

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO
INSTITUTO DE CIÊNCIAS EXATAS E APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISES ESTÁTICAS DE CONTINGÊNCIAS SIMPLES
DESENVOLVIDAS COM AUXÍLIO DE MÉTODO DE FLUXO DE
POTÊNCIA: UMA ABORDAGEM COMPARATIVA**

CÁSSIA CAREN COELHO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

JOÃO MONLEVADE, MG

2018

CÁSSIA CAREN COELHO

**ANÁLISES ESTÁTICAS DE CONTINGÊNCIAS SIMPLES
DESENVOLVIDAS COM AUXÍLIO DE MÉTODO DE FLUXO DE
POTÊNCIA: UMA ABORDAGEM COMPARATIVA**

Monografia apresentada ao Curso de
Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Ouro Preto

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

JOÃO MONLEVADE, MG

2018

C672a

Coelho, Cássia Caren.

Análises estáticas de contingências simples desenvolvidas com auxílio de método de fluxo de potência [manuscrito]: uma abordagem comparativa / Cássia Caren Coelho. - 2018.

79f.: il.: color; graf.; tabs; Diagramas (sim); Fluxogramas (sim).

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

Monografia (Graduação). Universidade Federal de Ouro Preto. Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Engenharia elétrica. 2. Sistemas de energia elétrica. 3. Energia elétrica - Distribuição. I. Barbosa, Carlos Henrique Nogueira de Resende. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU: 621.316

Catálogo: ficha@sisbin.ufop.br



ANEXO IV – ATA DE DEFESA

Aos 12 dias do mês de março de 2018, às 07:30 horas, no blocoB deste instituto, foi realizada a defesa de monografia pela formanda Cássia Caren Coêlho, sendo a comissão examinadora constituída pelos professores:Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa, Dr. Juan Carlos Galvis Manso, Me. Marcelo Moreira Tiago. A candidata apresentou a monografia intitulada:Análises Estáticas de Contingências Simples Desenvolvidas com Auxílio de Método de Fluxo de Potência: Uma Abordagem Comparativa. A comissão examinadora deliberou, por unanimidade, pela APROVAÇÃO da candidata, com a nota média 8,7, de acordo com a tabela 1. Na forma regulamentar foi lavrada a presente ata que é assinada pelos membros da comissão examinadora e pela formanda.

Tabela 1 – Notas de avaliação da banca examinadora

Banca Examinadora	Nota
Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa	8,7
Juan Carlos Galvis Manso	8,7
Marcelo Moreira Tiago	8,7
Média	8,7


João Monlevade, 12 de Março de 2018.



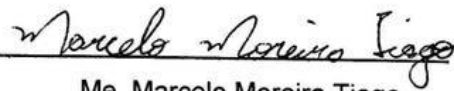
Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa
Professor Orientador



Cássia Caren Coêlho
Aluna



Dr. Juan Carlos Galvis Manso
Professor Convidado



Me. Marcelo Moreira Tiago
Professor Convidado



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
Universidade Federal de Ouro Preto – UFOP
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Colegiado do Curso de Engenharia de Elétrica



ANEXO X - TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado “ANÁLISES ESTÁTICAS DE CONTINGÊNCIAS SIMPLES DESENVOLVIDAS COM AUXÍLIO DE MÉTODO DE FLUXO DE POTÊNCIA: UMA ABORDAGEM COMPARATIVA” é de minha inteira responsabilidade. Declaro que não há utilização indevida de texto, material fotográfico ou qualquer outro material pertencente a terceiros sem a devida citação ou consentimento dos referidos autores.

João Monlevade, 14 de Março de 2018.

Cássia Caren Coêlho

Cássia Caren Coêlho

AGRADECIMENTOS

A Deus, por me dar persistência, confiança e segurança que foram necessárias à realização desse trabalho.

Aos meus pais Ivane e Cássio exemplos de força, coragem, perseverança na minha vida, obrigada por acreditar e incentivar os meus sonhos e pelas orações. E aos meus irmãos Thalles, Thais e Camila pelo companheirismo. Ao Gugu (Bernardo) pelas risadas fáceis.

Ao meu orientador Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa por todo ensinamento, cobrança, paciência e compreensão em toda minha evolução durante o trabalho.

Aos membros da banca que aceitaram o convite.

Aos professores: Juan, Carlos Chedas, Renan, Victor, Matheus Romão e Felipe Cota pelos ensinamentos e experiências que tornaram mais atrativo o curso.

Agradeço a ArcelorMittal João Monlevade, Luciano Crispim, Eduardo Sérgio e Vicente Aleixo, pelos ensinamentos e oportunidade do estágio supervisionado.

Aos meus amigos Dudu (Felipe Cota) e Juju (Júlia Leite) por conseguirem aturar minha forma insuportável por tanto tempo! Agradeço aos meus amigos Hélio e Santa por me hospedar inúmeras vezes em sua casa durante minha jornada acadêmica.

Um muito obrigada ao grupo Tititi, meninas com vocês meu riso se tornou muito mais fácil. Aos meus amigos: Amanda Alves, Gaspar Ramos, Paulo Estevão, Marina Torres, Guilherme Vettorazzi, Leandro Amaral, Macson Giuliano, Fernando Henrique, Nath Keles e Helvécio Caldeira por sempre estarem guerreando comigo neste curso tão complexo. Agradeço a Alcatéia por proporcionar momentos inenarráveis desconexos de faculdade. Agradeço a turma da peteca por oferecer momentos de descontração. Um agradecimento especial as repúblicas Acasalar, Cativeiro, Tbj e Dubodi onde além de incansáveis noites de estudos soubemos também aproveitar as noites descontraídas.

RESUMO

A operação do sistema elétrico de potência (SEP) próxima do seu limite operacional pode levar ao comprometimento do fornecimento de energia elétrica. Com o intuito de oferecer estabilidade ao SEP quanto à tensão e limites de potência, estudos do comportamento da rede são realizados sistematicamente para garantir a operação segura e contínua do sistema e também fornecer melhorias para o mesmo. O presente trabalho tem como principal objetivo estudar o comportamento dos sistemas elétricos, simular interrupções simples com critério N-1 de linhas de transmissão de energia e indicar ao operador as áreas mais afetadas, com variações de tensão e fluxo de potência ativa, aquelas as quais se devem dar maior atenção quando ocorrer a contingência simulada e, assim, dar suporte a falta, não sobrecarregando nenhum equipamento e não deixando de fornecer energia para áreas a jusante. Para isso, é proposto o cálculo de um índice de desempenho empregando o fluxo de potência com métodos numéricos: Newton Raphson (NR) e o Newton Raphson com metodologia 1P1Q.

Palavras Chaves: Fluxo de Potência, Contingência, Índice de Desempenho, Seleção de Contingências.

ABSTRACT

The operation of the electric power system (EPS), close to its operational limit, can cause the loss of electricity supply due to anomalies in its original structure. In order to identify safe solutions for such situations, network behavior studies are systematically conducted to ensure the continued safe operation of the system and also provide improvements to its current situation. This study aims to understand the behavior of electrical systems and to minimize the problems related to simple equipment interruptions following the N-1 criterion, reporting to the system operator the prediction of the effects that a given fault may cause if it occurs. Then, feasible technical decisions are taken to make the EPS able to deal with the fault effects, without overloading any equipment and without stopping to supply power to the downstream areas. For this, it proposes a method for contingency analysis: calculation of PI (Performance Index) using the load flow, for three systems. The operation of the electric power system (EPS), close to its operational limit, can cause the loss of electricity supply due to anomalies in its original structure. In order to identify safe solutions for such situations, network behavior studies are systematically conducted to ensure the continued safe operation of the system and also provide improvements to its current situation.

Keywords: Power Flow, Contingency, Performance Index, Contingency Selection

Lista de Abreviaturas

AC – Corrente Alternada

ICC – Índice de Carregamento de Corrente

IDT – Índice de Desvio de Tensão

IEEE – Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos

kV – Kilovolts

LT – Linhas de Transmissão

LTC – Linhas de Transmissão Curta

LTL – Linhas de Transmissão Longa

LTM – Linhas de Transmissão Média

MC – Monte Carlo

MET – Margem de Estabilidade de Tensão

MW – Megawatts

NR – Newton Raphson

ONS – Operador Nacional do Sistema

PI – Índice de Desempenho

PIflow – Índice de Desempenho de Potência

PIp – Índice de Desempenho de Potência Ativa

PIq – Índice de Desempenho de Potência Reativa

PIVlt – Índice de Desempenho de Tensão

PPA – Perdas de Potência Ativa

PU – Por Unidade

SEP – Sistema Elétrico de Potência

SIN – Sistema Interligado Nacional

Nomenclatura

A, B, C: coeficientes do circuito equivalente do transformador	P_k : Geração líquida (geração menos carga) de potência ativa
B_{km} : susceptância série do ramo $k-m$	P_l^{max} : fluxo de potência ativa máxima permitida na linha l
b_k^{sh} : elemento shunt ligado à barra k	Q_k : Injeção líquida (injeção menos carga) de potência reativa
G_{km} : condutância série do ramo $k-m$	R_l : componente resistivo do condutor l
I_l^{max} : a capacidade máxima que a l -ésima linha admite	r_{km} : resistência série do ramo $k-m$
I_{mk} : corrente que flui da barra m para barra k	S_k : Injeção líquida de potência aparente da barra k
I_{km} : corrente que flui da barra k para barra m	S_{km} : fluxo de potência aparente do ramo $k-m$
I_l : a corrente da linha l no instante analisado	S_k^{sh} : injeção de potência aparente para o elemento shunt b_k^{sh}
I_l : corrente que flui pelo condutor l	t : número real para transformação
j : barra analisada	$V\theta$: barra <i>slack</i>
k : barra terminal do ramo $k-m$	$V_{j,i}$: magnitude de tensão na barra j quando a linha i é retirada de operação
m : barra terminal do ramo $m-k$	V_j^{max} : magnitude máxima de tensão definida para a barra j
n_{PIflow} : constante de definição do índice de desempenho de fluxo de potência ativa	V_j^{min} : magnitude mínima de tensão definida para a barra j
n_{PIvolt} : constante para definição do índice de desempenho de magnitude de tensão	V_j^{nom} : magnitude da tensão nominal da barra j
θ_k : Ângulo de tensão da barra k	V_k : magnitude da tensão na barra k
θ_{km} : abertura angular entre as barras k e m	V_m : magnitude da tensão na barra m
PQ: barra de carga	x_{km} : reatância série do ramo $k-m$
PV: barra de tensão controlada	z_{km} : impedância série do ramo $k-m$
PI_{flow_i} : índice de desempenho de potência ativa na linha i	
$P_{flow_{l,i}}$: fluxo de potência ativa na linha i , quando a linha l é contingenciada	

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Estrutura básica do SIN.....	23
Figura 2 – Sistema Elétrico de Potência.....	24
Figura 3 – Modelo Utilizado Para Injeção.....	25
Figura 4 – Modelo da Linha de Transmissão Média.....	26
Figura 5 – Transformador em fase.....	27
Figura 6 – Circuito equivalente do transformador em fase.....	27
Figura 7 – Fluxograma método 1P1Q.....	37
Figura 8 – Fluxograma geral das análises de contingências.....	38
Figura 9 – Diagrama IEEE 39 Barras.....	41
Figura 10 – Diagrama IEEE 57 Barras.....	42
Figura 11 – Diagrama IEEE 118 Barras.....	43
Figura 12 – Gráficos de PIflow para as linhas do Sistema de 39 barras na condição (a) Original, (b) Com 1 reforço, (c) Com 2 reforços (d) Com 3 reforços.....	46
Figura 13 – Sistema Original x Sistema Reforçado 39 Barras.....	47
Figura 14 – Gráficos de PI Híbrido 1 para as linhas do Sistema de 57 barras na condição (a) Original, (b) Com 1 reforço, (c) Com 2 reforços (d) Com 3 reforços.....	48
Figura 15 – Gráficos de PIflow para as linhas do Sistema de 57 barras na condição (a) Original, (b) Com 1 reforço, (c) Com 2 reforços (d) Com 3 reforços.....	49
Figura 16 – Gráficos de PIVolt para as linhas do Sistema de 57 Barras na condição (a) Original, (b) Com 1 reforço, (c) Com 2 reforços (d) Com 3 reforços.....	50
Figura 17 – Sistema Original x Sistema Reforçado 57 Barras.....	51
Figura 18 – Gráficos de PI Híbrido 2 para as linhas do Sistema de 118 barras na condição (a) Original, (b) Com 1 reforço, (c) Com 2 reforços (d) Com 3 reforços.....	52
Figura 19 – Gráficos de PIflow para as linhas do Sistema de 118 barras na condição (a) Original, (b) Com 1 reforço, (c) Com 2 reforços (d) Com 3 reforços.....	53
Figura 20 – Gráficos de PIVolt para as linhas do Sistema de 118 barras na condição (a) Original, (b) Com 1 reforço, (c) Com 2 reforços (d) Com 3 reforços.....	54
Figura 21 – Sistema Original x Sistema Reforçado 118 Barras.....	55
Figura 22 – Localização das contingências críticas 39 barras.....	56
Figura 23 - Perfil de Tensão com Reforços Sistema 39 Barras.....	57
Figura 24 - Fluxo de Potência Ativa nas Linhas 39 Barras.....	58
Figura 25 – Localização das contingências críticas 57 barras.....	59

Figura 26 – Perfil de Tensão com Reforços Sistema 57 Barras.	60
Figura 27 – Fluxo de Potência Ativa nas Linhas 57 Barras.	61
Figura 28 – Localização das contingências críticas 118 barras.	62
Figura 29 – Perfil de Tensão com Reforços Sistema 118 Barras.	63
Figura 30 – Fluxo de Potência Ativa nas Linhas 118 Barras.	64

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Tensões usuais em sistemas de potência.	22
Tabela 2 – Tipos de Barras do Sistema Elétrico.....	29
Tabela 3 – Características dos Sistemas de Teste IEEE.....	40
Tabela 4 – Diferença entre o fluxo de potência com método numérico Newton Raphson e Metodologia 1P1Q.....	43
Tabela 5 – Metodologia por conjunto de eventos sistema de 39 Barras.	44
Tabela 6 – Metodologia por conjunto de eventos para o sistema de 57 Barras.	45
Tabela 7 – Metodologia por conjunto de eventos sistema de 118 Barras.	45

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 1 – Síntese das metodologias usadas no referencial teórico.	20
-------------------------------------------------------------------------	----

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Apresentação inicial	16
1.2	Motivação e Justificativa	17
1.3	Estado da Arte	18
1.4	Objetivos Primários e Secundários	21
1.5	Estrutura do Trabalho	21
2	MODELAGEM DO PROBLEMA	22
2.1	Sistema Elétrico	22
2.2	Estrutura Básica	22
2.3	Modelagem da rede	24
2.3.1	Geradores e Cargas	25
2.3.2	Linhas de Transmissão	25
2.3.3	Transformador em fase	26
2.4	Fluxo de Potência	28
3	METODOLOGIA	30
3.1	Segurança do Sistema de Potência	30
3.2	Análises de contingências	32
3.3	Monte Carlo	33
3.4	Índices de Desempenho	33
3.5	Indicadores do Sistema	35
3.6	Método IP1Q	36
3.7	Algoritmo implementado	38
4	VALIDAÇÃO DAS METODOLOGIAS E RESULTADOS DOS SISTEMAS SIMULADOS	40
4.1	Metodologias para Reforço	44
4.2	Análises dos PIs dos Sistemas Reforçados	45

4.3	Análises de Tensão e Potência dos Sistemas Reforçados.....	55
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS E ETAPAS FUTURAS.....	65
5.1	Conclusões.....	65
5.2	Etapas Futuras	66
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	67
	APÊNDICE – A	69

1 INTRODUÇÃO

A operação do sistema elétrico de potência (SEP) com variação de cargas próxima da sua capacidade máxima pode causar perda de fornecimento de energia elétrica devido à capacidade nominal dos equipamentos próxima a demanda necessitada. Estudos são realizados para fornecer melhorias e garantir o abastecimento ininterrupto da energia.

1.1 Apresentação inicial

O conceito de contingência de um modo geral é a possibilidade de alguma coisa acontecer, porém é incerto de que ocorra. De acordo com Ferreira (1976) nomeia-se contingência: “qualidade do que é contingente; eventualidade; incerteza de que uma coisa aconteça ou não”. Em SEP, denomina-se contingência, o desligamento ou saída repentina de componentes do sistema elétrico. Quando a configuração do SEP é alterada por meio de manobras, ou acidentalmente como quedas de linhas, variações nos taps dos transformadores ou desligamento de unidades geradoras, as correntes que fluíam nas linhas são redistribuídas através da rede e causam mudanças no ponto de operação. As mais comuns são: saídas de linhas de transmissão ou transformadores, desligamento de carga ou de unidades geradoras. Elas podem ser simples, conhecida como critério N-1, em que apenas um componente do sistema sai de operação; e múltiplo critério N-2, para a saída de dois componentes; N-3, para a saída de três componentes e, assim, sucessivamente.

Monticelli (1983) define as análises de contingências como uma simulação de lista definida de casos de contingência, onde esta lista se altera a cada vez que a representação da rede muda para simular uma nova falta e calcular o fluxo de potência incluindo-se a nova alteração na rede elétrica.

Para manter o sistema elétrico estável, existem as análises de contingência que podem ser divididas em análises dinâmicas e análises estáticas. As análises de contingências estáticas que apresentam as análises em regime permanente serão abordadas no trabalho, tendo por objetivo fornecer ao operador as condições de prever a reação do SEP quando submetido às contingências de critério N-1.

1.2 Motivação e Justificativa

Atualmente, a área demográfica ocupada cresce de forma rápida e não uniforme por questões econômicas e ambientais. A ampliação da estrutura física das redes elétricas não acompanha de maneira proporcional a demanda adicional proveniente das atividades de uma população cada vez maior. Nesse cenário, o sistema elétrico que anteriormente trabalhava com margem de segurança ampla, passa a operar no limiar de segurança (limite máximo e mínimo de tensão da rede, frequência, potência máxima suportada pelos equipamentos, máxima corrente suportada pelas linhas) com a finalidade de satisfazer a demanda de energia pelos consumidores de maneira integral.

Para uma rede elétrica ser robusta é preciso apresentar uma resposta estável à alteração súbita em seus estados tais como: desligamento de geradores, retiradas de cargas, saídas de linhas de transmissão, variação de tensão nas barras, etc.

É importante trabalhar com o SEP sempre em um estado seguro. No entanto, devido às mudanças de cargas e conseqüentemente tensão nas barras é impraticável manter o sistema elétrico livre de perturbações. Para ser considerado estável, o sistema deve ser capaz de recuperar-se de uma contingência indo para um estado de equilíbrio, em que as especificações do sistema como tensão, corrente e potência estejam dentro de limites pré-determinados. Para manter a estabilidade, é justificável o uso da simulação de contingências para determinar o estado da rede pós-contingência.

Em redes de grande porte, as inúmeras contingências a serem avaliadas fazem das análises de contingências um método ineficiente computacionalmente. Portanto, devem ser selecionadas apenas as contingências mais prováveis e críticas.

As análises de contingências são uma forma qualitativa de avaliação do sistema, o que torna a indicação da contingência mais severa uma informação mais importante do que a definição precisa dos seus efeitos no sistema elétrico propriamente. A motivação ao escolher o fluxo de potência pelo método numérico Newton Raphson com critério 1P1Q é a habilidade do mesmo em responder rapidamente às contingências indicando o estado da rede aproximado, o que facilita análises em tempo real.

1.3 Estado da Arte

As análises de contingências têm por objetivo identificar as contingências severas que produzem grandes perturbações no sistema, ou seja, que podem causar na rede um aumento ou um declínio progressivo e descontrolado de tensão em algumas barras. Assim, os métodos para análise são forçados a ter grande confiabilidade. Baseado nessas premissas, diversas metodologias foram encontradas na revisão bibliográfica: o método da margem de estabilidade de tensão (MET) que trata o sistema após a contingência ocorrida, o teorema da compensação, o método da vizinhança, técnicas de otimização em reconfiguração do sistema e técnicas que utilizam indicadores e índices de desempenho.

O método MET utiliza a definição da quantidade de carga adicional que levaria o sistema ao ponto de colapso de tensão, isto pode ser causado quando se aumentam gradativamente as potências reativas e ativas nas barras. O teorema da compensação visa encontrar uma maneira rápida e eficaz de tratar os problemas causados pelos esforços que os computadores encontram, tais como tempo de execução e memória gasta ao inverter matrizes, pois a cada alteração na topologia da rede, a matriz que a representa também é alterada, sendo assim o teorema da compensação utiliza de injeções de correntes em certas barras do sistema, dispensando a manipulação da matriz (BRIGATTO, 1994). O método da vizinhança reduz o sistema em um subsistema e dá preferência para a verificação das barras vizinhas das contingências simuladas naquele instante, o subsistema é selecionado de acordo com a tolerância de variação de tensão nas barras definida previamente (PINTO; PEREIRA, 1995).

Segundo Mansour (2013), ao realizar a análise das contingências, é possível relacionar o resultado à segurança do sistema. Em seu trabalho a cada contingência analisada é verificada a margem de estabilidade de tensão. Se o sistema não estiver seguro para todas as contingências, são tomadas ações preventivas - aquelas que podem ser tomadas quando o sistema ainda está em estado de operação seguro, ou seja, é feito o controle para se aprimorar a segurança de tensão do ponto de operação.

Assim como os autores citados anteriormente, Ferreira (2006) utiliza também a margem de estabilidade de tensão para fazer o controle preventivo. Ela emprega a otimização no problema, abordando-o pela programação não-linear de pequena dimensão, pois apenas os controles mais eficientes são considerados. O número de restrições é limitado, melhorando a eficiência do programa e auxiliando o operador a tomar a decisão o mais rápido possível. Dobariya (2015) utiliza o fluxo de potência com método numérico Newton Raphson e, pelos seus resultados, as barras são ordenadas como piores barras de acordo com a margem de

potência reativa que ela possui. A partir desses dados, é feita a curva Q-V (potência reativa versus tensão) que indica a estabilidade da barra. A instabilidade pode ser mensurada pela diferença da extremidade da curva Q-V com o ponto de colapso.

Por meio do cálculo de Fatores de Sensibilidade e de Distribuição, Brigatto (1994) utiliza o Teorema da Compensação bem como a matriz de sensibilidade do método de cálculo de fluxo de potência desacoplado rápido. Porém, esse método é pouco utilizado, pois o modelo de equacionamento dos sistemas elétricos de potência empregada é o não-linear exigindo um conhecimento prévio dos métodos de resolução.

Outro método encontrado na referência sobre análises de contingências é o método da vizinhança onde Pinto; Pereira (1995) utilizam a análise de sensibilidade. Os autores, por meio de análise de sensibilidade, reduzem as barras que apresentam variação de tensão após cada contingência simulada, em um sistema menor (subsistema) e o restante do sistema é considerado como barras de tensões constantes obtidas do caso pré contingência. Eles priorizam a verificação das barras vizinhas das contingências simuladas naquele instante. A principal vantagem desse método é a redução do cálculo dos fluxos de potência, pois o subsistema possui menos barras para análise do que o sistema inicial.

