{km}} & \dots \\ \vdots & \dots & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & \dots & \frac{\partial Q_m}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_m}{\partial \alpha_{km}} & \dots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta \theta_k \\ \vdots \\ \Delta \theta_m \\ \vdots \\ \Delta V_k \\ \vdots \\ \Delta \alpha_{km} \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (4.30)$$

Posto isso, os resultados obtidos para as incógnitas são combinados com as variáveis determinadas a priori - ângulo da barra de referência e tensões das barras de tensão controlada - e então utilizados na etapa posterior, que consiste em resolver (4.6) para barra *swing* e (4.7) para barras *swing* e barras do tipo PV.

4.3.2. Múltiplas Barras *Swing*

Para uma maior fidelidade a realidade da operação de sistemas de potência, optou-se pelo modelo de barras *swing* distribuídas, de forma que a distribuição das perdas entre essas barras segue uma relação de proporcionalidade às suas gerações de potência ativa considerando a rede elétrica sem perdas ativas.

O uso de múltiplas barras *swing* é feito segundo [13]. Na modelagem considera-se como desejado apenas o ângulo de uma barra *swing* especificado e os ângulos das demais barras *swing* livres para variar. O critério adicional para tornar o sistema linearizado de equações quadrado é manter a mesma proporção entre as gerações de potência ativa das barras *swing*, considerando a rede elétrica com e sem perdas ativas; o que é feito através da inclusão de equações de controle no problema geral de fluxo de potência.

A relação das potências ativas geradas pelas barras *swing* é especificada pelos respectivos dados iniciais de barra do sistema, assumindo-se que estes representam a distribuição da carga entre as unidades geradoras, sem levar em conta as perdas na rede. Logo, esta relação é obtida através das potências ativas geradas

especificadas nas barras *swing*. Dado um sistema composto por n barras *swing*, o critério pode ser traduzido matematicamente pelas seguintes relações [14]:

$$\begin{aligned}
 P_{G1} &= \alpha_{12} P_{G2} \\
 P_{G2} &= \alpha_{23} P_{G3} \\
 &\dots \\
 P_{G(n-1)} &= \alpha_{(n-1)n} P_{Gn}
 \end{aligned} \tag{4.31}$$

A relação entre os fatores de participação das n barras *swing* são obtidas através das seguintes expressões:

$$\begin{aligned}
 \alpha_{12} &= \frac{P_{G10}}{P_{G20}} \\
 \alpha_{23} &= \frac{P_{G20}}{P_{G30}} \\
 &\dots \\
 \alpha_{(n-1)n} &= \frac{P_{G(n-1)0}}{P_{Gn0}}
 \end{aligned} \tag{4.32}$$

Onde os subíndices "0" representam os valores especificados inicialmente, desconsiderando-se as perdas. Reescrevendo (4.31) obtém-se as novas equações de controle a serem incorporadas ao sistema linearizado:

$$\begin{aligned}
 g_1 &= P_{G1}^{(h)} - \alpha_{12} P_{G2}^{(h)} \\
 \Delta g_1 &= \Delta P_{G1}^{(h)} - \alpha_{12} \Delta P_{G2}^{(h)} \\
 g_2 &= P_{G2}^{(h)} - \alpha_{23} P_{G3}^{(h)} \\
 \Delta g_2 &= \Delta P_{G2}^{(h)} - \alpha_{23} \Delta P_{G3}^{(h)} \\
 &\dots \\
 g_{(n-1)} &= P_{G(n-1)}^{(h)} - \alpha_{(n-1)n} P_{Gn}^{(h)} \\
 \Delta g_{(n-1)} &= \Delta P_{G(n-1)}^{(h)} - \alpha_{(n-1)n} \Delta P_{Gn}^{(h)}
 \end{aligned} \tag{4.33}$$

O novo critério estabelecido teve por objetivo criar $n-1$ novas equações para tornar a matriz Jacobiano inversível, sendo ainda responsáveis por manter a proporcionalidade das gerações das potências ativas pelas barras *swing*, como desejado. Conjuntamente tem-se n novas incógnitas, os incrementos de potência ativa gerada das n barras *swing*. Incorporam-se agora as equações das injeções nodais de potência ativa das n barras *swing*, fazendo com que a matriz Jacobiana fique quadrada. Em (4.34) representa-se a forma genérica do sistema linearizado expandido a ser resolvido a cada iteração pelo método de Newton-Raphson, onde “ m ” é uma barra de carga.

$$\begin{bmatrix} \Delta P'_1 \\ \vdots \\ \Delta P'_n \\ \Delta P'_m \\ \vdots \\ \Delta Q_m \\ \vdots \\ \Delta g_1 \\ \vdots \\ \Delta g_{(n-1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P'_1}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P'_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P'_1}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P'_1}{\partial V_m} & \vdots & \frac{\partial P'_1}{\partial P_{G1}} & \vdots & \frac{\partial P'_1}{\partial P_{Gn}} \\ \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P'_n}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P'_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P'_n}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P'_n}{\partial V_m} & \vdots & \frac{\partial P'_n}{\partial P_{G1}} & \dots & \frac{\partial P'_n}{\partial P_{Gn}} \\ \frac{\partial P'_m}{\partial \theta_2} & \vdots & \frac{\partial P'_m}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P'_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P'_m}{\partial V_m} & \vdots & \frac{\partial P'_m}{\partial P_{G1}} & \dots & \frac{\partial P'_m}{\partial P_{Gn}} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_2} & \vdots & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_m} & \vdots & \frac{\partial Q_m}{\partial P_{G1}} & \dots & \frac{\partial Q_m}{\partial P_{Gn}} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial g_1}{\partial \theta_2} & \vdots & \frac{\partial g_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial g_1}{\partial \theta_m} & \frac{\partial g_1}{\partial V_m} & \vdots & \frac{\partial g_1}{\partial P_{G1}} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial P_{Gn}} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial g_{(n-1)}}{\partial \theta_2} & \vdots & \frac{\partial g_{(n-1)}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial g_{(n-1)}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial g_{(n-1)}}{\partial V_m} & \dots & \frac{\partial g_{(n-1)}}{\partial P_{G1}} & \dots & \frac{\partial g_{(n-1)}}{\partial P_{Gn}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \\ \Delta \theta_m \\ \Delta V_m \\ \vdots \\ \Delta P_{G1} \\ \vdots \\ \Delta P_{Gn} \end{bmatrix} \quad (4.34)$$

As variáveis de estado incorporadas em (4.34) são os incrementos de potência ativa gerada das n barras *swing* ($\Delta P_{G1} \dots \Delta P_{Gn}$); de outra parte, são incluídas a equação da potência ativa referente a cada barra *swing* ($\Delta P'_1 \dots \Delta P'_n$) e as equações de controle ($\Delta g_1 \dots \Delta g_{(n-1)}$). Assim, se i for uma barra *swing*, a forma linearizada da equação de potência ativa da barra i é dada por:

$$\Delta P'_i = P_{Gi}^{(h)} - P_{Li} - P_i^{(h)} = -\Delta P_{Gi} + \frac{\partial P'_i}{\partial \underline{\theta}} \Delta \underline{\theta} + \frac{\partial P'_i}{\partial \underline{V}} \Delta \underline{V} \quad (4.35)$$

Ao final de cada iteração do processo de solução, a potência ativa gerada da barra i é atualizada:

$$P_{Gi}^{(h+1)} = P_{Gi}^{(h)} + \Delta P_{Gi}^{(h)} \quad (4.36)$$

Em (4.34), os elementos das colunas adicionais à matriz Jacobiano são todos nulos, exceto nas posições correspondentes às injeções de potência ativa das barras *swing*, onde as derivadas são iguais a -1. Nas linhas das equações adicionais, somente os elementos das colunas referentes aos incrementos de potência ativa gerada das barras *swing* relacionadas são diferentes de zero. Em (4.37) tem-se a matriz Jacobiano.

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_1}{\partial V_m} & \dots & -1 & \dots & 0 \\ \vdots & & \vdots & & \vdots & \vdots & & & & \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_n}{\partial V_m} & \dots & 0 & \dots & -1 \\ \vdots & & \vdots & & \vdots & \vdots & & & & \\ \frac{\partial P_m}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_n} & \dots & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_m}{\partial V_m} & \dots & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & & \vdots & & \vdots & \vdots & & & & \\ \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_n} & \dots & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_m} & \dots & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & & \vdots & & \vdots & \vdots & & & & \\ \frac{\partial g_1}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial \theta_n} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial \theta_m} & \frac{\partial g_1}{\partial V_m} & \dots & 1 & \dots & 0 \\ \vdots & & \vdots & & \vdots & \vdots & & & & \\ \frac{\partial g_{(n-1)}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial g_{(n-1)}}{\partial \theta_n} & \dots & \frac{\partial g_{(n-1)}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial g_{(n-1)}}{\partial V_m} & \dots & \frac{\partial g_{(n-1)}}{\partial P_{G1}} & \dots & \frac{\partial g_{(n-1)}}{\partial P_{Gn}} \end{bmatrix} \quad (4.37)$$

Uma característica importante deste modelo é o fato das equações de potência ativa das barras *swing* serem mantidas no sistema matricial do fluxo de potência. No entanto, na modelagem correspondente ao modelo clássico, as equações de potência ativa das barras *swing* são removidas do problema.

4.4. Fluxo de Potência Continuado

Considerando que a curva PV (margem de carregamento) é atualmente o indicador mais utilizado para análise da segurança do ponto de operação do sistema, nesta seção é apresentado o método das soluções de fluxo de carga que implementam o traçado da curva PV.

O programa de fluxo de potência continuado processa sequencialmente vários casos de fluxo de potência, aumentando a carga de um conjunto de barras de acordo com uma direção especificada. A solução do fluxo de potência continuado baseia-se na implementação do método do vetor tangente, que se mostra conveniente, visto que o deslocamento ao longo do vetor tangente não acarreta um aumento significativo do desbalanço das equações do fluxo de potência. O método do vetor tangente resulta da aplicação do método de continuação ao problema de fluxo de potência convencional e é constituído de duas etapas principais, interligadas através de um parâmetro de continuação [15].

Deve ser observado que na análise em regime permanente através do FPC existem algumas considerações que influenciam a margem computada, dentre elas a modelagem das cargas ativa e reativa; o fator de potência mantido constante; aumento da carga do sistema completo ou aumento apenas de uma região específica do sistema; representação dos LTCs e redespacho dos geradores para incremento de carga.

4.4.1. Princípio Básico [1]

O processo iterativo do FPC envolve um passo preditor e um passo corretor, vide Figura 4.2. Com o FPC busca-se encontrar soluções consecutivas para os sistemas não lineares de modo que a partir de uma solução conhecida (A), seja determinada pelo processo de previsão uma estimativa (B) que será a condição inicial para a correção e consequente convergência à nova solução (C).

Para um aumento adicional de carga, a tensão é predita baseada em um novo preditor tangente. Se a nova carga estimada (D) é maior que o carregamento máximo da solução exata, um passo corretor com cargas fixadas não permite a convergência e um passo corretor com uma tensão fixada no barramento monitorado é aplicado para que se alcance a solução dentro da precisão desejada (E). Como o limite de estabilidade de tensão é atingido, para determinar o máximo tamanho exato de incremento de carga deve-se reduzir gradualmente o preditor.

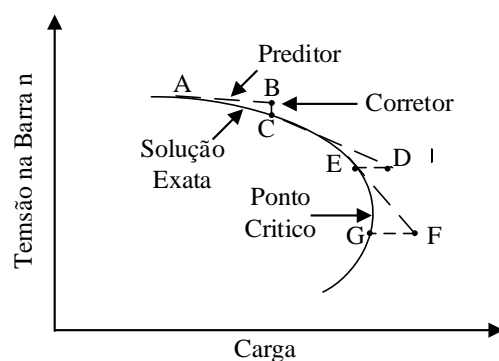


Figura 4.2: Sequência de passos FPC

4.4.2. Formulação Matemática

As equações básicas são semelhantes às do método convencional de fluxo de potência, contudo, no FPC há a adição do parâmetro de incremento de carga λ . Reescrevendo as equações de fluxo de potência, em sua forma mais geral:

$$F(V, \theta, \lambda) = 0 \quad (4.38)$$

Onde V é o vetor das magnitudes das tensões nodais, θ é o vetor dos ângulos de fase nodais, λ é o parâmetro de carga e F é um vetor composto pelas equações dos balanços de potências (ativa e reativa) nodais. A equação (4.38) pode ser reescrita como:

Para barras PQ e PV:

$$\lambda P^{\text{esp}} - P(V, \theta) = 0 \quad (4.39)$$

Para barras PQ:

$$\lambda Q^{\text{esp}} - Q(V, \theta) = 0 \quad (4.40)$$

Onde $P^{\text{esp}} = P^{\text{gen}} - P^{\text{carga}}$ é a diferença entre as potências ativas geradas e consumidas para as barras de carga (PQ) e de geração (PV), e $Q^{\text{esp}} = Q^{\text{gen}} - Q^{\text{carga}}$ é

a diferença entre as potências reativas geradas e consumidas para as barras PQ. Para uma barra k qualquer, $P(V, \theta)$ e $Q(V, \theta)$ serão:

$$P_k(V, \theta) = G_k V_k^2 - V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) \quad (4.41)$$

$k \in PQ, PV$

$$Q_k(V, \theta) = -B_k V_k^2 - V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (g_{km} \sin \theta_{km} - b_{km} \cos \theta_{km}) \quad (4.42)$$

$k \in PQ$

O sistema de equações (4.39) pressupõe carregamento da rede proporcional ao do caso-base e considera o fator de potência constante. As unidades geradoras para acompanhar a carga também são de escolha do usuário. Usualmente, mantém-se a proporção de geração entre os escolhidos e as perdas são rateadas na mesma proporção. O conjunto de equações não lineares apresentado anteriormente é resolvido mediante um valor para λ tal que $0 \leq \lambda \leq \lambda_{\text{crítico}}$, onde $\lambda=0$ corresponde ao caso-base e $\lambda_{\text{crítico}}$ ao ponto crítico (máximo carregamento).

4.4.3. Passo Preditor

No passo preditor usa-se uma aproximação linear para estimar a solução para uma mudança em uma das variáveis de estado (θ, V, λ). Derivando parcialmente (4.38) com as variáveis de estado correspondentes à solução inicial, resulta o seguinte conjunto de equações lineares:

$$\begin{bmatrix} F_\theta & F_V & F_\lambda \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = [0] \quad (4.43)$$

Devido à adição da variável desconhecida λ nas equações de fluxo de potência, é necessário mais uma equação para resolver (4.43). A nova equação e_k é

um vetor linha com todos os elementos nulos, exceto o k^{th} elemento (respectivo ao parâmetro de continuação) sendo igual a 1 (ou -1, quando o parâmetro representa a variável que diminui).

$$\begin{bmatrix} F_{\theta} & F_V & F_{\lambda} \\ & e_k & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (4.44)$$

Inicialmente, o parâmetro de carga λ é escolhido como o parâmetro de continuação e a componente correspondente do vetor tangente é ajustada em +1. Durante os passos preditores seguintes, o λ é escolhido para ser a variável de estado que tem a maior taxa de rotação próximo a solução dada e o sinal de seu declive determina o sinal da componente correspondente ao vetor tangente.

Uma vez encontrado o vetor tangente, o preditor para a nova solução é dado por:

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta_0 \\ V_0 \\ \lambda_0 \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} \quad (4.45)$$

Onde o subscrito “0” identifica os valores das soluções atuais.

O tamanho do passo preditor σ é escolhido de modo que a solução exista com o parâmetro de continuação especificado. Caso não se encontre uma solução para um dado tamanho de passo, aplica-se uma redução e o passo corretor é repetido até obter uma solução.

4.4.4. Passo Corretor

Após a previsão, deve-se corrigir o valor previsto, de forma que faça parte da curva PV em questão. Para encontrar a equação exata é feita uma correção da solução prevista. Ao conjunto original de equações $F(\theta, V, \lambda) = 0$ é acrescida uma equação que especifica a variável de estado selecionada como parâmetro de continuação:

$$\begin{bmatrix} F(\theta, V, \lambda) \\ x_k - \eta \end{bmatrix} = [0] \quad (4.46)$$

Onde x_k é a variável de estado selecionada e η é o valor previsto para a mesma em (4.45).

O conjunto de equações pode ser resolvido usando uma ligeira modificação do método Newton-Raphson. A introdução da equação especificando x_k faz com que a matriz jacobiano não fique singular no ponto de operação.

A componente tangencial de λ (p.ex. $d\lambda$) é positiva na parte superior da curva ϕ constante no plano PV, é zero no ponto crítico e é negativa na parte inferior da curva. Portanto, o sinal de $d\lambda$ indicará se o ponto crítico foi atingido. O corretor será uma linha vertical (p.ex. segmento BC da Figura 4.2) se o parâmetro de continuação for o acréscimo de carga e será uma linha horizontal (p.ex. segmento DE da Figura 4.2) se o parâmetro de continuação for o módulo da tensão.

4.4.5. Seleção do Parâmetro de Continuação

Particularmente é importante a seleção do parâmetro de continuação adequado para o passo corretor, pois uma má escolha pode fazer com que não haja convergência. O parâmetro de continuação deve ser escolhido de maneira tal que tenha a maior taxa de variação próximo à solução em questão. Em termos gerais, longe o suficiente do ponto crítico (carga normal), variações relativamente grandes na carga (λ) produzem pequenas variações nas componentes de $\vec{\theta}$ e \vec{V} , e neste caso o parâmetro λ é usado como parâmetro de continuação. Próximo ao ponto crítico (carga pesada), pequenas variações na carga (λ) produzem grandes variações em algumas componentes de $\vec{\theta}$ e \vec{V} , logo, a tensão é usada como parâmetro de continuação.

5 Índices Para Avaliação Nodal da Estabilidade de Tensão

5.1. Introdução

É sabido que em um sistema de potência, o suprimento de potência reativa deve ocorrer o mais próximo possível dos pontos de consumo. Isto tem por objetivo reduzir sua circulação na transmissão, quase sempre indesejável por aumentar as perdas ôhmicas e quedas de tensão. A compensação de potência reativa possibilitou o uso cada vez mais eficiente das linhas de transmissão existentes, mas também originou problemas de estabilidade de tensão quando a rede de transmissão está operando muito carregada.

A avaliação das condições de estabilidade de tensão durante a operação do sistema elétrico é muito importante. Na próxima seção é descrito o método usado nesta dissertação para avaliar as condições nodais do carregamento.

5.2. Método da Matriz $[D']$ [4]

Em [4] foi desenvolvida uma ferramenta analítica de avaliação das condições nodais associadas ao máximo fluxo de potência ativa e reativa de uma rede de transmissão. Com base em um modelo matemático simples, mas poderoso e de uma direta interpretação física do fenômeno, são deduzidos índices abrangentes e significativos de avaliação que indicam a região de operação na curva para ϕ constante no plano SV, a margem em MVA para o máximo carregamento e a importância relativa entre as barras.

