



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**JULIANA SOUZA NUNES**

**IMPACTO DA CONFIABILIDADE DE REDES DE  
TRANSMISSÃO E SUBTRANSMISSÃO NOS ÍNDICES DE  
DESEMPENHO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

**Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação  
em Engenharia Elétrica da UNIFEI como parte dos re-  
quisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências  
em Engenharia Elétrica.**

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva

Coorientador: Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa

**Dezembro de 2017**



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**JULIANA SOUZA NUNES**

**IMPACTO DA CONFIABILIDADE DE REDES DE  
TRANSMISSÃO E SUBTRANSMISSÃO NOS ÍNDICES DE  
DESEMPENHO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

**Dissertação aprovada por Banca Examinadora em 08 de  
dezembro de 2017, conferindo à autora o título de Mestre  
em Ciências em Engenharia Elétrica.**

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva

Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa

Prof. Dr. José Maria de Carvalho Filho

Dr. Cleber Esteves Sacramento

**Dezembro de 2017**

# AGRADECIMENTOS

- Aos professores Armando e João Guilherme pelo excelente trabalho de orientação, ensinamentos, gentileza e por todo o auxílio prestado durante o desenvolvimento deste trabalho;
- À minha mãe Marinez e meu pai Valdir, que me deram o privilégio da educação e sempre me incentivaram a ir além, com muito amor e carinho, em todos os momentos da minha vida;
- Ao meu marido Victor pelo amor e carinho sem medidas, companheirismo, apoio, sugestões de melhorias e por compreender minha ausência durante o desenvolvimento deste trabalho;
- Ao meu irmão Ricardo e meus familiares Andreia, Beatriz, Harald, Aline e Breno por sempre estarem ao meu lado, me apoiando;
- Ao meu coordenador e amigo Leonardo Labarrere, por sempre me incentivar e apoiar na realização do mestrado, desde o seu início;
- Ao Cassio e todos os colegas da Cemig que me auxiliaram neste trabalho com dados, sugestões e apoio;
- Agradeço a todos meus familiares, colegas e amigos que de alguma forma contribuíram para essa conquista.

***"A dúvida é o princípio da sabedoria."***  
Aristóteles

# RESUMO

O cenário atual de distribuição de energia elétrica no Brasil, com a presença de um órgão governamental regulador do setor, exige cada vez mais qualidade e modicidade tarifária por parte das empresas concessionárias. Devido aos orçamentos limitados das empresas no atual momento econômico, torna-se essencial desenvolver métodos de análise apurada que indiquem os pontos prioritários para investimentos no sistema elétrico.

A configuração de redes radiais, associada a subestações com baixa flexibilidade operativa, reduz a confiabilidade dos sistemas, causando prejuízos aos consumidores e às empresas, que serão penalizadas por não atingirem as metas dos índices de continuidade. O desempenho de um sistema pode ser simulado com base no histórico de interrupções, através dos parâmetros taxa de falha e tempo médio para reparo dos componentes da rede.

Esta dissertação apresenta uma metodologia probabilística para análise de confiabilidade conjunta de sistemas de transmissão e subtransmissão, para verificar o impacto destes segmentos sobre os índices de desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica. O método inclui a modelagem de falhas dos principais equipamentos de subestações e de linhas de transmissão, além do efeito da realização de transferências de carga através da rede de alta e média tensão em situações de contingência, de forma a se aproximar da realidade operativa das empresas.

O método é aplicado a um sistema real de grande porte (288 barras) que faz parte do Sistema Elétrico Brasileiro, com níveis de tensão entre 34,5 e 500 kV. São simuladas falhas em 50 subestações e 70 linhas, que atendem cerca de 525.000 consumidores.

A metodologia desenvolvida permite realizar um ranking das regiões com maior necessidade de investimento e calcular a melhoria do nível de confiabilidade de obras de reforço ou de estratégias operativas. Além disso é proposta uma análise de viabilidade econômica, baseada em entradas e saídas financeiras de um empreendimento. O resultado é um estudo técnico-econômico para subsidiar a tomada de decisão de planejamento de sistemas elétricos de potência.

**Palavras-chave:** Confiabilidade da Transmissão e Subtransmissão; Simulação Monte Carlo não Sequencial; Índices de Desempenho de Sistemas de Distribuição.

# ABSTRACT

The current scenario of electricity distribution in Brazil, with the presence of the governmental regulatory agency of the sector, increasingly demands higher quality and lower tariffs by the concessionaires companies. Due to the limited budgets nowadays, it is essential to develop accurate analysis methods that indicate the priority targets for investments in the electric system network.

The configuration of radial networks, coupled with substations with low operating flexibility, reduces system reliability and may cause losses to consumers and the companies themselves, which will be penalized for not achieving the goals of continuity performance indices. The reliability of a system can be assessed based on its historical records of interruptions, through parameters such as failure rate and mean repair time of the system components.

This dissertation presents a probabilistic approach for composite reliability analysis of transmission and subtransmission systems, to verify the impact of these segments on the performance indices of electric distribution systems. The method includes the modeling of failures originated from the main substation equipment and transmission lines, as well as the effect of load transfers through the high and medium voltage network under contingency conditions, in order to approach the operational reality of the companies.

The method is applied to a large real network (288 buses), which is part of the Brazilian Electrical System, with voltage levels between 34.5 and 500 kV. Failures are simulated in 50 substations and 70 lines, which supply about 525.000 costumers.

The proposed methodology allows a ranking of regions with the greatest need for investment and it quantifies the improvement of the reliability level of reinforcements and operational strategies. In addition, it proposes an economic feasibility analysis, based on the incomes and outcomes expected of the project. The result is a technical-economic study to support the decision making process of electric power systems planning.

**Keywords:** Reliability of Transmission and Subtransmission Systems; Non-sequential Monte Carlo simulation; Performance Indices of Distribution Systems.

# SUMÁRIO

<b>Lista de Figuras .....</b>	<b>ix</b>
<b>Lista de Tabelas .....</b>	<b>xi</b>
<b>Lista de Abreviaturas e Símbolos .....</b>	<b>xii</b>
<b>Capítulo 1: Introdução.....</b>	<b>1</b>
1.1. Considerações Iniciais .....	1
1.2. Desenvolvimento Histórico .....	3
1.3. Estrutura da Dissertação .....	7
1.4. Publicações .....	8
<b>Capítulo 2: Análise de Confiabilidade nos Níveis Hierárquicos 2 e 3.....</b>	<b>8</b>
2.1. Introdução.....	9
2.2. Avaliação de Confiabilidade Composta (NH2).....	10
2.2.1. Representação por Espaço de Estados e Indicadores de Confiabilidade.....	10
2.2.2. Algoritmo de Avaliação de Confiabilidade .....	12
2.2.3. Enumeração de Estados .....	14
2.2.4. Simulação Monte Carlo Não Sequencial.....	15
2.2.5. Simulação Monte Carlo Sequencial .....	18
2.2.6. Simulação Monte Carlo Pseudosequencial (ou Cronológica).....	20
2.2.7. O Programa NH2 .....	22
2.3. Confiabilidade de Sistemas de Distribuição (NH3) .....	27
2.3.1. Técnicas de Análise .....	27
2.3.2. Método dos Conjuntos Mínimos de Corte.....	29
2.3.3. Indicadores de Confiabilidade .....	30
2.4. Conclusões.....	34
<b>Capítulo 3: Impacto das Falhas da Transmissão e Subtransmissão nos Indicadores de Continuidade.....</b>	<b>36</b>
3.1. Introdução.....	36
3.2. Modelagem de Falhas de Linhas de Transmissão e Equipamentos de Subestações .....	37

3.2.1. Modelagem de Falhas de Linhas de Transmissão e Subtransmissão .....	37
3.2.2. Modelagem de Falhas de Subestações .....	40
3.2.3. Modelagem da Flexibilidade Operativa .....	48
3.3. Metodologia Proposta.....	51
3.3.1. Preparação do Caso Base.....	52
3.3.2. Análise da Confiabilidade .....	54
3.4. Conclusões.....	65
<b>Capítulo 4: Aplicações.....</b>	<b>67</b>
4.1. Introdução.....	67
4.2. Característica do Sistema.....	68
4.2.1. Representação das Incertezas .....	69
4.2.2. Demais Dados de Entrada.....	71
4.3. Simulações.....	73
4.3.1. Caso-base.....	73
4.3.2. Análise de Sensibilidade.....	81
4.4. Avaliação Econômica .....	94
4.4.1. Benefício-Custo da Utilização de Subestações Móveis .....	95
4.5. Conclusões.....	99
<b>Capítulo 5: Conclusão .....</b>	<b>101</b>
<b>Referências Bibliográficas .....</b>	<b>106</b>

# LISTA DE FIGURAS

Fig. 1.1: Níveis hierárquicos do sistema elétrico.....	4
Fig. 2.1: Representação das áreas do sistema [AHLM03]. .....	13
Fig. 2.2: Passo a passo de utilização da ferramenta NH2.....	23
Fig. 2.3: Importação do caso base. ....	23
Fig. 2.4: Importação da base externa. ....	24
Fig. 2.5: Importação dos critérios de definição de regiões e contingências. ....	25
Fig. 2.6: Definição do método de fluxo de potência, controles e medidas corretivas. ....	26
Fig. 2.7: Definição dos parâmetros de monitoração e da simulação Monte Carlo.....	26
Fig. 2.8: Sistema série de dois elementos. ....	27
Fig. 2.9: Sistema paralelo de dois elementos. ....	28
Fig. 2.10: Rede equivalente de confiabilidade. ....	29
Fig. 3.1: Contribuição dos tipos de linhas para o DEC originado em linhas de subtransmissão. .....	39
Fig. 3.2: Exemplo de subestação conectada sem disjuntor de linha.....	39
Fig. 3.3: Exemplo de arranjo físico de uma subestação de subtransmissão. ....	41
Fig. 3.4: Contribuição dos equipamentos no DEC originado em subestações. ....	42
Fig. 3.5: Modelagem de falhas de equipamentos de subestação no Programa NH2.....	43
Fig. 3.6: Transformadores em paralelo com equipamentos de manobra motorizados na AT e MT. ....	45
Fig. 3.7: Transformadores em paralelo sem equipamentos de manobra motorizados. ....	45
Fig. 3.8: Transferência de alimentação através de interligação de barramentos. ....	49
Fig. 3.9: Subestação com dupla alimentação com uma das linhas normalmente aberta. ....	49
Fig. 3.10: Alimentadores de diferentes subestações interligados através de uma chave normalmente aberta. ....	50
Fig. 3.11: Tela do Programa ANAREDE. ....	54
Fig. 3.12: Importação do arquivo de alterações vinculadas e circuitos adicionais.....	56
Fig. 3.13: Sistema exemplo de subtransmissão. ....	59
Fig. 3.14: Indicadores de confiabilidade do sistema. ....	60
Fig. 3.15: Indicadores de confiabilidade por barra. ....	60

Fig. 3.16: Indicadores de confiabilidade do sistema considerando-se as reconfigurações para minimização do corte de carga. ....	62
Fig. 3.17: Indicadores de confiabilidade por barra considerando-se as reconfigurações para minimização do corte de carga. ....	62
Fig. 4.1: Sistema de estudo. ....	68
Fig. 4.2: Áreas do sistema de estudo. ....	73
Fig. 4.3: Relatório das contingências da simulação. ....	74
Fig. 4.4: Comparação dos resultados da LOLP: Enumeração e SMC para barras. ....	80
Fig. 4.5: Comparação dos resultados da LOLF: Enumeração e SMC para barras. ....	80
Fig. 4.6: Comparação dos resultados da EENS: Enumeração e SMC para barras. ....	80
Fig. 4.7: Comparação dos resultados: Enumeração e SMC para áreas e sistema. ....	81
Fig. 4.8: Resultados para barras da LOLP, LOLF e EENS – comparação do caso desconsiderando-se as falhas de disjuntores e religadores com o caso de referência. ....	83
Fig. 4.9: Resultados para áreas e sistema da LOLP, LOLF e EENS – comparação do caso utilizando-se subestações móveis com o caso de referência. ....	85
Fig. 4.10: Resultados para barras da LOLP, LOLF e EENS – comparação do caso utilizando-se subestações móveis com o caso de referência. ....	85
Fig. 4.11: Resultados para áreas e sistema do <i>DEC AT</i> e <i>FEC AT</i> – comparação do caso utilizando-se subestações móveis com o caso de referência. ....	87
Fig. 4.12: Resultados para áreas e sistema da LOLP, LOLF e EENS – comparação do caso de referência com o caso substituindo-se linhas 69 kV com estruturas de madeira/concreto. ....	88
Fig. 4.13: Resultados para barras da LOLP, LOLF e EENS – comparação do caso de referência com o caso substituindo-se as linhas 69 kV com estruturas de madeira/concreto. .	89
Fig. 4.14: Resultados para áreas e sistema do <i>DEC AT</i> e <i>FEC AT</i> – comparação do caso de referência com o caso substituindo-se linhas 69 kV com estruturas de madeira/concreto. ....	90
Fig. 4.15: Plano de reforço na região de VNM e HLC. ....	91
Fig. 4.16: Resultados para áreas e sistema da LOLP, LOLF e EENS – comparação do caso de referência com o de reforço na região de VNM e HLC. ....	92
Fig. 4.17: Resultados para barras da LOLP, LOLF e EENS – comparação caso de referência com o de reforço na região de VNM e HLC. ....	93
Fig. 4.18: Resultados para áreas e sistema do <i>DEC AT</i> e <i>FEC AT</i> – comparação caso de referência com o de reforço na região de VNM e HLC. ....	93

# LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Características das subestações do sistema exemplo.....	59
Tabela 3.2 – Saídas e entradas de circuitos e alterações de cargas nas barras vinculadas às contingências. ....	61
Tabela 3.3 – Indicadores de confiabilidade da distribuição. ....	65
Tabela 4.1 – Taxa de falhas e tempo médio para reparo de linhas de transmissão e transformadores apurados no Brasil. ....	70
Tabela 4.2 – Taxa de falhas e tempo médio para reparo de linhas de subtransmissão. ....	70
Tabela 4.3 – Taxa de falhas e tempo médio para reparo de disjuntores e religadores. ....	71
Tabela 4.4 – Índices de confiabilidade do sistema e de áreas. ....	74
Tabela 4.5 – Índices de confiabilidade das barras. ....	75
Tabela 4.6 – Índices de confiabilidade <i>DEC AT</i> e <i>FEC AT</i> . ....	77
Tabela 4.7 – Comparação dos resultados: Enumeração e SMC para áreas e sistema. ....	79
Tabela 4.8 – Índices do sistema e áreas desconsiderando falhas de disjuntores e religadores. ....	83
Tabela 4.9 – Índices de barras desconsiderando falhas de disjuntores e religadores. ....	83
Tabela 4.10 – Índices do sistema e de áreas considerando-se o uso de subestações móveis. ....	84
Tabela 4.11 – Índices de barras impactadas positivamente considerando subestações móveis. ....	86
Tabela 4.12 – Linhas de 69 kV com estruturas de madeira/concreto.....	88
Tabela 4.13 – Índices de confiabilidade do sistema e de áreas considerando-se substituição de linhas 69 kV com estruturas de madeira/concreto.....	88
Tabela 4.14 – Índices de confiabilidade das barras alimentadas pelas linhas substituídas. ....	89
Tabela 4.15 – Índices do sistema e áreas considerando reforço na região de VNM e HLC. ....	91
Tabela 4.16 – Índices de confiabilidade das barras afetadas pelo plano de reforço.....	92
Tabela 4.17 – Pagamento de compensações financeiras com uso de uma subestação móvel. ....	96
Tabela 4.18 – Premissas da análise financeira. ....	96
Tabela 4.19 – Fluxo de Caixa para aquisição de uma subestação móvel.....	98
Tabela 4.20 – Benefício-custo da utilização de subestações móveis. ....	99

# LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
$\beta$	Coefficiente de variação (grau de convergência);
CAIDI	<i>Customer Average Interruption Duration Index</i> ;
CAIFI	<i>Customer Average Interruption Frequency Index</i> ;
CHI	Consumidor Hora Interrompido;
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor;
DEC AT	Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor de interrupções originadas no sistema de alta (SDAT) e extra-alta tensão;
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora;
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Individual por Unidade Consumidora;
$D$	Duração das interrupções;
EENS	Energia Esperada não Suprida ( <i>Expected Energy not Supplied</i> );
EPE	Empresa de Pesquisa Energética;
EPNS	Potência Esperada não Suprida ( <i>Expected Power not Supplied</i> );
$E(F)$	Valor esperado da função $F$ ;
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor;
FEC AT	Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor de interrupções originadas no sistema de alta e extra-alta tensão;
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora;
$F(x)$	Função-teste do estado do sistema;
$G(t)$	Função-teste do estado do sistema no tempo $t$ ;
G&T	Geração e Transmissão;
LD	Linha de Distribuição de Alta Tensão (Linha de subtransmissão);
LOLC	<i>Loss of Load Cost</i> (Custo de Perda de Carga);
LOLD	<i>Loss of Load Duration</i> (Duração de Perda de Carga);

LOLE	<i>Loss of Load Expectation</i> (Perda de Carga Esperada);
LOLF	<i>Loss of Load Frequency</i> (Frequência de Perda de Carga);
LOLP	<i>Loss of Load Probability</i> (Probabilidade de Perda de Carga);
LT	Linha de Transmissão
$\lambda$	Taxa de falha;
m	Nº de componentes;
$\mu$	Taxa de reparo;
n	Número de interrupções;
NA	Normalmente aberta;
NH1	Nível Hierárquico 1;
NH2	Nível Hierárquico 2;
NH3	Nível Hierárquico 3;
NS	Número de sorteios;
NY	Número de sorteios anuais;
N-1	Critério em que o sistema continua operando na perda de um equipamento;
OLTC	Comutação sob carga;
ONS	Operador Nacional do Sistema;
$p$	Probabilidade de ocorrência de interrupção;
$P(x)$	Probabilidade de ocorrência do estado x;
$r$	Tempo médio para reparo (TMPR);
$S$	Conjunto de estados ordenados cronologicamente;
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i> ;
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i> ;
SDAT	Sistema de Distribuição de Alta Tensão (Subtransmissão);
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão;
SEP	Sistema Elétrico de Potência;

SEB	Sistema Elétrico Brasileiro;
SEV	Índice de Severidade do Sistema;
SIN	Sistema Interligado Nacional;
SMC	Simulação Monte Carlo;
$t$	Tempo;
$T$	Período de análise;
TMPR	Tempo médio para reparo;
$U$	Indisponibilidade;
UC	Custo unitário de interrupção ( <i>unit cost</i> );
$V(F)$	Variância da função F;
$x$	Vetor de estados dos elementos;
$X$	Espaço de estados;
$y$	Série sintética anual.