Para monitorar automaticamente as contingências, a lista de contingências severas ao sistema deve ser pré definida. A seleção de contingência é uma etapa da análise que classifica de acordo com alguma grandeza as contingências mais drásticas ao sistema elétrico, o que traz um ganho em tempo computacional de análises. A maioria dos algoritmos que ranqueiam as contingências utiliza o índice de desempenho de alguma grandeza para indicar a sua severidade para o sistema.

Casos de classificação de posições de severas contingências atraíram muitos estudos, e muitos algoritmos eficientes e confiáveis foram desenvolvidos. Chen (1989) em seu estudo relata a abordagem de contingências ranqueadas levando em consideração problemas de segurança de tensão. Roy (2011) aborda as análises de contingências realizando o cálculo dos índices de desempenho sendo PI_p (Índice de desempenho de potência ativa) e PI_q (Índice de desempenho de potência reativa), esses cálculos ranqueam qual contingência tem o maior peso para o sistema. Javan et. al. (2011) trata de uma estratégia que aborda os índices de desempenho (PI – *Performance Index*) de tensão e de potência, onde foi obtido sucesso quando comparado com a estratégia que utiliza redes neurais. Albuquerque (2005) propõe uma metodologia que também aborda o índice de desempenho, esta estratégia conta com a elaboração de níveis de listas ordenadas de contingências que indicam a proximidade do ponto de operação em relação ao limite de estabilidade de tensão. Esses níveis são separados

de acordo com o modelo apropriado da rede e um índice de conectividade que auxilia o índice de desempenho indicando o grau de carregamento de potência permitida da linha. Assim quando os índices estão próximos ao limites do sistema é possível obter ações preventivas para evitar o problema da contingência.

O Quadro 1 representa um resumo dos trabalhos com seus respectivos autores, metodologias usadas e sistemas de testes usados nos respectivos trabalhos a respeito do tema contingência. As referências destacadas em negrito são as que apresentaram as metodologias mais próximas à elaboração deste trabalho.

Quadro 1 – Síntese das metodologias usadas no referencial teórico.

Referência	Método	Sistemas de Teste	Variável de Análise
(PINTO; PEREIRA, 1995)	Método da Vizinhança	IEEE-118 barras Sistema Sul-Sudeste do Brasil com 730 barras	Variação de tensão nas barras
(BRIGATTO, 1994)	Teorema da Compensação	IEEE-57 barras Sistema Brasileiro 810 barras	Injeções de correntes em barras
(FERREIRA, 2006)	Margem da estabilidade de tensão.	Sistema Brasileiro (SB) de 1081 barras SB norte-nordeste 395 barras SB de 725 barras SB de 1092 barras SB de 1090 barras SB de 1098 barras	Magnitude de tensão das barras
(MANSOUR, 2013)	Método da Vizinhança e Margem de estabilidade de tensão	Sistema brasileiro reduzido de 107 barras	Magnitude de tensão das barras
(DOBARIYA, 2015)	Margem da estabilidade de tensão	IEEE-14 barras	Margem de potência reativa das barras.
(ROY, 2011)	Índices de Desempenho	IEEE-5 barras IEEE-14 barras IEEE-30 barras	PIp (Índice de desempenho de potência ativa) e PIq (Índice de desempenho de potência reativa)
Javan et. al. (2011)	Índices de Desempenho	IEEE-14 barras	PIp (Índice de desempenho de potência ativa) e PIV (Índice de desempenho de tensão)
(ALBUQUERQUE, 2005)	Índices de Desempenho	IEEE-14 barras IEEE-24 barras IEEE-30 barras IEEE-118 barras	PIp (Índice de desempenho de potência ativa) e PIV (Índice de desempenho de tensão)

1.4 Objetivos Primários e Secundários

Objetivos Primários:

- Classificar as contingências quanto às severidades.

Objetivos Secundários:

- Criar um gerador de eventos;
- Ordenar as contingências;
- Implementar metodologias capazes de indicar os reforços.
- Fazer as análises de contingências com aspecto operacional (identificação de vulnerabilidades) e planejamento do sistema elétrico de potência (sugestão de expansão da topologia da rede).

1.5 Estrutura do Trabalho

O Capítulo 1 apresentou a abordagem do trabalho escolhida para tratar o problema das análises de contingências em SEPs, esclareceu a motivação e a justificativa do tema assim como os objetivos do trabalho.

O Capítulo 2 consiste na apresentação dos modelos dos componentes do sistema elétrico pertinentes ao tema, além da inclusão dos métodos de fluxo de potência utilizados para se gerar os resultados do trabalho.

O Capítulo 3 mostra os conceitos teóricos utilizados para se desenvolver o presente trabalho sob o aspecto da segurança do sistema de potência. Nesse capítulo, encontram-se as explicações das metodologias, métodos empregados e explicação do programa simulado para gerar os resultados para análise.

No Capítulo 4 encontram-se as análises das simulações de contingências com os resultados após a escolha da metodologia usada para reforçar os três sistemas IEEE: 39 (PAI, 1989), 57 (ZEFERINO, 2011) e 118 barras (COSTA, 2007) e torná-los mais estáveis.

O Capítulo 5 apresenta as considerações finais e o que sugestões para as etapas futuras deste trabalho.

2 MODELAGEM DO PROBLEMA

Os equipamentos são modelados de acordo com as seguintes características e condições adotadas:

- Sistemas equilibrados: sistemas que possuem as magnitudes de tensão idênticas das três fases e não existem defasamento diferente;
- Representação unifilar: são usadas representações monofásicas;
- Análise estática: as análises são feitas em regime permanente.

2.1 Sistema Elétrico

O sistema elétrico de potência (SEP) deve fornecer aos usuários energia elétrica com qualidade adequada. O sistema é composto por três faixas de níveis de tensões: geração, distribuição e transmissão. A geração tem a função de converter a energia de alguma natureza (hidráulica, térmica, mecânica ou outra) em energia elétrica. Essa energia é transportada pelas linhas de transmissão dos centros de produção aos de consumo e é distribuída do sistema de transmissão aos grandes, médios e pequenos consumidores. Os níveis de tensão das áreas do sistema que as utilizam são apresentados na Tabela 1 (KAGAN *et al.*, 2010).

Tabela 1 –Tensões usuais em sistemas de potência.

Tensão (kV)	Campo de Aplicação	Área do Sistema de Potência
2,2 – 22,0	Geração	Geração
0,220 – 138,0	Distribuição Secundária (Baixa Tensão), Distribuição Primária (Média Tensão), Subtransmissão (Alta Tensão).	Distribuição
138,0 – 500,0	Transmissão	Transmissão

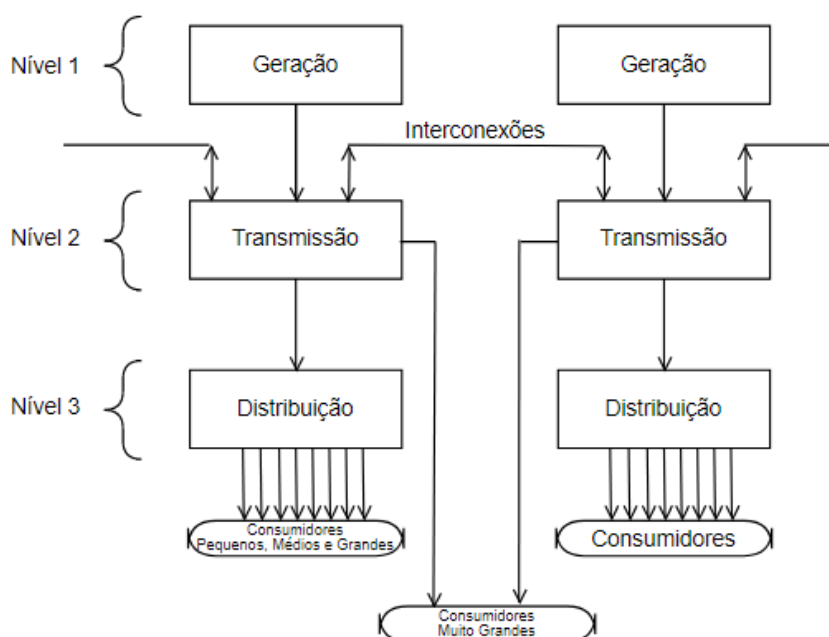
Fonte: Adaptado de KAGAN (2010, p. 4).

2.2 Estrutura Básica

O sistema interligado nacional – SIN é a estrutura do sistema elétrico brasileiro e é definido por quatro subsistemas: norte, nordeste, sudeste/centro-oeste e sul. A interconexão dos sistemas dá-se por meio de malha de transmissão permitindo o fornecimento de energia ao mercado com segurança e economia (ONS, 2017).

O sistema é organizado verticalmente e horizontalmente como na Figura 1. A representação vertical divide o sistema elétrico em três principais níveis: nível 1: geração, nível 2: transmissão e nível 3: distribuição. Na representação horizontal os níveis de transmissão podem ser isolados eletricamente e também podem ser ligados por meios de interconexões. As ligações horizontais servem para aumentar a flexibilidade de operações quando existem emergências. (FUCHS, 1977).

Figura 1 – Estrutura básica do SIN.



Fonte: Adaptado de FUCHS (1977, p. 4).

Todos os níveis transportam energia em diferentes níveis de tensões, conforme foi visto na Tabela 1. A energia é gerada e recebida pelos consumidores, como mostrado na Figura 1, que podem ser pequenos, médios, grandes e muito grandes, a diferença entre a alimentação dos consumidores está no nível de tensão recebido pelos mesmos.

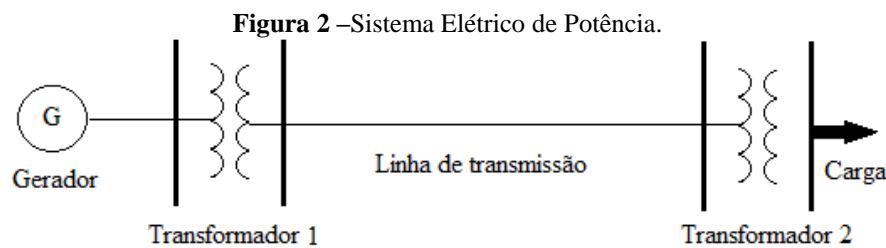
No primeiro nível a energia é transformada de outras formas para energia elétrica. A transformação da energia vem por meio de usinas que podem ser termoelétricas, hidroelétricas, eólicas, etc. A função do segundo nível é distribuir a energia que existe nos barramentos das subestações até os pontos de distribuição. As linhas deste sistema operam com o maior nível de tensão do sistema para evitar perdas ao longo das longas distâncias percorridas pela energia. Esse nível pode ser dividido em linhas de subtransmissão que podem operar em níveis inferiores de tensão quando comparados aos do sistema de transmissão. Nesse trabalho, o termo linhas de transmissão será utilizado de forma genérica independente

de sua função. A função do terceiro nível é finalizar o caminho da energia transportando do sistema de transmissão para os consumidores. As linhas de distribuição são de baixas tensões para poderem transportar a energia em vias públicas e suficientemente elevadas para poderem manter boa regulação da tensão.

O nível 2 que se situa entre a geração e distribuição apresenta ao sistema a maior distância percorrida pela energia, totalizando cerca de 80% dos acidentes de fornecimento de energia (FUCHS, 1977).

2.3 Modelagem da rede

A rede é representada por geradores nas barras do sistema, transformadores de tensão que se encontram entre as barras do sistema e as linhas de transmissão; resistências e reatâncias das linhas que ligam as barras do sistema e cargas ativas e reativas nas barras, como são representados na Figura 2.



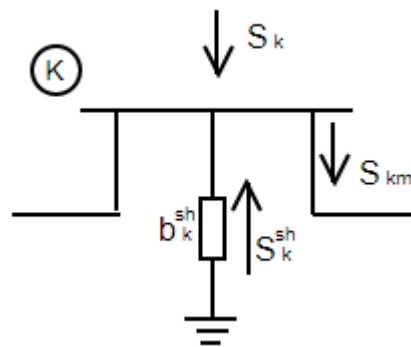
Cada equipamento da rede tem seu limite de potência o qual pode transmitir. O modelo da rede e como cada equipamento é modelado são representados brevemente, para um maior aprofundamento em detalhes sugere-se uma pesquisa em Stevenson e Grainger (1994), Stevenson (1986) e Monticelli (1983).

Existem diferentes modelos da rede para os seguintes elementos: linha de transmissão, transformador, gerador e carga. Para cada estudo existe uma modelagem dos equipamentos que depende das características da rede e as condições adotadas. A modelagem a ser feita no presente trabalho consideram as seguintes condições: sistemas equilibrados, o que significa que as magnitudes das tensões das três fases do sistema são iguais, não existe defasamento, e a modelagem da rede do sistema é estática e representada por equações e inequações algébricas. (MONTICELLI, 1983).

2.3.1 Geradores e Cargas

Geradores e cargas podem ser representados por injeções de potência ativa e reativa na Figura 3, onde as potências são positivas quando são de geração, ou seja, entram na barra, e negativas quando são de carga, ou seja, saem das barras

Figura 3 – Modelo Utilizado Para Injeção.



Fonte: Adaptado de MONTICELLI (1983, p. 4).

- k, m : barras terminais do ramo $k - m$;
- S_k : injeção líquida de potência aparente.
- b_k^{sh} : elemento shunt.
- S_k^{sh} : injeção de potência aparente, para o elemento shunt b_k^{sh} ligado à barra k .
- S_{km} : fluxo de potência aparente.

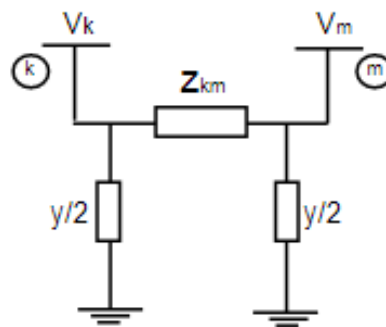
As linhas de transmissão e os transformadores compõem as redes de distribuição e transmissão. É importante adotar-se modelos para os componentes internos do sistema.

2.3.2 Linhas de Transmissão

Em geral as linhas de transmissão (LT) têm parâmetros distribuídos ao longo do comprimento, tais como resistência, indutância e capacitância. De acordo com o comprimento, as linhas de transmissão aérea podem ser classificadas em: curta, média e longa; elas se diferem em relação à capacitância. A capacitância corresponde à capacidade de armazenamento de energia das linhas de transmissão, devido a diferença de potencial existente entre a linha e a terra. Portanto, este efeito capacitivo é modelado com capacitores em paralelo com o elemento da correspondência série (STEVENSON, 1986).

As linhas de até 80 km são consideradas linhas de transmissão curtas (LTC) e a capacitância é tão pequena que se torna desprezível sem perdas de precisão. Linhas entre 80 km e 240 km são consideradas linhas de transmissão médias (LTM) e a sua capacitância pode ser representada como a metade da capacitância (*Shunt*) em cada extremidade do circuito equivalente. O modelo utilizado nos sistemas do trabalho é o modelo de linhas de transmissão médias representado na Figura 1.

Figura 4 – Modelo da Linha de Transmissão Média.



Fonte: Adaptado de STEVENSON (1986, p. 112).

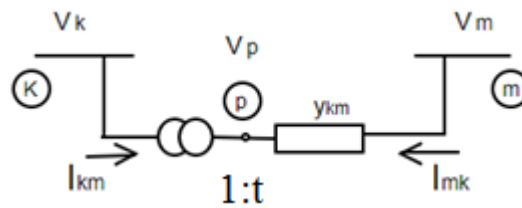
onde y é a capacitância da linha que é dividida nas extremidades da mesma.

- Z_{km} : representa a impedância série do ramo k-m, dada por $Z_{km} = r_{km} + jx_{km}$, onde r_{km} e x_{km} são a resistência e a reatância série, respectivamente.
- V_k, V_m : tensões nas barras k e m .

As linhas com mais de 240 km são consideradas linhas de transmissão longas (LTL) e sua capacitância é calculada em termos de parâmetros distribuídos, quando for necessária uma precisão, mas em muitos casos a representação em parâmetros concentrados, como nas linhas médias, é válida. Para maiores detalhes sobre os diferentes modelos de linhas de transmissão, recomenda-se Stevenson (1986).

2.3.3 Transformador em fase

O transformador em fase em seu modelo original é representado por uma admitância série y_{km} e um transformador ideal com relação de 1:t, onde t é um número real. A Figura 5 representa um transformador em fase.

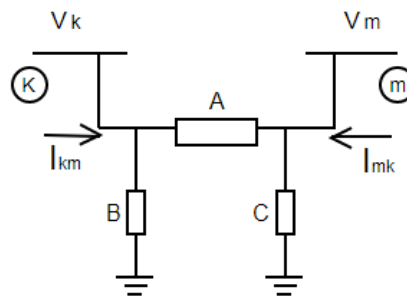
Figura 5 – Transformador em fase.

Fonte: Adaptado de MONTICELLI (1983, p. 6).

O ponto p após o transformador representa a tensão no nó intermediário após a tensão transformada. O número real t é igual a:

$$t = \frac{V_p}{V_k} \quad (1)$$

A Figura 6 mostra o circuito equivalente do transformador em fase representação do tipo π .

Figura 6 – Circuito equivalente do transformador em fase.

Fonte: Adaptado de MONTICELLI (1983, p. 7).

A, B e C são determinados por meio das correntes I_{km} : corrente que flui da barra k para barra m, e I_{mk} corrente que flui da barra m para barra k. Observando a Figura 6, pode-se escrever que:

$$I_{km} = (A + B)V_k + (-A)V_m \quad (2)$$

$$I_{mk} = (-A)V_k + (A + C)V_m$$

Os coeficientes da Figura 6 podem então serem identificados através das formulações indicadas nas equações dadas em (3):

$$\begin{aligned}
 A &= ty_{km} \\
 B &= t(t - 1)y_{km} \\
 C &= (1 - t)y_{km}
 \end{aligned}
 \tag{3}$$

Ao observar as expressões dadas em (3) analisa-se o efeito da relação 1:a do transformador. Se $t=1$, os coeficientes B e C são nulos fazendo com que o circuito equivalente se reduza à admitância série y_{km} . Quando a relação é alterada para $t < 1$, B apresentará sinal contrário a y_{km} e se tornará para o sistema um tipo capacitivo, já o C será indutivo, logo V_k tende a aumentar e V_m reduzir, proporcionando um transformador abaixador. Ao alterar $t > 1$ B se torna indutivo e C capacitivo, fazendo com que V_k diminua e V_m aumente, resumindo o modelo em um transformador elevador de tensão. Se o transformador estiver entre uma barra de tensão regulada, a outra barra receberá os efeitos das alterações.

2.4 Fluxo de Potência

O presente trabalho utiliza a forma estática de análise, ela pode ser utilizada apenas em situações que a variação do tempo é suficientemente lenta para que possa ignorar os efeitos transitórios (MONTICELLI, 1983).

Em um sistema elétrico o fluxo de potência determina o estado da rede e distribui os fluxos tendo também como finalidade os seguintes objetivos:

- Calcular as tensões nas barras para verificar se o nível de tensão está dentro dos níveis tecnicamente corretos.
- Calcular a corrente e a potência que fluem ao longo da rede para verificar se está dentro dos limites de carregamento.
- Calcular as perdas em potência e energia, permitindo a comparação entre a demanda e a energia das cargas (KAGAN *et al.*, 2010).

Admite-se que a rede é balanceada, sendo assim, uma modelagem unifilar é usado para representá-la, podendo ser modelada através de equações e inequações algébricas que constituem o fluxo de potência (BRIGATTO, 1994).

As equações iniciais do fluxo de potência são obtidas considerando a conservação das potências ativa e reativa em cada nó na rede, ou seja, a potência injetada deve ser equivalente à soma das potências que fluem pelos componentes internos que indica este nó como um de seus terminais. Em sua formulação básica, a cada barra da rede são associadas

quatro variáveis, onde duas delas são dadas e as outras duas são incógnitas. (MONTICELLI, 1983).

V_k – Magnitude da tensão nodal (barra k).

θ_k – Ângulo da tensão nodal.

P_k – Geração líquida (geração menos carga) de potência ativa.

Q_k – Injeção líquida (injeção menos carga) de potência reativa.

Segundo Monticelli (1983) as barras podem ser classificadas como é exibido na Tabela 2.

Tabela 2 – Tipos de Barras do Sistema Elétrico.

Tipos de Barra	Classificação	Dados	Calculados
3	Barra de Carga (PQ)	Potência Ativa (P) Potência reativa (Q)	Tensão (V) Abertura angular (θ)
2	Barra de Tensão Controlada (PV)	Potência Ativa (P) Tensão (V)	Potência reativa (Q) Abertura angular (θ)
1	Barra Slack (V θ)	Tensão (V) Abertura angular (θ)	Potência Ativa (P) Potência reativa (Q)

As fórmulas gerais do fluxo de carga são apresentadas de maneira simples e resumidas em Equação (4) e (5), para maiores detalhes recomenda-se Stevenson (1986) e Monticelli (1983).

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (4)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (5)$$

O problema do fluxo de potência calculado pelo método numérico de Newton Raphson consiste em encontrar o ponto de operação do sistema elétrico que se encontra em regime permanente para determinada condição de geração e carga. Este método iterativo tem como vantagem ser facilmente implementável, ter solução obtida por meio de aproximações sucessivas a partir de uma condição inicial arbitrária e ser praticamente insensível à propagação de erros de arredondamentos. As equações do fluxo de carga são não-lineares e o Newton Raphson é usado para calcular o fluxo de potência.

3 METODOLOGIA

Não existem até hoje formas para armazenamento em grande escala de energia elétrica gerada pelas usinas, logo toda energia elétrica gerada pelas usinas deve ser consumida no mesmo instante. A soma entre as potências geradas, potências consumidas e perdas de potência deve ser igual a zero em todo tempo e este processo é denominado equilíbrio entre geração e carga. Estudos de oferta e demanda são feitos e neles são observados diferentes níveis de tensão durante o dia para manter o sistema estável.

A estabilidade no sistema de potência é a habilidade de um sistema, para uma dada condição inicial de operação, de atingir o estado operacional definido para ele, depois de ser submetido a um distúrbio físico com a maioria das variáveis limitadas (KUNDUR *et al.*, 2004). A instabilidade de tensão no sistema de potência existe quando tem uma queda progressiva das tensões nas barras ou uma sobretensão, que podem ser causadas pelo comportamento capacitivo da rede e pelos limites de potência que impedem que os geradores e/ou compensadores absorvam o excesso de potência reativa. (RESENDE, 2007). Assim, o sistema de potência pode entrar no estado de instabilidade de tensão quando existe um aumento na demanda, faltas e defeitos na rede causando uma diminuição na tensão de alguns barramentos.

Os métodos estáticos de análise de estabilidade da tensão são baseados nas equações de fluxo de potência, eles apresentam equações e inequações algébricas e possuem um tempo computacional menor do que os métodos dinâmicos, sendo assim ideais para a maioria dos estudos de contingência (MATARUCCO, 2010). Por esse motivo, para um sistema de monitoramento, a compreensão e desenvolvimento de esquemas tais como análises de contingências para manter a tensão do sistema robusta são muito importantes.

