



UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Jhonatan Sanches Ferreira

REPRESENTAÇÃO DE REGIÃO DE SEGURANÇA EM FLUXO DE
POTÊNCIA ÓTIMO

Juiz de Fora

2021

Jhonatan Sanches Ferreira

**REPRESENTAÇÃO DE REGIÃO DE SEGURANÇA EM FLUXO DE
POTÊNCIA ÓTIMO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Edimar José de Oliveira

Coorientador: Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira

Juiz de Fora

2021

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Ferreira, Jhonatan Sanches.

REPRESENTAÇÃO DE REGIÃO DE SEGURANÇA EM FLUXO DE
POTÊNCIA ÓTIMO / Jhonatan Sanches Ferreira. – 2021.

97 f. : il.

Orientador: Edimar José de Oliveira

Coorientador: Leonardo Willer de Oliveira

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade
de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2021.

1. Região de Operação Segura. 2. Fluxo de Potência Ótimo. 3.
Programação Não-Linear. 4. Restrições de Segurança. 5. Envoltória
Elíptica. I. de Oliveira, Edimar José, orient. II. de Oliveira, Leonardo
Willer, coorient. III. Título.

Jhonatan Sanches Ferreira

**REPRESENTAÇÃO DE REGIÃO DE SEGURANÇA EM FLUXO DE
POTÊNCIA ÓTIMO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Aprovada em 26 de fevereiro de 2021

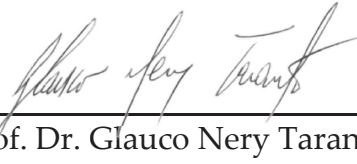
BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Edimar José de Oliveira - Orientador
Universidade Federal de Juiz de Fora



Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira - Coorientador
Universidade Federal de Juiz de Fora



Prof. Dr. Glauco Nery Taranto
Universidade Federal do Rio de Janeiro



Prof. Dr. João Alberto Passos Filho
Universidade Federal de Juiz de Fora

Dedico este trabalho a minha família. Sem eles nada seria possível.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Jairo e Rosimar, que me proporcionaram a melhor educação e lutaram para que eu estivesse concluindo mais essa etapa da minha vida.

A minha namorada, Letícia, por sempre estar incondicionalmente ao meu lado, pela paciência e compreensão de alguns sacrifícios.

Aos meus irmãos, tios, avós (*In Memoriam*), primos que entenderam a minha ausência, acompanharam a minha dedicação, torceram por mim e sempre me apoiaram.

A cada um dos meus amigos, companheiros de estudo e irmãos na amizade que em algum momento fizeram parte da minha formação e, acima de tudo, da minha vida, na qual com certeza vão continuar presentes.

Agradeço a todos os mestres do curso que compartilharam seus conhecimentos em sala de aula e acompanharam a minha jornada. Sou grato especialmente ao professor Edimar que foi meu orientador e me auxiliou nas pesquisas.

Agradeço também aos professores pelo qual tive a honra de ser aluno no Ensino Médio e no Ensino Fundamental, afinal ali foi o início de tudo.

Agradeço o apoio da CAPES no desenvolvimento deste trabalho, através da concessão de bolsa de estudo. A UFJF pela estrutura oferecida para realização do trabalho. E aos demais órgãos de fomento, CNPq, INERGE, FAPEMIG, pelo apoio a pesquisa.

A Deus por me proporcionar tudo isso e ter me dado saúde e força para superar as dificuldades.

A todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigado!

“Posso ainda não ter chegado onde eu queria, mas estou
mais perto do que ontem”

Alexandra Zulpo

RESUMO

Essa dissertação apresenta uma metodologia para incluir restrições de segurança no problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO), visando fornecer ao Sistema Elétrico de Potência (SEP) uma operação em uma região segura. A região operacional proposta é formada por envoltórias elípticas que englobam os estados operacionais seguros de acordo com dados históricos do sistema, incluindo diversos cenários de demanda e geração eólica. As envoltórias são obtidas através de um problema proposto de Programação Não Linear (PNL) que define o formato da elipse usando tensões fasoriais de barramentos de interesse. Além disso, a abordagem proposta fornece ao operador as ações necessárias para retornar o sistema ao estado seguro e determina o risco operativo, ou seja, o risco de um estado operacional deixar a região de segurança, aplicando um método de relaxamento. A metodologia proposta é testada no sistema de 39 barras *New England* e no sistema teste IEEE-118 barras. Os resultados mostram que as envoltórias elípticas são eficazes por englobar os estados operacionais seguros e manter o sistema operando em uma região segura.

Palavras-chave: Região de Operação Segura. Fluxo de Potência Ótimo. Programação Não-Linear. Restrições de Segurança. Envoltória Elíptica.

ABSTRACT

This work presents an approach to include security constraints in the Optimal Power Flow (OPF) problem to provide a power system operation in a safe region. The proposed security region is formed by elliptical wraps that enclose historical and safe system operative states, which include wind power generation and demand scenarios. The elliptical wraps are obtained through a proposed non-Linear Programming (NLP) problem that defines the ellipse's shape by using nodal voltages at buses of interest. In addition, the proposed approach provides the operator with the necessary actions to return the system to the safe state and determines the operational risk, that is, the risk of an operational state leaving the security region, applying a relaxation method. The proposed methodology is tested in the 39-bus New England system and 118-IEEE test system. The results show that the elliptical wraps are effective to enclose the secure operational states and maintain the system within a safe region.

Keywords: Secure Operation Region. Optimal Power Flow. Non-Linear Programming. Security Constraints. Elliptical Wraps.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Estados Operativos.	39
Figura 2 – Fluxograma da Metodologia Proposta.	43
Figura 3 – Distribuição Normal.	45
Figura 4 – Distribuição Weibull.	47
Figura 5 – Distribuição dos pontos operativos.	49
Figura 6 – Parâmetros da envoltória elíptica para o barramento ‘ k ’.	50
Figura 7 – Envoltória elíptica dos pontos operativos.	52
Figura 8 – Região de Segurança Relaxada.	55
Figura 9 – Diagrama Unifilar do Sistema <i>New England</i>	60
Figura 10 – Pontos Operativos da Barra 3 - Sistema 39 barras.	61
Figura 11 – Região de Segurança da Barra 3 - Sistema 39 barras.	62
Figura 12 – Barra 15 - RSE para diferentes fatores de potência.	63
Figura 13 – Regiões de segurança e relaxamento para a barra 3 em todos os CSs. 64	
Figura 14 – Risco para cada barramento no cenário operativo único.	66
Figura 15 – Pontos operativos da barra 3 em todos os CSs.	68
Figura 16 – (a) Risco para cada barra sob vários cenários. (b) Zoom.	69
Figura 17 – Diagrama Unifilar do Sistema IEEE-118 barras.	70
Figura 18 – Região de Segurança da Barra 41 - Sistema 118 barras.	71
Figura 19 – Pontos Operativos da barra 41 - Sistema 118 barras.	72
Figura 20 – Risco nas barras de carga em cada um dos cenários - Sistema 118 barras.	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Curva de potência da turbina eólica.	59
Tabela 2 – Dados dos Parques Eólicos - <i>New England</i>	60
Tabela 3 – Parâmetros da região de segurança elíptica.	62
Tabela 4 – Configurações otimizadas para as usinas.	65
Tabela 5 – Dados dos Parques Eólicos - IEEE-118 barras	69
Tabela 6 – Parâmetros da RSE - IEEE-118 barras.	81
Tabela 7 – Dados de Geração - Sistema 39 barras	83
Tabela 8 – Dados da Carga - Sistema 39 barras	83
Tabela 9 – Dados de Linha - Sistema 39 barras	84
Tabela 10 – Dados de Geração - Sistema 118 barras	87
Tabela 11 – Dados da Carga - Sistema 118 barras	88
Tabela 12 – Dados de Linha - Sistema 118 barras.	92

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
CNPq	Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
CS	Caso de Simulação
EPE	Empresa Brasileira de Pesquisa Energética
ER	energia renovável
FAPEMIG	Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais
FOB	Função Objetivo
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
FPORS	Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança
HVDC	<i>High-voltage direct current</i>
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
INERGE	Instituto Nacional de Energia Elétrica
MPI	Método dos Pontos Interiores
PNL	Programação Não Linear
RNA	Rede Neural Artificial
RSE	Região de Segurança Elíptica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
UFJF	Universidade Federal de Juiz de Fora

LISTA DE SÍMBOLOS

\forall	Para todo
\in	Pertence

Subscritos

k	barra do sistema;
km	linha entre as barras ' k ' e ' m ';
i	cenário;
c	contingência.

Variáveis

PG_k^i	geração de potência ativa na barra ' k ' no cenário ' i ';
QG_k^i	geração de potência reativa na barra ' k ' no cenário ' i ';
V_k^i	magnitude de tensão na barra ' k ' no cenário ' i ';
θ_k^i	ângulo da tensão na barra ' k ' no cenário ' i ';
θ_{km}^i	diferença angular entre as barras ' k ' e ' m ' no cenário ' i ';
P_{km}^i	fluxo de potência ativa no ramo ' km ' no cenário ' i ';
Q_{km}^i	fluxo de potência reativa no ramo ' km ', no cenário ' i ';
PW_k^i	geração de potência ativa no parque eólico da barra ' k ' no cenário ' i ';
QW_k^i	geração de potência reativa no parque eólico da barra ' k ' no cenário ' i ';
PL_k^i	demanda de potência ativa na barra ' k ' no cenário ' i ';
QL_k^i	demanda de potência reativa na barra ' k ' no cenário ' i ';
V_k'	coordenada abscissa no centro da envoltória elíptica da barra ' k ';
θ_k'	coordenada ordenada no centro da envoltória elíptica da barra ' k ';
α_k	ângulo de inclinação da envoltória elíptica da barra ' k ';
A_k	raio horizontal da envoltória elíptica da barra ' k ';
B_k	raio vertical da envoltória elíptica da barra ' k ';
C_k	centro da envoltória elíptica da barra ' k ';
fg^i	fator de alteração global da carga no cenário ' i ';
fl_k^i	fator de alteração local da carga da barra ' k ' no cenário ' i ';
RLX_k	índice de relaxamento da barra ' k ';
ρ_{km}	fator de participação de potência ativa entre os geradores ' k ' e ' m '.

Parâmetros

Nc	número de cenários (estados operacionais amostrados);
Nb	número de barras;
PG_k^{\min}	limite inferior de geração de potência ativa na barra ' k ';
PG_k^{\max}	capacidade de geração de potência ativa na barra ' k ';
QG_k^{\min}	limite inferior de geração de potência reativa na barra ' k ';
QG_k^{\max}	limite superior de geração de potência reativa na barra ' k ';
V_k^{\min}	limite inferior da magnitude de tensão da barra ' k ';

V_k^{\max}	limite superior da magnitude de tensão da barra ' k ';
V_k^{esp}	magnitude de tensão especificada no gerador da barra ' k ';
PL_k	demanda de potência ativa original da barra ' k ', disponível no arquivo de dados do sistema elétrico;
QL_k	demanda de potência reativa original da barra ' k ', disponível no arquivo de dados do sistema elétrico;
g_{km}	condutância da linha ' km ';
b_{km}	susceptância da linha ' km ';
b_{km}^{sh}	susceptância shunt da linha ' km ';
g_u	nível de incerteza global da carga;
l_u	nível de incerteza local da carga;
μ_g	valor médio da distribuição do fator de alteração global da carga;
μ_l	valor médio da distribuição do fator de alteração local da carga;
σ_g	desvio padrão da distribuição do fator de alteração global da carga;
σ_l	desvio padrão da distribuição do fator de alteração local da carga.
fp_k	fator de potência do parque eólico da barra ' k '

Conjuntos

B	barras do sistema;
G	barras com geradores;
S	cenários;
C	casos de contingência simples;
Ω_k	linhas conectadas na barra ' k '.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	25
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	25
1.2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	26
1.3	MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS	29
1.4	PUBLICAÇÕES DECORRENTES	30
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO	30
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	33
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	33
2.2	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO	33
2.2.1	Função Objetivo	34
2.2.2	Restrições de Igualdade	35
2.2.3	Restrições de Desigualdade	35
2.3	MÉTODO DOS PONTOS INTERIORES	35
2.4	ANÁLISE DE SEGURANÇA ESTÁTICA EM SEP	38
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	40
3	METODOLOGIA PROPOSTA	43
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	43
3.2	DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA	43
3.3	ETAPA-1: AMOSTRAGEM DOS CENÁRIOS	44
3.3.1	Amostra da Carga	44
3.3.2	Amostra da Geração Eólica	46
3.4	ETAPA-2: AVALIAÇÃO DOS ESTADOS OPERATIVOS	48
3.5	ETAPA-3: CÁLCULO DOS PARÂMETROS DA REGIÃO DE SEGURANÇA ELÍPTICA	50
3.5.1	Barramentos Exceções	52
3.6	ETAPA-4: RESOLUÇÃO DO FPO COM RESTRIÇÕES DE SEGURANÇA ELÍPTICA	53
3.7	ETAPA-5: CÁLCULO DE RISCO	55
3.8	CONSIDERAÇÕES FINAIS	56
4	RESULTADOS	59
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	59
4.2	SISTEMA TESTE DE 39 BARRAS	59
4.2.1	Determinação da Região de Segurança	60
4.2.2	Influência do fator de potência na Região de Segurança (RSE)	63
4.2.3	Análise 1: Caso Tutorial	63
4.2.4	Análise 2 - Sistema sob vários cenários de carga, geração eólica e contingência	67

4.3	SISTEMA TESTE DE 118 BARRAS	69
4.3.1	Determinação da Região de Segurança	70
4.3.2	Análise	71
5	CONCLUSÃO	75
5.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS	75
5.2	DESENVOLVIMENTO FUTURO	76
	REFERÊNCIAS	77
	APÊNDICE A – Parâmetros da RSE - IEEE-118 barras	81
	ANEXO A – DADOS DO SISTEMA DE 39 BARRAS	83
	ANEXO B – DADOS DO SISTEMA DE 118 BARRAS	87

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Com o passar dos anos, a energia elétrica tem se tornado cada vez mais importante para a sociedade, pois esse insumo é a principal fonte de luz, força e calor no mundo moderno. Em virtude do seu uso, atividades simples do cotidiano, como navegar na internet e assistir televisão, são possíveis. Tal forma de fornecimento de energia é responsável pela maioria dos avanços tecnológicos alcançados e sem sua existência, diversos setores (como hospitais, indústrias, supermercados) deixariam de funcionar, provocando um verdadeiro caos na sociedade moderna (Eletrobras, 2018).

Para que a energia elétrica chegue aos centros de consumo com segurança e qualidade, é necessário que ela passe pelas etapas de geração, transmissão e distribuição. Na geração, a eletricidade é obtida a partir da conversão de alguma fonte primária de energia, como a hidráulica, eólica ou solar. Na transmissão, a tensão é elevada com objetivo de diminuir as perdas operativas do sistema até chegar na distribuição, onde a tensão tem seus valores reduzidos para a entrega de eletricidade às unidades consumidoras. Porém, esse processo é bastante complexo e envolve questões de segurança e redundância de partes do sistema.

A dificuldade de operar o Sistema Elétrico de Potência (SEP) está atrelada à variação em tempo real da demanda e ao fato de não existir um meio economicamente viável para o armazenamento de grandes quantidades de energia elétrica. Dessa forma, toda a potência consumida tem que ser gerada ao mesmo tempo, a fim de evitar distúrbios causados pelo desequilíbrio energético.

Além disso, a ocorrência de falhas em algum componente do SEP pode levá-lo ao colapso devido à violação de alguma restrição operativa. Somada a isso, a crescente penetração de gerações de energia renovável (ER), que apresentam grande intermitência de potência gerada e recursos de controle limitados, juntamente com o constante aumento da demanda de energia elétrica, acompanhado da falta de investimento na mesma proporção, fazem com que os sistemas elétricos operem cada vez mais próximos de suas capacidades. Neste sentido, torna-se imperativo avaliar a viabilidade da operação dos sistemas de energia através da monitoração de segurança, de forma a manter a qualidade e a continuidade do fornecimento de eletricidade (Kabouris et al., 2000; Yorino et al., 2018). Assim sendo, o presente trabalho apresenta uma contribuição para melhorar a segurança operativa, através da inclusão de região de segurança no problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO).

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A literatura especializada apresenta algumas metodologias para avaliar se um estado operacional está em uma região segura. Diversos trabalhos apresentam contribuições para guiar as decisões dos operadores.

Em (Sarmiento et al., 2009; Almeida et al., 2013), o SEP é dividido em três conjuntos de geradores que são combinados dois a dois e seus respectivos despachos de energia ativa são alterados em todas as direções possíveis até que algum critério de segurança seja violado. Assim sendo, a região de operação segura é delimitada em gráficos, denominados nomogramas, com eixos definidos pelos conjuntos de geração. A desvantagem deste método é a necessidade de obter uma região de segurança correspondente para cada nível de carga do sistema. Além disso, o sistema analisado deve ser simplificado em apenas três conjuntos de geradores.

Em (Li; McCalley, 2009), um Fluxo de Potência Ótimo (FPO) baseado em risco é proposto para minimizar o custo de operação, considerando a confiabilidade do sistema, para tanto, a decomposição de Benders é aplicada juntamente com o conhecido critério de segurança “N-1” para construir os estados de operação. No entanto, o critério de segurança “N-1” não é capaz de medir o nível de segurança do sistema. Para a gestão de riscos, é necessário estabelecer padrões ou medidas quantitativas de risco, determinar o nível de risco aceitável para a operação ou o planejamento do sistema, encontrar mecanismos eficazes para reduzir o risco. Assim sendo, um despacho econômico com restrição de segurança baseado em risco é apresentado em (Wang et al., 2013), onde é estabelecido uma métrica para identificar a condição operacional e definir o nível de risco aceitável.

A referência (Capitanescu et al., 2011) aborda os principais desafios para os cálculos de Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança (FPORS). A desvantagem do FPORS convencional diz respeito à escolha de ações corretivas a serem usadas em cada contingência; o método não determina a sequência e o número mínimo de ações de controle necessárias para retirar o sistema de um estado de emergência. Além disso, não leva em consideração as crescentes incertezas do planejamento operacional, que são tendências do tema. Como alternativa ao FPORS, a lógica *fuzzy* é usada em (Teeparthi; Kumar, 2018) para fornece as ações corretivas de controle necessárias para minimizar as sobrecargas das linhas de transmissão, reprogramando as gerações de energia ativa na presença de energia eólica no caso base, bem como casos de contingência. A natureza estocástica da velocidade do vento é modelada como uma função de densidade de probabilidade Weibull. O custo de produção é modelado com a superestimação e subestimação da energia eólica disponível e incluído no FPORS convencional.

A referência (Saeh; Mustafa, 2013) apresenta uma pesquisa abrangente sobre a avaliação de segurança estática de sistemas elétricos de potência por meio de Redes Neurais Artificiais (RNA), citando suas vantagens e desvantagens. Uma desvantagem é a

necessidade de treinar a rede usando vários pontos operacionais do sistema e conhecer com antecedência se o sistema é seguro ou não para cada um deles. A referência (Swarup, 2008) apresenta um método de reconhecimento de padrões baseado em RNA para avaliação da segurança do SEP. Os dados de treinamento são obtidos através de uma variação aleatória da carga e resolvendo um FPO para obter os pontos operacionais que são avaliados usando um índice de desempenho para cada contingência de um conjunto pré-selecionado. Embora o método possa ser aplicado para avaliação de segurança estática, transitória ou dinâmica, ele só pode identificar o estado de segurança do sistema, sem a identificação de dados para tomada de decisão para situações inseguras. seguindo esta linha, em (Swarup; Corthis, 2013), uma rede neural auto-organizada é apresentada para avaliação de segurança estática.

O artigo (Yorino et al., 2018) propõe um método para avaliar o tamanho da região de operação viável no sistema de energia sob incertezas causadas por energias renováveis. O método pode avaliar o pior planejamento econômico da operação enquanto mede o tamanho da região de viabilidade. A formulação permite várias configurações de incerteza para verificar se o critério de segurança do sistema de potência determinístico convencional é suficiente no planejamento e operação do sistema. Uma desvantagem da metodologia foi a consideração do fluxo de potência linearizado, conseqüentemente não levando em conta os problemas de reativo. Além disso, o método não pode ser aplicado em um grande sistema devido à carga computacional atual.

A referência (Thams et al., 2019) propõe um algoritmo de construção de banco de dados para avaliação de segurança e conclui que simulações somente com dados histórico não contém condições operativas suficientes.

A referência (Yang; Yu, 2018) aplica um método de região de segurança no controle coordenado de tensão. Para esse fim, deriva expressões aproximadas de hiperplano para os limites da região de segurança de tensão estática em redes de distribuição primária. Além disso, a estratégia proposta pode considerar economia e segurança no controle de tensão e resolver o modelo de otimização rapidamente. As simulações no domínio do tempo mostram que, em comparação com uma estratégia baseada em regras, o custo computacional da metodologia é menor e a duração das violações de tensão é substancialmente reduzida. Conseqüentemente, o controle coordenado da tensão pode ser alcançado mais rapidamente.

Os autores de (Netto; Borges, 2019) definem uma região de segurança probabilística que combina avaliação de confiabilidade com avaliação de segurança de tensão, onde as contingências são consideradas com sua probabilidade de ocorrência. A abordagem probabilística também é empregada em (Netto; Borges, 2020), onde é utilizada uma região de segurança probabilística que satisfaça as restrições de tempo de uma aplicação *on-line* usando a computação paralela. A referência (Monteiro et al., 2020) apresenta um método para melhorar a região de segurança estática com base em um algoritmo de particionamento de rede. No entanto, esses trabalhos não permitem medir a segurança do

sistema ou o nível de risco.

Um FPORS totalmente distribuído que considere a resposta automática de frequência primária de geradores após a contingência é proposto em (Velay et al., 2019). No entanto, é usado o fluxo de potência linearizado, que negligencia a perda do sistema, e os recursos renováveis distribuídos, uma vez que a energia eólica não é considerada. Outro FPORS que usa o fluxo de potência linearizado é proposto em (Yang; Zhang; Jian, 2018). Representa incertezas sobre a carga do sistema por meio de análise intervalar, mas não considera incertezas sobre a geração renovável. Na referência (Karbalaei; Shahbazi; Mahdavi, 2018), uma compressão de rede linear é proposta para reduzir a dimensão do problema do FPORS e assim facilitar sua resolução. A dificuldade em identificar as variáveis mais afetadas pelas contingências pode ser apontada como uma desvantagem desse método.

