



UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ELETRICIDADE

**Fluxo de Potência Ótimo com Restrições da Curva de Capabilidade do
Gerador Síncrono como um Problema de Otimização Convexa**

ITALO GUSMÃO FERNANDES

São Luís – MA, Brasil
Janeiro, 2018

ITALO GUSMÃO FERNANDES

**Fluxo de Potência Ótimo com Restrições da Curva de Capabilidade do
Gerador Síncrono como um Problema de Otimização Convexa**

Dissertação submetida à Coordenação do Curso de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão (UFMA) como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica na área de concentração de Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas
Coorientador: Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez

São Luís – MA, Brasil
Janeiro, 2018

**Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Núcleo Integrado de Bibliotecas/UFMA**

Fernandes, Italo Gusmão.

Fluxo de Potência Ótimo com Restrições da Curva de
Capabilidade do Gerador Síncrono como um Problema de
Otimização Convexa / Italo Gusmão Fernandes. - 2018.

93 f.

Coorientador(a): Osvaldo Ronald Saavedra.

Orientador(a): Vicente Leonardo Paucar Casas.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em
Engenharia de Eletricidade/ccet, Universidade Federal do
Maranhão, São Luís-Maranhão, 2018.

1. Curva de Capabilidade do Gerador Síncrono. 2.
Fluxo de Potência Ótimo. 3. Programação Cônica de Segunda
Ordem. 4. Relaxação Convexa. 5. Segurança. I. Paucar
Casas, Vicente Leonardo. II. Saavedra, Osvaldo Ronald.
III. Título.

Fluxo de Potência Ótimo com Restrições da Curva de Capabilidade do Gerador Síncrono como um Problema de Otimização Convexa

ITALO GUSMÃO FERNANDES

Dissertação de Mestrado aprovada em 16 de Janeiro de 2018

Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas, UFMA
(Orientador)

Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra, UFMA
(Coorientador)

Prof. Dr. Lindomar Jacinto de Souza, IFMA
(Membro da banca examinadora)

Prof. Dr. José Gomes de Matos, UFMA
(Membro da banca examinadora)

A minha esposa Lays e ao meu filho Vítor.

Agradecimentos

A Deus pela força em momentos de fraqueza, pela luz em meio a escuridão, pela providência em meio a carência, pelo amor incondicional, enfim, por ser o melhor amigo em todos os momentos de minha vida.

A minha esposa Lays e meu filho Vitor pelo amor, por serem os maiores motivadores de meu crescimento profissional e por estarem comigo em todos os momentos.

Aos meus pais Jaime e Marly e minha irmã Karen pela motivação, pelo laço familiar, pela confiança e pelo suporte durante todas as fases de minha vida.

Ao meu sogro Romualdo, minha sogra Késia e minhas cunhadas Laryssa e Lara pela amizade e torcida.

Ao professor Dr. Vicente Leonardo Paucar, pela confiança, pelas diretrizes de conhecimento que serviram de base para o início de minha carreira na área da pesquisa e por propiciar o ambiente ideal de aprendizado e pesquisa durante o período de desenvolvimento deste trabalho.

Ao professor Dr. Osvaldo Ronald Saavedra pelas paciência e pelas instruções que muito corroboraram para o desenvolvimento desta pesquisa.

Aos amigos e colegas do LME e do GSP pela amizade e companheirismo. Em especial aos meus amigos Bruno, Caio, Thiago, Felipe e Lucas.

Aos professores do curso de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da UFMA, pelas bases do conhecimento fornecidos que serviram de extrema utilidade para a pesquisa e para meu desenvolvimento profissional e pessoal.

“E não nos cansemos de fazer o **bem**, pois no tempo próprio **colheremos**, se não desanimarmos”

Gálatas 6:9

Resumo

I. G. Fernandes, “Fluxo de Potência Ótimo com Restrições da Curva de Capabilidade do Gerador Síncrono Como um Problema de Otimização Convexa” Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade (PPGEE), Universidade Federal do Maranhão (UFMA), 93p., São Luís-MA, Brasil, 2018.

O fluxo de potência ótimo (FPO) é um problema de otimização não-convexo, não-linear e de difícil solução. Quando os limites operacionais do gerador síncrono não são considerados, a solução do FPO pode ser não aplicável em cenários reais, levando a máquina a operar com valores de correntes acima dos aceitáveis nos enrolamentos. A curva de capacidade do gerador síncrono (CCGS) utilizada neste trabalho inclui limites de corrente e potência na máquina, prevenindo a operação em situações de sobreaquecimento ou esforços mecânicos excessivos. Métodos de relaxação convexa permitem que o problema seja formulado e resolvido de uma maneira mais simples que a formulação original. Neste trabalho é proposta uma metodologia de solução para o FPO, incluindo a CCGS. Assim, o FPO é formulado como um problema de programação cônica de segunda ordem (PCSO) através de técnicas de relaxação das equações do fluxo de potência, visando a minimização do custo total de operação dos geradores do sistema, sujeito às restrições elétricas da rede. O modelo ainda inclui nas restrições o tratamento de segurança estática para as linhas considerando contingências simples no sistema. A metodologia proposta foi implementada em ambiente computacional MATLAB® e aplicada aos sistemas teste WSCC de 9 barramentos e New England de 39 barramentos. As simulações mostram a aplicabilidade do FPO como ferramenta de otimização para sistemas de energia, comprovando a precisão do processo de relaxação juntos à significância da inclusão da CCGS ao FPO nos resultados obtidos.

Palavras-chave: Fluxo de Potência Ótimo, Relaxação Convexa, Programação Cônica de Segunda Ordem, Curva de Capabilidade do Gerador Síncrono, Segurança.

Abstract

I. G. Fernandes “Optimal Power Flow Solution Including the Synchronous Generator Capability Curve Constraints with a Convex Relaxation Method” Master of Science Dissertation, Electrical Engineering Graduate Program (PPGEE), Federal University of Maranhão (UFMA), 93p., São Luís-MA, Brazil, 2018.

Optimal power flow (OPF) is a non-convex, nonlinear and hard to solve optimization problem. When the synchronous generator operational limits are not concerned, OPF solution may not be applicable in real scenarios, leading the machine to operate in current values above those acceptable for windings. The synchronous generator capability curve (SGCC) used in this work includes machines current and power limits, preventing operation in overheating or excessive mechanical stress situations. Convex relaxation methods allow the problem to be formulated and solved in a simpler way than the original formulation. In this work a solution methodology is proposed for OPF, including SGCC. Thus, the OPF is formulated as a second order conic programming problem (SOCP) through relaxation techniques applied in power flow equations, aiming total cost generator minimizing, subject to electrical constraints of network. The model also includes in the constraints a security approach to the lines concerning simple contingencies in the system. The proposed methodology was implemented in a MATLAB® computing environment and applied to 9-bus WSCC and 39-bus New England test systems. The simulations show the OPF applicability as an optimization tool for electric power systems, proving the relaxation process precision and the SGCC impacts when it is included in OPF.

Keywords: Optimum Power Flow, Convex Relaxation, Second Order Conic Programming, Synchronous Generator Capability Curve, Security.

Lista de Figuras

Figura 2.1-Curva característica de um gerador elétrico com entrada de calor/dólar em relação a potência [11]	9
Figura 2.2- N unidades geradoras despachadas para atender uma carga P_{load} [11]	10
Figura 2.3-Modelo pi de linha de transmissão para utilização em fluxo de potência [12]..	12
Figura 2.4- Fluxograma do fluxo de potência com restrições de segurança para contingências de uma lista [11]	16
Figura 2.5- Classificação de metodologias para solução de FPO [17]	17
Figura 3.1-Modelo simplificado da Curva de Capabilidade da máquina síncrono com limites de corrente de armadura e campo [21]	21
Figura 3.2- Diagrama fasorial gerador síncrono de polos salientes para características terminais	22
Figura 3.3-Região de operação da Curva de Capabilidade completa do Gerador Síncrono [26]	24
Figura 3.4- Limite térmico do enrolamento de campo representado através do Limaçon de Pascal para vários valores de m.....	26
Figura 3.5- Curva potência-ângulo de uma máquina síncrona. Resistência de armadura e efeito dos polos salientes desprezados. [27]	27
Figura 3.6- Determinação gráfica do limite de estabilidade permanente prático da máquina síncrona. [28]	28
Figura 3.7- Limites da Curva de Capabilidade do Gerador Síncrono em regime permanente.	29
Figura 4.1- (a) Grafo de uma função não-convexa. (b) grafo de uma função convexa.....	31
Figura 4.2- Região de operação com limites mínimos e máximos de potência ativa e reativa para o FPO	36
Figura 5.1- Fluxo nas linhas para três situações do sistema WSCC.....	40
Figura 5.2- CCGS do gerador 1 do sistema WSCC e pontos de operação para três níveis de carregamento	41
Figura 5.3- CCGS do gerador 2 do sistema WSCC e pontos de operação para três níveis de carregamento	42
Figura 5.4- CCGS do gerador 3 do sistema WSCC e pontos de operação para três níveis de carregamento	42

Figura 5.5-CCGS e região de operação clássica do FPO com os pontos de operação em interseção entre as duas situações.....	45
Figura 5.6- CCGS e região de operação clássica do FPO com os pontos de operação em posições diferentes da interseção entre as duas situações	46
Figura 5.7-Fluxo e capacidade das linhas de transmissão para o FPO-CA sem restrições de segurança	49
Figura 5.8- Fluxo e capacidade das linhas de transmissão (a) fluxo de potência em contingência (b) FPO-RS caso 14	52
Figura 5.9- Fluxo e capacidade das linhas de transmissão (a) fluxo de potência em contingência (b) FPO-RS caso 15	52
Figura 5.10- Fluxo e capacidade das linhas de transmissão (a) fluxo de potência em contingência (b) FPO-RS caso 29	53
Figura 5.11- Comparação potência ativa FPO-CA e FPO-PCSO com restrições de segurança para o caso 14	58
Figura 5.12- Comparação potência reativa FPO-CA e FPO-PCSO com restrições de segurança para o caso 14	58
Figura A.1- Diagrama unifilar sistema teste WSCC [42].....	65
Figura A.2-Diagrama unifilar sistema teste New England [42]	69

Lista de Tabelas

Tabela 5.1- Resultados fluxo de potência caso-base para o sistema WSCC.....	38
Tabela 5.2- Resultados FPO com minimização do custo para os dados do caso-base para o sistema WSCC.....	39
Tabela 5.3- Resultados FPO com minimização das perdas para os dados do caso-base para o sistema WSCC.....	39
Tabela 5.4- Resultados FPO-CA com minimização do custo para três níveis de carregamento do sistema WSCC sem a inclusão da CCGS	40
Tabela 5.5- Resultados FPO-CA com minimização do custo para três níveis de carregamento do sistema WSCC com a inclusão da CCGS.....	41
Tabela 5.6- Resultados FPO-PCSO com minimização do custo para três níveis de carregamento do sistema WSCC sem a inclusão da CCGS	43
Tabela 5.7- Resultados FPO com minimização do custo para três níveis de carregamento do sistema WSCC sem a inclusão da CCGS	43
Tabela 5.8-Síntese dos resultados para as simulações referentes ao sistema WSCC.....	44
Tabela 5.9- Resultados fluxo de potência caso-base para o sistema WSCC.....	47
Tabela 5.10- Análise de contingências simples para o sistema New England.....	48
Tabela 5.11- Resultados FPO-CA com minimização do custo para o caso base do sistema New England sem a inclusão das restrições de segurança e da CCGS	50
Tabela 5.12-Resultados FPO-RS para os três piores casos de contingência do sistema <i>New Englad</i>	51
Tabela 5.13- FPO-CA com restrição de segurança e da CCGS	53
Tabela 5.14- FPO-PCSO com restrição de segurança e sem a CCGS	55
Tabela 5.15- FPO-PCSO com restrição de segurança e com a CCGS	56
Tabela 5.16- Síntese dos resultados para as simulações referentes ao sistema New England	57
Tabela A.1-Dados de barra sistema teste WSCC 9 barras 3 geradores [42]	66
Tabela A.2-Dados de linha sistema teste WSCC 9 barras 3 geradores [42]	66
Tabela A.3-Dados dos geradores sistema WSCC 9 barras 3 geradores [29] [44].....	66
Tabela A.4-Dados de barra sistema teste New England [42].....	67
Tabela A.5-Dados de linha sistema teste New England [42]	68
Tabela A.6-Dados de Geradores do sistema New England [29] [44]	69

Lista de Abreviaturas

CCGS	Curva de capacidade do gerador síncrono
FACTS	<i>Flexible AC Transmission System</i>
FP	Fluxo de Potência
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
FPO-CA	Fluxo de Potência Ótimo não-linear
FPO-CC	Fluxo de Potência Ótimo linearizado
FPO-MFR	Fluxo de Potência Ótimo com método de fluxo nos ramos
FPO-MIB	Fluxo de Potência Ótimo com método de injeção nos barramentos
FPO-PCSO	Fluxo de Potência Ótimo com Programação Cônica de Segunda ordem
FPO-RS	Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
MATLAB	<i>Matrix Laboratory</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SVC	<i>Static VAr Compensator</i>
ULTC	<i>Under Load Tap Changer</i>

WSCC	Sistema teste <i>Western System Coordinating Council</i>
$\mathcal{L}$	Lagrangeano
$\$/h$	Unidade monetária por hora
B_{km}	Elemento km da matriz susceptância
E_k	Tensão complexa no barramento k
F_i	Função custo do gerador i
G_{km}	Elemento km da matriz condutância
I_a	Corrente de armadura
I_{aMAX}	Corrente máxima de armadura
I_{ad}	Corrente de armadura de eixo direto
I_{aq}	Corrente de armadura de eixo de quadratura
I_{km}	Corrente no ramo km
P_i	Potência do gerador i
P_k	Potência no barramento k
P_{load}	Potência da carga
P_{max}	Potência máxima do gerador

P_{min}	Potência mínima do gerador
Q_k	Potência reativa no barramento k
S_{gNOM}	Potência nominal aparente do gerador
S_k	Potência aparente no barramento k
S_{km}	Fluxo de potência aparente no ramo km
V_k	Módulo da tensão no barramento k
V_{ref}	Tensão de referência especificada
V_t	Tensão terminal do gerador
X_d	Reatância de eixo direto
X_q	Reatância de eixo de quadratura
Y_{km}	Elemento km da matriz admitância
y_{km}	Admitância da linha km
z_{km}	Impedância da linha km
θ_k	Ângulo da tensão do barramento k
a	Coefficiente quadrático da função custo do gerador
b	Coefficiente linear da função custo do gerador

c	Coeficiente constante da função custo do gerador
e	Coeficiente quadrático da função emissão do gerador
f	Coeficiente linear da função emissão do gerador
g	Coeficiente constante da função emissão do gerador
NB	Número de barras
NG	Número de geradores
NL	Número de linhas
NPQ	Número de barras PQs
NPV	Número de barras PVs
ONS	Operador Nacional do Sistema
PQ	Barra tipo PQ
pu	Por unidade
PV	Barra tipo PV
SB	Conjunto de barramentos
SG	Conjunto de geradores
SL	Conjunto de linhas

$MVar$	Mega-Volt Ampere Reativo
MW	Mega-Watt
$V\theta$	Barra tipo $V\theta$
R	Conjunto dos Reais
δ	Ângulo do rotor do gerador
λ	Multiplicador de Lagrange
σV	Função desvio de tensão

SUMÁRIO

	Página
Capítulo 1	1
INTRODUÇÃO	1
1.1 Generalidades	1
1.2 Formulação do problema	2
1.3 Objetivos.....	3
1.3.1 Objetivo geral	3
1.3.2 Objetivos específicos	3
1.4 Justificativa	3
1.5 Metodologia.....	4
1.6 Estrutura do trabalho.....	5
Capítulo 2	6
FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO	6
2.1 Introdução	6
2.2 Formulação do Fluxo de Potência Ótimo	8
2.2.1 Despacho Econômico	8
2.2.2 Fluxo de Potência Ótimo CA	10
2.2.2.1 Fluxo de Potência com Método de Injeções nos Barramentos.....	12
2.2.2.2 Fluxo de Potência com Método de Fluxos nos Ramos.....	13
2.2.3 Funções Objetivo	14
2.2.4 Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança	15
2.3 Métodos de Solução para o Fluxo de Potência Ótimo.....	17
2.3.1 Métodos Convencionais	18
2.3.2 Métodos Inteligentes	18
2.3.3 Métodos Relaxados	19
Capítulo 3	20
CURVA DE CAPABILIDADE DO GERADOR SÍNCRONO	20
3.1 Introdução	20

3.2	Parâmetros e Equações do Gerador Síncrono.....	21
3.3	Construção da Curva de Capabilidade.....	23
3.3.1	Limite de potência mecânica	24
3.3.2	Limites térmicos de corrente de campo	25
3.3.3	Limite Térmico do Enrolamento de Armadura	25
3.3.4	Limite de Estabilidade Permanente	26
3.3.5	Limite mínimo da corrente de excitação	28
3.3.6	Construção da Curva de Capabilidade do Gerador Síncrono	29
Capítulo 4		30
OTIMIZAÇÃO CONVEXA APLICADA AO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO.....		30
4.1	Introdução	30
4.2	FPO com relaxação através de programação cônica de segunda ordem	32
4.3	Formulação Final da Metodologia Proposta.....	35
Capítulo 5		37
APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA E ANÁLISE DOS RESULTADOS		37
5.1	Introdução	37
5.2	FPO como Ferramenta de Otimização para Sistemas Elétricos de Potência....	38
5.3	Análise do Impacto da Relaxação e da CCGS sobre o Resultado do FPO com Diferentes Cenários de Carregamento	40
5.3.1	Introdução da CCGS no FPO-CA	40
5.3.2	Efeito da Relaxação do FPO.....	43
5.3.3	Síntese dos Resultados	44
5.4	FPO-PCSO com restrições de segurança incluindo a CCGS	46
5.4.1	Efeito da inclusão das restrições de segurança no FPO-CA.....	46
5.4.2	Efeito da Inclusão das restrições da CCGS no FPO-RS.....	53
5.4.3	FPO-PCSO com restrição de segurança	54
5.4.4	Síntese dos Resultados	57
Capítulo 6		60
CONCLUSÃO.....		60

6.1	Conclusões	60
6.2	Trabalhos futuros	61
6.3	Publicações Decorrentes desta Dissertação	62
	Apêndice A	63
	ARQUIVOS DE DADOS PARA SISTEMAS TESTE.....	63
A.1	Nomenclatura.....	63
A.2	Dados sistema WSCC.....	65
A.2	Dados sistema New England	66
	Referências	70

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 Generalidades

O fluxo de potência ótimo (FPO) tem se mostrado uma ferramenta de extrema utilidade para o planejamento e operação de sistemas elétricos de potência. Dezenas de formulações têm sido desenvolvidas com diferentes funções objetivo (em alguns casos múltiplos objetivos), tais como minimização do custo de operação das unidades geradoras, perdas, desvios de tensão, cortes de carga e emissão, utilizando diversas abordagens (FPO em corrente alternada, FPO em corrente contínua, FPO convexo, etc.) O FPO foi primeiramente formulado por Carpentier [1] na década de 60 e desde então se apresenta como um problema de alta complexidade de solução. Algoritmos linearizados são vastamente utilizados, entretanto, em algumas situações, apresentam aproximações grosseiras, distantes da operação real do sistema. Formulações não-lineares, por outro lado, não garantem uma solução global e demandam muito tempo para resolução. Em salas de controle, o FPO em tempo real deve ser executado várias vezes durante o dia, normalmente de cinco em cinco minutos [2]. No sistema elétrico brasileiro, o Operador Nacional do Sistema (ONS) responsável pelo despacho centralizado das unidades geradoras conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), precisa executar o FPO para operar o sistema da maneira mais econômica possível coordenando sistemas com geradores acionados por turbinas térmicas e hidráulicas a partir dos dados de previsões de incidência de chuva em um determinado horizonte de tempo.

Com exceção de algumas formas de geração em particular, a máquina síncrona é a mais encontrada em sistemas elétricos de potência. Por apresentar a velocidade mecânica do rotor em sincronismo com a frequência da forma de onda da tensão no enrolamento de armadura, é possível que várias máquinas operem conectadas em paralelo, possibilitando a interconexão de sistemas de energia elétrica. Desta forma o gerador síncrono dispensa mecanismos adicionais que envolvem eletrônica de potência para se interligar à rede. Os principais parâmetros operacionais da máquina síncrona, quando analisada em regime permanente, consistem na correlação entre, tensão terminal, corrente de campo e de

armadura, fator de potência e rendimento. A análise feita sob o ponto de vista de uma máquina conectada a um barramento infinito (tensão terminal e frequência constantes) permite a determinação de uma seleção de curvas que compõem os limites operacionais reais da máquina, conhecida como curva de capacidade ou curva de capacidade do gerador síncrono (CCGS). A curva de capacidade fornece uma direção para os planejadores e operadores da planta e do sistema de potência, responsáveis pelo carregamento e operação dos geradores, visando evitar sobreaquecimento nos circuitos de campo e de armadura e perda na estabilidade de regime permanente, quando a máquina atua sobre um determinado ponto de operação de potência ativa e reativa. [3] [4]

Desde a década de 40 grandes esforços têm sido feitos para desenvolver algoritmos que resolvam diversas classes de problemas de otimização de forma genérica, analisando suas propriedades e desenvolvendo boas implementações de softwares. A efetividade destes algoritmos, ou seja, a sua capacidade de resolver o problema, varia consideravelmente de acordo com fatores, tais como, as formas particulares da função objetivo e das restrições, quantidade de variáveis e restrições existentes no problema, e estruturas especiais (como esparsidade). [5]

Um problema de otimização convexa pode ser definido como um problema que consiste em minimizar uma função convexa sujeito a um conjunto de restrições também convexas. A grande vantagem de trabalhar com problemas convexos é que as condições de otimalidade garantem que se houver um mínimo local para esta função que atenda às restrições do problema, este mínimo poderá ser classificado como global e único.

1.2 Formulação do problema

O FPO é um problema de otimização não-convexa, não-linear e de difícil solução. Quando os limites do gerador síncrono não são considerados, a solução do FPO pode ser não aplicável em cenários reais, levando a máquina a operar com correntes nos enrolamentos acima de valores aceitáveis ou a perda de sincronismo. Assim, a curva de capacidade do gerador síncrono utilizada nesta pesquisa inclui valores mais próximos de uma operação realística para os limites, de potência e corrente, permitidos nos circuitos da máquina. Além do mais, métodos de relaxação convexa têm apresentado boa performance, permitindo que

o problema seja solucionado de forma mais simples e com uma boa transcrição do problema original.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo geral

- Contribuir com uma formulação alternativa convexa do FPO incluindo nas restrições do problema a curva de capacidade completa do gerador síncrono.

1.3.2 Objetivos específicos

- Avaliar a qualidade e o desempenho do fluxo de potência ótimo convexo com as restrições da Curva de Capacidade do Gerador Síncrono.
- Analisar o impacto da integração da Curva de Capacidade do Gerador Síncrono no FPO sobre o estado do sistema elétrico.
- Analisar o impacto da relaxação do problema não-linear nos resultados do fluxo de potência ótimo.
- Apresentar o tratamento matemático do fluxo de potência ótimo para se obter um modelo que envolva programação cônica de segunda ordem.

1.4 Justificativa

Poucos problemas de FPO consideram os limites reais operacionais do gerador síncrono, considerando apenas restrições máximas e mínimas para as potências ativa e reativa. Entretanto, estas restrições influenciam diretamente na solução do problema para qualquer que seja a função objetivo. Além disso, a visualização de um ponto de operação real pode ser de grande utilidade já que permite a prevenção de possíveis violações no limite de absorção de potência reativa dos geradores resultando em sobreaquecimento dos circuitos de campo e armadura da máquina [6].

O FPO é um problema não-linear e não-convexo o que dificulta o processo de otimização da função objetivo para uma solução ótima. Uma aproximação bastante corriqueira é o fluxo de potência ótimo linearizado (FPO-CC), com um tratamento mais

simplificado [7]. Todavia, esta abordagem fornece apenas uma solução aproximada do problema real com valores algumas vezes longe do que é de fato a solução ótima.

Portanto, este trabalho pretende contribuir com a elaboração de uma metodologia de otimização matemática para solução do FPO, incluindo-se na formulação restrições que representem os limites operacionais reais das máquinas síncronas.

1.5 Metodologia

A elaboração deste trabalho foi conduzida com base na metodologia da pesquisa científica.

Inicialmente foi realizada uma pesquisa bibliográfica acerca do estado da arte, principais métodos de solução do FPO e ferramentas computacionais utilizadas para solução do problema em softwares comerciais disponíveis no mercado.

Em seguida, foi implementado o FPO não-linear (FPO-CA) para análise da função custo e validação com sistemas testes sob resultados presentes na literatura. Esta etapa somente incluiu as restrições clássicas apresentadas na formulação do FPO.

Subsequentemente, foram estudadas as deduções e equações matemáticas que representam a CCGS junto às características gerais de otimização convexa. Ainda nesta etapa foram levantadas as principais metodologias de relaxação convexa para aplicação ao problema do fluxo de potência e FPO.

Por conseguinte o método de relaxação através de programação cônica de segunda ordem foi estudado detalhadamente e implementado de forma complementar ao FPO-CA já executado anteriormente. Nesta etapa, tratamentos aproximados da CCGS foram implementados somente no FPO-CA.

