

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JULIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA DE BAURU – FEB
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GRACILIANO ANTONIO DAMAZO

MODELO DE MÁXIMO CARREGAMENTO COM FATOR DE
POTÊNCIA DA DEMANDA AJUSTÁVEL E RESTRIÇÕES DE
SEGURANÇA

BAURU/SP
Março/2020

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JULIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA DE BAURU – FEB
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GRACILIANO ANTONIO DAMAZO

MODELO DE MÁXIMO CARREGAMENTO COM FATOR DE
POTÊNCIA DA DEMANDA AJUSTÁVEL E RESTRIÇÕES DE
SEGURANÇA

Tese apresentada junto ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Campus Bauru, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Linha de Pesquisa: Sistemas de Energia

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Edméa Cássia Baptista
Co-Orientadora: Prof^a. Dr^a. Edilaine Martins Soler

BAURU/SP
Março/2020

D155m

Damazo, Graciliano Antonio

Modelo de máximo carregamento com fator de potência da demanda ajustável e restrições de segurança / Graciliano Antonio Damazo. -- Bauru, 2020

133 p.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista (Unesp), Faculdade de Engenharia, Bauru

Orientadora: Edméa Cássia Baptista

Coorientadora: Edilaine Martins Soler

1. Fluxo de potência ótimo. 2. Fluxo de potência ótimo com restrição de segurança. 3. Máximo carregamento. 4. Fator de potência da demanda. I. Título.

Sistema de geração automática de fichas catalográficas da Unesp. Biblioteca da Faculdade de Engenharia, Bauru. Dados fornecidos pelo autor(a).

Essa ficha não pode ser modificada.

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA TESE DE DOUTORADO DE GRACILIANO ANTONIO DAMAZO, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE BAURU.

Aos 02 dias do mês de março do ano de 2020, às 14:00 horas, no(a) Anfiteatro do DTI/FEB, reuniu-se a Comissão Examinadora da Defesa Pública, composta pelos seguintes membros: Prof^a. Dr^a. EDILAINE MARTINS SOLER do(a) Departamento de Matemática / Faculdade de Ciências de Bauru - UNESP, Prof. Dr. ANTONIO ROBERTO BALBO do(a) Departamento de Matemática / Faculdade de Ciências de Bauru - UNESP, Prof. Dr. LEONARDO NEPOMUCENO do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru - UNESP, Prof. Dr. EDMARCIO ANTONIO BELATI do(a) Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas / Universidade Federal do ABC - UFABC, Prof. Dr. GUILHERME GUIMARÃES LAGE do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Federal de São Carlos, sob a presidência do primeiro, a fim de proceder a arguição pública da TESE DE DOUTORADO de GRACILIANO ANTONIO DAMAZO, intitulada **MODELO DE MÁXIMO CARREGAMENTO COM FATOR DE POTÊNCIA DA DEMANDA AJUSTÁVEL E RESTRIÇÕES DE SEGURANÇA**. Após a exposição, o discente foi arguido oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo recebido o conceito final: APROVADO. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelos membros da Comissão Examinadora.

Prof^a. Dr^a. EDILAINE MARTINS SOLER

Edilaine M. Soler

Prof. Dr. ANTONIO ROBERTO BALBO

[Assinatura]

Prof. Dr. LEONARDO NEPOMUCENO

[Assinatura]

Prof. Dr. EDMARCIO ANTONIO BELATI

Edilaine M. Soler

Prof. Dr. GUILHERME GUIMARÃES LAGE

[Assinatura]

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, inteligência suprema, causa primária de todas as coisas, pela vida e eterno amor.

Aos meus pais, Fabricio e Isabel, pelo amor, carinho, e apoio em todas as fases da minha vida.

As minhas irmãs, Alessandra e Fabricia, pelos conselhos, amor e incentivo aos estudos.

A minha digníssima esposa, Stefania Regina Teixeira Mucio, por todo incentivo, por estar ao meu lado em todos os momentos e pelo amor dedicado.

As minhas filhas Laura e Lorena, pelas alegrias que proporcionaram neste período e a cada sorriso que me davam força para continuar na luta diária.

À minha orientadora Prof^a. Dra. Edméa Cássia Baptista pela confiança, paciência, dedicação, amizade e profissionalismo durante a orientação deste trabalho.

À minha co-orientadora Prof^a. Dra. Edilaine Martins Soler e ao Prof^o. Dr. Leonardo Nepomuceno, pelo acompanhamento e efetiva participação em cada etapa de desenvolvimento deste trabalho.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, que direta ou indiretamente contribuiu com este trabalho.

“A humildade não está na pobreza, não está na indigência, na penúria, na necessidade, na nudez e nem na fome. A humildade está na pessoa que tendo o direito de reclamar, julgar, reprovar e tomar qualquer atitude compreensível no brio pessoal, apenas abençoa.”

CHICO CHAVIER

DAMAZO, G. A. (2020). MODELO DE MÁXIMO CARREGAMENTO COM FATOR DE POTÊNCIA DA DEMANDA AJUSTÁVEL E RESTRIÇÃO DE SEGURANÇA. Tese (Doutorado), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, FEB, Unesp, Bauru.

RESUMO

O problema de maximização da margem de carregamento operacional tem por finalidade determinar a maior demanda de carga em um sistema elétrico de potência que satisfaça todas as restrições operacionais do sistema e de equipamentos. Em linhas gerais, conhecer com precisão a máxima demanda de potência ativa e reativa suportada pelo sistema elétrico de potência para que o mesmo opere em condições satisfatórias é uma informação importante para a operação e planejamento do sistema. Muitos trabalhos, da literatura, formulam o problema de máximo carregamento através de um modelo de otimização contínuo, e mais recentemente, alguns trabalhos apresentam modelos que também passaram a levar em consideração o fator de potência da demanda das barras de carga. Neste trabalho propõe-se um modelo para o problema de máximo carregamento baseado no fator de potência de demanda ajustável e levando em consideração restrições de segurança. O problema de maximização da margem de carregamento operacional será formulado como um problema de programação não linear, não convexo de grande porte com variáveis contínuas e visa maximizar o somatório de potências ativas demandadas pelas barras de carga, respeitando um fator de potência mínimo pré-estabelecidos e restrições de segurança pós-contingência. Destaca-se que uma contribuição do trabalho é que o modelo encontre para o sistema um ponto de operação factível na presença de contingências pré-definidas, além disso, respeita os limites físicos e operacionais previstos no Fluxo de Potência Ótimo (FPO) tradicional. O modelo proposto foi testado para os sistemas IEEE 14, IEEE 30, IEEE 118 barras, simulado na plataforma GAMS e resolvido pelo *solver* KNITRO. Os testes foram simulados para situações sem contingências e com contingências. O modelo apresentou bons resultados para as situações testadas se mostrando eficiente para encontrar o ponto de máximo carregamento de um sistema que seja confiável e seguro.

PALAVRAS-CHAVE: Fluxo de Potência Ótimo, Fluxo de Potência Ótimo com Restrição de Segurança, Máximo Carregamento, Fator de Potência da Demanda.

DAMAZO, G. A. (2020). MAXIMUM LOAD MODEL WITH ADJUSTABLE DEMAND POWER FACTOR AND SECURITY CONSTRAINTS. Thesis (Doctorate), Graduate Program in Electrical Engineering, FEB, Unesp, Bauru.

ABSTRACT

The problem of maximizing the operating load margin aims to determine the highest load demand in an electrical power system that satisfies all operational constraints of the system and equipment. In general, knowing precisely the maximum demand for active and reactive power supported by the electrical power system, in order that it operates in satisfactory conditions, is an important information for the operation and planning of the system. Many works in the literature formulate the problem of maximum loading through a continuous optimization model, and more recently, some works present models that also started to take into account the power factor of the load bars demand. This work proposes a model for the maximum load problem based on the adjustable demand power factor, taking into account security constraints. The problem of maximizing the operating load margin will be formulated as a non-linear, non-convex large programming problem with continuous variables and aims to maximize the sum of active powers demanded by the load bars, respecting an established minimum power factor and post-contingency security constraints. It is important to highlight that the model also ensures that the system finds a feasible operating point, even in the presence of predefined contingencies, besides; it respects the physical and operational limits provided for in the traditional Optimal Power Flow. The proposed model was tested for the IEEE 14, 30, 118 bus systems, simulated on the GAMS platform and solved by the KNITRO solver, in which the Primal-Dual logarithmic barrier method is implemented. The test systems were simulated for situations without contingencies and with contingencies. The model presented good results for the tested situations, proving efficient to find the maximum load of a system that is reliable and safe.

KEYWORDS: Optimal Power Flow, Optimal Power Flow with Security Constraints, Maximum Load, Demand Power Factor.

LISTA DE FIGURAS

Figura 5.1 – Sistema elétrico IEEE 14 barras.....	59
Figura 5.2 – Fator de potência da demanda das barras de carga no caso base e condição inicial (IEEE 14 barras)	62
Figura 5.3 – Magnitude da tensão nas barras de carga para os casos preventivos 1 (IEEE 14 barras).....	64
Figura 5.4 – Potência ativa demandada nas barras de carga para os casos preventivos 1 (IEEE 14 barras).....	65
Figura 5.5 – Fator de potência da demanda nas barras de carga para os casos preventivos 1 (IEEE 14 barras).....	66
Figura 5.6 – Magnitude da tensão nas barras de carga para os casos preventivos 1 e limitação de fluxo de potência nas linhas (IEEE 14 barras).....	67
Figura 5.7 – Potência ativa demandada nas barras de carga para os casos preventivos 1 e limitação de fluxo de potência nas linhas (IEEE 14 barras).....	68
Figura 5.8 – Fator de potência da demanda das barras de carga para os casos preventivos 1 e limite de fluxo de potência ativa nas linhas (IEEE 14 barras).....	69
Figura 5.9 – Magnitude da tensão nas barras de carga para os casos preventivos 2 sem limite de fluxo de potência ativa nas linhas (IEEE 14 barras).....	71
Figura 5.10 – Potência ativa demandada nas barras de carga para os casos preventivos 2 sem limite de fluxo de potência ativa nas linhas (IEEE 14 barras).....	71
Figura 5.11 – Fator de potência da demanda para barras de carga para os casos preventivos 2 sem limite de fluxo de potência nas linhas (IEEE 14 barras).....	72
Figura 5.12 – Magnitude da tensão nas barras de carga para os casos preventivos 2 com limites de fluxo de potência ativa nas linhas (IEEE 14 barras).....	75
Figura 5.13 – Potência ativa demandada nas barras de carga para os casos preventivos 2 com limites de fluxo de potência ativa nas linhas (IEEE 14 barras).....	75
Figura 5.14 – Fator de potência da demanda das barras de carga para os casos preventivos 2 com limites de fluxo de potência ativa nas linhas (IEEE 14 barras).....	76
Figura 5.15 – Sistema elétrico IEEE 30 barras	78
Figura 5.16 – Magnitude da tensão para condição inicial e caso base (IEEE 30 barras).....	81

Figura 5.17 – Potência ativa demandada nas barras de carga na condição inicial e caso base (IEEE 30 barras).....	81
Figura 5.18 – Fator de potência da demanda para barras de carga na condição inicial e caso base (IEEE 30 barras).....	82
Figura 5.19 – Magnitude da tensão nas barras de carga com e sem limitação de fluxo de potência nas linhas para o caso preventivo 2 (IEEE 30 barras).....	84
Figura 5.20 – Potência ativa demandada com e sem limitação de fluxo de potência ativa nas linhas para o caso preventivo 2 (IEEE 30 barras).....	85
Figura 5.21 – Fator de potência com e sem limitação de fluxo de potência ativa nas linhas para o caso preventivo 2 (IEEE 30 barras).....	85
Figura 5.22 – Magnitude da tensão nas barras de carga com e sem limitação de fluxo de potência ativa nas linhas para o caso preventivo 3 (IEEE 30 barras).....	88
Figura 5.23 – Potência ativa com e sem limitação de fluxo de potência nas linhas para o caso preventivo 3 (IEEE 30 barras).....	89
Figura 5.24 – Fator de potência da demanda com e sem limitação de fluxo de potência nas linhas para o caso preventivo 3 (IEEE 30 barras).....	89
Figura 5.25 – Magnitude da tensão nas barras de carga com e sem limitação de fluxo de potência ativa nas linhas para o caso preventivo 4 (IEEE 30 barras).....	92
Figura 5.26 – Potência ativa demandada nas barras de carga com e sem limitação de fluxo de potência ativa nas linhas para o caso preventivo 4 (IEEE 30 barras).....	93
Figura 5.27 – Fator de potência da demanda nas barras de carga com e sem limitação de fluxo de potência ativa nas linhas para o caso preventivo 4 (IEEE 30 barras).....	93
Figura 5.28 – Magnitude da tensão para condição inicial e caso base (IEEE118 barras).....	99
Figura 5.29 – Potência ativa demandada nas barras de carga na condição inicial e caso base (IEEE 118 barras).....	99
Figura 5.30 – Fator de potência da demanda para condição inicial e caso base (IEEE 118 barras).....	100
Figura 5.31 – Magnitude da tensão nas barras para o caso preventivo 4 (IEEE 118 barras).....	105
Figura 5.32 – Potência ativa demandada nas barras de carga para o caso preventivo 4 (IEEE 118 barras).....	106
Figura 5.33 – Fator de potência da demanda para o caso preventivo 4 (IEEE 118 barras).....	106

Figura 5.34 – Magnitude da tensão para o caso preventivo 10 (IEEE118 barras).....	110
Figura 5.35 – Potência ativa demandada nas barras de carga para o caso preventivo 10 (IEEE118 barras).....	111
Figura 5.36 – Fator de potência da demanda para caso preventivo 10 (IEEE118 barras).....	111
Figura 5.37 – Magnitude da tensão para o caso preventivo 18 (IEEE 118 barras).....	115
Figura 5.38 – Potência ativa demandada nas barras de carga para o caso preventivo 18 (IEEE 118 barras).....	116
Figura 5.39 – Fator de potência da demanda para caso preventivo 18 (IEEE118 barras).....	116

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1 – Resultados do caso base e condição inicial (IEEE 14 barras).....	60
Tabela 5.2 – Variáveis de controle contínuas e função objetivo para o caso base e condição inicial (IEEE 14 barras).....	61
Tabela 5.3 – Variáveis de controle e função objetivo para uma contingência (IEEE 14 barras)	63
Tabela 5.4 – Casos preventivos com uma contingência – Preventivos 1 (IEEE 14 barras).....	63
Tabela 5.5 – Variáveis de controle e função objetivo para os casos preventivos com uma contingência (IEEE 14 barras)	65
Tabela 5.6 – Linhas com limite de fluxo de potência para os casos preventivos com uma contingência (IEEE 14 barras).....	66
Tabela 5.7 – Casos preventivos com uma contingência e limitações nas linhas (IEEE 14 barras).....	67
Tabela 5.8 – Variáveis de controle e função objetivo para os casos preventivos com uma contingência e limitações no fluxo de potência (IEEE 14 barras)	68
Tabela 5.9 – Casos preventivos com duas contingências sem limite de fluxo de potência nas linhas (IEEE 14 barras)	70
Tabela 5.10 – Variáveis de controle e função objetivo para os casos preventivos com duas contingências e sem limitações no fluxo de potência ativa (IEEE 14 barras).....	70
Tabela 5.11 – Linhas com limite de fluxo de potência ativa para os casos preventivos com duas contingências (IEEE 14 barras)	73
Tabela 5.12 – Caso preventivo com duas contingências e limitações no fluxo de potência ativa nas linhas (IEEE 14 barras).....	73
Tabela 5.13 – Variáveis de controle e função objetivo para os casos preventivos 2 com limites no fluxo de potência ativa nas linhas (IEEE 14 barras).....	74
Tabela 5.14 – Esforço computacional exigido pelo modelo para o sistema IEEE 14 barras.....	77
Tabela 5.15 – Resultados do caso base e condição inicial (IEEE 30 barras).....	79
Tabela 5.16 – Variáveis de controle e função objetivo para o caso base (IEEE 30 barras).....	80
Tabela 5.17 – Caso preventivo 2 (IEEE 30 barras).....	83

Tabela 5.18 – Variáveis de controle e função objetivo para o caso preventivo 2, com e sem limitação de fluxo de potência ativa nas linhas (IEEE 30 barras).....	84
Tabela 5.19 – Caso Preventivo 3 (IEEE 30 barras).....	87
Tabela 5.20 – Variáveis de controle e função objetivo para o caso preventivo 3, com e sem limitação de fluxo de potência ativa nas linhas (IEEE 30 barras).....	88
Tabela 5.21 – Caso preventivo 4 (IEEE 30 barras).....	91
Tabela 5.22 – Variáveis de controle e função objetivo para o caso preventivo 4 (IEEE 30 barras).....	91
Tabela 5.23 – Esforço computacional exigido pelo modelo para o sistema IEEE 30 barras).....	94
Tabela 5.24 – Resultados do caso base e condição inicial (IEEE 118 barras).....	96
Tabela 5.25 – Variáveis de controle e função objetivo para o caso base (IEEE 118 barras).....	98
Tabela 5.26 – Linhas previstas para contingências nos casos preventivos (IEEE 118 barras).....	101
Tabela 5.27 – Linhas com limite de fluxo de potência para os casos preventivos (IEEE 118 barras).....	101
Tabela 5.28 – Caso preventivo 4 (IEEE 118 barras).....	102
Tabela 5.29 – Variáveis de controle e função objetivo para o caso preventivo 4 (IEEE 118 barras).....	104
Tabela 5.30 – Caso preventivo 10 (IEEE 118 barras).....	107
Tabela 5.31 – Variáveis de controle e função objetivo para o caso preventivo 10 (IEEE 118 barras).....	109
Tabela 5.32 – Caso preventivo 18 (IEEE 118 barras).....	112
Tabela 5.33 – Variáveis de controle e função objetivo para o caso preventivo 18 (IEEE 118 barras).....	114
Tabela 5.34 – Esforço computacional exigido pelo modelo para o sistema IEEE 118 barras.....	117

LISTA DE SÍMBOLOS

α : fator de carregamento;

x : vetor das variáveis de estado;

$f(x)$: função objetivo, traduz o critério a ser otimizado;

$g(x)$: vetor das funções que representam o balanço de potência ativa e reativa;

$g_0(x_0, u_0)$: vetor das funções que representam o balanço de potência ativa e reativa para o estado pré-contingência;

$g_k^s(x_k, u_0)$: vetor das funções que representam o balanço de potência ativa e reativa para o estado preventivo pós-contingência k ;

$g_k(x_k, u_k)$: vetor das funções que representam o balanço de potência ativa e reativa para o estado corretivo pós-contingência k ;

$h(x)$: vetor das funções que representam as restrições funcionais e os limites operacionais do sistema;

$h_0(x_0, u_0)$: vetor das funções que representam as restrições funcionais e os limites operacionais do sistema para o estado pré-contingência;

$h_k^s(x_k, u_0)$: vetor das funções que representam as restrições funcionais e os limites operacionais do sistema para o estado preventivo pós-contingência k ;

$h_k(x_k, u_k)$: vetor das funções que representam as restrições funcionais e os limites operacionais do sistema para o estado corretivo pós-contingência k ;

Pg_i : potência ativa gerada pela unidade geradora i ;

Pg_i : potência ativa gerada pela unidade geradora i , para configuração pós-contingência k ;

Qg_i : potência reativa gerada pela unidade geradora i ;

Pd_i : potência ativa demandada pela barra i ;

Pd_{0i} : potência ativa inicial demandada pela barra i ;

Qd_i : potência reativa demandada pela barra i ;

Qd_{0i} : potência reativa inicial demandada pela barra i ;

Sd_i : potência aparente da barra i ;

ρ_i : taxa de demanda reativa da barra i ;

fp_i : fator de potência da demanda na barra i ;

g_{im} : condutância da linha im ;

b_{im} : susceptância da linha im ;

b_{im}^{sh} : susceptância *shunt* da linha im ;

b_i^{sh} : susceptância *shunt* na barra i ;

t_{im} : vetor dos *taps* dos transformadores dos ramos im do sistema que possuem transformadores;

t_{imk} : vetor dos *taps* dos transformadores dos ramos im do sistema que possuem transformadores, para configuração pós-contingência k ;

θ_{im} : diferença entre o ângulo das tensões das barras i e m , respectivamente;

P_{im} : expressão para o fluxo de potência ativa no ramo im ;

Q_{im} : expressão para o fluxo de potência reativa no ramo im ;

V_i : magnitude da tensão da barra i ;

V_{i0} : magnitude da tensão na barra i para o estado pré-contingência, caso base;

V_{ik} : magnitude da tensão na barra i para a configuração pós-contingência k ;

V_{ik}^s : magnitude da tensão na barra i para a configuração pós-contingência k , durante o intervalo de curto prazo;

θ_{j0} : ângulo da tensão da barra j para o configuração pré-contingência, caso base;

θ_{jk} : ângulo da tensão da barra j para configuração k ;

θ_{jk}^s : ângulo da tensão da barra j para configuração k , durante o intervalo de curto prazo;

V : vetor das magnitudes de tensão em todas as barras do sistema;

V_k : vetor das magnitudes de tensão em todas as barras do sistema para a configuração de contingência k ;

t : vetor dos *taps* dos transformadores do sistema;

t_k : vetor dos *taps* dos transformadores do sistema para a configuração de contingência k ;

θ : vetor dos ângulos das tensões em todas as barras do sistema;

θ_k : vetor dos ângulos das tensões em todas as barras do sistema para a configuração de contingência k ;

b^{sh} : vetor de susceptâncias *shunts*;

Ω_b : conjunto de todas as barras do sistema, exceto a barra *slack*;

Ω_b^k : conjunto de todas as barras do sistema, exceto a barra *slack*, para configuração pós- contingência k ;

Ω_g : conjunto das barras de geração do sistema;

Ω_g^0 : conjunto das barras de geração do sistema, para configuração pré- contingência;

Ω_g^k : conjunto das barras de geração do sistema, para configuração pós- contingência k ;

Ω_{PQ} : conjunto das barras de carga do sistema;

Ω_{PQ}^0 : conjunto das barras de carga do sistema, para configuração pré- contingência;

Ω_{PQ}^k : conjunto das barras de carga do sistema, para configuração pós- contingência k ;

Ω_T : conjunto de transformadores de *tap* variável;

Ω_s : conjunto de barras conectadas com susceptância *shunt*;

Ω_r : conjunto de todos os ramos do sistema;

Ω_r^k : conjunto de todos os ramos do sistema para configuração pós-contingência k ;

Ω_r^0 : conjunto de todos os ramos do sistema para configuração pré-contingência;

Ω_i : conjunto das barras vizinhas à barra i ;

k : representa uma configuração de contingência do sistema;

x_0 : vetor de variáveis dependentes para o estado pré-contingência, caso base;

x_k : vetor de variáveis dependentes para o estado corretivo pós-contingência k ;

x_k^s : vetor de variáveis dependentes para o estado preventivo pós-contingência k ;

u_k : vetor de variáveis controláveis para o estado corretivo pós-contingência k ;

u_0 : vetor de variáveis controláveis para o estado pré-contingência;

$\overline{\Delta u_k}$: vetor de máximo ajuste permitido para as variáveis de controle entre o caso base e o k-ésimo estado de pós-contingência;

T_k : intervalo de tempo disponível para as ações corretivas;

$\Delta u_k / \Delta t$: representa a taxa de alteração das variáveis de controle, em resposta a uma contingência;

L_s, L_m, L_l : denotam, respectivamente, os limites de operação de curto (emergência), médio e longos prazos (normal).

ΔP_i : variação máxima permitida para a potência ativa gerada na barra de geração i entre o estado pré-contingência e o estado corretivo pós-contingência k ;

ΔV_i : variação máxima permitida para a magnitude da tensão na barra de carga i entre o estado pré-contingência e o estado corretivo pós-contingência k ;

Δt_{im} : variação máxima permitida para o *tap* do transformador do ramo im , entre o estado pré-contingência e o estado corretivo pós-contingência k ;

LISTA DE SIGLA

AE: Algoritmo Evolutivo;

APO : *Artificial Physics Optimization*;

BIL: Bifurcação Induzida Limitada;

BSN: Bifurcação Sela-Nó;

DE: Despacho Econômico;

DEEPSO: *Differential Evolutionary Particle Swarm Optimization*;

EPSO: *Evolutionary Particle Swarm Optimization*;

FCC: Fator de Carga Comum;

FCI: Fator de Carga Individual;

FPD: Fator de Potência da Demanda;

FPDA: Fator de Potência da Demanda Ajustável;

FPO: Fluxo de Potência Ótimo;

FPORS: Fluxo de Potência Ótimo com Restrição de Segurança;

IEEE: *Institute of Electrical and Electronic Engineer*;

MIH: Método de Incorporação Holomórfa;

PE: Programação Evolutiva;

PEE: Ponto de Equilíbrio Estável;

PEI: Ponto de Equilíbrio Instável;

PMC: Ponto de Máximo Carregamento;

PNLIM: Programação Não Linear Inteira Mista;

POM: Problema de Otimização Multiobjetivo;

PSO: *Particle Swarm Optimization*;

SEP: Sistema Elétrico de Potência;

TCD: Taxa de Carga Diferente;

SUMÁRIO

Capítulo 1

Introdução.....	18
------------------------	-----------

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica.....	23
2.1 Estabilidade de Tensão.....	23
2.2 Método da Continuação.....	24
2.3 Modelos de Otimização para o Problema de Máximo Carregamento.....	26
2.4 Fluxo de Potência Ótimo com Restrição de Segurança (FPORS).....	31

Capítulo 3

Máximo Carregamento.....	36
3.1 O problema do máximo carregamento.....	36
3.1.1 Modelo baseado em FCC.....	36
3.1.2 Modelo baseado em FPDA.....	40
3.2 Formulação matemática do problema de FPORS	43
3.2.1 Definição das variáveis e restrições.....	44

Capítulo 4

Modelo Proposto	49
4.1 Modelo do problema de maximização da margem de carregamento operacional baseado no Fator de Potência de Demanda Ajustável com Restrição de Segurança (FPDARS)	49

Capítulo 5

Testes Numéricos e Discussão dos Resultados.....	58
5.1 Sistema IEEE 14 Barras.....	58
5.1.1 Primeira etapa de testes.....	60
5.1.2 Segunda etapa de testes.....	70
5.2 Sistema IEEE 30 Barras.....	77
5.2.1 Primeira etapa de testes.....	79
5.2.2 Segunda etapa de testes.....	86
5.2.3 Terceira etapa de testes.....	90
5.3 Sistema IEEE 118 Barras.....	95
5.3.1 Primeira etapa de testes.....	95
5.3.2 Segunda etapa de testes.....	107
5.3.3 Terceira etapa de testes.....	112

Capítulo 6

Conclusão e trabalhos futuros.....	118
---	------------

Referências Bibliográficas	120
---	------------

Apêndice A

Banco de dados dos sistemas eletricos.....	125
A1. Sistema IEEE 14 Barras.....	125
A2. Sistema IEEE 30 Barras.....	126
A3. Sistema IEEE 118 Barras.....	128

Capítulo 1

Introdução

O avanço socioeconômico e industrial de um país está intimamente ligado com o avanço no setor elétrico e no seu Sistema Elétrico de Potência (SEP). Estes têm a função de transportar, de forma instantânea e ininterrupta, a energia elétrica produzida nas usinas geradoras até os grandes centros de consumo.

Os SEPs eram projetados e operados de forma conservadora, ou seja, operavam normalmente numa região de baixo carregamento, com perfil de tensão quase plano (magnitudes de tensão próximas de 1 p.u.), sendo raramente forçados a operar em condições severas de carregamento (ALVES, 2000). Devido ao crescente aumento da demanda ao longo dos anos e ao alto custo na implantação de reforços, tais sistemas devem ser cuidadosamente planejados, atendendo a critérios de qualidade, segurança, confiabilidade e economia. No entanto, tais objetivos são conflitantes e, diante do considerável crescimento dos sistemas de potência, essa tarefa tem se tornado, a cada ano, mais complexa.

As perdas ativas nas linhas de transmissão aumentam com o acréscimo de carregamento dos sistemas. Com os sistemas elétricos mais carregados, operando cada vez mais em situações extremas de carregamento, pequenas alterações na diferença de magnitude de tensão entre os extremos de uma linha de transmissão, junto a grandes diferenças angulares, causam aumento significativo das perdas ativas nas linhas, onde as barras de geração assumem um papel importante no controle de tensão comparado ao papel dos *taps* dos transformadores e elementos *shunts*. Com o progressivo consumo das reservas de reativos, o controle das magnitudes de tensão nos SEPs ficará comprometido, pois para manter a transmissão de potência ativa, a tensão precisará ser mantida com pouca variação, resultando em aumento da diferença angular entre os extremos da linha de transmissão mantendo um aumento contínuo da queda de tensão.

Esse efeito, somado à redução compulsória do suporte de reativos por parte de banco de capacitores, elevará novamente as perdas ativas das linhas conduzindo o sistema a operar numa situação onde o controle de tensão estará no seu limite (ALVES,

2000). Fica evidente, então, que a estabilidade de tensão está fortemente relacionada à demanda de potência reativa, ao comportamento das cargas variáveis com a magnitude de tensão, ao comando dos dispositivos de controle de tensão, à limitação de sobre-excitação de geradores, entre outros (BANSILAL, THUKARAM e PARTHASARATHY, 1996).

A perda de estabilidade de tensão ocorre no ponto de colapso de tensão, quando o Ponto de Equilíbrio Estável (PEE) e o Ponto de Equilíbrio Instável (PEI) se fundem. Isso pode ocorrer após o sistema ter sido submetido a um distúrbio, a um aumento de carga ou mudanças nas suas condições de operação, como a saída de um gerador, por exemplo, (GREENE, DOBSON e ALVARADO, 1997).

Acredita-se que um número significativo de falhas graves ocorridas nesses sistemas de fornecimento de energia elétrica tem origem associada à perda de estabilidade de tensão, o que torna a sua investigação imprescindível. Estudos indicam que essa estabilidade de tensão é um fator limitante importante para a operação e planejamento dos SEP. Desta forma, faz-se necessária uma avaliação da estabilidade de tensão para maximização da margem de carregamento operacional de um sistema de energia (IRISARRI *et al.*, 1997).

Desta forma, o problema de maximização da margem de carregamento operacional tem por finalidade determinar a maior demanda de carga em um sistema elétrico de potência que satisfaça todas as restrições operacionais do sistema e de equipamentos. Em linhas gerais, conhecer com precisão o quanto de potência ativa e reativa podem ser suportadas pelo sistema elétrico de potência para que o mesmo opere em condições satisfatórias é um ponto muito importante para operação e planejamento do sistema. Para conhecer esta demanda, na literatura encontram-se algumas técnicas propostas, dentre as quais se destacam os modelos baseados no método da continuação e os modelos de otimização com suas técnicas de solução.

O método da continuação tem historicamente sido utilizado para análise de sistemas de equações algébricas não lineares (SEYDEL, 1994), e posteriormente para obtenção do ponto de colapso de tensão para sistemas elétricos de potência (AJJARAPU e CHRISTY, 1992; CHIANG, 1999; ALVES, 2000; NETO, MAGALHÃES e ALVES, 2016; DONG *et al.*, 2018).

A denominação de fluxo de carga continuado para o método da continuação, tem origem do uso como modelo da rede das equações algébricas de fluxo de carga (KUNDUR, 1993). Este método tem por objetivo traçar os perfis das tensões nas barras de um sistema elétrico através das sucessivas soluções do fluxo de carga convencionais da rede, a partir de um caso base até atingir o Ponto de Máximo Carregamento (PMC). Estas soluções permitem o traçado de uma trajetória conhecida como curva PV, que permite a obtenção da margem de estabilidade de tensão, bem como as informações adicionais do comportamento da tensão nas barras do sistema (AVALOS *et al.*, 2009).

Já os modelos de otimização procuram maximizar (ou concomitantemente minimizar) um ou mais índices de determinado desempenho, respeitando as equações de balanço de potência ativa e reativa em cada barra do sistema e satisfazendo as restrições operacionais através de ajustes de variáveis controladas. Esses têm por vantagem obter o máximo carregamento de um sistema elétrico de potência de forma rápida e com menor esforço computacional, porém, sem tantos detalhes sobre o perfil da tensão nas barras do sistema (FERNANDES, 2006).

Muitos trabalhos da literatura formulam o problema de máximo carregamento através de um modelo de otimização (IRISARRI *et al.*, 1997; BARBOZA *et al.*, 1998; BARBOZA e HECKTHEUER, 2007; EL-DIB *et al.*, 2006; ACHARJEE *et al.*, 2009; GNANAMBAL e BABULAL, 2012). Nestes trabalhos a demanda de potência reativa aumenta com uma relação predefinida com a demanda de potência ativa (fator de potência constante), para maximizar a margem de carregamento operacional. Em geral, para tais formulações matemáticas, as demandas aumentam até que os limites de Bifurcação Induzida limitada (BIL) ou Bifurcação Sela-Nó (BSN) sejam alcançados (HEMMATPOUR *et al.*, 2016).

Estes modelos formulam o problema considerando as variáveis contínuas, desprezando a natureza discreta dos *taps* dos transformadores e susceptâncias *shunts*. Esta deficiência foi ressaltada por Soler, Baptista e Souza (2013), apresentando um tratamento adequado para os *taps* dos transformadores e susceptâncias *shunts*, que são variáveis de controle com características discretas.

Outra deficiência destes modelos é a falta de preocupação com o fator de potência das demandas nas barras de carga, que é um fator altamente relevante na

prática. Pourakbari-Kasmaei *et al.* (2017) propuseram um modelo contínuo, mas com um fator de potência de demanda mínimo previamente definido para as barras de carga. Neste, as potências ativas têm liberdade para serem incrementadas enquanto a potência reativa tem sua variação dependente da potência ativa e do fator de potência da demanda. Esta formulação ainda não descreve o problema com a realidade, confiabilidade e segurança necessárias, já que não levam em consideração possíveis contingências no sistema elétrico de potência, como por exemplo, a falta de uma linha de transmissão, para deixar o sistema mais seguro do ponto de vista operacional.

Garantir essa segurança operacional do sistema é assegurar o seu funcionamento (não desligamento) apesar de uma contingência. É complexo para os controles assegurarem uma região de operação confiável ao sistema em um nível de confiabilidade e segurança desejado a baixo custo, pois os mesmos exigem para tal objetivo, elevado poder computacional e otimização em tempo real (STOOT, ALSAC e MONTICELLI, 1987).

Uma característica importante presente no modelo proposto por Pourakbari-Kasmaei *et al.* (2017), é manter o fator de potência de demanda mínimo aceitável nas barras de carga que determinará a potência máxima reativa que cada barra de carga poderá exigir. Este fator de potência da demanda é uma função das demandas ajustáveis ativas e reativas e, conseqüentemente, pode ser facilmente controlado.

Além disso, com o objetivo de tornar a análise mais segura, o modelo proposto nesse trabalho se baseia no problema de Fluxo de Potência Ótimo com Restrição de Segurança (FPORS) (CAPITANESCU *et al.*, 2011) e visa maximizar a margem de carregamento operacional levando em consideração configurações de possíveis contingências, garantindo que os controles do sistema (*taps* dos transformadores e susceptâncias *shunts*) consigam mantê-lo operando apesar da(s) contingência(s). Essa situação faz com que o sistema opere, no seu limite de carregamento, com uma carga total mais modesta, porém traz o ponto de operação para uma região segura, na qual sua operação estará garantida, o que para um sistema elétrico real é primordial.

Neste trabalho propõe-se um novo modelo para o problema de maximização da margem de carregamento operacional, formulado como um problema de otimização não linear, não convexo e de grande porte, com variáveis contínuas, o qual considera um fator de potência da demanda mínimo e restrições de segurança para algumas contingências predefinidas. O modelo encontra dessa forma, a máxima margem de carregamento operacional para o sistema enfatizando o distanciamento do mesmo para o colapso, encontrando assim uma região de operação factível, confiável e segura, imprescindível do ponto de vista prático.

Este trabalho encontra-se dividido da seguinte maneira: no Capítulo 2 é realizada uma revisão bibliográfica relacionada à estabilidade de tensão e mais especificamente aos trabalhos relacionados a resolver o problema de máximo carregamento através dos métodos da continuação e métodos de otimização, além do problema de FPORS; no Capítulo 3 são apresentadas as principais formulações do problema de máximo carregamento baseado em FPO e o modelo proposto neste trabalho que é baseado no FPORS. Os testes computacionais do novo modelo proposto são apresentados no Capítulo 4, com os sistemas testes IEEE 14 barras, IEEE 30 barras e IEEE 118 barras, para os casos com e sem contingências com a finalidade de comparar os resultados obtidos, e finalmente, o Capítulo 5 contém as considerações finais e sugestões de trabalhos futuros.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Neste capítulo será apresentada uma breve revisão bibliográfica em relação a alguns tópicos que são abordados neste trabalho: estabilidade de tensão, método da continuação, modelos de otimização para o problema de máximo carregamento e o problema de FPORS.

2.1 Estabilidade de Tensão

Kundur *et al.* (1992), afirma que um sistema de potência operando em uma dada condição de operação é estável, do ponto de vista de tensão se, para toda barra do sistema, a sua magnitude de tensão aumenta quando a injeção de potência reativa na mesma barra é aumentada; um sistema de potência operando em uma dada condição de operação é instável do ponto de vista de tensão quando, no mínimo, uma barra do sistema tem sua magnitude de tensão reduzida quando a injeção de potência reativa na mesma barra é aumentada. Já Cañizares (2001) afirma que um ponto de operação de um sistema de potência é estável a um pequeno distúrbio se, seguido de qualquer pequeno distúrbio, o sistema de potência retorna ou fica próximo do mesmo ponto de operação pré-distúrbio.

Com a preocupação de manter a estabilidade de tensão do sistema elétrico, e tendo em vista que os sistemas estão propensos a trabalhar próximos a seus limites físicos, é de suma importância conhecer a máxima demanda de um sistema de energia elétrica, ou seja, saber o distanciamento entre o ponto de operação atual e o ponto de instabilidade ou colapso de tensão (TAYLOR, 1994). Itens como o aumento rápido e desordenado da demanda de potência ativa e reativa, restrições ambientais e econômicas na construção de novas linhas de transmissão e unidades geradoras e a ocorrência de falhas não previstas durante a operação do sistema de energia elétrica, entre outros, são alguns problemas que agravam as condições de operação do sistema.

As análises para o problema de instabilidade de tensão têm sido feitas, na maioria dos casos, por métodos estáticos, mesmo sendo este um fenômeno de natureza

dinâmica. Isso ocorre devido ao fato de análises no domínio do tempo consumirem um tempo computacional muito grande e, além disso, não fornecerem informações em relação à sensibilidade ou ao grau de estabilidade, tornando esta forma de análise inviável para monitoração e/ou análise de sistemas de grande porte, onde o número de condições e contingências são excessivamente grandes. Desta forma, para Alves (2000), os métodos estáticos são utilizados para melhor compreensão do fenômeno, com o objetivo de monitorar, prever e controlar os fenômenos pré-distúrbios que possam conduzir o sistema ao colapso de tensão.

Logo, conhecer com a maior precisão possível o quanto de potência ativa e reativa ainda podem ser acrescentadas ao sistema de energia sem que este apresente condições de operação indesejadas, é um ponto muito importante na operação e planejamento de sistemas de energia elétrica. Para fazer esta determinação de máxima demanda, destacam-se dentre várias técnicas propostas na literatura, os métodos da continuação e os de otimização. Nas seções 2.2 e 2.3 faz-se um breve histórico da utilização destes métodos no problema de máximo carregamento.

2.2 Método da Continuação

Na análise da estabilidade estática de tensão, a obtenção do PMC dos sistemas de potência é importante, pois este define a fronteira entre as regiões de operação estável e instável, e desta forma, fornece informações para medidas de reforço do sistema (SEYDEL, 1994; MONTICELLI, 1983).

Sob a condição de carregamento excessivo do sistema, quando não são consideradas limites de geração de potência reativa, a obtenção de soluções reais para as equações da rede elétrica é dificultada pela singularidade da matriz Jacobiana do fluxo de potência convencional na fronteira da região das soluções viáveis, indicando a proximidade do ponto crítico da curva PV (FERNANDES, 2006). Pode-se citar os trabalhos de Ajjarapu, Lau e Battula (1994) e Cañizares e Alvarado (1993) referentes à determinação dessa curva.

O método mais utilizado para o traçado das curvas PV é o fluxo de carga continuado, que associa o método de Newton a um método da continuação (SEYDEL, 1994).

O fluxo de carga é robusto e converge quase sempre em poucas iterações, mas devido à singularidade da matriz Jacobiana no PMC, não possibilita precisar o PMC devido aos problemas numéricos que surgem em torno deste. Dessa forma, o PMC está associado com a singularidade da matriz Jacobiana, assim sendo, o uso dos métodos convencionais de FC para a obtenção das curvas PV fica restrito à sua parte superior (correspondendo à operação estável) (MAGALHÃES *et al.*, 2010). Para carregamentos maiores que o do PMC, no entanto, as equações de FC não têm solução.