O FPORS é resolvido em (Wang et al., 2016) usando o relaxamento Lagrangiano e a decomposição de Benders considerando o critério ‘N-1’ e o risco de contingências. No entanto, as restrições de risco aumentam a dimensão do problema matemático, que pode ser inadequado para sistemas de grande escala, mesmo com estratégias de decomposição. Além disso, o modelo usa as informações de risco como entrada, mas não fornece o nível de risco.

Em (Vaahedi et al., 2001), o planejamento de VAR (potência reativa) com restrições dinâmicas de segurança é formulado por meio de um FPO capaz de identificar as melhores ações de controle para garantir uma condição de tensão segura. A formulação leva em consideração o caso base, o caso base estressado, casos em contingência e em contingência estressados. Destes casos, são incorporados para considerar as restrições de margem de potência ativa os casos estressados de base e contingência. A decomposição de Benders generalizada foi utilizada para resolver o problema, dessa forma ele é dividido em um problema mestre e uma série de subproblemas pós-contingência iterativamente. No entanto, a existência de solução e a convergência dependente da convexidade do problema, além de que as formulações usando decomposição de Benders são necessários vários números de iterações para se obter uma solução devido ao fato de que os cortes de Benders, que são adicionados ao problema principal conforme a iteração prossegue, são restrições lineares (Hwachang Song et al., 2003).

Uma medida de risco baseada no carregamento da linha de transmissão após a contingência é proposta em (Roald et al., 2015) para FPO. A medida de risco resultante é usada para formular restrições baseadas em risco para os fluxos de linha, sendo que o risco é função do carregamento da linha de transmissão na condição pós-contingência. Além disso, as probabilidades de contingência das linhas são levadas em consideração. Dessa forma, a formulação possibilita que linhas de transmissão com menor probabilidade de contingência operem em sobrecargas, enquanto que as linhas de transmissão com maior probabilidade

de contingência operam com fluxos restringidos. Assim, garantindo que medidas corretivas efetivas estejam disponíveis nos casos em que são permitidas sobrecargas pós-contingência. A incerteza de previsão é contabilizada através da formulação das restrições relevantes como uma restrição de chance conjunta, e o problema é resolvido usando uma técnica baseada em amostragem. No estudo de caso foi demonstrado que o fluxo de potência ótimo probabilístico baseado em risco proposto permite controlar o nível de risco, mesmo na presença de incerteza. Uma desvantagem da formulação foi a utilização do fluxo de potência linearizado, além de considerar a influência das ações corretivas apenas nas linhas sobrecarregadas.

Finalmente, em (Kim et al., 2001), é proposto um FPORS distribuído, que define regiões economicamente independentes e fatores de distribuição para interrupções de geração e linha. No entanto, a necessidade de definir regiões e os fatores mencionados não é trivial, principalmente porque o método pressupõe que cada região tenha capacidade de geração suficiente para superar sobrecargas nas linhas de transmissão.

1.3 MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS

Ao observar os trabalhos apresentados pela literatura especializada, na Seção 1.2, percebe-se algumas limitações relacionadas à identificação de regiões de operação segura em sistemas elétricos de potência, como:

- a necessidade de dividir o sistema de potência em três grupos ou regiões de geração com os correspondentes fatores de participação;
- a necessidade de construir uma região de segurança para cada nível de carga;
- a necessidade de identificar as variáveis mais afetadas pelas contingências;
- a desconsideração dos recursos renováveis em toda a rede, bem como suas variações ou incertezas;
- a incapacidade de medir o nível de segurança do sistema;
- a proposta de ações corretivas através do redespacho de geração de forma abrangente que envolva todas as unidades de geração, presumindo-se que a quantidade de redespacho disponível seja conhecida;
- a consideração da influência das ações corretivas apenas em linhas sobrecarregadas;
- o não fornecimento de ações corretivas para condições inseguras;
- a necessidade de conhecer antecipadamente as condições operacionais de cada ponto operativo de um conjunto de treinamento.

Para superar as limitações identificadas anteriormente e visando obter um método eficiente para a avaliação de segurança dos sistemas elétricos de potência, o presente trabalho propõe uma nova abordagem para determinar uma região de segurança para sistemas de potência com base em estados amostrados, denominada RSE. Posteriormente, essa região é tratada como restrição de um problema de otimização para que o sistema analisado, em operações futuras, não viole sua faixa operativa histórica. A abordagem é capaz de avaliar o estado da operação e também de definir decisões para manter o sistema dentro da região segura. Além disso, a metodologia proposta leva em consideração as incertezas quanto ao nível de carga e energia renovável. Portanto, as principais contribuições dessa dissertação são:

- A determinação de uma região de segurança usando módulo e ângulo da tensão nodal, em vez de potência ativa de grupos de geração. Assim, a metodologia proposta não precisa dividir o sistema em grupos de geradores;
- O uso de um método de relaxamento para medir o risco de um estado operacional sair da região de segurança;
- O fornecimento de ações corretivas para situação inseguras;
- A consideração de um alto nível de incertezas sobre o planejamento da operação.

1.4 PUBLICAÇÕES DECORRENTES

Os estudos referentes ao tema desta dissertação resultaram nas seguintes publicações:

- Ferreira, Jhonatan S.; de Oliveira, Edimar J.; de Paula, Arthur N.; de Oliveira, Leonardo W.; Passos Filho, João A.. Optimal power flow with security operation region. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 124, p. 106272, 2021.
- Ferreira, Jhonatan S.; Costa, A. F. P.; Oliveira, M. T. B.; de Oliveira, Edimar J.; de Oliveira, Leonardo W.. Fluxo de Potência Ótimo DC com Restrições de Segurança. In: *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, 2020, Santo André. *Anais do SBSE*, 2020.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho foi estruturado em cinco capítulos, sendo o primeiro capítulo introdutório, onde é possível encontrar as principais motivações para realização do trabalho,

além de uma revisão bibliográfica a respeito de metodologias voltadas à avaliação de segurança de estados operacionais de sistemas elétricos.

O segundo capítulo apresenta a formulação matemática do FPO, além da metodologia baseada no método de pontos interiores usado para solucionar o problema de otimização proposto. Neste capítulo, também são abordados os conceitos técnicos sobre a análise de segurança em sistemas elétricos de potência.

No terceiro capítulo, todas as etapas da metodologia proposta são descritas. A primeira etapa é a amostragem de cenários. A segunda etapa consiste na avaliação dos estados operativos do sistema. Na terceira etapa, os parâmetros da Região de Segurança Elíptica são calculados. Na quarta etapa, um FPO com restrição de segurança elíptica é formulado e, por fim, na quinta etapa, os riscos operativos são calculados.

No quarto capítulo, são apresentados resultados numéricos da aplicação da metodologia proposta em dois sistemas testes.

Finalmente, no quinto capítulo, são apresentadas as considerações finais do trabalho e propostas para desenvolvimento futuro.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O objetivo principal desse capítulo é apresentar uma breve revisão dos conceitos envolvidos na implementação da metodologia proposta. Para melhor entendimento da Representação de Região de Segurança em Fluxo de Potência Ótimo o capítulo está dividido em três seções. Na primeira seção é abordado os conceitos do Fluxo de Potência Ótimo (FPO). Na segunda seção é apresentado o método dos pontos interiores, metodologia usada na resolução de problemas de otimização. Por fim, a terceira seção aborda os conceitos da análise de segurança de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) no intuito de classifica-lo como seguro ou não.

2.2 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

O Fluxo de Potência Ótimo (FPO) tem a finalidade de fornecer uma condição operativa do sistema elétrico que melhor atenda determinado objetivo, respeitando as leis da física e limites operacionais. Em 1962, Carpentier introduziu esse método para resolver problemas de despacho econômico e, desde então, a metodologia foi generalizada para solucionar diferentes problemas de operação e planejamento dos SEP, como, redespacho preventivo e corretivo, minimização de perdas, alocação de fontes de potência reativa, planejamento da expansão de sistemas de transmissão, tarifação de serviços de transmissão, determinação de preços nodais de energia (Alves, 2005).

A formulação matemática do FPO é um problema clássico de Programação Não Linear (PNL) com uma função objetivo e restrições de igualdade e desigualdade (Conejo; Baringo, 2018). As restrições do modelo devem assegurar a qualidade e a confiabilidade do suprimento de energia para os consumidores, mantendo os módulos das tensões dentro de limites pré-estabelecidos, atendendo as demandas de potências ativa e reativa e um conjunto de restrições físicas e operacionais dos equipamentos instalados no sistema (Araujo, 2018).

Em (Frank; Steponavice; Rebennack, 2012), são descritos diferentes métodos para a resolução do FPO, no entanto, vale destacar o Método dos Pontos Interiores (MPI) (Karmarkar, 1984), que em muitas aplicações, mostrou-se ser o algoritmo mais rápido e mais eficiente.

O problema padrão do FPO pode ser escrito da seguinte forma:

$$\min f(x) \quad (2.1)$$

s.a :

$$h(x) = 0 \quad (2.2)$$

$$g(x) \leq 0 \quad (2.3)$$

Onde $\mathbf{f}(\mathbf{x})$ representa a função objetivo, $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ representa o conjunto de restrições de igualdade, $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ representa o conjunto de restrições de desigualdade e \mathbf{x} as variáveis de otimização.

2.2.1 Função Objetivo

A Função Objetivo (FOB) representa o valor que se deseja otimizar e pode ser configurada de diferentes maneiras, em que a escolha vai depender do propósito do estudo. Algumas opções de FOB utilizadas em sistemas elétricos de potência são listadas em (Alves, 2005), como por exemplo:

- **Minimização do custo da geração de potência ativa** - Utilizada para determinar o despacho econômico do sistema e é representada pela equação (2.4).

$$FOB = \sum_{n \in G} C_n \cdot PG_n \quad (2.4)$$

Onde:

- C_n Custo de geração da usina 'n';
- PG_n Potência ativa gerada na usina 'n';
- G Conjunto de barras com geradores.

- **Minimização de perdas** - Utilizada para diminuir o valor total das perdas de potência ativa no sistema e pode ser representada pela equação (2.5).

$$FOB = \sum_{m \in \Omega_k} (P_{km} + P_{mk}), \forall k \in B \quad (2.5)$$

- P_{km} Fluxo de potência ativa que sai da barra 'k' em direção a barra 'm';
- P_{mk} Fluxo de potência ativa que sai da barra 'm' em direção a barra 'k';
- B Conjunto de barras do sistema;
- Ω_k Linhas conectadas na barra 'k'.

- **Minimização do desvio de potência** – É utilizada quando se deseja encontrar uma solução em que todas as restrições sejam atendidas sem se distanciar de um despacho de geração pré-especificado e é representada pela equação (2.6).

$$FOB = \sum_{n \in G} (PG_n - PG_n^{esp})^2 \quad (2.6)$$

PG_n Potência ativa gerada na usina ‘n’;

PG_n^{esp} Despacho de potência ativa pré especificado para a usina ‘n’;

G Conjunto de barras com geradores.

- **Mínimo desvio de tensão** - A tensão nas barras é considerada um dos principais índices de serviço e segurança do sistema, porém ao utilizar funções objetivas baseadas em custos pode resultar em perfis de tensão indesejados (Ghasemi et al., 2014), então para evitar esse problema a equação (2.7) é utilizada para encontrar os melhores pontos operacionais próximo ao perfil de tensão almejado.

$$FOB = \sum_{n \in B} (V_n - V_n^{esp})^2 \quad (2.7)$$

V_n Magnitude da tensão na barra ‘n’;

V_n^{esp} Magnitude da tensão especificada na barra ‘n’;

B Conjunto de barras do sistema

2.2.2 Restrições de Igualdade

As restrições de igualdade representam o fechamento do balanço de potência ativa e reativa em cada barramento do sistema, ou seja, elas asseguram que toda a demanda de potência ativa e reativa sejam atendidas.

A especificação de determinados parâmetros da rede elétrica, como magnitudes de tensão, também podem ser incluídos nas restrições de igualdade.

2.2.3 Restrições de Desigualdade

As restrições de desigualdade asseguram que os limites operativos do sistema elétrico não sejam violados. As restrições funcionais estão relacionadas aos limites de fluxo em linha e limites de equipamento. Já as restrições de canalização estão relacionadas aos limites das variáveis de otimização.

2.3 MÉTODO DOS PONTOS INTERIORES

O Método dos Pontos Interiores (MPI) foi inicialmente proposto em (Karmarkar, 1984), e desde então tem sido largamente utilizado na solução de problemas de otimização.

Os bons resultados obtidos por essa metodologia incentivou o desenvolvimento de inúmeras variações como, por exemplo, a citada em (Oliveira et al., 2015). Esta seção apresenta as principais etapas do método de pontos interiores primal-dual, que é apresentada em detalhes em (Granville, 1994).

Um problema de programação não linear restrito pode ser formulado como nas Equações (2.8), (2.9) e (2.10).

$$\min f(z) \quad (2.8)$$

s.a :

$$h(z) = 0 \quad (2.9)$$

$$l \leq z \leq u \quad (2.10)$$

O primeiro passo para resolver o problema de otimização acima usando o MPI é transformar suas restrições de desigualdade (2.10) em restrições de igualdade (2.9) através da implementação de variáveis de folga, como visto em (Clements; Davis; Frey, 1995). Dessa forma, o vetor (z) compreende as variáveis originais e folga (s_l e s_u). Em seguida as variáveis de folga são incorporadas na função objetivo através barreiras logarítmicas de forma a garantir sua não negatividade. Logo, a formulação do problema de otimização a ser resolvido é dada pelo conjunto (2.11) - (2.15).

$$\min f(z) - \mu \cdot \sum_{j=1}^n \ln(s_{l_j}) - \mu \cdot \sum_{j=1}^n \ln(s_{u_j}) \quad (2.11)$$

s.a :

$$h(z) = 0 \quad (2.12)$$

$$z - s_l = l \quad (2.13)$$

$$z + s_u = u \quad (2.14)$$

$$s_l > 0, s_u > 0 \quad (2.15)$$

Sendo que inicialmente, o parâmetro de barreira (μ) assume um valor maior que zero e no final do processo iterativo ele deve estar próximo de zero. A partir de (2.11) - (2.15), a função Lagrangiana é então definida como mostrado na Equação (2.16).

$$\begin{aligned} L = & f(z) - \mu \cdot \sum_{j=1}^n \ln(s_{l_j}) - \mu \cdot \sum_{j=1}^n \ln(s_{u_j}) - \sum_{i=1}^m \lambda_i \cdot h(z) \\ & - \sum_{j=1}^n \pi_{l_j} \cdot (z_j - s_{l_j} - l_j) - \sum_{j=1}^n \pi_{u_j} \cdot (z_j + s_{u_j} - u_j) \end{aligned} \quad (2.16)$$

Através das condições de otimalidade de primeira ordem de Karush-Kuhn-Tucker, associado ao método de Newton–Raphson resulta em (2.17).

$$\begin{bmatrix} H_z & -J^t \\ -J & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta z \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} G_z \\ h(z) \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

Onde:

$$J = \nabla_z h(z) \quad (2.18)$$

$$H_z = \nabla_z^2 f(z) - \sum_{i=1}^m \lambda_i \cdot \nabla_z^2 h(z) + \sum_j \left(\frac{\mu}{s_{l_j}^2} + \frac{\mu}{s_{u_j}^2} \right) \quad (2.19)$$

$$G_z = -\nabla_z f(z) + \nabla_z h(z)^t \cdot \lambda + \sum_j \left(\frac{\mu}{s_{l_j}} - \frac{\mu}{s_{u_j}} \right) \quad (2.20)$$

Sendo J o jacobiano de $h(z)$, H_z e G_z , respectivamente, a matriz Hessiana e o vetor Gradiente juntamente com as contribuições do parâmetro de barreira e variáveis de folga para os elementos diagonais.

A partir da solução do sistema (2.17) as direções Δz e $\Delta \lambda$ são obtidos. Já Δs_l ; Δs_u ; $\Delta \pi_l$ e $\Delta \pi_u$ são calculados a partir das Equações (2.21), (2.22), (2.23) e (2.24), respectivamente.

$$\Delta s_l = \Delta z \quad (2.21)$$

$$\Delta s_u = -\Delta z \quad (2.22)$$

$$\Delta \pi_l = -\frac{\mu}{s_l^2} \cdot \Delta z + \frac{\mu}{s_l} - \pi_l \quad (2.23)$$

$$\Delta \pi_u = -\frac{\mu}{s_u^2} \cdot \Delta z - \frac{\mu}{s_u} - \pi_u \quad (2.24)$$

Antes da atualização das variáveis, o passo primal e dual são calculados a partir das equações (2.25) e (2.26), respectivamente. Eles são utilizados para preservar a positividade de s_l e s_u , bem como o sinal adequado de π_l e π_u .

$$\alpha_p = \left\{ \min_{\Delta s_{l_j} < 0} \frac{s_{l_j}}{|\Delta s_{l_j}|}, \min_{\Delta s_{u_j} < 0} \frac{s_{u_j}}{|\Delta s_{u_j}|}, 1.0 \right\} \quad (2.25)$$

$$\alpha_d = \left\{ \min_{\Delta \pi_{l_j} < 0} \frac{\pi_{l_j}}{|\Delta \pi_{l_j}|}, \min_{\Delta \pi_{u_j} > 0} \frac{-\pi_{u_j}}{|\Delta \pi_{u_j}|}, 1.0 \right\} \quad (2.26)$$

Em seguida, as variáveis do problema de otimização são atualizadas como nas Equações (2.27). O parâmetro σ ($\sigma = 0.9995$) é geralmente adicionado às Equações (2.27) para impedir os valores de s e π na região de fronteira, evitando problemas numéricos nas Equações (2.19) e (2.20).

$$\begin{aligned}
z &= z + \sigma \cdot \alpha_p \cdot \Delta z \\
s_l &= s_l + \sigma \cdot \alpha_p \cdot \Delta s_l \\
s_u &= s_u + \sigma \cdot \alpha_p \cdot \Delta s_u \\
\lambda &= \lambda + \sigma \cdot \alpha_d \cdot \Delta \lambda \\
\pi_l &= \pi_l + \alpha_d \cdot \Delta \pi_l \\
\pi_u &= \pi_u + \alpha_d \cdot \Delta \pi_u
\end{aligned} \tag{2.27}$$

O parâmetro barreira μ pode ser atualizado por vários métodos de pontos interiores que dão origem aos nomes dos métodos. A Equação (2.28) mostra a atualização de μ baseado na teoria primal-dual. Neste caso, o parâmetro de barreira μ é atualizado considerando o *gap* de dualidade (*GAP*), mostrado na equação (2.29) como em (Wu; Debs; Marsten, 1994). O parâmetro β é introduzido em (2.28) para controlar a taxa de decaimento do parâmetros de barreira, ou seja, com ele é possível escolher a sensibilidade de convergência (Irsarri et al., 1997; Torres; Quintana, 2001).

$$\mu = \beta \cdot \frac{GAP}{2 \cdot n} \tag{2.28}$$

$$GAP = \sum_{j=1}^n (s_{l_j} \cdot \pi_{l_j} - s_{u_j} \cdot \pi_{u_j}) \tag{2.29}$$

A convergência é obtida, para sistema de potência, se os critérios abaixo são atingidos:

- $\mu < \epsilon$;
- $|h(z)| < \epsilon$;
- $|G_z| < \epsilon$.

Onde ϵ é a tolerância de convergência do algoritmo.

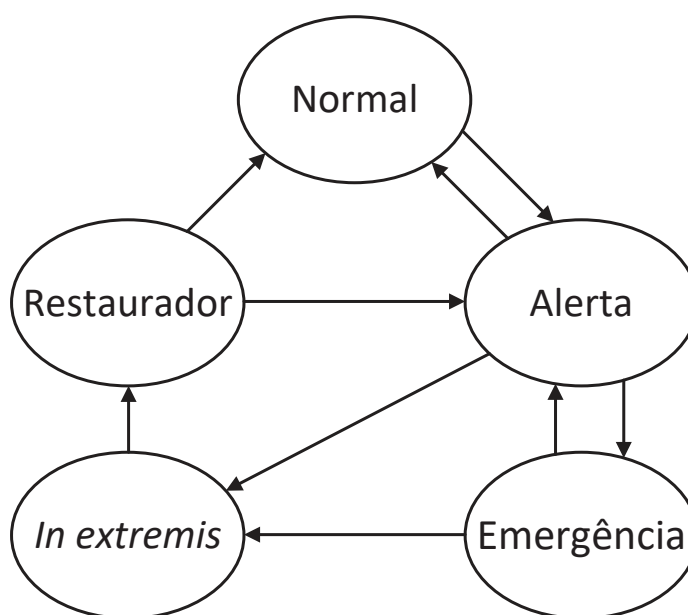
2.4 ANÁLISE DE SEGURANÇA ESTÁTICA EM SEP

A análise de segurança de um sistema elétrico de potência (SEP) pode ser definida como a avaliação da condição operacional do sistema sob um conjunto de perturbações, ou seja, é com o resultado dessa análise que o sistema é classificado como seguro ou não (Stott; Alsac; Monticelli, 1987; Balu et al., 1992).

Para que um Sistema Elétrico de Potência opere em regime estacionário ele deve atender às restrições de carga, que garantem uma geração suficiente para suprir toda demanda de potência ativa e reativa do sistema, e às restrições de operação, que asseguram os limites operacionais do sistema elétrico dentro dos padrões, como, potência ativa e reativa fornecidas pelos geradores, magnitude das tensões dos barramentos, fluxos de potência aparente dos transformadores e das linhas de transmissão. A partir das definições de análise de segurança surgem as restrições de segurança, que consiste em todas as restrições de carga e operação atendidas para cada uma das perturbações listadas (Monticelli, 1983).

Com o propósito de analisar a segurança do sistema de energia e projetar sistemas de controle apropriados, é útil classificar conceitualmente as condições de operação do sistema em cinco estados: normal, alerta, emergência, *in extremis* e restaurador (Kundur; Balu; Lauby, 1994). A Figura 1 retrata estes estados de operação e as transições que podem ocorrer entre eles.