Finalmente, a CCGS na sua forma completa foi implementada em ambos os modelos de FPO (FPO-CA e FPO Convexo), incluindo-se as restrições de segurança, quando a metodologia final foi aplicada a sistemas testes *benchmarks* para análises detalhadas sobre a qualidade da relaxação, validando os resultados registrados na literatura.

1.6 Estrutura do trabalho

O presente trabalho está organizado de acordo com a estruturação exposta na sequência: o estado da arte e a formulação matemática clássica do FPO, com a descrição das principais funções objetivo, restrições e principais ferramentas para solução do problema de otimização são descritos no Capítulo 2. O Capítulo 3 apresenta as equações matemáticas dos limites operacionais mais importantes da máquina síncrona, a partir do diagrama fasorial do circuito equivalente, operando como gerador e a formação da CCGS completa. As propriedades de problemas de otimização convexa, a metodologia de relaxação do FPO-CA através dos métodos de programação cônica de segunda ordem e a formulação completa da metodologia proposta, incluindo as restrições da CCGS serão apresentadas e convenientemente deduzidas no Capítulo 4. As simulações computacionais e análise dos resultados obtidos através da implementação da metodologia e aplicação aos sistemas testes WSCC de 3 geradores e New England estão registradas no Capítulo 5, com os aspectos mais relevantes da pesquisa. Por fim, as conclusões obtidas na análise dos resultados a partir das simulações computacionais, contribuição do presente trabalho e aspectos concernentes a trabalhos futuros estão contidas no Capítulo 6.

Capítulo 2

FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

2.1 Introdução

O fluxo de potência ótimo (FPO) foi introduzido por J. Carpentier [1], porém levou um bom tempo para se tornar um algoritmo útil que pudesse ser utilizado como ferramenta de aperfeiçoamento dos sistemas de energia elétrica. Para os planejadores e operadores, a geração fixa (Fluxo de Potência) corresponde apenas a um *snapshot* do estado atual da rede. Os requisitos de planejamento e operação frequentemente necessitam de ajustes nos parâmetros elétricos do sistema de acordo com um determinado critério. [8]

Mesmo 50 anos depois da primeira formulação o problema do FPO ainda sofre com alguns problemas nas técnicas de solução, tais como, velocidade, precisão e robustez. Isso se deve à não-convexidade das equações. Desta forma, são utilizados decomposições, arranjos de engenharia e aproximações para se obter soluções razoáveis para este problema. Como essa ferramenta é usualmente aplicada em cenários de mercados elétricos, soluções imprecisas podem acarretar em custos excessivos para os agentes envolvidos nas operações de compra e venda.

Trata-se da minimização de uma função objetivo, restrita às expressões e limites de controle do fluxo de potência. O FPO tem diversas aplicações no que diz respeito ao planejamento, expansão e operação do sistema. Como principais exemplos pode-se citar:

- Despacho econômico;
- Minimização das perdas;
- Alocação de fontes de potência reativa;
- Planejamento da expansão;
- Minimização do desvio de tensão nos barramentos;
- Controle de tensão;
- Minimização do desvio de potência de intercâmbio entre áreas;
- Alocação de dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission System*) e fontes de energia renovável.

O FPO utiliza diversas variáveis de controle que podem ser ajustadas para se obter o ponto ótimo de uma determinada função objetivo. Estas variáveis incluem:

- Potência dos geradores;
- Tensões dos barramentos de geração;
- Posição do tap dos ULTCs (*Under Load Tap Changer*);
- Posição do tap dos defasadores;
- Mudança da configuração dos capacitores;
- Injeção de potência reativa através de SVC (*Static Var Compensator*).

Restrições de transmissão podem ser modeladas em termos de corrente, potência ativa ou aparente, diferenças de tensões ou ângulos. A escolha das restrições depende do modelo, da disponibilidade de dados e dos limites físicos do sistema.

O problema do FPO pode ser generalizado anexando diferentes objetivos ao fluxo de potência original, com a adição de outras restrições [9][10]. Na prática qualquer variável do sistema será limitada, o que mudará drasticamente a natureza do problema. Portanto, o objetivo principal é ajustar os parâmetros de controle de acordo com um critério definido, de modo a encontrar a melhor solução possível para o problema. [11]

Diversas formulações têm sido propostas trazendo algoritmos de otimização que visam resolver o problema de maneira mais eficiente. Todos estes algoritmos carregam consigo limitações referentes a relaxações inexatas e soluções ótimas locais. Essas limitações são provenientes da não-convexidade e não-linearidade do FPO. Assim o maior desafio para o FPO é computar uma solução ótima global com uma velocidade computacional mais rápida que as tecnologias existentes. Devido ao seu *design* peculiar, os *softwares* atuais necessitam da intervenção do operador para adequar o fluxo a situações em tempo real que não podem ser previstas computacionalmente. Esta intervenção pode acarretar em mudanças nos preços marginais do sistema produzindo soluções sub-ótimas.

Outras particularidades da abordagem do FPO podem envolver características para aplicações específicas como, restrições de segurança, estabilidade angular, estabilidade de tensão, auto-reparo (*self-healing*), coordenação hidrotérmica e pré-despacho.

Dentre muitos outros problemas clássicos aplicados à análise estática de sistemas de energia, três classes podem ser correlacionadas com objetivos semelhantes: fluxo de potência, despacho econômico e fluxo de potência ótimo. O fluxo de potência deve ser capaz

de resolver as equações elétricas impostas pelo sistema e encontrar um ponto de operação com módulo e ângulo das tensões nos barramentos e os fluxos nas linhas. O problema do despacho econômico desconsidera o sistema de transmissão que interliga cargas e geradores e se concentra apenas em um grupo de geradores atendendo uma carga de forma a minimizar o custo de operação do conjunto. Por fim, o fluxo de potência ótimo é o modelo mais completo dentre as três ferramentas, já que envolve as duas abordagens: minimizar o custo de operação do sistema (ou outra função objetivo de interesse) e encontrar um ponto de operação factível.

A modelagem do FPO depende de como as equações de fluxo de potência são introduzidas no problema. Assim, pode-se classificar o FPO em dois modelos principais: Método de Injeções nos Barramentos (FPO-MIB) e Método dos Fluxos nos Ramos (FPO-MFR). Sistemas de transmissão são comumente modelados através do MIB.

2.2 Formulação do Fluxo de Potência Ótimo

2.2.1 Despacho Econômico

O despacho de potência visa determinar a quantidade de potência individual para cada unidade, em um grupo de geradores acionados por turbinas a vapor, atendendo uma demanda de carga. O despacho de potência deve visar um objetivo tal como a emissão de poluentes, quantidade de calor utilizada, custo de operação e etc. Portanto, deseja-se minimizar algum destes critérios (ou mais de um ao mesmo tempo) fornecendo uma potência total pré-estabelecida ao sistema. Os critérios em questão, normalmente são derivados da relação entrada vs. saída da unidade geradora (Figura 2.1).

A Figura 2.2 ilustra um sistema com N unidades geradoras térmicas conectadas a um barramento, atendendo uma carga elétrica P_{carga} . A entrada para cada unidade, mostrada como F_i , representa o custo da unidade. A saída para cada unidade, P_i , é a potência elétrica gerada pela unidade particular. O custo total do sistema é a soma dos custos de cada unidade individual. A restrição essencial de operação do sistema é que a soma das potências de saída seja igual à demanda de carga. [11].

A expressão (2.1) é a função que relaciona um critério de entrada com a saída (potência ativa) de um gerador.

$$F(P_i) = aP_i^2 + cP_i + d \quad (2.1)$$

Estes geradores devem atender uma demanda de carga e só podem trabalhar dentro dos seus limites operacionais estabelecidos pelos extremos de potência ativa. Assim, o problema do despacho de potência poderá ser modelado como:

$$\min F_T = \sum_i^n F(P_i) \quad (2.2)$$

$$\sum_{i=1}^{NG} P_i = P_{carga} + P_{perdas} \quad (2.3)$$

$$P_{min} \leq P_i \leq P_{max} \quad (2.4)$$

em que n é o número de geradores e F_T é a soma total das funções custos de todas as unidades térmicas.

O despacho de potência não se resume apenas em minimizar a função custo dos geradores, podendo minimizar qualquer outra função que dependa diretamente da potência ativa das máquinas do sistema em questão.

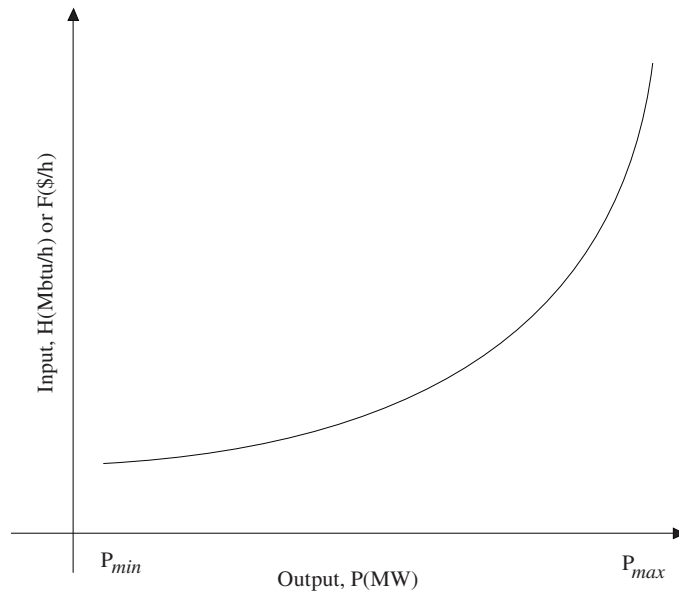


Figura 2.1-Curva característica de um gerador elétrico com entrada de calor/dólar em relação a potência [11]

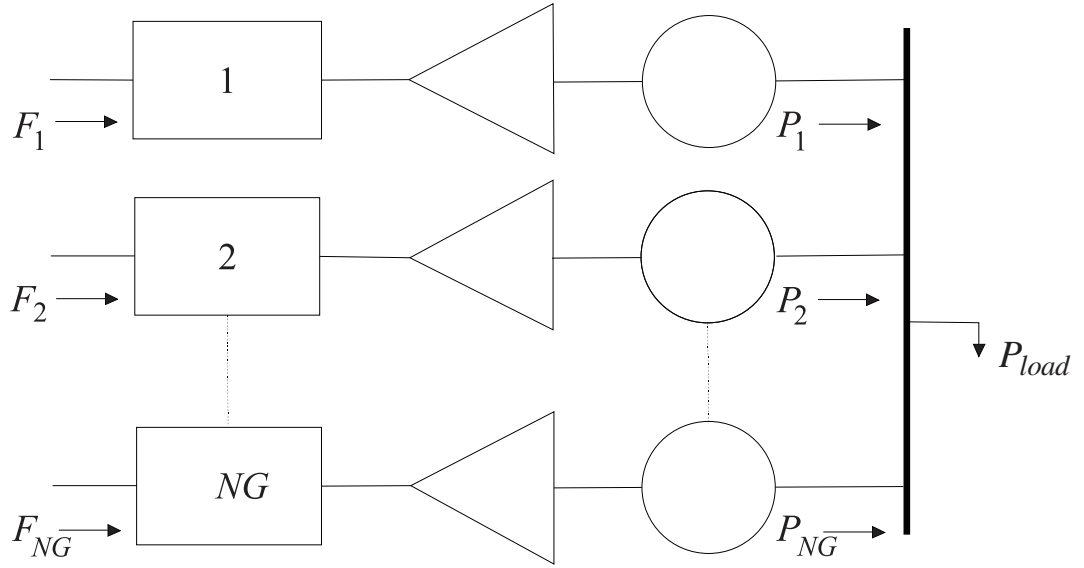


Figura 2.2- NG unidades geradoras despachadas para atender uma carga P_{load} [11]

2.2.2 Fluxo de Potência Ótimo CA

Assim como os demais problemas de otimização, o FPO tratará de minimizar (ou maximizar) uma função objetivo, atendendo restrições de igualdade e desigualdade (2.5).

$$\begin{aligned}
 \min_{x \in \mathbb{R}^n} f(x) \\
 \text{s.t. } c(x) &= 0 \\
 g(x) &\geq 0
 \end{aligned} \tag{2.5}$$

As variáveis envolvidas no problema podem ser dependentes (u) ou independentes (x). As variáveis dependentes são θ e V no barramento *slack*, e P e Q nos barramentos PQs . As variáveis independentes são P e V dos barramentos PVs , os tap dos transformadores de tap variável, a potência dos bancos de capacitores em derivação e os parâmetros dos dispositivos FACTS. Dependendo do tipo de algoritmo as tensões dos barramentos PVs podem estar definidas como variáveis dependentes. Os parâmetros de saída do FPO serão os mesmos do fluxo de potência com a adição do resultado da função custo, ou seja, as tensões e ângulos nos barramentos PQs , as potências P e Q do barramento *slack*, a potência Q dos barramentos PVs e o estado das variáveis independentes.

As equações do fluxo de potência serão associadas como restrições de igualdade. Da mesma forma que se aplica no fluxo de potência a eliminação das variáveis da matriz Jacobiana que não precisam ser calculadas, no FPO as restrições inerentes a estas variáveis devem ser desconsideradas. De maneira similar, o sistema precisa ter pelo menos uma referência de tensão e ângulo, caso contrário não será possível encontrar uma solução para o problema. Estas características serão expressas como restrições de igualdade para o FPO.

Define-se a função de Lagrange da equação do FPO conforme (2.6),

$$\mathcal{L}(x, u) = f(x) + \lambda' c(x, u) \quad (2.6)$$

podendo ser escrita também na forma,

$$\mathcal{L}(x, u) = f(x) + \lambda' \begin{bmatrix} P_i(|E|, \theta) - P_i^{esp} \\ Q_i(|E|, \theta) - Q_i^{esp} \\ P_k(|E|, \theta) - P_k^{esp} \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

no qual λ é o vetor de multiplicadores de Lagrange, c é o conjunto de restrições de igualdade representando as equações do fluxo de potência e f , a função objetivo

Na formulação do FPO também são inclusas as restrições de desigualdade (2.8),

$$h^- \leq h(x) \leq h^+ \quad (2.8)$$

no qual, h^- e h^+ são os limites inferiores e superiores das restrições de variáveis dependentes. São exemplos de restrições de desigualdade:

- a) Limites de potência ativa dos geradores;
- b) Limite de potência reativa dos geradores;
- c) Limites de tensão aceitável;
- d) Limite de mudança de tap dos transformadores.

Por fim, o FPO pode considerar limites diretos impostos às variáveis de controle (2.9).

$$x^- \leq x \leq x^+ \quad (2.9)$$

2.2.2.1 Fluxo de Potência com Método de Injeções nos Barramentos

Considerando o sistema com NL linhas (Figura 2.3), NB barramentos ($NPV + NPQ + 1$), NG geradores, em que B_{km} e G_{km} são os elementos de susceptância e condutância da matriz admitância para a linha $k - m$, $E_k = V_k \angle \theta_k$, P_k e Q_k são respectivamente a tensão complexa, as potências ativa e reativa calculadas no barramento, $S_k = P_k + jQ_k$ é a potência aparente no barramento k , e θ_{km} é a abertura angular na linha $k - m$ as equações do fluxo de potência para o método de injeção nos barramentos é [12]:

$$S_{km} = Y_{km} (E_k E_k^* - E_k E_m^*) \quad (2.10)$$

Ou na forma polar:

$$P_k = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (2.11)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (2.12)$$

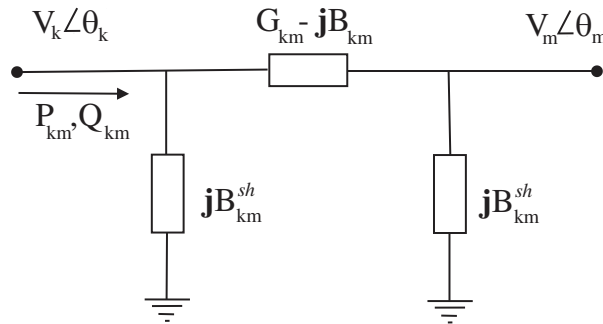


Figura 2.3-Modelo pi de linha de transmissão para utilização em fluxo de potência [12]

Observação: Os barramentos normalmente são classificados em três tipos de acordo com as variáveis especificadas. Para o barramento *slack* os valores de tensão e ângulo são especificados, desta forma as potências ativas e reativas não serão diretamente calculadas

pelo fluxo, entretanto serão determinantes para o balanço final de potência do sistema. Para um barramento de geração (barramento do tipo PV), a potência ativa e o módulo da tensão são especificados, sendo necessário somente o cálculo da potência reativa neste barramento. Para um barramento de carga (barramento do tipo PQ) as potências ativas e reativas são fornecidas fazendo-se necessário o cálculo das tensões e ângulos. Esse modelo de fluxo de potência é mais usualmente encontrado em sistemas de transmissão. [13]

Assim o FPO-MIB pode ser formulado como:

$$\min \quad f(V, \theta) \quad (2.13)$$

$$s. a \quad P_k^{spec} - P_k = 0 \quad (2.14)$$

$$Q_k^{spec} - Q_k = 0 \quad (2.15)$$

$$P_{\min} \leq P_G \leq P_{\max} \quad (2.16)$$

$$Q_{\min} \leq Q_G \leq Q_{\max} \quad (2.17)$$

$$V_{\min} \leq V_k \leq V_{\max} \quad (2.18)$$

$$\theta_{km}^{\min} \leq \theta_{km} \leq \theta_{km}^{\max} \quad (2.19)$$

$$S_{km} \leq S_{km}^{\max} \quad (2.20)$$

Em que (2.22) é a lei de Ohm, (2.23) define o fluxo nos ramos e (2.21) impõe o balanço de potência em cada nó. O termo $z_{jk}|I_{jk}|^2$ representa a perda no ramo $j - k$, o que torna (2.21) a potência recebida no nó k transferida pelo nó j . Da mesma forma que definido na seção anterior o FPO-MFR será modelado minimizando (2.13) sujeito a (2.14)-(2.15) considerando ainda os limites estabelecidos por (2.16)-(2.20).

2.2.2.2 Fluxo de Potência com Método de Fluxos nos Ramos

No método de fluxos nos ramos, agora serão considerados os nós de um sistema e os ramos que interconectam os nós k e m serão denotados como $k - m$. Assim para cada ramo existe uma impedância complexa $z_{km} = 1/y_{km}$, uma corrente I_{km} e um fluxo de potência $S_{km} = P_{km} + iQ_{km}$. Cada nó possui uma tensão complexa denominada $E_k = V_k \angle \theta_k$. s_k é a potência aparente líquida no barramento k . Assim pode-se definir o fluxo de potência para o método de fluxo nos ramos como:

$$\sum_{m:k \rightarrow m} S_{km} = \sum_{j:j \rightarrow k} \left(S_{jk} - z_{jk} |I_{jk}|^2 \right) + s_j \quad (2.21)$$

$$I_{km} = y_{km} (E_k - E_m) \quad (2.22)$$

$$S_{km} = V_k I_{km}^* \quad (2.23)$$

Em que (2.22) é a lei de Ohm, (2.23) define o fluxo nos ramos e (2.21) impõe o balanço de potência em cada nó. O termo $z_{jk} |I_{jk}|^2$ representa a perda no ramo $j - k$, o que torna (2.21) a potência recebida no nó k transferida pelo nó j . Assim da mesma forma que definido na seção anterior o FPO-MFR será modelado minimizando (2.13) sujeito a (2.14)-(2.15) considerando ainda os limites estabelecidas por (2.16)-(2.20).

2.2.3 Funções Objetivo

O intuito principal do FPO-CA é minimizar uma função objetivo. Desta forma pode-se modelar diversas funções de interesse do operador ou planejador do sistema. A função objetivo custo de geração é a função objetivo mais comum nos estudos de FPO, pois associa uma forma mais exata do cálculo do despacho económico (2.1). Ainda, pode-se encontrar funções que minimizem as perdas de potência ativa (2.16) ou reativa (2.17) nas linhas de transmissão, emissão de poluentes (2.18), desvio de tensões nos barramentos (2.19), etc.

$$P_{perdas} = \sum_{SL} g_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos \theta_{km}) \quad (2.16)$$

$$Q_{perdas} = \sum_{SL} -b_{km}^{sh} (V_k^2 + V_m^2) - b_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos \theta_{km}) \quad (2.17)$$

$$E = \sum_{SG} e_k P_k^2 + f_k P_k + g_k \quad (2.18)$$

$$\sigma V = \sum_{SB} (V_{ref} - V_k)^2 \quad (2.19)$$

em que g_{km} e b_{km} são a condutância e susceptância da linha km , b_{km}^{sh} é a susceptância shunt da linha km , e_k , f_k e g_k são os coeficientes que realacionam a emissão de poluentes em função da potência. SL , SB e SG são respectivamente, o conjunto de linhas, barramentos e

geradores presentes no sistema. Por fim V_{ref} é uma tensão de referência em que se deseja manter próximo os níveis de tensões dos barramentos.

2.2.4 Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança

Além de todas as funcionalidades exercidas pelo FPO no planejamento e operação do sistema, esta ferramenta também deve ser capaz de prever as situações da pós-operação [15]. Quando o FPO consegue ajustar suas variáveis de controle para situações em pré-contingência de modo a prevenir possíveis violações na pós-contingência, ele é intitulado fluxo de potência ótimo com restrições de segurança (FPO-RS).

Desta forma a importância de se considerar restrições de segurança no FPO tem tomado grandes proporções principalmente aos fatos de que [16]:

- Os sistemas de potência operam em situações de estresse nas linhas e geradores. Assim o crescimento da carga não pode ser gerenciado de forma adequada, o que impõe cenários de mercados elétricos de contratos bilaterais com agentes consumidores e geradores distantes uns dos outros necessitando uma entrega que utiliza boa parte do sistema de transmissão.
- Esta operação se torna mais difícil devido a presença de geração distribuída no sistema através de fontes renováveis e dispositivos complexos conectados na rede (links HVDCs, dispositivos FACTS, etc.), dificultando a solução do problema.
- Os níveis de segurança estão mais fracos de certa forma que mesmo em situações de contingências do tipo $n - 1$ o sistema precisa de planos de contingência já que não é mais possível encontrar situações seguras de pós-contingência apenas com o redespacho dos geradores.

O FPO-RS permite que sejam incluídos nas simulações uma lista de contingências pré-estabelecida. A vantagem é que as restrições nas linhas de transmissão garantem um ponto de operação sem violações e ainda com os limites físicos da rede reconhecidos. Assim o FPO-RS deverá primeiramente trazer informações do fluxo de potência em contingência, como ilustra o fluxograma da Figura 2.4.

Primeiramente o caso base para o FPO é resolvido sem considerar as situações sob contingências (restrições de segurança). Em seguida um algoritmo de análise de contingência é executado para pontuar os n piores casos de contingências. O próximo passo é a execução do fluxo de potência para as situações em contingência. Nesta etapa todas as situações de sobrecargas nas linhas de transmissão são guardadas para serem consideradas como restrições no FPO-RS. Por fim com todos os casos de sobrecarga da lista salvos, o FPO-RS é executado para cada situação de contingência. Caso o algoritmo consiga encontrar uma situação factível, não são necessárias ações corretivas pois apenas com o redespacho dos geradores as situações de sobrecarga serão corrigidas. Caso contrário é necessária a

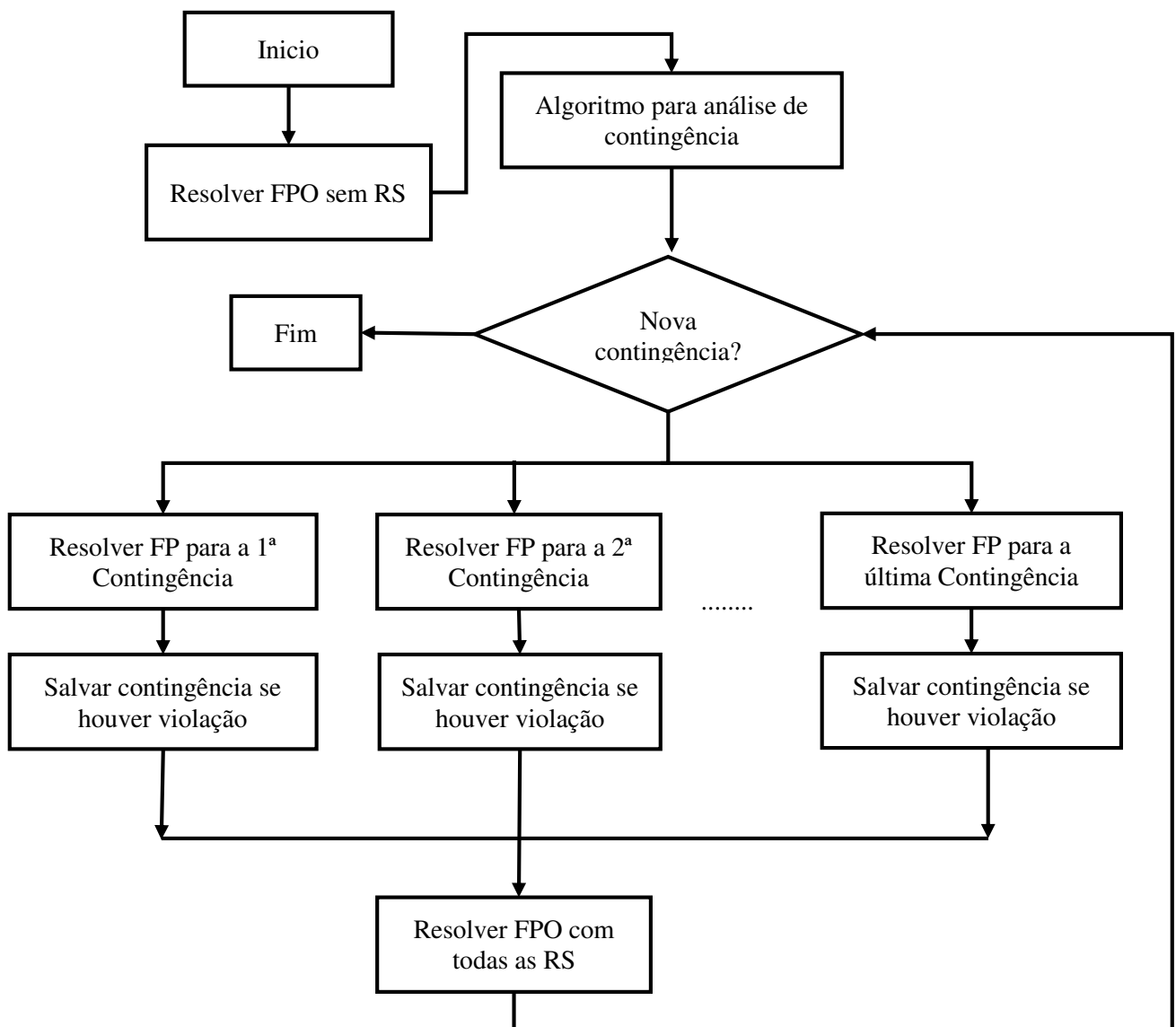


Figura 2.4- Fluxograma do fluxo de potência com restrições de segurança para contingências de uma lista [11]

atuação do operador do sistema para elaborar planos estratégicos de pós-contingência para que o sistema se torne seguro.