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

### 1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

**A** PESAR de algumas metodologias para análise de confiabilidade já serem utilizadas para sistemas elétricos de potência, muitas empresas distribuidoras possuem dificuldades para avaliar o desempenho de sistemas de subtransmissão<sup>1</sup>, principalmente para realizar cálculos de custo-benefício de obras de melhorias e reforços.

Na década de 80 começaram a ser utilizados no setor elétrico os métodos de enumeração de estados [BA96], [L05] e simulação Monte Carlo [BL94], ambos baseados nos Processos de Markov [BA92]. Índices de confiabilidade foram criados [FB89] e aplicados amplamente no sistema de geração e transmissão (G&T) devido à sua importância.

Apesar de uma ocorrência no sistema de G&T em geral impactar um grande número de clientes, a maior contribuição para a indisponibilidade de fornecimento de energia para o consumidor é do segmento de distribuição [LCBM02]. Como a regulação existente no Brasil não exige atendimento do critério “N-1” [ONS17] para a subtransmissão, pode haver redes pouco malhadas, que, em conjunto com arranjos físicos de subestações com baixa flexibilidade operativa, resultarão em indisponibilidades no sistema.

Além de grande influência de falhas de linhas radiais e dos elementos de subestações no desempenho global, o segmento de subtransmissão possui maior dinamismo considerando-se a

---

<sup>1</sup> Subtransmissão ou Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT) é o conjunto de linhas e subestações que conectam as barras da rede básica ou de centrais geradoras às subestações de distribuição em tensões típicas iguais ou superiores a 69 kV e inferiores a 230 kV, ou instalações em tensão igual ou superior a 230 kV quando especificamente definidas pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Apesar de ter sido adotado pela ANEEL o uso do termo Sistema de Distribuição de Alta Tensão, neste trabalho será utilizado o termo Subtransmissão, por ser amplamente conhecido no Brasil e no exterior. Da mesma forma, linhas de distribuição de alta tensão serão referidas como linhas de subtransmissão neste trabalho.

possibilidade de diferentes configurações de sistema. De forma a se aproximar da realidade operativa das empresas e evitar uma análise demasiadamente conservadora, a análise de confiabilidade deve considerar todos os recursos e estratégias disponíveis para minimização dos desligamentos de consumidores, como possibilidades de transferência de alimentação via alta tensão (SDAT) e transferência de carga entre subestações via sistema de distribuição de média tensão (SDMT), tornando a análise mais complexa.

As concessionárias de energia elétrica desempenham um papel social importante, em que interrupções no fornecimento podem acarretar grandes prejuízos aos consumidores, além de prejudicar as próprias empresas, que serão penalizadas pelos desligamentos conforme regulação específica [ANEEL15], [ANEEL16].

Apesar de os desligamentos provenientes dos sistemas de G&T penalizarem as empresas distribuidoras (nos indicadores de continuidade e nas compensações financeiras a consumidores), atualmente não tem sido uma prática a realização de estudos conjuntos de desempenho do sistema de alta e extra-alta tensão no Brasil. O planejamento do sistema elétrico é realizado de forma segmentada, sendo o planejamento da geração e transmissão realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com participação do Operador Nacional do Sistema (ONS) e agentes do setor, e o planejamento da subtransmissão, de responsabilidade exclusiva das empresas distribuidoras.

No cenário atual do Setor Elétrico Brasileiro, a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica tem exigido das concessionárias um padrão de continuidade e qualidade cada vez mais elevado, atendendo ainda ao princípio de modicidade tarifária. Devido aos orçamentos limitados das empresas no atual momento econômico, com taxas de juros elevadas, endividamento e riscos regulatórios, torna-se necessário desenvolver métodos de análise apurada que indiquem os pontos prioritários para investimentos no sistema elétrico.

Dentro do portfólio de obras de uma empresa distribuidora se encontram diversos tipos de obras: expansão para atendimento do mercado; reformas com renovação de ativos, melhoria da confiabilidade e redução de custos de manutenção; redução de perdas técnicas; melhoria de tensão e qualidade no fornecimento; melhoria de segurança de empregados e terceiros, entre outras. Para que a empresa priorize investimentos para melhoria da confiabilidade e, portanto, dos índices de DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) e FEC (Frequência

Equivalente de Interrupção por Consumidor), faz-se necessário quantificar estes ganhos em uma análise técnico-financeira.

Utilizando-se o histórico de ocorrências na rede de alta e extra-alta tensão que possibilita apurar as taxas de falha de geradores, linhas e equipamentos de subestações, a metodologia probabilística proposta avalia o impacto das indisponibilidades de forma a obter o nível de confiabilidade do sistema de transmissão e subtransmissão, que associado a aspectos financeiros, é um parâmetro importante para gestores de empresas concessionárias.

A avaliação da confiabilidade é de extrema importância para o planejamento da expansão e planejamento operativo, além de subsidiar o planejamento de manutenção e de renovação de ativos, indicando os circuitos mais críticos do ponto de vista de desempenho do sistema. A aplicação da técnica proposta objetiva um plano de investimentos cada vez mais otimizado, para viabilizar a qualidade no fornecimento de energia ao menor custo possível.

No cenário internacional e numa possível evolução da regulação brasileira, o mercado de fornecimento de energia é aberto, possibilitando que os clientes façam a escolha da concessionária fornecedora de energia. Neste contexto, as análises de confiabilidade também são essenciais, pois nos contratos firmados para empresas de transmissão e distribuição são definidos níveis de continuidade e de qualidade de energia, sendo impostas também penalidades pelo não cumprimento destes valores [HE03].

## **1.2. DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO**

A avaliação de confiabilidade de sistemas elétricos vem sendo explorada há algum tempo, principalmente com foco nos segmentos de geração, transmissão e posteriormente nas redes de média tensão de distribuição. Contudo, não foi dada a mesma atenção à subtransmissão, que apesar de semelhante ao segmento de transmissão, possui algumas especificidades relacionadas às características das subestações e linhas e possíveis transferências de cargas.

Estudos iniciaram-se a no final da década de 60, principalmente na Europa (Itália e França) e na América do Norte, porém a aplicação de metodologias probabilísticas para avaliação de desempenho de sistemas elétricos apenas ganhou força no Brasil em 1982 com a criação do SGC – Subgrupo de Confiabilidade [SSC08]. Gradualmente, a natureza estocástica dos fenômenos

causadores de indisponibilidades foi reconhecida e devido à escassez de recursos financeiros, que levou a uma análise mais detalhada do comportamento do sistema, os critérios determinísticos foram substituídos por avaliações de risco.

Na abordagem determinística era feito o levantamento de cenários de contingências severas e plausíveis e era escolhido o plano mais econômico que solucionaria o problema de perda de carga em todos estes cenários. É um método direto, de fácil entendimento e consistente com o histórico de operação, porém não leva em conta a natureza aleatória e estocástica do sistema e pode não levar à solução ótima do ponto de vista econômico e de confiabilidade.

O sistema elétrico é usualmente representado por níveis hierárquicos, como mostra a Fig. 1.1 [LCBM02]. O nível hierárquico 1, ou NH1, é formado pelo segmento de geração, compreendendo o nível hierárquico 0, que se refere às fontes primárias de energia (água, vento, gás, etc.). Os segmentos de geração e transmissão compõem o nível hierárquico 2, ou NH2, e a análise global de confiabilidade envolve além destes o segmento de distribuição, formando o nível hierárquico 3, ou NH3.

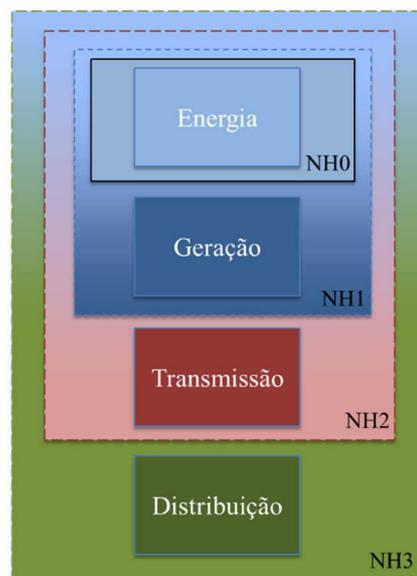


Fig. 1.1: Níveis hierárquicos do sistema elétrico.

Devido à sua relevância, iniciaram-se estudos nos segmentos de geração, transmissão e análises compostas do NH2 [PB92], [MPL92], [M99], utilizando-se métodos analíticos, como a metodologia de enumeração de estados [L05] e a simulação Monte Carlo [BL94]. A realização da

análise estática ganhou importância para determinar os *tradeoffs* entre custo e confiabilidade, sendo reconhecida pelos planejadores e operadores do sistema de grande porte.

As primeiras análises foram realizadas no NH1, onde é avaliado se a geração é suficiente para atender toda a carga do sistema, ignorando-se todas as suas demais limitações. O interesse nas análises que avaliam as interações entre os sistemas de geração e transmissão cresceu devido às mudanças mercadológicas e regulatórias da indústria de energia. A conexão de produtores independentes no Sistema Elétrico de Potência (SEP) aumentou o intercâmbio de energia entre concessionárias levando a problemas de limitações do sistema de transmissão para escoar a energia produzida.

Ferramentas de análise de confiabilidade foram desenvolvidas realizando análise dos modos de falha e efeitos (*Failure Mode and Effect Analysis* – FMEA). Como exemplo, na década de 80 a Ontario Hydro desenvolveu o *software* AREP [HE03], em que o FMEA empregou a abordagem de cortes mínimos e técnicas de transição de estados. Em 1993, o Cepel – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, desenvolveu a ferramenta NH2 [MMORF94], [C16], implementando os métodos de enumeração de estados e simulação Monte Carlo não sequencial. Ambas as ferramentas incluem análise de fluxo de potência na avaliação de confiabilidade.

Diversos trabalhos foram publicados avaliando-se as probabilidades de perda de carga, energia esperada não suprida, frequência e duração (F&D) e modos de falhas dos desligamentos de sistemas acadêmicos e sistemas reais [GF99], [LMMB00], [ML04], [CRVA07], [SSC08].

Foram calculados índices de confiabilidade de subestações da transmissão, computando as indisponibilidades de equipamentos considerando-se desligamentos forçados e programados para manutenção. Estes índices possibilitam a comparação de subestações de diferentes características com a preocupação de melhor alocação de recurso para investimento e avaliação de riscos do sistema [HAK06], [A10].

*Rankings* foram criados e aprimorados para demonstrar quantitativamente a criticidade das subestações, considerando-se além da adequação do sistema em relação à continuidade e qualidade da energia suprida (análise estática), os aspectos de segurança do sistema (análise dinâmica) [LVFM14], considerando-se ainda incertezas devido à variação de carga [LJLM16].

Diferentes protocolos de avaliação de confiabilidade de sistemas foram aplicados ao Sistema Interligado Nacional (SIN) [SL14], permitindo comparar métodos de simulação Monte Carlo e enumeração de estados através da ferramenta NH2, comparando-se ainda com o protocolo de referência brasileiro [SSC08], [ONS17]. Neste trabalho foi avaliado o sistema de grande porte brasileiro, que inclui geração, transmissão e apenas parte da subtransmissão, com foco nos indicadores globais.

Foram desenvolvidas análises incluindo-se também o sistema de distribuição utilizando-se modelos equivalentes de G&T em conjunto com a rede de alimentadores para avaliar a contribuição da extra-alta tensão no desempenho global do sistema - NH3 [C02], [CLMB00], [LCBM02].

Os trabalhos publicados sobre o setor de subtransmissão, como o [BGG91], geralmente apresentam metodologias semelhantes às utilizadas em sistemas de transmissão, desconsiderando a complexidade de diferentes configurações do SDAT (possíveis transferências de alimentação) e a contribuição da falha de outros equipamentos de subestações além dos transformadores de potência. O detalhamento deste segmento da rede elétrica pode ser bastante complexo devido à sua extensão e particularidades (a falha num circuito pode forçar a saída de outros circuitos).

Em 2013 um método híbrido foi proposto [MVM13] a fim de detalhar a subtransmissão e mostrar que a pior falha do ponto de vista do sistema não necessariamente leva ao pior resultado de desempenho do ponto de vista da alimentação de uma carga. As falhas dos disjuntores das subestações também foram consideradas, porém a análise de confiabilidade da subtransmissão foi realizada separadamente do sistema de G&T.

O método DEC Estrutural [SSPSS16] também representou parte das particularidades do sistema de subtransmissão como a possibilidade de transferências de carga via média tensão, porém a análise do fluxo de potência é realizada separadamente da análise de confiabilidade, não sendo considerados os efeitos de falhas na transmissão e cortes de segunda ordem ou superiores [BA92]. Posteriormente os cortes de segunda ordem foram inseridos na análise [S17].

As referências [HE03] e [AV11] se destacam na análise de confiabilidade com maior detalhamento das subestações. Utilizando o programa AREP, foram consideradas falhas de disjuntores e barras (além das usuais falhas de transformadores e linhas de transmissão) e também tempos

de chaveamento para possível isolamento da falta. Realizando análise de sensibilidade, o segundo trabalho também explorou o conceito de importância estrutural e criticidade de cada componente, além de realizar análises econômicas comparando-se opções de substituição e reforma de ativos.

Pouco foi feito em relação a simulações de grandes sistemas de forma integrada. Alguns fatores atrasaram a disseminação das metodologias probabilísticas e até hoje dificultam sua implementação: dificuldade de obtenção de dados estatísticos confiáveis; necessidade de processamento computacional eficiente; dificuldade de interpretação dos resultados e definição de critérios de avaliação [SCLBA95]. Apesar disso, a cobrança por aumento de confiabilidade dos sistemas em conjunto com a redução de custos de operação e manutenção vem crescendo consideravelmente para as empresas distribuidoras, principalmente no setor elétrico brasileiro, fortemente regulado pela ANEEL.

Nos novos contratos de concessão de distribuição, um grande foco está sendo dado à continuidade do fornecimento de energia, em que se as concessionárias não atenderem aos limites de DEC e FEC estipulados pelo órgão regulador, podem perder a concessão [MME15]. Desta forma, a avaliação de confiabilidade se torna ainda mais importante, necessitando não apenas explorar a melhoria de desempenho do segmento de subtransmissão, como também avaliar o impacto de falhas dos segmentos de geração e transmissão de uma maneira integrada.

Uma avaliação detalhada sobre as principais metodologias disponíveis para análise de confiabilidade será feita no Capítulo 2.

### **1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO**

Este trabalho apresenta uma metodologia probabilística utilizando simulação Monte Carlo para análise de confiabilidade conjunta de sistemas de transmissão e subtransmissão, verificando a contribuição destes segmentos para os índices de confiabilidade do nível hierárquico 3 (NH3), apurados no Brasil. O método permite modelar falhas dos principais equipamentos de subestações e de linhas, além de incluir o efeito da realização de transferências de carga através da rede de alta e média tensão em situações de contingência, a fim de eliminar ou reduzir os cortes de carga, atingindo resultados mais próximos da realidade. A dissertação é dividida em cinco capítulos os quais são brevemente descritos a seguir.

Este capítulo apresentou as razões pelas quais o problema de avaliação da confiabilidade de sistemas de alta e extra-alta tensão foi estudado, bem como uma apresentação das vantagens desta metodologia em relação aos trabalhos já realizados.

O Capítulo 2 destina-se à apresentação dos métodos mais empregados para análise de confiabilidade dos níveis hierárquicos 2 e 3 e suas formulações matemáticas.

O Capítulo 3 apresenta a modelagem das falhas de equipamentos de subestações e linhas e a preparação do caso base de estudo para representação das particularidades do segmento de sub-transmissão.

O Capítulo 4 apresenta a simulação Monte Carlo não sequencial [BL94] e os principais resultados das aplicações realizadas, bem como uma avaliação econômica associada aos indicadores de confiabilidade. A metodologia descrita no Capítulo 3 é aplicada a um subsistema do SEB (Sistema Elétrico Brasileiro) com níveis de tensão entre 34,5 e 500 kV.

Finalmente, o Capítulo 5 apresenta as principais conclusões deste trabalho e sugestões para desenvolvimentos futuros.

## **1.4. PUBLICAÇÕES**

O desenvolvimento desta dissertação de mestrado propiciou, até o momento, a publicação do seguinte trabalho em conferência nacional:

Nunes, J.S., Leite da Silva, A.M., Costa, J.G.C., Zwetkoff, V.F., “Confiabilidade de Redes de Transmissão e Subtransmissão considerando Falhas em Equipamentos de Subestações: Uma Ferramenta para o Planejamento de Sistemas Elétricos”, XXIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GPL29, Curitiba, Out. 2017.

# CAPÍTULO 2

## ANÁLISE DE CONFIABILIDADE NOS NÍVEIS HIERÁRQUICOS 2 E 3

### 2.1. INTRODUÇÃO

**S**UBSTITUINDO os critérios determinísticos, a abordagem probabilística, que leva em consideração os aspectos estocásticos das falhas do SEP, se tornou indispensável ao processo decisório das concessionárias de energia para todos os níveis hierárquicos.