Já o fluxo de carga continuado, utiliza um fluxo de potência convencional alternado com um processo de estimação do aumento da demanda, com o objetivo de determinar o ponto crítico de um sistema de equações não-lineares parametrizadas. A cada solução convergida, o valor da demanda é acrescentado e uma nova solução das equações é obtida. Este método é composto por quatro elementos básicos, o passo preditor, o passo corretor, um controle de passo e a parametrização. A parametrização das equações convencionais da rede elétrica é a principal estratégia para facilitar a aproximação do ponto crítico via método de Newton-Raphson modificado. Várias versões do método da continuação têm sido relatadas na literatura, com ênfase nas estratégias de uso das relações de sensibilidade entre as variáveis do sistema de potência, disponíveis como subproduto do processo iterativo. Essas estratégias permitem determinar o PMC com maior precisão, índices de proximidade do ponto de carregamento crítico, barras críticas e geradores e linhas importantes para a manutenção da estabilidade de tensão.

Dentre os trabalhos existentes na literatura, destacam-se aqui alguns deles.

Em Dehnel e Dommel (1989), é apresentada uma técnica baseada na solução do fluxo de potência com controle de passo, que não leva em consideração o quão longe está o ponto de operação referente à demanda inicial. Essa proposta é basicamente o método de Newton-Raphson convencional com o uso de um fator de passo para atualizar as variáveis do fluxo de potência.

Alves (2000) propõe novas técnicas de parametrização para o método da continuação utilizando o método de Newton e uma nova forma de parametrização para o método da continuação baseado no fluxo de carga desacoplado rápido, com o objetivo de preservar as vantagens inerentes aos métodos convencionais e aumentar a convergência ao redor da singularidade (ponto de máximo carregamento).

Magalhães *et al.* (2010) propõe o método da continuação nas versões desacopladas de Newton. Na parametrização é adicionada uma equação de reta localizada no plano formado pelas variáveis magnitude de tensão nodal e fator de carregamento, objetivando modificar o caminho percorrido entre o ponto inicial e a solução, reduzindo o tempo computacional exigido pelo fluxo de carga convencional, traçando a curva PV e obtendo o ponto de máximo carregamento.

Rao *et al.* (2017), devido o método de fluxo de potência continuado ser intrinsicamente instável perto do ponto de sela-nó, propõe a inclusão de uma nova classe de resolvidores de equações algébricas não lineares conhecido como Método de Incorporação Holomorfa (MIH), que garante a convergência para a solução operacional para o problema básico de fluxo de potência, se existir, desde que as condições do teorema de Stahl sejam satisfeitas. Para esse feito, o método de solução é recursivo e não iterativo, e pode ser configurado de modo que o estado inicial necessário é facilmente calculado. Esse conceito de incorporação holomorfa converte equações de equilíbrio de potência não-holomorfas para equações de equilíbrio holomorfas, que são funções analíticas de valor complexo com a propriedade de serem diferenciáveis em cada ponto de seu domínio, podendo ser representadas por séries.

Dong *et al.* (2018) propõe um modelo de fluxo de potência continuado com controle de tamanho de passo auto ajustável, baseado nas iterações do corretor e na reserva de potência reativa dos barramentos do gerador. Como a barra *slack* distribuída pode gerar diferentes resultados de margem de carregamento, devido aos fatores de participação dos geradores, o modelo de fluxo de potência continuado é integrado ao método de otimização de enxame de partículas através de transformações de coordenadas com a finalidade de maximizar a margem de carregamento.

2.3 Modelos de Otimização para o Problema de Máximo Carregamento.

Os modelos de otimização para o problema de maximização da margem de carregamento operacional, visam identificar a máxima carga demandada pelas barras do sistema elétrico através de um ajuste ótimo para os controles, encontrando-se uma solução das equações da rede elétrica que satisfaça as restrições de carga e operacionais. Esses modelos permitem a inserção de restrições de desigualdade na sua formulação, de

modo a fornecer soluções do fluxo de potência no interior da região operacional do sistema (FERNANDES, 2006).

Existem vários trabalhos na literatura que modelam o problema de máximo carregamento como um problema de otimização (BARBOZA *et al.*, 1998; GNANAMBAL e BABULAL, 2012) e alguns deles têm utilizado a técnica de pontos interiores e suas variações para resolver estes modelos (IRISARRI *et al.*, 1997; ACHARJEE *et al.*, 2009; EL-DIB *et al.*, 2006).

A maioria dos modelos da literatura é baseada no FPO. Nesses, a demanda de potência reativa aumenta com uma relação pré-definida com a demanda ativa de energia (fator de potência constante) para encontrar o PMC (SARAVANAN *et al.*, 2007; CALLE *et al.*, 2013). Em geral, para tais formulações matemáticas, as demandas aumentam até que os limites de BIL ou BSN são alcançados (HEMMATPOUR *et al.*, 2016). Pourakbari-Kasmaei *et al.* (2017), classifica esses modelos em quatro grandes grupos: modelo com Fator de Carga Comum (FCC), Taxa de Carga Diferente (TCD), Fator de Carga Individual (FCI) e modelo com Fator de Potência da Demanda Ajustável (FPDA).

A seguir destacam-se alguns trabalhos da literatura que trabalham com esses modelos.

Em Fernandes (2006) e Zeferino (2011), para encontrar o PMC de um sistema usando um modelo baseado em FPO, os fatores de carga em todas as barras são considerados iguais, ou seja, tem-se o FCC, que é um modelo amplamente utilizado no estudo de sistemas elétricos. Nesse modelo geral, a potência ativa e reativa no PMC são definidas como segue:

$$P_{d_i} = (1 + \lambda)P_{d_i}^0, \quad i \in \Omega_{b^*} \quad (2.1)$$

$$Q_{d_i} = (1 + \lambda)Q_{d_i}^0, \quad i \in \Omega_{pQ} \quad (2.2)$$

em que λ é o fator de carga, $P_{d_i}^0$ e $Q_{d_i}^0$ são respectivamente as potências ativa e reativa iniciais demandadas na barra i , P_{d_i} e Q_{d_i} são respectivamente as potências ativa e reativa finais demandadas na barra i , Ω_{b^*} é o conjunto de todas as barras do sistema exceto a *slack*, Ω_{pQ} é o conjunto de todas as barras de carga do sistema.

Nesta formulação, a barra de carga que atinge sua capacidade de carga máxima primeiro define o ponto de operação com máxima margem de carregamento operacional do sistema. Essa formulação traz consigo algumas dificuldades como:

(D1) Como a direção de crescimento de carga é definida a priori, e todas as barras possuem o mesmo fator de carregamento, λ , obtém-se um ponto de máxima margem de carregamento operacional do sistema com o colapso de tensão em uma ou mais barras. Desta forma, pode haver outras direções de crescimento de carga, com maior margem de carregamento operacional, podendo então o sistema estar subaproveitado.

(D2) As demandas de potência ativa e reativa aumentam na mesma taxa, enquanto em um sistema de energia real elas podem mudar em diferentes taxas.

(D3) Se uma barra de carga não possuir carga inicial, ao maximizar a margem de carregamento, a mesma permanecerá sem carga, podendo limitar a capacidade de carregamento do sistema.

(D4) A falta de consideração de um fator de potência de demanda (FPD) mínimo nas barras de carga do sistema de transmissão, já que este fator de potência de demanda só pode ser realmente controlável em sistemas de distribuição, onde possui um papel importante.

Em EL-Dib *et al.* (2006) um modelo TCD foi apresentado, no qual as demandas ativas e reativas podem aumentar com taxas de carga diferentes, com o objetivo de abordar algumas desvantagens do modelo FCC o qual é muito utilizado para determinar as barras críticas do sistema. As cargas nas barras desse modelo TCD variam de acordo com as equações abaixo:

$$P_{d_i} = P_{d_i}^0 + \lambda \eta_i \cos \phi_i, \quad i \in \Omega_{b*} \quad (2.3)$$

$$Q_{d_i} = Q_{d_i}^0 + \lambda \eta_i \sin \phi_i, \quad i \in \Omega_{PQ} \quad (2.4)$$

$$\begin{cases} \lambda \geq 0, \forall i \in \Omega_{PQ} \\ \lambda = 0, \forall i \in \Omega_g \end{cases} \quad (2.5)$$

em que λ é o fator de carregamento, $P_{d_i}^0$ e $Q_{d_i}^0$ são respectivamente as potências ativa e reativa iniciais demandadas na barra i , P_{d_i} e Q_{d_i} são respectivamente as potências ativa e reativa finais demandadas na barra i , η_i é um multiplicador para designar a taxa de mudança de carga no barramento i conforme alteração de λ , Ω_g é o conjunto das barras de geração.

Como pode-se observar, nas equações (2.3) e (2.4) um fator de potência da demanda foi considerado. O mesmo modelo foi proposto em Acharjee *et al.* (2011), em que (2.4) torna-se (2.6). Isso faz com que as demandas de potência ativa e reativa aumentem igualmente.

$$Q_{d_i} = Q_{d_i}^0 + \lambda \eta_i \cos \phi_i, \quad i \in \Omega_{PQ} \quad (2.6)$$

Outra representação deste modelo, TCD, foi proposta em (AVALOS *et al.*, 2009). Neste, as equações (2.3) e (2.4) são convertidas nas equações (2.7) e (2.8), respectivamente. Neste modelo, a demanda de energia ativa é ajustável, $P_{d_i}^v$, enquanto a potência reativa é uma função da demanda ativa e um FPD pré-definida. Um dos benefícios deste modelo é o grau de liberdade da demanda de energia ativa, o $P_{d_i}^v$, e a constante K_{Li} garante a representação de uma carga de fator de potência constante. No entanto, ele utiliza um fator de carga λ , comum para todas as barras.

$$P_{d_i} = P_{d_i}^0 + \lambda P_{d_i}^v, \quad i \in \Omega_b \quad (2.7)$$

$$Q_{d_i} = Q_{d_i}^0 + \lambda P_{d_i}^v K_{Li}, \quad i \in \Omega_b \quad (2.8)$$

Embora, em todos os modelos acima mencionados, as demandas ativas e reativas não aumentem na mesma taxa, elas aumentam de forma constante, enquanto que em um sistema real isso quase nunca ocorre. Portanto, esses modelos falham no problema D2, conforme esperado. Outro desdobramento desses modelos é que o FPD não é controlável e, portanto, não há garantia de manter o FPD mínimo desejado sob uma nova condição de carregamento.

Em Viana *et al.* (2013), é apresentado um modelo mais flexível, em que cada barramento de carga, PQ, possui um fator de carga individual, λ_i . Neste modelo de fator de carga individual (FCI), as equações (2.7) e (2.8) se transformam nas equações (2.10) e (2.11), respectivamente, e a função objetivo é maximizar a soma dos fatores de carga de cada barra, como apresentado na equação (2.9). Nos modelos anteriores a função objetivo era simplesmente a maximização do fator de carga, comum para todas as barras, sem que ocorra o colapso de tensão. Essa individualização dos fatores de carga por barra também altera os balanços de potência ativa e reativa que são representados nas equações (2.12) e (2.13).

$$Max \quad \sum_{i \in \Omega_{PQ}} \lambda_i \quad (2.9)$$

$$P_{d_i} = (1 + \lambda_i) P_{d_i}^0, \quad i \in \Omega_{b^*} \quad (2.10)$$

$$Q_{d_i} = (1 + \lambda_i) Q_{d_i}^0, \quad i \in \Omega_{PQ} \quad (2.11)$$

$$Pg_i - Pd_i(\lambda_i) - \sum_{m \in \Omega_i} P_{im}(V, \theta, t) = 0, \quad i \in \Omega_{b^*} \quad (2.12)$$

$$Qg_i - Qd_i(\lambda_i) + b_i^{sh} V_i^2 - \sum_{m \in \Omega_i} Q_{im}(V, \theta, t) = 0, \quad i \in \Omega_{PQ} \quad (2.13)$$

Embora o modelo acima mencionado elimine a deficiência (D1), as outras deficiências (D2, D3 e D4) ainda permanecem. Por outro lado, além da não-linearidade, em um sistema de grande escala, o aumento excessivo no número de variáveis correspondentes aos fatores de carga podem aumentar o esforço computacional, dificultando a busca de uma solução ótima. A outra desvantagem comum dos modelos apresentados é o uso de um fator de carga, λ ou λ_i , para potência ativa e potência reativa para ser maximizado. Esta definição pode resultar em um PMC subestimado porque, em algumas barras, a demanda reativa pode atingir seu limite antes que a demanda ativa alcance o seu próprio limite e, com base nesse fator de carregamento, o modelo pode encontrar um PMC subestimado. Em outras palavras, esses modelos previram maximizar o fator de carga conjunta e não encontrar o PMC do sistema.

Pourakbari-Kasmaei *et al.* (2017) abordam as deficiências acima mencionadas, propondo um modelo baseado no fator de potência da demanda ajustável (FPDA). As principais contribuições do modelo FPDA proposto são as seguintes.

- Capacidade de aumentar as demandas de potência ativa e reativa com taxas de carga diferentes, produzindo resultados mais realistas fornecendo taxas de carga flexíveis.
- Capacidade de carregar todas as barras PQ (inicialmente sob carga ou sem carga).
- Considerando o fator de potência da demanda mínimo aceitável para as barras de carga de um sistema de transmissão. Isso determina o poder reativo máximo que cada consumidor pode exigir.

Nesse modelo a potência reativa demandada pelas barras de carga (PQ) é limitada pela demanda de potência ativa das respectivas barras e o fator de potência

mínimo estipulado, enquanto ambas potências demandadas dependem dos limites de potência ativa e reativa geradas pelas barras PV, *slack* e das perdas de potência ativa nas linhas de transmissão. A função objetivo deixa de ser maximizar os fatores de carregamento e passa a maximizar a soma das potências ativas (ou potências aparentes) das barras de carga do sistema.

Porém estas formulações não descrevem o problema de forma realista, pois o controle do sistema de potência, efetuado pelos *taps* dos transformadores e susceptâncias *shunt*, só pode ser ajustado por passos discretos, e esses modelos desprezam a natureza discreta dos controles, utilizando apenas variáveis contínuas. Porém encontram-se trabalhos com uma preocupação de realizar um tratamento mais realista, ou seja, em que as variáveis discretas não são desprezadas para solução de problemas de otimização não linear com variáveis contínuas e discretas (LIU *et al.*, 2009) e mais especificamente no problema de máximo carregamento (SOLER *et al.*, 2013).

2.4 Fluxo de Potência Ótimo com Restrição de Segurança (FPORS)

O FPORS tem por finalidade otimizar (maximizando ou minimizando) uma função objetivo garantindo a operação do sistema de maneira segura com relação a um conjunto de contingências pré-determinadas dentro de níveis de segurança preventiva ou preventiva-corretiva (CAPITANESCU, 2016). Na segurança preventiva tem-se ações pré-contingências, tomadas para garantir que o sistema opere dentro dos limites operacionais determinados, mesmo em caso de faltas. Na segurança preventiva-corretiva tem-se ações preventivas (pré-contingências) somadas a rápidas ações pós-contingências, onde as variáveis de controle (como *taps* dos transformadores, por exemplo) garantem que no caso de falta, os limites operacionais que forem violados sejam reestabelecidos em um curto intervalo de tempo estipulado.

Um dos primeiros trabalhos a introduzir o modelo do problema de FPORS foi de Alsac e Stott (1974), no qual a formulação para cálculo dos fluxos de carga ótimos do sistema de potência proposta por Dommel e Tinney (1968) foi estendida, incorporando restrições de segurança de contingências pré-determinadas no modelo junto as equações de fluxo de potência, com violações penalizadas na função objetivo.

Monticelli, Perreira e Granville (1987) apresentam uma nova formulação para o problema de despacho econômico, denominada de reprogramação do despacho econômico com restrição de segurança, em que, após a falta em uma linha de transmissão, um novo despacho de geração deve ocorrer para eliminar as violações causadas por ela. Técnicas de decomposição são utilizadas na resolução do modelo.

Em Osvaldo Méndez (1993), uma versão linearizada do problema de FPORS junto a um algoritmo de computação paralela são utilizados. Para efeito de comparação de resultados, o método foi implementado em um computador de memória distribuída com arquitetura hipercúbica e em uma máquina paralela com memória compartilhada e barramento comum.

Kim *et al.* (2001), com o intuito de determinar a capacidade máxima de transferência simultânea e segura de cada linha de transmissão entre regiões adjacentes, propuseram um modelo baseado em FPORS resolvido de maneira descentralizada e usando a abordagem de programação linear convencional.

Somasundaram, Kuppusamy e Devi (2004) apresentaram um método eficiente para resolver o problema de Despacho Econômico (DE) com restrições de fluxo de linha através da aplicação de Programação Evolutiva (PE). Na primeira fase da solução, considera-se apenas o problema de FPO sem contingência, enquanto na segunda fase, o problema de FPORS adota a solução da primeira fase como solução inicial. Os resultados obtidos resolvendo o problema de DE através da PE são comparados com a solução obtida através da programação quadrática.

Duas técnicas para inclusão no FPO de restrições de estabilidade de tensão e um parâmetro de carregamento para assegurar uma margem de estabilidade adequada são propostas por Milano, Cañizares e Invernizzi (2005). A primeira técnica tem uma parte iterativa para uma condição operacional inicial ideal seguida da execução do FPO para as linhas mais críticas do sistema no caso de ocorrência de uma contingência. Já a segunda técnica, considera o resultado do problema sem contingências (caso base), e diante deste resultado é calculada uma estratégia para mensurar a sensibilidade das linhas na transferência de potência, para classificá-las. Para resolução do modelo apresentado foi utilizado um método de pontos interiores primal-dual previsor-corretor.

Azevedo *et al.* (2009) apresentam uma nova formulação para o FPORS que leva em consideração contingências como perda de gerador, perda de linhas de transmissão (ramo) e múltiplas perdas.

Capitanescu *et al.* (2011) apresentam um detalhado estado da arte para o problema FPORS, uma formulação geral, discussão a respeito das principais dificuldades encontradas para resolver esses problemas bem como os desafios computacionais envolvidos. Para reduzir o risco de eventos em cascata, discutem-se técnicas de segurança clássica, N-1, e a necessidade de se identificar de forma rápida N-K ($K > 1$) eventos prejudiciais com probabilidades consideráveis de ocorrer. Discute-se também que o tratamento de variáveis discretas, mesmo com o desenvolvimento de computadores para lidar com problemas de Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM) de grande porte, é um desafio pois técnicas como a decomposição de Benders não se mostraram eficientes para esses problemas de grande dimensão e muitas variáveis discretas para serem analisadas em tempo real. Para esses cenários, técnicas heurísticas vêm sendo aplicadas com resultados promissores.

Jiang e Xu (2014) consideram que, para sistemas de grande porte, não é realista listar contingências estáticas e igualmente ponderadas. Para os autores, a decisão da proteção de sistemas deve ser dinâmica, utilizando todas as informações relevantes disponíveis no momento.

Capitanescu e Wehenkel (2014) formulam o FPO como um problema de PNLIM onde, por meio de comutação de linhas de transmissão, propõem a redução do custo de despacho dos geradores. Um algoritmo heurístico escalável é proposto para fornecer uma sequência de linhas a serem removidas até que não seja mais possível reduzir o custo de despacho. Esse algoritmo identifica a linha a ser removida em cada etapa e resolve uma sequência de problemas de FPO não-lineares.

Xu *et al.* (2016) propõem uma abordagem melhorada para o problema FPORS em que as contingências são divididas em conjuntos exclusivos para os estágios preventivo e corretivo. Na etapa preventiva, um modelo FPORS é resolvido pelo método de decomposição de Benders. A fase corretiva corresponde a um modelo de FPO padrão. A escolha de contingências é feita usando um Algoritmo Evolutivo (AE).

Costa (2016) investiga o problema de FPORS em relação à sua formulação, dificuldades computacionais e método de solução. Para um tratamento do problema mais próximo à realidade adotou alguns controles como variáveis discretas. Essas variáveis foram tratadas através de um método que penaliza a função objetivo quando as variáveis discretas assumem valores não discretos, onde o problema original não linear discreto é transformado em um problema não linear contínuo. O problema proposto

visa minimizar os custos de produção de energia de unidades de termoeletricas e foi resolvido pelo método primal-dual barreira logarítmica associado ao método de penalidade para tratamento das variáveis discretas.

Teeparthi e Kumar (2017) resolvem o problema de FPORS multiobjetivo por meio de uma meta-heurística híbrida composta por *Particle Swarm Optimization* (PSO) e *Artificial Physics Optimization* (APO). O custo total de geração, as perdas de potência ativa e o índice de segurança são otimizados utilizando o algoritmo proposto para o caso base e para o caso com contingências. As simulações sugerem que o método híbrido é mais eficiente e robusto que os métodos padrões de PSO e APO em termos de obtenção de diversas soluções ótimas de Pareto.

Ferreira (2018) investiga e desenvolve uma estratégia de otimização contínua e discreta para um problemas de FPORS multiobjetivo, incorporando variáveis de controle associadas à *taps* de transformadores, chaveamentos de bancos de capacitores e reatores *shunt*. Apresenta um modelo Problema de Otimização Multiobjetivo (POM) é formulado segundo uma soma ponderada cujos objetivos são a minimização de perdas ativas nas linhas de transmissão e de um termo adicional que proporciona uma maior oferta de reativos ao sistema. Para o tratamento das variáveis de controle discretas, foram aplicadas funções auxiliares polinomial (para os reatores *shunt*) e senoidal (para os *taps* dos transformadores) para fins de discretização. O problema foi resolvido via meta-heurística EPSO e DEEPSO.

Destaca-se que o trabalho de Capitanescu *et al.* (2011) leva à formulação do FPORS a duas direções complementares e interligadas. A primeira tem por finalidade o desenvolvimento de métodos adequados para seleção de contingências, levando em conta as contingências que mais afetariam a estabilidade do sistema de energia, como investigado em Jiang e Xu (2014). A segunda tem por finalidade o controle temporal e sua decomposição em sucessivas fases de tomada de decisões, como pode-se verificar em Xu *et al* (2016).

Neste trabalho o FPORS seguirá a direção do controle temporal e suas fases de tomada de decisões, onde será proposto um novo modelo para o problema de maximização da margem de carregamento operacional, que é essencialmente não linear, não convexo, com variáveis contínuas, que levará em consideração as restrições de segurança e o fator de potência de demanda mínimo nas barras de carga. Desta forma, os resultados do problema de maximização da margem de carregamento operacional

estarão mais próximos da realidade e mais confiáveis com relação à segurança da garantia de operação, mesmo na presença de algumas contingências previstas. A contingência aqui pré-determinada é a perda de uma ou mais linhas de transmissão, não de forma simultânea (segurança clássica N-1).

Capítulo 3

Máximo Carregamento

Neste capítulo apresenta-se o problema de maximização da margem de carregamento operacional para sistemas elétricos de potência, formulado como um problema de otimização não linear, não convexo, de grande porte e com variáveis contínuas. A seguir, é descrito o problema de maximização da margem de carregamento operacional e são apresentados dois modelos da literatura para o seu estudo, os quais são baseados no problema de FPO e, em seguida, apresentado a formulação do problema de FPORS, que será a base do modelo proposto no Capítulo 4.

3.1 O problema do máximo carregamento

A estimativa do ponto de operação com maior margem de carregamento é um problema no qual se quer determinar a máxima demanda a ser atendida por um sistema de energia elétrica, em funcionamento normal, alterando seus controles, não apresentando violações nas suas restrições operativas. Este pode ser modelado como um problema de otimização não linear, não convexo e de grande porte, o qual é baseado no problema de FPO.

3.1.1 Modelo baseado em FCC

Em alguns trabalhos presentes na literatura, para encontrar a máxima margem de carregamento operacional de um sistema utilizando um modelo baseado em FPO, os fatores de carga em todas as barras são considerados iguais e todas as variáveis são consideradas contínuas (ZEFERINO, 2011). O modelo geral baseado no FPO com variáveis contínuas é apresentado a seguir.

$$\text{Maximizar } \alpha \quad (3.1)$$

sujeito a:

$$Pg_i - Pd_i(\alpha) - \sum_{m \in \Omega_i} P_{im}(V, \theta, t) = 0, i \in \Omega_{b*} \quad (3.2)$$

$$Qg_i - Qd_i(\alpha) + b_i^{sh} V_i^2 - \sum_{m \in \Omega_i} Q_{im}(V, \theta, t, b^{sh}) = 0, i \in \Omega_{pQ} \quad (3.3)$$

$$\underline{Pg}_l \leq Pg_l \leq \overline{Pg}_l, l \in \Omega_g \quad (3.4)$$

$$\underline{Qg}_j \leq Qg_j \leq \overline{Qg}_j, j \in \Omega_g \quad (3.5)$$

$$\underline{V}_p \leq V_p \leq \overline{V}_p, p \in \Omega_b \quad (3.6)$$

$$\underline{t}_o \leq t_o \leq \overline{t}_o, o \in \Omega_T \quad (3.7)$$

$$\underline{b}_w^{sh} \leq b_w^{sh} \leq \overline{b}_k^{sh}, w \in \Omega_s \quad (3.8)$$

em que:

Ω_b : é o conjunto de barras do sistema elétrico;

Ω_{b*} : é o conjunto de barras do sistema elétrico, exceto a barra *slack*;

Ω_{pQ} : é o conjunto de barras de carga do sistema elétrico;

Ω_g : é o conjunto de barras de geração do sistema elétrico;

Ω_i : é o conjunto de todas as barras vizinhas à barra *i* ;

Ω_T : é o conjunto de transformadores de *tap* variável;

Ω_s : é o conjunto de barras conectadas com susceptância *shunt*;

Pg_i, Pd_i : potência ativa gerada e demandada, na barra *i* , respectivamente;

Qg_i, Qd_i : potência reativa gerada e demandada, na barra *i* , respectivamente;

$\underline{Pg}_l, \overline{Pg}_l$: são os limites mínimo e máximo de geração de potência ativa, na barra *l* respectivamente;

$\underline{Qg_j}, \overline{Qg_j}$: são os limites mínimo e máximo de geração de potência reativa, na barra j respectivamente;

$\underline{V_p}, \overline{V_p}$: são os limites mínimo e máximo da magnitude da tensão, na barra p , respectivamente;

$\underline{t_o}, \overline{t_o}$: são os limites mínimo e máximo dos *taps* dos transformadores, na barra o , respectivamente;

$\underline{b_w^{sh}}, \overline{b_w^{sh}}$: são os limites mínimo e máximo das susceptâncias *shunts*, na barra w , respectivamente.

- Variáveis do modelo.

α : fator de carregamento;

V : vetor das magnitudes de tensão nas barras do sistema;

θ : vetor dos ângulos de tensão nas barras do sistema, exceto na barra de referência;

t : vetor dos *taps* dos transformadores;

b^{sh} : vetor das susceptâncias *shunts*.

O fluxo de potência ativa e reativa que aparecem no balanço de potências ativas e reativas, equações (3.2) e (3.3) respectivamente, são definidos pelas equações (3.9) e (3.10) que seguem:

$$P_{im}(V, \theta, t) = (t_{im} V_i)^2 g_{im} - (t_{im} V_i) V_m (g_{im} \cos \theta_{im} + b_{im} \sin \theta_{im}) \quad (3.9)$$

$$Q_{im}(V, \theta, t) = -(t_{im} V_i)^2 (b_{im} + b_{im}^{sh}) + (t_{im} V_i) V_m (b_{im} \cos \theta_{im} + g_{im} \sin \theta_{im}) \quad (3.10)$$

em que:

$g_{im}, b_{im}, b_{im}^{sh}$: são a condutância e as susceptâncias série e *shunt* da linha im , respectivamente;

θ_{im} : a diferença entre o ângulo das tensões das barras i e m ($\theta_{im} = \theta_i - \theta_m$), respectivamente;

A potência ativa e reativa demandada pelas barras sob a condição de máximo carregamento nas equações (3.2) e (3.3) são definidas nas equações (3.11) e (3.12), respectivamente.

$$Pd_i = (1 + \alpha)Pd_{0i} \quad (3.11)$$

$$Qd_i = (1 + \alpha)Qd_{0i} \quad (3.12)$$

em que Pd_{0i} e Qd_{0i} são as demandas iniciais de potências ativas e reativas, na barra i , respectivamente.

Com essa modelagem apresentada de (3.1) a (3.8), a barra de carga que atinge sua capacidade de carga máxima primeiro define o ponto de operação com máxima margem de carregamento operacional do sistema. Este modelo, resolvido através de técnicas de otimização, determina a máxima margem de carregamento de forma precisa e rápida, e pode ser utilizado em problemas operacionais, porém, possui algumas desvantagens apresentadas em Pourakbari-Kasmaei *et al.* (2017):

- Como todas as barras possuem o mesmo fator de carregamento, α , pode ocorrer de uma ou mais barras atingirem o seu limite de carregamento, enquanto outras barras podem estar subcarregadas. Dessa forma, o sistema não estaria com sua margem de carregamento maximizada, estando o sistema subaproveitado.
- As demandas de potência ativa e reativa aumentam na mesma taxa, enquanto em um sistema de energia real elas podem mudar em diferentes taxas.
- Se uma barra de carga não possuir carga inicial, com base nas equações (3.11) e (3.12), ao maximizar a margem de carregamento, a mesma permanecerá sem carga, podendo limitar a capacidade de carregamento do sistema.
- A falta de consideração de um fator de potência de demanda (FPD) mínimo nas barras de carga do sistema de transmissão.

Um modelo matemático foi proposto por Pourakbari-Kasmaei *et al.* (2017) para eliminar as deficiências apresentadas e será apresentado na seção 3.1.2.

3.1.2 Modelo baseado em FPDA.

O Fator de Potência da Demanda (FPD) tem um papel importante em sistemas de energia para controlar a relação de demanda ativa e reativa ao consumidor. Para a abordagem baseada em FPDA em comparação com o modelo de (3.1) a (3.8) tem-se: a função objetivo (3.1) é convertida em (3.13), as restrições (3.2) e (3.3), são convertidas nas equações (3.14) e (3.15) respectivamente, e são preservadas as restrições de (3.4) - (3.8), que no modelo a seguir correspondem a (3.19) – (3.23). As restrições técnicas (3.14) - (3.18) são agora inseridas no modelo.

A seguir apresenta-se o modelo proposto por Pourakbari-Kasmaei *et al.* (2017) para o problema de máximo carregamento.

$$\text{Maximizar } F = \sum_{i \in \Omega_{PQ}} Pd_i \quad (3.13)$$

sujeito a:

$$Pg_i - Pd_i - \sum_{m \in \Omega_{li}} P_{im}(V, \theta, t) = 0, i \in \Omega_{b*} \quad (3.14)$$

$$Qg_i - Qd_i + b_i^{sh} V_i^2 - \sum_{m \in \Omega_{li}} Q_{im}(V, \theta, t) = 0, i \in \Omega_{PQ} \quad (3.15)$$

$$\begin{cases} Pd_i \geq Pd_{0i}, \text{ se } Pd_{0i} \geq 0, \forall i \in \Omega_{PQ} \\ Pd_i = Pd_{0i}, \text{ se } Pd_{0i} < 0, \forall i \in \Omega_{PQ} \end{cases} \quad (3.16)$$

$$\begin{cases} Qd_i \geq Qd_{0i}, \text{ se } Qd_{0i} \geq 0, \forall i \in \Omega_{PQ} \\ Qd_i \leq Qd_{0i}, \text{ se } Qd_{0i} \leq 0, \forall i \in \Omega_{PQ} \end{cases} \quad (3.17)$$

$$|Qd_i| \leq \overline{Qd_i}(fp_i, Pd_i); \forall i \in \Omega_{PQ}, \quad (3.18)$$

$$\underline{Pg}_l \leq Pg_l \leq \overline{Pg}_l, l \in \Omega_g \quad (3.19)$$

$$\underline{Qg}_j \leq Qg_j \leq \overline{Qg}_j, j \in \Omega_g \quad (3.20)$$

$$\underline{V}_p \leq V_p \leq \overline{V}_p, p \in \Omega_b \quad (3.21)$$

$$\underline{t}_o \leq t_o \leq \overline{t}_o, o \in \Omega_T \quad (3.22)$$

$$\underline{b}_w^{sh} \leq b_w^{sh} \leq \overline{b}_w^{sh}, w \in \Omega_s \quad (3.23)$$

em que:

fp_i :é o fator de potência de demanda ajustável de cada barra de carga;

$\overline{Qd_i}$: é o limite superior para a potência reativa demandada pela barra i na condição de máxima margem de carregamento.

A potência aparente Sd_i pode ser calculada como segue:

$$Sd_i = \sqrt{(Pd_i)^2 + (Qd_i)^2}, i \in \Omega_{PQ} \quad (3.24)$$

Ao definir as demandas ativas e reativas ajustáveis em (3.16) e (3.17), ou seja Pd_i e Qd_i , respectivamente, as três primeiras dificuldades do modelo (3.1)-(3.8) são eliminadas. O modelo FPDA aumenta o grau de liberdade do sistema para que as demandas de potência ativa e reativa possam aumentar a taxas diferentes. A restrição (3.16) implica que uma barra de carga pode ser carregada se sua carga ativa inicial for maior ou igual a zero para obter o PMC e a nova demanda deve ser maior ou igual à sua potência ativa demandada inicialmente sob a condição de máximo carregamento. A demanda de potência ativa em uma barra de carga sendo negativa inicialmente, permanece igual no PMC. A restrição (3.17) implica que, se a demanda reativa inicial em uma barra de carga for indutiva, ou capacitiva, a mesma deve permanecer indutiva ou capacitiva, respectivamente, no PMC. Essas duas restrições, (3.16) e (3.17), não garantem apenas a natureza não decrescente das demandas ativas e reativas, mas também eliminam a dificuldade imposta pelas equações (3.11) e (3.12), fornecendo a possibilidade de carregar todas as barras de carga mesmo sem demanda de potência ativa (ou reativa) nas condições iniciais de carregamento.

Em um sistema real, a potência reativa demandada por um consumidor tem seu próprio limite superior flexível, que é uma função da demanda de potência ativa e do fator de potência, conforme apresentado em (3.18). Para calcular este limite superior parte-se da ideia de que a demanda de potência reativa é uma fração da demanda de potência ativa, conforme (3.25):

$$Qd_i = \rho_i Pd_i ; \quad \forall i \in \Omega_{PQ} \quad (3.25)$$

em que Qd_i é a potência reativa da barra i , Pd_i é a potência ativa da barra i , ρ_i é a taxa de demanda reativa da barra i e Ω_{PQ} é o conjunto de barras de carga do sistema.

Cada barra pode ter seu próprio fator de potência de demanda desejado, fp_i , calculado como segue:

$$fp_i = \frac{Pd_i}{Sd_i} ; \quad \forall i \in \Omega_{pq} \quad (3.26)$$

A partir das equações (3.24) e (3.26), é obtida a seguinte relação:

$$Qd_i = Pd_i \sqrt{\frac{1}{(fp_i)^2} - 1} ; \quad \forall i \in \Omega_{pq} \quad (3.27)$$

Ao comparar (3.27) com (3.25), a taxa de demanda reativa, ρ_i , é definida com segue:

$$\rho_i = \sqrt{\frac{1}{(fp_i)^2} - 1} ; \quad \forall i \in \Omega_{pq} \quad (3.28)$$

Uma vez que o fator de potência da demanda é menor ou igual a 1, o máximo valor para a taxa de demanda reativa, $\overline{\rho_i}$, ocorre no mínimo valor do fator de potência, $\underline{fp_i}$, em (3.28), portanto:

$$\overline{\rho_i} = \sqrt{\frac{1}{(\underline{fp_i})^2} - 1} ; \quad \forall i \in \Omega_{pq} \quad (3.29)$$

Assim a demanda máxima de potência reativa, $\overline{Qd_i}$, será de:

$$\overline{Qd_i} = \overline{\rho_i} Pd_i ; \quad \forall i \in \Omega_{pq} \quad (3.30)$$

Na seção 3.2 apresenta-se a formulação matemática do problema de FPORS.

3.2 Formulação matemática do problema de FPORS

Capitanescu *et al.* (2011) apresentam uma formulação do problema de FPORS, como uma extensão do problema de FPO convencional proposto por Carpentier (1962), incorporando restrições das redes de transmissão associadas às configurações que são funções das possíveis contingências no sistema. Matematicamente pode-se descrever o FPORS como segue:

$$\text{Minimizar } f(x_0, u_0) \quad (3.31)$$

sujeito a:

$$g_0(x_0, u_0) = 0 \quad (3.32)$$

$$h_0(x_0, u_0) \leq L_l \quad (3.33)$$

$$g_k^s(x_k^s, u_0) = 0, \quad k = 1, \dots, c \quad (3.34)$$

$$h_k^s(x_k^s, u_0) \leq L_s, \quad k = 1, \dots, c \quad (3.35)$$

$$g_k(x_k, u_k) = 0, \quad k = 1, \dots, c \quad (3.36)$$

$$h_k(x_k, u_k) \leq L_m, \quad k = 1, \dots, c \quad (3.37)$$

$$|u_k - u_0| \leq \overline{\Delta u_k}, \quad k = 1, \dots, c \quad (3.38)$$

em que a configuração pré-contingência é representada por $k = 0$ e as configurações pós-contingência são representadas por $k = 1, \dots, c$.

Tem-se que:

- x_0 é o vetor de variáveis dependentes para o estado pré-contingência, caso base;
- x_k^s é o vetor de variáveis dependentes para o estado preventivo pós-contingência k , que é observado em curto período de tempo (antes da ação corretiva do operador);

- x_k é o vetor de variáveis dependentes para o estado corretivo pós-contingência k ;
- u_0 é o vetor de variáveis controláveis do estado pré-contingência, caso base;
- u_k é o vetor de variáveis controláveis do estado corretivo pós-contingência k ;
- $\overline{\Delta u_k} = T_k \Delta u_k / \Delta t$ é o vetor de máximos ajustes permitidos para as variáveis de controle entre o caso básico e o k –ésimo estado de pós-contingência;
- T_k é o intervalo de tempo disponível para as ações corretivas para garantir a factibilidade do estado pós-contingência k ;
- $\Delta u_k / \Delta t$ é a taxa de alteração das variáveis de controle, em resposta à contingência k ;
- L_s, L_m, L_l denotam, respectivamente, os limites de operação de curto (emergência), médio e longo prazos (normal). Respectivamente, estes limites devem satisfazer a relação $L_l \leq L_m \leq L_s$, 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.

3.2.1 Definição das variáveis e restrições

➤ Variáveis dependentes

O problema geral de FPORS apresentado em (3.31) - (3.38) possui variáveis que são dependentes:

$$x_k^s = (V_{ik}^s, \theta_{jk}^s)^T, \quad \forall i \in \Omega_{PQ}^k, \quad \forall j \in \Omega_b^k, \quad \forall k = 1, \dots, c;$$

$$x_k = (V_{ik}, \theta_{jk})^T, \quad \forall i \in \Omega_{PQ}^k, \quad \forall j \in \Omega_b^k, \quad \forall k = 1, \dots, c.$$

em que:

- V_{ik}^s é a magnitude de tensão na barra i para a configuração k , durante o intervalo de curto prazo;
- θ_{jk}^s é o ângulo da tensão na barra j , para a configuração k , durante o intervalo de curto prazo;
- V_{ik} é a magnitude de tensão na barra i , para a configuração k ;
- θ_{jk} é o ângulo da tensão na barra j , para a configuração k ;
- Ω_{PQ}^k é o conjunto das barras de carga, para a configuração k ;
- Ω_b^k é o conjunto de todas as barras do sistema, exceto a barra *slack*, para a configuração k .

Para situação pré-contingência (caso base), adota-se o índice “0”, ou seja, $x_0 = (V_{i0}, \theta_{j0})^T$, em que V_{i0} é a magnitude da tensão para as barras i pertencentes ao conjunto Ω_{PQ}^0 , e θ_{j0} é o ângulo de tensão para as barras j pertencentes ao conjunto Ω_b^0 .

➤ Variáveis Controláveis

O problema geral de FPORS apresentado em (3.31) – (3.38) possui variáveis que são controláveis:

$$u_0 = (Pg_{i0}, V_{i0}, t_{im0})^T, \forall i \in \Omega_g^0, \forall t_{im0} \in \Omega_T^0$$

$$u_k = (Pg_{ik}, V_{ik}, t_{imk})^T, \forall i \in \Omega_g^k, \forall t_{imk} \in \Omega_T^k, \forall k = 1, \dots, c;$$

em que

- Pg_{i0} é a potência ativa gerada na barra i , para caso base e preventivo;
- Pg_{ik} é a potência ativa gerada na barra i , para configuração corretiva k ;
- V_{i0} é a magnitude de tensão na barra i , para caso base e preventivo;

- V_{ik} é a magnitude de tensão na barra i , para configuração corretiva k ;
- t_{im0} é o vetor dos *taps* dos transformadores dos ramos im do sistema que possuem transformadores, para o caso base e preventivo;
- t_{imk} é o vetor dos *taps* dos transformadores dos ramos im do sistema que possuem transformadores, para configuração corretiva k ;
- Ω_g^0 é o conjunto das barras de geração para o caso base e preventivo;
- Ω_g^k é o conjunto das barras de geração para a configuração corretiva k ;
- Ω_T^0 : é o conjunto de transformadores de *tap* variável para o caso base e preventivo;
- Ω_T^k : é o conjunto de transformadores de *tap* variável para a configuração corretiva k .

➤ Restrições Adicionais

As restrições (3.34) e (3.35) são análogas às restrições (3.32) e (3.33) do caso base (pré-contingência), considerando, porém cada configuração de contingência k . Desta forma, para cada contingência considerada, um novo conjunto de restrições análogas às restrições (3.34) e (3.35) são inseridas, como se uma nova rede de transmissão com contingência fosse introduzida no modelo base.