A avaliação das condições de estabilidade de tensão é feita para cada barra do sistema em um ponto de operação específico. O objetivo é identificar onde se encontra o ponto de operação da barra em análise: na parte superior, inferior e a distância à “ponta do nariz” da curva $V \times P, Q$. Da análise anterior, a parte superior

O sistema linearizado (4.30) das equações estáticas do fluxo de carga pode ser reescrito remanejando as equações e variáveis referentes a barra em análise para a parte inferior do sistema:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \vdots \\ \Delta P_m \\ \vdots \\ \Delta Q_k \\ \vdots \\ \Delta Q_m \\ \vdots \\ - \\ - \\ \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial v_k} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial \alpha_{km}} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_k}{\partial v_i} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & \dots & \frac{\partial P_m}{\partial v_k} & \dots & \frac{\partial P_m}{\partial \alpha_{km}} & \dots & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_m}{\partial v_i} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial v_k} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \alpha_{km}} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_k}{\partial v_i} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \vdots & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & \dots & \frac{\partial Q_m}{\partial v_k} & \dots & \frac{\partial Q_m}{\partial \alpha_{km}} & \dots & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_m}{\partial v_i} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ - & - & - & - & - & - & - & - & - & - \\ \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_m} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial v_k} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial \alpha_{km}} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_i}{\partial v_i} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_m} & \dots & \frac{\partial Q_i}{\partial v_k} & \dots & \frac{\partial Q_i}{\partial \alpha_{km}} & \dots & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial v_i} \end{bmatrix}}_Y \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \vdots \\ \Delta \theta_m \\ \vdots \\ \Delta v_k \\ \vdots \\ \Delta \alpha_{km} \\ \vdots \\ - \\ - \\ \Delta \theta_i \\ \Delta v_i \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P' \\ \Delta Q' \\ \vdots \\ \Delta P_i \\ \Delta O_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta' \\ \Delta v' \\ \vdots \\ \Delta \theta_i \\ \Delta v_i \end{bmatrix} \quad (5.2)$$
$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} = [D'] \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_i \\ \Delta v_i \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

onde, com dimensão (2x2):

$$[D'] = [D - C A^{-1} B] \quad (5.4)$$

Portanto, as relações de sensibilidade entre as injeções de potência ativa e reativa e o módulo e o ângulo da tensão na barra i , levando-se em consideração o restante do sistema, podem ser avaliadas.

5.2.1. Módulo do Determinante da Matriz $[D']$ [4]

Em um sistema de duas barras o fluxo de potência que chega à barra i é igual à potência consumida pela carga. Com o intuito de conhecer o significado da magnitude do valor do determinante da matriz $[D']$, desenvolve-se a expressão que o calcula:

$$\det[D'] = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} - \frac{\partial P_i}{\partial V_i} \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} \quad (5.5)$$

Onde,

$$P_i = V_i^2 G_{ii} + V_i V_k [G_{ik} \cos(\theta_{ik}) + B_{ik} \sin(\theta_{ik})] \quad (5.6)$$

$$Q_i = -V_i^2 B_{ii} + V_i V_k [G_{ik} \sin(\theta_{ik}) - B_{ik} \cos(\theta_{ik})] \quad (5.7)$$

Derivando (5.6) e (5.7) em relação a θ e V :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = V_i V_k [-G_{ik} \sin(\theta_{ik}) + B_{ik} \cos(\theta_{ik})] \quad (5.8)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_i} = 2V_i G_{ii} + V_k [G_{ik} \cos(\theta_{ik}) + B_{ik} \sin(\theta_{ik})] \quad (5.9)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = V_i V_k [G_{ik} \cos(\theta_{ik}) + B_{ik} \sin(\theta_{ik})] \quad (5.10)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = -2V_i B_{ii} + V_i [G_{ik} \sin(\theta_{ik}) - B_{ik} \cos(\theta_{ik})] \quad (5.11)$$

Resolvendo (5.5) com (5.8), (5.9), (5.10) e (5.11):

$$\begin{aligned} \det[D'] &= -V_i V_k^2 (G_{ik}^2 + B_{ik}^2) \\ &+ 2V_i^2 B_{ii} [V_k G_{ik} \sin(\theta_{ik}) - V_k B_{ik} \cos(\theta_{ik})] \\ &- 2V_i^2 G_{ii} [V_k G_{ik} \cos(\theta_{ik}) + V_k B_{ik} \sin(\theta_{ik})] \end{aligned} \quad (5.12)$$

Sendo $Y_{ik}^2 = G_{ik}^2 + B_{ik}^2$ e multiplicando ambos os lados de (5.12) por V_i :

$$\begin{aligned} \det[D'] &= -[V_i V_k Y_{ik}]^2 \\ &+ 2V_i^2 B_{ii} [V_i V_k (G_{ik} \sin(\theta_{ik}) - B_{ik} \cos(\theta_{ik}))] \\ &- 2V_i^2 G_{ii} [V_i V_k (G_{ik} \cos(\theta_{ik}) + B_{ik} \sin(\theta_{ik}))] \end{aligned} \quad (5.13)$$

Por outro lado, a potência aparente injetada na barra i é dada por $S_i = P_i + jQ_i$.

De (5.6) e (5.7), escreve-se:

$$\begin{aligned} S_i^2 &= P_i^2 + Q_i^2 = V_i^4 (G_{ii}^2 + B_{ii}^2) + V_i^2 V_k^2 Y_{ik}^2 \\ &+ 2V_i^2 G_{ii} V_i V_k [G_{ik} \cos(\theta_{ik}) + B_{ik} \sin(\theta_{ik})] \\ &- 2V_i^2 B_{ii} V_i V_k [G_{ik} \sin(\theta_{ik}) - B_{ik} \cos(\theta_{ik})] \end{aligned} \quad (5.14)$$

Considerando $S_{i0}^2 = V_i^4 Y_{ii}^2$ e comparando (5.13) com (5.14), obtém-se:

$$\det[D'] \cdot V_i = S_{i0}^2 - S_i^2 \quad (5.15)$$

O resultado de (5.15) é muito importante para o estudo do carregamento da rede. O termo S_{i0}^2 é função do elemento diagonal da matriz de admitância de barras e do módulo da tensão na barra i . Supondo tensão constante e aumentando gradativamente o valor da potência S_i , o máximo será alcançado quando S_i^2 for igual a S_{i0}^2 , fazendo com que o produto $\det[D'] \cdot V_i$ seja igual a zero.

Desta forma, para um sistema de duas barras:

- S_i é a potência injetada na barra i (no ponto de operação em análise);

- S_{i0} é a máxima potência que pode fluir para a barra i , para um certo módulo de tensão;
- $\det[D'] \cdot V_i$ é o indicador da distância entre S_i^2 e S_{i0}^2 .

O importante resultado obtido em (5.15) para um sistema de duas barras agora é estendido a um sistema multi-nó. Seja $[D]$ a matriz que relaciona linearmente as injeções de potência ativa e reativa com o ângulo e módulo da tensão da barra i :

$$[D] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_i}{\partial V_i} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x & z \\ y & u \end{bmatrix} \quad (5.16)$$

Seja ainda:

$$[-C A^{-1} B] = \begin{bmatrix} b_1 & b_3 \\ b_2 & b_4 \end{bmatrix} \quad (5.17)$$

Substituindo-se (5.16) e (5.17) em (5.4):

$$\det[D'] = \det \left[\begin{pmatrix} x & z \\ y & u \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} b_1 & b_3 \\ b_2 & b_4 \end{pmatrix} \right] \quad (5.18)$$

Operando (5.18) tem-se:

$$\det[D'] = [xu - yz] + [xb_4 - yb_3] + [b_1u - b_2z] + [b_1b_4 - b_2b_3] \quad (5.19)$$

Como:

$$\det[D] = [xu - yz] \quad (5.20)$$

Então:

$$\det[D'] = \det[D] + [xb_4 - yb_3] + [b_1u - b_2z] + [b_1b_4 - b_2b_3] \quad (5.21)$$

O resultado obtido em (5.15) para um sistema de duas barras, onde $[D'] \equiv [D]$, pode ser estendido para um sistema multi-nó multiplicando todos os termos de (5.21) por V_i , na forma:

$$\det[D']V_i = \det[D]V_i - \Delta \det V_i \quad (5.22)$$

Onde:

$$\Delta \det V_i = -\{[xb_4 - yb_3] + [b_1u - b_2z] + [b_1b_4 - b_2b_3]\}V_i \quad (5.23)$$

De (5.15), (5.22) pode ser reescrita como:

$$\det[D']V_i = S_{i0}^2 - S_i^2 - \Delta \det V_i \quad (5.24)$$

A expressão (5.24) é a generalização de (5.15) para um sistema multi-nó. O novo termo $\Delta \det V_i$ obtido de (5.22) é:

$$\Delta \det V_i = (\det[D] - \det[D'])V_i \quad (5.25)$$

Assim, pode-se dizer que para um sistema multi-nó:

- S_i é a potência injetada na barra i (no ponto de operação em análise);
- S_{i0} é a máxima potência que pode fluir para a barra i , caso sistema fosse de duas barras;
- $\Delta \det V_i$ está relacionada à potência injetada no restante do sistema que limita a injeção de potência na barra i ;
- $S_m^2 = S_{i0}^2 - \Delta \det V_i$ é definida como uma estimativa da máxima potência aparente que poderia ser injetada na barra i .

Quando o sistema trabalha com condições extremas de carregamento, S_m^2 possui valores negativos quando $S_{i0}^2 < \Delta \det V_i$ para barras de carga, geração ou qualquer outro tipo. Para solucionar isso, define-se:

- $S_m = \text{sinal}(S_{i0}^2 - \Delta \det V_i) \cdot \sqrt{|S_{i0}^2 - \Delta \det V_i|}$.

Dessa forma, $S_m - S_i$ é a margem de potência aparente entre o que está sendo injetado e o máximo calculado naquele ponto de operação.

5.2.2.

Sinal do Determinante da Matriz $[D']$ [4]

Os vetores gradientes de potência ativa e reativa na barra i podem ser expressos utilizando-se um sistema de referência cartesiano:

$$\dot{V}P = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} \vec{i} + \frac{\partial P_i}{\partial V_i} \vec{j} + 0\vec{k} \quad (5.26)$$

$$\dot{V}Q = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} \vec{i} + \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} \vec{j} + 0\vec{k} \quad (5.27)$$

O produto vetorial é:

$$\dot{V}P \times \dot{V}Q = \left[\left(\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} \right) - \left(\frac{\partial P_i}{\partial V_i} \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} \right) \right] \vec{k} \quad (5.28)$$

Então:

$$\dot{V}P \times \dot{V}Q = \det[D'] \quad (5.29)$$

Como:

$$\dot{V}P \times \dot{V}Q = |\dot{V}P| |\dot{V}Q| \sin \beta \quad (5.30)$$

Tem-se:

$$\det[D'] = |\dot{V}P| |\dot{V}Q| \sin \beta \quad (5.31)$$

Onde β é o ângulo entre $\dot{V}P$ e $\dot{V}Q$.

Como o sinal de $\det[D']$ é função somente do seno de β , tem-se:

$\det[D'] > 0$, se $\sin(\beta) > 0$, isto $0^\circ < \beta < 180^\circ$

$\det[D'] < 0$, se $\sin(\beta) < 0$, isto é, $0^\circ > \beta > -180^\circ$

$\det[D'] = 0$, se $\sin(\beta) = 0$, isto é, $\beta \pm 180^\circ$ ou $\beta = 0^\circ$

A Figura 5.1 mostra a posição dos vetores gradientes ∇P e ∇Q . Tomando ∇P_i como eixo de referência, na região normal de operação tem-se $0^\circ < \beta < 180^\circ$ e na região anormal de operação $-180^\circ < \beta < 0^\circ$. No ponto de máximo carregamento os vetores gradientes ∇P e ∇Q estão alinhados, então, o ângulo β formado por estes dois vetores é 0° ou $\pm 180^\circ$. Portanto, $\det[D'] > 0$ caracteriza a parte superior da curva para ϕ constante no plano SV, $\det[D'] < 0$ caracteriza a parte inferior dessa curva e $\det[D'] = 0$ caracteriza a fronteira entre estas duas regiões, ou seja, o ponto de máximo carregamento.

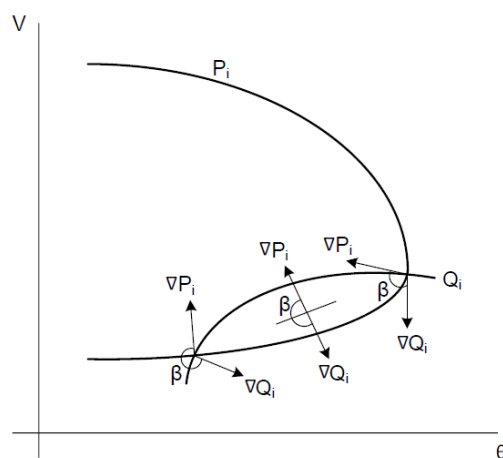


Figura 5.1: Localização dos vetores gradientes de P_i e Q_i no plano θV

Logo, o ângulo β complementa a avaliação do carregamento da rede indicando a região de operação e a distância angular até o máximo.

5.2.3. Índices de Avaliação de Estabilidade de Tensão em Barras Controladoras e de Tensão Controlada

As barras de tensão controlada são consideradas as mais importantes do sistema, uma vez que nelas ocorrem ações de controle de tensão que podem ter efeito contrário ao esperado, podendo levar o sistema ao colapso.

De acordo com as condições de carregamento da rede, para uma mesma tensão especificada, a barra de tensão controlada pode operar na região superior,

inferior ou no ponto de máximo carregamento da curva para ϕ constante no plano SV, como pode ser visto na Figura 5.2.

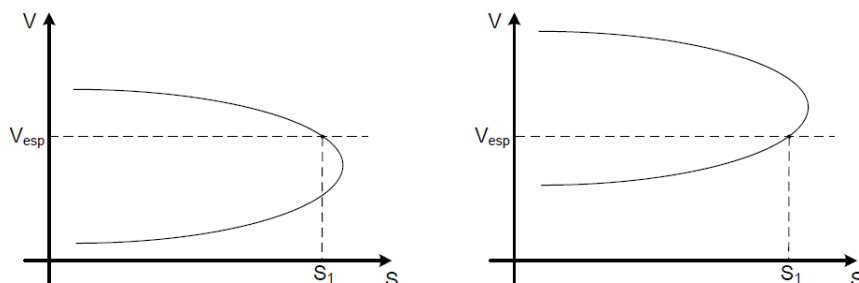


Figura 5.2: Barra de tensão controlada operando nas regiões superior e inferior da curva para ϕ constante no plano SV

As barras de tensão controlada não são barras de tensão constante, já que a carga sempre varia. Na prática, as tensões controladas são variáveis no tempo, dentro da faixa correspondente à “banda morta” do equipamento que controla a tensão. Ao ultrapassar os limites da faixa, ações de controle são executadas e o regulador automático de tensão atua para ajustar a tensão medida no valor especificado.

Observando-se a Figura 5.3, quando o valor de tensão ultrapassa o limite da “banda morta” e o ponto de operação da barra de tensão controlada encontra-se na região superior da curva para ϕ constante no plano SV (pontos 1 e 2), as ações de controle de tensão são eficazes. Entretanto, se no momento em que o valor de tensão ultrapassa o limite da “banda morta” o ponto de operação da barra de tensão controlada encontra-se na região inferior da curva para ϕ constante no plano SV (ponto 3), as ações de controle podem levar o sistema ao colapso [16].

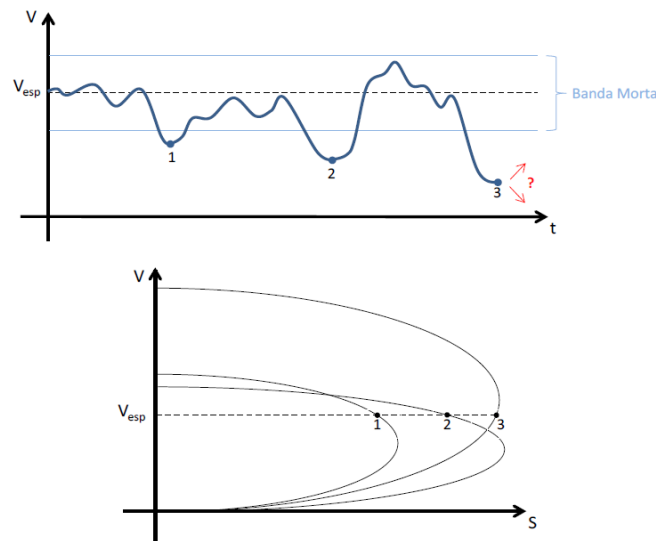


Figura 5.3: Variação da tensão no tempo em barras de tensão controlada

5.2.3.1.

Índices de Avaliação da Estabilidade de Tensão em Barras com Controle de Tensão

O problema geral de fluxo de potência, modelo não clássico de controle de tensão para barras de tensão controlada (PV e PQV), consiste na inclusão do controle de tensão através da adição de uma equação de controle no sistema de equações. A potência reativa gerada pela barra de controle ou o tap de um transformador são consideradas variáveis adicionais. Desse modo, a matriz Jacobiano do sistema linearizado de equações possui uma linha adicional referente à equação de controle de tensão da barra em questão e uma coluna adicional referente à variável introduzida [11].

Como visto na seção anterior, com a determinação dos índices de avaliação da estabilidade de tensão de uma barra m de tensão controlada local ou remotamente, deseja-se estudar variações infinitesimais em ΔP_m e ΔQ_m e seus efeitos sobre $\Delta \theta_m$ e ΔV_m . Deslocando para baixo as equações referentes a ΔP_m e ΔQ_m e para a direita as colunas referentes as variáveis $\Delta \theta_m$ e ΔV_m , faz-se $\Delta P' = \Delta Q' = 0$, ou seja, não há variação nas injeções das outras barras e $\Delta V_m' = 0$. Onde $\Delta V_m'$ é o *mismatch* associado à equação de controle de tensão adicionada ao sistema de equações original. Neste caso, a variável adicional para o controle de tensão é Δx ,

podendo ser a potência reativa gerada pela barra de controle ou o tape de um transformador. Mas não faz sentido matemático estudar variações infinitesimais em ΔQ_m e seus efeitos sobre ΔV_m tendo $\Delta V_m' = 0$ no sistema de equações. Desse modo elimina-se a equação associada à $\Delta V_m'$ e a variável adicional introduzida no sistema linearizado de equações, conforme observa-se na Figura 5.4, onde a barra 1 é a barra de referência [11]. Ou seja, é necessário que ΔV_m seja modelado como grandeza variável e para isso deve-se incluir a equação de ΔQ_m e incluir a coluna referente a variável que ΔV_m .

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \Delta Q_3 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \\ \vdots \\ \Delta V_m' \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \partial P / \partial \theta & \partial P / \partial V & \partial P / \partial x & \partial P / \partial \theta_m & \partial P / \partial V_m \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \partial Q / \partial \theta & \partial Q / \partial V & \partial Q / \partial x & \partial Q / \partial \theta_m & \partial Q / \partial V_m \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \partial V_m' / \partial \theta & \partial V_m' / \partial V & \partial V_m' / \partial x & \partial V_m' / \partial \theta_m & \partial V_m' / \partial V_m \\ \partial P_m / \partial \theta & \partial P_m / \partial V & \partial P_m / \partial x & \partial P_m / \partial \theta_m & \partial P_m / \partial V_m \\ \partial Q_m / \partial \theta & \partial Q_m / \partial V & \partial Q_m / \partial x & \partial Q_m / \partial \theta_m & \partial Q_m / \partial V_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \Delta \theta_3 \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \\ \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \Delta V_3 \\ \vdots \\ \Delta V_n \\ \vdots \\ \Delta x \\ \Delta \theta_m \\ \Delta V_m \end{bmatrix}$$

Figura 5.4: Matriz jacobiano modificada para análise de barras de tensão controlada

Em barras de referência angular, na modelagem não clássica para controle de tensão, apenas a equação de potência ativa ΔP_i e a variável $\Delta \theta_i$ relativas à barra de referência $V\theta_i$ não são consideradas no sistema de equações do problema geral de fluxo de potência. Não há no sistema uma barra com geração ativa livre para absorver a variação ΔP_i e a consequente variação nas perdas ativas. A solução é incluir a equação da potência ativa ΔP_i e a variável $\Delta \theta_i$ no sistema de equações e liberar outro gerador j para variar sua potência ativa, o que significa eliminar a equação da potência ativa ΔP_j e a variável $\Delta \theta_j$.