Na avaliação do nível hierárquico 1 é verificado se a geração atende à carga total demandada, ignorando-se as limitações do sistema de transmissão, supondo-se que toda a carga e geração estão concentradas em uma única barra. Já na análise composta (NH2), as interações do sistema G&T são verificadas inserindo-se a análise do fluxo de potência e adotando-se medidas corretivas baseadas em otimização, o que envolve um grande número de variáveis aleatórias e torna mais complexa a avaliação do desempenho de cada estado.

A maioria dos métodos para a avaliação da confiabilidade considera dois estados operativos do sistema: sucesso e falha. O sistema está em um estado de sucesso quando é capaz de suprir toda a demanda e se encontra em um estado de falha quando há necessidade de corte de carga, seja por insuficiência de geração ou por violação de alguma restrição de operação.

Para uma análise completa da confiabilidade de sistemas de potência, dois aspectos devem ser avaliados: adequação (análise estática) e segurança (análise dinâmica). A adequação se relaciona com o atendimento à carga dos clientes sem violações das restrições operativas do sistema, bastando realizar o cálculo do fluxo de potência. A avaliação dinâmica leva em consideração a resposta transiente, em que uma perturbação pode levar a desligamentos em cascata e possivelmente a *blackouts* regionais. Devido à alta complexidade do estudo combinado, nesta dissertação serão consideradas somente as análises de adequação de sistemas, admitindo-se que o sistema sempre alcança um ponto de equilíbrio estável após a saída de um circuito.

A seguir, serão apresentadas as metodologias mais utilizadas atualmente para a análise do NH2, que inclui também o segmento de subtransmissão, e do NH3, para a avaliação do impacto dos desligamentos do ponto de vista dos consumidores.

## **2.2. AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE COMPOSTA (NH2)**

### **2.2.1. Representação por Espaço de Estados e Indicadores de Confiabilidade**

O sistema elétrico é modelado por  $m$  elementos — geradores, linhas, equipamentos de subestações e cargas. O comportamento probabilístico da maioria dos geradores e circuitos pode ser representado pelo modelo de Markov de dois estados, em que um equipamento pode se encontrar em funcionamento (sucesso) ou fora de operação (falha).

O estado do sistema elétrico pode ser representado pelo vetor  $x = (x_1, x_2, \dots, x_m)$ , onde  $x_i$  é o estado do  $i$ -ésimo componente. Todas as possibilidades de estados  $x$ , que surgem das combinações dos componentes formam o espaço de estados  $X$ .

Cada estado possui uma probabilidade de ocorrência associada  $P(x)$ . A transição entre os estados dos componentes usualmente é representada pelos processos de Markov [BL94]. Dado o estado de cada componente, é possível calcular a probabilidade associada ao vetor  $x$ ,  $P(x)$ .

Os dados básicos requeridos para este modelo são as taxas de falha ( $\lambda$ ) e reparo ( $\mu$ ) de cada elemento (geralmente na unidade de ocorrências por ano). Saídas forçadas de elementos de vários equipamentos são independentes quando o desligamento de um deles não afeta a probabilidade de desligamento dos demais.

Avaliando-se o histórico de ocorrências no SEP, verificou-se que existe uma dependência entre eventos em diversos casos. Dependendo da configuração do sistema, a contribuição destes eventos pode ser mais significativa do que múltiplos eventos independentes. Neste caso, a probabilidade de um estado  $x$  não poderá ser calculada a partir da multiplicação das probabilidades individuais de cada componente [PB92].

Os eventos dependentes são classificados como de modo comum ou originado em subestações. No primeiro caso, há uma única causa externa que resulta na saída de múltiplos componentes,

porém o desligamento de um não influencia nos demais. O exemplo clássico de uma falha de modo comum é a queda de uma estrutura com duas linhas de transmissão.

Os eventos classificados como originados em subestações surgem devido à atuação do sistema de proteção. Falha de chaves seccionadoras, disjuntores e curtos-circuitos nas barras podem levar a desligamento de parte ou toda a subestação, dependendo do seu arranjo físico.

Em geral, os estudos de confiabilidade consideram apenas um nível de carga, geralmente o mais severo – o pico de carga. Apesar deste cenário ser útil para identificar pontos fracos do sistema e respectivas propostas de reforços, não é possível calcular o total do corte de carga durante um período de tempo, devido à influência do comportamento da carga nos indicadores de confiabilidade.

Diferentes níveis de cargas podem ser modelados por uma série de valores discretos [PB92], sendo cada um considerado um estado. Níveis de carga iguais podem ser agrupados ou analisados cronologicamente [CLMB00], [LCBM02].

#### *Indicadores de Confiabilidade*

O desempenho de cada estado é avaliado através de funções-testes, representadas genericamente por  $F(x)$ , que têm por objetivo verificar a continuidade e qualidade do fornecimento dada a configuração dos elementos do sistema. Três funções-testes podem ser definidas para compor os tradicionais indicadores de confiabilidade: LOLP – *Loss of Load Probability* (Probabilidade de Perda de Carga), EPNS – *Expected Power Not Supplied* (Potência Esperada Não Suprida) e a LOLF – *Loss of Load Frequency* (Frequência de Perda de Carga) [FB89], [SS89], calculadas por,

$$F_{LOLP}(x) = \begin{cases} 0 & \text{se } x \in \text{Sucesso} \\ 1 & \text{se } x \in \text{Falha} \end{cases} \quad (2.1)$$

$$F_{EPNS}(x) = \begin{cases} 0 & \text{se } x \in \text{Sucesso} \\ C & \text{se } x \in \text{Falha} \end{cases} \quad (2.2)$$

$$F_{LOLF}(x) = \begin{cases} 0 & \text{se } x \in \text{Sucesso} \\ \lambda_{out} & \text{se } x \in \text{Falha} \end{cases} \quad (2.3)$$

sendo  $C$  o corte de carga em MW e  $\lambda_{out}$  a frequência de saída do estado de falha em ocorrências/ano (somatório de todas as transições entre  $x$  e todos os estados de sucesso que possam ser alcançados com uma única transição).

Estabelecidos os conceitos preliminares acima, os índices de confiabilidade correspondem aos valores esperados  $E(F)$  das funções-testes para todos os estados possíveis:

$$E(F) = \sum_{x \in X} F(x)P(x) \quad (2.4)$$

O objetivo das funções-testes é verificar se uma determinada configuração de geradores e circuitos é capaz de suprir uma dada carga. Os índices de confiabilidade podem ser apurados de maneira global ou pontual, como por exemplo, em uma determinada barra de carga.

Do cálculo da LOLP, EPNS e LOLF, três outros indicadores podem ser calculados: LOLE – *Loss of Load Expectation* (Perda de Carga Esperada), EENS – *Expected Energy Not Supplied* (Energia Esperada Não Suprida) e a LOLD – *Loss of Load Duration* (Duração Média de Perda de Carga) conforme as fórmulas abaixo:

$$LOLE = LOLP \times T \quad (2.5)$$

$$EENS = EPNS \times T \quad (2.6)$$

$$LOLD = \frac{LOLP}{LOLF} \quad (2.7)$$

onde  $T$  é o período de análise. Geralmente,  $T$  é definido como 8760 horas (equivalente a um ano). A partir da EENS, o SEV – Índice de Severidade do Sistema ou simplesmente Severidade pode ser calculado [FB89]:

$$SEV = \frac{60 \times EENS \text{ (MWh/ano)}}{\text{pico de carga (MW)}} \text{ (min./ano)}. \quad (2.8)$$

### 2.2.2. Algoritmo de Avaliação de Confiabilidade

Usualmente, o algoritmo conceitual utilizado para a avaliação da confiabilidade composta via representação por espaço de estados é formado pelos seguintes passos [PB92]:

1) Selecione um estado do sistema  $x \in X$ : definição do cenário do sistema composto pelo nível de carga, disponibilidade de equipamentos, condições operativas, etc.;

- 2) Calcule  $F(x)$  para o estado selecionado: análise de adequação do estado, verificando se esta configuração de geradores e circuitos é capaz de atender à carga definida sem violar os limites operativos; se necessário, poderão ser adicionadas medidas corretivas tais como redespacho de geração, correção de tensões nas barras, cortes de carga, etc. Caso não haja convergência do fluxo de potência, retorne ao Passo 1 para seleção de um novo estado;
- 3) Atualize as estimativas dos índices de confiabilidade tais como LOLP, EPNS e índices de frequência e duração;
- 4) Se a precisão dos estimadores é aceitável, *pare*; caso contrário, *retorne* ao Passo 1.

As ferramentas computacionais desenvolvidas como, por exemplo, as citadas no Capítulo 1 – AREP e NH2 – podem se diferenciar nos métodos de seleção dos estados do passo 1 do algoritmo (enumeração de estados ou simulação Monte Carlo) ou no cálculo do fluxo de potência no passo 2 (linearizado DC ou AC), além de diferentes métodos de otimização para as ações remediais [AV11].

Na avaliação de confiabilidade de grandes sistemas, uma medida para buscar eficiência computacional é a separação do sistema em três partes, conforme ilustra a Fig. 2.1.

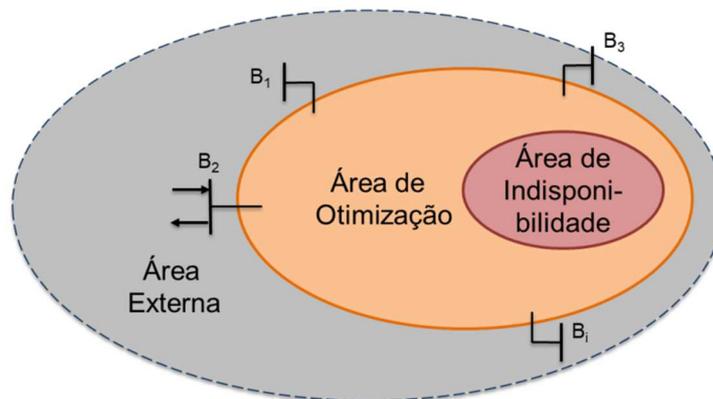


Fig. 2.1: Representação das áreas do sistema [AHLM03].

A primeira é a parte onde serão simuladas falhas de equipamentos e circuitos que irão compor o espaço de estados (Área de Indisponibilidade). A segunda inclui todos os elementos representados para o cálculo do fluxo de potência e para as ações remediais quando há corte de carga (Área de Otimização). A terceira inclui demais elementos do sistema para o cálculo do fluxo de potência ou a representação equivalente dos demais componentes (Área Externa).

Os dois métodos mais conhecidos para seleção de estados – enumeração de estados e simulação Monte Carlo (SMC) – serão detalhados a seguir. O primeiro é um método analítico e o segundo realiza a seleção por amostragem.

### 2.2.3. Enumeração de Estados

No método da enumeração de estados, o cálculo de  $E(F)$  poderia se dar de forma direta [PB92], usando o seguinte algoritmo:

- 1) Selecione (enumere) cada estado  $x \in X$ ;
- 2) Calcule  $F(x)$ ;
- 3) Acumule o valor resultante  $F(x) \times P(x)$ .

Para sistemas pequenos este cálculo pode ser factível, porém o número de estados cresce exponencialmente com o número de componentes do vetor de estados  $x$ . Para  $m$  componentes o número de estados de  $x$  será  $2^m$ . Torna-se interessante enumerar apenas um subconjunto  $X' \subseteq X$  e calcular os limites inferior (*lower*) e superior (*upper*) das estimativas, por,

$$E(F)_{lower} = \sum_{x \in X'} F(x) \times P(x) + F_{lower} \times (1 - P(X')) \quad (2.9)$$

$$E(F)_{upper} = \sum_{x \in X'} F(x) \times P(x) + F_{upper} \times (1 - P(X')) \quad (2.10)$$

em que  $P(X')$  é a probabilidade acumulada dos estados  $x \in X'$ , e  $F_{lower}$  e  $F_{upper}$  são, respectivamente, limites inferior e superior estimados para  $F(x)$  sendo  $x \notin X'$ .

Tomando a avaliação da LOLP como exemplo,  $F_{lower}$  pode ser considerada igual a zero, assumindo-se que não há corte de carga para todos os estados não pertencentes a  $X'$  (sucesso). Por outro lado,  $F_{upper}$  será igual a um, indicando que todos os estados não pertencentes a  $X'$  são de falha. Por conseguinte:

$$LOLP_{lower} = \sum_{x \in X'} F(x) \times P(x) \quad (2.11)$$

$$LOLP_{upper} = LOLP_{lower} + (1 - P(X')) \quad (2.12)$$

Pode ser verificado a partir de (2.12) que o valor  $1 - P(X')$ , correspondente à diferença entre as estimativas limites para a LOLP, é relacionado com a probabilidade acumulada dos estados  $x \notin X'$ , e não com o número de estados não avaliados. Se a probabilidade  $P(X')$  é concentrada em poucos estados e, portanto, próxima de um, é possível obter uma boa estimativa para a LOLP com baixo esforço computacional.

Para aumentar a eficiência do método de enumeração, algumas melhorias foram propostas: adoção do *ranking* de contingências por severidade e impacto, enumeração implícita baseada na coerência do sistema e o tratamento por superposição das contingências afastadas [PB92].

Algumas ferramentas, como o Programa NH2, possuem métodos de enumeração considerando contingências de primeira, segunda e terceira ordem. Na contingência de primeira ordem, apenas a falha de um elemento causa interrupção no sistema, sendo uma extensão direta da análise de contingências para verificar o atendimento ao critério “N-1” dos sistemas de transmissão [ONS17].

Este método é eficiente computacionalmente quando a probabilidade do espaço de estados é concentrada num número relativamente pequeno de estados. Isso ocorre quando a probabilidade de eventos independentes é muito baixa, levando a baixas probabilidades de combinações de ordens elevadas. Entretanto, a viabilidade de sua aplicação na avaliação da confiabilidade composta (G&T) torna-se mais limitada na medida em que a probabilidade do espaço de estados torna-se mais dispersa devido às maiores indisponibilidades dos geradores.

#### 2.2.4. Simulação Monte Carlo Não Sequencial

Enquanto a enumeração de estados é um método analítico, a simulação Monte Carlo é um método baseado em amostragem de estados do sistema, conforme as funções de distribuição de probabilidade dos estados dos componentes.

As probabilidades de ocorrência dos estados de falha ( $P_{Falha}$ ) e sucesso ( $P_{Sucesso}$ ) são conhecidas [BA96]. Desta forma, o estado de cada componente é determinado por um número amostrado de uma distribuição uniforme  $U[0,1]$ , como mostra (2.13).

$$P(x_i) = U, \quad U = 1, \dots, m \quad (2.13)$$

Se  $P(x_i) \leq P_{Falha}$ , então o componente  $i$  está em falha, caso contrário, está em funcionamento.

Determina-se, então, o vetor  $x$ , a sua probabilidade  $P(x)$  e posteriormente as funções-testes  $F(x)$ , conforme os passos a seguir.

A simulação não sequencial é implementada por meio do seguinte algoritmo [MPL92]:

- 1) Faça o número de sorteios  $NS = 0$ ;
- 2) Sorteie um vetor  $x \in X$  a partir de sua distribuição de probabilidade  $P(x)$  e atualize  $NS$ ;
- 3) Calcule a função  $F(x)$  para cada vetor amostrado;
- 4) Estime  $E(F)$  como a média dos valores da função  $F(x)$ :

$$\tilde{E}(F) = \frac{1}{NS} \sum_{j=1}^{NS} F(x^j) \quad (2.14)$$

- 5) Calcule a incerteza relativa ou coeficiente de variação da estimativa através de (2.15). Se a precisão dos estimadores é aceitável, *pare*; caso contrário, *retorne* ao Passo 2.

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\tilde{E}(F))}}{\tilde{E}(F)} \quad (2.15)$$

em que  $V(\tilde{E}(F))$  corresponde à variância de  $\tilde{E}(F)$ .

A simulação também pode ser realizada por um número preestabelecido  $NS$  (por exemplo, 10.000) e posteriormente verificado o coeficiente de variação resultante.

Uma característica interessante deste método é que o número de amostras  $NS$  para estimar  $E(F)$  não depende do número de estados  $x$  em  $X$  para atingir um determinado coeficiente de variação  $\beta$ , ao contrário do método de enumeração de estados, que é dependente da dimensão do sistema.

A maior limitação dos métodos baseados em simulação Monte Carlo é relacionada à dependência do esforço computacional com a precisão desejada  $\beta$ . O estado  $x$  é uma variável aleatória de distribuição de probabilidade  $P(x)$ . Como consequência,  $F(x)$  e  $\tilde{E}(F)$  também são variáveis aleatórias. A variância irá medir a dispersão de um valor em relação ao esperado, ou seja, a incerteza. A variância da média amostral da função-teste  $F(x)$  é dada por:

$$V(\tilde{E}(F)) = \frac{V(F)}{NS} \quad (2.16)$$

Substituindo-se (2.16) em (2.15), pode-se verificar que o número de amostras necessárias para atingir uma precisão desejada  $\beta$  é inversamente proporcional ao quadrado deste parâmetro. A expressão é dada por:

$$NS = \frac{V(F)}{(\beta(\bar{E}(F)))^2} \quad (2.17)$$

Os indicadores de confiabilidade podem ser calculados a partir das expressões abaixo, conforme as funções-testes definidas pelas expressões (2.1)-(2.3).

$$LOLP = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} F_{LOLP}(x_k) \quad (2.18)$$

$$EPNS = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} F_{EPNS}(x_k) \quad (2.19)$$

$$LOLF = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} F_{LOLF}(x_k) \quad (2.20)$$

Com o intuito de reduzir o número de amostras para alcançar uma incerteza  $\beta$ , ou seja, aumentar a eficiência computacional da simulação não sequencial, faz-se necessário reduzir a variância  $V(F)$ . Várias técnicas de redução de variância foram aplicadas [PB92], cuja ideia consiste em reduzir as incertezas presentes nas estimativas dos índices de confiabilidade. Desta forma, para um mesmo grau de convergência, faz-se necessário o uso de menos amostras para concluir a simulação.