Figura 1 – Estados Operativos.



Fonte – Traduzido de (Kundur; Balu; Lauby, 1994).

No estado **normal**, todas as variáveis do sistema estão dentro da faixa habitual e nenhum equipamento está sendo sobrecarregado. O sistema opera de maneira segura e é capaz de suportar uma contingência sem violar nenhuma das restrições. Ou seja, as restrições de carga, operação e segurança são satisfeitas.

O sistema entra no estado de **alerta** se o nível de segurança cair abaixo de um certo limite de adequação ou se a possibilidade de um distúrbio aumentar devido a condições climáticas adversas, como a aproximação de tempestades severas. Nesse estado, todas as variáveis do sistema ainda estão dentro da faixa normal e nenhum equipamento está sendo sobrecarregado. No entanto, o sistema foi enfraquecido a um nível em que uma

contingência pode causar uma sobrecarga de equipamento que coloca o sistema em um estado de emergência. Se a perturbação for muito grave, o estado *in extremis* pode resultar diretamente do estado de alerta. Em outras palavras, no estado de alerta as restrições de carga e de operação são satisfeitas, porém nem todas as restrições de segurança são obedecidas. Ações preventivas, como redespacho de geração ou aumento da reserva, podem ser tomadas para restaurar o sistema ao estado normal. Se as etapas restaurativas não forem bem-sucedidas, o sistema permanecerá no estado de alerta.

O sistema entra no estado de **emergência** se ocorrer uma perturbação suficientemente grave quando o sistema estiver no estado de alerta. Nesse estado, as restrições de carga são satisfeitas, porém existem violações nas restrições de operação, tais como, tensões baixas em muitos barramentos e/ou capacidade de equipamentos excedem as classificações de emergência de curto prazo. Nessa situação, o sistema ainda está intacto e pode ser restaurado ao estado de alerta iniciando ações de controle de emergência: eliminação de falhas, controle de excitação, modulação HVDC, redução de carga, entre outras.

Se as medidas acima não forem aplicadas ou forem ineficazes, o sistema entrará no estado *in extremis* (ou extrema emergência), o que resulta em quedas de energia em cascata e, possivelmente, o desligamento de uma parte importante do sistema. Ou seja, nesse estado as restrições de carga, operação e segurança não são atendidas. Ações de controle, como redução de carga e separação controlada do sistema, visam salvar o máximo possível do sistema de um blecaute generalizado.

O estado **restaurador** representa uma condição na qual está sendo executada uma ação de controle para reconectar todas as instalações e restaurar a carga do sistema. Este estado é atingido quando uma emergência é eliminada através do desligamento manual ou automático de partes do sistema, efetuado pelo centro de controle ou por dispositivos locais. As restrições operacionais são obedecidas, mas o sistema não está intacto (cargas não atendidas, ilhamentos, etc.). O sistema transita desse estado para o estado de alerta ou normal, dependendo das condições do sistema.

A caracterização das condições do sistema nos cinco estados, como descrito acima, fornece uma estrutura na qual estratégias de controle podem ser desenvolvidas e ações do operador identificadas para lidar efetivamente com cada estado.

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo deste capítulo foi de apresentar as principais ferramentas teóricas utilizadas no desenvolvimento do trabalho. Foi visto que o FPO tem como objetivo solucionar diferentes problemas de operação e planejamento dos SEPs, descrevendo uma vasta classe de questões relacionadas com a otimização do controle em tempo real e do planejamento da operação e expansão de redes de energia elétrica. Sua formulação matemática é dada por um problema clássico de pesquisa operacional, tendo uma função

objetivo e restrições de igualdade e desigualdade. As restrições de igualdade visam garantir que toda a demanda de potência ativa e reativa sejam atendidas. As restrições de desigualdade visam garantir que os limites operativos do sistema elétrico não sejam violados. A Função Objetivo (FOB) por sua vez, pode configurar-se de diferentes maneiras, dentre as quais podemos destacar as seguintes: minimização de perdas, minimização do desvio de potência, minimização do custo da geração e mínimo desvio de tensão.

O método de pontos interiores (MPI) é uma das metodologias existentes para a solução de problemas de otimização, sendo esse método bastante aplicado para resolução de problemas de FPO, neste capítulo foi demonstrado as principais etapas da solução. Também foi visto que a análise de segurança de um sistema elétrico de potência pode ser definida como a análise da condição operacional do sistema sob um conjunto de perturbações, com a finalidade de determinar o risco operacional e projetar sistemas de controle adequados. Para esse fim, as condições de operação do sistema são classificadas em cinco estados: normal, alerta, emergência, *in extremis* e restaurador.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

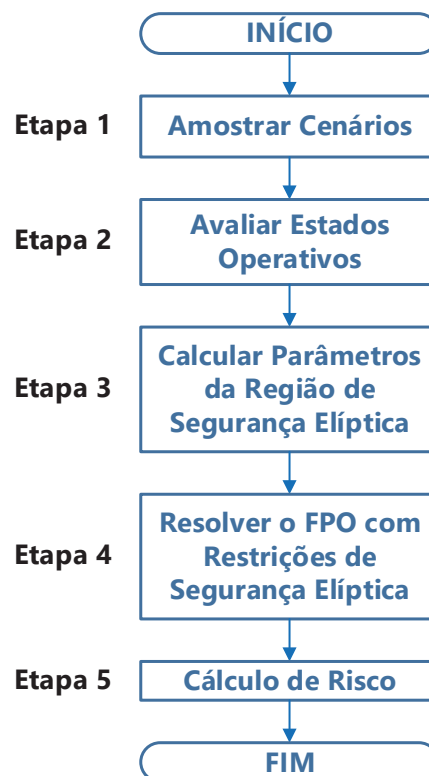
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Visando uma maneira prática para a avaliação de segurança dos sistemas elétricos de potência, este capítulo consiste na apresentação dos passos necessários para a elaboração de uma ferramenta computacional que através do histórico operacional do sistema define uma região elíptica que englobe seus pontos operativos. Posteriormente essa região elíptica é tratada como restrição de um problema de otimização para que o sistema analisado, em operações futuras, não viole sua faixa operativa histórica.

3.2 DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA

O fluxograma da abordagem proposta é representado pela Figura 2.

Figura 2 – Fluxograma da Metodologia Proposta.



Fonte – Autoria própria (2020).

A primeira etapa consiste em amostrar cenários no intuito de representar o histórico operacional do sistema. Na segunda etapa esses cenários tem seus estados avaliados resultando em um conjunto de pontos operativos do sistema. A terceira etapa constitui-se em calcular os parâmetros da Região de Segurança Elíptica (RSE) que englobe o conjunto de pontos operativos histórico do sistema. Na quarta etapa é demonstrado como a RSE é

incluída como restrição no Fluxo de Potência Ótimo (FPO). Por fim, na quinta etapa é proposta uma métrica para medir o risco operativo do sistema.

Nas próximas seções, será detalhada cada uma das etapas da metodologia.

3.3 ETAPA-1: AMOSTRAGEM DOS CENÁRIOS

Na primeira etapa são amostrados os cenários de geração de energia eólica e carga. Os diversos cenários para aquisição de um histórico operacional do sistema elétrico analisado são obtidos através de amostras da geração de energia eólica e da carga do sistema. Sendo que cada cenário amostrado compreende:

- uma amostra da carga do sistema em cada um dos barramentos;
- uma amostra para geração de energia eólica em cada parque eólico.

3.3.1 Amostra da Carga

A técnica mais comum para modelar as cargas do SEP é através da distribuição Gaussiana (Singh; Pal; Jabr, 2009). É possível determinar uma curva de distribuição normal a partir da média (μ) e do desvio padrão (σ) em relação a média, essa função é representada pela Equação (3.1).

$$f_n(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2}, \quad \forall x \in (-\infty, +\infty) \quad (3.1)$$

Onde:

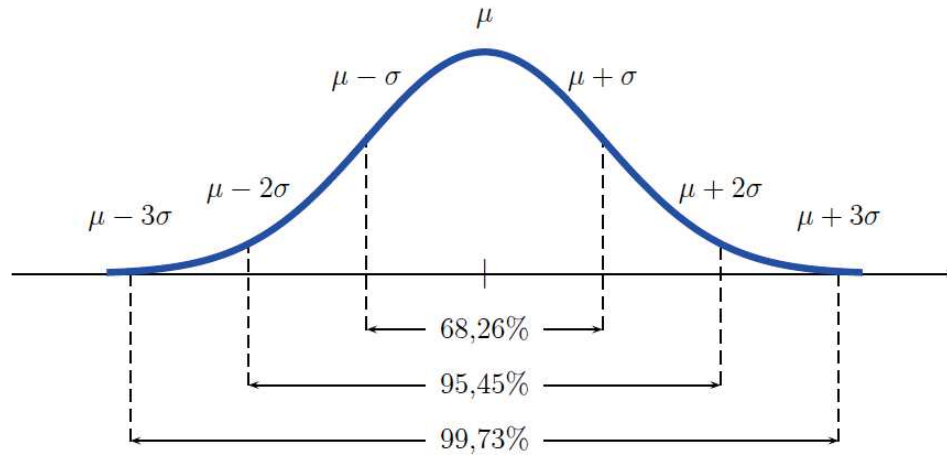
- x evento analisado;
- μ média do evento x ;
- σ desvio padrão do evento x ;
- $f_n(x)$ probabilidade de ocorrência do evento x .

Uma das principais características da distribuição normal é que a área sob a curva está associada a probabilidade da ocorrência de determinado evento, outro detalhe importante é que, independentemente dos valores de μ e σ , as faixas de valores compreendidas entre $\mu \pm \sigma$ estão 68,26% dos eventos, entre $\mu \pm 2\sigma$ estão 95,45% dos eventos e entre $\mu \pm 3\sigma$ estão 99,73% dos eventos (Bittencourt; Viali, 2006), como mostra a Figura 3.

Através das faixas de valores apresentadas é possível concluir que em uma distribuição normal praticamente todos os valores estão compreendidos a uma distância de $\pm 3\sigma$ da média. Logo, neste trabalho essa distância é chamada de incerteza de variação da carga.

Em relação à carga do sistema, dois níveis de incerteza são considerados no trabalho proposto: os níveis global (gu) e local (lu). Para cada cenário i , são usadas duas distribuições normais, sendo uma para cada um dos fatores de nível gu e lu . O procedimento é explicado a seguir:

Figura 3 – Distribuição Normal.



Fonte – Autoria própria (2018).

- amostra global: um valor aleatório (fg^i) é amostrado para todo o cenário i usando uma distribuição normal com valor médio e desvio padrão dados por $u_g = 0$ e σ_g , respectivamente, onde σ_g é escolhido por $3 \cdot \sigma_g = gu/2$, o que permite cobrir quase 100% do intervalo de incerteza (Koziol et al., 2016);
- amostra local: um valor aleatório (fl_k^i) é amostrado para cada cenário i e barramento k , usando outra distribuição normal com valor médio e desvio padrão fornecido por $\mu_l = 0$ e σ_l , respectivamente, onde σ_l é escolhido para $3 \cdot \sigma_l = lu/2$, o que permite cobrir quase 100 % da faixa de incerteza lu (Koziol et al., 2016).

A partir dos valores aleatórios gerados anteriormente, a carga ativa e reativa no barramento k no cenário i é atualizada por (3.2) e (3.3), respectivamente.

$$PL_k^i = (1 + fg^i) \cdot (1 + fl_k^i) \cdot PL_k \quad (3.2)$$

$$QL_k^i = (1 + fg^i) \cdot (1 + fl_k^i) \cdot QL_k \quad (3.3)$$

Onde:

- fg^i fator de alteração global da carga no cenário ' i ';
- fl_k^i fator de alteração local da carga da barra ' k ' no cenário ' i ';
- PL_k^i demanda de potência ativa na barra ' k ' no cenário ' i ';
- QL_k^i demanda de potência reativa na barra ' k ' no cenário ' i ';
- PL_k demanda de potência ativa original da barra ' k ';
- QL_k demanda de potência reativa original da barra ' k '.

As equações (3.2) e (3.3) representam a carga para cada cenário ' i ', levando assim em consideração a diversidade da demanda. fg^i é responsável pela modificação do nível

de carga do sistema enquanto isso fl_k^i garante diferentes alterações em cada barramento de carga. Esse recurso é uma maneira mais realista de representar o comportamento das cargas no sistema de energia elétrica. Em outras palavras, o fator fg^i define o nível de carga do sistema no cenário 'i' para todos os barramentos, enquanto fl_k^i estabelece diferentes variações de carga entre os barramentos no cenário 'i'.

3.3.2 Amostra da Geração Eólica

A modelagem da velocidade do vento adotada neste trabalho consiste na utilização da função de distribuição de probabilidade de Weibull, conhecida na literatura por representar de forma eficiente a distribuição densidade de probabilidade da velocidade do vento. Esta representação fornece uma modelagem adequada do vento, permitindo obter simulações com resultados confiáveis da potência gerada por um parque eólico inserido na rede elétrica (Stevens; Smulders, 1979).

A função de distribuição Weibull tem como parâmetros o fator de forma e o fator de escala e sua forma genérica é mostrada pela Equação (3.4).

$$f_w(v) = \frac{\kappa}{\lambda} \cdot \left(\frac{v}{\lambda}\right)^{\kappa-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{\lambda}\right)^\kappa} \quad (3.4)$$

Onde:

- v Velocidade do Vento (m/s);
- κ Fator de Forma;
- λ Fator de Escala.

A Figura 4 mostra como o formato da função de distribuição Weibull varia para diferentes fatores de escala e forma, respectivamente. Um fator de forma pequeno indica uma distribuição relativamente larga das velocidades do vento em torno da velocidade média, enquanto que um fator de forma elevado indica o contrário. Já o fator de escala está relacionado com a velocidade média do vento.

Tanto o fator de forma, quanto o fator de escala são calculados a partir de séries históricas de velocidades do vento, como mostrado a seguir pelas equações (3.5) e (3.6).

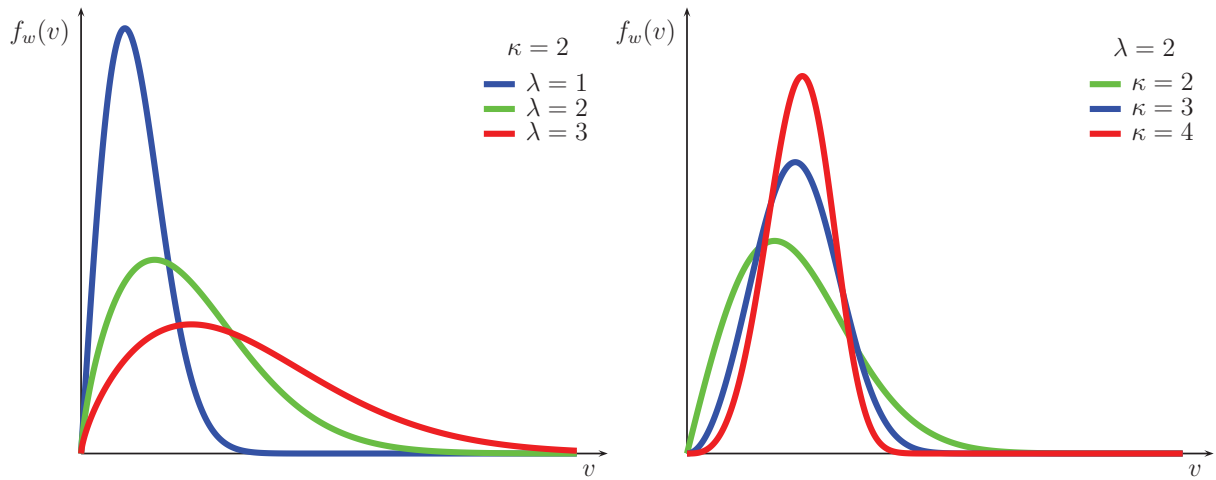
$$\kappa = \left(\frac{\sigma_v}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (3.5)$$

$$\lambda = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{\kappa}\right)} \quad (3.6)$$

Onde:

- \bar{v} Média do histórico de velocidade do vento;
- σ_v Desvio padrão do histórico de velocidade do vento;
- Γ Função de Distribuição Gamma.

Figura 4 – Distribuição Weibull.



(a) Para diferentes fatores de escala.

(b) Para diferentes fatores de forma.

Fonte – Autoria própria (2020).

Assim sendo, a partir desses parâmetros previamente conhecidos de um parque eólico, a função de distribuição de probabilidade Weibull correspondente pode ser obtida e a velocidade do vento amostrada usando essa curva.

Após amostrado um valor para a velocidade do vento no cenário ‘ i ’, a geração de potência ativa (PW_k^i) no barramento ‘ k ’, onde o parque eólico está conectado, é obtida a partir da interpolação com os dados de potência da turbina instalada na fazenda eólica (OLIVEIRA et al., 2018; Zhang; Wang; Wang, 2014).

O fator de potência das unidades eólicas é um parâmetro pré-estabelecido, que pode ser unitário, atrasado ou avançado, uma vez que as unidades eólicas reais sempre operam em um modo de fator de potência constante. Assim, a potência reativa relacionada (QW_k^i) é fornecida em função de PW_k^i e o fator de potência considerado (fp_k) de acordo com (3.7).

$$QW_k^i = \begin{cases} 0, & \text{se } fp_k \text{ unitário} \\ PW_k^i \cdot \sqrt{\frac{1}{fp_k^2} - 1}, & \text{se } fp_k \text{ capacitivo} \\ -PW_k^i \cdot \sqrt{\frac{1}{fp_k^2} - 1}, & \text{se } fp_k \text{ indutivo} \end{cases} \quad (3.7)$$

É importante salientar que os mesmos fatores de escala e de forma relacionados à função de distribuição de probabilidade Weibull são usados em todos aerogeradores para representar a correlação das velocidades do vento relacionadas.

3.4 ETAPA-2: AVALIAÇÃO DOS ESTADOS OPERATIVOS

A segunda etapa consiste em avaliar, através da resolução do Fluxo de Potência Ótimo, estados operativos relativos aos cenários amostrados anteriormente, simulando assim um histórico operacional do sistema.

Para padronizar os resultados, um barramento de referência fictício conectado a todos os barramentos de geração por uma rede fictícia é criado. A rede fictícia é formada por linhas fictícias com alta reatância e resistência nula para não influenciar os resultados. Os elementos fictícios criados são incorporados ao sistema original em todas as etapas da metodologia proposta. Uma explicação mais detalhada sobre a inclusão dos elementos fictícios será apresentada na Subseção 3.5.1.

Nesta etapa, no intuito de simular um histórico operativo para o SEP, um FPO é resolvido para cada cenário ou estado operacional ‘ i ’ obtido na Etapa 1. Esse FPO tem a função objetivo de mínimas perdas descrita em (3.8), sujeita as restrições (3.9) - (3.18). Observe que as variáveis de controle neste problema estão relacionadas à geração de potência ativa e reativa. Dessa forma, as variáveis a serem otimizadas são PG_k , QG_k , V_k e θ_k para todo ‘ k ’ pertencente ao conjunto de barramentos do sistema.

$$\min \sum_{m \in \Omega_k} (P_{km}^i + P_{mk}^i), \forall k \in B, \forall i \in S \quad (3.8)$$

s.a:

$$PG_k^i + PW_k^i - PL_k^i - \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}^i = 0, \forall k \in B, \forall i \in S \quad (3.9)$$

$$QG_k^i + QW_k^i - QL_k^i - \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}^i = 0, \forall k \in B, \forall i \in S \quad (3.10)$$

$$P_{km}^i = g_{km}(V_k^i)^2 - V_k^i V_m^i (g_{km} \cos \theta_{km}^i + b_{km} \sin \theta_{km}^i) \quad (3.11)$$

$$Q_{km}^i = - (V_k^i)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k^i V_m^i (b_{km} \cos \theta_{km}^i - g_{km} \sin \theta_{km}^i) \quad (3.12)$$

$$PG_k^{\min} \leq PG_k^i \leq PG_k^{\max}, \forall k \in G, \forall i \in S \quad (3.13)$$

$$QG_k^{\min} \leq QG_k^i \leq QG_k^{\max}, \forall k \in G, \forall i \in S \quad (3.14)$$

$$V_k^{\min} \leq V_k^i \leq V_k^{\max}, \forall k \in B, \forall i \in S \quad (3.15)$$

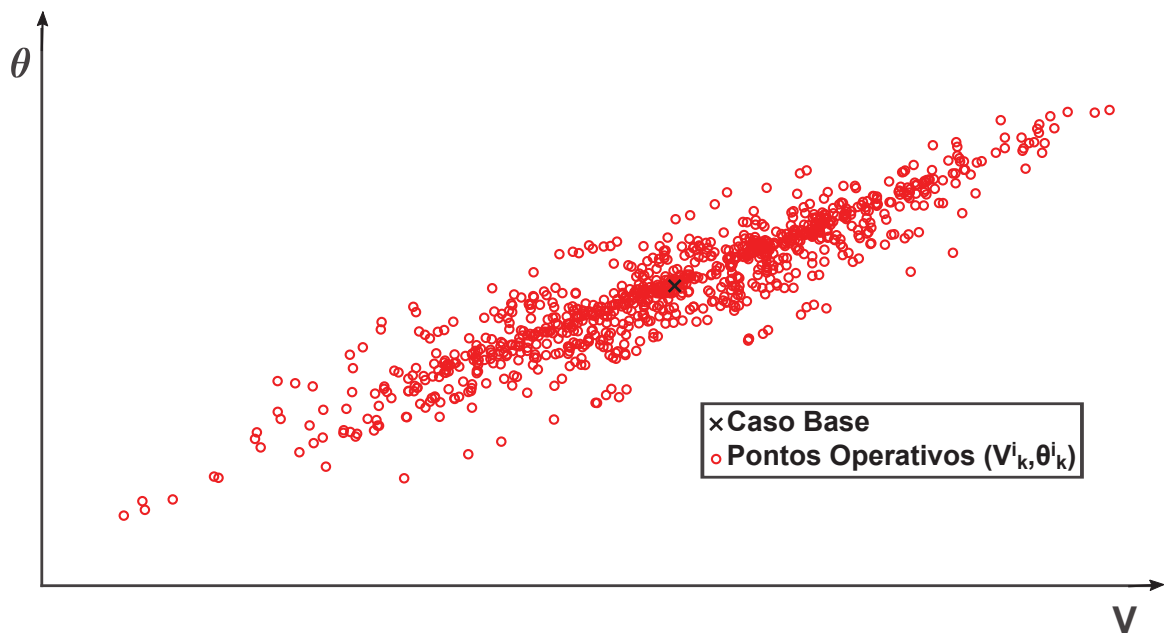
$$V_k^i = V_k^{esp}, \forall k \in G, \forall i \in S \quad (3.16)$$

$$PG_k^i - \rho_{km} \cdot PG_m^i = 0, \forall k, m \in G, m \neq k \quad (3.17)$$

$$0.8 \cdot \frac{PG_k^{\max}}{PG_m^{\max}} \leq \rho_{km} \leq 1.2 \cdot \frac{PG_k^{\max}}{PG_m^{\max}} \quad (3.18)$$

A função objetivo em (3.8) procura minimizar as perdas de potência ativa na transmissão. Pode-se enfatizar que qualquer função objetivo é permitida conforme definido pelo usuário. As restrições em (3.9) e (3.10) estão relacionadas à primeira lei de Kirchhoff e representam o equilíbrio de potência ativa e reativa, respectivamente, em cada barramento 'k' no cenário 'i'. Os fluxos de potência ativa e reativa em cada linha 'km' são formulados em (3.11) e (3.12), respectivamente. Os limites de operação para as variáveis de otimização estão representados entre (3.13) - (3.15). A restrição (3.16) define a tensão em cada barramento de geração no valor especificado (V_k^{esp}). A restrição (3.17) é adicionada ao FPO para garantir os despachos de potência ativa dos geradores proporcionais a capacidade das usinas. Essa relação é dada pelo fator de participação ρ_{km} , definido em (3.18) dentro de um intervalo de $\pm 20\%$ (definido pelo usuário) sobre a relação entre as capacidades máximas de geração. Esse intervalo é definido pelo usuário pela característica operacional.