3.1 Segurança do Sistema de Potência

A segurança do sistema de potência pode ser dividida em três principais funções:

1. Sistema de monitoramento;
2. Análises de contingências;
3. Ações preventivas e corretivas.

O sistema de monitoramento fornece ao operador dados e informações reais de operação no sistema elétrico. O operador tem acesso a esquemas que podem monitorar dados como grupos de cargas que estão sendo supridas, tensões, correntes, fluxos de potências, saída

de unidades geradoras, mudanças nos taps dos transformadores. O mais importante deste monitoramento é a conferência dos alarmes que indicam excesso dos limites de fluxo de potência nas linhas, sobrecarga ou tensões fora dos limites.

O estado do sistema para o operador é classificado em quatro principais modos:

- Seguro: este estado indica para o operador que o sistema encontra-se em condições normais, ou seja, a carga é atendida e não existem violações de limite de operação.
- Alerta: a carga é atendida, não existem violações do limite de operação, porém o nível de segurança está abaixo do limite adequado. Cortes de cargas são necessários porque ações de controle do sistema do monitoramento não são suficientes.
- Emergência: necessita da ação imediata do operador, se não existir a interferência do mesmo no sistema, algum equipamento pode interromper seu funcionamento ou causar paradas importantes em partes do sistema.
- Restaurativo: O sistema foi interrompido por perda de algum equipamento ou desligamento de alguma área, não existem violações de limites de operação, porém o sistema perdeu carga. Para a restauração acontecer, o equipamento deve ser investigado e verificado se pode ser trazido de volta para o sistema, assim as cargas que foram perdidas são restabelecidas (SHEBLE; WOLLENBERG; WOOD, 2014).

A segunda principal função do sistema são as análises de contingências. Por meio do estudo das possíveis contingências e a análise das mais severas para o sistema, o operador sabe antes de ocorrer a falha, quais ações tomar assim que ocorrer a falha, isto facilita a segurança do sistema e evita que ocorra falhas em cascata.

A terceira principal função do sistema é relacionada às ações preventivas e corretivas. O fluxo de potência é combinado com as análises de contingências. O fluxo de potência é realizado no estado inicial da rede, ou seja, sem falhas, logo realizadas as análises de contingências priorizando as ações preventivas que devem ser feitas antes de ocorrer falhas em cascata. Ao ocorrer as falhas, ações corretivas são feitas visando a restauração do sistema.

3.2 Análises de contingências

As análises de contingência em um SEP têm como objetivo saber perante a todas as contingências possíveis do sistema qual aquela que é mais severa e que leva o sistema a um estado de operação não seguro, isto é feito através da simulação de todas as falhas do sistema com o método do fluxo de potência.

As análises de contingências são extremamente importantes para evitar o chamado *blackout* de energia no sistema de potência. O *blackout* ocorre quando existem falhas em cascata no sistema que tornam uma determinada área isolada de energia. Com a análise da contingência previamente executada no sistema, o operador terá a capacidade, de em tempo real, evitar as próximas contingências que causam o *blackout* no sistema.

As análises de contingências têm grande aplicação na operação (identificação de vulnerabilidade) e no planejamento de sistemas elétricos de potência (reforços propostos à expansão da rede elétrica). O planejamento é aplicado na ampliação do sistema, a análise do caso base pode determinar índices de confiabilidade para escolhas de topologias de rede. A aplicação na operação é indicar ao operador o que fazer quando ocorrer a falta que foi anteriormente simulada. (PINTO; PEREIRA, 1995).

As duas maiores dificuldades encontradas quando o tema análises de contingências é englobado são: escolha da lista de casos de contingências e o grande tempo e esforço computacional quando calculados os fluxos de potência.

Os sistemas elétricos de transmissão estudados são sistemas malhados e é praticamente impossível efetuar todas as contingências que são possíveis de ocorrer. Esta restrição se dá pelo grande custo computacional em executar o método exaustivo de todas as contingências em linhas de transmissão e transformadores do sistema. No passado a lista da seleção de contingências era feita pelos operadores. A partir de dados históricos de saídas de linhas e intuição do mesmo, eles tomavam as ações necessárias para restabelecer a energia nas áreas prejudicadas. (CAMPAGNOLO, 1984). Nos dias atuais é impraticável os operadores fazer as manobras segundo suas experiências sem ter um embasamento, sendo assim neste trabalho uma lista limitada das contingências é gerada pelo método Monte Carlo para analisar o sistema após as falhas. As contingências são severas ao sistema quando o caso avaliado ultrapassa os limites de tensão, fluxo de potência ativo e reativo que são predefinidos no seu caso base.

3.3 Monte Carlo

O método de Monte Carlo (MC) é um método poderoso para avaliar sistemas elétricos de potência, ele tem sido utilizado para avaliação de índices de confiabilidade, simular sistemas, além de ser de fácil implementação computacional. A principal desvantagem do MC não é a quantidade de eventos que se deseja executar, mas o grande esforço computacional quando existe uma grande quantidade de dados históricos de falhas do SEP. O método MC pode ser classificado em método com base de dados ou sem base de dados. O método com base de dados é baseado em uma base de dados histórica sobre falhas e histórico do SEP. A simulação com MC gera eventos sem considerar nenhuma memória anterior do sistema elétrico.

Para melhor simular um sistema de potência sem dados de falha dos seus equipamentos, o método probabilístico MC sem dados históricos foi escolhido para a escolha dos eventos, neste caso os eventos são as linhas para selecionadas para serem contingências no SEP. O método faz a avaliação exaustiva do sistema como um todo a partir de uma quantidade arbitrária definidas de eventos, no caso, 30% da capacidade de linhas do sistema, com exceção do sistema de 39 barras que considera 45% do sistema para análise.

O gerador de eventos respeita a distribuição de probabilidade uniforme, isto significa que perante a capacidade total do sistema, por exemplo, 80 linhas, as 24 linhas que devem ser geradas têm a mesma chance de serem selecionadas no intervalo 1 a 40 ou 40 a 80.

A qualquer momento o método de Monte Carlo pode gerar um evento para ser analisado como uma contingência, e a partir daí o algoritmo deve definir os reforços que o sistema precisa fazer e qual metodologia utilizar para torná-lo mais robusto.

3.4 Índices de Desempenho

O método utilizado aqui para mensurar as contingências é o método de índice de desempenho (PI). A função do PI é ranquear as contingências de acordo com alguma grandeza, neste caso são fluxo de potência ativa (*PIflow*) e magnitude de tensão (*PIvolt*). A lista é ordenada do maior valor de PI para o menor valor, onde o maior valor indica a linha mais crítica do sistema elétrico. Os primeiros valores de PI vão para a lista selecionada de contingências críticas.

As metodologias utilizadas no sistema são: *PIflow* índice de desempenho de acordo com o fluxo de potência ativa, *PIvolt* índice de desempenho de acordo com a

magnitude da tensão, e as metodologias híbridas, as quais foram escolhidas as porcentagens de acordo com testes no sistema. São definidos como metodologia de híbridos: *Híbrido1* com um índice de desempenho de 30% do fluxo de potência ativa e 70% de magnitude de tensão e *Híbrido2* que representa 70% do *PIflow* e 30% de *PIvolt*.

A definição para as metodologias de índices de desempenho são mostrados na Equação (6), (7), (8) e (9).

$$PI_{flow\ i} = \sum_{l, l \neq i}^{NL} \left(\frac{P_{flow\ l, i}}{P_l^{max}} \right)^{2 n_{PIflow}} \quad (6)$$

$$PI_{volt\ i} = \sum_{j=1}^{NB} \left(\frac{V_j^{min}}{V_{j, i}} \right)^{n_{PIv}} + \sum_{j=1}^{NB} \left(\frac{V_{j, i}}{V_j^{max}} \right)^{n_{PIv}} \quad (7)$$

$$Híbrido1 = 0.30 * PI_{flow} + 0.70 * PI_{volt} \quad (8)$$

$$Híbrido2 = 0.70 * PI_{flow} + 0.30 * PI_{volt} \quad (9)$$

Na Equação (6) $P_{flow\ l, i}$ representa o fluxo de potência ativo na linha l quando a linha i é retirada de operação, P_l^{max} representa o fluxo de potência máximo permitido pela linha l . Na Equação (7) V_j^{min} e V_j^{max} representa respectivamente a magnitude mínima e máxima de tensão definida para a barra j e $V_{j, i}$ magnitude de tensão na barra j quando a linha i é retirada de operação.

As constantes n_{PIflow} e n_{PIvolt} foram determinadas de acordo com Wood *et. al.*, (2014). Ao analisar a Equação (6) se n_{PIflow} for um número grande, o *PIflow* resultará em um número pequeno se todos os fluxos de potência ativa estiverem dentro do limite, e resultará em um número grande se uma ou mais linhas tiverem sobrecarga de fluxo de potência ativo. O mesmo ocorre ao analisar a Equação (7) se n_{PIv} for um número grande, o *PIvolt* resultará também em um número pequeno devido as tensões estarem dentro dos limites mínimos e máximos definidos. Foi executado o mesmo sistema de 6 barras do autor a fim de determinar qual a melhor constante, executaram as mesmas contingências, porém para cada contingência o autor utiliza uma constante diferente não declarada no texto; as constantes foram calculadas por modo reverso e foi feita uma média entre os valores encontrados, chegando aos seguintes

valores utilizados para os testes em todos os sistemas $n_{PIflow} = 0.3458$ e $n_{PIv} = 8.3407$. Estas constantes foram satisfatórias com valores positivos.

Para o cálculo dos valores dos PIs híbridos 30-70 e 70-30 os valores de $PIflow$ e $PIvolt$ são normalizados resultando em valores entre 0 e 1, a partir disso são somados com ponderações diferentes, dependendo de cada metodologia resultando nos híbridos.

Quando ocorre uma contingência, o sistema é avaliado de acordo com as quatro metodologias (quatro listas de PIs), por meio da primeira análise de acordo com o maior PI é escolhida qual linha deve-se reforçar. O reforço é feito com a inserção de um trecho com as mesmas características da linha que apresenta ser mais crítica ao sistema, obtendo assim dois trechos para o transporte de corrente entre as barras onde existe contingência. O reforço é efetuado e novamente os PIs são calculados e ordenados, escolhe-se o maior PI de acordo com cada grandeza para realizar o reforço e assim acontece sucessivamente durante três vezes (números de reforços definidos arbitrariamente). Os reforços são feitos pelas quatro metodologias e após isso são calculados os indicadores do sistema.

3.5 Indicadores do Sistema

Foram escolhidas três variáveis para indicadores do sistema: índice de carregamento de corrente (ICC), índice de desvio de tensões (IDT) e perdas de potência ativa (PPA), eles são calculados de acordo com os dados retornados das metodologias. Os indicadores têm a função de apontar qual a melhor metodologia, aquela que sugere os menores desvios de tensão, perdas de potência ativa e carregamento de corrente para reforçar o sistema de acordo com a contingência ocorrida.

O índice de carregamento de corrente é usado para decidir qual o grau de equalização do carregamento das linhas do SEP (HUANG, 2002). Os maiores índices são aqueles que necessitam de uma maior atenção. O ICC que se aproxima de 1 não é desejável, valores próximos a um são sistemas que estão próximos a sua capacidade de carregamento máxima ou um grande desbalanceamento. O ICC é calculado seguindo a fórmula da Equação (10).

$$ICC = \max \left(\frac{I_l}{I_l^{max}} \right) \quad (10)$$

sendo I_l^{max} a capacidade máxima que a l -ésima linha admite, e I_l a corrente da linha l no instante analisado (HUANG, 2002). O termo máximo da fórmula significa 30% a mais do valor máximo dentre todas as correntes das linhas de transmissão do SEP analisado.

O índice de desvio de tensão é usado para indicar qual o grau de severidade das violações dos limites de magnitude de tensão, grau este que é percebido pelas barras quando existem configurações no sistema que causam as saídas repentinas de linhas. As violações são medidas para a configuração final do sistema, ou seja, cada arranjo do sistema tem um IDT diferente. Ele é dado pelo somatório dos termos de um até NB (número de barras, todas as barras) da diferença quadrática entre a magnitude da tensão atual da barra j , V_j , e a magnitude da tensão nominal da mesma barra V_j^{nom} (KASHEM *et. al*, 2005).

$$IDT = \sum_{j=1}^{NB} (V_j - V_j^{nom})^2 \quad (11)$$

O menor IDT é desejável para o sistema, pois ele indica uma menor discrepância da tensão da barra de sua tensão nominal.

As perdas de potências ativas são causadas pelo efeito Joule nas linhas (total de linhas NL) de transmissão, este efeito está relacionado com o calor gerado no condutor l que possuem componentes resistivos R_l , quando percorrido pela corrente elétrica I_l . As PPAs totais do sistema são obtidas por meio do somatório das perdas em cada condutor do SEP. A equação (12) representa o cálculo das perdas (MONTROYA *et. al*, 2010).

$$PPA = \sum_{l=1}^{NL} R_l \cdot I_l^2 \quad (12)$$

O arranjo interessante para reforçar o sistema é aquele que apresenta menor valor, pois quanto menores as perdas de potências ativas melhor para o SEP.

3.6 Método 1P1Q

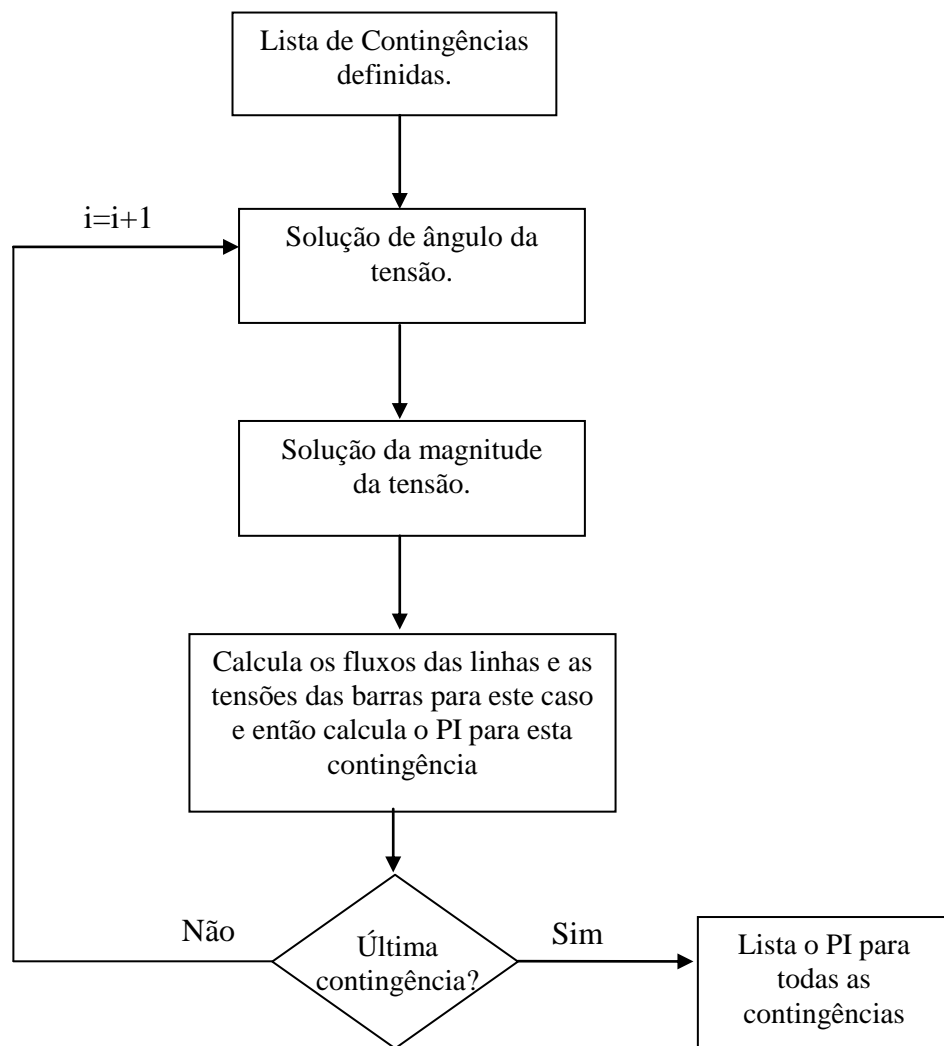
O método de fluxo de potência AC é escolhido e melhor usado para estudar cada caso de contingência, pois ele define informações sobre fluxos de potência ativas e reativas e tensões nas barras do sistema, porém ele é um método lento para tratar milhares de casos.

Nas análises de contingências, a resposta rápida e qualitativa é um quesito importante, para isto utiliza-se o fluxo de potência com método numérico Newton Raphson *1P1Q*, ele é representado na Figura 7. A base deste método é o fluxo de potência com método numérico Newton Raphson, o procedimento do fluxo de potência é interrompido após uma iteração, por isso o nome *1P1Q*, pois existe o cálculo de Θ e de V apenas uma vez para o sistema, não importando a tolerância que antes era imposta no método Newton Raphson convencional.

Este método pode ser implementado devido ao fato das análises de contingências serem uma forma qualitativa e não quantitativa de representação, ou seja, a resposta final ao usuário do programa é qual a contingência mais severa ao sistema, não importando quão ela é severa.

No fluxograma da Figura 7 inicialmente é definida a lista de contingências. Ao ser executada esta contingência o estado da rede é definido calculando a magnitude de tensão das barras e o seu ângulo em apenas uma iteração. Após isto se determinam os fluxos de potência das linhas e os PIs para as linhas do sistema. Esta etapa é realizada até chegar ao final da lista de contingências e assim mostra-se a lista dos PIs.

Figura 7 – Fluxograma método 1PIQ.



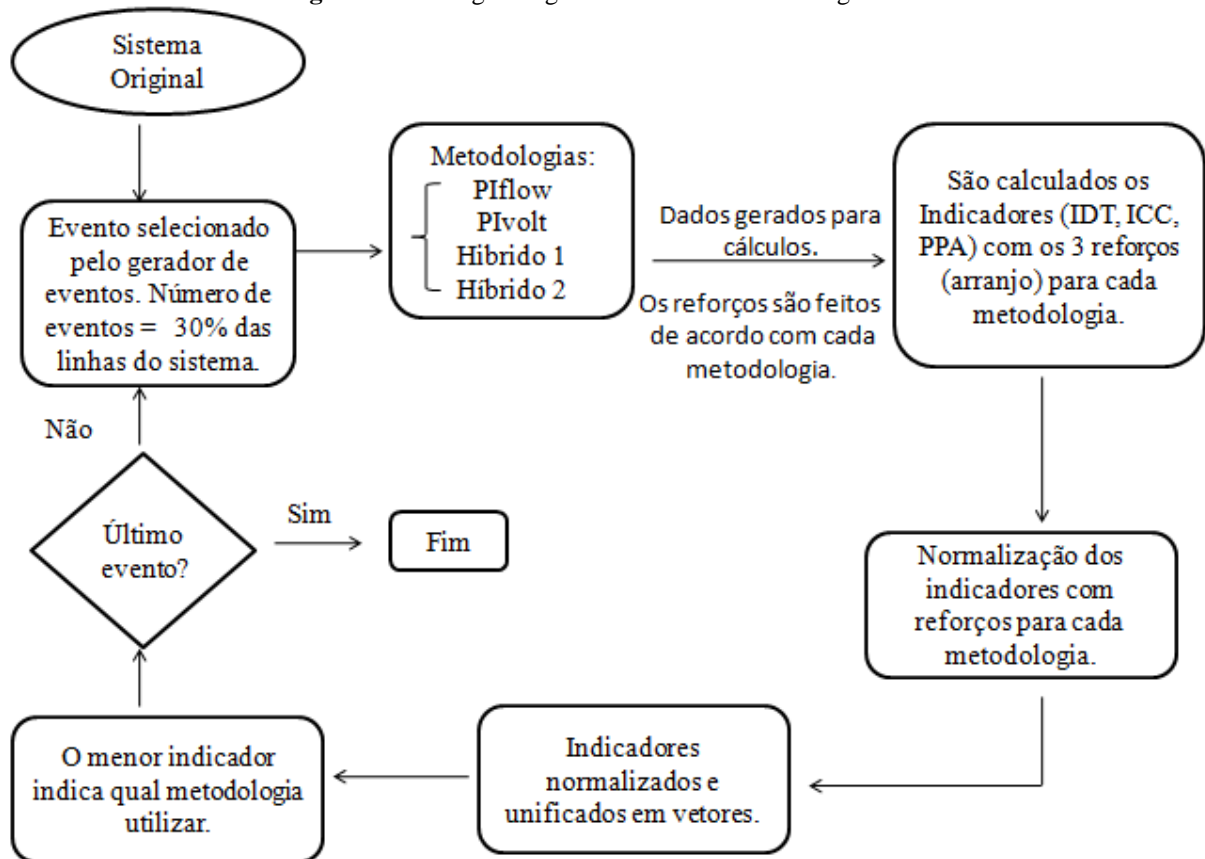
Fonte: Adaptado de WOOD et. al. (2014, p. 321).

3.7 Algoritmo implementado

Para encontrar as contingências mais severas e definir quais reforços serão realizados no sistema, o algoritmo é implementado conforme o fluxograma da Figura 8.

Inicialmente é escolhido o sistema elétrico em que se deseja fazer a análise das contingências. Usou-se o gerador de eventos com o método Monte Carlo para escolher uma quantidade de linhas igual a 30% da capacidade total do sistema para serem avaliadas como contingências, simulando um sistema onde todas as linhas têm distribuição uniforme e a mesma probabilidade de falha, exceto o sistema de 39 barras onde são consideradas para análise 45% da capacidade de linhas do sistema.

Figura 8 – Fluxograma geral das análises de contingências.



Fonte: Autoral.

A contingência é realizada no sistema original obtendo um sistema com um reforço, é calculado neste sistema os índices de desempenho, onde a linha que indicar o maior índice, ou seja, a linha que se apresenta mais crítica ao sistema quando ocorre a contingência, é escolhida para ser reforçada, o reforço é feito com a inserção de uma linha idêntica (com as

mesmas características) na mesma localização da linha crítica, assim é feito sucessivamente durante três vezes obtendo um sistema com dois reforços e um sistema com três reforços, se o reforço for insuficiente, a linha será novamente reforçada. Cada metodologia tem os três reforços que devem ser realizados, de acordo com o maior indicador. Esta etapa é feita por quatro vezes, onde cada vez executada é escolhida uma metodologia diferente que são *PIflow*, *PIvolt*, *Híbrido1* e *Híbrido2* explicadas na Seção 3.4.

Os indicadores são calculados com os dados gerados pelas metodologias. Para cada indicador existe o cálculo para três sistemas reforçados e para quatro metodologias diferentes. Os indicadores são então normalizados, os dados de três reforços viram arranjos e são normalizados em um único vetor, logo os indicadores são unificados também em um vetor que engloba todas as metodologias. A metodologia para reforçar o sistema quando existe a contingência k é escolhida pelo indicador que possuir mais pontos. A metodologia que possui mais pontos é aquela que tem menores indicadores. Este processo se repete até terminar os eventos que foram determinados.

