



Universidade Federal de Ouro Preto
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Departamento de Engenharia Elétrica



Trabalho de Conclusão de Curso

**Alocação de TCSC em Linhas de Transmissão
Congestionadas como Forma de se Garantir o
Fluxo de Potência Ótimo com Restrição de
Segurança em Condição de Contingências N–1**

Glaucus Rivera Santos Lima

João Monlevade, MG

2020

Glaucus Rivera Santos Lima

**Alocação de TCSC em Linhas de Transmissão
Congestionadas como Forma de se Garantir o
Fluxo de Potência Ótimo com Restrição de
Segurança em Condição de Contingências N–1**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica pelo Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas da Universidade Federal de Ouro Preto.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende
Barbosa

Universidade Federal de Ouro Preto

João Monlevade

2020

SISBIN - SISTEMA DE BIBLIOTECAS E INFORMAÇÃO

L732a Lima, Glaucus Rivera Santos .

Alocação de TCSC em linhas de transmissão congestionadas como forma de se garantir o fluxo de potência ótimo com restrição de segurança em condição de contingências N-1. [manuscrito] / Glaucus Rivera Santos Lima. - 2020.

176 f.: il.: color., gráf., tab..

Orientador: Prof. Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa.
Monografia (Bacharelado). Universidade Federal de Ouro Preto.
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Graduação em Engenharia Elétrica .

1. Algoritmos computacionais. 2. Energia elétrica - Transmissão. 3. Fator de Potência . 4. Heurística. 5. Sistemas de energia elétrica. I. Barbosa, Carlos Henrique Nogueira de Resende. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU 621.31

Bibliotecário(a) Responsável: Flavia Reis - CRB6-2431



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO
REITORIA
INSTITUTO DE CIÊNCIAS EXATAS E APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA



FOLHA DE APROVAÇÃO

Glaucus Rivera Santos Lima

**Alocação de TCSC em Linhas de Transmissão Congestionadas como Forma de se Garantir o Fluxo de
Potência Ótimo com Restrição de Segurança em Condição de Contingências N-1.**

Membros da banca

Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa - Doutor - UFOP
Juan Carlos Galvis Manso - Doutor - UFOP
Mateus Antunes Oliveira Leite - Doutor - CEFET

Versão final em 27/09/2020
Aprovado em 18 de setembro de 2020

De acordo

Professor Orientador Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa



Documento assinado eletronicamente por **Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 15/10/2020, às 22:50, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0093154** e o código CRC **9F6FBCBC**.

Referência: Caso responda este documento, indicar expressamente o Processo nº 23109.007812/2020-25

SEI nº 0093154

R. Diogo de Vasconcelos, 122, - Bairro Pilar Ouro Preto/MG, CEP 35400-000
Telefone: - www.ufop.br

Aos meus pais, pilares da minha formação como ser humano.

Agradecimentos

Certamente estes parágrafos não irão atender a todas as pessoas que fizeram parte desta importante etapa da minha vida. Portanto, desde já, peço desculpas àquelas que não estão presentes entre estas palavras, mas elas podem estar certas de que fazem parte do meu pensamento e de minha gratidão.

Agradeço primeiramente a Deus por ter me concedido o dom da vida, por me iluminar e pela oportunidade de realizar este sonho.

Reverencio o Professor Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa pela amizade, dedicação e pela orientação deste trabalho e, por meio dele, me reporto a toda comunidade do Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas da Universidade Federal de Ouro Preto, de forma especial aos membros da banca examinadora.

Gostaria de deixar registrado o meu agradecimento aos meus pais, Aparecida e Ori-
oni, por me incentivarem incansavelmente, e à minha irmã Vanusa, pelo apoio incondicional.

Sou muito grato também a todos os amigos que me acompanharam durante esta jornada, especialmente ao Lúcio, ao Luís Henrique e ao Paulo, pelas experiências, incentivos, risadas, companheirismo e cumplicidade.

E, por fim, e não menos importante, gostaria de agradecer à Jussara, esposa com quem amo partilhar a vida. Obrigado pelo carinho e por sua capacidade de me trazer paz na correria de cada semestre.

“Foi o tempo que dedicaste à tua rosa que a fez tão importante.”
- Antoine de Saint-Exupéry

Resumo

A operação e o planejamento de um Sistema de Transmissão de Energia Elétrica (STEE) é uma tarefa complexa. Suas linhas de transmissão estão sujeitas a limites térmicos que restringem o nível de potência que pode ser transmitido com segurança. A dinâmica de fluxo de potência resultante do carregamento da rede tem potencial de criar pontos nômades de congestionamento, resultando em uma distribuição de potência que não satisfaz os requisitos de otimalidade econômica. Neste contexto, a alocação de dispositivos FACTS (Sistemas de Transmissão Flexíveis em Corrente Alternada) na rede de transmissão, como é o caso do Compensador Série Controlado a Tiristor (TCSC), desempenha papel fundamental na mitigação desses congestionamentos. No entanto, a quantidade de opções possíveis para alocar o compensador em um sistema de grande porte representa um problema combinatório de grande escala. Neste viés, este trabalho busca investigar a alocação estratégica do TCSC em linhas de transmissão congestionadas por meio da aplicação de um método heurístico, de forma que o Fluxo de Potência Ótimo com Restrição de Segurança (FPORS) seja garantido tanto em condição de operação normal, quanto em contingências simples de rede. A heurística proposta, baseada no Algoritmo de Corte Mínimo, foi implementada em MATLAB, e as restrições de segurança foram introduzidas ao trabalho por meio da análise da contingência mais severa e da contingência mais provável, determinada a partir de sua característica probabilística. A heurística foi testada nos sistemas de 6 barras, IEEE-30 e IEEE-118. Os resultados obtidos demonstram a eficácia da abordagem para os sistemas simulados.

Palavras-chave: Congestionamento. Alocação de TCSC. Fluxo de Potência Ótimo com Restrição de Segurança. Heurística. Algoritmo de Corte Mínimo.

Abstract

The operation and planning of an Electric Power Transmission System (STEE) is a complex task. Its transmission lines are subject to thermal limits that restrict the level of power that can be safely transmitted. The power flow dynamics resulting from network charging has the potential to create nodal congestion points, resulting in a power distribution that does not meet the requirements of economic optimality. In this context, the allocation of FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) devices in the transmission network, such as the Thyristor Controlled Series Compensator (TCSC), plays a key role in mitigating these congestions. However, the number of possible options for allocating the compensator in a large power system presents a large-scale combinatorial problem. This work seeks to investigate the strategic allocation of TCSC in congested transmission lines through the application of a heuristic method, so that the Security Constrained Optimal Power Flow (SCOPF) is guaranteed both in normal operation conditions and in simple network contingencies. The proposed heuristic, based on the Min Cut Algorithm, was implemented in MATLAB, and safety restrictions were introduced to the work through the analysis of the most severe contingency and of the most likely contingency, determined from its probabilistic characteristic. The heuristic was tested on the 6-bus systems, IEEE-30 and IEEE-118. The results obtained demonstrate the effectiveness of the approach for the simulated systems.

Keywords: Congestion. FACTS. Allocation of TCSC. Security Constrained Optimal Power Flow. Heuristic. Min Cut Algorithm.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Técnicas de otimização aplicadas ao problema do FPORS.	3
Figura 2 – Módulo TCSC instalado em Imperatriz, MA.	4
Figura 3 – Interconexão Norte-Sul do SIN.	5
Figura 4 – Alguns TCSCs instalados em linhas de transmissão.	6
Figura 5 – Estrutura básica do módulo TCSC.	6
Figura 6 – Modelo equivalente π de uma linha de transmissão.	16
Figura 7 – Modelo de transformador: em-fase, $t = a$; defasador puro, $t = e^{j\varphi}$; e defasador, $t = ae^{j\varphi}$	17
Figura 8 – Modelo de transformador em-fase.	17
Figura 9 – Circuito π -equivalente para transformadores em-fase: $A = ay_{km}$; $B = a(a - 1)y_{km}$; e $C = (1 - a)y_{km}$	18
Figura 10 – Defasador puro ($t = e^{j\varphi}$).	19
Figura 11 – Fluxograma do FPORS.	31
Figura 12 – Partes gerais do FPORS.	36
Figura 13 – Compensador série controlado a tiristor (módulo de controle contínuo).	46
Figura 14 – Reatância do TCSC em função do ângulo de disparo α	48
Figura 15 – TCSC em modo <i>by-pass</i>	48
Figura 16 – TCSC em modo bloqueado.	48
Figura 17 – TCSC em modo de controle contínuo capacitivo.	49
Figura 18 – TCSC com tiristor em modo de controle contínuo indutivo.	49
Figura 19 – Modelo de linha de transmissão com TCSC.	51
Figura 20 – Modelo dinâmico do TCSC.	52
Figura 21 – Fluxo de potência ativa <i>versus</i> ângulo θ_{km}	54
Figura 22 – Grafo genérico.	55
Figura 23 – Exemplo de STEE.	58
Figura 24 – Grafo de fluxo direcionado com nós virtuais s e t . As arestas são rotuladas com fluxo/capacidade.	58
Figura 25 – Unidades de fluxo ao longo do caminho s-2-5-t.	59
Figura 26 – Unidades de fluxo ao longo do caminho s-3-5-t.	59
Figura 27 – Unidades de fluxo ao longo do caminho s-2-4-t.	60
Figura 28 – Unidades de fluxo ao longo do caminho s-1-4-t.	60
Figura 29 – Algumas possibilidades de corte.	61
Figura 30 – Fluxograma do algoritmo de corte mínimo aplicado a sistemas de potência.	62
Figura 31 – Grafo representativo do sistema de 6 barras.	66
Figura 32 – Grafo representativo do sistema IEEE-30.	67

Figura 33 – Fluxograma para o cômputo do FPORS em operação normal de rede: Etapa A.	71
Figura 34 – Fluxograma para o cômputo do FPORS em condição de contingência mais severa: Etapa B.	71
Figura 35 – Fluxograma para o cômputo do FPORS em condição de contingência mais provável: Etapa C.	72
Figura 36 – FPO para o sistema de 6 barras em operação normal sem compensação. A linha 5 está congestionada nos Cenários 1A e 2A.	76
Figura 37 – Sistema de 6 barras. Destaque em vermelho para a linha congestionada (5) e em amarelo para os ramos vizinhos candidatos à alocação do TCSC (2 e 1).	77
Figura 38 – Sistema de 6 barras. Destaque em verde para a linha de alocação do TCSC (linha 2).	78
Figura 39 – FPO para o sistema de 6 barras em operação normal com TCSC alocado na linha 2.	79
Figura 40 – FPO para o sistema de 6 barras com contingência mais severa (linha 9) sem compensação. A linha 3 está congestionada no Cenário 2B e a linha 5 está congestionada nos Cenários 1B e 2B.	81
Figura 41 – FPO para o sistema de 6 barras com contingência mais severa (linha 9) e TCSC alocado na linha 2.	82
Figura 42 – FPO para o sistema de 6 barras com contingência mais provável (linha 10) e sem compensação. A linha 5 está congestionada nos Cenários 1C e 2C.	83
Figura 43 – FPO para o sistema de 6 barras com contingência mais provável (linha 10) e TCSC alocado na linha 2.	85
Figura 44 – FPO para o sistema IEEE-30 em operação normal sem compensação. Zoom sobre a linha congestionada (29) nos Cenários 1A e 2A.	86
Figura 45 – FPO para o sistema IEEE-30 em operação normal com TCSC alocado na linha 28. Zoom sobre a linha descongestionada (29).	87
Figura 46 – Sistema IEEE-30. Destaque em vermelho para a linha congestionada (29) e em verde para a linha de alocação do TCSC (28).	88
Figura 47 – FPO para o sistema IEEE-30 com contingência mais severa (linha 6) sem compensação. Zoom sobre a linha congestionada (29). A linha 29 está congestionada nos Cenários 1B e 2B.	89
Figura 48 – FPO para o sistema IEEE-30 com contingência mais severa (linha 6) e TCSC alocado na linha 28. Zoom sobre a linha descongestionada (29).	91
Figura 49 – FPO para o sistema IEEE-30 com contingência mais provável (linha 21) e sem compensação. Zoom sobre a linha congestionada (29) nos Cenários 1C e 2C.	92

Figura 50 – FPO para o sistema IEEE-30 com contingência mais provável (linha 21) e TCSC alocado na linha 28. Zoom sobre a linha descongestionada (29).	93
Figura 51 – FPO para o sistema IEEE-118 em operação normal sem compensação. Zoom sobre a linha congestionada (118) nos Cenários 1A e 2A.	94
Figura 52 – FPO para o sistema IEEE-118 em operação normal com TCSC alocado na linha 186. Zoom sobre a linha descongestionada (118).	96
Figura 53 – FPO para o sistema IEEE-118 em operação normal com TCSC alocado na linha 186. Zoom sobre a linha de alocação (186).	97
Figura 54 – FPO para o sistema IEEE-118 com contingência mais severa (linha 6) sem compensação. Zoom sobre as linhas congestionadas (11 e 12) no Cenário 1B e a linha congestionada (11) no Cenário 2B.	98
Figura 55 – FPO para o sistema IEEE-118 com contingência mais severa (linha 6) sem compensação. Zoom sobre a linha congestionada (118) no Cenário 1B e as linhas congestionadas (118 e 119) no Cenário 2B.	99
Figura 56 – FPO para o sistema IEEE-118 com contingência mais provável (linha 160) e sem compensação. Zoom sobre a linha congestionada (118) nos Cenários 1C e 2C.	100
Figura 57 – FPO para o sistema IEEE-118 com contingência mais provável (linha 160) e TCSC alocado na linha 186. Zoom sobre a linha descongestionada (118).	101
Figura 58 – Diagrama unifilar do sistema de 6 barras.	160
Figura 59 – Diagrama unifilar do sistema IEEE-30	162
Figura 60 – Diagrama unifilar do sistema IEEE-118.	175

Lista de tabelas

Tabela 1 – Informações básicas dos sistemas de teste.	66
Tabela 2 – Geração ótima para o sistema de 6 barras em operação normal sem compensação.	76
Tabela 3 – Custo de geração de potência ativa para o sistema de 6 barras em operação normal com TCSC alocado.	78
Tabela 4 – Classificação das linhas do sistema de 6 barras conforme índice de hibridização.	80
Tabela 5 – Geração ótima para o sistema de 6 barras com contingência mais severa sem compensação.	81
Tabela 6 – Geração ótima para o sistema de 6 barras com contingência mais severa e TCSC alocado.	82
Tabela 7 – Classificação das linhas do sistema de 6 barras conforme índice ζ	83
Tabela 8 – Geração ótima para o sistema de 6 barras com contingência mais provável e sem compensação.	84
Tabela 9 – Geração ótima para o sistema de 6 barras com contingência mais provável e TCSC alocado.	84
Tabela 10 – Geração ótima para o sistema IEEE-30 em operação normal sem compensação.	85
Tabela 11 – Geração ótima para o sistema IEEE-30 em operação normal com TCSC alocado.	87
Tabela 12 – Geração ótima para o sistema IEEE-30 com contingência mais severa sem compensação.	90
Tabela 13 – Geração ótima para o sistema IEEE-30 com contingência mais severa e TCSC alocado.	90
Tabela 14 – Geração ótima para o sistema IEEE-30 com contingência mais provável e sem compensação.	92
Tabela 15 – Geração ótima para o sistema IEEE-30 com contingência mais provável e TCSC alocado.	93
Tabela 16 – Resumo dos resultados das simulações dos STEEs em condição normal de rede.	102
Tabela 17 – Resumo dos resultados das simulações dos STEEs com contingência mais severa.	103
Tabela 18 – Resumo dos resultados das simulações dos STEEs com contingência mais provável.	104
Tabela B.19–Taxa de falha das linhas do sistema de 6 barras.	118
Tabela B.20–Taxa de falha das linhas do sistema IEEE-30.	118

Tabela B.21–Taxa de falha das linhas do sistema IEEE-118.	119
Tabela C.22–Perfil de FPO para o sistema de 6 barras em operação normal. Destaque em vermelho para o sobrecarregamento na linha 5 (Cenário 1A).	123
Tabela C.23–Perfil de FPO para o sistema de 6 barras com contingência mais severa. Destaque em vermelho para o sobrecarregamento nas linhas 3 (Cenário 2B) e 5 (Cenários 1B e 2B).	123
Tabela C.24–Perfil de FPO para o sistema de 6 barras com contingência mais provável. Destaque em vermelho para o sobrecarregamento na linha 5 (Cenários 1C e 2C).	124
Tabela D.25–Perfil de FPO para o sistema IEEE-30 em operação normal. Destaque em vermelho para o sobrecarregamento na linha 29 (Cenários 1A e 2A).	125
Tabela D.26–Perfil de FPO para o sistema IEEE-30 com contingência mais severa. Destaque em vermelho para o sobrecarregamento na linha 29 (Cenários 1B e 2B).	126
Tabela D.27–Perfil de FPO para o sistema IEEE-30 com contingência mais provável. Destaque em vermelho para o sobrecarregamento na linha 29 (Cenários 1C e 2C).	127
Tabela E.28–Perfil de FPO para o sistema IEEE-118 em operação normal. Destaque em vermelho para o sobrecarregamento na linha 118 (Cenários 1A e 2A).	128
Tabela E.29–Perfil de FPO para o sistema IEEE-118 com contingência mais severa. Destaque em vermelho para o sobrecarregamento nas linhas 11, 12 e 118 (Cenário 1B) e linhas 11, 118 e 119 (Cenário 2B).	131
Tabela E.30–Perfil de FPO para o sistema IEEE-118 com contingência mais provável. Destaque em vermelho para o sobrecarregamento na linha 118 (Cenários 1C e 2C).	135
Tabela F.31–Geração ótima para o sistema IEEE-118 em operação normal.	139
Tabela F.32–Geração ótima para o sistema IEEE-118 com contingência mais severa sem compensação.	140
Tabela F.33–Geração ótima para o sistema IEEE-118 com contingência mais provável.	141
Tabela G.34–Perfil de tensão nas barras do sistema de 6 barras em operação normal.	143
Tabela G.35–Perfil de tensão nas barras do sistema de 6 barras sob contingência mais severa.	143
Tabela G.36–Perfil de tensão nas barras do sistema de 6 barras sob contingência mais provável.	143
Tabela H.37–Perfil de tensão nas barras do sistema IEEE-30 em operação normal.	144
Tabela H.38–Perfil de tensão nas barras do sistema IEEE-30 sob contingência mais severa.	145
Tabela H.39–Perfil de tensão nas barras do sistema IEEE-30 sob contingência mais provável.	145

Tabela I.40–Perfil de tensão nas barras do sistema IEEE-118 em operação normal. .	147
Tabela I.41–Perfil de tensão nas barras do sistema IEEE-118 sob contingência mais severa.	149
Tabela I.42–Perfil de tensão nas barras do sistema IEEE-118 sob contingência mais provável.	151
Tabela A.1–Dados do barramento (<code>mpc.bus</code>).	156
Tabela A.2–Dados da linha (<code>mpc.branch</code>).	157
Tabela A.3–Dados do gerador (<code>mpc.gen</code>).	158
Tabela A.4–Dados de custo do gerador (<code>mpc.gencost</code>).	159
Tabela B.1–Dados das barras do sistema de 6 barras. A condutância shunt é nula em todas as barras.	160
Tabela B.2–Dados das linhas do sistema de 6 barras.	161
Tabela B.3–Dados dos geradores do sistema de 6 barras.	161
Tabela B.4–Coeficientes dos geradores para o sistema de 6 barras.	161
Tabela C.1–Dados das barras do sistema IEEE-30. A condutância shunt é nula em todas as barras.	163
Tabela C.2–Dados das linhas do sistema IEEE-30.	163
Tabela C.3–Dados dos geradores do sistema IEEE-30.	164
Tabela C.4–Coeficientes dos geradores para o sistema IEEE-30. Parâmetro c (\$/h) tem valor nulo.	165
Tabela D.1–Dados dos barras do sistema IEEE-118. A condutância shunt é nula em todas as barras.	166
Tabela D.2–Dados das linhas do sistema IEEE-118.	168
Tabela D.3–Dados dos geradores do sistema IEEE-118.	172
Tabela D.4–Coeficientes dos geradores para o sistema IEEE-118. Parâmetro c (\$/h) tem valor nulo.	173

Lista de quadros

Quadro 1 – Classificação dos tipos de barra do fluxo de potência convencional. . .	14
Quadro 2 – Principais dispositivos FACTS.	44
Quadro 3 – Custos de instalação de controladores convencionais e de alguns dispositivos FACTS.	45
Quadro 4 – Dimensões da função objetivo do trabalho.	73
Quadro 5 – Descrição dos cenários para simulação.	75
Quadro 6 – Descrição das etapas das simulações.	75
Quadro 7 – Linhas de corte mínimo do sistema de 6 barras.	77
Quadro 8 – Linhas de corte mínimo do sistema IEEE-30.	86
Quadro 9 – Linhas de corte mínimo do sistema IEEE-118.	95

Lista de abreviaturas e siglas

AE	Algoritmo Evolutivo
AG	Algoritmo Genético
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
Ang	Ângulo
CSC	Compensador Estático Conversível
CTEM	Margem de Energia Transitória Corrigida
DE	Despacho Econômico
DFC	Controlador de Fluxo Dinâmico
EPRI	<i>Electrical Power Research Institute</i>
FACTS	<i>Flexible Alternating Current Transmission Systems</i>
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
FPORS	Fluxo de Potência Ótimo com Restrição de Segurança
GTO	<i>Gate Turn-Off Thyristor</i>
ICC	Índice de Capacidade de Contingência
IEEE	<i>Institute of Electrical and Eletronics Engineers</i>
IG	Índice de Gravidade
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
kVAr	Quilo Volt Ampère Reativo
Mag	Magnitude
MS	Método Simplex
MVA	Mega Volt Ampère
MVAr	Mega Volt Ampère Reativo
MW	Mega Watts

NR	Newton-Raphson
ONS	Operador Nacional do Sistema
PDF	Função de Densidade de Probabilidade
PI	Pontos Interiores
PL	Programação Linear
PLS	Programação Linear Sucessiva
PNL	Programação Não-Linear
PSO	Otimização por Nuvem de Partículas
PSS	Estabilizador de Sistema de Potência
p.u.	por unidade
SA	Recozimento Simulado
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
STATCOM	Compensador Síncrono Estático
STEE	Sistema de Transmissão de Energia Elétrica
SVC	Compensador Estático de Reativo
TC	Transformador de Corrente
TCI	Índice de Capacidade Térmica
TCR	Reator Controlado a Tiristor
TCSC	Compensador Série Controlado a Tiristor
TS	Busca Tabu
UPFC	Controlador de Fluxo de Potência Unificado
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>

Lista de símbolos

A	Aresta
B	Susceptância
B_s	Susceptância <i>shunt</i>
C	Capacidade do dispositivo de compensação
$C_{P_{g_i}}$	Custo de geração de potência ativa da i -ésima unidade geradora
c	Última contingência listada
G	Condutância
G_P	Conjunto de unidades geradoras de potência ativa
G_s	Condutância <i>shunt</i>
h	Hora
I_{cap}	Corrente sobre o capacitor
I_{tir}	Corrente sobre o tiristor
k	Barra de origem
L	Grau de compensação do TCSC
L_m	Limite de operação de médio prazo
L_s	Limite de operação de curto prazo
m	Barra de destino
N	Nó
P_d	Potência ativa demandada
P_g	Potência ativa gerada
P_{g_i}	Geração de potência ativa da i -ésima unidade geradora
PQ	Barra de carga
PV	Barra de geração

Qd	Potência reativa demandada
Qg	Potência reativa gerada
R ou r	Resistência
s	Segundo
T	Transposta
V	Tensão
V_{max}	Tensão máxima
V_{min}	Tensão mínima
$V\theta$	Barra <i>slack</i>
X ou x	Reatância
x_C	Reatância sobre o capacitor
x_L	Reatância sobre o indutor
Y	Matriz de admitâncias
z	Impedância
α	Ângulo de disparo do tiristor
$\in$	Pertence
Σ	Somatório
$\$$	Dólar
λ_i	Taxa de falha da linha i
μ	Micro
$\forall$	Para todo
Δ	Delta
$*$	Conjugado
$^\circ$	Graus
ζ	Índice zeta

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Motivação	3
1.2	Objetivos	7
1.2.1	Geral	7
1.2.2	Específicos	7
1.3	Estado da Arte	7
1.3.1	Fluxo de Potência Ótimo e Fluxo de Potência Ótimo com Restrição de Segurança	7
1.3.2	Alocação do Compensador Série Controlado a Tiristor	10
1.4	Estrutura do Trabalho	11
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	13
2.1	Fluxo de Potência	13
2.1.1	Modelagem de Linhas de Transmissão e Transformadores	15
2.1.2	Fluxo de Potência Geral	20
2.1.3	Fluxo de Potência em Linhas de Transmissão	21
2.2	Contingenciamento em Sistemas Elétricos de Potência	22
2.2.1	Consequências do Contingenciamento	23
2.2.2	Análise de Contingências	24
2.3	Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Potência	25
2.4	Segurança de Sistemas Elétricos de Potência	26
2.5	Fluxo de Potência Ótimo	27
2.5.1	Aplicação das Restrições de Segurança ao Problema do Fluxo de Potência Ótimo	28
2.6	Fluxo de Potência Ótimo com Restrição de Segurança	30
2.6.1	Formulação do Problema	32
2.6.2	Variáveis do Problema	34
2.6.3	Função Objetivo	36
2.6.4	Restrições de Igualdade	38
2.6.5	Restrições de Desigualdade	39
2.7	Incorporação de Controladores FACTS em Sistemas de Transmissão	41
2.7.1	Benefícios dos Controladores FACTS	42
2.7.2	Desvantagens dos Sistemas Flexíveis	43
2.7.3	Tipos de Controladores FACTS	43
2.8	Compensador Série Controlado a Tiristor	45

2.8.1	Desvantagens do TCSC	49
2.9	TCSC em Linhas de Transmissão	50
2.9.1	Modelagem Estática e Dinâmica do TCSC	50
2.9.2	Impacto do TCSC em Linhas de Transmissão	53
2.9.3	Fluxo de Potência Ativa em Linhas de Transmissão com TCSC	53
2.9.4	Alocação Ótima <i>versus</i> Alocação Estratégica de TCSC	54
2.10	Teorema do Fluxo Máximo - Corte Mínimo	55
3	METODOLOGIA	57
3.1	Aplicação do Algoritmo de Corte Mínimo em STEE	57
3.2	Seleção de Contingência	62
3.2.1	Contingência mais Severa	62
3.2.2	Contingência mais Provável	64
3.3	Sistemas de Teste	66
3.3.1	Sistema de 6 Barras	66
3.3.2	Sistema IEEE-30	67
3.3.3	Sistema IEEE-118	67
3.4	Heurística	68
4	RESULTADOS	73
4.1	Considerações	73
4.2	Solução do Sistema de 6 Barras	76
4.2.1	FPO em Operação Normal de Rede	76
4.2.2	FPORS sob Contingências de Rede	80
4.2.2.1	Contingência mais Severa	80
4.2.2.2	Contingência mais Provável	82
4.3	Solução do Sistema IEEE-30	85
4.3.1	FPO em Operação Normal de Rede	85
4.3.2	FPORS sob Contingências de Rede	89
4.3.2.1	Contingência mais Severa	89
4.3.2.2	Contingência mais Provável	91
4.4	Solução do Sistema IEEE-118	94
4.4.1	FPO em Operação Normal de Rede	94
4.4.2	FPORS sob Contingências de Rede	97
4.4.2.1	Contingência mais Severa	97
4.4.2.2	Contingência mais Provável	99
4.5	Resumo dos Resultados	101
4.6	Análise dos Resultados	105
5	CONCLUSÕES	107

5.1	Sugestões para Trabalhos Futuros	108
	REFERÊNCIAS	109
	APÊNDICES	115
	APÊNDICE A – SOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO POR MATPOWER	116
	APÊNDICE B – TAXA DE FALHA (λ) DAS LINHAS DOS SISTE- MAS DE TESTE	118
B.1	Sistema de 6 barras	118
B.2	Sistema IEEE-30	118
B.3	Sistema IEEE-118	119
	APÊNDICE C – PERFIL DE FPO DO SISTEMA DE 6 BARRAS .	123
C.1	Sistema de 6 Barras em Operação Normal de Rede	123
C.2	Sistema de 6 Barras sob Contingência mais Severa	123
C.3	Sistema de 6 Barras sob Contingência mais Provável	123
	APÊNDICE D – PERFIL DE FPO DO SISTEMA IEEE-30	125
D.1	Sistema IEEE-30 em Operação Normal de Rede	125
D.2	Sistema IEEE-30 sob Contingência mais Severa	126
D.3	Sistema IEEE-30 sob Contingência mais Provável	126
	APÊNDICE E – PERFIL DE FPO DO SISTEMA IEEE-118	128
E.1	Sistema IEEE-118 em Operação Normal de Rede	128
E.2	Sistema IEEE-118 sob Contingência mais Severa	131
E.3	Sistema IEEE-118 sob Contingência mais Provável	135
	APÊNDICE F – PERFIL DE GERAÇÃO DO SISTEMA IEEE-118 .	139
F.1	Sistema IEEE-118 em Operação Normal de Rede	139
F.2	Sistema IEEE-118 sob Contingência mais Severa	140
F.3	Sistema IEEE-118 sob Contingência mais Provável	141
	APÊNDICE G – PERFIL DE TENSÃO DO SISTEMA DE 6 BAR- RAS	143
G.1	Sistema de 6 Barras em Operação Normal de Rede	143
G.2	Sistema de 6 Barras sob Contingência mais Severa	143
G.3	Sistema de 6 Barras sob Contingência mais Provável	143

	APÊNDICE H – PERFIL DE TENSÃO DO SISTEMA IEEE-30 . . .	144
H.1	Sistema IEEE-30 em Operação Normal de Rede	144
H.2	Sistema IEEE-30 sob Contingência mais Severa	144
H.3	Sistema IEEE-30 sob Contingência mais Provável	145
	APÊNDICE I – PERFIL DE TENSÃO DO SISTEMA IEEE-118 . . .	147
I.1	Sistema IEEE-118 em Operação Normal de Rede	147
I.2	Sistema IEEE-118 sob Contingência mais Severa	149
I.3	Sistema IEEE-118 sob Contingência mais Provável	151
	ANEXOS	155
	ANEXO A – BASE DE DADOS DO MATPOWER	156
A.1	Barramento	156
A.2	Linha	157
A.3	Gerador	158
A.4	Custo do Gerador	159
	ANEXO B – SISTEMA DE 6 BARRAS	160
B.1	Diagrama Unifilar do Sistema de 6 Barras	160
B.2	Dados das Barras do Sistema de 6 Barras	160
B.3	Dados das Linhas do Sistema de 6 Barras	161
B.4	Dados dos Geradores do Sistema de 6 Barras	161
B.5	Coeficientes dos Geradores do Sistema de 6 Barras	161
	ANEXO C – SISTEMA IEEE-30	162
C.1	Diagrama Unifilar do Sistema IEEE-30.	162
C.2	Dados das Barras do Sistema IEEE-30	163
C.3	Dados das Linhas do Sistema IEEE-30	163
C.4	Dados dos Geradores do Sistema IEEE-30	164
C.5	Coeficientes dos Geradores do Sistema IEEE-30	165
	ANEXO D – SISTEMA IEEE-118	166
D.1	Diagrama Unifilar do Sistema IEEE-118	166
D.2	Dados das Barras do Sistema IEEE-118	166
D.3	Dados das Linhas do Sistema IEEE-118	168
D.4	Dados dos Geradores do Sistema IEEE-118	172
D.5	Coeficientes dos Geradores do Sistema IEEE-118	173

1 Introdução

O cálculo do fluxo de potência em um Sistema Elétrico de Potência (SEP) consiste na determinação do estado operativo do sistema de potência, na distribuição dos fluxos, na determinação do nível de tensão nas barras e na determinação da configuração dos *taps* dos transformadores. Neste tipo de problema, onde a modelagem do sistema é realizada em regime permanente, a rede é representada por um conjunto de equações e inequações algébricas. Segundo [Vasconcellos \(1999\)](#) e [Monticelli e Garcia \(2011\)](#), essa representação da rede é utilizada em situações nas quais as variações com o tempo são suficientemente lentas para que os efeitos transitórios possam ser ignorados. É com base nesta premissa que são praticados o planejamento da operação e a simulação de importantes características do sistema elétrico por meio do *Fluxo de Potência Ótimo* (FPO), idealizado por Carpentier no início da década de 60 ([CARPENTIER, 1962](#)).

O FPO surgiu como um caso particular do *Despacho Econômico* (DE), no qual a rede elétrica é modelada por um conjunto de restrições físicas e operacionais a serem atendidas na busca do ponto ótimo de geração que garanta o melhor ponto de operação de um SEP. Nele, a rede também é representada por um modelo estático de injeções de potência ativa e reativa. O modelo é então resolvido por meio de técnicas de programação matemática, onde uma função objetivo é otimizada, enquanto satisfaz um conjunto de restrições ([AURICH, 2004](#); [COSTA, 2006](#); [MONROY et al., 2016](#)).

Todos os sistemas elétricos estão sujeitos a interrupções do suprimento em sua operação. A construção de um sistema mais seguro exigiria redundâncias de equipamentos e circuitos, com investimentos tão elevados que a tarifa de energia seria inaceitável pela sociedade. Por isso, no Brasil e em vários outros países, os SEPs são planejados pelo *critério de confiabilidade N-1*, segundo o qual os sistemas elétricos devem ser capazes de suportar a perda de qualquer elemento sem interrupção do fornecimento ([ONS, 2019](#)).

Neste sentido, a segurança dos sistemas de potência está relacionada com práticas que permitem que o sistema continue sem interrupção do fornecimento de energia, perda de estabilidade, violação de padrões de grandezas elétricas (frequência, tensão) e sem atingir limites de sobrecarga de equipamentos e instalações, mesmo em casos de contingências simples de rede. É desejável que neste novo estado não haja violação de restrições operativas, ou, caso haja violação, o sistema deve dispor de margem de manobra para rapidamente retornar a um estado de operação seguro ([AURICH, 2004](#)).

As contingências podem ser ocasionadas por violações dos limites operativos da rede elétrica que provocam desligamento de elementos dos sistemas de energia. Sua análise é importante para a avaliação do SEP e possibilita a minimização de impactos sobre

o sistema de energia. Neste contexto, pode-se dizer que é de extrema importância unir eficiência, confiabilidade e segurança quando se trata da operação e do planejamento dos sistemas de potência. Este problema pode ser formulado como um caso de otimização conhecido na literatura como *Fluxo de Potência Ótimo com Restrição de Segurança* (FPORS) ([VASCONCELLOS, 1999](#); [FERREIRA](#); [FREIRE](#); [COSTA, 2012](#); [NETTO, 2016](#)).

O FPORS é formulado como um problema de otimização não-linear, não-convexo de grande porte, com variáveis contínuas e discretas. A partir de uma lista de contingências prováveis, pode-se simular a ocorrência de cada uma e, ao final do processamento, fornecer ao operador quais medidas devem ser tomadas para aumentar o nível de segurança do sistema, reduzindo, ao mesmo tempo, o custo de geração de potência ativa ([LONG](#); [YAO](#); [ANH, 2013](#); [COSTA, 2016](#); [FERREIRA, 2018](#)).

Diversas técnicas de otimização foram propostas na literatura para a resolução do problema de FPORS. De maneira geral, tais técnicas podem ser agrupadas em duas classes, como pode ser observado na Figura 1. A primeira classe, nomeada *Programação Matemática*, relaciona dois modelos clássicos: *Programação Linear* (PL) e *Programação Não-Linear* (PNL). No primeiro modelo, as variáveis são contínuas e apresentam um comportamento linear nas restrições e na função objetivo, como é o caso de aplicação *Método Simplex* (MS), do método de *Pontos Interiores* (PI) e da *Programação Linear Sucessiva* (PLS). Já no segundo modelo, as restrições e a função objetivo apresentam algum tipo de não-linearidade. Em virtude da grande possibilidade de combinações de restrições, diversos métodos baseados em PNL podem ser encontrados na literatura especializada. A segunda classe é composta por *Metaheurísticas*, sendo que quatro apresentam maior destaque na resolução do problema do FPORS: *Recozimento Simulado* (SA), *Algoritmo Evolutivo* (AE), *Busca Tabu* (TS) e *Otimização por Nuvem de Partículas* (PSO). Quanto ao AE, o mais utilizado é o *Algoritmo Genético* (AG) ([AMORIM, 2006](#)).

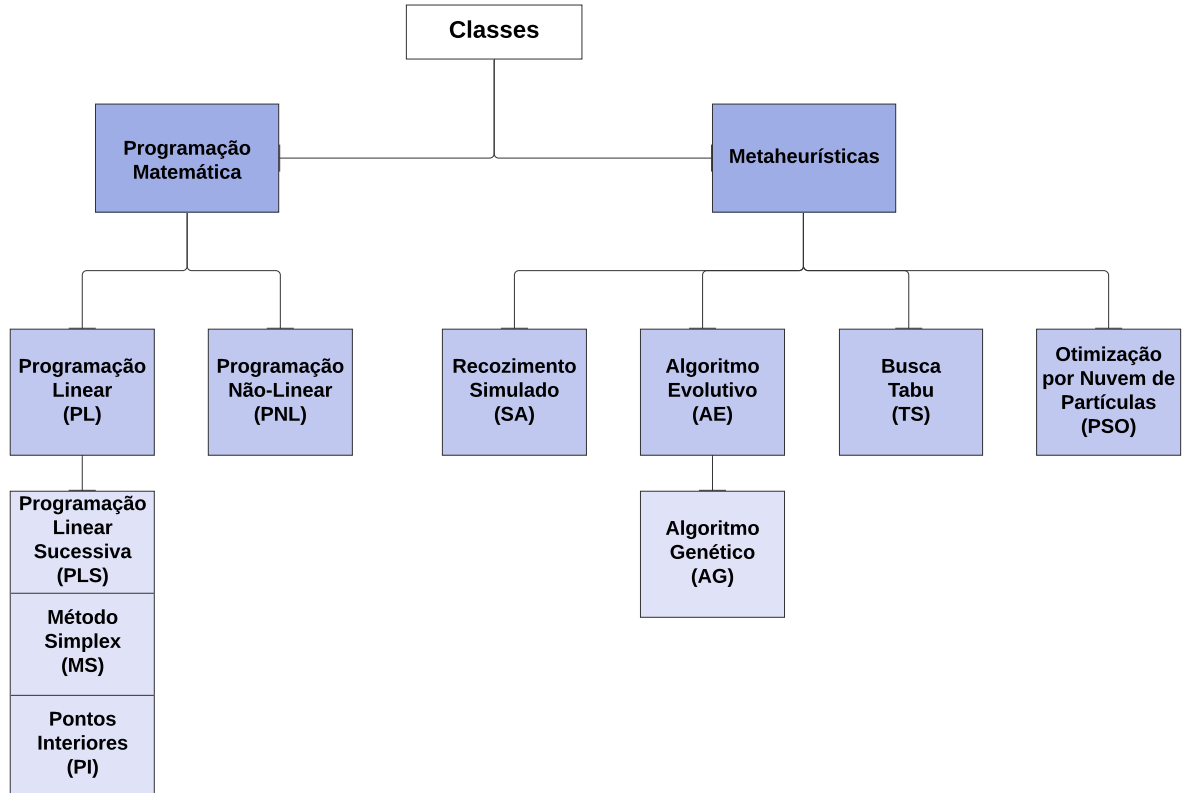
Embora não seja obrigatória a implementação do FPORS no setor elétrico, [Amorim \(2006\)](#) e [Vasconcellos \(1999\)](#) afirmam que sua implantação é de grande importância para os operadores dos sistemas de energia e passa por questões, tais como:

- Como modelar o comportamento da rede elétrica?
- Qual técnica de otimização pode e deve ser utilizada?
- Como realizar a implementação computacional?

Além de abordar tais questionamentos, o presente trabalho considera também o uso de dispositivos FACTS em série com as linhas de transmissão congestionadas, onde o redespacho da geração é insuficiente para o descongestionamento do sistema. Estes dispositivos devem ser capazes de aumentar a capacidade de transferência de potência ativa

e controlar o fluxo de potência sobre rotas definidas a fim de garantir a operacionalidade do SEP mesmo em situação de contingência simples de rede, também chamadas de *contingências N-1* (LONG; YAO; ANH, 2013).

Figura 1 – Técnicas de otimização aplicadas ao problema do FPORS.



O dispositivo FACTS elegido para o trabalho é o *Compensador Série Controlado a Tiristor* (TCSC). Desenvolvido pela empresa ABB em 1992 e instalado na subestação Kayenta, no Arizona, EUA, o primeiro TCSC trifásico do mundo aumentou a capacidade da linha de transmissão em quase 30%. Apesar do grande feito, apenas doze TCSCs encontram-se instalados em todo o mundo (ACHARYA; SODE-YOME; MITHULANANTHAN, 2005; ALMADA, 2012). Os motivos para a pouca difusão do TCSC serão apresentados na Seção 2.8.

1.1 Motivação

Segundo Long, Yao e Anh (2013) e ONS (2019), gerir sistemas de energia não é uma tarefa simples, visto que a operação segura e eficiente dos sistemas elétricos é uma desafiadora exigência. Neste viés, é essencial o desenvolvimento de ferramentas computacionais de análise, controle e otimização de sistemas de potência a fim de se desenvolver estratégias operacionais econômicas e seguras.

O gerenciamento dos congestionamentos é uma das principais tarefas no campo da operação e controle dos sistemas de energia, uma vez que o sobrecarregamento pode causar violações e impõe custos adicionais (referentes ao despacho de unidades geradoras menos eficientes) aos clientes dos sistemas de potência. Para manter o sistema operando em condições seguras, ações de controle corretivo devem ser tomadas a fim de eliminar essas violações. Entre as ações de controle que geralmente são propostas para eliminação de sobrecargas, as mais comumente encontradas na literatura são: o uso do redespacho da geração; o ajuste de dispositivos FACTS; o chaveamento corretivo e o corte de cargas (PINHEIRO, 2016).

Quando o redespacho da geração não consegue resolver o problema de congestionamento, uma solução eficiente é posicionar dispositivos FACTS, como é o caso do TCSC, em pontos estratégicos da rede a fim de redistribuir o fluxo por caminhos definidos. Quando a alocação do TCSC é feita de forma estratégica, maior quantidade de energia chega aos consumidores com custo de investimento reduzido, se comparado à alternativa de construir novas linhas de transmissão e usinas para geração de energia que iriam requerer mais tempo para entrar em operação e, assim, resolver o problema do congestionamento (ABB, 2002; COSTA, 2016).

Existem no Brasil dois TCSCs em operação na interligação dos sistemas elétricos Norte e Sul (Figuras 2 e 3), um em cada extremidade da linha, com o objetivo de amortecer possíveis oscilações de baixa frequência (0,2 Hz) entre os dois sistemas. São mais de 1250 km de linhas de transmissão em 500 kV e 1300 MW ligando a subestação de Imperatriz (MA) à de Serra da Mesa (GO) (ABB, 2002; ALMADA, 2012; FARIA, 2012).

Figura 2 – Módulo TCSC instalado em Imperatriz, MA.

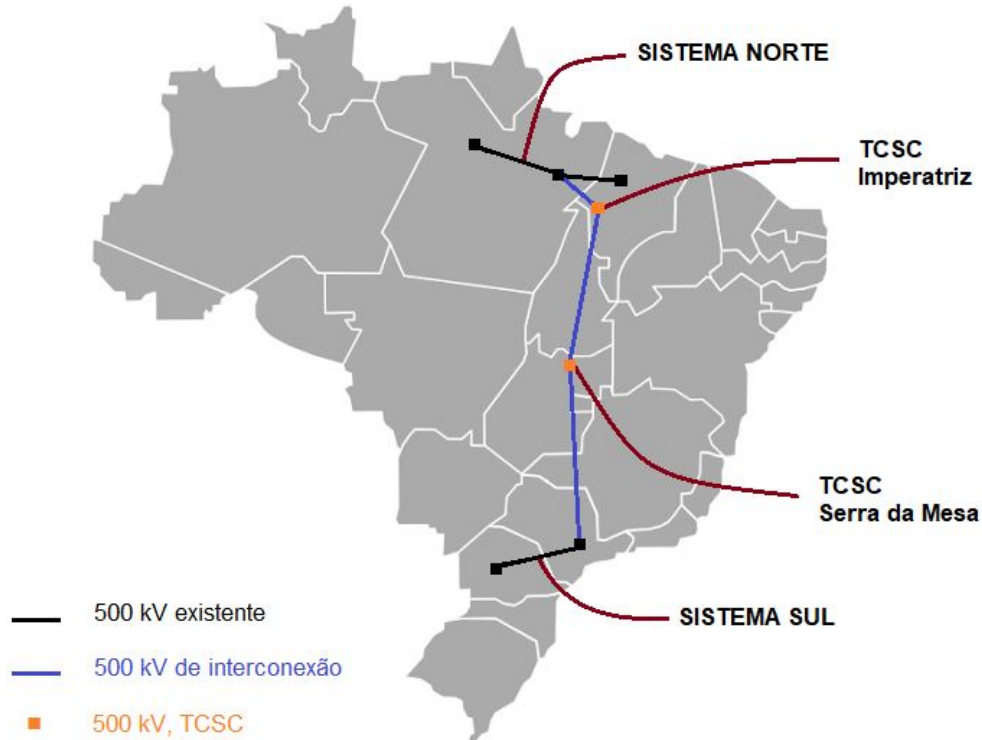


Fonte: Adaptada de ABB (2002).

Em 1999, quando entrou em operação, a Interligação Norte-Sul do SIN reduziu o

risco de corte de fornecimento de energia no Brasil diante da possibilidade de remanejamento de geração de acordo com os índices pluviais em cada região (ABB, 2002).

Figura 3 – Interconexão Norte-Sul do SIN.



Fonte: Adaptada de ABB (2002).

Dados atuais da literatura especializada apontam que somente 12 TCSCs foram instalados em STEEs até o final de 2019, o que demonstra reduzida aplicação desta tecnologia (FARIA, 2012). Informações de alguns destes são apresentadas na Figura 4.

Normalmente, todo módulo TCSC possui uma estrutura semelhante à apresentada na Figura 5, onde: **1.** interruptor de desvio; **2.** interruptor de desconexão; **3.** interruptor de aterramento; **4.** varistor de óxido metálico; **5.** capacitores com TC contra desequilíbrio; **6.** tiristores (arrefecidos a água); **7.** reator (tipo seco, arrefecido a ar); **8.** circuito de amortecimento; **9.** *gap* de centelha; **10.** disjuntor; **11.** plataforma.

Como a tecnologia dos tiristores de potência é bem dominada e o TCSC é um dispositivo de alta confiabilidade, este dispositivo é uma boa escolha para o aumento da transferência de potência em linhas de transmissão e o amortecimento de oscilações de baixa frequência (WATANABE; BARBOSA; TARANTO, 1998).

Inserido neste contexto, o presente trabalho busca contribuir na análise e no tratamento de uma ferramenta computacional de análise, controle e otimização de sistemas de potência congestionados, a fim de se desenvolver estratégias operacionais econômicas e seguras.

Figura 4 – Alguns TCSCs instalados em linhas de transmissão.

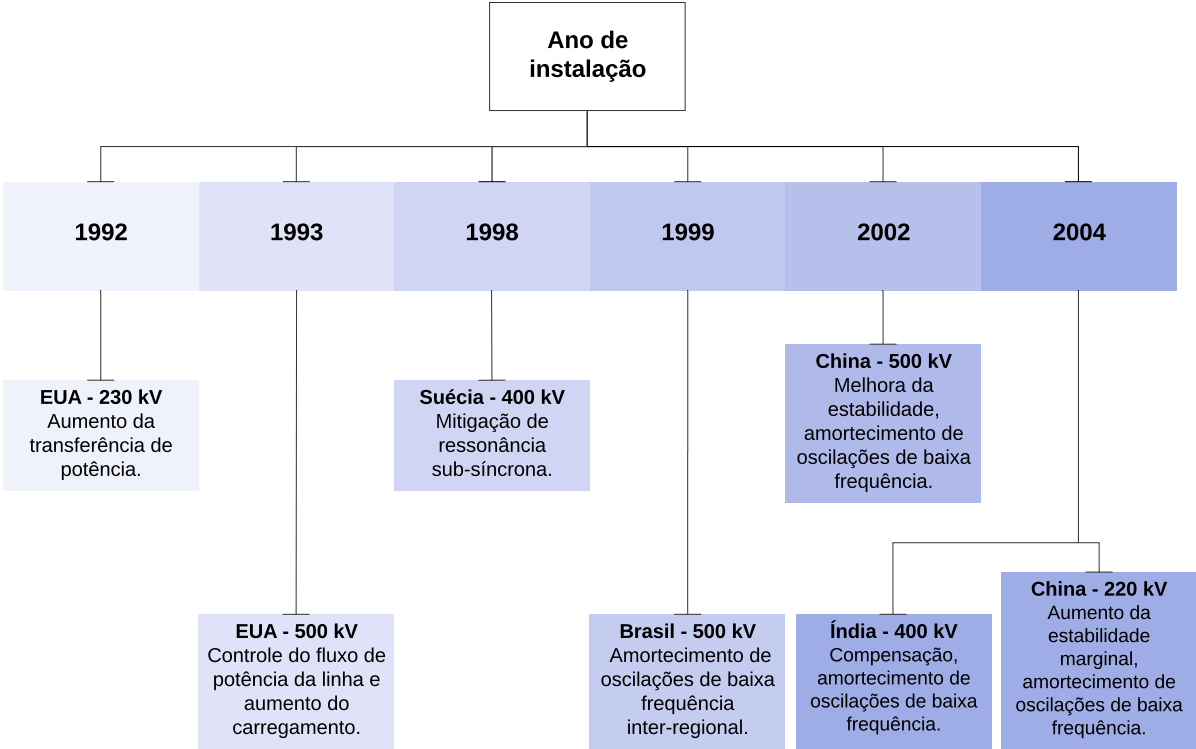
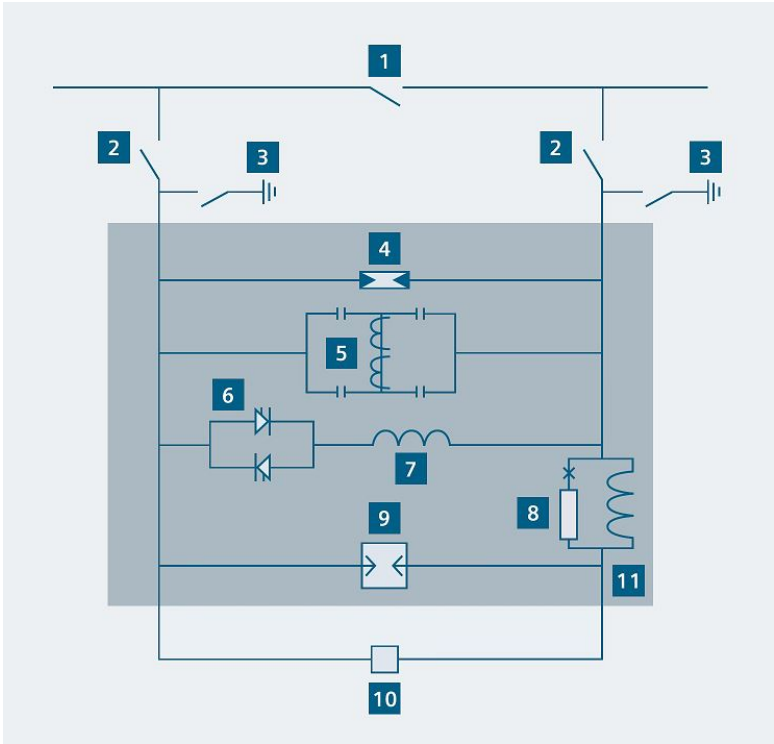


Figura 5 – Estrutura básica do módulo TCSC.



Fonte: Adaptada de [Siemens \(2020\)](#).

1.2 Objetivos

1.2.1 Geral

Este Trabalho de Conclusão de Curso busca apresentar um método heurístico para alocação de TCSC em sistemas de transmissão congestionados, baseado nos trabalhos de Long, Yao e Anh (2013) e de Viet et al. (2018), que seja capaz de garantir um FPORS para três situações simultâneas e distintas: sistema em operação normal de rede, sistema em contingência mais severa e sistema em contingência mais provável.

1.2.2 Específicos

São objetivos específicos deste trabalho:

- Definir e classificar o FPORS;
- Avaliar o modelo matemático do FPORS;
- Compreender a classificação dos dispositivos FACTS;
- Analisar a modelagem estática do dispositivo TCSC conectado à rede de energia;
- Estudar a alocação do dispositivo TCSC em sistemas de transmissão congestionados;
- Implementar o *Algoritmo de Corte Mínimo* e utilizá-lo em conjunto com o MATPOWER;
- Simular a alocação do TCSC em sistemas de teste conhecidos da literatura especializada (tanto em condições normais de operação, quanto em contingenciamento simples de rede);
- Realizar comparações com resultados de simulações equivalentes apresentados em literatura especializada.

1.3 Estado da Arte

1.3.1 Fluxo de Potência Ótimo e Fluxo de Potência Ótimo com Restrição de Segurança

O problema do FPO foi vislumbrado inicialmente por Carpentier (1962) no início da década de 60, a partir do problema de despacho econômico de unidades térmicas convencionais. Desde então, diversos trabalhos foram publicados na tentativa de resolvê-lo, mas, segundo Belati (2003), parece não existir uma abordagem realmente robusta, confiável e rápida para solução.

Uma das primeiras abordagens propostas para solucionar o FPO foi feita por [Dommel e Tinney \(1968\)](#), na qual foi sugerida uma análise de primeira ordem para determinação de ajustes ótimos das variáveis de controle de um SEP por passos descendentes na função objetivo. O *Método do Gradiente Reduzido*, como ficou conhecido, é baseado na solução de fluxo de potência pelo *Método de Newton*. Nele, as restrições de igualdade são associadas à *função Lagrangiana* por meio dos *multiplicadores de Lagrange*, e as restrições de desigualdade, quando violadas, são incorporadas à função objetivo. A abordagem proposta apresenta convergência lenta e dificuldade em modelar alguns componentes, tal como ocorre com o *tap* dos transformadores que são considerados no fluxo de potência e não no processo de otimização ([FERREIRA; FREIRE, 2017](#)).

Um dos primeiros trabalhos a introduzir as restrições de segurança ao problema do FPO foi publicado por [Alsac e Stott \(1974\)](#), onde foi apresentada uma formulação do problema de despacho econômico, de forma que contingências de interrupção foram adicionadas às equações de fluxo de potência, com penalizações das violações na função objetivo. Na formulação proposta, as variáveis controláveis do sistema no caso base (por exemplo, potência ativa gerada, magnitudes de tensão controladas, derivações de transformadores) são otimizadas dentro de seus limites de acordo com algum objetivo definido, para que não haja violações (tanto nas condições operacionais do sistema no caso base, quanto no caso de contingenciamento).

Uma nova formulação para o problema do FPORS, baseada em técnicas de decomposição, chamada de *Reprogramação do Despacho Econômico com Restrição de Segurança*, foi proposta em [Monticelli, Pereira e Granville \(1987\)](#). Neste modelo, após a interrupção de uma linha de transmissão, um novo despacho de geração deve ocorrer para eliminar as violações causadas por determinada contingência, por meio do uso de técnicas de decomposição de programação que permitem a solução iterativa de um DE “caso básico” e a análise de contingência separada com reagendamento de geração para eliminar violações de restrição.

Já no final da década de 90, é apresentada em [Harsan, Hadjsaid e Pruvot \(1997\)](#) uma estratégia chamada *Análise de Segurança Cíclica* para selecionar e classificar as possíveis contingências do problema de FPORS. O trabalho é dividido em duas partes: a primeira analisa as pequenas alterações das variáveis de controle causadas pelas contingências, ou seja, as que não causam impacto significativo no sistema são eliminadas; a segunda analisa as mesmas alterações causadas por faltas que impactam significativamente o SEP. O trabalho é finalizado computando as variações de tensões de pós-contingência por meio de um fluxo de potência desacoplado.

Valendo-se do método de *Pontos Interiores Primal-Dual Previsor-Corretor*, foram sugeridas por [Milano, Canizares e Invernizzi \(2005\)](#) duas técnicas para inclusão de contingências ao modelo do mercado de eletricidade. A primeira leva em consideração a linha

mais crítica do SEP no caso de ocorrência de uma falta. Já a segunda, considera o resultado do problema sem contingências e mediante esta solução é proposta uma estratégia para mensurar a sensibilidade das linhas de transmissão. Ambos os métodos foram testados em sistemas de 6 e 129 barras. Os resultados foram comparados com os obtidos por meio de uma técnica padrão de FPORS.

Baseando-se também no método de *Pontos Interiores Previsor-Corretor*, [Azevedo \(2009\)](#) propôs uma nova formulação para o problema de FPORS, fazendo uso de uma função bi-objetivo separável, representando as perdas de potência na transmissão e o custo da geração de potência ativa. Utilizando este modelo, a abordagem foi testada no sistema de 6 barras e em uma rede italiana de 129 barras. Os resultados apresentados mostram a eficácia do método proposto.

[Capitanescu et al. \(2011\)](#) apresentou o estado da arte para o problema do FPORS, assim como uma formulação geral do mesmo. O autor fez uma discussão a respeito das principais dificuldades de resolução e desafios computacionais que envolvem o problema. Foi discutida a necessidade de considerar os critérios de segurança que vão além da *segurança clássica N-1*, a fim de reduzir riscos de eventos em cascata.

Valendo-se do método da *Decomposição de Benders*, em [Wibowo et al. \(2014\)](#), é feito o uso dos controles preventivos e corretivos para resolver o problema do FPORS. No estado normal, sem contingências, o controle preventivo é utilizado, enquanto que em estado de emergência (pós-contingência), o controle corretivo é empregado. Foram minimizados o custo de operação e, ao mesmo tempo, o desvio de geração de energia entre os estados normais e de emergência, a fim de evitar a violação da taxa de rampa das unidades geradoras.

É publicado por [Wang e Fu \(2016\)](#) um método que utiliza uma *relaxação Lagrangiana*, a qual incorpora na função objetivo do FPORS as restrições do problema por meio de *multiplicadores de Lagrange*. Os autores fizeram uso de uma abordagem alternativa para resolver o problema de FPORS de grande porte, decompondo-o em um número pré-estabelecido de subproblemas menores relacionados a cada possível contingência. Os autores realizaram seus testes no sistema IEEE-118 modificado e em uma rede ilustrativa de 1168 barras, onde apresentaram e validaram os resultados das simulações.

Algumas técnicas de Inteligência Computacional inspiradas na natureza, como AG e PSO, também passaram a ser aplicadas como uma solução para o problema do FPORS com o objetivo de superar as limitações dos métodos clássicos (a *estagnação em mínimos locais* em problemas de *otimização não-convexa* é um exemplo) ([FERREIRA; FREIRE, 2017](#)). Neste contexto, um grande avanço se deu com a publicação dos trabalhos de [Attarha e Amjady \(2016\)](#), onde a característica altamente não-convexa do problema foi modelada para um problema convexo. Desta forma, o FPORS pode ser resolvido com menor esforço computacional, podendo ser obtidas melhores soluções por meio de pacotes de otimização

comerciais. No modelo proposto, os termos não-convexos são então reformulados utilizando *funções sigmoidais* com base na *série de Taylor*.

1.3.2 Alocação do Compensador Série Controlado a Tiristor

O primeiro trabalho que integra a alocação estratégica de TCSC em linhas de transmissão ao problema do FPORS foi publicado por [Somasundaram e Muthuselvan \(2010\)](#). Por meio da aplicação combinada das funções de *distribuição de probabilidade Gaussiana* e *Cauchy* incorporadas à PSO, foi criado um algoritmo para solução do FPORS que incluisse a presença do TCSC e do *Controlador de Fluxo de Potência Unificado* (UPFC) ao modelo. O algoritmo sugerido foi testado no sistema IEEE-30, e mostrou ser relativamente simples, eficiente e adequado para aplicações em tempo real.

É proposta em [Moslemi e Shayanfar \(2011\)](#) uma forma de gerenciamento dos congestionamentos em linhas de transmissão. Os autores afirmam que o posicionamento estratégico de dispositivos TCSCs na rede é uma solução eficiente para o alívio de sobrecargas. Os autores destacam que, embora a localização desses dispositivos possua muitas abordagens eficientes, a maioria delas negligencia problemas de estabilidade durante o processo de otimização. Neste viés, o artigo tenta considerar o impacto do posicionamento dos dispositivos FACTS na margem da estabilidade transitória durante a condução da otimização, por meio da aplicação da *Margem de Energia Transitória Corrigida* (CTEM), um conhecido índice de estabilidade transitória da literatura especializada. A abordagem proposta foi testada no sistema *New England* de 39 barras e provou ser eficiente.