No cálculo dos índices de avaliação da estabilidade de tensão de uma barra de referência, deseja-se estudar variações infinitesimais em ΔP_i e ΔQ_i e seus efeitos sobre $\Delta \theta_i$ e ΔV_i . Deslocando para baixo as equações referentes à ΔP_i e ΔQ_i e para a direita as colunas referentes às variáveis $\Delta \theta_i$ e ΔV_i , faz-se $\Delta P' = \Delta Q' = 0$, ou seja, não há variação nas injeções das outras barras e $\Delta V_i' = 0$. Onde $\Delta V_i'$ é a equação de controle de tensão da barra de referência adicionada ao sistema de equações original. Neste caso, a variável adicional para o controle de tensão é ΔQ_{Gi} . Como não faz sentido estudar variações infinitesimais em ΔQ_i e seus efeitos sobre ΔV_i tendo ΔQ_{Gi} livre para variar e $\Delta V_i' = 0$ no sistema de equações, elimina-se a equação referente a $\Delta V_i'$ e a variável ΔQ_{Gi} , introduzidas no sistema linearizado como observa-se na Figura 5.5 onde a barra 1 é a barra de referência [11].

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \Delta Q_3 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \\ \vdots \\ \Delta V_i' \\ \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \partial P / \partial \theta & \partial P / \partial V & \partial P / \partial Q_{Gi} & \partial P / \partial \theta_i & \partial P / \partial V_i \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \partial Q / \partial \theta & \partial Q / \partial V & \partial Q / \partial Q_{Gi} & \partial Q / \partial \theta_i & \partial Q / \partial V_i \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \partial V_i' / \partial \theta & \partial V_i' / \partial V & \partial V_i' / \partial Q_{Gi} & \partial V_i' / \partial \theta_i & \partial V_i' / \partial V_i \\ \partial P_i / \partial \theta & \partial P_i / \partial V & \partial P_i / \partial Q_{Gi} & \partial P_i / \partial \theta_i & \partial P_i / \partial V_i \\ \partial Q_i / \partial \theta & \partial Q_i / \partial V & \partial Q_i / \partial Q_{Gi} & \partial Q_i / \partial \theta_i & \partial Q_i / \partial V_i \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta \theta_3 \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \\ \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \Delta V_3 \\ \vdots \\ \Delta V_n \\ \vdots \\ \Delta Q_{Gi} \\ \Delta \theta_i \\ \Delta V_i \end{bmatrix}$$

Figura 5.5: Matriz jacobiano modificada para análise de barras θV

De posse da matriz Jacobiano modificada, conforme exposto na Seção 5.2, determina-se $\det[D']$, S_{io} , S_i , S_m , M e β .

5.2.3.2. Múltiplas Barras *Swing*

De modo a tornar o método mais fidedigno ao que ocorre na prática, a ideia é que algumas barras com potência ativa livre e potência reativa livre sejam responsáveis por absorver variações de ΔP_i e ΔQ_i e as perdas da rede, o que equivale a existência de múltiplas barras *swing* ou barras do tipo V na rede elétrica.

Deseja-se que a condição de proporcionalidade das gerações de potência ativa das barras *swing* seja igual considerando a rede elétrica com e sem perdas ativas. Tal como na Seção 4.3.2, isso é realizado através da inclusão de equações de controle (Δg) no problema geral de fluxo de potência.

Considerando uma barra i do tipo PQ, o sistema linearizado formado por (4.34) pode ser reescrito fazendo-se o deslocamento para baixo das equações referentes à barra i em análise e para a direita das colunas referentes às suas variáveis; a matriz Jacobiano modificada apresenta-se como em (5.32). Para barras dos tipos PV e PQV, as modificações de equações do sistema linearizado são análogas as descritas na Seção 5.2.3.1.

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_1^*}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_1^*}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_1^*}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_1^*}{\partial v_k} & \dots & \frac{\partial P_1^*}{\partial P_{Gn}} & \dots & \frac{\partial P_1^*}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_1^*}{\partial v_i} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_n^*}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_n^*}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n^*}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_n^*}{\partial v_k} & \dots & \frac{\partial P_n^*}{\partial P_{Gn}} & \dots & \frac{\partial P_n^*}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_n^*}{\partial v_i} \\ \frac{\partial P_k}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial P_{Gn}} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_2} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial v_k} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial P_{Gn}} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_k}{\partial v_i} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial g_{(n-1)}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial g_{(n-1)}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial g_{(n-1)}}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial g_{(n-1)}}{\partial v_k} & \dots & \frac{\partial g_{(n-1)}}{\partial P_{Gn}} & \dots & \frac{\partial g_{(n-1)}}{\partial \theta_i} & \frac{\partial g_{(n-1)}}{\partial v_i} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_i}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial v_k} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial P_{Gn}} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_i}{\partial v_i} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial Q_i}{\partial v_k} & \dots & \frac{\partial Q_i}{\partial P_{Gn}} & \dots & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial v_i} \end{bmatrix} \quad (5.32)$$

A principal diferença de um sistema com múltiplas barras *swing* é a alocação proporcional das perdas ativas. Portanto, se uma barra i é do tipo V, o resíduo ΔP_i^* é ΔP_i acrescido da parcela que considera variações de P_{Gi} . Entretanto, quando se estudam variações infinitesimais em ΔP_i e ΔQ_i e seus efeitos sobre θ_i e v_i , deve-se

evitar que perdas ativas alocadas para a barra i interfiram na análise. Assim, não faz sentido permitir que a barra i continue sendo barra *swing*. Desse modo, ΔP_i^* é substituído por ΔP_i , exclui-se a equação de distribuição de perdas ativas entre as barras $(i-1)$ e i e a tensão v_i é modelada como grandeza variável. A matriz Jacobiano modificada para estudo de estabilidade de tensão na barra n fica conforme em (5.33), substituindo a equação de ΔP_i^* pela equação de ΔP_i e excluindo a equação de $\Delta g_{(i-1)}$ e a coluna referente a variável ΔP_{Gi} .

$$\begin{bmatrix}
 \frac{\partial P_1^*}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_1^*}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_1^*}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_1^*}{\partial v_k} & \frac{\partial P_1^*}{\partial P_{G1}} & \frac{\partial P_1^*}{\partial P_{Gi}} & \frac{\partial P_1^*}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_1^*}{\partial v_i} \\
 \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\
 \frac{\partial P_i^*}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_i^*}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_i^*}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_i^*}{\partial v_k} & \frac{\partial P_i^*}{\partial P_{G1}} & \frac{\partial P_i^*}{\partial P_{Gi}} & \frac{\partial P_i^*}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_i^*}{\partial v_i} \\
 \frac{\partial P_k}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial v_k} & \frac{\partial P_k}{\partial P_{G1}} & \frac{\partial P_k}{\partial P_{Gi}} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_k}{\partial v_i} \\
 \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\
 \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial v_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial P_{G1}} & \frac{\partial Q_k}{\partial P_{Gi}} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_k}{\partial v_i} \\
 \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\
 \frac{\partial g_1}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial \theta_i} & \frac{\partial g_1}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial v_k} & \frac{\partial g_1}{\partial P_{G1}} & \frac{\partial g_1}{\partial P_{Gi}} & \frac{\partial g_1}{\partial \theta_i} & \frac{\partial g_1}{\partial v_i} \\
 \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\
 \frac{\partial g_{(i-1)}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial g_{(i-1)}}{\partial \theta_i} & \frac{\partial g_{(i-1)}}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial g_{(i-1)}}{\partial v_k} & \frac{\partial g_{(i-1)}}{\partial P_{G1}} & \frac{\partial g_{(i-1)}}{\partial P_{Gi}} & \frac{\partial g_{(i-1)}}{\partial \theta_i} & \frac{\partial g_{(i-1)}}{\partial v_i} \\
 \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\
 \frac{\partial P_i}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial v_k} & \frac{\partial P_i}{\partial P_{G1}} & \frac{\partial P_i}{\partial P_{Gi}} & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_i}{\partial v_i} \\
 \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial Q_i}{\partial v_k} & \frac{\partial Q_i}{\partial P_{G1}} & \frac{\partial Q_i}{\partial P_{Gi}} & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial v_i}
 \end{bmatrix} \quad (5.33)$$

Por fim, se uma barra i é uma barra de referência angular (tipo $V\theta$), então θ_i é especificado a priori. Entretanto, não faz sentido estudar variações infinitesimais em ΔP_i e ΔQ_i e seus efeitos sobre θ_i e V_i , se θ_i é fixo. Então, outra barra geradora j deve ser escolhida como barra de referência angular. Além disso, conforme já mencionando anteriormente, deve-se evitar que perdas ativas alocadas para a barra i interfiram na análise, o que faz com que ΔP_i^* seja substituído por ΔP_i , e que não haja equação de distribuição de perdas ativas envolvendo a barra i . Ainda vale lembrar que barra do tipo $V\theta$ têm tensão V_i modelada como grandeza fixa, então é necessário torná-la variável. Assim, exclui-se a coluna referente à variável $\Delta \theta_j$; inclui-se a coluna referente à variável $\Delta \theta_i$; exclui-se a equação de ΔP_i^* ; inclui-se a equação de ΔP_i ; exclui-se a equação de Δg_i ; exclui-se a coluna referente à variável

ΔP_{Gi} ; inclui-se a equação de ΔQ_i e inclui-se a coluna referente à variável ΔV_i . Se $i=1$ e $j=2$, a matriz Jacobiano modificada fica conforme (5.34):

$$\begin{bmatrix}
 \frac{\partial P_1}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial v_k} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial P_{G1}} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial P_{Gn}} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial v_1} \\
 \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\
 \frac{\partial P_n}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial v_k} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial P_{G1}} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial P_{Gn}} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_n}{\partial v_1} \\
 \frac{\partial P_k}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial v_k} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial P_{G1}} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial P_{Gn}} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_k}{\partial v_1} \\
 \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\
 \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial v_k} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial P_{G1}} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial P_{Gn}} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_k}{\partial v_1} \\
 \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\
 \frac{\partial \varepsilon_k}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial \varepsilon_k}{\partial \theta_n} & \frac{\partial \varepsilon_k}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial \varepsilon_k}{\partial v_k} & \dots & \frac{\partial \varepsilon_k}{\partial P_{G1}} & \dots & \frac{\partial \varepsilon_k}{\partial P_{Gn}} & \dots & \frac{\partial \varepsilon_k}{\partial \theta_1} & \frac{\partial \varepsilon_k}{\partial v_1} \\
 \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\
 \frac{\partial \varepsilon_{(n-1)}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial \varepsilon_{(n-1)}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial \varepsilon_{(n-1)}}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial \varepsilon_{(n-1)}}{\partial v_k} & \dots & \frac{\partial \varepsilon_{(n-1)}}{\partial P_{G1}} & \dots & \frac{\partial \varepsilon_{(n-1)}}{\partial P_{Gn}} & \dots & \frac{\partial \varepsilon_{(n-1)}}{\partial \theta_1} & \frac{\partial \varepsilon_{(n-1)}}{\partial v_1} \\
 \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\
 \frac{\partial P_n}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial v_k} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial P_{G1}} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial P_{G2}} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial v_n} \\
 \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial v_k} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial P_{G1}} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial P_{G2}} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial v_n} \\
 \frac{\partial \varepsilon_n}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial \varepsilon_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial \varepsilon_n}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial \varepsilon_n}{\partial v_k} & \dots & \frac{\partial \varepsilon_n}{\partial P_{G1}} & \dots & \frac{\partial \varepsilon_n}{\partial P_{G2}} & \dots & \frac{\partial \varepsilon_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial \varepsilon_n}{\partial v_n}
 \end{bmatrix} \quad (5.34)$$

De forma geral, se as partições da matriz Jacobiano forem identificadas pelas submatrizes A, B, C e D, então (5.1) e (5.2) podem ser reformuladas conforme:

$$\begin{bmatrix} \Delta P' \\ \Delta Q' \\ \Delta g \\ - \\ \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta' \\ \Delta V' \\ \Delta \alpha' \\ \Delta P_{Go} \\ - \\ \Delta \theta_i \\ \Delta V_i \end{bmatrix} \quad (5.35)$$

Onde:

- $\Delta P'$ é o vetor de potência ativa relativo a todas as barras do sistema, exceto a barra i ;
- $\Delta Q'$ é o vetor de potência ativa relativa as todas as barras do sistema, exceto barras do tipo PV, V, V0 e para a barra i ;
- Δg é o vetor de resíduos das equações de partição das perdas ativas entre as barras *swing*.

5.2.4. Interpretação dos Índices

Todos os valores são calculados com base em um único ponto de operação, logo a validade é instantânea, inclusive a margem de potência entre a injeção no momento de análise S_i e a máxima injeção S_m . Eles podem ficar sem sentido no minuto seguinte, pois geração e carga mudam, a compensação de potência reativa ou tapes de LTCs atingem limites, o sistema é não linear, etc.

O valor de $(S_m - S_i)$ é a diferença entre a potência que está sendo injetada e a máxima potência estimada para o ponto de operação em análise. Na parte superior da curva para ϕ constante no plano SV a margem pode ser interpretada como a quantidade de potência que poderia ser injetada até se alcançar o máximo. Assim, pode ser expressa como um percentual de S_m .

$$M(\%) = \left(\frac{S_m - S_i}{S_m} \right) \times 100\% \quad (5.36)$$

O problema da importância relativa entre as barras, por exemplo, para localização de ações de controle de tensão ou corte de carga, é resolvido pelo índice $(S_m - S_i)$ (quanto menor, pior é a situação) dividido pelo índice S_m (quanto maior, mais importante é a barra). Portanto, a barra crítica é aquela com a menor margem M , e assim, a ordenação das barras por seu grau de carregamento é direta.

Na parte inferior da curva para ϕ constante no plano SV a margem é negativa e pode ser interpretada como a quantidade excedente de potência que deveria ser retirada de S_i para se atingir o máximo. Assim, pode ser expressa como um percentual de S_i :

$$M(\%) = \left(\frac{S_m - S_i}{S_i} \right) \times 100\% \quad (5.37)$$

Com o ponto de operação em análise na fronteira tem-se $S_m = S_i$, isto é, está na “ponta do nariz” na curva SV. Portanto $M=0$ e nada pode ser acrescentado ou retirado de S_i para atingir S_m . A Figura 5.6 mostra o sinal da margem de potência no plano SV.

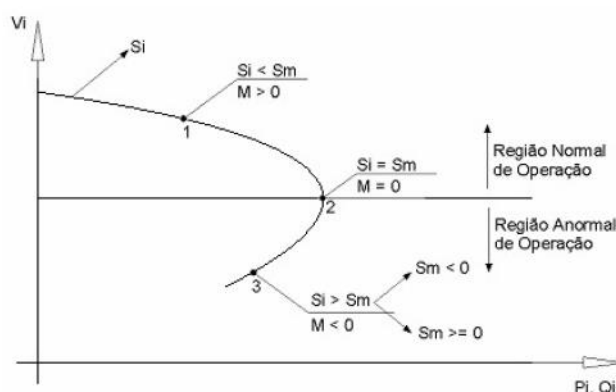


Figura 5.6: Sinal da margem de potência na curva SV

O ângulo β traduz a dificuldade do sistema em suportar a injeção de potência na barra. Quando está próximo de 180° significa que o máximo está próximo, mesmo que a margem de potência seja grande. Nesse caso, um aumento da injeção S_i acarretaria diminuição substancial de S_m .

Em barras de passagem, ou seja, sem injeção de potência ($S_i = 0$), a margem é sempre 100%. À medida que o fluxo de potência através desta barra aumenta, seu S_m diminui e β aumenta, até eventualmente atingir 180° .

5.2.5. Índices de Influência na Barra

Um índice de influência pode ser útil para traduzir a consequência de um evento sobre a margem de potência:

$$II_i^c = (\text{sinal de } \beta_i^0) \left[\frac{M_i^c}{M_i^0} - 1 \right] \quad (5.38)$$

Onde:

- M_i^0 é a margem de uma barra no ponto de operação de referência;
- M_i^c é a margem após o evento em análise.

O índice de influência II_i indica quanto a margem de potência aparente M_i do caso base é modificada na presença do evento c . O ângulo β_0 traduz a medida da dificuldade de transmissão. O evento pode ser de qualquer natureza, como uma ação

de controle de tensão, variações de carga, uma contingência ou perda do controle de tensão em uma barra. Para ações de controle eficazes, resultando em melhora da margem, o índice deve apresentar valores positivos, e de forma análoga, se a ação deteriora o sistema, esse índice deve apresentar valores negativos. Portanto, a consequência de um evento é diretamente avaliada: a comparação das condições de segurança de tensão entre dois pontos de operação é imediata. Pela Figura 5.7 nota-se que a contingência #k é mais severa que a #q; a $M_i^k < M_i^q$ e o sinal de $\beta_i^0 > 0$, pois o ponto de operação no caso base está na parte superior da curva. Em se tratando de redução da margem esses índices serão negativos, e quanto mais negativo, maior a redução e consequentemente mais contundente será a contingência para a barra em estudo.

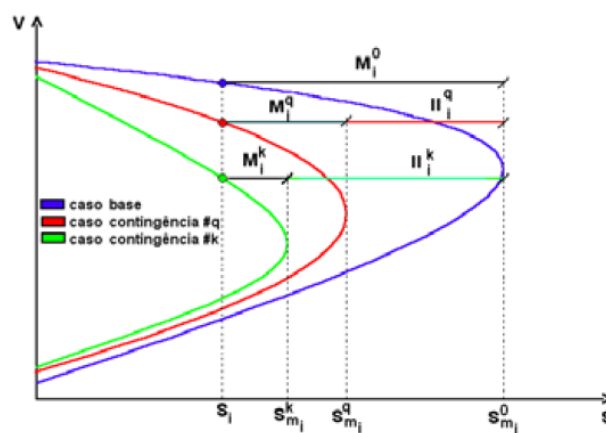


Figura 5.7: Curvas do caso base e contingências com suas respectivas margens e índices de influência

De maneira geral, quando o sinal de $\beta_i^0 > 0$:

- II_i^j de 0 a $+\infty$ a contingência foi benéfica melhorando a margem do caso base;
- $-1 < II_i^j < 0$ houve redução da margem de potência da barra em análise, porém a margem continua positiva;
- $-1 < II_i^j < -\infty$ a contingência reduziu a margem de potência da barra e levou o ponto de operação para a região inferior da curva PV,

onde as margem de potência são negativas e ações de controle podem ter efeito oposto ao esperado.