Outra técnica para redução do esforço computacional diz respeito à LOLF. Anteriormente, eram necessárias análises adicionais para identificar os estados de sucesso que pudessem ser alcançados por um estado  $x$  através de uma transição. Dependendo das características e dimensões do sistema em análise, esta avaliação poderia não ser viável. Através de filtros baseados em índices de sensibilidade associados à solução ótima do problema de medidas corretivas [MPL92], é possível reduzir o número de análises adicionais de desempenho. Já através da utilização de conceitos de probabilidade condicionada [MPL93], não é necessária nenhuma análise de desempenho adicional.

A simulação Monte Carlo tem melhor desempenho, quando se comparado com o método de enumeração de estados, quanto maior for o número de combinações de falhas de diferentes componentes que contribuem para cortes de carga no sistema, ou seja, quando há maiores probabilidades de cortes de ordens mais elevadas. Este método também é mais atrativo quando o sistema de potência é de grande porte.

Além dos índices de confiabilidade também avaliados através do método de enumeração (LOLP, ENPS e índices de frequência e duração), a simulação Monte Carlo provê algumas distribuições de probabilidades de variáveis de interesse, como, por exemplo, o fluxo de potência num dado circuito. Outra opção dos métodos de Monte Carlo é a simulação cronológica ou sequencial, como será mostrado no próximo item.

### 2.2.5. Simulação Monte Carlo Sequencial (ou Cronológica)

As metodologias apresentadas nos itens anteriores através da representação por espaço de estados (enumeração e simulação não sequencial) não consideram aspectos cronológicos da operação do sistema. Algumas características do sistema necessitam de avaliação de forma sequencial, como por exemplo, a curva cronológica da carga, a manutenção programada e políticas de operação. Desta forma, foi desenvolvido um método de avaliação cronológica e discutida sua aplicação no planejamento da expansão e operação de sistemas [MPL94], [BL94], [CIGRE98], [LMMB00].

Os passos necessários à avaliação de índices de confiabilidade dentro da representação cronológica são, a princípio, os mesmos apontados na representação por espaço de estados. A diferença básica está na forma como são gerados os estados do sistema (Passo 2 do algoritmo). No caso cronológico, é necessário que os estados sejam gerados sequencialmente no tempo, o que implica em diferenças conceituais na estimação dos índices (Passo 4).

Devido à análise sequencial no tempo, o valor esperado das funções-testes é dado por:

$$E(G) = \frac{1}{T} \int_0^T G(t) dt \quad (2.21)$$

sendo  $T$  o período da simulação e  $G(t)$  a função-teste que verifica em qualquer instante  $t$  se o estado do sistema é de sucesso ou falha. Tomando a LOLP como exemplo,  $G(t) = 1$  se o estado do sistema, no tempo  $t$ , é de falha e  $G(t) = 0$  no caso de sucesso.

Para a simulação Monte Carlo sequencial, a estimativa para  $E[G]$  é dada por:

$$\tilde{E}(G) = \frac{1}{NY} \sum_{k=1}^{NY} G(y_k) \quad (2.22)$$

onde  $NY$  é o número de simulações anuais,  $y_k$  é a série sintética do sistema no ano  $k$  e  $G(y_k)$  é a função que estima os índices de confiabilidade do ano  $k$ .

O algoritmo básico para avaliação da confiabilidade sequencial é dado a seguir [MPL94]:

- 1) Gere uma série sintética anual dos estados do sistema ( $y_k$ ) aplicando sequencialmente os modelos estocásticos de falha/reparo dos equipamentos, considerando o modelo cronológico da carga;
- 2) Analise cronologicamente cada estado  $x$  da sequência  $y_k$  e acumule os resultados;
- 3) Calcule  $G(y_k)$  dos valores acumulados no passo 2;
- 4) Estime o valor esperado dos índices anuais como a média dos resultados encontrados nas sequências  $y_k$  simuladas;
- 5) Verifique a convergência do processo; se a precisão da estimativa é satisfatória, *pare*, caso contrário, *retorne* para o Passo 1.

No Passo 1, o processo de falha e reparo dos equipamentos é sinteticamente produzido via sorteio dos respectivos tempos de permanência em cada estado do componente, geralmente utilizando-se a função de distribuição exponencial.

A metodologia foi implementada nas ferramentas de análise da confiabilidade, como por exemplo o REAL [R99], que possui como opção a simulação Monte Carlo sequencial e utiliza fluxo de potência DC para a análise de desempenho do sistema.

Uma das vantagens desta metodologia é que a aplicação da função-teste  $G(y_k)$  é mais simples que o uso de  $F(x)$  para o caso da simulação não sequencial. Para avaliar o índice LOLF, por exemplo, basta fazer  $G(y_k)$  igual ao número de interrupções do fornecimento de energia no sistema ou barra, durante a série sintética anual  $y_k$ .

Um dos problemas da simulação sequencial que pode inviabilizar sua aplicação é o elevado custo computacional, principalmente na avaliação da confiabilidade composta, a qual utiliza um fluxo de potência com otimização das medidas corretivas na análise de desempenho dos estados encontrados. Metodologias alternativas [MPL94], [LMMB00] que combinam características das simulações sequencial e não sequencial foram propostas a fim de reduzir o esforço computacional sem alterar a precisão dos resultados.

### 2.2.6. Simulação Monte Carlo Pseudossequencial

Com foco na redução do esforço computacional, a simulação pseudossequencial é um método híbrido, considerando a simulação não sequencial na seleção dos estados de falha e aplicando a sequencial nos estados vizinhos (subsequentes) ao estado de falha originalmente sorteado. Realizando a simulação sequencial apenas nos processos de falha, é eliminada grande parte da análise de desempenho dos estados de sucesso da séria sintética  $y_k$ .

Devido à realização da simulação não sequencial na seleção dos estados, não são mantidas algumas dependências temporais entre as variáveis (e.g. armazenamentos de reservatórios, consumo de combustíveis, etc.) inviabilizando representar aspectos dependentes do tempo, como o comissionamento de unidades e a operação de usinas hidrelétricas.

O algoritmo básico da simulação pseudossequencial é dado por [M99]:

- 1) Gere diversas séries sintéticas anuais utilizando a mesma forma do Passo 1 da simulação sequencial, definindo um conjunto  $S$  com os estados ordenados cronologicamente;
- 2) Sorteie uma sequência anual  $y_k$  dentre todas as sequências igualmente distribuídas;
- 3) Sorteie um instante  $t$  na sequência  $y_k$  selecionada no Passo 2 (e.g. 1 minuto em  $60 \times 8760$  minutos no ano);
- 4) Se o estado do sistema  $x(t)$  associado com o tempo  $t$  escolhido no Passo 3 for sucesso, retorne ao Passo 2; se o estado é falha, prossiga no Passo 5;
- 5) Obtenha uma sequência de falha (uma interrupção)  $i$  conforme a seguir:
  - o execute uma simulação sequencial no sentido direto dos tempos (simulação *forward*), começando do estado selecionado  $x(t)$ , ou seja, analise sucessivamente os próximos estados da sequência até que o sistema retorne para um estado de sucesso;
  - o execute uma simulação sequencial no sentido inverso do tempo (simulação *backward*), começando do estado selecionado  $x(t)$ , i.e., analise sucessivamente os estados anteriores da sequência até que o sistema retorne a um estado de sucesso;
- 6) A duração total  $D_i$  da sequência de falha (interrupção)  $i$  é dada pelo somatório das durações dos estados obtidos no passo 5;

- 7) Para cada índice desejado, calcule a respectiva função-teste  $G(x(t))$  associada com a sequência de falha  $i$ , a estimativa de seu valor esperado e o seu coeficiente de variação  $\beta$ . Se a convergência for satisfeita, pare, caso contrário, retorne ao Passo 1.

A estimativa do valor esperado da função-teste da simulação é dada a seguir:

$$\tilde{E}(G) = \frac{1}{NS} \sum_{x(t) \in S} G(x(t)) \quad (2.23)$$

Como  $D_i$  é o somatório das durações das falhas, para o cálculo do valor esperado da frequência de perda de carga (LOLF), basta considerar a seguinte função-teste:

$$G(x(t)) = \begin{cases} 0 & \text{se } x(t) \in \text{Sucesso} \\ 1/D_i & \text{se } x(t) \in \text{Falha} \end{cases} \quad (2.24)$$

A função-teste acima definida está de acordo com a formulação geral para a determinação da LOLF, a qual é apresentada a seguir:

$$LOLF = \sum_{i \in T} g_i = \sum_{i \in T} \left( \frac{p_i}{D_i} \right) \quad (2.25)$$

onde  $p_i$  é a probabilidade de ocorrência da interrupção  $i$ , e  $T$  representa o período em estudo.

Como a simulação pseudosequencial não é hábil para considerar aspectos temporais, foi proposto um novo método denominado simulação Monto Carlo pseudocronológica, a qual retém a eficiência computacional da simulação não sequencial e a habilidade de representar curvas cronológicas de carga da simulação sequencial.

A simulação pseudocronológica [LMMB00] é semelhante à simulação pseudosequencial com representação Markoviana. A diferença básica está no modelo de carga, através do qual não é mais necessário assumir correlação completa entre as cargas de cada barra. Estados com múltiplos níveis para representar diferentes padrões de carga por área ou barra do sistema são utilizados. Nenhum esforço de agregação de estados é realizado na obtenção do modelo.

A utilização de um modelo de Markov não agregado com múltiplos níveis para representar a carga traz para a simulação Monte Carlo não sequencial uma flexibilidade muito próxima daquelas apresentadas pelas técnicas sequenciais, principalmente utilizando-se o processo de transição de um estado à frente para o cálculo da LOLF [ML04].

### 2.2.7. O Programa NH2

O Programa NH2, desenvolvido pelo Cepel em conjunto com a Eletrobras, é um sistema computacional destinado à análise probabilística de confiabilidade composta de sistemas elétricos de grande porte, sendo composto de métodos e modelos numéricos para avaliação do fluxo de potência e análise de confiabilidade [NH216]. Este programa é utilizado por empresas do setor elétrico brasileiro como a EPE, ONS e Eletrobras no planejamento da expansão e da operação, além de algumas empresas concessionárias e universidades. A versão 9.5.1 desta ferramenta será utilizada para a aplicação da avaliação de confiabilidade de um sistema real no Capítulo 4.

Para análise da confiabilidade, a ferramenta permite a utilização de métodos de enumeração de estados e simulação Monte Carlo não sequencial. O procedimento consiste em gerar, a partir de um caso base de fluxo de potência, um conjunto de casos ou estados de contingência, com base nas estatísticas de falha dos equipamentos e no comportamento da carga. Para cada estado do sistema enumerado ou sorteado é feita análise de adequação, de modo a identificar violações operativas nos elementos do sistema [ONS17]. Uma vez identificadas, é verificada a eliminação ou minimização dos cortes de carga através de métodos de otimização.

A avaliação de adequação é realizada pela análise de fluxo de potência convencional e fluxo de potência ótimo por meio de modelos não lineares (modelos AC). Como opções de métodos de otimização estão implementados o método de redespacho de potência ativa (baseado no modelo linear com mínima perda de carga) e o algoritmo de pontos interiores [GMM96]. O diagnóstico é dado antes e após a atuação das medidas corretivas indicando as interrupções de carga. São calculados os índices apresentados no item 2.2.1 (LOLP, EENS, LOLF, LOLD e SEV, entre outros), desagregados em níveis sistema, área e barramento e segundo os modos de falha de sobrecarga, violações de tensão, ilhamento e déficit de geração.

A Fig. 2.2 mostra os passos para utilização do programa, sendo cada passo detalhado a seguir.

- 1) O primeiro passo é importar o caso base do programa ANAREDE [C15], também desenvolvido pelo Cepel, contendo os dados necessários para o cálculo do fluxo de potência: elementos do sistema (geradores, barras, linhas, transformadores e cargas) e informações associadas (parâmetros, limites operativos, etc.). Outras formas de importação de dados podem ser consultadas no manual do usuário [C16]. A Fig. 2.3 reproduz a tela de importação do caso base e a tela do Gerenciador de Dados após a importação.

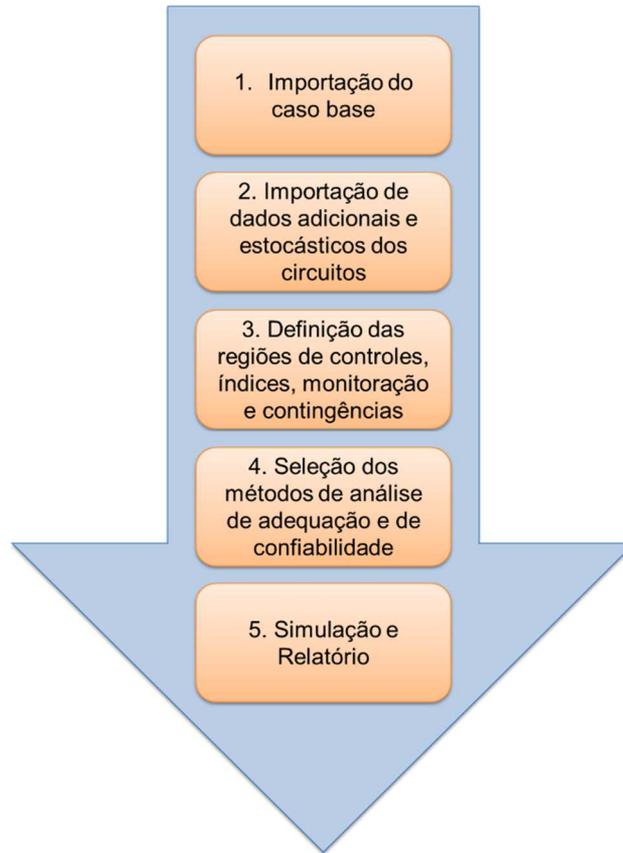


Fig. 2.2: Passo a passo de utilização da ferramenta NH2.

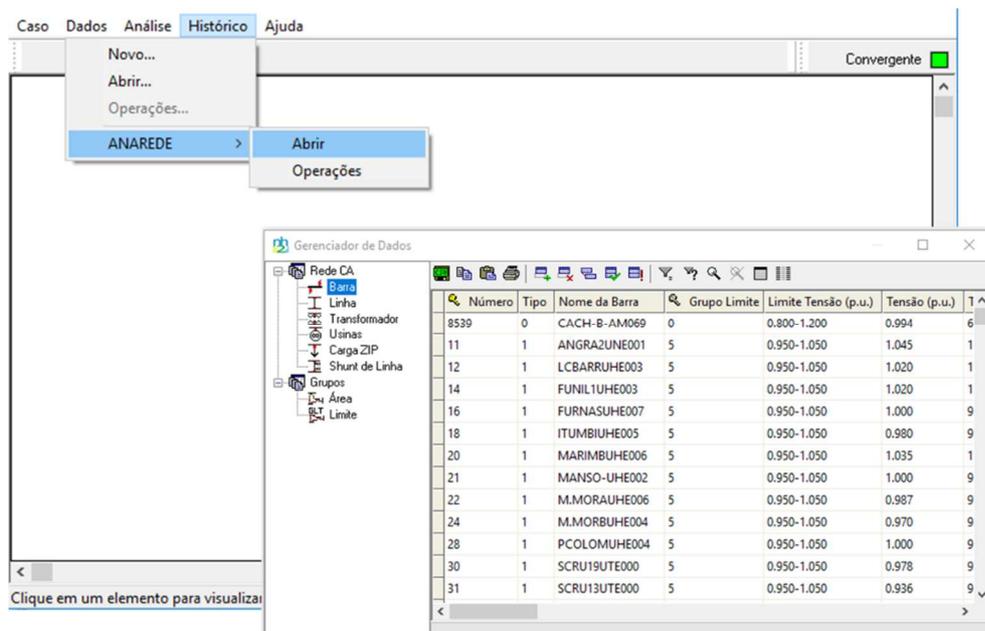


Fig. 2.3: Importação do caso base.

2) Após a importação dos dados do circuito para análise do fluxo de potência segue-se a importação de dados para análise de confiabilidade, que compreendem: definição de parâmetros e atributos de barras, circuitos e geradores e dados estocásticos de circuitos e geradores como taxas de falhas ( $\lambda$ ) e tempo médio para reparo (TMPR ou  $r$ ) de cada componente do sistema, sendo o TMPR o inverso da taxa de reparo ( $\mu$ ). A Fig. 2.4 reproduz as telas de importação da base externa e um exemplo de dados estocásticos de circuitos em arquivo “.csv” utilizando o Microsoft Excel no canto inferior direito.

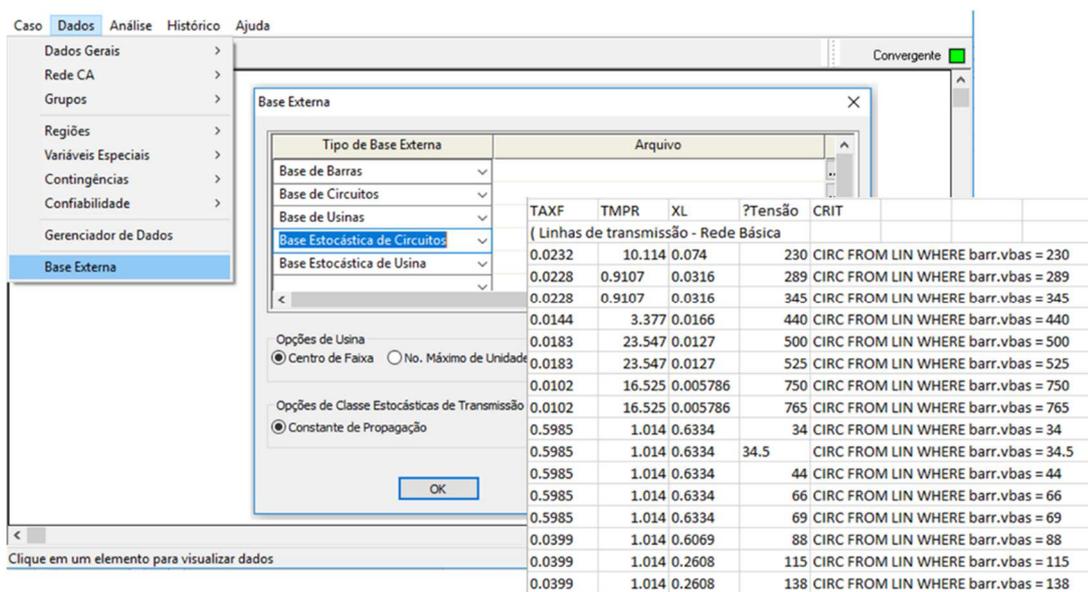


Fig. 2.4: Importação da base externa.