2.3 Métodos de Solução para o Fluxo de Potência Ótimo

De acordo com [17] as metodologias de soluções para o FPO podem ser classificadas da seguinte forma:

- Métodos convencionais (ou clássicos)
- Métodos Inteligentes

A Figura 2.5 ilustra a subclassificação de cada um dos grupos citados.

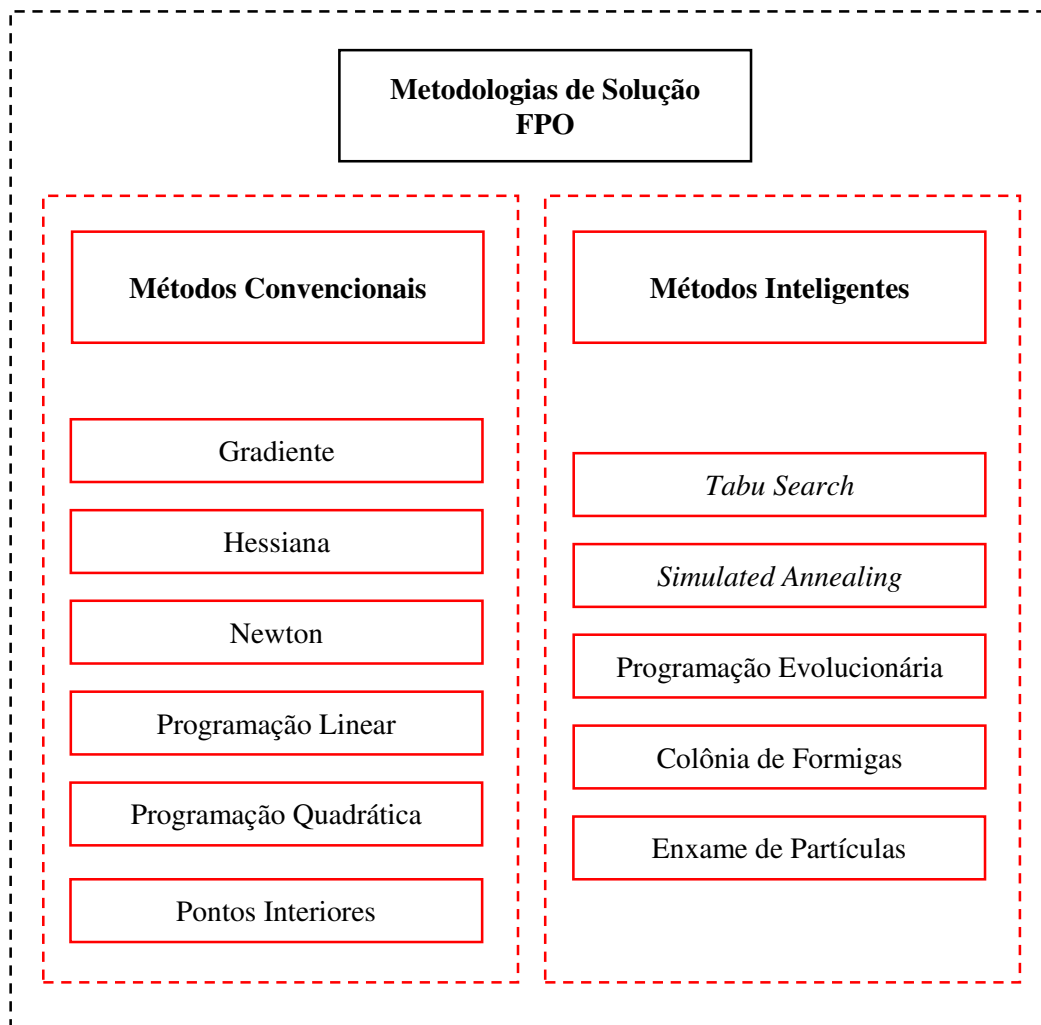


Figura 2.5- Classificação de metodologias para solução de FPO [17]

2.3.1 Métodos Convencionais

De acordo com as diferentes necessidades, funções objetivo, tipo de aplicação e natureza das restrições os métodos convencionais são divididos como: método do gradiente, método de Newton, Programação Linear, Programação Quadrática e método dos pontos interiores. Os métodos convencionais são os mais encontrados em softwares comerciais do mercado e mesmo apresentando boas vantagens, na maioria das vezes necessitam simplificar a formulação matemática do problema por causa da limitação de resolver problemas reais de sistemas de potência de grande porte. Além disso, esses métodos apresentam dificuldades em lidar com as restrições; apresentam convergências duradouras podendo ficar presas em soluções locais; conseguem achar apenas um ótimo local em cada execução; se tornam mais lentas na proporção em que o número de variáveis de controle aumenta e, por fim, são computacionalmente dispendiosas para solução em sistemas de grande porte.

2.3.2 Métodos Inteligentes

Com todas as limitações e problemas encontrados nos métodos convencionais citados anteriormente, algumas técnicas inteligentes foram desenvolvidas com o intuito de apresentar melhores soluções quanto aos entraves impostos por estes últimos. Os métodos inteligentes são desenvolvidos com base em alguma cadeia inteligente metaheurística que será reproduzida computacionalmente para soluções de problemas matemáticos. Estes métodos podem ser divididos da seguinte forma: *Tabu Search*, *Simulated Annealing*, algoritmo genético, enxame de partículas e colônia de formigas. Uma das maiores vantagens dos métodos inteligentes sob os métodos convencionais é a boa capacidade de lidar com restrições nos problemas de otimização. Além do mais, estes métodos são capazes de encontrar várias soluções ótimas em uma única execução, sendo muito versáteis quando as funções envolvem vários objetivos. Ainda podem ser enumeradas outras vantagens quanto aos métodos inteligentes, tais como, habilidades de aprendizagem e boa aplicabilidade para modelos de otimização não-lineares. Como desvantagens podem ser citadas dimensões de grande porte mesmo em sistemas com poucas variáveis e a escolha na metodologia de treinamento. [17]

2.3.3 Métodos Relaxados

Além dos métodos convencionais e inteligentes, podem ser incluídos nas tecnologias de solução do FPO os métodos relaxados, que podem ser usados em conjunto com estes primeiros.

Como já foi descrito anteriormente, o FPO é um problema não-convexo e de difícil solução. As técnicas de relaxação permitem transformar o problema em outro mais simples facilitando a solução e a modelagem [18] [19] [20]. Desta forma, os métodos de relaxação convexa têm atraído diversas pesquisas com propostas de simplificar e melhorar o desempenho dos algoritmos do FPO na busca por soluções ótimas. As relaxações consistem em utilizar transformações matemáticas para eliminar os termos do fluxo de potência que introduzem a característica não-convexa no problema de otimização. As propriedades inerentes a rede são mantidas, as variáveis da saída do FPO também devem ser mantidas (entretanto podem ser transformadas), porém o problema se torna mais inteligível.

Como principais métodos de relaxação presentes na literatura contemporânea podem ser citados:

- Programação semi-definida;
- Relaxação quadrática convexa;
- Programação cônica de segunda ordem;
- Relaxação *copper plate*.

Capítulo 3

CURVA DE CAPABILIDADE DO GERADOR SÍNCRONO

3.1 Introdução

Geradores síncronos, ou como descritos em algumas literaturas, alternadores são máquinas elétricas que convertem energia mecânica em energia elétrica. Este tipo de máquina é responsável por produzir a maior parte da energia elétrica gerada no mundo. Basicamente um campo elétrico é produzido no rotor através de uma corrente CC circulando nos enrolamentos de campo. Uma turbina mecânica acoplada ao eixo do gerador é colocada em rotação por ação de alguma força motriz gerando um campo magnético girante que induzirá uma tensão nos enrolamentos trifásico do estator. Desta forma, a frequência elétrica está em sincronismo com a velocidade de rotação da turbina acoplada ao eixo da máquina. [21]

A característica de ter a velocidade de rotação mecânica em sincronismo com a frequência da rede permite com que o gerador síncrono seja facilmente utilizado em sistemas elétricos interligados. Se todas as máquinas operam na mesma frequência, possuem os mesmos valores de tensões em seus terminais e mesmo ângulo de fase, então os geradores podem ser conectados em paralelo para atender um conjunto de cargas elétricas.

A máxima potência que um gerador síncrono pode fornecer é determinada pelo conjugado máximo que a turbina consegue suprir, sem que ocorra a perda de sincronismo com as outras máquinas conectadas pelo sistema interligado. Além do mais, este limite está diretamente ligado à capacidade do sistema de refrigeração da máquina (normalmente feita por gás hidrogênio) em manter os enrolamentos de campo e armadura dentro de valores seguros para estes circuitos. [22]

O aquecimento do enrolamento de armadura, por exemplo, é um fator limitante dentro da variação do fator de potência da máquina. Se a máquina está suprindo uma demanda de carga ativa, o aumento excessivo da potência reativa certamente resultará em um sobreaquecimento, devido ao valor de corrente de armadura que será maior do que o sistema de refrigeração consegue suportar. Isto causará avarias no isolamento do enrolamento de armadura, reduzindo sua vida útil.

A curva de capacidade (curva de capacidade ou curva-D em outras literaturas) é uma seleção de curvas importantes para o funcionamento real do gerador síncrono, no que diz respeito a análise em regime permanente [23]. Ela define a região de operação prática da máquina, evitando que a mesma funcione em condições de sobrecarga.

Os limites mais explorados nas bibliografias abrangem somente limites de corrente de armadura e de campo, como ilustra a Figura 3.1. Entretanto, outros limites também são importantes para a operação da máquina síncrona, tais como limites de potência mecânica da turbina, limite de estabilidade permanente e limite mínimo de corrente de excitação. [6]

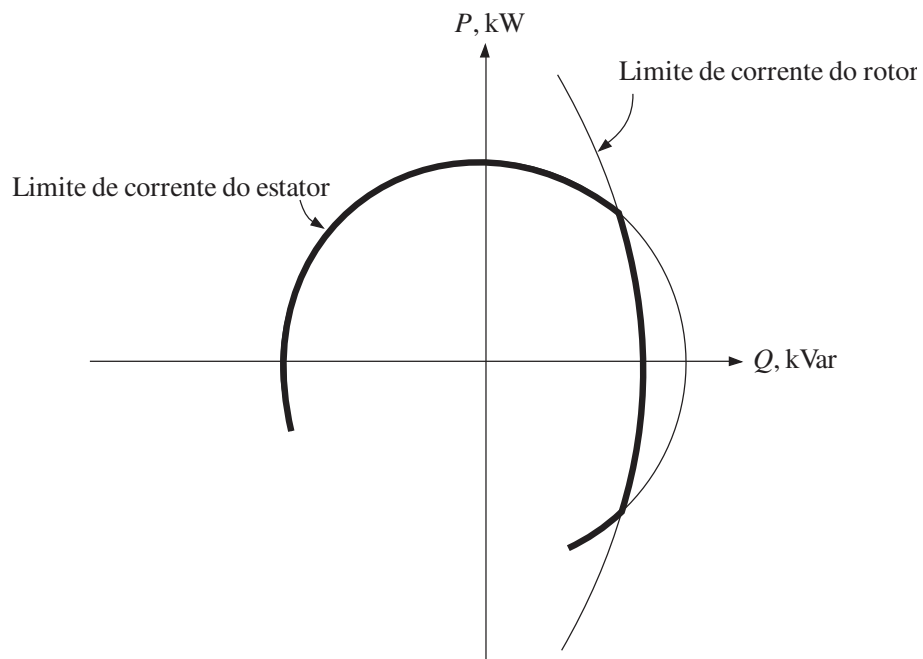


Figura 3.1-Modelo simplificado da Curva de Capacidade da máquina síncrona com limites de corrente de armadura e campo [21]

Historicamente as literaturas trazem deduções geométricas da CCGS [24][25] e normalmente quando estas deduções são feitas de forma analítica, apenas consideram os modelos de máquina com rotor de polos cilíndricos. Entretanto em [6] estas equações são deduzidas analiticamente a partir do diagrama fasorial para a máquina síncrona com rotor de polos salientes. As deduções das equações dos limites impostos pela CCGS podem ser encontradas no trabalho referenciado.

3.2 Parâmetros e Equações do Gerador Síncrono

Para análise de uma máquina síncrona de rotor com polos salientes é necessário primeiramente determinar as características terminais do gerador. Desta forma para cada uma das componentes de corrente de armadura I_a de eixo direto I_{ad} e de quadratura I_{aq} , há uma componente de queda de tensão associadas às reatâncias síncronas de eixo direto X_d e de quadratura X_q . Assim nem toda tensão interna E_a induzida no circuito de armadura estará disponível nos terminais V_t da máquina. O fator de potência da carga também será determinante, principalmente para determinação do ângulo de abertura entre a tensão terminal e a tensão de armadura. O diagrama fasorial do gerador atendendo uma carga com fator de potência atrasado está ilustrado na Figura 3.2, de acordo com a lei de Kirchhoff do circuito equivalente (3.1). Como a reatância de armadura é muito maior em magnitude do que a resistência de armadura, então esta última pode ser desprezada.

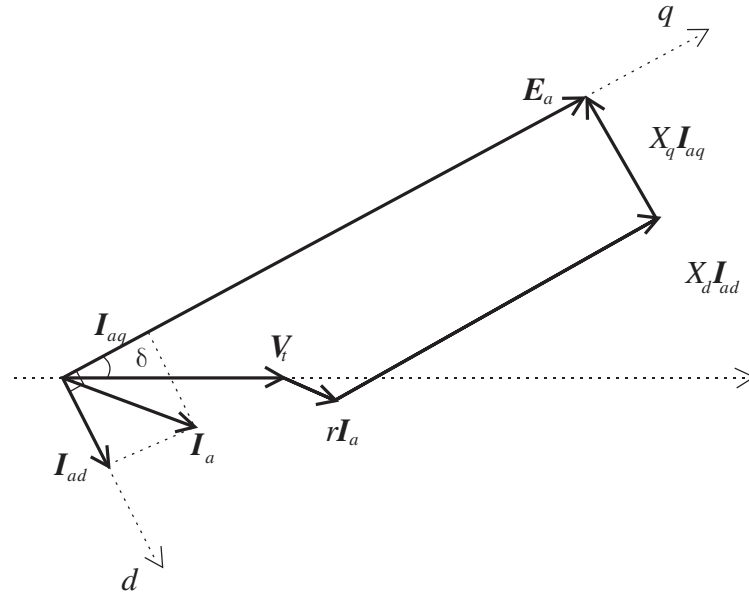


Figura 3.2- Diagrama fasorial gerador síncrono de polos salientes para características terminais

$$E_a = V_t + jX_q I_{aq} \angle \delta - 90^\circ + jX_d I_{ad} \angle \delta \quad (3.1)$$

A equação da potência aparente da máquina pode ser definida como:

$$S = P + jQ = V_t I_a^* \quad (3.2)$$

Desta forma as potências ativa e reativa geradas pela máquina podem ser calculadas com:

$$P = \frac{V_t E_a}{X_d} \sin \delta + \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{X_d - X_q}{X_d X_q} \right) \sin 2\delta \quad (3.3)$$

$$Q = \frac{V_t E_a}{X_d} \cos \delta + \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{X_d - X_q}{X_d X_q} \right) \cos 2\delta - \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{X_d + X_q}{X_d X_q} \right) \quad (3.4)$$

Para facilitar a demonstração das equações seguintes, as equações (3.3) e (3.4) podem ser simplificadas incluindo-se as variáveis:

$$m = \frac{V E_a}{X_d} \quad (3.5)$$

$$s = \frac{V^2}{2} \left(\frac{X_d - X_q}{X_d X_q} \right) \quad (3.6)$$

$$n = \frac{V^2}{2} \left(\frac{X_d + X_q}{X_d X_q} \right) \quad (3.7)$$

Portanto tem-se:

$$P = m \sin \delta + s \sin 2\delta \quad (3.8)$$

$$Q = m \cos \delta + s \cos 2\delta - n \quad (3.9)$$

3.3 Construção da Curva de Capabilidade

É de extrema utilidade resumir a operação de um gerador síncrono, conectado a um barramento infinito, em um único diagrama de operação com os limites mais impactantes para o funcionamento da máquina (ver Figura 3.3). As equações consideradas para a CCGS estão deduzidas em [6] e leva em conta os seguintes limites:

- Limite de potência mecânica;
- Limites térmicos de corrente de campo;
- Limites térmico de corrente de armadura;

- Limite de estabilidade permanente;
- Limite mínimo de corrente de excitação.

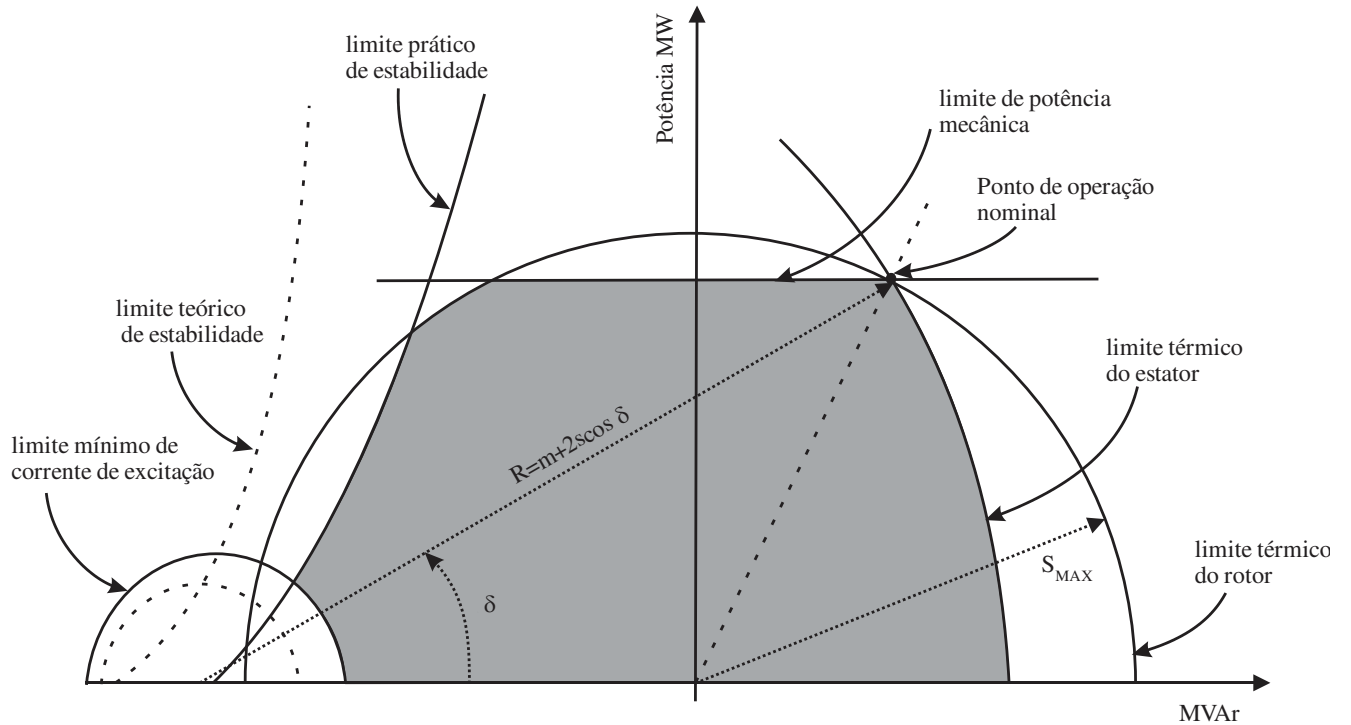


Figura 3.3-Região de operação da Curva de Capabilidade completa do Gerador Síncrono

[26]

3.3.1 Limite de potência mecânica

O limite de potência mecânica é estabelecido pela máxima capacidade da turbina de realizar esforços no processo de aquisição de energia cinética. Este limite representa uma reta com a potência ativa constante no diagrama $P - Q$. O valor de P normalmente é determinado como uma proporção do valor nominal de potência (S_{gNOM}) do gerador.

$$P = kS_{gNOM} \quad (3.10)$$

Dependendo das características da máquina este limite pode ser maior ou menor do que os limites impostos pela corrente de armadura. É importante ressaltar que o limite de potência mecânica só interfere nos valores de potência ativa [16].

3.3.2 Limites térmicos de corrente de campo

É o limite que os condutores do enrolamento de campo conseguem suportar sem que o efeito ôhmico sobre o cobre danifique o seu isolamento. Como a corrente de campo está diretamente ligada ao valor de tensão induzida, limita-se o valor de corrente em relação ao de tensão. Assim, pode-se definir o limite como:

$$P^2 = \left(m + 2s \frac{(Q + s + n)}{\sqrt{P^2 + (Q + s + n)^2}} \right)^2 - (Q + s + n)^2 \quad (3.11)$$

A curva obtida forma um Limaçon de Pascal (Figura 3.4). Entretanto, uma forma mais simplificada de se representar este limite é uma circunferência de raio $m + 2s \cos \delta$ centrada no ponto V_t^2 / X_d .

$$P^2 + \left(Q + \frac{V_t^2}{X_d} \right)^2 = (m + 2s \cos \delta)^2 \quad (3.12)$$

Na forma polar o limite térmico de corrente de campo pode ser definido como:

$$R = m + 2s \cos \delta \quad (3.13)$$

3.3.3 Limite Térmico do Enrolamento de Armadura

Apesar de desconsiderar o efeito da resistência do enrolamento de armadura, como já mencionado, em algumas situações é fator determinante para a capacidade de condução de corrente neste circuito e do limite máximo de potência fornecida [26]. O limite de corrente de armadura é determinado pelo valor máximo de potência aparente que um gerador síncrono pode fornecer. Esta região pode ser determinada como uma circunferência centrada na origem, com raio igual a $V_t I_{aMAX}$, em que I_{aMAX} é a quantidade de corrente que o condutor da bobina pode suportar sem danificar o isolamento. Desta forma a corrente máxima de armadura será determinada pela potência aparente do gerador (3.14).

$$P^2 + Q^2 = (V_t I_{aMAX})^2 \quad (3.15)$$

3.3.4 Limite de Estabilidade Permanente

Normalmente geradores síncronos operam fornecendo potência ativa e reativa. Entretanto, em algumas situações a máquina precisa operar sub-excitada, ou seja, o gerador estará consumindo potência reativa. O limite de estabilidade permanente está diretamente ligado ao ângulo de máxima transferência de potência ativa. Em alguns casos para estabilidade dinâmica é considerado que o limite de estabilidade da máquina está garantido caso o ângulo não ultrapasse 90° como ilustrado no diagrama da potência em função do ângulo na Figura 3.5.