Valendo-se de métodos de programação linear, foram sugeridos por [Sundar e Ravikumar \(2012\)](#) dois índices capazes de indicar a melhor localização de TCSC em linhas de transmissão. Os chamados *Índice de Capacidade Térmica* (TCI) e *Índice de Capacidade de Contingência* (ICC) foram utilizados para avaliar o desempenho dos SEPs, garantindo assim, um FPORS tanto em condição normal de rede, quanto em contingenciamento. Após a identificação do local para instalação do TCSC, a configuração ideal do dispositivo é determinada. A abordagem foi testada nos sistemas de teste de 6 barras, IEEE-14 e IEEE-118.

Uma nova proposta para o posicionamento de TCSC em linhas de transmissão foi apresentada em [Long, Yao e Anh \(2013\)](#). Baseando-se no *Teorema do Fluxo Máximo - Corte Mínimo*, os autores sugerem que o *Algoritmo de Corte Mínimo* seja utilizado para a localização estratégica do dispositivo FACTS em SEPs com linhas sobrecarregadas a fim de garantir um FPO que seja capaz de melhorar o desempenho do sistema sem violar sua segurança. O método proposto requer uma abordagem em duas etapas. Primeiramente, a localização do TCSC na rede deve ser determinada pelo algoritmo citado e, em seguida, o FPO com o TCSC em condições normais de rede e de contingência é resolvido. O método foi testado e validado nos sistemas de 6 barras, e nos sistemas IEEE-14, IEEE-30

e IEEE-118 modificados. Os resultados mostram que o método proposto é válido para selecionar o local para alocação do TCSC em linhas de transmissão sobrecarregadas.

Agregando todas as restrições de igualdade e desigualdade do problema do FPORS, é sugerido em [Kaur e Dixit \(2016\)](#) um novo método para alocação de TCSC em linhas de transmissão sobrecarregadas. Baseado no *Índice de Gravidade* (IG) da linha, o método proposto mostrou ser eficaz e de fácil classificação das barras candidatas a alocação do TCSC. O método foi aplicado ao sistema IEEE-30 e os resultados apresentados mostram seu bom desempenho.

Visando o gerenciamento de congestionamentos em redes de transmissão, mais uma vez é utilizado o *Algoritmo de Corte Mínimo* para garantir a alocação ideal de TCSCs. Em seu trabalho, [Viet et al. \(2018\)](#) afirmam que o congestionamento pode ser aliviado, ou mesmo eliminado por meio da melhoria da capacidade de transferência da rede, o que pode ser garantido introduzindo dispositivos FACTS no sistema. Resultados de simulações dos sistemas IEEE-14 e IEEE-30 modificados mostram que o algoritmo é capaz de encontrar uma boa localização para a instalação de TCSCs a fim de se eliminar o congestionamento das linhas de transmissão.

1.4 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está organizado em cinco capítulos. Neste primeiro, uma sucinta introdução ao tema do trabalho é realizada para contextualização, motivação e definição de objetivos pretendidos. Também é apresentado neste capítulo o estado da arte das tentativas de solução do problema de FPORS e da alocação estratégica de TCSC em linhas de transmissão sobrecarregadas.

O segundo capítulo destina-se ao embasamento teórico do trabalho. Inicialmente, são abordados os seguintes assuntos: Fluxo de Potência em Linhas de Transmissão, Contingenciamento, Confiabilidade e Segurança em Sistemas de Potência. Em um segundo momento, são apresentados o FPO e a aplicação das Restrições de Segurança ao Problema do FPO, onde é dada ênfase à formulação do FPORS. Posteriormente, são expostas informações pontuais sobre os controladores FACTS, onde destaca-se o TCSC e sua incorporação nos sistemas de transmissão sobrecarregados. Para finalizar o capítulo, é apresentado o *Teorema do Fluxo Máximo - Corte Mínimo*.

O terceiro capítulo ocupa-se em descrever a metodologia do trabalho. Inicialmente, é apresentada uma proposta de modelagem e localização factível do TCSC em linhas de transmissão sobrecarregadas via aplicação direta do *Algoritmo de Corte Mínimo*. Em seguida, com a finalidade de se introduzir restrições de segurança ao trabalho, foram sugeridas duas abordagens para classificação de contingências simples: *Índice de Desempenho* (seleção da contingência mais severa) e *Índice ζ* (seleção da contingência mais provável).

O capítulo é finalizado com a apresentação dos sistemas de teste para os quais é proposta uma heurística para alocação de TCSC como forma de se garantir o FPORS tanto em condições normais de rede, quanto em contingenciamento simples de rede.

No quarto capítulo, a heurística descrita *a priori* é aplicada a três sistemas conhecidos da literatura especializada (6 barras, IEEE-30 e IEEE-118). Os resultados obtidos pelas simulações são apresentados, comentados e comparados com simulações correspondentes encontradas na literatura específica.

No último capítulo, são apresentadas as considerações finais do trabalho, assim como as sugestões para trabalhos futuros.

2 Fundamentação Teórica

Neste capítulo, serão tratados assuntos relativos a compensação de reativos em linhas de transmissão como forma de se garantir um fluxo de potência que seja capaz de melhorar o desempenho e a segurança de um sistema de potência congestionado. Para isso é necessário uma revisão na literatura científica com abordagem em conceitos como: fluxo de potência, contingenciamento, confiabilidade de sistemas de energia, segurança de sistemas elétricos, FPO, FPORS, congestionamento de rede, dispositivos FACTS, TCSC e *Teorema do Fluxo Máximo - Corte Mínimo*.

2.1 Fluxo de Potência

Um dos estudos/cálculos realizados com maior frequência, tanto na operação quanto no planejamento de redes de transmissão de energia elétrica, é o chamado cômputo do *fluxo de potência*, ou *fluxo de carga*. Tais cálculos são extremamente necessários para a análise em regime permanente dos sistemas de potência. Na grande maioria dos casos, o emprego de métodos diretos de solução não é possível, devendo ser usados métodos iterativos (ZANETTA, 2006).

Segundo Monticelli e Garcia (2011), o estado de operação dos sistemas de potência é especificado pelas restrições de potência e tensão nas barras. Em sua forma mais simples, cada barra do SEP, denotada aqui pelo índice k , é caracterizada por quatro variáveis, sendo duas variáveis de valor previamente conhecido (*dados*) e duas de valores a determinar (*incógnitas*):

- V_k - magnitude da tensão nodal;
- θ_k - ângulo da tensão nodal;
- P_k - geração líquida de potência ativa;
- Q_k - injeção líquida de potência reativa.

Três tipos de barras são definidos de acordo com o tipo das variáveis nodais (MONTICELLI, 1983). Uma classificação comumente encontrada na literatura é apresentada no Quadro 1. Um destaque se dá à barra *swing*, também chamada de barra *slack* ou barra de referência, em virtude de sua função dupla: atuar como referência angular para o sistema de potência, e fechar o balanço do fluxo de potência do sistema levando-se em conta suas perdas (BARBOSA, 2012; FERREIRA, 2018).

Quadro 1 – Classificação dos tipos de barra do fluxo de potência convencional.

Denominação	Notação	Dados	Incógnitas
Barra de carga	PQ	P_k, Q_k	V_k, θ_k
Barra de geração	PV	P_k, V_k	Q_k, θ_k
Barra slack	$V\theta$	V_k, θ_k	P_k, Q_k

A análise do fluxo de potência em redes elétricas consiste basicamente na determinação de um ponto de operação da rede em regime permanente senoidal (modo operacional normal), para uma dada condição de carga e geração. Conhecida (ou estimada) a demanda de potência nas barras de carga e a potência disponível proveniente de fontes externas (geradores), o propósito é obter todas as tensões ainda não conhecidas nas barras do sistema. Daí, é possível calcular as potências (transferência de energia) que fluem nas linhas. Vale destacar, mais uma vez, que os estudos que envolvem o fluxo de potência fazem uso de um modelo estático da rede de energia elétrica, ou seja, um modelo no qual são ignoradas as variações com o tempo (MONTICELLI; GARCIA, 2011).

Quanto à importância de se realizar o estudo de fluxo de potência, Monticelli (1983) e Salami (2017) citam as principais utilidades para uma rede elétrica:

- análise de risco técnico, desvio de tensão e perdas elétricas;
- auxílio ao planejamento da operação e controle em tempo real da rede;
- planejamento de alterações estruturais do sistema (correções, expansões, interconexões, reforços, reestruturações);
- estudo de contingências e cenários pessimistas prováveis;
- avaliação da estabilidade da rede;
- estudos de curto-circuito;
- resolução de problemas de otimização da rede;
- avaliação da confiabilidade de componentes da rede e disponibilidade.

Um sistema de equações e inequações algébricas não-lineares é utilizado na formulação do problema do fluxo de potência. Suas equações básicas são obtidas impondo-se a conservação das potência ativa e reativa em cada nó da rede, isto é, a potência líquida injetada deve ser igual ao somatório das potências que fluem pelos componentes (linhas de transmissão, transformadores e defasadores) que contém este nó como um de seus terminais. Isso equivale a se impor a *Primeira Lei de Kirchhoff* (ZANETTA, 2006; FERREIRA, 2018).

Existem vários métodos para resolução do problema do fluxo de potência em sistemas elétricos. Os principais, citados a seguir, resolvem satisfatoriamente cerca de 90% dos casos de aplicação prática (MONTICELLI; GARCIA, 2011):

- métodos que utilizam a matriz de impedâncias Z_{bus} ;
- métodos que utilizam a matriz de admitâncias Y_{bus} (exemplo clássico é o *Método Iterativo de Gauss-Seidel*);
- *métodos de varredura*;
- *métodos iterativos de Newton*.

Dentre todos os métodos propostos na literatura, a comunidade científica consagrou o *Método de Newton-Raphson* (NR), também conhecido como *Método das Tangentes*, onde busca-se levar em conta o gradiente da função a cada passo de execução (MONTICELLI, 1983; ZANETTA, 2006). Maiores detalhes do referido método podem ser encontrados em Zanetta (2006).

2.1.1 Modelagem de Linhas de Transmissão e Transformadores

Nesta seção, são apresentados os modelos de linha de transmissão, transformador em-fase e transformador defasador.

Linha de transmissão

Toda linha de transmissão possui parâmetros distribuídos ao longo de toda sua extensão. Em série, constituindo a impedância z_{km} da linha, têm-se associadas uma resistência r_{km} e uma reatância indutiva x_{km} . Em paralelo, tem-se o efeito capacitivo da susceptância *shunt* b_{km}^{sh} . No entanto, para que uma linha longa seja modelada, os parâmetros anteriormente citados devem ser representados de forma concentrada, como mostrado na Figura 6, constituindo, assim, o *modelo π -equivalente* da linha de transmissão. A impedância do elemento série de uma linha de transmissão, conforme Monticelli (1983), é dada por:

$$z_{km} = r_{km} + jx_{km} \quad (2.1)$$

enquanto que a admitância série é:

$$y_{km} = g_{km} + jb_{km} = z_{km}^{-1} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} - j \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (2.2)$$

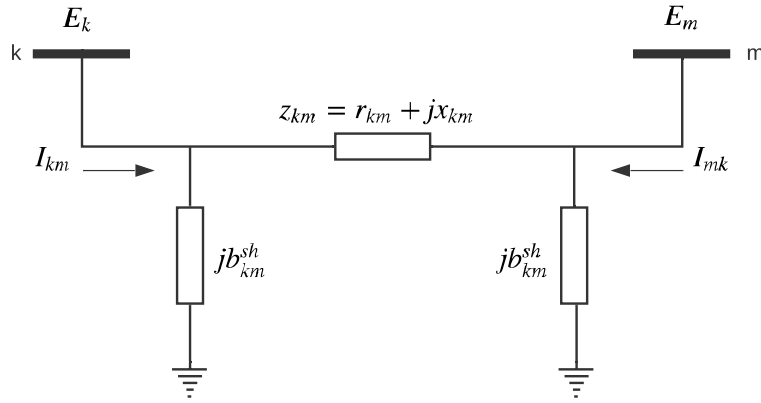
ou seja, a condutância série e a susceptância série são dadas, respectivamente, por:

$$g_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (2.3)$$

e

$$b_{km} = -\frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2}. \quad (2.4)$$

Figura 6 – Modelo equivalente π de uma linha de transmissão.



Fonte: Adaptada de [Monticelli \(1983\)](#).

Para o *modelo* π de uma linha de transmissão, tem-se r_{km} e x_{km} positivos, o que implica g_{km} positivo e b_{km} negativo (tipo indutivo). Já o elemento b_{km}^{sh} é positivo, pois o *shunt* é de natureza capacitiva ([ZANETTA, 2006](#)).

A corrente I_{km} é formada por uma componente série e por uma paralela, e pode ser calculada a partir da seguinte equação:

$$I_{km} = y_{km}(E_k - E_m) + j b_{km}^{sh} E_k \quad (2.5)$$

em que E_k e E_m são as tensões terminais, dadas, respectivamente por ([MONTICELLI, 1983](#)):

$$E_k = V_k e^{j\theta_k}; \quad E_m = V_m e^{j\theta_m}. \quad (2.6)$$

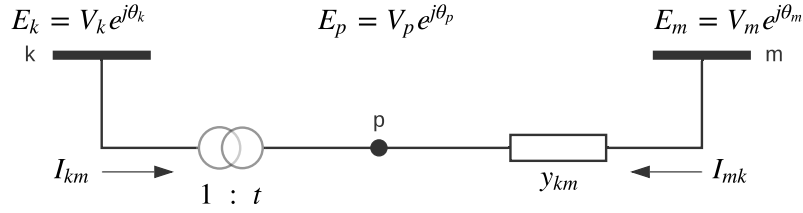
Analogamente, a corrente I_{mk} é dada por:

$$I_{mk} = y_{km}(E_m - E_k) + j b_{km}^{sh} E_m. \quad (2.7)$$

Transformador em-fase

A representação geral de transformadores em-fase e defasadores, dada na Figura 7, consiste basicamente em uma admitância y_{km} e um auto-transformador ideal com relação de transformação $1 : t$. Para o transformador em-fase, t é um número real ($t = a$); e, para o defasador, t é um número complexo ($t = ae^{j\varphi}$) (MONTICELLI, 1983).

Figura 7 – Modelo de transformador: em-fase, $t = a$; defasador puro, $t = e^{j\varphi}$; e defasador, $t = ae^{j\varphi}$.



Fonte: Adaptada de Monticelli (1983).

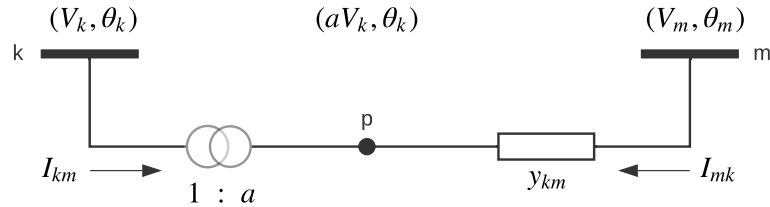
Da Figura 7, conclui-se que $E_p = tE_k$.

Para se modelar o transformador em-fase, segundo Monticelli (1983), utiliza-se a tensão de um nó intermediário p , como pode ser observado na Figura 8. Para este tipo de transformador, a relação entre as tensões complexas E_p e E_k é dada por:

$$\frac{E_p}{E_k} = \frac{V_p e^{j\theta_p}}{V_k e^{j\theta_k}} = a \quad (2.8)$$

uma vez que $\theta_p = \theta_k$ para a relação de transformação ideal.

Figura 8 – Modelo de transformador em-fase.



Fonte: Adaptada de Monticelli (1983).

A relação entre as magnitudes das tensões dos nós terminais k e p do transformador ideal é dada por:

$$\frac{V_p}{V_k} = a. \quad (2.9)$$

Sendo ideal o transformador $k - p$, não há dissipação de potência complexa entre os nós k e p , ou seja, não há perdas. Assim sendo:

$$E_k I_{km}^* + E_p I_{mk}^* = 0. \quad (2.10)$$

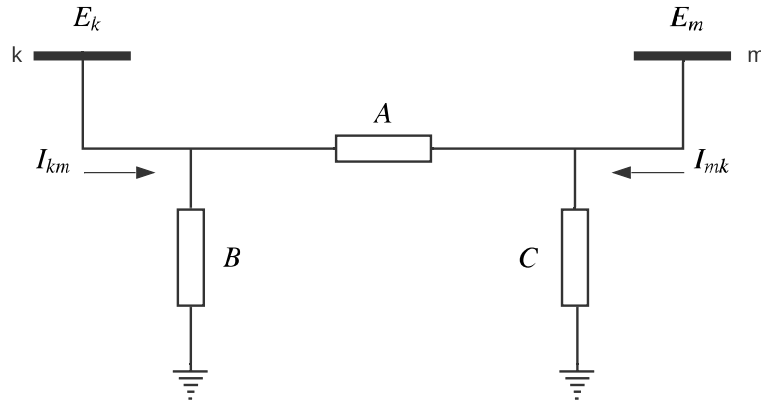
A partir das Equações 2.9 e 2.10, obtém-se:

$$\frac{I_{km}}{I_{mk}} = -a^* \quad (2.11)$$

ou seja, as correntes I_{km} e I_{mk} estão defasadas de 180° e suas magnitudes estão na razão $a : 1$.

O transformador em-fase pode ser representado por um circuito equivalente do tipo π , conforme está ilustrado na Figura 9. A determinação das admitâncias A , B e C depende da identificação das correntes I_{km} e I_{mk} no modelo da Figura 8 e suas correspondentes na Figura 9 (MONTICELLI, 1983).

Figura 9 – Circuito π -equivalente para transformadores em-fase: $A = ay_{km}$; $B = a(a - 1)y_{km}$; e $C = (1 - a)y_{km}$.



Fonte: Adaptada de Monticelli (1983).

Da Figura 8 e das Equações 2.8 e 2.11, tem-se:

$$I_{km} = -ay_{km}(E_m - E_p) = (a^2 y_{km})E_k + (-ay_{km})E_m \quad (2.12)$$

e

$$I_{mk} = y_{km}(E_m - E_p) = (-ay_{km})E_k + (y_{km})E_m. \quad (2.13)$$

Para o modelo π da Figura 9, pode-se escrever:

$$I_{km} = BE_k + A(E_k - E_m) = (A + B)E_k - AE_m \quad (2.14)$$

e

$$I_{mk} = CE_m + A(E_m - E_k) = (A + C)E_m - AE_k. \quad (2.15)$$

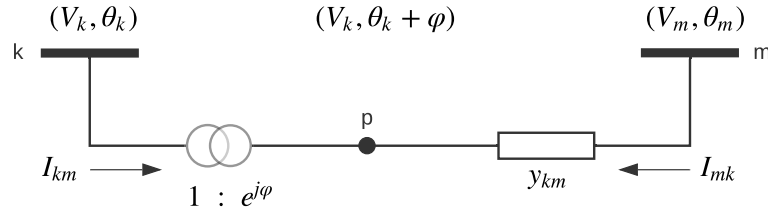
Realizando-se as devidas substituições, tem-se:

$$\begin{aligned} A &= ay_{km} \\ B &= a(a - 1)y_{km} \\ C &= (1 - a)y_{km}. \end{aligned} \quad (2.16)$$

Transformador defasador

Em uma rede de transmissão em corrente alternada, o transformador defasador consegue afetar o fluxo de potência ativa introduzindo uma defasagem φ entre os nós k e p da Figura 10 (MONTICELLI, 1983; ZANETTA, 2006).

Figura 10 – Defasador puro ($t = e^{j\varphi}$).



Fonte: Adaptada de Monticelli (1983).

No caso do defasador puro (aquele que só afeta apenas a relação entre as fases das tensões E_k e E_p , sem afetar a relação entre suas magnitudes), tem-se:

$$\frac{E_p}{E_k} = t = e^{j\varphi} \quad (2.17)$$

o que equivale a dizer:

$$\theta_p = \theta_k + \varphi. \quad (2.18)$$

Substituindo 2.17 em 2.10, obtém-se:

$$\frac{I_{km}}{I_{mk}} = -t^* = -e^{-j\varphi}. \quad (2.19)$$

As correntes I_{km} e I_{mk} também são descritas em função das tensões terminais, o que resulta em:

$$I_{km} = -t^* y_{km} (E_m - E_p) = (t^2 y_{km}) E_k + (-t^* y_{km}) E_m \quad (2.20)$$

e

$$I_{mk} = y_{km} (E_m - E_p) = (-t y_{km}) E_k + (y_{km}) E_m. \quad (2.21)$$

Diferentemente do transformador em-fase, é impossível determinar os coeficientes A , B e C para o *modelo π -equivalente* deste caso, visto que o coeficiente de E_m na Equação 2.20 difere do coeficiente de E_k na Equação 2.21, ou seja, o acoplamento elétrico não está coerente para o caso em que I_{mk} deve ser necessariamente igual a $-I_{km}$ (MONTICELLI, 1983; ZANETTA, 2006).

Para o defasador ($t = ae^{j\varphi}$), o procedimento seguido na obtenção de I_{km} e I_{mk} é o mesmo dos casos precedentes. A única diferença em relação às Equações 2.20 e 2.21, é que o coeficiente na equação de I_{mk} passa a ser $a^2 y_{km}$ ao invés de y_{km} . Na prática, um defasador ($t \neq a$) é modelado por um transformador em-fase ($t = a$) em série com um defasador puro ($t = e^{j\varphi}$), para efeito de simplificação (MONTICELLI, 1983).

2.1.2 Fluxo de Potência Geral

Os fluxos de potência ativa P_{km} e reativa Q_{km} , em linhas de transmissão, transformadores em-fase, defasadores puros e defasadores, segundo Monticelli (1983) e Zanetta (2006), obedecem às expressões gerais:

$$P_{km} = g_{km} (a_{km} V_k)^2 - (a_{km} V_k) V_m g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - (a_{km} V_k) V_m b_{km} \sin(\theta_{km} + \varphi_{km}) \quad (2.22)$$

e

$$Q_{km} = -(a_{km} V_k)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + (a_{km} V_k) V_m b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - (a_{km} V_k) V_m g_{km} \sin(\theta_{km} + \varphi_{km}) \quad (2.23)$$

em que:

- a_{km} - relação entre as magnitudes das tensões dos nós terminais k e m do transformador ideal;
- θ_{km} - diferença angular ($\theta_k - \theta_m$);
- φ_{km} - ângulo de defasamento do ramo $k-m$;
- g_{km} - condutância série do ramo $k-m$;
- b_{km} - susceptância série do ramo $k-m$;
- b_{km}^{sh} - metade da susceptância *shunt* do ramo $k-m$.

Para linhas de transmissão, $a_{km} = 1$ e $\varphi_{km} = 0$; para transformadores em-fase, $b_{km}^{sh} = 0$ e $\varphi_{km} = 0$; para defasadores puros, $b_{km}^{sh} = 0$ e $a_{km} = 1$; e, para defasadores, $b_{km}^{sh} = 0$ (MONTICELLI, 1983; ZANETTA, 2006).

2.1.3 Fluxo de Potência em Linhas de Transmissão

Se as Equações 2.22 e 2.23 forem analisadas para linhas de transmissão, os fluxos de potência ativa e reativa entre duas barras k e m serão, respectivamente:

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos(\theta_{km}) - V_k V_m b_{km} \sin(\theta_{km}) \quad (2.24)$$

e

$$Q_{km} = -V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m b_{km} \cos(\theta_{km}) + V_k V_m g_{km} \sin(\theta_{km}). \quad (2.25)$$

Considerando que a relação $\frac{x_{km}}{r_{km}}$ é alta, o que acontece em linhas de alta tensão, então $r_{km} \approx 0$ (MACHADO, 2003; LONG; YAO; ANH, 2013). Assim sendo, as Equações 2.3 e 2.4 podem ser reescritas, respectivamente, como:

$$g_{km} \approx 0 \quad (2.26)$$

e

$$b_{km} \approx -\frac{1}{x_{km}}. \quad (2.27)$$

Substituindo as Equações 2.26 e 2.27 nas Equações 2.24 e 2.25, e adotando $b_{km}^{sh} = 0$, os fluxos de potência ativa e reativa entre as barras k e m de uma linha de transmissão serão, respectivamente:

$$P_{km} = \frac{1}{x_{km}} [V_k V_m \sin(\theta_{km})] \quad (2.28)$$

e

$$Q_{km} = \frac{1}{x_{km}} [V_k(V_k - V_m)\cos(\theta_{km})]. \quad (2.29)$$

Pela Equação 2.28, pode-se inferir que a capacidade de transmissão de uma linha de transmissão é proporcional às magnitudes de tensão e à diferença angular entre os barras, e inversamente proporcional à reatância da linha (SILVA, 2008).

2.2 Contingenciamento em Sistemas Elétricos de Potência

O sistema elétrico, como qualquer outro sistema real, é passível de falhas. É a partir de processo de análise de contingenciamento que são analisadas as novas condições da rede para se verificar o estado de segurança operacional. Nesse viés, o contingenciamento é de fato incorporado ao presente estudo.

Segundo Monticelli e Garcia (2011), pode-se definir o contingenciamento como a retirada eventual ou mesmo o desligamento de algum componente do sistema, o que representa um distúrbio potencialmente prejudicial para sua operação adequada. Pode ser causado por uma falta, por uma manutenção ou por uma perturbação, com consequente disparo do sistema de proteção, formado por relés ou disjuntores.

As contingências mais comuns, citadas por Mendez (1993) e Aurich (2004), são:

- interrupção de linha de transmissão ou distribuição;
- remoção de transformadores;
- desligamento de unidades geradoras;
- remoção de carga;
- remoção de componentes *shunt*;
- abertura não programada de circuitos;
- adição de novos circuitos (reconfiguração).

Quanto ao primeiro tipo de contingência, objeto de estudo deste trabalho, é geralmente ocasionada por descargas atmosféricas, sobrecargas, operação indevida de proteção, erros de operador ou acidentes (queda de árvores etc.). Pinto e Pereira (1995) afirmam que a maioria dos desligamentos ocorrem em linha única, e que os desligamentos múltiplos ocorrem devido a faltas em barras ou acidentes que envolvem múltiplas torres de transmissão.

Entretanto, como falado em seções anteriores, os SEPs atuais são projetados para suportarem as contingências simples, também chamadas de *contingências N-1*. Isto equivale a dizer que na ausência de um único equipamento o sistema opera de modo seguro, no qual a carga é atendida e todas as variáveis do sistema estão dentro da faixa normal de operação sem haja equipamento sobrecarregado (MONTICELLI, 1983).

2.2.1 Consequências do Contingenciamento

Os SEPs estão susceptíveis a distúrbios de diversos graus de severidade. No entanto, estes sistemas devem ser estáveis, isto é, devem retomar para um estado de equilíbrio após serem submetidos a uma perturbação física, onde suas restrições físicas, operacionais e de segurança sejam atendidas. No entanto, todas as contingências trazem consequências para o sistema de potência (MENDEZ, 1993; AURICH, 2004; WOOD; WOLLENBERG; SHELE, 2014). As mais comuns, são mencionadas a seguir.

Instabilidade de tensão

Todos os SEPs devem ser estáveis, isto é, devem ser capazes de manter níveis aceitáveis de tensão nas barras tanto para condições normais de operação quanto para condições de contingenciamento (durante e após o distúrbio). Instabilidades de tensão podem ocorrer por causa do aumento da carga ou por distúrbios no sistema, como é o caso dos congestionamentos. Um fator importante que provoca a instabilidade de tensão é a incapacidade do sistema em atender a demanda de potência reativa (AURICH, 2004).

Instabilidade de ângulo

Os sistemas de potência apresentam dificuldades em manter os geradores em sincronismo após ocorrência de distúrbios na rede. Isto se deve à dinâmica dos ângulos do rotor do gerador e das relações de potência-ângulo. Em condições normais de operação, há um equilíbrio entre o torque mecânico e o torque eletromagnético de cada gerador. No entanto, em operação de contingência, a transferência de energia pode não compensar precisamente a diferença entre o torque mecânico e o torque eletromagnético. Desta forma, se o sistema não conseguir absorver esta diferença de energia, a oscilação causará instabilidade (MENDEZ, 1993; DESTER, 2006).

Instabilidade de frequência

A frequência de um SEP deve ser mantida dentro de uma faixa aceitável para qualquer nível de operação. Preconiza-se que os geradores devem operar na faixa de ± 0.5 Hz em torno da frequência nominal (50 ou 60 Hz). As variações na frequência podem acontecer, por exemplo, em virtude do desligamento de uma unidade geradora de grande

porte, ou mesmo devido a um excesso de geração (WOOD; WOLLENBERG; SHELE, 2014).

Desligamentos em cascata

Desligamentos em cascata de linhas e transformadores podem ocorrer quando uma sucessão descontrolada de abertura de linhas é provocada por falha em um único local. Estas mudanças podem provocar a operação de alguns dispositivos de proteção resultando em desligamentos de outras linhas. Elevada temperatura pode causar também desligamentos de linhas em cascata. O desligamento em interligações entre regiões do sistema torna-se crítico quando o intercâmbio de energia é muito elevado, resultando às vezes na interrupção do suprimento de energia de milhões de consumidores, como é o caso do blecaute ocorrido no Brasil em 10 de novembro de 2009 (ONS, 2009; SALAMI, 2017).

2.2.2 Análise de Contingências

A análise de contingência, ferramenta essencial para se avaliar a segurança dos sistemas de potência diante de falhas de componentes e alterações topológicas, pode ser entendida como o estudo de cada uma das possíveis contingências onde, para cada caso, é verificado o impacto provocado no sistema elétrico, e determinado se o sistema é seguro, ou não. Quando a análise de contingências está associada à solução de um FPORS, não é obtido o estado atual do sistema, mas sim ações de controle necessárias para aumentar o nível de segurança do mesmo. Neste contexto, estas análises são de grande importância para o fornecimento ininterrupto de energia, pois evitam graves danos aos equipamentos da rede e reduzem a chance de interrupção no fornecimento da energia elétrica (WOOD; WOLLENBERG; SHELE, 2014).

Conforme Mendez (1993), Aurich (2004) e Wood, Wollenberg e Shele (2014), o processo de análise de contingências é dividido em três etapas:

- **definição de contingências:** nesta etapa é construída a lista a ser processada, composta de casos com probabilidade de ocorrência considerada suficientemente alta. Esta lista de casos “prováveis” pode variar com a topologia do sistema, carga e fatores ambientais, e também pode incluir contingências que resultam em várias outras contingências;
- **seleção de contingências:** o objetivo é identificar o subconjunto de casos que causam violação no sistema. São utilizados métodos computacionais com modelos aproximados do sistema, para obtenção de um resultado rápido, porém, de exatidão limitada (a avaliação de uma contingência não requer alta precisão). Os casos de contingência são classificados em ordem decrescente de severidade ou de acordo com a probabilidade de ocorrência de um determinado evento;

- **avaliação de contingências:** consiste em simular cada caso da lista citada anteriormente utilizando fluxo de potência não-linear. O processo é finalizado quando não é mais observada qualquer violação pós-contingência, ou quando um número máximo de casos é atingido.

No que tange à seleção de contingências, no processo de análise é realizado uma lista de casos “prováveis” de contingências. Dependendo de critérios de operação e da severidade do problema, haverá uma resposta a esta lista, que pode ser implementada pelo operador do sistema (no Brasil o órgão responsável é o Operador Nacional do Sistema (ONS)) ou por uma função com restrição de segurança automática. Segundo [Aurich \(2004\)](#), tal resposta pode ser dos seguintes tipos:

- modificar o estado pré-contingência com a finalidade de aliviar ou mesmo eliminar a emergência resultante e uma contingência específica;
- realizar uma estratégia de controle que aliviará a emergência, se ela ocorrer;
- nada fazer, na hipótese da emergência pós-contingência ser pequena ou improvável de acontecer.

Contingência mais severa *versus* contingência mais provável

Quando se fala em análise de contingências, a literatura dá destaque a dois tipos de faltas simples: contingência mais severa e contingência mais provável. Os métodos de análise de contingência, de um modo geral, calculam os limites rígidos da pior contingência (a mais severa) para a condição do sistema, independentemente da probabilidade de ocorrência da mesma. Porém, algumas das contingências, que têm maiores impactos no sistema, podem ter uma probabilidade muito baixa de ocorrência ([HARZA; SINHA, 2010](#)).

Neste contexto, faz-se necessário utilizar um método de análise probabilística de contingências, onde estas são classificadas com base não somente no grau de severidade ([HARZA; SINHA, 2010](#)).

2.3 Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Potência

A confiabilidade em SEPs está relacionada com o estudo das contingências. Sua análise é um processo de grande importância diante da possibilidade e probabilidade de um equipamento ou componente do sistema deixar de operar. Portanto, saber o grau de risco e a chance de ocorrências parecidas passam pela análise de confiabilidade.

Entende-se por confiabilidade o fornecimento de energia elétrica com qualidade e minimização de interrupções ([NUNES, 2017](#)). Segundo [Kagan, Oliveira e Robba \(2010\)](#),

os SEPs têm a função precípua de fornecer energia elétrica aos usuários com confiabilidade adequada. Neste viés, a avaliação da confiabilidade dos sistemas de energia pode ser dividida em dois segmentos básicos (CHOWDHURY; KOVAL, 2009):

- **avaliação histórica:** os dados passados são valiosos porque identificam as mudanças cronológicas no desempenho e, portanto, ajudam a determinar áreas fracas que precisam de reforços ou modificações na rede;
- **avaliação preditiva:** os dados históricos são utilizados para avaliação da confiabilidade futura.

A análise da confiabilidade é de suma importância para o planejamento da expansão e da operação dos SEPs pois, além de minimizar o risco de interrupção no fornecimento de energia, indicam as linhas mais críticas do sistema do ponto de vista de desempenho (NUNES, 2017).

Os índices históricos de desempenho da confiabilidade constituem subsídio relevante para, a exemplo deste trabalho, nortear a alocação estratégica de dispositivos compensadores em linhas de transmissão congestionadas, o que viabiliza a qualidade no fornecimento de energia ao menor custo possível para os consumidores (CHOWDHURY; KOVAL, 2009).

2.4 Segurança de Sistemas Elétricos de Potência

Ao contrário da confiabilidade, a segurança dos SEPs está relacionada diretamente com o planejamento de ações que permitem que o sistema continue provendo energia mesmo na presença de distúrbios ou de situações atípicas em sua operação (contingências, por exemplo). É desejável que neste novo estado não haja violação de restrições operativas, ou, se houver, além de ser resiliente, o sistema deve rapidamente retornar a um estado de operação seguro (WOOD; WOLLENBERG; SHELE, 2014).

Neste contexto, é importante destacar que as funções de análise de segurança executadas nos centros de controle e operação dos SEPs têm papel crucial tanto para a operação, quanto para o planejamento dos sistemas de potência. Elas possibilitam o aumento do nível de segurança do sistema, garantem o fornecimento de energia com poucas interrupções, otimizam a operação do sistema e exploram seus recursos, buscando assim, soluções mais econômicas, mesmo em condições de contingenciamento de rede (ALVES, 2005; ALMEIDA, 2011; COSTA, 2016).

Neste viés, segundo Mendez (1993) e Wood, Wollenberg e Shele (2014), a análise da segurança dos sistemas elétricos pode ser dividida em três funções principais, descritas a seguir:

- **monitoramento do sistema:** é a função mais importante das três. Fornece aos operadores do sistema as informações atualizadas pertinentes às condições do sistema de energia, onde é verificado presença de violações no estado operativo atual;¹
- **análise de contingência:** esta função permite identificar violações em estados potenciais. Os resultados deste tipo de análise permite que os sistemas sejam operados defensivamente;
- **FPORS:** nesta função, uma análise de contingência é combinada com um FPO que busca fazer alterações no despacho ideal de geração, bem como outros ajustes, para que, ao se executar uma análise de segurança, nenhuma contingência resulte em violações.

Os processos de controle necessários para se manter um certo nível de segurança, a um custo operacional mínimo, são de grande complexidade, visto que demandam elevado poder computacional para a otimização dos SEPs em tempo real. Segundo [Ferreira \(2018\)](#), a segurança dos sistemas elétricos pode se dar de duas formas:

- **segurança preventiva:** envolve ações pré-contingenciais que objetivam impedir que os limites do sistema sejam violados em caso de contingências;
- **segurança preventiva-corretiva:** envolve ações pré-contingenciais e rápidas ações corretivas pós-contingenciais que objetivam remover no tempo estipulado os limites violados.

2.5 Fluxo de Potência Ótimo

No início da década de 60, [Carpentier \(1962\)](#) percebeu que o despacho da geração tem, de fato, um efeito importante nos fluxos de transmissão e, em algumas circunstâncias, esses efeitos precisam ser levados em consideração. Neste sentido, precisava-se acoplar o cálculo de DE com um cálculo de fluxo de potência, de modo que o DE e o fluxo de potência fossem resolvidos simultaneamente. A esse acoplamento, deu-se o nome de FPO.

O FPO descreve uma ampla classe de problemas, nos quais se procura otimizar uma função objetivo (pode ser multiobjetivo), enquanto satisfaz um conjunto de restrições físicas e operacionais da rede elétrica, permitindo determinar o melhor ponto de operação para o sistema sob diferentes cenários: topologia, níveis de carregamento, contingências de rede, entre outros ([AMORIM, 2006](#); [WOOD](#); [WOLLENBERG](#); [SHELE, 2014](#)).

O FPO é um problema de otimização não-linear e não-convexo, que envolve os centros de geração, os centros de consumo e os equipamentos da rede elétrica (transfor-

¹ Maiores detalhes são encontrados nos trabalhos de [Wood, Wollenberg e Shele \(2014\)](#).

madores, reatores, capacitores, dispositivos FACTS, entre outros), representados por seus limites físicos de operação. A utilidade de uma ferramenta de FPO é inegável na operação e planejamento dos modernos sistemas elétricos intensamente interligados e pesadamente carregados. Alguns dos principais benefícios obtidos pelo uso de uma ferramenta de FPO no planejamento da operação de sistemas de potência são ([AMORIM, 2006](#)):

- otimização coordenada do despacho reativo, utilizando os recursos do sistema de forma racional e racionada;
- operação econômica do sistema pode ser melhorada por meio da coordenação ótima da geração e melhor uso dos sistemas de geração e transmissão;
- minimização de critérios cruciais para a operação do sistema, como perdas na transmissão, custo de geração, entre outros;
- fornecimento de informações importantes sobre o custo incremental do uso de recursos do sistema, úteis na análise de aspectos importantes como estabilidade de tensão.

Segundo [Amorim \(2006\)](#), o objetivo do problema de FPO é dar uma orientação ao operador ou planejador do sistema de como determinados controles devem ser ajustados, de modo que os centros de geração, consumo e equipamentos da rede elétrica que participam da transmissão estejam dentro de suas capacidades estabelecidas e um ou mais objetivos econômicos sejam maximizados ou minimizados. Este problema consiste em distribuir a geração de energia elétrica entre as unidades geradoras disponíveis, a fim de minimizar os custos de produção do sistema, satisfazendo as restrições físicas e operacionais da geração e da transmissão de energia elétrica.

2.5.1 Aplicação das Restrições de Segurança ao Problema do Fluxo de Potência Ótimo

Um SEP tem por objetivo fornecer energia dentro dos padrões de qualidade para seus consumidores. Para isto, faz-se necessário que todas as restrições operacionais relativas às limitações físicas, operacionais e de segurança do sistema estejam dentro de seus limites previamente especificados. Modificações na topologia da rede ou alteração nos níveis de geração e/ou de carga podem levar o sistema à violação de alguns de seus limites operacionais. Quando estes parâmetros são alterados, ajustes nos equipamentos (variáveis de controle) são necessários para satisfazer as restrições de operação do sistema ([AMORIM, 2006](#)).

Um sistema de energia elétrica, operando em regime permanente, está sujeito às chamadas restrições de segurança, ou seja, a um conjunto preestabelecido de possíveis contingências. A inclusão das restrições de segurança ao FPO garante uma operação mais

segura do SEP em relação às contingências, pois despacha as gerações já preparadas para a ocorrência destas contingências. Esta solução é, por vezes, mais cara do que a solução obtida no caso básico do FPO, por se tratar da solução de um problema mais restrito (AURICH, 2004).

De modo geral, a análise das restrições de segurança mostra a robustez do sistema frente às perturbações. Segundo Monticelli (1983), os limites de operação do sistema e de seus equipamentos são flexíveis, isto é, podem ser violados por algum tempo, desde que o limite térmico de cada equipamento seja considerado.

A representação matemática das restrições de segurança dá-se de duas formas: canalizada ou funcional. Normalmente, as restrições funcionais impactam mais severamente a convergência dos métodos de otimização do que as restrições do tipo canalizada (COSTA, 2006).

Restrições funcionais

São modeladas como uma função das variáveis de otimização, representadas por:

$$h(x, u, p) \leq 0 \quad (2.30)$$

onde:

- h - função vetorial que consiste em todas as restrições de carga e de operação para cada uma das contingências listadas;
- x - vetor que representa as variáveis não controláveis, ou seja, variáveis de estado ou variáveis dependentes;
- u - vetor que representa as variáveis controláveis, ou seja, variáveis independentes;
- p - vetor que representa as variáveis de segurança.

Restrições canalizadas

São também chamadas de *restrições simples*. São representadas por limites do tipo

$$x_{min} \leq x \leq x_{max} \quad (2.31)$$

e

$$u_{min} \leq u \leq u_{max} \quad (2.32)$$

nas variáveis dependentes e independentes, respectivamente.

A seguir será descrita uma classe do problema do FPO, conhecida na literatura como FPORS, que tem como objetivo a determinação de um ponto de operação ótimo de um sistema de energia que minimize uma certa função objetivo, imposta a uma série de restrições (físicas e operacionais), de tal maneira que mesmo na ocorrência de uma contingência de qualquer tipo, o estado pós-contingencial continuará sem violação de suas restrições.

2.6 Fluxo de Potência Ótimo com Restrição de Segurança

O FPORS é uma importante ferramenta para os operadores dos sistemas de potência, tanto para o planejamento operacional, quanto para a precificação da energia, em virtude da possibilidade de obtenção da minimização dos custos de geração de energia, além da melhoria de desempenho do SEP (ALVES, 2005; LONG; YAO; ANH, 2013; COSTA, 2016; VIET et al., 2018).

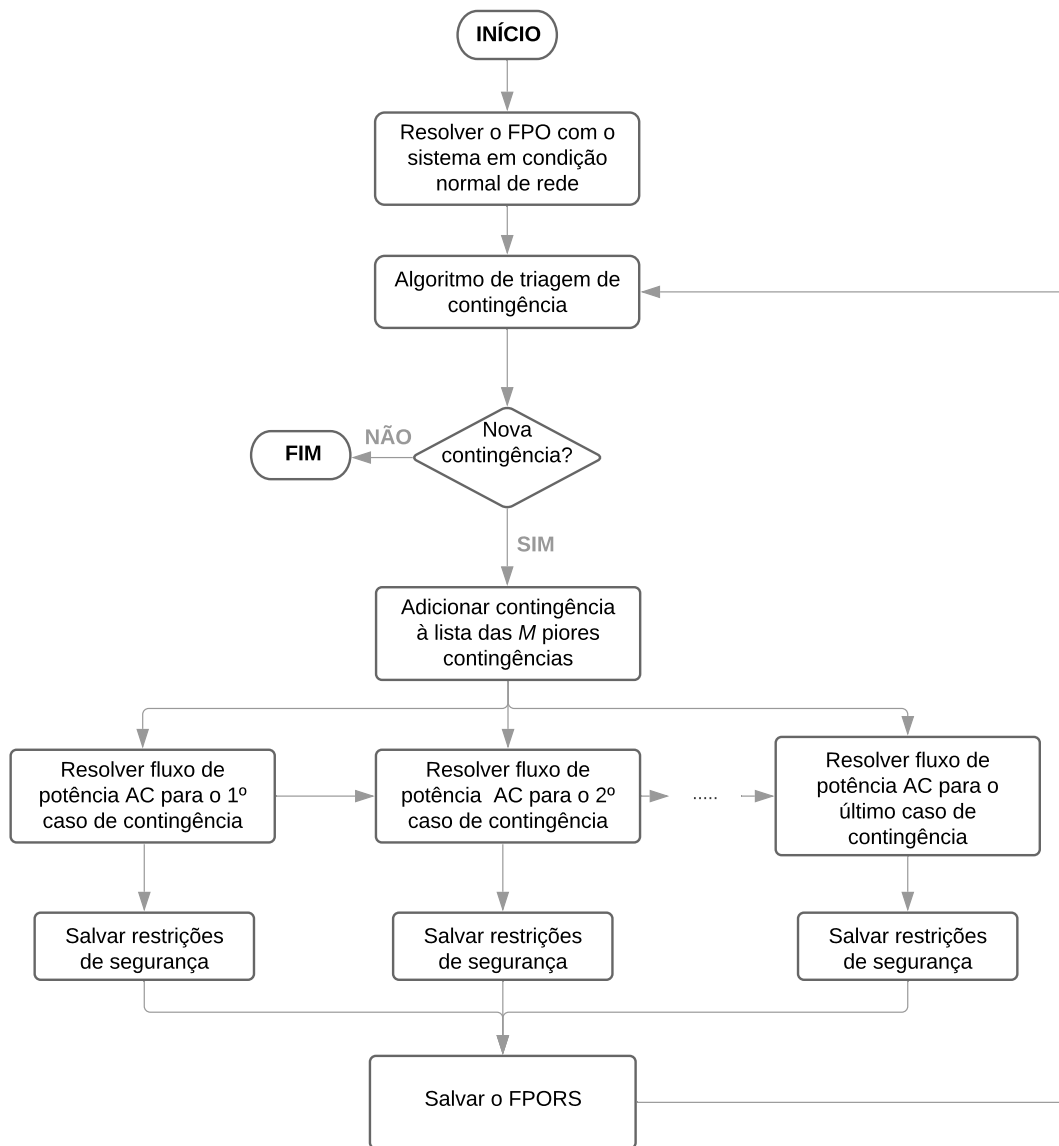
Alves (2005) interpreta o FPORS como um processo de decisão de dois estágios, como pode ser observado na Figura 11. Inicia-se com a solução do problema de FPO padrão para o caso base. Somente depois de executado o FPO, a análise de segurança é realizada considerando, em geral, os casos de contingências mais prováveis e/ou mais severas, e então são criadas as restrições de segurança correspondentes para cada uma das contingências críticas.

O fluxograma do FPORS mostrado na Figura 11 tem seu início na execução de um FPO com o sistema em condição normal de rede. Somente quando ele resolve para o caso base (operação normal de rede, sem contingências) é que a análise de contingência é executada, começando com a triagem do sistema de energia e a identificação dos possíveis casos de piores contingências. Nem todos os casos resultarão em uma violação pós-contingencial, logo é preciso limitar o número de fluxos de potência completos que serão executados. Isto é especialmente importante no FPORS, onde cada fluxo de potência com contingência pode resultar em novas restrições de contingência sendo adicionadas ao FPO. Assume-se aqui que apenas os M piores casos selecionados pelo algoritmo de triagem são adicionados. É possível fazer $M = 1$, caso em que apenas a pior contingência é adicionada (seja ela a mais severa e/ou a mais provável) (WOOD; WOLLENBERG; SHELE, 2014).

Em seguida, todos os casos de contingência ($N-1$) que estão sendo considerados devem ser resolvidos por um fluxo de potência com esta contingência refletida em alterações no modelo inicial do fluxo de carga. Quando o fluxo de potência resulta em uma violação de segurança, uma restrição de segurança é adicionada ao modelo de FPO. Logicamente, quando todos os fluxos de potência com contingências estiverem completos, todas as restrições de segurança são adicionadas ao modelo de FPO e são resolvidas (WOOD;

WOLLENBERG; SHELE, 2014).

Figura 11 – Fluxograma do FPORS.



Fonte: Adaptada de Wood, Wollenberg e Shele (2014).

Na Figura 11 existe um laço externo utilizado pelo algoritmo de triagem a fim de se detectar a ocorrência de novas contingências. Se o algoritmo não detectar novas contingências, o FPO com as restrições de segurança é terminado. Caso contrário, se forem encontradas novas contingências pelo algoritmo de triagem, é necessário adicioná-las à lista e deve-se repetir o processo anteriormente explicado (WOOD; WOLLENBERG; SHELE, 2014).

As condições ideais de operação para um sistema de energia pode resultar em violação de segurança. Deve-se notar que, quando algumas restrições de segurança são adicionadas ao FPO, tensões das barras e *taps* dos transformadores devem ser ajustados,

em uma tentativa de atendimento às restrições. O processo de ajustes pode resultar em novas violações de segurança quando o algoritmo de triagem e os fluxos de potência são executados. A necessidade de interação entre o FPO e a triagem de contingência representa, então, um esforço para encontrar as contingências “mais restritivas” (WOOD; WOLLENBERG; SHELE, 2014).

Quando se trata de linhas de transmissão de energia, a aplicação de uma ferramenta de FPORS é de suma importância, tanto na sua operação, quanto no seu planejamento. Alguns dos principais benefícios obtidos por tal ferramenta, apresentados por Vasconcellos (1995), são listados a seguir:

- imposição de limites operacionais aos elementos da linha de transmissão, o que resulta no aumento de sua segurança estática;
- redução de critérios operativos, como perdas e custo da geração de potência ativa;
- otimização do despacho reativo por meio do uso racional dos recursos;
- garantia de operação segura da linha de transmissão mesmo em condições de contingenciamento.

2.6.1 Formulação do Problema

Matematicamente, o problema do FPORS pode ser formulado por meio das Equações 2.33 a 2.40 (LONG; YAO; ANH, 2013; COSTA, 2016). O índice “0” utilizado nas variáveis e restrições denota uma situação básica de operação, em que o sistema opera sem contingência, ao passo que o índice “n” representa uma situação de operação na qual o sistema trabalha em contingenciamento.

minimizar:

$$f(x_0, u_0) \tag{2.33}$$

sujeito a:

$$h_0(x_0, u_0) = 0 \tag{2.34}$$

$$g_0(x_0, u_0) \leq L_l \tag{2.35}$$

$$h_n^s(x_n^s, u_0) = 0, \quad n = 1, \dots, c \tag{2.36}$$

$$g_n^s(x_n^s, u_0) \leq L_s, \quad n = 1, \dots, c \tag{2.37}$$

$$h_n(x_n, u_n) = 0, \quad n = 1, \dots, c \quad (2.38)$$

$$g_n(x_n, u_n) \leq L_m, \quad n = 1, \dots, c \quad (2.39)$$

$$|u_n - u_0| \leq \overline{\Delta u_n}, \quad n = 1, \dots, c \quad (2.40)$$

em que, $n = 1, \dots, c$ corresponde às c configurações pós-contingenciais.

Tem-se que:

- $f(x_0, u_0)$ - função objetivo a ser minimizada;
- x_n - vetor de variáveis de estado (variáveis não controláveis);
- x_n^s - vetor de variáveis de estado em um curto período (antes do operador ter tempo de modificar as variáveis controláveis após uma contingência);
- u_n - vetor das variáveis controláveis;
- $\overline{\Delta u_n} = T_n du_n/dt$ - vetor de máximo ajuste permitido das variáveis de controle entre o caso base e o n -ésimo estado de pós-contingência;
- T_n - intervalo de tempo disponível para ações corretivas para garantir a factibilidade do estado de pós-contingência e du_n/dt é a taxa de alteração das variáveis de controle, em resposta a uma contingência;
- L_s, L_m e L_l - denotam, respectivamente, os limites de operação de curto (emergência), médio e longo prazos (normal), ou seja, representam o conjunto de restrições de segurança. Devem satisfazer as relações $L_s \leq L_m \leq L_l$, pois os limites que são suportados por um equipamento em longo prazo são menores do que os limites que ele pode suportar em curto período;
- h_o, h_n^s e h_n - funções que representam as restrições de igualdade para os casos de pré-contingência, de um curto período de tempo pós-contingência, e de pós-contingência, respectivamente;
- g_o, g_n^s e g_n - funções que representam as restrições de desigualdade para os casos de pré-contingência, de um curto período de tempo pós-contingência, e de pós-contingência, respectivamente.

A restrição apresentada em 2.40 destina-se a prevenir ajustes anormais das variáveis de controle entre os estados base e de pós-contingência. Para o modelo do problema de FPORS, costuma-se considerar uma taxa de variação de no máximo $0,1$ p.u. para as gerações e *taps* pré e pós-contingência, e de $0,02$ p.u. para as tensões pré e pós-contingência (COSTA, 2016).

2.6.2 Variáveis do Problema

As variáveis do problema do FPORS se dividem em dois grupos: as variáveis de estado (não controláveis) e as variáveis controláveis.

Variáveis de estado

São as variáveis não controláveis que caracterizam unicamente o estado de operação da rede elétrica. Segundo Costa (2016), as variáveis de estado do problema do FPORS são:

$$x_s^n = (V_{k_s}^n, \theta_{k_s}^n)^T, \quad \forall k \in \Omega_{carga}^n \quad (2.41)$$

e

$$x_n = (V_{k_l}^n, \theta_{k_l}^n)^T, \quad \forall k \in \Omega_{carga}^n \quad (2.42)$$

em que:

- $V_{k_s}^n$ - magnitude de tensão na barra k para a configuração n , $n = 1, \dots, c$, durante o intervalo de curto prazo;
- $\theta_{k_s}^n$ - ângulo da tensão na barra k para a configuração n , $n = 1, \dots, c$, durante o intervalo de curto prazo;
- $V_{k_l}^n$ - magnitude de tensão na barra k para a configuração n , $n = 1, \dots, c$, durante o intervalo de longo prazo;
- Ω_{carga}^n - conjunto das barras de carga para a configuração n , $n = 1, \dots, c$;
- $\theta_{k_l}^n$ - ângulo da tensão na barra k para a configuração n , $n = 1, \dots, c$, durante o intervalo de longo prazo.

Variáveis controláveis

São as variáveis que podem ser alteradas durante o processo de solução do problema do FPORS com a finalidade de se encontrar o ponto ótimo de operação do sistema. Tem-se como variáveis controláveis (COSTA, 2016):

$$u_n = (Pg_k^n, V_k^n, t_{km}^n)^T, \quad \forall k \in \Omega_g^n \quad (2.43)$$

em que:

- Pg_k^n - potência ativa gerada na barra k para a configuração $n = 1, \dots, c$, durante os intervalos de curto e longo prazo;
- V_k^n - magnitude de tensão na barra k para a configuração $n = 1, \dots, c$, durante os intervalos de curto e longo prazo;
- t_{km}^n - vetor dos *taps* dos transformadores dos ramos k - m do sistema que possuem trafos para a configuração $n = 1, \dots, c$, durante os intervalos de curto e longo prazo;
- Ω_g^n - conjunto das barras de geração para a configuração $n = 1, \dots, c$.

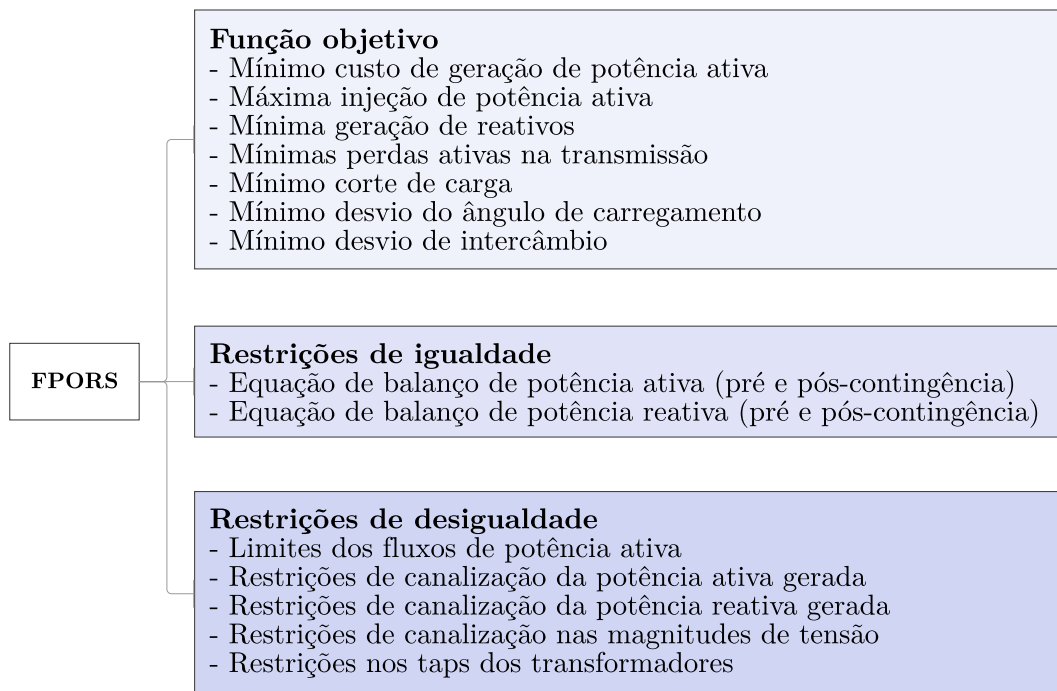
As variáveis independentes u_0 das restrições 2.36 e 2.37, para os casos de pós-contingência, são as mesmas utilizadas para a rede de pré-contingência nas Equações 2.34 e 2.35. Isso significa que os controles u_0 (calculados quando as restrições 2.34 - 2.37 são conjuntamente consideradas) também são calculados para suportar intrinsecamente todas as contingências n do sistema por um determinado período de tempo. Logo, caso alguma contingência ocorra na operação em tempo real do sistema, o operador ainda terá um pequeno intervalo de tempo disponível para exercer ações de controle corretivo (VASCONCELLOS, 1995).

A partir desta análise, define-se o problema de FPO como aquele em que somente as restrições 2.34 e 2.35 são levadas em consideração. Já o problema de **FPORS preventivo** contempla apenas as restrições de 2.34 - 2.37 e, finalmente, o **FPORS corretivo** é definido como sendo aquele em que são levadas em consideração todas as restrições, isto é, 2.34 a 2.40 (ALVES, 2005; COSTA, 2006).

Para facilitar o entendimento, o estudo do FPORS foi dividido em três blocos (função objetivo, restrições de igualdade e restrições de desigualdade), como pode ser observado na Figura 12.

Esses blocos serão detalhados nas subseções seguintes.

Figura 12 – Partes gerais do FPORS.



2.6.3 Função Objetivo

A função objetivo é extremamente importante para o processo de otimização. Busca-se maximizar ou minimizar um objetivo com o propósito de encontrar o ponto ótimo de solução para o problema. A resolução do FPORS fornece uma solução que é compromissada com a função objetivo e com o atendimento às restrições de igualdade e desigualdade, tanto com o sistema em operação normal de rede, quanto em estado de contingência (SCHIOCHET, 2006; LONG; YAO; ANH, 2013).

Segundo Vasconcellos (1995), é impossível obter uma função objetivo que melhore todos os aspectos dos sistemas de potência. Normalmente, um objetivo melhorado tende a piorar outro. Assim, neste sentido, pode ser desejável a combinação de vários objetivos em um problema multi-objetivo, o que não é contemplado neste trabalho.

A modelagem matemática das funções objetivo mais representativas do FPORS pode ser encontrada nos trabalhos de Vasconcellos (1995), Schiochet (2006), Costa (2006) e de Costa (2016).

A seguir, é apresentada a modelagem da função objetivo elegida para este trabalho.

Mínimo custo de geração de potência ativa

Este objetivo reflete o aspecto econômico do sistema elétrico e na prática representa o índice a ser otimizado no DE de usinas térmicas, onde cada unidade termoeletrica geradora é representada por uma curva de custo de geração em função da potência ativa

gerada. Esta curva de custo é na verdade uma aproximação (linear, quadrática etc.) da curva real de custo da unidade geradora (VASCONCELLOS, 1999; SCHIOCHET, 2006).

Esta função objetivo pode ser utilizada em usinas hidrelétricas caso se consiga construir uma aproximação da curva de custo real em um determinado período, pois esta depende do planejamento hídrico do reservatório (COSTA, 2016). Segundo Vasconcellos (1999) e Schiochet (2006), sua forma analítica consiste no somatório dos custos de geração de potência ativa das i unidades do sistema, sendo expressa como:

$$f(Custo_{P_g}) = \sum_{i \in G_P} C_{P_{g_i}} \cdot P_{g_i} \quad (2.44)$$

onde:

- $Custo_{P_g}$ - custo da potência ativa gerada;
- G_P - conjunto de unidades geradoras de potência ativa;
- $C_{P_{g_i}}$ - custo de geração de potência ativa da i -ésima unidade geradora;
- P_{g_i} - geração de potência ativa da i -ésima unidade geradora.