- 3) Alguns critérios devem ser definidos para prosseguir à análise de confiabilidade:
- Região de Controles e Contingências: formada por um conjunto de áreas do sistema onde estão localizados os controles utilizados na solução do fluxo de potência ou pelos modelos de medidas corretivas, como derivações de transformadores com comutação sob carga (OLTC), módulo de tensão controlada por geradores, redespacho de potência ativa e outros controles mostrados na Fig. 2.6;
  - Região de Cálculo de Índices: formada por um conjunto de áreas do sistema onde serão calculados os índices de confiabilidade, considerando-se apenas os cortes de cargas em barramentos pertencentes a esta região;

- Região de Monitoração: formada por um conjunto de barras e circuitos do sistema para os quais são monitoradas grandezas como fluxos de potência, tensões, gerações de potência reativa e geração de potência em barras de referência, sendo que violações operativas que estejam fora desta região serão ignoradas, não sendo eliminadas pelos modelos de medidas corretivas nem identificadas nos relatórios;
- Contingências: formada pela lista de contingências utilizada no método de enumeração de estados ou pelo Espaço de Estados no caso da SMC, compreendendo os circuitos para os quais se deseja avaliar o impacto de sua indisponibilidade no sistema (são considerados apenas os elementos que possuam  $\lambda$  e TMRP preenchidos).

Os critérios podem ser inseridos via interface gráfica pelo Menu Dados ou importando um arquivo texto no formato “.bak”, utilizando-se uma linguagem de formação de regras (LFR). A Fig. 2.5 reproduz a tela para a segunda opção e um exemplo de arquivo com a definição dos critérios.

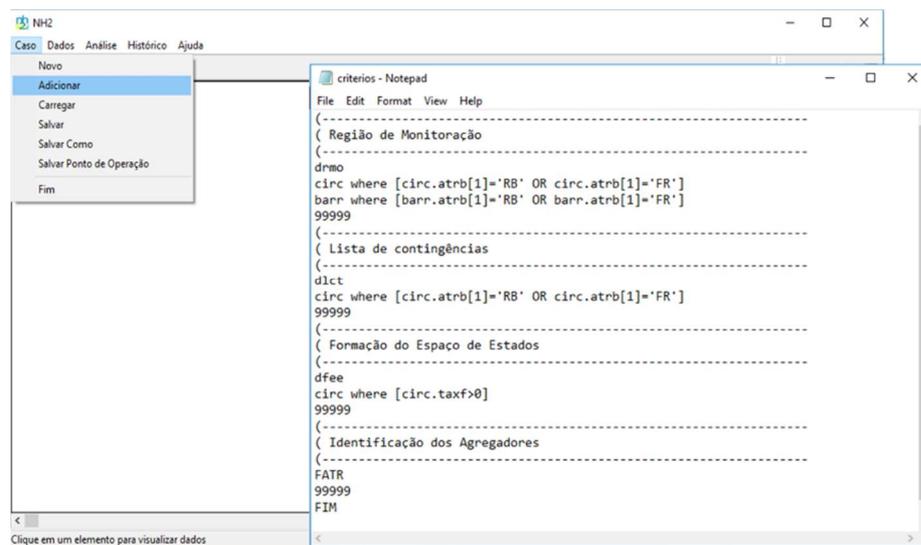


Fig. 2.5: Importação dos critérios de definição de regiões e contingências.

A importação dos arquivos das bases externas e de critérios também pode ser realizada através de arquivos .CMC – Análise de Confiabilidade de Múltiplos Casos.

4) Para a análise da confiabilidade, deve ser selecionado o método de enumeração de estados ou simulação Monte Carlo e selecionar:

- Método de solução de fluxo de potência e controles;
- Tipos de contingências (Geração e/ou Transmissão);

- Medidas corretivas;
- Parâmetros de monitoração;
- Parâmetros relativos ao método de enumeração de estados ou simulação Monte Carlo.

As Fig. 2.6 e 2.7 reproduzem as telas para uma análise através da simulação Monte Carlo.

5) Após a entrada de dados e critérios é realizada a simulação, cujo tempo irá depender do porte, complexidade e método de análise de confiabilidade selecionado. A saída é um relatório em HTML com diversos dados e os indicadores de confiabilidade. Alguns relatórios serão mostrados no Capítulo 3 e no Capítulo 4, quando é feita aplicação em um sistema de potência real.

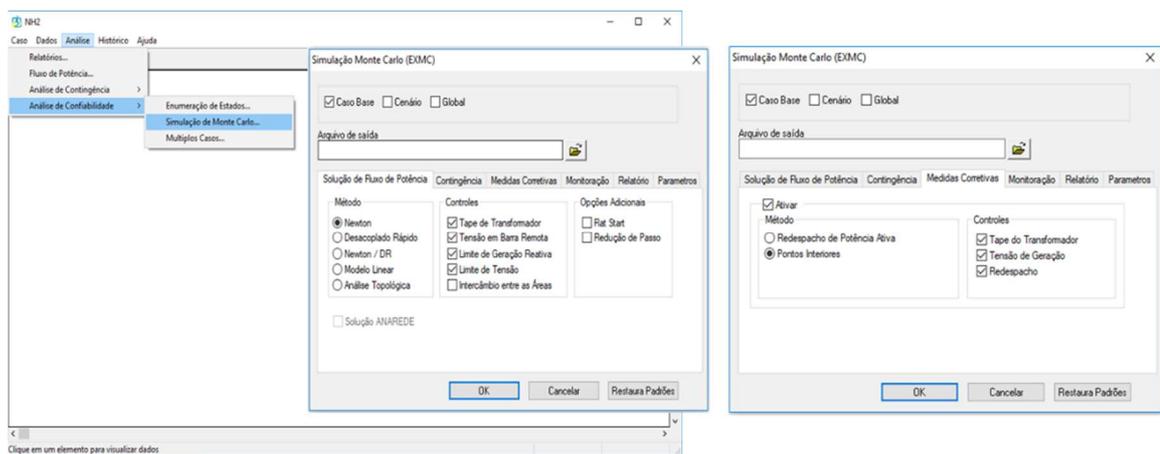


Fig. 2.6: Definição do método de fluxo de potência, controles e medidas corretivas.

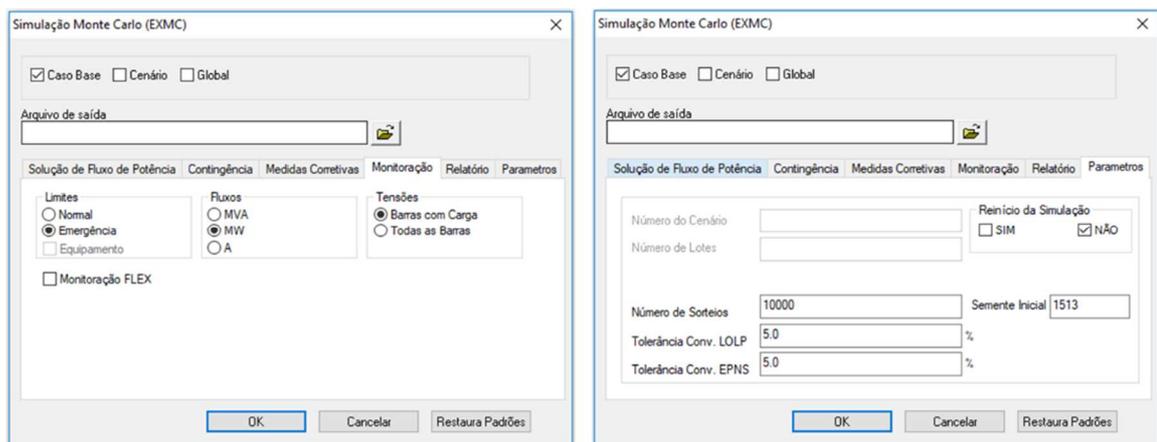


Fig. 2.7: Definição dos parâmetros de monitoração e da simulação Monte Carlo.

### 2.3. CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO (NH3)

O Nível Hierárquico 3 inclui estudos de geração, transmissão e distribuição num esforço para avaliar o fornecimento de energia de um sistema de potência completo. Este nível envolve desde a disponibilidade de energia fornecida pelo sistema de geração até o transporte desta energia para os consumidores finais. Nas análises realizadas nos sistemas de G&T, normalmente são avaliados os resultados dos indicadores de confiabilidade de maneira global, por área ou por barra e no NH3 são avaliados também indicadores orientados ao consumidor final.

#### 2.3.1. Técnicas de Análise

Redes de distribuição podem ser modeladas por conjuntos de componentes em série ou paralelo. Os parâmetros básicos para avaliação da confiabilidade de um sistema são dados por: taxa de falha equivalente ( $\lambda_s$ ), tempo de reparo equivalente ou tempo médio para reparo ( $r_s$ ) e a indisponibilidade equivalente ( $U_s$ ) [BA92].

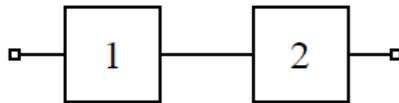


Fig. 2.8: Sistema série de dois elementos.

Para um sistema série de dois componentes, ilustrado na Fig. 2.8, em que um consumidor necessita que todos os componentes entre ele e o ponto de suprimento estejam operando adequadamente, os parâmetros são dados por:

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (2.26)$$

$$r_s \cong \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_1 + \lambda_2} \quad (2.27)$$

$$U_s = \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 \quad (2.28)$$

Analogamente, pode-se deduzir que a taxa de falha, o tempo médio para reparo e a disponibilidade para um sistema série de  $m$  componentes são expressos por:

$$\lambda_s = \sum_i^m \lambda_i \quad (2.29)$$

$$r_s \cong \frac{\sum_i^m \lambda_i r_i}{\sum_i^m \lambda_i} \quad (2.30)$$

$$U_s = \sum_i^m \lambda_i r_i \quad (2.31)$$

Por se tratar de um arranjo série, quando ocorre a falha de um componente, o sistema fica inoperante e, portanto, pode ser desconsiderada a falha simultânea dos dois componentes.

Grande parte dos sistemas de distribuição operam como sistemas série. Mesmo nos sistemas malhados, muitos alimentadores possuem conexões normalmente abertas (NA), com o propósito de reduzir o número de equipamentos expostos às falhas. Dependendo do local da ocorrência, o ponto normalmente aberto pode ser fechado para minimizar o número de clientes desligados.

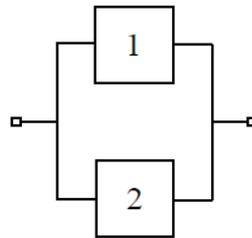


Fig. 2.9: Sistema paralelo de dois elementos.

Em um sistema paralelo há necessidade de que apenas um componente esteja em operação para garantir o funcionamento do sistema. Considerando-se um sistema de dois componentes, ilustrado pela Fig. 2.9, os parâmetros de análise são definidos por:

$$\lambda_p = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (2.32)$$

$$r_p \cong \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (2.33)$$

$$U_p = \lambda_1 r_1 \quad (2.34)$$

A confiabilidade de um sistema elétrico está relacionada com sua configuração (existência de redundâncias) e na possibilidade e flexibilidade de se obter caminhos alternativos para o fornecimento de energia após uma contingência. Esta flexibilidade depende da topologia do sistema e dos equipamentos de proteção e manobra envolvidos. Na possibilidade de haver chaveamentos, através do fechamento de chaves NA, transferem-se as cargas interrompidas que estão fora da área isolada para outro alimentador do sistema. Portanto, pode-se dizer que a confiabilidade

de um sistema elétrico está intimamente ligada ao esquema de proteção e à possibilidade de chaveamentos.

Combinando-se os componentes dois a dois em série ou paralelo, o sistema em análise pode ser reduzido gradualmente até se calcular os parâmetros equivalentes do sistema, porém para se transmitir a energia para um determinado ponto de carga pode existir mais de um caminho, o que torna as redes de distribuição de energia complexas.

### 2.3.2. Método dos Conjuntos Mínimos de Corte

Conjunto Mínimo de Corte (*Minimal Cut-Set*) é um conjunto de ramos ou componentes que, quando todos estão indisponíveis, acarreta a abertura de todos os caminhos mínimos e, conseqüentemente, ocasiona a perda de continuidade de serviço. Desta forma, todos os ramos ou componentes de um conjunto mínimo de corte podem ser representados como estando conectados em paralelo. Um caminho mínimo é um caminho entre a fonte e a carga onde um ramo qualquer não pode aparecer mais do que uma vez [BA92].

A rede equivalente de confiabilidade pode ser representada pelos conjuntos mínimos de corte conectados em série, sendo cada corte mínimo constituído por componentes em paralelo, como mostra a Fig. 2.10. Para o cálculo, inicialmente utilizam-se as equações do sistema paralelo para cada *cut-set*, então combinam-se estes índices através das equações do sistema série, para enfim determinar os índices equivalentes. Estas equações, empregadas juntamente com a teoria dos conjuntos mínimos de corte, fornecem resultados precisos para a maioria dos sistemas de distribuição que se encontram na prática [CLMB00], [BA92].

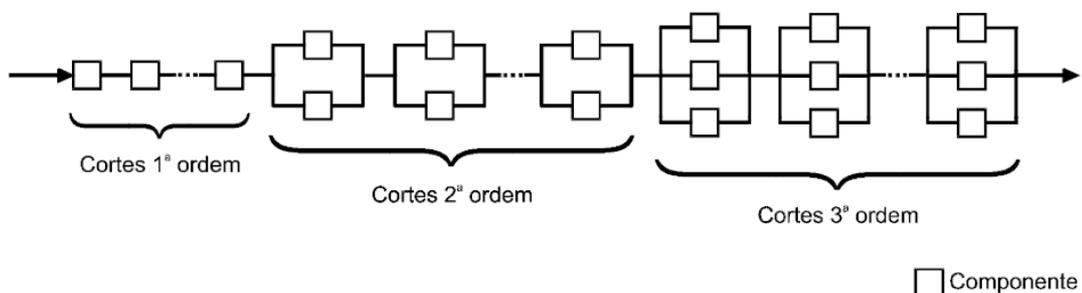


Fig. 2.10: Rede equivalente de confiabilidade.

A determinação dos conjuntos mínimos de corte nem sempre é simples, e o problema torna-se mais complexo em sistemas de grande porte. Neste caso, vários métodos para dedução dos conjuntos mínimos de corte são baseados no conhecimento dos caminhos mínimos entre a fonte e o ponto analisado, como por exemplo o baseado em estrutura em árvore [L05].

A ordem de um conjunto de corte indica quantos componentes são necessários estar fora de operação para causar perda da continuidade de serviço para o ponto de carga de interesse. No corte de 1ª ordem, a indisponibilidade de um componente já acarreta interrupção, enquanto que no corte de 2ª ordem, são necessários dois componentes simultaneamente fora de operação para causar uma interrupção no fornecimento de energia.

Este método permite determinar a contribuição de cada modo de falha para o sistema, identificando os componentes que exercem uma maior influência na confiabilidade do sistema.

### 2.3.3. Indicadores de Confiabilidade

Os parâmetros apresentados no item 2.3.1 não são valores determinísticos, mas valores esperados baseados em distribuições de probabilidade. Apesar de serem muito importantes, estes indicadores não conseguem representar o sistema de forma completa. De forma a considerar a severidade das interrupções, considerando-se o número de clientes afetados, os índices SAIFI – *System Average Interruption Frequency Index*, CAIFI – *Customer Average Interruption Frequency Index*, SAIDI – *System Average Interruption Duration Index* e CAIDI – *Customer Average Interruption Duration Index*, foram criados [BA96]:

$$SAIFI = \frac{\sum_i \lambda_i N_i}{\sum_i N_i} [\text{interrupções/consumidor} \times \text{ano}] \quad (2.35)$$

$$CAIFI = \frac{\sum_i \lambda_i N_i}{\sum_i N_a} [\text{interrupções/consumidor afetado} \times \text{ano}] \quad (2.36)$$

$$SAIDI = \frac{\sum_i U_i N_i}{\sum_i N_i} [\text{h/consumidor} \times \text{ano}] \quad (2.37)$$

$$CAIDI = \frac{\sum_i U_i N_i}{\sum_i \lambda_i N_i} [\text{h/interrupção}] \quad (2.38)$$

onde  $\lambda_i$  é a taxa de falha (oc./ano),  $U_i$  é a indisponibilidade (h/ano),  $N_i$  é o número de consumidores de um ponto de carga e  $N_a$  o número de consumidores afetados pela interrupção.

O SAIFI corresponde ao número total de interrupções de clientes em relação ao número total de clientes, enquanto o CAIFI corresponde ao número total de interrupções de clientes em relação ao número de clientes afetados. O SAIDI é dado pelo somatório das durações das interrupções das unidades consumidoras dividido pelo total de clientes e o CAIDI é dado pelo somatório das durações das interrupções das unidades consumidoras dividido pelo número de interrupções de clientes.