4 VALIDAÇÃO DAS METODOLOGIAS E RESULTADOS DOS SISTEMAS SIMULADOS

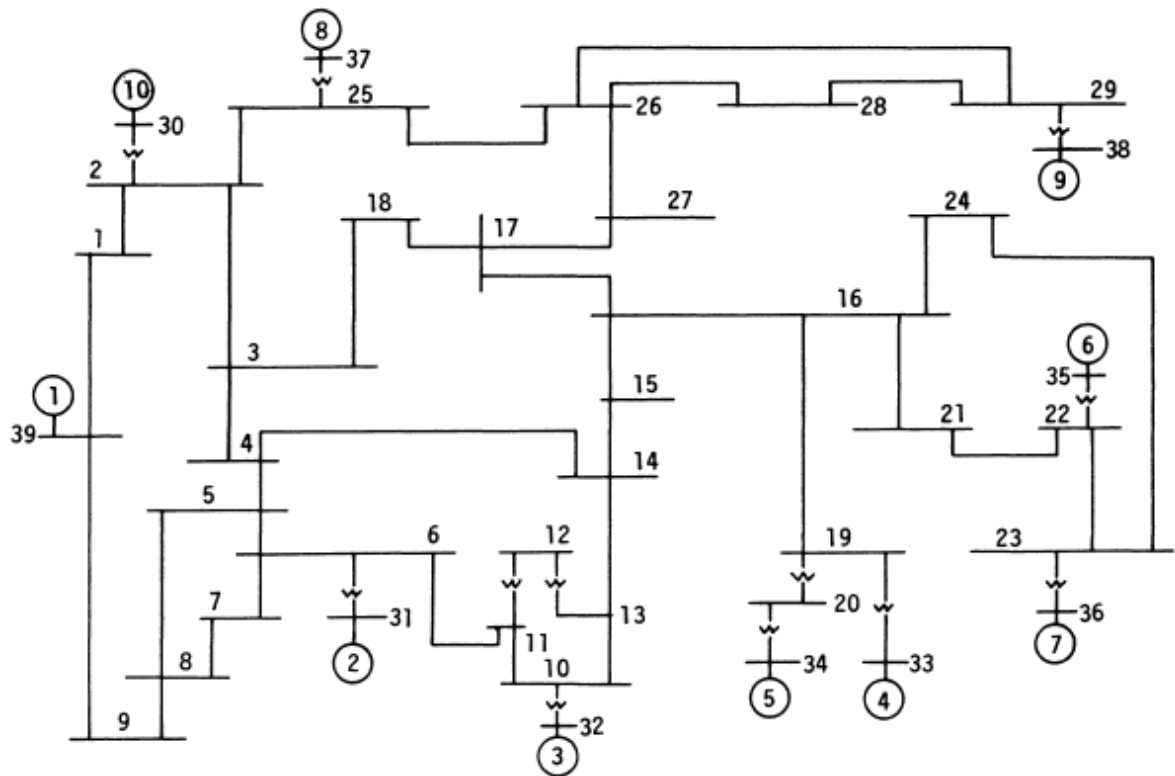
Sistemas de transmissão equilibrados IEEE de 39 barras (PAI, 1989), 57 barras (ZEFERINO, 2011) e 118 barras (COSTA, 2007) são apresentados neste capítulo a fim de validar as teorias impostas nos capítulos anteriores, suas características são exibidas na Tabela 3. Casos de contingências e reforços são simulados com a finalidade de verificar a acurácia dos métodos propostos. O algoritmo foi desenvolvido e executado no software MATLAB R2013B.

Tabela 3 – Características dos Sistemas de Teste IEEE.

Sistemas	Barras de Carga	Barras de Passagem	Barras de Tensão Controlada	Geradores	Linhas de Transmissão	Transformadores
39 Barras	19	10	9	10	34	12
57 Barras	35	15	6	7	64	16
118 Barras	53	10	54	55	177	9

O sistema de IEEE-39 barras é representado em forma de diagrama na Figura 9. Ele é uma representação do sistema de transmissão de 345 kV de *New England*.

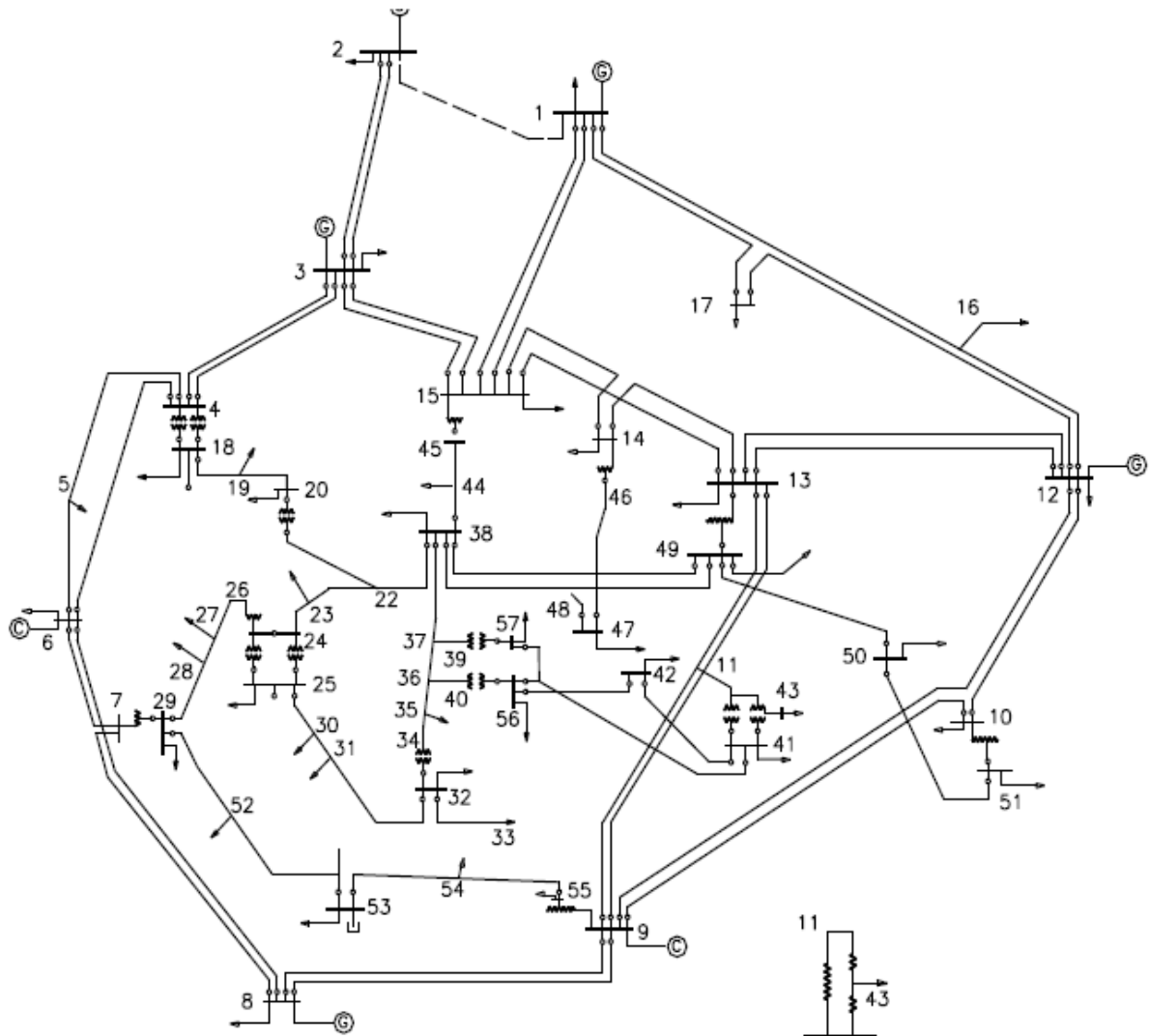
Figura 9 – Diagrama IEEE 39 Barras



Fonte: PAI (1989, p. 224).

O sistema de IEEE-57 barras é representado em forma de diagrama na Figura 10. Ele representa como era em 1960 uma porção do Sistema Elétrico de Potência Americano em *Midwestern US*.

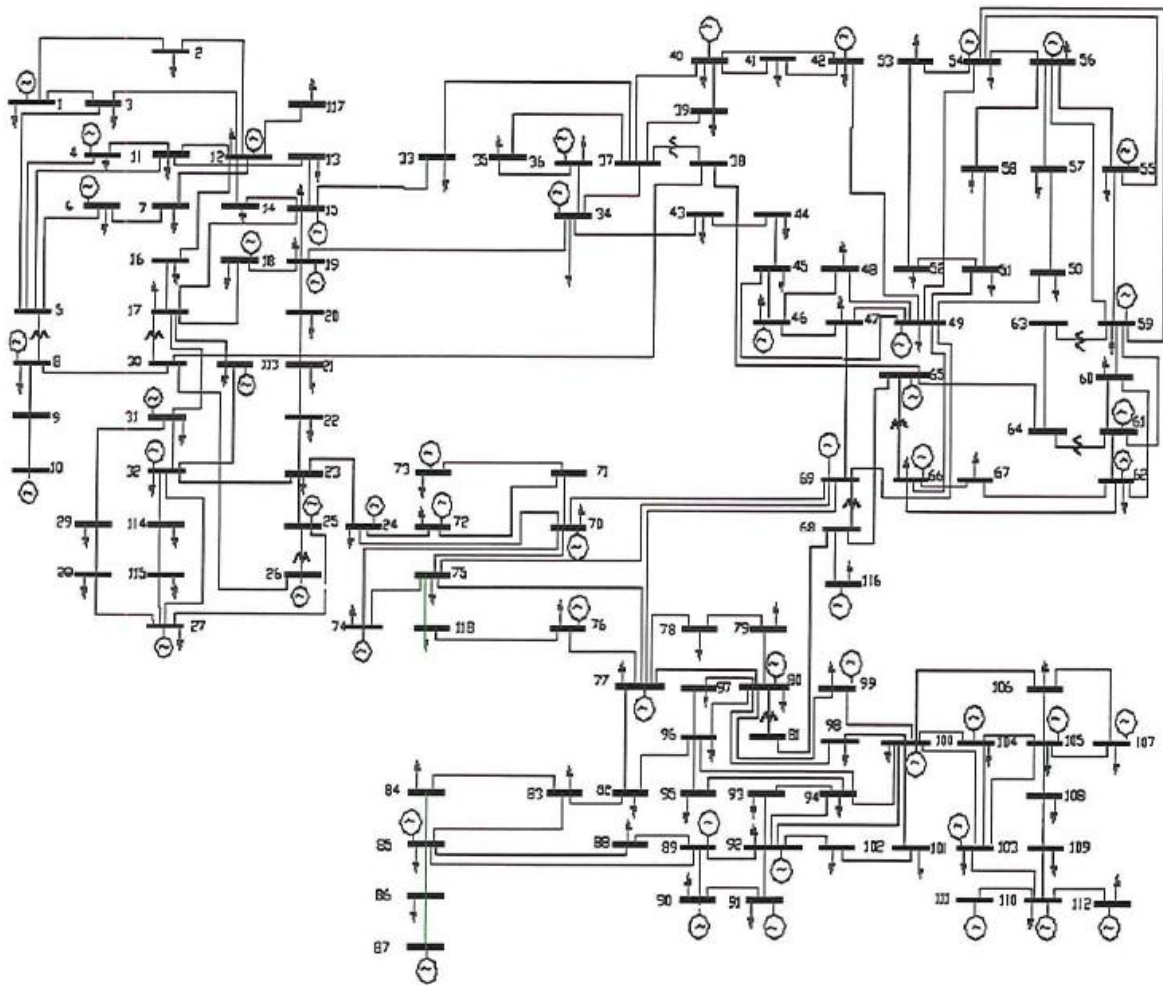
Figura 10 – Diagrama IEEE 57 Barras



Fonte: ZEFERINO (2011, p. 87).

O IEEE-118 barras é um sistema de potência que representa uma porção do Sistema Elétrico de Potência Americano em *Midwestern US* de 1962. O diagrama do sistema é representado na Figura 11.

Figura 11 – Diagrama IEEE 118 Barras.



Fonte: COSTA (2007, p. 77).

O fluxo de potência utilizado para analisar as contingências foi o fluxo de potência com método numérico Newton Raphson com o método 1P1Q. Na Tabela 4 a diferença máxima entre as magnitudes de tensão das barras, ângulos de tensão das barras e os tempos de execução de cada sistema entre os métodos utilizados pelos fluxos são exibidos.

Tabela 4 – Diferença entre o fluxo de potência com método numérico Newton Raphson e Metodologia 1P1Q.

	39 Barras	57 Barras	118 Barras
Diferença Magnitude Tensão	1,3214e-5	1,1329e-6	7,7853e-8
Diferença Ângulo Tensão	1,4268e-3	4,2376e-4	0
Diferença de tempo de execução	0,14 segundos	3,0515 minutos	55 minutos

De acordo com a Tabela 4 as diferenças entre as tensões calculadas com os fluxos de potência por método numérico Newton Raphson e de fluxo de potência com método *IPIQ* são menos de 1%. O tempo economizado quando substitui o fluxo de potência por método numérico Newton Raphson por *IPIQ* é de 0.14 segundos quando o sistema é de 39 barras e 55 minutos quando é de 118 barras.

4.1 Metodologias para Reforço

O gerador de eventos foi executado três vezes, onde cada vez ele recomenda a metodologia que melhor reforçou o sistema de acordo com os indicadores do sistema e os índices de desempenho. As quatro metodologias para reforços são: *PIflow*, *PIvolt*, *Híbrido1* (30% de *PIflow* e 70% de *PIvolt*) e *Híbrido2* (70% de *PIflow* e 30% de *PIvolt*), as metodologias que melhor reforçam os diferentes sistemas são exibidas nas Tabela 5, Tabela 6 e Tabela 7.

No sistema de 39 barras foram analisados três arranjos contendo 21 linhas do total de 46 linhas do sistema, representando aproximadamente 45% da capacidade do sistema. Este percentual foi escolhido devido à pequena quantidade de linhas que o sistema tem, ficando melhor representado uma análise com uma quantidade maior de eventos. A metodologia *PIflow* é escolhida pelo algoritmo com uma média de aproximadamente 50%, como pode ser calculado por meio da Tabela 5, isto sugere uma característica de sistema com maior sensibilidade em fluxo de potência ativa.

Tabela 5 – Metodologia por conjunto de eventos sistema de 39 Barras.

	Conjunto de Eventos	Metodologia	Percentual de Escolha da Metodologia
Sistema 39 Barras	1°	PIflow	57,14%
	2°	PIflow	42,86%
	3°	PIflow	47,62%

No sistema de 57 barras o gerador de eventos gera 24 linhas (representando 30% da capacidade do sistema) para serem analisadas individualmente.

Tabela 6 – Metodologia por conjunto de eventos para o sistema de 57 Barras.

	Conjunto de Eventos	Metodologia	Percentual de Escolha da Metodologia
Sistema 57 Barras	1°	Híbrido 30%PIflow 70% PIvolt	70,83%
	2°	Híbrido 30%PIflow 70% PIvolt	87,50%
	3°	Híbrido 30%PIflow 70% PIvolt	66,67%

Dentre os conjuntos de eventos no sistema mostrados na Tabela 7, a metodologia *Híbrido1* foi escolhida em todas as três execuções, com uma média de 75%, ela é composta pelos PIs: *PIflow* e *PIvolt*, onde a ponderação dos índices são 30% do índice de desempenho por fluxo de potência e 70% do índice de desempenho por tensão, o que sugere um sistema com a maior sensibilidade em magnitude de tensão.

O sistema IEEE-118 barras é um sistema em que a metodologia do programa implementado sugere características de sensibilidades a variações em fluxo de potência ativa e variações de tensão, onde a sensibilidade em fluxo de potência ativa sobrepõe a sensibilidade em magnitude de tensão. Esta característica recomenda o uso da metodologia *Híbrido 2*. A Tabela 7 representa um percentual médio de 90% de escolha da metodologia.

Tabela 7 – Metodologia por conjunto de eventos sistema de 118 Barras.

	Conjunto de Eventos	Metodologia	Percentual de Escolha da Metodologia
Sistema 118 Barras	1°	Híbrido 70%PIflow 30% PIvolt	90,91%
	2°	Híbrido 70%PIflow 30% PIvolt	89,09%
	3°	Híbrido 70%PIflow 30% PIvolt	89,09%

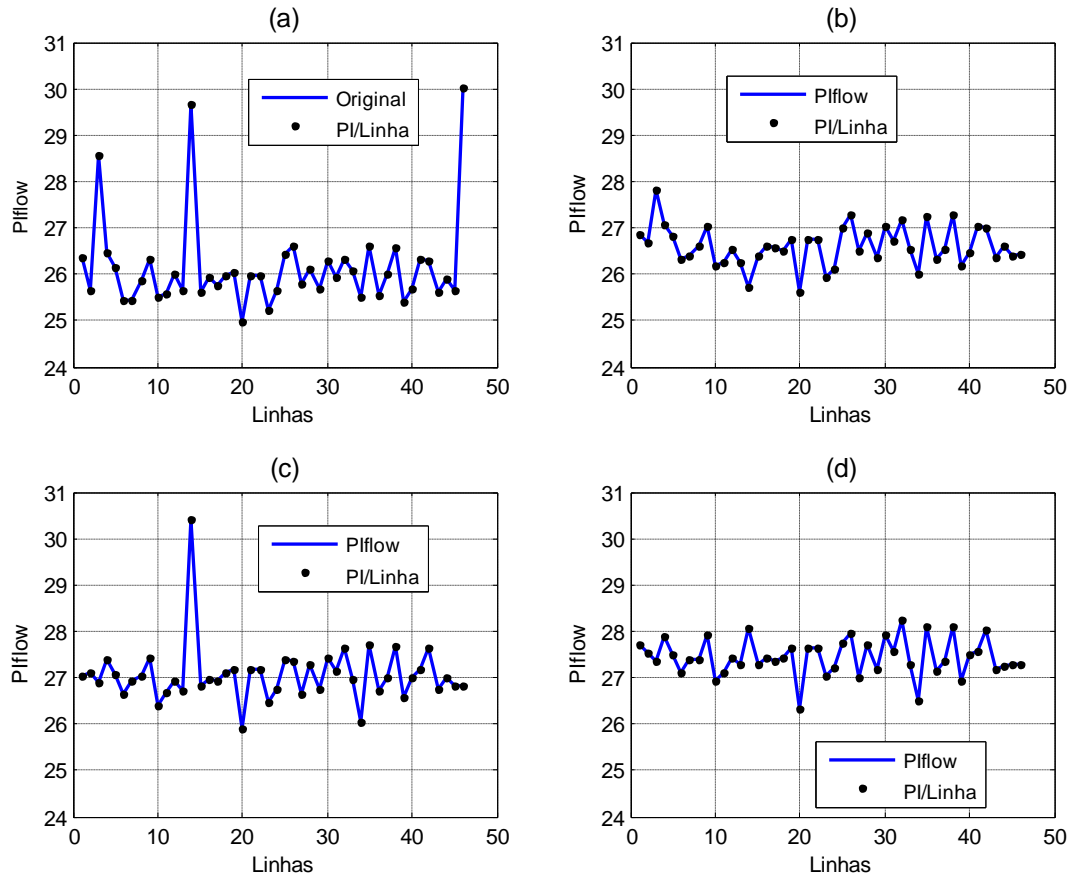
4.2 Análises dos PIs dos Sistemas Reforçados

Para demonstrar o desempenho dos reforços nos sistemas, escolheram-se os arranjos de linhas que foram usados para reforçar o sistema por cada metodologia que mais foram escolhidas durante a execução, os resultados explicitados dos conjuntos de eventos de todas as execuções do gerador de eventos para todos os sistemas encontram-se no Apêndice-A. Os gráficos das metodologias por linhas gerados são baseados no seguinte modelo: (a) cenário original (caso base), (b) cenário com o reforço na linha escolhida para análise pelo gerador de eventos, (c) cenário com o reforço para segunda linha do arranjo de reforços e (d) cenário com o reforço para a última linha do arranjo. Os cenários são feitos sucessivamente.

O arranjo escolhido para analisar o sistema de 39 barras foi 46, 3 e 14. Neste caso ao ser escolhida aleatoriamente a linha 46 para contingência no sistema, as linhas que foram selecionadas para reforçar de acordo com o índice *Piflow* foram as linhas 3 e 14.

A Figura 12 representa as magnitudes de *Piflow* para os diferentes cenários.

Figura 12 – Gráficos de *Piflow* para as linhas do Sistema de 39 barras na condição (a) Original, (b) Com 1 reforço, (c) Com 2 reforços (d) Com 3 reforços.

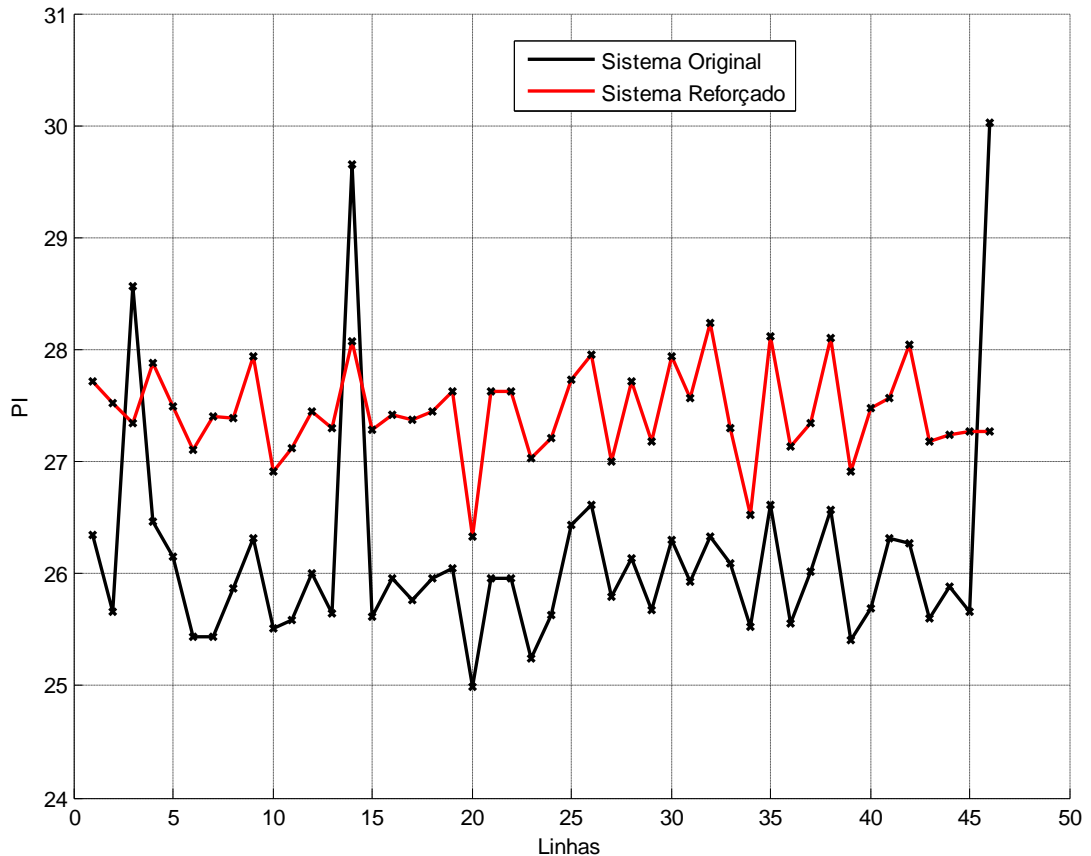


Fonte: Autoral.