Figura 5 – Distribuição dos pontos operativos.



Fonte – Autoria própria (2020).

Como o FPO é resolvido para cada cenário ou estado operacional 'i', um conjunto de pares ordenados (V_k^i, θ_k^i) é obtido para cada barramento 'k', conforme mostrado na

Figura 5. Observe que um ponto da Figura 5 está relacionado ao caso base, onde o sistema opera com suas cargas nominais e sem geração eólica. Os pontos da Figura 5 são usados na Etapa 3 para obter a região segura.

3.5 ETAPA-3: CÁLCULO DOS PARÂMETROS DA REGIÃO DE SEGURANÇA ELÍPTICA

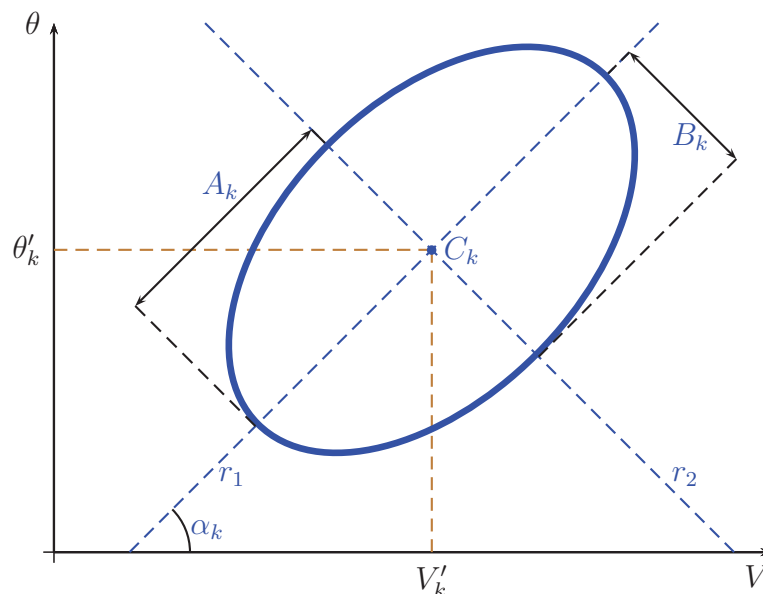
Na terceira etapa são calculados os parâmetros das Regiões de Segurança Elíptica que englobam os pontos operativos do histórico operacional do sistema elétrico.

O objetivo dessa etapa é definir uma região de segurança, para cada barramento 'k', que englobe todos os pontos operativos do sistema operando em condições normais. Os pontos operativos são obtidos na Etapa 2 através da construção do histórico operacional.

Da Figura 5, pode-se observar que os pontos operacionais dados pelos pares ordenados (V_k^i, θ_{km}^i) tendem a estar em torno do caso base, formando uma elipse. Dessa forma, a metodologia proposta em (Ferreira et al., 2021), define uma região de segurança com formato elíptico que é representada pelos seguintes parâmetros:

- Centro (C_k);
- Inclinação (α_k);
- Raio Horizontal (A_k);
- Raio Vertical (B_k).

Figura 6 – Parâmetros da envoltória elíptica para o barramento 'k'.



Fonte – Autoria própria (2020).

A Figura 6 ilustra esses parâmetros da região elíptica para o barramento ‘ k ’, onde o par ordenado (V'_k, θ'_k) corresponde ao centro (C_k) . Além disso, o uso de uma curva contínua para envolver esses pontos permite sua implementação no Fluxo de Potência Ótimo.

Para englobar os estados operacionais com a menor área possível, os parâmetros da elipse para cada barramento ‘ k ’ são obtidos resolvendo o problema de Programação Não Linear (PNL) formulado entre (3.19) e (3.23).

$$\min \quad (\pi \cdot A_k \cdot B_k) \quad (3.19)$$

sujeito a:

$$(fa_k^i)^2 + (fb_k^i)^2 \leq 1, \quad \forall i \in S \quad (3.20)$$

$$fa_k^i = \frac{(V_k^i - V'_k) \cdot \cos \alpha_k + (\theta_k^i - \theta'_k) \cdot \sin \alpha_k}{A_k}, \quad \forall i \in S \quad (3.21)$$

$$fb_k^i = \frac{-(V_k^i - V'_k) \cdot \sin \alpha_k + (\theta_k^i - \theta'_k) \cdot \cos \alpha_k}{B_k}, \quad \forall i \in S \quad (3.22)$$

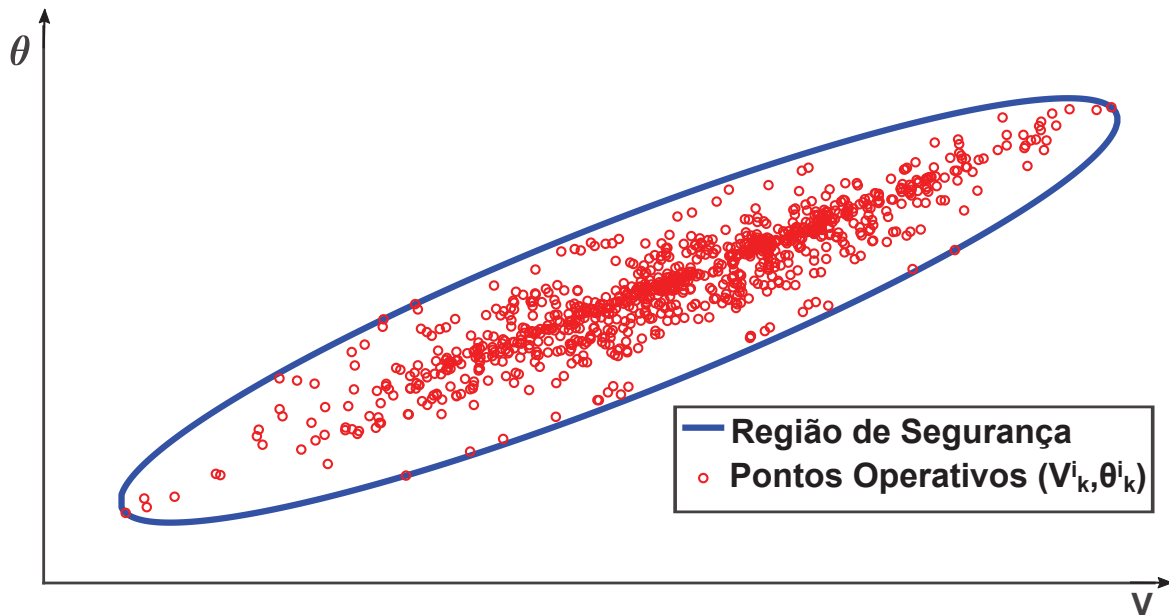
$$A_k, B_k > 0 \quad (3.23)$$

Pode-se destacar que a expressão em (3.19) consiste na fórmula matemática da área de uma elipse. Neste problema de otimização, V'_k , θ'_k , α_k , A_k e B_k são parâmetros da elipse a serem otimizados, enquanto fa_k^i e fb_k^i são variáveis auxiliares. Na abordagem proposta, os valores iniciais dos parâmetros de otimização são listados abaixo.

- o centro inicial (C_k^0) representado pelas coordenadas $(V_k'^0, \theta_k'^0)$ para a barra ‘ k ’ são dados pela média das respectivas coordenadas (V_k^i, θ_k^i) de todos os pontos operativos do histórico;
- a inclinação inicial (α_k^0) para a barra ‘ k ’ é dada pela reta r_1 que passa pelo centro (C_k^0) . O coeficiente angular dessa reta (a_1) é obtido através da regressão linear dos pontos operativos do histórico (Bangdiwala, 2018). Dado a não existência de um compromisso matemático para que a reta de regressão linear obtida passe pelo centro da elipse (C_k^0) seu coeficiente linear (b_1) é calculado pela expressão $b_1 = -V_k'^0 \cdot m_1 + \theta_k'^0$, assim r_1 é definida por $(r_1 : \theta = a_1 \cdot V + b_1)$.
- os raios da elipse inicial horizontal (A_k^0) e vertical (B_k^0) são iguais à distância euclidiana máxima dos pares ordenados (V_k^i, θ_k^i) às retas r_2 e r_1 , respectivamente (Gore, 2017), onde r_2 é perpendicular a r_1 e também passa pelo centro (C_k^0) .

A Figura 7 mostra um exemplo da envoltória elíptica obtida usando os pontos operacionais da Figura 5 e a solução do problema de PNL entre (3.19) - (3.23). Pode-se enfatizar que a envoltória elíptica é adequado para conter todos os pontos operativos seguros (V_{k_i}, θ_{k_i}) , como pode ser visto na Figura 7.

Figura 7 – Envoltória elíptica dos pontos operativos.



Fonte – Autoria própria (2020).

Deve-se destacar que as Etapas 2 e 3 são executados *offline* e as regiões elípticas podem ser armazenadas nos dados do sistema.

3.5.1 Barramentos Exceções

Vale ressaltar que na barra de referência o ângulo da tensão é o mesmo em todos os cenários, o que faz com que o raio vertical da elipse (B_k) torne-se nulo, inviabilizando a construção da região de segurança elíptica, pois dessa forma a região de segurança é dada por uma reta ($\theta_k^i = 0 \forall V_k^i$). Para contornar esse problema é criada uma barra fictícia no intuito de ser uma nova referência e dessa forma evitar que um barramento real do sistema fique sem sua região de segurança elíptica. Outra vantagem da implementação da barra fictícia como referência é que o valor absoluto do ângulo da tensão de um barramento muda de acordo com a escolha da referência, portanto ao negligenciar isso e manter a referência em um barramento real a região de segurança teria seus parâmetros alterados de acordo com o referencial adotado. Assim sendo, ao escolher uma barra fictícia como referência as regiões de segurança são padronizadas. Para reforçar a padronização, a barra fictícia é interligada a todas as barras de geração do sistema através de linhas de transmissão fictícias, representadas por uma alta reatância e resistência nula, com a finalidade de evitar interferência nos resultados de simulação da rede elétrica.

Além disso, é importante salientar que para os barramentos de geração a tensão é definida em um valor especificado, como em (3.16), logo a região de segurança é dado por uma reta ($V_k^i = V_k^{esp} \forall \theta_k^i$). Assim sendo, não existe uma região elíptica de segurança para essas situações.

3.6 ETAPA-4: RESOLUÇÃO DO FPO COM RESTRIÇÕES DE SEGURANÇA ELÍPTICA

Na quarta etapa as Regiões de Segurança Elípticas (RSEs) são incluídas como restrições de um problema de otimização, para que em operações futuras o sistema analisado não opere fora de sua faixa operativa histórica.

Dispondo das regiões de segurança elíptica obtidas na Etapa 3, elas são equacionadas e inseridas como restrições adicionais no modelo de FPO descrito entre (3.9)-(3.16). Dessa forma, o FPO proposto com restrições de segurança elípticas é formulado entre (3.24)-(3.36), sendo a restrição (3.33) responsável por demarcar a envoltória da elipse determinada na Etapa 3. As variáveis de controle para o problema de FPO proposto entre (3.24)-(3.36) estão relacionadas a geração de potência ativa e reativa, assim como no problema de otimização entre (3.8)-(3.18), uma vez que esses problemas estão interligados através das variáveis (fa_k^i) e (fb_k^i). Dessa forma, as variáveis a serem otimizadas são PG_k , QG_k , V_k , θ_k e, agora, RLX_k para todo 'k' pertencente ao conjunto de barramentos do sistema.

$$\min F = \sum_{k \in B} RLX_k \quad (3.24)$$

sujeito a:

$$PG_k^i + PW_k^i - PL_k^i - \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}^i = 0, \forall k \in B, \forall i \in S \quad (3.25)$$

$$QG_k^i + QW_k^i - QL_k^i - \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}^i = 0, \forall k \in B, \forall i \in S \quad (3.26)$$

$$P_{km}^i = g_{km}(V_k^i)^2 - V_k^i V_m^i (g_{km} \cos \theta_{km}^i + b_{km} \sin \theta_{km}^i) \quad (3.27)$$

$$Q_{km}^i = - (V_k^i)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k^i V_m^i (b_{km} \cos \theta_{km}^i - g_{km} \sin \theta_{km}^i) \quad (3.28)$$

$$PG_k^{\min} \leq PG_k^i \leq PG_k^{\max}, \forall k \in G, \forall i \in S \quad (3.29)$$

$$QG_k^{\min} \leq QG_k^i \leq QG_k^{\max}, \forall k \in G, \forall i \in S \quad (3.30)$$

$$V_k^{\min} \leq V_k^i \leq V_k^{\max}, \forall k \in B, \forall i \in S \quad (3.31)$$

$$V_k^i = V_k^{esp}, \forall k \in G, \forall i \in S \quad (3.32)$$

$$(fa_k^i)^2 + (fb_k^i)^2 \leq RLX_k^2, \forall k \in B, \forall i \in S \quad (3.33)$$

$$fa_k^i = \frac{(V_k^i - V_k') \cdot \cos \alpha_k + (\theta_k^i - \theta_k') \cdot \sin \alpha_k}{A_k}, \forall i \in S \quad (3.34)$$

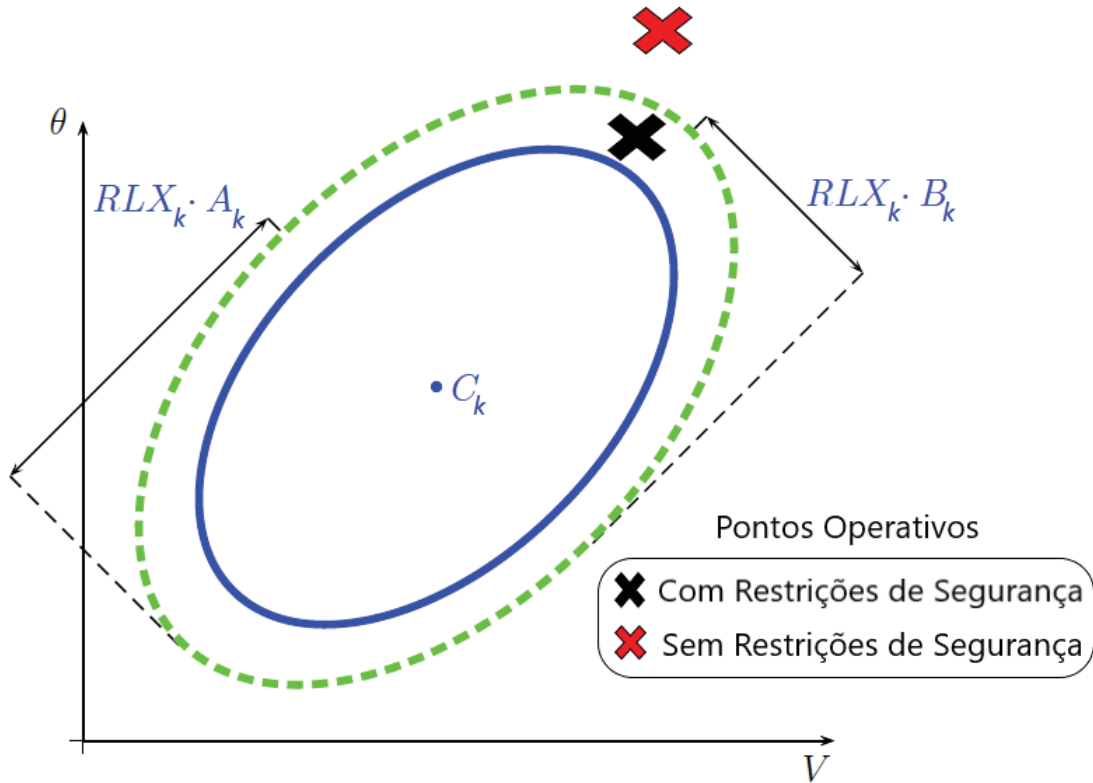
$$fb_k^i = \frac{-(V_k^i - V_k') \cdot \sin \alpha_k + (\theta_k^i - \theta_k') \cdot \cos \alpha_k}{B_k}, \forall i \in S \quad (3.35)$$

$$RLX_k \geq 1, \forall k \in B \quad (3.36)$$

O modelo proposto na Etapa 4 busca evitar a não convergência do FPO com restrições de segurança, empregando uma técnica de relaxamento que permite um aumento no tamanho da elipse. Na referência (Fernandes; Lenzi; Mikilita, 2008) têm-se o exemplo da utilização do artifício do relaxamento para levar o sistema à solução. Dessa forma, um índice de relaxamento é definido para cada barramento (RLX_k) e o relaxamento geral é minimizado pela função objetivo em (3.24). As restrições de segurança são representadas por (3.33) e (3.36), elas delimitam cada um dos cenários ‘ i ’ e casos de contingência simples ‘ c ’ dentro da elipse relaxada para cada barramento ‘ k ’. Assim, as equações da elipse são dadas por (3.33) e o índice de relaxação é limitado por (3.36), o que força a elipse relaxada a ser maior ou igual à região de segurança definida na Etapa 3.

Observe que as restrições em (3.9) - (3.16) são adicionadas para todos os casos de contingência única neste problema de FPO, ou seja, cada restrição de (3.9) a (3.16) é definida para cada caso de contingência ‘ c ’ do conjunto ‘ S ’ para atender ao critério ‘ $N - 1$ ’. Assim, como a função objetivo em (3.24) também está sujeita a (3.9) - (3.16) para cada contingência ‘ c ’, a minimização do índice de relaxamento (RLX_k) significa uma penalização que tende a atrair cenários inseguros, que podem ocorrer em condições normais ou em qualquer caso de contingência, para a região de segurança relaxada através de redespacho de geração do SEP. Isso é ilustrado na Figura 8, onde a elipse azul é a região de segurança definida na Etapa 3 e a linha verde tracejada representa a região de segurança relaxada na Etapa 4. Há um ponto operativo inseguro (x vermelho) obtido sem restrições de segurança, que é movido para a região segura relaxada (x preto) com pequeno valor de relaxamento (RLX_k).

Figura 8 – Região de Segurança Relaxada.



Fonte – Autoria própria (2020).

Como o ponto operacional relacionado ao 'x' preto está dentro da região segura relaxada, há um risco relacionado ao cenário correspondente. Portanto, a técnica de relaxamento proposta aumenta a cobertura da elipse e permite medir o risco de um estado operacional, sendo adequada para identificar quais pontos precisam de mais atenção e investimentos. A questão do risco será discutida na próxima etapa. É importante destacar que se um ponto operacional já estiver dentro da região segura mesmo sem restrições de segurança, então o relaxamento não é necessário e, portanto, $RLX_k = 1$.

Ressalta-se que esta etapa é realizada para conduzir o sistema para região segura com risco mínimo (RLX_k). Portanto, esta ação é feita sob condição de operação *online*.

3.7 ETAPA-5: CÁLCULO DE RISCO

Nesta etapa é proposta uma métrica para medir quão inseguro é um dado ponto operacional, baseado na distância de um ponto inseguro à região de segurança.

Após a Etapa 4, alguns pontos operativos podem estar fora da região segura (azul). No entanto, com as restrições de segurança propostas, todos os pontos operacionais estão dentro da região relaxada (verde) com RLX_k mínimo, no entanto sem essas restrições, muitos pontos estão longe das regiões seguras e relaxadas (x vermelho na Figura 8). Para medir o quão inseguro é um determinado ponto operacional, uma medida de distância de

um ponto inseguro até a região de segurança é proposta como medida de risco operacional para este ponto. A distância proposta ou medida de risco para a barra ‘ k ’ e cenário ‘ i ’ é formulada por (3.37).

$$D_k^i = \left(\sqrt{(fa_k^i)^2 + (fb_k^i)^2} - 1 \right) \cdot 100 \quad (3.37)$$

Se $D_k^i \leq 0$, o cenário ‘ i ’ está dentro da região segura (azul) para o barramento ‘ k ’, caso contrário, o ponto ‘ i ’ não é seguro. Quando $D_k^i \leq 0$, é assumido como igual a zero. Assim, o risco operacional proposto é calculado como:

$$Risk_k = \frac{\sum_{i=1}^{Nc} D_k^i}{Nc} \quad (3.38)$$

$$S_{Risk} = \frac{\sum_{k=1}^{Nb} Risk_k}{Nb} \quad (3.39)$$

Onde $Risk_k$ é o risco operativo para barra ‘ k ’ e S_{Risk} é considerado como o risco do sistema. Com o objetivo de avaliar a segurança do sistema, é proposto o seguinte critério:

- se $S_{Risco} \leq 1\%$, o estado do sistema é considerado SEGURO;
- se $S_{Risco} > 1\%$, o estado do sistema é classificado como ALERTA.