Figura 5.8: Escala do grau de severidade do índice de influência - $\beta > 0$

Ademais, quando o sinal de $\beta_i^0 < 0$:

- $0 < \Pi_i^j < 1$ houve melhora na margem de potência da barra em análise, mas o ponto de operação se mantém na parte inferior da curva;
- $1 < \Pi_i^j < +\infty$ a contingência foi tão benéfica que migrou o ponto de operação para a região normal da curva PV (caso raro);
- $0 < \Pi_i^j < -\infty$ a contingência levou o ponto de operação do caso base para um ponto no caso contingência com tensão inferior.



Figura 5.9: Escala do grau de severidade do índice de influência - $\beta < 0$

Assim, o índice de influência Π_i^j permite a identificação do grau de severidade de um evento j sobre a margem de potência de uma barra i qualquer do sistema conforme ilustra as escalas das Figuras 5.8 e 5.9.

5.2.6. Índices de Influência no Sistema

Para avaliar as consequências de uma contingência sobre o sistema, é proposto o índice IIS, que reflete a redução da margem de potência em todas as barras afetadas. A contingência mais severa para todo o sistema será aquela que apresentar o valor mais negativo do somatório de todas as reduções das margens das barras do sistema (considerando que as reduções são negativas).

Como a localização da contingência e a importância das barras adjacentes podem influenciar a forma localizada ou distribuída da redução total da margem de

potência de todo o sistema, então, primeiramente calcula-se o índice de importância relativa das barras. Esse índice de importância relativa de uma barra considera a razão entre a estimativa da potência máxima que pode ser injetada na barra k no caso base e a maior estimativa de potência máxima de todas as i barras da rede.

$$IIR_k = \frac{Sm_k^0}{\text{Máximo } Sm_i^0} \quad (5.39)$$

Uma vez calculando-o, passa-se ao cálculo do índice de influência do sistema. Para isso, é considerado o índice de influência da contingência j sobre a barra i (conforme visto na Seção 5.2.5) e o índice de importância relativa da barra i . O somatório para todo o sistema é definido como:

$$IIS^j = \sum_i II_i^j \times IIR_i \quad (5.40)$$

6**PROPOSTA PARA ESTABELECIMENTO DA MARGEM DE SEGURANÇA DE TENSÃO**

Embora forneça informação importante sobre a margem de estabilidade de tensão do sistema, o método de curvas PV não propicia a identificação de barras críticas do ponto de vista da estabilidade de tensão, as quais representam os locais mais deficientes do sistema, e posteriormente, as melhores opções para a aplicação de medidas de reforço contra o problema de instabilidade. A avaliação das condições de estabilidade de tensão em barras de tensão controlada, consideradas as mais importantes do sistema, é necessária tendo em vista que nelas ocorrem ações automáticas de controle de tensão e já foi mostrado que o fluxo de potência continuado pode apontar para margem de potência irreal, se durante o crescimento da carga forem detectadas barras com problemas de controle de tensão. O método da Matriz $[D']$, que calcula as margens de potência nodais, é capaz de detectar a possibilidade do controle de tensão ter efeito oposto ao esperado.

Casos reais de blecautes descritos na literatura e caracterizados por afundamento de tensão apontam que procedimentos usuais, tais como mudança de tapes de LTCs e chaveamento de capacitores, podem agravar ainda mais o problema de um perfil de tensão já instável [17]. A operação em situações especiais, caracterizadas pela relação inversa entre as variáveis envolvidas, faria com que as ações de controle de tensão destes dispositivos tivessem o efeito oposto ao esperado. Desta maneira, o controle automático continuaria atuando, reduzindo ainda mais o nível de tensão, e assim, uma possível consequência seria o colapso de tensão.

Em [18], testes realizados indicaram que os critérios para análise de estabilidade de tensão a pequenas perturbações, de estabilidade referente ao método da curva VQ e da matriz de sensibilidade dos controles de tensão $[VCS]$ não devem ser aplicados a barras com tensão controlada por geradores síncronos (compostos por máquinas de polos salientes ou rotor liso), pois a operação com essa(s) barra(s)

apresentando relação inversa entre as variáveis de controle e controlada, pode ser assintoticamente estável e o regulador de tensão pode responder de forma adequada (caso haja capacidade suficiente para o controle de tensão), e os pontos de fronteira das curvas VxQ não representam o limite de estabilidade de tensão (visto que o controle não apresenta problemas em ultrapassá-los). Desta maneira, os índices negativos para máquinas síncronas, seja compensador síncrono ou gerador síncrono, não representam um problema para a operação do ponto de vista da estabilidade de tensão. Os resultados obtidos também mostram que o controle responde de forma correta independente do modelo de carga adotado no sistema.

Embora não seja proibitivo, considera-se uma boa prática evitar a operação destas máquinas com índices negativos. Já foi verificado na prática inúmeras vezes que a operação ocorre de maneira adequada, mas, não se considera adequado trabalhar com as variáveis controlada e de controle tendo relação inversa. Provavelmente próximo as barras que ocorrem essas relações inversas pode-se ter outros elementos de controle de tensão. Isso gera um indicativo de que mesmo as máquinas podendo operar, barras eletricamente próximas podem apresentar relação VxQ inversa e que a ação de um elemento de controle diferente de uma máquina síncrona, um LTC por exemplo, pode ter a chance e uma grande chance do efeito da ação ser oposto ao esperado.

Com a finalidade de determinar uma margem de operação segura, através da determinação individual dos índices de estabilidade de tensão, cujos valores refletirão a sensibilidade de tensão em relação as variações de carga para a barra em análise, o sistema será considerado estável quando todas as barras apresentarem índices positivos. A preocupação além da questão do máximo carregamento, é a possibilidade de ações de controle de tensão terem efeito oposto ao esperado.

Este capítulo se dedica à aplicação dos métodos apresentados e a partir da comparação entre a margem sistêmica e a margem nodal, calculadas respectivamente pelo FPC e pelo método da Matriz $[D']$, define-se o limite de capacidade de carga através das informações obtidas, demarcando uma margem de operação segura sob o ponto de vista de estabilidade de tensão, para a operação em tempo real. O tipo de contingência mais influente para a redução da margem de

estabilidade de tensão é um subproduto deste trabalho e é analisada pelo critério utilizado na Seção 5.2.6 através dos índices de influência das barras e do sistema.

Com os algoritmos programados no software Matlab, foram feitos os cálculos das margens do caso-base e dos casos contingências. Os cálculos são feitos considerando múltiplas barras *swing*, como é adequado em aplicações na prática, com balanço de potência ativa entre os geradores do sistema, conforme explicado na Seção 5.2.3.2.

As simulações são realizadas em um sistema teste que é uma variante do chamado “Nordic 32 Test System”, proposto em [19] para ser usado em estudos de estabilidade de tensão. Este sistema de teste é uma versão significativamente atualizada do antigo sistema de teste Nordic 32 de modo a torná-lo mais representativo para estudos de estabilidade, obtido em [20]. Este sistema tem sido utilizado em vários estudos para avaliação de contingência, avaliação de segurança de tensão, detecção de instabilidade e controle de emergência. Esses vários resultados podem ser encontrados em [21], [22].

O diagrama unifilar do sistema é apresentado na Figura 6.2 e todos os seus dados estão no Anexo I. As características gerais são: 77 barramentos, 105 ramos, 23 gerações e 22 cargas no nível de distribuição, controladas por comutadores de derivação de carga. O sistema possui linhas de transmissão bastante longas com tensão nominal de 400 kV. Cinco linhas são equipadas com compensação em série. O sistema está muito carregado com grandes transferências de potência, essencialmente das áreas Norte para Central. A potência máxima que pode ser fornecida às cargas da Central é fortemente influenciada pelas capacidades de potência reativa da Central e de alguns dos geradores do Norte.

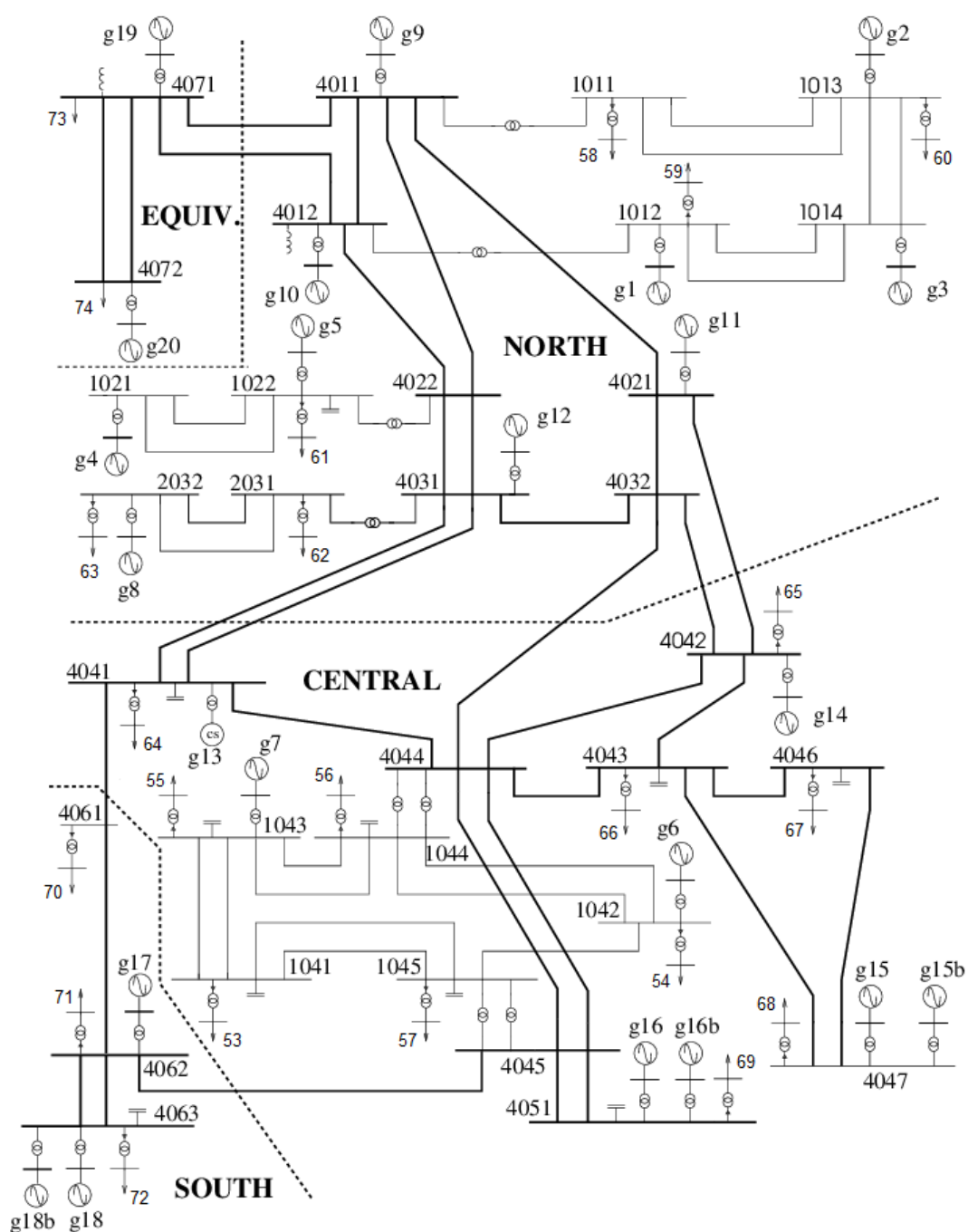


Figura 6.1: Diagrama unifilar do sistema teste

6.1. Análise do Caso Base

Nesta seção investiga-se a correlação entre a margem sistêmica e o critério (ou margem) nodal estabelecendo-se os pontos de operação em função de cada aumento da carga e calculando as margens nodais, para definição da margem de capacidade sistêmica, de forma que, se uma margem nodal é negativa, verifica-se qual seria o novo (e menor) carregamento do sistema para torná-la positiva.

Executando o algoritmo de FPC calcula-se a estimativa do ponto de máximo carregamento para o sistema teste de 77 barras e obtêm-se as curvas λV ou PV. O incremento de carga é feito para todas as cargas igualmente até que se atinja a região de máximo carregamento, mantendo-se o fator de potência constante e dessa forma, obtêm-se as curvas da evolução desta margem à medida que o sistema se aproxima do ponto de MTP. Mantém-se a proporção de geração entre as unidades geradoras do sistema para acompanhar a carga e as perdas são rateadas na mesma proporção. Durante o crescimento da carga, as tensões em certas barras permanecem constantes desde que haja recursos em geradores/compensadores síncronos, LTCs. Os limites desses equipamentos são levados em conta.

Na curva PV da Figura 6.2 estão representadas as curvas da barra de referência e das barras mais sensíveis do sistema, ou seja, as barras com maiores variações de tensão devido ao aumento de carga. No eixo das abscissas temos o carregamento em MW, ou seja, toda a carga ativa presente em todas as barras do sistema. O valor inicial do carregamento é de 11.060 MW/3.054,80 Mvar; o valor final (após incrementos sucessivos na carga) é de 12.304,25 MW/3.398,30 Mvar, onde este valor representa a carga máxima suportada pelo sistema.

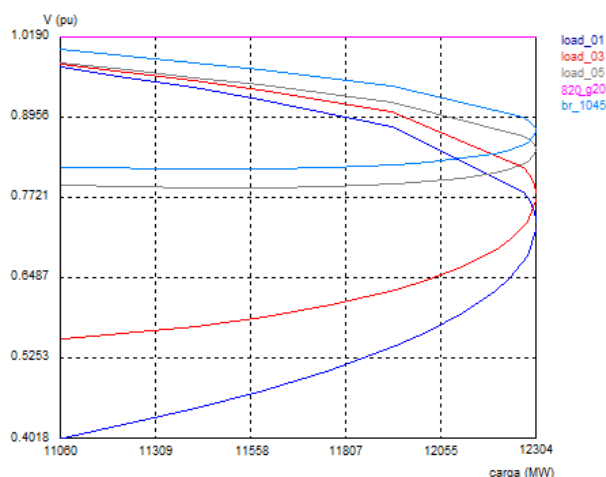


Figura 6.2: Curvas PV resultantes do FPC – caso base

Nas tabelas a seguir são apresentados os resultados obtidos com a aplicação do método apresentado na Seção 5 para avaliar as condições de estabilidade de tensão para o sistema com todos os elementos fundamentais em operação. Os valores calculados são válidos instantaneamente porque são calculados para um ponto de operação específico e podem perder o significado no minuto seguinte porque cargas e gerações se alteraram, compensação reativa ou tapes de LTCs atingiram seus limites, o comportamento do sistema é não-linear, etc. Assim, as análises são executadas com cautela, especialmente em relação às margens.

Com o propósito de identificar o limite de capacidade da carga para o caso base, foi realizada a simulação através do método da Matriz $[D']$ com os pontos de operação fornecidos através do cálculo com o FPC. A análise através dos índices (margem de potência e ângulo β) baseada na inspeção da Matriz $[D']$ traz informações mais específicas. Estuda-se a variação infinitesimal da injeção de potência ativa e reativa e seus efeitos no módulo e ângulo das tensões, em cada barra. A avaliação é nodal, ao invés de sistêmica. Esta é uma vantagem do método, já que os problemas ocorrem em regiões localizadas. Os índices obtidos são calculados para todas as barras, inclusive para as barras com geradores e compensadores síncronos e o resultado da análise informa a região de operação na curva SV para fator de potência constante, superior ou inferior, e a margem ao ponto de máximo carregamento.

Na Tabela 6.1 exibe-se o relatório de saída do caso-base em estudo, e observa-se que no ponto de operação inicial as barras operam com folga em relação à sua margem de estabilidade e ângulos favoráveis (mais próximos de 90°). Na Seção 4.5.1, percebeu-se que as barras possuem margem de estabilidade de tensão diferentes umas das outras, e é possível eleger uma barra crítica, ou seja, a barra que apresenta menor margem de potência, que no caso em questão é uma barra de tensão controlada, barra 84_g4 (M=42,39%). O método da Matriz [D'] lista quatro barras de tensão controlada entre as cinco com menor margem. A saber: barra 84_g4, barra 86_g6, barra 88_g8, barra 820_g20 e barra load_01. Essas barras foram apontadas para todos os níveis de carregamento, desde o caso-base. Vale salientar que apenas o método da Matriz D' apresenta índices de estabilidade de tensão referentes as barras do tipo PV.

Tabela 6.1: Relatório dos índices da Matriz D' - carregamento inicial

Barra	Nome	Tipo ¹	V (p.u.)	det[D'].Vi	M (%)	$\beta(^{\circ})$
1	81_g1	1	1,068	1128,37	82,38	67,12
2	82_g2	1	1,057	430,04	85,66	71,81
3	83_g3	1	1,060	451,22	74,91	63,37
4	84_g4	1	1,034	32,33	42,39	31,77
5	85_g5	1	1,029	153,33	83,93	71,84
6	86_g6	1	1,008	37,97	46,60	65,10
7	87_g7	1	1,014	56,40	73,45	84,45
8	88_g8	1	1,050	129,97	43,53	43,25
9	89_g9	1	0,999	1887,45	84,46	65,38
10	810_g10	1	1,016	1521,85	83,73	67,41
11	811_g11	1	1,021	184,82	81,87	75,23
12	812_g12	1	1,020	311,92	82,07	77,74
13	813_g13	1	1,017	327,43	96,68	79,00
14	814_g14	1	1,045	555,14	73,13	87,40
15	815_g15	1	1,046	413,75	73,49	79,07
16	816_g16	1	1,053	411,88	70,39	78,51
17	817_g17	1	1,009	279,33	69,22	70,74
18	818_g18	1	1,031	288,81	68,31	70,97
19	819_g19	1	1,030	878,39	87,04	76,66
20	820_g20	0	1,019	779,83	49,33	79,48

¹ Onde 1 - Barra de tensão controlada; 0 - Barra de Referência; 3 - Barra de carga.