O gráfico representado por Figura 12 (b) mostra a magnitude do PI quando existe o reforço da contingência na linha 46, ao ocorrer este reforço a linha que se torna mais crítica ao sistema é a linha 3, em Figura 12 (c) a linha 3 é reforçada e percebe-se a mudança da magnitude do PI da linha 3 quando se transita de Figura 12 (c) para Figura 12 (d), em Figura 12 (d) a linha 14 que se tornou a linha mais crítica do sistema é a terceira e última linha do arranjo a ser reforçada, ou seja, ela deixa de ser crítica e torna outra mais crítica do que ela. Ao comparar a magnitude do *Piflow* de Figura 12 (d) sistema reforçado com o *Piflow* de Figura 12 (a) sistema original, a diferença dos picos das linhas críticas do sistema em relação as outras linhas diminuem, ou seja, a metodologia está tornando o sistema menos vulnerável.

O trecho que é representado pelas linhas 3, 14 e 46 que no sistema original Figura 12 (a) apresentava um problema em seu valor de PI_{flow} , depois dos reforços Figura 12 (d) ele apresenta um valor menos crítico para o sistema como se pode notar na Figura 13.

Figura 13 – Sistema Original x Sistema Reforçado 39 Barras.



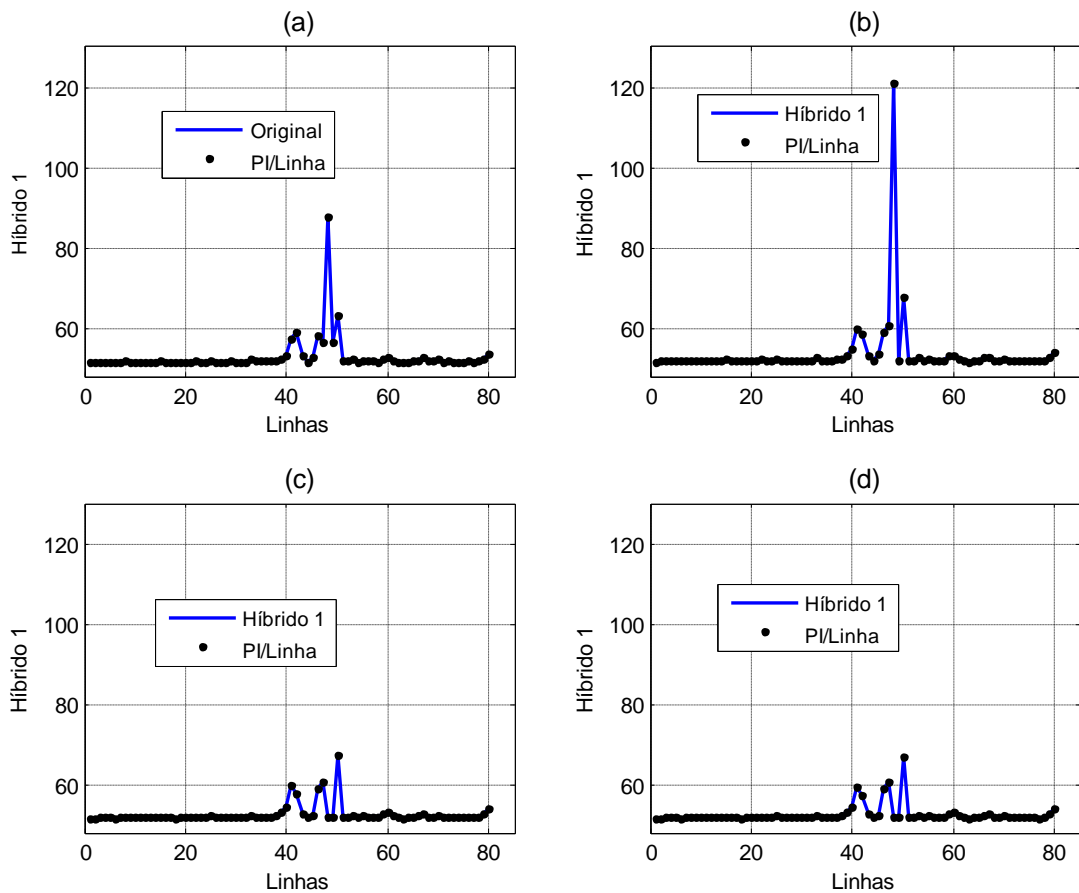
Fonte: Autoral.

No sistema de 57 barras, o arranjo 49, 48 e 50 foi selecionado para ser analisado entre as linhas fora de. A análise da contingência 49 é representada na Figura 14 por meio dos valores do PI híbrido original com seus respectivos reforços. Em Figura 14 (a) o sistema original sem possui a linha 48 como a mais crítica do sistema original. Em Figura 14 (b) são representados os índices híbridos para o reforço da linha 49, em Figura 14 (c) são representados os índices para o reforço da linha 48 e no cenário 3 a linha 50 é reforçada. Todos os reforços são feitos sucessivamente.

Ao realizar a falha da linha 49 a linha 48 que era a mais crítica do sistema original tem seu PI aumentado aproximadamente 38%, o que torna o sistema mais crítico que o sistema original. Ao analisar os reforços, primeiramente é efetuado o reforço da linha 48

resultando em uma diminuição da magnitude do maior pico de PI híbrido em aproximadamente 34%. Com o reforço da linha 48, é verificável também na Figura 14 (c) que a linha 50 se torna a mais crítica para o sistema. Em Figura 14 (d) é mostrado o comportamento dos PIs quando a linha 50 é reforçada, mesmo com o reforço, a linha 50 continuou crítica para o sistema.

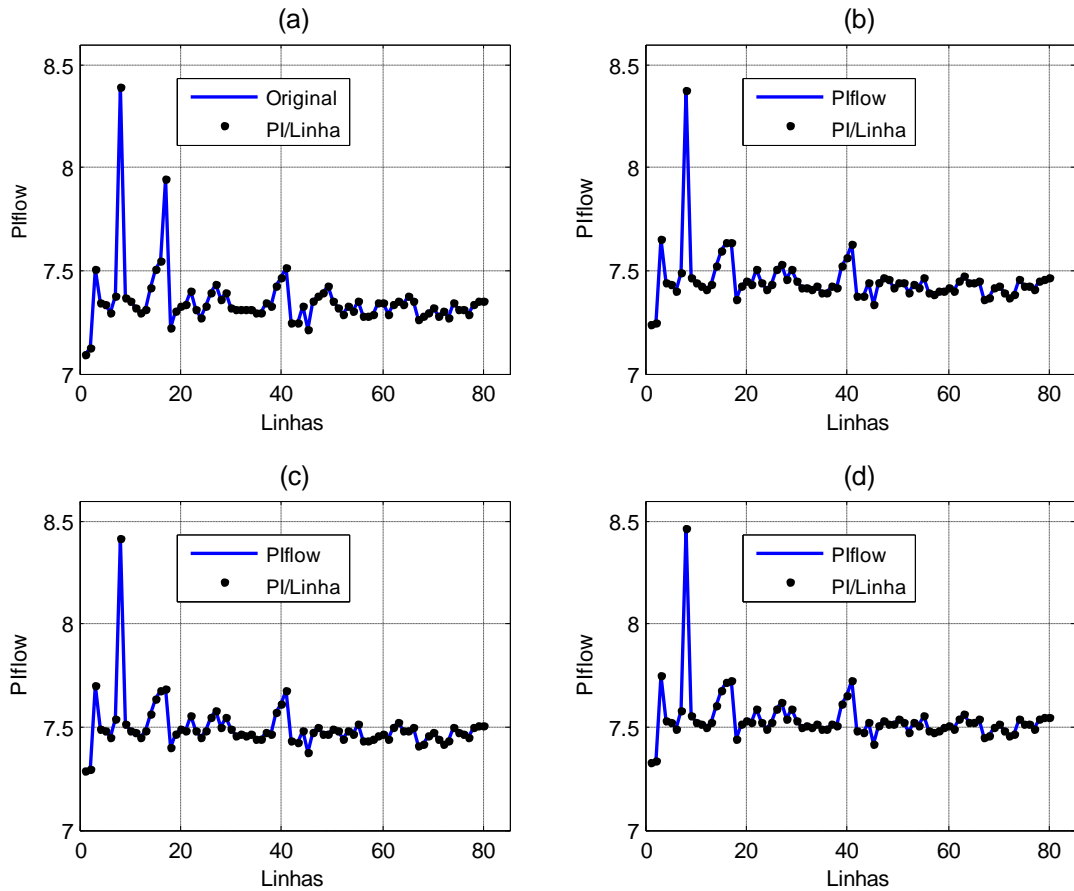
Figura 14 – Gráficos de PI Híbrido 1 para as linhas do Sistema de 57 barras na condição (a) Original, (b) Com 1 reforço, (c) Com 2 reforços (d) Com 3 reforços.



Fonte: Autoral.

A Figura 15 mostra o comportamento do *PIflow* do sistema elétrico 57 barras. As linhas que eram críticas para o sistema, continuam críticas, pois os reforços foram feitos com a metodologia híbrida e a ponderação maior é para o *PIvolt*, logo os reforços serão melhores para o perfil de tensão do que de potência ativa.

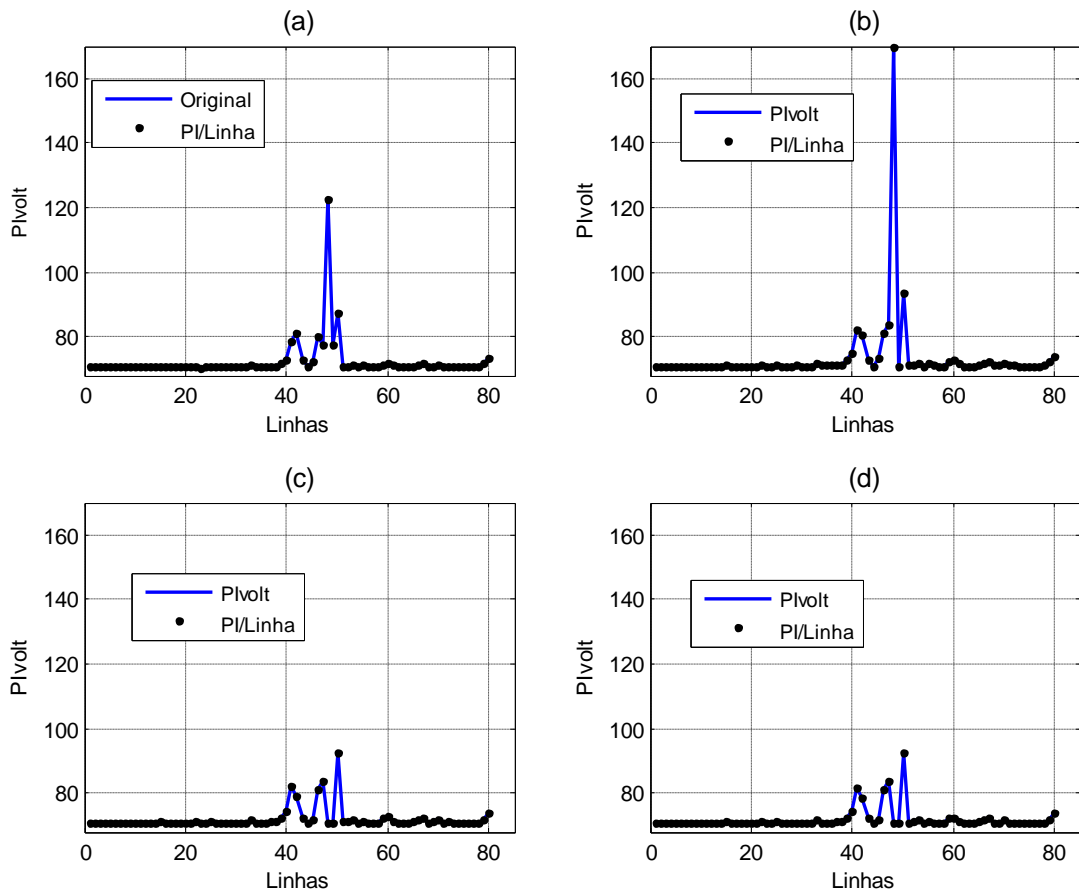
Figura 15 – Gráficos de Piflow para as linhas do Sistema de 57 barras na condição (a) Original, (b) Com 1 reforço, (c) Com 2 reforços (d) Com 3 reforços.



Fonte: Autoral.

A Figura 16 representa o comportamento do sistema em *PIvolt* quando existe a contingência na linha 49 e os reforços sucessivos nas linhas 48 e 50. O comportamento das imagens da Figura 16 e da Figura 14 obedecem a mesma tendência, as magnitudes podem diferir por causa da adição de 30% de *Piflow* no Híbrido 1. É possível observar na Figura 16 a melhoria do sistema após os reforços escolhidos pela metodologia *Híbrido 1*. A contingência é efetuada na linha 49 fazendo com que a linha 48 tenha um aumento de 38,61% na magnitude de seu PI, com os reforços efetuados a melhoria na linha 48 que é a mais crítica do sistema é de 73,17%.

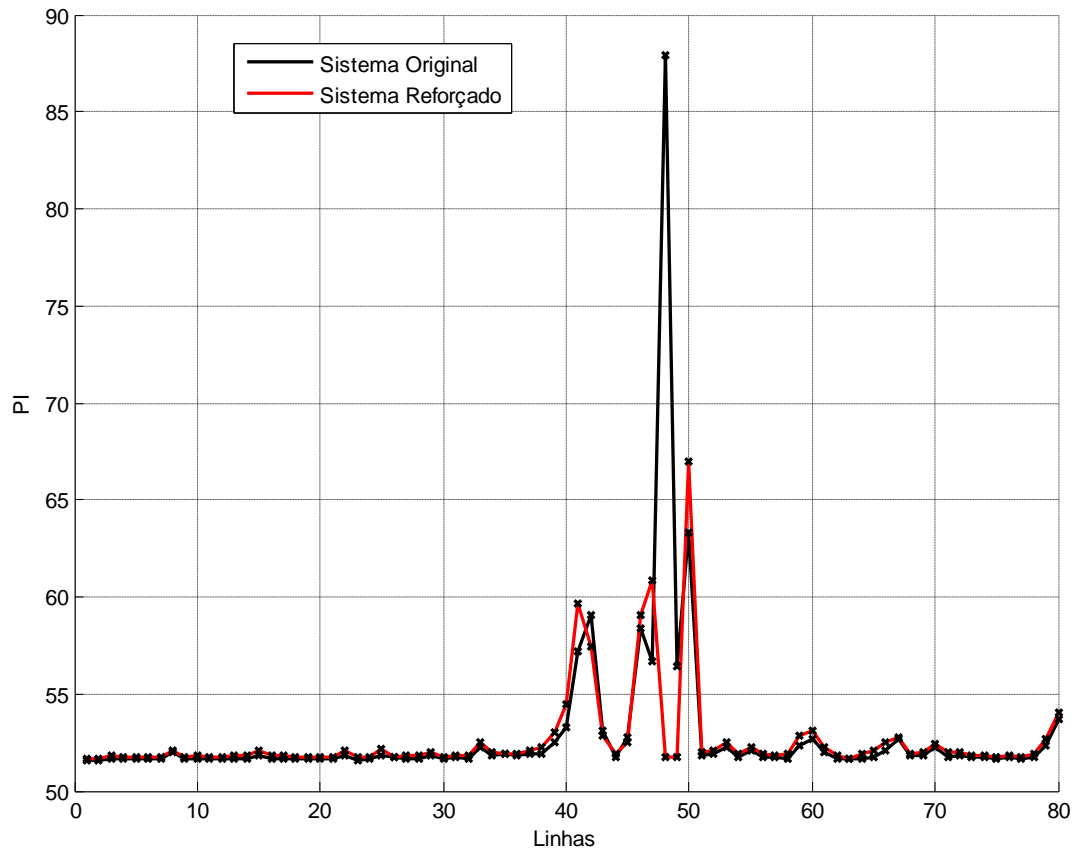
Figura 16 – Gráficos de PIVolt para as linhas do Sistema de 57 Barras na condição (a) Original, (b) Com 1 reforço, (c) Com 2 reforços (d) Com 3 reforços.



Fonte: Autoral.

Em Figura 17 o sistema de 57 barras foi reforçado com a metodologia *Híbrido1* que foi escolhida. Este gráfico representa a magnitude do PI original e do PI reforçado quando existe a contingência na linha 49. Na curva em preto é representado o sistema original, percebe que como foi dito anteriormente a linha 48 é a linha mais crítica e torna o sistema mais vulnerável. Em vermelho é exibido o sistema reforçado com as linhas 48 e 50, o sistema possui um comportamento menos agressivo nos picos. Os reforços realizados pela metodologia *Híbrido1* tornaram a linha 49 que é a contingência analisada, mais robusta para o sistema de 57 barras.

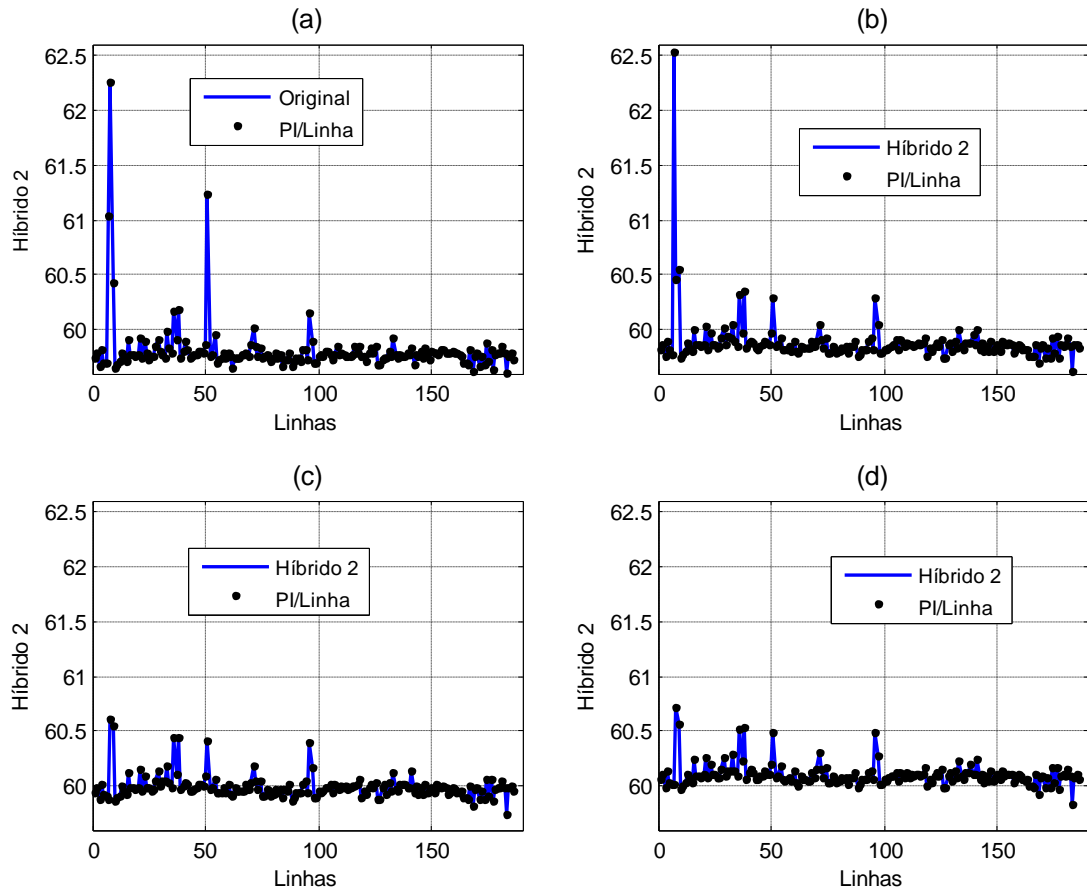
Figura 17 – Sistema Original x Sistema Reforçado 57 Barras.



Fonte: Autoral.

O arranjo escolhido para análise para o sistema de 118 barras é 140, 7 e 8. O gerador escolheu retirar a linha 140 aleatoriamente, ao ser simulada a contingência no trecho 140 no sistema original em Figura 18 (a), verifica-se em Figura 18 (b) a consequência em seu índice de desempenho *Híbrido 2*, esta consequência é um aumento do valor de PI na linha mais crítica do sistema (linha 8) e os trechos que são escolhidos para serem reforçados são os representados pelas linhas 7 e 8. Ao reforçar a linha 7 em Figura 18 (c), ele apresenta uma melhoria de aproximadamente 2%, já em Figura 18 (d) é representado o reforço da linha 8 o que ofereceu uma melhoria de 3%.

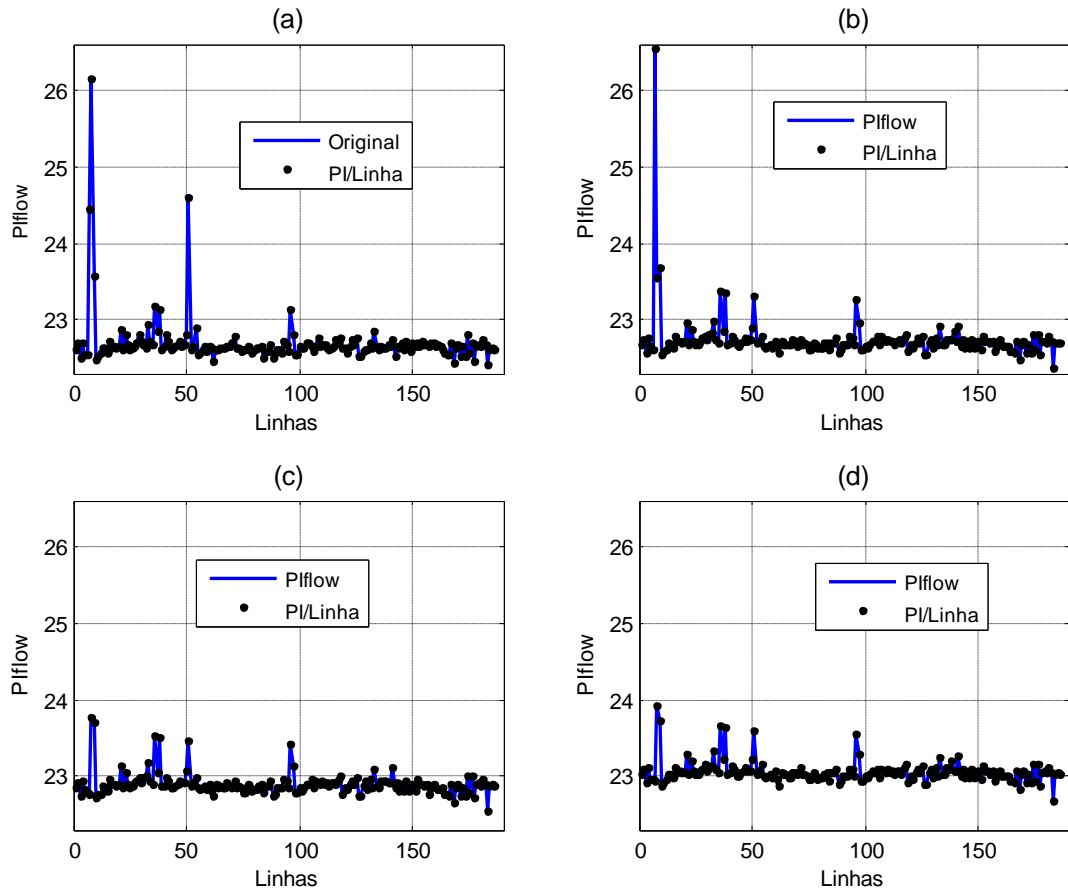
Figura 18 – Gráficos de PI Híbrido 2 para as linhas do Sistema de 118 barras na condição (a) Original, (b) Com 1 reforço, (c) Com 2 reforços (d) Com 3 reforços.