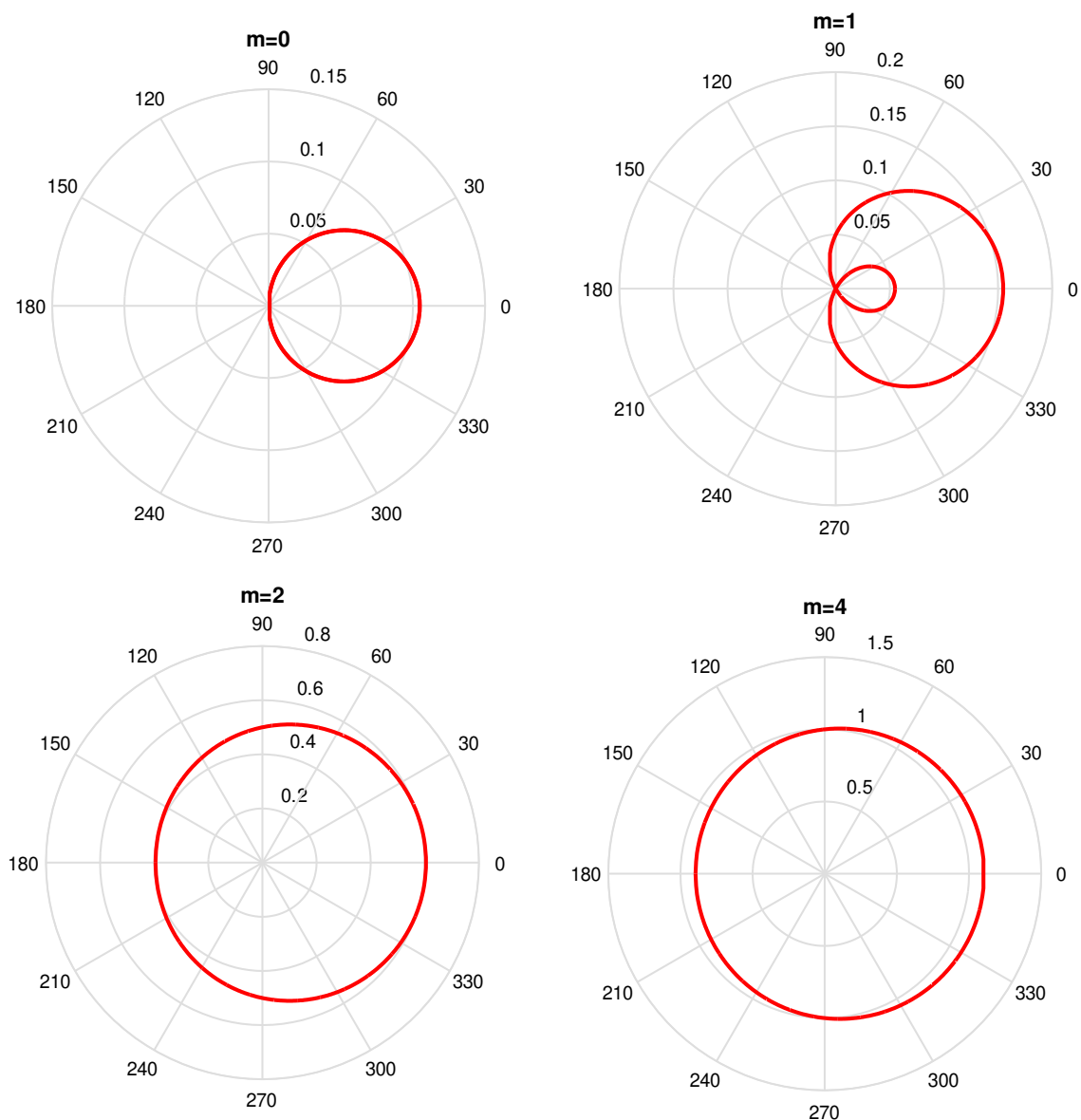


Figura 3.4- Limite térmico do enrolamento de campo representado através do Limaçon de Pascal para vários valores de m

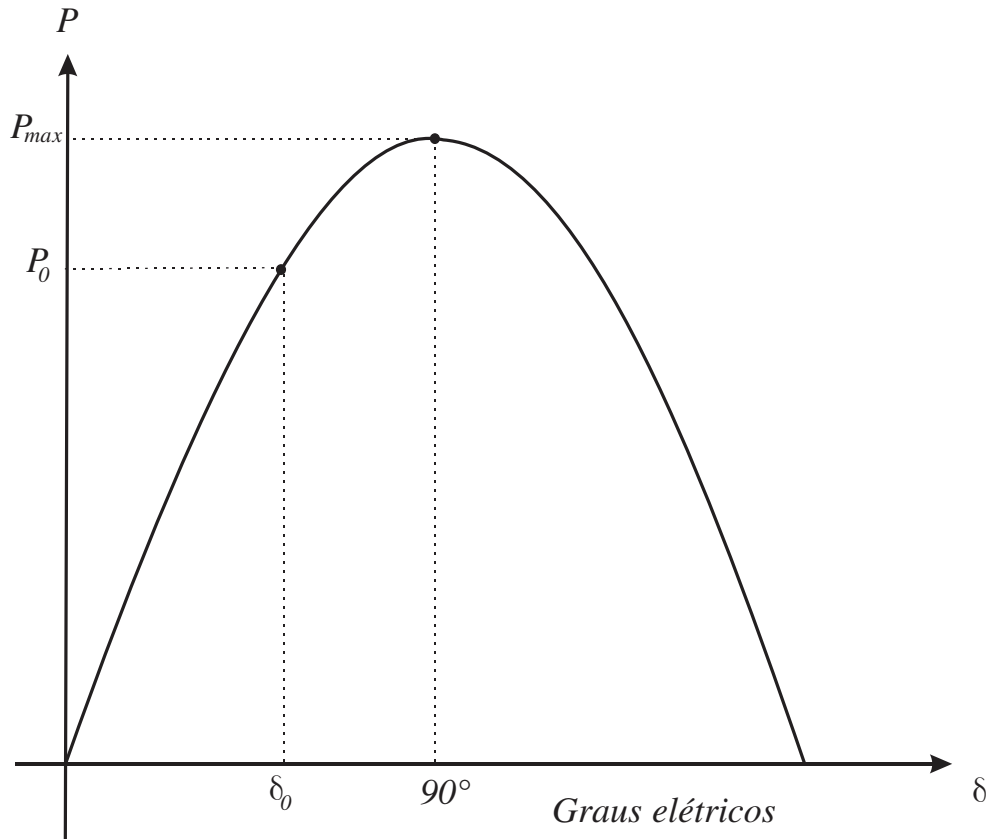


Figura 3.5- Curva potência-ângulo de uma máquina síncrona. Resistência de armadura e efeito dos polos salientes desprezados. [27]

O limite de estabilidade permanente teórico é uma cissoide de Diócles com variação entre $-V_t^2/X_q$ e $-V_t^2/X_d$.

$$P^2 = \frac{(Q + s + n)^3}{(s - n - Q)} \quad (3.16)$$

Na prática, uma margem de segurança é introduzida para permitir incrementos de carga e ainda assim, manter o gerador em sincronismo com o sistema. Esta margem normalmente varia de 10% a 20%. Desta forma o limite de estabilidade permanente prático, ilustrado na Figura 3.6, pode ser definido da seguinte forma: Considerando o ponto ‘a’ no limite teórico no arco “E” (excitação constante), a potência $0'a$ é reduzida de 10% da potência nominal $0'b$; o ponto de operação deve permanecer no mesmo arco, então projeta-se “b” em “c”, que será o ponto para a curva de limite prático. Este processo é repetido para vários valores de excitação até conseguir-se a curva *ecd*. [28]

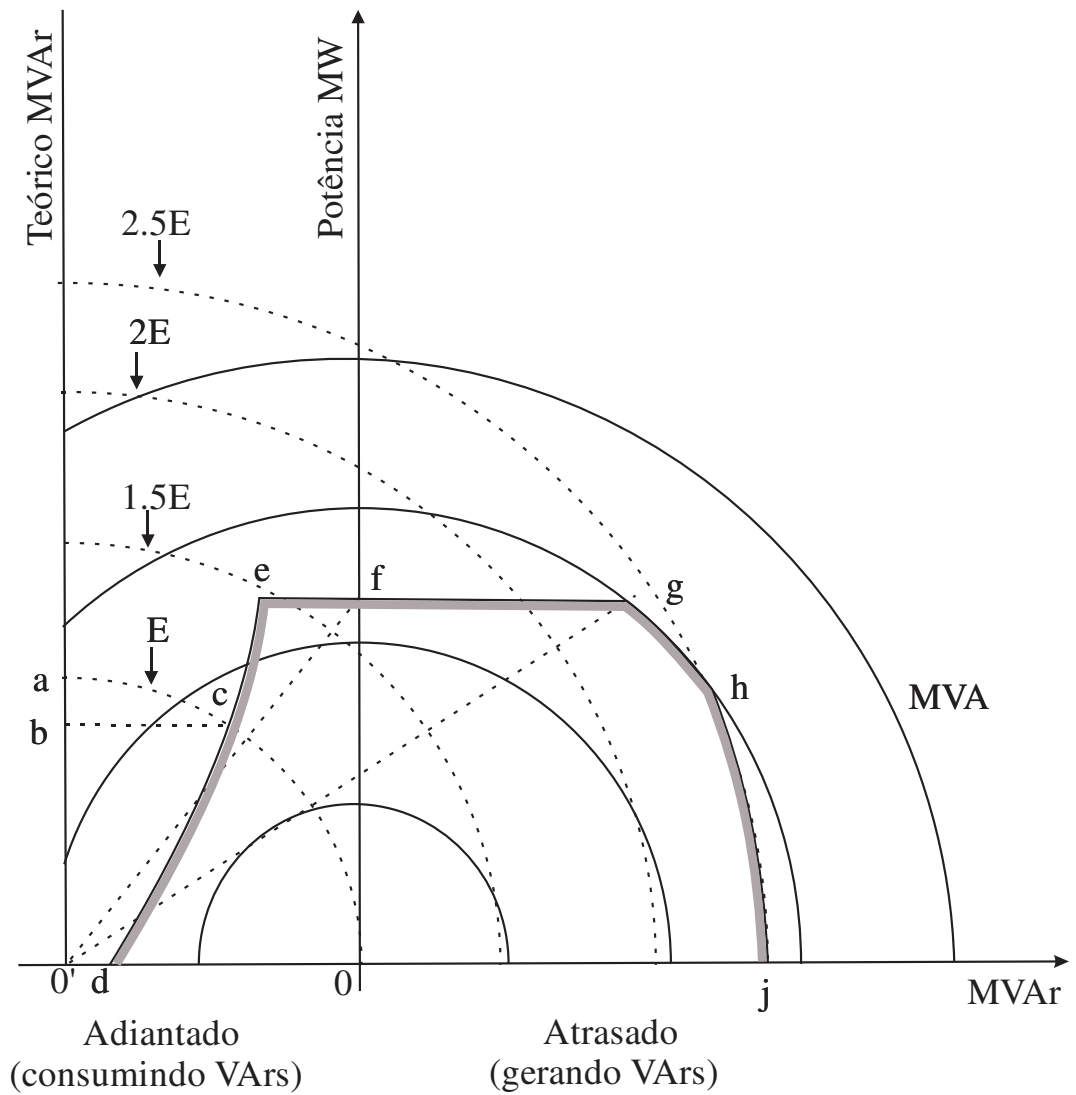


Figura 3.6- Determinação gráfica do limite de estabilidade permanente prático da máquina síncrona. [28]

3.3.5 Limite mínimo da corrente de excitação

Este limite pode ser construído sobre o valor de corrente de excitação zero, quando o Limaçon de Pascal possuir uma excitação zero. Desta forma, evita-se a operação inversa da fonte de excitação CC.

$$P^2 + (Q + n)^2 = s^2 \quad (3.17)$$

3.3.6 Construção da Curva de Capabilidade do Gerador Síncrono

Com todos os limites definidos matematicamente pode-se construir a CCGS como o conjunto de curvas que resultarão na região de operação real da máquina em regime permanente, conectada a um barramento infinito. A Figura 3.7 ilustra a CCGS de uma unidade acionada por uma turbina a vapor, com os seguintes parâmetros, sugeridos por [29]: $S_{gNOM} = 125 \text{ MW}$, $X_d = 1,22 \text{ pu}$, $X_q = 1,16 \text{ pu}$, fator de potência nominal de 0,85 e potência mecânica máxima de $0,9 \text{ pu}$. Os valores de potência estão referidos em valores pu da base do sistema em que o gerador está conectado.

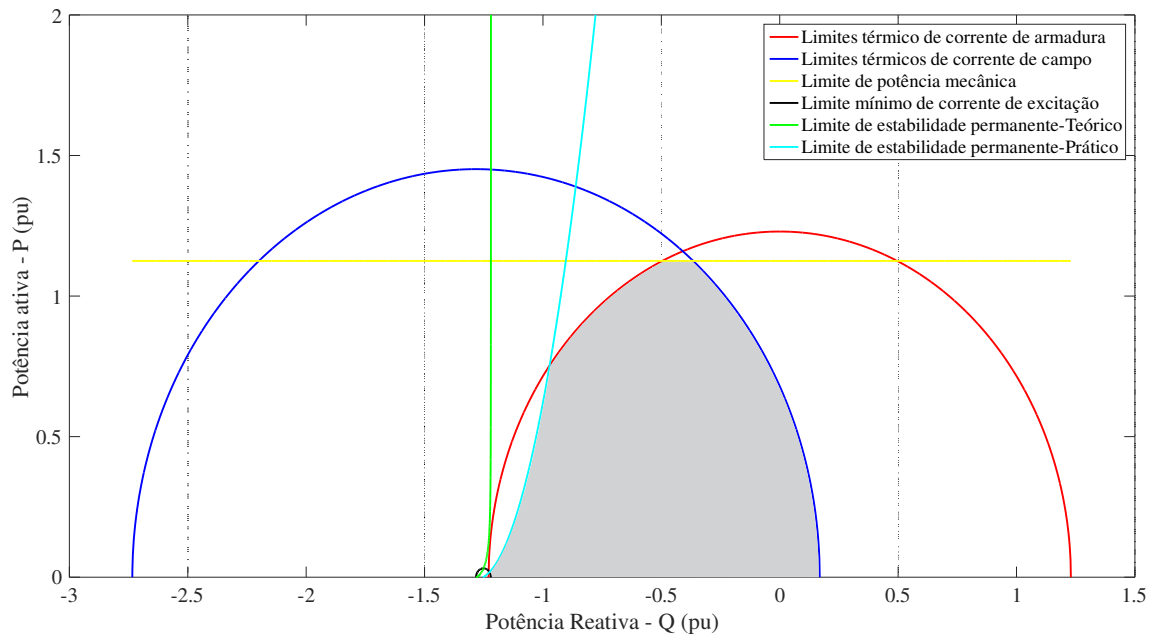


Figura 3.7- Limites da Curva de Capabilidade do Gerador Síncrono em regime permanente.

Capítulo 4

OTIMIZAÇÃO CONVEXA APLICADA AO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

4.1 Introdução

A funcionalidade convexa presta um papel importante na teoria de otimização pelo fato de que a maior parte das metodologias de extremos locais para funções não-lineares, em geral, podem ser forçadas a utilizar as teorias globais quando convexificadas. Por outro lado, resultados derivados de funcionalidades convexas trazem propriedades análogas às propriedades locais para problemas mais genéricos. Portanto, o estudo de funções convexas leva não somente ao desenvolvimento de aspectos de importâncias próprias para a classe, mas também para a compreensão de diversas classes de otimização. [30]

Em geral, problemas de otimização convexa são aqueles que podem ser descritos da seguinte forma:

$$\begin{array}{ll} \min & f_0(x) \\ \text{s. a} & f_i(x) \leq b_i, \quad i = 1, 2, \dots, m \\ & h_i(x) = 0, \quad i = 1, 2, \dots, k \end{array} \quad (4.1)$$

Em que as funções $f_0, f_1, \dots, f_m$ e $h_1, h_2, \dots, h_k: \mathbf{R}^n \rightarrow \mathbf{R}$ são funções convexas. Ou seja:

$$f_i(\alpha x + \beta y) \leq \alpha f_i(x) + \beta f_i(y) \quad (4.2)$$

Geometricamente, esta desigualdade significa que qualquer segmento de linha entre os pontos $(x, f(x))$ e $(y, f(y))$ estará acima do grafo de f (ver Figura 4.1). Em outras palavras, f só é convexa se e somente se, $x \in \text{dom } f$ e para qualquer v a função $g(t) = f(x + tv)$ é convexa.

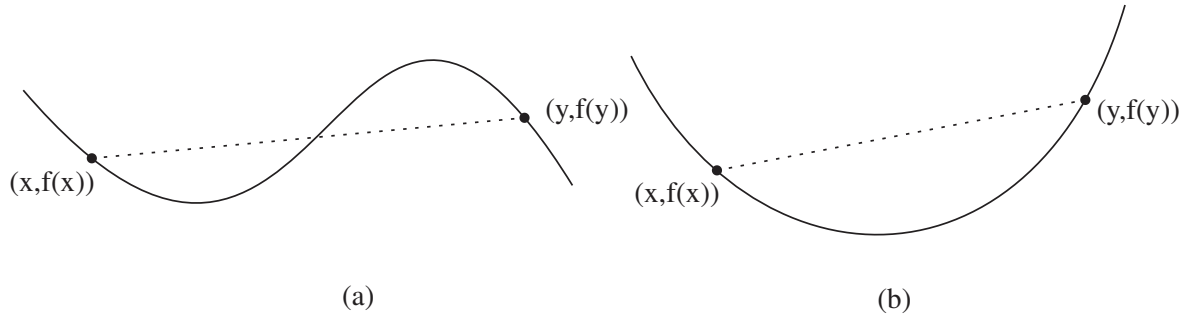


Figura 4.1- (a) Grafo de uma função não-convexa. (b) grafo de uma função convexa

A grande vantagem de se utilizar funções convexas nos problemas de otimização é que elas possuem apenas uma solução ótima, sendo esta global, ou seja, x^* será uma solução ótima se o seu valor em f , que atenda a todas as restrições do problema (4.1), for menor do que qualquer um dos outros vetores x :

$$f(x^*) \leq f(x) \quad \forall x \in R^n \quad (4.3)$$

Não existe uma forma genérica para se resolver um problema de otimização convexa, entretanto alguns métodos tal como pontos-interiores têm se mostrado precisos e eficientes em alguns casos. Entretanto, por se tratar de uma tecnologia não muito desenvolvida, para algumas classes de otimização convexa como programação cônica de segunda ordem ou programação geométrica, ainda não pode-se considerar o método dos pontos interiores como uma boa solução para o problema convexo. Normalmente, o grande desafio do problema de otimização convexa está na formulação do problema ou em transformar um problema não-convexo em convexo. Este último processo é chamado de relaxação. [5]

Como visto anteriormente o FPO é um problema de otimização não convexa e não-linear. Desta forma, para transformar este problema de otimização em um outro equivalente convexo é necessário aplicar técnicas de relaxação [31] [32] [33]. Estas características tem atraído a atenção de diversas pesquisas propondo diversos tipos de aproximações. Métodos de relaxação convexa vêm sendo os mais explorados por apresentarem soluções eficientes e

com alto nível de acurácia [34]. Estes métodos incluem programação semi-definida [35], relaxação *copper plate* [36], programação cônica de segunda ordem e programação cônica quadrática [37].

4.2 FPO com relaxação através de programação cônica de segunda ordem

É notório que a fonte de não-convexidade do FPO está nas equações de potência ativa e reativa do fluxo de potência, mais especificamente no produto quadrático das tensões pelo seno e cosseno do ângulo (analisando o fluxo de potência em sua forma polar). Com a formulação do fluxo de potência através da transformação W pode-se dar início ao processo de relaxação das equações do fluxo de carga. Desta forma a partir de (2.11) e (2.12) e também de (2.10), pode-se aplicar mudança de variáveis como segue.[37] [38]

$$E_k E_m^* = V_k V_m (\cos(\theta_{km}) + j \sin(\theta_{km})) \quad (4.4)$$

desta forma,

$$E_k E_m^* = W_{km} = R_{km} + jT_{km} \quad (4.5)$$

em que:

$$R_{km} = V_k V_m \cos(\theta_{km}) \quad (4.6)$$

$$T_{km} = V_k V_m \sin(\theta_{km}) \quad (4.7)$$

Vale ressaltar que $W_{mk} = W_{km}^* = R_{km} - jT_{km}$, o que implica que $R_{km} = R_{mk}$ e $T_{km} = -T_{mk}$ também que $W_{kk} = V_k^2 = u_k$. Assim as equações do fluxo de potência (2.10)-(2.12) agora serão:

$$S_{km} = Y_{km} (u_k - W_{km}) \quad (4.8)$$

$$P_k = G_{kk}u_k + \sum_{m \in k} (G_{km}R_{km} + B_{km}T_{km}) \quad (4.9)$$

$$Q_k = -B_{kk}u_k^2 + \sum_{m \in k} (B_{km}R_{km} - G_{km}T_{km}) \quad (4.10)$$

Pode-se formular o FPO-W como é conhecido na literatura como:

minimizar: (2.13)

sujeito a: (2.14) – (2.20) e (4.6) – (4.7)

Considerando que (2.18) agora será:

$$u_{\min} \leq u_k \leq u_{\max} \quad (4.11)$$

em que $u_{\min} = \sqrt{V_{\min}}$ e $u_{\max} = \sqrt{V_{\max}}$. Ainda, através das relações trigonométricas pode-se fazer a razão entre (4.6) e (4.7), resultando em:

$$\frac{R_{km}}{T_{km}} = \frac{V_k V_m \cos(\theta_{km})}{V_k V_m \sin(\theta_{km})} \quad (4.12)$$

$$\theta_k - \theta_m = \tan^{-1} \left(\frac{T_{km}}{R_{km}} \right) \quad (4.13)$$

A matriz Hermitiana pode ser construída da seguinte forma:

$$W = \begin{cases} W_{kk} = u_k^2, \forall k \in \{NB\} \\ W_{km} = R_{km} + jT_{km}, \forall (k, m) \in \{NL\} \\ W_{mk} = R_{km} - jT_{km}, \forall (k, m) \in \{NL\} \\ W_{km} = 0, \forall (k, m) \notin \{NL\} \end{cases} \quad (4.14)$$

Nesta formulação a não-convexidade do problema ainda é mantida em (4.6) e (4.7). Para obter-se um problema convexo, relaxa-se o ângulo e lineariza-se o arco tangente de (4.13) através de expansão por série de Taylor em torno dos valores iniciais R_{km}^0 e T_{km}^0 :

$$\theta_k - \theta_m = \tan^{-1} \left(\frac{T_{km}^{(0)}}{R_{km}^{(0)}} \right) + \frac{R_{km}^{(0)}}{R_{km}^{(0)2} + T_{km}^{(0)2}} T_{km} - \frac{T_{km}^{(0)}}{R_{km}^{(0)2} + T_{km}^{(0)2}} R_{km} \quad (4.15)$$

Com estas equações podem ser definidas duas formulações. Primeiramente se for considerado que a matriz Hermitiana é semi-definida positiva ($W \succeq 0$), incluindo esta restrição ao FPO-W, o problema recebe o nome de fluxo de potência ótimo com programação semi-definida (FPO-PSD). Se a matriz Hermitiana for dividida em NL matrizes na forma:

$$W_{NL} = \begin{bmatrix} W_{kk} & W_{km} \\ W_{mk} & W_{mm} \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

que será:

$$W_{NL} = \begin{bmatrix} u_k & W_{km} \\ W_{mk} & u_m \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

e todas elas forem semi-definidas positivas, o que implica que $u_k \geq 0$ e $u_m \geq 0$ (pela definição estes valores nunca poderão ser negativos, já que a tensão é considerada em módulo no FPO) e também:

$$\det W_{NL} \geq 0 \quad (4.18)$$

$$u_k u_m \leq W_{km} W_{mk} \quad (4.19)$$

$$u_k u_m \leq R_{km}^2 + T_{km}^2 \quad (4.20)$$

o problema pode ser definido como fluxo de potência ótimo com programação cônica de segunda ordem (FPO-PCSO) pois a expressão (4.20) representa um cone de segunda ordem. Portanto, o problema final para o FPO-PCSO (explorado no Capítulo 5 através de simulações computacionais) pode ser formulado como:

minimizar: (2.13)

sujeito a: (2.14) – (2.17), (2.20), (4.11), (4.15) e (4.20)

em que (2.14) e (2.15), P_k e Q_k são definidos em (4.9) e (4.10).