21	br_1011	3	1,072	7546,76	100	78,62
22	br_1012	3	1,068	11057,30	100	74,78
23	br_1013	3	1,061	3190,92	100	75,00
24	br_1014	3	1,066	3232,43	100	72,32
25	br_1021	3	1,042	440,50	100	58,38
26	br_1022	3	1,073	2599,50	100	85,10
27	br_1041	3	0,972	230,98	100	54,91
28	br_1042	3	1,011	243,44	100	85,94
29	br_1043	3	0,996	407,93	100	64,24
30	br_1044	3	0,965	1866,75	100	57,74
31	br_1045	3	0,957	1312,12	100	63,46
32	br_2031	3	1,034	2030,57	100	86,40
33	br_2032	3	1,073	1096,51	100	68,16
34	br_4011	3	1,032	27511,84	100	67,81
35	br_4012	3	1,029	25843,42	100	66,78
36	br_4021	3	1,086	2638,90	100	82,10
37	br_4022	3	1,015	6297,95	100	88,58
38	br_4031	3	1,042	5610,36	100	72,10
39	br_4032	3	1,068	3948,61	100	69,98
40	br_4041	3	1,047	2897,31	100	67,10
41	br_4042	3	1,066	3691,87	100	66,45
42	br_4043	3	1,057	2897,56	100	63,77
43	br_4044	3	1,057	3437,42	100	57,37
44	br_4045	3	1,057	2221,27	100	65,54
45	br_4046	3	1,054	1746,38	100	71,67
46	br_4047	3	1,071	2686,53	100	82,90
47	br_4051	3	1,073	2248,57	100	87,48
48	br_4061	3	1,027	849,56	100	82,10
49	br_4062	3	1,042	1670,55	100	82,56
50	br_4063	3	1,040	1560,32	100	77,57
51	br_4071	3	1,011	58548,63	100	59,14
52	br_4072	3	1,041	834201,60	100	23,08
53	load_01	3	0,969	166,33	56,78	50,79
54	load_02	3	1,001	135,31	72,13	85,24
55	load_03	3	0,968	170,63	79,53	63,72
56	load_04	3	0,962	1000,22	73,28	58,28
57	load_05	3	0,954	721,87	73,29	62,08
58	load_11	3	0,987	703,68	92,05	86,21
59	load_12	3	0,992	1362,00	91,59	88,46
60	load_13	3	1,002	205,50	92,64	87,10
61	load_22	3	0,971	644,22	88,60	84,29
62	load_31	3	0,952	161,51	91,92	81,73
63	load_32	3	0,986	268,56	87,65	86,32

64	load_41	3	0,946	1077,89	83,31	68,29
65	load_42	3	0,969	985,43	86,75	71,40
66	load_43	3	0,972	1474,35	76,33	64,22
67	load_46	3	0,978	908,66	76,42	69,46
68	load_47	3	0,987	173,58	91,74	82,58
69	load_51	3	0,976	1074,83	75,16	82,12
70	load_61	3	0,958	450,22	76,42	76,01
71	load_62	3	0,944	443,65	85,37	86,51
72	load_63	3	0,978	671,91	75,80	88,74
73	load_71	3	0,973	832,77	89,27	77,09
74	load_72	3	0,985	56222,61	91,43	61,25
75	8162_g16b	1	1,053	411,88	70,39	78,51
76	8182_g18b	1	1,031	288,81	68,31	70,97
77	8152_g15b	1	1,046	413,75	73,49	79,07

Com um aumento no carregamento do sistema correspondente a 98% do máximo valor indicado pelo FPC, ou seja, a partir do ponto de operação equivalente a um aumento da carga em 9%, com carregamento de 12.055,40 MW/3.329,73 Mvar, os índices derivados da Matriz $[D']$ passaram para valores negativos em algumas barras de tensão controlada, os níveis de tensão críticos estão abaixo dos limites operativos, traduzindo a necessidade de algum tipo de intervenção na rede. Os outros índices para barras de carga, continuam positivos e afastados dos valores críticos. Os resultados são apresentados na Tabela 6.2. Ainda, para esse aumento de carga alguns equipamentos estão sobrecarregados: circuitos entre as barras 87_g7 - br1043, 86_g6 - br1042, 812_g12 - br4031 e 814_g14 - br4042, com 131,70%, 105,45%, 101,17% e 107,44% da capacidade do equipamento (MVA), respectivamente.

Tabela 6.2: Relatório dos índices da Matriz D' - aumento de 9% da carga

Barra	Nome	V (p.u.)	det $[D']$.Vi	M (%)	β (°)
1	81_g1	1,068	690,97	75,29	27,76
2	82_g2	1,057	278,07	80,84	53,41
3	83_g3	1,06	282,37	68,32	49,05
4	84_g4	1,034	18,73	30	13,63
5	85_g5	1,029	96,58	68	25,95
6	86_g6	1,008	4,54	11	22,72
7	87_g7	0,934	-0,53	-5	-1,35

8	88_g8	1,05	-18,94	-14	-6,13
9	89_g9	0,999	1718,81	80	56,72
10	810_g10	1,016	1455,15	72	21,88
11	811_g11	1,021	-57,37	-23,6	-17,16
12	812_g12	1,02	-69,26	-19,4	-33,8
13	813_g13	1,017	-22,51	-106	-5,13
14	814_g14	1,045	-119,31	-366	-21,16
15	815_g15	1,046	25,57	18	8,63
16	816_g16	1,053	36,81	22	15,4
17	817_g17	1,009	40,55	30	24,95
18	818_g18	1,031	58,06	37	53,33
19	819_g19	1,03	618,2	86	56,89
20	820_g20	1,018	112,84	24	38,45
21	br_1011	1,003	7002,64	100	11,82
22	br_1012	1,027	4730,47	100	16,63
23	br_1013	1,036	1453,86	100	57,57
24	br_1014	1,049	1454,28	100	60,97
25	br_1021	1,009	300,6	100	54,33
26	br_1022	0,924	719,25	100	29,11
27	br_1041	0,918	18,33	100	10,08
28	br_1042	0,974	48,69	100	29,79
29	br_1043	0,907	32	100	9,57
30	br_1044	0,892	87,7	100	5,16
31	br_1045	0,895	71,96	100	6,8
32	br_2031	0,958	201,81	100	22,32
33	br_2032	1,021	563,76	100	49,34
34	br_4011	0,958	24880,29	100	5,14
35	br_4012	0,971	55072,23	100	3,88
36	br_4021	0,891	224,88	100	24,35
37	br_4022	0,847	873,48	100	16,41
38	br_4031	0,853	275,77	100	11,67
39	br_4032	0,865	185,49	100	8,39
40	br_4041	0,881	150,5	100	5,71
41	br_4042	0,91	165,74	100	5,04
42	br_4043	0,908	130,7	100	5,03
43	br_4044	0,891	128,6	100	4,14
44	br_4045	0,922	104,55	100	5,71
45	br_4046	0,922	100,16	100	7,47
46	br_4047	0,984	189,09	100	8,15
47	br_4051	1,018	197,07	100	10,99
48	br_4061	0,929	85,6	100	14,62
49	br_4062	0,989	195,33	100	15,37
50	br_4063	1,011	242,82	100	27,18

51	br_4071	0,991	1222,18	100	82,55
52	br_4072	1,036	45677,59	100	86,5
53	load_01	0,865	14,45	13	10,59
54	load_02	0,965	29,78	44	37,36
55	load_03	0,885	17,63	42	13,29
56	load_04	0,888	58,46	22	6,3
57	load_05	0,888	48,52	24	8,32
58	load_11	0,964	827,9	92	53,22
59	load_12	0,977	1316,81	91	57,73
60	load_13	0,985	200,39	91	87,34
61	load_22	0,933	327,05	83	53,07
62	load_31	0,908	52,19	85	34,77
63	load_32	0,972	191,14	84	62,95
64	load_41	0,897	84,5	45	8,26
65	load_42	0,903	76,64	53	8,97
66	load_43	0,906	85,35	26	6,73
67	load_46	0,917	65,47	29	9,93
68	load_47	0,944	29,29	78	33,38
69	load_51	0,956	110,07	34	16,29
70	load_61	0,92	55,65	40	18,72
71	load_62	0,947	74,64	63	30,05
72	load_63	0,969	119,09	45	39,9
73	load_71	0,968	1176,3	85,98	66,19
74	load_72	0,981	29464,12	88,47	53,03
75	8162_g16b	1,053	36,81	22	15,4
76	8182_g18b	1,031	58,06	37	53,33
77	8152_g15b	1,046	25,57	18	8,63

A margem sistêmica calculada através do FPC, tendo em vista o carregamento inicial e o máximo carregamento obtidos e apresentados, indica um aumento do carregamento inicial em 11,25%. No entanto, os índices de estabilidade das margens nodais, indicam valores negativos para margens e ângulos das barras do sistema à 98% do máximo carregamento, respectivo a um aumento da carga em 9%, conforme mostrou a Tabela 6.2. Durante o crescimento da carga ocorre a exaustão de disponibilidade do controle de tensão na fonte de potência reativa 87_g7, e a perda do controle de tensão reduz a capacidade de transmissão. Ademais, o sistema possui diversas áreas com vários ramais, sendo que algumas áreas possuem uma maior concentração de geração e outras de carga, de modo que alguns troncos de

linhas de transmissão ficam sobrecarregados, já que uma boa quantidade de potência reativa é demandada pelas cargas.

Por sua vez, os resultados obtidos demonstraram ainda que a nova (e menor) margem sistêmica corresponde a um aumento de carga de 8%; onde todos os índices de estabilidade nodal são positivos e β não muito próximos dos valores correspondentes ao máximo carregamento. Além disso, não foram encontradas violações de tensão, de geração e de fluxo de potência entre os circuitos e barras monitoradas. O carregamento equivalente a este ponto de operação se torna um limite de segurança, sendo de 11.944,80 MW/3.299,18 Mvar. A Tabela 6.3 apresenta os índices nodais de estabilidade de tensão para este nível de carregamento.

Tabela 6.3: Relatório dos índices da Matriz D' - aumento de 8% de carga

Barra	Nome	V (p.u.)	det[D'].Vi	M (%)	β (°)
1	81_g1	1,068	1074,03	81,39	66,53
2	82_g2	1,057	417,55	85,23	71,35
3	83_g3	1,06	439,06	74,44	63,1
4	84_g4	1,034	30,62	40,86	30,16
5	85_g5	1,029	143,09	79,38	72,3
6	86_g6	1,008	27,58	41,28	78,45
7	87_g7	1,014	36,82	68,95	77,82
8	88_g8	1,05	110,71	37,65	47,11
9	89_g9	0,999	1726,21	81,72	63,94
10	810_g10	1,016	1435,25	81,48	67,18
11	811_g11	1,021	153,72	75,37	84,78
12	812_g12	1,02	247,01	72,8	89,18
13	813_g13	1,017	216,02	78,18	58,52
14	814_g14	1,045	305,53	55,3	60,62
15	815_g15	1,046	262,85	63,03	84,56
16	816_g16	1,053	261,15	60,5	88,07
17	817_g17	1,009	197,22	62	81,69
18	818_g18	1,031	211,28	62,01	76,47
19	819_g19	1,03	854,8	86,43	74,49
20	820_g20	1,019	314,72	30,34	61,6
21	br_1011	1,035	5831,93	100	78,58
22	br_1012	1,046	9143,36	100	77,73
23	br_1013	1,045	2875,04	100	75,85
24	br_1014	1,054	2964,15	100	72,96

25	br_1021	1,021	376,01	100	56,35
26	br_1022	0,995	1585,37	100	89,4
27	br_1041	0,912	133,88	100	42,56
28	br_1042	0,986	190,27	100	82,62
29	br_1043	0,945	231,53	100	46,55
30	br_1044	0,924	760,07	100	33,2
31	br_1045	0,924	566,51	100	40,45
32	br_2031	1,008	986,51	100	64,63
33	br_2032	1,063	828,05	100	73,72
34	br_4011	1,016	18171,79	100	70,82
35	br_4012	1,016	18745,88	100	71,47
36	br_4021	1,029	1200,67	100	59,74
37	br_4022	0,991	3173,08	100	83
38	br_4031	1,014	2087,58	100	42,66
39	br_4032	1,018	1451,81	100	40,85
40	br_4041	1,016	1123,06	100	37,34
41	br_4042	1,013	1345,8	100	34,87
42	br_4043	1,004	1060,86	100	34,52
43	br_4044	1,002	1162,36	100	28,63
44	br_4045	1,013	842,6	100	37,59
45	br_4046	1,005	713,16	100	46,03
46	br_4047	1,038	1213,98	100	54,75
47	br_4051	1,059	1132,66	100	64,78
48	br_4061	0,998	439,61	100	64,2
49	br_4062	1,025	933,91	100	78,33
50	br_4063	1,035	977,93	100	88,19
51	br_4071	1,019	44826,65	100	71,46
52	br_4072	1,047	653286,11	100	71,62
53	load_01	0,888	101,59	44,79	40,84
54	load_02	0,962	109,28	67,07	77,64
55	load_03	0,905	112,14	73,16	51,2
56	load_04	0,904	476,49	60,2	37,08
57	load_05	0,907	357,06	60,83	43,43
58	load_11	0,977	709,9	91,46	86,92
59	load_12	0,983	1327,89	90,81	88,42
60	load_13	0,993	202,98	92,01	86,98
61	load_22	0,954	553,57	86,75	82,36
62	load_31	0,927	147,64	90,88	74,22
63	load_32	0,982	232,82	85,72	88,33
64	load_41	0,917	561,35	75,44	45,8
65	load_42	0,919	525,67	80,6	49,1
66	load_43	0,921	649,76	63,16	40,66
67	load_46	0,93	437,43	64,67	50,37

68	load_47	0,954	125,87	89,54	75,95
69	load_51	0,962	595,38	65,13	67,72
70	load_61	0,935	266,23	67,75	63,47
71	load_62	0,96	308,78	81,2	78,6
72	load_63	0,98	450,55	68,75	85,13
73	load_71	0,973	1914,46	92,33	82,95
74	load_72	0,985	55621,07	90,7	76,93
75	8162_g16b	1,053	261,15	60,5	88,07
76	8182_g18b	1,031	211,28	62,01	76,47
77	8152_g15b	1,046	262,85	63,03	84,56

Estas informações permitem identificar a segurança do sistema no ponto de operação atual e o quanto este pode ser carregado sem correr o risco de instabilidade de tensão. Assim, definido o limite de segurança do carregamento para o sistema (11.944,80 MW/3.299,18 Mvar), o resultado é uma margem de capacidade de carga de 8% para o sistema completo.

6.2. Análise Rápida de Contingências

A análise de contingência tradicionalmente executada em tempo real nos centros de controle, simula as contingências no SEP em estado normal de operação para identificar se este se encontra seguro ou inseguro, baseando-se em cálculos de fluxo de potência. Uma possibilidade para o monitoramento da segurança do sistema em tempo real é a verificação de um limite da MST-contingência, previamente calculado, avaliando se o limite de MST está sendo respeitado. Nesta análise a avaliação se torna mais geral, pois o limite da MST-contingência seria calculado para a pior contingência na etapa de estudos.

Neste item foram simuladas e analisadas as contingências no sistema teste pelo critério N-1, bem como os valores resultantes quando simulado a cada situação de contingência. A lista de contingências inclui além da perda de um elemento único da rede elétrica (linha de circuito único, um circuito de linha de múltiplos circuitos, geradores, transformadores, equipamentos *shunt*), a impossibilidade de alterar-se a geração de potência ativa e reativa em geradores. No evento de cada contingência calcula-se o maior crescimento de carga (margem), a partir da carga do caso base,

onde os índices nodais ainda são positivos. Define-se como margem mínima a menor dessas margens.

Foram executados 137 casos convergentes de contingências cujos relatórios de saída foram utilizados. Não houve convergência para a contingência do gerador barra 86_g6. Na Tabela 6.4 são exibidos os resultados das simulações do FPC, contendo o número da contingência, sua descrição, o máximo carregamento do sistema no evento da contingência e a respectiva margem, ordenadas por severidade da contingência no sistema.

Tabela 6.4: Relatório em ordem decrescente de influência da contingência no máximo carregamento - FPC

Cont.	Descrição	Max. Carregamento		Margem (%)
		MW	Mvar	
119	Gerador Barra 814_g14	11198,25	3092,99	1,23
121	Gerador Barra 816_g16	11336,5	3131,17	2,44
125	Gerador Barra 8162_g16b	11336,5	3131,17	2,44
120	Gerador Barra 815_g15	11457,47	3164,58	3,47
127	Gerador Barra 8152_g15b	11457,47	3164,58	3,47
67	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4021	11492,03	3174,13	3,76
113	Gerador Barra 88_g8	11561,16	3193,22	4,33
122	Gerador Barra 817_g17	11561,16	3193,22	4,33
123	Gerador Barra 818_g18	11578,44	3197,99	4,48
126	Gerador Barra 8182_g18b	11578,44	3197,99	4,48
112	Gerador Barra 87_g7	11682,13	3226,63	5,33
73	Da Barra br_4021 - Para Barra br_4042	11751,25	3245,73	5,88
76	Da Barra br_4031 - Para Barra br_4032	11837,66	3269,59	6,57
74	Da Barra br_4022 - Para Barra br_4031 #1	11854,94	3274,36	6,71
75	Da Barra br_4022 - Para Barra br_4031 #2	11854,94	3274,36	6,71
94	Da Barra br_4061 - Para Barra br_4062	11854,94	3274,36	6,71
80	Da Barra br_4032 - Para Barra br_4044	11872,22	3279,14	6,84
117	Gerador Barra 812_g12	11889,5	3283,91	6,98
77	Da Barra br_4031 - Para Barra br_4041 #1	11906,78	3288,68	7,11
78	Da Barra br_4031 - Para Barra br_4041 #2	11906,78	3288,68	7,11
70	Da Barra br_4012 - Para Barra br_4022	11924,06	3293,46	7,25
102	Da Barra br_4031 - Para Barra br_2031	11924,06	3293,46	7,25
14	Esgotamento pot. reativa Barra 814_g14	11958,62	3303	7,51
79	Da Barra br_4032 - Para Barra br_4042	11975,91	3307,78	7,65

81	Da Barra br_4041 - Para Barra br_4044	11975,91	3307,78	7,65
116	Gerador Barra 811_g11	11975,91	3307,78	7,65
8	Esgotamento pot. reativa Barra 88_g8	12045,03	3326,87	8,18
68	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4022	12045,03	3326,87	8,18
93	Da Barra br_4046 - Para Barra br_4047	12079,59	3336,41	8,44
72	Da Barra br_4021 - Para Barra br_4032	12096,88	3341,19	8,57
83	Da Barra br_4042 - Para Barra br_4043	12096,88	3341,19	8,57
114	Gerador Barra 89_g9	12114,16	3345,96	8,7
92	Da Barra br_4045 - Para Barra br_4062	12131,44	3350,73	8,83
12	Esgotamento pot. reativa Barra 812_g12	12148,72	3355,51	8,96
111	Gerador Barra 85_g5	12148,72	3355,51	8,96
118	Gerador Barra 813_g13	12148,72	3355,51	8,96
84	Da Barra br_4042 - Para Barra br_4044	12166	3360,28	9,09
129	Equipamento shunt Barra br_1041	12166	3360,28	9,09
82	Da Barra br_4041 - Para Barra br_4061	12174,64	3362,67	9,16
115	Gerador Barra 810_g10	12183,28	3365,05	9,22
9	Esgotamento pot. reativa Barra 89_g9	12191,92	3367,44	9,28
11	Esgotamento pot. reativa Barra 811_g11	12191,92	3367,44	9,28
64	Da Barra br_2031 - Para Barra br_2032 #1	12200,56	3369,83	9,35
65	Da Barra br_2031 - Para Barra br_2032 #2	12200,56	3369,83	9,35
87	Da Barra br_4043 - Para Barra br_4047	12200,56	3369,83	9,35
101	Da Barra br_4022 - Para Barra br_1022	12200,56	3369,83	9,35
110	Gerador Barra 84_g4	12200,56	3369,83	9,35
134	Equipamento shunt Barra br_4041	12200,56	3369,83	9,35
13	Esgotamento pot. reativa Barra 813_g13	12209,2	3372,21	9,41
15	Esgotamento pot. reativa Barra 815_g15	12209,2	3372,21	9,41
22	Esgotamento pot. reativa Barra 8152_g15b	12209,2	3372,21	9,41
90	Da Barra br_4045 - Para Barra br_4051 #1	12209,2	3372,21	9,41
91	Da Barra br_4045 - Para Barra br_4051 #2	12209,2	3372,21	9,41
130	Equipamento shunt Barra br_1043	12209,2	3372,21	9,41
131	Equipamento shunt Barra br_1044	12209,2	3372,21	9,41
5	Esgotamento pot. reativa Barra 85_g5	12226,48	3376,99	9,54
132	Equipamento shunt Barra br_1045	12226,48	3376,99	9,54
53	Da Barra br_1021 - Para Barra br_1022 #1	12235,12	3379,37	9,6
54	Da Barra br_1021 - Para Barra br_1022 #2	12235,12	3379,37	9,6
57	Da Barra br_1041 - Para Barra br_1045 #1	12235,12	3379,37	9,6
58	Da Barra br_1041 - Para Barra br_1045 #2	12235,12	3379,37	9,6
107	Gerador Barra 81_g1	12235,12	3379,37	9,6
135	Equipamento shunt Barra br_4043	12235,12	3379,37	9,6
10	Esgotamento pot. reativa Barra 810_g10	12243,77	3381,76	9,67
88	Da Barra br_4044 - Para Barra br_4045 #1	12243,77	3381,76	9,67