Fonte: Autoral.

Os gráficos da Figura 19 e Figura 20 representam respectivamente as magnitudes de PI_{flow} e PI_{volt} do sistema respectivamente quando existe a contingência na linha 140 e os reforços nas linhas 7 e 8.

Figura 19 – Gráficos de *Piflow* para as linhas do Sistema de 118 barras na condição (a) Original, (b) Com 1 reforço, (c) Com 2 reforços (d) Com 3 reforços.

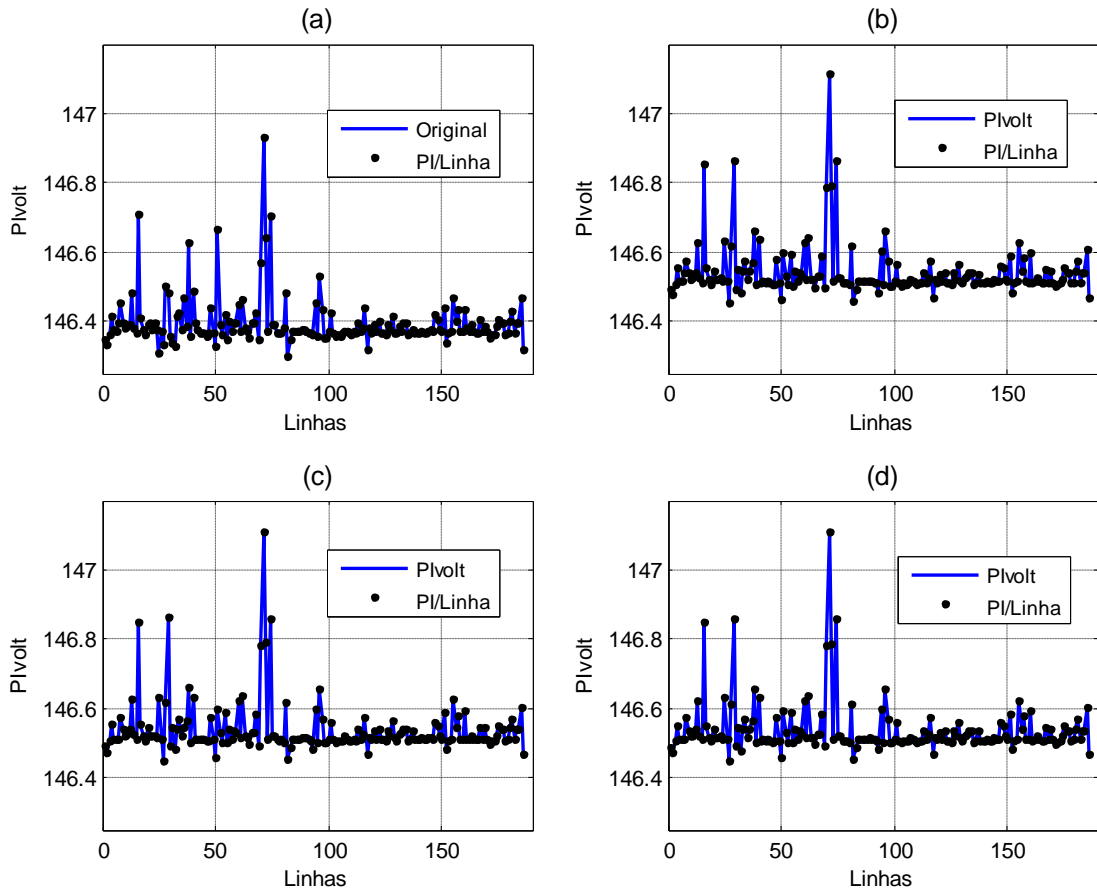


Fonte: Autoral.

Ao comparar os reforços realizados por meio da metodologia *Piflow* Figura 19 e *PIvolt* Figura 20 existe uma redução nas magnitudes dos picos dos índices de desempenho, a linha 8 que é a mais crítica do sistema reduziu sua magnitude em aproximadamente 10%. A redução da magnitude de *Piflow* significa a aceitação do método utilizado para reforços.

Na Figura 21 é representado o sistema original e o sistema reforçado, ao compará-los é visto que não houve melhorias em relação ao índice de tensão.

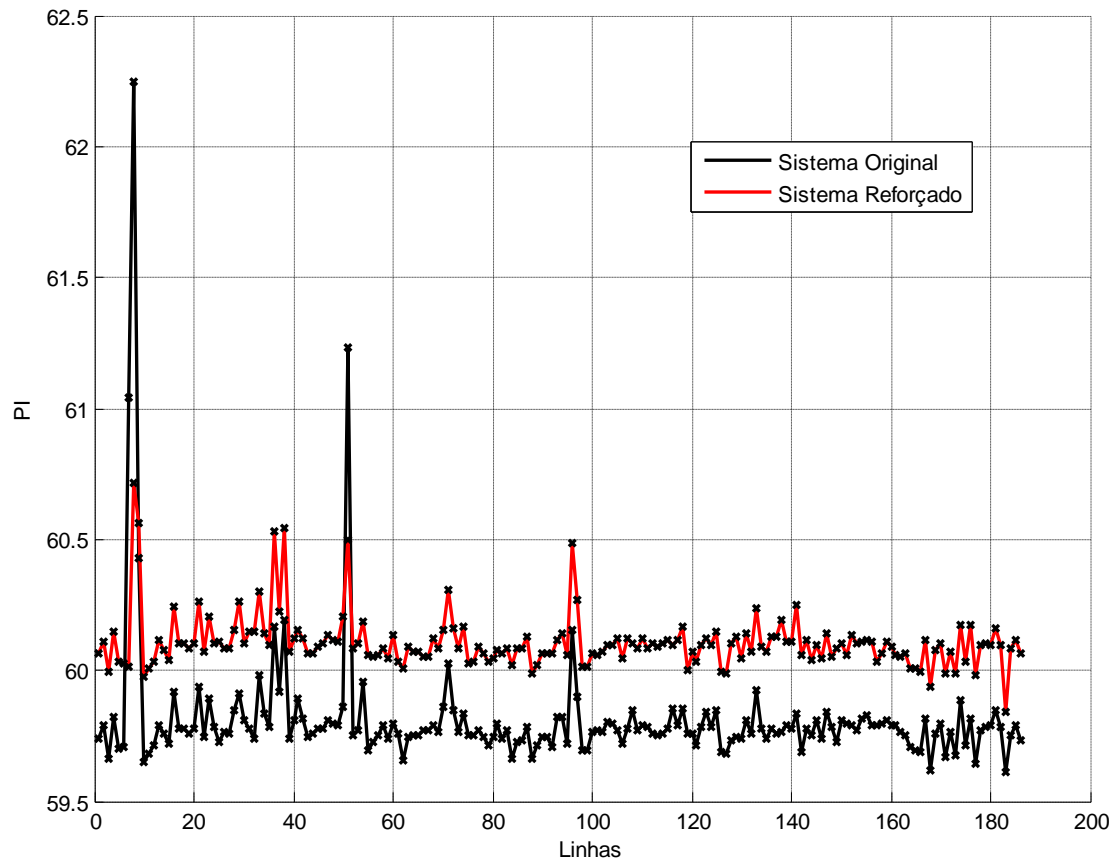
Figura 20 – Gráficos de PIVolt para as linhas do Sistema de 118 barras na condição (a) Original, (b) Com 1 reforço, (c) Com 2 reforços (d) Com 3 reforços.



Fonte: Autoral.

O gráfico exibido em Figura 21 representa duas curvas: as magnitudes dos índices de desempenho *Híbrido 2* do sistema original e o sistema com os reforços do arranjo escolhido pela metodologia quando existe a contingência. Ao comparar as duas curvas, a magnitude do PI que representa a linha 8 do sistema original, diminui de 2,54%, e a linha 7 diminui a magnitude do PI de aproximadamente 1,72%. Percebe-se também uma melhora na linha 51 que também era crítica para o sistema, os reforços no sistema diminuem a magnitude do seu PI em 1,21%.

As outras linhas sofreram um aumento de PI do sistema total e com os reforços o sistema se torna mais robusto, porém os reforços realizados não foram o suficiente para fazer a linha 8 deixar de ser o trecho mais crítico para o sistema.

Figura 21 – Sistema Original x Sistema Reforçado 118 Barras.

Fonte: Autoral.

4.3 Análises de Tensão e Potência dos Sistemas Reforçados

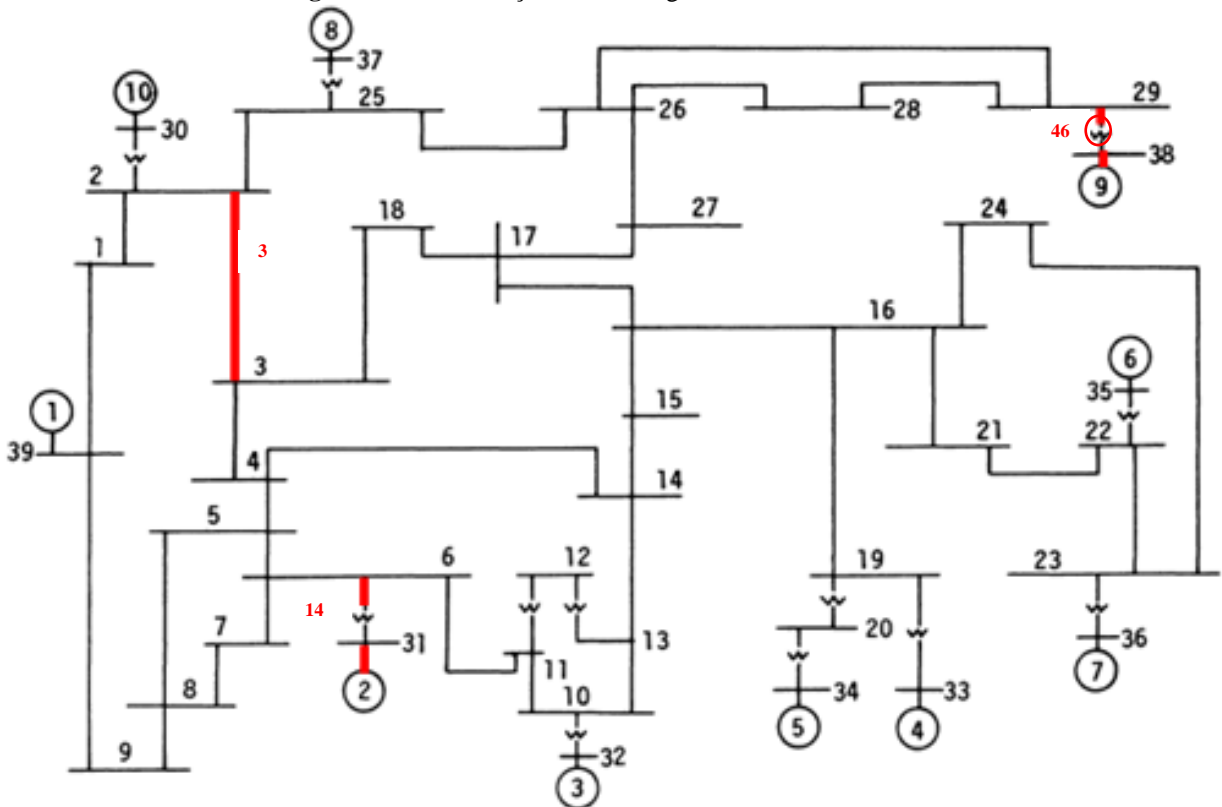
As linhas representadas na cor vermelha são as linhas que se apresentam mais críticas ao sistema e a linha que contém uma forma oval em vermelho é onde existe a contingência analisada. As figuras representadas pelos gráficos de Figura 22, Figura 25, Figura 28, representam a localização da contingência e das linhas mais críticas do sistema original que foram escolhidas por cada metodologia para reforçar cada sistema respectivamente.

Os perfis de tensão dos sistemas são representados nas figuras representadas por Figura 23, Figura 26, Figura 29. De acordo com as legendas, a tensão das barras do sistema original é representada na cor preta, a contingência é representada na cor vermelha e os reforços 1, 2 e 3 são representados na cor verde, azul e rosa respectivamente. Cada curva tem seus correspondentes marcadores, pois os valores de magnitude de tensão são por barra do

sistema e não podem ser representados por curvas contínuas, as formas contínuas são para análise dos gráficos e comparação com os outros cenários.

Duas das três linhas representadas na Figura 22, são linhas que conectam geradores a barras de carga, e são linhas que possuem transformadores. Quando essas linhas saem do sistema, causam uma perda de geração dos geradores 2 e 9, pois eles ficam isolados, isto justifica o quão crítica elas são para o sistema.

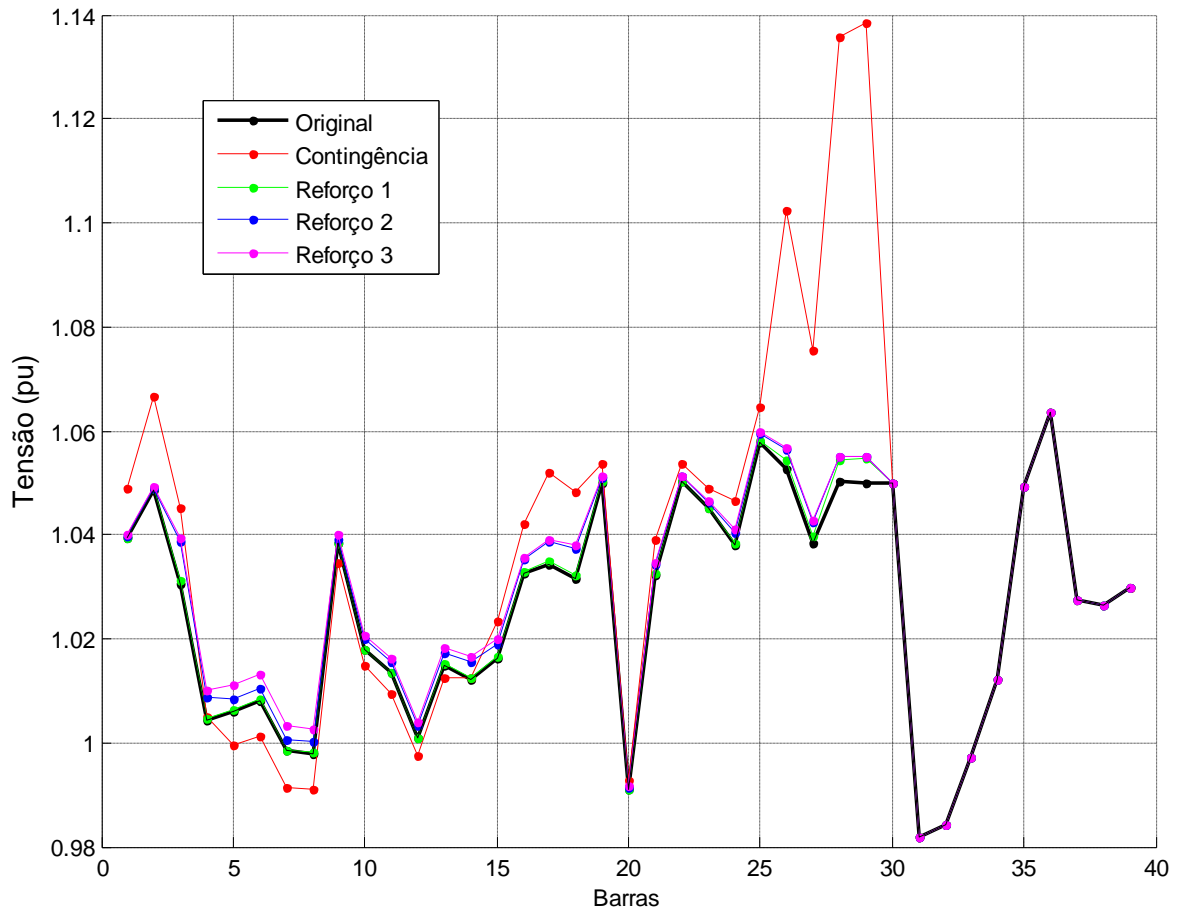
Figura 22 – Localização das contingências críticas 39 barras.



Fonte: Autoral.

Por meio do gráfico da Figura 23 percebe-se que o sistema possui uma discrepância nas tensões das barras do sistema, sendo o trecho entre as barras 25 e 30 aquele que possui maior diferença entre o cenário original e a contingência analisada. A barra 29 é a barra que tem maior sobre tensão, ela se localiza na extremidade da linha que está sendo analisada, sofrendo assim como está indicado no gráfico um aumento da magnitude da tensão.

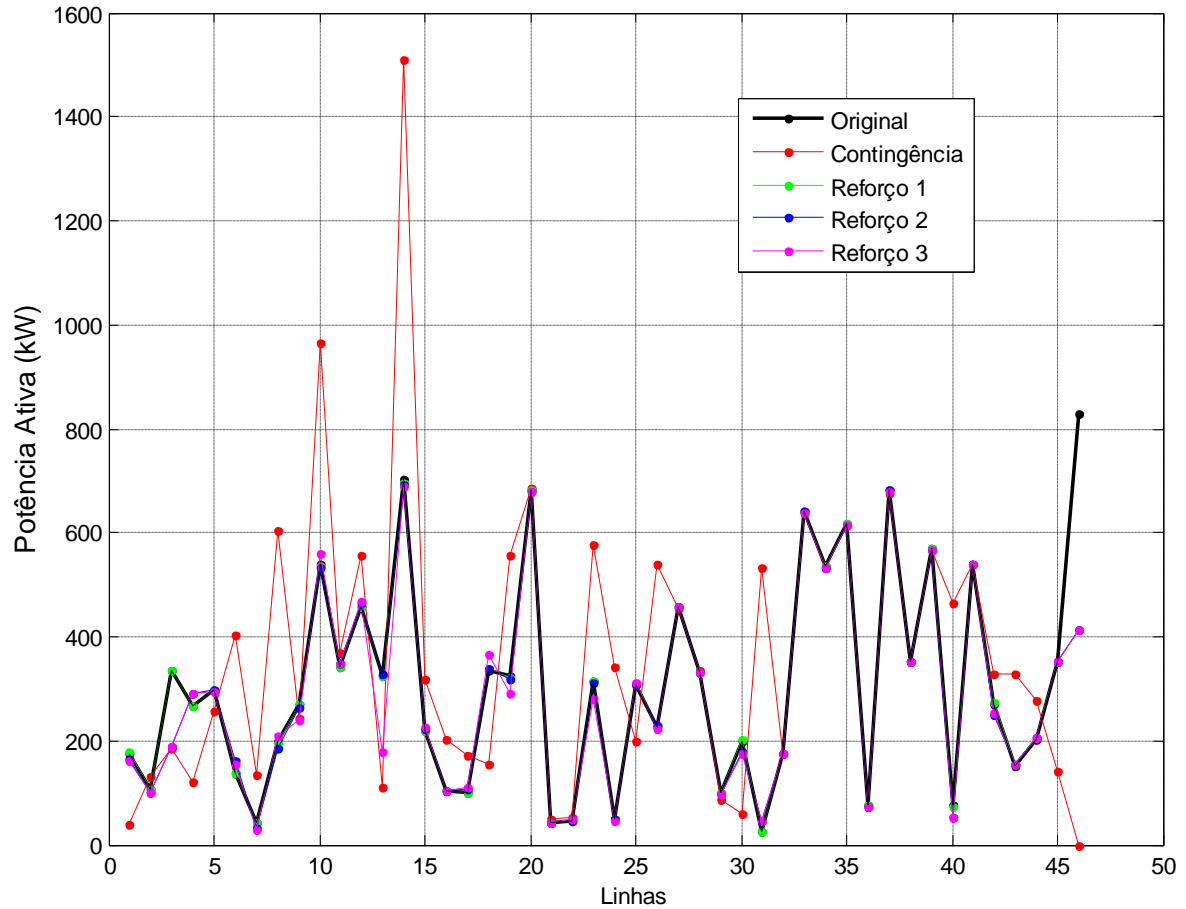
Figura 23 - Perfil de Tensão com Reforços Sistema 39 Barras.



Fonte: Autoral.

Na Figura 24 o fluxo de potência ativa nas linhas é representado, a linha que possui maior aumento de potência é a linha 14 e é a linha mais crítica do sistema. Efetuaram-se os reforços escolhidos pela metodologia que resultou nos menores indicadores chegando a uma redução de 17,45% de potência ativa que excedeu o fluxo de potência ativo de operação do sistema original.

A metodologia escolhida por este método é a metodologia *PIflow*. Quando a Figura 23 é comparada com a Figura 24 percebe-se que a discrepância entre o sistema original e o sistema com a falta é maior na Figura 24, pois ele possui diferença ao longo de todo o sistema e o gráfico de perfil de tensão nas barras só possui discrepância até a barra 30, a partir daí são barras do tipo de tensão controlada, onde a magnitude de tensão é fixa.