4.3 Formulação Final da Metodologia Proposta

O FPO-CA além de apresentar uma abordagem não-convexa, representa os geradores do sistema apenas como injeções de potências ativa e reativa com limites máximos e mínimos para estas potências como ilustra a Figura 4.2 [39] [40]. Esta aproximação não representa o gerador do ponto de vista prático, já que em determinadas situações a máquina poderá estar operando em regiões não permitidas que não serão avaliadas pela aproximação. O ideal é incluir nas restrições do FPO, as equações mencionadas no Capítulo 4 que representarão a CCGS, resultando em uma modelagem da máquina com uma abordagem mais realista. Pode-se ao mesmo tempo utilizar o FPO-PCSO para solução do problema. Então a formulação final do problema será:

$$\min \quad f(V, \theta) \quad (4.21)$$

$$s. a \quad P_k^{spec} - P_k = 0 \quad (4.22)$$

$$Q_k^{spec} - Q_k = 0 \quad (4.23)$$

$$P_{\min} \leq P_G \leq P_{\max} \quad (4.24)$$

$$Q_{\min} \leq Q_G \leq Q_{\max} \quad (4.25)$$

$$u_{\min} \leq u_k \leq u_{\max} \quad (4.26)$$

$$\theta_{km}^{\min} \leq \theta_{km} \leq \theta_{km}^{\max} \quad (4.27)$$

$$S_{km} \leq S_{km}^{\max} \quad (4.28)$$

Incluindo as restrições da curva de capacidade:

$$P - kS_{gNOM} \leq 0 \quad (4.29)$$

$$\sqrt{P^2 + (Q + s + n)^2} - m + 2s \frac{(Q + s + n)}{\sqrt{P^2 + (Q + s + n)^2}} \leq 0 \quad (4.30)$$

$$P^2 + Q^2 - (V_t I_{aMAX})^2 \leq 0 \quad (4.31)$$

$$P^2 (s - n - Q) - (Q + s + n)^3 \leq 0 \quad (4.32)$$

$$-P^2 - (Q + n)^2 + s^2 \leq 0 \quad (4.33)$$

Entretanto, há um ponto que deve ser observado: dependendo do gerador, o limite de corrente de campo (Limaçon de Pascal) poderá introduzir uma não-convexidade no conjunto das restrições do FPO. O mesmo pode ser percebido para o limite de estabilidade permanente. Como o problema precisa apresentar um conjunto de restrições convexas então a CCGS também precisará ser parcialmente relaxada para que o problema seja convexo. Desta forma o limite de corrente mínima de excitação é relaxado e a curva considerará apenas os limites de campo (como uma circunferência), de armadura, potência mecânica e limite de estabilidade permanente prático, que agora será representado por uma reta do tipo:

$$P - (Q + \frac{V_t^2}{X_q}) \tan \delta_{\max} \leq 0 \quad (4.34)$$

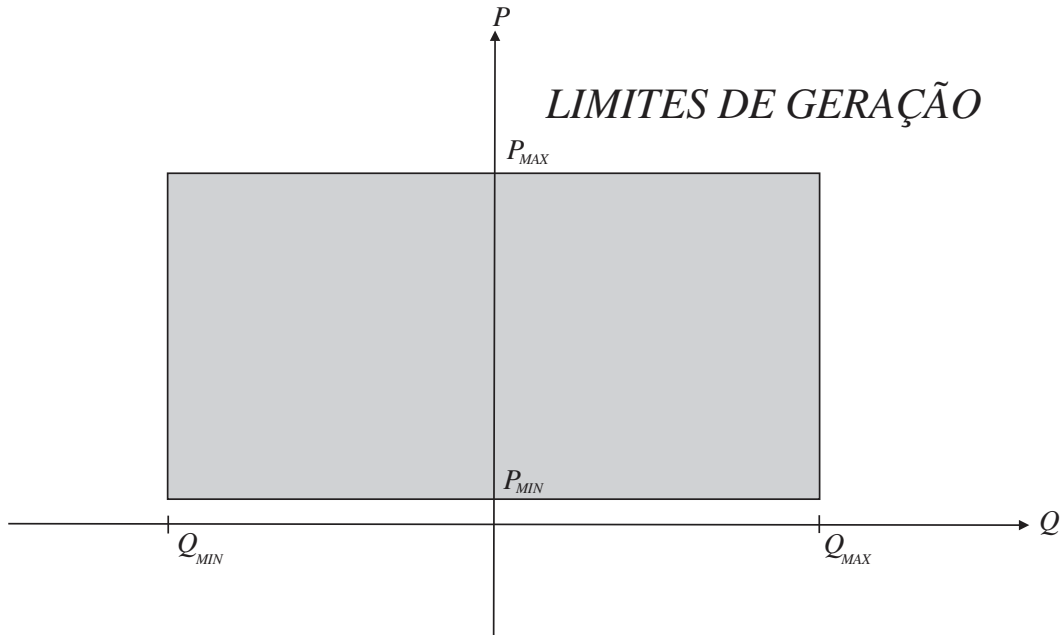


Figura 4.2- Região de operação com limites mínimos e máximos de potência ativa e reativa para o FPO

Capítulo 5

APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA E ANÁLISE DOS RESULTADOS

5.1 Introdução

A metodologia proposta para introdução da CCGS no FPO utilizando uma abordagem convexa com programação cônica de segunda ordem foi implementada em ambiente MATLAB® R2015a (8.5.0.197613) em um computador Intel (R) Core (TM) i7-4770S 3.1 GHz, 4-núcleos e 8GB de memória RAM. Os sistemas de potência utilizados nas simulações foram: sistema WSCC, com 9 barras, 3 geradores, 9 linhas, e demanda de potência ativa e reativa de 315 *MW* e 115 *MVar*, e o sistema New England (IEEE-39), com 39 barras, 10 geradores, 46 linhas, e demanda de potência ativa e reativa de 6.150,5 *MW* e 1.408,9 *MVar*. Os dados dos sistemas utilizados estão registrados no Apêndice e podem ser encontrados de forma complementar em [41].

Para análise da metodologia foram utilizados o carregamento de 50% e 150% da potência total e o caso base para o sistema WSCC, e para o sistema New England apenas o caso base. Para ambos os sistemas foram executados o FPO-CA e o FPO-PCSO com as restrições clássicas (sem a inclusão da CCGS) e incluindo-se as restrições da CCGS. O FPO-RS foi aplicado somente ao sistema New England. Os resultados são comparados de forma a verificar o impacto da CCGS nos resultados do FPO, a qualidade da relaxação e o efeito as restrições de segurança sob o custo operacional do sistema. As variáveis de controle, do FPO utilizado para as simulações, foram apenas as potências ativas dos geradores, as tensões e os ângulos dos barramentos. Os tempos computacionais também são avaliados, entretanto apresentam caráter secundário para esta pesquisa.

5.2 FPO como Ferramenta de Otimização para Sistemas Elétricos de Potência

Como já citado nos capítulos anteriores, o FPO é uma ferramenta utilizada para melhorar a performance do sistema elétrico, de acordo com algum critério. Na Tabela 5.1 estão registrados os resultados do caso base do fluxo de potência do sistema WSCC.

Tabela 5.1- Resultados fluxo de potência caso-base para o sistema WSCC

Barra	Tipo	V	θ	Pg (pu)	Qg (pu)
1	2	1,08	0	1,4249	0,1088
2	1	1,08	-1,83	0,9	-0,026
3	1	1,08	-1,45	0,85	-0,1374
4	0	1,07	-4,08	0	0
5	0	1,05	-7,7	0	0
6	0	1,06	-6,7	0	0
7	0	1,08	-4,61	0	0
8	0	1,07	-6,36	0	0
9	0	1,08	-3,9	0	0
5.797,40 \$/h				1,2047 pu	

Os resultados do fluxo de potência apontam para um custo de operação total de 5.797,40 \$/h e as perdas, em termos de potência aparente, contabilizam um total de 1,2047 pu. Nas Tabelas 5.2 e 5.3 estão registrados os valores do FPO-CA com as restrições clássicas para minimização do custo de operação e das perdas, em termos de potência aparente, respectivamente. A Figura 5.1 ilustra de maneira gráfica o modulo dos fluxos nas linhas, para as três situações.

Ao mesmo tempo em que o FPO encontra soluções para o fluxo de potência, com valores de tensões, ângulos, potências e fluxos, o objetivo é otimizado. Para o FPO com objetivo de minimização de custo operacional, o resultado é de 5.531,20 \$/h o que representa uma redução de 4,59% sob o custo base. No FPO para minimização das perdas, o total contabilizado foi de 0,3207 pu, ou seja, uma redução de 73,3% sobre o caso base.

Vale ressaltar que a quantidade de perdas nas linhas de transmissão, para as duas abordagens de FPO em questão, são bem próximas. Isso se deve a particularidade das perdas penalizarem os geradores, já que as mesmas são identificadas como uma carga “extra” para o sistema. Desta forma o FPO para minimização do custo operacional, indiretamente deve

minimizar as perdas, já que com mais potência gerada, maior o custo operacional para cada máquina. Ao mesmo tempo, percebe-se que caso o operador, utilizando o ponto de operação sugerido pelo FPO com minimização dos custos, deseje minimizar mais ainda as perdas, o resultado culminará na penalização do custo, já que este valor agora será de 6.871 \$/h.

Tabela 5.2- Resultados FPO com minimização do custo para os dados do caso-base para o sistema WSCC

Barra	Tipo	V	θ	Pg (pu)	Qg (pu)
1	2	1,075	0,000	1,251	-0,013
2	1	1,100	0,000	1,024	0,049
3	1	1,091	0,000	0,901	-0,143
4	0	1,078	-3,564	0,000	0,000
5	0	1,061	-6,738	0,000	0,000
6	0	1,074	-5,827	0,000	0,000
7	0	1,099	-3,037	0,000	0,000
8	0	1,089	-4,801	0,000	0,000
9	0	1,100	-2,521	0,000	0,000
		5.531,20 \$/h	0,3270 pu		

Tabela 5.3- Resultados FPO com minimização das perdas para os dados do caso-base para o sistema WSCC

Barra	Tipo	V	θ	Pg (pu)	Qg (pu)
1	2	1,075	0,000	1,315	0,094
2	1	1,099	-0,407	1,027	0,170
3	1	1,055	-0,516	0,834	-0,317
4	0	1,072	-3,770	0,000	0,000
5	0	1,055	-7,065	0,000	0,000
6	0	1,061	-6,199	0,000	0,000
7	0	1,091	-3,472	0,000	0,000
8	0	1,073	-5,311	0,000	0,000
9	0	1,073	-2,991	0,000	0,000
		6.871,60 \$/h	0,3207 pu		

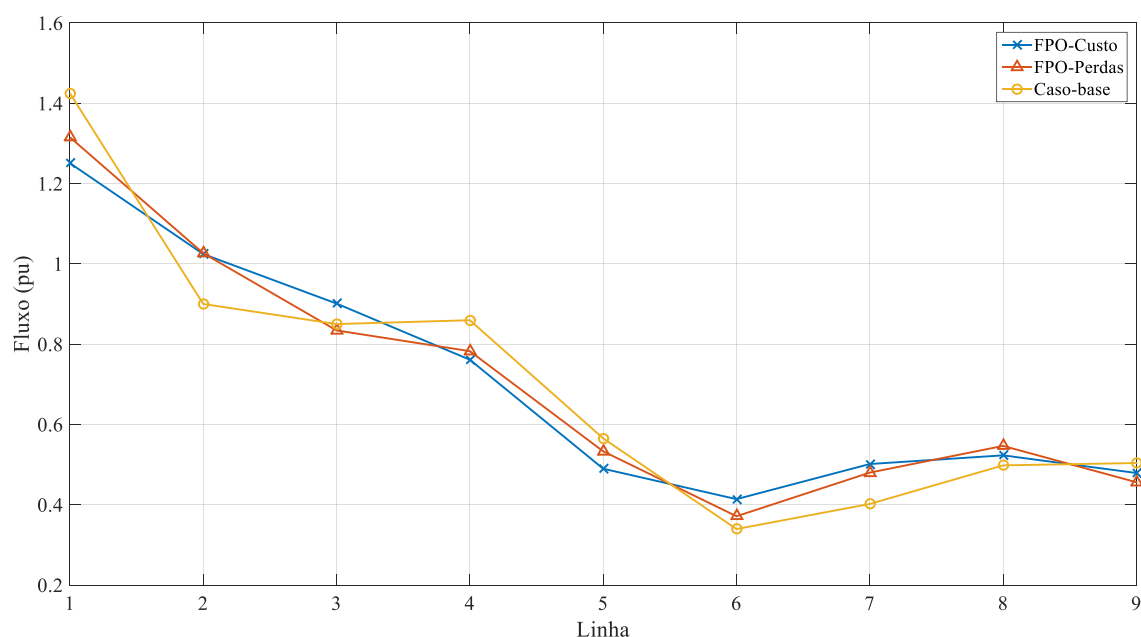


Figura 5.1- Fluxo nas linhas para três situações do sistema WSCC

5.3 Análise do Impacto da Relaxação e da CCGS sobre o Resultado do FPO com Diferentes Cenários de Carregamento

5.3.1 Introdução da CCGS no FPO-CA

Na Tabela 5.4 estão expostos os resultados do FPO-CA sem a inclusão da curva da CCGS para 3 situações de carregamento: 50%, caso base e 150%, resultado nos custos operacionais de 2.405 \$/h, 5.531,20 \$/h e 10.550 \$/h.

Tabela 5.4- Resultados FPO-CA com minimização do custo para três níveis de carregamento do sistema WSCC sem a inclusão da CCGS

Barra	Tipo	50% carregamento				Caso base				150% carregamento			
		V	θ	Pg	Qg	V	θ	Pg	Qg	V	θ	Pg	Qg
1	2	1,075	0,000	0,633	-0,319	1,075	0,000	1,251	-0,013	1,075	0,000	1,879	0,451
2	1	1,085	0,000	0,504	-0,263	1,100	0,000	1,024	0,049	1,100	0,000	1,539	0,369
3	1	1,079	0,000	0,444	-0,378	1,091	0,000	0,901	-0,143	1,100	0,000	1,373	0,195
4	0	1,093	-1,779	0,000	0,000	1,078	-3,565	0,000	0,000	1,056	-5,471	0,000	0,000
5	0	1,092	-3,364	0,000	0,000	1,061	-6,738	0,000	0,000	1,018	-10,471	0,000	0,000
6	0	1,099	-2,964	0,000	0,000	1,074	-5,826	0,000	0,000	1,040	-8,928	0,000	0,000
7	0	1,100	-1,514	0,000	0,000	1,099	-3,037	0,000	0,000	1,083	-4,633	0,000	0,000
8	0	1,099	-2,411	0,000	0,000	1,089	-4,800	0,000	0,000	1,065	-7,342	0,000	0,000
9	0	1,100	-1,256	0,000	0,000	1,100	-2,521	0,000	0,000	1,092	-3,840	0,000	0,000
-		2.405,00 \$/h				5.531,20 \$/h				10.550,00 \$/h			

Na Tabela 5.5 estão expostos os resultados do FPO-CA sem a inclusão da curva da CCGS para 3 situações de carregamento: 50%, caso base e 150%, resultado nos custos operacionais de 2.405 $\$/h$, 5.531,20 $\$/h$ e 10.673 $\$/h$.

Tabela 5.5- Resultados FPO-CA com minimização do custo para três níveis de carregamento do sistema WSCC com a inclusão da CCGS

Barra	Tipo	50% carregamento				Caso base				150% carregamento			
		V	θ	Pg	Qg	V	θ	Pg	Qg	V	θ	Pg	Qg
1	2	1,075	0,000	0,633	-0,319	1,075	0,000	1,251	-0,013	1,075	0,000	1,986	0,458
2	1	1,085	0,000	0,505	-0,262	1,100	0,000	1,025	0,049	1,100	0,000	1,678	0,383
3	1	1,079	-0,003	0,443	-0,378	1,091	-0,001	0,901	-0,143	1,100	-2,382	1,125	0,183
4	0	1,093	-1,780	0,000	0,000	1,078	-3,565	0,000	0,000	1,056	-5,785	0,000	0,000
5	0	1,092	-3,365	0,000	0,000	1,061	-6,738	0,000	0,000	1,018	-10,821	0,000	0,000
6	0	1,099	-2,965	0,000	0,000	1,074	-5,827	0,000	0,000	1,040	-9,729	0,000	0,000
7	0	1,100	-1,515	0,000	0,000	1,099	-3,037	0,000	0,000	1,083	-5,052	0,000	0,000
8	0	1,099	-2,413	0,000	0,000	1,089	-4,801	0,000	0,000	1,065	-8,294	0,000	0,000
9	0	1,100	-1,258	0,000	0,000	1,100	-2,522	0,000	0,000	1,092	-5,529	0,000	0,000
-		2.405,10 $\\$/h$				5.531,20 $\\$/h$				10.673,00 $\\$/h$			

As Figuras 5.2 a 5.4 ilustram as CCGS dos geradores do sistema WSCC com os diferentes níveis de carregamento executados.

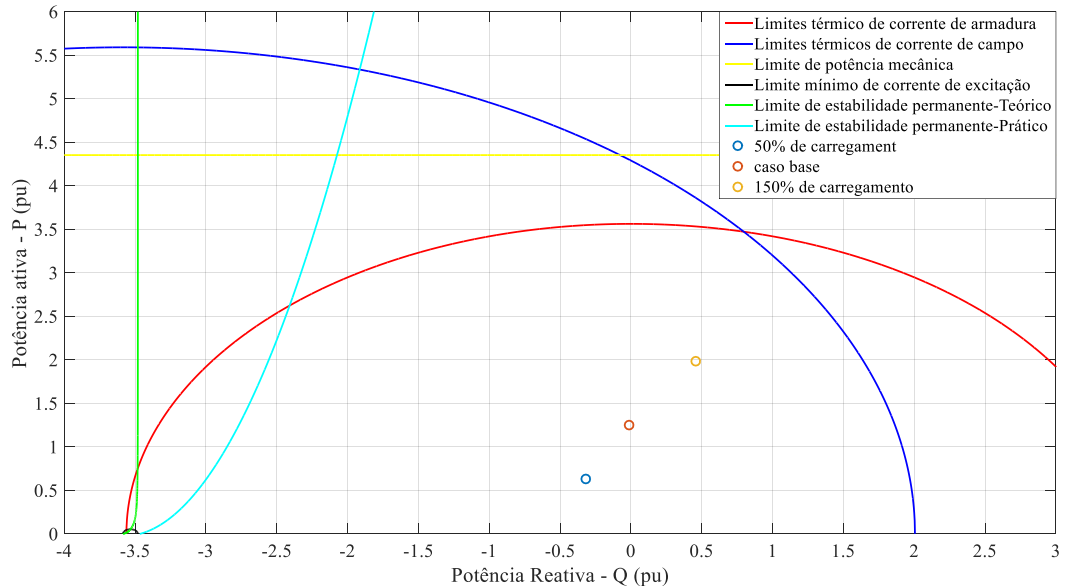


Figura 5.2- CCGS do gerador 1 do sistema WSCC e pontos de operação para três níveis de carregamento

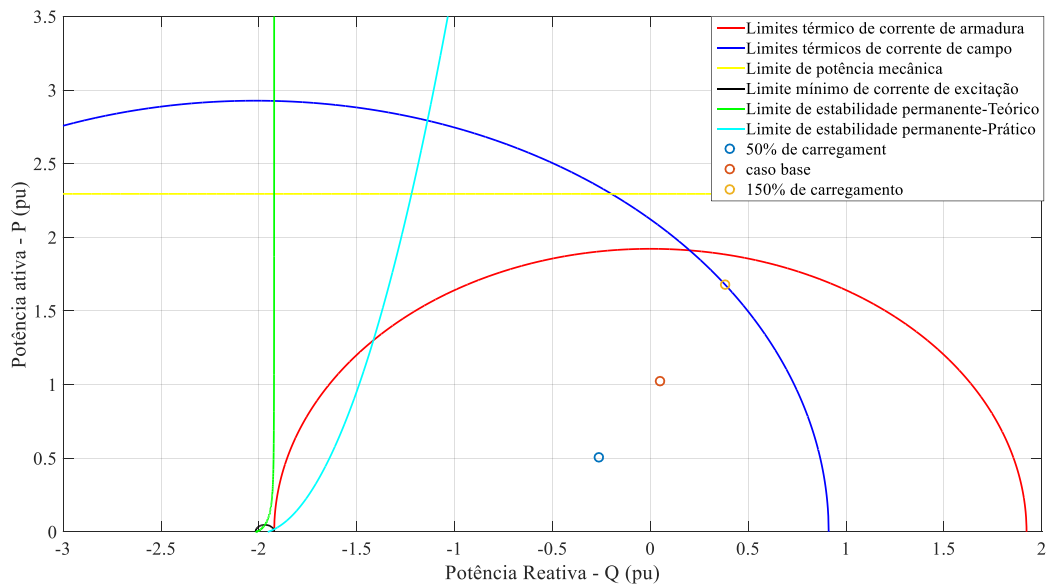


Figura 5.3- CCGS do gerador 2 do sistema WSCC e pontos de operação para três níveis de carregamento

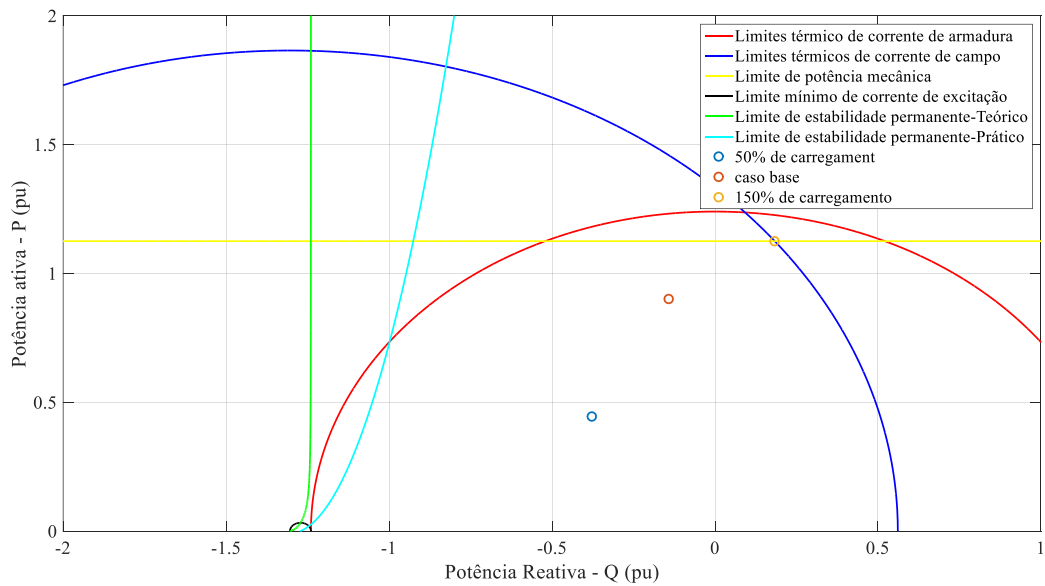


Figura 5.4- CCGS do gerador 3 do sistema WSCC e pontos de operação para três níveis de carregamento

Os resultados apontam que para carregamentos baixos (50% e caso base) a inclusão da CCGS no FPO não apresenta efeitos significativos no custo operacional. Todavia, em cenários de alto carregamento a inclusão da curva resulta em um custo operacional maior do que quando essas restrições não são incluídas.

5.3.2 Efeito da Relaxação do FPO

Na Tabela 5.6 e 5.7 estão registrados o resultados para o FPO-PCSO para os mesmos níveis de carregamento executados anteriormente e com os dois modelos de restrições para os geradores (com e sem CCGS). Para o FPO-PCSO sem a CCGS os níveis de carregamento com 50%, caso base e 150% obtiveram custo de operação de 2.296 \$/h, 5.298,10 \$/h e 10.142 \$/h. Para o FPO-PCSO com a CCGS os níveis de carregamento com 50%, caso base e 150% obtiveram custo de operação de 2.296 \$/h, 5.298,10 \$/h e 10.390 \$/h

Tabela 5.6- Resultados FPO-PCSO com minimização do custo para três níveis de carregamento do sistema WSCC sem a inclusão da CCGS

Barra	Tipo	50% carregamento				Caso base				150% carregamento			
		V	θ	Pg	Qg	V	θ	Pg	Qg	V	θ	Pg	Qg
1	2	1,075	0,000	0,3819	-0,298	1,075	0,000	0,8978	-0,002	1,075	0,000	1,4314	0,445
2	1	1,092	-0,925	0,7047	-0,003	1,100	-2,552	1,3437	0,070	1,100	-4,470	1,9838	0,432
3	1	1,090	0,202	0,4975	0,007	1,094	-0,606	0,9422	-0,039	1,100	-1,658	1,3895	0,203
4	0	1,091	-1,075	0	0,000	1,076	-2,562	0	0,000	1,054	-4,173	0	0,000
5	0	1,090	-1,051	0	0,000	1,059	-3,008	0	0,000	1,014	-5,172	0	0,000
6	0	1,097	-2,793	0	0,000	1,072	-5,981	0	0,000	1,038	-9,530	0	0,000
7	0	1,100	-3,042	0	0,000	1,099	-6,536	0	0,000	1,081	-10,45	0	0,000
8	0	1,099	-3,113	0	0,000	1,089	-6,833	0	0,000	1,064	-10,98	0	0,000
9	0	1,100	-1,206	0	0,000	1,100	-3,242	0	0,000	1,092	-5,546	0	0,000
-		2.296,10 \$/h				5.298,10 \$/h				10.142,00 \$/h			

Tabela 5.7- Resultados FPO com minimização do custo para três níveis de carregamento do sistema WSCC sem a inclusão da CCGS

Barra	Tipo	50% carregamento				Caso base				150% carregamento			
		V	θ	Pg	Qg	V	θ	Pg	Qg	V	θ	Pg	Qg
1	2	1,075	0,000	0,3831	0,383	1,075	0,000	0,8995	-0,002	1,075	0,000	1,7901	0,447
2	1	1,015	-0,842	0,7108	-0,473	1,100	-2,575	1,3426	0,070	1,100	-6,019	1,8779	0,409
3	1	1,087	0,138	0,4921	0,993	1,094	-0,628	0,9415	-0,046	1,100	-5,154	1,125	0,184
4	0	1,067	-1,115	0	0,000	1,076	-2,567	0	0,000	1,055	-5,214	0	0,000
5	0	1,054	-0,922	0	0,000	1,059	-3,018	0	0,000	1,017	-7,447	0	0,000
6	0	1,070	-2,980	0	0,000	1,072	-5,990	0	0,000	1,040	-11,03	0	0,000
7	0	1,045	-3,243	0	0,000	1,099	-6,556	0	0,000	1,082	-11,68	0	0,000
8	0	1,053	-3,346	0	0,000	1,089	-6,855	0	0,000	1,065	-12,92	0	0,000
9	0	1,067	-1,333	0	0,000	1,100	-3,263	0	0,000	1,092	-8,300	0	0,000
-		2.296,10 \$/h				5.298,10 \$/h				10.390,00 \$/h			

Os efeitos da inclusão da CCGS comentados na seção 5.3.1 também são válidos para o FPO-PCSO. A relaxação do FPO resulta em soluções ótimas com resultados mais baixos para a função custo se comparado ao FPO-CA.