89	Da Barra br_4044 - Para Barra br_4045 #2	12243,77	3381,76	9,67
100	Da Barra br_4012 - Para Barra br_1012	12243,77	3381,76	9,67
4	Esgotamento pot. reativa Barra 84_g4	12252,41	3384,15	9,73
7	Esgotamento pot. reativa Barra 87_g7	12252,41	3384,15	9,73
16	Esgotamento pot. reativa Barra 816_g16	12252,41	3384,15	9,73
20	Esgotamento pot. reativa Barra 8162_g16b	12252,41	3384,15	9,73
62	Da Barra br_1043 - Para Barra br_1044 #1	12252,41	3384,15	9,73
63	Da Barra br_1043 - Para Barra br_1044 #2	12252,41	3384,15	9,73
69	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4071	12252,41	3384,15	9,73
103	Da Barra br_4044 - Para Barra br_1044 #1	12252,41	3384,15	9,73
104	Da Barra br_4044 - Para Barra br_1044 #2	12252,41	3384,15	9,73
17	Esgotamento pot. reativa Barra 817_g17	12261,05	3386,53	9,8
66	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4012	12261,05	3386,53	9,8
1	Esgotamento pot. reativa Barra 81_g1	12269,69	3388,92	9,86
55	Da Barra br_1041 - Para Barra br_1043 #1	12269,69	3388,92	9,86
56	Da Barra br_1041 - Para Barra br_1043 #2	12269,69	3388,92	9,86
71	Da Barra br_4012 - Para Barra br_4071	12269,69	3388,92	9,86
85	Da Barra br_4043 - Para Barra br_4044	12269,69	3388,92	9,86
105	Da Barra br_4045 - Para Barra br_1045 #1	12269,69	3388,92	9,86
106	Da Barra br_4045 - Para Barra br_1045 #2	12269,69	3388,92	9,86
109	Gerador Barra 83_g3	12269,69	3388,92	9,86
136	Equipamento shunt Barra br_4046	12269,69	3388,92	9,86
6	Esgotamento pot. reativa Barra 86_g6	12278,33	3391,31	9,92
86	Da Barra br_4043 - Para Barra br_4046	12278,33	3391,31	9,92
95	Da Barra br_4062 - Para Barra br_4063 #1	12278,33	3391,31	9,92
96	Da Barra br_4062 - Para Barra br_4063 #2	12278,33	3391,31	9,92
97	Da Barra br_4071 - Para Barra br_4072 #1	12278,33	3391,31	9,92
98	Da Barra br_4071 - Para Barra br_4072 #2	12278,33	3391,31	9,92
108	Gerador Barra 82_g2	12278,33	3391,31	9,92
124	Gerador Barra 819_g19	12278,33	3391,31	9,92
128	Equipamento shunt Barra br_1022	12278,33	3391,31	9,92
2	Esgotamento pot. reativa Barra 82_g2	12286,97	3393,69	9,99
3	Esgotamento pot. reativa Barra 83_g3	12286,97	3393,69	9,99
18	Esgotamento pot. reativa Barra 818_g18	12286,97	3393,69	9,99
19	Esgotamento pot. reativa Barra 819_g19	12286,97	3393,69	9,99
21	Esgotamento pot. reativa Barra 8182_g18b	12286,97	3393,69	9,99
47	Da Barra br_1011 - Para Barra br_1013 #1	12286,97	3393,69	9,99
48	Da Barra br_1011 - Para Barra br_1013 #2	12286,97	3393,69	9,99
137	Equipamento shunt Barra br_4051	12286,97	3393,69	9,99
49	Da Barra br_1012 - Para Barra br_1014 #1	12295,61	3396,08	10,05

50	Da Barra br_1012 - Para Barra br_1014 #2	12295,61	3396,08	10,05
51	Da Barra br_1013 - Para Barra br_1014 #1	12295,61	3396,08	10,05
52	Da Barra br_1013 - Para Barra br_1014 #2	12295,61	3396,08	10,05
59	Da Barra br_1042 - Para Barra br_1044 #1	12295,61	3396,08	10,05
60	Da Barra br_1042 - Para Barra br_1044 #2	12295,61	3396,08	10,05
61	Da Barra br_1042 - Para Barra br_1045	12295,61	3396,08	10,05
24	Esgotamento pot. ativa Barra 81_g1	12304,25	3398,47	10,11
25	Esgotamento pot. ativa Barra 82_g2	12304,25	3398,47	10,11
26	Esgotamento pot. ativa Barra 83_g3	12304,25	3398,47	10,11
27	Esgotamento pot. ativa Barra 84_g4	12304,25	3398,47	10,11
28	Esgotamento pot. ativa Barra 85_g5	12304,25	3398,47	10,11
29	Esgotamento pot. ativa Barra 86_g6	12304,25	3398,47	10,11
30	Esgotamento pot. ativa Barra 87_g7	12304,25	3398,47	10,11
31	Esgotamento pot. ativa Barra 88_g8	12304,25	3398,47	10,11
32	Esgotamento pot. ativa Barra 89_g9	12304,25	3398,47	10,11
33	Esgotamento pot. ativa Barra 810_g10	12304,25	3398,47	10,11
34	Esgotamento pot. ativa Barra 811_g11	12304,25	3398,47	10,11
35	Esgotamento pot. ativa Barra 812_g12	12304,25	3398,47	10,11
37	Esgotamento pot. ativa Barra 814_g14	12304,25	3398,47	10,11
38	Esgotamento pot. ativa Barra 815_g15	12304,25	3398,47	10,11
39	Esgotamento pot. ativa Barra 816_g16	12304,25	3398,47	10,11
40	Esgotamento pot. ativa Barra 817_g17	12304,25	3398,47	10,11
41	Esgotamento pot. ativa Barra 818_g18	12304,25	3398,47	10,11
42	Esgotamento pot. ativa Barra 819_g19	12304,25	3398,47	10,11
43	Esgotamento pot. ativa Barra 8162_g16b	12304,25	3398,47	10,11
44	Esgotamento pot. ativa Barra 8182_g18b	12304,25	3398,47	10,11
45	Esgotamento pot. ativa Barra 8152_g15b	12304,25	3398,47	10,11
99	Da Barra br_4011 - Para Barra br_1011	12304,25	3398,47	10,11
133	Equipamento shunt Barra br_4012	12304,25	3398,47	10,11
138	Equipamento shunt Barra br_4071	12304,25	3398,47	10,11

Para que o sistema atenda aos critérios de segurança relativo a contingências, N-1 por exemplo, a MST deve considerá-las. Isto indica que para se determinar a MST é necessário fazer a análise das piores contingências em termos de estabilidade de tensão, pois esta margem se torna um limite de operação que deverá ser respeitado para garantir a segurança do sistema.

Conforme os resultados apresentados na Tabela 6.4, a interrupção do gerador da barra 814_g14 é considerada a contingência mais grave pelo FPC e indica o

carregamento máximo em 11.198,25 MW/3.092,99 Mvar. Este nível de carregamento corresponde a um aumento da carga em 1,25% e inicialmente é o indicador de um limite de capacidade de carga pós-contingência, definindo uma margem de capacidade de carga para o qual o sistema possa ser considerado seguro em termos de estabilidade de tensão.

O algoritmo do método da Matriz D' é executado para os pontos de operação fornecidos pelo FPC, onde a margem do caso contingência seria a carga do caso base com a contingência e a carga aumentada com a contingência, verificando se uma margem nodal é negativa, o que pode representar um risco de ocorrência de instabilidade de tensão no sistema. Em barras de carga, se um índice nodal for negativo, não se pode aumentar a carga; em barras de tensão controlada, controlada por um capacitor, LTC ou compensador estático, a tensão não será controlada, muito pelo contrário. No caso de máquinas síncronas Nesse sentido, busca-se determinar qual é o limite de capacidade de carga, de forma que no evento de qualquer contingência da lista de contingências selecionadas, os índices nodais ainda são positivos.

O método da Matriz D' não indica problemas, mas operação normal, desde o carregamento inicial com as contingências até um aumento de 1% da carga com as contingências, onde o carregamento é de 11.170,60 MW/3.085,35 Mvar. Até este ponto não foram encontradas violações dos limites das barras monitoradas, sendo o sistema capaz de manter níveis seguros de módulo de tensão nos barramentos. Na Tabela 6.5 exibe-se a contingência que foi mais influente para cada barra analisada neste fator de carregamento e o respectivo valor da margem na condição N-0 (sem contingência) e N-1 (pós-contingência), excluindo-se por conveniência as barras de passagem.

Tabela 6.5: Contingência mais influente para cada barra considerando um aumento de 1% da carga – Matriz D'

Barra	Nome	Tipo	Margem N-0 (%)	Descrição da contingência mais influente	Margem N-1 (%)
1	81_g1	1	82,3	Da Barra br_4012 - Para Barra br_1012	46,9
2	82_g2	1	85,62	Da Barra br_4011 - Para Barra br_1011	76,37
3	83_g3	1	74,84	Da Barra br_4012 - Para Barra br_1012	65,35

4	84_g4	1	42,29	Da Barra br_1021 - Para Barra br_1022 #1	1,71
5	85_g5	1	83,88	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4021	80,88
6	86_g6	1	45,97	Da Barra br_1042 - Para Barra br_1044 #1	34,23
7	87_g7	1	69,73	Gerador Barra 814_g14	51,24
8	88_g8	1	37,59	Da Barra br_2031 - Para Barra br_2032 #1	8,1
9	89_g9	1	84,34	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4012	80,64
10	810_g10	1	83,65	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4012	79,81
11	811_g11	1	81,81	Gerador Barra 814_g14	75,68
12	812_g12	1	82,07	Gerador Barra 814_g14	75,65
13	813_g13	1	95,25	Gerador Barra 814_g14	82,81
14	814_g14	1	71,75	Gerador Barra 816_g16	60,76
15	815_g15	1	72,46	Gerador Barra 8152_g15b	57,29
16	816_g16	1	69,1	Gerador Barra 8162_g16b	41,7
17	817_g17	1	68,68	Da Barra br_4061 - Para Barra br_4062	56,33
18	818_g18	1	67,76	Gerador Barra 8182_g18b	54,89
19	819_g19	1	87,17	Gerador Barra 814_g14	81,04
20	820_g20	0	49,49	Da Barra br_4071 - Para Barra br_4072 #1	25,56
53	load_01	3	51,35	Da Barra br_1041 - Para Barra br_1045 #1	32,27
54	load_02	3	71,54	Esgotamento pot. reativa Barra 86_g6	53,33
55	load_03	3	77,63	Gerador Barra 87_g7	63,25
56	load_04	3	71,94	Gerador Barra 814_g14	56,86
57	load_05	3	71,71	Gerador Barra 814_g14	58,91
58	load_11	3	92,08	Da Barra br_4011 - Para Barra br_1011	76,9
59	load_12	3	91,54	Da Barra br_4012 - Para Barra br_1012	80,21
60	load_13	3	92,55	Da Barra br_4011 - Para Barra br_1011	90,08
61	load_22	3	88,77	Da Barra br_4022 - Para Barra br_1022	72,58
62	load_31	3	92,59	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4021	91,24
63	load_32	3	88,39	Esgotamento pot. reativa Barra 88_g8	78,16
64	load_41	3	83,06	Gerador Barra 814_g14	77,59
65	load_42	3	86,45	Gerador Barra 814_g14	76,51
66	load_43	3	75,28	Gerador Barra 814_g14	61,2
67	load_46	3	75,42	Da Barra br_4043 - Para Barra br_4046	63,34
68	load_47	3	91,58	Gerador Barra 814_g14	89,55
69	load_51	3	74,13	Gerador Barra 816_g16	61,38
70	load_61	3	75,91	Da Barra br_4061 - Para Barra br_4062	38,77
71	load_62	3	85,4	Da Barra br_4061 - Para Barra br_4062	79,63
72	load_63	3	75,26	Da Barra br_4061 - Para Barra br_4062	67,08
73	load_71	3	92,79	Gerador Barra 814_g14	88,55
74	load_72	3	91,33	Gerador Barra 814_g14	41,11
75	8162_g16b	1	69,1	Gerador Barra 816_g16	41,7
76	8182_g18b	1	67,76	Gerador Barra 817_g17	55,86
77	8152_g15b	1	72,46	Gerador Barra 815_g15	57,29

Para uma avaliação das consequências de uma contingência sobre todo o sistema, o índice de influência do sistema reflete a redução total da margem de potência do sistema. Com a ponderação através do índice de importância das barras, o índice de influência representa de forma mais precisa uma grandeza capaz de ordenar as contingências por severidade, considerando as influências de cada contingência de acordo com a importância das barras atingidas.

Na Tabela 6.6 é apresentado o resultado após a manipulação dos dados de saída, conforme explicado na Seção 5.2.6, para se obter os índices necessários à ordenação e seleção de todas contingências. Nessa tabela são mostrados o número da contingência, sua descrição, o índice de influência de todo o sistema (IIS^j), o número de barras afetadas durante cada contingência, a barra em que ocorreu o menor II_i^j (barra mais afetada) e o seu respectivo valor.

Pode ser notado que as contingências mais críticas do sistema indicadas pelo FPC também aparecem nesta lista ordenada através dos índices de influência do sistema, embora não exatamente na mesma ordem, porque quanto maior a estimativa de potência máxima que pode ser injetada em uma barra no caso-base mais relevante é o papel dessa barra para a operação da rede elétrica.

Tabela 6.6: Contingências em ordem de severidade decrescente ordenadas pelo índice de influência com ponderação pelo índice de importância das barras – Matriz D'

Cont.	Descrição	n° de barras afetadas	IIS^j	menor II_i^j	Barra com menor II_i^j
119	Gerador Barra 814_g14	25	-0,1269	-0,3542	13
121	Gerador Barra 816_g16	25	-0,08	-0,3966	75
125	Gerador Barra 8162_g16b	25	-0,0598	-0,3966	16
67	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4021	23	-0,0591	-0,1566	62
120	Gerador Barra 815_g15	25	-0,0585	-0,2095	77
127	Gerador Barra 8152_g15b	25	-0,0585	-0,2095	15
94	Da Barra br_4061 - Para Barra br_4062	15	-0,0467	-0,4892	70
73	Da Barra br_4021 - Para Barra br_4042	20	-0,0416	-0,1458	14
100	Da Barra br_4012 - Para Barra br_1012	10	-0,0351	-0,4301	1
80	Da Barra br_4032 - Para Barra br_4044	20	-0,0316	-0,1453	53
112	Gerador Barra 87_g7	18	-0,0278	-0,3462	53

122	Gerador Barra 817_g17	21	-0,0265	-0,0995	8
123	Gerador Barra 818_g18	25	-0,0264	-0,1757	76
126	Gerador Barra 8182_g18b	25	-0,0264	-0,1757	18
69	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4071	29	-0,0262	-0,3032	20
76	Da Barra br_4031 - Para Barra br_4032	15	-0,025	-0,0803	13
92	Da Barra br_4045 - Para Barra br_4062	15	-0,0249	-0,1036	17
81	Da Barra br_4041 - Para Barra br_4044	14	-0,0244	-0,1333	53
71	Da Barra br_4012 - Para Barra br_4071	25	-0,0234	-0,2773	20
82	Da Barra br_4041 - Para Barra br_4061	14	-0,0213	-0,2204	70
93	Da Barra br_4046 - Para Barra br_4047	25	-0,0193	-0,1228	67
79	Da Barra br_4032 - Para Barra br_4042	27	-0,0191	-0,0813	14
83	Da Barra br_4042 - Para Barra br_4043	25	-0,0187	-0,0816	66
70	Da Barra br_4012 - Para Barra br_4022	25	-0,0186	-0,0035	53
97	Da Barra br_4071 - Para Barra br_4072 #1	8	-0,0184	-0,3697	20
98	Da Barra br_4071 - Para Barra br_4072 #2	8	-0,0184	-0,3697	20
64	Da Barra br_2031 - Para Barra br_2032 #1	23	-0,0171	-0,7845	8
65	Da Barra br_2031 - Para Barra br_2032 #2	23	-0,0171	-0,7845	8
74	Da Barra br_4022 - Para Barra br_4031 #1	22	-0,0159	-0,0646	8
75	Da Barra br_4022 - Para Barra br_4031 #2	22	-0,0159	-0,0646	8
57	Da Barra br_1041 - Para Barra br_1045 #1	25	-0,0148	-0,3714	53
58	Da Barra br_1041 - Para Barra br_1045 #2	25	-0,0148	-0,3714	53
85	Da Barra br_4043 - Para Barra br_4044	14	-0,0143	-0,0751	66
84	Da Barra br_4042 - Para Barra br_4044	24	-0,012	-0,0789	53
68	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4022	24	-0,0117	-0,0378	53
130	Equipamento shunt Barra br_1043	12	-0,011	-0,1484	4
53	Da Barra br_1021 - Para Barra br_1022 #1	24	-0,0104	-0,9595	4
54	Da Barra br_1021 - Para Barra br_1022 #2	24	-0,0104	-0,9595	4
87	Da Barra br_4043 - Para Barra br_4047	18	-0,0103	-0,0489	77
72	Da Barra br_4021 - Para Barra br_4032	12	-0,0099	-0,0368	8
99	Da Barra br_4011 - Para Barra br_1011	7	-0,0096	-0,1649	58
14	Esgotamento pot. reativa Barra 814_g14	28	-0,0089	-0,0363	66
86	Da Barra br_4043 - Para Barra br_4046	10	-0,0089	-0,1602	67
55	Da Barra br_1041 - Para Barra br_1043 #1	25	-0,0085	-0,2572	53
56	Da Barra br_1041 - Para Barra br_1043 #2	25	-0,0085	-0,2572	53
103	Da Barra br_4044 - Para Barra br_1044 #1	10	-0,0082	-0,0869	56
104	Da Barra br_4044 - Para Barra br_1044 #2	10	-0,0082	-0,0869	56
62	Da Barra br_1043 - Para Barra br_1044 #1	20	-0,0081	-0,1533	53
63	Da Barra br_1043 - Para Barra br_1044 #2	20	-0,0081	-0,1533	53
16	Esgotamento pot. reativa Barra 816_g16	16	-0,0078	-0,1577	75
20	Esgotamento pot. reativa Barra 8162_g16b	16	-0,0078	-0,1577	16
117	Gerador Barra 812_g12	21	-0,0076	-0,1065	8
118	Gerador Barra 813_g13	22	-0,0075	-0,0362	64
66	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4012	25	-0,0071	-0,046	9