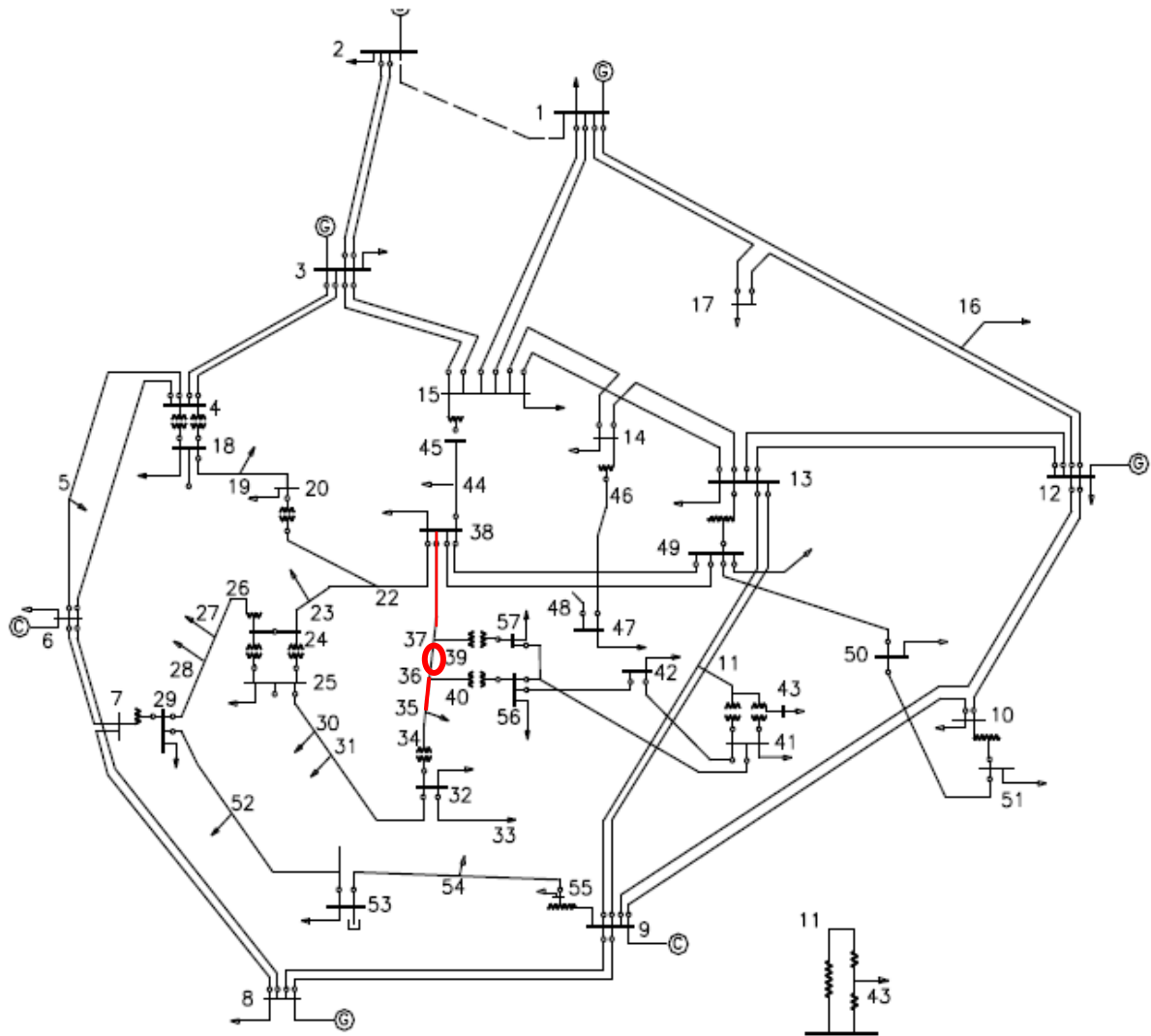
Figura 24 - Fluxo de Potência Ativa nas Linhas 39 Barras.

Fonte: Autoral.

Na Figura 25 a linha 48 é a linha que une as barras 35 e 36 e a linha 50 une as barras 37 e 38. Os trechos mais sensíveis do sistema são os que se encontram próximo às barras 35-36-37-38, dentre estas, as barras 36 e 37 são barras de passagem e as barras 35 e 38 são barras de carga próximas a barras com transformadores de tensão.

As barras geradoras se encontram na região exterior do sistema, a tensão é gerada e distribuída pelas linhas de transmissão até atingir a área mais sensível do sistema que está próxima a barras com transformadores de tensão e barras de carga. A linha escolhida aleatoriamente pelo gerador de eventos e analisada é a linha 49 e ela une as barras 36 e 37 que são barras de passagem, ela afetou diretamente as tensões das barras vizinhas 35 e 38, tornando a área mais sensível.

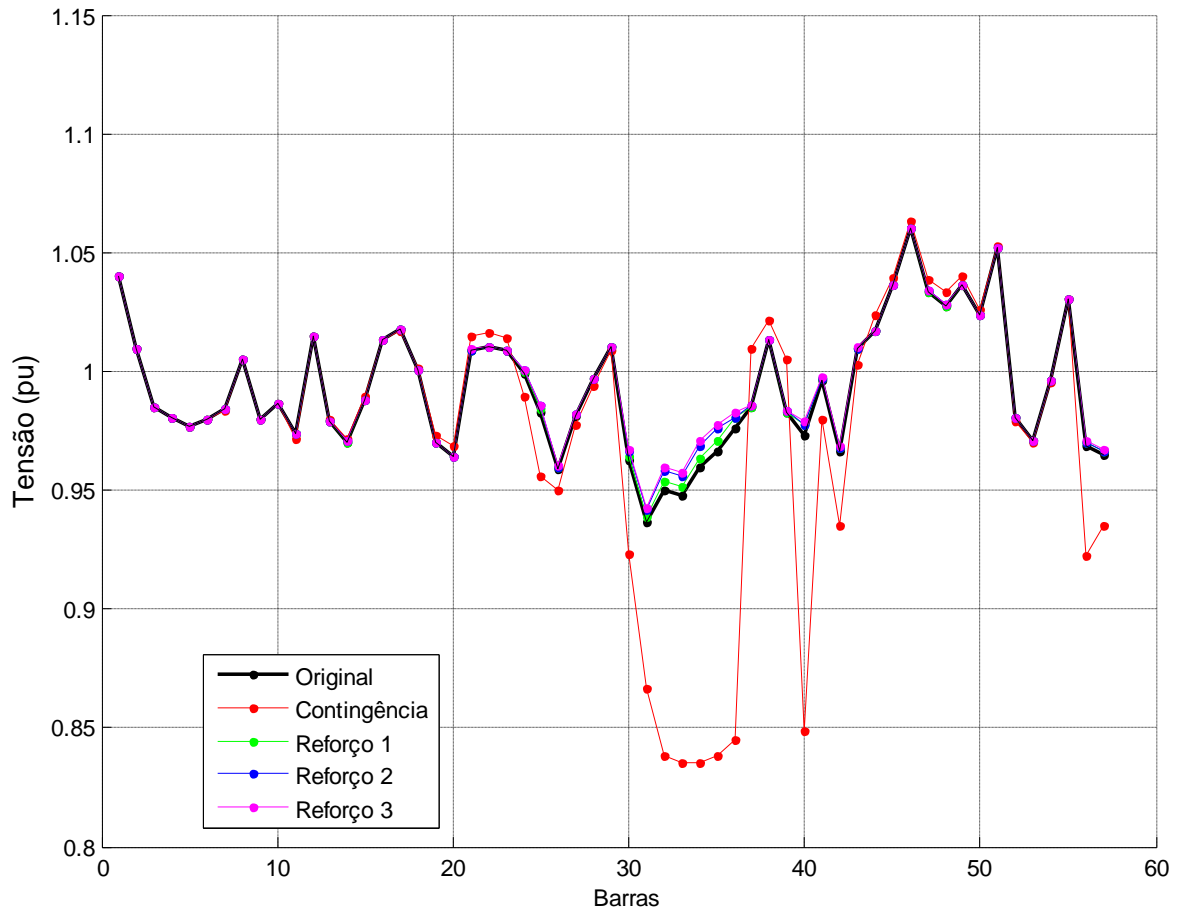
Figura 25 – Localização das contingências críticas 57 barras.



Fonte: Adaptado de ZEFERINO (2011, p. 87).

A Figura 26 representa a magnitude de tensão das barras do sistema IEEE 57 barras para diferentes cenários, no gráfico é possível ver o afundamento de tensão que ocorre nas barras entre o intervalo 30 e 40, intervalo que representa as barras mais sensíveis localizadas próximas à contingência.

Figura 26 – Perfil de Tensão com Reforços Sistema 57 Barras.

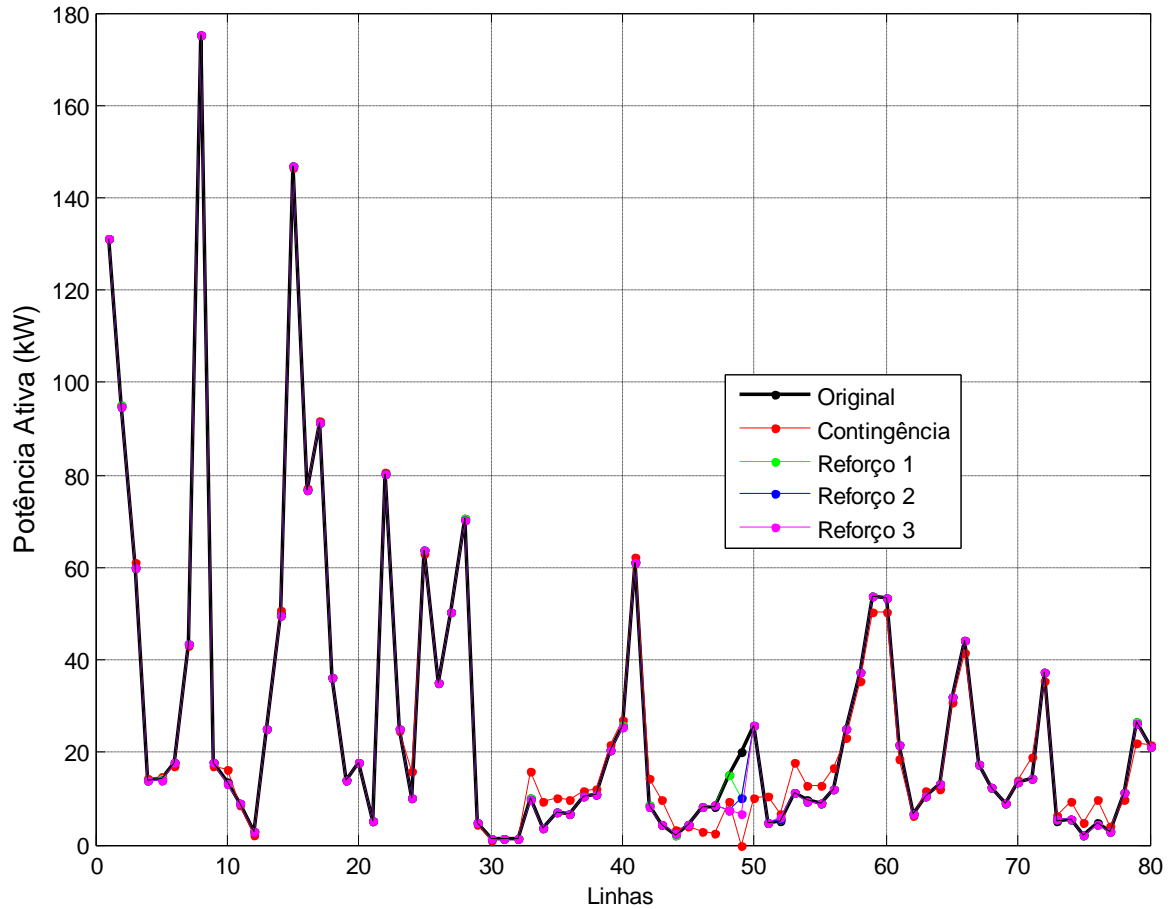


Fonte: Autoral.

As barras de tensão fora da faixa de operação (com menores valores de tensão) são barras vizinhas e próximas à contingência ocorrida entre as barras 36 e 37. A visualização da discrepância entre as curvas dos diferentes cenários da Figura 26 é possível nas áreas que são mais afetadas, nas outras barras que não possuem alterações os cenários são simplificados em uma curva.

O fluxo de potência ativa nas linhas do sistema de 57 Barras é representado pela Figura 27, as alterações quando se compara o cenário original em preto com o cenário original em vermelho estão próximos à linha 50, onde ocorre a contingência analisada e os reforços realizados pela metodologia *Híbrido 1*.

Figura 27 – Fluxo de Potência Ativa nas Linhas 57 Barras.



Fonte: Autoral.

A metodologia *Híbrido 1* é justificada quando observados os gráficos de representação do fluxo de potência ativa e perfil de tensão para o sistema de 57 barras. O sistema possui uma invulnerabilidade tanto em PI_{flow} quando em PI_{volt} , porém uma maior sensibilidade em perfil de tensão, sendo assim o *Híbrido 1* que representa um reforço para melhoria de 30% considerando PI_{flow} e 70% considerando PI_{volt} é escolhido para robustecer o sistema.

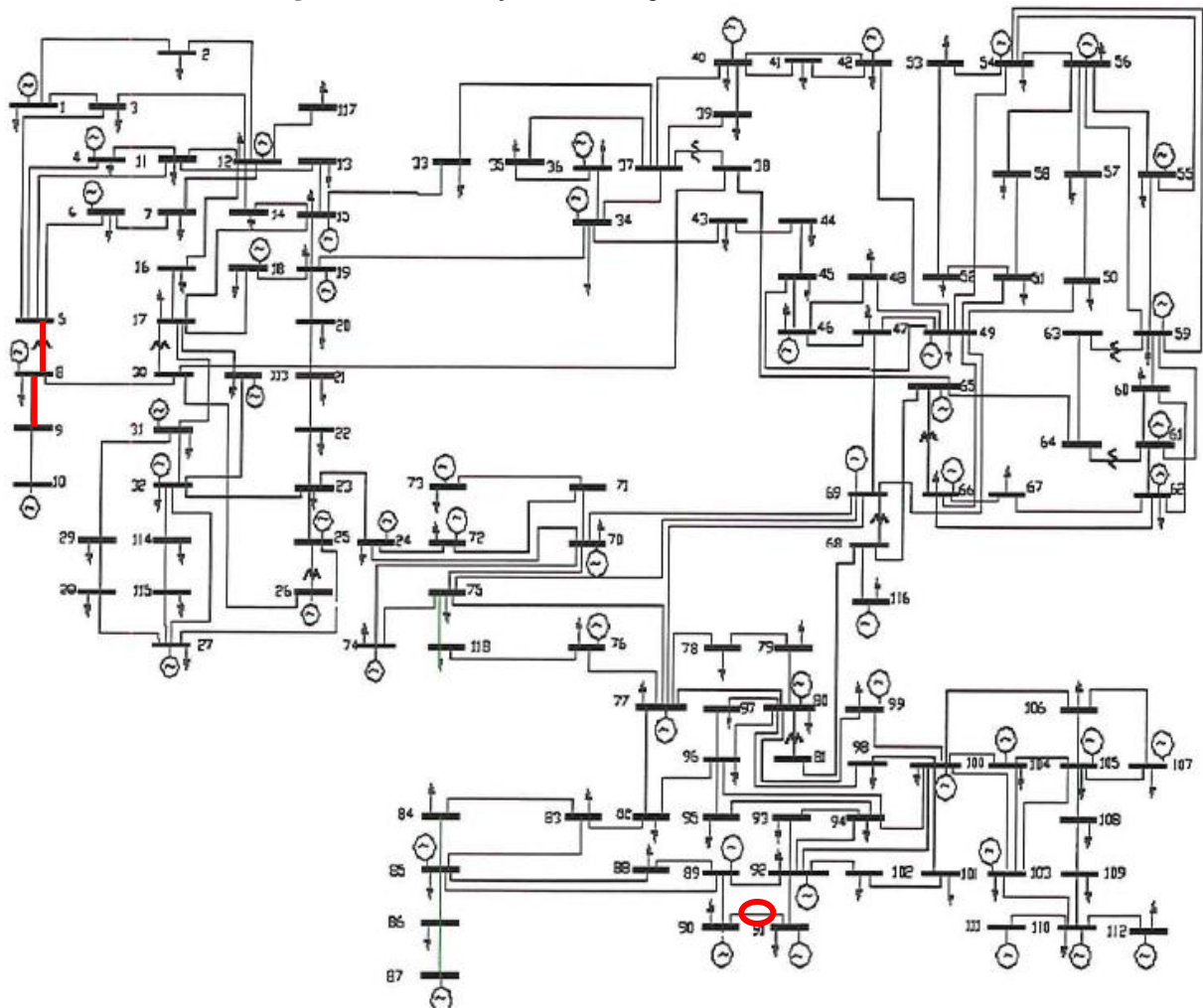
No sistema de 118 barras, as linhas 7 e 8 são as linhas que unem as barras 8 e 9 e 8 e 5 respectivamente. A barra 8 é barra de geração e a barra 5 e 7 são barras de passagem. Na barra 8 existe um compensador síncrono. Os compensadores síncronos são classificados como barras do tipo geradoras, porém elas são barras que não geram potência ativa. Eles possuem a função de suprir potência reativa e absorver potência reativa dependendo da tensão do local.

Quando a tensão é baixa ele supre potência reativa e quando é alta ele absorve potência reativa.

As linhas que se conectam à barra 8, são as duas linhas que se apresentam mais críticas ao sistema, a linha 8 apresenta uma magnitude maior de PI, logo ela é mais crítica ao sistema.

A linha 8 representa um transformador entre as barras 8 e 5. O fato de a linha 8 representar um transformador e estar conectada à barra 8 justifica ela ser tão crucial ao sistema. A Figura 28 exibe a localização da contingência e os possíveis reforços que tornam o sistema menos vulnerável.

Figura 28 – Localização das contingências críticas 118 barras.

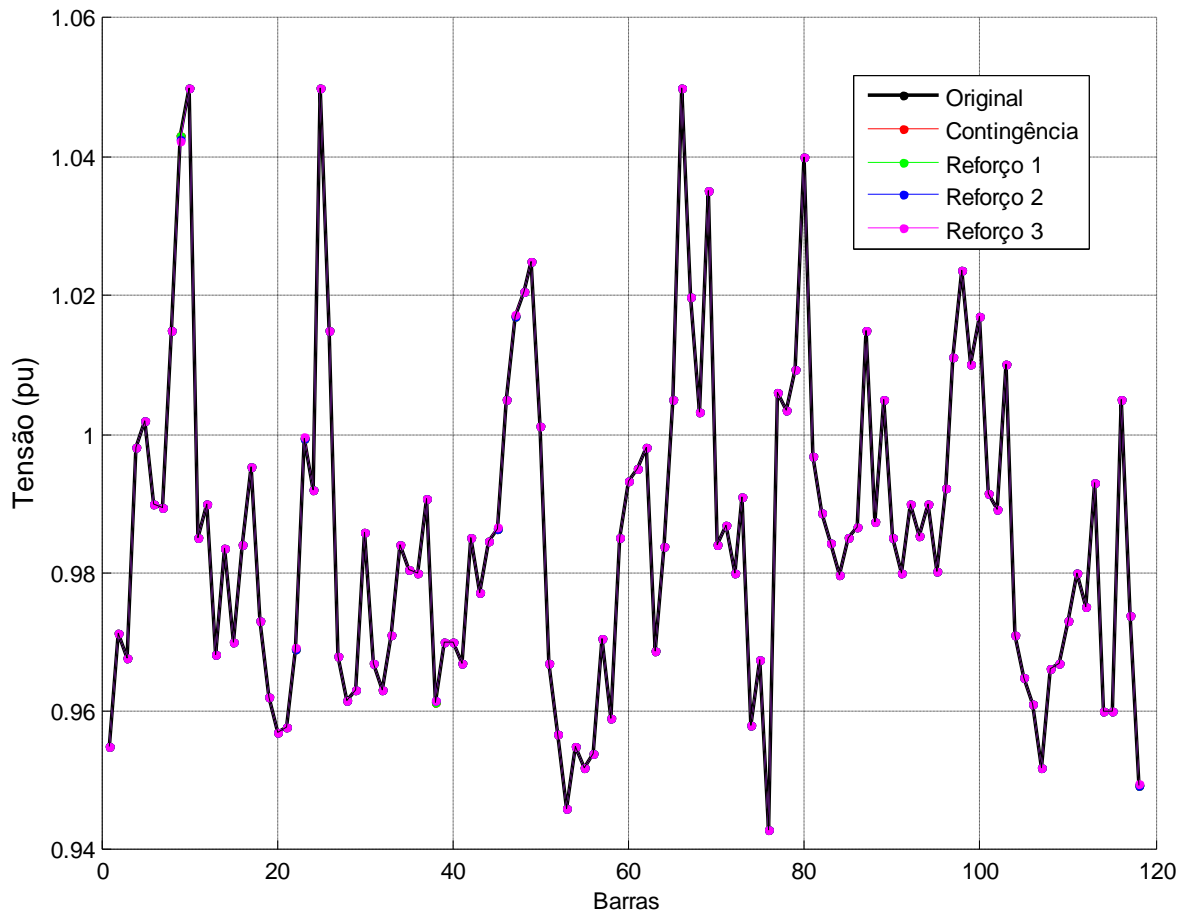


Fonte: Adaptado de COSTA (2007, p. 77).

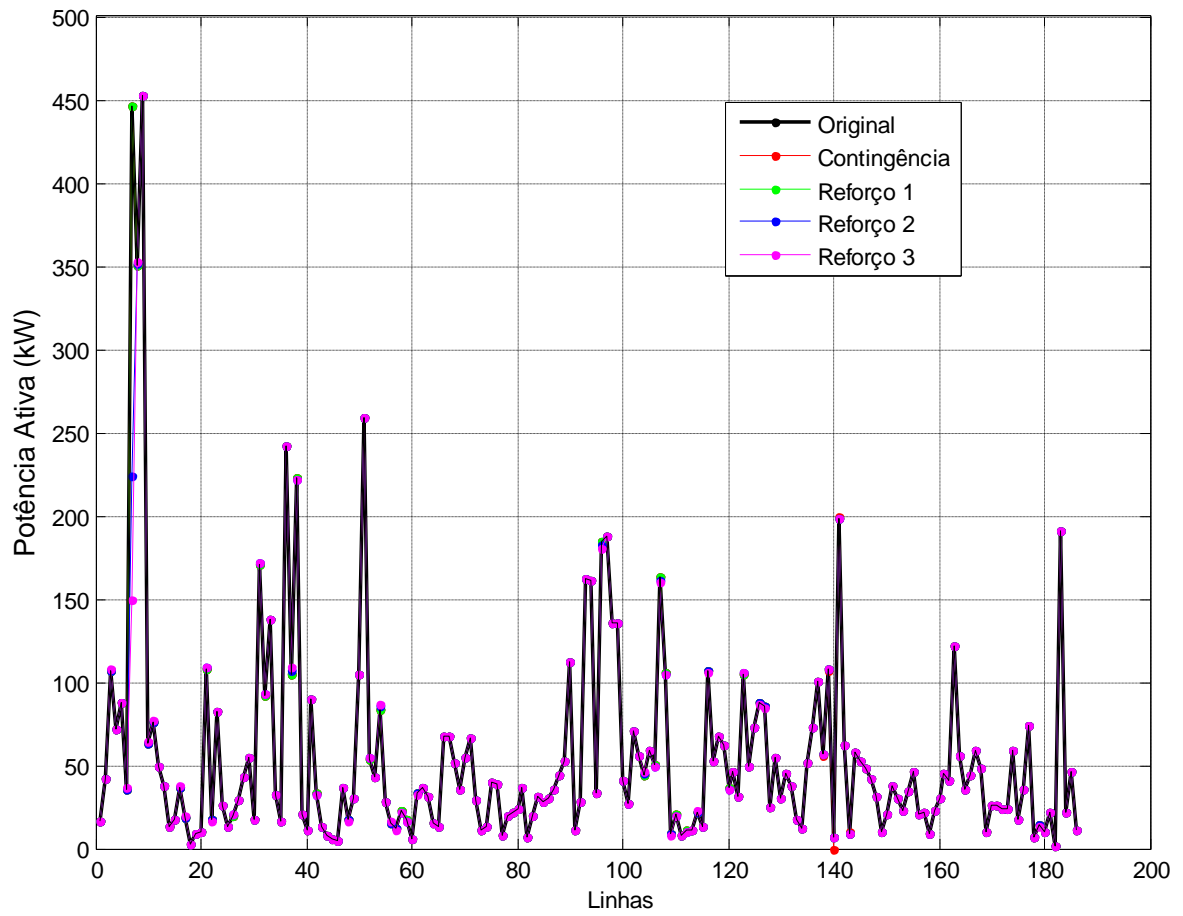
A Figura 29 representa o perfil de tensão do cenário original, da contingência e dos reforços formando cinco cenários diferentes realizados escolhidos pela metodologia híbrido 2.