Em geral, as curvas de custo são representadas por polinômios de segundo grau da forma:

$$a_i P_{g_i}^2 + b_i P_{g_i} + c_i \quad (2.45)$$

onde a_i , b_i e c_i são os coeficientes de custo da i -ésima unidade geradora, com unidades $\$/MW^2h$, $\$/MWh$ e $\$/h$, respectivamente (SCHIOCHET, 2006; COSTA, 2016). Alternativamente, uma função linear pode ser utilizada para representar a curva de custo de geração dependendo do nível de precisão requerida e da técnica utilizada:

$$f(Custo_{P_g}) = b_i P_{g_i} \quad (2.46)$$

onde b_i é a inclinação da reta que representa a curva de custo (neste caso, $a_i = c_i = 0$).

Segundo Vasconcellos (1999), este índice pode ser utilizado tanto no DE de potência ativa preventivo como no corretivo. O DE preventivo é feito no planejamento da operação

a curto prazo, enquanto que o DE corretivo é feito para otimizar o custo do desvio de uma potência ativa pré-especificada ($P_{g_i}^{esp}$), conforme a equação:

$$f(Custo_{P_g}) = a_i(P_{g_i} - P_{g_i}^{esp})^2 + b_i(P_{g_i} - P_{g_i}^{esp}) + c_i \quad (2.47)$$

onde os desvios ($P_{g_i} - P_{g_i}^{esp}$) teriam coeficientes de custo semelhantes aos da potência ativa gerada.

2.6.4 Restrições de Igualdade

As restrições de igualdade 4.2, 4.4 e 2.38 do FPORS, segundo Vasconcellos (1995), Schiochet (2006), Long, Yao e Anh (2013) e Costa (2016), referem-se ao balanço de potência ativa e reativa do sistema de potência para as condições de pré e pós-contingência. Possuem como base as equações do fluxo de potência em linhas de transmissão, transformadores e defasadores. Se levarmos em consideração o caso pós-contingencial n , as expressões de balanço de carga ativa e reativa são representadas, respectivamente, por:

$$\Delta P_k^n = P_{g_k}^n - P_{d_k}^n - \sum_{m \in \Omega_k^n} P_{km}^n, \quad \forall k \in \Omega_k^n, \forall n = 1, \dots, c \quad (2.48)$$

e

$$\Delta Q_k^n = Q_{g_k}^n - Q_{d_k}^n - \sum_{m \in \Omega_k^n} Q_{km}^n, \quad \forall k \in \Omega_k^n, \forall n = 1, \dots, c \quad (2.49)$$

em que:

- $P_{g_k}^n$ e $P_{d_k}^n$ - potências ativas geradas e demandadas, respectivamente, na barra k , para a situação de contingência n ;
- P_{km}^n e Q_{km}^n - fluxos de carga ativa e reativa no ramo k - m , para a situação de contingência n (Equações 2.22 e 2.23, respectivamente);
- $Q_{g_k}^n$ e $Q_{d_k}^n$ - potências reativas geradas e demandadas, na barra k , para a situação de contingência n ;
- Ω_k^n - conjunto de barras vizinhas à barra k , para a situação de contingência n .

Normalmente, a meta de um algoritmo iterativo para solução de fluxo de carga é que o balanço de potência ativa e reativa tenda a zero, isto é:

$$\Delta P_k^n = 0 \quad (2.50)$$

e

$$\Delta Q_k^n = 0. \quad (2.51)$$

2.6.5 Restrições de Desigualdade

As restrições de desigualdade apresentadas nas Equações 2.35, 2.37 e 2.39 representam os limites físicos, os limites operacionais e os de segurança do sistema. Quando estritamente satisfeitas, isto é, iguais a zero, compõem o conjunto ativo de solução do FPORS. Sua identificação é uma tarefa difícil e representa o maior desafio de modelagem e técnicas de solução do FPORS. Face ao fato do conjunto ativo não ser conhecido de antemão, sua determinação pode retardar em muito a convergência do processo de otimização (VASCONCELLOS, 1999).

As principais restrições de desigualdade do FPORS, escritas tanto para o estado de pré-contingência (compõem o FPO) quanto o de pós, são apresentadas a seguir (VASCONCELLOS, 1999; SCHIOCHET, 2006; COSTA, 2006; LONG; YAO; ANH, 2013; COSTA, 2016).

Limites dos fluxos de potência ativa

Trata-se de uma restrição física e operacional. Os limites nos fluxos de carga ativa nas linhas de transmissão, transformadores e defasadores, para os casos de pós-contingência n , são dados pelas Equações 2.52 e 2.53, que correspondem aos casos preventivo e corretivo, respectivamente:

$$-L_s \leq P_{km}^n \leq L_s, \quad \forall km \in \Omega_r^n, \forall n = 1, \dots, c \quad (2.52)$$

e

$$-L_m \leq P_{km}^n \leq L_m, \quad \forall km \in \Omega_r^n, \forall n = 1, \dots, c \quad (2.53)$$

em que Ω_r^n é o conjunto de todos os ramos do sistema, na situação de contingência n , e a expressão para o fluxo de potência ativa no ramo $k-m$, P_{km}^n , é descrita na Equação 2.22.

Restrições de canalização da potência ativa gerada

Tratam-se de restrições físicas e operacionais onde o limite na geração de potência ativa em barras de tensão controlada é dado por:

$$P_{g_k}^{n^{min}} \leq P_{g_k}^n \leq P_{g_k}^{n^{max}}, \quad \forall k \in G^n, \forall n = 1, \dots, c \quad (2.54)$$

em que G^n é o conjunto de geradores em operação na situação de contingência n .

A expressão para a geração de potência ativa na barra k é formulada da seguinte maneira para o caso de pós-contingência:

$$P_{g_k}^n = \sum_{m \in \Omega_k^n} P_{km} + P_{d_k}^n, \quad \forall k \in G^n, \forall n = 1, \dots, c \quad (2.55)$$

em que o fluxo P_{km} é descrito na Equação 2.22.

Restrições de canalização da potência reativa gerada

São restrições físicas e operacionais nas quais o limite na geração de potência reativa em barras de tensão controlada é dado por:

$$Q_{g_k}^{n^{min}} \leq Q_{g_k}^n \leq Q_{g_k}^{n^{max}}, \quad \forall k \in G^n, \forall n = 1, \dots, c. \quad (2.56)$$

A expressão para a geração de potência ativa na barra k pós-contingência, é formulada como:

$$Q_{g_k}^n = \sum_{m \in \Omega_k^n} Q_{km} + Q_{d_k}^n, \quad \forall k \in G^n, \forall n = 1, \dots, c \quad (2.57)$$

em que o fluxo Q_{km} é descrito na Equação 2.23.

As Equações 2.54, 2.55, 2.56 e 2.57 podem ser modificadas para representar as restrições de canalização da potência aparente gerada.

Restrições de canalização nas magnitudes de tensão

Os limites nas magnitudes de tensão para os casos de pós-contingência são formulados por meio de restrições físicas e operacionais do tipo:

$$V_k^{n^{min}} \leq V_k^n \leq V_k^{n^{max}}, \quad \forall k \in U, \forall n = 1, \dots, c \quad (2.58)$$

em que U representa todas as barras do sistema na situação de contingência n .

Monitora-se a magnitude de tensão nas barras de um SEP com dois objetivos básicos: assegurar que a tensão esteja entre os limites permitidos segundo as especificações técnicas e, com isso, não provocar danos às “cargas” (próximo sistema descendente), e determinar em quais barras do sistema existem problemas de suporte de potência reativa,

ou seja, barras cujas magnitudes de tensão estão fora dos limites de operação (COSTA, 2006).

Restrições nos taps

As restrições físicas e operacionais dos *taps* dos transformadores t_{km}^n , para os casos de pós-contingência, podem variar dentro de um conjunto de valores discretos:

$$t_{km_{min}}^n \leq t_{km}^n \leq t_{km_{max}}^n, \quad \forall n = 1, \dots, c \quad (2.59)$$

onde $t_{km_{min}}^n$ e $t_{km_{max}}^n$ correspondem, respectivamente, ao valor mínimo e máximo permitido para o *tap* do transformador no circuito $k - m$ para o caso de pós contingência n .

Como a relação de transformação dos trafos com controle automático de *tap* tem efeito direto na tensão das barras de um SEP, estes dispositivos podem ser utilizados na regulação de magnitude das tensões nodais, o que resulta em aumento ou redução no módulo das tensões das barras adjacentes (COSTA, 2006).

Na seção que se segue é apresentada uma forma de se garantir um FPORS em STEEs por meio da incorporação de controladores FACTS em pontos estratégicos da rede elétrica.

2.7 Incorporação de Controladores FACTS em Sistemas de Transmissão

A necessidade de maior eficiência na operação dos sistemas elétricos tem impulsionado inovações tecnológicas na área de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Os sistemas de transmissão e distribuição são submetidos continuamente a mudanças e reestruturações. Tais sistemas são levados a operar próximo aos seus limites operacionais e devem ser flexíveis para interagir com a maior diversidade dos padrões de geração e carga (FILHO, 2005).

Neste viés, Miasaki (2006) e Gardos (2008) afirmam que as linhas de transmissão estão sujeitas aos limites térmicos e/ou de estabilidade, que restringem o nível de potência que pode ser transmitido com segurança. Tais limites tem potencial de criar pontos de congestionamento na rede de transmissão. Estes pontos não são estáticos; eles se modificam de acordo com as alterações nos fluxos de potência resultantes do despacho de geração, das características da carga e das contingências. Assim sendo, torna-se cada vez mais importante controlar o fluxo de potência nas linhas de transmissão, para direcioná-lo para regiões que possuam capacidade ociosa, aliviando, assim, as regiões de sobrecarga.

Neste sentido, [Araujo \(2014\)](#) afirma que os controladores estáticos flexíveis, do tipo FACTS, podem evitar e/ou prevenir a violação dos limites térmicos das linhas de transmissão, sendo assim fundamentais para proteger a integridade dos sistemas de transmissão já existentes.

O conceito básico de FACTS foi proposto em 1988 por N. G. Hingorani, pesquisador do EPRI (*Electrical Power Research Institute*), no qual a noção de flexibilização do sistema estava claramente associada à capacidade do controle direto do fluxo de potência no nível de transmissão de energia elétrica por meio da rápida e contínua alteração dos parâmetros (nível de tensão, impedâncias de transferências e ângulo de transmissão) que controlam a dinâmica de funcionamento de um sistema elétrico ([HINGORANI; GYUGYI, 2000](#)). Assim sendo, os controladores FACTS são equipamentos que utilizam Eletrônica de Potência para permitirem maior flexibilidade de controle dos sistemas elétricos por meio de alterações nas características da rede ([MIASAKI, 2006](#); [ALMADA, 2012](#)).

2.7.1 Benefícios dos Controladores FACTS

Existe um grande número de controladores FACTS que podem ser aplicados a diferentes necessidades nos sistemas elétricos de transmissão. Estes controladores superam algumas limitações inerentes aos controladores mecanicamente controlados (velocidade de operação, confiabilidade, controlabilidade etc.) e sua utilização proporciona:

- **controle do fluxo de potência:** o fluxo de potência pode ser conduzido por um corredor específico de transmissão, evitando assim, fluxos paralelos e/ou colaterais indesejados. No caso de um congestionamento em qualquer linha, o SEP tende a optar rapidamente por um caminho alternativo que seja capaz de eliminar ou aliviar tal congestionamento ([LONG; YAO; ANH, 2013](#); [SHAKIL et al., 2014](#));
- **ampliação da capacidade de transmissão das linhas já existentes:** o fluxo de potência sobre uma determinada linha pode ser aumentado até o limite térmico forçando, por exemplo, a corrente por meio da impedância série da linha se, ao mesmo tempo, a estabilidade do sistema for mantida por meio do uso de um controle de carga durante e após uma contingência ([ANTUNEZ, 2014](#); [SHAKIL et al., 2014](#));
- **estabilização de oscilações de tensão e ângulo:** a introdução dos dispositivos FACTS em pontos estratégicos das linhas de transmissão permite melhoria no amortecimento de oscilações de baixa frequência ([ALMADA, 2012](#); [SHAKIL et al., 2014](#));
- **aumento da segurança do sistema:** a elevação do limite de estabilidade transitória do sistema, garantida pela limitação das correntes e sobrecargas de curto-circuito,

tem como consequência o aumento da segurança do STEE ([ANTUNEZ, 2014](#); [SHAKIL et al., 2014](#)).

2.7.2 Desvantagens dos Sistemas Flexíveis

Apesar das vantagens proporcionadas pelos controladores FACTS, [Antunez \(2014\)](#), [Araujo \(2014\)](#) e [Pinheiro \(2016\)](#) citam algumas desvantagens e limitações destes dispositivos:

- **custo elevado:** apesar de sua eficácia e ampla difusão, os dispositivos FACTS ainda são muito caros, fato este que, muitas vezes, inviabiliza a instalação de tais equipamentos nos sistemas elétricos de transmissão;
- **solução temporária:** os controladores FACTS não possuem nenhum elemento resistivo ou dissipador. Por consequência, sua efetiva resposta a distúrbios somente pode ser uma solução temporária;
- **armazenamento de energia é um fator limitante:** a quantidade de energia que o equipamento consegue armazenar é uma limitação do compensador, visto que esta afeta diretamente o intervalo de tempo no qual o controle é efetivo. Assim sendo, quanto mais energia o equipamento pode armazenar, maior é o tempo que ele vai preservar a estabilidade do sistema.

2.7.3 Tipos de Controladores FACTS

Os controladores FACTS podem ser divididos em quatro categorias de acordo com sua instalação nas linhas de transmissão: **controlador série**, **controlador em derivação**, **controlador combinado série-série** e **controlador combinado série-derivação** ([ACHARYA; SODE-YOME; MITHULANANTHAN, 2005](#); [SILVA, 2016](#)).

Uma possível classificação dos controladores FACTS é feita por [Filho \(2005\)](#) e [Almada \(2012\)](#):

- **primeira geração:** formada por dispositivos FACTS que utilizam tiristores de potência convencionais;
- **segunda geração:** composta por equipamentos FACTS que empregam chaves eletrônicas autocomutadas com capacidade de controle do disparo e bloqueio como o GTO (*Gate Turn-Off Thyristor*) e o IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*);
- **terceira geração:** constituída pela integração de controladores série e em derivação na mesma linha de transmissão;

- **quarta geração:** os equipamentos série e em derivação estão integrados em linhas diferentes.

No que diz respeito à função dos componentes eletrônicos, os controladores FACTS podem ser divididos em três grupos ([ALMADA, 2012](#); [SILVA, 2016](#)):

- **chaveados:** formado por compensadores passivos (reatores e capacitores) no qual o chaveamento ocorre eletronicamente por meio do uso de tiristores;
- **controlados:** composto por compensadores na qual a inserção de potência reativa para compensação se dá de maneira suave, e não em blocos, como ocorre nos FACTS chaveados;
- **avançados:** formado por compensadores que utilizam conversores como fonte de tensão VSC (*Voltage Source Converter*) para realizar a compensação de potência reativa.

Os dispositivos FACTS mais conhecidos da literatura especializada são apresentados no Quadro 2.

Quadro 2 – Principais dispositivos FACTS.

Sigla	Dispositivo FACTS
CSC	Compensador Estático Conversível
DFC	Controlador de Fluxo Dinâmico
IPFC	Controlador de Fluxo de Potência Interlinha
SSSC	Compensador Série Síncrono Estático
STATCOM	Compensador Síncrono Estático
SVC	Compensador Estático de Reativo
TCR	Reator Controlado a Tiristor
TCSC	Compensador Série Controlado a Tiristor
TCSR	Reator Série Controlado a Tiristor
TSC	Capacitor Chaveado a Tiristor
TSR	Reator Chaveado a Tiristor
TSSC	Capacitor Série Chaveado a Tiristor
TSSR	Reator Série Chaveado a Tiristor
UPFC	Controlador Unificado de Fluxo de Potência

Custos de instalação de controladores FACTS

Quando comparados com dispositivos convencionais, os controladores FACTS são muito caros. Entretanto, ônus com equipamentos FACTS representam apenas uma parcela

do preço total do projeto. Outros custos, como obras civis, instalação, seguros e engenharia, tornam tais projetos milionários (ACHARYA; SODE-YOME; MITHULANANTHAN, 2005). Entretanto, ABB (2002) afirma que esses projetos são menos custosos se comparados ao preço de reforços e construção de novas linhas de transmissão.

Embora seja difícil o acesso ao custo aproximado dos dispositivos FACTS, a ANEEL preconiza custos padrões para alguns compensadores (QUEIROZ et al., 2015), como pode ser observado no Quadro 3. Nota-se que a primeira parcela diz respeito ao tipo de controlador escolhido e sua capacidade C (em kVar). A segunda parcela representa os custos de instalação (fixos) do equipamento.

Quadro 3 – Custos de instalação de controladores convencionais e de alguns dispositivos FACTS.

Controlador	Custo (R\$/kVar)
Capacitor shunt	$47,39 C + 3,5 \times 10^6$
Capacitor série	$118,47 C + 3,5 \times 10^6$
SVC	$236,95 C + 3,5 \times 10^6$
TCSC	$236,95 C + 3,5 \times 10^6$
STATCOM	$296,19 C + 3,5 \times 10^6$
UPFC	$592,38 C + 3,5 \times 10^6$

Fonte: Adaptado de Acharya, Sode-Yome e Mithulananthan (2005) e de Queiroz et al. (2015).

Em virtude de sua modelagem elementar, e por ser um controlador FACTS ainda aplicado em sistemas de transmissão (FOGAÇA, 2006), o TCSC foi elegido como objeto de estudo para este trabalho. O mesmo será analisado na seção seguinte.

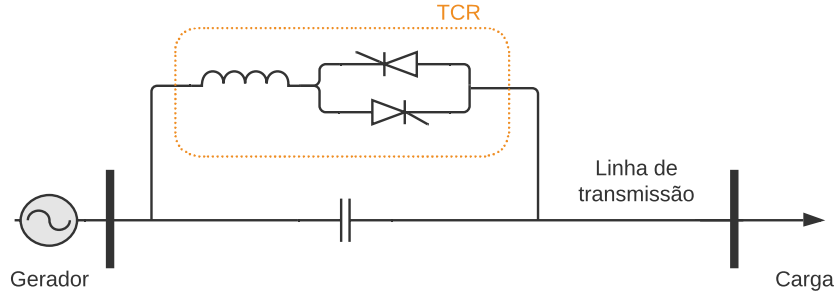
2.8 Compensador Série Controlado a Tiristor

Proposto em 1986 por Vithayathil (HINGORANI; GYUGYI, 2000), o TCSC é uma impedância reativa controlada por tiristor que tem a capacidade de alterar a impedância da linha de transmissão na qual se encontra, por meio do controle do disparo dos tiristores, desde que seja instalado em qualquer dos extremos da linha, onde já exista uma subestação (ANTUNEZ, 2014). De forma geral, este compensador FACTS apresenta duas funcionalidades básicas quando são alocados em linhas de transmissão (SILVA, 2008; ALMADA, 2012; LONG; YAO; ANH, 2013; KAUR; DIXIT, 2016; VIET et al., 2018):

- ampliar a capacidade de transmissão dessas linhas;
- amortecer oscilações de baixa frequência.

O esquema do TCSC inclui um *Reator Controlado a Tiristor* (TCR) em paralelo com um banco de capacitores fixos, conforme apresentado na Figura 13, de modo que o valor da impedância série pode variar continuamente de acordo com as faixas do dispositivo (ANTUNEZ, 2014).

Figura 13 – Compensador série controlado a tiristor (módulo de controle contínuo).



Fonte: Adaptada de Antunez (2014).

De modo geral, o TCSC permite maior flexibilidade de controle dos sistemas elétricos de transmissão, isto é, rápida e contínua alteração dos parâmetros elétricos, que facilita a elevação no nível de transmissão das linhas, utilizando a máxima capacidade térmica das mesmas. No entanto, apesar de sua eficácia e relativa difusão, Araujo (2014) e Pinheiro (2016) relatam que o TCSC é um dispositivo muito caro, fato este que, muitas vezes, inviabiliza a instalação deste compensador nos sistemas de transmissão.

Princípio de operação

O princípio de operação do TCSC está relacionado à contínua variação de sua reatância capacitiva por meio da diminuição ou aumento do período de condução dos tiristores (ajustado pelo controle do ângulo de disparo α), ou seja, da diminuição ou aumento da corrente fundamental que flui no TCR (DOMINGUES, 2001; MACHADO, 2003).

No que se refere à frequência fundamental, o TCSC é uma reatância indutiva controlável dada pela reatância do TCR em paralelo com um capacitor fixo, isto é:

$$x_{TCSC} = \frac{x_C x_L(\alpha)}{x_L(\alpha) - x_C}. \quad (2.60)$$

Segundo Hingorani e Gyugyi (2000) e Domingues (2001), a reatância líquida do TCR é dada por:

$$x_{TCR} = x_L(\alpha) = x_L \frac{\pi}{2(\pi - \alpha) + \sin(2\alpha)}, \quad x_L \leq x_{TCR} \leq \infty. \quad (2.61)$$

Desta forma, a reatância equivalente do TCSC pode ser reescrita da seguinte forma:

$$x_{TCSC} = \frac{\pi x_C x_L}{x_C [2(\pi - \alpha) + \sin(2\alpha)] - \pi x_L} \quad (2.62)$$

onde:

- x_L - impedância do reator;
- x_C - impedância do capacitor fixo;
- α - o ângulo de atraso medido a partir do pico da tensão no capacitor.

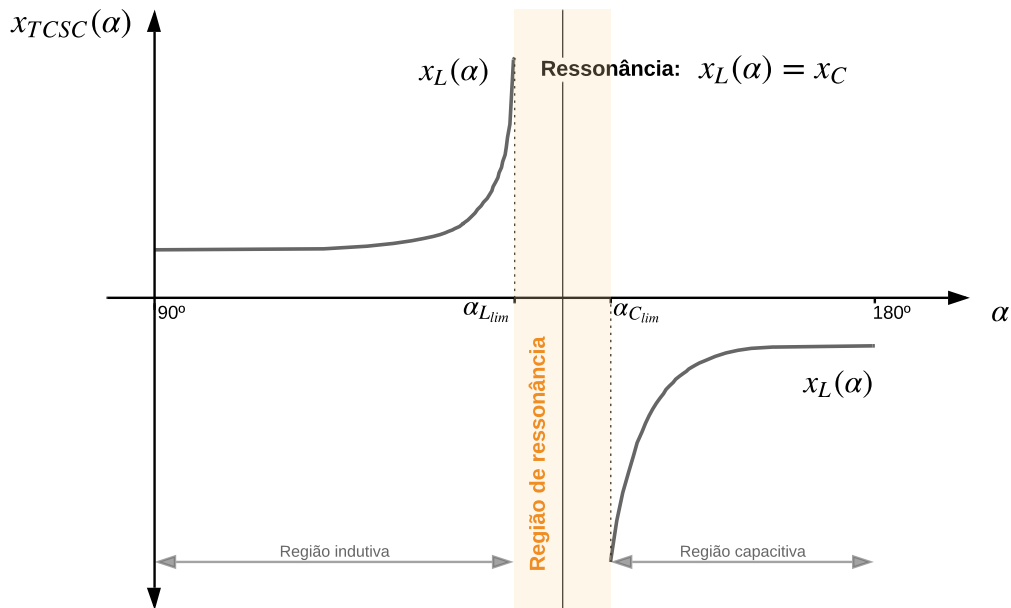
A Figura 14 apresenta a curva de características da reatância de um TCSC em função do ângulo de atraso. Esta é traçada para a reatância efetiva do TCSC em função do ângulo de disparo α . A reatância líquida do TCR varia do valor mínimo ($x_{L_{min}}$) ao valor máximo infinito. Esta região é de caráter indutivo ($90^\circ \leq \alpha \leq \alpha_{Lim}$). Da mesma forma, a reatância efetiva do TCSC começa a aumentar do valor da reatância líquida do TCR para a ocorrência da condição de ressonância paralela. Um aumento adicional de $x_L(\alpha)$ fornece a região capacitiva, começando a diminuir do ponto infinito para o valor mínimo da reatância capacitiva ($x_{C_{min}}$). Esta região equivale ao ângulo de disparo $\alpha_{Lim} \leq \alpha \leq 180^\circ$. É importante destacar que a operação dos tiristores, neste caso, só é possível para ângulos de disparo entre 90° e 180° (HINGORANI; GYUGYI, 2000; DOMINGUES, 2001; MACHADO, 2003).

Quando a reatância do TCR é ajustada a um valor igual à reatância do capacitor em paralelo, isto é, $x_L(\alpha) = x_C$, a condição de ressonância surge no TCSC (HINGORANI; GYUGYI, 2000). Este fenômeno é uma condição inaceitável, pois pode resultar em uma impedância infinita no compensador (DOMINGUES, 2001). Assim sendo, existe uma região de restrição (região de ressonância) compreendida entre os ângulos de disparo dos tiristores (α_{Lim} e $\alpha_{C_{lim}}$), a fim de se garantir a correta operação do dispositivo (MACHADO, 2003).

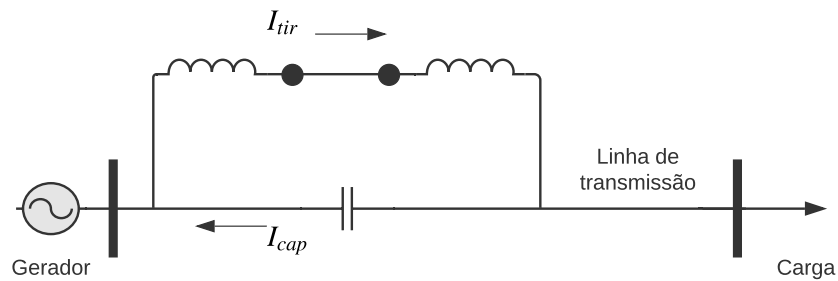
Modos de operação

Segundo Almada (2012), o TCSC apresenta três modos distintos de operação:

- **modo *by-pass*:** caso em que $\alpha = 90^\circ$. Os tiristores são continuamente disparados, de tal forma que a maior parcela da corrente de linha flui no TCR e o TCSC apresenta uma reatância virtual indutiva, uma vez que tipicamente a reatância do indutor é menor do que a do banco de capacitores série. A Figura 15 ilustra esta situação;
- **modo bloqueado:** caso em que $\alpha = 180^\circ$. Não há aplicação de pulsos de disparo aos tiristores e, assim, não há passagem de corrente pelo TCR, como pode ser

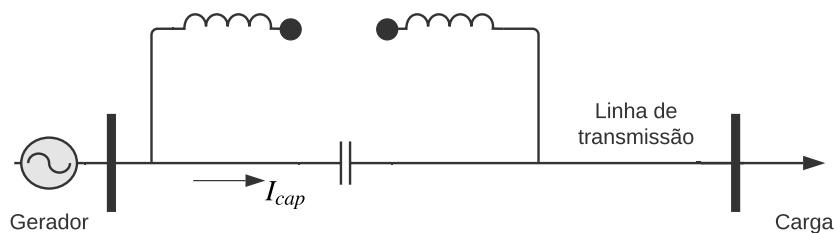
Figura 14 – Reatância do TCSC em função do ângulo de disparo α .

Fonte: Adaptada de Hingorani e Gyugyi (2000), Domingues (2001) e de Machado (2003).

Figura 15 – TCSC em modo *by-pass*.

observado na Figura 16. Em consequência, toda corrente flui pelo capacitor fixo e o equipamento apresenta seu menor valor de compensação. Este modo de operação é bastante utilizado quando o TCSC opera em baixa impedância;

Figura 16 – TCSC em modo bloqueado.



- **modo de controle contínuo:** caso em que α varia entre 90° e 180° . O TCSC pode

fazer a compensação de reativo capacitivo ou reativo indutivo da linha de transmissão de acordo com sua necessidade. Quando o tiristor é operado de forma a ter um baixo nível de condução, Figura 17, diz-se que o TCSC opera no modo capacitivo. Por outro lado, quando o nível de condução do tiristor é grande, o TCSC passa a operar no modo indutivo, como ilustrado na Figura 18.

Figura 17 – TCSC em modo de controle contínuo capacitivo.

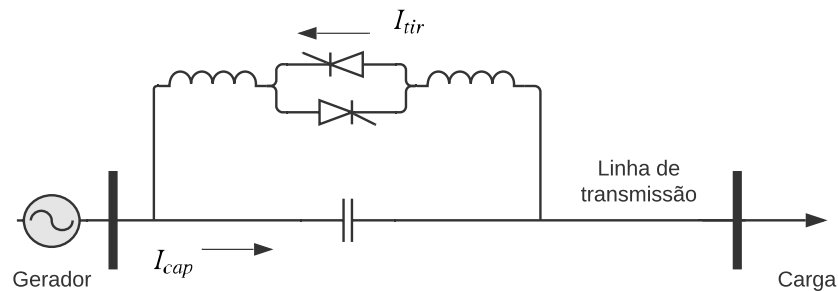
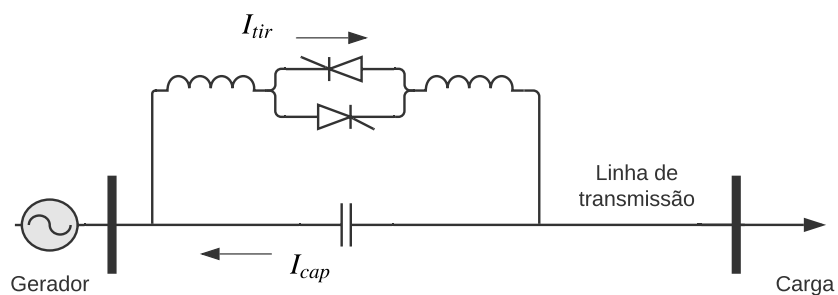


Figura 18 – TCSC com tiristor em modo de controle contínuo indutivo.



Tanto no primeiro como no terceiro modo de operação, não se deve operar o TCSC com níveis de compensação elevados, pois há o risco da reatância do dispositivo entrar em ressonância com a reatância da linha de transmissão. Isto seria impraticável, em virtude da elevada corrente que o módulo TCSC estaria sujeita. Assim sendo, a literatura especializada recomenda compensar níveis entre 20% a 70% da reatância da linha (HINGORANI; GYUGYI, 2000; ALMADA, 2012).

2.8.1 Desvantagens do TCSC

Além das limitações dos dispositivos FACTS apresentadas na Seção 2.6.2, Masuda (2006) e Faria (2012) acrescentam as seguintes desvantagens inerentes ao TCSC, o que ajuda a explicar sua pouca utilização em sistemas flexíveis:

- **controles com necessidade de isolamento:** o dispositivo é acoplado diretamente na linha de transmissão, logo, seus controles precisam ser isolados para a tensão de

operação (utilizam-se plataformas altas, expostas ao tempo, sujeitas principalmente ao campo elétrico intenso);

- **ausência de controle contínuo:** o TCSC não permite um controle contínuo da reatância série;
- **inspeções limitadas:** qualquer tipo de intervenção para execução de manutenção preventiva ou corretiva necessita de desligamento total do TCSC. Além do mais, um desligamento comum na plataforma do TCSC, exige um tempo de espera para descarregar os capacitores, o que aumenta o tempo de indisponibilidade do equipamento;
- **inexistência de parâmetros consolidados:** em virtude da pouca quantidade de TCSCs instalados, não se dispõe de informações suficientes sobre a eficiência operacional deste compensador. Assim sendo, a experiência real e informações sobre o desempenho do TCSC não são difundidos, o que inviabiliza a existência de parâmetros ou padrões de desempenho consolidados.

Utilizando os conceitos aqui apresentados, a seção seguinte discute a introdução de TCSCs em STEEs congestionados, enfatizando sua modelagem, seu impacto sobre a rede de transmissão, e a diferença entre a alocação ótima e a alocação estratégica.

2.9 TCSC em Linhas de Transmissão

O controle do fluxo de potência nas linhas de transmissão com o TCSC é alcançado graças ao incremento ou à redução da impedância total da linha. Desta forma, em regime permanente, o dispositivo é considerado uma impedância série controlável, como mostrado na Figura 19 (LONG; YAO; ANH, 2013; ANTUNEZ, 2014).

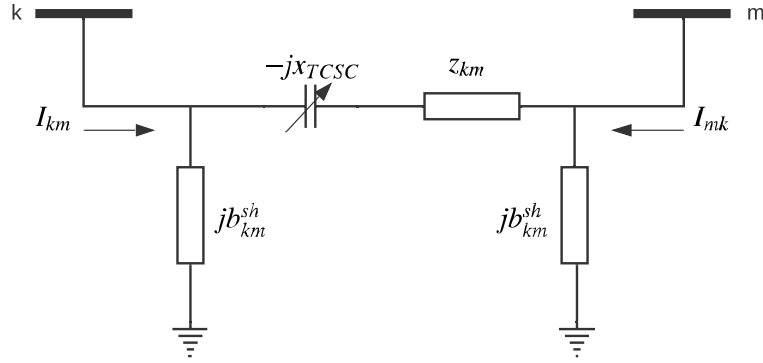
Neste contexto, como modelar dinamicamente o TCSC? Qual seu impacto sobre a rede elétrica? Como alocar o TCSC em linhas de transmissão de forma estratégica? Tais questionamentos serão respondidos a seguir.

2.9.1 Modelagem Estática e Dinâmica do TCSC

Caso a impedância do TCSC seja parametrizada, a reatância efetiva, x_{ef} , de uma linha $k-m$ qualquer com a compensação série (LONG; YAO; ANH, 2013) é dada por:

$$x_{ef} = x_{km} - x_{TCSC} \quad (2.63)$$

Figura 19 – Modelo de linha de transmissão com TCSC.



Fonte: Adaptada de Long, Yao e Anh (2013).

onde a impedância do dispositivo pode ser alterada com um *parâmetro de compensação* L multiplicado pelo valor real da impedância da linha:

$$x_{TCSC} = Lx_{km} \quad (2.64)$$

onde a nova impedância da linha k - m passa a ser:

$$x_{ef} = (1 - L)x_{km}. \quad (2.65)$$

Long, Yao e Anh (2013) destacam que este novo valor de impedância altera os valores das susceptâncias e condutâncias das equações de fluxo de potência dispostas nas Equações 2.22 e 2.23, da seguinte forma:

$$g_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{ef}^2} \quad (2.66)$$

e

$$b_{km} = -\frac{x_{ef}}{r_{km}^2 + x_{ef}^2}. \quad (2.67)$$

Além da modelagem do TCSC para estudos em regime permanente, é comumente encontrada na literatura específica a modelagem do TCSC para estudos de *Estabilidade Dinâmica* (DOMINGUES, 2001; MACHADO, 2003; ALMADA, 2012).

Como informado *a priori*, o que permite a obtenção de uma reatância efetiva variável no TCSC é o disparo controlado dos tiristores. Partindo da ordem de reatância calculada para a transmissão de uma determinada potência ativa, os ângulos de disparo correspondentes à característica de reatância do TCSC podem ser determinados. Assim

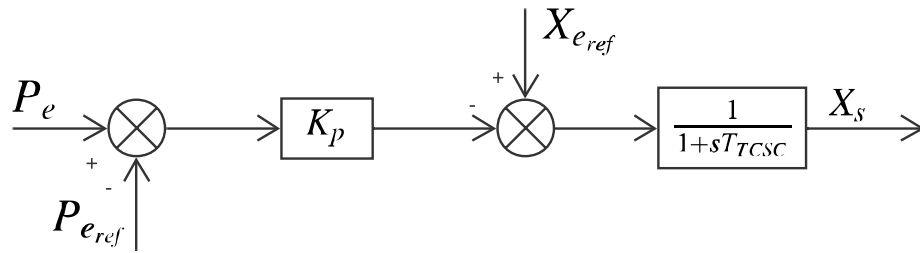
sendo, faz-se necessário gerar pulsos precisos para o correto disparo dos tiristores. Para tal finalidade, um circuito de disparo típico deve incluir duas funções básicas (LAURINDO, 2010): circuito de sincronismo (sincroniza o sinal de disparo com as grandezas elétricas da rede) e circuito de disparo.

O entendimento profundo do controle de disparo dos tiristores do módulo TCSC não faz parte do escopo deste trabalho, porém, será apresentado um controlador comumente utilizado no controle deste compensador.

Neste viés, um modelo dinâmico típico é mostrado no diagrama de blocos da Figura 20. Trata-se de um controlador de primeira ordem em série com um bloco de atraso, onde:

- K_p - ganho proporcional do controlador;
- P_e - potência de entrada;
- $P_{e_{ref}}$ - potência de referência;
- T_{TCSC} - constante de tempo do atraso no disparo dos tiristores;
- $X_{e_{ref}}$ - reatância de referência;
- X_s - reatância de saída.

Figura 20 – Modelo dinâmico do TCSC.



Fonte: Adaptada de Domingues (2001), Machado (2003) e Almada (2012).

Este modelo representa o modo de controle de potência do TCSC. Este controlador tem como entrada o módulo da potência ativa da linha de transmissão (P_e), o qual é comparado com uma potência de referência ($P_{e_{ref}}$), e como saída a reatância X_s , que será ajustada de acordo com a necessidade do sistema elétrico (DOMINGUES, 2001; MACHADO, 2003; ALMADA, 2012).

Neste modelo, o parâmetro K_p é utilizado para o ajuste de ganho desejado do controlador. A entrada $X_{e_{ref}}$ pode ser, por exemplo, um sinal propiciado por um *Estabilizador de Sistema de Potência* (PSS) (um elemento utilizado para compensar os atrasos que ocorrem na malha de controle, cuja finalidade é melhorar o desempenho dinâmico dos

sistemas de potência), o qual é adicionado à saída do controle primário (DOMINGUES, 2001).

Segundo Almada (2012), da análise do diagrama de blocos da Figura 20 é possível obter a equação que rege o comportamento dinâmico da compensação inserida pelo TCSC:

$$\dot{X}_s = \frac{1}{T_{TCSC}} [K_p(X_{eref} - \Delta P) - X_s] \quad (2.68)$$

em que ΔP é a diferença entre a potência de entrada e a potência de referência, isto é, $P_e - P_{eref}$.

2.9.2 Impacto do TCSC em Linhas de Transmissão

O TCSC é integrado ao problema do FPO modificando os dados da linha onde será introduzido o dispositivo (LONG; YAO; ANH, 2013; VIET et al., 2018). No entanto, vale lembrar que a compensação máxima do TCSC é limitada a 70% do valor da reatância da linha não compensada com objetivo de ampliar o fluxo de potência sobre rotas definidas e amortecer oscilações de baixas frequências (ALMADA, 2012).

Segundo Monticelli, Pereira e Granville (1987) e Sundar e Ravikumar (2012), a alocação do TCSC em uma linha de transmissão $k-m$ altera a matriz de susceptância nodal da rede. Neste viés, a matriz de admitâncias do sistema compensado pode ser atualizada da seguinte maneira:

$$Y_{bus}^{ef} = Y_{bus} + \Delta Y_{bus} \quad (2.69)$$

onde:

- Y_{bus}^{ef} - matriz de admitâncias com o compensador alocado;
- Y_{bus} - matriz de admitâncias sem o compensador alocado;
- ΔY_{bus} - variação na matriz de admitâncias devido à alocação do compensador.

2.9.3 Fluxo de Potência Ativa em Linhas de Transmissão com TCSC

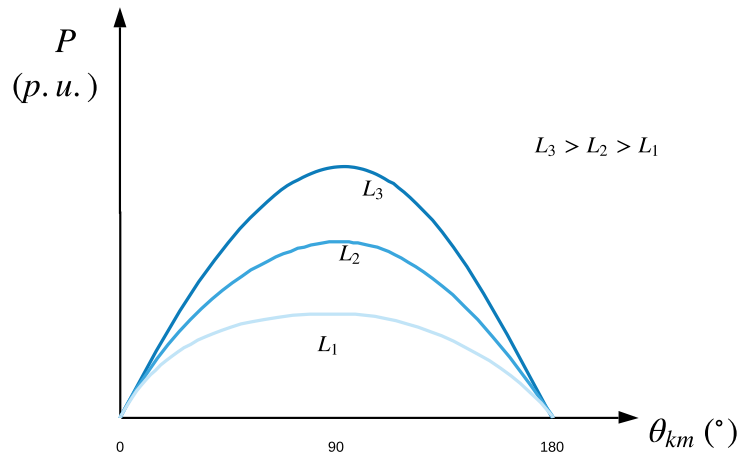
O impacto do compensador na rede elétrica pode ser entendido por meio da análise do fluxo em uma linha de transmissão na qual esteja alocado um TCSC. Substituindo a

Equação 2.65 na Equação 2.28, o fluxo de potência ativa em uma linha de transmissão com TCSC passa a ser dado por:

$$P_{km} = \frac{1}{(1-L)x_{km}} [V_k V_m \sin(\theta_{km})]. \quad (2.70)$$

De acordo com a Equação 2.70, o grau de compensação série L está diretamente relacionado com o valor da potência ativa que flui entre as barras k e m . Consequente, o aumento de L proporciona um acréscimo no fluxo de potência ativa na linha, e a redução de L ocasiona um decréscimo na potência ativa transmitida, como pode ser observado na Figura 21.

Figura 21 – Fluxo de potência ativa *versus* ângulo θ_{km} .



Fonte: Adaptada de Machado (2003).

2.9.4 Alocação Ótima *versus* Alocação Estratégica de TCSC

Alocar TCSCs com o objetivo de obter o maior benefício possível em uma linha de transmissão é um problema de planejamento muito importante. Se um sistema de potência de grande porte for analisado, a quantidade de opções possíveis para alocar os dispositivos define um problema combinatório muito grande (ANTUNEZ, 2014; VIET et al., 2018).

A fim de reduzir o espaço de busca e melhorar a capacidade de transferência, Long, Yao e Anh (2013) e Viet et al. (2018) afirmam que o TCSC pode ser instalado no local do gargalo do sistema de potência, isto é, no local que limita o fluxo de carga máximo possível da origem ao sorvedouro. Logicamente, quando a carga do STEE aumenta, o gargalo é o primeiro local onde ocorre o congestionamento. Portanto, este é um local estratégico para se instalar o dispositivo a fim de aliviar ou mesmo eliminar o congestionamento da rede (LONG; YAO; ANH, 2013; VIET et al., 2018).

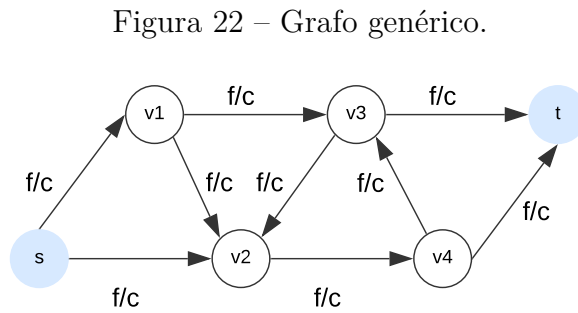
Neste viés, alguns algoritmos de baixo custo computacional, e que permitem encontrar uma solução de boa qualidade, foram propostos para melhorar a segurança estática dos STEEs por meio da alocação estratégica de dispositivos FACTS na rede. Long, Yao e Anh (2013) e Viet et al. (2018) sugerem a utilização do *Algoritmo de Corte Mínimo* para orientar cada passo durante a busca de uma posição para a alocação dos TCSCs a fim de resolver congestionamentos nas linhas, aumentando assim, a segurança do sistema de transmissão.

Segundo Long, Yao e Anh (2013) e Viet et al. (2018), a função do algoritmo é determinar o *corte mínimo* do sistema de potência entre todos os cortes possíveis da rede, visto que esse corte é o que contém ramos de gargalo com a menor soma de capacidade. Portanto, se o *corte mínimo* for identificado, a ramificação que tem a capacidade de contribuir para ajustar a impedância será reconhecida. Desta maneira, o espaço de pesquisa será reduzido de n ramos (n representa todos os ramos do sistema) para m ramos (m são os ramos pelos quais o *corte mínimo* passa). Para melhor entendimento desse algoritmo, é apresentado a seguir o Teorema do Fluxo Máximo - Corte Mínimo.

2.10 Teorema do Fluxo Máximo - Corte Mínimo

O *Teorema do Fluxo Máximo - Corte Mínimo* consiste em otimizar dois diferentes problemas: o de *corte mínimo* e o de *fluxo máximo*. Este teorema pode ser aplicado em diversas áreas do saber, como por exemplo, na transmissão de energia elétrica. Para melhor entendimento do teorema, faz-se necessário compreender alguns conceitos da *Teoria de Grafos* disponíveis em Tavares (2006) e em IMPA (2019).

Proposição. Seja G o grafo direcionado $G = (V, A)$ apresentado na Figura 22 e seus elementos: s (nó de origem), t (nó sorvedouro), c (capacidade) e f (fluxo).



Definição 1. A **capacidade** de uma aresta é um mapeamento $C : A \rightarrow \mathbb{R}^+$, escrito como $C(u, v)$. Ele representa a quantidade máxima de fluxo que pode passar por uma aresta $u - v$.

Definição 2. O **fluxo** é um mapeamento $F : A \rightarrow \mathbb{R}^+$, escrito como $f(u, v)$, sujeito às restrições de capacidade, anti-simetria e conservação de fluxo:

- **restrição de capacidade:** o fluxo máximo em uma aresta nunca ultrapassará a capacidade da mesma, isto é:

$$f(u, v) \leq C(u, v), \quad \forall u, v \in V$$

onde V representa todos os pares de vértices (u, v) ;

- **anti-simetria oblíqua:**

$$f(u, v) = -f(v, u), \quad \forall u, v \in V;$$

- **conservação de fluxo:** para todo vértice u diferente de s e de t , temos que:

$$\sum_{v \in V} f(u, v) = 0.$$

O problema do *fluxo máximo* é maximizar o fluxo total da rede, ou seja, transportar a maior quantidade possível de fluxo do nó de origem até o nó de destino sem violar quaisquer restrições de capacidade.

Definição 3. Um **corte** (S, T) de um fluxo em rede $G = (V, A)$ é uma bipartição do conjunto de vértices V em dois subconjuntos $(S$ e $T)$, de forma que a origem $s \in S$ e o sorvedouro $t \in T$.

Definição 4. O **valor mínimo de corte** refere-se à menor soma possível das capacidades dos fluxos das linhas que realizam um corte na rede.

Embasados nos conceitos anteriormente explicados, pode-se declarar o seguinte teorema:

Teorema do Fluxo Máximo - Corte Mínimo. *Para toda a rede com uma só origem s e um só destino t , o fluxo máximo é igual ao valor mínimo de corte entre todos os cortes possíveis da rede.*

Neste contexto, o *problema do corte mínimo* é minimizar $C(S, T)$, ou seja, determinar S e T tal que a capacidade do corte $S - T$ seja mínima entre todos os cortes da rede.

3 Metodologia

Inicialmente, é apresentada neste capítulo a aplicação do Algoritmo de Corte Mínimo em STEEs. Em um segundo momento, é descrita uma forma de solucionar o FPORS a partir da utilização do software MATPOWER. Posteriormente, são introduzidas a seleção de contingências, onde é feita a modelagem das contingências mais severa e mais provável. Por fim, são apresentados os sistemas de teste, para os quais é sugerido um método heurístico para alocação estratégica de TCSC.

3.1 Aplicação do Algoritmo de Corte Mínimo em STEE

A rede de transmissão de energia elétrica será considerada como um grafo orientado $G(N,A)$, onde o fluxo de carga é representado como fluxo no grafo. O conjunto de nós N correspondem às barras do SEP, e as linhas a_{km} ao conjunto de arcos A . A cada arco é atribuído o marcador u_{km} , denotando o fluxo de potência máximo permitido nesta linha.

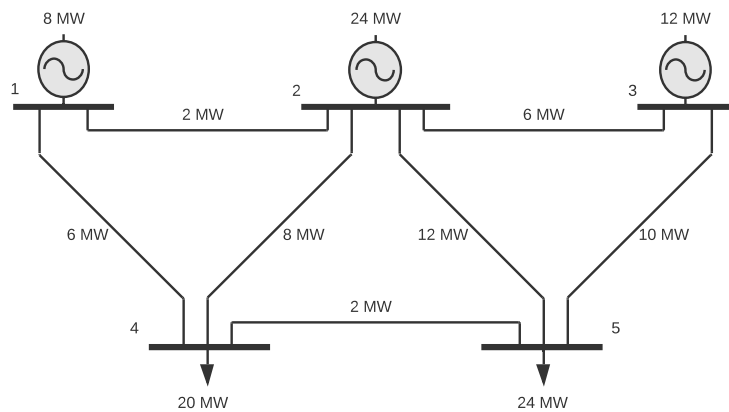
A formulação básica do algoritmo considera dois nós virtualmente acrescidos: a *fonte* (s), correspondente a um gerador, e o *sorvedouro* (t), correspondente a uma carga. Cada linha que origina em (s) possui um fluxo máximo que corresponde à geração do nó conectado, e cada linha que chega a (t) representa a carga demandada pelo nó conectado. O algoritmo descrito a seguir trabalha atribuindo sucessivamente fluxo aos arcos ao longo de um trajeto dirigido de (s) a (t) até que mais nenhum fluxo possa ser adicionado.

1. Criar a fonte virtual (s) e traçar arcos individuais conectando (s) às barras de geração. O fluxo máximo desses arcos corresponde às gerações individuais;
2. Criar o sorvedouro (t) e traçar arcos individuais conectando as barras de carga aos nós (t). O fluxo máximo desses arcos corresponde às demandas individuais das cargas;
3. Encontrar qualquer caminho novo desde a fonte virtual até o sorvedouro que comporte a demanda solicitada. Se o mesmo não mais existir, finalizar o algoritmo;
4. Determinar f , o fluxo máximo ao longo deste caminho, que será igual à menor capacidade de fluxo em qualquer arco no caminho (o arco de gargalo);

5. Subtrair f da capacidade de fluxo restante de acordo com a direção da fonte virtual para o sorvedouro em cada arco no percurso;
6. Retornar ao passo 3 se houver demanda de carga remanescente.

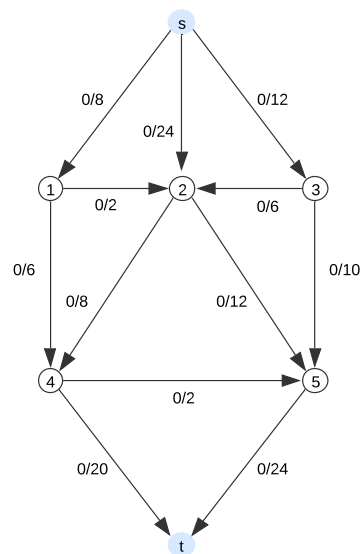
A Figura 23 apresenta um exemplo de um STEE cujo grafo direcionado equivalente é representado na Figura 24. Para exemplificação, seu *corte mínimo* será determinado.

Figura 23 – Exemplo de STEE.



Fonte: Adaptada de Long, Yao e Anh (2013).

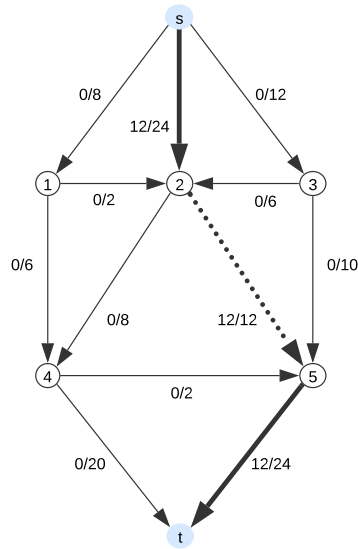
Figura 24 – Grafo de fluxo direcionado com nós virtuais s e t . As arestas são rotuladas com fluxo/capacidade.



Fonte: Adaptada de Long, Yao e Anh (2013).

- Os arcos ao longo do caminho s -2-5- t são rotulados usando 12 unidades de fluxo. O gargalo aqui é o arco 2-5 (linha pontilhada na figura), como mostra a Figura 25.

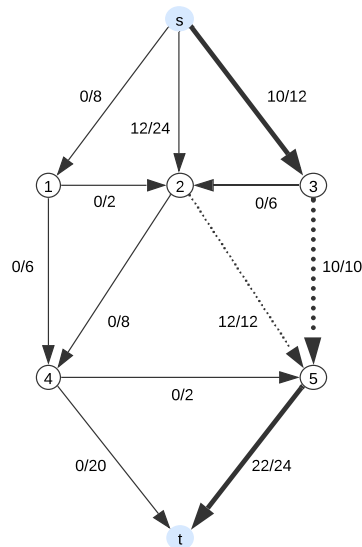
Figura 25 – Unidades de fluxo ao longo do caminho s -2-5- t .



Fonte: Adaptada de Long, Yao e Anh (2013).

- Os arcos ao longo do caminho s -3-5- t são rotulados usando 10 unidades de fluxo. O gargalo aqui é o arco 3-5. Observe que somado ao fluxo simultâneo no caminho s -2-5- t , o fluxo total no arco 5- t totaliza agora 22 unidades de fluxo, como mostra a Figura 26.

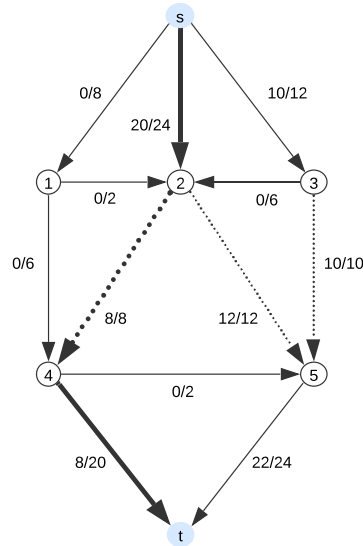
Figura 26 – Unidades de fluxo ao longo do caminho s -3-5- t .



Fonte: Adaptada de Long, Yao e Anh (2013).

- Os arcos ao longo do caminho s -2-4- t são rotulados usando 8 unidades de fluxo. O gargalo neste caminho é o arco 2-4, como mostra a Figura 27.

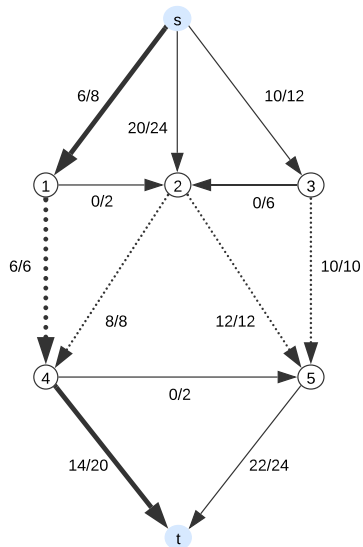
Figura 27 – Unidades de fluxo ao longo do caminho s -2-4- t .



Fonte: Adaptada de Long, Yao e Anh (2013).

- Os arcos ao longo do caminho s -1-4- t são rotulados usando 6 unidades de fluxo. O gargalo em tal caminho é o arco 1-4, como mostra a Figura 28.

Figura 28 – Unidades de fluxo ao longo do caminho s -1-4- t .



Fonte: Adaptada de Long, Yao e Anh (2013).

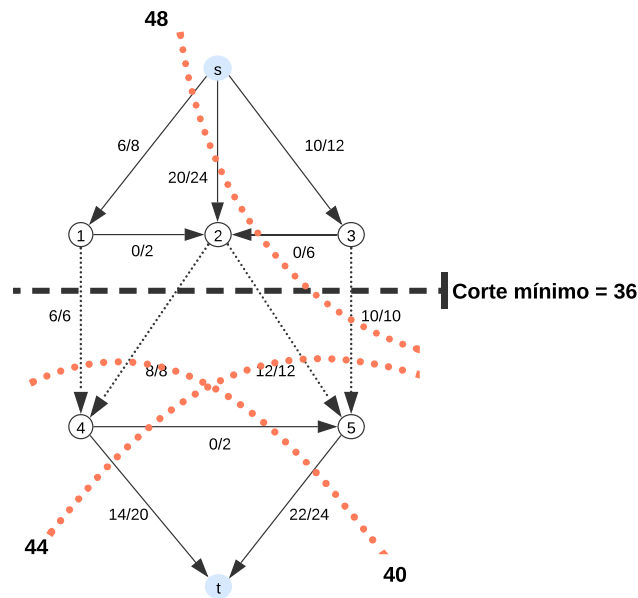
O algoritmo termina após o último caminho ser encontrado na Figura 28 porque não existem mais caminhos disponíveis entre (s) e (t) . Isso é óbvio, pois todos os caminhos

devem passar pelo conjunto de arcos $3-5$, $2-5$, $2-4$ e $1-4$, e todos estes arcos tiveram sua margem de capacidade residual esgotada na direção de (s) para (t) . Assim sendo, o grafo final é o que está apresentado na Figura 28.

Somando as unidades de fluxo em arcos de gargalo ($12 + 10 + 8 + 6 = 36$) da Figura 28 equivale a somar as unidades de fluxo nos arcos fora da fonte ($6 + 20 + 10 = 36$) ou as unidades de fluxo no coletor ($14 + 22 = 36$). Este é o máximo fluxo de carga possível e é igual ao valor mínimo de corte para todos os cortes na rede.

Para finalizar o procedimento, alguns cortes possíveis são apresentados na Figura 29.

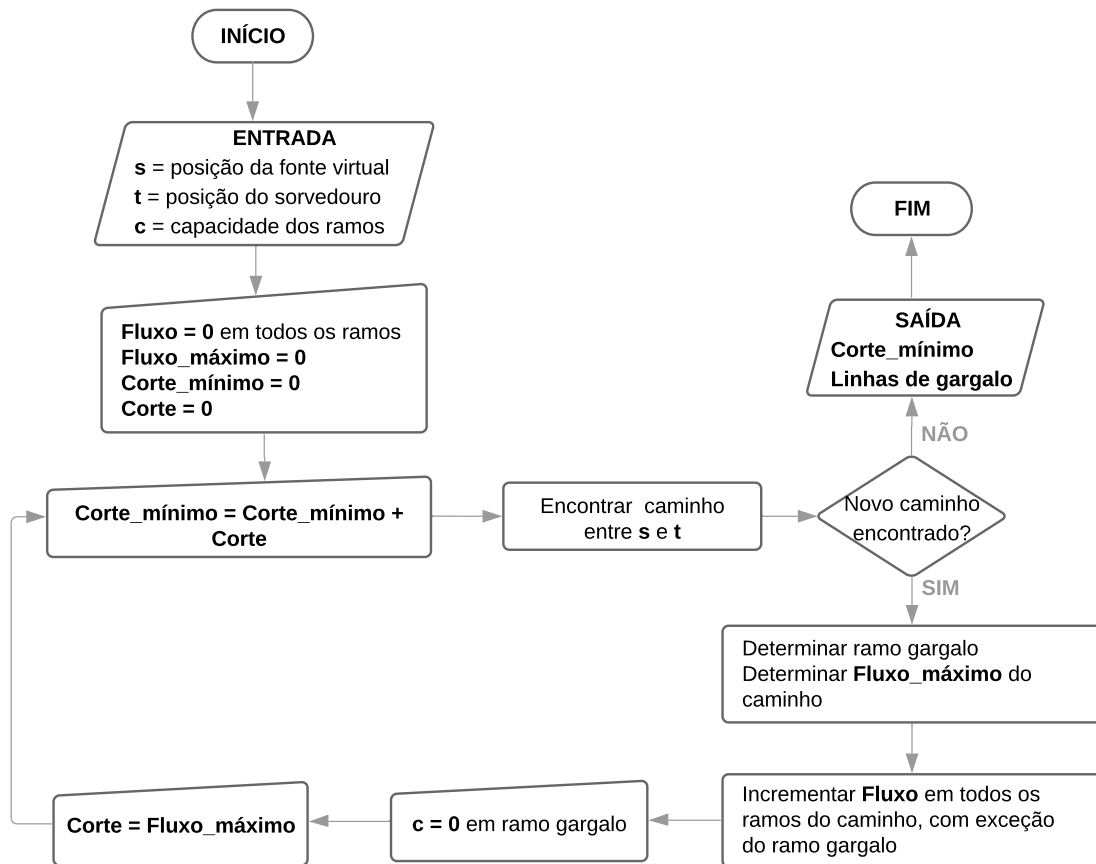
Figura 29 – Algumas possibilidades de corte.



Fonte: Adaptada de Long, Yao e Anh (2013).

Para sintetizar a descrição da aplicação do *Algoritmo de Corte Mínimo*, apresenta-se na Figura 30 o fluxograma do referido algoritmo aplicado a sistemas de potência. O início do mesmo dá-se com a declaração das variáveis de entrada. Em seguida, algumas variáveis auxiliares são inicializadas. A partir de então, o algoritmo começa a procurar novos caminhos (de s a t), determinando, ao mesmo tempo, as linhas de gargalo e o fluxo máximo em cada um destes (um laço é utilizado para encontrar todos os caminhos e seus respectivos fluxos máximos). Quando não é encontrado nenhum novo caminho, o algoritmo é finalizado, tendo como variável de saída o valor do *corte mínimo* do sistema e as linhas de gargalo.