Para o novo conjunto de restrições (3.34) e (3.35), chamado de caso (ou modelo) preventivo, são utilizadas as mesmas variáveis de controle do caso base formado por (3.32) e (3.33), mas com limites operacionais mais relaxados ($L_s \geq L_l$), por um curto intervalo de tempo (*short time*). Assim, o controle do caso base deve ser capaz de manter o sistema operando dentro dos limites das restrições operacionais para o caso base, bem como os limites operacionais para cada uma das contingências k , por um curto intervalo de tempo. Este curto intervalo de tempo deve ser o suficiente para que ações corretivas possam ser implementadas com sucesso no sistema elétrico.

As restrições (3.36) e (3.37) também são análogas às restrições (3.32) e (3.33) do caso base, considerando, porém cada configuração de contingência k . Desta forma, cada contingência considerada gera um novo conjunto de restrições, (3.36) e (3.37), conhecidas como caso corretivo, que são inseridas junto ao modelo base, como uma nova rede de transmissão contingenciada.

Para esse novo conjunto de restrições (3.36) e (3.37) novas variáveis de controle u_k são calculados para cada situação de contingência k , juntamente com novos valores de variáveis dependentes x_k . Assim, na ocorrência de uma contingência k , a implementação dos controles u_k deve ser capaz de manter o sistema operando dentro dos limites das restrições operacionais para essa configuração da contingência k com limites relaxados em relação ao caso base, $L_m \geq L_l$, porém menores que os limites estabelecidos para curto prazo (preventivo), $L_m \leq L_s$. Desta forma, as variáveis de controle u_k são denominadas controles corretivos, pois corrigem a operação, de tal forma que sustentem o sistema operando em região estável por um período de tempo mediano, na presença de uma contingência k .

A inequação (3.38) é uma restrição destinada a prevenir ajustes irrealistas das variáveis de controle entre os estados de pré e de pós-contingência, de modo a não haver grandes variações entre os dois estados. Então, para o modelo do problema FPORS (3.31)-(3.38), pode-se considerar restrições adicionais que representam uma taxa de variação máxima para as gerações de potência ativa, *taps* e tensões nas barras geradoras como segue:

$$|Pg_{ik} - Pg_{i0}| < \Delta P_i, \quad \forall i \in \Omega_g, \quad \forall k = 1, 2, \dots, c;$$

$$|V_{ik} - V_{i0}| < \Delta V_i, \quad \forall i \in \Omega_g, \quad \forall k = 1, 2, \dots, c.$$

$$|t_{imk} - t_{im0}| < \Delta t_{im}, \quad \forall im \in \Omega_T, \quad \forall k = 1, 2, \dots, c.$$

em que ΔP_i , ΔV_i e Δt_{im} são respectivamente as variações máximas para a potência ativa gerada, tensão nas barras geradoras e *taps* dos transformadores, respectivamente. Assim, limitando a variação de cada uma das variáveis de controle, limita-se a variação do vetor de variáveis controláveis.

Enfatiza-se que as variáveis de controle u_0 , das restrições (3.34) e (3.35), para as redes de pós-contingência, são as mesmas utilizadas para rede de pré-contingência nas equações (3.32) e (3.33). Isso significa que o controle u_0 (calculados quando as restrições de (3.32) a (3.35), são conjuntamente considerados) são controles calculados para suportar intrinsecamente todas as contingências k , $k = 1, \dots, c$, do sistema por um determinado período de tempo. Dessa forma, caso algumas dessas contingências efetivamente ocorram na operação em tempo real do sistema, o operador ainda terá um intervalo de tempo disponível para exercer as ações de controle corretivo (curto prazo). Supõe-se que neste curto prazo, não haverá tempo suficiente para que sejam tomadas ações de controle corretivo, de modo que os controles devem estar previamente preparados para suportar tais contingências, garantindo a factibilidade do sistema.

A partir dessa análise, define-se que o caso base (configuração pré-contingência) é aquele em que somente as restrições (3.32) e (3.33) são levadas em consideração. Já o problema de FPORS preventivo é definido como sendo aquele em que somente as restrições de (3.32) a (3.35) são levadas em consideração e, finalmente, o FPORS corretivo é definido como sendo aquele em que são levadas em consideração todas as restrições, isto é, de (3.32) a (3.38).

No próximo capítulo será apresentado em detalhes o modelo proposto neste trabalho que é baseado no problema de FPORS e leva o fator de potência da demanda (FPD) ajustável em consideração.

Capítulo 4

Modelo Proposto

Neste capítulo apresenta-se o modelo proposto neste trabalho para determinar o ponto de máxima margem de carregamento operacional de um sistema elétrico de potência. Esse modelo é formulado como um problema de otimização não linear com variáveis contínuas baseado no problema de FPORS e que leva em consideração o FPD nas barras de carga. A seguir são descritas as contribuições do modelo, bem como, a apresentação detalhada do seu equacionamento matemático.

4.1 Modelo do problema de maximização da margem de carregamento operacional baseado no Fator de Potência de Demanda Ajustável com Restrição de Segurança (FPDARS)

Neste trabalho o modelo proposto para o problema de maximização da margem de carregamento operacional leva em consideração o fator de potência de demanda das barras de carga, como discutido em Pourakbari-Kasmaei *et al.* (2017), porém baseado não simplesmente no problema de FPO, mas no FPORS.

Uma das características fundamentais do modelo proposto é manter um fator de potência de demanda mínimo nas barras de carga do sistema elétrico de potência, e este fator de potência da demanda é uma função das demandas ativas e reativas.

Outra característica importante desse modelo é para um planejamento de operação e análise a partir do ponto de máxima margem de carregamento operacional do sistema elétrico de potência. Ao encontrar o ponto de máxima margem de carregamento, tem-se qual o valor da carga total máxima suportada pelo sistema e a sua distribuição pelas barras de carga do mesmo, respeitando todos os limites operacionais do sistema. Mas com o intuito de tornar essa análise mais segura, do ponto de vista operacional, o modelo apresentado neste trabalho baseia-se no FPORS, a fim de encontrar um ponto de máxima margem de carregamento operacional levando em

consideração contingências, garantindo que os controles do sistema consigam manter o mesmo operando apesar da(s) contingência(s). Essa situação faz com que o sistema opere no seu limite de carregamento com uma carga total menor, porém traz o ponto de operação para uma região segura, na qual sua operação estará garantida, o que para um sistema elétrico real é primordial.

Para esta finalidade, o modelo de máximo carregamento baseado no FPORS não considera as restrições adicionais referentes ao modo corretivo, como apresentado nas restrições (3.36) e (3.37) do capítulo anterior.

Desta forma, o modelo de maximização da margem de carregamento operacional com fator de potência da demanda ajustável baseado no FPORS, na forma compacta, é apresentado a seguir.

$$\text{Minimizar} \quad f(x_0, u_0) \quad (4.1)$$

sujeito a:

$$g_0(x_0, u_0) = 0 \quad (4.2)$$

$$h_0(x_0, u_0) \leq L_l \quad (4.3)$$

$$g_k^s(x_k^s, u_0) = 0, \quad k = 1, \dots, c \quad (4.4)$$

$$h_k^s(x_k^s, u_0) \leq L_s, \quad k = 1, \dots, c \quad (4.5)$$

As variáveis dependentes do modelo FPDARS apresentado em (4.1) – (4.5) são:

$$x_k^s = (V_{ik}^s, \theta_{jk}^s)^T, \quad \forall i \in \Omega_{PQ}^k, \quad \forall j \in \Omega_{b*}^k, \quad \forall k = 1, \dots, c;$$

$$x_0 = (V_{i0}, \theta_{j0})^T, \quad \forall i \in \Omega_{PQ}^0, \quad \forall j \in \Omega_{b*}^0$$

em que:

- V_{ik}^s é a magnitude de tensão na barra i para a configuração k , durante o intervalo de curto prazo;
- θ_{jk}^s é o ângulo da tensão na barra j para a configuração k , durante o intervalo de curto prazo;

- V_{i0} é a magnitude de tensão na barra i para a o caso base;
- θ_{j0} é o ângulo da tensão na barra j para a o caso base;
- Ω_{PQ}^k é o conjunto das barras de carga para a configuração k ;
- Ω_{PQ}^0 é o conjunto das barras de carga para o caso base;
- Ω_{b*}^k é o conjunto de todas as barras do sistema, exceto a barra *slack*, para a configuração k ;
- Ω_{b*}^0 é o conjunto de todas as barras do sistema, exceto a barra *slack*, para o caso base.

As variáveis de controle definidas no modelo FPDARS são:

$$u_k = (Pg_{ik}, Pd_{jk}, Qd_{lk}, V_{ik}, t_{imk})^T, \forall i \in \Omega_g^k, \forall j \in \Omega_{b*}^k, \forall l \in \Omega_{PQ}^k, \forall t_{imk} \in \Omega_T^k, \forall k = 1, \dots, c;$$

$$u_0 = (Pg_{i0}, Pd_{j0}, Qd_{l0}, V_{i0}, t_{im0})^T, \forall i \in \Omega_g^0, \forall j \in \Omega_{b*}^0, \forall l \in \Omega_{PQ}^0, \forall t_{im0} \in \Omega_T^0$$

em que

- Pg_{ik} é a potência ativa gerada na barra i , para configuração k ;
- Pd_{jk} é a potência ativa demandada na barra j , para configuração k ;
- Qd_{jk} é a potência reativa demandada na barra j , para configuração k ;
- V_{ik} é a magnitude de tensão na barra i , para configuração k ;
- t_{imk} é o vetor dos *taps* dos transformadores dos ramos im do sistema que possuem transformadores, para a configuração k ;
- Pg_{i0} é a potência ativa gerada na barra i , para o caso base;
- Pd_{j0} é a potência ativa demandada na barra j , para o caso base;
- Qd_{l0} é a potência reativa demandada na barra l , para o caso base;

- V_{i0} é a magnitude de tensão na barra i , para o caso base;
- t_{im0} é o vetor dos *taps* dos transformadores dos ramos im do sistema que possuem transformadores, para o caso base;
- Ω_g^k é o conjunto das barras de geração para a configuração k ;
- Ω_g^0 é o conjunto das barras de geração para o caso base;
- Ω_T^k é o conjunto de transformadores de *tap* variável para a configuração k ;
- Ω_T^0 é o conjunto de transformadores de *tap* variável para o caso base.

O modelo FPDARS tem como função objetivo a maximização da soma das demandas de potência ativa nas barras de carga do sistema elétrico em questão.

$$f(x_0, u_0) = \sum_{i \in \Omega_{PQ}} P d_{ik} \quad (4)$$

ou seja, a função objetivo depende unicamente das variáveis de controle do modelo.

As restrições de igualdade (4.2) e (4.4) representam as equações de balanço de potência ativa e reativa da transmissão para as situações pré e pós-contingência, respectivamente. As expressões de balanço de potência ativa são representadas pelas equações (4.7a) e (4.7b), enquanto as expressões de balanço de potência reativa são representadas pelas equações (4.8a) e (4.8b):

$$P g_{i0} - P d_{i0} - \sum_{m \in \Omega_i^k} P_{im0}(x_0, u_0) = 0, \forall i \in \Omega_{b^*}^0 \quad (4.7a)$$

$$P g_{ik} - P d_{ik} - \sum_{m \in \Omega_i^k} P_{imk}(x_k^s, u_0) = 0, \forall i \in \Omega_{b^*}^k, \forall k = 1, \dots, c; \quad (4.7b)$$

$$Q g_{i0} - Q d_{i0} + b_i^{sh} V_{i0}^2 - \sum_{m \in \Omega_i^k} Q_{im0}(x_0, u_0) = 0, \forall i \in \Omega_{PQ}^0 \quad (4.8a)$$

$$Q g_{ik} - Q d_{ik} + b_i^{sh} V_{ik}^2 - \sum_{m \in \Omega_i^k} Q_{imk}(x_k^s, u_0) = 0, \forall i \in \Omega_{PQ}^k, \forall k = 1, \dots, c; \quad (4.8b)$$

em que:

- $P_{im0}(x_0, u_0), Q_{im0}(x_0, u_0)$ são os fluxos de potência ativa e reativa no ramo im , respectivamente, para a situação pré-contingência (caso base);
- $P_{imk}(x_k^s, u_0), Q_{imk}(x_k^s, u_0)$ são os fluxos de potência ativa e reativa no ramo im , respectivamente, para a situação de contingência k ;
- Qg_{i0} é a potência reativa gerada na barra i , para a situação de pré-contingência (caso base);
- Qg_{ik} é a potência reativa gerada na barra i , para a situação de contingência k ;
- Ω_i^k conjunto das barras vizinhas à barra i , para a situação de contingência k ;

Para situação pré-contingência, caso base, o índice k assume o valor zero ($k = 0$).

Tem-se que as restrições (4.7a) e (4.7b) generalizam a equação (3.9) e as restrições (4.8a) e (4.8b) generalizam a equação (3.10) do modelo FPDA que é baseado no FPO que foi apresentado no capítulo anterior, que corresponde ao caso base, sem contingência, para o modelo FPDARS.

As expressões para os fluxos de potência ativa e reativa em (4.7a), (4.7b), (4.8a) e (4.8b) são apresentadas de forma generalizada como segue:

$$P_{im0}(x_0, u_0) = (t_{im0} V_{i0})^2 g_{im} - (t_{im0} V_{i0}) V_{m0} (g_{im} \cos \theta_{im0} + b_{im} \sin \theta_{im0}) \quad (4.9a)$$

$$P_{imk}(x_k^s, u_0) = (t_{imk} V_{ik})^2 g_{im} - (t_{imk} V_{ik}) V_{mk} (g_{im} \cos \theta_{imk} + b_{im} \sin \theta_{imk}) \quad (4.9b)$$

$$Q_{im0}(x_0, u_0) = -(t_{im0} V_{i0})^2 (b_{im} + b_{im}^{sh}) + (t_{im0} V_{i0}) V_{m0} (b_{im} \cos \theta_{im0} + g_{im} \sin \theta_{im0}) \quad (4.10a)$$

$$Q_{imk}(x_k^s, u_0) = -(t_{imk} V_{ik})^2 (b_{im} + b_{im}^{sh}) + (t_{imk} V_{ik}) V_{mk} (b_{im} \cos \theta_{imk} + g_{im} \sin \theta_{imk}) \quad (4.10b)$$

em que:

$g_{im}, b_{im}, b_{im}^{sh}$: são a condutância, as susceptâncias série e *shunt* da linha im , respectivamente;

θ_{im0} : a diferença entre o ângulo das tensões das barras i e m ($\theta_{im0} = \theta_{i0} - \theta_{m0}$), respectivamente, para situação pré-contingência (caso base).

θ_{imk} : a diferença entre o ângulo das tensões das barras i e m ($\theta_{imk} = \theta_{ik} - \theta_{mk}$), respectivamente, para situação de contingência k .

As restrições de desigualdades (4.3) e (4.5) representam os limites físicos e operacionais do sistema que são a seguir descritas.

- **Limites do Fluxo de Potência Ativa nos Ramos:**

Os limites nos fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão e transformadores, para os casos pós-contingência k , são dados por (4.11) e (4.12) nos casos base e preventivo respectivamente:

$$-L_l \leq P_{im0}(x_0, u_0) \leq L_l, \quad \forall im \in \Omega_r^0; \quad (4.11)$$

$$-L_s \leq P_{imk}(x_k^s, u_0) \leq L_s, \quad \forall im \in \Omega_r^k, \quad \forall k = 1, \dots, c; \quad (4.12)$$

em que Ω_r^k representa o conjunto de todos os ramos do sistema para situação de contingência k (linhas de transmissão e transformadores).

- **Restrições de canalização na Potência Ativa Gerada**

O limite na geração de potência ativa nas barras de tensão controlada é dado em (4.13).

$$\underline{Pg}_{ik} \leq Pg_{ik} \leq \overline{Pg}_{ik}, \quad \forall i \in \Omega_g^k, \quad \forall k = 0, 1, \dots, c \quad (4.13)$$

em que Ω_g^k é o conjunto de geradores em operação na situação de contingência k , onde o caso base (situação pré-contingência) esta representado para $k = 0$.

- **Restrições de canalização na Potência Reativa Gerada**

O limite na geração de potência reativa nas barras de tensão controlada é dado em (4.14).

$$\underline{Qg}_{ik} \leq Qg_{ik} \leq \overline{Qg}_{ik}, \quad \forall i \in \Omega_g^k, \quad \forall k = 0, 1, \dots, c \quad (4.14)$$

em que Ω_g^k é o conjunto de geradores em operação na situação de contingência k , onde o caso base (situação pré-contingência) esta representado para $k = 0$.

- **Restrições de canalização nas Magnitudes de Tensão**

Os limites nas magnitudes de tensão para os casos pós-contingência são formulados por meio de restrições canalizadas, conforme (4.15):

$$\underline{V}_{ik} \leq V_{ik} \leq \overline{V}_{ik}, \quad \forall i \in \Omega_b^k, \quad \forall k = 0, 1, \dots, c \quad (4.15)$$

em que Ω_b^k é o conjunto de todas as barras do sistema na situação de contingência k , onde o caso base (situação pré-contingência) esta representado para $k = 0$.

Observa-se que as notações das equações (4.9), (4.10), (4.12) e (4.15), para o modelo preventivo (pós-contingência) devem ser corrigidas de modo que as variáveis não controláveis x_k , no estado $z_k = (x_k, u_k)$, sejam substituídas pelas variáveis x_k^s .

- **Restrições de canalização nos taps dos transformadores**

Os *taps* dos transformadores podem variar dentro de limites expressos por (4.16):

$$\underline{t}_{imk} \leq t_{imk} \leq \overline{t}_{imk}, \quad im \in \Omega_T^k \quad (4.16)$$

em que Ω_T^k é o conjunto de transformadores de *tap* variável na situação de contingência k .

- **Restrições de canalização das susceptâncias *shunts***

As susceptâncias *shunts* variáveis das barras de controle são expressas por (4.17):

$$\underline{b}_{nk}^{sh} \leq b_{nk}^{sh} \leq \overline{b}_{nk}^{sh}, \quad n \in \Omega_S^k \quad (4.17)$$

em que Ω_S^k é o conjunto de barras conectadas com susceptância *shunt* na situação de contingência k .

- **Limite da potência reativa demandada nas barras de carga**

A potência reativa demandada nas barras de carga, Qd_i , é uma característica fundamental no modelo proposto, e tem por finalidade manter o fator de potência de demanda mínimo aceitável nas barras de carga. Desta forma, o limite da potência reativa demandada é uma função da potência ativa demandada e da taxa de demanda reativa, como apresentado na equação (3.25). Essa taxa de demanda, ρ_i , depende do fator de potência pré-estabelecido, como apresentado na equação (3.27). Assim, o limite da potência reativa nas barras de carga é a seguir apresentado na equação (4.18):

$$-\overline{Qd_{ik}} \leq Qd_{ik} \leq \overline{Qd_{ik}}, \quad i \in \Omega_{PQ} \quad (4.18)$$

em que $\overline{Qd_{ik}}$, foi apresentado na equação (3.30).

Desta forma, o modelo FPDARS completo, proposto neste trabalho é apresentado a seguir:

$$\text{Maximizar } f(x_0, u_0) = \sum_{i \in \Omega_{PQ}} Pd_{i0} \quad (4.19)$$

sujeito a:

$$Pg_{i0} - Pd_{i0} - (t_{im0} V_{i0})^2 g_{im} + (t_{im0} V_{i0}) V_{m0} (g_{im} \cos \theta_{im0} + b_{im} \sin \theta_{im0}) = 0 \quad (4.20)$$

$$Qg_{i0} - Qd_{i0} + b_{i0}^{sh} V_{i0}^2 + (t_{im0} V_{i0})^2 (b_{im} + b_{im}^{sh}) - (t_{im0} V_{i0}) V_{m0} (b_{im} \cos \theta_{im0} + g_{im} \sin \theta_{im0}) = 0 \quad (4.21)$$

$$-L_l \leq (t_{im0} V_{i0})^2 g_{im} - (t_{im0} V_{i0}) V_{m0} (g_{im} \cos \theta_{im0} + b_{im} \sin \theta_{im0}) \leq L_l \quad (4.22)$$

$$\begin{cases} Pd_i \geq Pd_{0i}; \text{ se } Pd_{0i} \geq 0, \quad \forall i \in \Omega_{PQ} \\ Pd_i = Pd_{0i}; \text{ se } Pd_{0i} < 0, \quad \forall i \in \Omega_{PQ}, \\ Pd_i = Pd_{0i}; \quad \forall i \in \Omega_g \end{cases} \quad (4.23)$$

$$\underline{Pg_{i0}} \leq Pg_{i0} \leq \overline{Pg_{i0}}, \quad \forall i \in \Omega_g^0 \quad (4.24)$$

$$\underline{Qg_{i0}} \leq Qg_{i0} \leq \overline{Qg_{i0}}, \quad \forall i \in \Omega_g^0 \quad (4.25)$$

$$\underline{V_{i0}} \leq V_{i0} \leq \overline{V_{i0}}, \quad \forall i \in \Omega_b^0 \quad (4.26)$$

$$\underline{t_{im0}} \leq t_{im0} \leq \overline{t_{im0}}, \quad im \in \Omega_T^0 \quad (4.27)$$

$$\underline{b_{n0}^{sh}} \leq b_{n0}^{sh} \leq \overline{b_{n0}^{sh}}, \quad n \in \Omega_S^0 \quad (4.28)$$

$$Pg_{i0} - Pd_{i0} - (t_{i0} V_{ik}^s)^2 g_{im} + (t_{i0} V_{ik}^s) V_{mk}^s (g_{im} \cos \theta_{imk}^s + b_{im} \sin \theta_{imk}^s) = 0, \forall k = 1, \dots, c; \quad (4.29)$$

$$Qg_{i0} - Qd_{i0} + b_{i0}^{sh} (V_{ik}^s)^2 + (t_{i0} V_{ik}^s)^2 (b_{im} + b_{im0}^{sh}) - (t_{i0} V_{ik}^s) V_{mk}^s (b_{im} \cos \theta_{imk}^s + g_{im} \sin \theta_{imk}^s) = 0, \forall k = 1, \dots, c; \quad (4.30)$$

$$-L_s \leq (t_{i0} V_{ik}^s)^2 g_{im} - (t_{i0} V_{ik}^s) V_{mk}^s (g_{im} \cos \theta_{imk}^s + b_{im} \sin \theta_{imk}^s) \leq L_s, \forall k = 1, \dots, c; \quad (4.31)$$

$$\underline{V_{ik}^s} \leq V_{ik}^s \leq \overline{V_{ik}^s}, \quad \forall i \in \Omega_{PQ}^k, \quad \forall k = 1, \dots, c \quad (4.32)$$

$$V_{ik}^s = V_{i0}, \quad \forall i \in \Omega_g^k, \quad \forall k = 1, \dots, c \quad (4.33)$$

$$-\overline{\rho_i} Pd_{i0} \leq Qd_{i0} \leq \overline{\rho_i} Pd_{i0}, \quad \forall i \in \Omega_{PQ} \quad (4.34)$$

As equações de (4.20) a (4.28) representam o caso base do sistema, sem contingência. As equações (4.29) a (4.33) representam o sistema preventivo, na situação de contingência k , e a equação (4.34) garante o fator de potência mínimo estipulado.

Desta forma, este modelo proposto tem como prioridade a segurança de operação do sistema elétrico de potência, encontrando a sua máxima margem de carregamento operacional compatível com a segurança e confiabilidade desejada, garantindo as condições mínimas de operação e características importantes como o fator de potência mínimo desejado.

No próximo capítulo serão apresentados alguns testes computacionais com o modelo proposto desprezando a característica discreta das susceptâncias *shunt* e *taps* dos transformadores, com o propósito de validar o modelo acima proposto.

Capítulo 5

Testes Numéricos e Discussão dos Resultados

Os testes numéricos para validação do modelo FPDARS proposto no Capítulo 3, foram realizados utilizando os dados dos sistemas IEEE14, IEEE 30 e IEEE 118 barras, onde a barras de controle de reativos foram consideradas como barra de geração também. Nas simulações foram comparados cada um dos sistemas operando sem contingência (caso base) e com previsão de algumas contingências (casos preventivos). Para os testes, as escolhas das linhas que fariam parte da previsão de contingência nas simulações foram baseadas na quantidade de fluxo de potência ativa e quais barras que as mesmas interligavam. Ou seja, foram escolhidas linhas que interligam barras muito carregadas e/ou linhas com alto fluxo de potência, com o intuito de validação do modelo proposto. Nos três sistemas testes, pelo menos uma situação de contingência que previa falta em aproximadamente 10% da quantidade total de linhas do sistema foi testada.

Os resultados apresentados utilizam todas as variáveis contínuas. O modelo contínuo é resolvido pelo Método Primal-Dual Barreira Logarítmica por meio do pacote de otimização *KNITRO 9.1.0* (WALTZ e PLATENGA, 2010), em interface com a plataforma *GAMS 24.4.6*. O computador utilizado para as simulações apresenta um processador Intel Core i7, 2.50 GHz e 8GB de memória RAM. O banco de dados dos sistemas testados está no Apêndice A.

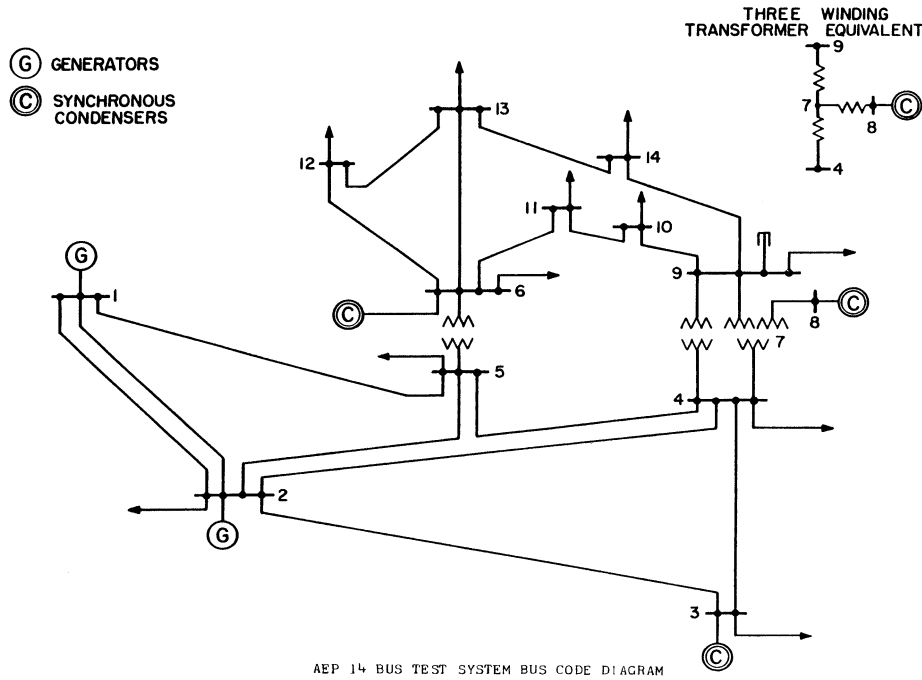
5.1 Sistema IEEE 14 Barras

O sistema IEEE 14 barras modificado é composto da seguinte maneira:

- 5 barras de geração (barras 1, 2, 3, 6 e 8);
- 9 barras de carga;
- 17 linhas de transmissão;
- 3 transformadores de *taps* variáveis (ramos 4_7, 4_9 e 5_6);
- 1 barra com susceptância *shunt* variável (barra 9);

A Figura 5.1 mostra o diagrama do sistema elétrico IEEE 14 barras.

Figura 5.1 – Sistema elétrico IEEE 14 barras.



Fonte: <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf14/14bus600.tif>

O ângulo de tensão na barra de referência (barra 1) é adotado como zero. Os limites das magnitudes de tensão são canalizados com valores em *p.u.* entre $0,95 \leq V_{i0} \leq 1,05$, $\forall i = 1, \dots, 14$ para o caso base, e $0,90 \leq V_{ik}^s \leq 1,10$, $\forall i = 1, \dots, 14$, $\forall k = 1, \dots, c$, para os casos preventivos. Os *taps* dos transformadores são considerados contínuos variando como segue: $0,95 \leq t_{im0} \leq 1,05$, $\forall im \in \Omega_r^0$, em que: $\Omega_r^0 = \{4_7, 4_9, 5_6\}$ (o sobrescrito “0” representa o caso base, sem contingência). A susceptância *shunt* na barra 9, tem seu valor compreendido entre os limites $0 \leq b_9^{sh} \leq 0,30 \text{ pu}$.

As barras 3, 6 e 8, que são originalmente compensadoras de potência reativa, foram alteradas para barras geradoras. Os valores das potências geradas dessas barras foram determinados de forma empírica e têm os intervalos de variação, em *p.u.*, como segue: $0 \leq Pg_{10} \leq 3$, $0 \leq Pg_{20} \leq 1$, $0 \leq Pg_{30} \leq 1$, $0 \leq Pg_{60} \leq 3$ e $0 \leq Pg_{80} \leq 1$. Essas alterações estão presentes no banco de dado no Apêndice A.

Para o sistema sem contingência prevista (caso base) não foi imposto limites para os fluxos de potência ativa nas linhas. Os valores obtidos de fluxo de potência ativa em cada ramo do sistema ao maximizar a margem de carregamento operacional do caso

base, foram adotados como limites para um longo período de tempo, ou seja, operação normal. Como consequência, os limites de fluxo de potência ativa nos ramos do sistema para um período curto de tempo (casos preventivos), foram acrescidos 20% nos valores obtidos para um longo período de tempo (caso base).

5.1.1 Primeira etapa de testes

Para esta primeira etapa de testes do modelo FPDARS com os dados do sistema IEEE 14 barras, foi estipulado o fator de potência mínimo das barras de carga de 0,90. Será apresentada a simulação do caso base, casos preventivos com uma contingência (preventivos 1) sem limite de fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão e, casos preventivos 1, com limite de fluxo de potência ativa.

- **Caso base**

A Tabela 5.1 apresenta a condição inicial (banco de dados em anexo) e os resultados da potência ativa demandada (P_{di}), magnitude da tensão (V_i) e fator de potência (fp_i) em cada barra de carga do sistema sem contingência (caso base).

Tabela 5.1 – Resultados do caso base e condição inicial (IEEE 14 barras)

Barra (i)	Condição Inicial (p.u.)			Caso Base (p.u.)		
	V_i	P_{di}	fp_i	V_i	P_{di}	fp_i
4	1,019	0,478	0,997	1,017	2,101	1,000
5	1,020	0,076	0,979	1,021	4,182	0,964
7	1,062	0,000	-	0,967	0,000	-
9	1,056	0,295	0,871	0,982	0,295	0,900
10	1,051	0,090	0,841	0,99	0,090	0,900
11	1,057	0,035	0,889	1,014	0,055	0,900
12	1,055	0,061	0,967	1,022	0,246	0,999
13	1,050	0,135	0,919	1,021	0,272	0,986
14	1,036	0,149	0,948	0,989	0,149	0,987

As variáveis de controle e a função objetivo (soma das potências ativas demandadas nas barras de carga) para o caso base e condição inicial são apresentadas na Tabela 5.2.

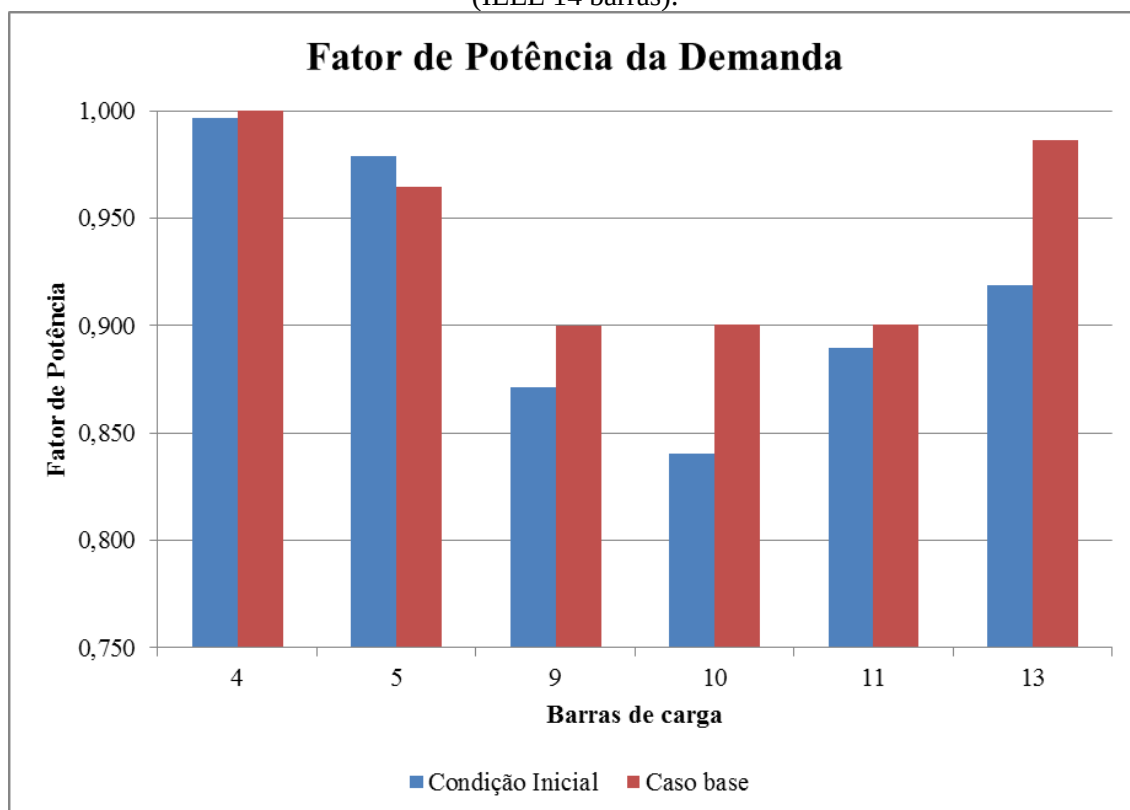
Tabela 5.2 – Variáveis de controle contínuas e função objetivo para o caso base e condição inicial (IEEE 14 barras).

Variáveis	Condição Inicial (p.u.)	Caso Base (p.u.)
t_{4_7}	1,02249	0,95000
t_{4_9}	1,03199	0,95000
t_{5_6}	1,07296	1,05000
b_9^{sh}	0,17000	0,30000
Função Objetivo	1,319 p.u	7,391 p.u

Observa-se na Tabela 5.1 que na condição inicial as três barras mais carregadas do sistema eram, na ordem decrescente, as barras 4, 9 e 14, já para o caso base, as três barras mais carregadas, em ordem decrescente, são as barras 5, 4 e 9. A Tabela 5.2 apresenta que no caso base, a função objetivo, que é a soma das demandas de potência ativa nas barras de carga, atinge um total de 7,391 p.u. (739,1 MW), enquanto na condição inicial esse total era de 1,319 p.u. (131,9 MW), registrando um aumento na demanda de aproximadamente 460,35%. Percebe-se também a tendência de concentração da demanda em poucas barras. As barras 7, 9, 10 e 14 não tiveram aumento da demanda da condição inicial para o caso base, sendo que apenas cinco das nove barras tiveram aumento na demanda inicial, concentrando as demandas na barra 5 e barra 4.

A Figura 5.2 apresenta o comportamento do fator de potência da demanda em algumas barras de carga, comparando seu valor na condição inicial e depois no ponto de máximo carregamento sem contingência prevista (caso base).

Figura 5.2 – Fator de potência da demanda das barras de carga no caso base e condição inicial (IEEE 14 barras).



Interessante observar na Figura 5.2 que as barras 9, 10 e 11 apresentavam fator de potência inferior a 0,90 e no ponto de máximo carregamento já possuem um fator de potência mínimo de 0,90, como exigência prevista no modelo.

- **Casos preventivos com uma contingência (Preventivos 1)**

Primeiramente, o modelo foi testado considerando uma única contingência, ou seja, falta de um dos 20 ramos do sistema. Para falta de um dos ramos que seguem, 1_2, 1_5, 2_3, 2_4, 2_5, 3_4, 4_5, 6_12 e 6_13, o modelo não encontrou ponto factível para operação do sistema, respeitando os limites físicos e operacionais. A Tabela 5.3 mostra os resultados da função objetivo e variáveis de controle para os casos preventivos com uma contingência que o modelo encontrou ponto factível de operação.

Tabela 5.3 – Variáveis de controle e função objetivo para uma contingência (IEEE 14 barras).

Ramos	Variáveis de controle (p.u.)				Função objetivo (p.u.)
	t_{4_7}	t_{4_9}	t_{5_6}	b^{sh}	F.O
4_7	0,95000	0,95000	1,05000	0,28878	7,350
4_9	0,95070	0,98554	1,05000	0,00286	7,349
5_6	0,97929	0,99652	1,03555	0,17022	7,238
6_11	1,00691	1,05000	0,95000	0,04288	7,072
7_8	0,95000	0,95000	1,05000	0,20554	6,355
7_9	1,03158	0,95000	1,05000	0,03598	7,375
9_10	0,95000	0,95000	1,05000	0,30000	7,376
9_14	0,95000	0,95000	1,05000	0,27822	7,384
10_11	0,95000	0,95000	1,05000	0,30000	7,358
12_13	0,95000	0,95000	1,05000	0,28688	7,391
13_14	0,95000	0,95000	1,05000	0,30000	7,336

Para as situações contingenciadas previstas, a que possui menor função objetivo, tendo um sistema com menor demanda de potência ativa é a qual prevê a falta da linha 7_8, que além de simular a queda de uma linha, isola um gerador ligado à barra 8, impossibilitando do fornecimento de energia por esse gerador. Outra observação importante é que a falta da linha 12_13 não provocou diminuição na função objetivo em comparação com o caso base, indicando que esta linha possui baixo fluxo de potência.

A Tabela 5.4 apresenta os resultados de magnitude da tensão, potência ativa demandada e fator de potência para as barras de carga do sistema considerando uma contingência (queda de uma linha). Para esta simulação foram escolhidas as linhas 9_10, 7_8 e 5_6.

Tabela 5.4 – Casos preventivos com uma contingência – Preventivos 1 (IEEE 14 barras)

Barra (i)	Falta na linha 9_10 (p.u.)			Falta na linha 7_8 (p.u.)			Falta na linha 5_6 (p.u.)		
	V_i	Pd_i	fp_i	V_i	Pd_i	fp_i	V_i	Pd_i	fp_i
4	1,017	1,693	0,999	1,019	1,111	0,996	1,014	0,680	0,939
5	1,021	3,977	0,965	1,023	3,995	0,965	1,014	2,238	0,978
7	0,957	0,000	-	0,978	0,000	-	0,988	0,474	0,992
9	0,995	0,295	0,900	0,984	0,295	0,903	0,984	1,031	0,999
10	0,995	0,272	0,965	0,990	0,090	0,900	0,982	0,090	1,000
11	1,005	0,339	0,988	1,012	0,069	0,902	0,984	0,807	0,984
12	1,019	0,294	0,997	1,017	0,301	0,997	0,983	0,635	0,986
13	1,019	0,257	0,989	1,017	0,346	0,983	0,982	1,134	0,984
14	0,996	0,149	0,990	0,986	0,149	0,992	0,972	0,149	1,000

Pode-se observar que o fator de potência de todas as barras de carga são iguais ou superiores a 0,90, que foi o mínimo estipulado para os testes. A tabela 5.4 mostra que a barras 5 é a que possui a maior potência ativa demandada em todas as situações testadas e também no caso base. As barras de carga 12 e 13 aumentaram sua demanda de potência ativa inicial consideravelmente no ponto de máximo carregamento para todas as situações apresentadas, porém a barra 14 manteve a demanda inicial inalterada. A barra 7 tem uma demanda inicial nula, e só é carregada na situação de contingência na linha 5_6, com carga de 0,474 p.u. (47,4 MW), o que mostra o comportamento do sistema quando uma contingência é levada em consideração na análise do ponto de máximo carregamento, isto é, ocorre uma redistribuição da potência ativa demandada em algumas barras de carga, e mesmo barras sem carga inicial podem ser carregadas.

As Figuras 5.3 e 5.4 apresentam os gráficos da magnitude da tensão e da demanda de potência ativa nas barras de carga do sistema respectivamente, para as situações com previsão de contingência testadas (preventivo 1).