Para um sistema de grande porte como este de 118 barras, a análise das tensões nas barras não sofreram tantas alterações com apenas uma contingência. Ao analisar os fluxos de potência ativa nas linhas representadas em Figura 30 percebem variações ao comparar as curvas do gráfico para o método de N-1 contingência. Sendo assim todas as curvas dos cinco cenários da Figura 29 e Figura 30 ficaram sobrepostas.

Figura 29 – Perfil de Tensão com Reforços Sistema 118 Barras.



Fonte: Autoral.

Figura 30 – Fluxo de Potência Ativa nas Linhas 118 Barras.

Fonte: Autoral.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS E ETAPAS FUTURAS

5.1 Conclusões

A análise de contingências é uma atividade importante para se criar uma base de conhecimento sobre o SEP avaliado. A partir dessa base, os centros de gerenciamento de sistemas elétricos são capacitados a responder mais efetivamente à inoperância de componentes da rede por meio de planos alternativos que garantam o quanto possível a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Não há sistema elétrico real imune a vulnerabilidades como sobrecargas e danos mecânicos. Nesse sentido, a identificação dos componentes mais críticos é fundamental para se avaliar possibilidades de mitigação das vulnerabilidades. A metodologia estudada possibilita a realização de análises sistematizadas de contingências por meio de simulações computacionais. Os efeitos provocadas pelas mudanças sugeridas são mensurados por indicadores como o desvio de tensão e perdas oriundas dos fluxos de potência ativa nas linhas.

Os métodos de cálculo de fluxo de potência utilizados no trabalho foram: Newton Raphson e Newton Raphson com método 1P1Q. O método 1P1Q é uma abordagem do Newton Raphson onde os cálculos são realizados em uma iteração. A vantagem é a agilidade que o método tem em retornar os resultados para cálculo dos indicadores. A desvantagem do método é o resultado grosseiro sem tolerância de convergência, mas como as análises de contingências são qualitativas e não quantitativa, ou seja, o sistema precisa saber qual a linha mais crítica e não sua intensidade de criticidade, este resultado não interfere.

O método de Monte Carlo com distribuição uniforme, onde todas as linhas têm a mesma probabilidade para serem retiradas de operação, é uma opção de simulação, porém não é real. O método pode escolher aleatoriamente a linha mais crítica do sistema para ser analisada e reforçada, apontando melhorias ao sistema, mas também pode selecionar para ser analisada e reforçada apenas indicando para o sistema uma análise pouco eficiente, onde o investimento em determinado trecho não compensa devido à pequena melhoria ao sistema.

Cada sistema ao ser analisado foi reforçado por uma metodologia diferente e elas apresentaram melhorias ao indicar os reforços segundo os indicadores analisados. O sistema reforçado quando comparado com o sistema original demonstrou uma redução da variância entre os riscos nas diversas linhas do sistema, reduzindo a instabilidade dos PIs das linhas que estavam no pico. Quando feitos reforços sucessivos (respeitando o limite de investimento disponível) o desejável seria a forma do gráfico de PI analisado ser constante, ou seja, todas

as linhas demonstrarem a mesma criticidade ao sistema, porém este fato só é possível quando o sistema estiver inoperante ou quando os fluxos de potência forem muito pequenos quando comparados aos limites definidos para as linhas.

As análises de tensão e potência permitiram inferir as sensibilidades dos sistemas quanto às variáveis das metodologias. O sistema de 39 barras se mostrou mais sensível à potência ativa, pela análise de fluxo de potência ativa nas linhas percebeu-se uma melhoria de 17,45% quando comparado o sistema reforçado e o sistema original. O sistema de 57 barras se mostrou sensível em ambas as análises, logo seus reforços apresentaram melhorias nas duas análises, porém uma melhoria maior em magnitude de tensão, devido a ponderação da variável tensão ser maior na metodologia. O sistema de 118 barras foi reforçado e a melhoria foi cerca de 3%, o que não justifica um investimento para poucas melhorias.

As análises de contingências propõem melhorias ao sistema, a área analisada deve ser escolhida criteriosamente de acordo com histórico de falhas para as metodologias e reforços serem eficazes a ponto de oferecerem melhorias e os reforços devem ser feitos se apresentarem uma melhora expressiva e houver investimentos financeiros disponíveis.

5.2 Etapas Futuras

Sugestões para a continuidade do trabalho são apresentadas a seguir:

- Analisar melhor a dependência entre a topologia de rede e natureza dos métodos, isto poderia ser melhorado realizando análises em mais redes de sistemas elétricos.
- Associar custos de investimentos aos reforços para verificar a possibilidade de melhorias de acordo com a disponibilidade financeira.
- Definir o grau de resiliência/robustez do sistema elétrico para definir os limites de reforços.
- Analisar o sistema com cenários diferentes de carregamento de carga e geração, isso gera uma análise em que diferentes metodologias de reforços podem ser indicadas para o mesmo sistema dependendo do estado da rede.
- Realizar contingências considerando outros equipamentos: transformador defasador, unidades geradoras e transferências de potência.
- Aplicação das análises de contingências em sistemas de transmissão trifásicos e desequilibrados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALBUQUERQUE, M. A. **Seleção de Contingências com relação à estabilidade de tensão para análise de segurança em tempo real.** Campinas, SP, Universidade Estadual de Campinas, 2005. Dissertação.

BRIGATTO, G. A. A. **Análise de Contingências em Redes Elétricas: Um Estudo do Problema Reativo Através de Fatores de Sensibilidade e de Distribuição.** Campinas, SP, Universidade Estadual de Campinas – Faculdade de Engenharia Elétrica, 1994. Dissertação.

CAMPAGNOLO, J. M. **Estudo sobre seleção automática de contingências em tempo real para sistemas de potência.** Florianópolis, SC, Universidade Federal de Santa Catarina, 1984. Dissertação.

CHEN, Y. e Bose, A. Direct Ranking for Voltage Contingency Selection. **IEEE Transactions on Power Systems**, 4, 1335-1344.1989.

COSTA, J. N. **Desenvolvimento de índices baseados em equivalentes de thévenin para avaliação de segurança de tensão de sistemas elétricos de potência.** Juiz de Fora, MG, Universidade Federal de Juiz de Fora, 2007. Dissertação.

DOBARIYA, P. A. U, JOSHI, S.K. Contingency analysis and weakest bus ranking by reactive power reserve margin. **IEEE International Conferenceseon Computer, Communication and Control (IC4-2015).**

FERREIRA, A. S. Q. **Estratégias de controle preventivo para a manutenção de margens de segurança com relação à estabilidade de tensão em tempo real.** São Paulo, SP, UNICAMP, 2006. Tese.

FUCHS, R. D.; **Transmissão de energia elétrica: linhas aéreas; teoria das linhas em regime permanente.** Livros técnicos e científicos Editora S.A. 1977. 280p.

HUANG, Y. C. Enhanced genetic algorithm-based fuzzy multi-objective approach to distribution network reconfiguration. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, Vol. 149, No. 5, 2002.

JAVAN, D. S., MASHHADI, H., ROUHANI M. Fast Voltage and Power Flow Contingencies Ranking using Enhanced Radial Function Neural Network. **Iranian Journal of Electrical & Eletronic Engineering**, Vol. 7, No. 4. 2011.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** Editora Edgard Blücher LTDA, 2ª edição – São Paulo, SP. 2010. 328 p.

KASHEM, K. A., LE A. D. T., LEDWICH G., NEGNEVITSKY M. **Minimising voltage deviation in distribution feeders by optimising size and location of distributed generation.** Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC 2005), 2005.

KUNDUR P.et al. Definition and classification of power system stability. **IEEE Transactionson Power Systems**, 2004.

MANSOUR, M. R. **Método rápido para análise de contingências e seleção de contingências e seleção de controles preventivos no contexto de estabilidade de tensão.** São Carlos, SP, Universidade de São Paulo. 2013. Tese.

MATARUCCO, R. R. **Método da Continuação Aplicado na Análise de Contingência de Linhas de Transmissão.** Ilha Solteira, SP, Universidade Estadual Paulista, 2010. Tese.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica.** Editora Edgard Blücher LTDA. 1983. 164p.

MONTOYA, F. G., BAÑOS R., CONSOLACIÓN G., ESPÍN A., ALCAYDE A., GÓMEZ J. **Minimization of voltage deviation and Power losses in power networks using Pareto optimization methods.** Engineering Applications of Artificial Intelligence, N° 23 695-703. 2010.

ONS – **Operador Nacional do Sistema.** Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 22 de novembro de 2017.

PAI, M. A. **Energy Function Analysis For Power System Stability.** Urbana, Illinois, University of Illinois at Champaign. The Kluwer international series in engineering and computer science. Power electronics & Power system. 1989.

PINTO D. P., PEREIRA J. L. R. Um método localizado para análise de contingências estáticas em sistemas de energia elétrica. Juiz de Fora, MG. **SBA Controle & Automação**, 6ª edição – Juiz de Fora. 1995.

RESENDE, J. L. **Método do Ponto de Colapso Aplicado na Análise de Contingências Críticas em Sistemas Elétricos de Potência.** Juiz de Fora, MG, Universidade Federal de Juiz de Fora, 2007. Dissertação.

ROY, A. K. **Contingency Analysis in Power System.** Patiala, Punjab, THAPAR UNIVERSITY, 2011. Dissertação.

SHEBLE, G. B.; WOLLENBERG, B. F.; WOOD, A. J. **Power generation, operation, and control**, Editora Wiley, 3rd Edição, 2014. 632p.

STEVENSON, W. D.; GRAINGER, J. J. **Power System Analysis.** McGraw-Hill, 1994.

STEVENSON, W; D. **Elementos de análise de sistemas de potência.** Editora MCGraw-Hill, 2ª edição – São Paulo, SP. Tradução e revisão técnica Arlindo Rodrigues Mayer, João Paulo Minussi, Somchai Ansuaj. 1986.

ZEFERINO, C. L. **Avaliação e Controle da Margem de Carregamento em Sistemas Elétricos de Potência.** São Carlos, SP, USP, 2011. Tese.

APÊNDICE – A

39 Barras

Sistema 39 Barras (1º conjunto de eventos).		
Linhas contingenciadas	Metodologia usada para reforçar	Linhas reforçadas
21	Piflow	21.14.46
4	Piflow	4.46.46
11	Piflow	11.14.3
43	Norm7030	43.14.46
8	Norm7030	8.3.14
38	Norm7030	38.14.46
25	Norm3070	25.3.14
46	Piflow	46.3.14
4	Piflow	4.46.46
21	Piflow	21.14.46
5	Norm3070	5.3.14
45	Norm3070	45.46.14
1	Piflow	1.3.3
36	Norm3070	36.14.46
38	Norm7030	38.14.46
40	Piflow	40.3.14
4	Piflow	4.46.46
19	Piflow	19.3.14
12	Norm3070	12.46.46
37	Piflow	37.3.14
20	Piflow	20.3.14
<p>A metodologia mais utilizada foi Piflow com 12 linhas em um total de 21 com um percentual de 57.14.</p>		

--

Sistema 39 Barras (2º conjunto de eventos).		
1	Piflow	1.3.3
2	Norm7030	2.14.14
8	Norm7030	8.3.14
30	Piflow	30.3.14
34	Norm7030	34.3.46
30	Piflow	30.3.14
21	Piflow	21.14.46
26	Norm3070	26.46.46
14	Norm7030	14.46.46
35	Piflow	35.14.3
9	Norm7030	9.3.14
32	Norm7030	32.3.14
9	Norm7030	9.3.14
17	Norm3070	17.3.14
29	Piflow	29.3.14
36	Norm3070	36.14.46
4	Piflow	4.46.46
43	Norm7030	43.14.46
36	Norm3070	36.14.46
23	Piflow	23.3.46
21	Piflow	21.14.46
<p>A metodologia mais utilizada foi Piflow com 9 linhas em 21 com um percentual de 42.86</p>		

Sistema 39 Barras (3º conjunto de eventos).		
9	Norm7030	9.3.14
11	Piflow	11.14.3
8	Norm7030	8.3.14
11	Piflow	11.14.3
21	Piflow	21.14.46

15	Norm7030	15.46.46
43	Norm7030	43.14.46
20	Piflow	20.3.14
9	Norm7030	9.3.14
42	Norm7030	42.46.46
46	Piflow	46.3.14
21	Piflow	21.14.46
6	Norm3070	6.46.46
12	Norm3070	12.46.46
19	Piflow	19.3.14
28	Piflow	28.3.14
13	Norm3070	13.3.14
28	Piflow	28.3.14
33	Norm7030	33.14.3
11	Piflow	11.14.3
6	Norm3070	6.46.46
<p>A metodologia mais utilizada foi Piflow com 10 linhas em 21 com um percentual de 47.62</p>		

57 barras

Sistema 57 Barras (1º conjunto de eventos).		
23	Norm3070	23.48.48
61	Norm7030	61.8.48
61	Norm7030	61.8.48
3	Norm3070	31.48.48
46	Norm3070	46.48.48
7	Norm3070	7.48.48
5	Norm3070	5.48.48
43	Norm3070	43.48.48
63	Norm7030	63.8.48
75	Norm7030	75.8.48
11	Norm3070	11.48.48

46	Norm3070	46.48.48
38	Norm3070	38.48.48
1	Norm3070	1.48.48
27	Norm3070	27.48.48
13	Norm3070	13.48.48
64	Norm7030	64.8.48
25	Norm3070	25.48.48
43	Norm3070	43.48.48
14	Norm3070	14.48.48
49	Norm3070	49.48.50
22	Norm3070	22.48.48
53	Norm7030	53.8.48
56	Norm7030	56.8.48
A metodologia mais utilizada foi Híbrido 30,70 com 17 linhas em 24 com um percentual de 70.83		

Sistema 57 Barras (2º conjunto de eventos).		
22	Norm3070	22.48.48
12	Norm3070	12.48.48
11	Norm3070	11.48.48
70	Norm3070	70.48.50
47	Norm3070	47.48.48
44	Norm3070	44.48.48
12	Norm3070	12.48.48
69	Norm3070	69.48.50
50	Norm3070	50.48.47
29	Norm3070	29.48.48
42	Norm3070	42.48.48
33	Norm3070	33.48.48
7	Norm3070	7.48.48
20	Norm3070	20.48.48
10	Pflow	10.8.15

15	Norm3070	15.48.48
20	Norm3070	20.48.48
34	Norm3070	34.48.48
4	Norm3070	4.48.48
73	PIflow	73.8.17
76	Norm7030	76.8.48
40	Norm3070	40.48.48
40	Norm3070	40.48.48
28	Norm3070	28.48.48
A metodologia mais utilizada foi Híbrido 30,70 com 21 linhas em 24 com um percentual de 87.50		

Sistema 57 Barras (3º conjunto de eventos).		
73	PIflow	73.8.17
30	Norm3070	30.48.48
9	Norm7030	9.8.48
63	Norm7030	63.8.48
32	Norm3070	32.48.48
20	Norm3070	20.48.48
33	Norm3070	33.48.48
8	Norm3070	8.48.48
11	Norm3070	11.48.48
76	Norm7030	76.8.48
77	Norm7030	77.8.48
47	Norm3070	47.48.48
5	Norm3070	5.48.48
19	Norm3070	19.48.48
29	Norm3070	29.48.48
66	Norm3070	66.48.50
2	Norm3070	2.48.48
4	Norm3070	4.48.48
14	Norm3070	14.48.48

52	Norm7030	52.8.48
59	Norm7030	59.8.48
52	Norm7030	52.8.48
37	Norm3070	37.48.48
44	Norm3070	44.48.48
A metodologia mais utilizada foi Híbrido 30,70 com 16 linhas em 24 com um percentual de 66.67		

118 barras

Sistema 118 Barras (1º conjunto de eventos).		
152	Norm7030	152.7.8
169	Norm7030	169.7.8
24	Norm7030	24.7.8
170	Norm7030	170.7.8
118	Norm7030	118.7.8
19	Norm7030	19.7.8
52	Norm7030	52.7.8
102	Norm7030	102.7.8
179	Norm7030	179.7.8
180	Norm7030	180.7.8
30	Piflow	30.7.9
181	Norm7030	181.7.8
179	Norm7030	179.7.8
91	Norm7030	91.7.8
149	Norm7030	149.7.8
27	Norm7030	27.7.8
79	Norm7030	79.7.8
171	Norm7030	171.7.8
148	Norm7030	148.7.8
179	Norm7030	179.7.8
122	Norm7030	122.7.8

7	Norm3070	7.71.71
158	Norm7030	158.7.8
174	Norm7030	174.7.8
127	Norm7030	127.7.8
141	Norm7030	141.7.8
139	Norm7030	139.7.8
73	Norm7030	73.7.8
122	Norm7030	122.7.8
32	Norm7030	32.7.8
132	Norm7030	132.7.8
6	Norm7030	6.7.7
52	Norm7030	52.7.8
9	Piflow	9.7.36
19	Norm7030	19.7.8
154	Norm7030	154.7.8
130	Norm7030	130.7.8
59	Norm7030	59.7.8
177	Norm7030	177.7.8
7	Norm3070	7.71.71
82	Norm3070	82.71.72
71	Norm7030	71.7.8
143	Norm7030	143.7.8
148	Norm7030	148.7.8
35	Norm7030	35.7.8
92	Norm7030	92.7.8
83	Norm7030	83.7.8
121	Norm7030	121.7.8
132	Norm7030	132.7.8
141	Norm7030	141.7.8
52	Norm7030	52.7.8
127	Norm7030	127.7.8
122	Norm7030	122.7.8
31	Norm7030	31.7.8
23	Norm7030	23.7.8

A metodologia mais utilizada foi **Híbrido 70,30** com 50 linhas em 55 um percentual de **90.91**.

Sistema 118 Barras (2º conjunto de eventos).		
93	Norm7030	93.7.8
179	Norm7030	179.7.8
64	Norm7030	64.7.8
109	Norm7030	109.7.8
42	Norm7030	42.7.8
140	Norm7030	140.7.8
48	Norm3070	48.71.71
95	Norm7030	95.7.8
131	Norm7030	131.7.8
166	Norm7030	166.7.8
179	Norm7030	179.7.8
102	Norm7030	102.7.8
26	Norm3070	26.71.71
28	Norm7030	28.7.8
48	Norm3070	48.71.71
157	Norm7030	157.7.8
48	Norm3070	48.71.71
152	Norm7030	152.7.8
46	Norm7030	46.7.8
173	Norm7030	173.7.8
66	Norm3070	66.71.71
37	Norm7030	37.7.8
47	Norm7030	47.7.8
115	Norm7030	115.7.8
89	Norm7030	89.7.8
66	Norm3070	66.71.71
155	Norm3070	155.71.72
109	Norm7030	109.7.8
103	Norm7030	103.7.8

171	Norm7030	171.7.8
54	Norm7030	54.7.8
141	Norm7030	141.7.8
141	Norm7030	141.7.8
71	Norm7030	71.7.8
106	Norm7030	106.7.8
15	Norm7030	15.7.8
11	Norm7030	11.7.8
99	Norm7030	99.7.8
145	Norm7030	145.7.8
174	Norm7030	174.7.8
25	Norm7030	25.7.8
106	Norm7030	106.7.8
88	Norm7030	88.7.8
3	Norm3070	3.71.71
63	Norm7030	63.7.8
31	Norm3070	31.71.71
148	Norm7030	148.7.8
58	Piflow	58.7.9
99	Norm7030	99.7.8
31	Norm3070	31.71.71
112	Norm7030	112.7.8
49	Norm3070	49.71.71
122	Norm7030	122.7.8
129	Norm7030	129.7.8
140	Norm7030	140.7.8
A metodologia mais utilizada foi Híbrido 70,30 com 49 linhas em 55 um percentual de 89.09		

Sistema 118 Barras (3º conjunto de eventos).		
84	Norm7030	84.7.8
16	Norm7030	16.7.8

43	Norm7030	43.7.8
170	Norm7030	170.7.8
29	Norm7030	29.7.8
154	Norm7030	154.7.8
101	Norm7030	101.7.8
186	Norm7030	186.7.8
15	Norm7030	15.7.8
83	Norm7030	83.7.8
20	Norm7030	20.7.8
179	Norm7030	179.7.8
1	Norm3070	1.71.71
145	Norm7030	145.7.8
153	Norm7030	153.7.8
162	Norm7030	162.7.8
16	Norm7030	16.7.8
75	Norm7030	75.7.8
49	Norm3070	49.71.71
149	Norm7030	149.7.8
81	Norm7030	81.7.8
170	Norm7030	170.7.8
34	PIflow	34.7.9
50	Norm7030	50.7.8
28	Norm7030	28.7.8
26	Norm3070	26.71.71
162	Norm7030	162.7.8
108	Norm7030	108.7.8
103	Norm7030	103.7.8
27	Norm7030	27.7.8
159	Norm7030	159.7.8
116	Norm7030	116.7.8
66	Norm3070	66.71.71
96	Norm7030	96.7.8
75	Norm7030	75.7.8
15	Norm7030	15.7.8
45	Norm7030	45.7.8

23	Norm7030	23.7.8
35	Norm7030	35.7.8
45	Norm7030	45.7.8
78	Norm7030	78.7.8
10	Norm3070	10.71.71
168	Norm7030	168.7.8
176	Norm7030	176.7.8
92	Norm7030	92.7.8
92	Norm7030	92.7.8
63	Norm7030	63.7.8
168	Norm7030	168.7.8
69	Norm7030	69.7.8
21	Norm7030	21.7.9
146	Norm7030	146.7.8
73	Norm7030	73.7.8
45	Norm7030	45.7.8
76	Norm7030	76.7.8
18	Norm7030	18.7.8
A metodologia mais utilizada foi Híbrido 70,30 com 49 linhas em 55 um percentual de 89.09		