A experiência adquirida pelo operador através de várias ações permite a definição de valores adequados para S_{Risco} .

Embora a Região de Segurança Elíptica (RSE) também possa ser obtida de um histórico operacional sob o critério ‘ $N - 1$ ’, neste trabalho a RSE foi determinada apenas a partir de um histórico sob condição de operação normal de variação da carga e do vento. Além da estratégia de relaxamento (RLX) para conduzir pontos inseguros, por exemplo relacionados a contingências, para a região segura, uma outra vantagem dessa estratégia é que o relaxamento (RLX) fornece a distância (Risco) de um ponto inseguro da região elíptica. Outro aspecto para a desconsideração do critério ‘ $N - 1$ ’ para a obtenção do RSE é que, neste caso, a RSE seria ampliada resultando em nenhuma ação operativa no caso de contingência simples, uma vez que nessa situação elas pertencem ao histórico operacional.

3.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo dessa sessão foi a elaboração de uma ferramenta computacional que possa avaliar a segurança de sistemas elétricos de potência para que o mesmo não viole sua faixa operativa. Para isso, foi elaborado um fluxograma com os passos descritos da metodologia proposta visando a organização da mesma. Foi visto que primeiramente é de suma importância realizar um levantamento dos quadros de geração de energia

eólica e de carga do sistema, pois esses dados fornecem o histórico operacional da rede. Posteriormente, deve-se fazer uma avaliação dos estados operativos através da resolução do Fluxo de Potência Ótimo, visando um conjunto de pontos operativos do sistema, para assim obter um panorama operacional do mesmo.

Também foi abordado o cálculo dos parâmetros da Região de Segurança Elíptica, em que consiste abranger o conjunto de pontos operativos histórico do sistema, cujo cunho principal é a definição de uma zona segura, envolvendo todos os pontos operacionais do sistema funcionando em condições normais. Com os dados descritos acima em mãos, a resolução do FPO com restrições de segurança é o próximo passo. Nesse momento ocorre a demonstração de como a RSE é incluída como restrição no Fluxo de Potência Ótimo, visando que em operações futuras o sistema analisado não opere fora de sua faixa operativa histórica.

E, finalmente tem-se o cálculo de risco, onde o risco operacional do sistema é medido e a partir dele estimado quão inseguro é um dado ponto operativo, baseado na distância do ponto à região de segurança.

4 RESULTADOS

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Com a finalidade de aplicar e testar a metodologia proposta, neste capítulo, serão apresentados os resultados numéricos obtidos para dois sistemas testes.

A abordagem proposta é testada no sistema de 39 barras *New England*, cujos dados podem ser encontrados em (Daniel, 2013) e reproduzidos no Anexo A. Além disso, a simulação também é realizada usando o sistema teste IEEE-118 barras, cujos dados são disponibilizados no Anexo B e em (Al-Roomi, 2015).

Para todos os casos simulados, os limites de tensão inferior e superior são estabelecidos em 0,9 e 1,1 pu, respectivamente. Os resultados foram obtidos usando programação não linear resolvida pelo Método de Pontos Interiores disponível na *Optimization ToolboxTM* do MATLAB[®] (MathWorks, 2020). Além disso, as simulações ocorreram utilizando um computador Intel[®] CoreTM i7-8565U 1.8 GHz 8 GB de RAM, sistema operacional Windows 10 64-bits.

4.2 SISTEMA TESTE DE 39 BARRAS

O sistema analisado nesta seção é conhecido na literatura como sistema *New England*, ele é composto por 46 ramos e 39 barras, sendo que 9 são de geração. A carga nominal é de 6141,3 MW de potência ativa e 1413,5 MVar de potência reativa, além disso possui um banco de capacitores de 4,6 MVar conectado na barra 31. A Figura 9 mostra o diagrama unifilar deste sistema.

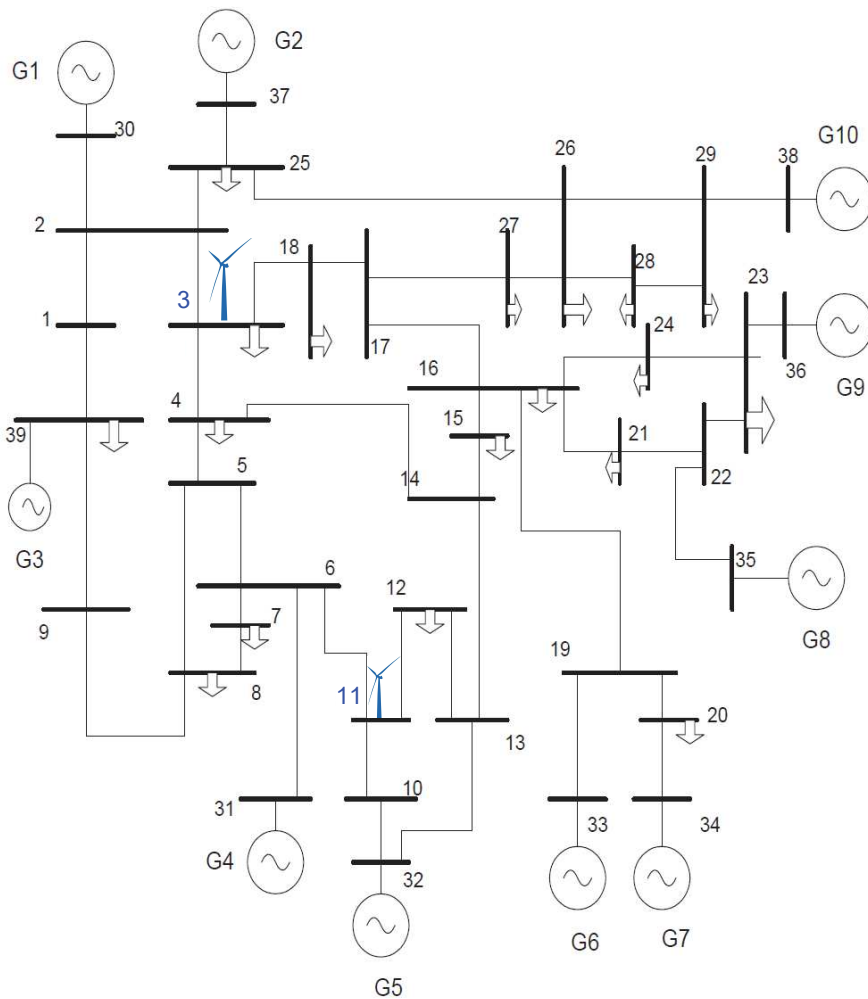
Dois parques eólicos com 600 aerogeradores de 1 MW foram inseridos no sistema. Todas as turbinas eólicas têm a curva de potência da Tabela 1.

Tabela 1 – Curva de potência da turbina eólica.

v (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8
kW	0	0	50	75	100	150	220	330
v (m/s)	9	10	11	12	13	14	15	16
kW	440	500	660	800	880	1000	1000	1000

O barramento terminal de cada parque eólico, bem como os respectivos fatores de forma e escala estão na Tabela 2, que correspondem aos valores mínimos para os estados brasileiros da Bahia (barra 3) e Rio Grande do Sul (barra 11), a partir de estudo da Empresa Brasileira de Pesquisa Energética (EPE) (Técnica, 2013).

A Tabela 7, vide Anexo A, mostra os limites de geração de potência ativa adotados e os valores de tensão especificados nos barramentos terminais das usinas. As capacidades

Figura 9 – Diagrama Unifilar do Sistema *New England*.

Fonte – (Daniel, 2013).

Tabela 2 – Dados dos Parques Eólicos - *New England*.

Barra	Capacidade (MW)	Fator de Forma	Fator de Escala
3	600	2,4	8,9
11	600	1,7	7,4

de geração de potência reativa são consideradas ilimitadas, uma vez que em alguns casos essa restrição causou problemas de convergência, então para simplificar a análise da metodologia proposta os impactos desses limites serão estudados em trabalhos futuros.

4.2.1 Determinação da Região de Segurança

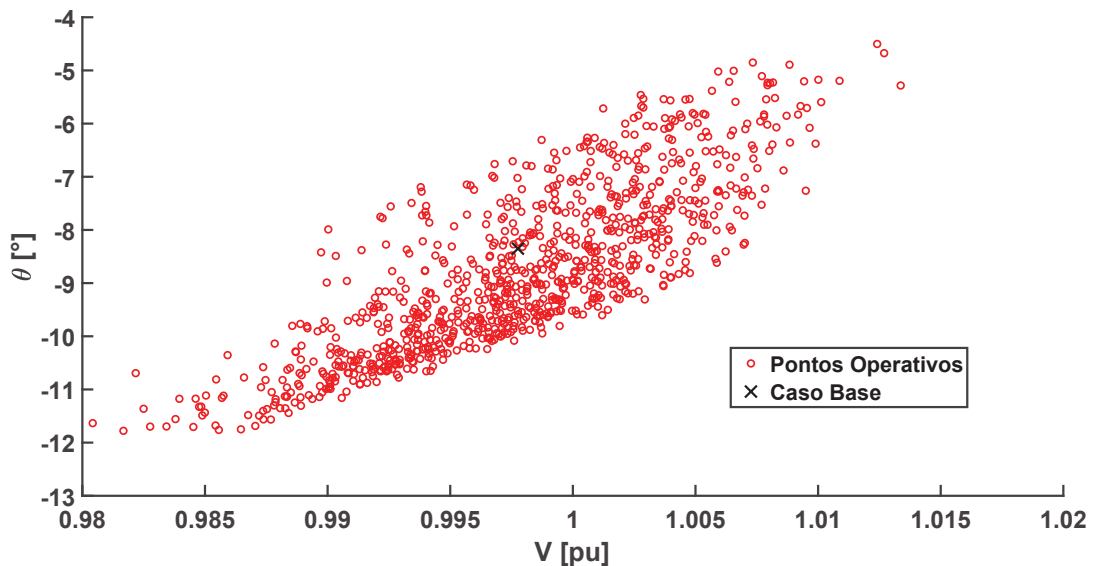
Primeiramente, a abordagem proposta requer dados históricos de operação. Para tanto, foram obtidos 940 cenários de velocidade do vento e de carga do sistema, que foram amostrados usando as distribuições Weibull (para velocidade do vento) e normal (para carga), considerando os fatores de forma e escala da Tabela 2 para o Weibull e as incertezas

de carga de 40% e 9% para os níveis de carga global (gu) e local (lu), respectivamente.

Com todos cenários de geração eólica e carga conhecidos eles são utilizados no problema de Fluxo de Potência Ótimo modelado entre (3.8) - (3.18) com o objetivo de obter o histórico operacional não cronológico do sistema. Vale ressaltar que o fator de potência foi considerado unitário para a geração de energia eólica. O tempo computacional para a resolução do problema de otimização foi cerca de 2 segundos para cada amostragem.

A Figura 10 mostra os pontos operativos obtidos para a barra 3, correspondentes aos ângulos e magnitudes de tensão.

Figura 10 – Pontos Operativos da Barra 3 - Sistema 39 barras.



Fonte – Autoria própria (2020).

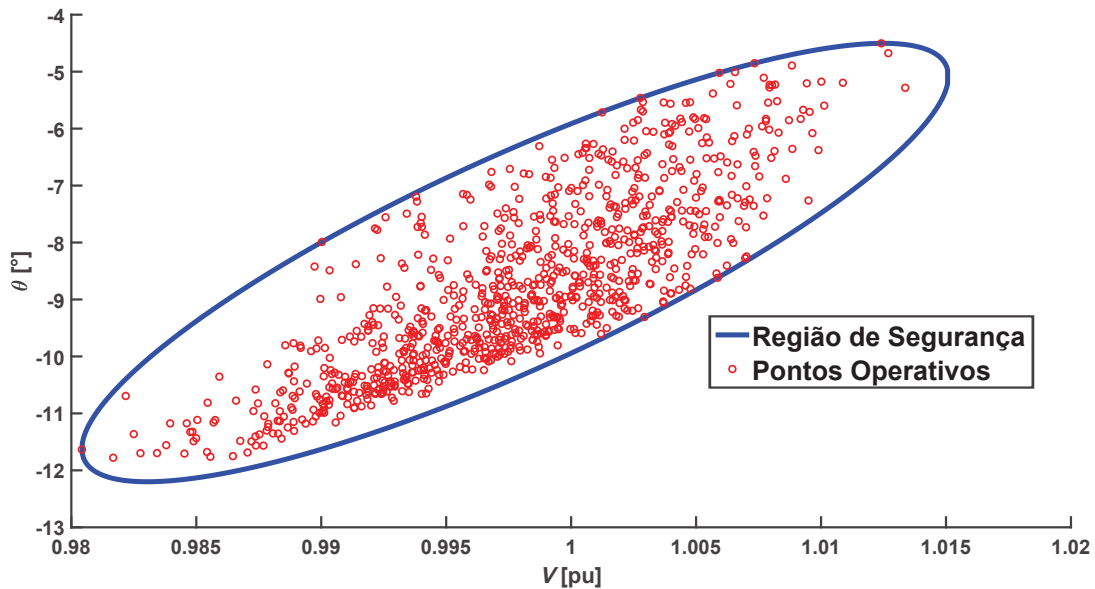
Após o mapeamento dos pontos em que o SEP atua em condições normais é possível calcular os parâmetros para a construção das regiões de segurança de cada barramento de carga do sistema resolvendo o problema de programação não linear modelado em (3.19) - (3.23). A Tabela 3 apresenta os parâmetros da elipse obtidos para cada barra de carga k a partir dos pontos operativos obtidos considerando os parques eólicos operando com o fator de potência unitário. O tempo computacional gasto para obtenção da região de segurança foi cerca de 0,2 segundos para cada barramento. A unidade de medida dos parâmetros V'_k e das projeções de A_k e B_k no eixo abscissa é $p.u.$. Já a unidade de medida dos parâmetros θ'_k , α_k e das projeções de A_k e B_k no eixo ordenada é grau.

A região elíptica de segurança do barramento 3 é ilustrada na Figura 11. Como pode ser visto, a elipse abrange todos os pontos operativos comprovando a eficácia da metodologia na obtenção de regiões de segurança. Assim, as restrições elípticas obtidas são adicionadas ao problema de FPO para manter o sistema dentro da região de segurança.

Tabela 3 – Parâmetros da região de segurança elíptica.

Barra	V'_k [pu]	θ'_k [°]	A_k	B_k	α_k [°]
1	1,0387	-8,7443	2,2286	0,0011	89,9101
2	1,0255	-6,2222	2,3822	0,0043	89,8011
3	0,9978	-8,3511	3,8487	0,0092	89,7808
4	0,9571	-8,4867	3,5250	0,0138	89,6442
5	0,9535	-6,4597	2,9172	0,0161	89,6086
6	0,9547	-5,5076	2,7264	0,0172	89,6405
7	0,9463	-8,1573	3,1307	0,0155	89,5990
8	0,9470	-8,8218	3,2160	0,0144	89,5960
9	1,0068	-9,9828	2,4132	0,0040	89,7844
10	0,9632	-3,0898	3,2405	0,0166	89,8450
11	0,9596	-3,4386	3,6767	0,0179	89,8456
12	0,9399	-3,8737	3,4003	0,0221	89,7713
13	0,9613	-4,1660	3,1552	0,0173	89,7904
14	0,9629	-6,7647	3,1887	0,0147	89,6435
15	0,9741	-9,5045	3,0971	0,0084	89,5995
16	0,9942	-9,0034	2,7195	0,0051	89,6351
17	0,9977	-9,6180	3,0125	0,0062	89,6857
18	0,9961	-9,6296	3,4019	0,0077	89,7283
19	0,9922	-6,0791	1,5589	0,0019	89,7051
20	0,9885	-7,9623	1,9803	0,0016	89,7806
21	1,0006	-6,9925	2,0946	0,0045	89,5207
22	1,0238	-2,9680	0,9031	0,0051	89,3964
23	1,0238	-3,4034	0,9263	0,0042	89,3286
24	1,0024	-9,0706	2,6725	0,0042	89,6520
25	1,0259	-5,7988	2,1088	0,0053	89,8337
26	1,0206	-8,8034	2,4188	0,0059	89,6887
27	1,0043	-10,3459	2,8240	0,0050	89,6414
28	1,0232	-7,0908	2,1236	0,0070	89,7100
29	1,0243	-4,8010	1,6971	0,0074	89,7661

Figura 11 – Região de Segurança da Barra 3 - Sistema 39 barras.



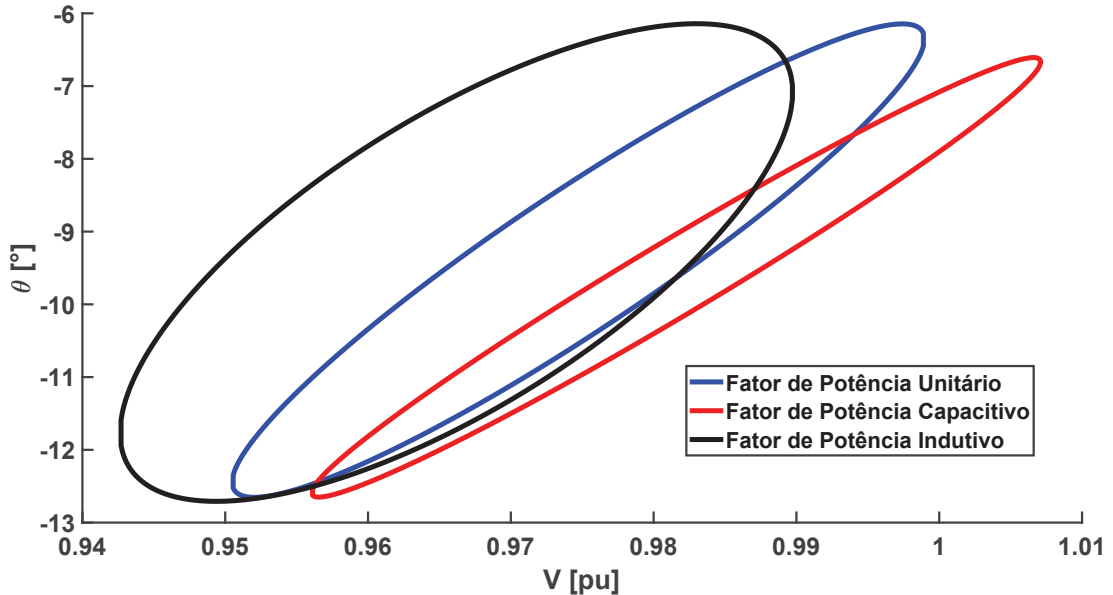
Fonte – Autoria própria (2020).

4.2.2 Influência do fator de potência na Região de Segurança (RSE)

No intuito de avaliar a influência do fator de potência na região de segurança proposta, o histórico operacional do sistema foi amostrado através dos mesmos cenários de carga e velocidade do vento, porém com os parques eólicos operando em três fatores de potência distintos e mantendo suas capacidades de produção de potência ativa conforme a Tabela 2. Dessa forma a RSE foi obtida para cada uma das três situações.

A Figura 12 mostra a RSE para a barra 15, pode-se observar que a RSE segue a mesma tendência para os fatores unitários, 0,92 indutivo e 0,92 capacitivo, indicando que a técnica proposta é adequada para representar a região segura. É importante ressaltar que a região de segurança diminui com a melhoria do fator de potência. Uma possível explicação é que com o parque eólico com fator de potência capacitivo, é fornecido energia reativa para a rede tornando o fator de potência equivalente do sistema, que por natureza é indutivo, mais próximo de unitário. O que faz com que o comportamento da elipse se aproxime de uma reta. Porém para confirmar essa justificativa é necessário uma análise mais profunda, investigação essa que será tema de trabalhos futuros. Adicionalmente, verificou-se que todos os barramentos do sistema possuem características RSE semelhantes.

Figura 12 – Barra 15 - RSE para diferentes fatores de potência.



Fonte – Autoria própria (2020).

4.2.3 Análise 1: Caso Tutorial

Esta análise visa verificar a eficiência da região de segurança elíptica estimada na Subseção 4.2.1, considerando o sistema sobrecarregado por um fator de 40% em todos os barramentos e que os parques eólicos das barras 3 e 11 estão operando com fator de potência unitário e entregam uma potência de 300 MW e 480 MW, respectivamente. Além

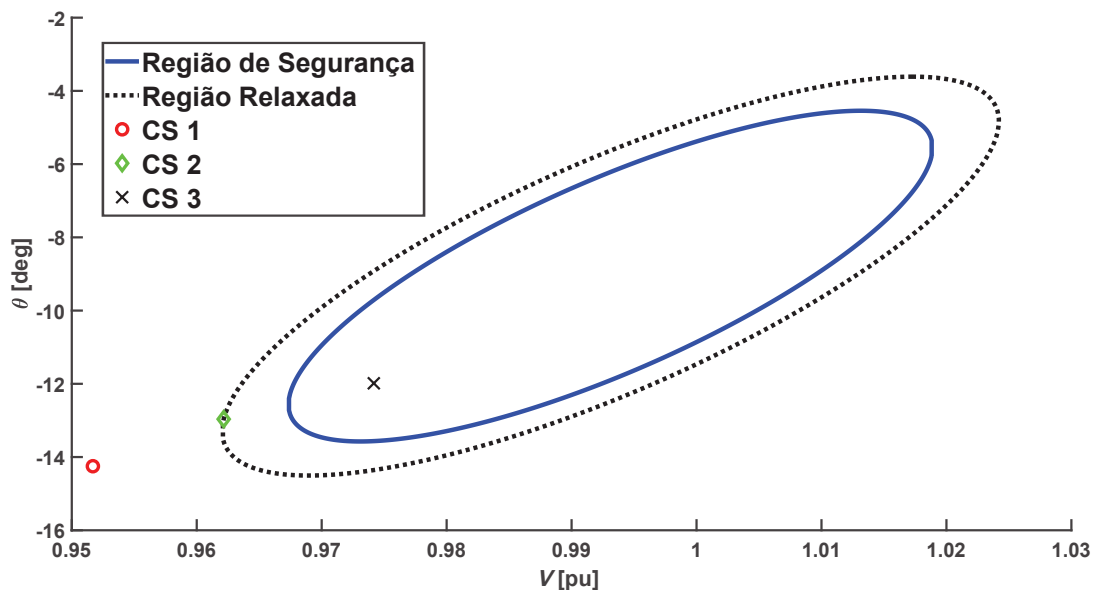
disso, para facilitar a apresentação e compreensão deste caso tutorial, apenas uma única contingência ‘c’ no circuito entre os barramentos 2 e 3 é considerada.