Figura 30 – Fluxograma do algoritmo de corte mínimo aplicado a sistemas de potência.



Fonte: Adaptada de Long, Yao e Anh (2013).

3.2 Seleção de Contingência

A fim de introduzir restrições de segurança ao problema de FPO, foram identificadas a contingência (ocasionada pela interrupção de uma linha) mais crítica do sistema e a contingência mais provável (baseada em dados históricos das linhas).

3.2.1 Contingência mais Severa

A avaliação da severidade de uma contingência é um dos aspectos mais importantes dos estudos de confiabilidade do sistema de energia para o planejamento operacional e de investimentos, especialmente no cenário de incertezas (HARZA; SINHA, 2010).

A ideia de um *Índice de Desempenho* (PI) para uma falta na linha i parece atender essa necessidade. Neste viés, será utilizado neste trabalho um híbrido de dois diferentes PIs (*Índice de Desempenho de Fluxo* e *Índice de Desempenho de Tensão*).

Índice de desempenho de fluxo

Segundo [Wood, Wollenberg e Shele \(2014\)](#), este índice é dado por:

$$PI_{flow_i} = \sum_{l=1}^{N_l} \left(\frac{P_{flow_{l,i}}}{P_l^{max}} \right)^{2n_{PI_{flow}}}, \quad \forall l, l \neq i \quad (3.1)$$

em que:

- $P_{flow_{l,i}}$ - fluxo na linha l com a linha i interrompida;
- N_l - número de linhas do sistema;
- P_l^{max} - fluxo máximo na linha l ;
- $n_{PI_{flow}}$ - constante de definição do índice de desempenho de fluxo (definido em [Wood, Wollenberg e Shele \(2014\)](#) como 0,3458).

O procedimento de seleção aqui consiste em criar uma tabela, onde cada linha da tabela refere-se a uma linha do sistema. A seguir, deve-se computar o índice PI_{flow_i} para cada linha interrompida e, para finalizar, deve-se ordenar a lista em ordem decrescente de valor. Em consequência, a linha correspondente ao topo da lista é considerada a linha mais severa segundo o critério considerado.

Índice de desempenho de tensão

Este índice também é apresentado em [Wood, Wollenberg e Shele \(2014\)](#), e é dado pela Equação 3.2.

$$PI_{volt_i} = \sum_{j=1}^{N_b} \left(\frac{V_j^{min}}{V_{j,i}} \right)^{n_{PI_{volt}}} + \sum_{j=1}^{N_b} \left(\frac{V_{j,i}}{V_j^{max}} \right)^{n_{PI_{volt}}} \quad (3.2)$$

em que:

- $V_{j,i}$ - tensão no barramento j com a linha i interrompida;
- N_b - número de barras do sistema;
- V_j^{max} - tensão máxima no barramento j ;
- V_j^{min} - tensão mínima no barramento j ;
- $n_{PI_{volt}}$ - constante de definição do índice de desempenho de tensão, definido em [Wood, Wollenberg e Shele \(2014\)](#) como 8,3407.

O procedimento de seleção aqui também consiste em criar uma tabela, onde cada linha da tabela refere-se a uma linha do sistema. A seguir, deve-se computar o índice PI_{volt_i} para cada linha interrompida e então ordenar a lista de forma decrescente de valores. Mais uma vez, a linha correspondente ao topo da tabela é considerada a mais crítica segundo o critério em questão.

Índice de hibridização

Neste trabalho, o PI escolhido para seleção da contingência mais severa será dado pela junção dos dois índices citados *a priori*. A literatura sugere utilizar dois híbridos: $70 - 30$ (70% do PI_{flow_i} e 30% do PI_{volt_i}) e $30 - 70$ (30% do PI_{flow_i} e 70% do PI_{volt_i}) (WOOD; WOLLENBERG; SHELE, 2014). A fim de conferir às linhas um maior protagonismo sobre a sensibilidade dos STEEs simulados, este trabalho adotará o primeiro híbrido. Assim sendo, o *Índice de Hibridização* de uma linha i será dado por:

$$PI_{hibrido_i} = 0,70PI_{flow_i} + 0,30PI_{volt_i}. \quad (3.3)$$

Logicamente, a contingência mais severa será dada pelo índice $PI_{hibrido_i}$ de maior valor, sendo esta uma das contingências escolhida para dar continuidade às simulações do trabalho.

3.2.2 Contingência mais Provável

Uma maneira simples de se apresentar as contingências de maior probabilidade de ocorrência de um SEP pode ser feita por meio de um *Índice* ζ , obtido a partir de dados históricos da linha de transmissão. Tal índice pode ser entendido como uma relação entre a probabilidade de ocorrência de um evento i e a consequência (severidade) dos eventos associados (HARZA; SINHA, 2010; KRISHNAN; MCCALLEY, 2012).

Para a obtenção de estimativas realistas da probabilidade de uma contingência acontecer dentro de um certo período, a natureza da distribuição de probabilidade das condições operacionais do SEP será modelada por uma *Função de Densidade de Probabilidade* (PDF). Para tal finalidade, às linhas dos sistemas de teste serão atribuídas taxas de falha (λ) com base em dados históricos documentados.

Visto que para cada linha do sistema são atribuídas duas únicas possibilidades de estado (estar operativa ou em falta), Harza e Sinha (2010) e Krishnan e McCalley (2012) sugerem quantificar a probabilidade de ocorrência das contingências a partir da *Distribuição Binomial*, dada por:

$$f(x; n, p) = \frac{n!}{x!(n-x)!} p^x (1-p)^{n-x}, \quad \forall x = 1, 2, \dots, n \quad (3.4)$$

onde:

- n - número de tentativas independentes;
- x - número de sucessos em n tentativas;
- p - probabilidade de sucesso em qualquer tentativa.

Como as contingências são, em geral, eventos de probabilidade muito baixa (ou seja, $n \rightarrow \infty$ e $p \rightarrow 0$), a binomial pode ser aproximada pela *Distribuição de Poisson* da seguinte forma (MORETTIN, 2010):

$$f(x, \lambda) = \frac{\lambda^x e^{-\lambda}}{x!} \quad (3.5)$$

onde:

- λ - multiplicação de n por p ;
- x - variável aleatória equivalente ao número de ocorrências do evento em um dado intervalo de tempo.

Neste contexto, a probabilidade do evento ocorrer uma vez ($x = 1$) durante o intervalo de um ano é dada pela Equação 3.6.

$$Pr(x = 1) = \lambda_i e^{-\lambda_i}, \quad \forall \lambda_i > 0 \quad (3.6)$$

onde λ_i é a taxa anual de ocorrência da contingência i .

Índice ζ

A partir de dados relativos à probabilidade de uma contingência ocorrer, e de sua severidade, pode-se computar o *Índice ζ* a partir da seguinte equação:

$$\zeta_i = Sev(E_j, X_i) Pr(E_j) \quad (3.7)$$

onde:

- $Sev(E_j, X_i)$ - severidade do evento E_j (computada na Equação 3.3);
- X_i - condição operacional;

- $Pr(E_j)$ - probabilidade de ocorrência do evento E_j (computada na Equação 3.6).

Assim sendo, o procedimento de seleção da contingência mais provável consiste, então, em criar uma tabela onde computa-se o *Índice* ζ para cada uma das linhas do sistema. A de maior índice será retirada do sistema a fim de se verificar uma possível configuração do TCSC que garanta um FPORS em linhas de transmissão congestionadas *a priori*.

3.3 Sistemas de Teste

Para a realização dos testes computacionais, três sistemas de transmissão conhecidos da literatura especializada foram utilizados e seus respectivos grafos foram apresentados para melhor entendimento da metodologia. Os sistemas de 6 barras, IEEE-30 e IEEE-118 estão descritos na Tabela 1, e informações detalhadas são apresentadas no Apêndice B e nos Anexos A a D deste trabalho.

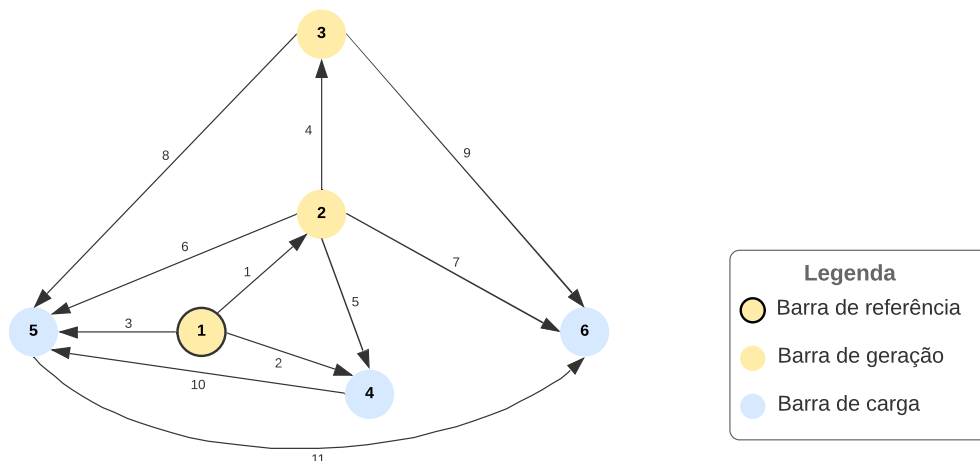
Tabela 1 – Informações básicas dos sistemas de teste.

Sistema de teste	Tensão base (kV)	Potência base (MVA)	Carga total	
			MW	MVar
6 barras	230	100	210,0	210,0
IEEE 30 barras	135	100	189,2	107,2
IEEE 118 barras	138	100	4242,0	1438,0

3.3.1 Sistema de 6 Barras

O sistema de 6 barras é objeto de estudo em [Wood, Wollenberg e Shele \(2014\)](#). O mesmo possui 3 geradores, 3 cargas e 11 linhas de transmissão. A Figura 31 representa seu grafo característico.

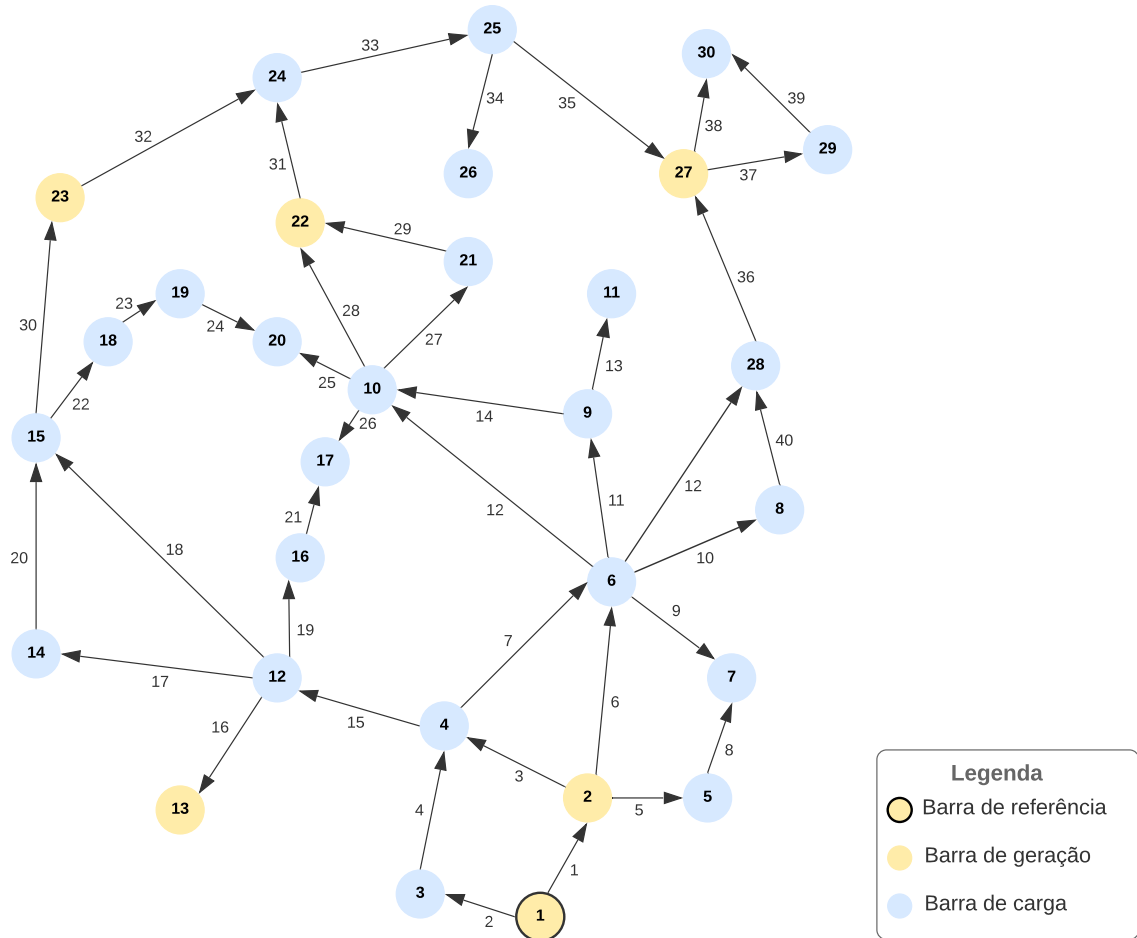
Figura 31 – Grafo representativo do sistema de 6 barras.



3.3.2 Sistema IEEE-30

O sistema IEEE-30 apresentado em UWEE (1999) representa uma parte do sistema de potência do Centro-Oeste dos EUA (dezembro de 1961). O sistema possui 6 geradores, 24 cargas, 41 linhas de transmissão e 4 elementos *shunt*. O grafo representativo do sistema é apresentado na Figura 32.

Figura 32 – Grafo representativo do sistema IEEE-30.



3.3.3 Sistema IEEE-118

Apresentado em UWEE (1999), o sistema IEEE-118 é um exemplo clássico da literatura especializada. O mesmo também representa uma parte do sistema de potência do Centro-Oeste dos EUA (dezembro de 1962). O sistema possui 53 geradores, 65 cargas, 186 linhas de transmissão e 9 transformadores.

Unindo os conceitos apresentados neste trabalho, é proposta a seguir uma heurística para alocação de TCSC em linhas de transmissão congestionadas, como forma de se garantir um FPORS tanto em condição normal de rede, quanto em contingência mais severa ou mais provável.

3.4 Heurística

Em um SEP, denomina-se *linha vizinha* o ramo que faz parte de um laço formado com qualquer linha de interesse, tendo pelo menos um barramento em comum com esta linha. A alocação do TCSC em um ramo adjacente à linha sobrecarregada no *corte mínimo* é um método que pode reequilibrar a potência, pois o fluxo de carga é redirecionado às linhas vizinhas não congestionadas. A princípio, se a linha congestionada fizer parte das linhas do *corte mínimo*, essa pode ser classificada como candidata à alocação. No entanto, a possibilidade dessa entrar em falta é grande, e pode colocar o TCSC inoperante. Assim sendo, deve-se evitar a alocação de TCSC em linhas sobrecarregadas, priorizando as linhas menos carregadas como candidatas à alocação estratégica.

Neste viés, é proposta a seguinte heurística para solução de congestionamento em STEEs via alocação de TCSC:

HEURÍSTICA PARA ALOCAÇÃO DE TCSC EM LINHAS DE TRANSMISSÃO CONGESTIONADAS

1. Avaliar presença de congestionamento no STEE;
2. Aplicar o *Algoritmo de Corte Mínimo* e determinar linhas do conjunto de corte mínimo;
3. Classificar as linhas do conjunto de corte mínimo (vizinha, não vizinha, congestionada);
4. Selecionar linhas adjacentes ao ramo congestionado (linhas vizinhas = linhas candidatas);
5. Determinar melhor linha adjacente para alocação:
 - i. selecionar grau de compensação L (entre 20% a 70% da impedância da linha de alocação) para todas as linhas candidatas;
 - ii. escolher linha que descongestionou o STEE e que obteve o menor custo na geração de potência ativa;
6. Retornar:
 - i. linha de alocação;
 - ii. valor de L ;
7. Finalizar alocação.

Para comprovação da heurística, será adotada a metodologia de avaliação descrita a seguir e nas Figuras 33 a 35. A mesma será examinada em três etapas: Etapas A, B e C.

METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO

ETAPA A - FPO em condição normal de rede

1. Carregar o sistema e computar o FPO para o sistema sem compensação e limite de fluxo das linhas ignorado. Verificar congestionamento:
 - i. caso positivo: ir para o passo 2;
 - ii. caso negativo: o FPO é dito ideal e finaliza-se a Etapa A;
2. Computar FPO para o sistema sem compensação, considerando o limite térmico das linhas. Realizar o redespacho da geração e avaliar surgimento de congestionamento(s):
 - i. caso positivo: ir para o passo 3;
 - ii. caso negativo: o FPO é dito adequado e finaliza-se a Etapa A;
3. Aplicar Algoritmo de Corte Mínimo: determinar linhas de corte mínimo;
4. Classificar linhas adjacentes à sobrecarregada como linhas candidatas a alocação de TCSC;
5. Determinar posição do TCSC em uma das linhas candidatas: atentar-se para o menor valor da geração de potência ativa e para o limite percentual da compensação série (20 a 70%), garantindo, ao mesmo tempo, que o sistema pós alocação seja descongestionado;
6. Computar FPO para o sistema, considerando a alocação do TCSC e o limite térmico das linhas;
7. Verificar se as linhas sobrecarregadas nos passos 1 e 2 foram descongestionadas:
 - i. caso negativo: "sistema não passível de descongestionamento via alocação de TCSC ou redespacho de geração". Finaliza-se a Etapa A;

- ii. caso positivo: apresentar a localização ideal do TCSC, o valor da função objetivo, o grau de compensação L , e uma mensagem indicando o descongestionamento do sistema. Reclassificar o FPO como FPORS;

ETAPA B - FPORS em condição de contingenciamento mais severo

8. Aplicar algoritmo para seleção de contingência: escolher contingência mais severa do tipo retirada de linha;
9. Repetir passo 1 para avaliar ocorrência de congestionamento(s):
 - i. caso positivo: ir para o passo 10;
 - ii. caso negativo: o FPO é dito ideal e finaliza-se a Etapa B;
10. Repetir passo 2 para avaliar surgimento de congestionamento(s):
 - i. caso positivo: ir para o passo 11;
 - ii. caso negativo: o FPO é classificado como FPORS e finaliza-se a Etapa B;
11. Repetir passos 3 a 7 para computar o FPO;

ETAPA C - FPORS em condição de contingenciamento mais provável

12. Repete-se todos os passos da Etapa B, utilizando a contingência mais provável.

Quanto à diferenciação entre as etapas para comprovação da heurística, é importante destacar que a Etapa A se trata de um modelo simplificado ao qual não existe restrição de limite térmico. Como a Etapa B e a Etapa C representam modelos diferentes (sistema em contingência mais severa e mais provável, respectivamente), suas funções objetivo não podem ser comparadas. Desta forma, a Etapa A representa, portanto, uma solução inicial que servirá de referência da ordem de grandeza do custo da geração de potência ativa do sistema de transmissão.

Novamente, salienta-se que o modelo referente à Etapa A não é o modelo usado definitivamente nas simulações. Portanto, as soluções apresentada para os casos onde se desconsidera os limites térmicos **não podem ser comparadas diretamente** com as soluções obtidas para alocação de TCSC.

Figura 33 – Fluxograma para o cômputo do FPORS em operação normal de rede: Etapa A.

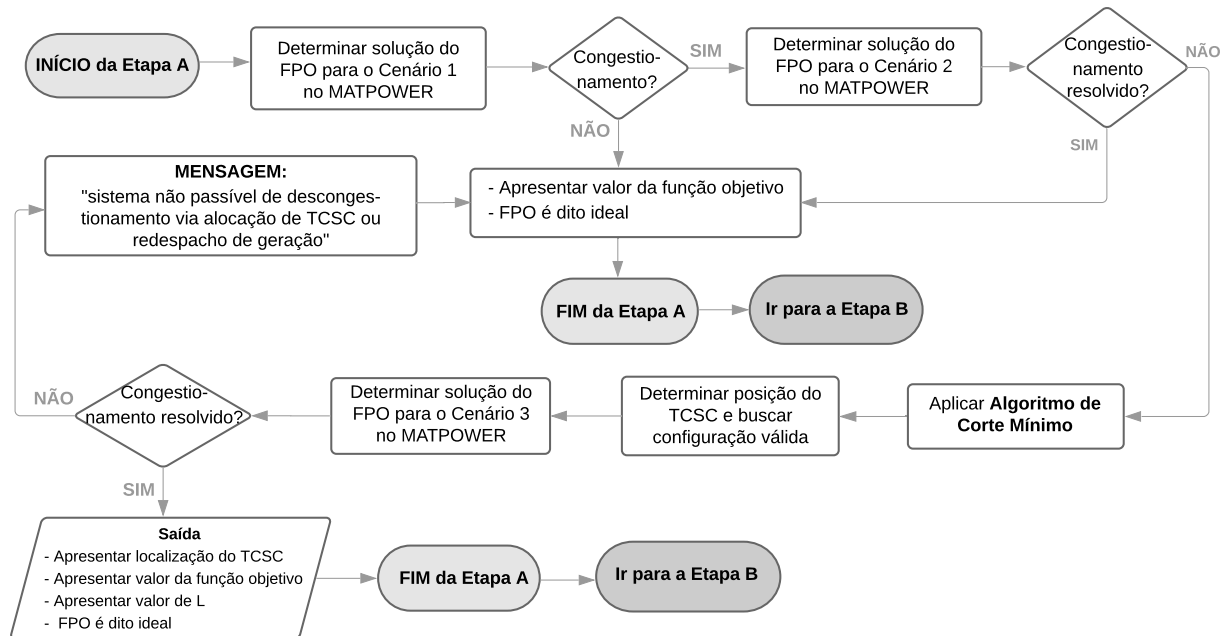


Figura 34 – Fluxograma para o cômputo do FPORS em condição de contingência mais severa: Etapa B.

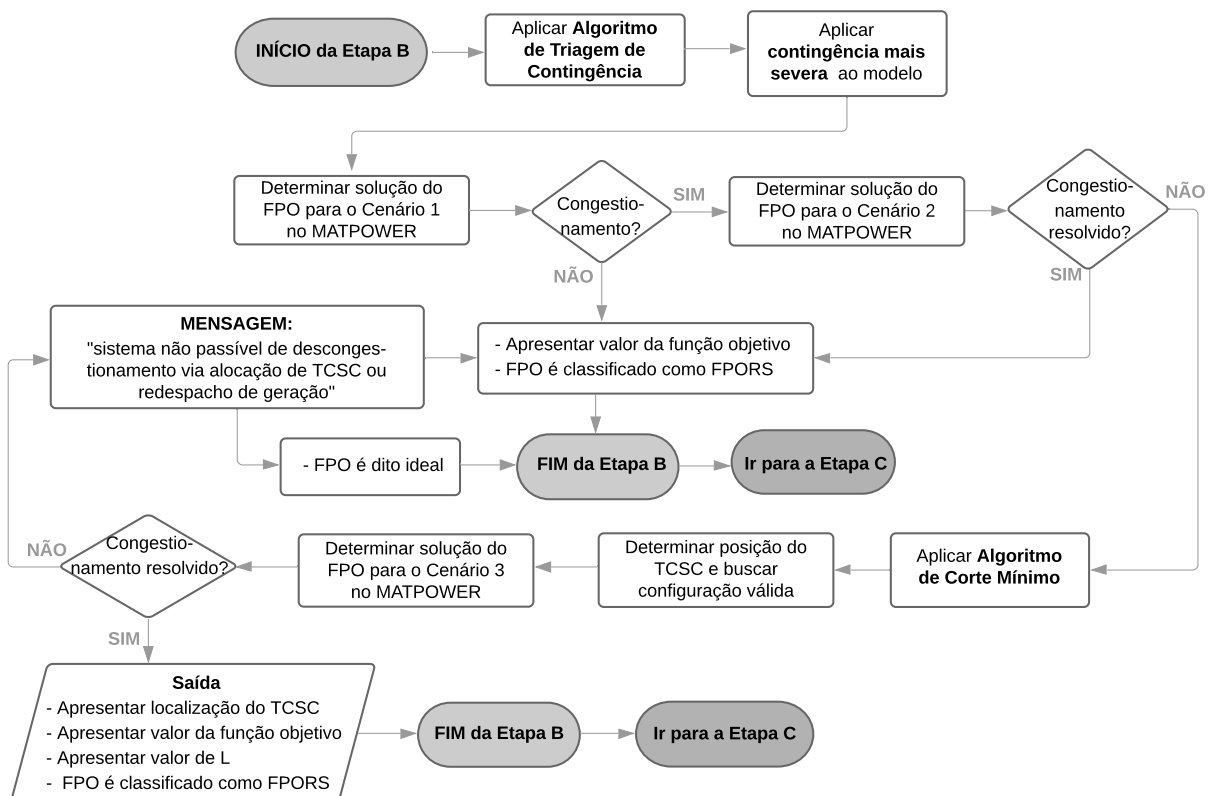
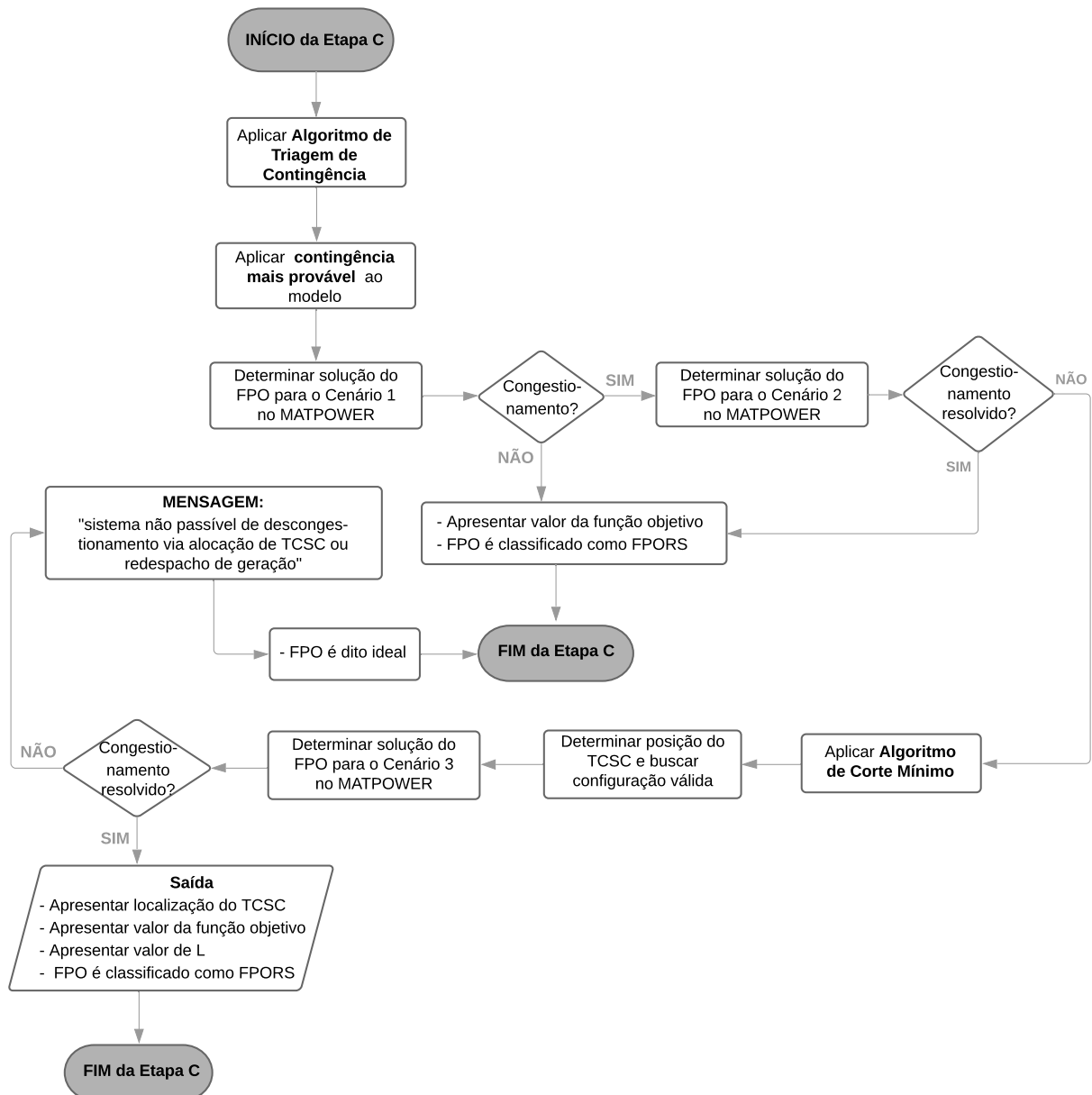


Figura 35 – Fluxograma para o cômputo do FPORS em condição de contingência mais provável: Etapa C.



4 Resultados

Neste capítulo, a heurística proposta na Seção 3.6 para resolução do problema de alocação estratégica de TCSC em linhas de transmissão congestionadas, como forma de se garantir o FPORS, foi implementada em MATLAB e testada em STEEs conhecidos da literatura.

4.1 Considerações

Neste trabalho, optou-se por minimizar o custo da geração de potência ativa de STEEs na função objetivo do FPO. Esta função de custo, conforme [Monticelli, Pereira e Granville \(1987\)](#), possui característica não-linear e não-convexa, o que torna o problema de FPORS complexo e de difícil solução. Quanto a esta função objetivo, a literatura específica se divide entre duas formas dimensionais: $\$/MW$ e $\$/h$, como pode ser observado no Quadro 4. Como as simulações deste trabalho são realizadas com base no módulo de software MATPOWER ([ZIMMERMAN; MURILLO-SÁNCHEZ, 2019](#)), adotar-se-á a dimensão $\$/h$.

Quadro 4 – Dimensões da função objetivo do trabalho.

Bibliografia	Dimensão
(ALVES, 2005)	$\$/MW$
(SCHIOCHET, 2006)	$\$/MW$
(LONG; YAO; ANH, 2013)	$\$/h$
(VIET et al., 2018)	$\$/h$
(ZIMMERMAN; MURILLO-SÁNCHEZ, 2019)	$\$/h$

As simulações realizadas e apresentadas neste trabalho contemplarão o FPO preventivo. Sua formulação completa é apresentada a seguir.

minimizar:

$$\sum_{i \in G_P} C_{P_{g_i}} \cdot P_{g_i} \quad (4.1)$$

sujeito a:

$$P_{g_k}^n - P_{d_k}^n - \sum_{m \in \Omega_k^n} P_{km}^n = 0, \quad \forall k \in \Omega_k^n, \forall n = 0, \dots, c \quad (4.2)$$

$$Q_{g_k}^n - Q_{d_k}^n - \sum_{m \in \Omega_k^n} Q_{km}^n = 0, \quad \forall k \in \Omega_k^n, \forall n = 0, \dots, c \quad (4.3)$$

$$-L_s \leq P_{km}^n \leq L_s, \quad \forall km \in \Omega_r^n, \forall n = 0, \dots, c \quad (4.4)$$

$$V_k^{n^{min}} \leq V_k^n \leq V_k^{n^{max}}, \quad \forall k \in U, \forall n = 0, \dots, c \quad (4.5)$$

$$\theta_k^{n^{min}} \leq \theta_k^n \leq \theta_k^{n^{max}}, \quad \forall k \in U, \forall n = 0, \dots, c \quad (4.6)$$

$$t_{km_{min}}^n \leq t_{km}^n \leq t_{km_{max}}^n \quad (4.7)$$

onde:

- $P_{g_k}^n$ e $P_{d_k}^n$ - potências ativas geradas e demandadas, respectivamente, na barra k , para a situação de contingência n ;
- P_{km}^n e Q_{km}^n - fluxos de carga ativa e reativa no ramo $k-m$, para a situação de contingência n ;
- $Q_{g_k}^n$ e $Q_{d_k}^n$ - potências reativas geradas e demandadas, na barra k , para a situação de contingência n ;
- Ω_k^n - conjunto de barras vizinhas à barra k , para a situação de contingência n ;
- L_s - limite de fluxo de potência ativa correspondente ao FPO preventivo, em que Ω_r^n é o conjunto de todos os ramos do sistema, na situação de contingência n ;
- $V_k^{n^{min}}$ e $V_k^{n^{max}}$ - limite mínimo e máximo nas magnitudes de tensão na barra k para os casos de contingência n , em que U representa todas as barras do sistema;
- $\theta_k^{n^{min}}$ e $\theta_k^{n^{max}}$ - limite mínimo e máximo nos ângulos de tensão na barra k para os casos de contingência n ;
- $t_{km_{min}}^n$ e $t_{km_{max}}^n$ - limite mínimo e máximo para o *tap* do transformador no circuito $k - m$ para o caso de contingência n .

Para a obtenção do FPO com e sem limites térmicos nas linhas, foi utilizado o módulo de software MATPOWER. Foi considerado o carregamento nominal das linhas dos sistemas teste em todas as simulações, conforme dados encontrados no MATPOWER 5.1 e reproduzidos nos Anexos B.2, C.2 e D.2 deste trabalho, o que difere dos valores empregados nos trabalhos de [Long, Yao e Anh \(2013\)](#) e de [Viet et al. \(2018\)](#).

O *contingenciamento N-1* de escolha foi a interrupção de uma das linhas do sistema. Optou-se pela contingência mais severa e pela mais provável, determinada a partir de sua característica estocástica.

Para verificar a abordagem proposta e ilustrar os impactos causados pela alocação de TCSCs em linhas de transmissão, três cenários de teste foram investigados, como pode ser observado no Quadro 5.

Quadro 5 – Descrição dos cenários para simulação.

Cenário	Implicações
1	FPO sem compensação; limite de fluxo ignorado
2	FPO sem compensação; limite de fluxo considerado
3	FPO com alocação de TCSC; limite de fluxo considerado

Neste trabalho, a simulação do Cenário 1 apresenta dupla função: identificar as linhas mais vulneráveis do STEE e apresentar uma noção da ordem de grandeza do custo das redes a serem analisadas, onde são desconsiderados os limites térmicos das linhas.

Quanto ao Cenário 2, busca-se atender as cargas com o redespacho da geração, levando em consideração a restrição térmica das linhas, o que resultaria em uma solução mais onerosa do que a obtida no cenário anterior, mas ainda menos custosa do que instalar um TCSC. Entretanto, o resultado do custo de geração obtido pelo algoritmo é o de menor valor entre todas as soluções plausíveis.

Existe a possibilidade de que o sistema de transmissão continue sobrecarregado mesmo após o redespacho da geração. Caso isto ocorra, buscar-se-á no Cenário 3 uma tentativa de compensação série (TCSC) que seja capaz de descongestionar o STEE a um preço ótimo de geração via aplicação da heurística descrita na Seção 3.6.

Para a implementação da heurística proposta neste trabalho, a metodologia será aplicada aos sistemas de teste em três etapas distintas, porém complementares, conforme são descritas no Quadro 6.

Quadro 6 – Descrição das etapas das simulações.

Etapas	Descrição
A	FPO em condição normal de rede
B	FPORS em condição de contingenciamento mais severo
C	FPORS em condição de contingenciamento mais provável

Por sua simplicidade, o sistema de 6 barras foi elegido para apresentar de forma detalhada a implementação da metodologia de *corte mínimo* para alocação estratégica do TCSC. Para os sistemas IEEE-30 e IEEE-118, a metodologia será apenas aplicada.

4.2 Solução do Sistema de 6 Barras

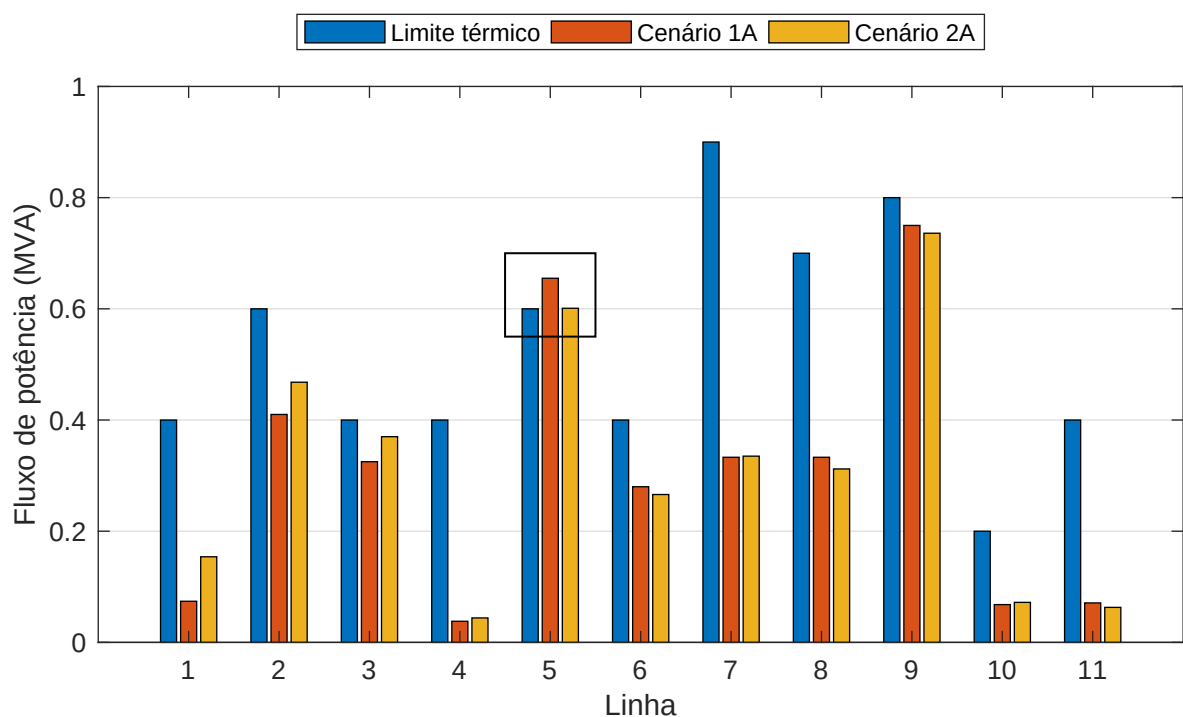
4.2.1 FPO em Operação Normal de Rede

O primeiro passo da heurística proposta neste trabalho é o cômputo do FPO desconsiderando o limite térmico das linhas do STEE. A Tabela 2 apresenta o resultado da geração ótima para o sistema de 6 barras em condição normal de rede para os Cenários 1A e 2A. Analisando a mesma, observa-se que, quando o TCSC não foi alocado e os limites de linha não foram considerados (Cenário 1A), o custo total ótimo da geração de potência ativa obtido é de $4232,42$ \$/h. No entanto, com esta geração, verificou-se que o limite térmico da linha 5 seria excedido em $9,17\%$, como pode ser observado na Tabela C.22 (Apêndice C.1) e na Figura 36, onde é apresentado o perfil de FPO para o sistema sem compensação. Consequentemente, a linha 5 é congestionada.

Tabela 2 – Geração ótima para o sistema de 6 barras em operação normal sem compensação.

Número do gerador	Geração de potência ativa (MW)	
	Cenário 1A	Cenário 2A
1	78,54	96,84
2	118,80	105,18
3	109,65	105,01
Custo total da potência ativa gerada (\$/h)	4232,42	4237,68

Figura 36 – FPO para o sistema de 6 barras em operação normal sem compensação. A linha 5 está congestionada nos Cenários 1A e 2A.



Pode-se tentar eliminar esta sobrecarga ao simular o Cenário 2A, onde o limite térmico das linhas seria considerado. Esta condição impedirá que as cargas sejam atendidas pelos geradores obtidos da combinação mais barata de saídas dos geradores (Cenário 1A) e, conseqüentemente, o custo total da geração de energia ativa aumentará $5,26 \text{ \$/h}$, como apresentado na Tabela 2. No entanto, mesmo com o remanejamento da geração, a linha 5 do sistema não foi descongestionada, conforme dados da Tabela C.22 (Apêndice C.1). Assim sendo, faz-se necessário, segundo a metodologia proposta neste trabalho, buscar o descongestionamento do STEE a partir da introdução de um compensador (TCSC) em local estratégico da rede a fim de que a segurança do sistema seja garantida.

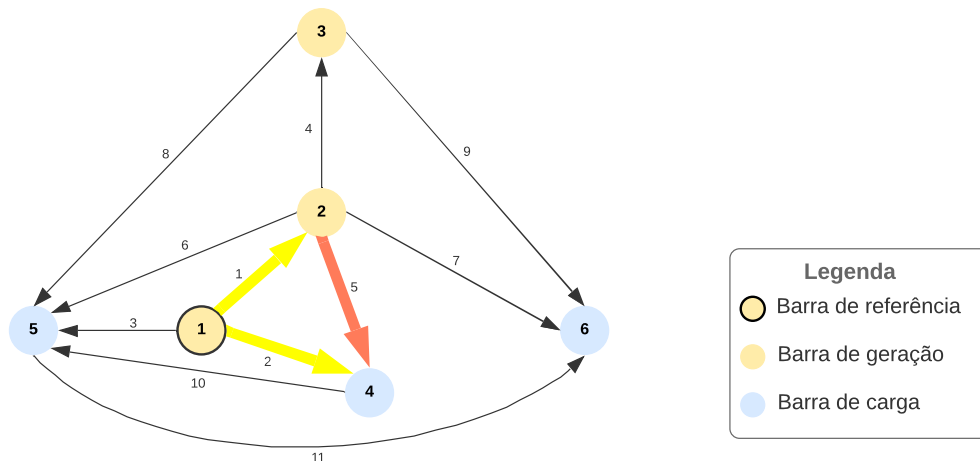
A possibilidade de operar o sistema de energia a um custo mínimo enquanto satisfaz a segurança do SEP, alocando o TCSC em local adequado para reduzir o fluxo sobre a linha 5 e aumentar o carregamento na vizinhança da linha congestionada, é testada no Cenário 3A, uma vez que a alocação do TCSC em um ramo adjacente à linha sobrecarregada no corte mínimo é um método que pode reequilibrar a potência, e, conseqüentemente, fornecer energia a um preço mais acessível aos consumidores.

No Quadro 7, assim como na Figura 37, pode-se observar que as linhas 1, 2 e 3 são linhas de *corte mínimo* obtidas a partir do *Algoritmo de Corte Mínimo*, porém, destas, somente as linhas 1 e 2 são vizinhas ao ramo congestionado (5). Em consequência, somente as linhas adjacentes 1 e 2 são candidatas à alocação do TCSC segundo a metodologia.

Quadro 7 – Linhas de corte mínimo do sistema de 6 barras.

Linha	Linha k-m	Classificação
1	1-2	Linha vizinha
2	1-4	Linha vizinha
3	1-5	Linha não vizinha

Figura 37 – Sistema de 6 barras. Destaque em vermelho para a linha congestionada (5) e em amarelo para os ramos vizinhos candidatos à alocação do TCSC (2 e 1).



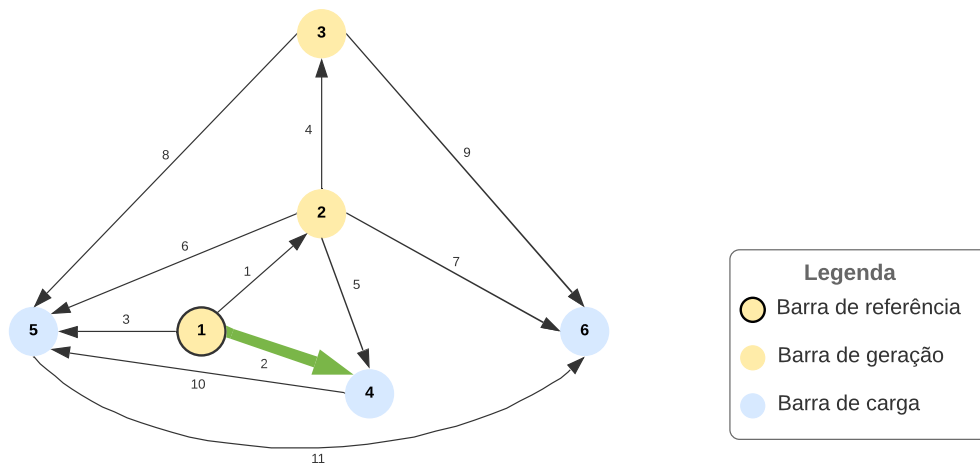
De acordo com a Tabela 3, pode-se observar que a linha 2 é o local ideal para a alocação do TCSC, a um custo de geração de potência ativa de 4231,05 \$/h. A configuração da compensação para este cenário que é capaz de descongestionar o sistema é $L = 39\%$. Já para a linha 1, o algoritmo não encontrou um valor de compensação factível (entre 20 e 70%) que fosse capaz de descongestionar o sistema.

Tabela 3 – Custo de geração de potência ativa para o sistema de 6 barras em operação normal com TCSC alocado.

Número do gerador	Geração de potência ativa (MW)
	Cenário 3A ($L = 39\%$) TCSC na linha 2
1	79,25
2	118,29
3	109,34
Custo total da potência ativa gerada (\$/h)	4231,05

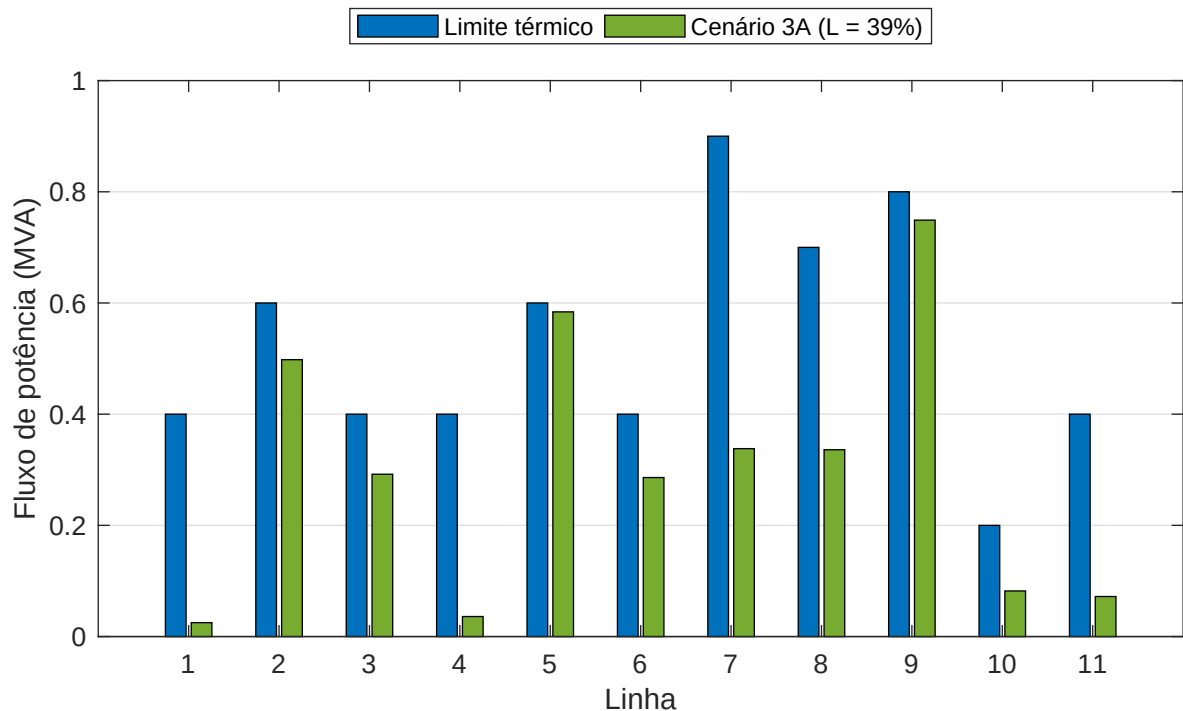
A Figura 38 apresenta o grafo representativo do STEE com a linha de alocação em destaque.

Figura 38 – Sistema de 6 barras. Destaque em verde para a linha de alocação do TCSC (linha 2).



O grau de compensação em série que melhor otimizou o FPO do sistema em análise, como pode ser observado na Tabela 3, foi 39%. O resultado para o fluxo de potência do sistema após a alocação do TCSC na linha 2 é mostrado na Tabela C.22 (Apêndice C.1, coluna 6) e na Figura 39. Como esperado, o congestionamento da linha 5 foi aliviado, e o fluxo excedente foi conduzido por linhas vizinhas ao ramo que estava sobrecarregado, como é o caso das linhas 6, 7 e 10, no qual o carregamento das linhas pós alocação apresentou um aumento de 7,52%, 0,9% e 13,89%, respectivamente, e o caso da linha de alocação (2), com 6,41% de aumento em seu carregamento.

Figura 39 – FPO para o sistema de 6 barras em operação normal com TCSC alocado na linha 2.



O carregamento da linha que estava congestionada (5) reduziu 2,83% (dos 100,17% iniciais no Cenário 2A). O TCSC estrategicamente alocado reduziu a reatância total da linha de alocação de 0,2 p.u. para 0,122 p.u., o que explica o aumento de seu fluxo, conforme a Equação 2.70.

Comparando o valor da função objetivo do Cenário 3A com o valor da função objetivo ideal (hipotético) do Cenário 1A, houve uma redução de 1,37 \$/h após a alocação do compensador. Em comparação com o Cenário 2A, a redução do custo da função objetivo é ainda maior (6,63 \$/h).

Além de se preocupar com o atendimento às restrições do fluxo nas linhas do STEE, o FPO também procurou manter o nível de tensão das barras dentro de um limite factível e seguro. Para os Cenários 1A, 2A e 3A, o perfil de FPO manteve a tensão de todas as barras do sistema elétrico dentro do limite especificado, como pode ser observado na Tabela G.34 (Apêndice G.1). Tal fato é importantíssimo para a operação do STEE, pois garante a manutenção de sua segurança.

Apesar dos resultados do fluxo de potência garantirem que o sistema não fique sobrecarregado para as condições de carregamento apresentadas até então, o perfil de FPO não pode ser denominado, ainda, FPORS. A afirmativa será avaliada nas seções seguintes, nas quais o FPO é analisado sob a óptica da ocorrência de contingências simples.

4.2.2 FPORS sob Contingências de Rede

Em um sistema de potência, se uma linha for interrompida, seu fluxo de carga será compartilhado entre outras linhas do sistema, em especial entre as linhas vizinhas. De todo modo, isso levará a uma possível sobrecarga de algumas das linhas adjacentes à linha faltosa. Serão introduzidas à simulação duas contingências simples (a mais severa e a mais provável), uma de cada vez, e estudado o efeito destas no restante do sistema. Se houver congestionamento na rede, deve-se definir a configuração do TCSC instalado de forma que a solução do FPO obtida sob contingências de rede seja denominada FPORS.

4.2.2.1 Contingência mais Severa

A Tabela 4 apresenta o ranking das linhas do sistema de 6 barras conforme o índice $PI_{híbrido}$ proposto neste trabalho. A linha mais severa (9), encontrada no topo da lista de severidade, será interrompida para a realização da próxima simulação.

Tabela 4 – Classificação das linhas do sistema de 6 barras conforme índice de hibridização.

Classificação	Linha	Linha k-m	PI_{flow}	PI_{volt}	$PI_{híbrido}$
1°	9	3-6	10,4240	7,8927	9,6647
2°	5	2-4	10,0517	7,8150	9,3806
3°	3	1-5	9,7452	7,8322	9,1713
4°	2	1-4	8,8420	7,7770	8,5225
5°	6	2-5	8,2721	7,8578	8,1478
6°	8	3-5	6,5404	7,8199	6,9242
7°	10	4-5	6,4654	7,8732	6,8877
8°	1	1-2	6,4537	7,8936	6,8857
9°	7	2-6	5,3186	7,6554	6,0197
10°	11	5-6	4,3578	7,8537	5,4066
11°	4	2-3	4,1991	7,8765	5,3023

O perfil de fluxo de potência para o Cenário 1B é apresentado na Tabela C.23 (Apêndice C.2) e na Figura 40. Percebe-se que ao se admitir a interrupção da linha 9 no sistema de potência simulado, a linha 5 é sobrecarregada, fato este que compromete mais uma vez a segurança do sistema, a um custo de $4319,07 \$/h$, como pode ser observado na Tabela 5.

Uma solução plausível para o sobrecarregamento seria o redespacho da geração, considerando as restrições térmicas das linhas. Isto foi realizado no Cenário 2B, porém, como pode ser observado na Tabela C.23, as linhas 3 e 5 são sobrecarregadas e houve uma piora no custo da geração de potência ativa ($4321,16 \$/h$). Neste momento, uma nova configuração do módulo TCSC deve ser determinada tanto para garantir uma geração ótima de potência ativa, quanto o possível descongestionamento do sistema.

Ao ser simulado o Cenário 3B, o grau de compensação em série que melhor otimizou o FPO do sistema em análise, segundo a Tabela 6, foi 37%. Isto implica em dizer que o

TCSC instalado na linha 2 reduzirá em 37% (de 0,2 p.u. para 0,126 p.u.) a reatância total de sua linha de alocação a fim de redirecionar o fluxo do sistema, de forma que a linha 5 seja descongestionada. Na prática, essa redução da reatância da linha 2 implica em um aumento de 12,06% em seu carregamento, quando comparado com o Cenário 2B. A linha 3 antes congestionada no Cenário 2B, agora apresenta 86,5% de carregamento.

Figura 40 – FPO para o sistema de 6 barras com contingência mais severa (linha 9) sem compensação. A linha 3 está congestionada no Cenário 2B e a linha 5 está congestionada nos Cenários 1B e 2B.

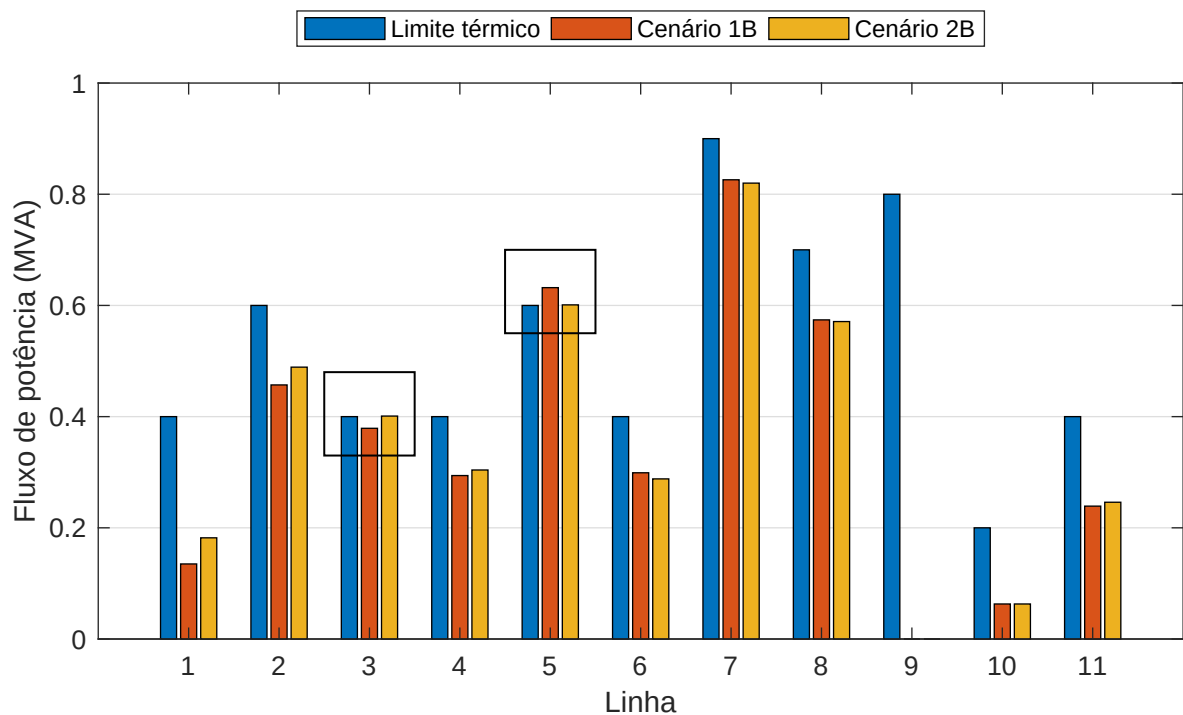


Tabela 5 – Geração ótima para o sistema de 6 barras com contingência mais severa sem compensação.

Número do gerador	Geração de potência ativa (MW)	
	Cenário 1B	Cenário 2B
1	93,72	103,72
2	132,87	122,23
3	86,76	87,50
Custo total da potência ativa gerada (\$/h)	4319,07	4321,16

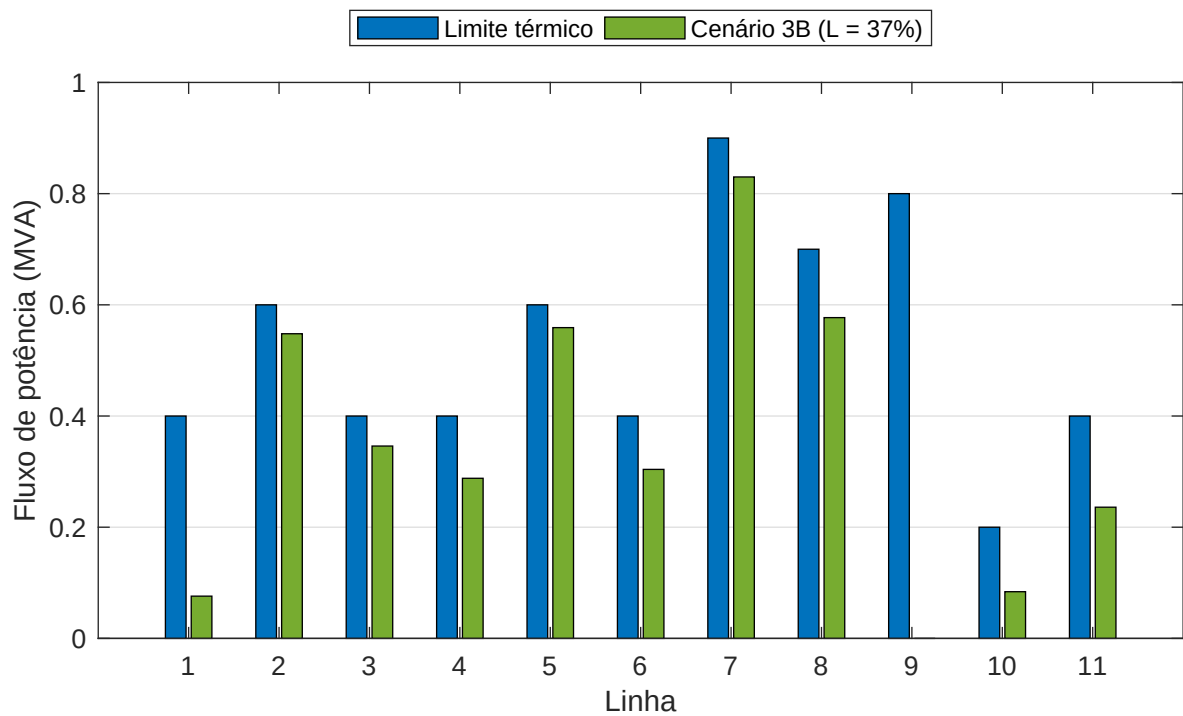
A um custo de 4317,54 \$/h, o sistema de 6 barras com contingência mais severa foi descongestionado, como pode ser observado na Tabela C.23 (Apêndice C.2) e na Figura 41, onde é apresentado o perfil de FPO para o STEE após a alocação e configuração do módulo TCSC.

Para os Cenários 1B, 2B e 3B, o perfil de FPO manteve a tensão de todas as barras do sistema elétrico dentro do limite especificado, como pode ser observado na Tabela G.35 (Apêndice G.2), o que proporciona uma maior segurança ao STEE.

Tabela 6 – Geração ótima para o sistema de 6 barras com contingência mais severa e TCSC alocado.

Número do gerador	Geração de potência ativa (MW)
	Cenário 3B (L = 37%) TCSC na linha 2
1	94,41
2	132,34
3	86,47
Custo total da potência ativa gerada (\$/h)	4317,54

Figura 41 – FPO para o sistema de 6 barras com contingência mais severa (linha 9) e TCSC alocado na linha 2.



Desta forma, como o FPO do sistema com TCSC alocado foi garantido tanto em condições normais de rede, quanto em contingência mais severa, o perfil de fluxo de potência pode ser agora denominado FPORS.