Figura 5.3 – Magnitude da tensão nas barras de carga para os casos preventivos 1 (IEEE 14 barras)

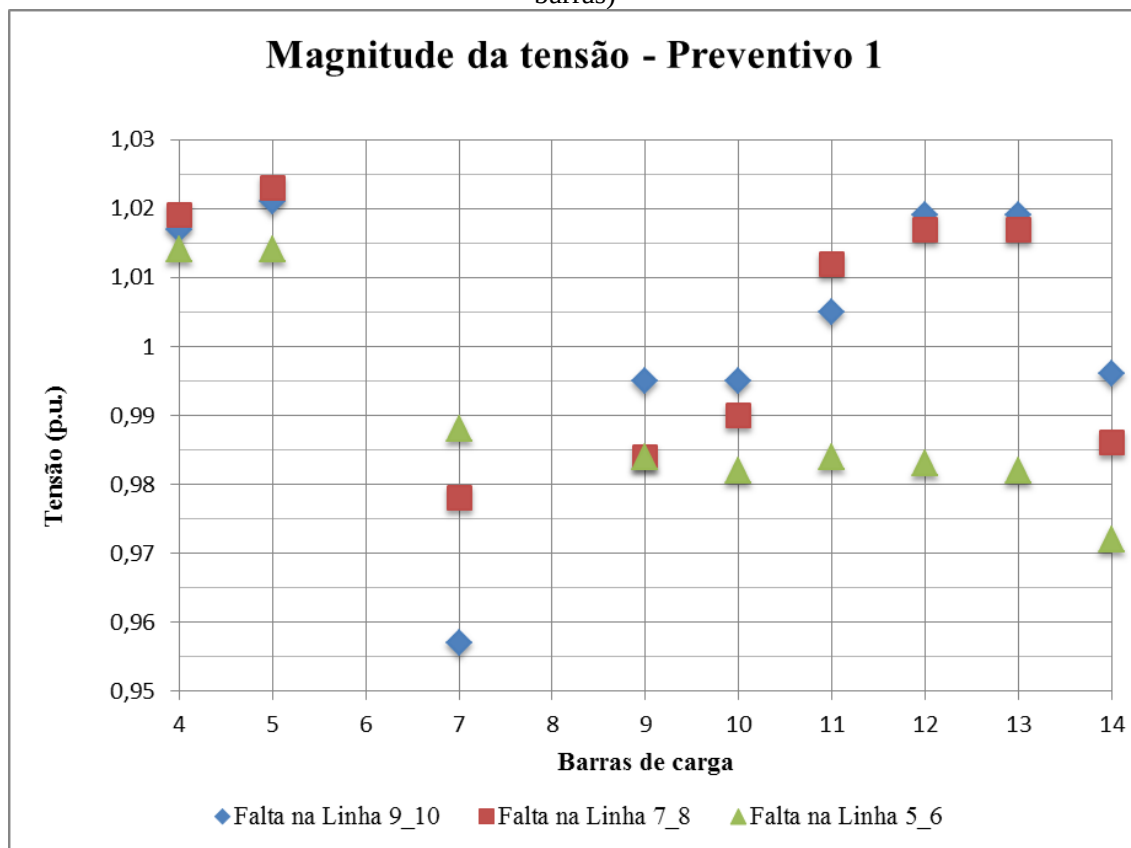
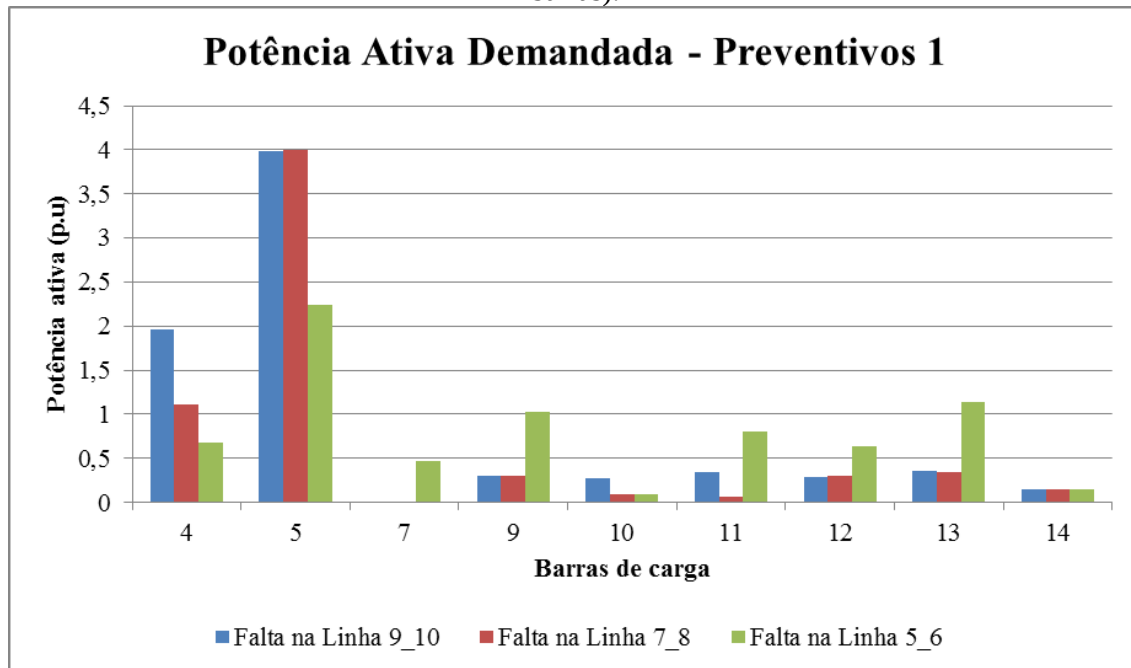


Figura 5.4 – Potência ativa demandada nas barras de carga para os casos preventivos 1(IEEE 14 barras).



As variáveis de controle e a função objetivo (soma das potências ativas demandadas nas barras de carga) para os casos preventivos com uma contingência são apresentadas na Tabela 5.5.

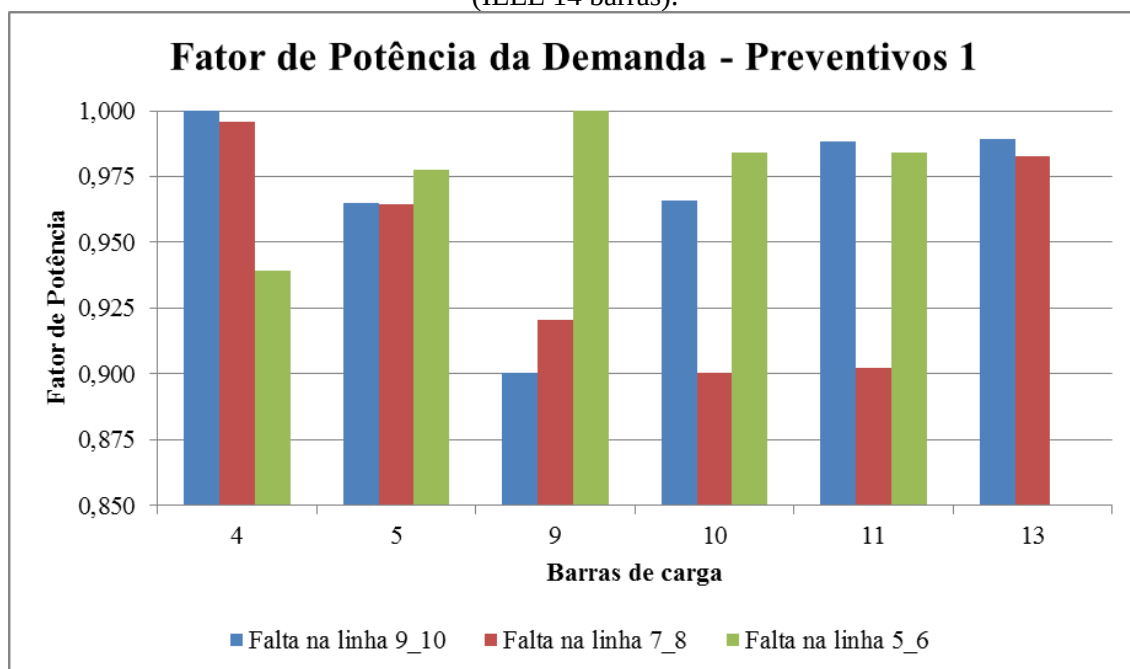
Tabela 5.5 – Variáveis de controle e função objetivo para os casos preventivos com uma contingência (IEEE 14 barras).

Variáveis	Falta na linha 9_10 (p.u.)	Falta na linha 7_8 (p.u.)	Falta na linha 5_6 (p.u.)
t_{4-7}	0,9500	0,9500	0,9793
t_{4-9}	0,9500	0,9500	0,9965
t_{5-6}	1,0500	1,0500	1,0355
b_{10}^{sh}	0,3000	0,0876	0,1702
Função Objetivo	7,376 p.u.	6,355 p.u.	7,238 p.u.

A Tabela 5.5 mostra como a falta da linha 7_8 reduz bastante à demanda ativa total do sistema, o que era esperado, por que a falta dessa linha isola a barra 8, que é uma barra geradora.

A Figura 5.5 apresenta o comportamento do fator de potência de algumas barras de carga para os casos preventivos com uma contingência.

Figura 5.5 – Fator de potência da demanda nas barras de carga para os casos preventivos 1 (IEEE 14 barras).



Os casos preventivos com uma contingência também foram testados estreitando ainda mais os limites de fluxo de potência ativa nas cinco linhas mais carregadas do sistema, em 50% do seu valor. Essa diminuição dos limites dos fluxos de potência nas linhas tem por objetivo avaliar a flexibilidade do modelo proposto na distribuição da demanda no sistema bem como verificar a sua influência na maximização da margem de carregamento operacional. A Tabela 5.6 mostra para cada situação preventiva quais linhas foram selecionadas para ter o fluxo de potência limitado como descrito acima.

Tabela 5.6 – Linhas com limite de fluxo de potência para os casos preventivos com uma contingência (IEEE 14 barras).

Linha contingenciada	Linhas limitadas						
	1_2	1_5	2_4	2_5	5_6	6_13	7_8
5_6	X	X	X	X		X	
7_8	X	X	X	X	X		
9_10	X	X		X	X		X

A Tabela 5.7 apresenta os resultados de magnitude da tensão, potência ativa demandada e fator de potência para as barras de carga do sistema considerando uma contingência (falta de uma linha) e com limitação de 50% do fluxo de potência nas 5 linhas mais carregadas do sistema.

Tabela 5.7 – Casos preventivos com uma contingência e limitações nas linhas (IEEE 14 barras).

Barra (i)	Falta na linha 9_10 (p.u.)			Falta na linha 7_8 (p.u.)			Falta na linha 5_6 (p.u.)		
	V_i	Pd_i	FP_i	V_i	Pd_i	FP_i	V_i	Pd_i	FP_i
4	1,015	2,338	0,999	0,950	0,478	0,900	0,987	0,478	0,900
5	1,028	1,279	0,952	0,950	1,993	0,992	1,000	1,121	0,900
7	0,951	0,000	-	0,966	0,000	-	0,954	0,000	-
9	0,988	0,295	0,900	0,950	0,295	0,900	0,953	0,751	0,992
10	0,988	0,330	0,946	0,958	0,090	0,900	0,950	0,090	0,980
11	0,997	0,427	0,982	0,998	0,209	0,902	0,950	1,725	0,948
12	1,015	0,357	0,993	0,990	0,594	0,989	0,983	0,967	0,942
13	1,018	0,323	0,984	0,991	0,834	0,983	1,013	0,135	0,901
14	0,991	0,149	0,985	0,953	0,149	0,994	0,965	0,149	0,994

As Figuras 5.6 e 5.7 apresentam os gráficos da magnitude da tensão e da demanda de potência ativa nas barras de carga do sistema respectivamente, para as situações preventivas com uma contingência e limitação de fluxo de potências nas linhas.

Figura 5.6 – Magnitude da tensão nas barras de carga para os casos preventivos 1 e limitação de fluxo de potência nas linhas (IEEE 14 barras).

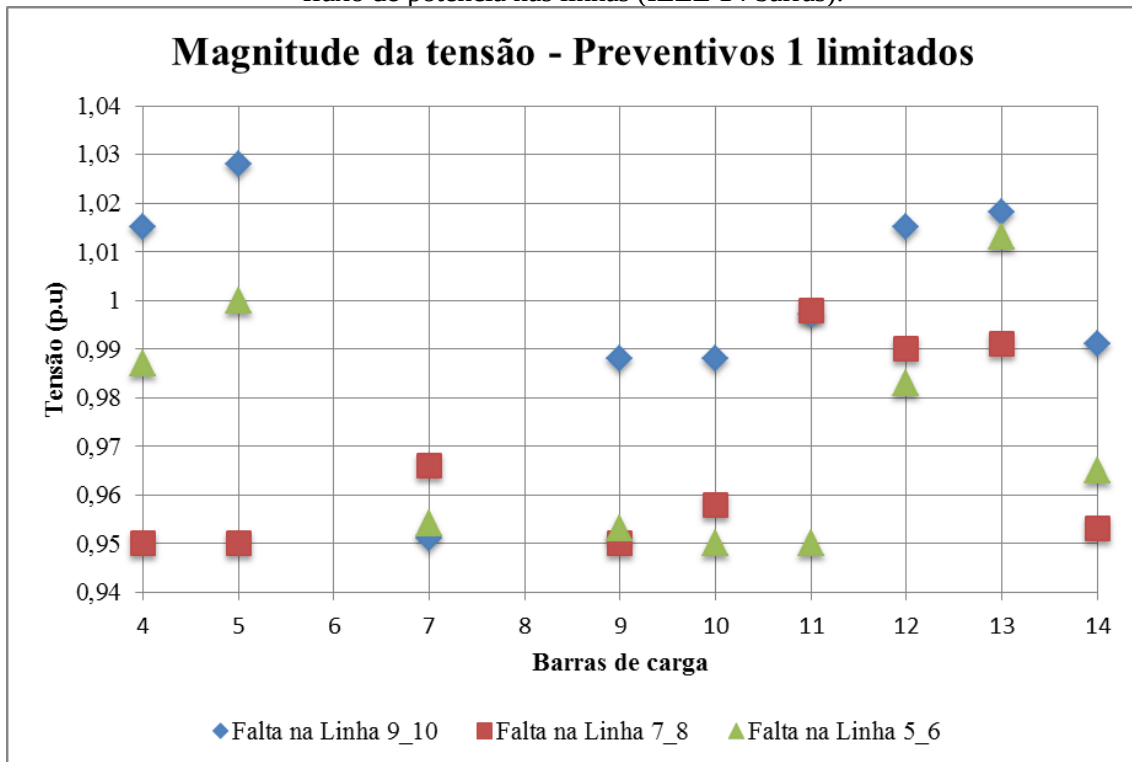
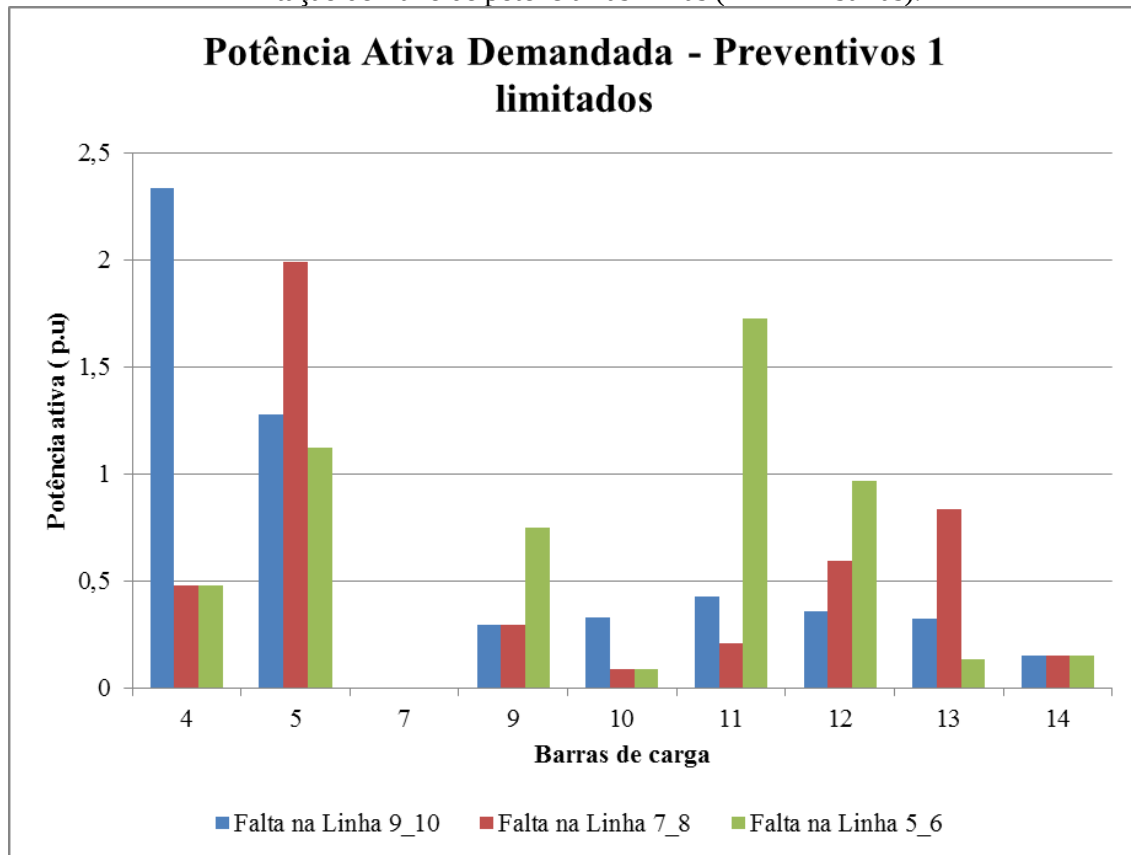


Figura 5.7 – Potência ativa demandada nas barras de carga para os casos preventivos 1 e limitação de fluxo de potência nas linhas (IEEE 14 barras).



As variáveis de controle e a função objetivo para os casos preventivos com uma contingência e limitação dos fluxos de potência nas linhas são apresentadas na Tabela 5.8.

Tabela 5.8 – Variáveis de controle e função objetivo para os casos preventivos com uma contingência e limitações no fluxo de potência (IEEE 14 barras).

Variáveis	Falta na linha 9_10 (p.u.)	Falta na linha 7_8 (p.u.)	Falta na linha 5_6 (p.u.)
t_{4_7}	0,9500	1,0500	1,0095
t_{4_9}	0,9500	0,9904	0,9500
t_{5_6}	1,0500	0,9500	1,0500
b_{10}^{sh}	0,3000	0,000	0,1335
Função Objetivo	5,498 p.u.	4,613 p.u.	5,417 p.u.

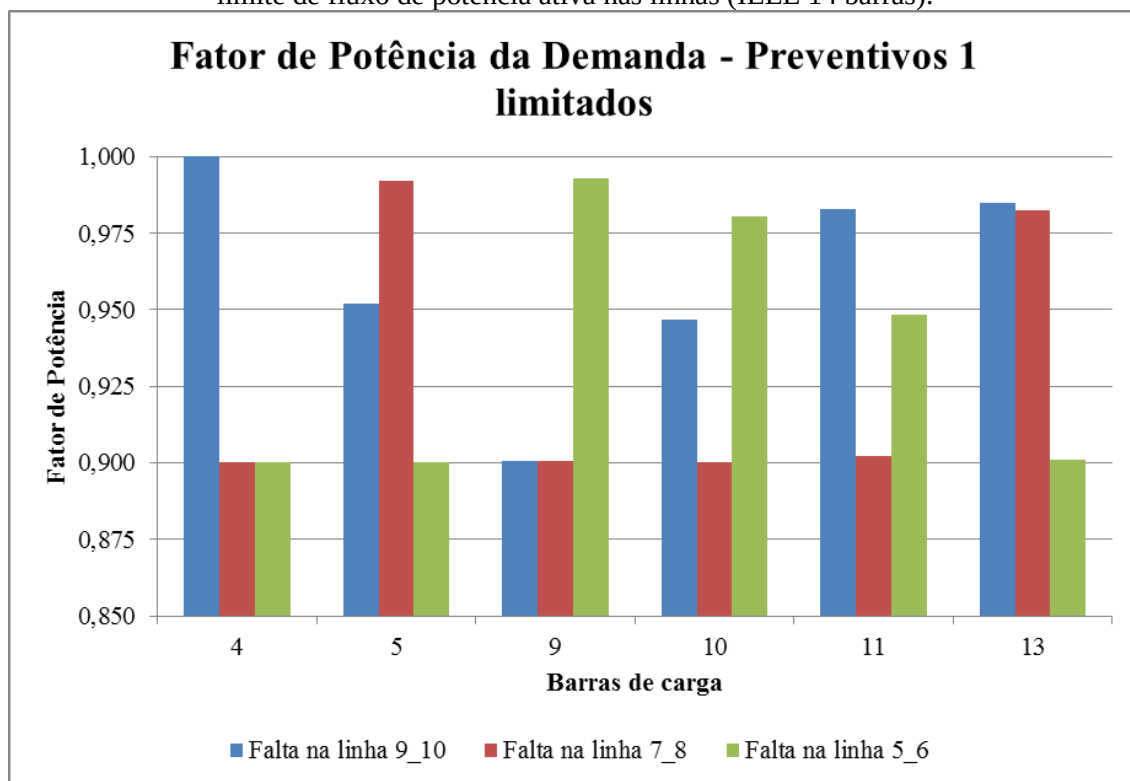
Para o caso preventivo considerando uma contingência na linha 9_10, percebe-se que houve uma redução na função objetivo de 0,203% para situação sem limites de fluxo de potência (Tabela 5.5), e uma redução de 25,748% na situação com limites de

fluxo de potência (Tabela 5.8), em comparação com a função objetivo do caso base (Tabela 5.2). A Tabela 5.7 evidencia que as barras 7 e 14 mantiveram as demandas iniciais no ponto de máximo carregamento em todas as situações testadas com limites impostos nos fluxos de potência ativa. Já a barra mais carregada do sistema foi alterada para cada situação preventiva testada, onde a barra mais carregada foi a barra 4, barra 5 e barra 11, para faltas na linha 9_10, linha 7_8 e linha 5_6, respectivamente. O que demonstra a flexibilidade de distribuição de carga no modelo apresentado, pois para situações com apenas uma contingência e sem limitações nos fluxos de potência ativa das linhas, a barra mais carregada era a barra 5, para as todas situações testadas.

Os *taps* dos transformadores possuem pouca variação para os casos apresentados, assumindo em quase todos os resultados os valores extremos dos intervalos considerados.

A Figura 5.8 apresenta o comportamento do fator de potência de algumas barras de carga para os casos preventivos com uma contingência e limitações de fluxo de potência nas linhas de transmissão.

Figura 5.8 – Fator de potência da demanda das barras de carga para os casos preventivos 1 e limite de fluxo de potência ativa nas linhas (IEEE 14 barras).



5.1.2 Segunda etapa de testes

Nesta etapa, os dados do sistema IEEE 14 barras foram utilizados para encontrar o ponto de máximo carregamento através do modelo FPDARS proposto considerando duas contingências (preventivos 2) . A Tabela 5.9 apresenta os resultados.

Tabela 5.9 – Casos preventivos com duas contingências sem limite de fluxo de potência nas linhas (IEEE 14 barras).

Barra (i)	Falta na linha 7_8 ou linha 5_6 (p.u.)			Falta na linha 9_10 ou linha 5_6 (p.u.)			Falta na linha 7_8 ou linha 9_10 (p.u.)		
	V _i	Pd _i	fp _i	V _i	Pd _i	fp _i	V _i	Pd _i	fp _i
4	1,014	0,486	0,939	1,014	0,549	0,976	1,020	0,589	0,954
5	1,014	2,238	0,978	1,014	2,238	0,978	1,022	3,743	0,965
7	0,976	0,106	0,977	0,979	0,662	0,937	1,013	0,000	0,000
9	0,984	0,594	1,000	0,978	1,067	0,993	1,002	0,295	0,900
10	0,982	0,090	1,000	0,978	0,090	1,000	1,002	0,317	0,917
11	0,984	0,807	0,984	0,986	0,716	0,981	1,004	0,416	0,985
12	0,983	0,635	0,986	0,982	0,638	0,986	1,013	0,361	0,995
13	0,982	1,134	0,984	0,982	1,130	0,983	1,014	0,461	0,986
14	0,972	0,149	1,000	0,968	0,149	1,000	0,994	0,149	0,999

Novamente, na ausência de limite de fluxo de potência nas linhas, a barra 5 é a barra mais carregada em todas as situações preventivas testadas, a barra 13 apresenta um demanda considerável e a barra 14 não aumentou sua demanda inicial no ponto de máximo carregamento.

As variáveis de controle e a função objetivo para os casos preventivos para duas contingências no sistema, ou seja, previsão de falta de duas linhas, são apresentadas na Tabela 5.10.

Tabela 5.10 – Variáveis de controle e função objetivo para os casos preventivos com duas contingências e sem limites no fluxo de potência ativa (IEEE 14 barras).

Variáveis	Falta na linha 7_8 e linha 5_6 (p.u.)	Falta na linha 9_10 e linha 5_6 (p.u.)	Falta na linha 7_8 e linha 9_10 (p.u.)
t_{4_7}	0,9622	0,9548	1,0141
t_{4_9}	0,9595	0,9534	1,0489
t_{5_6}	1,0355	1,0355	1,0500
b_{10}^{sh}	0,1362	0,2082	0,000
Função Objetivo	6,238 p.u.	7,238 p.u.	6,332 p.u.

As Figuras 5.9 e 5.10 apresentam o perfil da magnitude da tensão nas barras do sistema e a distribuição da potência ativa demandada nas barras de carga, respectivamente, para as situações com previsão de duas contingências sem limite de fluxo de potência nas linhas.

Figura 5.9 – Magnitude da tensão nas barras de carga para os casos preventivos 2 sem limite de fluxo de potência ativa nas linhas (IEEE 14 barras).

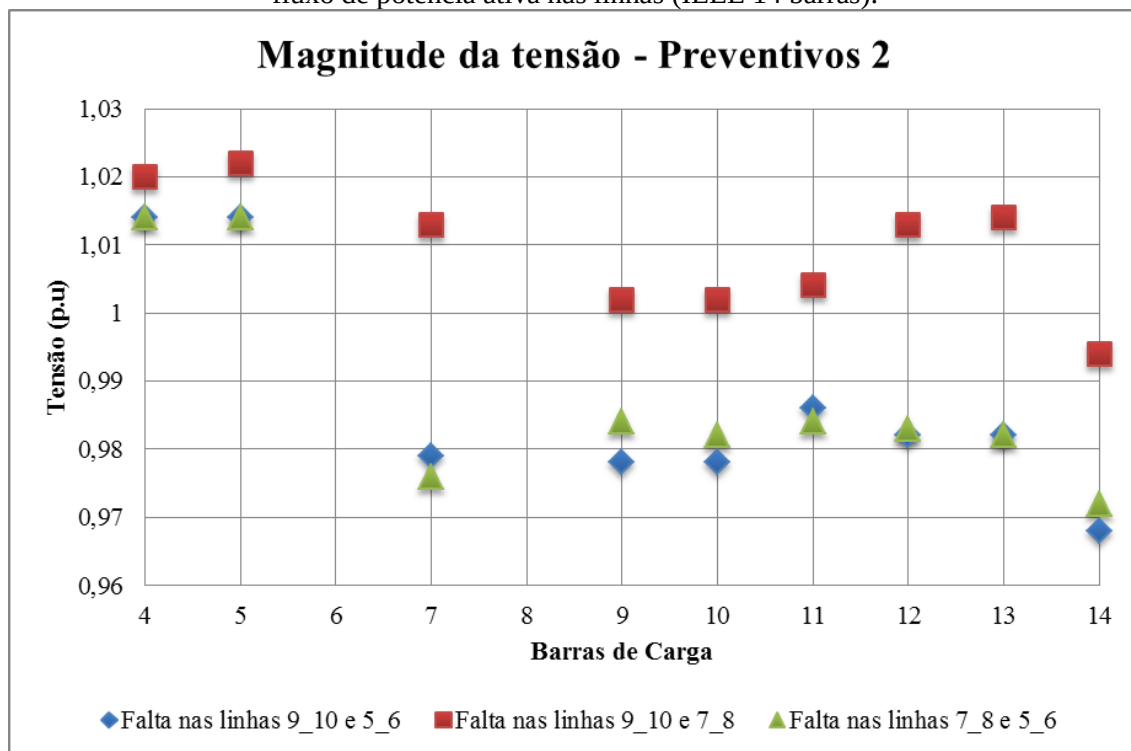
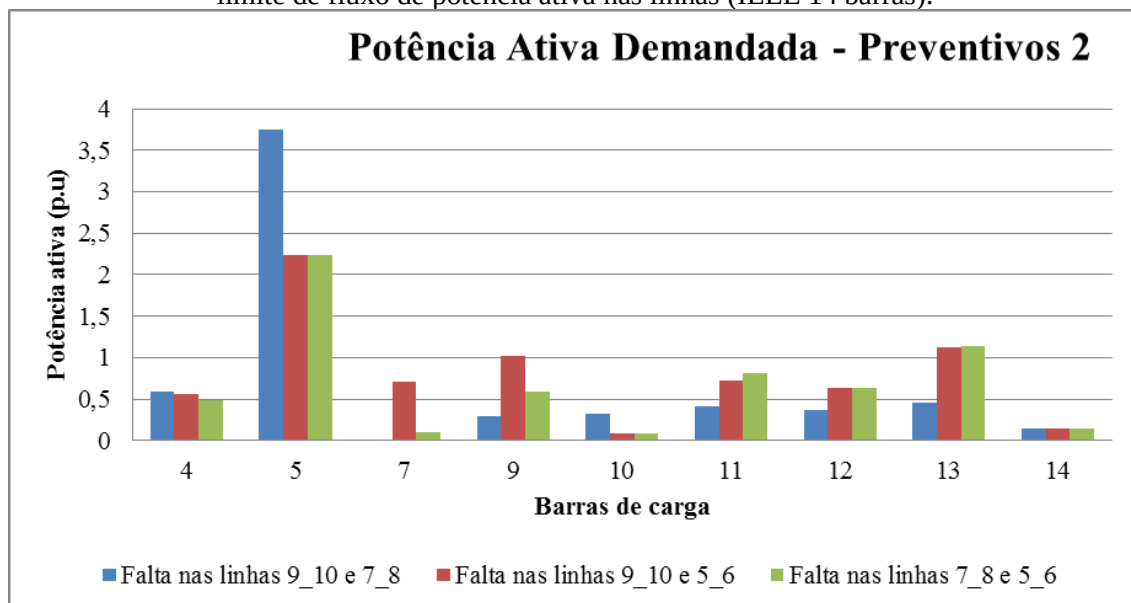
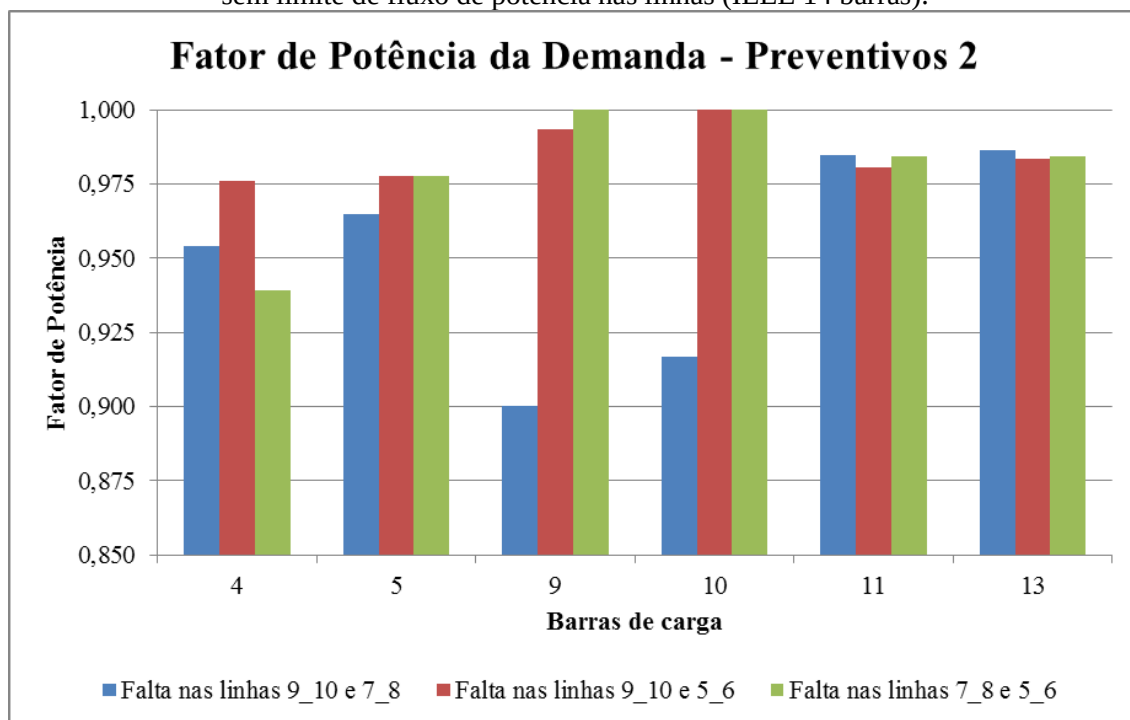


Figura 5.10 – Potência ativa demandada nas barras de carga para os casos preventivos 2 sem limite de fluxo de potência ativa nas linhas (IEEE 14 barras).



A Figura 5.11 apresenta o comportamento do fator de potência de algumas barras de carga para os casos preventivos com duas contingências sem limitações de fluxo de potência nas linhas de transmissão.

Figura 5.11 – Fator de potência da demanda das barras de carga para os casos preventivos 2 sem limite de fluxo de potência nas linhas (IEEE 14 barras).



Os casos preventivos com duas contingências também foram testados diminuindo os limites do fluxo de potência nas linhas para analisar o seu efeito na distribuição da demanda no sistema bem como na maximização da margem de carregamento operacional do sistema. Para esse fim, cada situação preventiva considerando duas contingências, foram selecionadas as 5 linhas com maior fluxo de potência ativa, e para um novo teste, essas linhas tiveram o fluxo de potência limitado a 50% do seu valor. A Tabela 5.11 apresenta, para cada situação preventiva, quais linhas foram selecionadas para ter o fluxo de potência ativa limitado como descrito acima.

Tabela 5.11 – Linhas com limite de fluxo de potência ativa para os casos preventivos com duas contingências (IEEE 14 barras).

Linhas contingenciadas	Linhas limitadas						
	1_2	1_5	2_4	2_5	5_6	6_13	7_8
9_10 e 5_6	X	X		X		X	X
9_10 e 7_8	X	X	X	X	X		
7_8 e 5_6	X	X	X	X		X	

A Tabela 5.12 apresenta os resultados da magnitude da tensão, potência ativa demandada e fator de potência para as barras de carga do sistema considerando duas contingências (falta de duas linhas) e com limitação de 50% do fluxo de potência nas 5 linhas mais carregadas do sistema.

Tabela 5.12 – Caso preventivo com duas contingências e limitações no fluxo de potência ativa nas linhas (IEEE 14 barras).

Barra (i)	Falta nas linhas 7_8 e 5_6 (p.u.)			Falta nas linhas 9_10 e 5_6 (p.u.)			Falta nas linhas 9_10 e 7_8 (p.u.)		
	V_i	Pd_i	fp_i	V_i	Pd_i	fp_i	V_i	Pd_i	fp_i
4	0,993	0,478	0,999	0,992	0,572	0,904	0,967	0,478	0,900
5	1,000	0,889	0,900	1,000	0,076	0,901	0,978	2,548	0,969
7	0,950	0,000	-	0,963	0,370	0,959	0,984	0,000	-
9	0,950	0,295	0,900	0,957	2,024	0,994	0,967	0,295	0,900
10	0,959	0,090	0,966	0,957	0,090	1,000	0,967	0,392	0,957
11	0,991	0,429	0,969	0,965	1,488	0,900	0,981	0,528	0,974
12	0,971	0,814	0,972	1,027	0,292	0,900	1,040	0,061	0,900
13	0,974	1,319	0,976	1,009	0,135	0,901	1,022	0,135	0,999
14	0,950	0,149	0,997	0,950	0,149	0,989	0,976	0,149	0,984

As variáveis de controle e a função objetivo para os casos preventivos com duas contingências e limitação do fluxo de potência ativa nas linhas mais carregadas do sistema são apresentadas na Tabela 5.13.

Tabela 5.13 – Variáveis de controle e função objetivo para os casos preventivos 2 com limites no fluxo de potência ativa nas linhas (IEEE 14 barras).

Variáveis	Falta nas linhas 7_8 e 5_6 (p.u.)	Falta nas linhas 9_10 e 5_6 (p.u.)	Falta nas linhas 9_10 e 7_8 (p.u.)
t_{4-7}	0,9601	0,9706	1,0500
t_{4-9}	0,9500	0,9741	1,0500
t_{5-6}	1,0500	1,0500	1,0500
b_{10}^{sh}	0,0000	0,0928	0,0000
Função Objetivo	4,463 p.u.	4,641 p.u.	4,586 p.u.

Ao comparar as Tabelas 5.10 e 5.13, nota-se que os casos preventivos considerando limitações de fluxo de potência ativa nas linhas e duas contingências nas linhas 7_8 e 5_6, linhas 9_10 e 5_6, e linhas 9_10 e 7_8, houve redução na função objetivo respectivamente de 25,45%, 35,88% e 27,57% comparadas com as mesmas situações preventivas sem limitações de fluxo de potência na linhas.

Para o caso preventivo considerando duas contingências sem limitação nos fluxos de potência ativa nas linhas, a barra 5 foi a que obteve a maior demanda em todas as situações testadas. Com limitação nas linhas mais carregadas, a barra mais carregada no ponto de máximo carregamento passou a ser a barra 13, barra 9 e barra 5, para as faltas na linhas 7_8 e 5_6, falta nas linhas 9_10 e 5_6, falta nas linhas 9_10 e 7_8, respectivamente. A barra 14 foi a única barra que manteve a demanda inicial no ponto de máximo carregamento com as limitações de fluxo de potência ativa nas linhas.

As Figuras 5.12 e 5.13 apresentam o perfil da magnitude da tensão nas barras do sistema e a distribuição da potência ativa demandada nas barras de carga, respectivamente, para as situações com previsão de duas contingências com limite de fluxo de potência ativa nas linhas.

Figura 5.12 – Magnitude da tensão nas barras de carga para os casos preventivos 2 com limites de fluxo de potência ativa nas linhas (IEEE 14 barras).