Para efeito de comparação, a Análise 1 compreende três Casos de Simulação (CSs) como segue:

- **CS 1:** O FPO é modelado entre (3.8) - (3.16), ou seja, não considera as restrições de segurança e, portanto, o problema de otimização minimiza as perdas de potência ativa da rede.
- **CS 2:** O FPO é modelado pela função objetivo (3.24) sujeito a (3.9) - (3.16) e (3.33) - (3.36), onde as tensões dos geradores são especificadas nos valores correspondentes da Tabela 7, exceto a tensão no barramento 33 que pode ser otimizado. Em outras palavras, este caso adiciona as restrições de segurança à formulação do FPO e o problema de otimização busca minimizar o relaxamento das regiões de segurança.
- **CS 3:** O FPO é modelado por (3.24) sujeito a (3.9) - (3.15) e (3.33) - (3.36). A diferença entre este caso e CS 2 é que a restrição (3.16) foi removida no CS 3. Como consequência, todos os perfis de tensão podem ser modificados para garantir um relaxamento reduzido da região de segurança.

Depois de resolver os CSs, os pontos operativos (V_k, θ_k) são obtidos para todos os barramentos. A Figura 13 mostra os pontos obtidos para a barra 3 em todos os CSs. Comportamento semelhante ocorre para as demais barras. Para a barra 3, os seguintes aspectos podem ser destacados:

Figura 13 – Regiões de segurança e relaxamento para a barra 3 em todos os CSs.



Fonte – Autoria própria (2020).

No CS 1, sem o uso de restrições de segurança, o ponto operacional (círculo vermelho) está longe da região segura (linha azul), bem como da região relaxada (linha preta tracejada).

No CS 2, o ponto operacional (diamante verde) está dentro da região relaxada levando o sistema a um risco operacional. Pode-se enfatizar que neste caso apenas a tensão do gerador no barramento 33 pode ser alterada, enquanto os demais geradores têm suas tensões ajustadas nos valores correspondentes especificados conforme a Equação (3.16).

No CS 3, o ponto operativo está dentro da região de segurança, sem necessidade de relaxamento, graças ao ajuste de todas as tensões dos geradores do sistema. Uma outra observação é que para este exemplo a região relaxada é idêntica a região de segurança original, uma vez que a variável RLX_3 teve seu valor unitário na solução do problema de otimização, além disso, diferentemente do CS 2 o ponto operativo não está na fronteira da região relaxada, porém isso é explicado pela restrição (3.36), que impede que o valor de RLX_3 seja menor do que 1, juntamente com a função objetivo do problema, definida por (3.24), que busca minimizar esse relaxamento. Portanto para qualquer par ordenado de tensão fasorial dentro da elipse a contribuição na função objetivo é a mesma, então se as outras restrições do problema são atendidas o ponto operacional não precisa necessariamente estar na fronteira da região segura, uma vez que outras combinações de despacho satisfazem o problema com a função objetivo no mínimo possível.

Já para as situações em que o ponto operativo se encontra fora da região segura, ele sempre vai estar na fronteira da região relaxada do barramento em questão, uma vez que a função objetivo busca minimizar o relaxamento, então em caso de convergência não tem outro ponto operativo no interior da região relaxada que satisfaça todas as restrições do problema.

A Tabela 4 resume as configurações obtidas pela abordagem proposta para as usinas de acordo com cada CS.

Tabela 4 – Configurações otimizadas para as usinas.

Barra	V (pu)			PG (MW)		
	CS 1	CS 2	CS 3	CS 1	CS 2	CS 3
30	1,0480	1,0480	1,0302	509,7190	289,4039	496,0134
31	0,9820	0,9820	1,0427	661,1001	763,5470	796,6740
32	0,9830	0,9830	1,0373	314,7608	521,6909	839,6570
33	0,9970	1,0886	1,0104	699,7061	1339,7354	990,6458
34	1,0120	1,0120	1,0006	776,8665	455,6496	423,4394
35	1,0490	1,0490	1,0704	1096,6945	838,2196	1008,9274
36	1,0646	1,0646	1,0724	509,0797	496,2590	488,1613
37	1,0281	1,0281	1,0544	555,1776	470,5798	378,9329
38	1,0270	1,0270	1,0509	897,1937	948,4985	1026,3612
39	1,0300	1,0300	1,0270	1865,6254	1767,8360	1438,1547

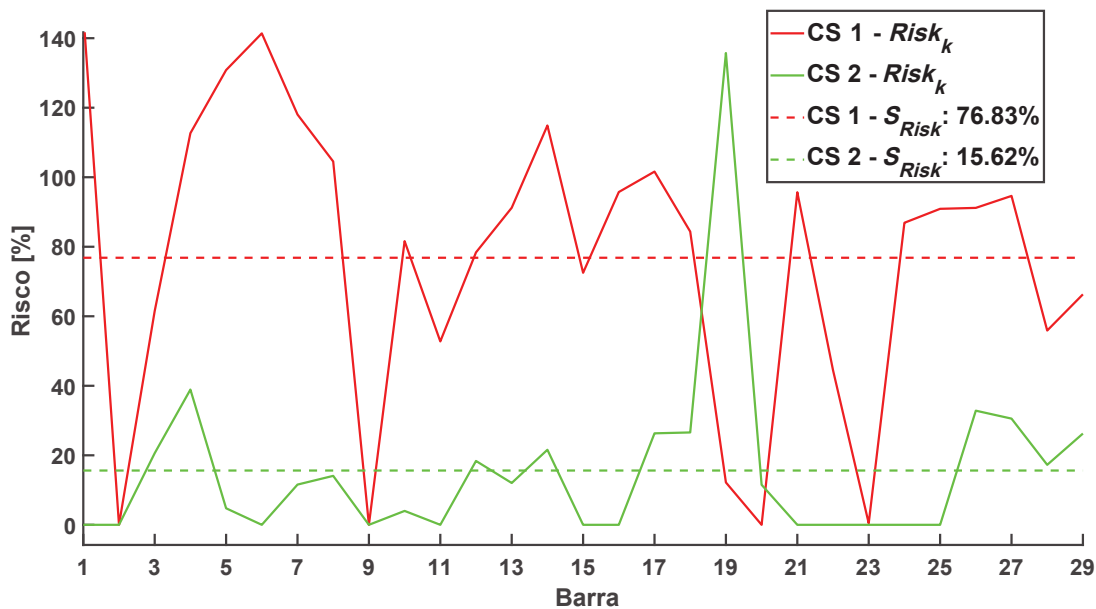
Comparando os CSs 1 e 2, os despachos de potência ativa mudam, enquanto as

magnitudes de tensão são as mesmas, exceto para o barramento com tensão controlada (Barra 33). Em outras palavras, o ajuste de tensão apenas no barramento 33 juntamente com os redespachos de geração foram suficientes para colocar o ponto operativo dentro da região relaxada, mas não na região segura (círculo azul).

No CS 3, há mudanças significativas tanto nos despachos de potência ativa quanto nas tensões dos geradores em comparação com o CS 1 e CS 2. Configurações essas que foram suficientes para garantir o ponto operativo (x preto) dentro da região segura mesmo sob altas cargas e contingência na linha 2-3.

Ao aplicar a Equação (3.38) aos pontos operativos obtidos nos CSs 1, 2 e 3, seus riscos para cada barramento ($Risk_k$) são calculados e ilustrados na Figura 14.

Figura 14 – Risco para cada barramento no cenário operativo único.



Fonte – Autoria própria (2020).

A linha tracejada representa o risco para o sistema (S_{Risk}) calculado pela Equação (3.39). Deve ser enfatizado que ambos os riscos, $Risk_k$ e S_{Risk} , são iguais a zero para o CS 3 uma vez que todos os pontos operativos (V_k, θ_k) no CS 3 estão dentro da região segura. Pode-se observar que para o CS 1, S_{Risk} é maior porque nenhuma ação é realizada para evitá-lo. Por outro lado, para o CS 2, o S_{Risk} reduz drasticamente porque as restrições de segurança conduzem o sistema para a região relaxada que é considerada como estado ALERTA. Por fim, no CS 3, todos os pontos operativos estão na região segura e não há risco, portanto o estado do sistema é considerado SEGURO.

Embora as restrições de segurança sejam utilizadas tanto no CS 2 quanto no 3, no CS 3 todos os geradores podem ajustar suas tensões, enquanto no CS 2, apenas o gerador do barramento 33 tem essa flexibilidade, o que não é suficiente para conduzir os pontos operativos à região segura. Além disso, na Figura 14, ao observar os riscos operativos

associados ao barramento 19, percebe-se que o CS 2 possui o maior risco operativo, isso se deve ao fato de que a função objetivo da metodologia proposta busca minimizar o risco operativo do sistema, mesmo que em decorrência disso algumas barras tenham que elevar seu risco operacional. Ao observar o diagrama unifilar do sistema, na Figura 9, destaca-se que o barramento 33 está interligado por uma linha de transmissão apenas ao barramento 19, então devido a flexibilidade dada ao gerador do barramento 33 em otimizar sua tensão no intuito de minimizar o risco do sistema, faz da barra 19 o único caminho possível para o barramento 33 escoar a energia reativa fornecida ao sistema devido a alteração da tensão de seu gerador. Fato esse que explica o risco operativo da barra 19 ser elevado neste caso de simulação.

É importante destacar que a metodologia proposta oferece um diagnóstico do risco operativo do sistema em cada barramento e também apresenta medidas corretivas, como as disponibilizadas na Tabela 4, para serem tomadas pelo operador do sistema em situações de risco. Ações essas que tem a capacidade de deixar o sistema operando em um estado seguro. Essas tomadas de decisões são importante na prática, pois em determinadas situações se o operador não agir rapidamente o sistema elétrico pode sofrer um blecaute. Desta forma, as informações que a metodologia proposta fornece de maneira rápida e eficaz são valiosas.

4.2.4 Análise 2 - Sistema sob vários cenários de carga, geração eólica e contingência

Para testar a robustez da abordagem proposta, o sistema foi submetido a diversos cenários de carga, energia eólica e contingência com as seguintes condições de operação:

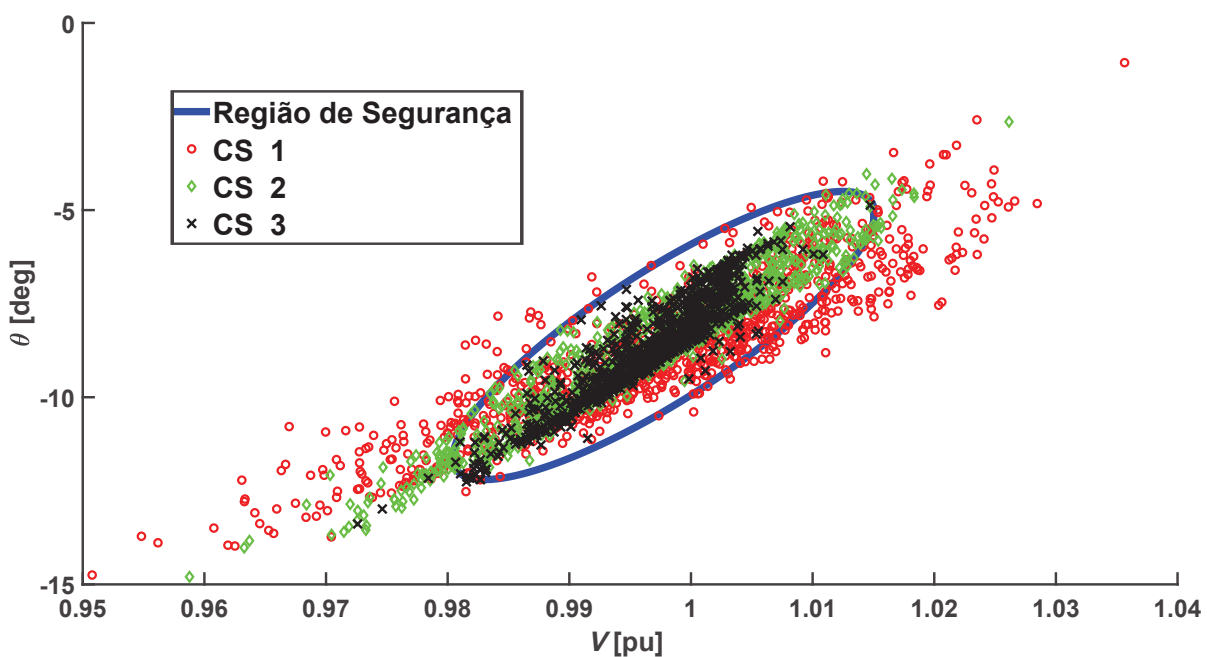
- incertezas de 50% e 4,5% em ambas as direções (para cima e para baixo) em relação aos níveis de carga global e local, respectivamente;
- uma distribuição Weibull considerando os fatores de forma e escala da Tabela 2;
- a rede em condição de operação normal acrescido de todos os casos de contingência únicos ‘c’, que totaliza 46 casos para o sistema em questão. Sendo que cada condição, normal ou contingencia, está sujeita a 20 cenários diferentes de energia eólica e carga, totalizando 940 cenários;

O conjunto de cenários é avaliado para os três casos de simulação definidos para a Análise 1 (CS 1 a CS 3), vale ressaltar que as regiões de segurança elíptica utilizadas são as mesmas determinadas na Subseção 4.2.1.

A Figura 15 apresenta todos os pontos operativos (V_3^i, θ_3^i) para a barra 3 nos CSs 1, 2 e 3. Pode-se apontar que 29,47% dos pontos obtidos sem restrições de segurança (CS 1) estão fora da região de segurança. Em contraste, esta porcentagem é reduzida para 8,40% adicionando as restrições de segurança para a condição do CS 2, embora os pontos

operacionais estejam dentro da região relaxada, mas fora da região segura. Finalmente, 99,57% dos pontos de operação permanecem dentro da região segura para a condição do CS 3, o que mostra a eficácia das restrições de segurança propostas.

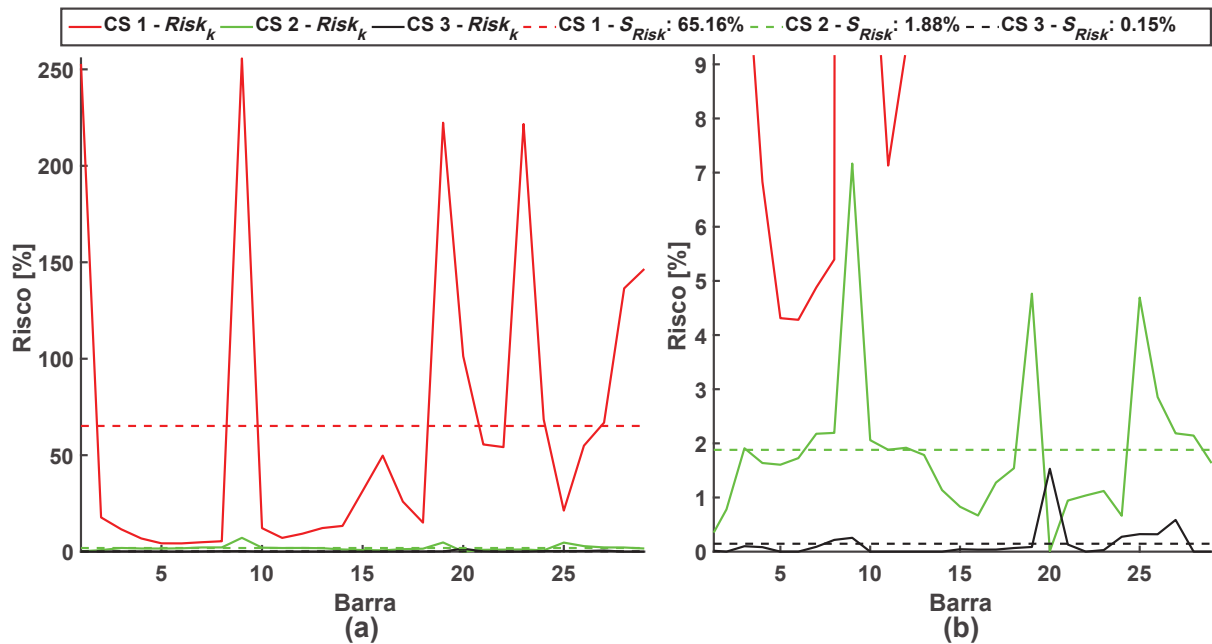
Figura 15 – Pontos operativos da barra 3 em todos os CSs.



Fonte – Autoria própria (2020).

A Figura 16 mostra o risco para cada barramento ($Risk_k$), bem como o risco do sistema (S_{Risk}) avaliado com um alto nível de incerteza. Conforme descrito anteriormente, alguns pontos operacionais podem estar fora da faixa operacional histórica. No entanto, ao adicionar as restrições de segurança propostas, a porcentagem de pontos fora da zona segura diminui significativamente. Assim, de acordo com o regulamento técnico proposto, o estado operacional é considerado SEGURO no CS 3, uma vez que o risco operacional médio é inferior a 1%. Além disso, o estado é considerado ALERTA no CS 1 e no CS 2 porque o risco operacional médio é maior que 1%.

Figura 16 – (a) Risco para cada barra sob vários cenários. (b) Zoom.



Fonte – Autoria própria (2020).

4.3 SISTEMA TESTE DE 118 BARRAS

O sistema analisado nesta seção é o IEEE-118, ele possui 186 ramos e 118 barramentos, sendo que 54 são de geração e 91 são de carga. Sua carga nominal é 4242 MW de potência ativa e 1438 MVar de potência reativa. Seu diagrama unifilar é representado pela Figura 17 e seus dados são apresentados no Anexo B.

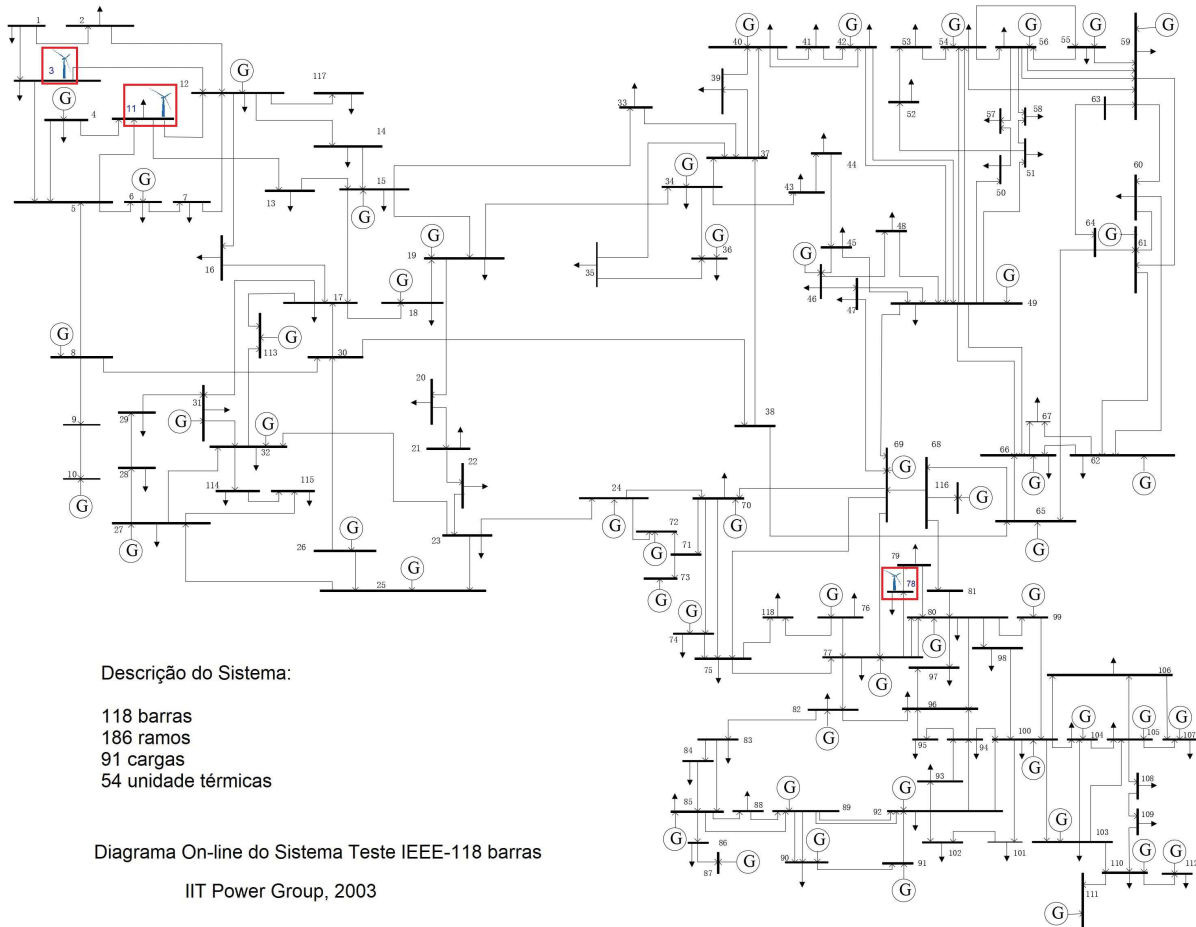
Três parques eólicos com 500 aerogeradores de 1 MW foram inseridos no sistema. Todas as turbinas eólicas têm a curva de potência da Tabela 1. O barramento terminal de cada parque eólico e os respectivos fatores de forma e escala estão na Tabela 5. Esses valores correspondem aos valores mínimos para os estados brasileiros da Bahia (barra 3), Rio Grande do Sul (barra 11) e litoral da região Nordeste (barra 78) a partir de estudo da EPE (Técnica, 2013).

Tabela 5 – Dados dos Parques Eólicos - IEEE-118 barras

Barra	Capacidade (MW)	Fator de Forma	Fator de Escala
3	500	2.4	8.9
11	500	1.7	7.4
78	500	3	8.6

A Tabela 10, vide Anexo B, mostra os limites de geração de potência ativa adotados e os valores de tensão especificados nos barramentos terminais das usinas. As capacidades de geração de potência reativa foram consideradas ilimitadas.