Além destes, foram criados os índices ASAI – *Average Service Availability Index* (Disponibilidade Média do Serviço) que indica a disponibilidade do serviço (em horas) em relação ao tempo de serviço demandado e ASUI – *Average Service Unavailability Index* (Indisponibilidade Média do Serviço) que indica de forma análoga a indisponibilidade do serviço (em horas) em relação ao tempo de serviço demandado:

$$ASAI = \frac{\sum_i N_i \times 8760 - \sum_i U_i N_i}{\sum_i N_i \times 8760} \quad (2.39)$$

$$ASUI = \frac{\sum_i U_i N_i}{\sum_i N_i \times 8760} = 1 - ASAI \quad (2.40)$$

Estes indicadores são muito utilizados para comparar os resultados de um ano com o anterior e realizar análises de tendências. Índices orientados a energia também foram criados: ENS – *Energy not Supplied* (Energia não Suprida) e AENS – *Average Energy not Supplied* (Energia Esperada não Suprida por Consumidor) e são dados pelas expressões (2.41) e (2.42).

$$ENS = \sum_i L_i U_i \text{ [kWh/ano]} \quad (2.41)$$

$$AENS = \frac{\sum_i L_i U_i}{\sum_i N_i} \text{ [kWh/consumidor ano]} \quad (2.42)$$

sendo  $L_i$  a carga média conectada no ponto de carga.

Outro indicador muito importante é a LOLC – *Loss of Load Cost*, que representa o custo pelo não fornecimento de energia a uma unidade consumidora (ponto de conexão), ou mesmo para o sistema. Este índice depende basicamente dos custos unitários de interrupção (UCs, *unit costs*) de cada classe de consumidores, usualmente fornecido em US\$/kWh. Os custos unitários são obtidos através de estudos econômicos específicos (levantados junto aos consumidores). Estes estudos apresentam diferentes fatores que influenciam na formação dos UCs, sendo a duração da interrupção considerado o fator mais importante.

$$LOLC = EENS \times UC \text{ [R\$ ou US\$/ano]} \quad (2.43)$$

Os indicadores são utilizados para medir o desempenho dos sistemas e irão variar com a configuração da rede de distribuição: tamanho dos alimentadores, equipamentos utilizados para seccionamento dos circuitos (chaves fusíveis, religadores, chaves manuais ou telecontroladas), configuração das proteções, possibilidade de transferência de carga, etc.

Além da avaliação do desempenho passado, ou histórico, utilizado pela maioria das empresas, é possível realizar uma análise de desempenho futuro (avaliação preventiva da confiabilidade), visando determinar reforços necessários ao sistema e comparar alternativas de expansão.

#### *Indicadores de Confiabilidade das Distribuidoras Brasileiras*

As agências reguladoras dividem os sistemas de redes de distribuição em conjuntos com respectivos níveis de confiabilidade e são definidas metas para os índices a fim de atender a função básica de fornecimento de energia ao menor custo possível, impondo desafios para as concessionárias para melhor atendimento ao cliente.

A ANEEL utiliza índices de sistema (conjunto ANEEL) e por ponto de carga para avaliação do desempenho da concessionária na continuidade do fornecimento de energia. A maioria deles são baseados no padrão do IEEE e através da resolução 024/2000 e suas atualizações, a agência reguladora estabeleceu os limites para estes índices, explicitando as fórmulas para o cálculo de multas nos casos de violações desses limites [ANEEL15].

Os índices individuais, apurados para cada unidade consumidora, são discriminados a seguir:

DIC – Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão, dado por:

$$DIC = \sum_i^n t(i) \text{ [h/T}_A\text{]} \quad (2.44)$$

onde  $n$  é o número de interrupções e  $t(i)$  o tempo de duração da interrupção ( $i$ ) da unidade consumidora considerada no período de apuração ( $T_A$ , e.g., 3 meses, 6 meses, 1 ano).

FIC – Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão, dado por:

$$FIC = n \text{ [interrupções/T}_A\text{]} \quad (2.45)$$

DMIC – Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão, dado por:

$$DMIC = t_{max}(i) [h/T_A] \quad (2.46)$$

em que  $t_{max}(i)$  é o valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua ( $i$ ), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas.

DICRI – Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, dado por:

$$DICRI = t_{critico} [h] \quad (2.47)$$

onde  $t_{critico}$  é a duração da interrupção ocorrida em Dia Crítico [ANEEL15].

Os índices coletivos, apurados para cada conjunto de consumidores, são discriminados a seguir:

DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (corresponde ao índice SAIDI) é o intervalo de tempo no qual, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado, ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica. Pode ser calculado também como:

$$DEC = \frac{\sum_i^{C_c} DIC(i)}{C_c} [h/consumidor \times T_A] \quad (2.48)$$

sendo  $C_c$  o número de consumidores do conjunto considerado.

FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (corresponde ao SAIFI): número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado. Pode ser calculado também como:

$$FEC = \frac{\sum_i^{C_c} FIC(i)}{C_c} [interrupções/consumidor \times T_A] \quad (2.49)$$

Os indicadores são apurados para interrupções sustentadas acima de três minutos. O *DEC* e o *FEC* podem ser divididos em “acidental” (proveniente de falhas no sistema) e “programado” (provenientes de intervenções no sistema para manutenção ou obras de melhoria e reforço). Estes indicadores podem também ser divididos em “externo” e “interno”, sendo o primeiro

referente a falhas de origem externa à distribuidora (ocorridas na geração, transmissão, outras concessionárias distribuidoras ou clientes) e o segundo de origem interna da concessionária.

Outra classificação utilizada pelas concessionárias é DEC Percebido e DEC Regulatório, sendo o primeiro incluindo todas as interrupções que afetaram os clientes e o segundo excluindo-se as exceções consideradas pela ANEEL, como, por exemplo, os dias críticos [ANEEL15].

A aplicação de multas e sanções previstas nos novos contratos de concessão para o descumprimento dos limites destes indicadores associada a forte pressão por redução de custos têm despertado o interesse das empresas em avaliar a confiabilidade esperada de suas redes, e o impacto provocado por novas obras ou configuração operativa no sistema elétrico.

## **2.4. CONCLUSÕES**

Este capítulo apresentou os métodos e indicadores consagrados de avaliação de confiabilidade dos níveis hierárquicos 2 e 3. No nível hierárquico 2, foram apresentados os métodos de enumeração de estados e simulação Monte Carlo, esta podendo ser de três tipos: não sequencial, sequencial e pseudosequencial.

Os métodos baseados na enumeração de estados se mostraram adequados quando o número de cenários severos e prováveis é relativamente pequeno, sendo os métodos baseados em simulação Monte Carlo mais atrativos para sistemas de grande porte ou quando a ocorrência de contingências de maior ordem é mais provável.

A enumeração de estados e a simulação Monte Carlo não sequencial são exemplos de algoritmos baseados na representação de estados. Os estados selecionados são avaliados sem conexão cronológica ou memória. Na simulação Monte Carlo sequencial (ou cronológica), os estados são selecionados sequencialmente no tempo, o que permite representar aspectos como diferentes padrões cronológicos de carga por barra ou área do sistema, que são dependentes no tempo. Entretanto, este método requer um esforço computacional bem maior que o necessário para as demais técnicas.

Foi apresentado o método dos conjuntos mínimos de corte, que é o mais utilizado para avaliar as redes de distribuição (compondo a análise do NH3), bem como os indicadores de confiabilidade utilizados em âmbito internacional e para as distribuidoras brasileiras, a fim de avaliar o impacto das indisponibilidades do ponto de vista do cliente.

No próximo capítulo será apresentada uma proposta de modelagem das falhas de equipamentos para sistemas de transmissão, incluindo-se a subtransmissão.

# CAPÍTULO 3

## IMPACTO DAS FALHAS DA TRANSMISSÃO E SUBTRANSMISSÃO NOS INDICADORES DE CONTINUIDADE

### 3.1. INTRODUÇÃO

**S**ÃO VÁRIAS as causas de interrupção no fornecimento de energia: falhas em equipamentos, erros humanos, fatores climáticos, interferências externas, condições operativas do sistema, etc. As interrupções podem ser momentâneas ou sustentadas e podem ter diferentes impactos nos consumidores.

A grande maioria das análises de confiabilidade já realizadas em sistemas de transmissão e subtransmissão considera como causadores de indisponibilidades as falhas em transformadores de potência e falhas de linhas de transmissão. Neste capítulo, o sistema de subtransmissão é detalhado e são consideradas falhas de outros equipamentos das subestações, que serão mostradas no item 3.2.

Para uma modelagem adequada das falhas e avaliação correta de seus impactos nos indicadores de confiabilidade, faz-se necessária a obtenção de dados estatísticos confiáveis. Os parâmetros de taxa de falha e tempo médio para reparo, principalmente para o segmento de subtransmissão, nem sempre estão disponíveis na literatura, o que leva à necessidade de coleta de dados estatísticos.

A inclusão de falhas de outros equipamentos de subestações na análise traz outra dificuldade: a representação de cada equipamento da subestação como um elemento de falha aumenta consideravelmente o espaço de estados, podendo haver limitação do tamanho do sistema de estudo por processamento computacional. Esta limitação dificulta análises compostas da geração, transmissão e subtransmissão. Desta forma, faz-se necessária uma modelagem inteligente, de forma a considerar o impacto das falhas sem aumentar demasiadamente o esforço computacional da simulação.

Como mencionado no Capítulo 1, devem ser consideradas também nos estudos de confiabilidade todas as medidas existentes a fim de minimizar os desligamentos, além do mapeamento de falhas de um componente que levam a saída de outros elementos, de forma que os resultados das simulações sejam os mais realistas possíveis.

A modelagem de falhas do sistema de geração não é foco desta dissertação. Uma proposta pode ser verificada em [SSC08], que detalha os protocolos de referências para análise de confiabilidade utilizados no Brasil. Os parâmetros de taxa de falha ( $\lambda$ ) e tempo médio para reparo (TMPR) variam com o tipo de unidade de gerador (hidráulico, térmico, eólico, síncrono e compensador estático) e com a capacidade máxima de geração.

Neste capítulo, o principal objetivo é apresentar uma proposta de modelagem de falhas dos circuitos de transmissão e subtransmissão e a representação das possíveis configurações de sistema durante as contingências. Propõe-se o uso do Programa NH2 [C16] para realização da simulação Monte Carlo não sequencial, trazendo como resultado os indicadores de confiabilidade.

## **3.2. MODELAGEM DE FALHAS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E EQUIPAMENTOS DE SUBESTAÇÕES**

### **3.2.1. Modelagem de Falhas de Linhas de Transmissão e Subtransmissão**

Os parâmetros taxa de falha e tempo médio para reparo de uma linha de transmissão são relacionados ao seu nível de tensão [SSC08]. Quanto maior a tensão da linha, menor é a sua taxa de falha, pois linhas de maior nível de tensão são projetadas para alcançar um maior nível de confiabilidade (as estruturas são reforçadas, a faixa de servidão é maior, possuem sistema de proteção redundante, são equipadas com mais acessórios como para-raios, etc.).

Por outro lado, quanto maior o nível de tensão, geralmente maior é o tempo médio para reparo. Este parâmetro é fortemente influenciado pelas falhas que envolvem queda de torres, sendo necessário um ou mais dias para montagem de uma estrutura nova ou provisória (quanto maior o nível de tensão, mais trabalhosa é esta montagem).

Através do histórico de falhas de linhas de subtransmissão, incluindo-se também o nível de tensão de 34,5 kV, apurado por uma empresa distribuidora brasileira durante cinco anos, foi

verificado que além do nível de tensão, outra característica que influencia nos valores de  $\lambda$  e TMPR é o tipo de estrutura da linha.

Para as linhas da rede básica, as estruturas de torres mais comuns são as do tipo metálicas treliçadas. No caso da subtransmissão, no Brasil, era comum o uso de postes de madeira para tensões entre 33 kV e 69 kV e postes de concreto para o intervalo de 69 a 230 kV. Para linhas de 138 kV, da mesma forma que a rede básica, as estruturas mais usuais são as do tipo metálica treliçada. As principais causas de interrupções em linhas de subtransmissão apuradas foram:

- Queimadas;
- Vegetação (fora da faixa e de terceiros);
- Descarga atmosférica;
- Vento;
- Falha humana (projeto, fabricação, montagem, manutenção);
- Pássaros;
- Sobreaquecimento;
- Vandalismo.

Verifica-se que o desempenho de linhas com estrutura de madeira e concreto foi inferior ao das linhas com estrutura metálica, pois além das causas listadas acima, devido à associação com cabos de menor robustez, são mais susceptíveis a sobreaquecimento e falhas causadas pelo vento. Além disso, as linhas com estruturas de madeira possuem falhas devido a apodrecimento dos postes e cruzetas, queima por corrente capacitiva (60 Hz), sendo também muito mais susceptíveis a queimadas. Algumas linhas de estrutura de concreto podem ter também cruzetas de madeira.

Analisando-se o histórico de falhas no período apurado, verifica-se que as linhas de 69 kV com estrutura de madeira e concreto possuem em média um TMPR quase três vezes maior e uma taxa de falha 45% acima daquelas com estrutura metálica.

A Fig. 3.1 mostra a contribuição do tipo de estrutura para o indicador de continuidade DEC de uma distribuidora brasileira no período de 2014 a 2016 normalizada pela quilometragem existente de cada tipo de linha. Pode-se verificar que as linhas de 69 kV são as que causaram maior impacto no indicador, sendo que as linhas de 34,5 kV possuem maior taxa de falha, porém alimentam um número menor de consumidores e, portanto, sua contribuição foi menor que as

linhas de 69 kV. As linhas de estruturas metálicas de 138 kV, apesar de alimentarem um número maior de clientes possuem um desempenho muito superior contribuindo apenas com uma pequena parcela do DEC. Desta forma, propõe-se atribuir as taxas de falhas às linhas de subtransmissão, considerando-se, além da tensão, o tipo de estrutura.

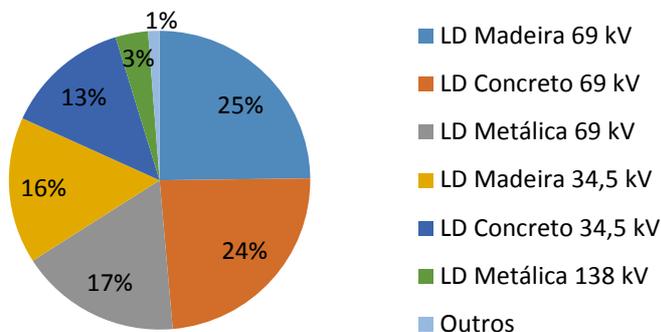


Fig. 3.1: Contribuição dos tipos de linhas para o DEC originado em linhas de subtransmissão.

#### Falhas em Trechos de Linhas de Subtransmissão

Geralmente, as linhas possuem disjuntores em seus terminais, mas no caso de pequenas subestações ou subestações para conexão de acessantes (em que não se justificou financeiramente a instalação de um disjuntor – conexão em tap seco), a falha em um dos trechos pode retirar de operação toda a linha, desligando as subestações conectadas. Esta situação é exemplificada pela Subestação C da Fig. 3.2, que será desligada para falhas em qualquer trecho da linha LD 3.

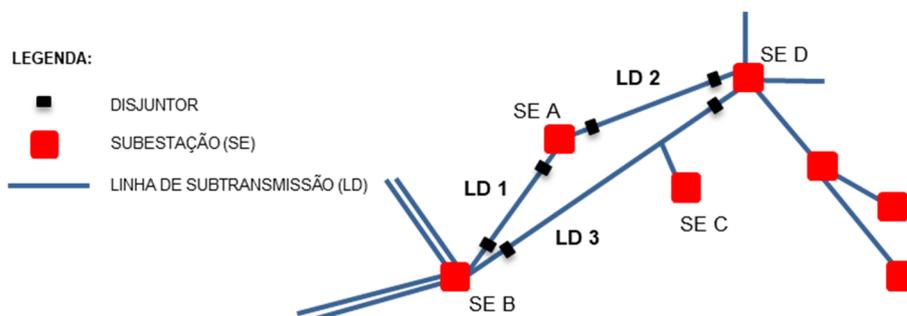


Fig. 3.2: Exemplo de subestação conectada sem disjuntor de linha.

No programa NH2, esta condição pode ser mapeada através de uma funcionalidade chamada “Alterações Vinculadas”, em que através de arquivo texto, pode-se informar que quando um determinado circuito do sistema falha, outro é retirado de operação simultaneamente.

### **3.2.2. Modelagem de Falhas de Subestações**

As subestações do sistema de transmissão são construídas com arranjos de maior confiabilidade (barra dupla, em anel ou disjuntor e meio) tendo redundância do sistema de proteção, de forma que a falha de um equipamento dificilmente levará à interrupção no fornecimento de energia.

Nestas subestações, propõe-se a consideração de falhas apenas dos transformadores de potência, porém, devido ao critério "N-1" [ONS17] imposto ao segmento de transmissão, no caso de falha de um transformador de potência, transformadores adjacentes devem ser capazes de suprir todo o carregamento necessário.

As falhas nos barramentos de alta e extra alta tensão das subestações levam ao desligamento de toda ou parte da subestação devido à atuação do sistema de proteção e seriam relevantes, porém, devido à baixíssima ocorrência destes eventos, geralmente são desconsideradas nas análises de confiabilidade no Brasil [SSC08]. Incidentes que resultam a perda de toda a subestação também não são computados devido à sua raridade e devem ser tratados separadamente. Geralmente, tais eventos estão associados a desastres naturais [HAK06].

No caso de subestações da subtransmissão, para não onerar o consumidor, não há a obrigação de atendimento ao critério "N-1". Portanto, os arranjos dos equipamentos podem ser mais simples, e, assim, dependendo da subestação, a indisponibilidade de outros equipamentos além dos transformadores de potência pode levar à interrupção de clientes. Além disso, no caso de falha de um transformador, a unidade adjacente pode não ser suficiente para suprir toda a carga necessária, o que pode provocar interrupções com maiores durações.

Uma subestação de transformação da rede de subtransmissão possui como equipamentos principais: transformadores de potência com ou sem taps variáveis, reguladores de tensão, disjuntores, chaves de manobra, religadores, transformadores de potencial (TP), transformadores de corrente (TC), para-raios, relés de proteção, bancos de capacitores, reatores, retificadores e banco de baterias. Estes equipamentos são dispostos, geralmente, considerando-se arranjos de

barra simples, barras principal e transferência, barras duplas ou barras em anel. Um exemplo de uma subestação com dois transformadores operando em paralelo é mostrado na Figura 3.3.