135	Equipamento shunt Barra br_4043	12	-0,007	-0,0435	53
8	Esgotamento pot. reativa Barra 88_g8	13	-0,0069	-0,1157	63
90	Da Barra br_4045 - Para Barra br_4051 #1	11	-0,0069	-0,0439	75
91	Da Barra br_4045 - Para Barra br_4051 #2	11	-0,0069	-0,0439	75
132	Equipamento shunt Barra br_1045	13	-0,0069	-0,0009	53
134	Equipamento shunt Barra br_4041	11	-0,0068	-0,0535	13
77	Da Barra br_4031 - Para Barra br_4041 #1	16	-0,0065	-0,0317	72
78	Da Barra br_4031 - Para Barra br_4041 #2	16	-0,0065	-0,0317	72
105	Da Barra br_4045 - Para Barra br_1045 #1	12	-0,0061	-0,0764	57
106	Da Barra br_4045 - Para Barra br_1045 #2	12	-0,0061	-0,0764	57
7	Esgotamento pot. reativa Barra 87_g7	19	-0,0058	-0,1085	53
22	Esgotamento pot. reativa Barra 8152_g15b	19	-0,0058	-0,08	15
15	Esgotamento pot. reativa Barra 815_g15	19	-0,0058	-0,08	77
6	Esgotamento pot. reativa Barra 86_g6	17	-0,0057	-0,2546	54
59	Da Barra br_1042 - Para Barra br_1044 #1	23	-0,0056	-0,2552	6
60	Da Barra br_1042 - Para Barra br_1044 #2	23	-0,0056	-0,2552	6
13	Esgotamento pot. reativa Barra 813_g13	27	-0,005	-0,0295	64
102	Da Barra br_4031 - Para Barra br_2031	16	-0,0047	-0,0583	53
124	Gerador Barra 819_g19	15	-0,0046	-0,1316	20
21	Esgotamento pot. reativa Barra 8182_g18b	6	-0,0044	-0,0994	18
18	Esgotamento pot. reativa Barra 818_g18	6	-0,0044	-0,0994	76
61	Da Barra br_1042 - Para Barra br_1045	11	-0,0041	-0,2526	6
17	Esgotamento pot. reativa Barra 817_g17	19	-0,0039	-0,0308	76
12	Esgotamento pot. reativa Barra 812_g12	29	-0,0037	-0,0639	8
43	Esgotamento pot. ativa Barra 8162_g16b	23	-0,0036	-0,0098	16
39	Esgotamento pot. ativa Barra 816_g16	23	-0,0036	-0,0098	75
116	Gerador Barra 811_g11	20	-0,0036	-0,0447	8
95	Da Barra br_4062 - Para Barra br_4063 #1	6	-0,0032	-0,0382	76
96	Da Barra br_4062 - Para Barra br_4063 #2	6	-0,0032	-0,0382	76
136	Equipamento shunt Barra br_4046	8	-0,0031	-0,018	53
41	Esgotamento pot. ativa Barra 818_g18	9	-0,0029	-0,0085	76
44	Esgotamento pot. ativa Barra 8182_g18b	9	-0,0029	-0,0085	18
37	Esgotamento pot. ativa Barra 814_g14	17	-0,0029	-0,0068	66
38	Esgotamento pot. ativa Barra 815_g15	19	-0,0029	-0,0085	66
45	Esgotamento pot. ativa Barra 8152_g15b	19	-0,0029	-0,0085	66
40	Esgotamento pot. ativa Barra 817_g17	24	-0,0029	-0,0069	76
11	Esgotamento pot. reativa Barra 811_g11	26	-0,0029	-0,0128	14
137	Equipamento shunt Barra br_4051	6	-0,0022	-0,0136	75
111	Gerador Barra 85_g5	22	-0,0022	-0,0751	4
114	Gerador Barra 89_g9	23	-0,0021	-0,0086	4
88	Da Barra br_4044 - Para Barra br_4045 #1	6	-0,0021	-0,0272	57
89	Da Barra br_4044 - Para Barra br_4045 #2	6	-0,0021	-0,0272	57
107	Gerador Barra 81_g1	8	-0,0021	-0,0126	4

29	Esgotamento pot. ativa Barra 86_g6	23	-0,0021	-0,0059	54
49	Da Barra br_1012 - Para Barra br_1014 #1	6	-0,002	-0,05	3
50	Da Barra br_1012 - Para Barra br_1014 #2	6	-0,002	-0,05	3
47	Da Barra br_1011 - Para Barra br_1013 #1	7	-0,0017	-0,0244	2
48	Da Barra br_1011 - Para Barra br_1013 #2	7	-0,0017	-0,0244	2
110	Gerador Barra 84_g4	16	-0,0017	-0,015	8
115	Gerador Barra 810_g10	12	-0,0016	-0,0114	4
113	Gerador Barra 88_g8	22	-0,0015	-0,1013	63
108	Gerador Barra 82_g2	19	-0,0015	-0,0382	3
51	Da Barra br_1013 - Para Barra br_1014 #1	4	-0,0014	-0,0352	3
52	Da Barra br_1013 - Para Barra br_1014 #2	4	-0,0014	-0,0352	3
19	Esgotamento pot. reativa Barra 819_g19	2	-0,0012	-0,0067	20
30	Esgotamento pot. ativa Barra 87_g7	19	-0,0011	-0,0001	53
128	Equipamento shunt Barra br_1022	5	-0,001	-0,0038	5
109	Gerador Barra 83_g3	13	-0,001	-0,0195	4
35	Esgotamento pot. ativa Barra 812_g12	7	-0,0008	-0,0033	8
34	Esgotamento pot. ativa Barra 811_g11	3	-0,0004	-0,0014	8
129	Equipamento shunt Barra br_1041	12	-0,0001	-0,0016	53
131	Equipamento shunt Barra br_1044	14	0	-0,0012	53
5	Esgotamento pot. reativa Barra 85_g5	13	0	-0,0012	4
28	Esgotamento pot. ativa Barra 85_g5	4	0,0002	-0,0929	4
4	Esgotamento pot. reativa Barra 84_g4	24	0,0002	-0,0506	5
2	Esgotamento pot. reativa Barra 82_g2	5	0,0007	-0,0447	3
101	Da Barra br_4022 - Para Barra br_1022	14	0,001	-0,1824	5
133	Equipamento shunt Barra br_4012	7	0,001	0	52
1	Esgotamento pot. reativa Barra 81_g1	11	0,0013	-0,0688	20
3	Esgotamento pot. reativa Barra 83_g3	5	0,0013	-0,06	2
10	Esgotamento pot. reativa Barra 810_g10	9	0,0016	-0,0695	1
9	Esgotamento pot. reativa Barra 89_g9	9	0,0017	-0,0804	20
42	Esgotamento pot. ativa Barra 819_g19	12	0,0022	-0,0063	20
138	Equipamento shunt Barra br_4071	7	0,0036	0	52
25	Esgotamento pot. ativa Barra 82_g2	8	0,0047	-0,0017	3
33	Esgotamento pot. ativa Barra 810_g10	12	0,008	-0,0014	1
32	Esgotamento pot. ativa Barra 89_g9	12	0,0083	-0,001	10
31	Esgotamento pot. ativa Barra 88_g8	10	0,0087	-0,0031	63
24	Esgotamento pot. ativa Barra 81_g1	8	0,0098	-0,0078	20
26	Esgotamento pot. ativa Barra 83_g3	8	0,0105	-0,0017	1
27	Esgotamento pot. ativa Barra 84_g4	6	0,0119	-0,0011	61

Para um incremento maior da carga sob evento das contingências, pode ser observado que algumas barras apresentam valores negativos para os índices nodais de estabilidade, vide Tabela 6.7. Este aumento em 1,25% da carga, equivale ao caso da contingência mais grave, indicado pelo FPC. A interrupção do gerador da barra 814_g14 é uma contingência severa porque o controle de tensão e a reserva de potência reativa são perdidos no barramento 814_g14, e a sua potência de 630 MW produzida é compensada pelos geradores Norte e equivalente, o que aumenta a transferência de energia Norte-Central. Na Tabela 6.7. exibe-se a contingência mais influente para cada barra analisada neste nível de carregamento e o respectivo valor da margem na condição N-0 (sem contingência) e N-1 (pós-contingência), excluindo-se por conveniência as barras de passagem.

Tabela 6.7: Contingência mais influente para cada barra considerando aumento de 1,25 % da carga – Matriz D'

Barra	Nome	Tipo	Margem N-0 (%)	Descrição da contingência mais influente	Margem N-1 (%)
1	81_g1	1	82,04	Da Barra br_4012 - Para Barra br_1012	46,64
2	82_g2	1	85,52	Da Barra br_4011 - Para Barra br_1011	76,12
3	83_g3	1	74,67	Da Barra br_4012 - Para Barra br_1012	65,08
4	84_g4	1	42,05	Da Barra br_1021 - Para Barra br_1022 #1	0,07
5	85_g5	1	83,17	Da Barra br_4022 - Para Barra br_1022	63,04
6	86_g6	1	43,48	Gerador Barra 814_g14	-211,58
7	87_g7	1	63,5	Da Barra br_1042 - Para Barra br_1044 #1	-318,65
8	88_g8	1	37,33	Da Barra br_2031 - Para Barra br_2032 #1	21,54
9	89_g9	1	83,74	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4021	79,8
10	810_g10	1	83,09	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4021	79,12
11	811_g11	1	80,93	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4022	70,65
12	812_g12	1	80,4	Gerador Barra 816_g16	65,05
13	813_g13	1	90,24	Gerador Barra 814_g14	-558,34
14	814_g14	1	67,36	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4021	-188,75
15	815_g15	1	69,79	Gerador Barra 814_g14	-203,7
16	816_g16	1	66,37	Gerador Barra 814_g14	-198,66
17	817_g17	1	66,92	Gerador Barra 814_g14	-301,65
18	818_g18	1	66,21	Gerador Barra 814_g14	-358,7
19	819_g19	1	87,1	Gerador Barra 814_g14	81,19
20	820_g20	0	41,14	Da Barra br_4071 - Para Barra br_4072 #1	26,12
53	load_01	3	42,88	Gerador Barra 816_g16	4,07
54	load_02	3	69,15	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4021	-304,16

55	load_03	3	73,37	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4021	35,14
56	load_04	3	66,87	Gerador Barra 816_g16	35,83
57	load_05	3	66,89	Gerador Barra 816_g16	39,69
58	load_11	3	91,65	Da Barra br_4011 - Para Barra br_1011	76,04
59	load_12	3	91,13	Da Barra br_4012 - Para Barra br_1012	79,52
60	load_13	3	92,26	Da Barra br_4011 - Para Barra br_1011	89,73
61	load_22	3	87,79	Da Barra br_4022 - Para Barra br_1022	71,45
62	load_31	3	91,84	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4021	-1881,5
63	load_32	3	87,65	Gerador Barra 88_g8	77,09
64	load_41	3	80,59	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4021	63,45
65	load_42	3	84,38	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4021	48
66	load_43	3	71,21	Gerador Barra 815_g15	51,66
67	load_46	3	71,83	Da Barra br_4043 - Para Barra br_4046	53,29
68	load_47	3	90,73	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4021	-585,63
69	load_51	3	71,21	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4021	17,53
70	load_61	3	73,32	Da Barra br_4061 - Para Barra br_4062	11,14
71	load_62	3	84,05	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4021	-421,34
72	load_63	3	73,29	Gerador Barra 814_g14	-287,38
73	load_71	3	92,53	Esgotamento pot. reativa Barra 814_g14	88,36
74	load_72	3	91,03	Esgotamento pot. reativa Barra 814_g14	40,53
75	8162_g16b	1	66,37	Da Barra br_4011 - Para Barra br_4021	-214,08
76	8182_g18b	1	66,21	Gerador Barra 814_g14	-406,8
77	8152_g15b	1	69,79	Gerador Barra 814_g14	-254,7

Desta forma, verificando os pontos de operação onde o critério adotado seria obedecido, o carregamento correspondente ao aumento de 1% da carga com as contingências é identificado como um limite de segurança da MST-contingência, sendo de 11.170,60 MW/3.085,35 Mvar, definindo uma margem mínima de capacidade de carga que pode-se assumir de 1% para o qual o sistema possa ser considerado seguro em termos de estabilidade de tensão. A correspondente contingência é definida como a pior contingência. Pode-se então, ordenar as contingências usando esse critério.

Vale mencionar que a adoção da MST-contingência no SEP não irá eliminar totalmente o risco da ocorrência de instabilidade de tensão no sistema, mas, sim, irá reduzir as possibilidades de que esta aconteça em condições normais de operação, trazendo um maior grau de segurança à operação do SEP. Ademais, o método apresentado neste trabalho permite a identificação das barras mais críticas por meio dos valores das MST individuais. O conhecimento da região crítica é uma

informação útil para delimitar as barras a serem consideradas nos estudos de estabilidade de tensão, sem comprometer a segurança do sistema. No contexto dos planos de operação, o limite imposto pela MST-contingência levaria à elaboração de instruções operativas que tornassem o SEP seguro para enfrentar as contingências e continuar no estado normal.

6.3. Resumo dos Testes

No caso-base, até 97% do máximo carregamento, o sistema opera normalmente e o método da Matriz D' não acusou problemas. A barra de tensão controlada 84_g4 apresentou a menor margem nodal no caso-base; 42,4%. No evento das contingências manteve-se como a barra crítica e a margem foi reduzida à 1,9% com a saída da linha entre as barras br1021-br1022.

A margem sistêmica calculada através do FPC indica um aumento do carregamento inicial em 11,25%, e por sua vez, os índices nodais de estabilidade não indicam valores negativos para margens e ângulos das barras do sistema para um aumento da carga em até 8%. Ao aumentar a carga além, por exemplo já em 9%, o método da Matriz D' indicou valores negativos para a margem e ângulo das barras de tensão controlada, a saber: 87_g7, 88_g8, 811_g11, 812_g12, 813_13 e 814_g14. Neste nível, a barra geradora 7 já atingiu 100% da sua capacidade de potência reativa e alguns circuitos estão sobrecarregados. Portanto, o carregamento equivalente ao aumento de 8% da carga se tornou um limite de segurança para o caso (N-0) do sistema elétrico.

Através da análise da margem de estabilidade de tensão pós-contingência (N- 1), foram identificadas as principais contingências com impacto na margem, denominadas por contingências mais influentes do sistema em relação à instabilidade de tensão. As contingências de preocupação aqui foram as interrupções de geradores. A pior contingência apresentada pelo FPC foi a do gerador da barra 814_g14, que indicou o carregamento máximo em 11.198,25 MW/3.092,99 Mvar, definido inicialmente como o limite de capacidade de carga

pós-contingência. Para tal contingência mais crítica apontada, a margem de capacidade de carga seria de 1,25%. No entanto, para esse aumento o método da Matriz D' aponta operação na parte inferior da curva ϕ constante no plano SV em barras de tensão controlada e em cinco barras de carga listadas. Então, o aumento de 1% da carga (11.170,60 MW/3.085,35 Mvar) foi identificado como o menor valor que a MET pode assumir para o qual o sistema possa ser considerado seguro em termos de estabilidade de tensão, onde todos os índices nodais de estabilidade continuaram positivos e não foram encontradas violações nos limites de operação dos equipamentos do sistema.

Com respeito a interrupção de uma linha de transmissão, a interrupção da linha br_4011 - br_4021 é considerada a mais grave. Essa contingência envolve uma linha localizada na área Norte. Sua interrupção faz com que a potência ativa seja redirecionada para o “corredor” entre as barras br_4011, br_4012, br_4022 e br_4031, o que requer mais suporte de potência reativa do gerador barra 812_g12.

Estas informações vêm no sentido de identificar o quão seguro encontra-se o sistema no ponto de operação atual e quanto este pode ser carregado sem correr o risco de instabilidade de tensão. A Tabela 6.8 resume os resultados para a margem de capacidade de carga do sistema teste.

Tabela 6.8: Padrão de desempenho para análise estática

Nível	Descrição do nível de contingência	MET		Desvio da tensão pós-contingência
		FPC	Matriz D'	
E0	Estado normal	10%	8%	$\cong 0\%$ para PV $\leq 5\%$ para PQ
E1	Perda de um elemento (linha de circuito único, um circuito de linha de múltiplos circuitos, transformador, gerador, dispositivo de derivação) e limitação de potência ativa/reactiva de geração	1,25%	1%	$\leq 5\%$ para PV $\leq 10\%$ para PQ

7 Conclusões e Trabalhos Futuros

7.1. Conclusões

Iniciou-se com a compreensão do fenômeno de estabilidade de tensão através de um sistema de 2 barras, verificando que existe um fluxo de potência máximo que pode chegar à barra de carga a partir do gerador, o qual está relacionado com o problema de estabilidade de tensão.

Mostrou-se que a “ponta do nariz” da curva ϕ constante no plano SV corresponde à máxima carga que pode ser alimentada, e a máxima potência que pode ser transmitida para uma carga satisfaz a condição de que a impedância da carga seja igual à impedância da linha de transmissão.

Verificou-se a existência de duas regiões de operação: a região normal de operação, correspondente à parte superior da curva ϕ constante no plano SV, e a região anormal de operação, correspondente à parte inferior, onde as ações de controle podem ter efeito oposto ao esperado quando a carga se comporta como potência constante.

Foram apresentadas duas ferramentas analíticas de avaliação das condições de estabilidade de tensão que posteriormente foram testadas em um sistema-teste de 77 barras, obtendo-se índices que permitem identificar e avaliar as condições de estabilidade de tensão e a distância elétrica desde o ponto de operação avaliado até o ponto de máximo carregamento. Para que a modelagem se assemelhasse à realidade, múltiplas barras *swing* foram consideradas. As condições de estabilidade de tensão foram avaliadas no caso-base e caso contingências, considerando o critério N-1 e a limitação da capacidade de geração de potência ativa e reativa.

Foi descrito que o FPC é um método usado para calcular uma estimativa do ponto de máximo carregamento de um sistema de potência elétrico ou ponto crítico,

mas pode apontar para margem de potência irreal se durante o crescimento da carga detecta-se barras com problemas de controle de tensão. O método da Matriz D' , que calcula as margens de potência nodais, é capaz de detectar a possibilidade de o controle de tensão ter efeito oposto ao esperado. Indica a região de operação na curva $V \times P, Q$ (sinal do $\det[D']$), uma medida de dificuldade de transmissão (β), a margem (%) para a máxima transmissão de potência e o índice de influência que traduz a deterioração das condições de operação após uma contingência.

Através da análise da margem de estabilidade de tensão pós-contingência (N- 1), foram identificadas as principais contingências com impacto na margem, denominadas por contingências críticas do sistema em relação à instabilidade de tensão. Foram executados 137 casos de contingências convergentes cujos relatórios de saída foram utilizados para obtenção dos dados necessários à ordenação e seleção das contingências, com baixo esforço computacional.

Foi analisada a correlação entre a margem sistêmica e o critério (ou margem) nodal, estabelecendo-se pontos de operação a cada aumento no carregamento do sistema e calculando as margens nodais, para definição da MST. E finalmente verificou-se qual o limite de capacidade de carga do sistema tal que, no evento de qualquer contingência da lista de contingências, os índices nodais continuassem positivos, sendo o sistema elétrico capaz de continuar operando da forma adequada, com atendimento de toda a sua demanda e sem nenhuma violação de limites de operação. A margem mínima de carregamento foi definida como a menor das margens, que é correspondente a pior contingência, podendo-se então, ordenar as contingências usando esse critério.

7.2. Trabalhos Futuros

Um estudo similar ao desenvolvido neste trabalho, mas aplicado ao Sistema Interligado Nacional seria de muito interesse, com identificação das áreas críticas do sistema brasileiro, bem como do grau de segurança da rede em relação à

instabilidade de tensão. Poderia ser estudada as margens com alta penetração de eólica (geração distribuída em geral).