Figura 17 – Diagrama Unifilar do Sistema IEEE-118 barras.



Fonte – Traduzido de (Al-Roomi, 2015).

4.3.1 Determinação da Região de Segurança

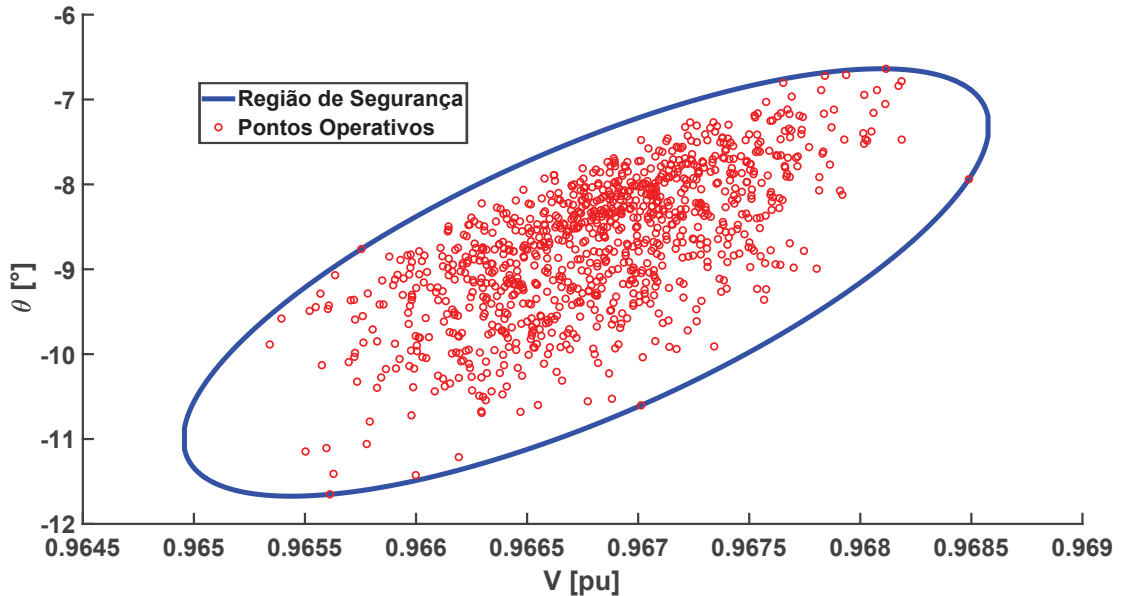
O histórico operacional não cronológico do sistema foi obtido com 1000 cenários de velocidade do vento e de carga, que foram amostrados usando as distribuições Weibull (para velocidade do vento) e normal (para carga), considerando os fatores de forma e escala da Tabela 5 para distribuição Weibull e as incertezas de carga de 40% e 9% para os níveis de carga global (gu) e local (lu), respectivamente.

A partir dos cenários amostrados eles são submetidos ao problema de FPO modelado entre (3.8) - (3.18) no intuito de obter os pontos operativos do sistema. Vale ressaltar que o fator de potência dos parques eólicos foram considerados unitário em todos cenários. O tempo computacional para a resolução do problema de otimização foi cerca de 10 segundos para cada amostragem.

A Tabela 6, disponibilizada no Apêndice A, apresenta os parâmetros da região de segurança elíptica obtidos para cada barramento k resolvendo o problema de programação não linear modelado entre (3.19)-(3.23). O tempo computacional gasto para obtenção desses parâmetros foi cerca de 0,2 segundos em cada barramento.

A região de segurança elíptica do barramento 41 é ilustrada na Figura 18. Como pode ser visto, a elipse abrange todos os pontos operativos ocupando a menor área possível, desta forma é comprovada a eficácia da metodologia na obtenção de regiões de segurança. Nos outros barramentos o comportamento da envoltória elíptica é similar.

Figura 18 – Região de Segurança da Barra 41 - Sistema 118 barras.



Fonte – Autoria própria (2020).

4.3.2 Análise

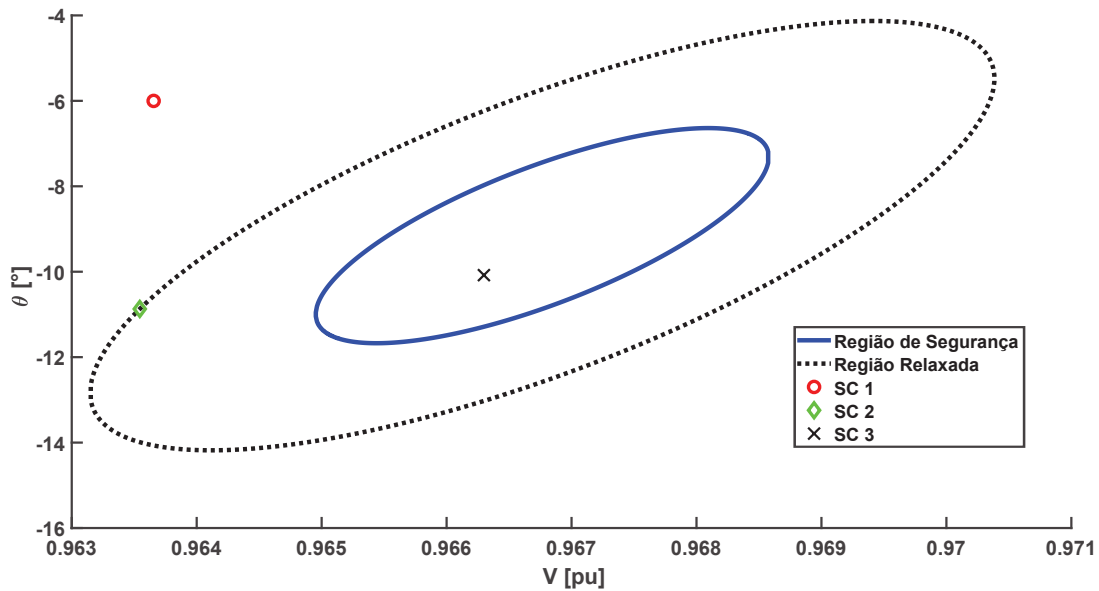
Com a região de segurança obtida, esta análise busca verificar a eficiência da região de segurança elíptica no sistema de 118 barramentos, considerando o sistema sobrecarregado por um fator de 40% em todas as barras, e uma contingência 'c' no circuito entre os barramentos 4 e 11. Além disso, os parques eólicos nos barramentos 3, 11 e 78 fornecem uma potência ativa de 50 MW, 165 MW e 250 MW com o fator de potência igual a 1, 0,92 adiantado e 0,92 atrasado, respectivamente.

Para efeito de comparação, a análise compreende três Casos de Simulação (CS 1, CS 2 e CS 3), assim como descrito na Subseção 4.2.3 para o sistema teste de 39 barramentos.

- **CS 1:** Sem restrições de segurança.
- **CS 2:** As tensões dos geradores são especificadas nos valores correspondentes aos dados do sistema na Tabela 10, exceto as tensões dos barramentos 1, 113 e 116, escolhidos aleatoriamente, que estão livres para serem otimizadas.
- **CS 3:** A tensão de todos os barramentos podem ser modificadas para obter um relaxamento reduzido da região de segurança.

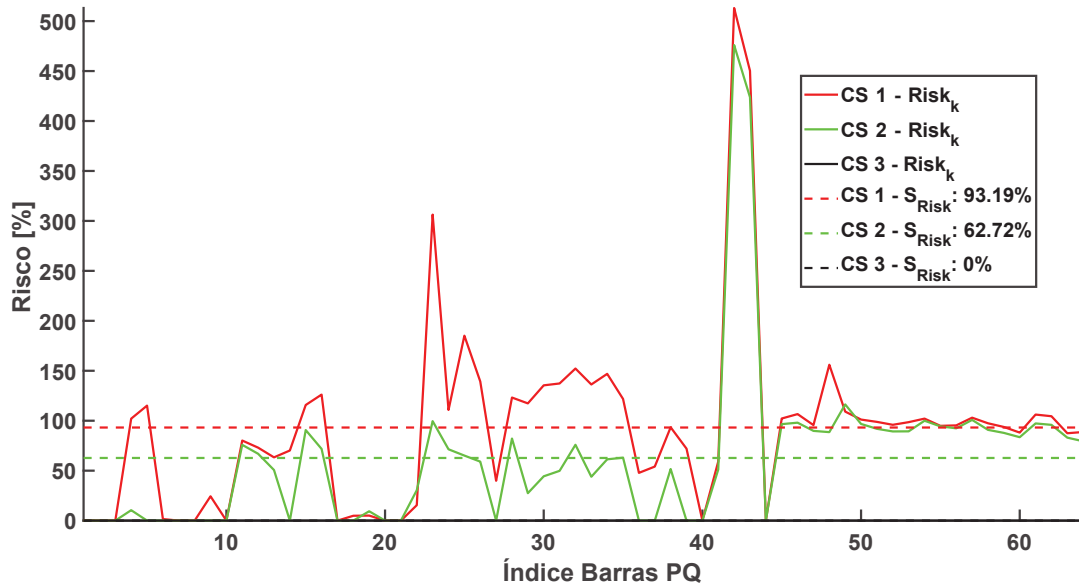
A Figura 19 mostra os pontos operativos para barra 41, onde pode-se observar novamente que o ponto operativo está longe da região segura e relaxada no CS 1; dentro da região relaxada no CS 2; e dentro da região de segurança no CS 3.

Figura 19 – Pontos Operativos da barra 41 - Sistema 118 barras.



Os riscos dos barramentos de carga e do sistema em todos os CSs são ilustrados na Figura 20. Para o CS 3 o risco é nulo em todas as barras, uma vez que todos os pontos estão dentro da região de segurança neste caso. Como esperado, o risco do sistema S_{Risk} no CS 1 é maior do que o risco nos outros casos, já que nessa situação não foi considerada as regiões de segurança como restrições do problema de otimização e dessa forma os pontos operativos não tem nenhum compromisso matemático em pertencer a região segura.

Figura 20 – Risco nas barras de carga em cada um dos cenários - Sistema 118 barras.



A amostragem do histórico do sistema sob várias condições operacionais pela solução de vários problemas do FPO relacionados a um conjunto representativo de cenários é demorada, para este sistema o tempo computacional gasto para a avaliação do estado operativo dos 1000 cenários foi de quase 3 horas, porém este processo pode ser feito *offline* antes da operação. Com os pontos do histórico operacional já definidos os parâmetros da região de segurança elíptica são obtidos pelo problema de otimização entre (3.19) e (3.23) em um pequeno tempo computacional, para o sistema operando com as condições descritas na Subseção 4.3.2, o tempo de simulação foi de 18,2 segundos para o CS 1, para o CS 2 o tempo foi de 34,5 segundos e para o CS 3 foi gasto 19,5 segundos. Portanto, na operação em tempo real, desde que os parâmetros da elipse sejam conhecidos, o FPO proposto gasta basicamente o mesmo tempo que o FPO atualmente usado para as tarefas de redespacho corretivo.

Como o envoltório elíptico proposto e as abordagens RLX não foram encontradas na literatura para comparação, os resultados podem ser usados como referência.

5 CONCLUSÃO

5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ao longo deste trabalho, foi apresentada uma metodologia baseada em estados amostrados para obtenção do histórico operacional de um Sistema Elétrico de Potência (SEP). O objetivo foi modelar uma Região de Segurança Elíptica (RSE) através da resolução de um problema de Programação Não Linear (PNL) que visa mapear a menor área pela qual o sistema elétrico já operou e, posteriormente, essa região foi adicionada como restrição de segurança no problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) com a finalidade de manter o sistema operando em um setor considerado seguro. Para evitar divergências do problema de otimização, relaxamentos foram utilizados para aumentar a região de segurança o suficiente para sua convergência. Além disso, essa flexibilização permite o cálculo do risco operativo do sistema operar fora da região segura.

No primeiro capítulo, foi introduzido o tema do trabalho, bem como as principais motivações para sua realização. Ainda no primeiro capítulo, foi realizada a revisão bibliográfica a respeito de metodologias voltadas a avaliar a segurança de estados operacionais do sistema.

No segundo capítulo, foram apresentados conceitos técnicos sobre a análise de segurança nos sistemas elétricos de potência e a formulação matemática do FPO, juntamente com o método de pontos interiores usado para o solucionar o problema de otimização proposto.

No terceiro capítulo, as etapas da metodologia proposta foram explicadas. Na amostragem de cenários, são obtidos cenários de vento e demanda para simulação de um histórico operacional que é realizada na segunda etapa. Com os pontos operativos obtidos, os parâmetros da Região de Segurança Elíptica são calculados e, por fim, eles são inseridos como restrição de segurança no problema de FPO. Como resultado, tem-se a minimização do risco operativo juntamente com decisões operativas para alcançar o risco mínimo. No quarto capítulo, a metodologia foi testada nos sistemas de teste *New England* e IEEE 118 barras.

O resultado mostra que o método usado para envolver os pontos históricos operacionais em uma elipse foi eficaz, uma vez que todos os pontos, relacionados à condição normal, ou casos de contingência ‘N-1’, permaneceram dentro da região de segurança ou região de segurança relaxada. Os resultados mostraram que, sem restrições de segurança, não há controle para manter o sistema dentro da região de segurança. Por outro lado, usando as regiões elípticas propostas, os geradores podem redespachar sua potência ativa, bem como ajustar suas tensões para conduzir o sistema à região segura. Porém, se os geradores não tiverem flexibilidade para sintonizar suas tensões, o sistema permanece em um determinado nível de risco operacional devido à impossibilidade de aplicação de

medidas corretivas. A abordagem proposta mostrou-se robusta em diversos cenários de energia eólica, carga e contingência.

Além disso, é importante ressaltar que a metodologia proposta considerou altos níveis de incertezas de demanda e a intermitência da geração eólica, cuja inserção está cada vez maior nos SEP.

Dessa forma, o estudo desenvolvido possui um grande potencial de aplicação em redes reais, tanto no planejamento quanto na operação em tempo real, uma vez que é uma tendência dos sistemas elétricos de potência um elevado nível de incertezas, e este trabalho propõe um método eficiente e robusto de deixar o sistema operando em uma região segura aplicando medidas corretivas de redespacho de potência. Embora promissor, o método proposto possui diversos desafios, seja no aperfeiçoamento da própria metodologia, ao incrementar novas restrições ao problema no intuito de se ter uma modelagem mais fidedigna da rede, seja no aperfeiçoamento da rede elétrica, como por exemplo, na ampliação de pontos de medição de tensão fasorial em diversos locais da rede para se ter um maior controle em tempo real do sistema.

5.2 DESENVOLVIMENTO FUTURO

Para trabalhos futuros, podem-se destacar os seguintes pontos para serem investigados:

- testar a metodologia proposta em um sistema de maior porte;
- considerar o limite de potência reativa dos geradores através da curva de capacidade;
- verificar a influência do fator de potência da geração eólica no tamanho da região de segurança;
- adicionar a restrição operativa relacionada ao limite do fluxo de potência aparente nas linhas de transmissão do sistema;
- verificar a correlação existente entre o alto risco operativo em determinadas barras e os reforços na rede necessários para mitigá-lo;
- considerar novos dispositivos de controle na rede elétrica, para que dessa forma a metodologia proposta possa fornecer outras medidas corretivas além do redespacho de potência ativa e reativa.

REFERÊNCIAS

- AL-ROOMI, A. R. *Power Flow Test Systems Repository*. Halifax, Nova Scotia, Canada: [s.n.], 2015. Disponível em: <<https://al-roomi.org/power-flow>>.
- ALMEIDA, F. C. B. et al. Assessment of load modeling in power system security analysis based on static security regions. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, v. 24, n. 1, p. 148–161, Apr 2013. ISSN 2195-3899. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s40313-013-0020-7>>.
- ALVES, J. M. T. *Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança Aplicado à Operação em Tempo Real Utilizando Processamento Distribuído*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.
- ARAÚJO, E. X. S. Fluxo de potência ótimo em sistemas elétricos de potência através de um algoritmo genético multiobjetivo. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2018.
- BALU, N. et al. On-line power system security analysis. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 80, n. 2, p. 262–282, 1992.
- BANGDIWALA, S. I. Regression: simple linear. *International journal of injury control and safety promotion*, Taylor & Francis, v. 25, n. 1, p. 113–115, 2018.
- BITTENCOURT, H. R.; VIALI, L. Contribuições para o ensino da distribuição normal ou curva de gauss em cursos de graduação. *SIPEM (Seminário Internacional de Pesquisa em Educação Matemática)*, 2006.
- CAPITANESCU, F. et al. State-of-the-art, challenges, and future trends in security constrained optimal power flow. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 81, n. 8, p. 1731–1741, 2011.
- CARPENTIER, J. L. Contribution à l'étude du dispatching Économique. *Bulletin de la Société Française des Electriciens*, v. 3, p. 431–447, 1962.
- CLEMENTS, K. A.; DAVIS, P. W.; FREY, K. D. Treatment of inequality constraints in power system state estimation. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 10, n. 2, p. 567–574, 1995.
- CONEJO, A. J.; BARINGO, L. Optimal power flow. In: _____. *Power System Operations*. Cham: Springer International Publishing, 2018. p. 165–196.
- DANIEL, L. de O. Sistema new england. 2013.
- ELETROBRAS. *Importância da energia elétrica*. 2018. Disponível em: <<http://www.eletrobras.com/elb/natrilhadaenergia/energia-eletrica/services/eletrobras/trilhaenergia/pdfs/importancia-da-energia-eletrica.pdf>>.
- FERNANDES, T. S.; LENZI, J.; MIKILITA, M. A. Load shedding strategies using optimal load flow with relaxation of restrictions. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 23, n. 2, p. 712–718, 2008.
- FERREIRA, J. S. et al. Optimal power flow with security operation region. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, v. 124, p. 106272, 2021. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061520306268>>.

FRANK, S.; STEPONAVICE, I.; REBENNACK, S. Optimal power flow: a bibliographic survey i. *Energy Systems*, Springer, v. 3, n. 3, p. 221–258, 2012.

GHASEMI, M. et al. Multi-objective optimal power flow considering the cost, emission, voltage deviation and power losses using multi-objective modified imperialist competitive algorithm. *Energy*, Elsevier, v. 78, p. 276–289, 2014.

GORE, B. W. On finding the shortest distance of a point from a line: Which method do you prefer? *Resonance*, Springer, v. 22, n. 7, p. 705–714, 2017.

GRANVILLE, S. Optimal reactive dispatch through interior point methods. *IEEE Transactions on power systems*, IEEE, v. 9, n. 1, p. 136–146, 1994.

Hwachang Song et al. Reactive reserve-based contingency constrained optimal power flow (rccopf) for enhancement of voltage stability margins. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 4, p. 1538–1546, 2003.

IRSARRI, G. et al. Maximum loadability of power systems using interior point non-linear optimization method. *IEEE transactions on power systems*, v. 12, n. 1, p. 162–172, 1997.

KABOURIS, J. et al. Voltage security considerations in an open power market. In: IEEE. *DRPT2000. International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. Proceedings (Cat. No. 00EX382)*. [S.l.], 2000. p. 278–283.

KARBALAEI, F.; SHAHBAZI, H.; MAHDAVI, M. A new method for solving preventive security-constrained optimal power flow based on linear network compression. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 96, p. 23–29, 2018.

KARMAKAR, N. A new polynomial-time algorithm for linear programming, combinatorics 4 (1984a) 373–395. *Google Scholar*, 1984.

KIM, J.-H. et al. A method of inclusion of security constraints with distributed optimal power flow. *International journal of electrical power & energy systems*, Elsevier, v. 23, n. 3, p. 189–194, 2001.

KOZIOL, L. F. et al. The normal distribution of the bell-shaped curve. In: _____. *Large-Scale Brain Systems and Neuropsychological Testing: An Effort to Move Forward*. Springer International Publishing", address="Cham, 2016. p. 49–61. ISBN 978-3-319-28222-0. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/978-3-319-28222-0_3>.

KUNDUR, P.; BALU, N. J.; LAUBY, M. G. *Power system stability and control*. [S.l.]: McGraw-hill New York, 1994. v. 7.

LI, Y.; MCCALLEY, J. D. Risk-based optimal power flow and system operation state. In: IEEE. *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. [S.l.], 2009. p. 1–6.

MATHWORKS. *Constrained Nonlinear Optimization Algorithms - MATLAB & Simulink*. 2020. <<https://www.mathworks.com/help/optim/ug/constrained-nonlinear-optimization-algorithms.html#brnpd5f>>. (Accessed on 01/26/2021).

- MONTEIRO, M. R. et al. Network partitioning in coherent areas of static voltage stability applied to security region enhancement. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 117, p. 105623, 2020. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061519317971>>.
- MONTICELLI, A. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. [S.l.]: E. Blucher, 1983.
- NETTO, N. A.; BORGES, C. L. Enhancing the situational awareness of voltage security region via probabilistic reliability evaluation. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, v. 30, n. 1, p. e12150, 2020. E12150 ITEES-18-1180.R3. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/2050-7038.12150>>.
- NETTO, N. A. R. L.; BORGES, C. L. T. Probabilistic voltage security region based on monte carlo reliability evaluation. In: *2019 IEEE Milan PowerTech*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6.
- OLIVEIRA, E. J. et al. Inclusão da geração eólica no problema de fluxo de potência probabilístico. 2018.
- OLIVEIRA, E. J. et al. An optimal power flow based on safety barrier interior point method. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 64, p. 977–985, 2015.
- ROALD, L. et al. Risk-based optimal power flow with probabilistic guarantees. *International journal of electrical power & energy systems*, Elsevier, v. 72, p. 66–74, 2015.
- SAEH, I.; MUSTAFA, M. Artificial neural network for power system static security assessment: A survey. *Jurnal Teknologi*, v. 66, n. 1, 2013.
- SARMIENTO, H. et al. Nomograms for assistance in voltage security visualization. In: IEEE. *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE'09. IEEE/PES*. [S.l.], 2009. p. 1–6.
- SINGH, R.; PAL, B. C.; JABR, R. A. Statistical representation of distribution system loads using gaussian mixture model. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 25, n. 1, p. 29–37, 2009.
- STEVENS, M.; SMULDERS, P. The estimation of the parameters of the weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes. *Wind Engineering*, Sage Publications, Ltd., v. 3, n. 2, p. 132–145, 1979.
- STOTT, B.; ALSAC, O.; MONTICELLI, A. J. Security analysis and optimization. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 75, n. 12, p. 1623–1644, 1987.
- SWARUP, K.; CORTIS, P. B. Power system static security assessment using self-organizing neural network. *Journal of the Indian Institute of Science*, v. 86, n. 4, p. 327, 2013.
- SWARUP, K. S. Artificial neural network using pattern recognition for security assessment and analysis. *Neurocomputing*, Elsevier, v. 71, n. 4-6, p. 983–998, 2008.
- TÉCNICA, D. E. N. 15/13-acompanhamento de medições anemométrica-ama: Caracterização do recurso eólico e resultados preliminares de sua aplicação no sistema elétrico. 46p. *EPE: Rio de Janeiro*, 2013.