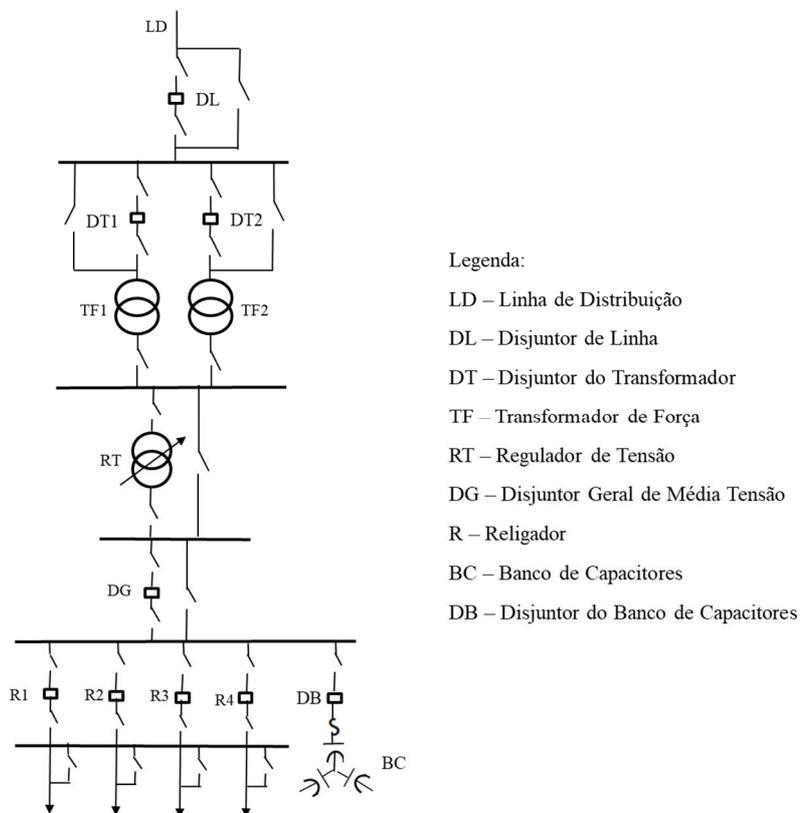


Fig. 3.3: Exemplo de arranjo físico de uma subestação de subtransmissão.

Analisando-se o histórico de falhas de equipamentos de subestações que impactaram nos indicadores de continuidade DEC e FEC apurado por uma distribuidora brasileira de 2014 a 2016, foram verificados os seguintes pontos:

- A taxa de falha de TP, TC e para-raios é muito baixa e em muitos casos as falhas destes equipamentos não levam a indisponibilidades do sistema;
- A taxa de falhas de bancos de capacitores e reatores é muito baixa e na maioria dos casos a falha não leva a indisponibilidade do sistema. Em parte do tempo estes equipamentos se encontram fora de operação e são usados basicamente para o controle de tensão;
- Falhas em retificadores, bancos de baterias e demais equipamentos de serviço auxiliar não geram indisponibilidades considerando-se o monitoramento constante de alarmes e atuação da equipe de manutenção de forma imediata;

- Os equipamentos que mais contribuem para a indisponibilidade do sistema são os transformadores de potência, equipamentos de manobra como disjuntores e religadores, e os reguladores de tensão.

O gráfico da Fig. 3.4 mostra a contribuição das falhas dos equipamentos de subestações da subtransmissão para o indicador de continuidade DEC dentre as interrupções originadas em subestações. No levantamento realizado, não necessariamente a falha nos equipamentos foi a causa primária da interrupção, mas se tornou relevante para a sua duração.

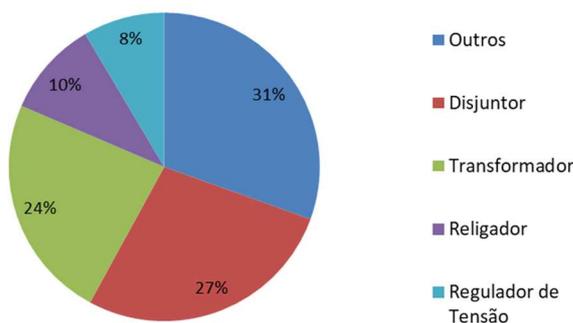


Fig. 3.4: Contribuição dos equipamentos no DEC originado em subestações.

Desta forma, propõe-se a consideração de falhas de transformadores, reguladores de tensão, disjuntores e religadores na análise de confiabilidade.

Os reguladores podem ser modelados no ANAREDE como transformadores com comutador sob carga com o mesmo grupo base de tensão em ambos os enrolamentos. Os disjuntores e religadores poderiam ser modelados como elementos com reatância insignificante. Contudo, isso levaria ao acréscimo de várias barras no sistema, gerando uma matriz de admitância maior, reduzindo a eficiência computacional e possivelmente trazendo problemas de convergência do fluxo de potência, o que pode inviabilizar o cálculo. Além disso, aumenta-se o espaço de estados da análise de confiabilidade, impactando fortemente na eficiência computacional.

De forma a possibilitar a consideração na análise de confiabilidade das falhas de disjuntores e religadores sem gerar acréscimos de barras no sistema, foi realizado o agrupamento destas falhas nos elementos já existentes no caso base, como as linhas, os transformadores e reguladores de tensão. Para modelar as falhas desses equipamentos no Programa NH2, foram feitas as seguintes considerações:

- As falhas de disjuntores de linha (DL) são consideradas em conjunto com as falhas de linhas (LD);
- As falhas de disjuntores da alta tensão do transformador (DT) são consideradas em conjunto com as falhas do transformador (TF);
- As falhas de disjuntores gerais de média tensão (DG) e de religadores/disjuntores de alimentadores (R) são consideradas em conjunto com o regulador de tensão (RT) ou com transformador (TF) quando este possui comutador de tensão.

As falhas nas barras foram desconsideradas por serem raras. Neste estudo também não se propõe modelar as falhas referentes aos alimentadores das redes de média tensão de distribuição devido à complexidade de se realizar a simulação em conjunto com o sistema de G&T.

A Fig. 3.5 mostra os equipamentos da subestação da Fig. 3.3 considerados para a análise de confiabilidade e sua respectiva proposta de modelagem no Programa NH2.

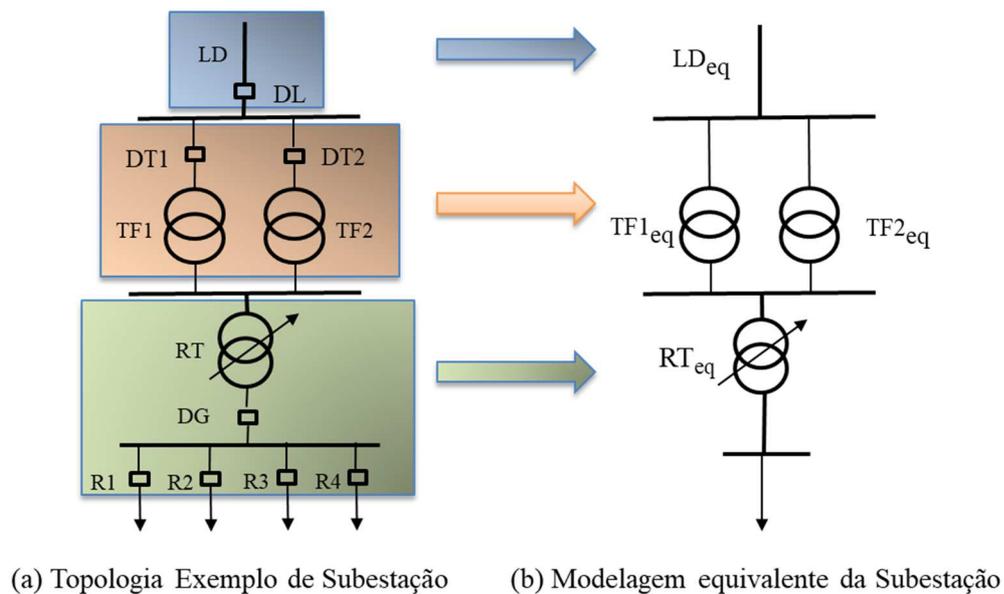


Fig. 3.5: Modelagem de falhas de equipamentos de subestação no Programa NH2.

As falhas são agrupadas como num sistema série de  $n$  componentes [BA83] resultando nos parâmetros equivalentes de taxa de falha  $\lambda_{eq}$  e tempo médio de reparo  $TMPR_{eq}$ :

$$\lambda_{eq} = \lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n \quad (3.1)$$

$$TMPR_{eq} = \frac{\lambda_1 TMPR_1 + \lambda_2 TMPR_2 + \dots + \lambda_n TMPR_n}{\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n} \quad (3.2)$$

De forma análoga, outros equipamentos como TC, TP e para-raios também poderiam ser representados no modelo equivalente. Apesar dos disjuntores gerais e religadores das subestações terem tensões típicas de 13,8 kV, serão considerados em conjunto com as falhas de alta tensão.

Os desligamentos das subestações devem considerar as saídas automáticas (falhas) bem como as saídas forçadas manualmente pelos operadores do sistema. Para melhor detalhamento da modelagem das configurações da subestação (quando da existência de flexibilidade operativa) e do impacto das falhas, algumas considerações necessitam ser realizadas:

(i) *Transformadores e Reguladores de Tensão*

Os transformadores e autotransformadores possuem dois tipos de falha que podem ser classificados como: permanente e temporária. Falha nos enrolamentos, buchas e comutadores de tensão são exemplos de falhas permanentes, para as quais se faz necessário substituir o transformador (ou a bucha), gerando um maior tempo de reparo, que irá depender fortemente da distância da subestação até onde ficam armazenados os equipamentos reservas.

Quando a proteção atua devido a um problema externo e sem provocar danos para o equipamento, apenas se faz necessário inspecionar o transformador, realizar uma análise do óleo e alguns ensaios constatando-se que o equipamento pode retornar a operação. Neste caso, a duração da interrupção será menor. Os parâmetros equivalentes  $\lambda$  e TMPR do transformador devem ser calculados através das expressões (3.1) e (3.2) considerando-se falhas permanentes e temporárias.

No caso dos reguladores de tensão, quando não estão acoplados aos transformadores de potência, todas as falhas podem ser consideradas como temporárias, pois mesmo que o equipamento tenha uma falha permanente, através das chaves de *bypass* pode-se retirá-lo de serviço conectando-se o transformador diretamente ao barramento de 13,8 kV, cessando a interrupção de clientes. O tempo de reparo neste caso será considerado como o tempo necessário para que a equipe de manutenção realize o *bypass* do equipamento. A retirada do regulador pode levar a problemas de tensão até que o equipamento seja substituído ou tenha retornado a operação e deverá ser avaliado previamente.

Em subestações com mais de um transformador, estes geralmente operam em paralelo, dividindo a carga. Dependendo do arranjo da subestação e dos dispositivos de manobra utilizados para o isolamento dos transformadores, o tempo para reparo considerado poderá variar.

Um transformador com falha, que possua disjuntores ou chaves de isolamento motorizadas (CM) ligadas aos enrolamentos primário (AT) e secundário (MT), pode ser isolado num curto período (tempo do envio de comandos pelo centro de operação através de um canal de comunicação ou por um operador local), como exemplificado na Fig. 3.6, através de uma representação simplificada. Este tempo pode ser desprezado quando se quer verificar o impacto nos indicadores de continuidade DEC e FEC, possibilitando-se considerar que um transformador saiu de serviço e o outro permaneceu ligado.

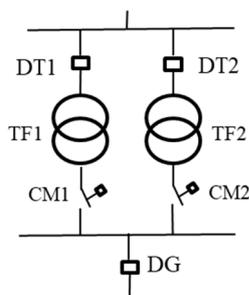


Fig. 3.6: Transformadores em paralelo com equipamentos de manobra motorizados na AT e MT.



(a) Transformadores com chaves isoladoras manuais na AT e MT

(b) Transformadores com chaves isoladoras manuais na AT

Fig. 3.7: Transformadores em paralelo sem equipamentos de manobra motorizados.

No caso de subestações com transformadores sem equipamentos manobráveis para isolamento de maneira ágil, como exemplificado de forma simplificada na Fig. 3.7 (a) e (b), faz-se necessária a intervenção de um operador no local para manobrar as chaves. No caso de subestações teleassistidas, durante o tempo de deslocamento de um operador até a subestação, ambos os transformadores estarão desligados. Esta condição pode ser mapeada através da funcionalidade “Alterações Vinculadas” de Saída de Circuito no Programa NH2, vinculando-se a falha de um transformador à saída do equipamento adjacente.

Caso apenas um transformador seja capaz de suprir toda a carga sem violações operativas, pode-se considerar que o TMPR será o tempo de isolamento do transformador defeituoso, caso contrário, propõe-se a seguinte estimativa:

$$TMPR = t_i + k \times (t_r - t_i) \quad (3.3)$$

sendo  $t_i$  o tempo de isolamento do transformador defeituoso,  $t_r$  o tempo de reparo e  $k$  o fator de corte de carga (corte de carga dividido pela carga total). Numa abordagem mais conservadora, pode-se considerar que ambos os transformadores ficarão desligados até o retorno em operação da unidade que falhou.

#### (ii) Disjuntores e Religadores

Além das chaves isoladoras, os disjuntores possuem chaves de *bypass*, porém geralmente as chaves não são motorizadas, não sendo possível o isolamento e o *bypass* dos equipamentos de forma imediata.

Existem dois tipos de falhas de disjuntores e religadores:

- Falha na abertura – falha ao interromper um curto-circuito levando a atuação da proteção retaguarda;
- Falha no fechamento – falha ao fechar o disjuntor/religador para restabelecimento do sistema após uma falha transitória (quando seria um religamento automático satisfatório) ou manobra, deixando clientes interrompidos.

As falhas dos disjuntores de alta tensão são mais relevantes que os disjuntores de média tensão e religadores devido à quantidade de clientes interrompidos, pois a atuação da proteção retaguarda pode retirar a fonte de alimentação e desligar toda ou parte da subestação.

A falha no fechamento pode ser modelada de forma usual, simplesmente retirando-se o equipamento de serviço e considerando-se em conjunto com as falhas das linhas ou transformadores. Porém, a falha na abertura deverá retirar outros circuitos de operação para simular a atuação da proteção retaguarda. Ela poderá ser modelada através da funcionalidade de “Alterações Vinculadas” (Saída de Circuito) no Programa NH2 retirando-se certos circuitos de operação simultaneamente ou quando a atuação da proteção retaguarda atua na abertura da linha, esta pode ser

considerada também em conjunto com as falhas da linha. Neste caso, os parâmetros equivalentes podem ser calculados pelas expressões (3.1) e (3.2).

Como verificado no histórico, no caso dos disjuntores gerais de média tensão, a falha na abertura é muito rara, pois o disjuntor geral normalmente só irá atuar no caso de falha de outro disjuntor ou religador que não abrir durante um curto-circuito, ou seja, duas falhas simultâneas (desconsiderando-se as falhas nas barras). Desta forma, para os disjuntores gerais, podem ser consideradas no estudo de confiabilidade apenas as falhas no fechamento.

Para os disjuntores e religadores de alimentadores, a falha na abertura irá acarretar no desligamento de toda a barra de 13,8kV do transformador associado. Quanto maior o número de alimentadores, maior a probabilidade de atuação do disjuntor geral. Já a falha no fechamento apenas afetará os clientes ligados ao seu alimentador.

Numa subestação, geralmente todos os religadores/disjuntores são de um mesmo modelo, e, portanto, possuem a mesma taxa de falha, pode-se considerar que a soma das interrupções individuais de cada alimentador equivale ao desligamento de todos os alimentadores de forma simultânea no caso de uma simulação não cronológica. Desta forma, a taxa de falha equivalente  $\lambda_{Req}$  referente aos religadores/disjuntores de alimentadores pode ser calculada pela seguinte expressão:

$$\lambda_{Req} = \lambda_{FF} + n\lambda_{FA} \quad (3.4)$$

sendo  $\lambda_{FF}$  a taxa de falha no fechamento,  $\lambda_{FA}$  a taxa de falha na abertura e  $n$  o número de alimentadores.

A taxa de falha do regulador de tensão equivalente  $\lambda_{RReq}$  será dada, portanto, por:

$$\lambda_{RReq} = \lambda_{RT} + \lambda_{DG} + \lambda_{FF} + n\lambda_{FA} \quad (3.5)$$

sendo  $\lambda_{RT}$  a taxa de falha do regulador de tensão e  $\lambda_{DG}$  a taxa de falha do fechamento do disjuntor geral de média tensão.

Dependendo do arranjo da subestação, pode-se verificar a necessidade de inserção de um novo elemento (com reatância insignificante) no caso base para simular a atuação da proteção retardada no caso de falha na abertura, quando não é possível representar de forma equivalente em conjunto com os outros elementos do sistema (por exemplo, quando mais de uma linha é

desligada simultaneamente). É utilizada então a funcionalidade de “Alterações Vinculadas” para indicar a saída simultânea de circuitos.

### **3.2.3. Modelagem da Flexibilidade Operativa**

Após a falha de um elemento do sistema, algumas manobras podem ser realizadas para eliminar ou minimizar o corte de carga alterando-se a configuração do sistema. Equipamentos telecontrolados como religadores, disjuntores e chaves motorizadas permitem o isolamento do defeito e, dependendo da configuração da rede, permitem transferências de carga em um curto espaço de tempo. As reconfigurações do sistema podem reduzir significativamente as interrupções e devem, portanto, ser levadas em consideração na análise de confiabilidade.

Após a realização dessas manobras, faz-se necessária uma análise do fluxo de potência para verificar a existência de possíveis violações operativas. Em alguns casos a transferência total da carga pode levar à sobrecarga de linhas e transformadores ou a níveis inadequados de tensão. Deverá ser feita uma análise prévia do comportamento do sistema para avaliar a viabilidade das transferências de alimentação.