4.2.2.2 Contingência mais Provável

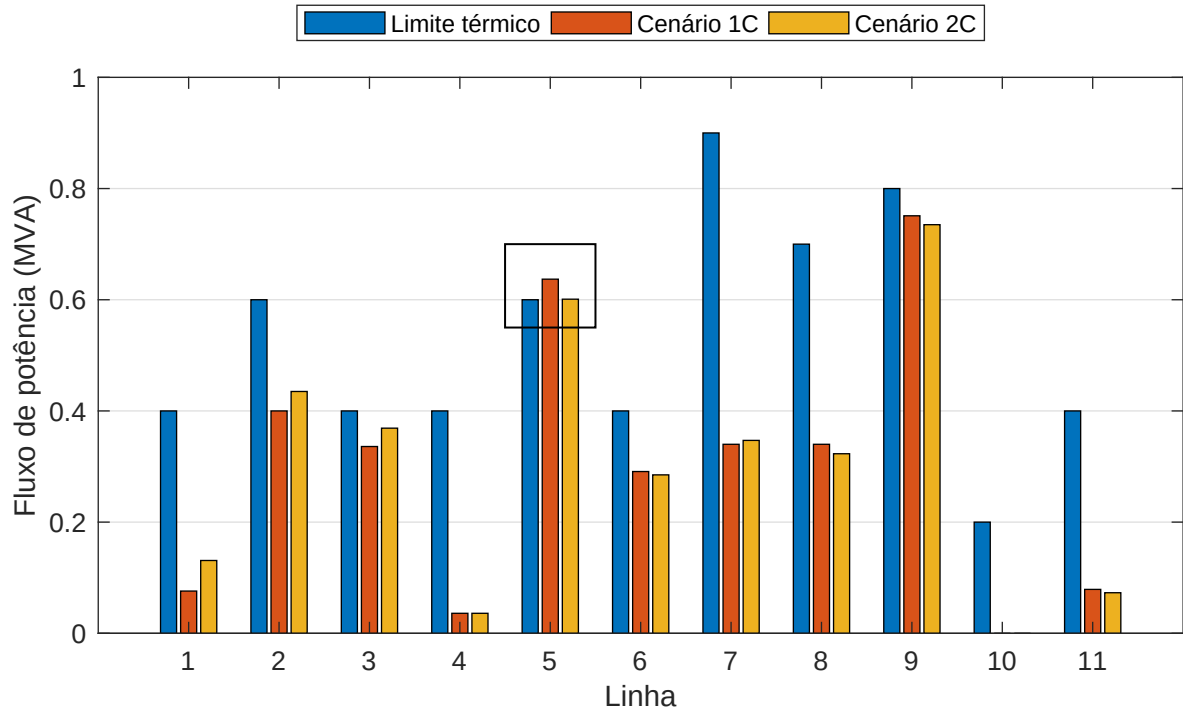
É apresentada na Tabela 7 a classificação das linhas do sistema de 6 barras conforme o índice RI . A partir dos dados históricos fictícios do sistema de 6 barras dispostos na Tabela B.19 (Apêndice B.1), infere-se que o ramo que apresenta a maior probabilidade de ocorrência de falta simples é o de número 10 (é possível observar que a linha 10 não é portadora do maior índice de severidade ($PI_{híbrido}$), porém, possui a maior probabilidade de ocorrência (Pr) dentro do cenário preditivo anual).

Tabela 7 – Classificação das linhas do sistema de 6 barras conforme índice ζ .

Classificação	Linha	Linha k-m	$\lambda(\text{h/ano})$	$PI_{\text{híbrido}}$	$Pr(x=1)$	ζ
1°	10	4-5	1	6,8877	0,3679	2,5338
2°	1	1-2	0,2	6,8857	0,1637	1,1275
3°	11	5-6	0,25	5,4066	0,1947	1,0527
4°	6	2-5	0,15	8,1478	0,1291	1,0519
5°	7	2-6	0,2	6,0197	0,1637	0,9857
6°	5	2-4	0,1	9,6647	0,0905	0,8745
7°	9	3-6	0,1	9,3806	0,0905	0,8488
8°	3	1-5	0,1	9,1713	0,0905	0,8299
9°	2	1-4	0,1	8,5225	0,0905	0,7711
10°	4	2-3	0,15	5,3023	0,1291	0,6846
11°	8	3-5	0,1	6,9242	0,0905	0,6265

Quando a linha de maior Índice ζ é interrompida, e é simulado o Cenário 1C, a linha 5 volta a ser congestionada, como pode ser observado na Tabela C.24 (Apêndice C.2) e na Figura 42, a um custo de 4233,03 \$/h na geração de potência ativa (Tabela 8).

Figura 42 – FPO para o sistema de 6 barras com contingência mais provável (linha 10) e sem compensação. A linha 5 está congestionada nos Cenários 1C e 2C.



Pode-se tentar solucionar o congestionamento simulando o Cenário 2C por meio do redespacho da geração onde se considera o limite térmico das linhas. Porém, o sistema mantém o congestionamento da linha 5, e passa a apresentar um valor de geração 0,05% maior (4235,27 \$/h) do que o valor ideal (hipotético) obtido no Cenário 1C. Logo, a tentativa de descongestionamento do sistema foi falha.

Uma nova tentativa pra solução do problema consiste na configuração da compensação do módulo TCSC alocado na linha 2 do sistema analisado. Quando o Cenário 3C é simulado, o grau de compensação em série encontrado pelo algoritmo que melhor otimizou o FPO do sistema foi 46%, como pode ser observado na Tabela 9, a um custo de 4231,26 \$/h na geração de potência ativa. Neste caso, os 46% de redução da reatância total da linha 2 implicou em um aumento de 13,10% em seu carregamento (comparado com o carregamento apresentado no Cenário 2C).

Tabela 8 – Geração ótima para o sistema de 6 barras com contingência mais provável e sem compensação.

Número do gerador	Geração de potência ativa (MW)	
	Cenário 1C	Cenário 2C
1	78,37	90,68
2	118,99	111,26
3	109,68	105,11
Custo total da potência ativa gerada (\$/h)	4233,03	4235,27

Tabela 9 – Geração ótima para o sistema de 6 barras com contingência mais provável e TCSC alocado.

Número do gerador	Geração de potência ativa (MW)	
	Cenário 3C (L = 46%) TCSC na linha 2	
1	79,19	
2	118,45	
3	109,26	
Custo total da potência ativa gerada (\$/h)	4231,26	

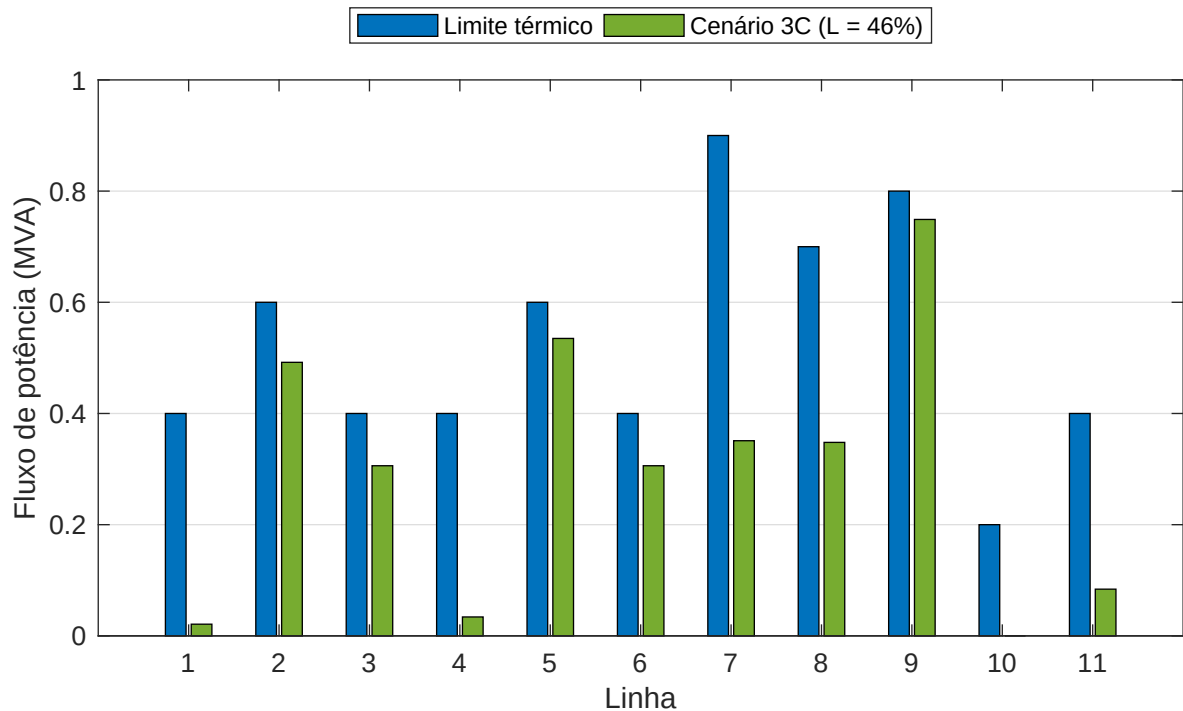
A Figura 43, assim como a Tabela C.24 (Apêndice C.2), apresenta o resultado do FPO para o sistema de 6 barras com contingência mais provável, após configuração do módulo TCSC. Percebe-se, claramente, que o sistema não mais apresenta congestionamento.

Para os Cenários 1C, 2C e 3C, o perfil de FPO manteve a tensão de todas as barras do sistema elétrico dentro do limite tabelado, como pode ser observado na Tabela G.36 (Apêndice G.3), o que também proporciona uma maior segurança ao STEE analisado.

Como a segurança do sistema de 6 barras assim como seu perfil de FPO foi garantido em contingenciamento mais provável, o FPO aqui é classificado como FPORS. Desta forma, é garantido ao sistema o alívio de congestionamentos, sua segurança e um custo ótimo na geração de potência ativa.

É importante destacar que o FPORS para o sistema de 6 barras foi garantido tanto em condições normais de rede, quanto em contingenciamento mais severo e mais provável. Isto demonstra robustez do STEE frente a contingências simples de rede.

Figura 43 – FPO para o sistema de 6 barras com contingência mais provável (linha 10) e TCSC alocado na linha 2.



4.3 Solução do Sistema IEEE-30

4.3.1 FPO em Operação Normal de Rede

A Tabela 10 apresenta o custo total da geração de potência ativa para os dois primeiros cenários simulados no sistema IEEE-30. Observa-se que o custo da geração de energia no Cenário 1A (valor ideal e hipotético) é 4,28% maior do que o custo de geração apresentado na simulação do Cenário 2A. Quando o limite térmico das linhas é desconsiderado, ocorre congestionamento na linha 29, como mostrado na Figura 44 e na Tabela D.25 (Apêndice D.1, coluna 4).

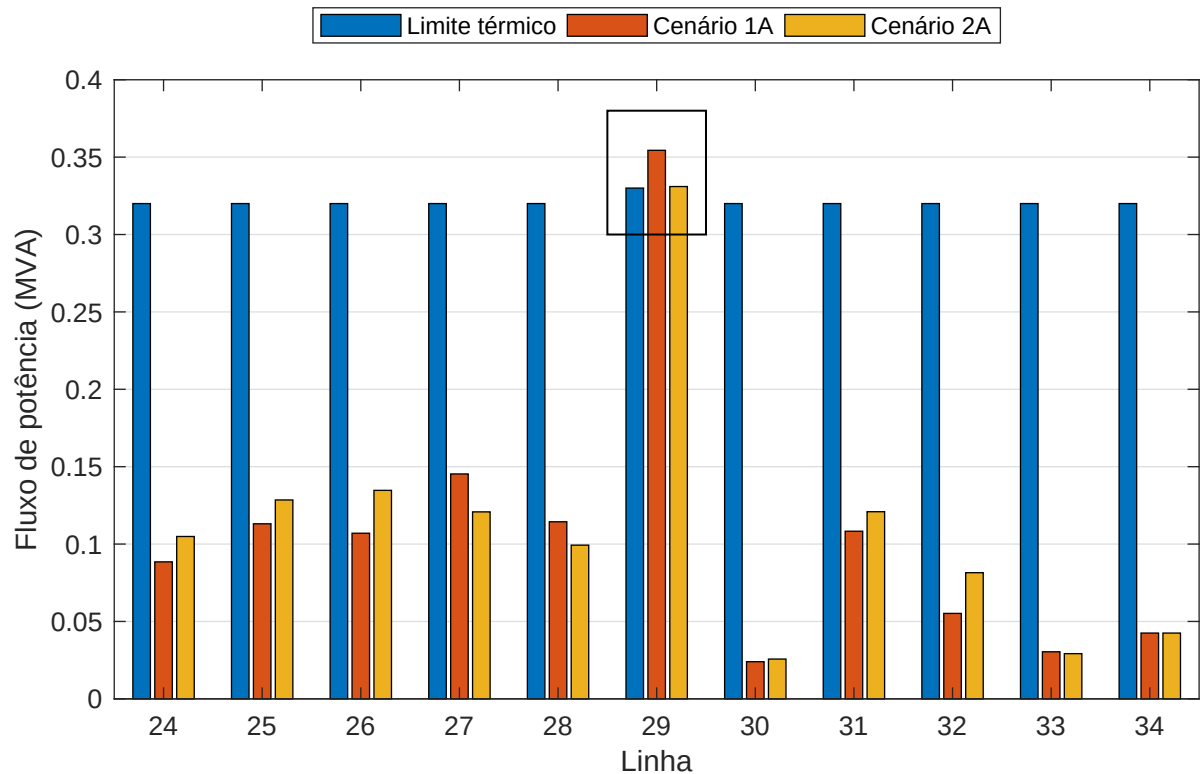
Tabela 10 – Geração ótima para o sistema IEEE-30 em operação normal sem compensação.

Número do gerador	Geração de potência ativa (MW)	
	Cenário 1A	Cenário 2A
1	20	46,93
2	81,59	80
13	20	0
22	50	50
23	0	0
27	20	15,60
Custo total da potência ativa gerada (\$/h)	1773,62	1700,85

Quando a geração é redespachada no Cenário 2A e os limites térmicos das linhas são

considerados, a linha 29 permanece congestionada a um custo de 1700,85 \$/h na geração de potência ativa, o que coloca em risco a segurança do sistema. Como a realocação dos geradores não foi suficiente para descongestionar o sistema, tentar-se-á alocar e configurar um módulo TCSC em local estratégico da rede utilizando a metodologia de *corte mínimo*.

Figura 44 – FPO para o sistema IEEE-30 em operação normal sem compensação. Zoom sobre a linha congestionada (29) nos Cenários 1A e 2A.



Do Quadro 8, pode-se observar que o *corte mínimo* do STEE passa pelas linhas 16, 28, 29, 30 e 36. Como somente a linha 28 é vizinha da linha sobrecarregada (29), esta é a única a ser considerada para a alocação do TCSC no Cenário 3A. Assim sendo, buscar-se-á uma configuração factível para o compensador.

Quadro 8 – Linhas de corte mínimo do sistema IEEE-30.

Linha	Linha k-m	Classificação
16	12-13	Linha não vizinha
28	10-22	Linha vizinha
29	21-22	Linha congestionada
30	15-23	Linha não vizinha
36	28-27	Linha não vizinha

Como se sabe de antemão o local no qual se deve instalar o TCSC, falta configurar o grau de compensação que seja capaz de descongestionar o sistema. O grau de compensação

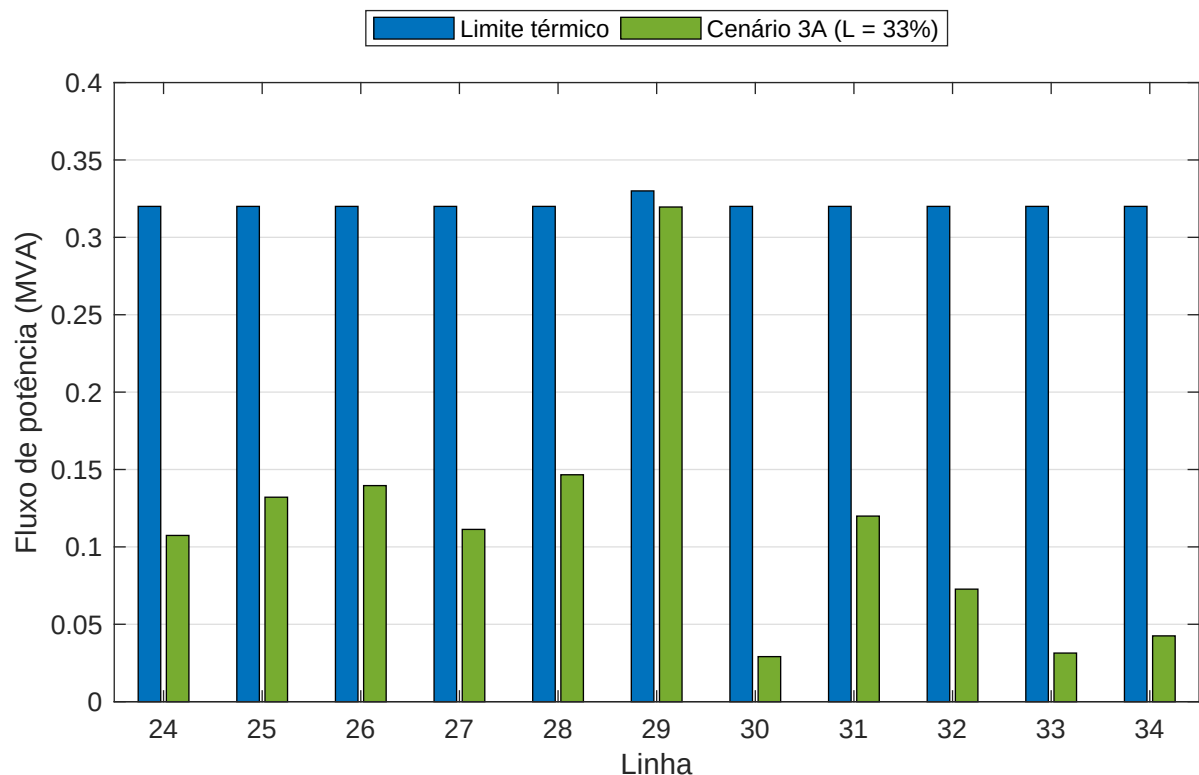
série encontrado pelo algoritmo que melhor otimizou a solução do FPO do sistema, como pode ser observado na Tabela 11, foi 33%, a um custo total de geração de potência ativa de 1699,79 \$/h.

Tabela 11 – Geração ótima para o sistema IEEE-30 em operação normal com TCSC alocado.

Número do gerador	Geração de potência ativa (MW)
	Cenário 3A (L = 33%) TCSC na linha 28
1	46,21
2	80
13	0
22	50
23	0
27	16,21
Custo total da potência ativa gerada (\$/h)	1699,79

A Figura 45 e a Tabela D.25 (Apêndice D.1, coluna 6) apresentam o perfil de FPO para o sistema com o TCSC já alocado. Percebe-se que não mais existem linhas congestionadas após compensação do sistema.

Figura 45 – FPO para o sistema IEEE-30 em operação normal com TCSC alocado na linha 28. Zoom sobre a linha descongestionada (29).

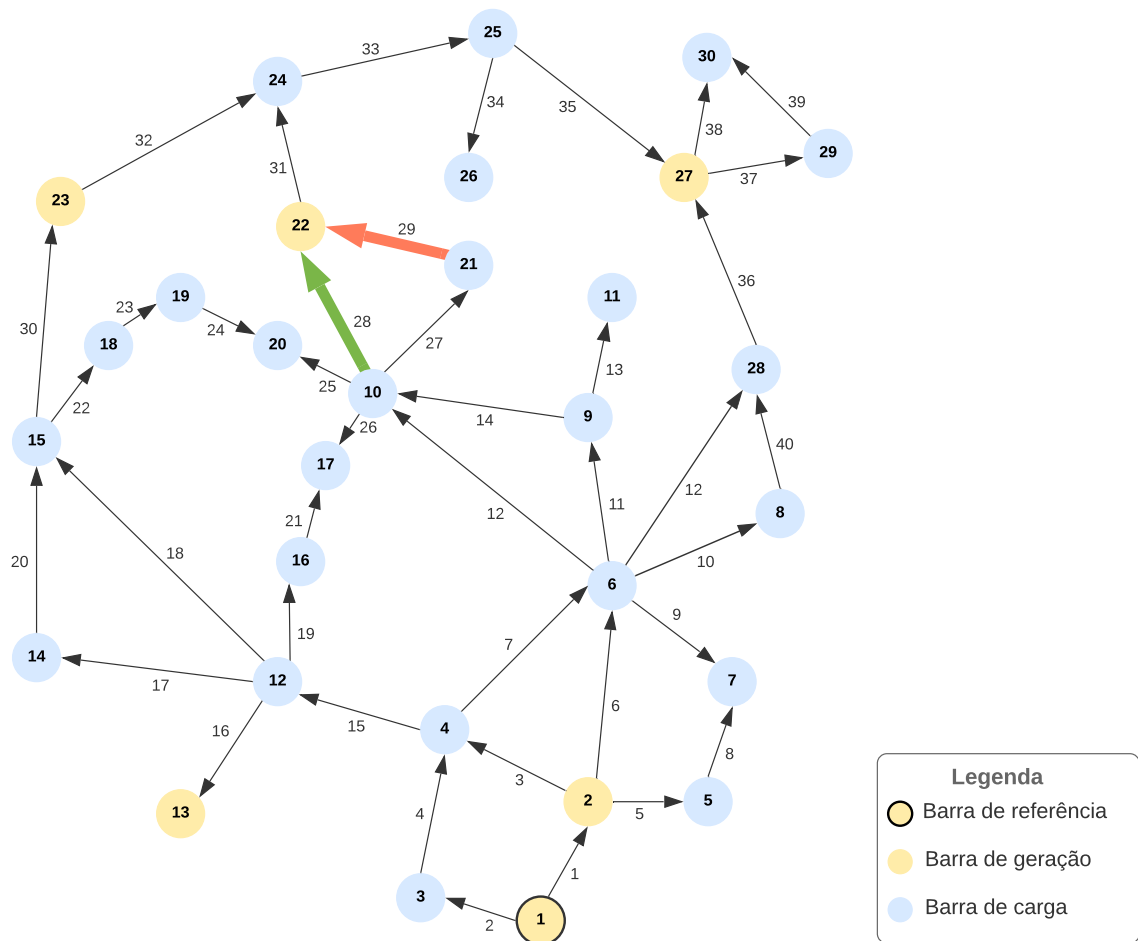


Após a alocação do TCSC na linha 28, o sobrecarregamento da linha 29 foi aliviado, visto que a reatância total da linha de alocação foi reduzida de 0,33 p.u. para 0,22 p.u.

(o que representa um aumento de 48,48% em seu carregamento). Em consequência, o carregamento da linha 29 reduziu 9,60% dos 107,27% iniciais no Cenário 1A, e reduziu 2,5% em relação ao Cenário 2A. As linhas 11, 12 e 14 também apresentaram aumentos em seus carregamentos (quando comparados com o carregamento apresentado no Cenário 2A): 16,67%, 16,67% e 17,86%, respectivamente.

A Figura 46 apresenta o sistema IEEE-30 com a linha congestionada (29) e a linha de alocação (28) destacadas. Para os Cenários 1A, 2A e 3A, o perfil de FPO manteve a tensão de todas as barras do sistema elétrico dentro do limite tabelado, como pode ser observado na Tabela H.37 (Apêndice H.1).

Figura 46 – Sistema IEEE-30. Destaque em vermelho para a linha congestionada (29) e em verde para a linha de alocação do TCSC (28).



Apesar do perfil do FPO apresentado ter assegurado o descongestionamento do sistema para o caso normal de rede, o mesmo não é classificado, ainda, como FPORS. Para tal finalidade, deve-se estudar o fluxo ótimo do STEE em caso de contingências de rede. Neste contexto, as contingências mais severa e mais provável serão introduzidas e verificar-se-á a necessidade da alocação de dispositivo TCSC para estes novos cenários e sua configuração que seja capaz de descongestionar o STEE, garantindo sua segurança.

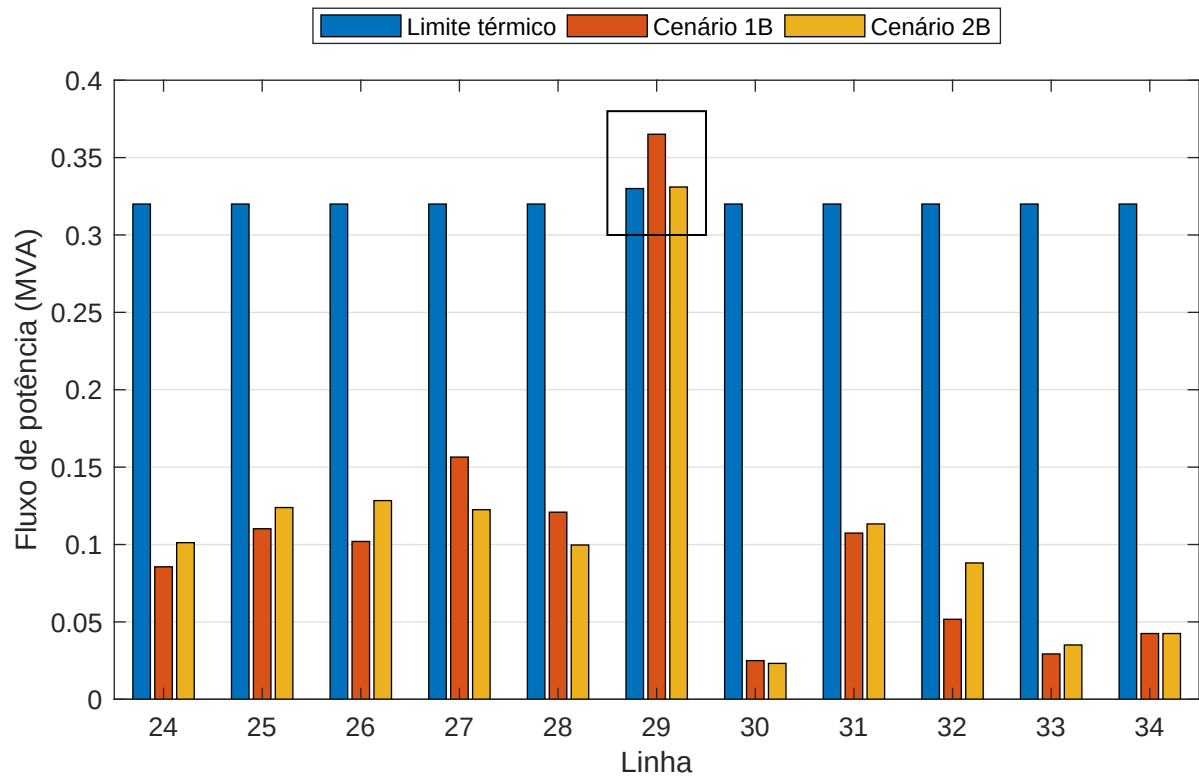
4.3.2 FPORS sob Contingências de Rede

4.3.2.1 Contingência mais Severa

A linha de maior severidade encontrada pelo algoritmo de triagem de contingências foi a de número 6. Assim sendo, esta será a linha interrompida para a próxima simulação.

O perfil de FPO para o Cenário 1B é apresentado tanto na Tabela D.26 (Apêndice D.2) quanto na Figura 47, sendo $1778,03$ $\$/h$ o custo total da geração de potência ativa, como pode ser observado na Tabela 12. Percebe-se que quando o sistema é simulado com a linha 6 em falta, a linha 29 é sobrecarregada, o que compromete a segurança do sistema. Um tentativa para o descongestionamento do sistema consiste no redespacho da geração considerando-se os limites térmicos das linhas. Isto foi tentado no Cenário 2B, porém, a um custo de $1710,68$ $\$/h$ no preço da geração de potência ativa, a linha 29 mantém-se sobrecarregada. Neste momento, uma nova configuração do módulo TCSC deve ser determinada tanto para garantir um custo ótimo de geração de potência ativa, quanto o descongestionamento do STEE.

Figura 47 – FPO para o sistema IEEE-30 com contingência mais severa (linha 6) sem compensação. Zoom sobre a linha congestionada (29). A linha 29 está congestionada nos Cenários 1B e 2B.



Ao ser simulado o Cenário 3B, o grau de compensação em série que melhor otimizou o FPO do sistema em análise foi 49% , como pode ser observado na Tabela 13. Isto implica em dizer que o TCSC reduzirá 49% da reatância total da linha de instalação do compensador (linha 28) a fim de redirecionar o fluxo do sistema, de forma que a linha

29 seja descongestionada. Para tal finalidade, o fluxo da linha de alocação é aumentado em 71%, quando comparado com o fluxo apresentado na simulação do Cenário 2B.

Quando o limite térmico das linhas é considerado (Cenário 2B), o custo ótimo da geração de potência ativa encontrado pelo algoritmo foi 1710,68 \$/h. Este custo é reduzido em 2,08 \$/h com a alocação e configuração do módulo TCSC. O resultado do FPO do sistema antes e após a recente configuração do TCSC é mostrado na Tabela D.26 (Apêndice D.2) e na Figura 48. Pode-se perceber que a atual configuração do módulo TCSC apresentada no Cenário 3B foi capaz de descongestionar o sistema, o que permite a manutenção de sua segurança para o caso da ocorrência de contingência mais severa.

Tabela 12 – Geração ótima para o sistema IEEE-30 com contingência mais severa sem compensação.

Número do gerador	Geração de potência ativa (MW)	
	Cenário 1B	Cenário 2B
1	20	45,38
2	82,09	80
13	20	0
22	50	50
23	0	0
17	20	17,90
Custo total da potência ativa gerada (\$/h)	1778,03	1710,68

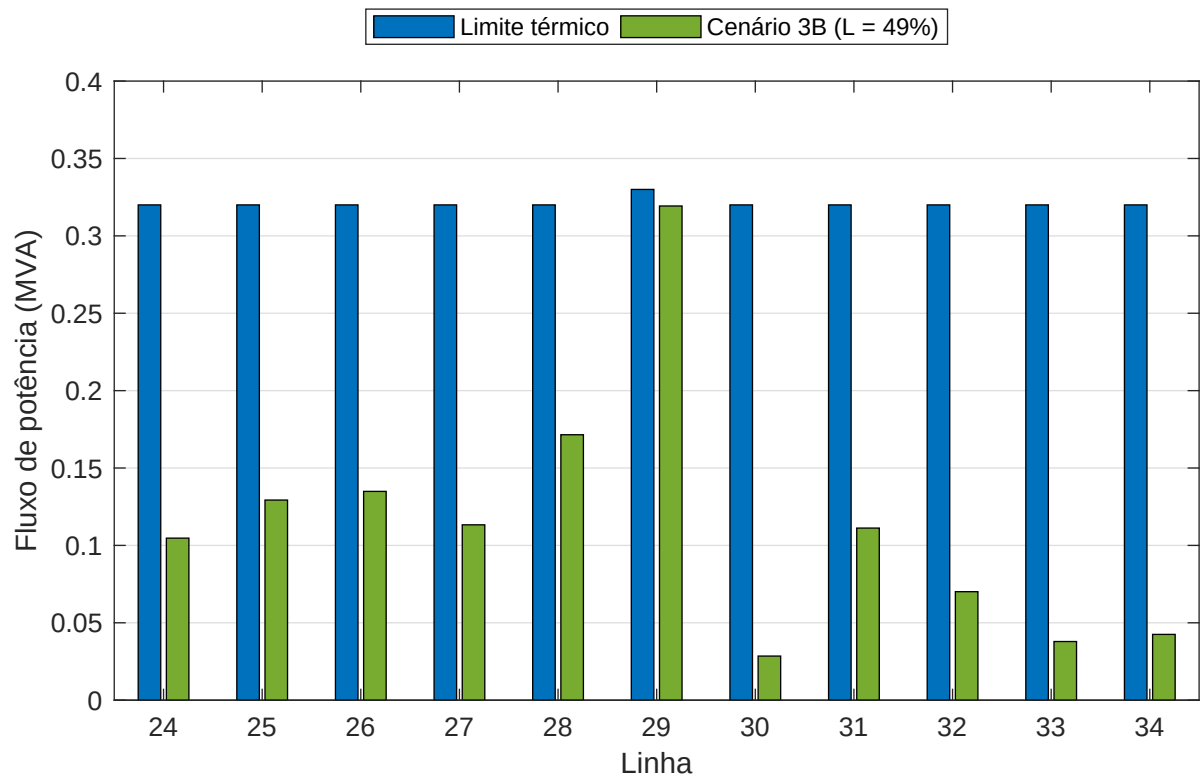
Tabela 13 – Geração ótima para o sistema IEEE-30 com contingência mais severa e TCSC alocado.

Número do gerador	Geração de potência ativa (MW)
	Cenário 3B (L = 49%) TCSC na linha 28
1	44,18
2	80
13	0
22	50
23	0
17	18,88
Custo total da potência ativa gerada (\$/h)	1708,60

Quanto ao atendimento às restrições de canalização de tensão, para os Cenários 1B, 2B e 3B, o perfil de FPO manteve a tensão de todas as barras do sistema elétrico dentro do limite tabelado, como pode ser observado na Tabela H.38 (Apêndice H.2), o que proporciona uma maior segurança ao STEE.

Desta forma, após análise do sistema tanto em operação normal de rede quanto sob contingência simples mais severa, o perfil de fluxo de potência do sistema elétrico é agora classificado como FPORS.

Figura 48 – FPO para o sistema IEEE-30 com contingência mais severa (linha 6) e TCSC alocado na linha 28. Zoom sobre a linha descongestionada (29).



4.3.2.2 Contingência mais Provável

A partir dos dados históricos das linhas do sistema IEEE-118 apresentados na Tabela B.20 (Apêndice B.2), o ramo de maior *Índice ζ* do sistema IEEE-30 é o de número 21. Quando este é interrompido, e o Cenário 1C é simulado, a linha 29 é mais uma vez congestionada, como pode ser observado na Tabela D.27 (Apêndice D.3) e na Figura 49, a um custo de 1773,71 \$/h para a geração ótima de potência ativa, como pode ser observado na Tabela 14.

O fluxo de potência neste instante é dito ideal, mas não garante a segurança do sistema em caso de contingência mais provável. Assim sendo, tentar-se-á descongestionar o STEE simulando o Cenário 2C, onde os limites das linhas são considerados e as gerações são despachadas de forma ótima.

Segundo dados apresentados na Tabela 14, a geração ótima de potência ativa no Cenário 2C custa 1701,48 \$/h. Apesar do baixo custo para a função objetivo, o perfil de FPO não é seguro, visto que o mesmo não foi capaz de descongestionar o sistema, como pode ser observado também na Tabela D.27 (Apêndice D.3).

O próximo procedimento a ser executado na tentativa de descongestionar o sistema, consiste em alocar um compensador (TCSC) de forma estratégica em uma das linhas do sistema e buscar uma configuração que seja viável para o grau de compensação do

dispositivo.

Figura 49 – FPO para o sistema IEEE-30 com contingência mais provável (linha 21) e sem compensação. Zoom sobre a linha congestionada (29) nos Cenários 1C e 2C.

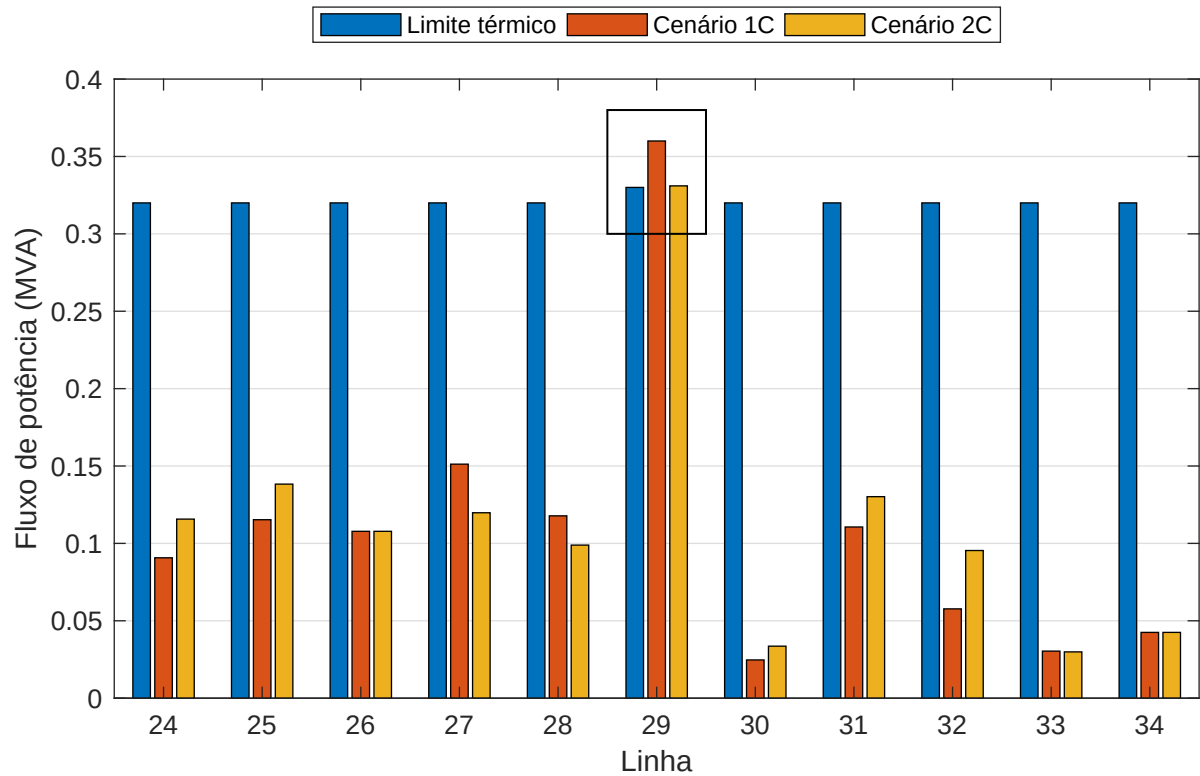


Tabela 14 – Geração ótima para o sistema IEEE-30 com contingência mais provável e sem compensação.

Número do gerador	Geração de potência ativa (MW)	
	Cenário 1C	Cenário 2C
1	20	47,07
2	81,60	80
13	20	0
22	50	50
23	0	0
17	20	15,52
Custo total da potência ativa gerada (\$/h)	1773,71	1701,48

Quando o Cenário 3C é simulado, o grau de compensação em série encontrado pelo algoritmo que melhor descongestiona o sistema foi 36%, como pode ser observado na Tabela 15, o que resulta em um aumento de 55,55% no fluxo da linha de alocação do TCSC (linha 28) em comparação com o fluxo apresentado no Cenário 2C. A linha 29, antes congestionada, apresenta agora 96,67% de carregamento, o que garante a segurança do sistema de transmissão IEEE-30. O custo da geração de potência ativa pra este cenário

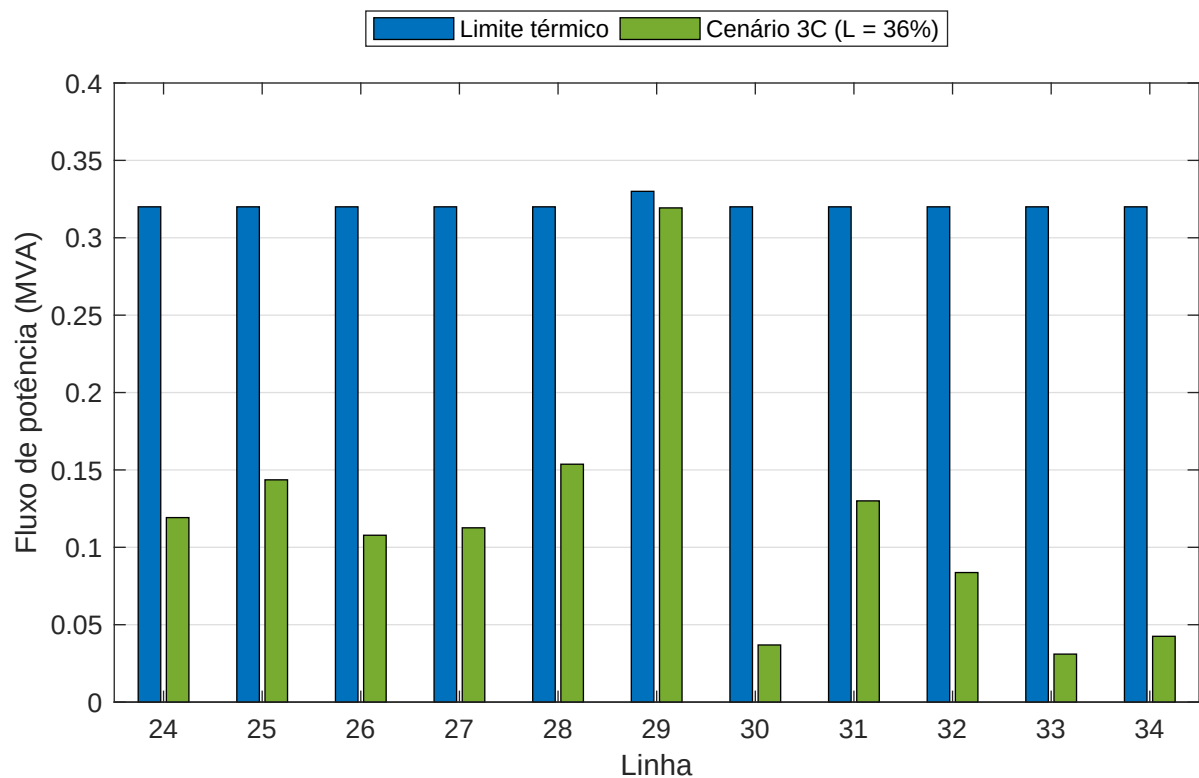
é de 1700,04 \$/h, o que representa uma redução de 1,44 \$/h no preço da geração de potência ativa.

Tabela 15 – Geração ótima para o sistema IEEE-30 com contingência mais provável e TCSC alocado.

Número do gerador	Geração de potência ativa (MW)
	Cenário 3C (L = 36%) TCSC na linha 28
1	46,22
2	80
13	0
22	50
23	0
17	16,22
Custo total da potência ativa gerada (\$/h)	1700,04

O perfil comparativo do FPO do sistema antes e após a recente configuração do TCSC é mostrado na Tabela D.27 (Apêndice D.3) e na Figura 50.

Figura 50 – FPO para o sistema IEEE-30 com contingência mais provável (linha 21) e TCSC alocado na linha 28. Zoom sobre a linha descongestionada (29).



Quanto ao atendimento às restrições de canalização de tensão, em todos os cenários analisados o FPO manteve a tensão de todas as barras dentro do limite tabelado, como pode ser observado na Tabela H.39 (Apêndice h.3).

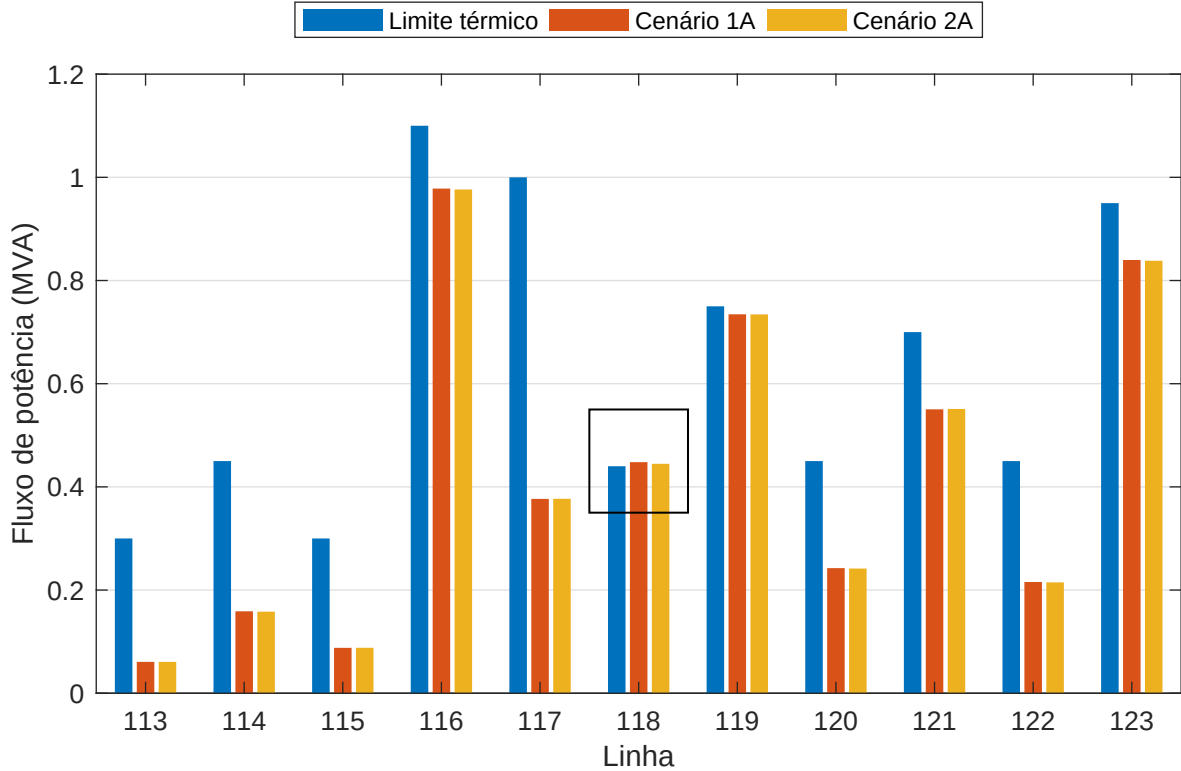
Como os perfis de FPO apresentados nesta seção foram capazes de garantir a segurança do sistema para o caso da contingência mais severa, o mesmo pode então ser denominado FPORS.

4.4 Solução do Sistema IEEE-118

4.4.1 FPO em Operação Normal de Rede

Da Tabela E.28 (Apêndice E.1), pode-se observar que a solução do FPO sob condições operacionais normais, sem considerar o limite térmico das linhas do sistema IEEE-118 (Cenário 1A), é obtida ao custo de sobrecarregar a linha 118 sob um custo de geração de potência ativa de $129660,70$ $\$/h$, conforme dados apresentados na Tabela F.31 (Apêndice F.1). Uma tentativa de descongestionamento, que acabou sendo em vão, é executada quando o sistema é simulado no Cenário 2A, cujo valor da função objetivo encontrado é $129660,71$ $\$/h$. No entanto, para este cenário, a linha 118 é novamente congestionada. O perfil do FPO para os dois cenários iniciais é comparado na Figura 51.

Figura 51 – FPO para o sistema IEEE-118 em operação normal sem compensação. Zoom sobre a linha congestionada (118) nos Cenários 1A e 2A.



Uma outra forma de se eliminar essa sobrecarga pode ser alcançada alocando-se um compensador (TCSC) em local estratégico da rede, de tal modo que o fluxo excedente seja redirecionado para as linhas adjacentes ao ramo congestionado (Cenário 3A).

Assim sendo, em um primeiro momento, todas as linhas do sistema IEEE-118 seriam candidatas à alocação do TCSC, no entanto, a localização ideal do dispositivo seria computacionalmente inviável devido à complexidade computacional. Neste viés, o *Algoritmo de Corte Mínimo* reduz o espaço de soluções para o problema.

Conforme o procedimento mencionado na Seção 3.2, somente as linhas 121, 128 e 186 fazem parte do *corte mínimo* e, ao mesmo tempo, são adjacentes à linha sobrecarregada (118), como pode ser observado no Quadro 9. Portanto, estas linhas são as únicas candidatas à alocação do TCSC (com exceção da linha 118 – congestionada).

Quadro 9 – Linhas de corte mínimo do sistema IEEE-118.

Linha	Linha k-m	Classificação
9	9-10	Linha não vizinha
21	15-17	Linha não vizinha
22	16-17	Linha não vizinha
24	18-19	Linha não vizinha
31	23-25	Linha não vizinha
37	8-30	Linha não vizinha
41	23-32	Linha não vizinha
47	35-37	Linha não vizinha
48	33-37	Linha não vizinha
50	34-37	Linha não vizinha
65	47-49	Linha não vizinha
68	45-49	Linha não vizinha
69	48-49	Linha não vizinha
72	51-52	Linha não vizinha
74	53-54	Linha não vizinha
88	59-60	Linha não vizinha
90	60-61	Linha não vizinha
91	60-62	Linha não vizinha
93	63-59	Linha não vizinha
95	64-61	Linha não vizinha
97	64-65	Linha não vizinha
105	47-69	Linha não vizinha
109	24-70	Linha não vizinha
111	24-72	Linha não vizinha
118	76-77	Linha congestionada
121	77-78	Linha vizinha
125	79-80	Linha não vizinha
128	77-82	Linha vizinha

(continua na próxima página)

Quadro 9 – continuação da página anterior

Linha	Linha k-m	Classificação
134	86-87	Linha não vizinha
136	85-89	Linha não vizinha
137	88-89	Linha não vizinha
149	82-96	Linha não vizinha
186	76-118	Linha vizinha

O algoritmo definiu a linha 186 como o local ideal para a alocação do módulo TCSC a um custo de 129653,79 \$/h ($L = 69\%$). Desta forma, a alocação do TCSC atuou reduzindo em 69% a reatância da linha de alocação. Isso fez com que esta linha tivesse um aumento expressivo em seu carregamento (645%), o que permitiu a redução do fluxo na linha sobrecarregada (118) para 99,29% do seu valor nominal (0,44 p.u.).

A Tabela F.31 (Apêndice F.1) apresenta o custo total da geração de potência ativa para os três cenários em operação normal de rede (Etapa A), assim como o perfil de geração do sistema IEEE-118 para os cenários simulados.

As Figuras 52 e 53 apresentam o fluxo de potência após alocação do TCSC na linha 186. Percebe-se que não mais existe a sobrecarga na linha 118, como desejado. Desta forma o sistema pode ser operado com despacho ótimo de geração de potência ativa.

Figura 52 – FPO para o sistema IEEE-118 em operação normal com TCSC alocado na linha 186. Zoom sobre a linha descongestionada (118).

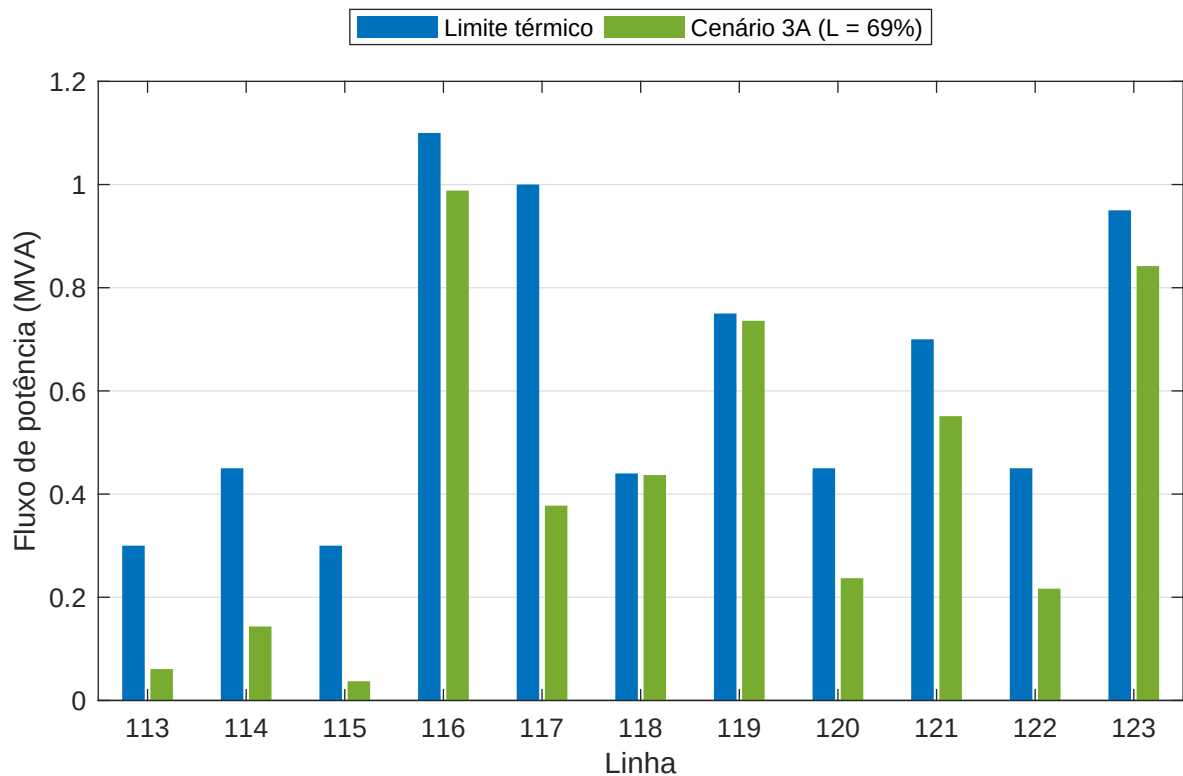
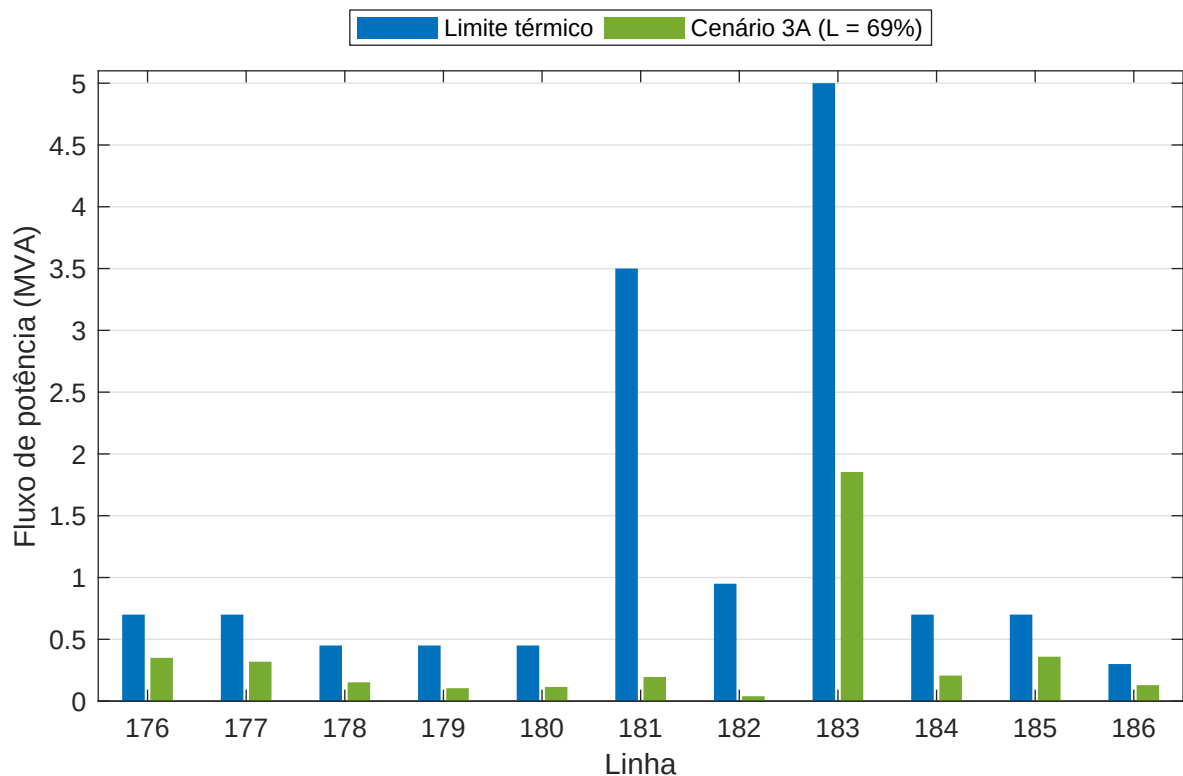


Figura 53 – FPO para o sistema IEEE-118 em operação normal com TCSC alocado na linha 186. Zoom sobre a linha de alocação (186).



Quanto ao atendimento das restrições de canalização de tensão, para todos os cenários simulados com o sistema em operação normal, o FPO manteve as tensões das barras do sistema 118 barras dentro dos limites permitidos, como pode ser observado na Tabela I.40 (Apêndice I.1).

Apesar do sistema está sendo operado sem linhas congestionadas, o fluxo de potência aqui ainda é dito ótimo. Para que o mesmo seja seguro e inclua restrições de segurança, faz-se necessário garantir que o mesmo permaneça operável e sem violação de suas restrições mesmo em situação de *contingência N-1*.

Neste contexto, serão introduzidas dois tipos de contingência simples (a mais severa e a mais provável) às próximas simulações, uma de cada vez, a fim de se verificar o comportamento do sistema e testar a possibilidade de configurar o módulo TCSC.

4.4.2 FPORS sob Contingências de Rede

4.4.2.1 Contingência mais Severa

A linha de maior severidade encontrada pelo algoritmo de triagem de contingências foi a 6. Quando é simulado o Cenário 1B com esta linha interrompida, o custo ótimo da geração de potência ativa é de $129675,57 \text{ \$/h}$, como pode ser observado na Tabela F.32

(Apêndice F.2). No entanto, o sistema apresenta três pontos de sobrecarregamento (linhas 11, 12 e 118), o que inviabiliza sua operação segura.

O perfil de FPO para o Cenário 1B é apresentado de forma completa na Tabela E.29 (Apêndice E.2). As Figuras 54 e 55 apresentam um zoom sobre as linhas congestionadas durante a simulação do Cenário 1B para o caso de ocorrência da contingência mais severa.

É vital para a segurança de qualquer SEP que suas linhas sejam descongestionadas. Para tal finalidade, por meio da simulação do Cenário 2B, buscou-se redespachar a geração levando em consideração o limite de fluxo de todas as linhas do sistema.

Como pode ser observado na Figura 54, após o processo de redespacho da geração, a linha 12, anteriormente sobrecarregada no Cenário 1B, foi descarregada. No entanto, as linhas 11 e 118 permanecem sobrecarregadas, e uma nova linha é congestionada (linha 119), como pode ser observado na Figura 55, a um custo de 129717,78 \$/h na geração de potência ativa, conforme dados apresentados na Tabela F.32 (Apêndice F.2).

O FPO também se preocupou com a canalização de tensão em todas as barras do sistema de transmissão. Como pode ser observado na Tabela I.41, todas as linhas encontram-se dentro do limiar de tensão preconizado para os dois cenários simulados.

Figura 54 – FPO para o sistema IEEE-118 com contingência mais severa (linha 6) sem compensação. Zoom sobre as linhas congestionadas (11 e 12) no Cenário 1B e a linha congestionada (11) no Cenário 2B.