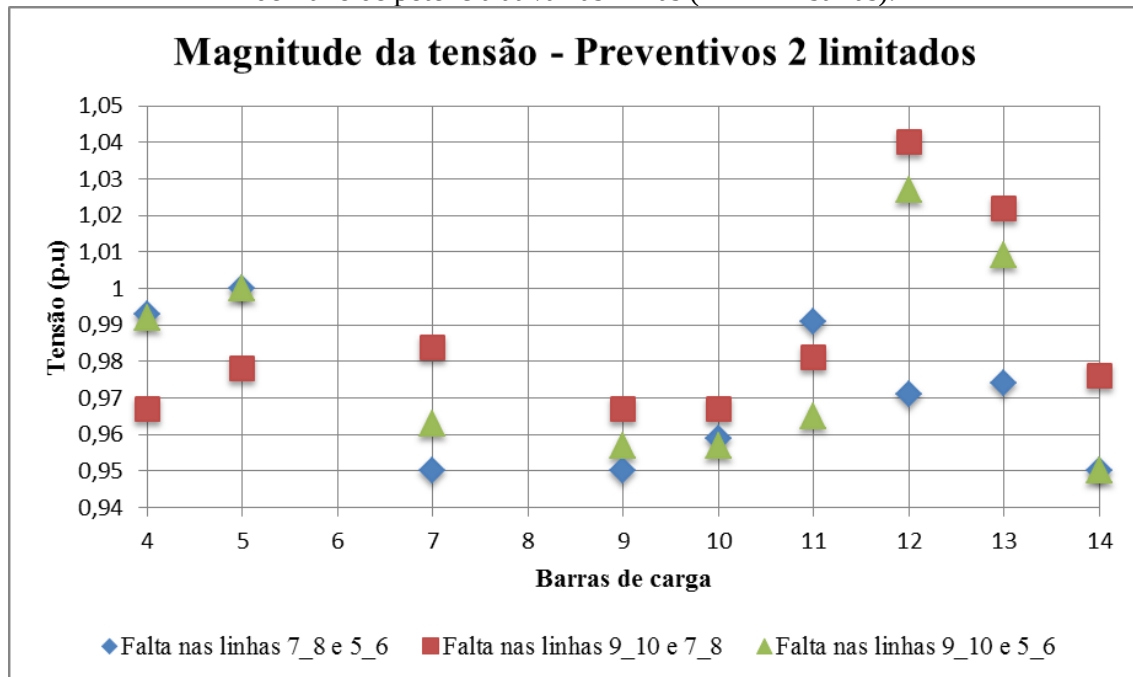
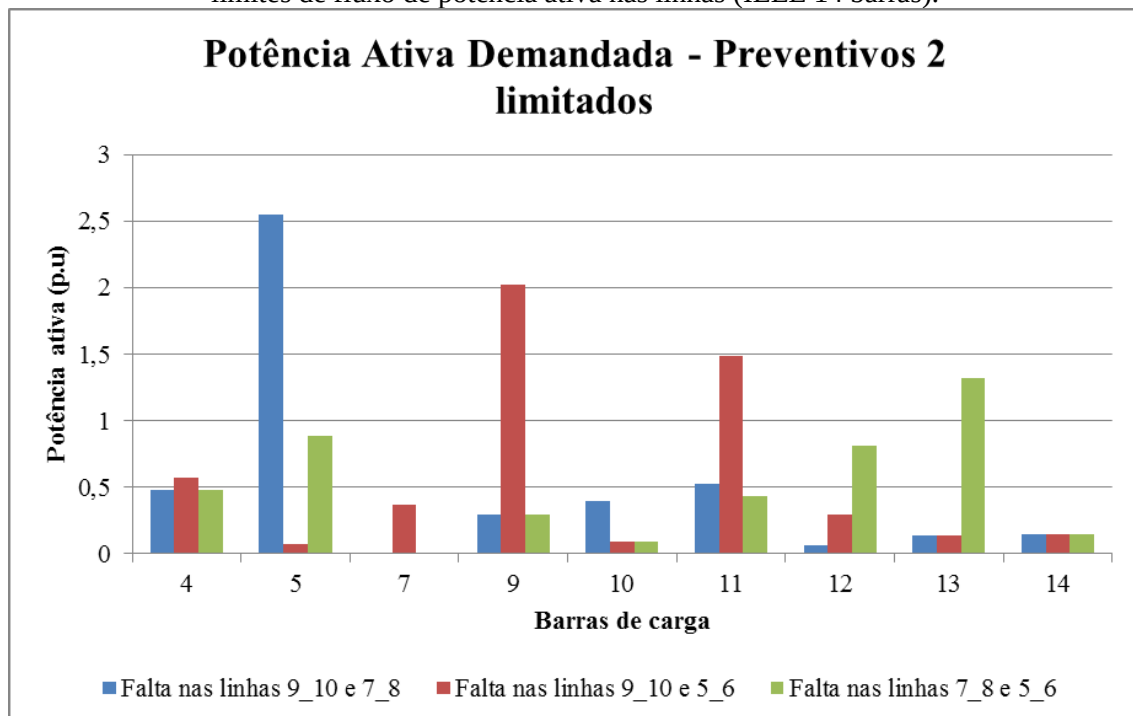
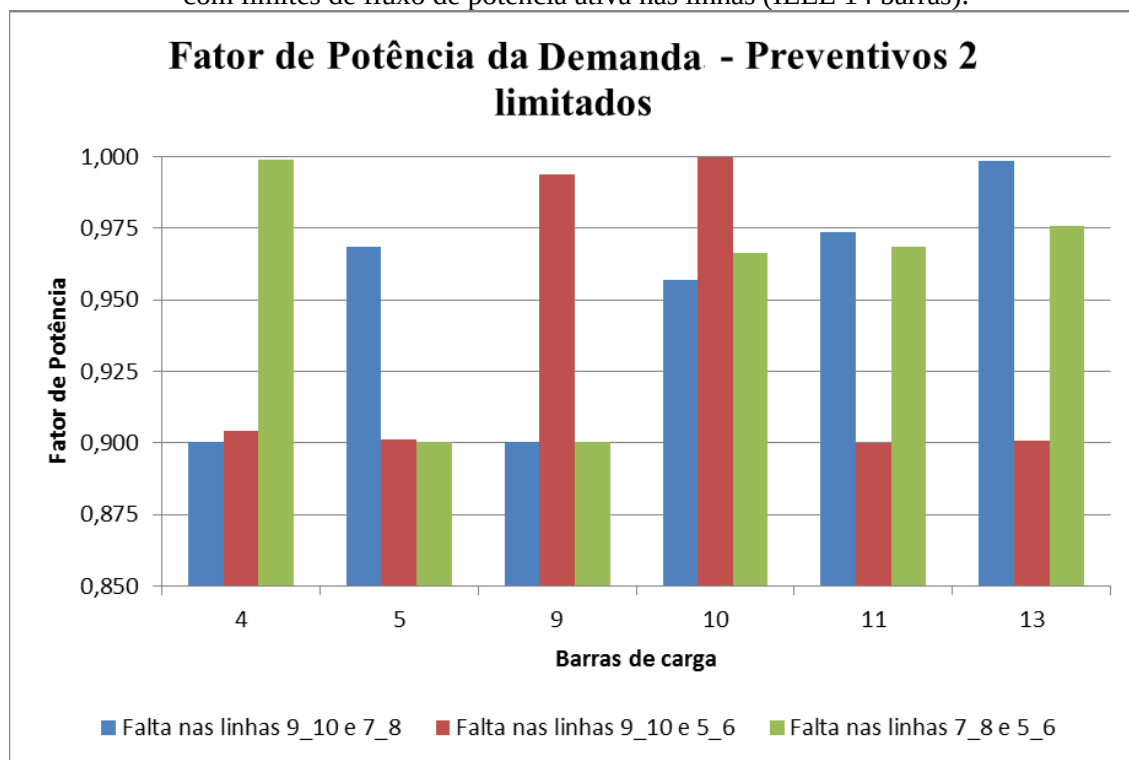


Figura 5.13 – Potência ativa demandada nas barras de carga para os casos preventivos 2 com limites de fluxo de potência ativa nas linhas (IEEE 14 barras).



A Figura 5.14 apresenta o comportamento do fator de potência de algumas barras de carga para os casos preventivos com duas contingências e limites de fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão.

Figura 5.14 – Fator de potência da demanda das barras de carga para os casos preventivos 2 com limites de fluxo de potência ativa nas linhas (IEEE 14 barras).



Sabe-se que ao trabalhar com modelos que levem em consideração as condições de segurança do mesmo, baseados em FPORS, como é o caso do modelo proposto neste trabalho, existe uma preocupação quanto ao desempenho computacional, pois o aumento dos sistemas e contingências previstas, acarretam em um aumento também das restrições, variáveis e tempo computacional.

A Tabela 5.14 apresenta o tempo computacional e o número de iterações na solução do modelo FPDARS aplicado ao sistema IEEE 14 barras com previsão de uma contingência (preventivo 1) e previsão de duas contingências (preventivo 2), com e sem limitações de fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão.

Tabela 5.14 – Esforço computacional exigido pelo modelo para o sistema IEEE 14 barras.

Casos Preventivos		Preventivo 1			Preventivo 2		
Linhas contingenciadas		9_10	7_8	5_6	7_8 e 5_6	9_10 e 5_6	7_8 e 5_6
Sem limitação de fluxo de potência	Nº Iterações	96	83	44	150	425	70
	Tempo (s)	0,322	0,297	0,160	0,773	2,182	0,399
Com limitação de fluxo de potência	Nº Iterações	77	48	2678	72	911	84
	Tempo (s)	0,316	0,223	8,427	0,391	4,333	0,432

Observa-se que o maior tempo computacional foi para o caso preventivo 1, com contingência prevista para linha 5_6, com tempo de 8,427 segundos para o encontro do ponto de operação com máxima margem de carregamento, que é um tempo aceitável.

5.2 Sistema IEEE 30 Barras

O sistema IEEE 30 barras modificado é composto da seguinte maneira:

- 6 barras de geração (barras 1, 2, 5, 8, 11 e 13);
- 24 barras de carga;
- 41 linhas de transmissão;
- 4 transformadores de *taps* variáveis (ramos 4_12, 6_9, 6_10 e 28_27);
- 2 barra com susceptância *shunt* variável (barras 10 e 24).

A Figura 5.15 mostra o diagrama que representa o sistema elétrico IEEE 30 barras.

como segue: $0 \leq Pg_{10} \leq 3$, $0 \leq Pg_{20} \leq 0.5$, $0 \leq Pg_{50} \leq 1.5$, $0 \leq Pg_{80} \leq 3$, $0 \leq Pg_{110} \leq 1$ e $0 \leq Pg_{130} \leq 1$. Essas alterações estão presentes no banco de dados no Apêndice A.

Para o sistema sem contingência prevista (caso base) não foi imposto limites para os fluxos de potência ativa nas linhas. Os valores obtidos de fluxo de potência ativa em cada ramo do sistema ao maximizar a margem de carregamento operacional do caso base, foram adotados como limites para um longo período de tempo, ou seja, operação normal. Como consequência, os limites de fluxo de potência ativa nos ramos do sistema para um período curto de tempo (casos preventivos), foram acrescidos 20% nos valores obtidos para um longo período de tempo (caso base).

5.2.1 Primeira etapa de testes

Para esta primeira etapa de testes do modelo FPDARS com os dados do sistema IEEE 30 barras, utilizou-se as variáveis do sistema todas contínuas e o fator de potência mínimo das barras de carga de 0,90. Será apresentada a simulação do caso base, caso preventivo com duas contingências (preventivo 2) com e sem limitação dos fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão.

- **Caso Base**

A Tabela 5.15 apresenta os resultados da potência ativa demandada, magnitude da tensão e fator de potência em cada barra de carga do sistema sem contingência (caso base).

Tabela 5.15 – Resultados do caso base e condição inicial (IEEE 30 barras).

Barra (i)	Condição Inicial (p.u.)			Caso Base (p.u.)		
	Magnitude da Tensão (V _i)	Potência Demandada (P _{d_i})	Fator de Potência (fp _i)	Magnitude da Tensão (V _i)	Potência Demandada (P _{d_i})	Fator de Potência (fp _i)
3	1,018	0,024	0,894	1,021	1,433	0,971
4	1,010	0,076	0,979	1,021	0,161	1,000
6	1,004	0,000	-	1,023	1,942	0,991
7	0,998	0,0228	0,205	1,022	0,738	0,998
9	1,017	0,000	-	1,050	1,462	0,985

10	1,015	0,058	0,945	1,050	0,058	0,918
12	1,019	0,112	0,831	1,050	1,357	0,954
14	1,005	0,062	0,968	1,042	0,062	1,000
15	1,001	0,082	0,957	1,041	0,082	0,999
16	1,010	0,035	0,889	1,047	0,035	1,000
17	1,008	0,090	0,841	1,047	0,090	1,000
18	0,994	0,032	0,963	1,037	0,032	1,000
19	0,992	0,095	0,942	1,037	0,095	1,000
20	0,997	0,022	0,953	1,040	0,022	0,991
21	1,003	0,175	0,842	1,045	0,175	1,000
22	1,004	0,000	-	1,045	0,000	-
23	0,994	0,032	0,894	1,038	0,032	1,000
24	0,994	0,087	0,792	1,038	0,087	0,967
25	1,001	0,000	-	1,043	0,000	-
26	0,983	0,035	0,836	1,035	0,035	1,000
27	1,013	0,000	-	1,050	0,212	0,928
28	0,997	0,000	-	1,024	0,000	-
29	0,993	0,024	0,936	1,038	0,024	0,997
30	0,982	0,106	0,984	1,029	0,106	1,000

As variáveis de controle e a função objetivo para o caso base são apresentadas na Tabela 5.16.

Tabela 5.16 – Variáveis de controle e função objetivo para o caso base (IEEE 30 barras).

Variáveis	Condição inicial (p.u.)	Caso Base (p.u.)
t_{6_9}	0,98339	1,00451
t_{6_10}	1,04603	1,04970
t_{4_12}	0,98522	0,99802
t_{28_27}	1,04384	1,00532
b_{10}^{sh}	0,187192	0,00300
b_{24}^{sh}	0,043260	0,02300
Função Objetivo	2,629 p.u.	8,240 p.u.

As Figuras 5.16, 5.17 e 5.18 apresentam o comportamento da magnitude da tensão, potência ativa demanda, e fator de potência nas barras de carga do sistema IEEE 30 barras, respectivamente, para o caso base e condição inicial.

Figura 5.16 – Magnitude da tensão para condição inicial e caso base (IEEE 30 barras).

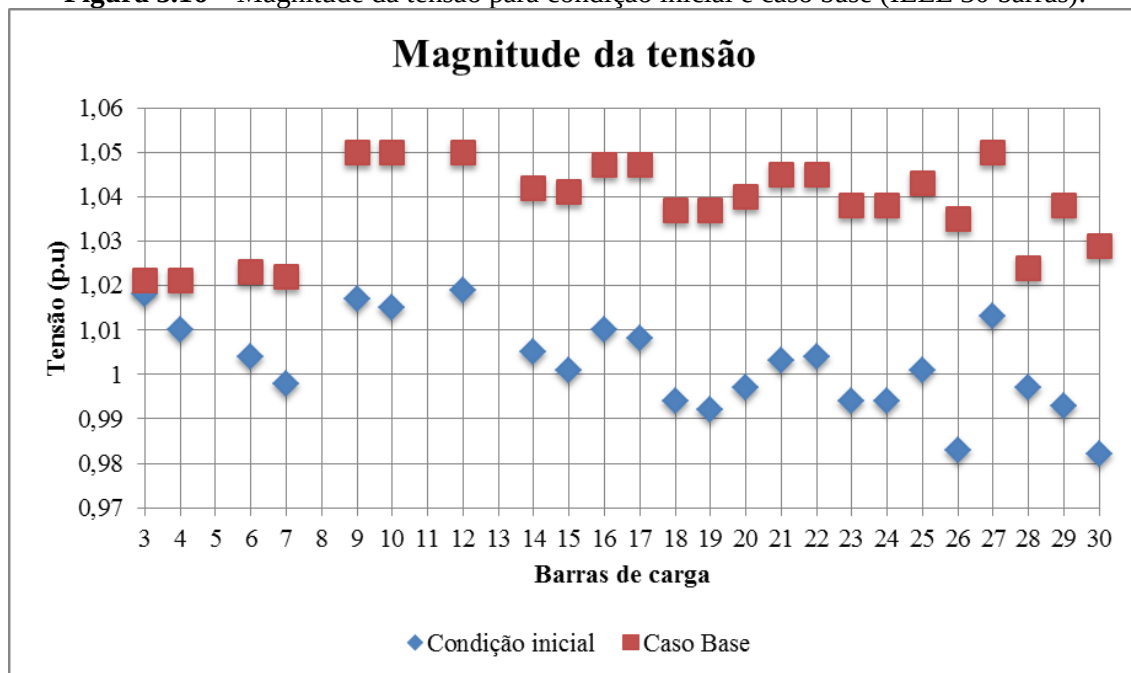


Figura 5.17 – Potência ativa demandada nas barras de carga na condição inicial e caso base (IEEE 30 barras).

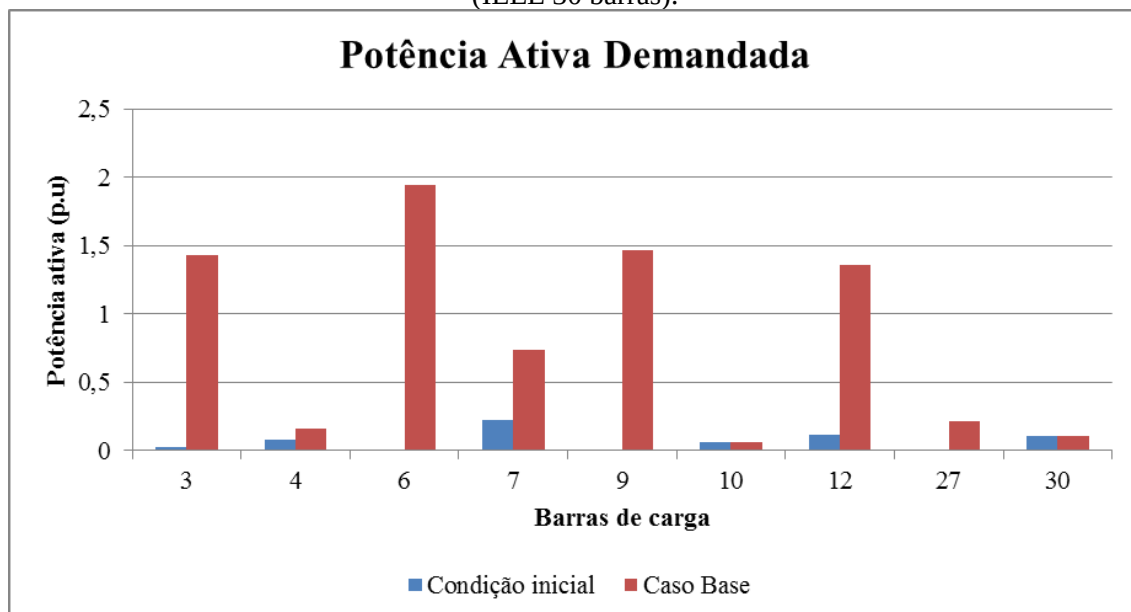
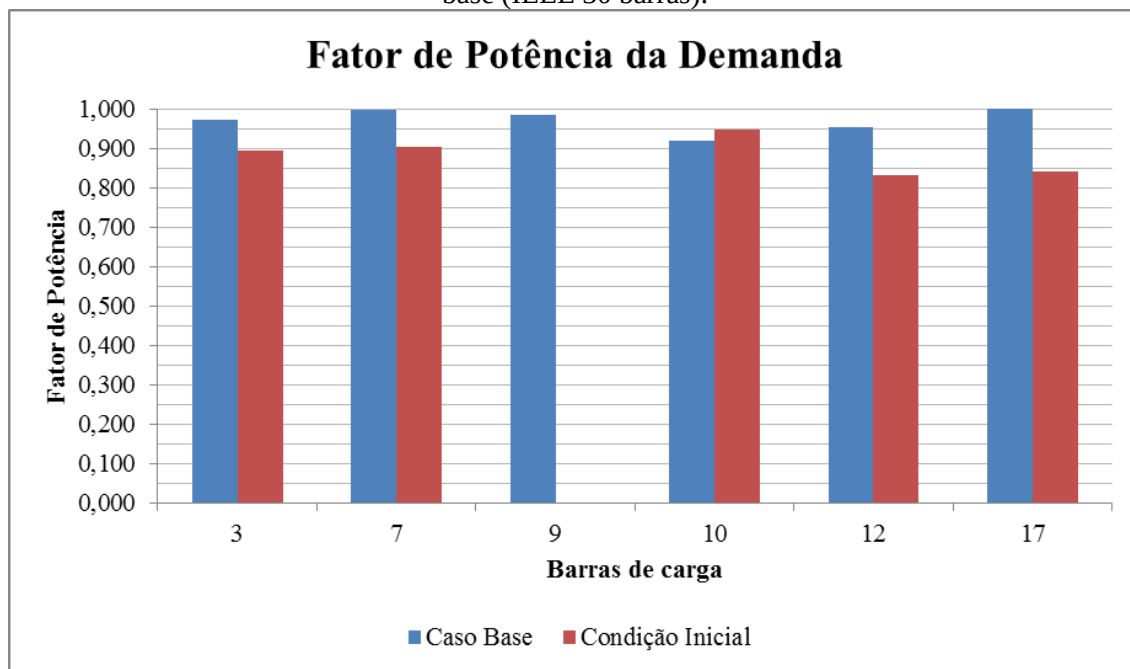


Figura 5.18 – Fator de potência da demanda para barras de carga na condição inicial e caso base (IEEE 30 barras).



Observa-se que a demanda de potência ativa concentra-se majoritariamente nas barras de carga 3, 6, 9 e 12 para o caso base, sendo que no ponto de máximo carregamento a barra 6 é a mais carregada, mesmo na condição inicial não possuindo demanda.

A barra 10 não teve alteração na sua demanda no ponto de máximo carregamento, o mesmo ocorrendo com a barra 21, que na condição inicial era a barra de carga mais carregada, manteve-se com o mesmo carregamento na condição limite e deixou de estar dentre o grupo de barras de carga de maior demanda do sistema.

As barras de carga 3, 12 e 17 possuíam fator de potência abaixo do esperado e no ponto de máximo carregamento, elas passaram a trabalhar com fator de potência igual ou superior a 0,90, como esperado no modelo.

- **Caso preventivo 2**

Para o caso preventivo 2, as linhas contingenciadas foram as linhas 9_10 e 10_17. O sistema foi testado com o modelo apresentado sem limite de fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão e as cinco linhas mais carregadas foram às linhas 1_2, 1_3, 6_8, 9_11 e 12_13. Posteriormente, utilizou-se o modelo para encontrar o ponto de

máximo carregamento do mesmo caso preventivo 2 com limite de 50% do fluxo de potência ativa nas cinco linhas mais carregadas do sistema. Os resultados de magnitude da tensão, potência ativa demandada e fator de potência para as barras de carga para as situações acima citadas são apresentados na Tabela 5.17.

Tabela 5.17 – Caso preventivo 2 (IEEE 30 barras).

Barra (i)	Caso Preventivo 2					
	Sem limite de fluxo de potência (p.u)			Com limite de fluxo de potência (p.u)		
	V_i	Pd_i	fp_i	V_i	Pd_i	fp_i
3	1,035	1,421	0,951	1,025	0,388	0,900
4	1,034	0,320	0,900	1,019	0,076	0,900
6	1,028	1,815	0,973	1,013	0,000	-
7	1,024	0,754	0,998	1,003	0,228	0,901
9	1,036	1,779	0,995	0,972	1,091	0,992
10	1,036	0,058	0,901	0,972	0,058	0,901
12	1,050	0,998	0,925	1,012	0,112	0,998
14	1,041	0,062	0,999	1,004	0,062	0,900
15	1,038	0,082	0,994	0,991	0,082	0,999
16	1,041	0,035	0,994	0,988	0,035	0,990
17	1,036	0,090	0,990	0,972	0,188	1,000
18	1,030	0,032	1,000	0,969	0,032	0,905
19	1,027	0,095	1,000	0,960	0,095	0,900
20	1,029	0,022	1,000	0,962	0,022	0,900
21	1,032	0,175	1,000	0,965	0,175	0,900
22	1,032	0,000	-	0,967	0,000	-
23	1,033	0,032	1,000	0,982	0,032	0,977
24	1,030	0,087	0,952	0,974	0,087	0,901
25	1,040	0,000	-	1,007	0,000	-
26	1,032	0,035	1,000	1,004	0,035	0,900
27	1,050	0,187	0,935	1,028	0,000	-
28	1,028	0,023	0,999	0,991	2,035	0,998
29	1,040	0,024	0,997	1,026	0,024	0,900
30	1,035	0,106	0,983	1,025	0,106	0,901

A Tabela 5.18 traz os valores das variáveis de controle e da função objetivo para o caso preventivo 2 com e sem limitação do fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão.

Tabela 5.18 – Variáveis de controle e função objetivo para o caso preventivo 2, com e sem limitação de fluxo de potência ativa nas linhas (IEEE 30 barras).

Variáveis	Caso Preventivo 2	
	Sem limitação (p.u)	Com limitação (p.u)
t_{6_9}	0,9900	0,9500
t_{6_10}	1,0425	1,0366
t_{4_12}	0,9500	0,9545
t_{28_27}	1,0034	1,0500
b_{10}^{sh}	0,0000	0,0000
b_{24}^{sh}	0,0000	0,0240
Função Objetivo	8,232 p.u.	4,963 p.u.

As Figuras 5.19, 5.20 e 5.21 apresentam o comportamento da magnitude da tensão, a distribuição da potência ativa demandada e o fator de potência nas barras do sistema IEEE 30 barras com e sem limitação no fluxo de potência nas linhas com previsão de duas contingências (caso preventivo 2).

Figura 5.19 – Magnitude da tensão nas barras de carga com e sem limitação de fluxo de potência nas linhas para o caso preventivo 2 (IEEE 30 barras).

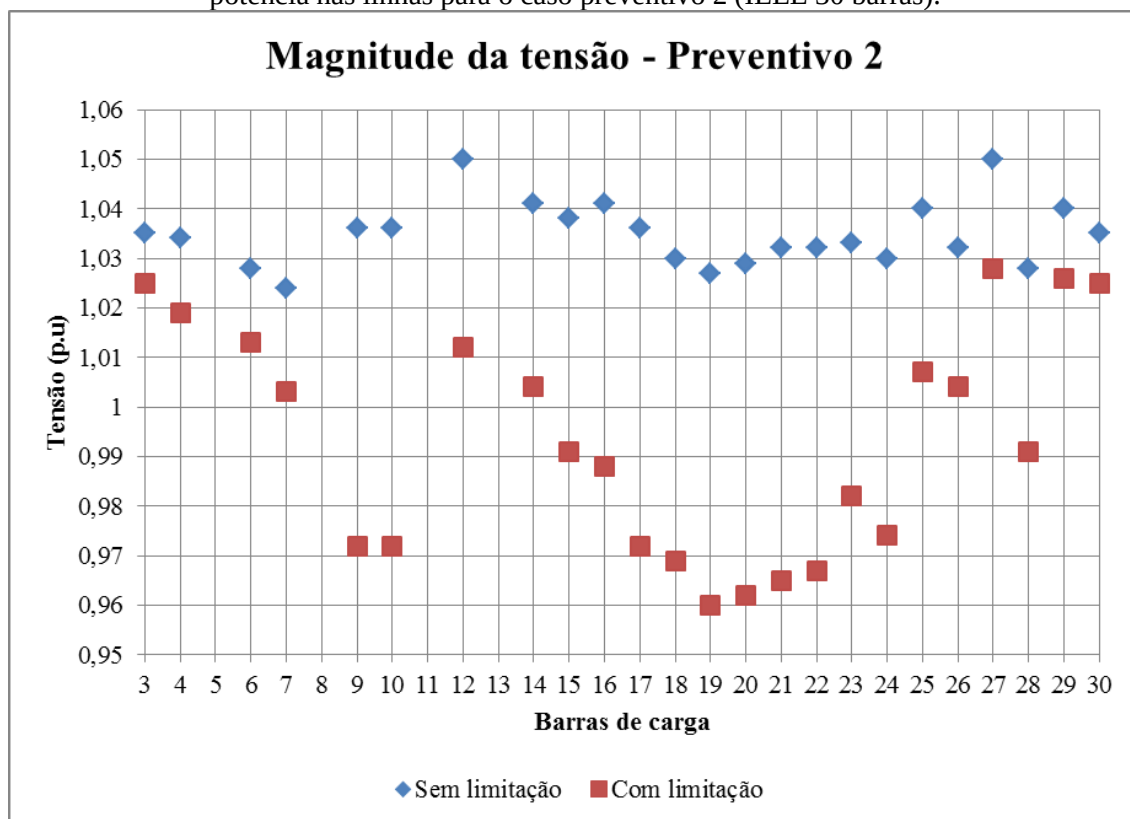


Figura 5.20 – Potência ativa demandada com e sem limitação de fluxo de potência ativa nas linhas para o caso preventivo 2 (IEEE 30 barras).

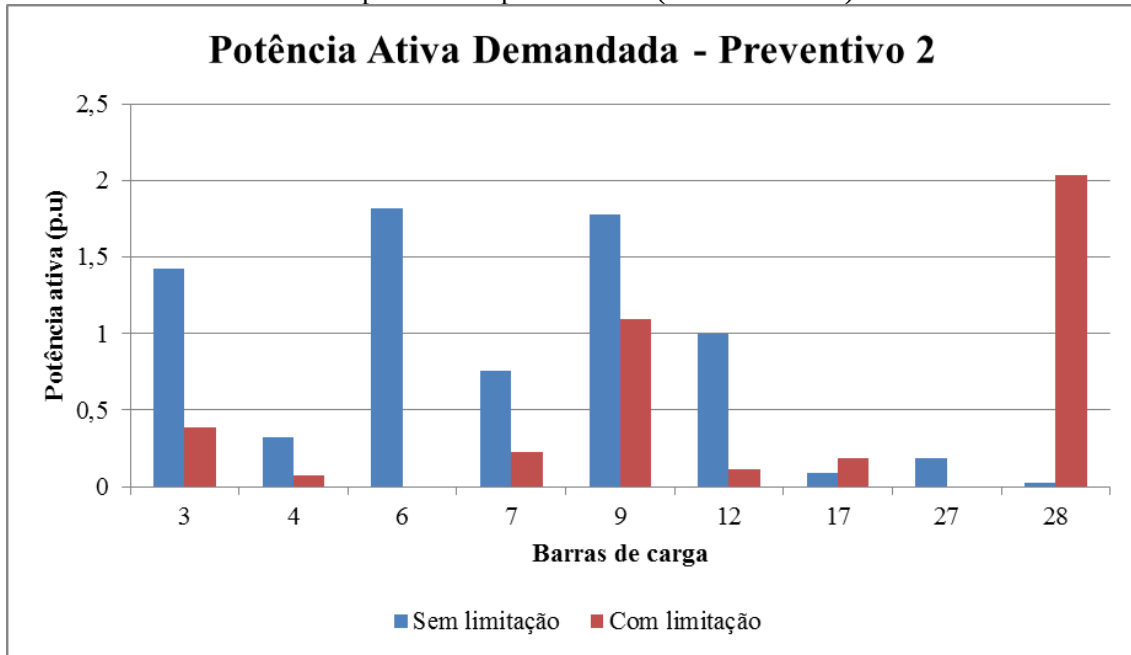
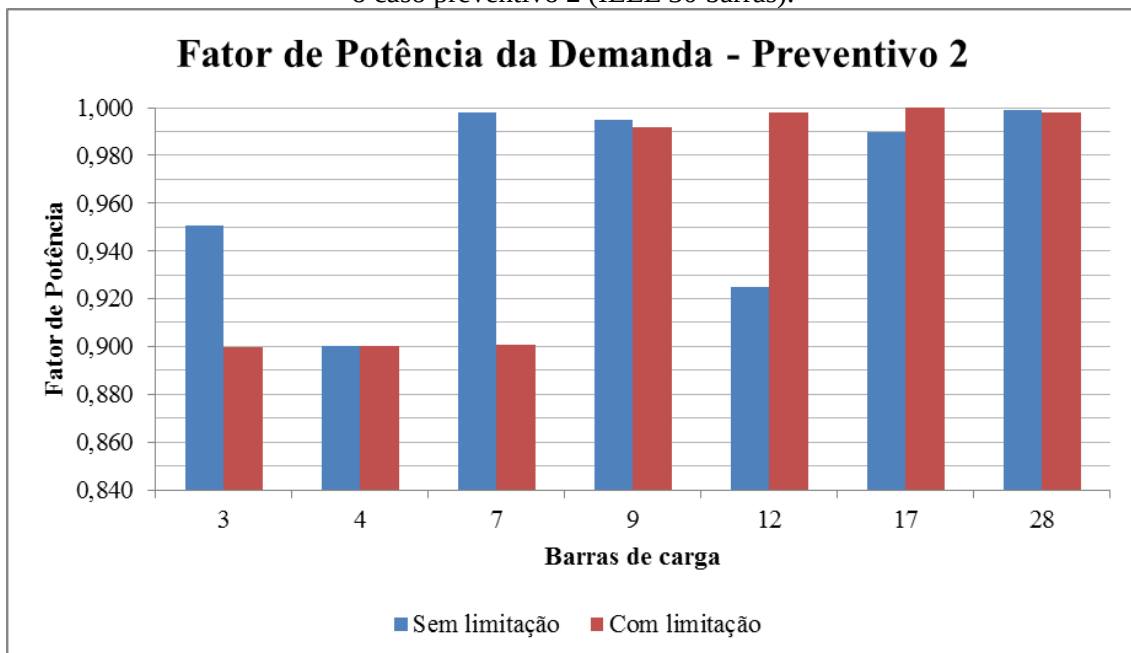


Figura 5.21 – Fator de potência com e sem limitação de fluxo de potência ativa nas linhas para o caso preventivo 2 (IEEE 30 barras).



Pode-se observar que o fator de potência de todas as barras de carga são iguais ou superiores a 0,90, que foi o mínimo estipulado para os testes. A Tabela 5.17 mostra que as barras 6, 9 e 3 são as três mais carregadas no ponto de máximo carregamento, sem limitação dos fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão. Com o limite de fluxo de potência imposto nas linhas mais carregadas do sistema, as barras mais

carregadas passaram a ser a barra 28 e barra 9. A única barra que aumentou sua demanda com a imposição de limites de fluxo de potência foi a barra 28 (quando comparada ao caso sem limitação de fluxo de potência nas linhas), todas as outras barras diminuíram o seu valor de demanda, afetando bastante o valor do carregamento total do sistema, como era esperado, garantindo a segurança de operação do mesmo. No ponto de máximo carregamento o sistema mantém as características de conservar muitas barras no mínimo e concentrar a demanda em algumas barras.

Devido a característica do sistema analisado, as barras 22 e 25, que não possuíam demanda na condição inicial, continuaram sem demanda no ponto de máximo carregamento. Mas a barra 9, que não tinha demanda inicial, para o caso preventivo 2 possui uma demanda alta, sendo a segunda demanda mais altas de todas as barras de carga do sistema, nas duas situações simuladas, com e sem limitações nos fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão, deixando claro a flexibilidade do modelo proposto de permitir distribuir a demanda de potência ativa do sistema pelas barras de carga respeitando os limites físicos e operacionais do mesmo.

5.2.2 Segunda etapa de testes

Para esta segunda etapa de testes do modelo FPDARS com os dados do sistema IEEE 30 barras, utilizaram-se as variáveis do sistema todas contínuas e o fator de potência mínimo das barras de carga de 0,90. Será apresentada a simulação do caso preventivo com três contingências (preventivo 3) com e sem limitação dos fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão.

- **Caso preventivo 3**

Para o caso preventivo 3, as linhas contingenciadas foram as linhas 9_10, 10_17 e 12_13. O sistema foi testado com o modelo apresentado sem limite de fluxo de potência nas linhas de transmissão e as cinco linhas mais carregadas foram às linhas 1_2, 1_3, 2_4, 6_8 e 9_11. Posteriormente, utilizou-se o modelo para encontrar o ponto de máximo carregamento do mesmo caso preventivo 3 com limite de 50% do fluxo de potência ativa nas cinco linhas mais carregadas do sistema. Os resultados de magnitude

da tensão, potência ativa demandada e fator de potência para as barras de carga para as situações acima citadas são apresentados na Tabela 5.19

Tabela 5.19 – Caso Preventivo 3 (IEEE 30 barras).

Barra (i)	Caso Preventivo 3					
	Sem limite de fluxo de potência (p.u.)			Com limite de fluxo de potência (p.u.)		
	V_i	Pd_i	fp_i	V_i	Pd_i	fp_i
3	1,037	1,370	0,921	0,968	0,024	0,900
4	1,032	0,289	0,900	0,963	0,076	0,900
6	1,030	1,568	0,948	0,974	0,000	-
7	1,025	0,757	0,998	0,977	0,895	0,969
9	1,040	1,904	0,991	0,958	1,188	1,000
10	1,040	0,105	0,966	0,958	0,058	0,901
12	1,050	0,112	0,901	0,988	0,122	0,989
14	1,046	0,062	0,952	0,973	0,062	0,900
15	1,042	0,082	0,900	0,971	0,082	0,960
16	1,044	0,035	0,900	0,971	0,035	0,981
17	1,040	0,090	0,985	0,958	0,090	0,955
18	1,035	0,032	0,996	0,956	0,032	0,983
19	1,032	0,095	1,000	0,950	0,095	0,997
20	1,034	0,022	0,984	0,951	0,022	0,900
21	1,036	0,175	0,999	0,950	0,175	0,900
22	1,036	0,000	-	0,952	0,000	-
23	1,037	0,032	0,992	0,963	0,032	0,992
24	1,034	0,087	0,945	0,959	0,087	0,961
25	1,042	0,000	-	0,980	0,000	-
26	1,033	0,035	1,000	0,977	0,035	0,900
27	1,050	0,249	0,944	0,993	0,249	0,900
28	1,029	0,000	-	0,955	0,876	0,975
29	1,042	0,024	0,997	0,981	0,024	0,900
30	1,037	0,106	0,969	0,968	0,106	0,997

A Tabela 5.20 mostra os valores das variáveis de controle e da função objetivo para o caso preventivo 3 com e sem limitação do fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão.

Tabela 5.20 – Variáveis de controle e função objetivo para o caso preventivo 3, com e sem limitação de fluxo de potência ativa nas linhas (IEEE 30 barras).

Variáveis	Caso Preventivo 3	
	Sem limitação (p.u.)	Com limitação (p.u.)
t_{6_9}	0,9848	0,9500
t_{6_10}	1,0337	1,0500
t_{4_12}	0,9904	1,0500
t_{28_27}	0,9956	1,0500
b_{10}^{sh}	0,0160	0,0000
b_{24}^{sh}	0,0250	0,0340
Função Objetivo	7,2310	4,1070

As Figuras 5.22, 5.23 e 5.24 apresentam o comportamento da magnitude da tensão, a distribuição da potência ativa demandada e o fator de potência nas barras de carga do sistema IEEE 30 barras com e sem limitação no fluxo de potência nas linhas com previsão de três contingências (caso preventivo 3).

Figura 5.22 – Magnitude da tensão nas barras de carga com e sem limitação de fluxo de potência ativa nas linhas para o caso preventivo 3 (IEEE 30 barras).

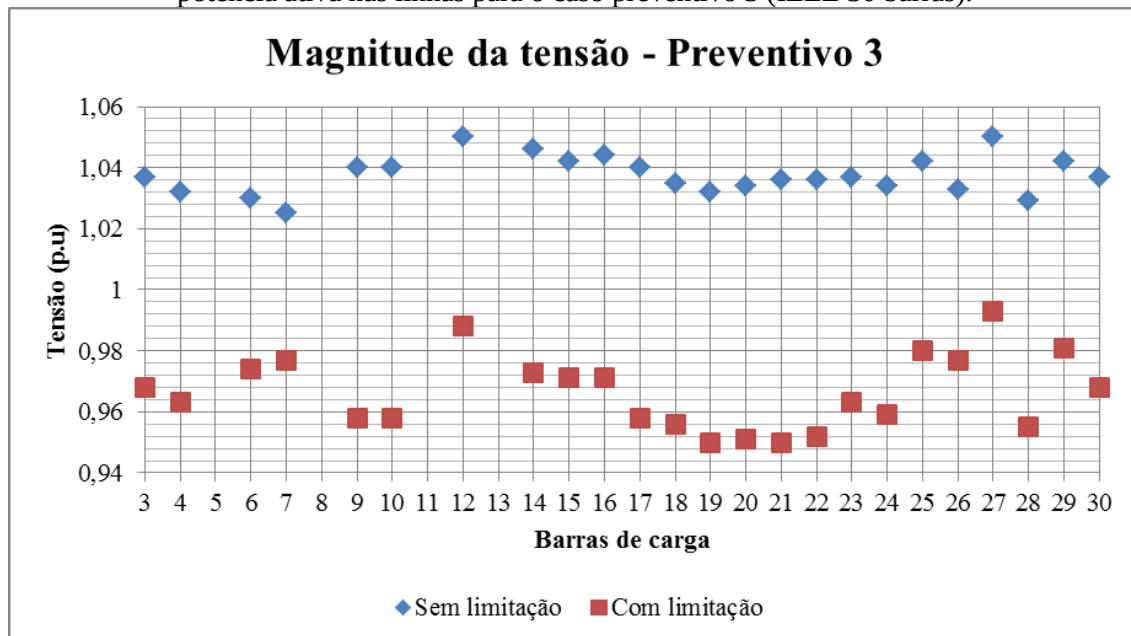


Figura 5.23 – Potência ativa com e sem limitação de fluxo de potência nas linhas para o caso preventivo 3 (IEEE 30 barras).

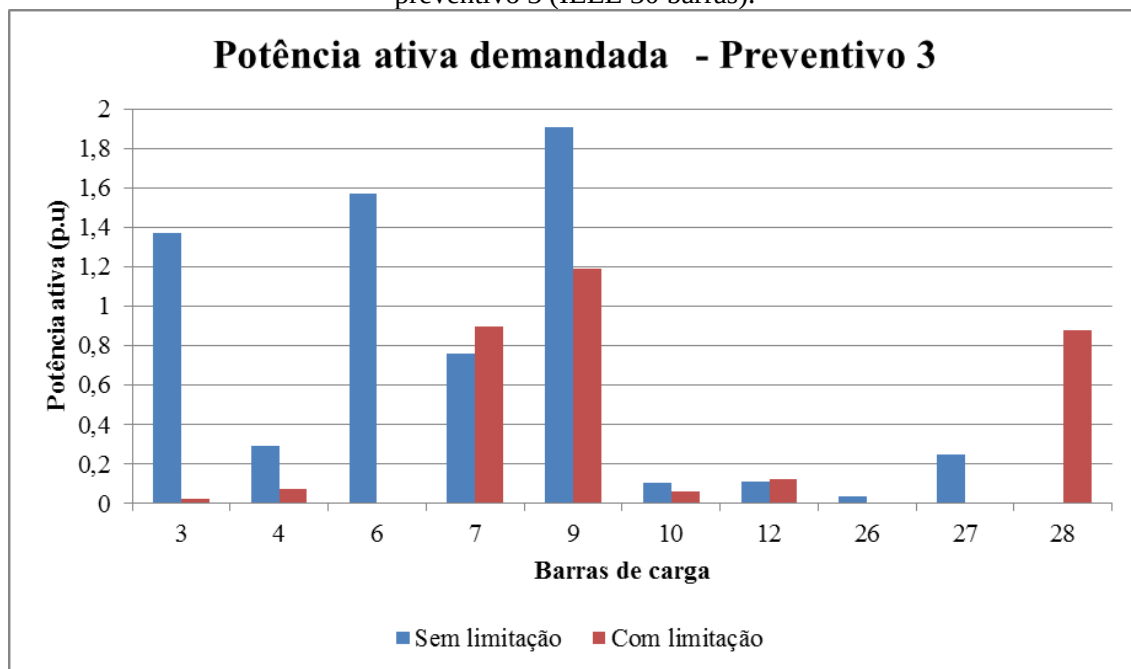
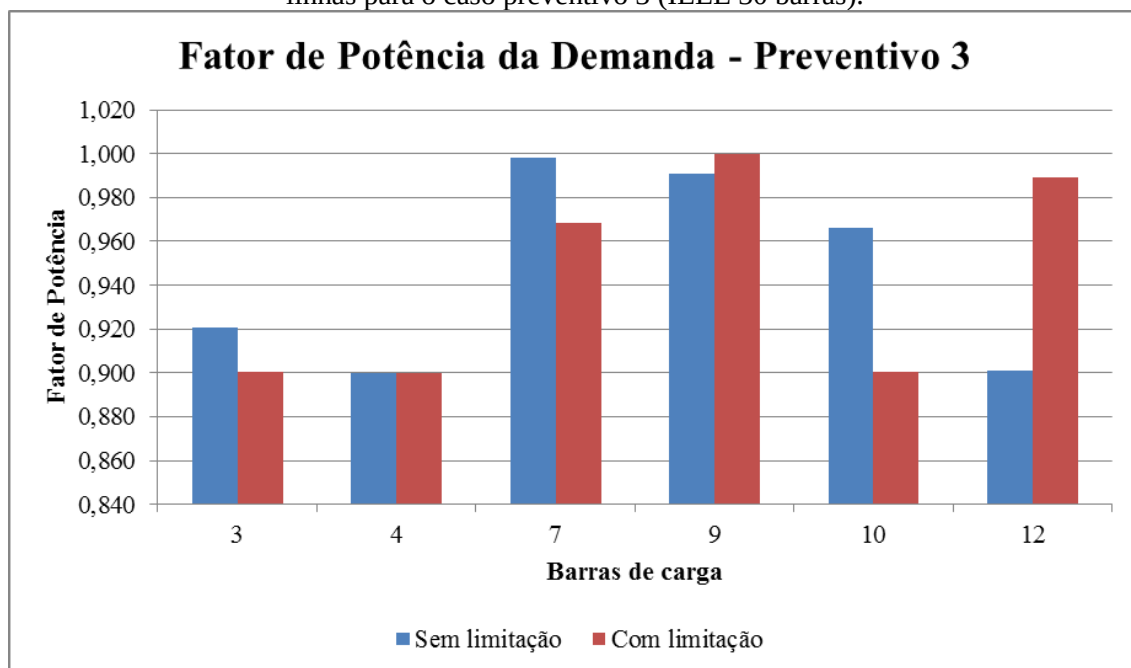


Figura 5.24 – Fator de potência da demanda com e sem limitação de fluxo de potência nas linhas para o caso preventivo 3 (IEEE 30 barras).