TEEPARTHI, K.; KUMAR, D. M. V. Security-constrained optimal power flow with wind and thermal power generators using fuzzy adaptive artificial physics optimization algorithm. *Neural Computing and Applications*, v. 29, n. 3, p. 855–871, Feb 2018. ISSN 1433-3058. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s00521-016-2476-4>>.

THAMS, F. et al. Efficient database generation for data-driven security assessment of power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, 2019.

TORRES, G. L.; QUINTANA, V. H. On a nonlinear multiple-centrality-corrections interior-point method for optimal power flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 16, n. 2, p. 222–228, 2001.

VAAHEDI, E. et al. Dynamic security constrained optimal power flow/var planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 16, n. 1, p. 38–43, 2001.

VELAY, M. et al. Fully distributed security constrained optimal power flow with primary frequency control. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 110, p. 536–547, 2019.

WANG, Q. et al. Solving corrective risk-based security-constrained optimal power flow with lagrangian relaxation and benders decomposition. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 75, p. 255–264, 2016.

WANG, Q. et al. Risk-based security-constrained economic dispatch in power systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, v. 1, n. 2, p. 142–149, Sep 2013. ISSN 2196-5420. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s40565-013-0019-x>>.

WU, Y.-C.; DEBS, A. S.; MARSTEN, R. E. A direct nonlinear predictor-corrector primal-dual interior point algorithm for optimal power flows. *IEEE Transactions on power systems*, IEEE, v. 9, n. 2, p. 876–883, 1994.

YANG, L.; ZHANG, C.; JIAN, J. A parallel method for solving the dc security constrained optimal power flow with demand uncertainties. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 102, p. 171–178, 2018.

YANG, T.; YU, Y. Static voltage security region-based coordinated voltage control in smart distribution grids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, n. 6, p. 5494–5502, 2018.

YORINO, N. et al. Robust power system security assessment under uncertainties using bi-level optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 33, n. 1, p. 352–362, 2018.

ZHANG, Y.; WANG, J.; WANG, X. Review on probabilistic forecasting of wind power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 32, p. 255 – 270, 2014. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114000446>>.

APÊNDICE A – Parâmetros da RSE - IEEE-118 barras

Tabela 6 – Parâmetros da RSE - IEEE-118 barras.

Barra	V'_k [pu]	θ'_k [deg]	A_k	B_k	α_k [deg]
2	0,9696	15,5382	21,9945	0,0029	-89,9966
3	0,9797	21,5712	25,5851	0,0098	89,9745
5	0,9954	16,6902	18,6921	0,0010	-89,9919
7	0,9892	13,0061	21,1707	0,0002	-89,9996
9	1,0504	14,1465	16,6518	0,0008	89,9988
11	0,9937	15,9446	20,3978	0,0089	89,9802
13	0,9694	13,9901	19,2631	0,0098	90,0000
14	0,9778	13,4491	18,5683	0,0027	-89,9784
16	0,9763	11,2523	17,5863	0,0044	-89,9704
17	0,9877	5,3995	9,2428	0,0013	-89,9793
20	0,9603	1,8118	7,6571	0,0041	89,9947
21	0,9627	1,9496	6,7977	0,0058	89,9888
22	0,9746	2,8605	5,8215	0,0053	89,9857
23	1,0021	5,4250	4,0634	0,0013	89,9954
28	0,9615	2,6936	5,8781	0,0016	89,9998
29	0,9629	2,6205	6,4076	0,0010	-89,9998
30	1,0086	7,7201	9,4543	0,0034	-89,9398
33	0,9661	0,4350	6,5557	0,0039	-89,9626
35	0,9798	-2,6870	3,2448	0,0005	-89,9964
37	0,9865	-2,3324	3,4004	0,0013	-89,9727
38	1,0043	0,6228	3,8857	0,0057	-89,8465
39	0,9681	-6,2976	2,4506	0,0027	89,9891
41	0,9668	-9,1557	2,5179	0,0012	89,9698
43	0,9782	-6,4978	1,9270	0,0071	89,8929
44	0,9876	-9,1167	3,6445	0,0089	89,9042
45	0,9901	-9,0733	4,5598	0,0089	89,9631
47	1,0182	-7,3287	4,8412	0,0016	89,9972
48	1,0208	-7,3820	5,3846	0,0016	89,9982
50	1,0016	-8,7504	5,6900	0,0019	89,9933
51	0,9677	-10,9697	6,0550	0,0051	89,9811
52	0,9576	-11,7492	6,2796	0,0062	89,9769
53	0,9463	-12,4144	6,5661	0,0051	89,9834
57	0,9710	-10,6062	6,2803	0,0017	89,9933
58	0,9596	-11,4020	6,2975	0,0036	89,9873

Tabela 6 – Parâmetros da RSE - IEEE-118 barras.

Barra	V'_k [pu]	θ'_k [deg]	A_k	B_k	α_k [deg]
60	0,9932	-6,5842	5,8749	0,0005	89,9991
63	0,9930	-7,8685	5,0950	0,0014	89,9836
64	0,9984	-6,3041	4,7734	0,0011	89,9873
67	1,0200	-5,7744	5,1001	0,0017	89,9976
68	1,0122	-3,2865	4,8457	0,0001	89,9990
71	0,9869	0,3024	4,0219	0,0002	89,9946
75	0,9689	-2,4363	6,1000	0,0018	89,9991
78	1,0089	-0,7188	9,9824	0,0063	89,9557
79	1,0131	-1,2960	9,5880	0,0057	89,9698
81	1,0276	-2,9996	5,3022	0,0007	89,9935
82	0,9897	-3,8645	7,3500	0,0064	-89,9981
83	0,9869	-3,7611	7,1694	0,0056	-90,0000
84	0,9810	-2,6970	6,3523	0,0031	-89,9992
86	0,9892	-1,1469	6,5962	0,0023	89,9994
88	0,9893	-1,6856	6,4663	0,0016	-89,9988
93	0,9891	-3,0094	6,1276	0,0037	-89,9986
94	0,9922	-3,6019	6,2970	0,0053	-89,9997
95	0,9826	-4,2869	6,4975	0,0085	89,9982
96	0,9940	-4,1484	6,7673	0,0068	89,9979
97	1,0120	-3,4576	7,0083	0,0046	-89,9991
98	1,0236	-3,2863	6,6796	0,0023	-89,9994
101	0,9940	-3,1221	5,8653	0,0034	-89,9986
102	0,9926	-2,4154	5,9279	0,0014	-89,9996
106	0,9626	-3,5656	6,1507	0,0022	-89,9985
108	0,9665	-2,3670	6,1419	0,0006	-89,9999
109	0,9673	-2,2654	6,1306	0,0007	-89,9999
114	0,9607	3,0018	5,7195	0,0012	89,9991
115	0,9605	2,9383	5,7076	0,0013	89,9991
117	0,9738	10,4387	23,3374	0,0043	89,9993
118	0,9504	-3,2940	6,5267	0,0023	89,9980

ANEXO A – DADOS DO SISTEMA DE 39 BARRAS

Tabela 7 – Dados de Geração - Sistema 39 barras

Barra	V (pu)	PG (MW)	
		min	max
30	1,0480	0	1250
31	0,9820	0	2866
32	0,9830	0	3250
33	0,9970	0	3160
34	1,0120	0	2540
35	1,0490	0	3250
36	1,0646	0	2800
37	1,0281	0	2700
38	1,0270	0	4150
39	1,0300	0	5000

Tabela 8 – Dados da Carga - Sistema 39 barras

Barra	PL (MW)	QL (MVA _r)	QBAR (MVA _r)
1	0	0	0
2	0	0	0
3	322	2,4	0
4	500	184	0
5	0	0	0
6	0	0	0
7	233,8	84	0
8	522	176	0
9	0	0	0
10	0	0	0
11	0	0	0
12	8,5	88	0
13	0	0	0
14	0	0	0
15	320	153	0
16	329,4	32,3	0
17	0	0	0
18	158	30	0
19	0	0	0
20	680	103	0

Tabela 8 – Dados da Carga - Sistema 39 barras

Barra	PL (MW)	QL (MVar)	QBAR (MVar)
21	274	115	0
22	0	0	0
23	247,5	84,6	0
24	308,6	-92,2	0
25	224	47,2	0
26	139	17	0
27	281	75,5	0
28	206	27,6	0
29	283,5	26,9	0
30	0	0	0
31	0	9,2	4,6
32	0	0	0
33	0	0	0
34	0	0	0
35	0	0	0
36	0	0	0
37	0	0	0
38	0	0	0
39	1104	250	0

Tabela 9 – Dados de Linha - Sistema 39 barras

De	Para	R (%)	X (%)	B _{shunt} (MVar)
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
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

Tabela 9 – Dados de Linha - Sistema 39 barras

De	Para	R (%)	X (%)	B _{shunt} (MVA _r)
6	31	0	2,5	0
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
12	11	0,16	4,35	0
12	13	0,16	4,35	0
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
19	33	0,07	1,42	0
20	34	0,09	1,8	0
21	22	0,08	1,4	25,65
22	23	0,06	0,96	18,46
22	35	0	1,43	0
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
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

ANEXO B – DADOS DO SISTEMA DE 118 BARRAS

Tabela 10 – Dados de Geração - Sistema 118 barras

Barra	V (pu)	PG (MW)	
		min	max
1	0,955	0	100
4	0,998	0	100
6	0,990	0	100
8	1,015	0	100
10	1,050	0	550
12	0,990	0	185
15	0,970	0	100
18	0,973	0	100
19	0,963	0	100
24	0,992	0	100
25	1,050	0	320
26	1,015	0	414
27	0,968	0	100
31	0,967	0	107
32	0,964	0	100
34	0,986	0	100
36	0,980	0	100
40	0,970	0	100
42	0,985	0	100
46	1,005	0	119
49	1,025	0	304
54	0,955	0	148
55	0,952	0	100
56	0,954	0	100
59	0,985	0	255
61	0,995	0	260
62	0,998	0	100
65	1,005	0	491
66	1,050	0	492
69	1,035	0	805,2
70	0,984	0	100
72	0,980	0	100
73	0,991	0	100

Tabela 10 – Dados de Geração - Sistema 118 barras

Barra	V (pu)	PG (MW)	
		min	max
74	0,958	0	100
76	0,943	0	100
77	1,006	0	100
80	1,040	0	577
85	0,985	0	100
87	1,015	0	104
89	1,005	0	707
90	0,985	0	100
91	0,980	0	100
92	0,993	0	100
99	1,010	0	100
100	1,017	0	352
103	1,001	0	140
104	0,971	0	100
105	0,965	0	100
107	0,952	0	100
110	0,973	0	100
111	0,980	0	136
112	0,975	0	100
113	0,993	0	100
116	1,005	0	100

Tabela 11 – Dados da Carga - Sistema 118 barras

Barra	PL (MW)	QL (MVA _r)	QBAR (MVA _r)
1	51	27	0
2	20	9	0
3	39	10	0
4	39	12	0
5	0	0	-40
6	52	22	0
7	19	2	0
8	28	0	0
9	0	0	0
10	0	0	0

Tabela 11 – Dados da Carga - Sistema 118 barras

Barra	PL (MW)	QL (MVA _r)	QBAR (MVA _r)
11	70	23	0
12	47	10	0
13	34	16	0
14	14	1	0
15	90	30	0
16	25	10	0
17	11	3	0
18	60	34	0
19	45	25	0
20	18	3	0
21	14	8	0
22	10	5	0
23	7	3	0
24	13	0	0
25	0	0	0
26	0	0	0
27	71	13	0
28	17	7	0
29	24	4	0
30	0	0	0
31	43	27	0
32	59	23	0
33	23	9	0
34	59	26	14
35	33	9	0
36	31	17	0
37	0	0	-25
38	0	0	0
39	27	11	0
40	66	23	0
41	37	10	0
42	96	23	0
43	18	7	0
44	16	8	10
45	53	22	10
46	28	10	10

Tabela 11 – Dados da Carga - Sistema 118 barras

Barra	PL (MW)	QL (MVar)	QBAR (MVar)
47	34	0	0
48	20	11	15
49	87	30	0
50	17	4	0
51	17	8	0
52	18	5	0
53	23	11	0
54	113	32	0
55	63	22	0
56	84	18	0
57	12	3	0
58	12	3	0
59	277	113	0
60	78	3	0
61	0	0	0
62	77	14	0
63	0	0	0
64	0	0	0
65	0	0	0
66	39	18	0
67	28	7	0
68	0	0	0
69	0	0	0
70	66	20	0
71	0	0	0
72	12	0	0
73	6	0	0
74	68	27	12
75	47	11	0
76	68	36	0
77	61	28	0
78	71	26	0
79	39	32	20
80	130	26	0
81	0	0	0
82	54	27	20

Tabela 11 – Dados da Carga - Sistema 118 barras

Barra	PL (MW)	QL (MVA _r)	QBAR (MVA _r)
83	20	10	10
84	11	7	0
85	24	15	0
86	21	10	0
87	0	0	0
88	48	10	0
89	0	0	0
90	163	42	0
91	10	0	0
92	65	10	0
93	12	7	0
94	30	16	0
95	42	31	0
96	38	15	0
97	15	9	0
98	34	8	0
99	42	0	0
100	37	18	0
101	22	15	0
102	5	3	0
103	23	16	0
104	38	25	0
105	31	26	20
106	43	16	0
107	50	12	6
108	2	1	0
109	8	3	0
110	39	30	6
111	0	0	0
112	68	13	0
113	6	0	0
114	8	3	0
115	22	7	0
116	184	0	0
117	20	8	0

Tabela 11 – Dados da Carga - Sistema 118 barras

Barra	PL (MW)	QL (MVA _r)	QBAR (MVA _r)
118	33	15	0

Tabela 12 – Dados de Linha - Sistema 118 barras.

De	Para	R (%)	X (%)	B _{shunt} (MVA _r)
1	2	3,03	9,99	2,54
1	3	1,29	4,24	1,082
4	5	0,176	0,798	0,21
3	5	2,41	10,8	2,84
5	6	1,19	5,4	1,426
6	7	0,459	2,08	0,55
8	9	0,244	3,05	116,2
8	5	0	2,67	0
9	10	0,258	3,22	123
4	11	2,09	6,88	1,748
5	11	2,03	6,82	1,738
11	12	0,595	1,96	0,502
2	12	1,87	6,16	1,572
3	12	4,84	16	4,06
7	12	0,862	3,4	0,874
11	13	2,225	7,31	1,876
12	14	2,15	7,07	1,816
13	15	7,44	24,44	6,268
14	15	5,95	19,5	5,02
12	16	2,12	8,34	2,14
15	17	1,32	4,37	4,44
16	17	4,54	18,01	4,66
17	18	1,23	5,05	1,298
18	19	1,119	4,93	1,142
19	20	2,52	11,7	2,98
15	19	1,2	3,94	1,01
20	21	1,83	8,49	2,16
21	22	2,09	9,7	2,46
22	23	3,42	15,9	4,04
23	24	1,35	4,92	4,98
23	25	1,56	8	8,64

Tabela 12 – Dados de Linha - Sistema 118 barras.

De	Para	R (%)	X (%)	B _{shunt} (MVar)
26	25	0	3,82	0
25	27	3,18	16,3	17,64
27	28	1,913	8,55	2,16
28	29	2,37	9,43	2,38
30	17	0	3,88	0
8	30	0,431	5,04	51,4
26	30	0,799	8,6	90,8
17	31	4,74	15,63	3,99
29	31	1,08	3,31	0,83
23	32	3,17	11,53	11,73
31	32	2,98	9,85	2,51
27	32	2,29	7,55	1,926
15	33	3,8	12,44	3,194
19	34	7,52	24,7	6,32
35	36	0,224	1,02	0,268
35	37	1,1	4,97	1,318
33	37	4,15	14,2	3,66
34	36	0,871	2,68	0,568
34	37	0,256	0,94	0,984
38	37	0	3,75	0
37	39	3,21	10,6	2,7
37	40	5,93	16,8	4,2
30	38	0,464	5,4	42,2
39	40	1,84	6,05	1,552
40	41	1,45	4,87	1,222
40	42	5,55	18,3	4,66
41	42	4,1	13,5	3,44
43	44	6,08	24,54	6,068
34	43	4,13	16,81	4,226
44	45	2,24	9,01	2,24
45	46	4	13,56	3,32
46	47	3,8	12,7	3,16
46	48	6,01	18,9	4,72
47	49	1,91	6,25	1,604
42	49	7,15	32,3	8,6
42	49	7,15	32,3	8,6

Tabela 12 – Dados de Linha - Sistema 118 barras.

De	Para	R (%)	X (%)	B _{shunt} (MVAr)
45	49	6,84	18,6	4,44
48	49	1,79	5,05	1,258
49	50	2,67	7,52	1,874
49	51	4,86	13,7	3,42
51	52	2,03	5,88	1,396
52	53	4,05	16,35	4,058
53	54	2,63	12,2	3,1
49	54	7,3	28,9	7,38
49	54	8,69	29,1	7,3
54	55	1,69	7,07	2,02
54	56	0,275	0,955	0,732
55	56	0,488	1,51	0,374
56	57	3,43	9,66	2,42
50	57	4,74	13,4	3,32
56	58	3,43	9,66	2,42
51	58	2,55	7,19	1,788
54	59	5,03	22,93	5,98
56	59	8,25	25,1	5,69
56	59	8,03	23,9	5,36
55	59	4,739	21,58	5,646
59	60	3,17	14,5	3,76
59	61	3,28	15	3,88
60	61	0,264	1,35	1,456
60	62	1,23	5,61	1,468
61	62	0,824	3,76	0,98
63	59	0	3,86	0
63	64	0,172	2	21,6
64	61	0	2,68	0
38	65	0,901	9,86	104,6
64	65	0,269	3,02	38
49	66	1,8	9,19	2,48
49	66	1,8	9,19	2,48
62	66	4,82	21,8	5,78
62	67	2,58	11,7	3,1
65	66	0	3,7	0
66	67	2,24	10,15	2,682

Tabela 12 – Dados de Linha - Sistema 118 barras.

De	Para	R (%)	X (%)	B _{shunt} (MVar)
65	68	0,138	1,6	63,8
47	69	8,44	27,78	7,092
49	69	9,85	32,4	8,28
68	69	0	3,7	0
69	70	3	12,7	12,2
24	70	0,221	41,15	10,198
70	71	0,882	3,55	0,878
24	72	4,88	19,6	4,88
71	72	4,46	18	4,444
71	73	0,866	4,54	1,178
70	74	4,01	13,23	3,368
70	75	4,28	14,1	3,6
69	75	4,05	12,2	12,4
74	75	1,23	4,06	1,034
76	77	4,44	14,8	3,68
69	77	3,09	10,1	10,38
75	77	6,01	19,99	4,978
77	78	0,376	1,24	1,264
78	79	0,546	2,44	0,648
77	80	1,7	4,85	4,72
77	80	2,94	10,5	2,28
79	80	1,56	7,04	1,87
68	81	0,175	2,02	80,8
81	80	0	3,7	0
77	82	2,98	8,53	8,174
82	83	1,12	3,665	3,796
83	84	6,25	13,2	2,58
83	85	4,3	14,8	3,48
84	85	3,02	6,41	1,234
85	86	3,5	12,3	2,76
86	87	2,828	20,74	4,45
85	88	2	10,2	2,76
85	89	2,39	17,3	4,7
88	89	1,39	7,12	1,934
89	90	5,18	18,8	5,28
89	90	2,38	9,97	10,6

Tabela 12 – Dados de Linha - Sistema 118 barras.

De	Para	R (%)	X (%)	B _{shunt} (MVAr)
90	91	2,54	8,36	2,14
89	92	0,99	5,05	5,48
89	92	3,93	15,81	4,14
91	92	3,87	12,72	3,268
92	93	2,58	8,48	2,18
92	94	4,81	15,8	4,06
93	94	2,23	7,32	1,876
94	95	1,32	4,34	1,11
80	96	3,56	18,2	4,94
82	96	1,62	5,3	5,44
94	96	2,69	8,69	2,3
80	97	1,83	9,34	2,54
80	98	2,38	10,8	2,86
80	99	4,54	20,6	5,46
92	100	6,48	29,5	4,72
94	100	1,78	5,8	6,04
95	96	1,71	5,47	1,474
96	97	1,73	8,85	2,4
98	100	3,97	17,9	4,76
99	100	1,8	8,13	2,16
100	101	2,77	12,62	3,28
92	102	1,23	5,59	1,464
101	102	2,46	11,2	2,94
100	103	1,6	5,25	5,36
100	104	4,51	20,4	5,41
103	104	4,66	15,84	4,07
103	105	5,35	16,25	4,08
100	106	6,05	22,9	6,2
104	105	0,994	3,78	0,986
105	106	1,4	5,47	1,434
105	107	5,3	18,3	4,72
105	108	2,61	7,03	1,844
106	107	5,3	18,3	4,72
108	109	1,05	2,88	0,76
103	110	3,906	18,13	4,61
109	110	2,78	7,62	2,02

Tabela 12 – Dados de Linha - Sistema 118 barras.

De	Para	R (%)	X (%)	B _{shunt} (MVAr)
110	111	2,2	7,55	2
110	112	2,47	6,4	6,2
17	113	0,913	3,01	0,768
32	113	6,15	20,3	5,18
32	114	1,35	6,12	1,628
27	115	1,64	7,41	1,972
114	115	0,23	1,04	0,276
68	116	0,034	0,405	16,4
12	117	3,29	14	3,58
75	118	1,45	4,81	1,198
76	118	1,64	5,44	1,356