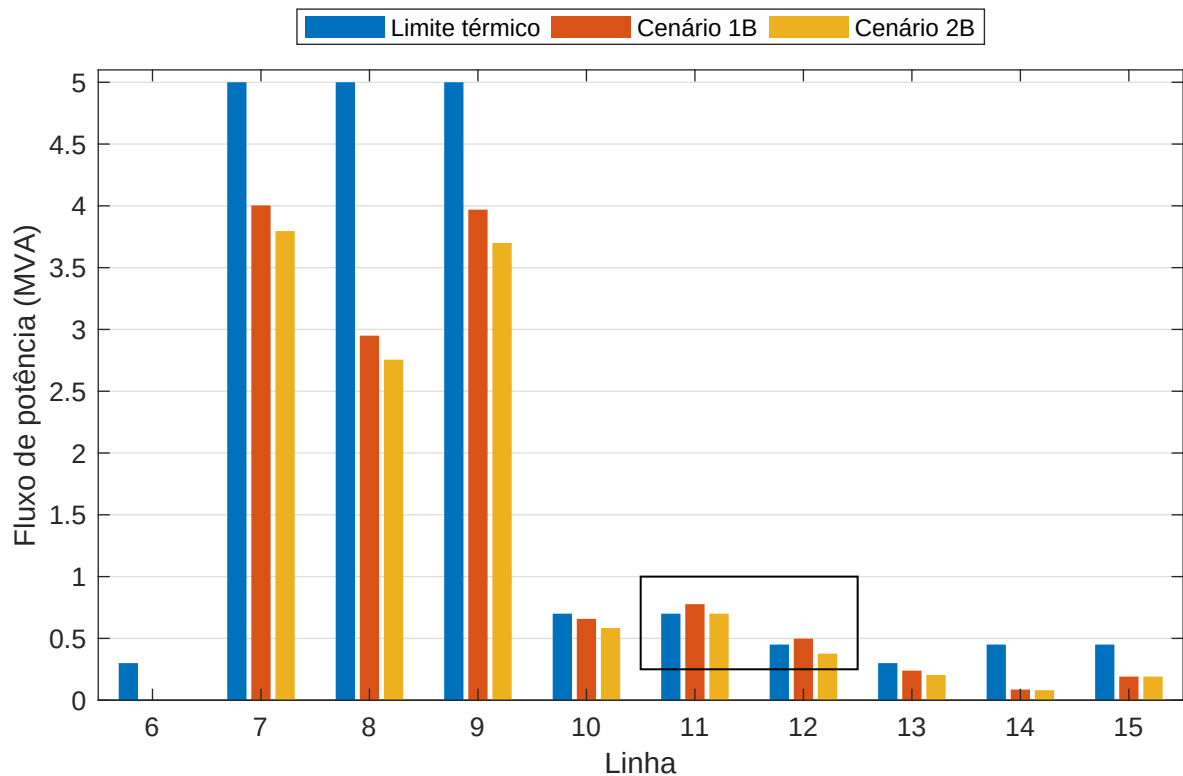
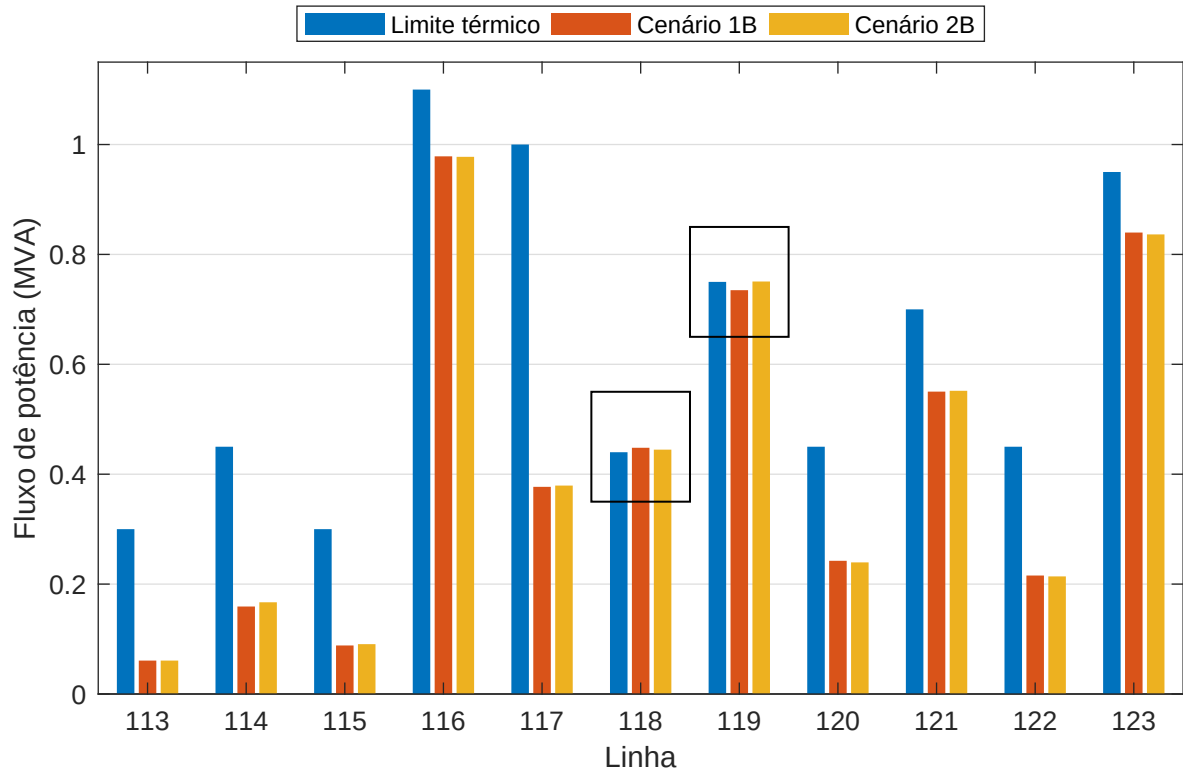


Figura 55 – FPO para o sistema IEEE-118 com contingência mais severa (linha 6) sem compensação. Zoom sobre a linha congestionada (118) no Cenário 1B e as linhas congestionadas (118 e 119) no Cenário 2B.



Para garantir a segurança do sistema, procurou-se uma nova configuração do módulo TCSC no Cenário 3B. Entretanto, a heurística proposta não encontrou nenhum local ideal para a alocação do TCSC que possibilitasse um índice de compensação factível e que fosse capaz de descongestionar o sistema. Assim sendo, não há uma forma de se redirecionar o fluxo excedente das linhas congestionadas (linhas 12, 118 e 119) para as linhas adjacentes utilizando o método de alocação de TCSC apresentado neste trabalho.

Diante do exposto, como o fluxo de carga garantiu a segurança do sistema apenas em condições normais de rede, o fluxo de potência aqui é classificado somente como FPO.

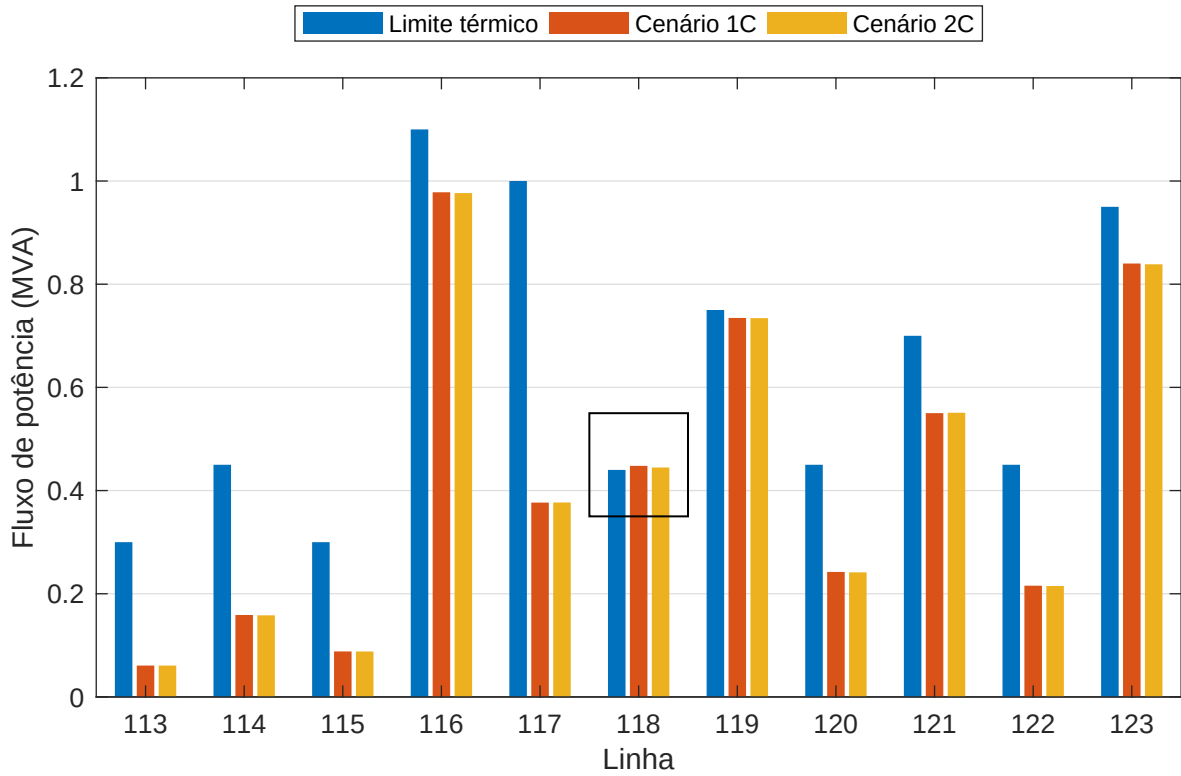
4.4.2.2 Contingência mais Provável

A partir dos dados históricos do sistema IEEE-118 presentes na Tabela B.21 (Apêndice B.3), o ramo de maior *Índice* ζ do STEE em análise é o 160. Quando este é interrompido, e é simulado o Cenário 1C, a linha 118 é mais uma vez congestionada, como pode ser observado na Tabela E.30 (Apêndice E.3) e na Figura 56, a um custo de 129663,76 \$/h para a geração de potência ativa, conforme dados da Tabela F.33 (Apêndice F.3).

Antes de se buscar uma configuração do módulo TCSC, faz-se necessário resolver o

problema do congestionamento utilizando elementos já existentes no STEE. Desta forma, buscar-se-á solucionar a problemática por meio da realocação dos geradores (Cenário 2C).

Figura 56 – FPO para o sistema IEEE-118 com contingência mais provável (linha 160) e sem compensação. Zoom sobre a linha congestionada (118) nos Cenários 1C e 2C.

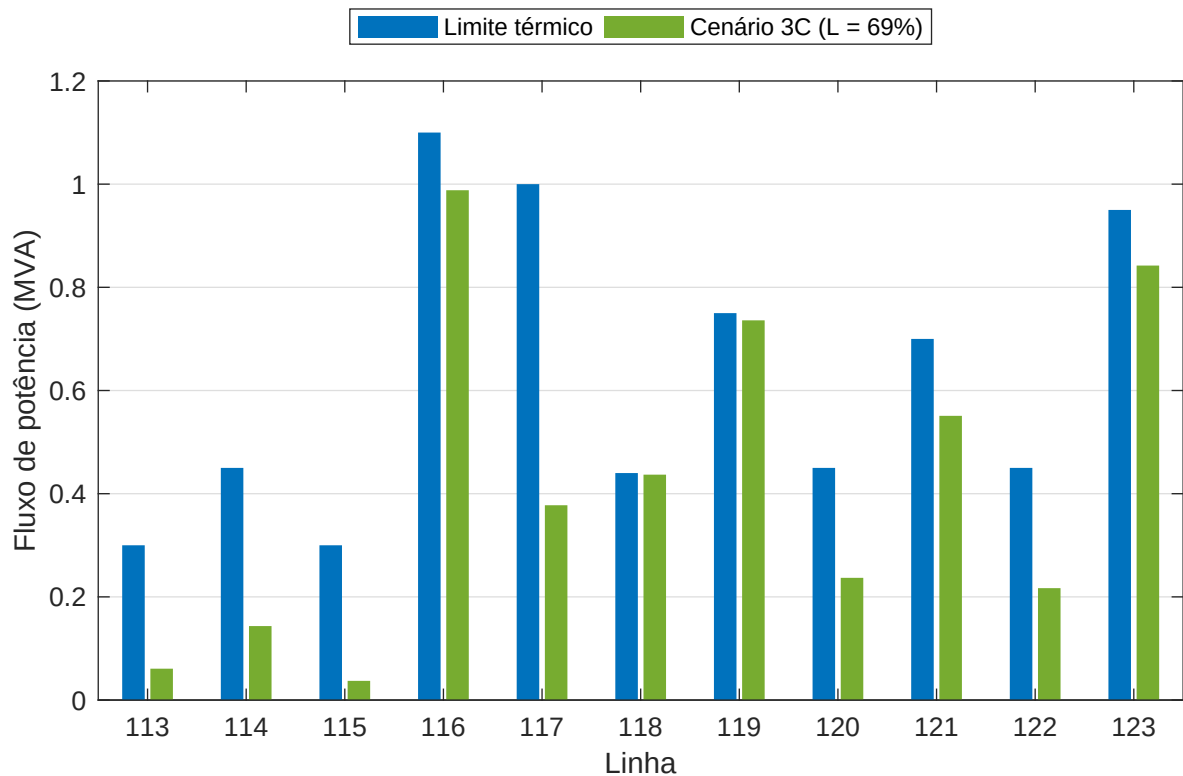


Como pode ser observado na Figura 56, apesar de ser ideal, o FPO atual não garante a segurança do sistema, visto que, mais uma vez, a linha 118 é sobrecarregada (agora a um custo de $129663,77 \$/h$ para a geração de potência ativa, conforme dados da Tabela F.33 (Apêndice F.3)). Como o Cenário 2C não apresentou uma solução segura para o FPO, buscar-se-á, então, uma configuração para o módulo TCSC instalado na linha 186 para que o descongestionamento do sistema IEEE-118 seja assegurado, e que o custo da geração de potência ativa seja ótimo.

Quando é simulado o Cenário 3C, o grau de compensação série encontrado pelo algoritmo, conforme a Tabela E.30 (Apêndice E.3), foi 69%. Assim sendo, a reatância total da linha de alocação (186) será reduzida de $0,3 p.u.$ para $0,093 p.u.$. Em consequência, o fluxo na linha de alocação do TCSC (linha 186) apresentará um aumento de 661,54%, como pode ser observado na Tabela E.30 (Apêndice E.3).

O custo da geração de potência ativa pra este cenário é de $129656,86 \$/h$, o que representa uma redução de $6,91 \$/h$ no custo da geração de potência ativa. Como era objetivado, a linha 118 foi descongestionada, como mostrado na Figura 57 e na Tabela E.30 (Apêndice E.3).

Figura 57 – FPO para o sistema IEEE-118 com contingência mais provável (linha 160) e TCSC alocado na linha 186. Zoom sobre a linha des congestionada (118).



No que se refere à restrição de canalização de tensão, todas as barras do sistema de transmissão foram mantidas dentro de seu limiar nos três cenários simulados nesta seção (Tabela I.42, Apêndice I.3). Isto é importantíssimo para o sistema de transmissão, pois implica na não violação das restrições físicas e operacionais do sistema para o estado pós-contingencial.

Como o FPO apresentado nesta seção garante a segurança do sistema mesmo para o caso de contingência mais provável, o mesmo é então classificado como FPORS, uma vez que todos os limites de fluxo e de tensão foram mantidos dentro de seus limiares preconizados.

4.5 Resumo dos Resultados

Os resultados gerais apresentados neste capítulo foram resumidos nas Tabelas 16, 17 e 18.

Tabela 16 – Resumo dos resultados das simulações dos STEEs em condição normal de rede.

Sistemas em condição normal de rede				
6 barras IEEE 30 barras IEEE 118 barras				
Cenário 1A	Custo da geração de potência ativa (\$/h)	4232,42	1773,62	129660,70
	Ocorre congestionamento?	Sim	Sim	Sim
	Linha(s) sobrecarregada(s)	5	29	118
Cenário 2A	Custo da geração de potência ativa (\$/h)	4237,68	1700,85	129660,71
	Ocorre congestionamento?	Sim	Sim	Sim
	Linha(s) sobrecarregada(s)	5	29	118
Cenário 3A	Custo da geração de potência ativa (\$/h)	4231,05	1699,79	129653,79
	Configuração do compensador	L = 39%	L = 33%	L = 69%
	Linha de alocação do TCSC	2	28	186
Congestionamento resolvido após alocação?		Sim	Sim	Sim

Tabela 17 – Resumo dos resultados das simulações dos STEEs com contingência mais severa.

Sistemas com contingência mais severa				
6 barras IEEE 30 barras IEEE 118 barras				
Cenário 1B	Custo da geração de potência ativa (\$/h)	4319,07	1778,03	129675,57
	Ocorre congestionamento?	Sim	Sim	Sim
	Linha(s) sobrecarregada(s)	5	29	11, 12 e 118
Cenário 2B	Custo da geração de potência ativa de (\$/h)	4321,16	1710,68	129717,78
	Ocorre congestionamento?	Sim	Sim	Sim
	Linha(s) sobrecarregada(s)	3 e 5	29	11, 118 e 119
Cenário 3B	Custo da geração de potência ativa (\$/h)	4317,54	1708,60	–
	Configuração do compensador	L = 37%	L = 49%	–
	Linha de alocação do TCSC	2	28	–
	Congestionamento resolvido após alocação?	Sim	Sim	–

Tabela 18 – Resumo dos resultados das simulações dos STEEs com contingência mais provável.

Sistemas com contingência mais provável				
	6 barras	IEEE 30 barras	IEEE 118 barras	
Cenário 1C	Custo da geração de potência ativa (\$/h)	4233,03	1773,71	129663,76
	Ocorre congestionamento?	Sim	Sim	Sim
	Linha(s) sobrecarregada(s)	5	29	118
Cenário 2C	Custo da geração de potência ativa (\$/h)	4235,27	1701,48	129663,77
	Ocorre congestionamento?	Sim	Sim	Sim
	Linha(s) sobrecarregada(s)	5	29	118
Cenário 3C	Custo da geração de potência ativa (\$/h)	4231,26	1700,04	129656,86
	Configuração do compensador	L = 46%	L = 36%	L = 69%
	Linha de alocação do TCSC	2	28	186
	Congestionamento resolvido após alocação?	Sim	Sim	Sim

4.6 Análise dos Resultados

A quantidade de opções para alocação de dispositivos FACTS em STEEs aumenta proporcionalmente com tamanho da rede. De acordo com a heurística proposta, as linhas candidatas a alocação do TCSC foram determinadas pela aplicação direta do *Algoritmo de Corte Mínimo*, onde foram consideradas para análise apenas as linhas vizinhas aos ramos sobrecarregados que fazem parte do corte mínimo. Deste modo, o espaço de busca do algoritmo foi reduzido. Isto não quer dizer que a solução encontrada pela heurística seja a melhor, porém se trata de uma solução que resolve e retira a violação sem a necessidade de se verificar todo o espaço de busca. Para o sistema de 6 barras, por exemplo, apenas 2/11 das linhas foram investigadas. Já para os sistemas IEEE-30 e IEEE-118, somente 1/41 e 3/186 linhas foram analisadas, respectivamente. Embora estes números confirmem uma boa eficiência do método de alocação, a heurística aplicada não garante um ótimo global. Isto pode ser explicado pelo fato do espaço de buscas do algoritmo sofrer um corte durante o processo de alocação do compensador.

A alocação do TCSC em pontos estratégicos da rede redirecionou o fluxo excedente das linhas congestionadas para regiões com capacidade ociosa de carregamento. Como consequência, o fluxo das linhas de alocação foi aumentado. O sistema de 6 barras, por exemplo, apresentou um aumento de 6,41% quando em operação normal de rede; quando foi introduzida a contingência mais severa, esse aumento foi de 12,06%; e, quando simulada a introdução da contingência mais provável, o aumento foi de 13,10%. O sistema IEEE-30, por sua vez, apresentou aumentos de 48,48%, 71% e 55,55% no fluxo de sua linha de alocação quando simulado o STEE em condições operacionais normais, em contingência de maior severidade, e em contingência de maior probabilidade, respectivamente. Quanto ao sistema IEEE-118, a compensação foi responsável por aumentar em 645% o fluxo na linha de alocação com o sistema em operação normal de rede e em 661,54% com o sistema em contingência mais provável. Para este sistema, quando foi introduzida a contingência mais severa, a heurística proposta não encontrou um local adequado para alocação de TCSC que, portando um fator de compensação factível, fosse capaz de descongestionar o sistema. Assim sendo, o FPORS não foi garantido para o caso de contingência mais severa.

Além de se preocupar em garantir a segurança dos STEEs congestionados, buscou-se uma alocação pautada nos princípios de otimalidade econômica. Neste viés, o sistema de 6 barras, em condição normal de rede, apresentou uma redução de 0,16% no custo da geração de potência ativa após compensação. Quando a contingência mais severa foi introduzida, houve uma redução de 0,08% e, quando foi simulada a contingência mais provável, o preço da geração ativa reduziu 0,09%. Já para o sistema IEEE-30, quando simulado em condições operacionais normais, houve uma redução de 0,06%. A redução foi de 0,12% e 0,08% quando foram introduzidas as contingências de maior severidade, e de maior probabilidade, respectivamente. Quanto ao sistema IEEE-118, a redução dos custos

da geração de potência ativa foi de $0,005\%$ estando o sistema tanto em operação normal de rede quanto em contingência mais provável.

Quando o custo da geração de potência ativa de um STEE em operação normal de rede é comparado com o custo da geração em contingência simples, percebe-se que as faltas induzem o despacho de geradores menos eficientes, aumentando assim os custos operativos. Quanto aos dois tipos de faltas, a de maior severidade foi a que mais onerou os STEEs em todos os cenários simulados, como era esperado.

Ainda em relação ao custo da geração de potência ativa, é importante destacar que os valores das funções objetivos apresentados diferem dos valores encontrados nos trabalhos de Long, Yao e Anh (2013) e de Viet et al. (2018), uma vez que os autores não disponibilizam dados completos dos limites térmicos das linhas dos sistemas simulados. No entanto, a metodologia de alocação utilizada por estes foi a base da heurística aqui proposta e aplicada.

Neste viés, destaca-se que o problema de alocação apresentado neste trabalho apresenta um certo grau de complexidade, porque se busca resolver simultaneamente três situações, onde um único TCSC deve ser instalado e configurado (a partir do índice L) de forma a se garantir um FPORS tanto em condições normais de rede, quanto em contingenciamento simples (mais severo e mais provável). Portanto, a solução final para cada sistema apresentado comporta uma alocação final, onde não se muda o TCSC de lugar.

Em um primeiro momento, pode-se dizer que heurística de alocação aqui apresentada não faz sentido quando se trata de planejamento, onde as redes são projetadas pautadas em segurança, confiabilidade e robustez. Entretanto, quando se pensa em planejamento corretivo, o método de alocação analisado neste trabalho pode ser aplicado em linhas existentes. Ao invés de se investir recursos maiores em construção ou reconfiguração de redes existentes, que demandaria tempo e investimentos milionários, busca-se instalar um equipamento para que, de forma temporária, se garanta a segurança do sistema sem a necessidade de grandes modificações nas redes de transmissão.

5 Conclusões

Neste trabalho foi desenvolvida e aplicada uma heurística de baixo custo computacional para alocação estratégica de TCSC em três STEEs congestionados (sistema de 6 barras, IEEE-30 e IEEE-118) com a finalidade de lhes garantir um FPORS tanto em condições operacionais normais, quanto em contingências simples de rede.

As simulações foram divididas em três etapas (A, B e C), e subdivididas em três cenários (1, 2 e 3), conforme apresentado nos Quadros 5 e 6 deste trabalho. A princípio, buscou-se o descongestionamento dos sistemas por meio do redespacho da geração. Não sendo possível, foi realizada a localização estratégica do dispositivo TCSC. Para finalizar, o FPO, em condições normais e operacionais de contingências, foi resolvido.

Dois índices foram empregados na escolha de contingências, por meio dos quais as restrições de segurança foram incorporadas ao problema de otimização do fluxo de potência. O Índice de Hibridização, um híbrido de dois diferentes PIs (Índice de Desempenho de Fluxo e Índice de Desempenho de Tensão) foi utilizado para classificar a contingência mais severa da rede. Já o Índice ζ , produto entre a severidade de uma contingência e sua chance de ocorrência, foi proposto para classificar a falta mais provável.

Os sistemas de teste escolhidos apresentam pontos de congestionamento tanto em operação normal, quanto em contingências simples de rede. A alocação e posterior configuração do módulo TCSC foi necessária em todos os cenários, visto que o redespacho da geração não descongestionou os sistemas. Entretanto, para o sistema IEEE-118 em situação de contingência mais severa, a heurística proposta não obteve uma configuração factível para o compensador. Para este caso, sugere-se aplicar técnicas inteligentes (PSO e AG, por exemplo) nas quais um número maior de linhas candidatas sejam investigadas.

Diante dos diferentes sistemas de teste e cenários de validação, observa-se que a heurística desenvolvida constitui uma ferramenta alternativa para o tratamento do problema de alocação de dispositivos FACTS nos sistemas de transmissão com presença de linhas congestionadas testados. Apesar do método fornecer uma solução mais imediata, pode-se inferir que esta não seja a ótima, uma vez que o espaço de busca do problema é limitado. No entanto, destaca-se que a solução encontrada pela heurística apresenta um certo grau de complexidade, pois busca atender, simultaneamente, três condições: garantir um fluxo de potência ótimo e a segurança dos STEE congestionados tanto em condições normais de operação, quanto em contingência mais severa e contingência mais provável.

Dado o exposto, fica evidente que a operação segura de um STEE não é uma tarefa simples, uma vez que diversos fatores conduzem os sistemas de energia a operarem com elevado carregamento, próximos de seus limites operacionais. Neste viés, reitera-se

a necessidade do desenvolvimento de ferramentas computacionais de análise, controle e otimização de sistemas de potência a fim de se desenvolver estratégias operacionais econômicas e seguras, como é o caso da heurística proposta.

5.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Para trabalhos futuros, destacam-se alguns pontos a serem considerados para a complementação deste:

- utilizar técnicas inteligentes como AG e PSO para a localização ótima do TCSC;
- considerar os critérios de segurança que vão além da segurança clássica $N-1$, a fim de reduzir riscos de eventos em cascata;
- introduzir outros tipos de dispositivos FACTS para compensação de reativos e descongestionamento de rede;
- simular alocação de TCSC em sistemas de transmissão de maior porte;
- inserir uma abordagem multi-objetiva ao problema do FPORS;
- modelar cargas como valores médios de situações extremas tomadas a partir de uma curva de carga de 24 horas.

Referências

ABB. *North – South 500 kV AC Power Interconnection: Transmission Stability Improvement by Means of TCSC and SC*. New York, 2002. 4, 5, 45

ACHARYA, N.; SODE-YOME, A.; MITHULANANTHAN, N. Facts about flexible ac transmission systems (facts) controllers: practical installations and benefits. *Conferência de Engenharia de Potência das Universidades da Australásia*, 2005. 3, 43, 45

ALMADA, L. M. *O Modelo de Injeção de Potência do TCSC e sua Aplicação no Estudo da Estabilidade a Pequenas Perturbações*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, 2012. 3, 4, 42, 43, 44, 45, 47, 49, 51, 52, 53

ALMEIDA, F. de C. B. *Avaliação do Desempenho de Dispositivos de Controle e Modelagem de Carga a Partir de Regiões de Segurança Estática*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Juiz de Fora, 2011. 26

ALSAC, O.; STOTT, B. Optimal load flow with steady-state security. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-93, p. 745 – 751, 06 1974. 8

ALVES, J. M. T. *Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança Aplicado à Operação em Tempo Real Utilizando Processamento Distribuído*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005. 26, 30, 35, 73

AMORIM, E. A. *Fluxo de Potência Ótimo em Sistemas Multimercados Através de um Algoritmo Evolutivo Multi-Objetivo*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, 2006. 2, 27, 28

ANTUNEZ, C. F. S. *Alocação Ótima de Equipamentos SVC e TCSC na Rede de Transmissão de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, 2014. 42, 43, 45, 46, 50, 54

ARAÚJO, R. *Alocação e Ajustes Ótimos de Dispositivos FACTS em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Algoritmos Genéticos*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Sergipe, 2014. 42, 43, 46

ATTARHA, A.; AMJADY, N. Solution of security constrained optimal power flow for large-scale power systems by convex transformation techniques and taylor series. *IET Generation, Transmission and Distribution*, v. 10, p. 889–896, 2016. 9

AURICH, M. R. C. *Um Modelo de Fluxo de Potência Ótimo Linear com Reprogramação Corretiva via Método de Pontos Interiores*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual de Campinas, 2004. 1, 22, 23, 24, 25, 29

AZEVEDO, A. T. Security constrained optimal active power flow via network model and interior point method. *SBA: Controle e Automação Sociedade Brasileira de Automática*, v. 20, 2009. 9

- BARBOSA, C. H. N. de R. *Reconfiguração e Restauração Ótima de Sistemas de Distribuição Primária de Energia Elétrica*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2012. [13](#)
- BELATI, E. A. *Sensibilidade em Fluxo de Potência Ótimo*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade de São Paulo, 2003. [7](#)
- CAPITANESCU, F. et al. State-of-the-art, challenges, and future trends in security constrained optimal power flow. *Electric Power Systems Research*, v. 81, 2011. [9](#)
- CARPENTIER, J. L. Contribution a l'étude du dispatching économique. *Bull. Soc. Francaise Electriciens*, v. 8, p. 431–447, 1962. [1](#), [7](#), [27](#)
- CHOWDHURY, A. A.; KOVAL, D. O. *Power Distribution System Reliability*. New Jersey: John Wiley and Sons Published, 2009. [26](#)
- COSTA, M. T. *Solução do Problema de Fluxo de Potência Ótimo com Restrição de Segurança e Controles Discretos Utilizando o Método Primal-Dual Barreira Logarítmica*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, 2016. [2](#), [4](#), [26](#), [30](#), [32](#), [34](#), [35](#), [36](#), [37](#), [38](#), [39](#)
- COSTA, E. *Elementos de Programação Matemática: Aplicações ao problema do fluxo de potência Ótimo linearizado*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, 2006. [1](#), [29](#), [35](#), [36](#), [39](#), [41](#)
- DESTER, M. *Estudo para Classificação de Contingências sob o Aspecto da Estabilidade de Tensão*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual de Campinas, 2006. [23](#)
- DOMINGUES, A. F. *Aplicação de Dispositivos FACTS para o Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas de Baixa Frequência em Sistemas de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual de Campinas, 2001. [46](#), [47](#), [48](#), [51](#), [52](#), [53](#)
- DOMMEL, H. W.; TINNEY, W. F. Optimal power flow solutions. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 87, n. 10, p. 1866–1876, 1968. [8](#)
- FARIA, M. A. R. *Contribuições TAESA para a Audiência Pública 043/2012*. Rio de Janeiro, 2012. [4](#), [5](#), [49](#)
- FERREIRA, E. C. *Fluxo de Potência Ótimo Multiobjetivo com Restrições de Segurança e Variáveis Discretas*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade de São Paulo, 2018. [2](#), [13](#), [14](#), [27](#)
- FERREIRA, V. H.; FREIRE, R. C. Fluxo de potência ótimo com restrições de segurança via algoritmos de otimização natural multiobjetivos. *XIII Congresso Brasileiro de Inteligência Computacional*, 2017. [8](#), [9](#)
- FERREIRA, V. H.; FREIRE, R. C.; COSTA, P. R. S. da. Otimização natural como alternativa para determinação do despacho seguro de sistemas elétricos de potência. *XIX Congresso Brasileiro de Automática*, 2012. [2](#)

- FILHO, S. A. *Análise de Controles Eletrônicos em Sistemas de Distribuição de Energia*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, 2005. 41, 43
- FOGAÇA, A. L. B. *Análise de Controladores FACTS em Sistemas de Energia Elétrica*. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Paraná, 2006. 45
- GARDOS, R. *Transmissão de Energia Elétrica a Longa Distância com Linhas CA Segmentadas por Equipamentos B2B-VSC*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008. 41
- HARSAN, H.; HADJSAID, N.; PRUVOT, P. Cyclic security analysis for security constrained optimal power flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, 1997. 8
- HARZA, J.; SINHA, A. K. A risk based contingency analysis method incorporating load and generation characteristics. *Elsevier*, v. 1, n. 32, p. 433–442, 2010. 25, 62, 64
- HINGORANI, N. G.; GYUGYI, L. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible ac transmission systems*. New York: IEEE Press, 2000. 42, 45, 46, 47, 48, 49
- IMPA. *Problema de Mínimo Corte / Máximo Fluxo*. 2019. Disponível em: <http://w3.impa.br/~dimasmm/r3d/projetos_1/renato/>. Acesso em: 20 out. 2019. 55
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. de; ROBBA, E. J. *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. 2. ed. São Paulo: Blucher, 2010. 25
- KAUR, M.; DIXIT, A. Newton’s method approach for security constrained opf using tcsc. *1st IEEE International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*, 2016. 11, 45
- KRISHNAN, V.; MCCALLEY, J. D. Contingency assessment under uncertainty for voltage collapse and its application in risk based contingency ranking. *Elsevier*, v. 1, n. 43, p. 1025–1033, 2012. 64
- LAURINDO, B. de M. *Estudo do Comportamento do TCSC frente a dois Algoritmos de Sincronismo: o PLL e o SOGI-FLL*. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) — Universidade do Rio de Janeiro, 2010. 52
- LONG, D. T.; YAO, J. G.; ANH, T. V. A new method for secured optimal power flow under normal and network contingencies via optimal location of tcsc. *Elsevier*, v. 1, n. 52, p. 68–80, 2013. 2, 3, 7, 10, 21, 30, 32, 36, 38, 39, 42, 45, 50, 51, 53, 54, 55, 58, 59, 60, 61, 62, 73, 74, 106, 163, 166
- MACHADO, R. L. *Aplicação de Dispositivos FACTS no Sistema de Transmissão da Eletrosul*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2003. 21, 46, 47, 48, 51, 52, 54
- MASUDA, M. *Aplicação do Dispositivo FACTS (Flexible AC Transmission Systems) em Sistemas de Distribuição: Simulação de desempenho*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade de São Paulo, 2006. 49

- MENDEZ, O. S. *Solução Concorrente do Problema de Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual de Campinas, 1993. 22, 23, 24, 26
- MIASAKI, C. T. *Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica Utilizando Controladores FACTS*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, 2006. 41, 42
- MILANO, F.; CANIZARES, C. A.; INVERNIZZI, M. Voltage stability constrained opf market models considering n - 1 contingency criteria. *Electric Power Systems Research*, v. 74, n. issue 1, 2005. 8
- MONROY, L. M. et al. Operação ótima de sistemas elétricos de potência considerando cortes de carga e dispositivos de controle de potência reativa. *XXI Congresso Brasileiro de Automática*, 2016. 1
- MONTICELLI, A.; GARCIA, A. *Introdução a Sistemas de Energia Elétrica*. 2. ed. São Paulo: Blucher, 2011. 1, 13, 14, 15, 22
- MONTICELLI, A. J. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. 1. ed. São Paulo: Blucher, 1983. 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 23, 29
- MONTICELLI, M.; PEREIRA, V. F.; GRANVILLE, S. Security-constrained optimal power flow with post-contingency corrective rescheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 1, n. PWRS-2, p. 175–180, 1987. 8, 53, 73
- MORETTIN, L. G. *Estatística Básica: Probabilidade e inferência*. 7. ed. São Paulo: Pearson, 2010. 65
- MOSLEMI, R.; SHAYANFAR, H. A. Optimal location for series facts devices to transient stability constrained congestion management. *10th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, 2011. 10
- NETTO, N. A. R. L. *Novas Ferramentas para a Avaliação de Segurança Estática e Dinâmica de Sistemas de Potência*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016. 2
- NUNES, J. S. *Impacto da Confiabilidade de Redes de Transmissão e Subtransmissão nos Índices de Desempenho de Sistemas de Distribuição*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Itajubá, 2017. 25, 26
- ONS. *Relatório Anual do ONS 2009*. Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema (ONS), 2009. 24
- ONS. *Resultados da Operação*. 2019. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/qualidade-do-suprimento>>. Acesso em: 21 dez. 2019. 1, 3
- PINHEIRO, D. da C. *Eliminação de Sobrecargas em Sistemas de Transmissão Através do Chaveamento de Ramos*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual de Campinas, 2016. 4, 43, 46
- PINTO, D. P.; PEREIRA, J. L. R. Um método localizado para análise de contingências estáticas em sistemas de energia elétrica. *SBA: Controle e Automação Sociedade Brasileira de Automática*, v. 06, 1995. 22

- QUEIROZ, A. R. et al. Alocação Ótima de facts considerando múltiplos problemas operacionais. *X Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica*, 2015. 45
- SALAMI, Y. *Multiple Contingency Analysis of Power Systems*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Memorial University of Newfoundland, 2017. 14, 24
- SCHIOCHET, A. F. *Fluxo de Potência Ótimo Multi-Objetivo*: Abordagem utilizando uma estratégia de parametrização. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2006. 36, 37, 38, 39, 73
- SHAKIL, S. et al. Improving the voltage stability and performance of power networks using power electronics based facts controllers. p. 1–6, 2014. 42, 43
- SIEMENS. *How to Increase Transmission System Capacity and Stability*: From fixed capacitors to high-power thyristors - tcsc. 2020. Disponível em: <<https://new.siemens.com/global/en/products/energy/high-voltage/facts/portfolio/sc.html>>. Acesso em: 07 jun. 2020. 6
- SILVA, B. E. S. *Estudo do Dispositivo FACTS TCSC para Controle de Fluxo de Potência do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica*. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) — Centro Universitário do Sul de Minas, 2016. 43, 44
- SILVA, D. D. da. *Modelagem de Equipamentos FACTS de Segunda Geração no Problema de Fluxo de Potência Ótimo*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2008. 22, 45
- SOMASUNDARAM, P.; MUTHUSELVAN, N. B. Security constrained optimal power flow with facts devices using modified particle swarm optimization. *1st International Conference on Swarm, Evolutionary, and Memetic Computing*, 2010. 10
- SUNDAR, K. S.; RAVIKUMAR, H. M. Selection of tcsc location for secured optimal power flow under normal and network contingencies. *Elsevier*, v. 1, n. 34, p. 29–37, 2012. 10, 53
- TAVARES, S. de S. *Redes: Fluxo máximo e corte mínimo*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Matemática) — Universidade do Porto, 2006. 55
- UWEE. *Power System Test Archive – UWEE, University of Washington*. 1999. Disponível em: <<http://labs.ece.uw.edu/pstca/>>. Acesso em: 12 nov. 2019. 67, 162, 175
- VASCONCELLOS, M. T. *Restrições Funcionais de Desigualdade no FPO Newton Tratadas Pelo Método da Continuação*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual de Campinas, 1995. 32, 35, 36, 38
- VASCONCELLOS, M. T. *Métodos de Solução do Fluxo de Potência Ótimo Reativo e Tratamento das Restrições de Desigualdade*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual de Campinas, 1999. 1, 2, 37, 39
- VIET, N. H. Q. et al. Optimal location of tcsc for social welfare maximization in deregulated electricity market. *International Journal of Applied Engineering Research*, v. 13, n. 7, p. 4842–4850, 2018. 7, 11, 30, 45, 53, 54, 55, 73, 74, 106
- WANG, C.; FU, Y. Fully parallel stochastic security-constrained unit commitment. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 5, p. 3561–3571, 2016. 9

- WATANABE, E. H.; BARBOSA, P. G.; TARANTO, G. N. Tecnologia facts - tutorial. *SBA: Controle e Automação Sociedade Brasileira de Automática*, v. 09, 1998. [5](#)
- WIBOWO, R. et al. Security constrained optimal power flow incorporating preventive and corrective control. *IEEE Transactions on Power Systems*, p. 29–34, 2014. [9](#)
- WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F.; SHELE, G. B. *Power Generation, Operation and Control*. 3. ed. New Jersey: John Wiley and Sons Published, 2014. [23](#), [24](#), [26](#), [27](#), [30](#), [31](#), [32](#), [63](#), [64](#), [66](#), [160](#)
- ZANETTA, L. C. *Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência*. 1. ed. São Paulo: Editora Livraria da Física, 2006. [13](#), [14](#), [15](#), [16](#), [19](#), [20](#), [21](#)
- ZIMMERMAN, R. D.; MURILLO-SÁNCHEZ, C. E. *MATPOWER User's Manual*. 7. ed. New York: Power Systems Engineering Research Center (PSERC), 2019. [73](#), [116](#), [117](#), [156](#)

Apêndices

APÊNDICE A – Solução do Fluxo de Potência Ótimo por MATPOWER

Uma das formas de se solucionar o FPORS seria a utilização de softwares baseados em programação matemática ou em algoritmos heurísticos. O MATPOWER é um módulo de software de código aberto desenvolvido para MATLAB, de fácil edição e utilização. Seu pacote de arquivos ".m" foi elaborado para solucionar problemas de simulação e otimização de sistemas de energia em estado estacionário, tais como: Fluxo de Potência (*Gauss-Seidel*, *NR*, *Desacoplado*, *Linearizado*), Fluxo de Potência Continuado (utilizado na análise de estabilidade de tensão) e FPO (ZIMMERMAN; MURILLO-SÁNCHEZ, 2019).

Todos os modelos e equações do software são apresentados na forma de vetor ou matriz. Os arquivos de dados utilizados pelo software são arquivos MATLAB do tipo `M-file.m` ou `MAT-file.mat`. O arquivo `M-file.m` é um arquivo de texto. Sua estrutura é composta dos seguintes campos: `baseMVA`, `bus`, `branch`, `gen` e `gencost`. O primeiro campo é apresentado na forma escalar, os demais na forma matricial, onde cada linha corresponde a um único elemento da rede e as colunas são semelhantes ao formato IEEE (ZIMMERMAN; MURILLO-SÁNCHEZ, 2019).

A seguir é apresentada uma breve descrição dos campos citados:

- **baseMVA**: define o valor da potência base S_{base} (em MVA) para o sistema a ser otimizado;
- **bus**: relaciona dados de todas as barras que compõem o SEP;
- **branch**: é uma matriz que apresenta informações das linhas que formam o sistema de potência;
- **gen**: composto por uma matriz que apresenta informações a cerca das potências geradas nas barras;
- **gencost**: único campo não obrigatório do MATPOWER. Consiste em uma matriz referente ao custo da energia ativa produzida pelos geradores.

São disponibilizados três solucionadores de fluxo de potência AC de alto desempenho. O solucionador padrão é baseado no *Método de Newton*, onde a *matriz Jacobiana* é atualizada a cada iteração. A magnitude e o ângulo de todos os elementos (barramento, linha e gerador, por exemplo) dos sistemas elétricos otimizados são expressos em *p.u.*, e em *radianos*, respectivamente. As barras são enumeradas consecutivamente e os geradores são

ordenados de acordo com a numeração consecutiva das barras (ZIMMERMAN; MURILLO-SÁNCHEZ, 2019).

Configurações iniciais

Antes de se iniciar qualquer simulação, é necessário configurar o procedimento por meio da função `mpoption` (ZIMMERMAN; MURILLO-SÁNCHEZ, 2019). O primeiro parâmetro passado à função refere-se ao tipo de processo a ser simulado, o segundo determina o tipo do método para computar o referido processo, e o terceiro e o quarto parâmetros definem o grau de detalhe dos resultados.

```
» configurar = mption('opf.alg', 'NR', 'verbose', 3);
```

Cálculo do fluxo de potência ótimo

O MATPOWER possui para o problema do FPO dois solucionadores distintos. O primeiro baseia-se na função `constr` incluída no *Optimization Toolbox's* do MATLAB, que usa uma técnica de programação quadrática sucessiva em conjunto com uma aproximação quase-Newton para a matriz Hessiana. A segunda abordagem é baseada em PL, fornecida por outros módulos ou diretamente pelo MATLAB (ZIMMERMAN; MURILLO-SÁNCHEZ, 2019).

O FPO é executado no software ao chamar a função `runopf`, passando o nome do arquivo como primeiro argumento (`casedata`). O segundo argumento da função refere-se às configurações estipuladas via comando `mpoption`. Além de imprimir a saída na tela do MATLAB, que é executada por padrão, o `runopf` opcionalmente retorna a solução na struct `results`.

```
» results = runopf('casedata', configurar);
```

Conforme Zimmerman e Murillo-SÁNCHEZ (2019), a solução é obtida em matrizes e há um indicador conhecido como *flag* que informa se o algoritmo obteve sucesso ao encontrar uma solução para o problema. A rotina `runopf` é considerada o arquivo principal para o processo de otimização e é responsável por chamar outros arquivos com funções distintas, tais como:

- `bustypes.m`: lista o tipo de cada barra do sistema;
- `newtonpf.m`: calcula o fluxo de potência via método iterativo de NR;
- `pfsoln.m`: organiza os dados de saída para impressão final.

APÊNDICE B – Taxa de Falha (λ) das Linhas dos Sistemas de Teste

As taxas de falhas (fictícias) dos sistemas de teste apresentadas nas Tabelas B.19, B.20 e B.21 correspondem a médias históricas de ocorrências durante um prazo de 10 anos.

B.1 Sistema de 6 barras

Tabela B.19 – Taxa de falha das linhas do sistema de 6 barras.

Linha	Linha k-m	λ (h/ano)
1	1-2	0,2
2	1-4	0,1
3	1-5	0,1
4	2-3	0,15
5	2-4	0,1
6	2-5	0,15
7	2-6	0,2
8	3-5	0,1
9	3-6	0,1
10	4-5	1
11	5-6	0,25

B.2 Sistema IEEE-30

Tabela B.20 – Taxa de falha das linhas do sistema IEEE-30.

Linha	Linha k-m	λ (h/ano)
1	1-2	2
2	1-3	0,05
3	2-4	0,05
4	3-4	0,05
5	2-5	0,05
6	2-6	0,01
7	4-6	0,01
8	5-7	0,01
9	6-7	0,01
10	6-8	0,01
11	6-9	0,01
12	6-10	2
13	9-11	2
14	9-10	0,05
15	4-12	0,02
16	12-13	0,01
17	12-14	0,01
18	12-15	0,03

(continua na próxima página)

Tabela B.20 – *continuação da página anterior*

Linha	Linha k-m	λ (h/ano)
19	12-16	2
20	14-15	0,01
21	16-17	1
22	15-18	0,2
23	18-19	0,2
24	19-20	0,3
25	10-20	0,2
26	10-17	0,01
27	10-21	0,05
28	10-22	0,1
29	21-22	0,02
30	15-23	0,1
31	22-24	0,1
32	23-24	0,01
33	24-25	0,1
34	25-26	0,1
35	25-27	0,01
36	28-27	0,01
37	27-29	0,04
38	27-30	0,1
39	29-30	0,01
40	8-28	0,1
41	6-28	0,01

B.3 Sistema IEEE-118

Tabela B.21 – Taxa de falha das linhas do sistema IEEE-118.

Linha	Linha k-m	λ (h/ano)
1	1-2	4
2	1-3	0,6
3	4-5	0,1
4	3-5	0,1
5	5-6	0,01
6	6-7	0,01
7	8-9	0,01
8	8-5	0,03
9	9-10	0,02
10	4-11	0,1
11	5-11	0,1
12	11-12	0,01
13	2-12	0,06
14	3-12	0,01
15	7-12	0,01
16	11-13	0,01
17	12-14	0,01
18	13-15	0,01
19	14-15	0,01
20	12-16	0,01
21	15-17	0,01
22	16-17	0,01
23	17-18	0,01
24	18-19	0,01

(continua na próxima página)

Tabela B.21 – *continuação da página anterior*

Linha	Linha k-m	λ (h/ano)
25	19-20	0,01
26	15-19	0,01
27	20-21	0,01
28	21-22	0,01
29	22-23	0,01
30	23-24	0,01
31	23-25	0,01
32	26-25	0,01
33	25-27	0,01
34	27-28	0,01
35	28-29	0,1
36	30-17	0,01
37	8-30	0,01
38	26-30	0,02
39	17-31	0,02
40	29-31	0,02
41	23-32	0,1
42	31-32	0,01
43	27-32	0,01
44	15-33	0,1
45	19-34	2
46	35-36	0,01
47	35-37	0,04
48	33-37	0,02
49	34-36	0,01
50	34-37	0,01
51	38-37	0,02
52	37-39	0,01
53	37-40	0,03
54	30-38	0,01
55	39-40	0,01
56	40-41	0,02
57	40-42	0,02
58	41-42	0,01
59	43-44	0,02
60	34-43	0,05
61	44-45	0,1
62	45-46	0,02
63	46-47	0,03
64	46-48	0,01
65	47-49	0,1
66	42-49	0,1
67	42-49	0,1
68	45-49	0,1
69	48-49	7
70	49-50	0,01
71	49-51	0,01
72	51-52	0,01
73	52-53	0,01
74	53-54	0,01
75	49-54	0,01
76	49-54	0,01
77	54-55	0,01
78	54-56	0,01
79	55-56	0,01
80	56-57	0,01

(continua na próxima página)

Tabela B.21 – *continuação da página anterior*

Linha	Linha k-m	λ (h/ano)
81	50-57	0,01
82	56-58	0,01
83	51-58	0,01
84	54-59	0,02
85	56-59	0,02
86	56-59	0,02
87	55-59	0,02
88	59-60	0,01
89	59-61	0,01
90	60-61	0,01
91	60-62	0,01
92	61-62	0,01
93	63-59	0,01
94	63-64	0,01
95	64-61	0,01
96	38-65	0,02
97	64-65	0,02
98	49-66	0,01
99	49-66	0,01
100	62-66	0,01
101	62-67	0,01
102	65-66	0,01
103	66-67	0,01
104	65-68	0,01
105	47-69	0,01
106	49-69	0,01
107	68-69	0,01
108	69-70	0,01
109	24-70	0,01
110	70-71	0,01
111	24-72	0,01
112	71-72	0,01
113	71-73	0,01
114	70-74	0,01
115	70-75	0,01
116	69-75	0,01
117	74-75	0,01
118	76-77	0,1
119	69-77	0,1
120	75-77	0,1
121	77-78	0,07
122	78-79	0,08
123	77-80	0,01
124	77-80	0,01
125	79-80	0,01
126	68-81	0,01
127	81-80	0,01
128	77-82	0,01
129	82-83	0,01
130	83-84	0,01
131	83-85	0,02
132	84-85	0,02
133	85-86	0,02
134	86-87	0,02
135	85-88	0,02
136	85-89	0,02

(continua na próxima página)

Tabela B.21 – *continuação da página anterior*

Linha	Linha k-m	λ (h/ano)
137	88-89	0,02
138	89-90	0,02
139	89-90	0,02
140	90-91	0,01
141	89-92	0,01
142	89-92	0,01
143	91-92	0,01
144	92-93	0,01
145	92-94	0,01
146	93-94	0,01
147	94-95	0,01
148	80-96	0,01
149	82-96	0,01
150	94-96	0,01
151	80-97	0,01
152	80-98	0,01
153	80-99	0,01
154	92-100	0,01
155	94-100	0,01
156	95-96	0,01
157	96-97	0,02
158	98-100	0,02
159	99-100	0,01
160	100-101	1
161	92-102	4
162	101-102	4
163	100-103	0,09
164	100-104	0,01
165	103-104	0,01
166	103-105	0,01
167	100-106	4
168	104-105	0,01
169	105-106	0,01
170	105-107	0,01
171	105-108	0,01
172	106-107	0,01
173	108-109	0,01
174	103-110	0,01
175	109-110	0,01
176	110-111	0,01
177	110-112	0,01
178	17-113	0,01
179	32-113	0,01
180	32-114	0,01
181	27-115	0,01
182	114-115	0,01
183	68-116	0,01
184	12-117	0,01
185	75-118	0,02
186	76-118	0,02

APÊNDICE C – Perfil de FPO do Sistema de 6 Barras

C.1 Sistema de 6 Barras em Operação Normal de Rede

Tabela C.22 – Perfil de FPO para o sistema de 6 barras em operação normal. Destaque em vermelho para o sobrecarregamento na linha 5 (Cenário 1A).

Linha	Linha k-m	Limite MVA	Cenário 1A	Cenário 2A	Cenário 3A (L = 39%) TCSC na linha 2
1	1-2	0,4	0,074	0,154	0,025
2	1-4	0,6	0,410	0,468	0,498
3	1-5	0,4	0,325	0,370	0,292
4	2-3	0,4	0,038	0,044	0,036
5	2-4	0,6	0,655	0,601	0,584
6	2-5	0,4	0,280	0,266	0,286
7	2-6	0,9	0,333	0,335	0,338
8	3-5	0,7	0,333	0,312	0,336
9	3-6	0,8	0,750	0,736	0,749
10	4-5	0,2	0,068	0,072	0,082
11	5-6	0,4	0,071	0,063	0,072

C.2 Sistema de 6 Barras sob Contingência mais Severa

Tabela C.23 – Perfil de FPO para o sistema de 6 barras com contingência mais severa. Destaque em vermelho para os sobrecarregamento nas linhas 3 (Cenário 2B) e 5 (Cenários 1B e 2B).

Linha	Linha k-m	Limite MVA	Cenário 1B	Cenário 2B	Cenário 3B (L = 37%) TCSC na linha 2
1	1-2	0,4	0,135	0,182	0,076
2	1-4	0,6	0,457	0,489	0,548
3	1-5	0,4	0,379	0,401	0,346
4	2-3	0,4	0,294	0,304	0,288
5	2-4	0,6	0,632	0,601	0,559
6	2-5	0,4	0,299	0,288	0,304
7	2-6	0,9	0,826	0,820	0,830
8	3-5	0,7	0,574	0,571	0,577
9	3-6	0,8	-	-	-
10	4-5	0,2	0,063	0,063	0,084
11	5-6	0,4	0,239	0,246	0,236

C.3 Sistema de 6 Barras sob Contingência mais Provável

Tabela C.24 – Perfil de FPO para o sistema de 6 barras com contingência mais provável. Destaque em vermelho para o sobrecarregamento na linha 5 (Cenários 1C e 2C).

Linha	Linha k-m	Limite MVA	Cenário 1C	Cenário 2C	Cenário 3C (L = 46%) TCSC na linha 2
1	1-2	0,4	0,076	0,131	0,021
2	1-4	0,6	0,400	0,435	0,492
3	1-5	0,4	0,336	0,369	0,306
4	2-3	0,4	0,036	0,036	0,034
5	2-4	0,6	0,637	0,601	0,535
6	2-5	0,4	0,291	0,285	0,306
7	2-6	0,9	0,340	0,347	0,351
8	3-5	0,7	0,340	0,323	0,348
9	3-6	0,8	0,751	0,735	0,749
10	4-5	0,2	-	-	-
11	5-6	0,4	0,079	0,073	0,084

APÊNDICE D – Perfil de FPO do Sistema IEEE-30

D.1 Sistema IEEE-30 em Operação Normal de Rede

Tabela D.25 – Perfil de FPO para o sistema IEEE-30 em operação normal. Destaque em vermelho para o sobrecarregamento na linha 29 (Cenários 1A e 2A).

Linha	Linha k-m	Limite MVA	Cenário 1A	Cenário 2A	Cenário 3A (L = 33%) TCSC na linha 28
1	1-2	1,30	0,044	0,218	0,204
2	1-3	1,30	0,176	0,270	0,268
3	2-4	0,65	0,219	0,284	0,280
4	3-4	1,30	0,151	0,243	0,240
5	2-5	1,30	0,161	0,191	0,188
6	2-6	0,65	0,252	0,317	0,313
7	4-6	0,90	0,210	0,230	0,222
8	5-7	0,70	0,164	0,193	0,190
9	6-7	1,30	0,084	0,059	0,066
10	6-8	0,42	0,352	0,360	0,357
11	6-9	0,65	0,055	0,084	0,098
12	6-10	0,32	0,031	0,048	0,056
13	9-11	0,65	0	0	0
14	9-10	0,65	0,055	0,084	0,099
15	4-12	0,65	0,126	0,258	0,249
16	12-13	0,65	0,314	0,335	0,289
17	12-14	0,32	0,063	0,061	0,059
18	12-15	0,32	0,118	0,108	0,097
19	12-16	0,32	0,050	0,076	0,057
20	14-15	0,16	0,004	0,013	0,011
21	16-17	0,16	0,028	0,072	0,060
22	15-18	0,16	0,051	0,055	0,043
23	18-19	0,16	0,024	0,041	0,032
24	19-20	0,32	0,088	0,105	0,107
25	10-20	0,32	0,113	0,128	0,132
26	10-17	0,32	0,107	0,135	0,140
27	10-21	0,32	0,145	0,121	0,111
28	10-22	0,32	0,114	0,099	0,147
29	21-22	0,33	0,354	0,331	0,320
30	15-23	0,32	0,024	0,026	0,029
31	22-24	0,32	0,108	0,121	0,120
32	23-24	0,32	0,055	0,081	0,073
33	24-25	0,32	0,030	0,029	0,031
34	25-26	0,32	0,042	0,042	0,042
35	25-27	0,32	0,073	0,072	0,074
36	28-27	0,32	0,088	0,090	0,101
37	27-29	0,32	0,064	0,064	0,064
38	27-30	0,32	0,073	0,073	0,073
39	29-30	0,32	0,037	0,037	0,037
40	8-28	0,32	0,079	0,073	0,076
41	6-28	0,32	0,063	0,085	0,089

D.2 Sistema IEEE-30 sob Contingência mais Severa

Tabela D.26 – Perfil de FPO para o sistema IEEE-30 com contingência mais severa. Destaque em vermelho para o sobrecarregamento na linha 29 (Cenários 1B e 2B).

Linha	Linha k-m	Limite MVA	Cenário 1B	Cenário 2B	Cenário 3B (L = 49%) TCSC na linha 28
1	1-2	1,30	0,062	0,144	0,120
2	1-3	1,30	0,245	0,351	0,345
3	2-4	0,65	0,336	0,425	0,417
4	3-4	1,30	0,219	0,320	0,315
5	2-5	1,30	0,228	0,272	0,266
6	2-6	0,65	-	-	-
7	4-6	0,90	0,372	0,424	0,409
8	5-7	0,70	0,228	0,271	0,265
9	6-7	1,30	0,044	0,046	0,061
10	6-8	0,42	0,350	0,355	0,352
11	6-9	0,65	0,068	0,075	0,104
12	6-10	0,32	0,039	0,043	0,059
13	9-11	0,65	0	0	0
14	9-10	0,65	0,068	0,076	0,105
15	4-12	0,65	0,145	0,279	0,264
16	12-13	0,65	0,329	0,388	0,307
17	12-14	0,32	0,064	0,064	0,059
18	12-15	0,32	0,122	0,118	0,099
19	12-16	0,32	0,054	0,091	0,056
20	14-15	0,16	0,003	0,014	0,010
21	16-17	0,16	0,027	0,080	0,056
22	15-18	0,16	0,053	0,065	0,045
23	18-19	0,16	0,025	0,049	0,031
24	19-20	0,32	0,086	0,101	0,105
25	10-20	0,32	0,110	0,124	0,129
26	10-17	0,32	0,102	0,128	0,135
27	10-21	0,32	0,156	0,122	0,113
28	10-22	0,32	0,121	0,100	0,171
29	21-22	0,33	0,365	0,331	0,319
30	15-23	0,32	0,025	0,023	0,028
31	22-24	0,32	0,107	0,113	0,111
32	23-24	0,32	0,052	0,088	0,070
33	24-25	0,32	0,029	0,035	0,038
34	25-26	0,32	0,042	0,042	0,042
35	25-27	0,32	0,072	0,078	0,079
36	28-27	0,32	0,104	0,098	0,114
37	27-29	0,32	0,064	0,064	0,064
38	27-30	0,32	0,073	0,073	0,073
39	29-30	0,32	0,037	0,037	0,037
40	8-28	0,32	0,082	0,077	0,081
41	6-28	0,32	0,073	0,081	0,089

D.3 Sistema IEEE-30 sob Contingência mais Provável

Tabela D.27 – Perfil de FPO para o sistema IEEE-30 com contingência mais provável. Destaque em vermelho para o sobrecarregamento na linha 29 (Cenários 1C e 2C).

Linha	Linha k-m	Limite MVA	Cenário 1C	Cenário 2C	Cenário 3C (L = 36%) TCSC na linha 28
1	1-2	1,30	0,045	0,222	0,203
2	1-3	1,30	0,176	0,272	0,269
3	2-4	0,65	0,220	0,288	0,283
4	3-4	1,30	0,152	0,245	0,242
5	2-5	1,30	0,161	0,191	0,187
6	2-6	0,65	0,251	0,318	0,311
7	4-6	0,90	0,206	0,219	0,203
8	5-7	0,70	0,164	0,194	0,189
9	6-7	1,30	0,084	0,057	0,066
10	6-8	0,42	0,352	0,360	0,357
11	6-9	0,65	0,051	0,062	0,085
12	6-10	0,32	0,029	0,035	0,049
13	9-11	0,65	0	0	0
14	9-10	0,65	0,051	0,062	0,086
15	4-12	0,65	0,131	0,284	0,274
16	12-13	0,65	0,297	0,305	0,267
17	12-14	0,32	0,063	0,061	0,056
18	12-15	0,32	0,114	0,109	0,087
19	12-16	0,32	0,040	0,040	0,040
20	14-15	0,16	0,005	0,019	0,016
21	16-17	0,16	-	-	-
22	15-18	0,16	0,051	0,065	0,046
23	18-19	0,16	0,025	0,057	0,043
24	19-20	0,32	0,091	0,116	0,119
25	10-20	0,32	0,115	0,138	0,144
26	10-17	0,32	0,108	0,108	0,108
27	10-21	0,32	0,151	0,120	0,113
28	10-22	0,32	0,118	0,099	0,154
29	21-22	0,33	0,360	0,331	0,319
30	15-23	0,32	0,025	0,034	0,037
31	22-24	0,32	0,111	0,130	0,130
32	23-24	0,32	0,058	0,095	0,084
33	24-25	0,32	0,030	0,030	0,031
34	25-26	0,32	0,042	0,042	0,042
35	25-27	0,32	0,073	0,073	0,073
36	28-27	0,32	0,088	0,086	0,101
37	27-29	0,32	0,064	0,064	0,064
38	27-30	0,32	0,073	0,073	0,073
39	29-30	0,32	0,037	0,037	0,037
40	8-28	0,32	0,079	0,072	0,076
41	6-28	0,32	0,064	0,084	0,089

APÊNDICE E – Perfil de FPO do Sistema IEEE-118

E.1 Sistema IEEE-118 em Operação Normal de Rede

Tabela E.28 – Perfil de FPO para o sistema IEEE-118 em operação normal. Destaque em vermelho para o sobrecarregamento na linha 118 (Cenários 1A e 2A).