Da Tabela 5.19 e Figura 5.23, nota-se que para o caso preventivo 3 sem limitação do fluxo de potência nas linhas, as barras mais carregadas são as barras 9, 6 e 3. Já para o caso preventivo 3 com limitações do fluxo de potência nas linhas mais carregadas, as barras com maiores demandas são as barras 9, 28 e 7, respectivamente,

confirmando a flexibilidade que o modelo apresenta ao permitir uma distribuição da demanda limitada somente por restrições físicas e operacionais. Devido a característica do sistema, as barras 6 e 22, que não possuíam demanda na condição inicial, continuaram sem demanda no ponto de máximo carregamento na situação com limitação de fluxo de potências nas linhas, mas na situação sem limite de fluxo de potência, a barra 6 assumiu uma demanda muito alta.

A Tabela 5.20 apresenta que com limitações de fluxo de potência ativa nas linhas, os *taps* dos transformadores se posicionaram nos extremos e a potência ativa demandada total do sistema teve uma redução de 43,20%, tendo um provável ponto de operação no máximo carregamento seguro, imprescindível do ponto de vista prático, o que seria uma grande contribuição do modelo proposto neste trabalho. Pode-se observar que os fatores de potência de todas as barras de carga são iguais ou superiores a 0,90, que foi o mínimo estipulado para os testes.

5.2.3 Terceira etapa de testes

Para esta terceira etapa de testes do modelo FPDARS com os dados do sistema IEEE 30 barras, utilizaram-se as variáveis do sistema todas contínuas e o fator de potência mínimo das barras de carga de 0,90. Será apresentado a simulação do caso preventivo com quatro contingências (preventivo 4) com e sem limitação dos fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão.

➤ Caso preventivo 4

Para o caso preventivo 4, as linhas contingenciadas foram as linhas 9_10, 10_17, 12_13 e 9_11. O sistema foi testado com o modelo proposto sem limite de fluxo de potência nas linhas de transmissão e as cinco linhas mais carregadas foram às linhas 1_2, 1_3, 2_4, 6_8 e 5_7. Posteriormente, utilizou-se o modelo para encontrar o ponto de máximo carregamento do mesmo caso preventivo 4 com limite de 50% do fluxo de potência ativa nas cinco linhas mais carregadas do sistema. Os resultados de magnitude

da tensão, potência ativa demandada e fator de potência para as barras de carga para as situações acima citadas são apresentados na Tabela 5.21

Tabela 5.21 – Caso preventivo 4 (IEEE 30 barras).

Barra (i)	Caso Preventivo 4					
	Sem limite de fluxo de potência (p.u.)			Com limite de fluxo de potência (p.u.)		
	V_i	Pd_i	fp_i	V_i	Pd_i	fp_i
3	1,037	1,370	0,921	0,997	0,024	0,900
4	1,032	0,289	0,900	0,988	0,076	0,922
6	1,030	1,560	0,939	1,000	0,000	-
7	1,025	0,757	0,998	0,996	0,288	0,934
9	1,040	0,931	0,997	0,964	0,702	0,985
10	1,040	0,087	0,969	0,964	0,058	0,901
12	1,050	0,112	0,901	0,992	0,112	0,901
14	1,046	0,062	0,952	0,977	0,062	0,952
15	1,042	0,082	0,900	0,972	0,082	0,999
16	1,044	0,035	0,900	0,975	0,035	0,996
17	1,040	0,090	0,985	0,964	0,090	0,985
18	1,035	0,032	0,996	0,957	0,032	1,000
19	1,032	0,095	1,000	0,950	0,095	0,925
20	1,034	0,022	0,984	0,952	0,022	0,900
21	1,036	0,175	0,999	0,956	0,175	0,900
22	1,036	0,000	-	0,957	0,000	-
23	1,037	0,032	0,992	0,964	0,032	0,946
24	1,034	0,087	0,975	0,961	0,087	0,901
25	1,042	0,000	-	0,994	0,000	0,000
26	1,033	0,035	1,000	0,991	0,035	0,900
27	1,050	0,249	0,944	1,015	0,000	-
28	1,029	0,000	-	0,985	1,317	1,000
29	1,042	0,024	0,997	1,006	0,024	0,900
30	1,037	0,106	0,969	0,997	0,106	0,997

A Tabela 5.22 traz os valores das variáveis de controle e da função objetivo para o caso preventivo 4 com e sem limitação do fluxo de potência ativa nas linhas.

Tabela 5.22 – Variáveis de controle e função objetivo para o caso preventivo 4 (IEEE 30 barras).

Variáveis	Caso Preventivo 4	
	Sem limitação (p.u.)	Com limitação (p.u.)
t_{6_9}	1,0134	0,9500
t_{6_10}	0,9808	1,0500
t_{4_12}	0,9904	1,0489
t_{28_27}	0,9956	1,0500

b_{10}^{sh}	0,0630	0,0000
b_{24}^{sh}	0,0160	0,0000
Função Objetivo	6,2310 p.u.	3,3940 p.u.

As Figuras 5.25, 5.26 e 5.27 apresentam o comportamento da magnitude da tensão, a distribuição da potência ativa demandada e o fator de potência nas barras de carga do sistema IEEE 30 barras com e sem limitação no fluxo de potência ativa nas linhas com previsão de quatro contingências (caso preventivo 4).

Figura 5.25 – Magnitude da tensão nas barras de carga com e sem limitação de fluxo de potência ativa nas linhas para o caso preventivo 4 (IEEE 30 barras).

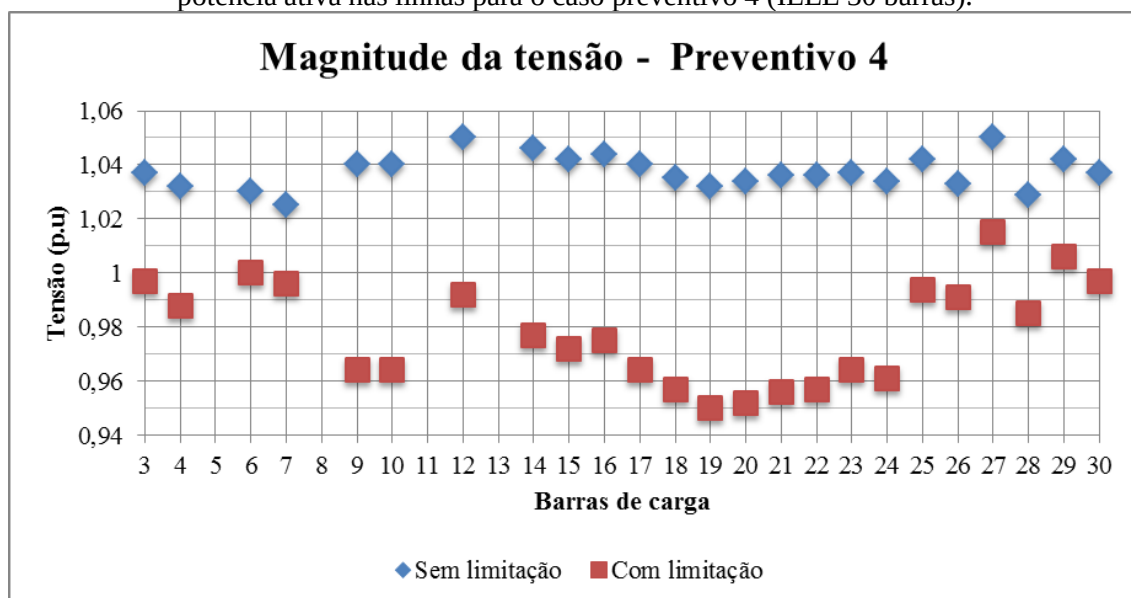


Figura 5.26 – Potência ativa demandada nas barras de carga com e sem limitação de fluxo de potência ativa nas linhas para o caso preventivo 4 (IEEE 30 barras).

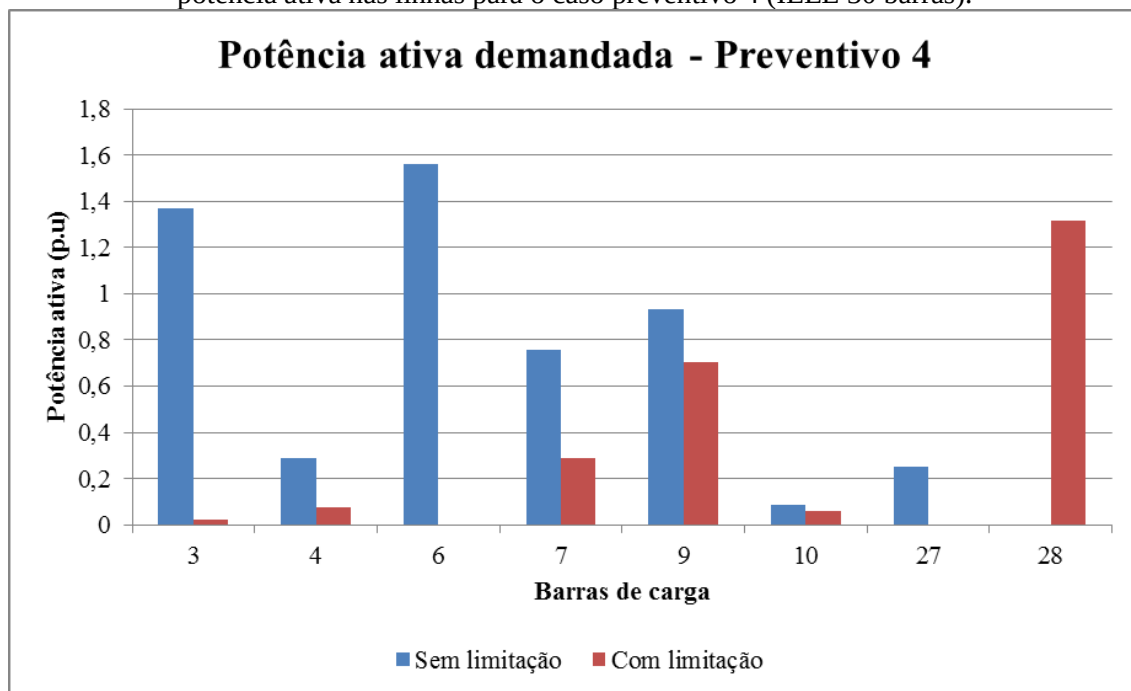
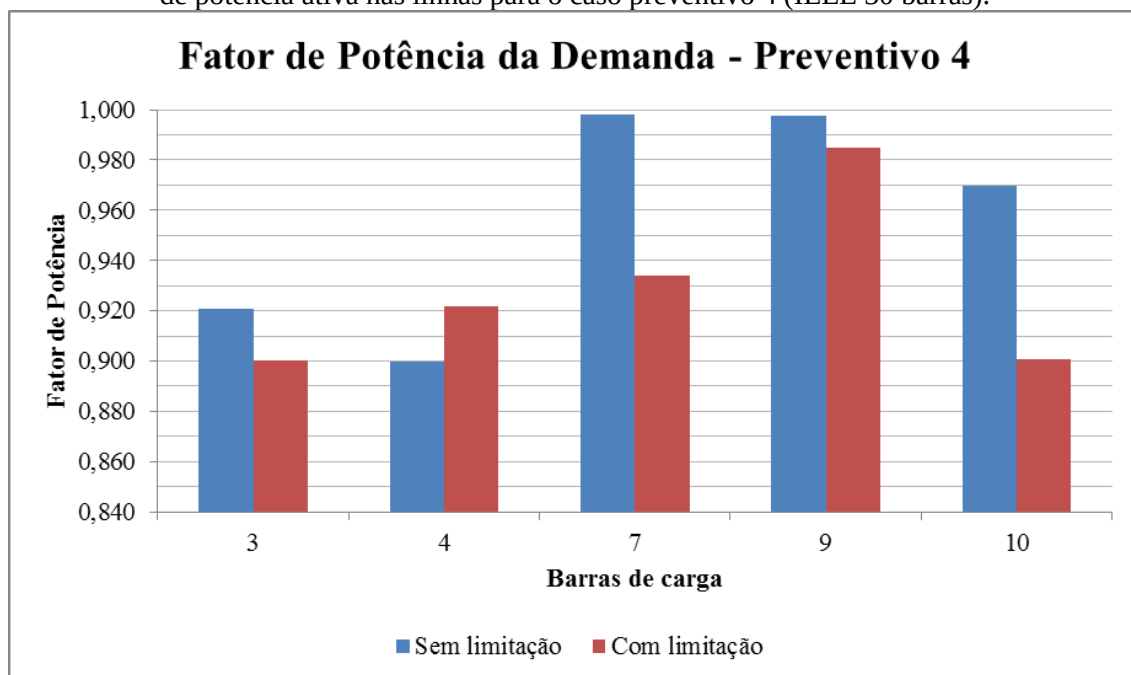


Figura 5.27 – Fator de potência da demanda nas barras de carga com e sem limitação de fluxo de potência ativa nas linhas para o caso preventivo 4 (IEEE 30 barras).



Da Tabela 5.21 e Figura 5.26, nota-se que para o caso preventivo 4 sem limitação do fluxo de potência ativa nas linhas, as barras mais carregadas são as barras 6, 3 e 9. Já para o caso preventivo 4 com limitações do fluxo de potência nas linhas

mais carregadas, as barras com maiores demandas são as barras 28, 9 e 7, respectivamente. Devido a característica do sistema, barras sem demanda inicial passaram a serem as barras mais carregadas do sistema, por exemplo a barra 6, no caso sem limitação de fluxo de potência nas linhas e barra 28, no caso com limitação de fluxo de potência nas linhas.

A Tabela 5.22 mostra que com limitações nas linhas, os *taps* dos transformadores de posicionaram quase todos nos extremos e a potência ativa demandada total das barras de carga do sistema teve uma redução de 45,53%, sendo um possível ponto de operação no máximo carregamento com maior segurança e mais realista.

Como nos testes anteriores, a Figura 5.26 mostra o fator de potência da demanda em algumas barras do sistema, e em todas as barras e casos simulados, o valor do fator de potência foi sempre igual ou superior a 0,90.

A Tabela 5.23 apresenta o tempo computacional e o número de iterações na solução do modelo FPDARS aplicado ao sistema IEEE 30 barras para os casos preventivo 2, preventivo 3 e preventivo 4, com e sem limitações no fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão.

Tabela 5.23 – Esforço computacional exigido pelo modelo para o sistema IEEE 30 barras.

Casos Preventivos	Sem limitação de fluxo de potência ativa		Com limitação de fluxo de potência ativa	
	Nº de iterações	Tempo computacional (s)	Nº de iterações	Tempo computacional (s)
Preventivo 2	143	1,902	59	0,796
Preventivo 3	232	3,913	103	1,664
Preventivo 4	115	2,424	87	1,776

Observa-se que o maior tempo computacional foi para o caso preventivo 3 sem limitação de fluxo de potência nas linhas de transmissão, com tempo de 3,913 segundos para o encontro do ponto de operação com máxima margem de carregamento operacional, que é um tempo aceitável para o tamanho do problema a ser resolvido.

5.3 Sistema IEEE 118 Barras

O sistema IEEE 118 barras modificado é composto da seguinte maneira:

- 54 barras de geração;
- 64 barras de carga;
- 186 linhas de transmissão;
- 9 transformadores de *taps* variáveis;
- 14 barras com susceptância *shunt* variável;

O ângulo de tensão na barra de referência (barra 69) é adotado como zero. Os limites das magnitudes de tensão são canalizados como $0,95 \leq V_{i0} \leq 1,05$, $\forall i = 1, \dots, 118$ para o caso base, e $0,90 \leq V_{ik}^s \leq 1,10$, $\forall i = 1, \dots, 118$, $\forall k = 1, \dots, c$, para os casos preventivos. Os *taps* dos transformadores são considerados contínuos, nesta primeira etapa de testes, e tem-se: $0,95 \leq t_{im0} \leq 1,05$, $\forall im \in \Omega_r^0$, em que: $\Omega_r^0 = \{8_5, 26_25, 30_17, 38_37, 63_59, 64_61, 65_66, 68_69, 81_80\}$, (o sobrescrito representa “0” representa o caso base, sem contingência). A susceptância *shunt* nas barras 5, 34, 37, 44, 45, 46, 48, 74, 79, 82, 83, 105, 107 e 110 tem seus valores compreendido entre 0 e 0,50 p.u.

As barras de compensação de reativos foram consideradas barras de geração nessas simulações. A potência gerada em cada barra geradora varia de zero até um valor 50% maior do seu valor inicial que esta apresentado no banco de dados no Apêndice A. As potências geradas que possuem valor inicial negativo permanecem fixas.

5.3.1 Primeira etapa de testes

Para esta primeira etapa de testes do modelo FPDARS com os dados do sistema IEEE 118 barras, utilizaram-se as variáveis do sistema todas contínuas e o fator de potência mínimo das barras de carga de 0,90. Será apresentada a simulação do caso

base, caso preventivo com quatro contingências (preventivo 4) com e sem limitação dos fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão.

- **Caso Base**

Para este teste utilizou-se as variáveis do sistema todas contínuas e o fator de potência mínimo das barras de carga de 0,90. A Tabela 5.24 apresenta os resultados de potência ativa demandada, magnitude da tensão e fator de potência em cada barra de carga do sistema sem contingência (caso base).

Tabela 5.24 – Caso Base (IEEE 118 barras)

B a r r a (i)	Condição Inicial (p.u)			Caso Base (p.u)		
	Magnitude da Tensão (Vi)	Potência Demandada (Pdi)	Fator de Potência (fpi)	Magnitude da Tensão (Vi)	Potência Demandada (Pdi)	Fator de Potência (fpi)
2	1,000	0,200	0,912	1,045	0,200	0,995
3	1,000	0,390	0,969	1,046	0,390	0,995
5	1,000	0,000	-	1,048	0,000	0,000
7	1,000	0,190	0,995	1,047	0,190	1,000
8	1,015	0,000	-	1,048	0,000	0,000
9	1,000	0,000	-	1,050	5,825	1,000
11	1,000	0,700	0,950	1,043	0,700	1,000
13	1,000	0,340	0,905	1,039	0,340	0,994
14	1,000	0,140	0,997	1,044	0,140	0,968
16	1,000	0,250	0,928	1,042	0,250	0,992
17	1,000	0,110	0,965	1,045	0,110	0,901
20	1,000	0,180	0,986	1,040	0,180	0,992
21	1,000	0,140	0,868	1,036	0,140	0,986
22	1,000	0,100	0,894	1,034	0,100	0,963
23	1,000	0,070	0,919	1,033	2,469	0,987
28	1,000	0,170	0,925	1,039	0,215	0,997
29	1,000	0,240	0,986	1,040	0,430	1,000
30	1,000	0,000	-	1,050	3,826	0,999
33	1,000	0,230	0,931	1,044	0,230	0,987
35	1,000	0,330	0,965	1,049	0,330	0,998
37	1,000	0,000	-	1,050	0,000	0,000
38	1,000	0,000	-	1,048	0,000	0,000
39	1,000	0,270	0,926	1,031	0,270	0,995
41	1,000	0,370	0,965	1,020	0,370	0,999
43	1,000	0,180	0,932	1,035	0,180	0,962
44	1,000	0,160	0,894	1,025	0,160	1,000

45	1,000	0,530	0,924	1,024	0,530	1,000
47	1,000	0,340	1,000	1,034	0,340	0,989
48	1,000	0,200	0,876	1,041	0,200	1,000
50	1,000	0,170	0,973	1,039	0,170	0,994
51	1,000	0,170	0,905	1,031	0,170	0,997
52	1,000	0,180	0,964	1,027	0,180	0,990
53	1,000	0,230	0,902	1,028	0,230	0,990
57	1,000	0,120	0,970	1,034	0,120	0,972
58	1,000	0,120	0,970	1,031	0,120	0,984
60	1,000	0,780	0,999	1,037	0,780	1,000
63	1,000	0,000	-	1,043	0,000	0,000
64	1,000	0,000	-	1,045	3,533	0,900
67	1,000	0,280	0,970	1,040	0,560	1,000
68	1,000	0,000	-	1,047	9,602	1,000
71	1,000	0,000	-	1,016	0,000	0,000
75	1,000	0,470	0,974	1,009	0,470	0,975
78	1,000	0,710	0,939	1,007	0,710	1,000
79	1,000	0,390	0,773	1,008	0,390	1,000
81	1,000	0,000	-	1,048	5,171	0,900
82	1,000	0,540	0,894	1,002	0,540	1,000
83	1,000	0,200	0,894	1,006	0,200	1,000
84	1,000	0,110	0,844	1,012	0,259	0,996
86	1,000	0,210	0,903	1,014	0,328	0,996
88	1,000	0,480	0,979	1,023	3,755	0,986
93	1,000	0,120	0,864	1,017	0,955	0,999
94	1,000	0,300	0,882	1,013	1,352	0,999
95	1,000	0,420	0,805	1,008	0,420	1,000
96	1,000	0,380	0,930	1,008	0,380	0,991
97	1,000	0,150	0,857	1,010	0,150	1,000
98	1,000	0,340	0,973	1,016	0,768	1,000
101	1,000	0,220	0,826	1,050	7,368	0,994
102	1,000	0,050	0,857	1,040	10,952	0,900
106	1,000	0,430	0,937	1,028	1,058	1,000
108	1,000	0,020	0,894	1,028	0,442	1,000
109	1,000	0,080	0,936	1,028	0,590	1,000
114	1,000	0,080	0,936	1,038	0,276	1,000
115	1,000	0,220	0,953	1,038	0,245	1,000
117	1,000	0,200	0,928	1,040	0,200	0,998
118	1,000	0,330	0,910	1,008	0,330	0,999

As variáveis de controle e a função objetivo para o caso base são apresentadas na Tabela 5.25.

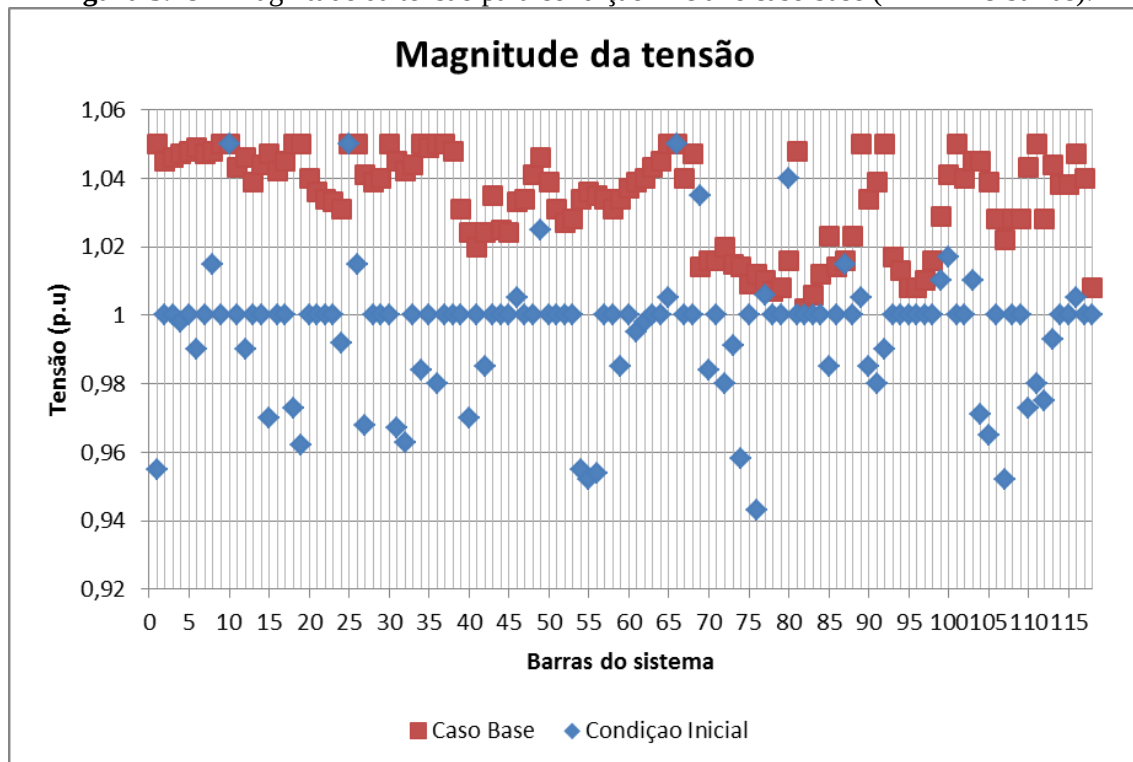
Tabela 5.25 – Variáveis de controle e função objetivo para o caso base (IEEE 118 barras).

Variáveis	Condição inicial (p.u)	Caso Base (p.u)
t_{8_5}	1,01523	1,01339
t_{26_25}	1,04167	0,95000
t_{30_17}	1,04167	0,99143
t_{38_37}	1,06952	1,02928
t_{63_59}	1,04167	1,00087
t_{64_61}	1,01523	0,95534
t_{65_66}	1,06952	1,05000
t_{68_69}	1,06952	0,95000
t_{81_80}	1,06952	1,05000
b_5^{sh}	-0,40000	-0,50000
b_{34}^{sh}	0,14500	-0,00094
b_{37}^{sh}	-0,25000	-0,50000
b_{44}^{sh}	0,10000	-0,04100
b_{45}^{sh}	0,10000	-0,01200
b_{46}^{sh}	0,09900	-0,00067
b_{48}^{sh}	0,15000	-0,022000
b_{74}^{sh}	0,13100	-0,000864
b_{79}^{sh}	0,20000	-0,00600
b_{82}^{sh}	0,20000	-0,06100
b_{83}^{sh}	0,10000	-0,06000
b_{105}^{sh}	0,21500	-0,00100
b_{107}^{sh}	0,06600	-0,00044
b_{110}^{sh}	0,06300	-0,00041
Função Objetivo	14,330 p.u.	70,888 p.u.

No ponto de máximo carregamento para o caso base, onde não há previsão de contingências no sistema, a demanda de potência ativa total nas barras de carga do sistema atinge o valor de 70,888 p.u., que representa um aumento de aproximadamente 494,68 %, que é uma porcentagem muito relevante.

A Figura 5.28 apresenta o gráfico da magnitude da tensão em p.u. nas barras do sistema IEEE 118 barras.

Figura 5.28 – Magnitude da tensão para condição inicial e caso base (IEEE 118 barras).



As Figuras 5.29 e 5.30 mostram, respectivamente, a potência ativa e o fator de potência da demanda para algumas barras de carga do sistema IEEE 118 barras.

Figura 5.29 – Potência ativa nas barras de carga na condição inicial e caso base (IEEE 118 barras).

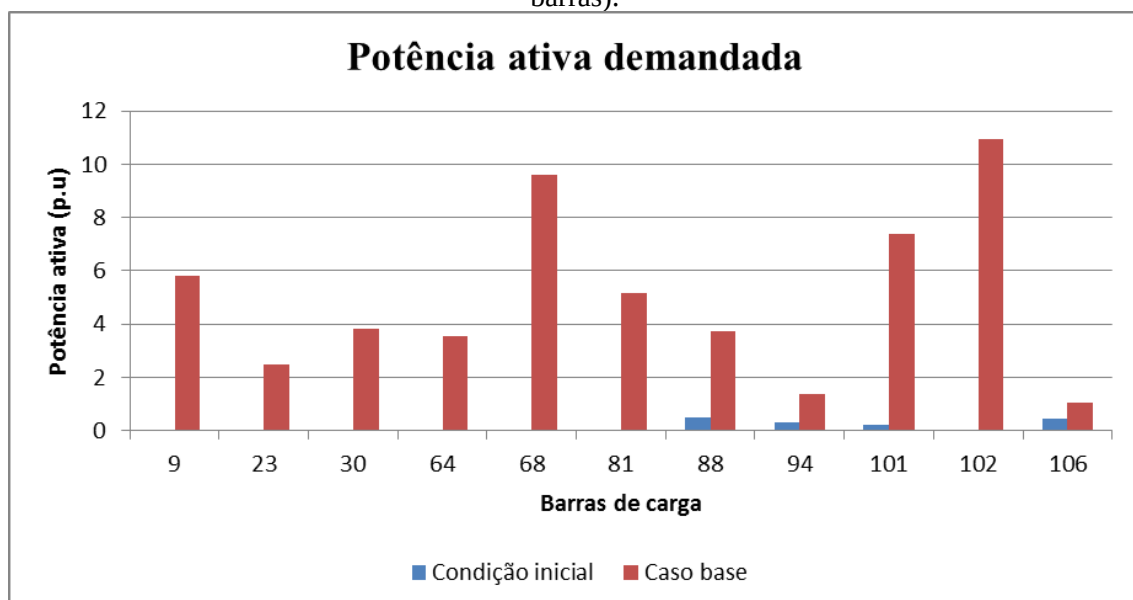
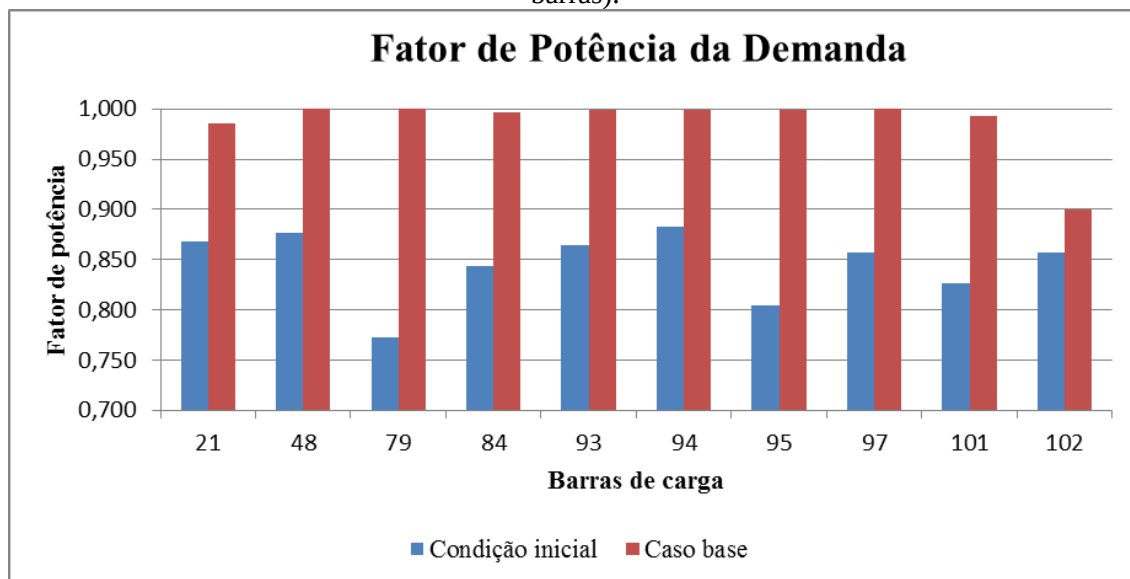


Figura 5.30 – Fator de potência da demanda para condição inicial e caso base (IEEE 118 barras).



Ao analisar a Tabela 5.24 e a Figura 5.29, nota-se que muitas barras inicialmente sem carga, passam a ter uma demanda no ponto de máximo carregamento muito alta, devido as características do sistema e flexibilidade do modelo proposto. Os resultados ainda evidenciam, como observado nos sistemas anteriores, a concentração das demandas em poucas barras de carga.

- **Casos Preventivos**

Para o sistema IEEE 118 barras serão apresentados três casos preventivos. O caso preventivo 4 (P4), considerando previsão de 4 contingências; caso preventivo 10 (P10), considerando previsão de 10 contingências, e caso preventivo 18 (P18), considerando previsão de 18 contingências. Esse último caso preventivo se aproxima de uma segurança para o sistema para queda de quase 10% das linhas de transmissão do sistema. As linhas para serem selecionadas para os casos preventivos foram escolhidas dentre as linhas com maior fluxo de potência, tomando como referência o fluxo de potência nas linhas no caso base (sem contingência). No caso P18, as 18 linhas escolhidas estão dentre as 28 linhas com maior fluxo de potência. A Tabela 5.26 mostra as linhas selecionadas para os casos preventivos testados.

Tabela 5.26 – Linhas previstas para contingências nos casos preventivos (IEEE 118 barras).

Linhas		Preventivo 4 (P4)	Preventivo 10 (P10)	Preventivo 18 (P18)
Barra inicial	Barra final			
9	10	X	X	X
65	68	X	X	X
68	69	X	X	X
89	92	X	X	X
26	30		X	X
23	25		X	X
92	102		X	X
77	82		X	X
25	27		X	X
68	81		X	X
66	65			X
64	65			X
61	64			X
88	89			X
85	88			X
25	26			X
34	37			X
77	69			X

Os casos preventivos citados serão testados sem limites de fluxo de potência ativa nas linhas e, posteriormente, 10 linhas do sistema, dentre as mais carregadas, serão limitadas a operar com uma redução de 10% do seu fluxo potência ativa, para analisar o comportamento do sistema e comparar seus efeitos nos resultados para o ponto de máximo carregamento. A Tabela 5.27 apresenta quais foram as linhas que tiveram redução de 10 % no limite de fluxo de potência ativa para os casos preventivos testados.

Tabela 5.27 – Linhas com limite de fluxo de potência para os casos preventivos (IEEE 118 barras).

Linhas limitadas	Preventivo 4	Preventivo 10	Preventivo 18
8_30	X	X	X
17_30	X	X	X
19_20		X	
23_25	X	X	X
26_30	X		X
29_31	X	X	X
37_39	X	X	X
45_49		X	
49_69	X		X
51_58	X	X	X
59_60	X	X	X
61_64	X	X	X

➤ **Caso preventivo 4**

Para o caso preventivo 4, o modelo foi testado encontrando o ponto de máximo carregamento para o sistema IEEE 118 barras sem e com limites de fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão. Os resultados estão apresentados na Tabela 5.28 abaixo.

Tabela 5.28 – Caso preventivo 4 (IEEE 118 barras).

B a r r a r (i)	Caso preventivo 4					
	Sem limite de fluxo de potência (p.u)			Com limite de fluxo de potência (p.u)		
	Magnitude da Tensão (V_i)	Potência Demandada (Pd_i)	Fator de Potência (fp_i)	Magnitude da Tensão (V_i)	Potência Demandada (Pd_i)	Fator de Potência (fp_i)
2	1,046	0,200	0,995	0,969	0,200	0,994
3	1,046	0,390	0,995	0,961	0,390	0,989
5	1,048	0,000	0,000	0,950	0,000	0,000
7	1,048	0,190	1,000	0,966	0,190	0,935
9	1,050	0,000	0,000	0,979	0,000	0,000
11	1,044	0,700	1,000	0,965	0,700	0,999
13	1,039	0,340	0,994	0,982	0,340	0,965
14	1,045	0,140	0,968	0,992	0,140	0,900
16	1,044	0,250	0,989	0,995	0,250	0,925
17	1,049	2,859	0,995	1,030	0,110	0,900
20	1,043	0,180	0,994	1,034	0,180	0,998
21	1,042	0,140	0,900	1,035	0,140	0,900
22	1,047	0,636	0,969	1,044	0,704	0,958
23	1,050	2,319	0,940	1,050	0,070	0,900
28	1,044	0,254	0,997	1,050	2,591	0,997
29	1,045	0,486	1,000	1,050	0,240	0,900
30	1,050	0,000	0,000	0,955	0,000	0,900
33	1,044	0,230	0,995	1,042	0,230	0,901
35	1,047	0,620	1,000	1,050	0,330	0,912
37	1,048	1,162	0,900	1,046	0,000	0,900
38	1,050	0,000	0,000	1,006	0,870	0,000
39	1,030	0,270	0,996	1,035	0,270	0,998
43	1,036	0,370	0,998	1,024	0,180	1,000
44	1,026	0,180	0,974	1,012	0,160	0,900
45	1,026	0,160	0,901	1,020	0,530	0,901
47	1,040	0,530	0,900	1,050	5,553	0,900
48	1,032	2,431	0,956	1,046	0,389	0,900

50	1,030	1,215	0,937	1,032	0,170	0,900
51	1,040	0,435	0,999	1,033	0,723	0,975
52	1,045	0,814	0,900	1,041	0,629	0,900
53	1,050	0,580	0,900	1,050	1,552	0,900
57	1,015	1,530	0,900	1,011	0,120	0,900
58	1,026	0,120	0,949	1,021	0,120	0,949
60	1,005	0,120	0,900	0,983	0,780	0,900
63	1,035	1,743	0,993	1,026	0,000	0,960
64	1,042	0,000	0,000	1,032	0,000	0,000
67	1,021	0,000	0,000	1,019	0,280	0,000
68	0,979	1,453	0,997	0,979	0,000	0,996
71	1,033	0,000	0,000	1,027	0,360	0,000
75	1,002	2,637	0,997	0,990	0,858	0,993
78	0,962	3,101	0,984	0,955	1,743	0,996
79	0,954	0,710	0,998	0,950	0,390	0,961
81	0,990	0,390	0,900	0,991	0,000	0,900
82	0,963	0,000	0,000	0,950	0,540	0,000
83	0,973	0,540	0,900	0,959	0,200	0,989
84	0,990	0,200	0,900	0,995	0,110	0,900
86	0,997	0,110	0,988	1,006	0,269	0,901
88	1,009	0,210	0,988	1,024	3,304	0,988
93	1,023	2,821	0,992	1,021	0,120	0,980
94	1,005	0,134	0,900	1,002	0,300	0,900
95	0,979	0,300	0,900	0,975	0,420	0,900
96	0,968	0,420	0,900	0,962	0,380	0,900
97	0,951	0,380	0,900	0,950	0,150	0,900
98	0,956	0,150	0,900	0,956	0,340	0,979
101	0,950	0,340	0,900	0,950	8,367	0,900
102	0,953	8,360	0,900	0,950	0,050	0,900
106	1,030	0,050	0,902	1,027	1,159	0,902
108	1,029	1,386	0,999	1,026	0,467	0,998
109	1,029	0,522	1,000	1,026	0,622	1,000
114	1,045	0,683	1,000	1,045	0,080	0,999
115	1,044	0,341	1,000	1,045	3,013	0,899
117	1,041	0,259	0,998	0,967	0,200	0,998
118	0,989	0,200	0,998	0,973	0,611	0,998

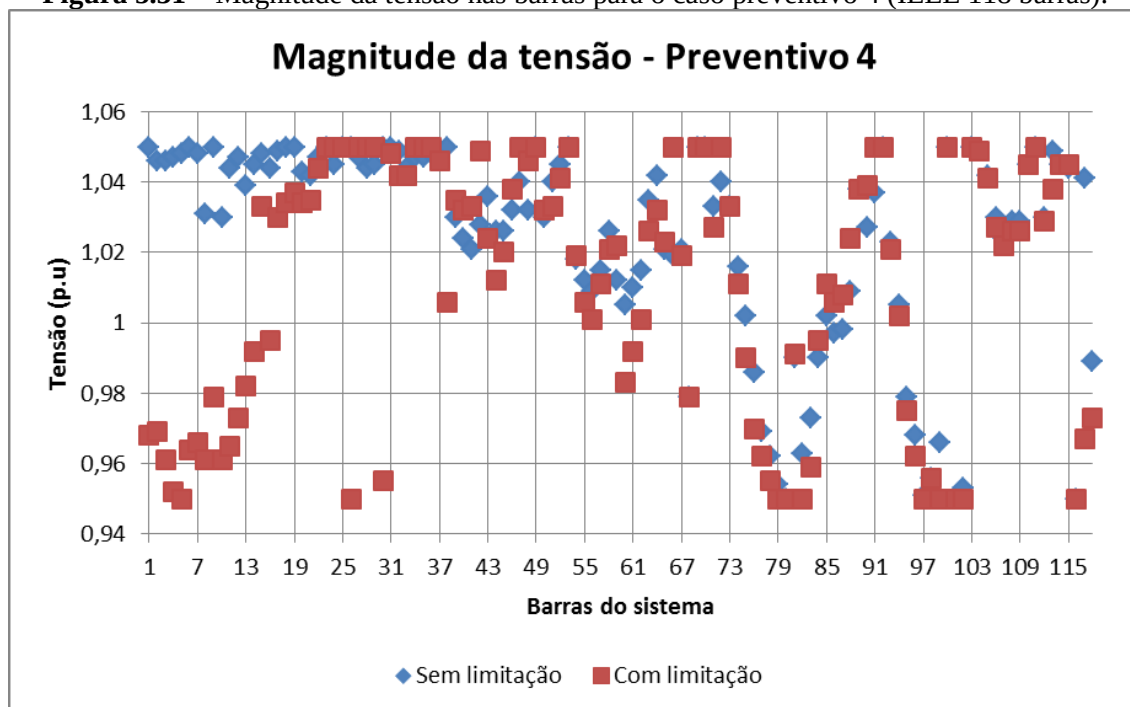
As variáveis de controle e a função objetivo para o caso preventivo 4, para situações com e sem limite de fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão, são apresentadas na Tabela 5.29.