5.3.3 Síntese dos Resultados

Na Tabela 5.8 estão contidos os resultados das simulações executadas em termos de tempo de execução e custos da função objetivo. Os resultados apontam que para situações com 50% de carregamento e caso base a inclusão da CCGS não tem impactos significativos nos resultados do FPO-CA e do FPO-PCSO. Entretanto, quando os geradores são mais solicitados em potência, os FPOs que consideram a CCGS são penalizados por não conseguirem acionar diretamente os geradores mais baratos, já que as máquinas terão que pagar pelo custo de oportunidade deixando de produzir mais potência ativa para atender a demanda de potência reativa.

Tabela 5.8-Síntese dos resultados para as simulações referentes ao sistema WSCC

Carregamento	Parâmetro	FPO-CA		FPO-PCSO	
		Clássico	CCGS	Clássico	CCGS
50%	Custo	2.405,00 \$/h	2.405,10 \$/h	2.296,10 \$/h	2.296,10 \$/h
	Tempo	0,13 s	6,66 s	0,26 s	22,70 s
Caso base	Custo	5.531,20 \$/h	5.531,20 \$/h	5.298,10 \$/h	5.298,10 \$/h
	Tempo	0,12 s	6,36 s	0,30 s	33,13 s
150%	Custo	10.550 \$/h	10.673 \$/h	10.142 \$/h	10.390 \$/h
	Tempo	0,12 s	3,77 s	0,25 s	53,88 s

O efeito da inclusão da CCGS pode ser discreto em algumas situações. Isto ocorre quando o gerador opera em uma zona de interseção entre as restrições clássicas do FPO (limites mínimos e máximos) e a CCGS, como ilustrado na Figura 5.5. Neste cenário o gerador terá a capacidade de fornecer mais potência ativa sem ser penalizado pela disponibilidade de potência reativa.

Entretanto em outros cenários de operação a inclusão da curva é evidente já que caso as restrições não sejam consideradas os geradores ficarão livres para fornecer potência ativa e reativa, violando os limites estabelecidos por ela. Este fato pode ser melhor constatado nos geradores com menor custo marginal operacional do sistema elétrico, e pode ser notado da seguinte forma: quando o FPO é executado para minimização das perdas, a tendência é que

estes geradores sejam despachados em maior quantidade, entretanto o algoritmo deve perceber a disponibilidade de potência reativa da máquina, ou seja, por mais que a planta

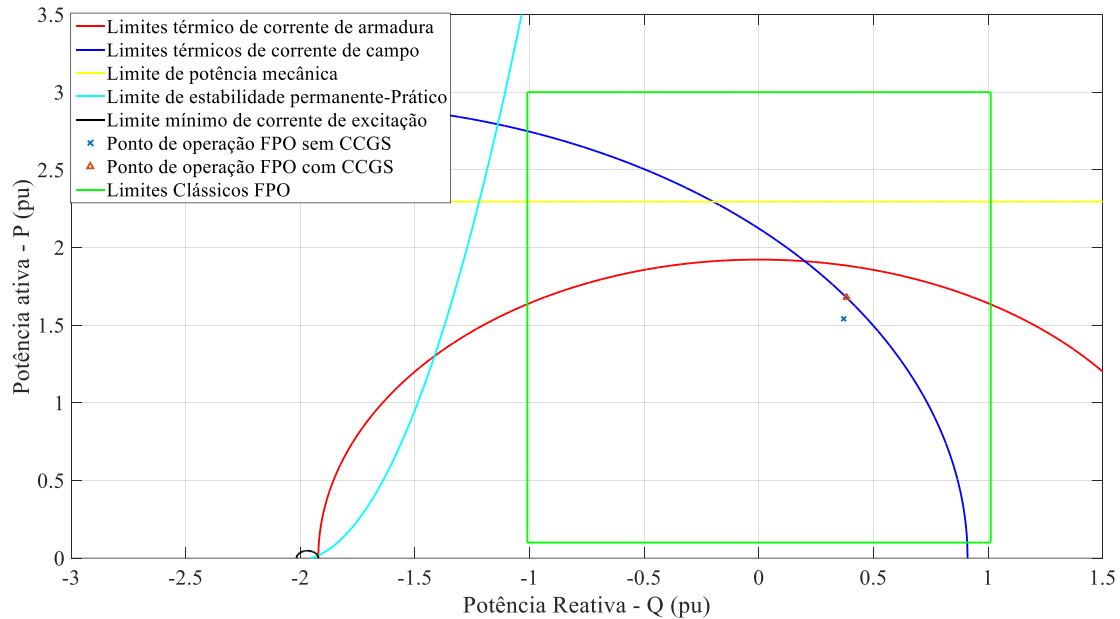


Figura 5.5-CCGS e região de operação clássica do FPO com os pontos de operação em interseção entre as duas situações

consiga gerar mais potência ativa ela precisará reduzir a quantidade de potência reativa fornecida.

Na Figura 5.6 é perceptível a diferença entre os dois cenários. Caso o FPO executado não inclua os limites da CCGS, o ponto de operação levará a máquina a violar os limites de corrente de armadura, de campo e de potência mecânica, podendo ocasionar vários danos ao gerador.

Como a modelagem do FPO-PCSO traz uma abordagem convexa, o problema se torna similar ao FPO-CA, porém os mínimos encontrados agora serão globais para a formulação. Nesta caso de relaxação, os resultados do FPO-PCSO apresentam custos menores do que o FPO-CA. Entretanto em algumas situações isso pode não ocorrer. O fator determinante para o resultado da relaxação é a região do problema não-linear que será convexificada. Os tempos de processamento são maiores quando se inclui a CCGS pois no processo é necessário solucionar algumas equações não lineares para determinação da tensão de campo, a partir dos valores de potência para cada interação.

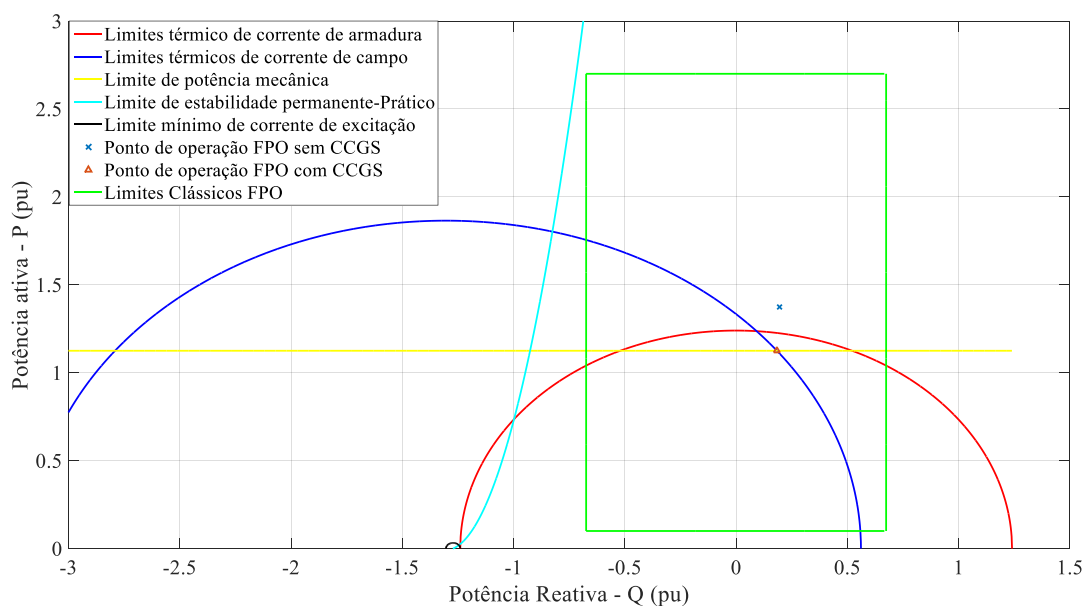


Figura 5.6- CCGS e região de operação clássica do FPO com os pontos de operação em posições diferentes da interseção entre as duas situações

5.4 FPO-PCSO com restrições de segurança incluindo a CCGS

5.4.1 Efeito da inclusão das restrições de segurança no FPO-CA

Na Tabela 5.9 estão registrados os resultados do fluxo de potência para o sistema New England. O caso base possui um custo operacional de 43.736 \$/h.

Quando a análise de contingência é realizada no sistema, somente para contingências simples, são identificados 36 casos em que após a perturbação do sistema, sobrecargas são detectadas em algumas das linhas da rede. Na Tabela 5.10 estão assinalados as contingências que resultaram em casos de sobrecarga, as linhas em que se identificaram violações e seus respectivos limites.

Os três piores casos de contingência foram selecionados de acordo com o nível de sobrecarga das linhas. As linhas 8 – 9, 9 – 39 e 21 – 22, em contingência, apresentam os piores índices, assim o FPO-RS será executado para os mesmos.

Na Tabela 5.11 estão registrados os resultados do FPO-CA para minimização do custo de operação, sem as restrições de segurança e sem a CCGS, com o custo de operação de 40.734 \$/h. A Figura 5.7 ilustra os fluxos nas linhas e as capacidades nominais de transmissão de potência aparente.

A Tabela 5.12 expõe os resultados para o FPO-RS não linear (FPO-CA-RS) para as piores contingência do sistema, ou seja, os casos 14, 15 e 29 com os custos de 40.978 \$/h, 40.976 \$/h e 43.135 \$/h.

Tabela 5.9- Resultados fluxo de potência caso-base para o sistema WSCC

Barra	Tipo	V	θ	Pg (pu)	Qg (pu)
1	0	1,05	1,54	0	0
2	0	1,05	4,09	0	0
3	0	1,03	1,25	0	0
4	0	1	0,45	0	0
5	0	1,01	1,64	0	0
6	0	1,01	2,34	0	0
7	0	1	0,14	0	0
8	0	1	-0,37	0	0
9	0	1,03	-0,19	0	0
10	0	1,02	4,73	0	0
11	0	1,01	3,91	0	0
12	0	1	3,9	0	0
13	0	1,01	4,01	0	0
14	0	1,01	2,34	0	0
15	0	1,02	1,92	0	0
16	0	1,03	3,33	0	0
17	0	1,03	2,33	0	0
18	0	1,03	1,49	0	0
19	0	1,05	7,95	0	0
20	0	0,99	6,54	0	0
21	0	1,03	5,73	0	0
22	0	1,05	10,18	0	0
23	0	1,05	9,98	0	0
24	0	1,04	3,45	0	0
25	0	1,06	5,46	0	0
26	0	1,05	4,2	0	0
27	0	1,04	2,19	0	0
28	0	1,05	7,71	0	0
29	0	1,05	10,46	0	0
30	1	1,05	6,51	2,5	1,4634
31	1	0,98	11,12	5,732	2,0706
32	1	0,98	12,73	6,5	2,0529
33	1	1	13,17	6,32	1,0856
34	1	1,01	11,73	5,08	1,6648
35	1	1,05	15,14	6,5	2,093
36	1	1,06	17,83	5,6	1,021
37	1	1,03	12,24	5,4	0,0041

38	1	1,03	17,52	8,3	0,2302
39	2	1,03	0	9,9999	0,8741
43.736,00 \$/h					

Tabela 5.10- Análise de contingências simples para o sistema New England

CASO	Linha em contingência		Linha com sobrecarga			
	De	Para	De	Para	Fluxo	Capacidade
1	1	2	4	5	6,3217	6
	1	2	8	9	9,1871	9
	1	2	9	39	9,6043	9
2	1	39	4	5	6,3331	6
	1	39	8	9	9,1907	9
	1	39	9	39	9,6008	9
3	2	3	25	26	7,082	6
	2	3	26	27	7,6414	6
4	2	25	2	3	6,6237	5
5	3	4	2	3	6,401	5
6	3	18	2	3	5,7042	5
7	4	5	2	3	7,3527	5
	4	5	10	13	7,1333	6
	4	5	13	14	7,3692	6
8	4	14	2	3	6,8577	5
9	5	6	2	3	6,8345	5
10	5	8	2	3	6,6077	5
11	6	7	2	3	6,5688	5
12	6	11	2	3	6,6042	5
	6	11	10	13	6,2508	6
	6	11	13	14	6,392	6
13	7	8	2	3	6,6818	5
14	8	9	1	2	9,5851	6
	8	9	2	3	10,892	5
15	9	39	1	2	9,5803	6
	9	39	2	3	10,8818	5
16	10	11	2	3	6,6327	5
	10	11	10	13	6,6508	6
17	10	13	2	3	6,8907	5
	10	13	4	5	6,2295	6
	10	13	6	11	4,9897	4,8
	10	13	10	11	6,7229	6
18	12	11	2	3	6,6737	5
19	12	13	2	3	6,6723	5
20	13	14	2	3	6,9858	5

	13	14	4	5	7,5146	6
	13	14	6	11	6,3855	4,8
	13	14	10	11	6,3177	6
21	14	15	2	3	6,5748	5
22	15	16	2	3	6,8645	5
23	16	17	2	3	6,6858	5
24	16	19	2	3	7,8472	5
25	16	21	2	3	6,7029	5
26	16	24	2	3	6,7029	5
27	17	18	2	3	6,6434	5
28	17	27	2	3	6,5972	5
29	21	22	2	3	6,8513	5
	21	22	22	23	6,7426	6
	21	22	23	24	9,2139	6
30	22	23	2	3	6,6743	5
31	23	24	2	3	6,7166	5
	23	24	21	22	9,1329	9
32	25	26	2	3	8,9903	5
33	26	27	2	3	9,6817	5
34	26	28	2	3	6,6782	5
35	26	29	2	3	6,6817	5
36	28	29	2	3	6,6936	5

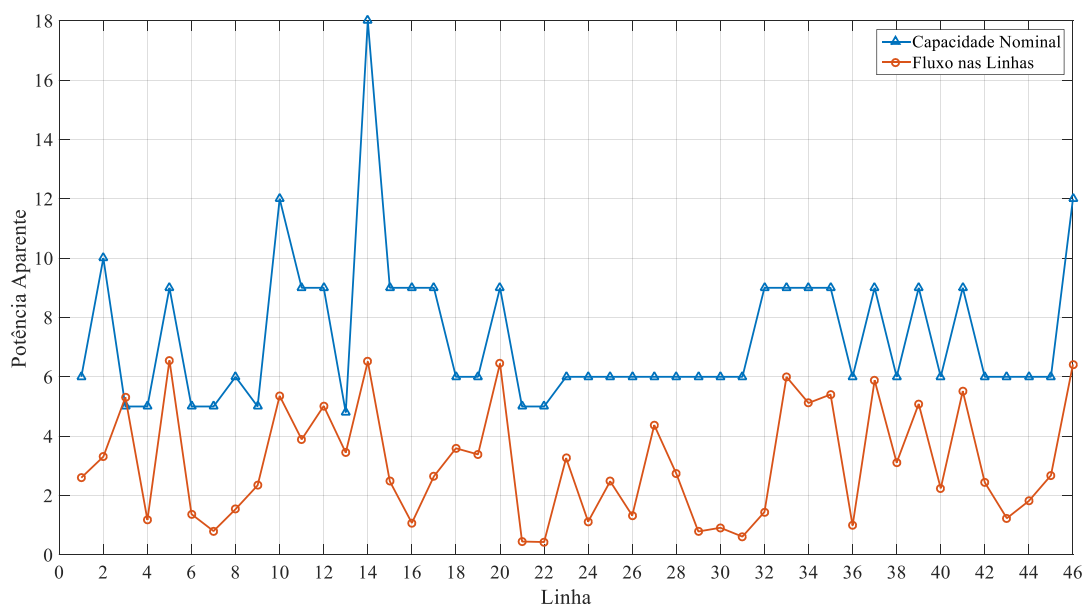


Figura 5.7-Fluxo e capacidade das linhas de transmissão para o FPO-CA sem restrições de segurança

Nas Figuras 5.8 a 5.10 estão ilustrados de maneira gráfica os fluxos de potência aparente nas linhas de transmissão para os três piores casos fluxo de potência em contingência e do FPO-RS para os mesmos casos.

Tabela 5.11- Resultados FPO-CA com minimização do custo para o caso base do sistema New England sem a inclusão das restrições de segurança e da CCGS

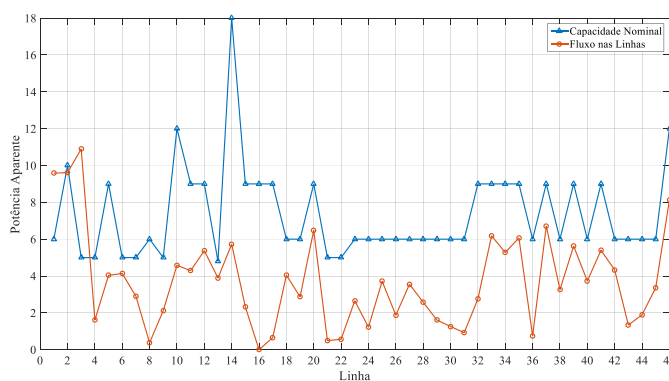
Barra	Tipo	V	θ	Pg	Qg
1	0	1,0598	3,316	0	0
2	0	1,0892	8,5031	0	0
3	0	1,0842	4,6261	0	0
4	0	1,0767	3,3451	0	0
5	0	1,0855	4,2375	0	0
6	0	1,0905	4,8636	0	0
7	0	1,0749	2,7985	0	0
8	0	1,0711	2,2753	0	0
9	0	1,0587	0,9278	0	0
10	0	1,1	6,8998	0	0
11	0	1,0957	6,2041	0	0
12	0	1,0839	6,167	0	0
13	0	1,0949	6,2659	0	0
14	0	1,0862	4,7712	0	0
15	0	1,0786	3,922	0	0
16	0	1,0887	4,9711	0	0
17	0	1,0888	4,3975	0	0
18	0	1,0859	4,0976	0	0
19	0	1,1	9,0388	0	0
20	0	1,0346	7,9249	0	0
21	0	1,0866	6,7211	0	0
22	0	1,1	10,3252	0	0
23	0	1,0941	10,1278	0	0
24	0	1,0934	4,9523	0	0
25	0	1,0988	8,8997	0	0
26	0	1,1	5,4983	0	0
27	0	1,0897	3,9389	0	0
28	0	1,094	6,6406	0	0
29	0	1,0907	8,5246	0	0
30	1	1,0661	14,6644	6,7172	0,5665
31	1	1,1	13,0273	6,46	4,0559
32	1	1,0699	13,8684	6,6725	2,647
33	1	1,0417	13,8969	6,1876	0,9645
34	1	1,0493	12,7614	5,08	1,354
35	1	1,0932	14,443	5,8912	1,7428

36	1	1,1	16,7296	5,0951	0,4374
37	1	1,0853	15,3707	5,64	0,7957
38	1	1,0564	13,7298	6,4199	-0,5526
39	2	1,03	0	7,72	-0,7347
40.734,00 \$/h					

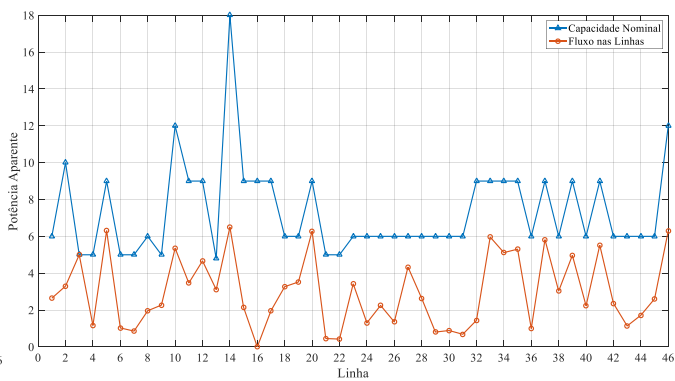
Tabela 5.12-Resultados FPO-RS para os três piores casos de contingência do sistema *New Englad*

Barra	Tipo	FPO-RS Caso 14				FPO-RS Caso 15				FPO-RS Caso 29			
		V	θ	Pg	Qg	V	θ	Pg	Qg	V	θ	Pg	Qg
1	0	1,059	3,369	0	0	1,059	3,369	0	0	1,056	1,895	0	0
2	0	1,086	8,66	0	0	1,087	8,655	0	0	1,072	4,932	0	0
3	0	1,083	4,981	0	0	1,084	4,98	0	0	1,071	1,154	0	0
4	0	1,077	4,068	0	0	1,079	4,066	0	0	1,07	0,353	0	0
5	0	1,087	5,225	0	0	1,09	5,214	0	0	1,083	1,651	0	0
6	0	1,092	5,851	0	0	1,095	5,838	0	0	1,089	2,304	0	0
7	0	1,077	3,942	0	0	1,082	3,936	0	0	1,073	0,373	0	0
8	0	1,074	3,497	0	0	1,079	3,491	0	0	1,069	-0,08	0	0
9	0	1,046	-0,03	0	0	1,087	3,466	0	0	1,058	-0,05	0	0
10	0	1,1	7,695	0	0	1,1	7,691	0	0	1,1	4,278	0	0
11	0	1,096	7,061	0	0	1,097	7,054	0	0	1,095	3,6	0	0
12	0	1,084	6,977	0	0	1,085	6,971	0	0	1,083	3,491	0	0
13	0	1,095	7,029	0	0	1,095	7,025	0	0	1,093	3,518	0	0
14	0	1,086	5,449	0	0	1,087	5,445	0	0	1,08	1,696	0	0
15	0	1,079	4,338	0	0	1,079	4,337	0	0	1,065	-0,04	0	0
16	0	1,089	5,273	0	0	1,089	5,273	0	0	1,073	0,662	0	0
17	0	1,089	4,687	0	0	1,089	4,687	0	0	1,073	0,717	0	0
18	0	1,085	4,412	0	0	1,086	4,412	0	0	1,071	0,486	0	0
19	0	1,1	9,304	0	0	1,1	9,303	0	0	1,1	5,038	0	0
20	0	1,035	8,19	0	0	1,035	8,189	0	0	1,038	3,919	0	0
21	0	1,087	6,957	0	0	1,087	6,957	0	0	1,057	-1,17	0	0
22	0	1,1	10,49	0	0	1,1	10,49	0	0	1,1	13,6	0	0
23	0	1,094	10,28	0	0	1,094	10,28	0	0	1,089	11,58	0	0
24	0	1,093	5,233	0	0	1,094	5,232	0	0	1,077	1,463	0	0
25	0	1,094	9,107	0	0	1,095	9,104	0	0	1,056	6,805	0	0
26	0	1,1	5,65	0	0	1,1	5,651	0	0	1,082	3,873	0	0
27	0	1,09	4,154	0	0	1,09	4,154	0	0	1,072	1,337	0	0
28	0	1,097	6,659	0	0	1,097	6,663	0	0	1,096	6,973	0	0
29	0	1,095	8,489	0	0	1,094	8,496	0	0	1,1	9,445	0	0
30	1	1,062	14,63	6,465	0,497	1,063	14,62	6,467	0,49	1,1	9,368	4,918	3,459
31	1	1,1	14,01	6,46	4,006	1,1	13,97	6,46	3,891	1,1	10,48	6,46	4,137
32	1	1,068	14,51	6,514	2,499	1,062	14,54	6,512	2,175	1,083	11,76	7,25	3,44
33	1	1,042	14,13	6,148	0,961	1,042	14,13	6,147	0,95	1,051	10,08	6,52	1,665
34	1	1,049	13,03	5,08	1,355	1,049	13,03	5,08	1,351	1,058	8,689	5,08	1,631

35	1	1,093	14,57	5,828	1,719	1,093	14,57	5,828	1,703	1,087	16,73	4,454	1,183
36	1	1,1	16,73	4,98	0,423	1,1	16,73	4,98	0,422	1,1	16,73	3,96	0,542
37	1	1,075	15,68	5,64	0,498	1,075	15,67	5,64	0,509	0,95	14,63	5,64	-3,05
38	1	1,063	13,56	6,316	-0,44	1,061	13,58	6,316	-0,46	1,083	15,81	8,202	0,705
39	2	1,03	0	8,437	-0,18	1,03	0	8,436	1,097	1,03	0	9,556	-0,69
-		40.978,00 \$/h				40.976,00 \$/h				43.135,00 \$/h			

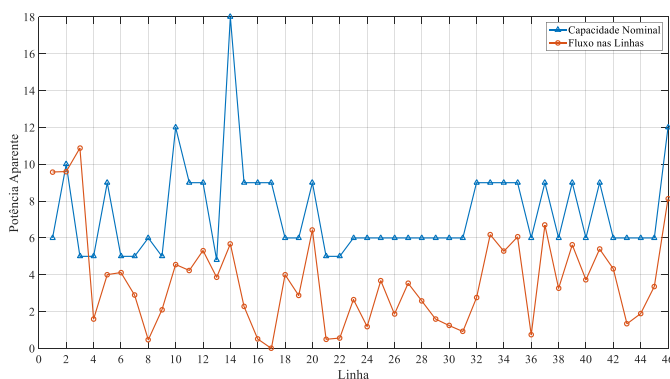


(a)

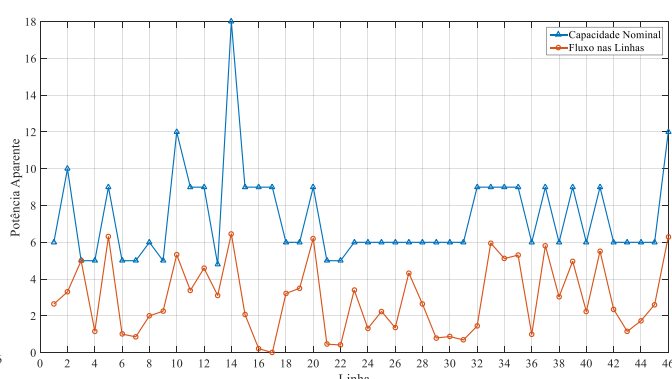


(b)

Figura 5.8- Fluxo e capacidade das linhas de transmissão (a) fluxo de potência em contingência (b) FPO-
RS caso 14



(a)



(b)

Figura 5.9- Fluxo e capacidade das linhas de transmissão (a) fluxo de potência em contingência (b) FPO-
RS caso 15

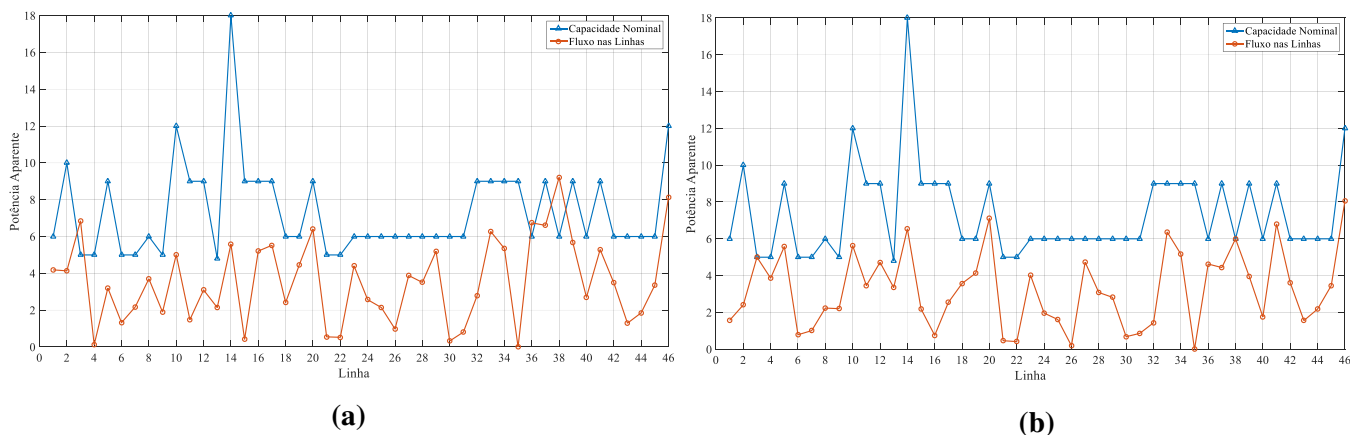


Figura 5.10- Fluxo e capacidade das linhas de transmissão (a) fluxo de potência em contingência (b) FPO-RS caso 29

Os resultados apontam para soluções que preveniriam o sistema de operar com linhas em sobrecarga. Para que o sistema se torne seguro, em relação às contingências da lista, é necessário que o despacho dos geradores leve o sistema a situações de fluxos alternativos para evitar eventuais violações nas linhas. Este despacho será mais caro do que o resultado computado pelo FPO sem restrição de segurança.