Linha	Linha k-m	Limite MVA	Cenário 1A	Cenário 2A	Cenário 3A (L = 69%) TCSC na linha 186
1	1-2	0,70	0,070	0,070	0,070
2	1-3	0,70	0,220	0,220	0,220
3	4-5	1,30	1,110	1,111	1,110
4	3-5	0,70	0,553	0,553	0,553
5	5-6	0,95	0,812	0,812	0,812
6	6-7	0,30	0,282	0,282	0,282
7	8-9	5,00	4,016	4,016	4,016
8	8-5	5,00	3,013	3,013	3,013
9	9-10	5,00	3,982	3,982	3,982
10	4-11	0,70	0,574	0,574	0,574
11	5-11	0,70	0,683	0,683	0,683
12	11-12	0,45	0,363	0,363	0,363
13	2-12	0,30	0,264	0,264	0,264
14	3-12	0,45	0,099	0,099	0,099
15	7-12	0,45	0,091	0,091	0,091
16	11-13	0,70	0,318	0,318	0,318
17	12-14	0,45	0,149	0,149	0,149
18	13-15	0,45	0,089	0,089	0,089
19	14-15	0,45	0,028	0,028	0,028
20	12-16	0,45	0,076	0,076	0,076
21	15-17	1,30	0,835	0,835	0,834
22	16-17	0,30	0,186	0,186	0,186
23	17-18	0,90	0,623	0,623	0,623
24	18-19	0,30	0,150	0,150	0,149
25	19-20	0,30	0,097	0,097	0,097
26	15-19	0,30	0,038	0,038	0,038
27	20-21	0,30	0,228	0,228	0,228
28	21-22	0,70	0,350	0,350	0,350
29	22-23	0,70	0,451	0,451	0,450
30	23-24	0,70	0,204	0,204	0,205
31	23-25	3,50	1,500	1,500	1,501
32	26-25	1,30	0,885	0,885	0,885
33	25-27	3,50	1,260	1,260	1,260
34	27-28	0,70	0,309	0,309	0,309
35	28-29	0,45	0,147	0,147	0,147
36	30-17	3,50	2,036	2,036	2,036
37	8-30	1,30	0,665	0,665	0,665
38	26-30	3,50	2,035	2,036	2,035
39	17-31	0,30	0,194	0,194	0,194
40	29-31	0,30	0,124	0,124	0,124
41	23-32	0,95	0,779	0,779	0,778
42	31-32	0,45	0,286	0,286	0,286

(continua na próxima página)

Tabela E.28 – *continuação da página anterior*

Linha	Linha k-m	Limite MVA	Cenário 1A	Cenário 2A	Cenário 3A (L = 69%) TCSC na linha 186
43	27-32	0,30	0,103	0,103	0,103
44	15-33	0,30	0,081	0,081	0,081
45	19-34	0,30	0,066	0,066	0,066
46	35-36	0,70	0,036	0,036	0,036
47	35-37	0,45	0,310	0,310	0,309
48	33-37	0,45	0,170	0,170	0,170
49	34-36	1,30	0,232	0,232	0,231
50	34-37	3,50	0,920	0,920	0,919
51	38-37	3,50	2,071	2,072	2,070
52	37-39	0,70	0,337	0,337	0,336
53	37-40	0,70	0,228	0,228	0,228
54	30-38	0,95	0,599	0,599	0,599
55	39-40	0,30	0,063	0,063	0,063
56	40-41	0,45	0,213	0,213	0,213
57	40-42	0,30	0,080	0,080	0,080
58	41-42	0,45	0,176	0,176	0,176
59	43-44	0,30	0,084	0,084	0,084
60	34-43	0,30	0,113	0,113	0,113
61	44-45	0,45	0,267	0,267	0,267
62	45-46	0,70	0,316	0,317	0,316
63	46-47	0,70	0,266	0,267	0,266
64	46-48	0,45	0,147	0,147	0,147
65	47-49	0,45	0,179	0,179	0,179
66	42-49	0,70	0,405	0,405	0,405
67	42-49	0,70	0,405	0,405	0,405
68	45-49	0,70	0,457	0,457	0,457
69	48-49	0,70	0,352	0,352	0,352
70	49-50	0,70	0,454	0,454	0,454
71	49-51	0,70	0,566	0,566	0,565
72	51-52	0,30	0,260	0,260	0,260
73	52-53	0,45	0,087	0,087	0,087
74	53-54	0,70	0,185	0,185	0,185
75	49-54	0,70	0,314	0,314	0,314
76	49-54	0,70	0,310	0,310	0,310
77	54-55	0,70	0,020	0,020	0,020
78	54-56	0,30	0,035	0,035	0,034
79	55-56	0,30	0,067	0,067	0,067
80	56-57	0,45	0,158	0,158	0,158
81	50-57	0,70	0,284	0,284	0,283
82	56-58	0,30	0,062	0,062	0,062
83	51-58	0,45	0,142	0,143	0,142
84	54-59	0,45	0,223	0,223	0,223
85	56-59	0,45	0,196	0,196	0,196
86	56-59	0,45	0,205	0,205	0,205
87	55-59	0,45	0,241	0,241	0,240
88	59-60	0,70	0,369	0,369	0,369
89	59-61	0,70	0,452	0,452	0,452
90	60-61	1,30	1,071	1,071	1,071
91	60-62	0,30	0,086	0,086	0,086
92	61-62	0,45	0,277	0,277	0,277
93	63-59	3,50	1,372	1,372	1,371
94	63-64	3,50	1,372	1,372	1,371
95	64-61	0,70	0,491	0,491	0,491
96	38-65	3,50	1,358	1,359	1,357
97	64-65	3,50	1,660	1,661	1,659
98	49-66	1,30	1,034	1,035	1,034

(continua na próxima página)

Tabela E.28 – *continuação da página anterior*

Linha	Linha k-m	Limite MVA	Cenário 1A	Cenário 2A	Cenário 3A (L = 69%) TCSC na linha 186
99	49-66	1,30	1,034	1,035	1,034
100	62-66	0,70	0,353	0,353	0,353
101	62-67	0,70	0,222	0,222	0,221
102	65-66	0,95	0,781	0,781	0,781
103	66-67	0,95	0,508	0,508	0,508
104	65-68	0,95	0,756	0,754	0,760
105	47-69	0,70	0,437	0,437	0,436
106	49-69	0,70	0,342	0,342	0,341
107	68-69	5,00	1,322	1,323	1,318
108	69-70	1,30	0,955	0,955	0,955
109	24-70	0,30	0,038	0,038	0,038
110	70-71	0,45	0,114	0,115	0,114
111	24-72	0,30	0,073	0,072	0,073
112	71-72	0,30	0,061	0,061	0,061
113	71-73	0,30	0,061	0,061	0,061
114	70-74	0,45	0,159	0,158	0,143
115	70-75	0,30	0,088	0,088	0,037
116	69-75	1,10	0,978	0,977	0,988
117	74-75	1,00	0,377	0,377	0,378
118	76-77	0,44	0,448	0,445	0,437
119	69-77	0,75	0,734	0,734	0,736
120	75-77	0,45	0,242	0,242	0,237
121	77-78	0,70	0,550	0,551	0,551
122	78-79	0,45	0,216	0,215	0,217
123	77-80	0,95	0,840	0,838	0,842
124	77-80	0,95	0,397	0,396	0,398
125	79-80	0,95	0,615	0,614	0,615
126	68-61	0,95	0,227	0,227	0,227
127	81-80	1,00	0,619	0,619	0,618
128	77-82	0,45	0,165	0,166	0,164
129	82-83	0,45	0,228	0,227	0,228
130	83-84	0,45	0,159	0,159	0,160
131	83-85	0,45	0,273	0,273	0,274
132	84-85	0,45	0,266	0,266	0,266
133	85-86	0,45	0,175	0,175	0,175
134	86-87	0,45	0,091	0,091	0,091
135	85-88	0,70	0,386	0,386	0,386
136	85-89	0,95	0,584	0,584	0,585
137	88-89	1,30	0,858	0,858	0,858
138	89-90	1,30	0,550	0,550	0,550
139	89-90	1,30	1,046	1,046	1,046
140	90-91	0,45	0,084	0,084	0,084
141	89-92	3,50	1,498	1,498	1,498
142	89-92	3,50	0,475	0,475	0,475
143	91-92	0,45	0,176	0,176	0,175
144	92-93	0,70	0,381	0,380	0,381
145	92-94	0,70	0,327	0,327	0,327
146	93-94	0,70	0,263	0,263	0,264
147	94-95	0,70	0,397	0,396	0,397
148	80-96	0,70	0,268	0,268	0,267
149	82-96	0,70	0,161	0,161	0,163
150	94-96	0,70	0,153	0,152	0,153
151	80-97	0,70	0,352	0,352	0,351
152	80-98	0,70	0,286	0,287	0,285
153	80-99	0,70	0,197	0,197	0,196
154	92-100	0,70	0,160	0,160	0,160

(continua na próxima página)

Tabela E.28 – *continuação da página anterior*

Linha	Linha k-m	Limite MVA	Cenário 1A	Cenário 2A	Cenário 3A (L = 69%) TCSC na linha 186
155	94-100	0,70	0,405	0,405	0,405
156	95-96	0,45	0,163	0,164	0,164
157	96-97	0,70	0,191	0,192	0,191
158	98-100	0,45	0,076	0,076	0,077
159	99-100	0,70	0,229	0,229	0,230
160	100-101	0,30	0,113	0,113	0,113
161	92-102	0,70	0,271	0,271	0,271
162	101-102	0,45	0,219	0,219	0,219
163	100-103	0,95	0,740	0,741	0,739
164	100-104	0,70	0,397	0,398	0,397
165	103-104	0,70	0,258	0,258	0,258
166	103-105	0,70	0,310	0,310	0,310
167	100-106	0,70	0,419	0,420	0,419
168	104-105	0,70	0,264	0,264	0,263
169	105-106	0,45	0,135	0,135	0,135
170	105-107	0,45	0,125	0,125	0,125
171	105-108	0,45	0,079	0,079	0,078
172	106-107	0,70	0,101	0,102	0,101
173	108-109	0,30	0,057	0,057	0,056
174	103-110	0,70	0,317	0,317	0,316
175	109-110	0,70	0,043	0,043	0,043
176	110-111	0,70	0,350	0,350	0,350
177	110-112	0,70	0,319	0,319	0,319
178	17-113	0,45	0,152	0,152	0,152
179	32-113	0,45	0,104	0,104	0,104
180	32-114	0,45	0,115	0,115	0,115
181	27-115	3,50	0,195	0,195	0,195
182	114-115	0,95	0,039	0,039	0,039
183	68-116	5,00	1,854	1,854	1,854
184	12-117	0,70	0,207	0,207	0,207
185	75-118	0,70	0,379	0,376	0,359
186	76-118	0,30	0,023	0,020	0,129

E.2 Sistema IEEE-118 sob Contingência mais Severa

Tabela E.29 – Perfil de FPO para o sistema IEEE-118 com contingência mais severa. Destaque em vermelho para o sobrecarregamento nas linhas 11, 12 e 118 (Cenário 1B) e linhas 11, 118 e 119 (Cenário 2B).

Linha	Linha k-m	Limite MVA	Cenário 1B	Cenário 2B
1	1-2	0,70	0,062	0,070
2	1-3	0,70	0,230	0,132
3	4-5	1,30	1,182	0,991
4	3-5	0,70	0,596	0,505
5	5-6	0,95	0,530	0,524
6	6-7	0,30	-	-
7	8-9	5,00	4,003	3,796
8	8-5	5,00	2,950	2,755
9	9-10	5,00	3,969	3,700
10	4-11	0,70	0,658	0,584
11	5-11	0,70	0,777	0,701
12	11-12	0,45	0,498	0,376
13	2-12	0,30	0,239	0,204

(continua na próxima página)

Tabela E.29 – *continuação da página anterior*

Linha	Linha k-m	Limite MVA	Cenário 1B	Cenário 2B
14	3-12	0,45	0,086	0,081
15	7-12	0,45	0,191	0,091
16	11-13	0,70	0,314	0,293
17	12-14	0,45	0,133	0,156
18	13-15	0,45	0,094	0,145
19	14-15	0,45	0,034	0,095
20	12-16	0,45	0,057	0,084
21	15-17	1,30	0,843	0,768
22	16-17	0,30	0,205	0,227
23	17-18	0,90	0,624	0,567
24	18-19	0,30	0,152	0,145
25	19-20	0,30	0,097	0,088
26	15-19	0,30	0,033	0,047
27	20-21	0,30	0,228	0,209
28	21-22	0,70	0,350	0,331
29	22-23	0,70	0,451	0,432
30	23-24	0,70	0,206	0,232
31	23-25	3,50	1,503	1,499
32	26-25	1,30	0,890	0,881
33	25-27	3,50	1,262	1,256
34	27-28	0,70	0,309	0,301
35	28-29	0,45	0,147	0,139
36	30-17	3,50	2,064	1,948
37	8-30	1,30	0,715	0,713
38	26-30	3,50	2,028	1,995
39	17-31	0,30	0,194	0,205
40	29-31	0,30	0,124	0,129
41	23-32	0,95	0,780	0,770
42	31-32	0,45	0,286	0,275
43	27-32	0,30	0,104	0,096
44	15-33	0,30	0,080	0,119
45	19-34	0,30	0,066	0,073
46	35-36	0,70	0,036	0,035
47	35-37	0,45	0,311	0,316
48	33-37	0,45	0,171	0,146
49	34-36	1,30	0,233	0,246
50	34-37	3,50	0,924	0,924
51	38-37	3,50	2,079	2,075
52	37-39	0,70	0,338	0,352
53	37-40	0,70	0,229	0,243
54	30-38	0,95	0,613	0,667
55	39-40	0,30	0,064	0,079
56	40-41	0,45	0,213	0,220
57	40-42	0,30	0,079	0,070
58	41-42	0,45	0,176	0,167
59	43-44	0,30	0,084	0,074
60	34-43	0,30	0,114	0,121
61	44-45	0,45	0,266	0,257
62	45-46	0,70	0,316	0,312
63	46-47	0,70	0,266	0,264
64	46-48	0,45	0,147	0,145
65	47-49	0,45	0,179	0,177
66	42-49	0,70	0,405	0,400
67	42-49	0,70	0,405	0,400
68	45-49	0,70	0,457	0,452
69	48-49	0,70	0,352	0,350

(continua na próxima página)

Tabela E.29 – *continuação da página anterior*

Linha	Linha k-m	Limite MVA	Cenário 1B	Cenário 2B
70	49-50	0,70	0,454	0,457
71	49-51	0,70	0,566	0,570
72	51-52	0,30	0,260	0,261
73	52-53	0,45	0,087	0,089
74	53-54	0,70	0,185	0,184
75	49-54	0,70	0,314	0,318
76	49-54	0,70	0,310	0,314
77	54-55	0,70	0,020	0,022
78	54-56	0,30	0,035	0,039
79	55-56	0,30	0,068	0,073
80	56-57	0,45	0,158	0,161
81	50-57	0,70	0,284	0,287
82	56-58	0,30	0,062	0,063
83	51-58	0,45	0,143	0,145
84	54-59	0,45	0,223	0,225
85	56-59	0,45	0,196	0,198
86	56-59	0,45	0,205	0,207
87	55-59	0,45	0,241	0,244
88	59-60	0,70	0,369	0,371
89	59-61	0,70	0,452	0,454
90	60-61	1,30	1,071	1,072
91	60-62	0,30	0,086	0,087
92	61-62	0,45	0,277	0,276
93	63-59	3,50	1,372	1,379
94	63-64	3,50	1,372	1,379
95	64-61	0,70	0,492	0,499
96	38-65	3,50	1,353	1,304
97	64-65	3,50	1,661	1,676
98	49-66	1,30	1,035	1,035
99	49-66	1,30	1,035	1,035
100	62-66	0,70	0,353	0,354
101	62-67	0,70	0,222	0,223
102	65-66	0,95	0,781	0,775
103	66-67	0,95	0,508	0,509
104	65-68	0,95	0,758	0,773
105	47-69	0,70	0,437	0,436
106	49-69	0,70	0,342	0,341
107	68-69	5,00	1,321	1,311
108	69-70	1,30	0,955	0,946
109	24-70	0,30	0,038	0,037
110	70-71	0,45	0,114	0,102
111	24-72	0,30	0,073	0,085
112	71-72	0,30	0,061	0,052
113	71-73	0,30	0,061	0,061
114	70-74	0,45	0,159	0,167
115	70-75	0,30	0,088	0,091
116	69-75	1,10	0,978	0,978
117	74-75	1,00	0,377	0,379
118	76-77	0,44	0,448	0,445
119	69-77	0,75	0,735	0,751
120	75-77	0,45	0,242	0,239
121	77-78	0,70	0,550	0,552
122	78-79	0,45	0,216	0,214
123	77-80	0,95	0,840	0,836
124	77-80	0,95	0,397	0,395
125	79-80	0,95	0,615	0,613

(continua na próxima página)

Tabela E.29 – *continuação da página anterior*

Linha	Linha k-m	Limite MVA	Cenário 1B	Cenário 2B
126	68-61	0,95	0,227	0,228
127	81-80	1,00	0,618	0,610
128	77-82	0,45	0,165	0,171
129	82-83	0,45	0,228	0,224
130	83-84	0,45	0,159	0,158
131	83-85	0,45	0,273	0,271
132	84-85	0,45	0,266	0,264
133	85-86	0,45	0,175	0,175
134	86-87	0,45	0,091	0,091
135	85-88	0,70	0,386	0,384
136	85-89	0,95	0,584	0,582
137	88-89	1,30	0,858	0,856
138	89-90	1,30	0,550	0,550
139	89-90	1,30	1,046	1,045
140	90-91	0,45	0,084	0,084
141	89-92	3,50	1,498	1,496
142	89-92	3,50	0,475	0,475
143	91-92	0,45	0,176	0,176
144	92-93	0,70	0,381	0,379
145	92-94	0,70	0,327	0,325
146	93-94	0,70	0,263	0,262
147	94-95	0,70	0,397	0,394
148	80-96	0,70	0,268	0,270
149	82-96	0,70	0,161	0,159
150	94-96	0,70	0,152	0,148
151	80-97	0,70	0,352	0,354
152	80-98	0,70	0,286	0,290
153	80-99	0,70	0,197	0,201
154	92-100	0,70	0,160	0,160
155	94-100	0,70	0,405	0,403
156	95-96	0,45	0,163	0,164
157	96-97	0,70	0,192	0,194
158	98-100	0,45	0,076	0,074
159	99-100	0,70	0,229	0,225
160	100-101	0,30	0,113	0,113
161	92-102	0,70	0,271	0,271
162	101-102	0,45	0,219	0,219
163	100-103	0,95	0,740	0,747
164	100-104	0,70	0,397	0,400
165	103-104	0,70	0,258	0,259
166	103-105	0,70	0,310	0,312
167	100-106	0,70	0,419	0,422
168	104-105	0,70	0,264	0,267
169	105-106	0,45	0,135	0,135
170	105-107	0,45	0,125	0,126
171	105-108	0,45	0,079	0,080
172	106-107	0,70	0,101	0,103
173	108-109	0,30	0,057	0,058
174	103-110	0,70	0,317	0,320
175	109-110	0,70	0,043	0,042
176	110-111	0,70	0,350	0,350
177	110-112	0,70	0,319	0,320
178	17-113	0,45	0,146	0,092
179	32-113	0,45	0,105	0,100
180	32-114	0,45	0,115	0,118
181	27-115	3,50	0,195	0,191

(continua na próxima página)

Tabela E.29 – *continuação da página anterior*

Linha	Linha k-m	Limite MVA	Cenário 1B	Cenário 2B
182	114-115	0,95	0,039	0,041
183	68-116	5,00	1,854	1,851
184	12-117	0,70	0,207	0,207
185	75-118	0,70	0,379	0,380
186	76-118	0,30	0,023	0,023

E.3 Sistema IEEE-118 sob Contingência mais Provável

Tabela E.30 – Perfil de FPO para o sistema IEEE-118 com contingência mais provável. Destaque em vermelho para o sobrecarregamento na linha 118 (Cenários 1C e 2C).

Linha	Linha k-m	Limite MVA	Cenário 1C	Cenário 2C	Cenário 3C (L = 69%) TCSC na linha 186
1	1-2	0,70	0,070	0,070	0,070
2	1-3	0,70	0,220	0,220	0,220
3	4-5	1,30	1,110	1,111	1,110
4	3-5	0,70	0,553	0,553	0,553
5	5-6	0,95	0,812	0,812	0,812
6	6-7	0,30	0,282	0,282	0,282
7	8-9	5,00	4,016	4,016	4,016
8	8-5	5,00	3,013	3,013	3,013
9	9-10	5,00	3,982	3,982	3,982
10	4-11	0,70	0,574	0,574	0,574
11	5-11	0,70	0,683	0,683	0,683
12	11-12	0,45	0,363	0,363	0,363
13	2-12	0,30	0,264	0,264	0,264
14	3-12	0,45	0,099	0,099	0,099
15	7-12	0,45	0,091	0,091	0,091
16	11-13	0,70	0,318	0,318	0,318
17	12-14	0,45	0,149	0,149	0,149
18	13-15	0,45	0,089	0,089	0,089
19	14-15	0,45	0,028	0,028	0,028
20	12-16	0,45	0,076	0,076	0,076
21	15-17	1,30	0,835	0,835	0,834
22	16-17	0,30	0,186	0,186	0,186
23	17-18	0,90	0,623	0,623	0,623
24	18-19	0,30	0,150	0,150	0,149
25	19-20	0,30	0,097	0,097	0,097
26	15-19	0,30	0,038	0,038	0,038
27	20-21	0,30	0,228	0,228	0,228
28	21-22	0,70	0,350	0,350	0,350
29	22-23	0,70	0,451	0,451	0,450
30	23-24	0,70	0,204	0,204	0,205
31	23-25	3,50	1,500	1,500	1,501
32	26-25	1,30	0,885	0,885	0,885
33	25-27	3,50	1,260	1,260	1,260
34	27-28	0,70	0,309	0,309	0,309
35	28-29	0,45	0,147	0,147	0,147
36	30-17	3,50	2,036	2,036	2,036
37	8-30	1,30	0,665	0,665	0,665
38	26-30	3,50	2,035	2,036	2,035
39	17-31	0,30	0,194	0,194	0,194
40	29-31	0,30	0,124	0,124	0,124
41	23-32	0,95	0,779	0,779	0,778

(continua na próxima página)

Tabela E.30 – *continuação da página anterior*

Linha	Linha k-m	Limite MVA	Cenário 1C	Cenário 2C	Cenário 3C (L = 69%) TCSC na linha 186
42	31-32	0,45	0,286	0,286	0,286
43	27-32	0,30	0,103	0,103	0,103
44	15-33	0,30	0,081	0,081	0,081
45	19-34	0,30	0,066	0,066	0,066
46	35-36	0,70	0,036	0,036	0,037
47	35-37	0,45	0,310	0,310	0,309
48	33-37	0,45	0,170	0,170	0,170
49	34-36	1,30	0,232	0,232	0,231
50	34-37	3,50	0,920	0,920	0,919
51	38-37	3,50	2,071	2,072	2,070
52	37-39	0,70	0,337	0,337	0,336
53	37-40	0,70	0,228	0,228	0,228
54	30-38	0,95	0,599	0,599	0,599
55	39-40	0,30	0,063	0,063	0,063
56	40-41	0,45	0,213	0,213	0,213
57	40-42	0,30	0,080	0,080	0,080
58	41-42	0,45	0,176	0,176	0,176
59	43-44	0,30	0,084	0,084	0,084
60	34-43	0,30	0,113	0,113	0,113
61	44-45	0,45	0,267	0,267	0,267
62	45-46	0,70	0,316	0,317	0,316
63	46-47	0,70	0,266	0,267	0,266
64	46-48	0,45	0,147	0,147	0,147
65	47-49	0,45	0,179	0,179	0,179
66	42-49	0,70	0,405	0,405	0,405
67	42-49	0,70	0,405	0,405	0,405
68	45-49	0,70	0,457	0,457	0,457
69	48-49	0,70	0,352	0,352	0,352
70	49-50	0,70	0,454	0,454	0,454
71	49-51	0,70	0,566	0,566	0,565
72	51-52	0,30	0,260	0,260	0,260
73	52-53	0,45	0,087	0,087	0,087
74	53-54	0,70	0,185	0,185	0,185
75	49-54	0,70	0,314	0,314	0,314
76	49-54	0,70	0,310	0,310	0,310
77	54-55	0,70	0,020	0,020	0,020
78	54-56	0,30	0,035	0,035	0,034
79	55-56	0,30	0,067	0,067	0,067
80	56-57	0,45	0,158	0,158	0,158
81	50-57	0,70	0,284	0,284	0,283
82	56-58	0,30	0,062	0,062	0,062
83	51-58	0,45	0,142	0,143	0,142
84	54-59	0,45	0,223	0,223	0,223
85	56-59	0,45	0,196	0,196	0,196
86	56-59	0,45	0,205	0,205	0,205
87	55-59	0,45	0,241	0,241	0,240
88	59-60	0,70	0,369	0,369	0,369
89	59-61	0,70	0,452	0,452	0,452
90	60-61	1,30	1,071	1,071	1,071
91	60-62	0,30	0,086	0,086	0,086
92	61-62	0,45	0,277	0,277	0,277
93	63-59	3,50	1,372	1,372	1,371
94	63-64	3,50	1,372	1,372	1,371
95	64-61	0,70	0,491	0,491	0,491
96	38-65	3,50	1,358	1,358	1,357
97	64-65	3,50	1,660	1,661	1,659

(continua na próxima página)

Tabela E.30 – *continuação da página anterior*

Linha	Linha k-m	Limite MVA	Cenário 1C	Cenário 2C	Cenário 3C (L = 69%) TCSC na linha 186
98	49-66	1,30	1,034	1,035	1,034
99	49-66	1,30	1,034	1,035	1,034
100	62-66	0,70	0,353	0,353	0,353
101	62-67	0,70	0,222	0,222	0,221
102	65-66	0,95	0,781	0,781	0,781
103	66-67	0,95	0,508	0,508	0,508
104	65-68	0,95	0,756	0,754	0,760
105	47-69	0,70	0,437	0,437	0,436
106	49-69	0,70	0,342	0,342	0,341
107	68-69	5,00	1,322	1,323	1,318
108	69-70	1,30	0,955	0,955	0,955
109	24-70	0,30	0,038	0,038	0,038
110	70-71	0,45	0,114	0,115	0,114
111	24-72	0,30	0,073	0,072	0,073
112	71-72	0,30	0,061	0,061	0,061
113	71-73	0,30	0,061	0,061	0,061
114	70-74	0,45	0,159	0,158	0,143
115	70-75	0,30	0,088	0,088	0,037
116	69-75	1,10	0,978	0,977	0,988
117	74-75	1,00	0,377	0,377	0,378
118	76-77	0,44	0,448	0,445	0,437
119	69-77	0,75	0,735	0,734	0,736
120	75-77	0,45	0,242	0,241	0,237
121	77-78	0,70	0,550	0,551	0,551
122	78-79	0,45	0,216	0,215	0,216
123	77-80	0,95	0,840	0,839	0,842
124	77-80	0,95	0,397	0,396	0,398
125	79-80	0,95	0,615	0,614	0,616
126	68-81	0,95	0,227	0,227	0,227
127	81-80	1,00	0,618	0,619	0,618
128	77-82	0,45	0,166	0,167	0,165
129	82-83	0,45	0,228	0,227	0,228
130	83-84	0,45	0,159	0,159	0,160
131	83-85	0,45	0,273	0,273	0,274
132	84-85	0,45	0,266	0,266	0,266
133	85-86	0,45	0,175	0,175	0,175
134	86-87	0,45	0,091	0,091	0,091
135	85-88	0,70	0,386	0,385	0,386
136	85-89	0,95	0,584	0,584	0,585
137	88-89	1,30	0,858	0,858	0,858
138	89-90	1,30	0,551	0,551	0,551
139	89-90	1,30	1,046	1,046	1,046
140	90-91	0,45	0,081	0,081	0,081
141	89-92	3,50	1,491	1,491	1,491
142	89-92	3,50	0,472	0,472	0,472
143	91-92	0,45	0,176	0,176	0,179
144	92-93	0,70	0,378	0,378	0,378
145	92-94	0,70	0,326	0,326	0,260
146	93-94	0,70	0,264	0,264	0,265
147	94-95	0,70	0,395	0,395	0,395
148	80-96	0,70	0,268	0,269	0,268
149	82-96	0,70	0,162	0,161	0,163
150	94-96	0,70	0,153	0,152	0,154
151	80-97	0,70	0,353	0,353	0,352
152	80-98	0,70	0,286	0,286	0,285
153	80-99	0,70	0,197	0,197	0,196

(continua na próxima página)

Tabela E.30 – *continuação da página anterior*

Linha	Linha k-m	Limite MVA	Cenário 1C	Cenário 2C	Cenário 3C (L = 69%) TCSC na linha 186
154	92-100	0,70	0,167	0,167	0,167
155	94-100	0,70	0,428	0,428	0,428
156	95-96	0,45	0,166	0,166	0,167
157	96-97	0,70	0,192	0,192	0,192
158	98-100	0,45	0,079	0,078	0,079
159	99-100	0,70	0,230	0,229	0,231
160	100-101	0,30	-	-	-
161	92-102	0,70	0,309	0,309	0,309
162	101-102	0,45	0,263	0,266	0,266
163	100-103	0,95	0,738	0,739	0,737
164	100-104	0,70	0,395	0,397	0,396
165	103-104	0,70	0,258	0,258	0,257
166	103-105	0,70	0,309	0,310	0,309
167	100-106	0,70	0,418	0,419	0,418
168	104-105	0,70	0,262	0,263	0,262
169	105-106	0,45	0,135	0,135	0,136
170	105-107	0,45	0,124	0,125	0,124
171	105-108	0,45	0,078	0,078	0,078
172	106-107	0,70	0,101	0,101	0,101
173	108-109	0,30	0,056	0,056	0,056
174	103-110	0,70	0,316	0,316	0,315
175	109-110	0,70	0,043	0,043	0,043
176	110-111	0,70	0,350	0,350	0,350
177	110-112	0,70	0,319	0,319	0,319
178	17-113	0,45	0,152	0,152	0,152
179	32-113	0,45	0,104	0,104	0,104
180	32-114	0,45	0,115	0,115	0,115
181	27-115	3,50	0,195	0,195	0,195
182	114-115	0,95	0,039	0,039	0,039
183	68-116	5,00	1,854	1,854	1,854
184	12-117	0,70	0,207	0,207	0,207
185	75-118	0,70	0,379	0,376	0,359
186	76-118	0,30	0,023	0,020	0,129

APÊNDICE F – Perfil de Geração do Sistema IEEE-118

São apresentados nas Tabelas F.31, F.32 e F.33 os perfis de geração do sistema 118 barras considerado neste trabalho tanto em condição normal de rede, quanto em contingências (mais severa e mais provável).

F.1 Sistema IEEE-118 em Operação Normal de Rede

Tabela F.31 – Geração ótima para o sistema IEEE-118 em operação normal.

Número do gerador	Geração de potência ativa (MW)		
	Cenário 1A	Cenário 2A	Cenário 3A (L = 69%) TCSC na linha 186
1	26,48	26,48	26,50
4	0	0	0
6	0,04	0,01	0,01
8	0	0	0
10	401,87	401,87	401,89
12	85,79	85,79	85,80
15	20,88	20,87	20,90
18	13,22	13,22	13,24
19	21,58	21,57	21,60
24	0	0	0
25	193,81	193,81	193,81
26	279,76	279,76	279,77
27	9,92	9,92	9,93
31	7,25	7,25	7,25
32	14,86	14,86	14,87
34	4,88	4,86	4,94
36	10,66	10,64	10,71
40	49,32	49,31	49,36
42	40,99	40,97	41,05
46	19,04	19,04	19,04
49	193,33	193,32	193,36
54	49,54	49,54	49,55
55	32,13	32,10	32,22
56	32,56	32,52	32,65
59	149,70	149,69	149,73
61	148,41	148,40	148,44
62	0	0	0
65	352,24	352,20	352,32
66	348,86	348,83	348,93
69	453,67	453,62	453,81
70	0	0	0
72	0	0	0
73	0	0	0
74	16,93	16,99	16,35
76	22,85	23,51	21,93
77	0	0	0

(continua na próxima página)

Tabela F.31 – *continuação da página anterior*

Número do gerador	Geração de potência ativa (MW)		
	Cenário 1A	Cenário 2A	Cenário 3A (L = 69%) TCSC na linha 118
80	430,84	430,72	431,01
85	0	0	0
87	3,63	3,63	3,63
89	501,84	501,76	501,95
90	0	0	0
91	0	0	0
92	0	0	0
99	0	0	0
100	231,29	231,26	231,34
103	38,25	38,24	38,25
104	0	0	0
105	5,16	5,11	5,24
107	29,03	29	29,07
110	7,03	7	7,08
111	35,24	35,24	35,24
112	36,48	36,47	36,50
113	0	0	0
116	0	0	0
Custo total da potência ativa gerada (\$/h)	129660,70	129660,71	129653,79

F.2 Sistema IEEE-118 sob Contingência mais Severa

Tabela F.32 – Geração ótima para o sistema IEEE-118 com contingência mais severa sem compensação.

Número do gerador	Geração de potência ativa (MW)	
	Cenário 1B	Cenário 2B
1	28,39	43,02
4	0	0
6	0	0
8	0	0
10	400,56	373,11
12	86,48	94,5
15	21,55	35,47
18	13,31	17,69
19	21,84	28,76
24	0	0
25	193,70	192,20
26	279,58	276,33
27	9,75	8,63
31	7,25	7,25
32	14,72	14,31
34	4,62	2,46
36	10,42	8,44
40	49,19	48,06
42	40,92	40,20
46	19,04	19
49	193,31	192,95
54	49,54	49,48
55	32,06	31,01
56	32,48	31,36
59	149,68	149,37
61	148,39	148,02

(continua na próxima página)

Tabela F.32 – *continuação da página anterior*

Número do gerador	Geração de potência ativa (MW)	
	Cenário 1B	Cenário 2B
62	0	0
65	352,17	351,11
66	348,80	347,90
69	453,59	452,55
70	0	0
72	0	0
73	0	0
74	16,84	15,77
76	22,79	23,07
77	0	0
80	430,79	429,81
85	0	0
87	3,63	3,62
89	501,81	501,24
90	0	0
91	0	0
92	0	0
99	0	0
100	231,28	231,02
103	38,24	38,22
104	0	0
105	5,14	4,72
107	29,02	28,79
110	7,02	6,78
111	35,24	35,23
112	36,48	36,36
113	0	0
116	0	0
Custo total da potência ativa gerada (\$/h)	129675,57	129717,78

F.3 Sistema IEEE-118 sob Contingência mais Provável

Tabela F.33 – Geração ótima para o sistema IEEE-118 com contingência mais provável.

Número do gerador	Geração de potência ativa (MW)		
	Cenário 1A	Cenário 2A	Cenário 3A (L = 69%) TCSC na linha 186
1	26,48	26,48	26,50
4	0	0	0
6	0,04	0,01	0,01
8	0	0	0
10	401,87	401,87	401,89
12	85,79	85,79	85,80
15	20,88	20,87	20,90
18	13,22	13,22	13,24
19	21,58	21,57	21,60
24	0	0	0
25	193,81	193,81	193,82
26	279,76	279,76	279,77
27	9,92	9,92	9,93
31	7,25	7,25	7,25
32	14,86	14,86	14,87
34	4,89	4,87	4,94

(continua na próxima página)

Tabela F.33 – *continuação da página anterior*

Número do gerador	Geração de potência ativa (MW)		
	Cenário 1C	Cenário 2C	Cenário 3C (L = 69%) TCSC na linha 118
36	10,66	10,64	10,71
40	49,32	49,31	49,36
42	41	40,97	41,05
46	19,04	19,04	19,04
49	193,33	193,32	193,36
54	49,54	49,54	49,55
55	32,14	32,10	32,22
56	32,56	32,52	32,65
59	149,71	149,69	149,73
61	148,42	148,40	148,45
62	0	0	0
65	352,24	352,20	352,32
66	348,86	348,83	348,93
69	453,67	453,62	453,81
70	0	0	0
72	0	0	0
73	0	0	0
74	16,93	16,98	16,35
76	22,85	23,50	21,93
77	0	0	0
80	430,85	430,73	431,02
85	0	0	0
87	3,62	3,62	3,62
89	501,33	501,25	501,44
90	0	0	0
91	0	0	0
92	0	0	0
99	0	0	0
100	231,43	231,40	231,47
103	38,26	38,26	38,27
104	0	0	0
105	5,34	5,28	5,41
107	29,10	29,07	29,14
110	7,14	7,11	7,18
111	35,25	35,25	35,25
112	36,51	36,49	36,53
113	0	0	0
116	0	0	0
Custo total da potência ativa gerada (\$/h)	129663,76	129663,77	129656,86

APÊNDICE G – Perfil de Tensão do Sistema de 6 Barras

G.1 Sistema de 6 Barras em Operação Normal de Rede

Tabela G.34 – Perfil de tensão nas barras do sistema de 6 barras em operação normal.

Barra	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)	Cenário 1A		Cenário 2A		Cenário 3A	
			Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)
1	1,07	0,95	1,070	0	1,070	0	1,070	0
2	1,07	0,95	1,070	-0,689	1,068	-1,608	1,070	-0,046
3	1,07	0,95	1,070	-0,367	1,070	-1,436	1,070	0,220
4	1,07	0,95	1,037	-3,966	1,037	-4,591	1,041	-2,961
5	1,07	0,95	1,037	-4,853	1,036	-5,583	1,037	-4,314
6	1,07	0,95	1,046	-4,019	1,045	-4,997	1,046	-3,426

G.2 Sistema de 6 Barras sob Contingência mais Severa

Tabela G.35 – Perfil de tensão nas barras do sistema de 6 barras sob contingência mais severa.

Barra	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)	Cenário 1B		Cenário 2B		Cenário 3B	
			Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)
1	1,07	0,95	1,070	0	1,070	0	1,070	0
2	1,07	0,95	1,070	-1,377	1,069	-1,922	1,070	-0,704
3	1,07	0,95	1,070	2,446	1,070	2,035	1,070	3,051
4	1,07	0,95	1,036	-4,451	1,035	-4,807	1,039	-3,397
5	1,07	0,95	1,021	-5,511	1,020	-5,867	1,021	-4,949
6	1,07	0,95	0,989	-9,397	0,989	-9,874	0,990	-8,766

G.3 Sistema de 6 Barras sob Contingência mais Provável

Tabela G.36 – Perfil de tensão nas barras do sistema de 6 barras sob contingência mais provável.

Barra	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)	Cenário 1C		Cenário 2C		Cenário 3C	
			Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)
1	1,07	0,95	1,070	0	1,70	0	1,070	0
2	1,07	0,95	1,070	-0,706	1,069	-1,339	1,070	0,049
3	1,07	0,95	1,070	-0,464	1,070	-1,266	1,070	0,161
4	1,07	0,95	1,035	-3,784	1,035	-4,196	1,040	-2,524
5	1,07	0,95	1,034	-5,006	1,034	-5,545	1,034	-4,503
6	1,07	0,95	1,045	-4,108	1,045	-4,821	1,045	-3,470

APÊNDICE H – Perfil de Tensão do Sistema IEEE-30

H.1 Sistema IEEE-30 em Operação Normal de Rede

Tabela H.37 – Perfil de tensão nas barras do sistema IEEE-30 em operação normal.

Barra	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)	Cenário 1A		Cenário 2A		Cenário 3A	
			Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)
1	1,05	0,95	1,050	0	1,050	0	1,050	0
2	1,10	0,95	1,051	-0,100	1,050	-0,698	1,049	-0,652
3	1,05	0,95	1,036	-1,657	1,032	-2,610	1,033	-2,597
4	1,05	0,95	1,034	-1,961	1,029	-3,120	1,024	-3,103
5	1,05	0,95	1,036	-1,658	1,033	-2,552	1,033	-2,524
6	1,05	0,95	1,028	-2,292	1,022	-3,485	1,024	-3,487
7	1,05	0,95	1,022	-2,530	1,017	-3,607	1,019	-3,597
8	1,05	0,95	1,016	-2,732	1,010	-3,948	1,012	-3,949
9	1,05	0,95	1,036	-2,680	1,029	-4,352	1,036	-4,374
10	1,05	0,95	1,041	-2,881	1,033	-4,800	1,043	-4,829
11	1,05	0,95	1,036	-2,680	1,029	-4,352	1,036	-4,374
12	1,05	0,95	1,050	-3,447	1,050	-6,514	1,050	-6,390
13	1,10	0,95	1,083	-2,035	1,095	-6,514	1,088	-6,390
14	1,05	0,95	1,038	-4,143	1,037	-7,089	1,038	-6,972
15	1,05	0,95	1,038	-4,084	1,036	-6,881	1,038	-6,796
16	1,05	0,95	1,039	-3,487	1,036	-6,067	1,040	-6,006
17	1,05	0,95	1,036	-3,261	1,029	-5,375	1,037	-5,376
18	1,05	0,95	1,027	-4,363	1,023	-6,855	1,028	-6,804
19	1,05	0,95	1,024	-4,341	1,019	-6,653	1,025	-6,622
20	1,05	0,95	1,027	-4,026	1,022	-6,240	1,029	-6,222
21	1,05	0,95	1,050	-2,565	1,040	-4,456	1,050	-4,608
22	1,10	0,95	1,057	-2,359	1,046	-4,237	1,056	-4,427
23	1,10	0,95	1,043	-4,061	1,039	-6,662	1,043	-6,570
24	1,05	0,95	1,041	-3,202	1,032	-5,391	1,040	-5,437
25	1,05	0,95	1,050	-2,856	1,041	-5,060	1,049	-5,035
26	1,05	0,95	1,033	-3,255	1,024	-5,466	1,032	-5,435
27	1,10	0,95	1,064	-2,384	1,055	-4,594	1,062	-4,530
28	1,05	0,95	1,030	-2,465	1,023	-3,767	1,026	-3,771
29	1,05	0,95	1,045	-3,530	1,036	-5,760	1,043	-5,679
30	1,05	0,95	1,034	-4,332	1,025	-6,576	1,032	-6,483

H.2 Sistema IEEE-30 sob Contingência mais Severa

Tabela H.38 – Perfil de tensão nas barras do sistema IEEE-30 sob contingência mais severa.

Barra	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)	Cenário 1B		Cenário 2B		Cenário 3B	
			Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)
1	1,05	0,95	1,050	0	1,050	0	1,050	0
2	1,10	0,95	1,052	0,107	1,053	-0,414	1,051	-0,361
3	1,05	0,95	1,032	-2,341	1,025	-3,368	1,029	-3,365
4	1,05	0,95	1,029	-2,793	1,021	-4,046	1,025	-4,039
5	1,05	0,95	1,034	-2,140	1,029	-3,067	1,031	-3,042
6	1,05	0,95	1,021	-3,491	1,011	-4,832	1,017	-4,857
7	1,05	0,95	1,016	-3,445	1,009	-4,623	1,014	-4,627
8	1,05	0,95	1,009	-3,938	0,999	-5,299	1,006	-5,318
9	1,05	0,95	1,033	-3,818	1,019	-5,571	1,034	-5,630
10	1,05	0,95	1,040	-3,987	1,024	-5,953	1,042	-6,026
11	1,05	0,95	1,033	-3,818	1,019	-5,571	1,034	-5,630
12	1,05	0,95	1,050	-4,434	1,048	-7,673	1,050	-7,469
13	1,10	0,95	1,085	-3,026	1,100	-7,673	1,091	-7,469
14	1,05	0,95	1,038	-5,149	1,034	-8,261	1,038	-8,066
15	1,05	0,95	1,038	-5,108	1,033	-8,044	1,039	-7,905
16	1,05	0,95	1,039	-4,525	1,031	-7,226	1,040	-7,135
17	1,05	0,95	1,035	-4,347	1,021	-6,532	1,037	-6,553
18	1,05	0,95	1,027	-5,416	1,018	-8,022	1,028	-7,944
19	1,05	0,95	1,023	-5,412	1,012	-7,823	1,025	-7,781
20	1,05	0,95	1,026	-5,106	1,014	-7,407	1,028	-7,391
21	1,05	0,95	1,050	-3,697	1,030	-5,566	1,050	-5,877
22	1,10	0,95	1,057	-3,500	1,035	-5,332	1,056	-5,719
23	1,10	0,95	1,043	-5,127	1,035	-7,795	1,044	-7,710
24	1,05	0,95	1,041	-4,323	1,025	-6,507	1,040	-6,616
25	1,05	0,95	1,050	-4,011	1,035	-6,085	1,050	-6,064
26	1,05	0,95	1,033	-4,409	1,018	-6,495	1,033	-6,463
27	1,10	0,95	1,064	-3,560	1,050	-5,559	1,064	-5,468
28	1,05	0,95	1,023	-3,675	1,013	-5,086	1,020	-5,109
29	1,05	0,95	1,045	-4,706	1,031	-6,736	1,045	-6,613
30	1,05	0,95	1,034	-5,508	1,020	-7,559	1,034	-7,414

H.3 Sistema IEEE-30 sob Contingência mais Provável

Tabela H.39 – Perfil de tensão nas barras do sistema IEEE-30 sob contingência mais provável.

Barra	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)	Cenário 1C		Cenário 2C		Cenário 3C	
			Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)
1	1,05	0,95	1,050	0	1,050	0	1,050	0
2	1,10	0,95	1,051	-0,101	1,051	-0,707	1,049	-0,650
3	1,05	0,95	1,036	-1,659	1,031	-2,616	1,033	-2,610
4	1,05	0,95	1,034	-1,964	1,028	-3,129	1,030	-3,120
5	1,05	0,95	1,036	-1,654	1,033	-2,537	1,033	-2,508
6	1,05	0,95	1,028	-2,283	1,021	-3,438	1,024	-3,456
7	1,05	0,95	1,022	-2,523	1,016	-3,572	1,019	-3,572
8	1,05	0,95	1,016	-2,723	1,009	-3,901	1,012	-3,917
9	1,05	0,95	1,036	-2,627	1,025	-4,119	1,036	-4,167
10	1,05	0,95	1,040	-2,805	1,027	-4,473	1,042	-4,533
11	1,05	0,95	1,036	-2,627	1,025	-4,119	1,036	-4,167
12	1,05	0,95	1,050	-3,537	1,050	-6,900	1,050	-6,757
13	1,10	0,95	1,080	-2,122	1,091	-6,900	1,086	-6,757
14	1,05	0,95	1,038	-4,216	1,036	-7,406	1,038	-7,265
15	1,05	0,95	1,038	-4,139	1,035	-7,109	1,039	-7,012

(continua na próxima página)

Tabela H.39 – *continuação da página anterior*

Barra	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)	Cenário 1C		Cenário 2C		Cenário 3C	
			Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)
16	1,05	0,95	1,044	-3,819	1,043	-7,181	1,044	-7,038
17	1,05	0,95	1,033	-3,096	1,019	-4,772	1,035	-4,823
18	1,05	0,95	1,027	-4,371	1,020	-6,892	1,028	-6,839
19	1,05	0,95	1,024	-4,323	1,014	-6,578	1,025	-6,550
20	1,05	0,95	1,027	-3,993	1,017	-6,103	1,028	-6,094
21	1,05	0,95	1,050	-2,514	1,034	-4,161	1,050	-4,369
22	1,10	0,95	1,057	-2,317	1,040	-3,950	1,056	-4,205
23	1,10	0,95	1,043	-4,087	1,037	-6,723	1,043	-6,659
24	1,05	0,95	1,041	-3,189	1,027	-5,290	1,040	-5,351
25	1,05	0,95	1,050	-2,845	1,037	-4,997	1,049	-4,970
26	1,05	0,95	1,033	-3,244	1,020	-5,406	1,032	-5,370
27	1,10	0,95	1,064	-2,375	1,052	-4,552	1,063	-4,477
28	1,05	0,95	1,030	-2,456	1,022	-3,717	1,026	-3,738
29	1,05	0,95	1,045	-3,520	1,032	-5,725	1,043	-5,626
30	1,05	0,95	1,034	-4,322	1,021	-6,546	1,032	-6,430

APÊNDICE I – Perfil de Tensão do Sistema IEEE-118

I.1 Sistema IEEE-118 em Operação Normal de Rede

Tabela I.40 – Perfil de tensão nas barras do sistema IEEE-118 em operação normal.

Barra	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)	Cenário 1A		Cenário 2A		Cenário 3A	
			Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)
1	1,06	0,94	1,033	17,095	1,033	17,087	1,033	17,114
2	1,06	0,94	1,039	17,193	1,039	17,184	1,039	17,211
3	1,06	0,94	1,038	17,540	1,038	17,532	1,038	17,558
4	1,06	0,94	1,060	20,134	1,060	20,126	1,060	20,152
5	1,06	0,94	1,057	20,577	1,057	20,569	1,057	20,595
6	1,06	0,94	1,053	18,287	1,053	18,279	1,053	18,305
7	1,06	0,94	1,051	17,989	1,051	17,981	1,051	18,007
8	1,06	0,94	1,041	24,703	1,041	24,695	1,041	24,721
9	1,06	0,94	1,060	30,949	1,060	30,941	1,060	30,968
10	1,06	0,94	1,053	37,649	1,053	37,641	1,053	37,667
11	1,06	0,94	1,046	18,153	1,046	18,145	1,046	18,171
12	1,06	0,94	1,050	17,832	1,050	17,824	1,050	17,850
13	1,06	0,94	1,034	17,033	1,034	17,025	1,034	17,051
14	1,06	0,94	1,049	17,271	1,049	17,263	1,049	17,290
15	1,06	0,94	1,049	17,230	1,049	17,222	1,049	17,249
16	1,06	0,94	1,046	17,543	1,046	17,535	1,046	17,561
17	1,06	0,94	1,060	19,103	1,060	19,096	1,060	19,121
18	1,06	0,94	1,050	17,527	1,050	17,520	1,050	17,546
19	1,06	0,94	1,048	17,157	1,048	17,150	1,048	17,176
20	1,06	0,94	1,036	17,470	1,036	17,463	1,036	17,487
21	1,06	0,94	1,031	18,518	1,031	18,511	1,031	18,534
22	1,06	0,94	1,035	20,384	1,035	20,378	1,035	20,399
23	1,06	0,94	1,049	24,206	1,049	24,201	1,049	24,220
24	1,06	0,94	1,046	23,685	1,046	23,683	1,046	23,697
25	1,06	0,94	1,060	30,543	1,060	30,538	1,060	30,559
26	1,06	0,94	1,027	32,164	1,027	32,158	1,027	32,180
27	1,06	0,94	1,041	19,844	1,041	19,838	1,041	19,860
28	1,06	0,94	1,035	18,454	1,035	18,447	1,035	18,470
29	1,06	0,94	1,035	17,711	1,035	17,705	1,035	17,728
30	1,06	0,94	1,031	22,979	1,031	22,972	1,031	22,997
31	1,06	0,94	1,039	17,857	1,039	17,850	1,039	17,873
32	1,06	0,94	1,041	19,426	1,041	19,420	1,041	19,442
33	1,06	0,94	1,046	16,716	1,046	16,709	1,046	16,736
34	1,06	0,94	1,056	17,310	1,056	17,302	1,056	17,329
35	1,06	0,94	1,054	16,974	1,054	16,966	1,054	16,995
36	1,06	0,94	1,054	16,986	1,054	16,978	1,054	17,007
37	1,06	0,94	1,060	17,712	1,060	17,704	1,060	17,732
38	1,06	0,94	1,015	21,281	1,015	21,274	1,015	21,299
39	1,06	0,94	1,042	16,029	1,042	16,020	1,042	16,049
40	1,06	0,94	1,042	15,829	1,042	15,821	1,042	15,850
41	1,06	0,94	1,035	15,398	1,035	15,390	1,035	15,419
42	1,06	0,94	1,041	16,697	1,041	16,689	1,041	16,718

(continua na próxima página)

Tabela I.40 – *continuação da página anterior*

Barra	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)	Cenário 1A		Cenário 2A		Cenário 3A	
			Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)
43	1,06	0,94	1,040	16,592	1,040	16,584	1,040	16,610
44	1,06	0,94	1,031	17,834	1,031	17,828	1,031	17,850
45	1,06	0,94	1,025	19,164	1,025	19,158	1,025	19,180
46	1,06	0,94	1,038	21,487	1,038	21,481	1,038	21,501
47	1,06	0,94	1,045	23,324	1,045	23,318	1,045	23,337
48	1,06	0,94	1,047	22,898	1,047	22,892	1,047	22,913
49	1,06	0,94	1,050	23,878	1,050	23,872	1,050	23,893
50	1,06	0,94	1,039	22,074	1,039	22,067	1,039	22,089
51	1,06	0,94	1,022	19,812	1,022	19,805	1,022	19,829
52	1,06	0,94	1,017	18,978	1,017	18,971	1,017	18,996
53	1,06	0,94	1,016	18,226	1,016	18,218	1,016	18,244
54	1,06	0,94	1,031	19,105	1,031	19,097	1,031	19,124
55	1,06	0,94	1,031	19,044	1,031	19,036	1,031	19,063
56	1,06	0,94	1,031	19,100	1,031	19,092	1,031	19,119
57	1,06	0,94	1,032	19,989	1,032	19,982	1,032	20,007
58	1,06	0,94	1,024	19,243	1,024	19,236	1,024	19,261
59	1,06	0,94	1,047	21,705	1,047	21,698	1,047	21,721
60	1,06	0,94	1,046	24,606	1,046	24,599	1,046	24,620
61	1,06	0,94	1,048	25,366	1,048	25,360	1,048	25,380
62	1,06	0,94	1,044	24,858	1,044	24,852	1,044	24,872
63	1,06	0,94	1,016	24,360	1,016	24,354	1,016	24,375
64	1,06	0,94	1,023	25,805	1,023	25,800	1,023	25,819
65	1,06	0,94	1,016	28,609	1,016	28,605	1,016	28,620
66	1,06	0,94	1,060	28,870	1,060	28,864	1,060	28,884
67	1,06	0,94	1,047	26,253	1,047	26,247	1,047	26,267
68	1,06	0,94	1,015	28,003	1,015	28,000	1,015	28,010
69	1,06	0,94	1,060	30	1,060	30	1,060	30
70	1,06	0,94	1,039	23,694	1,039	23,699	1,039	23,695
71	1,06	0,94	1,039	23,475	1,040	23,479	1,039	23,476
72	1,06	0,94	1,040	22,983	1,040	22,984	1,040	22,989
73	1,06	0,94	1,038	23,338	1,038	23,342	1,038	23,339
74	1,06	0,94	1,022	22,908	1,022	22,918	1,027	22,808
75	1,06	0,94	1,024	23,776	1,024	23,787	1,031	23,648
76	1,06	0,94	1,012	22,904	1,012	22,933	1,029	22,636
77	1,06	0,94	1,047	26,121	1,047	26,123	1,047	26,112
78	1,06	0,94	1,042	25,847	1,042	25,848	1,043	25,840
79	1,06	0,94	1,044	26,121	1,044	26,122	1,044	26,117
80	1,06	0,94	1,060	28,251	1,060	28,249	1,060	28,255
81	1,06	0,94	1,011	28,109	1,011	28,107	1,011	28,115
82	1,06	0,94	1,038	25,474	1,038	25,470	1,038	25,476
83	1,06	0,94	1,040	25,919	1,040	25,914	1,040	25,923
84	1,06	0,94	1,043	27,172	1,043	27,166	1,043	27,180
85	1,06	0,94	1,051	28,066	1,051	28,059	1,051	28,075
86	1,06	0,94	1,044	26,951	1,044	26,944	1,044	26,962
87	1,06	0,94	1,057	27,253	1,057	27,246	1,057	27,264
88	1,06	0,94	1,048	30,167	1,048	30,159	1,048	30,179
89	1,06	0,94	1,060	33,331	1,060	33,322	1,060	33,345
90	1,06	0,94	1,042	27,918	1,042	27,909	1,042	27,932
91	1,06	0,94	1,046	28,216	1,046	28,207	1,046	28,230
92	1,06	0,94	1,050	29,421	1,050	29,412	1,050	29,434
93	1,06	0,94	1,040	27,745	1,040	27,737	1,040	27,757
94	1,06	0,94	1,038	26,691	1,038	26,684	1,038	26,702
95	1,06	0,94	1,027	25,946	1,027	25,940	1,027	25,955
96	1,06	0,94	1,035	25,973	1,035	25,968	1,036	25,980
97	1,06	0,94	1,043	26,767	1,043	26,763	1,043	26,772

(continua na próxima página)

Tabela I.40 – *continuação da página anterior*

Barra	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)	Cenário 1A		Cenário 2A		Cenário 3A	
			Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)
98	1,06	0,94	1,052	26,687	1,052	26,682	1,052	26,695
99	1,06	0,94	1,054	26,195	1,054	26,187	1,054	26,206
100	1,06	0,94	1,058	27,146	1,058	27,136	1,058	27,160
101	1,06	0,94	1,043	27,326	1,043	27,317	1,043	27,340
102	1,06	0,94	1,047	28,632	1,047	28,623	1,047	28,645
103	1,06	0,94	1,051	25,106	1,051	25,094	1,051	25,124
104	1,06	0,94	1,043	22,959	1,043	22,946	1,043	22,978
105	1,06	0,94	1,040	22,430	1,040	22,416	1,040	22,450
106	1,06	0,94	1,034	22,177	1,034	22,163	1,034	22,197
107	1,06	0,94	1,034	21,241	1,034	21,225	1,034	21,262
108	1,06	0,94	1,039	22,132	1,039	22,117	1,039	22,153
109	1,06	0,94	1,039	22,043	1,039	22,028	1,039	22,064
110	1,06	0,94	1,041	22,108	1,041	22,092	1,041	22,130
111	1,06	0,94	1,049	23,493	1,049	23,478	1,049	23,515
112	1,06	0,94	1,034	21,026	1,034	21,010	1,034	21,049
113	1,06	0,94	1,055	19,092	1,055	19,084	1,055	19,109
114	1,06	0,94	1,037	19,116	1,037	19,111	1,037	19,133
115	1,06	0,94	1,036	19,106	1,036	19,100	1,036	19,122
116	1,06	0,94	1,015	27,585	1,015	27,582	1,015	27,592
117	1,06	0,94	1,035	16,461	1,035	16,453	1,035	16,480
118	1,06	0,94	1,012	22,960	1,013	22,979	1,029	22,688

I.2 Sistema IEEE-118 sob Contingência mais Severa

Tabela I.41 – Perfil de tensão nas barras do sistema IEEE-118 sob contingência mais severa.