Tabela 5.29 – Variáveis de controle e função objetivo para o caso preventivo 4 (EEE 118 barras).

Variáveis	Caso preventivo 4	
	Sem limite de fluxo de potência (p.u)	Com limite de fluxo de potência (p.u)
t_{8_5}	1,00132	0,95040
t_{26_25}	0,98615	0,98038
t_{30_17}	0,99590	1,05000
t_{38_37}	0,99609	0,99757
t_{63_59}	0,98683	1,00877
t_{64_61}	0,95000	0,95000
t_{65_66}	1,05000	1,05000
t_{68_69}	0,95000	0,95000
t_{81_80}	0,95000	0,95000
b_5^{sh}	0,50000	0,50000
b_{34}^{sh}	0,14459	0,14459
b_{37}^{sh}	-0,32400	0,50000
b_{44}^{sh}	0,03800	-0,02700
b_{45}^{sh}	0,25500	-0,21200
b_{46}^{sh}	0,09901	0,09901
b_{48}^{sh}	0,50000	0,10700
b_{74}^{sh}	0,09901	0,09901
b_{79}^{sh}	0,03100	0,10800
b_{82}^{sh}	-0,49100	-0,50000
b_{83}^{sh}	-0,13700	-0,48200
b_{105}^{sh}	0,21477	0,21477
b_{107}^{sh}	0,06620	0,06620
b_{110}^{sh}	0,06338	0,06338
Função Objetivo	47,621 p.u	43,233 p.u

A Figura 5.31 mostra o comportamento da magnitude da tensão, em p.u., nas barras do sistema IEEE 118 barras, para o caso preventivo 4 (P4), com e sem limitação de fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão.

Figura 5.31 – Magnitude da tensão nas barras para o caso preventivo 4 (IEEE 118 barras).



As Figuras 5.32 e 5.33, apresentam a potência ativa demandada e o fator de potência da demanda em algumas barras de carga do sistema.

Figura 5.32 – Potência ativa demandada nas barras de carga para o caso preventivo 4 (IEEE 118 barras).

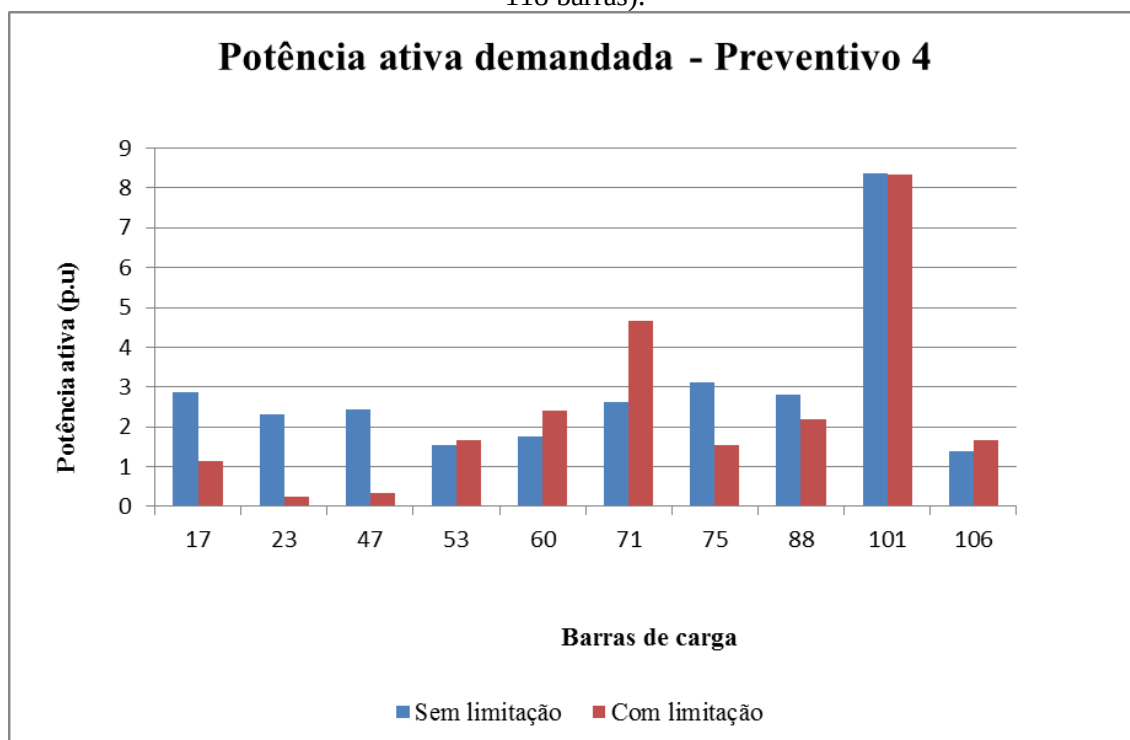
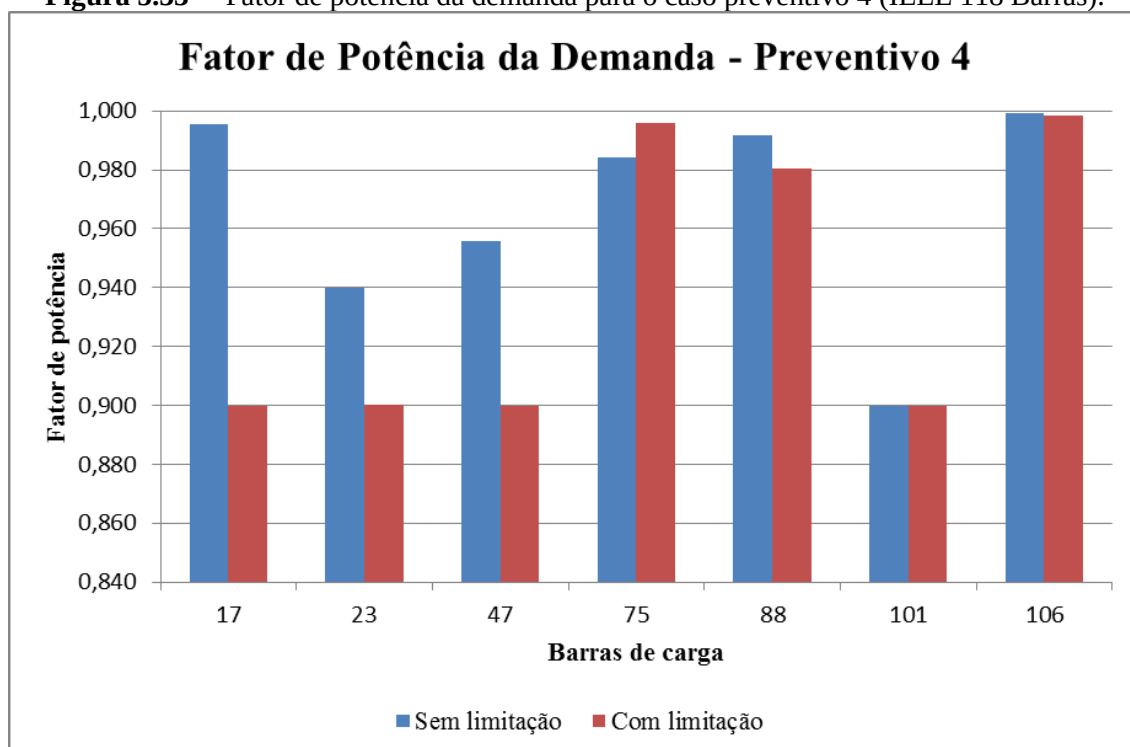


Figura 5.33 – Fator de potência da demanda para o caso preventivo 4 (IEEE 118 Barras).



Pode-se observar que o fator de potência de todas as barras de carga são iguais ou superiores a 0,90, que foi o mínimo estipulado para os testes. A Tabela 5.28 e a

Figura 5.32 mostram que as barras 101, 75 e 17 são as três mais carregadas no ponto de máximo carregamento, sem limitação dos fluxos de potências nas linhas de transmissão. Com o limite de fluxo de potência ativa imposto em algumas linhas do sistema, as barras mais carregadas passaram a ser as barras 101, 71 e 60, em ordem decrescente.

A Tabela 5.29 mostra que com limitação nas linhas de transmissão, houve uma redução de aproximadamente 9,21% na demanda ativa total nas barras de carga, o que era de se esperar, para garantir um ponto de máximo carregamento mais seguro para o sistema.

5.3.2 Segunda etapa de testes

Para esta segunda etapa de testes do modelo FPDARS com os dados do sistema IEEE 118 barras, utilizou-se as variáveis do sistema todas contínuas e o fator de potência mínimo das barras de carga de 0,90. Será apresentada a simulação do caso preventivo com dez contingências (preventivo 10) com e sem limitação dos fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão.

➤ Caso preventivo 10

Para o caso preventivo 10, o modelo foi testado encontrando o ponto de máximo carregamento para o sistema IEEE 118 barras sem e com limites de fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão. Os resultados estão apresentados na Tabela 5.30 abaixo.

Tabela 5.30 – Caso preventivo 10 (IEEE 118 barras).

B a r r a (i)	Caso preventivo 10					
	Sem limite de fluxo de potência (p.u)			Com limite de fluxo de potência(p.u)		
	Magnitude da Tensão (V_i)	Potência Demandada (Pd_i)	Fator de Potência (fp_i)	Magnitude da Tensão (V_i)	Potência Demandada (Pd_i)	Fator de Potência (fp_i)
2	0,955	0,200	0,996	0,960	0,200	0,993
3	0,994	0,390	0,999	0,951	0,390	0,900
5	0,991	0,000	0,000	0,955	0,000	0,000
7	0,995	0,190	0,999	0,957	0,190	0,916

9	1,050	0,000	0,000	1,050	0,000	0,000
11	0,992	0,700	0,999	0,958	0,700	0,944
13	0,993	0,340	0,999	0,974	0,340	0,993
14	1,000	0,140	0,993	0,984	0,140	0,996
16	0,995	0,250	0,911	0,990	0,250	0,944
17	1,020	0,110	0,901	1,035	0,110	0,901
20	1,023	0,180	0,989	1,030	0,180	0,900
21	1,032	0,140	0,900	1,036	0,140	0,900
22	1,050	0,878	0,900	1,050	1,038	0,929
23	1,044	0,070	0,900	1,048	0,093	0,900
28	1,042	0,170	0,901	1,043	0,170	0,901
29	1,043	0,240	0,900	1,044	0,240	0,900
30	1,046	0,000	0,000	1,050	0,000	0,000
33	0,998	0,230	0,974	1,013	0,230	0,901
35	0,970	0,330	0,997	0,969	0,330	0,993
37	0,975	0,000	0,000	0,977	0,344	0,997
38	1,039	0,000	0,000	1,042	0,000	0,000
39	0,954	0,270	1,000	0,950	0,270	0,900
41	0,950	0,370	1,000	0,966	0,370	0,911
43	0,961	0,180	0,900	1,008	0,180	0,900
44	0,989	0,160	0,901	1,050	0,160	0,901
45	1,012	0,530	0,988	1,045	0,530	0,900
47	0,950	7,527	0,950	0,950	5,228	0,997
48	1,007	0,200	0,900	1,050	0,274	0,900
50	0,960	0,170	0,901	0,983	0,851	0,900
51	0,970	0,672	0,900	1,005	1,062	0,900
52	0,976	0,539	0,900	1,006	0,635	0,900
53	0,982	1,778	0,900	0,999	1,830	0,900
57	0,950	0,120	0,912	0,959	0,120	0,900
58	0,960	0,120	0,900	0,980	0,152	0,899
60	0,950	0,780	0,990	0,950	1,140	0,991
63	1,003	0,000	0,000	1,005	0,000	0,000
64	1,007	0,000	0,000	1,010	0,000	0,000
67	0,952	0,280	0,987	0,956	0,280	0,942
68	0,970	0,000	0,000	0,979	0,000	0,000
71	1,048	1,100	0,992	1,050	0,083	0,999
75	1,019	0,470	0,996	1,036	0,470	0,900
78	0,958	0,710	0,997	0,964	0,710	0,993
79	0,950	0,390	0,972	0,953	0,390	0,900
81	0,985	0,000	0,000	0,991	0,000	0,000
82	0,950	0,540	0,942	0,950	0,540	0,900
83	0,970	0,200	0,900	0,950	0,200	0,900
84	1,025	0,110	0,901	0,964	0,110	0,901

86	1,045	0,210	0,985	0,964	0,210	0,990
88	1,039	0,480	1,000	1,015	0,480	0,900
93	1,021	0,120	0,900	1,021	0,120	0,900
94	1,001	0,300	0,900	1,001	0,300	0,900
95	0,973	0,420	0,900	0,973	0,420	0,900
96	0,961	0,380	0,900	0,961	0,380	0,900
97	0,950	0,150	0,999	0,950	0,150	1,000
98	0,952	0,340	0,900	0,952	0,340	0,900
101	0,950	8,345	0,900	0,950	8,351	0,900
102	0,951	0,166	0,901	0,952	0,297	0,900
106	0,950	2,033	0,998	0,950	2,065	0,996
108	0,950	0,136	0,988	0,950	0,020	0,970
109	0,950	1,008	0,934	0,950	0,986	0,935
114	1,043	0,080	0,899	1,045	0,080	0,900
115	1,042	0,669	0,999	1,043	0,482	0,972
117	0,990	0,200	0,998	0,959	0,200	0,999
118	1,001	0,330	0,903	1,024	0,330	0,999

As variáveis de controle e a função objetivo para o caso preventivo 10, para situações com e sem limite de fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão, são apresentadas na Tabela 5.31.

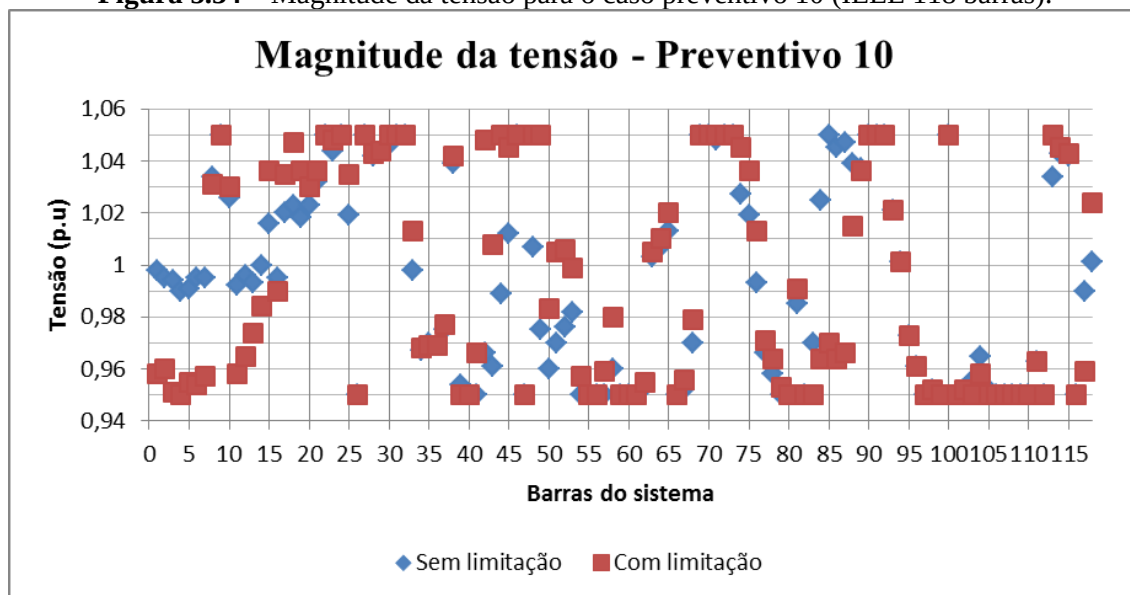
Tabela 5.31 – Variáveis de controle e função objetivo para o caso preventivo 10 (EEE 118 barras).

Variáveis	Caso preventivo 10	
	Sem limite de fluxo de potência (p.u)	Com limite de fluxo de potência (p.u)
t_{8_5}	0,95000	0,95000
t_{26_25}	0,98698	1,05000
t_{30_17}	0,95000	0,95386
t_{38_37}	0,95000	0,95000
t_{63_59}	0,95000	0,95000
t_{64_61}	0,95000	0,95000
t_{65_66}	1,05000	1,05000
t_{68_69}	1,05000	0,95000
t_{81_80}	0,95000	0,95000
b_5^{sh}	0,22200	-0,50000
b_{34}^{sh}	0,14459	0,14459
b_{37}^{sh}	0,50000	0,50000
b_{44}^{sh}	-0,19900	0,29600

b_{45}^{sh}	0,50000	-0,21200
b_{46}^{sh}	0,09901	0,09901
b_{48}^{sh}	0,50000	0,23600
b_{74}^{sh}	0,09901	0,09901
b_{79}^{sh}	-0,15700	-0,142000
b_{82}^{sh}	-0,50000	-0,50000
b_{83}^{sh}	-0,50000	-0,32000
b_{105}^{sh}	0,21477	0,21477
b_{107}^{sh}	0,06620	0,06620
b_{110}^{sh}	0,06338	0,06338
Função Objetivo	37,141 p.u	35,881 p.u

A Figura 5.34 mostra o comportamento da magnitude da tensão , em p.u., nas barras do sistema IEEE 118 barras, para o caso preventivo 10 (P10), com e sem limitação de fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão.

Figura 5.34 – Magnitude da tensão para o caso preventivo 10 (IEEE 118 barras).



Para o caso preventivo 10, com limitação de fluxo de potência ativa nas linhas, as tensões nas barras sofrem mais oscilações entre os extremos, 0,95 p.u. e 1,05 p.u., enquanto que para o caso sem limitação o sistema já possui menos barras nas situações extremas de magnitude de tensão.

As Figuras 5.35 e 5.36, apresentam a potência ativa demandada e o fator de potência da demanda em algumas barras de carga do sistema.

Figura 5.35 – Potência ativa demandada nas barras de carga para o caso preventivo 10 (IEEE 118 barras)

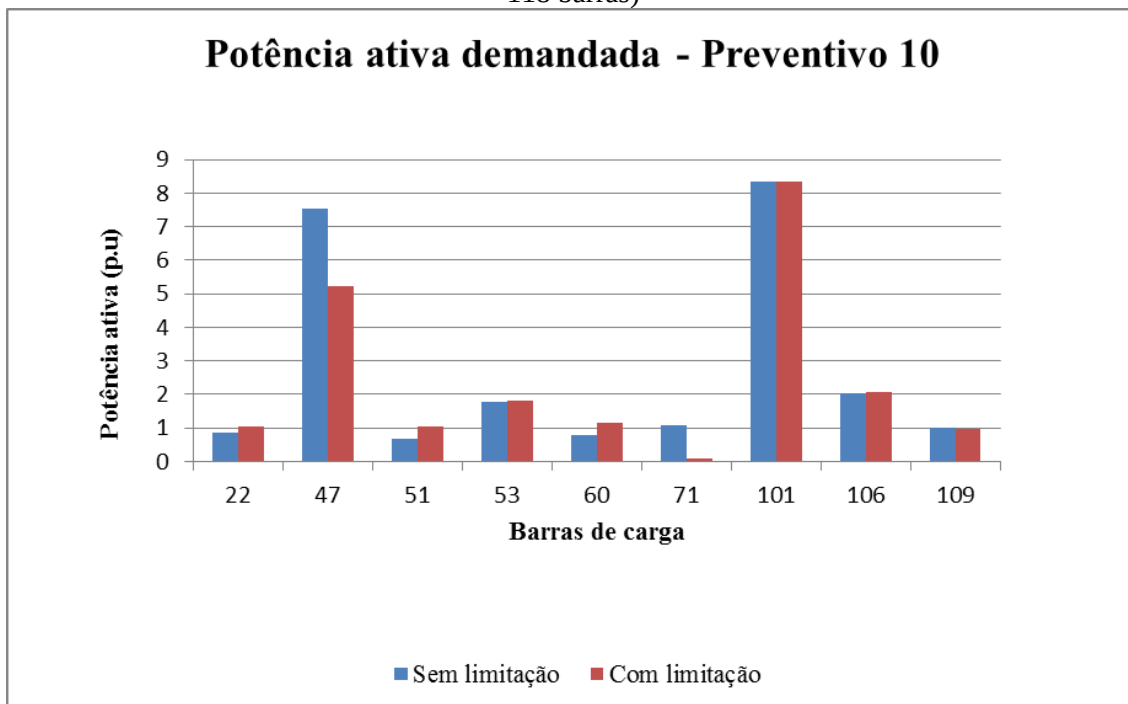
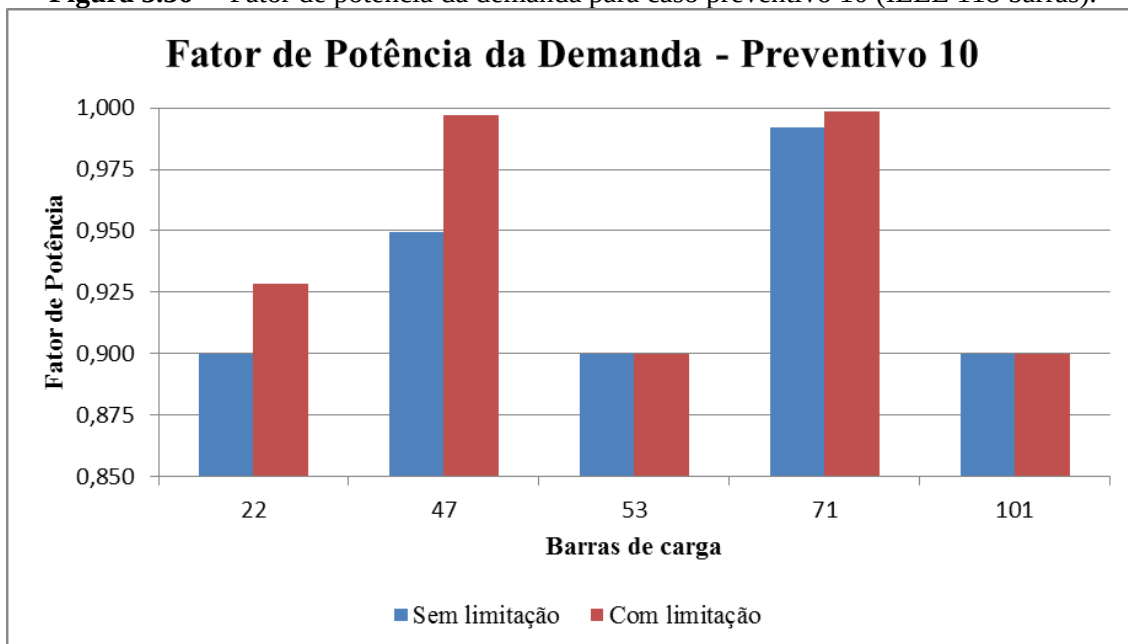


Figura 5.36 – Fator de potência da demanda para caso preventivo 10 (IEEE 118 barras).



A Tabela 5.30 e a Figura 5.35 mostram que as barras 101, 47 e 106 são as três mais carregadas no ponto de máximo carregamento, nas situações com e sem limitação do fluxo de potência nas linhas de transmissão.

A Tabela 5.31 mostra que com limitação do fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão, houve uma redução de aproximadamente 24,65% na demanda ativa total nas barras de carga, o que era de se esperar, para garantir um ponto de máximo carregamento mais seguro para o sistema.

Pode-se observar que o fator de potência de todas as barras de carga são iguais ou superiores a 0,90, que foi o mínimo estipulado para os testes.

5.3.3 Terceira etapa de testes

Para esta terceira etapa de testes do modelo FPDARS com os dados do sistema IEEE 118 barras, utilizou-se as variáveis do sistema todas contínuas e o fator de potência mínimo das barras de carga de 0,90. Será apresentado a simulação do caso preventivo com dezoito contingências (preventivo 18) com e sem limitação dos fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão.

➤ Caso preventivo 18

Para o caso preventivo 18, o modelo foi testado encontrando o ponto de máximo carregamento para o sistema IEEE 118 barras sem e com limites de fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão. Os resultados estão apresentados na Tabela 5.32 abaixo.

Tabela 5.32 – Caso preventivo 18 (IEEE 118 barras).

B a r r a (i)	Caso preventivo 18					
	Sem limite de fluxo de potência (p.u)			Com limite de fluxo de potência (p.u)		
	Magnitude da Tensão (V_i)	Potência Demandada (Pd_i)	Fator de Potência (fp_i)	Magnitude da Tensão (V_i)	Potência Demandada (Pd_i)	Fator de Potência (fp_i)
2	1,017	0,200	0,996	0,972	0,200	0,996
3	1,016	0,390	0,999	0,963	0,390	0,986

5	1,011	0,000	0,000	0,950	0,000	0,000
7	1,018	0,190	1,000	0,969	0,190	0,958
9	1,050	0,000	0,000	0,968	0,000	0,000
11	1,014	0,700	1,000	0,967	0,700	0,998
13	1,014	0,340	0,997	0,982	0,340	0,998
14	1,022	0,140	0,986	0,994	0,140	0,998
16	1,015	0,250	0,900	0,996	0,250	0,963
17	1,036	0,110	0,901	1,032	0,110	0,901
20	1,043	0,180	0,900	1,048	0,180	0,900
21	1,043	0,140	0,900	1,046	0,140	0,900
22	1,050	1,099	0,955	1,050	1,006	0,927
23	1,050	0,070	0,900	1,031	0,070	0,900
28	1,031	0,478	0,900	1,043	0,170	0,901
29	1,040	0,240	0,900	1,044	0,240	0,900
30	1,050	0,000	0,000	1,030	0,00	0,000
33	1,026	0,230	0,901	1,033	0,230	0,901
35	1,000	0,330	0,999	1,014	0,330	0,900
37	1,003	0,000	0,000	1,009	0,373	0,900
38	1,050	0,000	0,000	1,050	0,000	0,000
39	0,976	0,270	0,900	0,973	0,270	0,900
41	0,957	0,370	0,987	0,957	0,370	0,981
43	1,025	0,180	0,900	1,031	0,180	0,900
44	1,050	0,160	0,901	1,050	0,160	0,901
45	1,050	0,530	0,996	1,050	0,530	0,900
47	0,950	6,968	0,975	0,950	5,980	1,000
48	1,028	0,200	0,900	1,050	0,200	0,900
50	0,979	0,170	0,901	1,017	0,170	0,901
51	0,982	0,977	0,900	1,005	1,034	0,900
52	0,987	0,582	0,900	1,007	0,674	0,900
53	0,992	1,875	0,900	1,001	1,904	0,900
57	0,958	0,120	0,900	0,974	0,120	0,900
58	0,966	0,120	0,900	0,980	0,173	0,900
60	0,950	0,780	0,900	0,950	1,023	0,900
63	1,005	0,000	0,000	1,006	0,000	0,000
64	1,009	0,000	0,000	1,011	0,000	0,000
67	1,013	0,280	0,900	1,019	0,280	0,900
68	0,970	0,000	0,000	0,979	0,000	0,000
71	1,050	0,578	0,975	1,050	0,000	0,000
75	1,030	0,470	0,900	1,038	0,470	0,900
78	0,959	0,710	1,000	0,963	0,710	0,993
79	0,950	0,390	0,900	0,952	0,390	0,900
81	0,985	0,000	0,000	0,991	0,000	0,000
82	0,950	0,540	0,973	0,950	0,540	0,902
83	0,967	0,200	0,900	0,950	0,200	0,900
84	1,017	0,110	0,901	0,975	0,110	0,901
86	1,036	0,210	0,986	0,980	0,210	0,989
88	1,039	0,480	0,981	1,016	0,480	0,982
93	1,021	0,120	0,900	1,021	0,120	0,900

94	1,000	0,300	0,900	1,000	0,300	0,900
95	0,973	0,420	0,900	0,973	0,420	0,900
96	0,961	0,380	0,900	0,961	0,380	0,900
97	0,950	0,150	0,999	0,950	0,150	1,000
98	0,952	0,340	0,900	0,952	0,340	0,900
101	0,950	8,341	0,900	0,950	8,346	0,900
102	0,950	0,126	0,900	0,951	0,224	0,901
106	0,950	2,065	0,998	0,950	1,544	1,000
108	0,950	0,156	0,989	0,950	0,020	0,995
109	0,950	1,016	0,934	0,950	0,080	0,958
114	1,048	0,080	0,900	1,045	0,080	0,996
115	1,047	0,305	0,985	1,045	0,220	0,900
117	1,012	0,200	0,998	0,970	0,200	0,998
118	1,013	0,330	0,967	1,027	0,330	0,987

As variáveis de controle e a função objetivo para o caso preventivo 18, para situações com e sem limite de fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão, são apresentadas na Tabela 5.33.

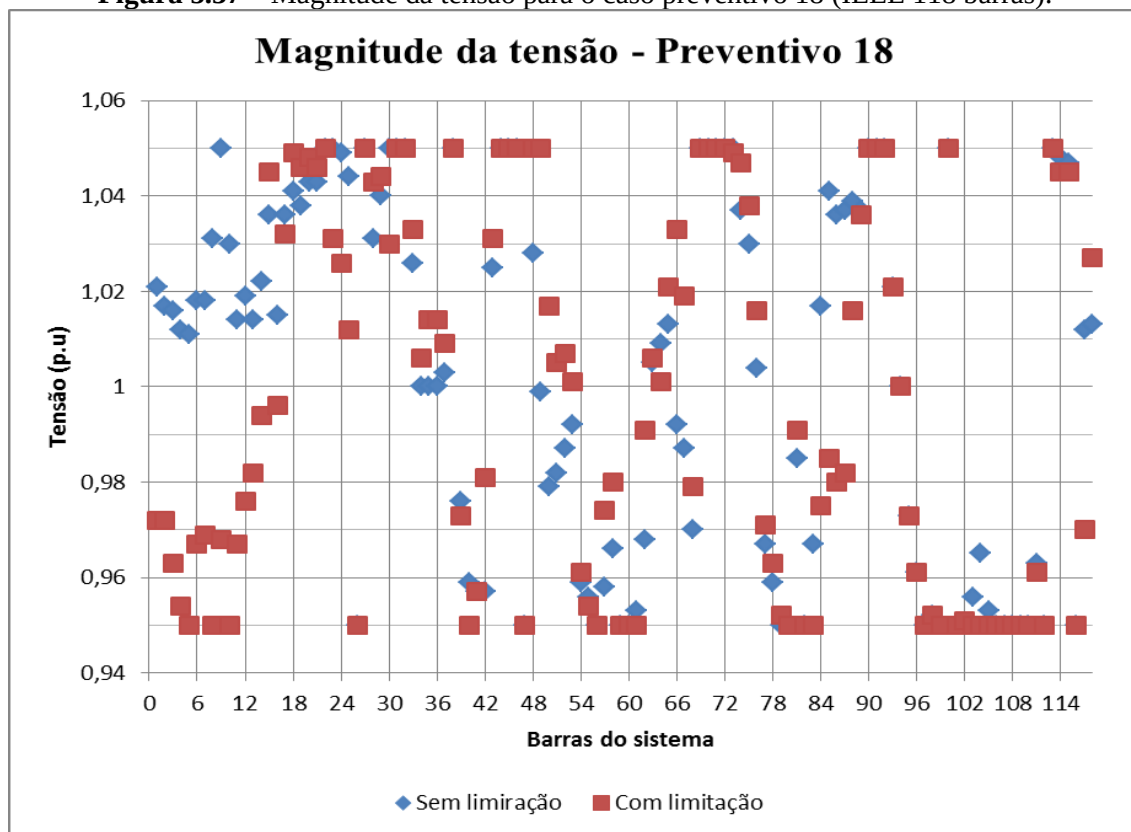
Tabela 5.33 – Variáveis de controle e função objetivo para o caso preventivo 18 (EEE 118 barras).

Variáveis	Caso preventivo 18	
	Sem limite de fluxo de potência (p.u)	Sem limite de fluxo de potência (p.u)
t_{8_5}	0,95313	0,95313
t_{26_25}	1,03274	1,03274
t_{30_17}	0,95996	0,95996
t_{38_37}	0,95745	0,95745
t_{63_59}	0,95000	0,95000
t_{64_61}	0,95000	0,95000
t_{65_66}	1,05000	1,05000
t_{68_69}	1,05000	1,05000
t_{81_80}	0,95000	0,95000
b_5^{sh}	0,50000	0,50000
b_{34}^{sh}	0,14459	0,14459
b_{37}^{sh}	0,28400	0,28400
b_{44}^{sh}	0,184000	0,184000
b_{45}^{sh}	0,50000	0,50000
b_{46}^{sh}	0,09901	0,09901
b_{48}^{sh}	0,50000	0,50000

b_{74}^{sh}	0,09901	0,09901
b_{79}^{sh}	-0,09700	-0,09700
b_{82}^{sh}	-0,50000	-0,50000
b_{83}^{sh}	-0,50000	-0,50000
b_{105}^{sh}	0,21477	0,21477
b_{107}^{sh}	0,06620	0,06620
b_{110}^{sh}	0,06338	0,06338
Função Objetivo	36,685 p.u	36,685 p.u

A Figura 5.37 mostra o comportamento da magnitude da tensão , em p.u., nas barras do sistema IEEE 118 barras, para o caso preventivo 18 (P18), com e sem limitação de fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão.

Figura 5.37 – Magnitude da tensão para o caso preventivo 18 (IEEE 118 barras).



As Figuras 5.38 e 5.39, apresentam a potência ativa demandada e o fator de potência da demanda em algumas barras de carga do sistema.

Figura 5.38 – Potência ativa demandada nas barras de carga para o caso preventivo 18 (IEEE 118 barras)

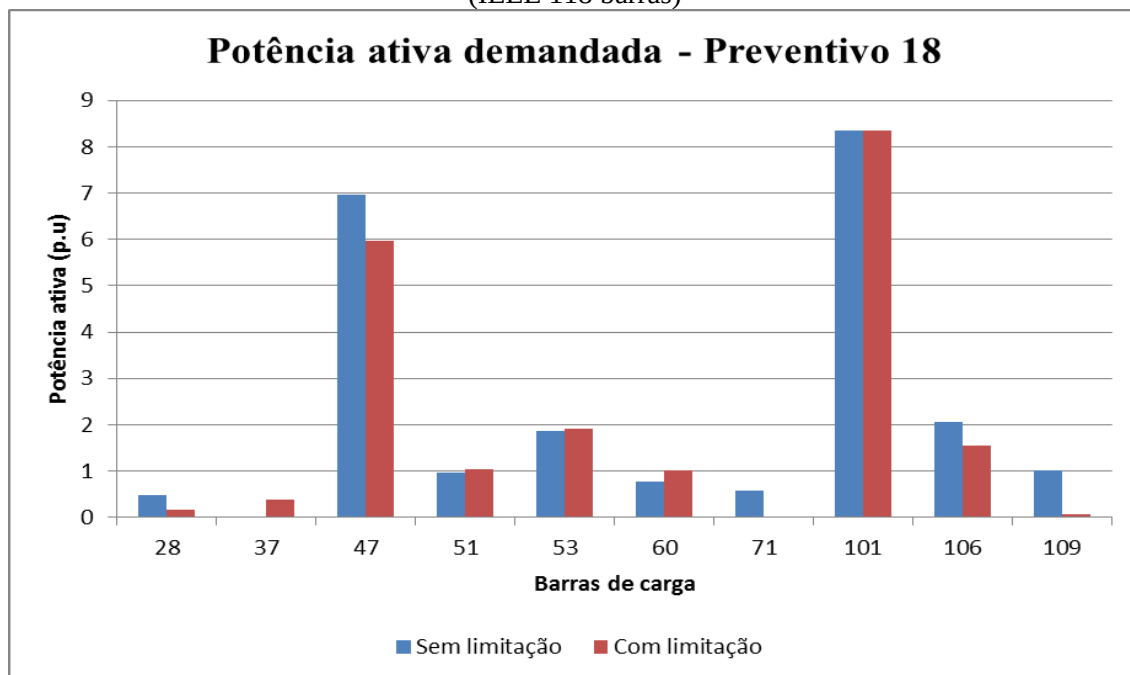
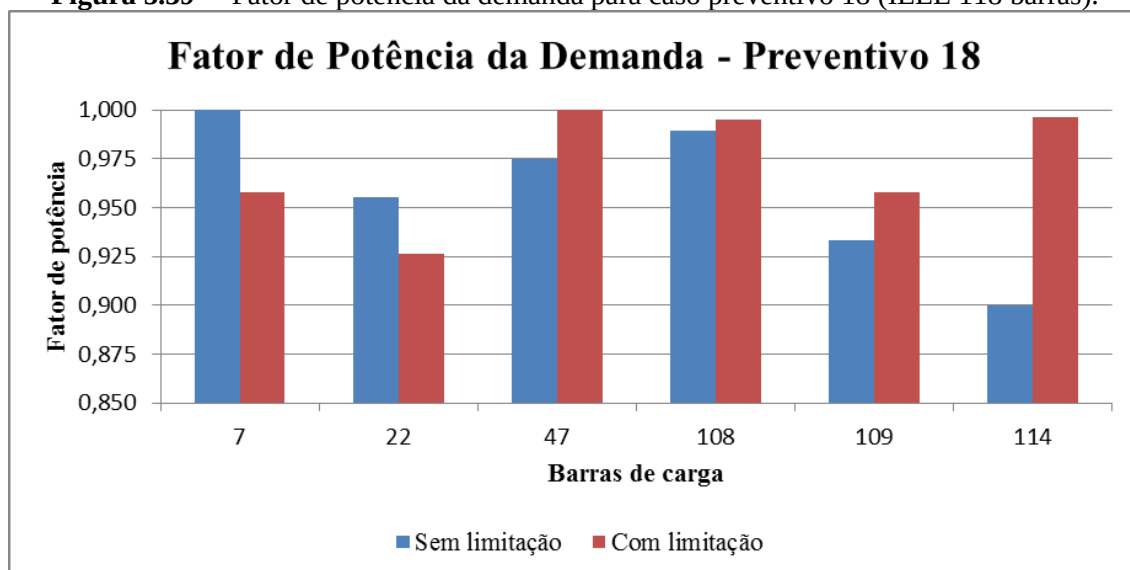


Figura 5.39 – Fator de potência da demanda para caso preventivo 18 (IEEE 118 barras).



A Tabela 5.32 e a Figura 5.38 mostram que as barras 101, 47 e 106 são as três mais carregadas no ponto de máximo carregamento, na situação sem limitação do fluxo de potência nas linhas de transmissão. Já com a imposição de limites ao fluxo de potência nas linhas de transmissão, as barras mais carregadas no ponto de máximo são na ordem decrescente a 101, 47 e 53.

A Tabela 5.33 mostra que com limitação nas linhas de transmissão, houve uma redução de aproximadamente 7,35% na demanda ativa total nas barras de carga, o que era de se esperar, para garantir um ponto de máximo mais seguro para o sistema.

Pode-se observar que o fator de potência de todas as barras de carga são iguais ou superiores a 0,90, que foi o mínimo estipulado para os testes.

A Tabela 5.34 apresenta o tempo computacional e o número de iterações na solução do modelo FPDARS aplicado ao sistema IEEE 118 barras para os casos preventivo 4, preventivo 10 e preventivo 18, com e sem limitações no fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão.

Tabela 5.34 – Esforço computacional exigido pelo modelo para o sistema IEEE 118 barras.