5.4.2 Efeito da Inclusão das restrições da CCGS no FPO-RS

Na Tabela 5.13 estão registrados os resultados do FPO-CA com restrições de segurança para as contingências selecionadas da Tabela 5.10, com as restrições da CCGS. Para os dois primeiros casos os custos de operação são 40.978 \$/h e 40.976 \$/h, ao passo que o algoritmo não converge para o caso 29.

Tabela 5.13- FPO-CA com restrição de segurança e da CCGS

Barra	Tipo	FPO-RS Caso 14				FPO-RS Caso 15				FPO-RS Caso 29			
		V	θ	Pg	Qg	V	θ	Pg	Qg	V	θ	Pg	Qg
1	0	1,059	3,371	0	0	1,059	3,369	0	0	-	-	-	-
2	0	1,086	8,664	0	0	1,087	8,656	0	0	-	-	-	-
3	0	1,083	4,985	0	0	1,084	4,98	0	0	-	-	-	-
4	0	1,077	4,074	0	0	1,079	4,066	0	0	-	-	-	-
5	0	1,087	5,231	0	0	1,09	5,215	0	0	-	-	-	-
6	0	1,092	5,857	0	0	1,095	5,839	0	0	-	-	-	-
7	0	1,077	3,948	0	0	1,082	3,937	0	0	-	-	-	-
8	0	1,074	3,503	0	0	1,079	3,491	0	0	-	-	-	-
9	0	1,046	-0,03	0	0	1,087	3,466	0	0	-	-	-	-

10	0	1,1	7,702	0	0	1,1	7,691	0	0	-	-	-	-
11	0	1,096	7,068	0	0	1,097	7,054	0	0	-	-	-	-
12	0	1,084	6,984	0	0	1,085	6,972	0	0	-	-	-	-
13	0	1,095	7,036	0	0	1,095	7,025	0	0	-	-	-	-
14	0	1,086	5,455	0	0	1,087	5,445	0	0	-	-	-	-
15	0	1,079	4,342	0	0	1,079	4,337	0	0	-	-	-	-
16	0	1,089	5,277	0	0	1,089	5,273	0	0	-	-	-	-
17	0	1,089	4,69	0	0	1,089	4,688	0	0	-	-	-	-
18	0	1,085	4,415	0	0	1,086	4,412	0	0	-	-	-	-
19	0	1,1	9,308	0	0	1,1	9,303	0	0	-	-	-	-
20	0	1,035	8,194	0	0	1,035	8,189	0	0	-	-	-	-
21	0	1,087	6,96	0	0	1,087	6,957	0	0	-	-	-	-
22	0	1,1	10,5	0	0	1,1	10,49	0	0	-	-	-	-
23	0	1,094	10,28	0	0	1,094	10,28	0	0	-	-	-	-
24	0	1,093	5,236	0	0	1,094	5,233	0	0	-	-	-	-
25	0	1,095	9,108	0	0	1,095	9,104	0	0	-	-	-	-
26	0	1,1	5,65	0	0	1,1	5,651	0	0	-	-	-	-
27	0	1,09	4,155	0	0	1,09	4,155	0	0	-	-	-	-
28	0	1,097	6,657	0	0	1,097	6,664	0	0	-	-	-	-
29	0	1,095	8,486	0	0	1,094	8,497	0	0	-	-	-	-
30	1	1,062	14,63	6,467	0,491	1,063	14,62	6,467	0,49	-	-	-	-
31	1	1,1	14,01	6,46	4,006	1,1	13,97	6,46	3,891	-	-	-	-
32	1	1,068	14,52	6,517	2,499	1,062	14,55	6,513	2,175	-	-	-	-
33	1	1,042	14,14	6,149	0,959	1,042	14,13	6,147	0,95	-	-	-	-
34	1	1,049	13,03	5,08	1,357	1,049	13,03	5,08	1,35	-	-	-	-
35	1	1,093	14,57	5,827	1,719	1,093	14,57	5,827	1,703	-	-	-	-
36	1	1,1	16,73	4,979	0,423	1,1	16,73	4,98	0,422	-	-	-	-
37	1	1,075	15,67	5,64	0,509	1,075	15,67	5,64	0,509	-	-	-	-
38	1	1,062	13,55	6,313	-0,44	1,061	13,58	6,316	-0,46	-	-	-	-
39	2	1,03	0	8,436	-0,18	1,03	0	8,436	1,097	-	-	-	-
-		40.978,00 \$/h				40.976,00 \$/h				NC*			

*FPO não converge

A não convergência do caso 29 (FPO-CA com a inclusão da CCGS), contingência mais severa prevista, se deve ao fato da insuficiência de potência reativa em alguns geradores do sistema que não conseguiram ter seus fluxos redirecionados para atender à demanda de carga. Um outro fator agravante é o estado do problema em situações de estresse, onde as não-linearidades se tornam mais severas.

5.4.3 FPO-PCSO com restrição de segurança

A Tabela 5.14 aponta os resultados do FPO-PCSO com as restrições de segurança para os piores casos de contingência e sem a CCGS. Para o caso 14, 15 e 29 os custos de operação serão 42.409 \$/h, 42.522 \$/h e 43.133 \$/h respectivamente.

Tabela 5.14- FPO-PCSO com restrição de segurança e sem a CCGS

Barra	Tipo	FPO-RS Caso 14				FPO-RS Caso 15				FPO-RS Caso 29			
		V	θ	Pg	Qg	V	θ	Pg	Qg	V	θ	Pg	Qg
1	0	1,069	-0,03	0	0	1,069	-0,03	0	0	1,067	1,082	0	0
2	0	1,1	-0,08	0	0	1,1	-0,08	0	0	1,1	2,844	0	0
3	0	1,089	-4,55	0	0	1,089	-4,55	0	0	1,088	-1,59	0	0
4	0	1,077	-6,34	0	0	1,079	-6,35	0	0	1,077	-2,59	0	0
5	0	1,085	-5,61	0	0	1,089	-5,62	0	0	1,086	-1,3	0	0
6	0	1,09	-5,06	0	0	1,093	-5,07	0	0	1,091	-0,72	0	0
7	0	1,075	-6,95	0	0	1,08	-6,95	0	0	1,076	-2,48	0	0
8	0	1,071	-7,36	0	0	1,078	-7,37	0	0	1,072	-2,86	0	0
9	0	1,046	-0,03	0	0	1,085	-7,39	0	0	1,06	-1,18	0	0
10	0	1,095	-3,28	0	0	1,096	-3,29	0	0	1,1	0,893	0	0
11	0	1,092	-3,9	0	0	1,094	-3,91	0	0	1,096	0,277	0	0
12	0	1,08	-3,95	0	0	1,082	-3,97	0	0	1,084	0,419	0	0
13	0	1,091	-3,84	0	0	1,092	-3,85	0	0	1,094	0,243	0	0
14	0	1,084	-5,16	0	0	1,086	-5,16	0	0	1,085	-1,53	0	0
15	0	1,076	-5,84	0	0	1,077	-5,84	0	0	1,071	-3,49	0	0
16	0	1,086	-4,84	0	0	1,087	-4,84	0	0	1,079	-3	0	0
17	0	1,088	-5,47	0	0	1,089	-5,48	0	0	1,084	-3,1	0	0
18	0	1,087	-5,35	0	0	1,088	-5,35	0	0	1,084	-2,79	0	0
19	0	1,1	-1,22	0	0	1,1	-1,22	0	0	1,1	1,19	0	0
20	0	1,035	-2,33	0	0	1,035	-2,34	0	0	1,037	0,073	0	0
21	0	1,081	-2,93	0	0	1,081	-2,93	0	0	1,064	-4,8	0	0
22	0	1,091	0,872	0	0	1,091	0,868	0	0	1,1	9,951	0	0
23	0	1,088	0,802	0	0	1,088	0,798	0	0	1,09	8,03	0	0
24	0	1,09	-4,73	0	0	1,091	-4,73	0	0	1,082	-2,18	0	0
25	0	1,097	0,534	0	0	1,097	0,534	0	0	1,1	3,383	0	0
26	0	1,1	-4,65	0	0	1,1	-4,65	0	0	1,1	-1,47	0	0
27	0	1,089	-6,01	0	0	1,089	-6,01	0	0	1,087	-3,22	0	0
28	0	1,1	-4,35	0	0	1,099	-4,35	0	0	1,1	-0,52	0	0
29	0	1,098	-2,75	0	0	1,098	-2,75	0	0	1,099	1,273	0	0
30	1	1,093	4,908	5,611	1,734	1,094	4,911	5,611	1,975	1,094	8,394	6,243	1,93
31	1	1,1	2,411	5,916	4,025	1,1	2,373	5,916	3,873	1,1	7,482	6,493	4,028
32	1	1,081	2,89	5,791	4,853	1,076	2,889	5,791	4,43	1,086	7,542	6,373	4,345
33	1	1,042	3,269	5,706	0,989	1,042	3,269	5,706	0,972	1,047	6,107	6,316	1,371
34	1	1,051	2,492	5,08	1,397	1,05	2,492	5,08	1,39	1,054	4,869	5,08	1,52
35	1	1,09	4,974	5,739	2,992	1,089	4,971	5,738	2,916	1,093	12,94	4,245	2,185
36	1	1,1	8,242	5,71	0,764	1,1	8,237	5,71	0,761	1,1	13,55	4,247	0,529

37	1	1,079	7,031	5,616	0,564	1,079	7,03	5,616	0,562	1,084	9,856	5,64	0,7
38	1	1,066	1,796	5,687	-0,43	1,065	1,802	5,687	-0,44	1,068	6,262	6,272	-0,32
39	2	1,03	0	11	-0,76	1,03	0	11	0,519	1,03	0	11	-1,27
-		42.409,00 \$/h				42.522,00 \$/h				42.996,00 \$/h			

Na Tabela 5.15 são listados os resultados do FPO-PCSO com as restrições de segurança e com a CCGS. Para o caso 14,15 e 29 os custos de operação serão 46.522 \$/h, 46.614 \$/h e 47.079 \$/h respectivamente.

Tabela 5.15- FPO-PCSO com restrição de segurança e com a CCGS

Barra	Tipo	FPO-RS Caso 14				FPO-RS Caso 15				FPO-RS Caso 29			
		V	θ	Pg	Qg	V	θ	Pg	Qg	V	θ	Pg	Qg
1	0	1,066	1,508	0	0	1,067	1,503	0	0	1,067	1,902	0	0
2	0	1,097	3,841	0	0	1,1	3,818	0	0	1,1	4,755	0	0
3	0	1,071	-0,17	0	0	1,086	-0,12	0	0	1,087	0,556	0	0
4	0	1,034	-1,73	0	0	1,071	-1,65	0	0	1,077	-0,61	0	0
5	0	1,035	-0,85	0	0	1,077	-0,83	0	0	1,086	0,57	0	0
6	0	1,039	-0,23	0	0	1,081	-0,24	0	0	1,091	1,182	0	0
7	0	1,024	-2,31	0	0	1,068	-2,18	0	0	1,076	-0,64	0	0
8	0	1,02	-2,77	0	0	1,066	-2,61	0	0	1,072	-1	0	0
9	0	1,046	-0,03	0	0	1,073	-2,64	0	0	1,06	-0,46	0	0
10	0	1,02	1,909	0	0	1,087	1,601	0	0	1,1	2,848	0	0
11	0	1,025	1,157	0	0	1,084	0,958	0	0	1,096	2,237	0	0
12	0	1,011	1,169	0	0	1,072	0,941	0	0	1,084	2,261	0	0
13	0	1,023	1,253	0	0	1,083	1,049	0	0	1,094	2,208	0	0
14	0	1,034	-0,26	0	0	1,078	-0,28	0	0	1,084	0,555	0	0
15	0	1,054	-0,85	0	0	1,073	-0,8	0	0	1,069	-0,9	0	0
16	0	1,076	0,292	0	0	1,084	0,364	0	0	1,076	-0,21	0	0
17	0	1,077	-0,54	0	0	1,087	-0,42	0	0	1,082	-0,58	0	0
18	0	1,074	-0,7	0	0	1,085	-0,62	0	0	1,083	-0,41	0	0
19	0	1,1	4,57	0	0	1,1	4,6	0	0	1,1	4,909	0	0
20	0	1,039	3,931	0	0	1,036	3,953	0	0	1,039	4,596	0	0
21	0	1,079	2,233	0	0	1,08	2,299	0	0	1,061	-2,03	0	0
22	0	1,098	6,033	0	0	1,091	6,132	0	0	1,096	12,92	0	0
23	0	1,091	5,984	0	0	1,087	6,062	0	0	1,079	10,99	0	0
24	0	1,082	0,4	0	0	1,089	0,482	0	0	1,079	0,614	0	0
25	0	1,1	4,41	0	0	1,1	4,473	0	0	1,1	5,668	0	0
26	0	1,094	0,035	0	0	1,099	0,203	0	0	1,099	0,815	0	0
27	0	1,081	-1,26	0	0	1,088	-1,11	0	0	1,085	-0,82	0	0
28	0	1,089	0,44	0	0	1,094	0,622	0	0	1,1	1,647	0	0
29	0	1,085	2,128	0	0	1,09	2,273	0	0	1,099	3,432	0	0
30	1	1,1	8,98	5,826	2,074	1,1	8,924	5,793	2,018	1,1	10,23	6,199	2,171

31	1	1,098	7,7	5,974	6,043	1,077	7,518	5,971	3,331	1,1	9,287	6,418	4,028
32	1	0,95	9,543	5,73	2,371	1,051	7,907	5,822	2,578	1,075	9,417	6,303	2,989
33	1	1,046	9,068	5,753	1,284	1,043	9,102	5,729	1,03	1,047	9,74	6,204	1,373
34	1	1,061	9,302	5,741	1,787	1,054	9,364	5,72	1,551	1,061	10,39	6,188	1,835
35	1	1,1	10,06	5,784	2,43	1,1	10,26	5,776	4,531	1,094	15,9	4,252	1,97
36	1	1,1	13,47	5,757	0,655	1,1	13,55	5,743	0,785	1,064	16,77	4,241	-0,47
37	1	1,089	10,94	5,718	0,926	1,074	11,09	5,697	0,236	1,079	12,74	6,129	0,508
38	1	1,051	6,862	5,767	-0,59	1,056	6,973	5,777	-0,62	1,068	8,343	6,175	-0,31
39	2	1,03	0	9,828	-0,6	1,03	0	9,828	0,636	1,03	0	9,828	-1,2
-		46.522,00 \$/h				46.614,00 \$/h				47.079,00 \$/h			

A aproximação da CCGS, no FPO-PCSO com restrições de segurança, tem um efeito negativo, já que com a sua inclusão no problema os custos são muito maiores do que o FPO-CA na mesma situação.

5.4.4 Síntese dos Resultados

Na Tabela 5.16 estão contidos os resultados das simulações executadas em termos de tempo de execução e custos da função objetivo para o FPO-CA com restrição de segurança (FPO-CA-RS) e para o FPO-PCSO com restrição de segurança (FPO-PCSO-RS). Através da análise dos resultados é possível perceber que para que o sistema se torne seguro em relação a uma contingência específica, o custo operacional pago pelo redespacho das unidades geradoras é penalizado no custo do caso base (FPO sem restrições de segurança). Quanto mais severa a contingência maior o custo operacional.

Na comparação entre o FPO-CA e o FPO-PCSO, apesar da diferença de aproximadamente 4% entre os valores das funções objetivo, as potências ativas e reativas dos geradores são muito próximas, como ilustrado nas Figuras 5.11 e 5.12, comprovando a boa qualidade da relaxação.

Das Figuras 5.8 á 5.10 é possível concluir que o FPO-RS garante que, mesmo em cenários de contingência os fluxos nas linhas não violem os limites de transmissão.

Tabela 5.16- Síntese dos resultados para as simulações referentes ao sistema New England

Carregamento	Parâmetro	FPO-CA-RS		FPO-PCSO-RS	
		Clássico	CCGS	Clássico	CCGS
Caso 14	Custo	40.978 \$/h	40.978 \$/h	42.409 \$/h	46.522 \$/h
	Tempo	1,99 s	525,00 s	7,73 s	1029,08 s

Caso 15	Custo	40.976 \$/h	40.976 \$/h	42.522 \$/h	46.614 \$/h
	Tempo	2,28 s	278,61 s	9,32 s	992,86 s
Caso 29	Custo	43.135 \$/h	NC*	42.996 \$/h	47.079 \$/h
	Tempo	2,44 s	-	9,29 s	945,25 s

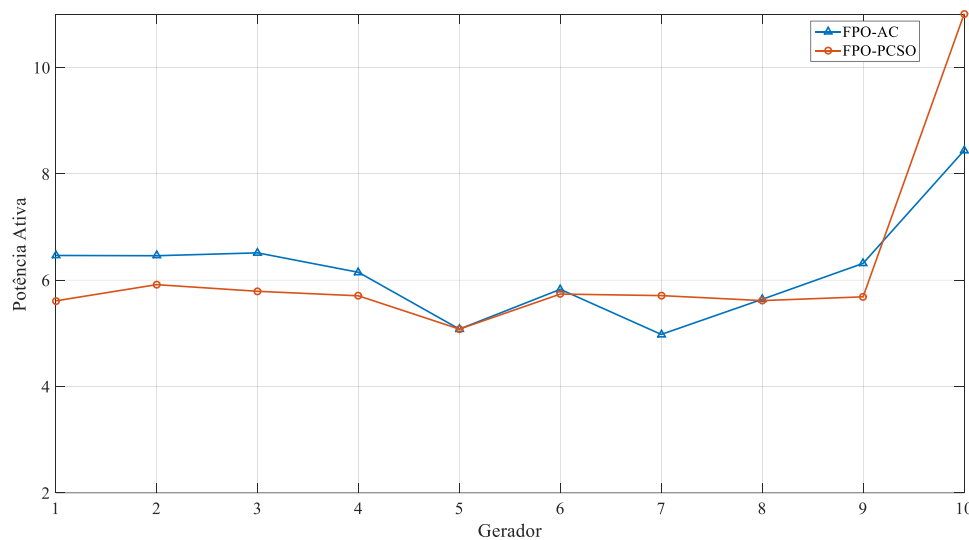


Figura 5.11- Comparação potência ativa FPO-CA e FPO-PCSO com restrições de segurança para o caso 14

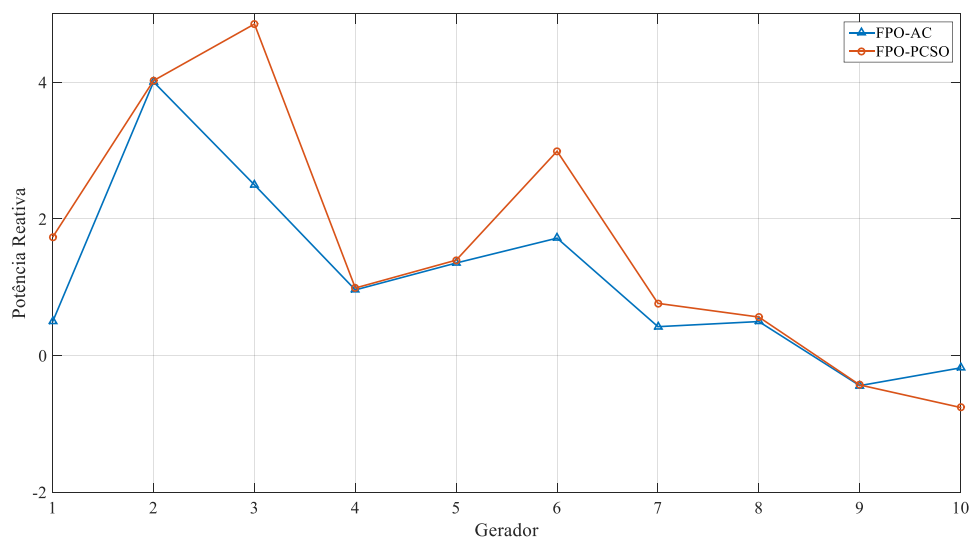


Figura 5.12- Comparação potência reativa FPO-CA e FPO-PCSO com restrições de segurança para o caso 14

Outro fator a ser observado é o desempenho do FPO-CA-RS, quando se inclui a CCGS. Nesta situação o algoritmo não consegue encontrar uma solução factível para o caso da contingência mais severa (caso 29). Entretanto quando o problema é relaxado par o FPO-PCSO-RS o algoritmo consegue localizar uma solução ótima.

Por fim, os tempos computacionais do problema convexificado são maiores, já que o *solver* utilizado nas simulações não é uma ferramenta específica para o tratamento de funções convexas. Em [42] são sugeridas modificações para melhorias no desempenho do algoritmo dos pontos interiores, entretanto este não é o foco deste trabalho. Ao contrário do que ocorre com o sistema WSCC nos três níveis de carregamento, no FPO-RS o modelo não linear apresenta custos operacionais menores que a relaxação.

CONCLUSÃO

6.1 Conclusões

Neste trabalho foi proposta uma metodologia para solução do FPO que incluiu a CCGS, oferecendo um tratamento convexo para um problema que originalmente é não convexo. O algoritmo foi implementado em ambiente MATLAB® R2015a e como ferramenta de solução para os problemas de otimização foi utilizada a toolbox de otimização com a função *fmincon*. A partir das simulações e análise dos resultados, descritos no Capítulo 5, podem-se enumerar como principais conclusões:

- A CCGS define a característica de um gerador conectado a um barramento infinito e dependerá principalmente dos parâmetros construtivos da máquina, tais como, fator de potência, potência nominal, reatâncias de eixo direto e de armadura. Para que a máquina seja operada de forma segura o operador deve se assegurar de que nenhum dos limites sejam violados. Foram considerados os limites térmicos de corrente de campo e de armadura, o limite mínimo de corrente de excitação, o limite de potência mecânica da turbina e os limites práticos e teóricos de estabilidade permanente.
- As restrições de segurança garantem que o FPO encontre soluções para o estado da rede que não violem as capacidades nominais de transmissão nas linhas em condições normais de operação e em situações em que a rede se encontra contingenciada.
- O problema do FPO, originalmente não-convexo pode ser convexificado através de técnicas de relaxação. A metodologia utilizou dos artifícios matemáticos junto a teoria de programação cônica de segunda ordem para o processo de relaxação. De acordo com o nível de não convexidade do problema original o FPO convexificado pode trazer soluções melhores ou piores para o sistema. Nas simulações foram expostas ambas as situações.
- Na comparação do FPO-CA e do FPO-PCSO foi possível perceber a qualidade da relaxação já que a diferença percentual entre ambos os resultados não excede o valor de 5%, quando não são incluídas as restrições

da CCGS. Além disso, a comparação entre as potências ativas e reativas dos geradores comprova que os valores despachados são próximos. As diferenças mais contundentes estarão sempre no gerador *slack* já que o mesmo compensará as diferenças de potência dos outros geradores (comparando as duas abordagens de FPO).