Barra	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)	Cenário 1B		Cenário 2B	
			Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)
1	1,06	0,94	1,032	17,126	1,017	18,533
2	1,06	0,94	1,037	17,066	1,021	18,249
3	1,06	0,94	1,037	17,595	1,021	18,768
4	1,06	0,94	1,060	20,400	1,040	21,183
5	1,06	0,94	1,058	20,876	1,040	21,612
6	1,06	0,94	1,056	19,380	1,032	20,132
7	1,06	0,94	1,045	17,282	1,029	18,335
8	1,06	0,94	1,041	24,915	1,035	25,398
9	1,06	0,94	1,060	31,140	1,060	31,202
10	1,06	0,94	1,053	37,820	1,057	37,385
11	1,06	0,94	1,044	18,119	1,028	19,050
12	1,06	0,94	1,048	17,613	1,031	18,677
13	1,06	0,94	1,033	17,005	1,020	17,905
14	1,06	0,94	1,047	17,109	1,035	18,120
15	1,06	0,94	1,048	17,232	1,048	18,136
16	1,06	0,94	1,044	17,399	1,033	18,339
17	1,06	0,94	1,060	19,123	1,060	19,837
18	1,06	0,94	1,050	17,543	1,053	18,383
19	1,06	0,94	1,048	17,169	1,049	18,050
20	1,06	0,94	1,036	17,484	1,038	18,244
21	1,06	0,94	1,031	18,533	1,033	19,202
22	1,06	0,94	1,035	20,401	1,036	20,963
23	1,06	0,94	1,049	24,226	1,050	24,615
24	1,06	0,94	1,046	23,702	1,048	24,021

(continua na próxima página)

Tabela I.41 – *continuação da página anterior*

Barra	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)	Cenário 1B		Cenário 2B	
			Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)
25	1,06	0,94	1,060	30,575	1,060	30,942
26	1,06	0,94	1,027	32,207	1,026	32,577
27	1,06	0,94	1,041	19,859	1,044	20,292
28	1,06	0,94	1,035	18,469	1,037	18,943
29	1,06	0,94	1,036	17,727	1,038	18,243
30	1,06	0,94	1,031	23,056	1,030	23,562
31	1,06	0,94	1,039	17,872	1,041	18,402
32	1,06	0,94	1,041	19,440	1,043	19,907
33	1,06	0,94	1,046	16,725	1,046	17,359
34	1,06	0,94	1,056	17,324	1,056	17,652
35	1,06	0,94	1,054	16,988	1,054	17,298
36	1,06	0,94	1,054	16,999	1,054	17,305
37	1,06	0,94	1,060	17,729	1,060	18,059
38	1,06	0,94	1,015	21,315	1,015	21,648
39	1,06	0,94	1,042	16,039	1,042	16,283
40	1,06	0,94	1,042	15,836	1,042	16,029
41	1,06	0,94	1,035	15,403	1,035	15,573
42	1,06	0,94	1,041	16,699	1,040	16,803
43	1,06	0,94	1,040	16,602	1,040	16,844
44	1,06	0,94	1,031	17,839	1,031	17,953
45	1,06	0,94	1,025	19,167	1,026	19,232
46	1,06	0,94	1,038	21,488	1,038	21,520
47	1,06	0,94	1,045	23,324	1,045	23,338
48	1,06	0,94	1,047	22,899	1,047	22,912
49	1,06	0,94	1,050	23,879	1,050	23,887
50	1,06	0,94	1,039	22,073	1,039	22,068
51	1,06	0,94	1,022	19,811	1,022	19,789
52	1,06	0,94	1,017	18,977	1,017	18,951
53	1,06	0,94	1,016	18,224	1,016	18,187
54	1,06	0,94	1,031	19,103	1,031	19,058
55	1,06	0,94	1,031	19,041	1,031	18,988
56	1,06	0,94	1,031	19,098	1,031	19,049
57	1,06	0,94	1,032	19,988	1,032	19,958
58	1,06	0,94	1,024	19,242	1,024	19,209
59	1,06	0,94	1,047	21,704	1,047	21,682
60	1,06	0,94	1,046	24,607	1,046	24,600
61	1,06	0,94	1,048	25,367	1,048	25,361
62	1,06	0,94	1,044	24,859	1,044	24,855
63	1,06	0,94	1,016	24,361	1,016	24,354
64	1,06	0,94	1,023	25,807	1,023	25,809
65	1,06	0,94	1,016	28,613	1,015	28,640
66	1,06	0,94	1,060	28,872	1,060	28,879
67	1,06	0,94	1,047	26,255	1,047	26,257
68	1,06	0,94	1,015	28,005	1,014	28,013
69	1,06	0,94	1,060	30	1,060	30
70	1,06	0,94	1,039	23,696	1,040	23,754
71	1,06	0,94	1,039	23,478	1,040	23,559
72	1,06	0,94	1,040	22,993	1,041	23,189
73	1,06	0,94	1,038	23,341	1,039	23,422
74	1,06	0,94	1,022	22,905	1,022	22,904
75	1,06	0,94	1,024	23,775	1,024	23,778
76	1,06	0,94	1,012	22,900	1,012	22,898
77	1,06	0,94	1,047	26,119	1,047	26,087
78	1,06	0,94	1,042	25,845	1,042	25,812
79	1,06	0,94	1,044	26,119	1,044	26,084

(continua na próxima página)

Tabela I.41 – *continuação da página anterior*

Barra	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)	Cenário 1B		Cenário 2B	
			Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)
80	1,06	0,94	1,060	28,249	1,060	28,208
81	1,06	0,94	1,011	28,110	1,011	28,099
82	1,06	0,94	1,038	25,470	1,038	25,410
83	1,06	0,94	1,040	25,915	1,040	25,847
84	1,06	0,94	1,043	27,168	1,043	27,089
85	1,06	0,94	1,051	28,061	1,050	27,976
86	1,06	0,94	1,044	26,946	1,044	26,862
87	1,06	0,94	1,057	27,248	1,057	27,164
88	1,06	0,94	1,048	30,162	1,048	30,067
89	1,06	0,94	1,060	33,326	1,060	33,224
90	1,06	0,94	1,042	27,912	1,042	27,812
91	1,06	0,94	1,046	28,211	1,046	28,111
92	1,06	0,94	1,050	29,416	1,050	29,318
93	1,06	0,94	1,040	27,740	1,040	27,649
94	1,06	0,94	1,038	26,686	1,038	26,600
95	1,06	0,94	1,027	25,942	1,027	25,864
96	1,06	0,94	1,035	25,970	1,035	25,903
97	1,06	0,94	1,043	26,764	1,043	26,710
98	1,06	0,94	1,052	26,684	1,052	26,620
99	1,06	0,94	1,054	26,190	1,054	26,106
100	1,06	0,94	1,058	27,140	1,058	27,038
101	1,06	0,94	1,043	27,321	1,043	27,221
102	1,06	0,94	1,047	28,627	1,047	28,528
103	1,06	0,94	1,051	25,100	1,051	24,981
104	1,06	0,94	1,043	22,952	1,042	22,823
105	1,06	0,94	1,040	22,423	1,040	22,287
106	1,06	0,94	1,034	22,170	1,034	22,037
107	1,06	0,94	1,034	21,232	1,034	21,087
108	1,06	0,94	1,039	22,124	1,039	21,984
109	1,06	0,94	1,039	22,035	1,039	21,893
110	1,06	0,94	1,041	22,099	1,041	21,954
111	1,06	0,94	1,049	23,485	1,049	23,339
112	1,06	0,94	1,034	21,018	1,034	20,868
113	1,06	0,94	1,056	19,109	1,058	19,762
114	1,06	0,94	1,037	19,131	1,039	19,586
115	1,06	0,94	1,036	19,121	1,039	19,573
116	1,06	0,94	1,015	27,587	1,014	27,596
117	1,06	0,94	1,033	16,236	1,016	17,255
118	1,06	0,94	1,012	22,957	1,013	22,959

I.3 Sistema IEEE-118 sob Contingência mais Provável

Tabela I.42 – Perfil de tensão nas barras do sistema IEEE-118 sob contingência mais provável.

Barra	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)	Cenário 1C		Cenário 2C		Cenário 3C	
			Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)
1	1,06	0,94	1,033	17,096	1,033	17,088	1,033	17,114
2	1,06	0,94	1,039	17,193	1,039	17,185	1,039	17,211
3	1,06	0,94	1,038	17,540	1,038	17,532	1,038	17,559
4	1,06	0,94	1,060	20,134	1,060	20,126	1,060	20,153
5	1,06	0,94	1,057	20,577	1,057	20,569	1,057	20,595
6	1,06	0,94	1,053	18,288	1,053	18,279	1,053	18,305

(continua na próxima página)

Tabela I.42 – *continuação da página anterior*

Barra	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)	Cenário 1C		Cenário 2C		Cenário 3C	
			Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)
7	1,06	0,94	1,051	17,990	1,051	17,981	1,051	18,008
8	1,06	0,94	1,041	24,703	1,041	24,696	1,041	24,722
9	1,06	0,94	1,060	30,950	1,060	30,942	1,060	30,968
10	1,06	0,94	1,053	37,649	1,053	37,642	1,053	37,668
11	1,06	0,94	1,046	18,154	1,046	18,146	1,046	18,172
12	1,06	0,94	1,050	17,833	1,050	17,825	1,050	17,851
13	1,06	0,94	1,034	17,034	1,034	17,026	1,034	17,052
14	1,06	0,94	1,049	17,272	1,049	17,264	1,049	17,290
15	1,06	0,94	1,049	17,230	1,049	17,223	1,049	17,249
16	1,06	0,94	1,046	17,543	1,046	17,536	1,046	17,562
17	1,06	0,94	1,060	19,103	1,060	19,096	1,060	19,122
18	1,06	0,94	1,050	17,528	1,050	17,520	1,050	17,546
19	1,06	0,94	1,048	17,158	1,048	17,150	1,048	17,177
20	1,06	0,94	1,036	17,470	1,036	17,464	1,036	17,488
21	1,06	0,94	1,031	18,518	1,031	18,512	1,031	18,534
22	1,06	0,94	1,035	20,384	1,035	20,379	1,035	20,399
23	1,06	0,94	1,049	24,206	1,049	24,202	1,049	24,220
24	1,06	0,94	1,046	23,686	1,046	23,683	1,046	23,697
25	1,06	0,94	1,060	30,544	1,060	30,538	1,060	30,559
26	1,06	0,94	1,027	32,165	1,027	32,159	1,027	32,181
27	1,06	0,94	1,041	19,844	1,041	19,839	1,041	19,861
28	1,06	0,94	1,035	18,454	1,035	18,448	1,035	18,470
29	1,06	0,94	1,035	17,712	1,035	17,706	1,035	17,728
30	1,06	0,94	1,031	22,980	1,031	22,973	1,031	22,998
31	1,06	0,94	1,039	17,857	1,039	17,851	1,039	17,874
32	1,06	0,94	1,041	19,426	1,041	19,420	1,041	19,442
33	1,06	0,94	1,046	16,717	1,046	16,709	1,046	16,736
34	1,06	0,94	1,056	17,310	1,056	17,302	1,056	17,330
35	1,06	0,94	1,054	16,975	1,054	16,967	1,054	16,995
36	1,06	0,94	1,054	16,987	1,054	16,979	1,054	17,007
37	1,06	0,94	1,060	17,712	1,060	17,705	1,060	17,732
38	1,06	0,94	1,015	21,282	1,015	21,275	1,015	21,299
39	1,06	0,94	1,042	16,029	1,042	16,021	1,042	16,050
40	1,06	0,94	1,042	15,830	1,042	15,821	1,042	15,851
41	1,06	0,94	1,035	15,399	1,035	15,390	1,035	15,419
42	1,06	0,94	1,041	16,698	1,041	16,689	1,041	16,718
43	1,06	0,94	1,040	16,592	1,040	16,585	1,040	16,610
44	1,06	0,94	1,031	17,835	1,031	17,828	1,031	17,851
45	1,06	0,94	1,025	19,165	1,025	19,158	1,025	19,180
46	1,06	0,94	1,038	21,487	1,038	21,481	1,038	21,501
47	1,06	0,94	1,045	23,324	1,045	23,319	1,045	23,337
48	1,06	0,94	1,047	22,899	1,047	22,893	1,047	22,913
49	1,06	0,94	1,050	23,879	1,050	23,872	1,050	23,894
50	1,06	0,94	1,039	22,074	1,039	22,067	1,039	22,090
51	1,06	0,94	1,022	19,812	1,022	19,805	1,022	19,829
52	1,06	0,94	1,017	18,979	1,017	18,972	1,017	18,996
53	1,06	0,94	1,016	18,226	1,016	18,219	1,016	18,244
54	1,06	0,94	1,031	19,105	1,031	19,098	1,031	19,124
55	1,06	0,94	1,031	19,044	1,031	19,036	1,031	19,063
56	1,06	0,94	1,031	19,101	1,031	19,093	1,031	19,120
57	1,06	0,94	1,032	19,990	1,032	19,982	1,032	20,007
58	1,06	0,94	1,024	19,244	1,024	19,236	1,024	19,262
59	1,06	0,94	1,047	21,705	1,047	21,698	1,047	21,721
60	1,06	0,94	1,046	24,606	1,046	24,600	1,046	24,620
61	1,06	0,94	1,048	25,366	1,048	25,360	1,048	25,381

(continua na próxima página)

Tabela I.42 – *continuação da página anterior*

Barra	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)	Cenário 1C		Cenário 2C		Cenário 3C	
			Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)
62	1,06	0,94	1,044	24,858	1,044	24,852	1,044	24,872
63	1,06	0,94	1,016	24,361	1,016	24,354	1,016	24,375
64	1,06	0,94	1,023	25,806	1,023	25,800	1,023	25,819
65	1,06	0,94	1,016	28,610	1,016	28,605	1,016	28,621
66	1,06	0,94	1,060	28,870	1,060	28,865	1,060	28,884
67	1,06	0,94	1,047	26,254	1,047	26,248	1,047	26,268
68	1,06	0,94	1,015	28,003	1,015	28,000	1,015	28,010
69	1,06	0,94	1,060	30	1,060	30	1,060	30
70	1,06	0,94	1,039	23,694	1,039	23,699	1,039	23,694
71	1,06	0,94	1,039	23,475	1,040	23,479	1,039	23,476
72	1,06	0,94	1,040	22,983	1,040	22,984	1,040	22,989
73	1,06	0,94	1,038	23,338	1,038	23,342	1,038	23,339
74	1,06	0,94	1,022	22,908	1,022	22,917	1,027	22,808
75	1,06	0,94	1,024	23,776	1,024	23,786	1,031	23,648
76	1,06	0,94	1,012	22,904	1,012	22,932	1,029	22,636
77	1,06	0,94	1,047	26,121	1,047	26,122	1,047	26,111
78	1,06	0,94	1,042	25,847	1,042	25,848	1,043	25,839
79	1,06	0,94	1,044	26,121	1,044	26,122	1,044	26,117
80	1,06	0,94	1,060	28,251	1,060	28,249	1,060	28,255
81	1,06	0,94	1,011	28,109	1,011	28,107	1,011	28,115
82	1,06	0,94	1,038	25,473	1,038	25,470	1,038	25,476
83	1,06	0,94	1,040	25,917	1,040	25,913	1,040	25,922
84	1,06	0,94	1,043	27,170	1,043	27,164	1,043	27,178
85	1,06	0,94	1,050	28,062	1,050	28,055	1,051	28,072
86	1,06	0,94	1,044	26,947	1,044	26,940	1,044	26,957
87	1,06	0,94	1,057	27,248	1,057	27,241	1,057	27,259
88	1,06	0,94	1,048	30,163	1,048	30,155	1,048	30,175
89	1,06	0,94	1,060	33,327	1,060	33,318	1,060	33,341
90	1,06	0,94	1,042	27,912	1,042	27,903	1,042	27,925
91	1,06	0,94	1,045	28,210	1,045	28,201	1,045	28,223
92	1,06	0,94	1,047	29,453	1,047	29,444	1,047	29,466
93	1,06	0,94	1,038	27,760	1,038	27,752	1,038	27,772
94	1,06	0,94	1,037	26,696	1,037	26,689	1,037	26,707
95	1,06	0,94	1,026	25,949	1,026	25,942	1,026	25,958
96	1,06	0,94	1,035	25,975	1,035	25,970	1,035	25,981
97	1,06	0,94	1,043	26,768	1,043	26,764	1,043	26,773
98	1,06	0,94	1,052	26,686	1,052	26,681	1,052	26,694
99	1,06	0,94	1,055	26,193	1,055	26,185	1,055	26,204
100	1,06	0,94	1,059	27,141	1,059	27,131	1,059	27,155
101	1,06	0,94	1,015	27,585	1,015	27,576	1,015	27,598
102	1,06	0,94	1,036	28,747	1,036	28,738	1,036	28,760
103	1,06	0,94	1,052	25,112	1,052	25,100	1,052	25,129
104	1,06	0,94	1,044	22,972	1,044	22,958	1,044	22,990
105	1,06	0,94	1,041	22,446	1,041	22,432	1,041	22,466
106	1,06	0,94	1,035	22,192	1,035	22,178	1,035	22,212
107	1,06	0,94	1,035	21,261	1,035	21,246	1,035	21,283
108	1,06	0,94	1,040	22,150	1,040	22,135	1,040	22,171
109	1,06	0,94	1,040	22,061	1,040	22,046	1,040	22,083
110	1,06	0,94	1,042	22,128	1,042	22,112	1,042	22,150
111	1,06	0,94	1,050	23,511	1,050	23,496	1,050	23,533
112	1,06	0,94	1,035	21,049	1,035	21,033	1,035	21,072
113	1,06	0,94	1,055	19,092	1,055	19,085	1,055	19,110
114	1,06	0,94	1,037	19,117	1,037	19,111	1,037	19,133
115	1,06	0,94	1,036	19,106	1,036	19,100	1,036	19,122
116	1,06	0,94	1,015	27,586	1,015	27,583	1,015	27,593

(continua na próxima página)

Tabela I.42 – *continuação da página anterior*

Barra	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)	Cenário 1C		Cenário 2C		Cenário 3C	
			Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)	Mag (p.u.)	Ang (graus)
117	1,06	0,94	1,035	16,462	1,035	16,454	1,035	16,480
118	1,06	0,94	1,012	22,960	1,012	22,979	1,029	22,688

Anexos

ANEXO A – Base de Dados do MATPOWER

Nas Tabelas A.1 a A.4, adaptadas de Zimmerman e Murillo-SÁNCHEZ (2019), apresentam-se informações relativas a alguns dados do MATPOWER.

A.1 Barramento

Tabela A.1 – Dados do barramento (`mpc.bus`).

Nome	Coluna	Descrição
BUS_I	1	Número do barramento (número inteiro positivo)
BUS_TYPE	2	Tipo de barramento: 1 = PQ, 2 = PV, 3 = V θ
PD	3	Potência ativa demandada (MW)
QD	4	Potência reativa demandada (Mvar)
GS	5	Condutância shunt (MW demandado em $V = 1$ p.u.)
BS	6	Susceptância shunt (MVar injetado em $V = 1$ p.u.)
BUS_AREA	7	Número da área (número inteiro positivo)
VM	8	Magnitude da tensão (p.u.)
VA	9	Ângulo da tensão (graus)
BASE_KV	10	Base da tensão (kV)
ZONE	11	Zona de perda (número inteiro positivo)
VMAX	12	Magnitude máxima da tensão (p.u.)
VMIN	13	Magnitude mínima da tensão (p.u.)
LAM_P	14	Multiplicador de Lagrange em caso de discrepância de potência ativa (μ /MW)
LAM_Q	15	Multiplicador de Lagrange em caso de discrepância de potência reativa (μ /MVar)
MU_VMAX	16	Multiplicador Kuhn-Tucker no limite superior de tensão (μ /p.u.)
MU_VMIN	17	Multiplicador Kuhn-Tucker no limite inferior de tensão (μ /p.u.)

A.2 Linha

Tabela A.2 – Dados da linha (`mpc.branch`).

Nome	Coluna	Descrição
F_BUS	1	Número do barramento “de”
T_BUS	2	Número do barramento “para”
BR_R	3	Resistência (p.u.)
BR_X	4	Reatância (p.u.)
BR_B	5	Susceptância total da carga da linha (p.u.)
RATE_A	6	Valor nominal MVA A (longo prazo): 0 para ilimitado
RATE_B	7	Valor nominal MVA B (curto prazo): 0 para ilimitado
RATE_C	8	Valor nominal MVA C (emergência): 0 para ilimitado
TAP	9	Relação de espiras nominais do transformador, se diferente de zero
SHIFT	10	Ângulo de mudança de fase do transformador (graus)
BR_STATUS	11	Status inicial da linha: 1 = em serviço, 0 = fora de serviço
ANGMIN	12	Diferença mínima de ângulo, $\theta_f - \theta_t$ (graus)
ANGMAX	13	Diferença máxima de ângulo, $\theta_f - \theta_t$ (graus)
PF	14	Potência ativa injetada na extremidade do barramento “de” (MW)
QF	15	Potência reativa injetada na extremidade do barramento “de” (MVar)
PT	16	Potência ativa injetada na extremidade do barramento “para” (MW)
QT	17	Potência reativa injetada na extremidade do barramento “para” (MVar)
MU_SF	18	Multiplicador Kuhn-Tucker no limite MVA no barramento “de” (μ /MVA)
MU_ST	19	Multiplicador Kuhn-Tucker no limite MVA no barramento “para” (μ /MVA)
MU_ANGMIN	20	Limite inferior da diferença de ângulo do multiplicador Kuhn-Tucker (μ /graus)
MU_ANGMAX	21	Limite superior da diferença de ângulo do multiplicador Kuhn-Tucker (μ /graus)

A.3 Gerador

Tabela A.3 – Dados do gerador (`mpc.gen`).

Nome	Coluna	Descrição
GEN_BUS	1	Número da barra
PG	2	Potência ativa de saída (MW)
QG	3	Potência reativa de saída (MVar)
QMAX	4	Máxima potência reativa de saída (MVar)
QMIN	5	Mínima potência reativa de saída (MVar)
VG	6	Ponto de ajuste da magnitude de tensão (p.u.)
MBASE	7	Base total de MVA da máquina, padrão para <code>baseMVA</code>
GEN_STATUS	8	Status da máquina: > 0 = máquina em serviço, ≤ 0 = máquina fora de serviço
PMAX	9	Máxima potência ativa de saída (MW)
PMIN	10	Mínima potência ativa de saída (MW)
PC1	11	Menor potência ativa de saída da curva de capacidade PQ (MW)
PC2	12	Maior potência ativa de saída da curva de capacidade PQ (MW)
QC1MIN	13	Mínima potência reativa de saída em PC1 (MVar)
QC1MAX	14	Máxima potência reativa de saída em PC1 (MVar)
QC2MIN	15	Mínima potência reativa de saída em PC2 (MVar)
QC2MAX	16	Potência reativa mínima de saída em PC2 (MVar)
RAMP_AGC	17	Taxa de rampa para carga seguinte/AGC (MW/min)
RAMP_10	18	Taxa de rampa para reservas de 10 minutos (MW)
RAMP_30	19	Taxa de rampa para reservas de 10 minutos (MW)
RAMP_Q	20	Taxa de rampa para potência reativa (escala de tempo de 2 s)
APF	21	Fator de participação da área
MU_PMAX	22	Multiplicador Kuhn-Tucker no limite superior de P_g (μ /MW)
MU_PMIN	23	Multiplicador Kuhn-Tucker no limite inferior de P_g (μ /MW)
MU_QMAX	24	Multiplicador Kuhn-Tucker no limite superior de Q_g (μ /MVar)
MU_QMIN	25	Multiplicador Kuhn-Tucker no limite inferior de Q_g (μ /MVar)

A.4 Custo do Gerador

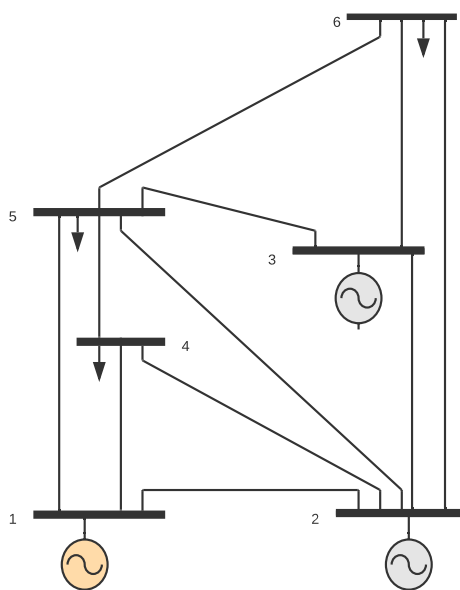
Tabela A.4 – Dados de custo do gerador (`mpc.gencost`).

Nome	Coluna	Descrição
MODEL	1	Modelo de custo: 1 = linear por partes, 2 = polinomial
STARTUP	2	Custo inicial em dólares americanos
SHUTDOWN	3	Custo de desligamento em dólares americanos
NCOST	4	Número $N = n + 1$ de pontos de dados que definem um custo linear por partes do segmento n ou coeficientes que definem uma função de custo polinomial de n -ésima ordem
COST	5	Parâmetros que definem a função de custo total $f(p)$ começam nesta coluna, unidades de f e p são \$/h e MW (ou MVar), respectivamente

ANEXO B – Sistema de 6 Barras

B.1 Diagrama Unifilar do Sistema de 6 Barras

Figura 58 – Diagrama unifilar do sistema de 6 barras.



Fonte: Adaptada de [Wood, Wollenberg e Shele \(2014\)](#)

B.2 Dados das Barras do Sistema de 6 Barras

Nas Tabelas [B.1](#), [B.2](#), [B.3](#) e [B.4](#) apresentam-se dados encontrados em [Wood, Wollenberg e Shele \(2014\)](#) para o sistema de 6 barras. A barra 1 é a referência do sistema, sua tensão vale $241\angle 0^\circ$ kV.

No que se refere ao tipo de barramento, os índices 1, 2 e 3 equivalem, respectivamente, a uma barra do tipo PQ , PV e $V\theta$.

Tabela B.1 – Dados das barras do sistema de 6 barras. A condutância shunt é nula em todas as barras.

Barra	Tipo	P_d (MW)	Q_d (MVar)	P_g (MW)	Q_g (MVar)	B_s (p.u.)	V_{max} (p.u.)	V_{min} (p.u.)
1	3	0	0	110	0	0	1,07	0,95
2	2	0	0	50	0	0	1,07	0,95
3	2	0	0	50	0	0	1,07	0,95
4	1	100	15	0	0	0	1,07	0,95
5	1	100	15	0	0	0	1,07	0,95
6	1	100	15	0	0	0	1,07	0,95

B.3 Dados das Linhas do Sistema de 6 Barras

Tabela B.2 – Dados das linhas do sistema de 6 barras.

Linha	Linha k-m	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Limite de fluxo (MVA)
1	1-2	0,10	0,20	0,04	40
2	1-4	0,05	0,20	0,04	60
3	1-5	0,08	0,30	0,06	40
4	2-3	0,05	0,25	0,06	40
5	2-4	0,05	0,10	0,02	60
6	2-5	0,10	0,30	0,04	40
7	2-6	0,07	0,20	0,05	90
8	3-5	0,12	0,26	0,05	70
9	3-6	0,02	0,10	0,02	80
10	4-5	0,20	0,40	0,08	20
11	5-6	0,10	0,30	0,06	40

B.4 Dados dos Geradores do Sistema de 6 Barras

Tabela B.3 – Dados dos geradores do sistema de 6 barras.

Gerador	P_{max} (MW)	P_{min} (MW)	Q_{max} (MVar)	Q_{min} (MVar)
1	200	50	150	-100
2	150	37,5	150	-100
3	180	45	150	-100

B.5 Coeficientes dos Geradores do Sistema de 6 Barras

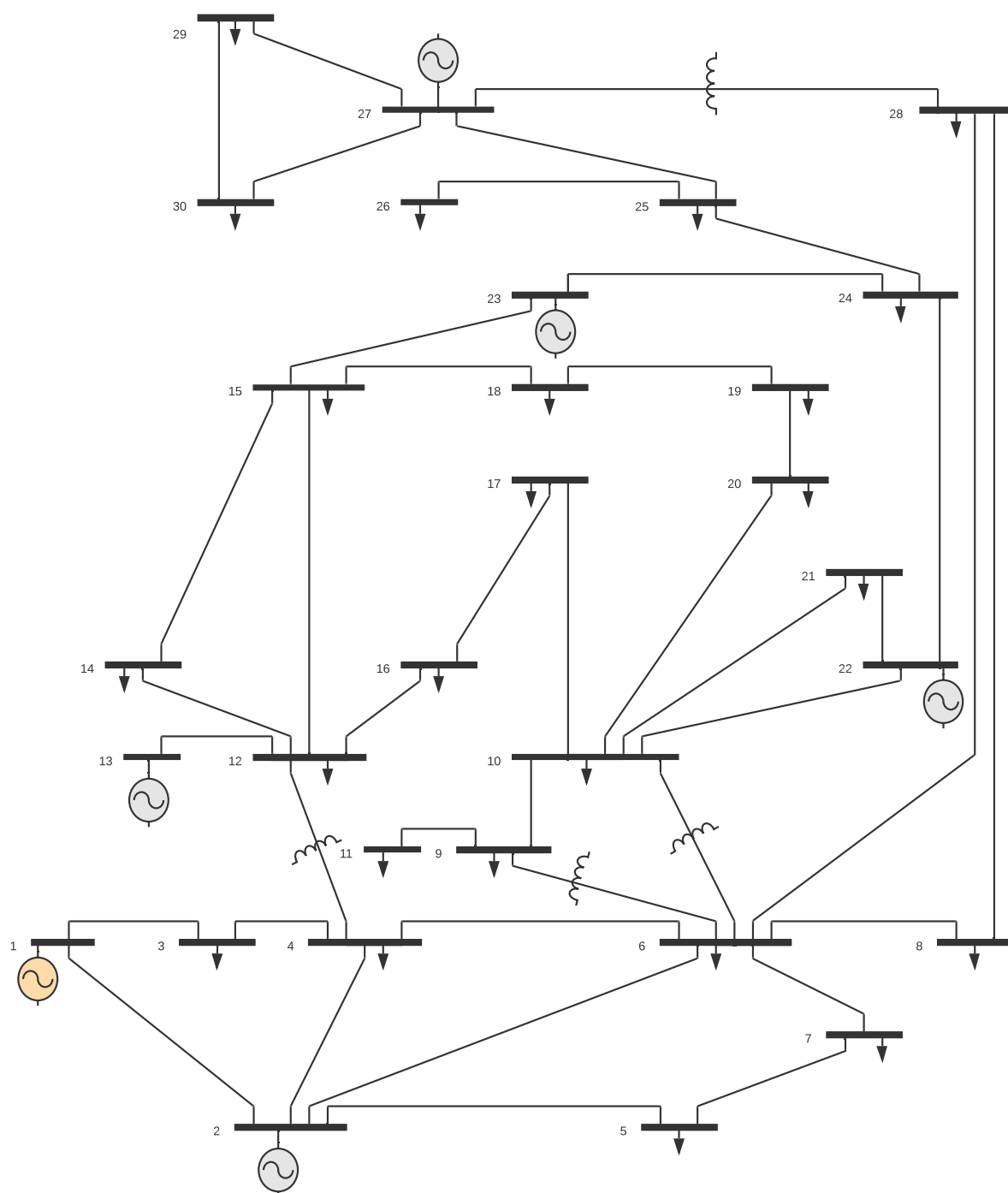
Tabela B.4 – Coeficientes dos geradores para o sistema de 6 barras.

Gerador	a (\$/MW ² h)	b (\$/MW h)	c (\$/h)
1	0,00533	11,669	213,1
2	0,00889	10,333	200
3	0,00741	10,833	240

ANEXO C – Sistema IEEE-30

C.1 Diagrama Unifilar do Sistema IEEE-30.

Figura 59 – Diagrama unifilar do sistema IEEE-30



Fonte: Adaptada de [UWEE \(1999\)](#).

C.2 Dados das Barras do Sistema IEEE-30

Nas Tabelas C.1, C.2, C.3, e C.4 apresentam-se dados para o sistema IEEE-30 encontrados em Long, Yao e Anh (2013). A barra 1 do sistema é a referência, sua tensão vale $135\angle 0^\circ$ kV.

No que tange ao tipo de barramento, os índices 1, 2 e 3 equivalem, respectivamente, a uma barra do tipo PQ , PV e $V\theta$.

Tabela C.1 – Dados das barras do sistema IEEE-30. A condutância shunt é nula em todas as barras.

Barra	Tipo	Pd (MW)	Qd (MVar)	Pg (MW)	Qg (MVar)	Bs (p.u.)	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)
1	3	0	0	23,54	0	0	1,05	0,95
2	2	21,7	12,7	60,97	0	0	1,10	0,95
3	1	2,4	1,2	0	0	0	1,05	0,95
4	1	7,6	1,6	0	0	0	1,05	0,95
5	1	0	0	0	0	0,19	1,05	0,95
6	1	0	0	0	0	0	1,05	0,95
7	1	22,8	10,9	0	0	0	1,05	0,95
8	1	30	30	0	0	0	1,05	0,95
9	1	0	0	0	0	0	1,05	0,95
10	1	5,8	2	0	0	0	1,05	0,95
11	1	0	0	0	0	0	1,05	0,95
12	1	11,2	7,5	0	0	0	1,05	0,95
13	2	0	0	37	0	0	1,10	0,95
14	1	6,2	1,6	0	0	0	1,05	0,95
15	1	8,2	2,5	0	0	0	1,05	0,95
16	1	3,5	1,8	0	0	0	1,05	0,95
17	1	9	5,8	0	0	0	1,05	0,95
18	1	3,2	0,9	0	0	0	1,05	0,95
19	1	9,5	3,4	0	0	0	1,05	0,95
20	1	2,2	0,7	0	0	0	1,05	0,95
21	1	17,5	11,2	0	0	0	1,05	0,95
22	2	0	0	21,59	0	0	1,10	0,95
23	2	3,2	1,6	19,2	0	0	1,10	0,95
24	1	8,7	6,7	0	0	0,04	1,05	0,95
25	1	0	0	0	0	0	1,05	0,95
26	1	3,5	2,3	0	0	0	1,05	0,95
27	2	0	0	26,91	0	0	1,10	0,95
28	1	0	0	0	0	0	1,05	0,95
29	1	2,4	0,9	0	0	0	1,05	0,95
30	1	10,6	1,9	0	0	0	1,05	0,95

C.3 Dados das Linhas do Sistema IEEE-30

Tabela C.2 – Dados das linhas do sistema IEEE-30.

Linha	Linha k-m	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Limite de fluxo (MVA)
1	1-2	0,02	0,06	0,03	130
2	1-3	0,05	0,19	0,02	130
3	2-4	0,06	0,17	0,02	65
4	3-4	0,01	0,04	0	130

(continua na próxima página)

Tabela C.2 – *continuação da página anterior*

Linha	Linha k-m	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Limite de fluxo (MVA)
5	2-5	0,05	0,20	0,02	130
6	2-6	0,06	0,18	0,02	65
7	4-6	0,01	0,04	0	90
8	5-7	0,05	0,12	0,01	70
9	6-7	0,03	0,08	0,01	130
10	6-8	0,01	0,04	0	32
11	6-9	0	0,21	0	42
12	6-10	0	0,56	0	32
13	9-11	0	0,21	0	65
14	9-10	0	0,11	0	65
15	4-12	0	0,26	0	65
16	12-13	0	0,14	0	65
17	12-14	0,12	0,26	0	32
18	12-15	0,07	0,13	0	32
19	12-16	0,09	0,20	0	32
20	14-15	0,22	0,20	0	16
21	16-17	0,08	0,19	0	16
22	15-18	0,11	0,22	0	16
23	18-19	0,06	0,13	0	16
24	19-20	0,03	0,07	0	32
25	10-20	0,09	0,21	0	32
26	10-17	0,03	0,08	0	32
27	10-21	0,03	0,07	0	32
28	10-22	0,07	0,15	0	32
29	21-22	0,01	0,02	0	32
30	15-23	0,10	0,20	0	32
31	22-24	0,12	0,18	0	32
32	23-24	0,13	0,27	0	32
33	24-25	0,19	0,33	0	32
34	25-26	0,25	0,38	0	32
35	25-27	0,11	0,21	0	32
36	28-27	0	0,40	0	32
37	27-29	0,22	0,42	0	32
38	27-30	0,32	0,60	0	32
39	29-30	0,24	0,45	0	32
40	8-28	0,06	0,20	0,02	32
41	6-28	0,02	0,06	0,01	32

C.4 Dados dos Geradores do Sistema IEEE-30

Tabela C.3 – Dados dos geradores do sistema IEEE-30.

Gerador	P_{max} (MW)	P_{min} (MW)	Q_{max} (MVar)	Q_{min} (MVar)
1	80	0	150	-20
2	80	0	60	-20
22	50	0	62,5	-15
27	55	0	48,7	-15
23	30	0	40	-10
13	40	0	44,7	-15

C.5 Coeficientes dos Geradores do Sistema IEEE-30

Tabela C.4 – Coeficientes dos geradores para o sistema IEEE-30. Parâmetro c (\$/h) tem valor nulo.

Gerador	a (\$/MW² h)	b (\$/MW h)
1	0,02	10
2	0,0175	6
22	0,0625	5
27	0,00834	12
23	0,025	15
13	0,025	15

ANEXO D – Sistema IEEE-118

D.1 Diagrama Unifilar do Sistema IEEE-118

O diagrama unifilar do sistema IEEE-118 é apresentado na Figura 60.

D.2 Dados das Barras do Sistema IEEE-118

Nas Tabelas D.1, D.2, D.3 e D.4 apresentam-se dados adaptados para o sistema IEEE-118 disponível em Long, Yao e Anh (2013). A barra 69 é *slack*, sua tensão vale $142\angle 30^\circ$ kV.

Os índices 1, 2 e 3 equivalem, respectivamente, a uma barra do tipo *PQ*, *PV* e *V θ* .

Tabela D.1 – Dados dos barras do sistema IEEE-118. A condutância shunt é nula em todas as barras.

Barra	Tipo	Pd (MW)	Qd (MVar)	Pg (MW)	Qg (MVar)	Bs (p.u.)	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)
1	2	51	27	0	0	0	1,06	0,94
2	1	20	9	0	0	0	1,06	0,94
3	1	39	10	0	0	0	1,06	0,94
4	2	39	12	0	0	0	1,06	0,94
5	1	0	0	0	0	-40	1,06	0,94
6	2	52	22	0	0	0	1,06	0,94
7	1	19	2	0	0	0	1,06	0,94
8	2	28	0	0	0	0	1,06	0,94
9	1	0	0	0	0	0	1,06	0,94
10	2	0	0	450	0	0	1,06	0,94
11	1	70	23	0	0	0	1,06	0,94
12	2	47	10	85	0	0	1,06	0,94
13	1	34	16	0	0	0	1,06	0,94
14	1	14	1	0	0	0	1,06	0,94
15	2	90	30	0	0	0	1,06	0,94
16	1	25	10	0	0	0	1,06	0,94
17	1	11	3	0	0	0	1,06	0,94
18	2	60	34	0	0	0	1,06	0,94
19	2	45	25	0	0	0	1,06	0,94
20	1	18	3	0	0	0	1,06	0,94
21	1	14	8	0	0	0	1,06	0,94
22	1	10	5	0	0	0	1,06	0,94
23	1	7	3	0	0	0	1,06	0,94
24	2	13	0	0	0	0	1,06	0,94
25	2	0	0	220	0	0	1,06	0,94
26	2	0	0	314	0	0	1,06	0,94
27	2	71	13	0	0	0	1,06	0,94
28	1	17	7	0	0	0	1,06	0,94
29	1	24	4	0	0	0	1,06	0,94
30	1	0	0	0	0	0	1,06	0,94
31	2	43	27	7	0	0	1,06	0,94
32	2	59	23	0	0	0	1,06	0,94

(continua na próxima página)

Tabela D.1 – *continuação da página anterior*

Barra	Tipo	Pd (MW)	Qd (MVar)	Pg (MW)	Qg (MVar)	Bs (p.u.)	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)
33	1	23	9	0	0	0	1,06	0,94
34	2	59	26	0	0	14	1,06	0,94
35	1	33	9	0	0	0	1,06	0,94
36	2	31	17	0	0	0	1,06	0,94
37	1	0	0	0	0	-25	1,06	0,94
38	1	0	0	0	0	0	1,06	0,94
39	1	27	11	0	0	0	1,06	0,94
40	2	66	23	0	0	0	1,06	0,94
41	1	37	10	0	0	0	1,06	0,94
42	2	96	23	0	0	0	1,06	0,94
43	1	18	7	0	0	0	1,06	0,94
44	1	16	8	0	0	10	1,06	0,94
45	1	53	22	0	0	10	1,06	0,94
46	2	28	10	19	0	10	1,06	0,94
47	1	34	0	0	0	0	1,06	0,94
48	1	20	11	0	0	15	1,06	0,94
49	2	87	30	204	0	0	1,06	0,94
50	1	17	4	0	0	0	1,06	0,94
51	1	17	8	0	0	0	1,06	0,94
52	1	18	5	0	0	0	1,06	0,94
53	1	23	11	0	0	0	1,06	0,94
54	2	113	32	48	0	0	1,06	0,94
55	2	63	22	0	0	0	1,06	0,94
56	2	84	18	0	0	0	1,06	0,94
57	1	12	3	0	0	0	1,06	0,94
58	1	12	3	0	0	0	1,06	0,94
59	2	277	113	155	0	0	1,06	0,94
60	1	78	3	0	0	0	1,06	0,94
61	2	0	0	160	0	0	1,06	0,94
62	2	77	14	0	0	0	1,06	0,94
63	1	0	0	0	0	0	1,06	0,94
64	1	0	0	0	0	0	1,06	0,94
65	2	0	0	391	0	0	1,06	0,94
66	2	39	18	392	0	0	1,06	0,94
67	1	28	7	0	0	0	1,06	0,94
68	1	0	0	0	0	0	1,06	0,94
69	3	0	0	516,4	0	0	1,06	0,94
70	2	66	20	0	0	0	1,06	0,94
71	1	0	0	0	0	0	1,06	0,94
72	2	12	0	0	0	0	1,06	0,94
73	2	6	0	0	0	0	1,06	0,94
74	2	68	27	0	0	12	1,06	0,94
75	1	47	11	0	0	0	1,06	0,94
76	2	68	36	0	0	0	1,06	0,94
77	2	61	28	0	0	0	1,06	0,94
78	1	71	26	0	0	0	1,06	0,94
79	1	39	32	0	0	20	1,06	0,94
80	2	130	26	477	0	0	1,06	0,94
81	1	0	0	0	0	0	1,06	0,94
82	1	54	27	0	0	20	1,06	0,94
83	1	20	10	0	0	10	1,06	0,94
84	1	11	7	0	0	0	1,06	0,94
85	2	24	15	0	0	0	1,06	0,94
86	1	21	10	0	0	0	1,06	0,94
87	2	0	0	4	0	0	1,06	0,94
88	1	48	10	0	0	0	1,06	0,94

(continua na próxima página)

Tabela D.1 – *continuação da página anterior*

Barra	Tipo	Pd (MW)	Qd (MVar)	Pg (MW)	Qg (MVar)	Bs (p.u.)	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)
89	2	0	0	607	0	0	1,06	0,94
90	1	27	12	0	0	0	1,06	0,94
91	2	10	0	0	0	0	1,06	0,94
92	2	65	10	0	0	0	1,06	0,94
93	1	12	7	0	0	0	1,06	0,94
94	1	30	16	0	0	0	1,06	0,94
95	1	42	31	0	0	0	1,06	0,94
96	1	38	15	0	0	0	1,06	0,94
97	1	15	9	0	0	0	1,06	0,94
98	1	34	8	0	0	0	1,06	0,94
99	2	42	0	0	0	0	1,06	0,94
100	2	37	18	252	0	0	1,06	0,94
101	1	22	15	0	0	0	1,06	0,94
102	1	5	3	0	0	0	1,06	0,94
103	2	23	16	40	0	0	1,06	0,94
104	2	38	25	0	0	0	1,06	0,94
105	2	31	26	0	0	20	1,06	0,94
106	1	43	16	0	0	6	1,06	0,94
107	2	50	12	0	0	0	1,06	0,94
108	1	2	1	0	0	0	1,06	0,94
109	1	8	3	0	0	0	1,06	0,94
110	2	39	30	0	0	6	1,06	0,94
111	2	0	0	36	0	0	1,06	0,94
112	2	68	13	0	0	0	1,06	0,94
113	2	6	0	0	0	0	1,06	0,94
114	1	8	3	0	0	0	1,06	0,94
115	1	22	7	0	0	0	1,06	0,94
116	2	184	0	0	0	0	1,06	0,94
117	1	20	8	0	0	0	1,06	0,94
118	1	33	15	0	0	0	1,06	0,94

D.3 Dados das Linhas do Sistema IEEE-118

Tabela D.2 – Dados das linhas do sistema IEEE-118.

Linha	Linha k-m	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Limite de fluxo (MVA)
1	1-2	0,0303	0,0999	0,0254	70
2	1-3	0,0129	0,0424	0,0108	70
3	4-5	0,0018	0,008	0,0021	130
4	3-5	0,0241	0,108	0,0284	70
5	5-6	0,0119	0,054	0,0143	95
6	6-7	0,0046	0,0208	0,0055	30
7	8-9	0,0024	0,0305	1,162	500
8	8-5	0	0,0267	0	500
9	9-10	0,0026	0,0322	1,23	500
10	4-11	0,0209	0,0688	0,0175	70
11	5-11	0,0203	0,0682	0,0174	70
12	11-12	0,006	0,0196	0,005	45
13	2-12	0,0187	0,0616	0,0157	30
14	3-12	0,0484	0,16	0,0406	45
15	7-12	0,0086	0,034	0,0087	45
16	11-13	0,0222	0,0731	0,0188	70
17	12-14	0,0215	0,0707	0,0182	45

(continua na próxima página)

Tabela D.2 – *continuação da página anterior*

Linha	Linha k-m	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Limite de fluxo (MVA)
18	13-15	0,0744	0,2444	0,0627	45
19	14-15	0,0595	0,195	0,0502	45
20	12-16	0,0212	0,0834	0,0214	45
21	15-17	0,0132	0,0437	0,0444	130
22	16-17	0,0454	0,1801	0,0466	30
23	17-18	0,0123	0,0505	0,013	90
24	18-19	0,0112	0,0493	0,0114	30
25	19-20	0,0252	0,117	0,0298	30
26	15-19	0,012	0,0394	0,0101	30
27	20-21	0,0183	0,0849	0,0216	30
28	21-22	0,0209	0,097	0,0246	70
29	22-23	0,0342	0,159	0,0404	70
30	23-24	0,0135	0,0492	0,0498	70
31	23-25	0,0156	0,08	0,0864	350
32	26-25	0	0,0382	0	130
33	25-27	0,0318	0,163	0,1764	350
34	27-28	0,0191	0,0855	0,0216	70
35	28-29	0,0237	0,0943	0,0238	45
36	30-17	0	0,0388	0	350
37	8-30	0,0043	0,0504	0,514	130
38	26-30	0,008	0,086	0,908	350
39	17-31	0,0474	0,1563	0,0399	30
40	29-31	0,0108	0,0331	0,0083	30
41	23-32	0,0317	0,1153	0,1173	95
42	31-32	0,0298	0,0985	0,0251	45
43	27-32	0,0229	0,0755	0,0193	30
44	15-33	0,038	0,1244	0,0319	30
45	19-34	0,0752	0,247	0,0632	30
46	35-36	0,0022	0,0102	0,0027	70
47	35-37	0,011	0,0497	0,0132	45
48	33-37	0,0415	0,142	0,0366	45
49	34-36	0,0087	0,0268	0,0057	130
50	34-37	0,0026	0,0094	0,0098	350
51	38-37	0	0,0375	0	350
52	37-39	0,0321	0,106	0,027	70
53	37-40	0,0593	0,168	0,042	70
54	30-38	0,0046	0,054	0,422	95
55	39-40	0,0184	0,0605	0,0155	30
56	40-41	0,0145	0,0487	0,0122	45
57	40-42	0,0555	0,183	0,0466	30
58	41-42	0,041	0,135	0,0344	45
59	43-44	0,0608	0,2454	0,0607	30
60	34-43	0,0413	0,1681	0,0423	30
61	44-45	0,0224	0,0901	0,0224	45
62	45-46	0,04	0,1356	0,0332	70
63	46-47	0,038	0,127	0,0316	70
64	46-48	0,0601	0,189	0,0472	45
65	47-49	0,0191	0,0625	0,016	45
66	42-49	0,0715	0,323	0,086	70
67	42-49	0,0715	0,323	0,086	70
68	45-49	0,0684	0,186	0,0444	70
69	48-49	0,0179	0,0505	0,0126	70
70	49-50	0,0267	0,0752	0,0187	70
71	49-51	0,0486	0,137	0,0342	70
72	51-52	0,0203	0,0588	0,014	30
73	52-53	0,0405	0,1635	0,0406	45

(continua na próxima página)

Tabela D.2 – *continuação da página anterior*

Linha	Linha k-m	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Limite de fluxo (MVA)
74	53-54	0,0263	0,122	0,031	70
75	49-54	0,073	0,289	0,0738	70
76	49-54	0,0869	0,291	0,073	70
77	54-55	0,0169	0,0707	0,0202	70
78	54-56	0,0027	0,0095	0,0073	30
79	55-56	0,0049	0,0151	0,0037	30
80	56-57	0,0343	0,0966	0,0242	45
81	50-57	0,0474	0,134	0,0332	70
82	56-58	0,0343	0,0966	0,0242	30
83	51-58	0,0255	0,0719	0,0179	45
84	54-59	0,0503	0,2293	0,0598	45
85	56-59	0,0825	0,251	0,0569	45
86	56-59	0,0803	0,239	0,0536	45
87	55-59	0,0474	0,2158	0,0565	45
88	59-60	0,0317	0,145	0,0376	70
89	59-61	0,0328	0,15	0,0388	70
90	60-61	0,0026	0,0135	0,0146	130
91	60-62	0,0123	0,0561	0,0147	30
92	61-62	0,0082	0,0376	0,0098	45
93	63-59	0	0,0386	0	350
94	63-64	0,0017	0,02	0,216	350
95	64-61	0	0,268	0	70
96	38-65	0,009	0,0986	1,046	350
97	64-65	0,0027	0,0302	0,38	350
98	49-66	0,018	0,0919	0,0248	130
99	49-66	0,018	0,0919	0,0248	130
100	62-66	0,0482	0,218	0,0578	70
101	62-67	0,0258	0,117	0,031	70
102	65-66	0	0,037	0	95
103	66-67	0,0224	0,1015	0,0268	95
104	65-68	0,0014	0,016	0,638	95
105	47-69	0,0844	0,2778	0,0709	70
106	49-69	0,0985	0,324	0,0828	70
107	68-69	0	0,037	0	500
108	69-70	0,03	0,127	0,122	130
109	24-70	0,0022	0,4115	0,102	30
110	70-71	0,0088	0,0355	0,0088	45
111	24-72	0,0488	0,196	0,0488	30
112	71-72	0,0446	0,18	0,0444	30
113	71-73	0,0087	0,0454	0,0118	30
114	70-74	0,0401	0,1323	0,0337	45
115	70-75	0,0428	0,141	0,036	30
116	69-75	0,0405	0,122	0,124	100
117	74-75	0,0123	0,0406	0,0103	130
118	76-77	0,0444	0,148	0,0368	40
119	69-77	0,0309	0,101	0,1038	75
120	75-77	0,0601	0,1999	0,0498	45
121	77-78	0,0038	0,0124	0,0126	70
122	78-79	0,0055	0,0244	0,0065	45
123	77-80	0,017	0,0485	0,0472	95
124	77-80	0,0294	0,105	0,0228	95
125	79-80	0,0156	0,0704	0,0187	95
126	68-81	0,0018	0,0202	0,808	95
127	81-80	0	0,037	0	95
128	77-82	0,0298	0,0853	0,0817	45
129	82-83	0,0112	0,0367	0,038	45

(continua na próxima página)

Tabela D.2 – *continuação da página anterior*

Linha	Linha k-m	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Limite de fluxo (MVA)
130	83-84	0,0625	0,132	0,0258	45
131	83-85	0,043	0,148	0,0348	45
132	84-85	0,0302	0,0641	0,0123	45
133	85-86	0,035	0,123	0,0276	45
134	86-87	0,0283	0,2074	0,0445	45
135	85-88	0,02	0,102	0,0276	70
136	85-89	0,0239	0,173	0,047	95
137	88-89	0,0139	0,0712	0,0193	130
138	89-90	0,0518	0,188	0,0528	130
139	89-90	0,0238	0,0997	0,106	130
140	90-91	0,0254	0,0836	0,0214	45
141	89-92	0,0099	0,0505	0,0548	350
142	89-92	0,0393	0,1581	0,0414	350
143	91-92	0,0387	0,127	0,0327	45
144	92-93	0,0258	0,0848	0,0218	70
145	92-94	0,0481	0,158	0,0406	70
146	93-94	0,0223	0,0732	0,0188	70
147	94-95	0,0132	0,0434	0,0111	70
148	80-96	0,0356	0,182	0,0494	70
149	82-96	0,0162	0,053	0,0544	70
150	94-96	0,0269	0,0869	0,023	70
151	80-97	0,0183	0,0934	0,0254	70
152	80-98	0,0238	0,108	0,0286	70
153	80-99	0,0454	0,206	0,0546	70
154	92-100	0,0648	0,295	0,0472	70
155	94-100	0,0178	0,058	0,0604	70
156	95-96	0,0171	0,0547	0,0147	45
157	96-97	0,0173	0,0885	0,024	70
158	98-100	0,0397	0,179	0,0476	45
159	99-100	0,018	0,0813	0,0216	70
160	100-101	0,0277	0,1262	0,0328	30
161	92-102	0,0123	0,0559	0,0146	70
162	101-102	0,0246	0,112	0,0294	45
163	100-103	0,016	0,0525	0,0536	95
164	100-104	0,0451	0,204	0,0541	70
165	103-104	0,0466	0,1584	0,0407	70
166	103-105	0,0535	0,1625	0,0408	70
167	100-106	0,0605	0,229	0,062	70
168	104-105	0,0099	0,0378	0,0099	70
169	105-106	0,014	0,0547	0,0143	45
170	105-107	0,053	0,183	0,0472	45
171	105-108	0,0261	0,0703	0,0184	45
172	106-107	0,053	0,183	0,0472	70
173	108-109	0,0105	0,0288	0,0076	30
174	103-110	0,0391	0,1813	0,0461	70
175	109-110	0,0278	0,0762	0,0202	70
176	110-111	0,022	0,0755	0,02	70
177	110-112	0,0247	0,064	0,062	70
178	17-113	0,0091	0,0301	0,0077	45
179	32-113	0,0615	0,203	0,0518	45
180	32-114	0,0135	0,0612	0,0163	45
181	27-115	0,0164	0,0741	0,0197	350
182	114-115	0,0023	0,0104	0,0028	95
183	68-116	0,0003	0,004	0,164	500
184	12-117	0,0329	0,14	0,0358	70
185	75-118	0,0145	0,0481	0,012	70

(continua na próxima página)

Tabela D.2 – *continuação da página anterior*

Linha	Linha k-m	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Limite de fluxo (MVA)
186	76-118	0,0164	0,0544	0,0136	30

D.4 Dados dos Geradores do Sistema IEEE-118

Tabela D.3 – Dados dos geradores do sistema IEEE-118.

Gerador	P_{max} (MW)	P_{min} (MW)	Q_{max} (MVar)	Q_{min} (MVar)
1	100	0	15	-5
4	100	0	300	-300
6	100	0	50	-13
8	100	0	300	-300
10	550	0	200	-147
12	185	0	120	-35
15	100	0	30	-10
18	100	0	50	-16
19	100	0	24	-8
24	100	0	300	-300
25	320	0	140	-47
26	414	0	1000	-1000
27	100	0	300	-300
31	107	0	300	-300
32	100	0	42	-14
34	100	0	24	-8
36	100	0	24	-8
40	100	0	300	-300
42	100	0	300	-300
46	119	0	100	-100
49	304	0	210	-85
54	148	0	300	-300
55	100	0	23	-8
56	100	0	15	-8
59	255	0	180	-60
61	260	0	300	-100
62	100	0	20	-20
65	491	0	200	-67
66	492	0	200	-67
69	805,2	0	300	-300
70	100	0	32	-10
72	100	0	100	-100
73	100	0	100	-100
74	100	0	9	-6
76	100	0	23	-8
77	100	0	70	-20
80	577	0	280	-165
85	100	0	23	-8
87	104	0	1000	-100
89	707	0	300	-210
90	100	0	300	-300
91	100	0	100	-100
92	100	0	9	-3
99	100	0	100	-100
100	352	0	155	-50
103	140	0	40	-15

(continua na próxima página)

Tabela D.3 – *continuação da página anterior*

Gerador	P_{max} (MW)	P_{min} (MW)	Q_{max} (MVar)	Q_{min} (MVar)
104	100	0	23	-8
105	100	0	23	-8
107	100	0	200	-200
110	100	0	23	-8
111	136	0	1000	-100
112	100	0	1000	-100
113	100	0	200	-100
116	100	0	1000	-1000

D.5 Coeficientes dos Geradores do Sistema IEEE-118

Tabela D.4 – Coeficientes dos geradores para o sistema IEEE-118. Parâmetro c (\$/h) tem valor nulo.

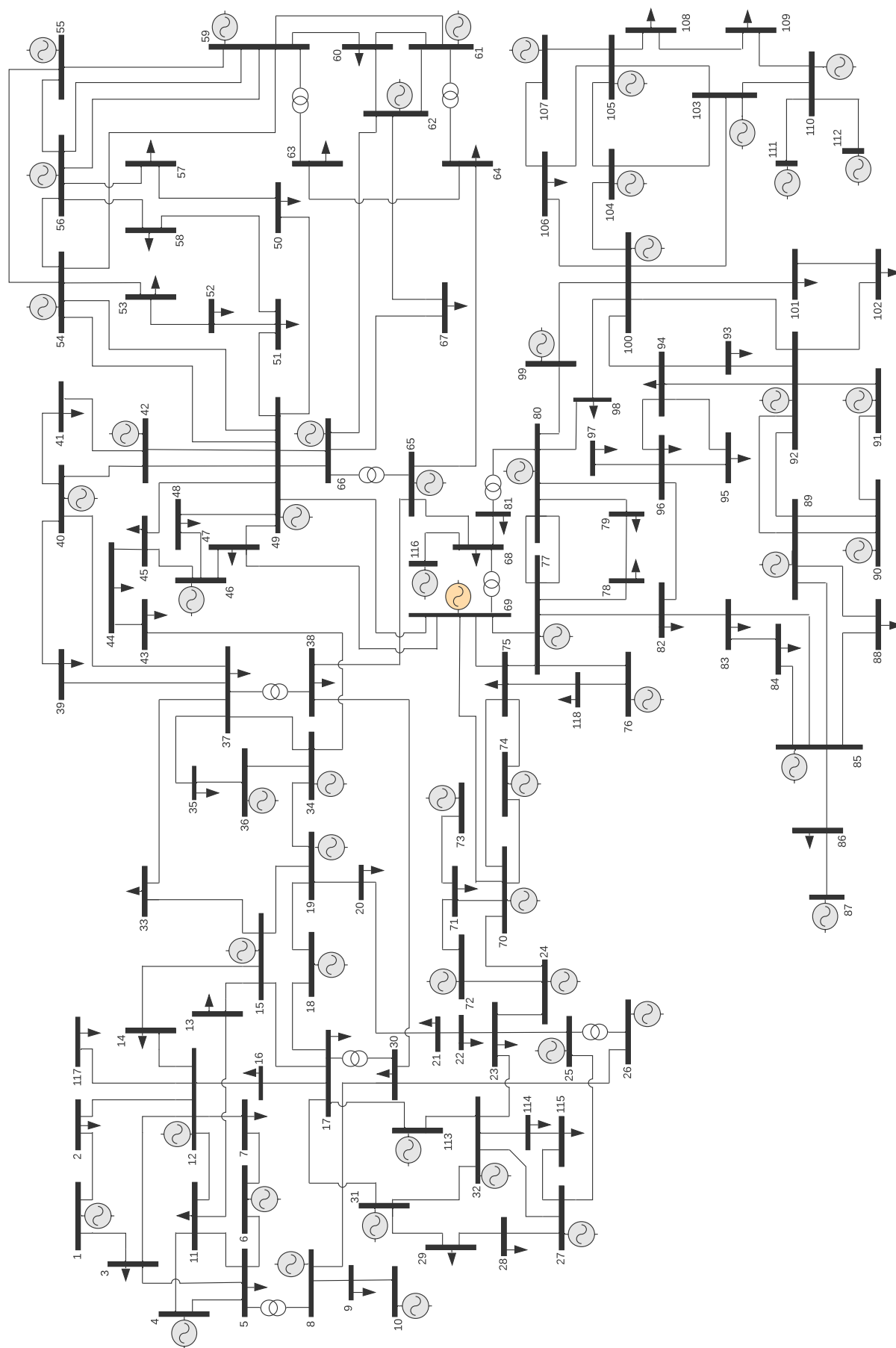
Gerador	a (\$/MW ² h)	b (\$/MW h)
1	0,01	40
4	0,01	40
6	0,01	40
8	0,01	40
10	0,0222	20
12	0,1176	20
15	0,01	40
18	0,01	40
19	0,01	40
24	0,01	40
25	0,0455	20
26	0,0318	20
27	0,01	40
31	1,4286	20
32	0,01	40
34	0,01	40
36	0,01	40
40	0,01	40
42	0,01	40
46	0,5263	20
49	0,049	20
54	0,2083	20
55	0,01	40
56	0,01	40
59	0,0645	20
61	0,0625	20
62	0,01	40
65	0,0256	20
66	0,0255	20
69	0,0194	20
70	0,1	40
72	0,1	40
73	0,1	40
74	0,1	40
76	0,1	40
77	0,1	40
80	0,021	20
85	0,01	40
87	2,5	20

(continua na próxima página)

Tabela D.4 – *continuação da página anterior*

Gerador	a (\$/MW² h)	b (\$/MW h)
89	0,0165	20
90	0,01	40
91	0,01	40
92	0,01	40
99	0,01	40
100	0,0397	20
103	0,25	20
104	0,01	40
105	0,01	40
107	0,01	40
110	0,01	40
111	0,2778	20
112	0,01	40
113	0,01	40
116	0,01	40

Figura 60 – Diagrama unifilar do sistema IEEE-118.



Fonte: Adaptada de [UWEE \(1999\)](#).

TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado **Alocação de TCSC em Linhas de Transmissão Congestionadas como Forma de se Garantir o Fluxo de Potência Ótimo com Restrição de Segurança em Condição de Contingências N-1** é de minha inteira responsabilidade. Declaro que não há utilização indevida de texto, material fotográfico ou qualquer outro material pertencente a terceiros sem a devida citação ou consentimento dos referidos autores.

João Monlevade, 18 de setembro de 2020.



Glaucus Rivera Santos Lima