Casos Preventivos	Sem limitação de fluxo de potencia ativa		Com limitação de fluxo de potencia ativa	
	Nº de iterações	Tempo computacional (s)	Nº de iterações	Tempo computacional (s)
Preventivo 4	28	2,415	55	4,596
Preventivo 10	78	35,718	85	45,411
Preventivo 18	208	122,618	3545	4533,699

A Tabela 5.34 evidencia que o aumento de contingências previstas e a limitação do fluxo de potência em algumas linhas do sistema aumentam o tamanho do sistema modelado, tendo como consequência, maior tempo computacional e maior número de iterações para o *solver* encontrar o ponto de máximo carregamento. Todos os resultados observados, pelo tamanho do sistema, número de equações e variáveis envolvidas, estão dentro de uma faixa aceitável, exceto o preventivo 18 com limitação no fluxo de potência ativa em algumas linhas de transmissão, que apresentou um tempo computacional de 4533,699 segundos. Só para efeito de comparação, foi simulado o mesmo sistema, P18 com limitação, para que o ponto de máximo carregamento fosse encontrado pelo solver IPOPT através da plataforma GAMS, e o resultado para a demanda ativa total nas barras de carga foi o mesmo encontrado anteriormente pelo KNITRO, 33,990 p.u. Mas, o solver IPOPT realizou apenas 55 interações e um tempo computacional de 34,325 segundos para resolver o mesmo problema, que são resultados muito bons para a dimensão do problema envolvido.

Capítulo 6

Conclusão e Trabalhos Futuros

O problema de máximo carregamento tem por objetivo encontrar a maior demanda que um sistema elétrico pode suprir sem violar restrições de operação e limites dos equipamentos. De forma geral, a precisão do ponto de máximo carregamento é muito importante para operação e planejamento do sistema. Este planejamento também precisa garantir uma operação segura e confiável para os sistemas elétricos, perante a um conjunto de contingência pré-estabelecidas, o que requer modelagens baseadas no problema de FPORS. O FPORS tem como maiores obstáculos à elevada dimensão e a complexidade computacional envolvida para encontrar a solução requerida.

Neste contexto, o presente trabalho propõe um novo modelo para determinação e análise do máximo carregamento baseado no fator de potência da demanda ajustável levando em consideração restrições de segurança.

Os resultados para o encontro do máximo carregamento de sistemas elétricos de potência com o modelo FPDARS proposto, mostram o comportamento da distribuição da carga nas barras e suas respectivas magnitudes de tensão quando o sistema opera sem previsão de contingência (caso base) e com previsão de contingências (casos preventivos). Essas contingências podem ser a queda de uma linha de transmissão, a diminuição da capacidade de geração ou até a completa saída de um gerador ou a queda de um transformador. Percebeu-se, que as cargas tendem a se concentrar em algumas barras, em ambos os casos (base e preventivos), porém nos casos preventivos, com a flexibilidade e liberdade do modelo proposto, a distribuição de carga pode ser direcionada de tal forma a encontrar um ponto de operação para o sistema dentro dos limites físicos e operacionais do sistema. Como esperado, o sistema nos casos preventivos trabalham com uma demanda de potência ativa total nas barras de carga menor a ser atendida, porém encontra um ponto de operação no máximo carregamento mais seguro e confiável para o sistema e dentro do fator de potência mínimo

estabelecido, o que é de suma importância do ponto de vista prático, sendo assim uma valiosa contribuição do modelo.

O modelo proposto foi simulado utilizando os dados associados aos sistemas testes IEEE 14, 30 e 118 barras, nos casos base e preventivos. Estes casos preventivos consideravam uma previsão de até 10% das linhas contingenciadas. Os resultados obtidos em todas as simulações foram satisfatórios, mostrando a flexibilidade do modelo quanto à possibilidade de distribuição da demanda de potência ativa nas barras de carga, garantia de um fator de potência mínimo de operação, respeito aos limites físicos e operacionais dos sistemas, ponto de máximo carregamento factível, confiável e seguro, sendo mais realista, quando comparado aos modelos existentes na literatura. Desta forma, mesmo o modelo sendo formulado com base no problema de fluxo de potencia ótimo com restrição de segurança, que aumenta muito as dimensões do problema, os resultados foram obtidos em tempos computacionais aceitáveis, mesmo para os sistemas maiores como o IEEE 118 barras nos casos preventivos.

Como atividades futuras dentro do modelo proposto pode-se sugerir:

- Fazer um tratamento mais adequado para as variáveis de controle como *taps* dos transformadores e susceptâncias *shunts*, que neste trabalho foram consideradas contínuas, mas que na prática possuem valores discretos;
- Fazer um estudo detalhado sobre seleção das contingências;
- Apresentar uma metodologia para resolução do modelo de FPDARS com variáveis contínuas e discretas;
- Adicionar mais objetivos ao modelo (minimização das perdas de potência ativa, minimização dos custos de geração, entre outros), tornando-o multi-objetivo, de grande porte, não linear e não convexo.

Referências Bibliográficas

ACHARJEE, P.; INDIRA, A.; MANDAL, S.; THAKUR, S.S. "**Maximum loadability limit of power systems using different particle swarm optimization techniques**", *IEEE Industrial Engineering and Engineering Management Conf.*, pp. 1573-1577, 2009.

ACHARJEE, P.; MALLICK, S.; THAKUR, S.S.; GHOSHAL, S.P. **Detection of maximum loadability limits and weak buses using Chaotic PSO considering security constraints**. *Chaos Solitons Fractals* 44 (8) (2011) 600–612.

AJJARAPU, V.; CHRISTY, C., (1992). **The Continuation Power Flow: a Tool for steady state voltage stability analysis**, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 7, n. 1, February, p. 416-423.

AJJARAPU, V.; PING LIN LAU; BATTULA, S. (1994). **An optimal reactive power planning strategy against voltage collapse**. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9, nº 2, p. 906-917, May.

ALVES, D, A. **Obtenção do ponto de máximo carregamento em sistemas elétricos de potência utilizando novas técnicas de parametrização para o método de continuação**, Tese de Doutorado, UNICAMP, Campinas-SP, Junho, 2000.

ALSAC, O.; STOTT, B. **Optimal load flow with steady-state security**. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-93, n. 3, p. 745-751, May 1974. ISSN 0018-9510.

AVALOS, R.J.; CANIZARES, C.A.; MILANO, F.; CONEJO, A.J. **Equivalency of continuation and optimization methods to determine saddle-node and limit-induced bifurcations in power systems**. *Circuits Systems. I Regul. Pap. IEEE Trans.* 56 (January (1)) (2009) 210–223.

AZEVEDO, A. T. de.; CASTRO, C.A; OLIVEIRA, A.R.L; SOARES, S. **Security constrained optimal active power flow via network model and interior point method**. *SBA: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automática*. v.20 n.2 Natal Apr./June 2009.

BANSILAL; THUKARAM, D.; PARTHASARATHY, K. **Optimal reactive power dispatch algorithm for voltage stability improvement**. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 18, n. 7, p. 461–468, 1996.

BARBOZA, L. V.; SALGADO, R.; ALMEIDA, K. C. (1998). **Estudo do máximo carregamento de sistemas de potência via algoritmos de pontos interiores**, In: Congresso Brasileiro De Automática, Uberlândia, Anais do Congresso Brasileiro de Automática. Uberlândia, 2005-2010.

BARBOZA, L. V.; HECKTHEUER, L. A. (2007). **Identifying critical limits for the maximum loadability of electric power systems**. In: 2007 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering, 2007, Montreal. Proceedings of the 2007 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering, 2007. p. 148 – 153.

CALLE, I. A.; CASTRONUOVO, E.D.; LEDESMA, P. **Maximum loadability of an isolated system considering steady-state and dynamic constraints**. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 53 (2013) 774–781.

CAÑIZARES, C. A.; ALVARADO, F. L. (1993). **Point of collapse and continuation methods for large ac/dc systems**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 8, n° 1, p. 1–8, February.

CAÑIZARES, C. A. (Ed). **Voltage stability assessment, procedures and guides**. New York: IEEE, 2001. (IEEE/PES Power system stability subcommittee special publication). Disponível em: <http://www.power.uwaterloo.ca>. Acesso em: 25 Oct. 2018.

CAPITANESCU, F.; RAMOS, J.L.M.; PANCIATICI, P. **State-of-the-art, Challenges, and Future Trends in Security Constrained Optimal Power Flow**. Electric Power Systems Research. p. 1731-174,. v. 81. 2011.

CAPITANESCU, F. **Critical review of recent advances and further developments needed in ac optimal power flow**. Electric Power Systems Research, v. 136, p. 57 – 68, 2016. ISSN 0378-7796.

CAPITANESCU, F.; WEHENKEL, L. **An ac opf-based heuristic algorithm for optimal transmission switching**. In: 2014 Power Systems Computation Conference. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1-6.

CARPENTIER, J. L. **Contribution a l'étude du Dispatching Economique**. Bull-Soc. Fr. Elec. Ser. B3, p. 431-447, 1962.

CHIANG, H.D.; LI, H.; YOSHIDA, H.; FUKUYAMA, Y.; NAKANISHI, Y. **The generation of ZIP-V Curves for Tracing Power System Steady State Stationary Behavior Due to Load and Generation Variations**, Proc. IEEE PES Summer Meeting, Edmonton, Alberta – Canada, July, pp. 647-651, 1999.

COSTA, M.T. (2016). **Solução do problema de fluxo de potência ótimo com restrição de segurança e controles discretos utilizando o método primal-dual barreira logarítmica**. Dissertação (Mestrado), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, FEB, Unesp, Bauru.

DOMMEL, H. W.; TINNEY, W. F. **Optimal power flow solutions**. IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, PAS-87, n. 10, p. 1866-1876, Oct 1968. ISSN 0018-9510.

DONG, X.; WANG, C.; YUN, Z.; HAN, X.; LIANG, J.; WANG, Y.; ZHAO, P. **Calculation of optimal load margin based on improved continuation power flow model.** *Electrical Power and Energy Systems* 94 (2018) 225–233.

EL-DIB, A. A.; YOUSSEF, H. K. M.; EL-METWALLY, M. M.; OSMAN, Z. (2006). **Maximum loadability of power systems using hybrid particle swarm optimization.** *Electric Power Systems Research*, 76, 485–492.

FERNANDES, C. E. **Máximo carregamento em sistemas de potência com restrições de reserva de energia.** Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Florianópolis, 2006, 61 páginas.

FERREIRA, E. C. **Fluxo de Potência Ótimo Multiobjetivo com Restrições de Segurança e Variáveis Discretas.** Tese de Doutorado, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2018.

GNANAMBAL, K.; BABULAL, C. K. (2012). **Maximum loadability limit of power system using hybrid differential evolution with particle swarm optimization.** *Electrical Power and Energy Systems*, 43, 150–155.

GREENE, S.; DOBSON, I.; ALVARADO, F. L. **Sensitivity of the loading margin to voltage collapse with respect to arbitrary parameters.** *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, p. 262–272, 1997.

HEMMATPOUR, M. H.; MOHAMMADIAN, M.; GHARAVEISI, A.A. **Simple and eficiente method for steady-state voltage stability analysis of islanded microgrids with considering wind turbine generation and frequency deviation.** *IET Gener. Transm. Distrib.* 10 (7) (2016) 1691–1702.

IBA, K.; SUZUKI, H.; EGAWA, M.; WATANABE, T. (1991), **Calculation of critical loading condition with nose curve using homotopy continuation method,** *IEEE Transactions on Power Systems*, 6 (2), 584-593.

IRISARRI, G.D.; WANG, X.; TONG, J.; MOKHTARI, S. **Maximum loadability of power systems using interior point nonlinear optimization method.** *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, p. 162–172, 1997.

JIANG, Q.; XU, K. **A Novel Iterative Contingency Filtering Approach to Corrective Security-Constrained Optimal Power Flow.** *IEEE Transactions on Power Systems*, v.29 n.3, p. 1099-1109, 2014.

KIM, J.-H.; PARK, J.-K.; KIM, B.H.; PARK, J.-B.; HUR, D. **A method of inclusion of security constraints with distributed optimal power flow.** *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 23, n. 3, p. 189 – 194, 2001. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061500000545>>.

KUNDUR, P.; MORISON, G. K.; GAO, B. (1992). **Voltage stability evaluation using modal analysis**. *IEEE Transactions on Power System*, v. 7, n° 4, p.1529-1542, November.

KUNDUR, P., (1993). **Power System Stability and Control**, McGraw – Hill, New York, 1176p.

LIU, L.; WANG, X.; DING, X.; CHENG, H. (2009). **A robust approach to optimal power flow with discrete variables**. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3), 1182-1190.

MAGALHÃES, E. M.; NETO, A. B.; ALVES, D. A. **MÉTODO DA CONTINUAÇÃO UTILIZANDO MÉTODOS NEWTON DESACOPADO PARA A OBTENÇÃO DA CURVA TRAJETÓRIA DE SOLUÇÕES (CURVAS P-V)** Parte I: Desenvolvimento Teórico, In: 9th Brazilian Conference on Dynamics, Control and Applications_DINCON'2010. Serra Negra, SP, Junho, 2010 - ISSN 2178-3667

MILANO, F.; CAÑIZARES, C. A.; INVERNIZZI, M. **Voltage stability constrained OPF market models considering N-1 contingency criteria**. *Electric Power Systems Research*, p. 27-36, issue 1, v. 74, 2005.

MONTICELLI, A. J. **“Fluxo de Carga em redes de Energia Elétrica”**, São Paulo. Editora Blücher Ltda, 1983.

MONTICELLI, M.; PEREIRA, V. F.; GRANVILLE, S. **Security-Constrained Optimal Power Flow with Post-Contingency Corrective Rescheduling**. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. PWRS-2, n. 1, p. 175-180, 1987.

NETO, A. B.; MAGALHÃES, E. M.; ALVES, D. A. **OBTAINING THE MAXIMUM LOADING POINT OF ELECTRIC POWER SYSTEMS USING THE DECOUPLED METHODS OF NEWTON**. *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS*, VOL. 14, NO. 1, JAN. 2016.

POURAKBARI-KASMAEI, M.; CONTRERAS, J.; MANTOVANI, J. R. S. **A demand power factor-based approach for finding the maximum loading point**. *Electric Power Systems Research*, v. 151, p. 283-295, OCT 2017.

RAO, S. D.; TYLAVSKY, D. J.; FENG, Y. **Estimating the saddle-node bifurcation point of static power systems using the holomorphic embedding method**. *Electrical Power and Energy Systems* 84 (2017) 1–12.

SARAVANAN, M.; SLOCHANAL, S.M.R.; VENKATESH, P.; ABRAHAM, J.P.S. **Application of particle swarm optimization technique for optimal location of FACTS devices considering cost of installation and system loadability**. *Electr. Power Syst. Res.* 77 (3–4) (2007) 276–283.

SEYDEL, R., (1994). *From Equilibrium to Chaos: Practical Bifurcation and Stability Analysis*, 2^a ed., Springer - Verlag, New York, and 407p.

SOLER, E. M.; BAPTISTA, E. C.; SOUSA, V. A.; COSTA, G. R. M. **Resolução do Problema de Máximo Carregamento com variáveis de controle discretas**. In: XLV SBPO – SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 2013, Natal - RN. Anais do XLV SBPO – SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 2013. p. 1205-1213.

SOMASUNDARAM, P.; KUPPUSAMY, K.; DEVI, R. K. **Evolutinary programming based security constrained optimal power flow**. *Electric Power Systems Research*, v. 72, n. 2, p. 137-145, 2004. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779604000926>>.

STOTT, B.; ALSAC, O.; MONTICELLI, A. J. **Security analysis and optimization (Invited Paper)**, *Proceedings of the IEEE*, v. 75, Issue. 12, p. 1623-1644. 1987.

TAYLOR, C. **Power System Voltage Stability**. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994.

TEEPARTHI, K.; KUMAR, D. V. **Multi-objective hybrid PSO-APO algorithm based security constrained optimal power flow with Wind and termal generators**. *Engineering Science and Technology, an International Journal*, v. 20, n. 2, p. 411 – 426, 2017. ISSN 2215-0986. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2215098616313805>>.

VIANA, E.M.; DE OLIVEIRA, E.J.; MARTINS, N.; PEREIRA, J.L.R.; DE OLIVEIRA, L.W. **An optimal power flow function to aid restoration studies of long transmission segments**. *Power Syst. IEEE Trans.* 28 (February (1)) (2013) 121–129.

WALTZ R. A.; PLATENGA T. D. **KNITRO user's manual**. Version 7.0, Technical Report, Ziena Optimization, Evanston, IL, USA. (<http://www.gams.com/dd/docs/solvers/knitro.pdf>), 2010.

XU, Y.; YANG, H.; ZHANG, R.; DONG, Z.Y.; LAI, M.; WONG, K.P. **A contingency partitioning approach for preventive-corrective security-constrained optimal power flow computation**. *Electric Power Systems Research*. v. 132, p. 132-140, 2016.

ZEFERINO, C, L., “**Avaliação e controle da margem de carregamento em sistemas elétricos de potência**”, Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo (USP), São Carlos – SP, Março, 2011.

Apêndice A

Banco de dados dos sistemas elétricos

Abaixo se encontram os bancos de dados utilizados neste trabalho. No caso do banco de dados de barra, a coluna tipo é caracterizada por barras de geração (2), barras de controle de reativo (1) e barras de carga (0).

A.1 Sistema IEEE14 Barras

Dados de Barra										
Barra	Tipo	V	θ	Pg	Qg	Qmin	Qmax	Pc	Qc	Bsh barra
1	2	1,060	0	3	0	-99,99	99,99	0	0	0
2	1	1,045	-0,0873	1	0	-0,40	0,50	-0,183	0,127	0
3	1	1,010	-0,2269	1	0	0	0,20	0,942	0,190	0
4	0	1,019	-0,1745	0	0	0	0	0,478	-0,039	0
5	0	1,020	-0,1536	0	0	0	0	0,076	0,016	0
6	1	1,070	-0,2443	3	0	-0,06	0,24	0,112	0,075	0
7	0	1,062	-0,2269	0	0	0	0	0	0	0
8	1	1,090	-0,2269	1	0	-0,06	0,24	0	0	0
9	0	1,056	-0,2618	0	0	0	0	0,295	0,166	0,170
10	0	1,051	-0,2618	0	0	0	0	0,090	0,058	0
11	0	1,057	-0,2618	0	0	0	0	0,035	0,018	0
12	0	1,055	-0,2618	0	0	0	0	0,061	0,016	0
13	0	1,050	-0,2618	0	0	0	0	0,135	0,058	0
14	0	1,036	-0,2793	0	0	0	0	0,149	0,050	0

Dados das linhas					
Linhas		g	b	bsh	tap
1	2	4,99913	-15,26309	0,02640	-
1	5	1,02590	-4,23498	0,02460	-
2	3	1,13502	-4,78186	0,02190	-
2	4	1,68603	-5,11584	0,01870	-
2	5	1,70114	-5,19393	0,01700	-
3	4	1,98598	-5,06882	0,01730	-
4	5	6,84098	-21,57855	0,00640	-
4	7	0	-4,78194	0	1,02249
4	9	0	-1,79798	0	1,03199
5	6	0	-3,96794	0	1,07296
6	11	1,95503	-4,09407	0	-
6	12	1,52597	-3,17596	0	-
6	13	3,09893	-6,10276	0	-

7	8	0,00032	-5,67698	0	-
7	9	0	-9,09008	0	-
9	10	3,90205	-10,36539	0	-
9	14	1,42401	-3,02905	0	-
10	11	1,88088	-4,40294	0	-
12	13	2,48902	-2,25197	0	-
13	14	1,13699	-2,31496	0	-

A.2 Sistema IEEE 30 Barras

Dados de Barra										
Barra	Tipo	V	θ	Pg	Qg	Qmin	Qmax	Pc	Qc	Bsh barra
1	2	1,053	0	3	0	-99,99	99,99	0	0	0
2	1	1,032	-0,0016	0,5	0	-0,40	0,50	-0,183	0,127	0
3	0	1,018	-0,0024	0	0	0	0	0,024	0,012	0
4	0	1,010	-0,0030	0	0	0	0	0,076	0,016	0
5	1	1,010	-0,0044	1,5	0	-0,40	0,40	0,942	0,190	0
6	0	1,004	-0,0035	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0,998	-0,0040	0	0	0	0	0,228	0,109	0
8	1	1,010	-0,0037	3	0	-0,10	0,40	0,300	0,300	0
9	0	1,017	-0,0045	0	0	0	0	0	0	0
10	0	1,015	-0,0051	0	0	0	0	0,058	0,020	0,184
11	1	1,072	-0,0045	1	0	-0,06	0,24	0	0	0
12	0	1,019	-0,0047	0	0	0	0	0,112	0,075	0
13	1	1,057	-0,0047	1	0	-0,06	0,24	0	0	0
14	0	1,005	-0,0051	0	0	0	0	0,062	0,016	0
15	0	1,001	-0,0051	0	0	0	0	0,082	0,025	0
16	0	1,010	-0,0051	0	0	0	0	0,035	0,018	0
17	0	1,008	-0,0051	0	0	0	0	0,090	0,058	0
18	0	0,994	-0,0052	0	0	0	0	0,032	0,009	0
19	0	0,992	-0,0054	0	0	0	0	0,095	0,034	0
20	0	0,997	-0,0052	0	0	0	0	0,022	0,007	0
21	0	1,003	-0,0052	0	0	0	0	0,175	0,112	0
22	0	1,004	-0,0051	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0,994	-0,0052	0	0	0	0	0,032	0,016	0
24	0	0,994	-0,0052	0	0	0	0	0,087	0,067	0,044
25	0	1,001	-0,0051	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0,983	-0,0052	0	0	0	0	0,035	0,023	0
27	0	1,013	-0,0049	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0,997	-0,0037	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0,993	-0,0054	0	0	0	0	0,024	0,009	0
30	0	0,982	-0,0056	0	0	0	0	0,106	0,019	0

Dados das linhas					
Linhas		g	b	bsh	tap
1	2	5,22465	-15,64673	0,01320	-
1	3	1,24374	-5,09602	0,01020	-
2	4	1,70553	-5,19738	0,00920	-
3	4	8,19545	-23,53087	0,00210	-
2	5	1,13596	-4,77248	0,01045	-
2	6	1,68614	-5,11648	0,00935	-
4	6	6,41312	-22,31120	0,00225	-
5	7	2,95402	-7,44927	0,00510	-
6	7	3,59021	-11,02611	0,00425	-
6	8	6,28931	-22,01258	0,00225	-
6	9	0	-4,80769	0	0,96339
6	10	0	-1,79856	0	1,04603
9	11	0,00023	-4,80769	0	-
9	10	0,00083	-9,09091	0	-
4	12	0	-3,90625	0	0,98522
12	13	0	-7,14286	0	-
12	14	1,52657	-3,17343	0	-
12	15	3,09540	-6,09728	0	-
12	16	1,95200	-4,10436	0	-
14	15	2,49095	-2,25087	0	-
16	17	1,88261	-4,39352	0	-
15	18	1,80770	-3,69142	0	-
18	19	3,07569	-6,21876	0	-
19	20	5,88235	-11,76471	0	-
10	20	1,78483	-3,98536	0	-
10	17	3,95604	-10,31745	0	-
10	21	5,10185	-10,98071	0	-
10	22	2,61932	-5,40077	0	-
21	22	16,77464	-34,12772	0	-
15	23	1,96835	-3,97606	0	-
22	24	2,54054	-3,95440	0	-
23	24	1,46141	-2,98924	0	-
24	25	1,30989	-2,28762	0	-
25	26	1,21653	-1,81714	0	-
25	27	1,96929	-3,76021	0	-
28	27	0	-2,52525	0	1,04384
27	29	0,99553	-1,88101	0	-
27	30	0,68746	-1,29397	0	-
29	30	0,91205	-1,72336	0	-
8	28	1,44398	-4,54081	0,01070	-
6	28	4,36284	-15,46357	0,00325	-

A.3 Sistema IEEE 118 Barras

Dados de Barra										
Barra	Tipo	V	θ	Pg	Qg	Qmin	Qmax	Pc	Qc	Bsh barra
1	1	0,955	0	0	0	-0,05	0,15	0,51	0,27	0
2	0	1	0	0	0	0	0	0,20	0,09	0
3	0	1	0	0	0	0	0	0,39	0,10	0
4	1	0,998	0	-0,09	0	-3,00	3,00	0,30	0,12	0
5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	-0,40
6	1	0,99	0	0	0	-0,13	0,50	0,52	0,22	0
7	0	1	0	0	0	0	0	0,19	0,02	0
8	1	1,015	0	-0,28	0	-3	3	0	0	0
9	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
10	1	1,05	0	4,50	0	-1,47	2,00	0	0	0
11	0	1	0	0	0	0	0	0,70	0,23	0
12	1	0,99	0	0,85	0	-0,35	1,20	0,47	0,10	0
13	0	1	0	0	0	0	0	0,34	0,16	0
14	0	1	0	0	0	0	0	0,14	0,01	0
15	1	0,97	0	0	0	-0,10	0,30	0,90	0,30	0
16	0	1	0	0	0	0	0	0,25	0,10	0
17	0	1	0	0	0	0	0	0,11	0,03	0
18	1	0,973	0	0	0	-0,16	0,50	0,60	0,34	0
19	1	0,962	0	0	0	-0,08	0,24	0,45	0,25	0
20	0	1	0	0	0	0	0	0,18	0,03	0
21	0	1	0	0	0	0	0	0,14	0,08	0
22	0	1	0	0	0	0	0	0,10	0,05	0
23	0	1	0	0	0	0	0	0,07	0,03	0
24	1	0,992	0	-0,13	0	-3,00	3,00	0	0	0
25	1	1,05	0	2,20	0	-0,47	1,40	0	0	0
26	1	1,015	0	3,14	0	-10,00	10,00	0	0	0
27	1	0,968	0	-0,09	0	-3,00	3,00	0,62	0,13	0
28	0	1	0	0	0	0	0	0,17	0,07	0
29	0	1	0	0	0	0	0	0,24	0,04	0
30	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
31	1	0,967	0	0,07	0	-3,00	3,00	0,43	0,27	0
32	1	0,963	0	0	0	-0,14	0,42	0,59	0,23	0
33	0	1	0	0	0	0	0	0,23	0,09	0
34	1	0,984	0	0	0	-0,08	0,24	0,59	0,26	0,145
35	0	1	0	0	0	0	0	0,33	0,09	0
36	1	0,98	0	0	0	-0,08	0,24	0,31	0,17	0
37	0	1	0	0	0	0	0	0	0	-0,25
38	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
39	0	1	0	0	0	0	0	0,27	0,11	0
40	1	0,97	0	-0,46	0	-3,00	3,00	0,20	0,23	0
41	0	1	0	0	0	0	0	0,37	0,10	0
42	1	0,985	0	-0,59	0	-3,00	3,00	0,37	0,23	0
43	0	1	0	0	0	0	0	0,18	0,07	0
44	0	1	0	0	0	0	0	0,16	0,08	0,100
45	0	1	0	0	0	0	0	0,53	0,22	0,100
46	1	1,005	0	0,19	0	-1,00	1,00	0,28	0,10	0,099
47	0	1	0	0	0	0	0	0,34	0,00	0

48	0	1	0	0	0	0	0	0,20	0,11	0,150
49	1	1,025	0	2,04	0	-0,85	2,10	0,87	0,30	0
50	0	1	0	0	0	0	0	0,17	0,04	0
51	0	1	0	0	0	0	0	0,17	0,08	0
52	0	1	0	0	0	0	0	0,18	0,05	0
53	0	1	0	0	0	0	0	0,23	0,11	0
54	1	0,955	0	0,48	0	-3	3	1,13	0,32	0
55	1	0,952	0	0	0	-0,08	0,23	0,63	0,22	0
56	1	0,954	0	0	0	-0,08	0,15	0,84	0,18	0
57	0	1	0	0	0	0	0	0,12	0,03	0
58	0	1	0	0	0	0	0	0,12	0,03	0
59	1	0,985	0	1,55	0	-0,60	1,80	2,77	1,13	0
60	0	1	0	0	0	0	0	0,78	0,03	0
61	1	0,995	0	1,60	0	-1,00	3,00	0	0	0
62	1	0,998	0	0	0	-0,20	0,20	0,77	0,14	0
63	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
64	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
65	1	1,005	0	3,91	0	-0,67	2,00	0	0	0
66	1	1,05	0	3,92	0	-0,67	2,00	0,39	0,18	0
67	0	1	0	0	0	0	0	0,28	0,07	0
68	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
69	2	1,035	0	5,16	0	-3,00	3,00	0	0	0
70	1	0,984	0	0	0	-0,10	0,32	0,66	0,20	0
71	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
72	1	0,98	0	-0,12	0	-1,00	1,00	0	0	0
73	1	0,991	0	-0,06	0	-1,00	1,00	0	0	0
74	1	0,958	0	0	0	-0,06	0,09	0,68	0,27	0,131
75	0	1	0	0	0	0	0	0,47	0,11	0
76	1	0,943	0	0	0	-0,08	0,23	0,68	0,36	0
77	1	1,006	0	0	0	-0,20	0,70	0,61	0,28	0
78	0	1	0	0	0	0	0	0,71	0,26	0
79	0	1	0	0	0	0	0	0,39	0,32	0,200
80	1	1,04	0	4,77	0	-1,65	2,80	1,30	0,26	0
81	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
82	0	1	0	0	0	0	0	0,54	0,27	0,200
83	0	1	0	0	0	0	0	0,20	0,10	0,100
84	0	1	0	0	0	0	0	0,11	0,07	0
85	1	0,985	0	0	0	-0,08	0,23	0,24	0,15	0
86	0	1	0	0	0	0	0	0,21	0,10	0
87	1	1,015	0	0,04	0	-1,00	10,00	0	0	0
88	0	1	0	0	0	0	0	0,48	0,10	0
89	1	1,005	0	6,07	0	-2,10	3,00	0	0	0
90	1	0,985	0	-0,85	0	-3,00	3,00	0,78	0,42	0
91	1	0,98	0	-0,1	0	-1,00	1,00	0	0	0
92	1	0,99	0	0	0	-0,03	0,09	0,65	0,10	0
93	0	1	0	0	0	0	0	0,12	0,07	0
94	0	1	0	0	0	0	0	0,30	0,16	0
95	0	1	0	0	0	0	0	0,42	0,31	0
96	0	1	0	0	0	0	0	0,38	0,15	0
97	0	1	0	0	0	0	0	0,15	0,09	0
98	0	1	0	0	0	0	0	0,34	0,08	0
99	1	1,01	0	-0,42	0	-1,00	1,00	0	0	0
100	1	1,017	0	2,52	0	-0,50	1,55	0,37	0,18	0
101	0	1	0	0	0	0	0	0,22	0,15	0

102	0	1	0	0	0	0	0	0,05	0,03	0
103	1	1,01	0	0,4	0	-0,15	0,40	0,23	0,16	0
104	1	0,971	0	0	0	-0,08	0,23	0,38	0,25	0
105	1	0,965	0	0	0	-0,08	0,23	0,31	0,26	0,215
106	0	1	0	0	0	0	0	0,43	0,16	0
107	1	0,952	0	-0,22	0	-2,00	2,00	0,28	0,12	0,066
108	0	1	0	0	0	0	0	0,02	0,01	0
109	0	1	0	0	0	0	0	0,08	0,03	0
110	1	0,973	0	0	0	-0,08	0,23	0,39	0,30	0,063
111	1	0,98	0	0,36	0	-1,00	10,00	0	0	0
112	1	0,975	0	-0,43	0	-1,00	10,00	0,25	0,13	0
113	1	0,993	0	-0,06	0	-1,00	2,00	0	0	0
114	0	1	0	0	0	0	0	0,08	0,03	0
115	0	1	0	0	0	0	0	0,22	0,07	0
116	1	1,005	0	-1,84	0	-10,00	10,00	0	0	0
117	0	1	0	0	0	0	0	0,20	0,08	0
118	0	1	0	0	0	0	0	0,33	0,15	0

Dados das linhas					
Linhas		g	b	bsh	tap
1	2	2,78030	-9,1667	0,01270	-
1	3	6,56766	-21,5867	0,00541	-
4	5	26,35599	-119,5004	0,00105	-
3	5	1,96818	-8,8201	0,01420	-
5	6	3,89193	-17,6609	0,00713	-
6	7	10,11664	-45,8445	0,00275	-
8	9	2,60627	-32,5784	0,58100	-
8	5	0	-37,4532	0	1,01523
9	10	2,47246	-30,8578	0,61500	-
4	11	4,04236	-13,3069	0,00874	-
5	11	4,00922	-13,4694	0,00869	-
11	12	14,18144	-46,7153	0,00251	-
2	12	4,51228	-14,8640	0,00786	-
3	12	1,73212	-5,7260	0,02030	-
7	12	7,00640	-27,6354	0,00437	-
11	13	3,81080	-12,5200	0,00938	-
12	14	3,93720	-12,9470	0,00908	-
13	15	1,13994	-3,7446	0,03134	-
14	15	1,43148	-4,6914	0,02510	-
12	16	2,86293	-11,2627	0,01070	-
15	17	6,33419	-20,9700	0,02220	-
16	17	1,31605	-5,2207	0,02330	-
17	18	4,55296	-18,6930	0,00649	-
18	19	4,37844	-19,2902	0,00571	-
19	20	1,75928	-8,1681	0,01490	-
15	19	7,07397	-23,2262	0,00505	-
20	21	2,42612	-11,2556	0,01080	-
21	22	2,12273	-9,8519	0,01230	-
22	23	1,29297	-6,0112	0,02020	-
23	24	5,18654	-18,9021	0,02490	-
23	25	2,34821	-12,0421	0,04320	-
26	25	0	-26,1780	0,00000	1,04167

25	27	1,15300	-5,9100	0,08820	-
27	28	2,49212	-11,1383	0,01080	-
28	29	2,50683	-9,9744	0,01190	-
30	17	0	-25,7732	0,00000	1,04167
8	30	1,68443	-19,6972	0,25700	-
26	30	1,07107	-11,5284	0,45400	-
17	31	1,77685	-5,8591	0,01995	-
29	31	8,90905	-27,3046	0,00415	-
23	32	2,21694	-8,0635	0,05865	-
31	32	2,81390	-9,3010	0,01255	-
27	32	3,67892	-12,1292	0,00963	-
15	33	2,24595	-7,3525	0,01597	-
19	34	1,12804	-3,7051	0,03160	-
35	36	20,53960	-93,5286	0,00134	-
35	37	4,24532	-19,1811	0,00659	-
33	37	1,89617	-6,4881	0,01830	-
34	36	10,96834	-33,7487	0,00284	-
34	37	26,97190	-99,0374	0,00492	-
38	37	0	-26,6667	0	1,06952
37	39	2,61690	-8,6415	0,01350	-
37	40	1,86828	-5,2929	0,02100	-
30	38	1,57956	-18,3828	0,21100	-
39	40	4,60137	-15,1295	0,00776	-
40	41	5,61593	-18,8618	0,00611	-
40	42	1,51767	-5,0042	0,02330	-
41	42	2,05968	-6,7819	0,01720	-
43	44	0,95122	-3,8393	0,03034	-
34	43	1,37835	-5,6102	0,02113	-
44	45	2,59868	-10,4527	0,01120	-
45	46	2,00126	-6,7843	0,01660	-
46	47	2,16241	-7,2270	0,01580	-
46	48	1,52798	-4,8051	0,02360	-
47	49	4,47196	-14,6334	0,00802	-
42	49	0,65332	-2,9514	0,04300	-
42	49	0,65332	-2,9514	0,04300	-
45	49	1,74159	-4,7359	0,02220	-
48	49	6,23550	-17,5918	0,00629	-
49	50	4,19289	-11,8092	0,00937	-
49	51	2,29994	-6,4834	0,01710	-
51	52	5,24612	-15,1956	0,00698	-
52	53	1,42744	-5,7626	0,02029	-
53	54	1,68853	-7,8327	0,01550	-
49	54	0,82161	-3,2527	0,03690	-
49	54	0,94218	-3,1551	0,03650	-
54	55	3,19827	-13,3798	0,01010	-
54	56	27,84387	-96,6942	0,00366	-
55	56	19,37858	-59,9624	0,00187	-
56	57	3,26416	-9,1930	0,01210	-
50	57	2,34621	-6,6328	0,01660	-
56	58	3,26416	-9,1930	0,01210	-
51	58	4,38155	-12,3542	0,00894	-
54	59	0,91274	-4,1609	0,02990	-
56	59	1,18183	-3,5956	0,02845	-
56	59	1,26319	-3,7597	0,02680	-

55	59	0,97080	-4,4207	0,02823	-
59	60	1,43895	-6,5820	0,01880	-
59	61	1,39125	-6,3624	0,01940	-
60	61	13,95204	-71,3457	0,00728	-
60	62	3,72897	-17,0077	0,00734	-
61	62	5,56134	-25,3770	0,00490	-
63	59	0	-25,9067	0	1,04167
63	64	4,26843	-49,6329	0,10800	-
64	61	0	-37,3134	0	1,01523
38	65	0,91909	-10,0580	0,52300	-
64	65	2,92622	-32,8519	0,19000	-
49	66	2,05254	-10,4794	0,01240	-
49	66	2,05254	-10,4794	0,01240	-
62	66	0,96695	-4,3734	0,02890	-
62	67	1,79733	-8,1507	0,01550	-
65	66	0	-27,0270	0	1,06952
66	67	2,07330	-9,3947	0,01341	-
65	68	5,35082	-62,0385	0,31900	-
47	69	1,00123	-3,2955	0,03546	-
49	69	0,85892	-2,8253	0,04140	-
68	69	0	-27,0270	0	1,06952
69	70	1,76170	-7,4579	0,06100	-
24	70	0,01305	-2,4301	0,05099	-
70	71	6,59172	-26,5313	0,00439	-
24	72	1,19615	-4,8042	0,02440	-
71	72	1,29692	-5,2342	0,02222	-
71	73	4,05401	-21,2531	0,00589	-
70	74	2,09824	-6,9226	0,01684	-
70	75	1,97118	-6,4939	0,01800	-
69	75	2,45094	-7,3831	0,06200	-
74	75	6,83466	-22,5599	0,00517	-
76	77	1,85966	-6,1989	0,01840	-
69	77	2,76986	-9,0536	0,05190	-
75	77	1,37933	-4,5878	0,02489	-
77	78	22,39460	-73,8545	0,00632	-
78	79	8,73360	-39,0293	0,00324	-
77	80	6,43635	-18,3625	0,02360	-
77	80	2,47280	-8,8314	0,01140	-
79	80	3,00028	-13,5397	0,00935	-
68	81	4,25685	-49,1362	0,40400	-
81	80	0	-27,0270	0	1,06952
77	82	3,65011	-10,4481	0,04087	-
82	83	7,62599	-24,9547	0,01898	-
83	84	2,93011	-6,1884	0,01290	-
83	85	1,81030	-6,2308	0,01740	-
84	85	6,01492	-12,7668	0,00617	-
85	86	2,14015	-7,5211	0,01380	-
86	87	0,64545	-4,7336	0,02225	-
85	88	1,85117	-9,4409	0,01380	-
85	89	0,78360	-5,6721	0,02350	-
88	89	2,64125	-13,5293	0,00967	-
89	90	1,36218	-4,9438	0,02640	-
89	90	2,26526	-9,4893	0,05300	-
90	91	3,32717	-10,9508	0,01070	-

89	92	3,73830	-19,0691	0,02740	-
89	92	1,48078	-5,9570	0,02070	-
91	92	2,18922	-7,1956	0,01634	-
92	93	3,28383	-10,7934	0,01090	-
92	94	1,76335	-5,7923	0,02030	-
93	94	3,80837	-12,5010	0,00938	-
94	95	6,41462	-21,0905	0,00555	-
80	96	1,03514	-5,2920	0,02470	-
82	96	5,27440	-17,2557	0,02720	-
94	96	3,25067	-10,5012	0,01150	-
80	97	2,02021	-10,3108	0,01270	-
80	98	1,94596	-8,8304	0,01430	-
80	99	1,02029	-4,6295	0,02730	-
92	100	0,71034	-3,2338	0,03860	-
94	100	4,83585	-15,7573	0,03020	-
95	96	5,20627	-16,6540	0,00737	-
96	97	2,12752	-10,8835	0,01200	-
98	100	1,18095	-5,3247	0,02380	-
99	100	2,59602	-11,7254	0,01080	-
100	101	1,65931	-7,5597	0,01640	-
92	102	3,75446	-17,0630	0,00732	-
101	102	1,87084	-8,5177	0,01470	-
100	103	5,31164	-17,4288	0,02680	-
100	104	1,03322	-4,6735	0,02705	-
103	104	1,70933	-5,8103	0,02035	-
103	105	1,82790	-5,5520	0,02040	-
100	106	1,07841	-4,0819	0,03100	-
104	105	6,50675	-24,7440	0,00493	-
105	106	4,39134	-17,1576	0,00717	-
105	107	1,46014	-5,0416	0,02360	-
105	108	4,64140	-12,5016	0,00922	-
106	107	1,46014	-5,0416	0,02360	-
108	109	11,17390	-30,6484	0,00380	-
103	110	1,13562	-5,2711	0,02305	-
109	110	4,22539	-11,5818	0,01010	-
110	111	3,55742	-12,2084	0,01000	-
110	112	5,24852	-13,5994	0,03100	-
17	113	9,22812	-30,4235	0,00384	-
32	113	1,36693	-4,5120	0,02590	-
32	114	3,43713	-15,5817	0,00814	-
27	115	2,84734	-12,8651	0,00986	-
114	115	20,27325	-91,6703	0,00138	-
68	116	20,58348	-245,1856	0,08200	-
12	117	1,59072	-6,7690	0,01790	-
75	118	5,74517	-19,0581	0,00599	-
76	118	5,08004	-16,8509	0,00678	-