Classificação dos pontos de operação do sistema de potência em gradações de segurança, tais como, muito seguro, seguro, pouco seguro ou inseguro. Como a MST é definida em função da contingência mais severa, em muitos casos, respeitar esta margem pode ser inviável. Então, poderia se pensar em uma classificação de contingências e, conseqüentemente, de diferentes margens, correspondentes a níveis de segurança. Para as situações mais críticas, esquemas de emergência podem vir a ser projetados.

A implementação do critério proposto em um simulador dinâmico (OTDS, por exemplo) para validar a utilização do mesmo em ambiente de tempo real. Essa análise dinâmica também permitiria elaborar esquemas automáticos e manuais voltados para manutenção da margem mínima de segurança, em outras palavras, definir contra medidas necessárias para garantir a operação estável. Esses esquemas utilizariam como *input* o cálculo do critério proposto e poderiam ser do tipo: i- esquema de proteção sistêmica (usados nos casos mais severos de redução da margem de segurança, ou seja, margens definidas como muito pequenas ou negativas); ii- controle automático e sistêmico de tensão (nos casos de deterioração da margem considerados não severos, isto é, com margens definidas como pequenas); iii- método de apoio para a operação em tempo real ou conjunto de instruções de operação específicas (nos casos de redução contínua porém pouco significativa da margem). A lógica de atuação dos esquemas seria mensurada, avaliada e definida através do exame no domínio do tempo onde deve ser garantido o critério N-1 para a operação do sistema.

8

Referências bibliográficas

- [1] KUNDUR, P; BALU, N. J.; LAUBY, M. G. **Power System Stability And Control**. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [2] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. **Definition and Classification on Power System Stability**. IEEE Transaction on Power Systems, 2004.
- [3] MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgar Blutcher Ltda, 1983.
- [4] PRADA, R. B. et al. **Voltage Stability Assessment for Real Time Operation**. Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings, vol. 149, nº 2, pp. 175-181, 2002.
- [5] IEEE Power System Stability Committee. Special Report. **Voltage Stability Assessment: Procedures and Guides, On-Line VSA Function Requirements**. 2000.
- [6] Operador Nacional do Sistema - ONS. **Procedimentos de Rede-Submódulo 23.3**. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>.
- [7] WSCC. **Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology**. 1998.
- [8] VAN CUTSEM, T. **A Method to Compute Reactive Power Margins with Respect to Voltage Collapse**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 6, pp. 145-156, 1991.
- [9] VARGAS, L.; SERRANO, B. R. **Active-Reactive Power Economic Dispatch of Very Short Term in Competitive Electric Markets**. IEEE Porto Power Tech Conference, 2001.

- [10] ARAUJO, F. B. **Impacto da Geração Distribuída nas Condições de Estabilidade de Tensão**. Rio de Janeiro, 2010. Dissertação de mestrado. Departamento de Engenharia Elétrica, PUC-Rio.
- [11] CID, P. H. S. **Índices de Avaliação das Condições de Estabilidade de Tensão em Sistemas com Controle de Tensão Local, Remoto e Coordenado**. Rio de Janeiro, 2013. Dissertação de mestrado. Departamento de Engenharia Elétrica, PUC-Rio.
- [12] STEVENSON, W. D.; GRAINGER, J. J. **Análisis de Sistemas de Potencia**. USA: McGraw-Hill, 1996.
- [13] CASTRO, M. R. V. **Modelagem do Controle de Tensão por Geradores e de Múltiplas Barras Swing na Avaliação das Condições de Estabilidade de Tensão**. Rio de Janeiro, 2007. Dissertação de mestrado. Departamento de Engenharia Elétrica, PUC-Rio.
- [14] FILHO, J. A. P. **Representação e Avaliação do Desempenho de Dispositivos de Controle no Problema de Fluxo de Potência**. Rio de Janeiro, 2005. Tese de Doutorado. Departamento de Engenharia Elétrica, PUC-Rio.
- [15] CANIZARES, C. A.; ALVARADO, F. L. **Point of Collapse and Continuation Methods for Large ac/dc Systems**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8, pp. 1-8, 1993.
- [16] PRADA, R. B.; SOUZA, L. J.; VEGA, J. L. **The Need for Voltage Stability Analysis in Voltage-Controlled Buses**. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 68, pp. 252-258, 2015.
- [17] TAYLOR, C. W. **Power System Voltage Stability**. McGraw-Hill, 1994.
- [18] TEIXEIRA, M. V. P. **Análises Estática e Dinâmica da Atuação de Equipamentos de Controle na Estabilidade de Tensão**. Rio de Janeiro, 2016. Tese de Doutorado. Departamento de Engenharia Elétrica, PUC-Rio.
- [19] STUBBE, M. (Convener). **Long-Term Dynamics - Phase II, Report of CIGRE Task Force 38.02.08**. IEEE Transactions on Power Systems, 1985.

- [20] VAN CUTSEM, T. et al. **Test Systems for Voltage Stability Studies: IEEE Task Force on Test System for Voltage Stability Analysis and Security Assessment**. IEEE Transactions on Power Systems, 2015.
- [21] VAN CUTSEM, T.; VOURNAS, C. **Voltage Stability of Electric Power Systems**. Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [22] GLAVIC, M.; CUTSEM, T. V. **Receding horizon multi-step optimization to correct nonviable or unstable transmission voltages**. IEEE Transactions on Power Systems, pp. 641-1652, 2011.
- [23] VAN CUTSEN, T.; VOURNAS, C. **Local Identification of Voltage Emergency Situations**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, pp. 1239-1248, 2008.

A

O sistema proposto é uma adaptação do sistema Nórdico europeu e foi proposta [18] para ser usado em estudos de estabilidade de tensão. Ele é derivado do sistema teste Nordic 32 do Cigré [17]. Conforme indicado nesta referência, o sistema é fictício, mas semelhante ao sistema sueco e nórdico (no momento da configuração deste sistema de teste).

Neste item são apresentadas as características deste sistema elétrico adotado nas análises desenvolvidas neste trabalho. O modelo envolve 23 barras de geração, sendo o g13 um compensador síncrono, 32 de transmissão e 22 de distribuição, para um total de 77 barras. Inclui 11 equipamentos *shunt* de barra equivalente e 105 ramos, dentre os quais 53 transformadores.

A1

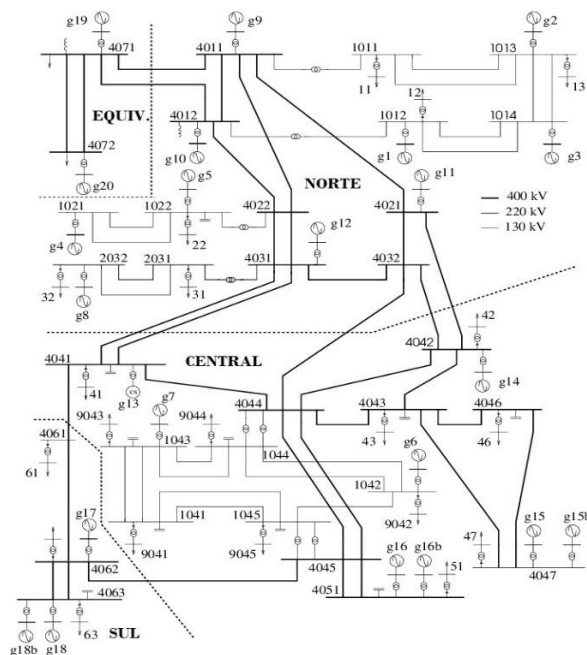


Figura A.1: Diagrama unifilar do sistema teste

Tabela A1: Dados das linhas de transmissão

Barra DE	Barra PARA	R (Ω)	X (Ω)	$\omega C/2$ (μS)	Snom (MVA)
1011	1013	1,69	11,83	40,841	350
1011	1013	1,69	11,83	40,841	350
1012	1014	2,37	15,21	53,407	350
1012	1014	2,37	15,21	53,407	350
1013	1014	1,18	8.450	29,845	350
1013	1014	1,18	8.450	29,845	350
1021	1022	5,07	33,8	89,535	350
1021	1022	5,07	33,8	89,535	350
1041	1043	1,69	10,14	36,128	350
1041	1043	1,69	10,14	36,128	350
1041	1045	2,53	20,28	73,827	350
1041	1045	2,53	20,28	73,827	350
1042	1044	6,42	47,32	177,50	350
1042	1044	6,42	47,32	177,50	350
1042	1045	8,45	50,70	177,50	350
1043	1044	1,69	13,52	47,124	350
1043	1044	1,69	13,52	47,124	350
2031	2032	5,81	43,56	15,708	500
2031	2032	5,81	43,56	15,708	500
4011	4012	1,60	12,80	62,832	1400
4011	4021	9,60	96,00	562,34	1400
4011	4022	6,40	64,00	375,42	1400
4011	4071	8,00	72,00	438,25	1400
4012	4022	6,40	56,00	328,30	1400
4012	4071	8,00	80,00	468,10	1400
4021	4032	6,40	64,00	375,42	1400
4021	4042	16,0	96,00	937,77	1400
4022	4031	6,40	64,00	375,42	1400
4022	4031	6,40	64,00	375,42	1400
4031	4032	1,60	16,00	94,248	1400
4031	4041	9,60	64,00	749,27	1400
4031	4041	9,60	64,00	749,27	1400
4032	4042	16,00	64,00	625,18	1400
4032	4044	9,60	80,00	749,27	1400
4041	4044	4,80	48,00	281,17	1400
4041	4061	9,60	72,00	406,84	1400

4042	4043	3,20	24,00	155,51	1400
4042	4044	3,20	32,00	186,93	1400
4043	4044	1,60	16,00	94,248	1400
4043	4046	1,60	16,00	94,248	1400
4043	4047	3,20	32,00	186,93	1400
4044	4045	3,20	32,00	186,93	1400
4044	4045	3,20	32,00	186,93	1400
4045	4051	6,40	64,00	375,42	1400
4045	4051	6,40	64,00	375,42	1400
4045	4062	17,6	128,00	749,27	1400
4046	4047	1,60	24,00	155,51	1400
4061	4062	3,20	32,00	186,93	1400
4062	4063	4,80	48,00	281,17	1400
4062	4063	4,80	48,00	281,17	1400
4071	4072	4,80	48,00	937,77	1400
4071	4072	4,80	48,00	937,77	1400

Tabela A2: Dados dos transformadores

<i>Barra DE</i>	<i>Barra PARA</i>	<i>X (pu)</i>	<i>n (pu/pu)</i>	<i>Snom (MVA)</i>
1011	11	0,10	1,06	400
1012	12	0,10	1,06	600
1012	81	0,15	1,00	800
1013	13	0,10	1,04	200
1013	82	0,15	1,00	600
1014	83	0,15	1,00	700
1021	84	0,15	1,00	600
1022	22	0,10	1,08	560
1022	85	0,15	1,05	250
1041	1	0,10	1,01	1200
1042	2	0,10	1,01	600
1042	86	0,15	1,05	400
1043	3	0,10	1,02	460
1043	87	0,15	1,05	200
1044	4	0,10	1,00	1600
1045	5	0,10	1,00	1400
2031	31	0,10	1,07	200
2032	32	0,10	1,07	400

2032	88	0,15	1,05	850
4011	89	0,15	1,05	1000
4011	1011	0,10	0,95	1250
4012	810	0,15	1,05	800
4012	1012	0,10	0,95	1250
4021	811	0,15	1,05	300
4022	1022	0,10	0,93	833
4031	812	0,15	1,05	350
4031	2031	0,10	1,00	833
4041	41	0,10	1,09	1080
4041	813	0,15	1,05	300
4042	42	0,10	1,08	800
4042	814	0,15	1,05	700
4043	43	0,10	1,07	1800
4044	1044	0,10	1,03	1000
4044	1044	0,10	1,03	1000
4045	1045	0,10	1,04	1000
4045	1045	0,10	1,04	1000
4046	46	0,10	1,06	1400
4047	47	0,10	1,06	200
4047	815	0,15	1,05	600
4047	8152	0,10	1,05	600
4051	51	0,10	1,08	1600
4051	816	0,15	1,05	700
4051	8162	0,10	1,05	700
4061	61	0,10	1,05	1000
4062	62	0,10	1,05	600
4062	817	0,15	1,05	600
4063	63	0,10	1,03	1180
4063	818	0,15	1,05	600
4063	8182	0,10	1,05	600
4071	71	0,10	1,03	600
4071	819	0,15	1,05	500
4072	72	0,10	1,05	4000
4072	820	0,15	1,05	4500

Os dados dos capacitores/indutores de derivação são apresentados na Tabela A.3. Q_{nom} é a potência reativa produzida pelo elemento de derivação sob uma tensão de 1 pu. Valores negativos referem-se a indutores.

Tabela A3: Dados de *shunt* de barra equivalente

Barra	Q_{nom} (Mvar)
1022	50
1041	250
1043	200
1044	200
1045	200
4012	-100
4041	200
4043	200
4046	100
4051	100
4071	-400

Tabela A4: Dados das barras de geração

Barra	Nome	Area	Base de tensão (kV)	Potência consumida		Potência gerada		Tensão inicial	
				Ativa (MW)	Reativa (Mvar)	Ativa (MW)	Reativa (Mvar)	Módulo (pu)	Fase (graus)
81	81_g1	1	15	0	0	600	-22	1,0684	19,2
82	82_g2	1	15	0	0	300	-18,8	1,0565	22
83	83_g3	1	15	0	0	550	-7,87	1,0595	27
84	84_g4	1	15	0	0	400	-15,4	1,0339	29,5
85	85_g5	1	15	0	0	200	-26,9	1,0294	9,85
86	86_g6	2	15	0	0	360	133,2	1,0084	-21
87	87_g7	2	15	0	0	180	51,33	1,0141	-31
88	88_g8	1	15	0	0	750	130	1,0498	11,7
89	89_g9	1	15	0	0	668,5	38,11	0,9988	15,4
810	810_g10	1	15	0	0	600	154,8	1,0157	17,6
811	811_g11	1	15	0	0	250	-74,1	1,0211	-1,4
812	812_g12	1	15	0	0	310	-55,7	1,0200	-2,8
813	813_g13	2	15	0	0	0	-118	1,0170	-21

814	814_g14	2	15	0	0	630	36,34	1,0454	-15
815	815_g15	2	15	0	0	540	74,99	1,0455	-16
816	816_g16	2	15	0	0	600	59,73	1,0531	-19
817	817_g17	3	15	0	0	530	-23,5	1,0092	-11
818	818_g18	3	15	0	0	530	111	1,0307	-7,1
819	819_g19	4	15	0	0	300	116,5	1,0300	7,42
820	820_g20	4	15	0	0	1375	377,7	1,0185	0
8152	8152_g15b	2	15	0	0	540	74,99	1,0460	-16
8162	8162_g16b	2	15	0	0	600	59,73	1,0530	-19
8182	8182_g18b	3	15	0	0	530	111	1,0310	-7,1

Tabela A5: Dados das barras de transmissão

Barra	Nome	Area	Base de tensão (kV)	Potência consumida		Potência gerada		Tensão inicial	
				Ativa (MW)	Reativa (Mvar)	Ativa (MW)	Reativa (Mvar)	Módulo (pu)	Fase (graus)
1011	br_1011	1	130	0	0	0	0	1,0618	10,5
1012	br_1012	1	130	0	0	0	0	1,0634	13,6
1013	br_1013	1	130	0	0	0	0	1,0548	18,1
1014	br_1014	1	130	0	0	0	0	1,0611	21
1021	br_1021	1	130	0	0	0	0	1,0311	24,2
1022	br_1022	1	130	0	0	0	0	1,0512	3,48
1041	br_1041	2	130	0	0	0	0	1,0124	-43
1042	br_1042	2	130	0	0	0	0	1,0145	-29
1043	br_1043	2	130	0	0	0	0	1,0274	-39
1044	br_1044	2	130	0	0	0	0	1,0066	-31
1045	br_1045	2	130	0	0	0	0	1,0111	-32
2031	br_2031	1	220	0	0	0	0	1,0279	-7,4
2032	br_2032	1	220	0	0	0	0	1,0695	4,7
4011	br_4011	1	400	0	0	0	0	1,0224	9,63
4012	br_4012	1	400	0	0	0	0	1,0235	11,2
4021	br_4021	1	400	0	0	0	0	1,0488	-8
4022	br_4022	1	400	0	0	0	0	0,9947	1,84
4031	br_4031	1	400	0	0	0	0	1,0367	-9,9
4032	br_4032	1	400	0	0	0	0	1,0487	-14
4041	br_4041	2	400	0	0	0	0	1,0506	-21
4042	br_4042	2	400	0	0	0	0	1,0428	-22
4043	br_4043	2	400	0	0	0	0	1,0370	-27
4044	br_4044	2	400	0	0	0	0	1,0395	-27

4045	br_4045	2	400	0	0	0	0	1,0533	-29
4046	br_4046	2	400	0	0	0	0	1,0357	-28
4047	br_4047	2	400	0	0	0	0	1,0590	-23
4051	br_4051	2	400	0	0	0	0	1,0659	-25
4061	br_4061	3	400	0	0	0	0	1,0387	-22
4062	br_4062	3	400	0	0	0	0	1,0560	-18
4063	br_4063	3	400	0	0	0	0	1,0536	-14
4071	br_4071	4	400	0	0	0	0	1,0484	2,4
4072	br_4072	4	400	0	0	0	0	1,0590	-2,6

Tabela A6: Dados das barras de distribuição

Barra	Nome	Area	Base de tensão (kV)	Potência consumida		Potência gerada		Tensão inicial	
				Ativa (MW)	Reativa (Mvar)	Ativa (MW)	Reativa (Mvar)	Módulo (pu)	Fase (graus)
1	Load_01	2	20	600	148,2	0	0	0,9988	-46
2	Load_02	2	20	330	71	0	0	1,0012	-33
3	Load_03	2	20	260	83,8	0	0	0,9974	-42
4	Load_04	2	20	840	252	0	0	0,9996	-33
5	Load_05	2	20	720	190,4	0	0	0,9961	-35
11	Load_11	1	20	200	68,8	0	0	1,0026	7,68
12	Load_12	1	20	300	83,8	0	0	0,9975	10,8
13	Load_13	1	20	100	34,4	0	0	0,9957	15,4
22	Load_22	1	20	280	79,9	0	0	0,9952	0,692
31	Load_31	1	20	100	24,7	0	0	1,0042	-10
32	Load_32	1	20	200	39,6	0	0	0,9978	1,9
41	Load_41	2	20	540	131,4	0	0	0,9967	-23
42	Load_42	2	20	400	127,4	0	0	0,9952	-25
43	Load_43	2	20	900	254,6	0	0	1,0013	-30
46	Load_46	2	20	700	211,8	0	0	0,9990	-30
47	Load_47	2	20	100	44	0	0	0,9950	-26
51	Load_51	2	20	800	258,2	0	0	0,9978	-28
61	Load_61	3	20	500	122,5	0	0	0,9949	-25
62	Load_62	3	20	300	83,8	0	0	1,0002	-21
63	Load_63	3	20	590	264,6	0	0	0,9992	-17
71	Load_71	4	20	300	83,8	0	0	1,0028	-0,4
72	Load_72	4	20	2000	396,1	0	0	0,9974	-5,4