- A inclusão da CCGS, em alguns cenários de operação do sistema, pode ser mascarado caso a região de operação do gerador que considera todos os limites determinados pela curva coincida com parte dos limites clássicos considerados na formulação do FPO. Nestas situações o gerador conseguirá fornecer mais potência ativa sem que seja penalizado por precisar fornecer potência reativa. Entretanto em alguns casos o gerador precisará pagar pelo custo de oportunidade, ou seja, a unidade será penalizada por precisar fornecer mais potência reativa, deixando de gerar potência ativa para que isso aconteça.
- A abordagem simplificada dos limites operacionais do gerador poderá levá-lo a soluções inviáveis, causando perda de oportunidade de fornecimento de potência ativa ou penalidades pelo não fornecimento esperado de potência reativa para sustentação da tensão. A importância de uma modelagem mais precisa do gerador síncrono se torna mais evidente em situações de alto carregamento, já que neste ponto as não-linearidades apresentam-se de forma mais rigorosas.

6.2 Trabalhos futuros

Dentre vários tópicos relacionados ao presente trabalho, podem ser sugeridos com temas pertinentes para trabalhos futuros:

- FPO como um problema convexo incluindo em sua formulação o conceito de *smart-grid*, considerando fontes renováveis, sistemas de armazenamento e dispositivos FACTS
- FPO-PCSO utilizado como ferramenta de análise de mercados elétricos, para determinar o efeito dos custos marginais locais do sistema quando há penetração de energias renováveis no sistema ou da precificação do mercado de potência reativa.

- Utilização de técnicas de inteligência artificial para resolução do problema do FPO-PCSO
- Adaptação do método dos pontos interiores para resolução de problemas de otimização convexos aplicados a sistemas de potência
- Inclusão do problema da coordenação hidrotérmica e do pré-despacho na formulação do FPO-PCSO para tratamento da metodologia como uma técnica de otimização convexa.

6.3 Publicações Decorrentes desta Dissertação

Através do desenvolvimento desta dissertação, o artigo a seguir foi publicado com resultados parciais da pesquisa:

I. G. Fernandes, V. L. Paucar and O. R. Saavedra, "Optimal power flow solution including the synchronous generator capability curve constraints with a convex relaxation method," *2017 IEEE URUCON*, Montevideo, 2017, pp. 1-4. doi: 10.1109/URUCON.2017.8171891

Apêndice A

ARQUIVOS DE DADOS PARA SISTEMAS TESTE

A.1 Nomenclatura

Dados de Barra

$\textit{Barra}$	Número do Barramento
$\textit{Tipo}$	Tipo de Barramento
V	Modulo da Tensão (pu.)
θ	Ângulo da Tensão (Radianos)
P_D	Potência ativa de Carga (pu)
Q_D	Potência reativa de Carga (pu)
P_G	Potência ativa de Geração(pu)
Q_G	Potência reativa de Geração (pu)
q_{sh}	Shunt conectado ao barramento

Dados de Ramos

NF	Número da Barra de saída
NT	Número de Barra de Chegada

R	Resistência (pu.)
X	Reatância (pu.)
b_{sh}	Susceptância total da linha
TAP	Tap do transformador
TAP_{MAX}	Máximo tap para ULTC
TAP_{MIN}	Mínimo tap para ULTC

Dados do Gerador

$Barra$	Número do Barramento
S_n	Potência nominal do gerador
X_d	Reatância de eixo direto
X_q	Reatância de eixo de quadratura
fp	Fator de potência nominal
P_{mecMAX}	Potência máxima da turbina
V_n	Tensão nominal
P_{min}	Potência mínima

P_{max}	Potência máxima
a	Coeficiente quadrático da função custo
b	Coeficiente linear da função custo
c	Coeficiente constante da função custo

A.2 Dados sistema WSCC

A Figura A.1 ilustra o diagrama unifilar do sistema. Os dados presentes nas Tabelas A.1 e A.2 expõem os parâmetros dos barramentos e das linhas de transmissão do sistema teste WSCC foram extraídos de [42], os dados dos geradores estão contidos na Tabela A.3 estão em [29], com exceção dos dados das funções custo que foram obtidos de [44].

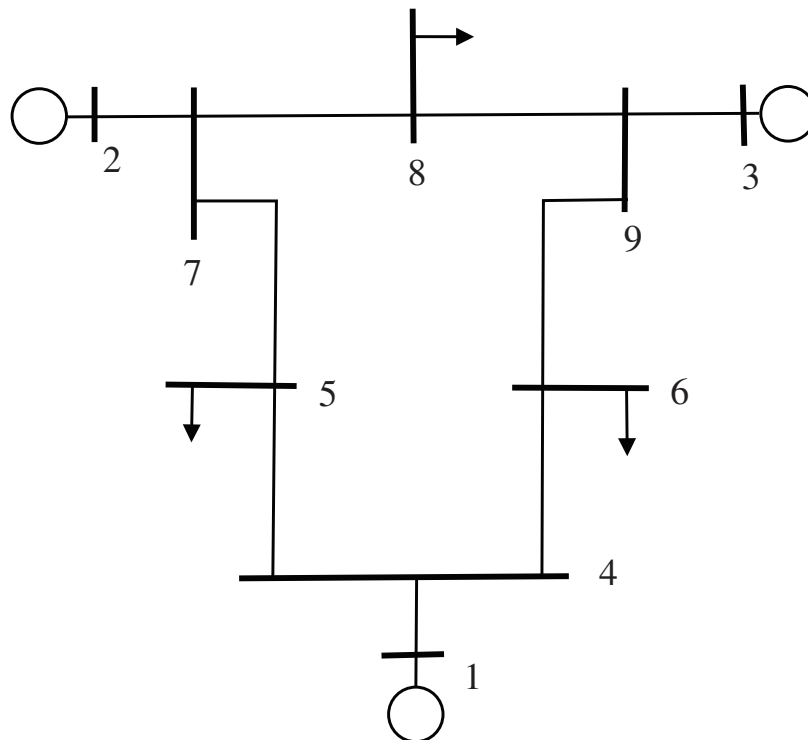


Figura A.1- Diagrama unifilar sistema teste WSCC [42]

Tabela A.1-Dados de barra sistema teste WSCC 9 barras 3 geradores [42]

Barra	Tipo	V	θ	P_D	Q_D	P_G	Q_G	q_{sh}
1	2	1,0598	0	0	0	1,425	0,1088	0
2	1	1,0892	-1,8	0	0	0,9	-0,0259	0
3	1	1,0842	-1,4	0	0	0,85	-0,137	0
4	0	1,0767	-4,1	0	0	0	0	0
5	0	1,0855	-7,7	1,25	0,5	0	0	0
6	0	1,0905	-6,7	0,9	0,3	0	0	0
7	0	1,0749	-4,6	0	0	0	0	0
8	0	1,0711	-6,3	1	0,35	0	0	0
9	0	1,0587	-3,9	0	0	0	0	0

Tabela A.2-Dados de linha sistema teste WSCC 9 barras 3 geradores [42]

NF	NT	R	X	b_{sh}	TAP	TAP _{MAX}	TAP _{MIN}
1	4	0	5,76	0	1	-	-
2	7	0	6,25	0	1	-	-
3	9	0	5,86	0	1	-	-
4	5	1	8,5	17,6	-	-	-
4	6	1,7	9,2	15,8	-	-	-
6	9	3,9	17	35,8	-	-	-
7	5	3,2	16,1	30,6	-	-	-
7	8	0,85	7,2	14,9	-	-	-
8	9	1,19	10,08	20,9	-	-	-

Tabela A.3-Dados dos geradores sistema WSCC 9 barras 3 geradores [29] [44]

Barra	S_{gNOM}	V	a	b	c	P_{min}	P_{max}	X_D	X_Q	fp	P_{mecMAX}
1	512	24	0,11	5	150	0,1	2,5	2,11	2,02	0,9	0,8984
2	270	18	0,085	1,2	600	0,1	3	2,183	2,157	0,85	0,8518
3	125	15,5	0,1225	1	335	0,1	2,7	2,183	2,157	0,85	1,056

A.2 Dados sistema New England

A Figura A.2 ilustra o diagrama unifilar do sistema. Os dados presentes nas Tabelas A.4 e A.5 expõem os parâmetros dos barramentos e das linhas de transmissão do sistema teste New England foram extraídos de [41], os dados dos geradores estão contidos na Tabela A.6 estão em [29], com exceção dos dados das funções custo que foram obtidos de [44].

Tabela A.4-Dados de barra sistema teste New England [42]

Barra	Tipo	V	θ	P _D	Q _D	P _G	Q _G	q _{sh}
1	0	1,048	-9,5	0	0	0	0	0
2	0	1,049	-6,9	0	0	0	0	0
3	0	1,031	-9,8	3,22	0,024	0	0	0
4	0	1,004	-11	5	1,84	0	0	0
5	0	1,005	-9,4	0	0	0	0	0
6	0	1,007	-8,7	0	0	0	0	0
7	0	0,997	-11	2,338	0,84	0	0	0
8	0	0,996	-11	5,22	1,76	0	0	0
9	0	1,028	-11	0	0	0	0	0
10	0	1,017	-6,3	0	0	0	0	0
11	0	1,013	-7,1	0	0	0	0	0
12	0	1	-7,1	0,085	0,88	0	0	0
13	0	1,014	-7	0	0	0	0	0
14	0	1,012	-8,7	0	0	0	0	0
15	0	1,016	-9,1	3,2	1,53	0	0	0
16	0	1,032	-7,7	3,294	0,323	0	0	0
17	0	1,034	-8,7	0	0	0	0	0
18	0	1,031	-9,5	1,58	0,3	0	0	0
19	0	1,05	-3	0	0	0	0	0
20	0	0,991	-4,5	6,8	1,03	0	0	0
21	0	1,032	-5,3	2,74	1,15	0	0	0
22	0	1,05	-0,82	0	0	0	0	0
23	0	1,045	-1	2,475	0,846	0	0	0
24	0	1,038	-7,6	3,086	-0,922	0	0	0
25	0	1,058	-5,5	2,24	0,472	0	0	0
26	0	1,052	-6,8	1,39	0,17	0	0	0
27	0	1,038	-8,8	2,81	0,755	0	0	0
28	0	1,051	-3,3	2,06	0,276	0	0	0
29	0	1,05	-0,54	2,835	0,269	0	0	0
30	1	1,048	-4,5	0	0	2,5	1,463	0
31	1	0,982	0,115	0,092	0,046	5,732	2,071	0
32	1	0,983	1,73	0	0	6,5	2,053	0
33	1	0,997	2,17	0	0	6,32	1,086	0
34	1	1,012	0,734	0	0	5,08	1,665	0
35	1	1,049	4,14	0	0	6,5	2,093	0
36	1	1,064	6,83	0	0	5,6	1,021	0
37	1	1,028	1,24	0	0	5,4	0,0041	0
38	1	1,027	6,52	0	0	8,3	0,2302	0
39	2	1,03	0	11,04	2,5	10	0,8743	0

Tabela A.5-Dados de linha sistema teste New England [42]

NF	NT	R	X	b _{sh}	TAP	TAP _{MAX}	TAP _{MIN}
1	2	0,35	4,11	69,87	-	-	-
1	39	0,1	2,5	75	-	-	-
2	3	0,13	1,51	25,72	-	-	-
2	25	0,7	0,86	14,6	-	-	-
2	30	0	1,81	0	0,9756	-	-
3	4	0,13	2,13	22,14	-	-	-
3	18	0,11	1,33	21,38	-	-	-
4	5	0,08	1,28	13,42	-	-	-
4	14	0,08	1,29	13,82	-	-	-
5	6	0,02	0,26	4,34	-	-	-
5	8	0,08	1,12	14,76	-	-	-
6	7	0,06	0,92	11,3	-	-	-
6	11	0,07	0,82	13,89	-	-	-
6	31	0	2,5	0	0,9346	-	-
7	8	0,04	0,46	7,8	-	-	-
8	9	0,23	3,63	38,04	-	-	-
9	39	0,1	2,5	120	-	-	-
10	11	0,04	0,43	7,29	-	-	-
10	13	0,04	0,43	7,29	-	-	-
10	32	0	2	0	0,9346	-	-
12	11	0,16	4,35	0	0,994	-	-
12	13	0,16	4,35	0	0,994	-	-
13	14	0,09	1,01	17,23	-	-	-
14	15	0,18	2,17	36,6	-	-	-
15	16	0,09	0,94	17,1	-	-	-
16	17	0,07	0,89	13,42	-	-	-
16	19	0,16	1,95	30,4	-	-	-
16	21	0,08	1,35	25,48	-	-	-
16	24	0,03	0,59	6,8	-	-	-
17	18	0,07	0,82	13,19	-	-	-
17	27	0,13	1,73	32,16	-	-	-
19	20	0,07	1,38	0	0,9434	-	-
19	33	0,07	1,42	0	0,9346	-	-
20	34	0,09	1,8	0	0,9911	-	-
21	22	0,08	1,4	25,65	-	-	-
22	23	0,06	0,96	18,46	-	-	-
22	35	0	1,43	0	0,9756	-	-
23	24	0,22	3,5	36,1	-	-	-
23	36	0,05	2,72	0	-	-	-
25	26	0,32	3,23	51,3	-	-	-
25	37	0,06	2,32	0	0,9756	-	-
26	27	0,14	1,47	23,96	-	-	-

26	28	0,43	4,74	78,02	-	-	-
26	29	0,57	6,25	102,9	-	-	-
28	29	0,14	1,51	24,9	-	-	-
29	38	0,08	1,56	0	0,9756	-	-

Tabela A.6-Dados de Geradores do sistema New England [29] [44]

Barra	S_{gNOM}	V	a	b	c	P_{min}	P_{max}	X_D	X_Q	fp	P_{mecMAX}
30	590	22	0,01	0,3	0,2	0	10,4	2,11	2,02	0,95	0,9397
31	835	20	0,01	0,3	0,2	0	6,46	2,183	2,157	0,9	0,9177
32	835	20	0,01	0,3	0,2	0	7,25	2,183	2,157	0,9	0,9177
33	835	20	0,01	0,3	0,2	0	6,52	2,183	2,157	0,9	0,9177
34	835	20	0,01	0,3	0,2	0	5,08	2,183	2,157	0,9	0,9177
35	835	20	0,01	0,3	0,2	0	6,87	2,183	2,157	0,9	0,9177
36	835	20	0,01	0,3	0,2	0	5,8	2,183	2,157	0,9	0,9177
37	835	20	0,01	0,3	0,2	0	5,64	2,183	2,157	0,9	0,9177
38	911	26	0,01	0,3	0,2	0	8,65	2,04	1,96	0,9	0,9001
39	911	26	0,01	0,3	0,2	0	11	2,04	1,96	0,9	0,9001

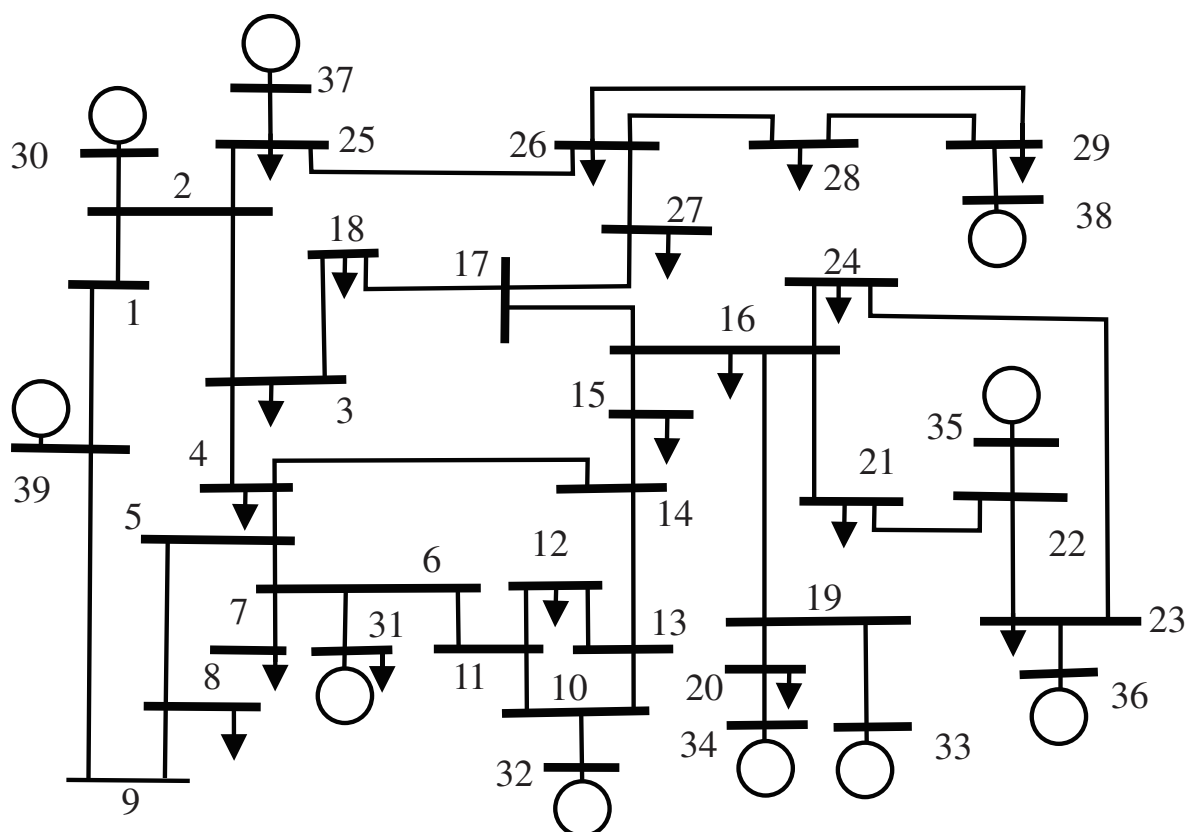


Figura A.2-Diagrama unifilar sistema teste New England [42]

Referências

- [1] J. Carpentier, “Contribution à l’étude du dispatching économique,” *Bulletin de la Société Française des Électriciens*, ser. 8, vol. 3, pp. 431-447, 1962.
- [2] Mary B. C., Richard P. O., Anya C., “History of Optimal Power Flow and Formulations,” *Federal Energy Regulatory Commission*, Dec. 2012.
- [3] J. J. Grainger, W. D Stenvenson, *Power System Analysis*, McGraw-Hill, 1994.
- [4] M. M. Adibi and D. P. Milanicz, “Reactive capability limitation of synchronous machines”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 1, pp. 29-40, Feb 1994.
- [5] S. Boyd, L.Vandenberghe, *Convex Optimization*, Cambridge University Press, 2004.
- [6] D. Z. Ñaupari, “Fluxo de potência ótimo com restrições da curva de capacidade do gerador síncrono”, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade, Universidade Federal do Maranhão, 2006.
- [7] M. Farivar and S. Low, “Branch flow model: Relaxations and convexification,” *Proc. 2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition*, Chicago, IL, USA, 2014.
- [8] H. W. Dommel and W. F. Tinney, “Optimal Power Flow Solutions” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-87, no. 10, pp. 1866-1876, Oct. 1968.
- [9] J. Peschon, D. W. Bree and L. P. Hajdu, “Optimal power-flow solutions for power system planning,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 60, no. 1, pp. 64-70, Jan. 1972.
- [10] S. Hong, H. Cheng, P. Zeng, J. Zhang, and J. Lu, “Composite generation and transmission expansion planning with second order conic relaxation of AC power flow,” *Proc. 2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Xi'an, pp. 1688-1693, 2016.
- [11] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, and G. B. Sheblé, *Power Generation, Operation, and Control*, 3rd edition, Wiley-Interscience, 2013.
- [12] A. J. Monticelli, *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*, Editora Edgard Blücher, São Paulo, 1983.
- [13] S. H. Low, “Convex Relaxation of Optimal Power Flow—Part I: Formulations and Equivalence”, *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, vol. 1, no. 1, pp. 15-27, March 2014.

- [14] J. L. Bala, A. Thanikachalam, “An Improved Second Order Method for Optimal Load Flow,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-97, no. 4, pp. 1239-1244, July 1978.
- [15] O. Alsaç, B. Stott, “Optimal Load Flow with Steady-State Security”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-93, no. 3, pp. 745-751, May 1974.
- [16] F. Capitanescu, J. L. Martinez Ramos, P. Panciatici , D. Kirschen, A. Marano Marcolini, L. Platbroode, and L. Wehenkel “State-of-the-art, challenges, and future trends in security constrained optimal power flow,” *Electric Power Systems Research*, vol. 81, pp. 1731–1741, 2011.
- [17] R. V. Amarnath, N. V. Ramana, “State of Art in Optimal Power Flow Solution Methodologies”, *JATIT Journal of Theoretical and Applied Information Technology*, vol. 30, no.2, Aug. 2011.
- [18] J. A. Taylor and F. S. Hover, “Conic relaxations for transmission system planning”, *2011 North American Power Symposium*, Boston, MA, 2011, pp. 1-4.
- [19] W. A. Bukhsh, A. Grothey, K. I. M. McKinnon and P. A. Trodden, “Local Solutions of the Optimal Power Flow Problem”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 4780-4788, Nov. 2013.
- [20] S. Bahrami, F. Therrien, V. W. S. Wong and J. Jatskevich, “Semidefinite Relaxation of Optimal Power Flow for AC–DC Grids”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 1, pp. 289-304, Jan. 2017.
- [21] S. J. Chapman, *Electric machinery fundamentals*, 5th edition, McGraw-Hill, 2011.
- [22] A. E. Fitzgerald, C. Kingsley, and S. D. Umans, *Electric Machinery*, 6th edition, McGraw-Hill, 2005.
- [23] N. E. Nilsson and J. Mercurio, “Synchronous generator capability curve testing and evaluation,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, no. 1, pp. 414-424, Jan. 1994.
- [24] R. M. Gove, “Geometric construction of the stability limits of synchronous machines”, *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, vol. 112, no. 5, pp. 977-985, May 1965.
- [25] J. H. Walker, “Operating characteristics of salient-pole machines”, *Electrical Engineers, Journal of the Institution of*, vol. 1953, no. 2, pp. 81-, February 1953.
- [26] A. Monticelli, A. Garcia, *Introdução a Sistemas de Energia*, Editora da Unicamp, São Paulo, ISBN 85-268-0487-1, 2000.

- [27] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, New York, NY, USA: McGraw-Hill Professional, 1994.
- [28] B. M. Weedy, B. J. Cory, N. Jenkins, Janaka, and B. E., G. Strbac, *Electric Power Systems*, 5th Edition, Wiley, 2012.
- [29] P. M. Anderson and A. A. Fouad, *Power system control and stability*, 2nd. Ed., IEEE Press, 2003.
- [30] D. G. Luenberger, *Optimization by Vector Space Methods*, John Wiley & Sons, Inc., 1969.
- [31] A. G. Expósito, E. R. Ramos, “Reliable load flow technique for radial distribution networks” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 3, pp. 1063-1069, Aug. 1999.
- [32] S. Sojoudi and J. Lavaei, “Physics of power networks makes hard optimization problems easy to solve”, *Proc. 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, pp. 1-8, 2012.
- [33] J. Lavaei and S. H. Low, “Zero Duality Gap in Optimal Power Flow Problem” in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 1, pp. 92-107, Feb. 2012.
- [34] C. Coffrin, H. L. Hijazi, and P. Van Hentenryck, “The QC Relaxation: A Theoretical and Computational Study on Optimal Power Flow” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 4, pp. 3008-3018, July 2016.
- [35] X. Bai, H. Wei, K. Fujisawa, and Y. Wang, “Semidefinite programming for optimal power flow problems,” *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 30, no. 6, pp. 383-392, 2008.
- [36] C. Coffrin, H. Hijazi, and P. Van Hentenryck, “Network flow and copper plate relaxations for AC transmission systems,” CoRR vol. abs/1506.05202, 2015 [Online]. Available: <http://arxiv.org/abs/1506.05202>.
- [37] R. A. Jabr, “Radial distribution load flow using conic programming”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 3, pp. 1458-1459, Aug. 2006.
- [38] R. A. Jabr, “A Conic Quadratic Format for the Load Flow Equations of Meshed Networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 2285-2286, Nov. 2007.
- [39] B. Park, L. Tang, M. C. Ferris and C. L. DeMarco, “Examination of Three Different ACOPF Formulations With Generator Capability Curves”, in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 4, pp. 2913-2923, July 2017.

- [40] Z. S. Machado, G. N. Taranto, and D. M. Falcao, "An optimal power flow formulation including detailed modeling of generators," *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition 2004*, vol. 2, pp. 960-965, 2004.
- [41] I. G. Fernandes, V. L. Paucar, and O. R. Saavedra, "Optimal power flow solution including the synchronous generator capability curve constraints with a convex relaxation method," *2017 IEEE URUCON*, Montevideo, pp. 1-4, 2017.
- [42] University of Washington, Dept. of Electrical Engineering. Power systems test case archive. Published online at <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>, 1999. Accessed: 30/04/2012.
- [43] H. Hijazi, C. Coffrin and P. Van Hentenryck, "Polynomial SDP cuts for Optimal Power Flow", *2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Genoa, pp. 1-7, 2016.
- [44] R. D. Zimmerman and C. E. Murillo-Sánchez, "Matpower 6.0 User's Manual," 2016.