Obras de flexibilidade operativa como a dupla alimentação das redes e configuração de subestações em anel proporcionam grande melhoria na operação de sistemas. Não se reduz a frequência das interrupções, porém a duração pode ser significativamente reduzida. O seu impacto na avaliação de confiabilidade é uma informação relevante para estudos de novas obras e podem evitar investimentos desnecessários.

As alterações na configuração do sistema podem ser modeladas através da funcionalidade “Alterações Vinculadas” (Entrada e Saída de Circuitos) do Programa NH2. Devem ser cadastrados para cada elemento que falha os circuitos que irão entrar em operação e os que irão sair de operação simultaneamente.

#### *(iii) Transferência da Alimentação das Subestações*

Em subestações com mais de uma fonte de alimentação, seu arranjo pode permitir a transferência de alimentação através de disjuntores e chaves motorizadas interligando-se barramentos na alta tensão.

A Fig. 3.8 apresenta um exemplo de uma subestação em que o disjuntor  $D_B$  opera normalmente aberto, porém caso haja uma falha interrompendo a alimentação proveniente da linha 1, os transformadores podem ser alimentados através da linha 3. O disjuntor  $D_B$  pode ser modelado no Programa NH2 como uma linha de reatância irrelevante normalmente aberta que interliga as duas barras, através da funcionalidade chamada “Circuito Adicional”.

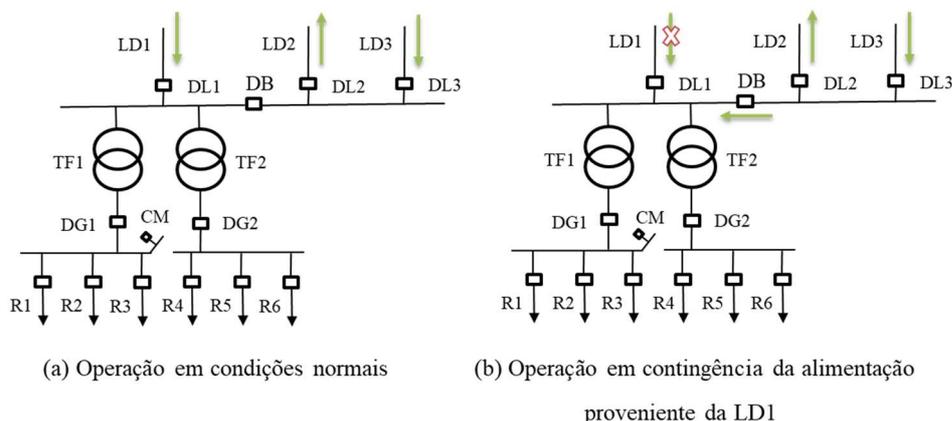


Fig. 3.8: Transferência de alimentação através de interligação de barramentos.

A mesma lógica se aplica para a chave motorizada (CM) que interliga os barramentos de média tensão da subestação no caso da falha de um dos transformadores, caso as barras operem normalmente separadas. É aplicável também para as linhas que operam normalmente abertas e que podem entrar em operação durante contingências. Como exemplificado na Fig. 3.9, a linha 3 opera normalmente aberta e a subestação C normalmente é alimentada através das subestações A e B. No caso de uma falha nesta rede de alimentação, a subestação C pode ser transferida para ser alimentada via subestações D e E com a entrada da linha 3 em operação.

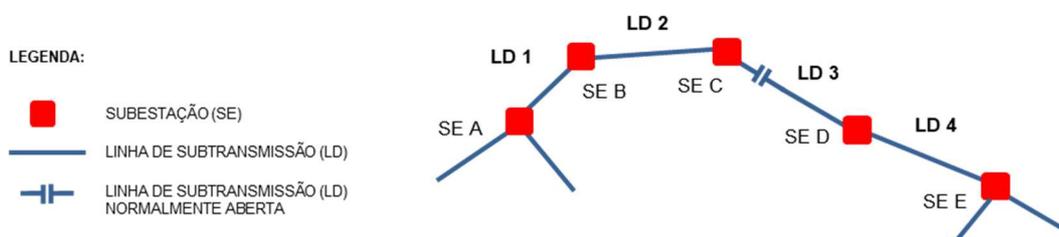


Fig. 3.9: Subestação com dupla alimentação com uma das linhas normalmente aberta.

Os tempos de chaveamentos de equipamentos motorizados podem ser desconsiderados na análise de confiabilidade quando se pretende avaliar o impacto nos indicadores de continuidade do

sistema de distribuição, pois geralmente são inferiores a 3 minutos, sendo desconsiderados na apuração dos indicadores DEC e FEC.

*(iv) Transferência da Carga através de Circuitos de Média Tensão da Rede de Distribuição*

Além das entradas e saídas de circuitos, outra flexibilidade operativa que impacta nos indicadores de continuidade são as transferências de carga entre subestações via rede de distribuição de média tensão. Existem subestações com possibilidade de transferência de grande parte de sua carga, de forma que o impacto de uma falha em subestação ou linha pode ser minimizado para os clientes que possam ser alimentados por outra rede de distribuição.

A Figura 3.10 mostra como exemplo dois alimentadores de subestações diferentes conectados através de uma chave normalmente aberta (CHNA). Em caso de falha na subestação A (ou nas linhas e outras subestações que a alimentam) as cargas do alimentador 1 podem ser transferidas para a subestação B. Deve ser analisada previamente a capacidade dos cabos dos alimentadores, o carregamento admissível do transformador da subestação B e os níveis de tensão resultantes desta configuração.

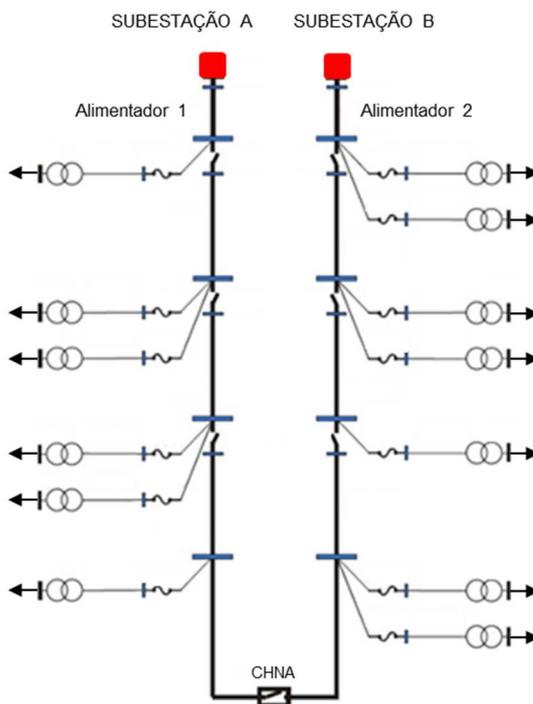


Fig. 3.10: Alimentadores de diferentes subestações interligados através de uma chave normalmente aberta.

Esta transferência de carga pode ser modelada no Programa NH2 através da funcionalidade de “Alterações Vinculadas”, com alteração das cargas nas subestações durante uma contingência (redução da carga da barra da subestação em contingência e aumento da carga da barra na subestação adjacente).

O SDMT pode ser avaliado deterministicamente, através de uma análise de fluxo de potência para o patamar de carga analisado, considerando-se o percentual de transferência de carga possível de cada alimentador, que será representado através da variação das cargas nas barras.

A avaliação da possibilidade de transferência de carga deverá ser feita para cada contingência, pois a subestação que irá absorver a carga transferida também pode ter sido afetada pela falha. Isso acontece frequentemente no caso de subestações radiais.

O Programa NH2 considera a transferência de imediato, de forma que se alguma transferência não automatizada leva um tempo grande a se concretizar, comparado ao tempo médio para reparo, ela deverá ser desconsiderada de forma a não impactar os resultados dos indicadores de confiabilidade positivamente.

### **3.3. METODOLOGIA PROPOSTA**

Com o objetivo de realizar uma análise de confiabilidade conjunta, verificando-se os impactos dos sistemas de geração, transmissão e subtransmissão nos índices de continuidade do sistema (NH3), é proposta a utilização da simulação Monte Carlo não sequencial.

A modelagem das subestações e linhas de subtransmissão na análise de confiabilidade em conjunto com o sistema de G&T pode acarretar em sistemas com grande número de componentes e, portanto, com um grande espaço de estados, dependendo da aplicação. Dentre as metodologias apresentadas no Capítulo 2, a simulação Monte Carlo não sequencial é a que apresenta melhor desempenho computacional e maior robustez para avaliar sistemas de potência complexos e de grande porte. Ela tem sido adotada para análise da confiabilidade do SIN do Brasil [SL14].

Para realização da análise de confiabilidade integrada à análise de fluxo de potência, com a modelagem de falhas descrita no item 3.2, propõe-se a utilização do Programa NH2 [C16] em

conjunto com o Programa ANAREDE [C15], ferramentas de uso no setor elétrico para análise de fluxo de potência e análise da confiabilidade.

### **3.3.1. Preparação do Caso Base**

A preparação do caso base inicia-se com a delimitação do sistema a ser estudado, definindo-se as Áreas de Indisponibilidade, de Otimização e Externa, conforme mostrado no item 2.2.2. A primeira a ser definida é a Área de Indisponibilidade, a qual deverá incluir as usinas, linhas e subestações, cujos componentes irão formar o espaço de estados, e as barras de carga onde se deseja avaliar o desempenho da rede através dos indicadores de confiabilidade.

Em seguida deve ser definida a Área de Otimização, compondo a rede adjacente, que poderá ser utilizada nas ações remediais (métodos de otimização do fluxo de potência) para minimizar os possíveis cortes de carga. Assim, todo o restante do SEP será considerado a área Externa, que deverá ser representada no caso base através de geradores e cargas equivalentes.

No Brasil, após reunir informações dos agentes do setor elétrico, o ONS fornece mensalmente para as empresas os casos base contendo o Sistema Interligado Brasileiro, que compreende a Rede Básica e parte do sistema de subtransmissão (que fazem parte da Rede Complementar e da Rede de Simulação [ONS16]), através de um arquivo ".SAV", do Programa ANAREDE.

Assim, propõe-se a utilização do ANAREDE partindo do caso base mensal brasileiro que contém os segmentos de geração e transmissão para inserir os demais elementos de subtransmissão da área de estudo (barras, linhas, transformadores, reguladores de tensão, geradores de PCH, cargas, bancos de capacitores, reatores, etc. com seus respectivos parâmetros).

Deverá ser escolhido o patamar de carga a ser estudado e o mês desejado, ou realizar uma avaliação de múltiplos casos (múltiplos cenários de carga). Na visão de planejamento da expansão e planejamento operativo de sistemas, geralmente é avaliado o cenário mais severo sendo na maioria das vezes aquele com maior patamar de carga e menor geração.

Deverão ser identificadas as principais fontes de alimentação da Área de Otimização para a construção dos geradores e cargas equivalentes. Para a redução da rede da Área Externa, pode-se eliminar o sistema externo e inserir geradores e cargas equivalentes ou utilizar o método de Ward Estendido (Programa de Equivalente de Redes [C15]) implementado no ANAREDE.

Neste método, o modelo reduzido é composto de circuitos série equivalentes, injeções equivalentes de potências, shunts equivalentes e fatores de participação equivalentes de geração.

Em conjunto com a redução da rede, deve ser realizado o ajuste do sistema equivalente ao sistema interno através das injeções de potência dos geradores equivalentes, para manter o estado (magnitude e ângulo de fase da tensão) das barras internas e de fronteira igual ou muito próximo ao do caso base original.

Alguns cuidados devem ser tomados na definição da potência ativa e dos limites de injeção e absorção de potência reativa dos geradores equivalentes. Deverão ser observadas as características elétricas, históricos de contingências e sazonalidade da geração no ponto do sistema que serão inseridos. Na simulação de casos de fluxo de potência a partir do caso base original, deverão ser verificados os valores atingidos nos pontos de fronteira, considerando-se:

- Os extremos da operação, como geração baixa na região estudada de forma a aumentar o uso do sistema de transmissão;
- As contingências recorrentes historicamente na rede de transmissão da Área Externa.

Desta forma, é possível verificar os limites plausíveis de fornecimento de potência ativa pelo sistema de transmissão no ponto de fronteira, bem como os limites de injeção/absorção de potência reativa. O objetivo é a determinação de um modelo reduzido de fluxo de potência que represente com precisão adequada o comportamento ou resposta do sistema externo quando o sistema interno (Áreas de Indisponibilidade e Otimização) é submetido a diversos tipos de impacto.

Além dos itens relacionados à criação do sistema equivalente, seguem abaixo outros pontos de atenção na preparação do caso base:

- Caso a barra de referência do caso base original tenha sido eliminada, uma nova barra deve ser escolhida, de preferência deverá ser o gerador que tenha maior ação de controle no sistema em estudo;
- Deverá ser realizado o correto preenchimento dos limites dos equipamentos e linhas (Capacidade Normal e de Emergência);
- Deverão ser inseridos elementos (com reatância insignificante) para mapeamento das falhas que não são possíveis de ser representadas de forma equivalente em conjunto com

os outros elementos do sistema, como no caso de falha na abertura de disjuntores levando à abertura simultânea de mais de uma linha.

Após todas as modificações, deverá ser realizado o cálculo do fluxo de potência com os controles de limite de geração reativa, limite de tensão, tensão em barra remota e tap do transformador para verificar a convergência do caso. Após a convergência do fluxo de potência, o caso base está pronto para ser utilizado na análise de confiabilidade.

A Fig. 3.11 mostra uma tela de um diagrama de redes do Programa ANAREDE (versão 10.1.0). A preparação de um caso base contendo um sistema de grande porte será apresentado no Capítulo 4.

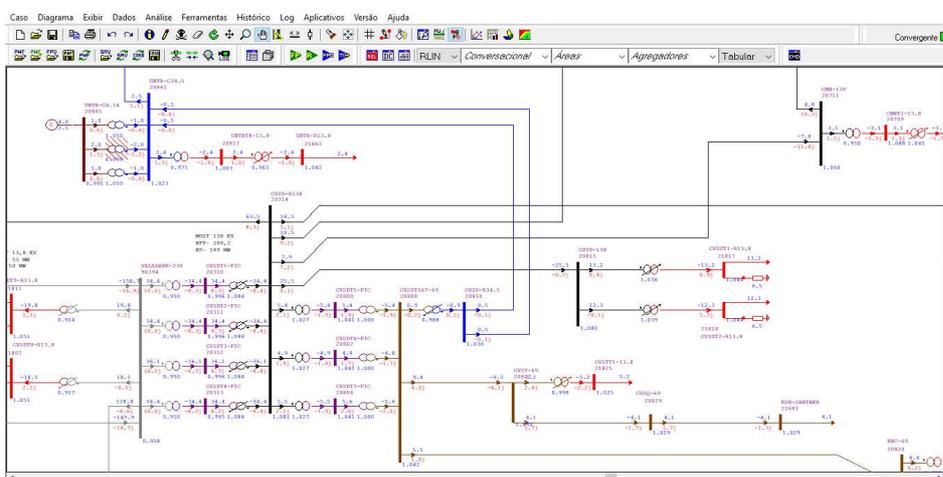


Fig. 3.11: Tela do Programa ANAREDE.

### 3.3.2. Análise da Confiabilidade

A partir do caso base, utiliza-se então o Programa NH2, que, para simular as falhas dos componentes da rede, irá gerar um conjunto de casos ou estados de contingência, verificando para cada estado se houve violações operativas, possibilitando a aplicação de métodos de otimização para eliminá-las ou mitigá-las e finalmente computando os indicadores de confiabilidade. Através da simulação Monte Carlo não sequencial será possível realizar a análise de confiabilidade conjunta de sistemas de transmissão e subtransmissão, verificando o impacto destes segmentos sobre os índices de desempenho do NH3, apurados pelas empresas distribuidoras.

O caso base poderá ser importado no Programa NH2 e deverá ser realizado novamente o cálculo do fluxo de potência, que será feito através de modelos não lineares implementados (modelos

AC). O Programa NH2 não dispõe dos modelos para representação individualizada de cargas, elementos de derivação em barra disponíveis no Programa ANAREDE, realizando automaticamente o agrupamento dos elementos.

Além da preparação do caso base, faz-se necessária a preparação das bases externas, que deverão conter os parâmetros de cálculo para a análise de confiabilidade atribuídos diretamente aos elementos indicando-se o número ou nome das barras ou através das linguagens de formação de regras. Abaixo são listadas as bases externas:

- Dados de Barra: pode-se realizar a classificação das barras de geração, barras da Rede Básica e barras da subtransmissão através da tensão base, nomes das barras e Áreas (atributos das barras);
- Dados de Circuito: de forma análoga aos Dados de Barra, pode-se realizar a classificação das linhas e equipamentos (atributos dos circuitos);
- Dados Estocásticos de Circuitos: deve-se atribuir  $\lambda$  e TMPR dos elementos diretamente informando o número das barras, ou por meio de regras utilizando-se a tensão base e os atributos inseridos via arquivo Dados de Barra e Circuito. Para linhas de transmissão, pode-se informar a quilometragem ou a reatância típica para estimativa do comprimento da linha, utilizando-se o método da Constante de Propagação [SSC08];
- Dados Estocásticos de Geração: pode-se informar o número de máquinas, potências mínimas e máximas, taxas de falhas e TMPR dos geradores se for desejado incluir na análise de confiabilidade as falhas do segmento de geração.

Em seguida, deverá ser importado o arquivo texto ".nh2" contendo os dados de "Alterações Vinculadas", informando o circuito em falha, as entradas e saídas de circuitos associadas e as alterações das barras de carga, conforme descrito no item 3.2 deste capítulo. Quando o Programa NH2 importa o caso base do Programa ANAREDE, todos os circuitos normalmente desligados são desconsiderados. Desta forma, faz-se necessário informar, através do mesmo arquivo texto que irá conter as "Alterações Vinculadas", quais são os circuitos que podem entrar em operação durante uma contingência, com seus respectivos parâmetros para o cálculo do fluxo de potência (Circuitos Adicionais). A Fig. 3.12 mostra um exemplo de arquivo das Alterações Vinculadas e Circuitos Adicionais.

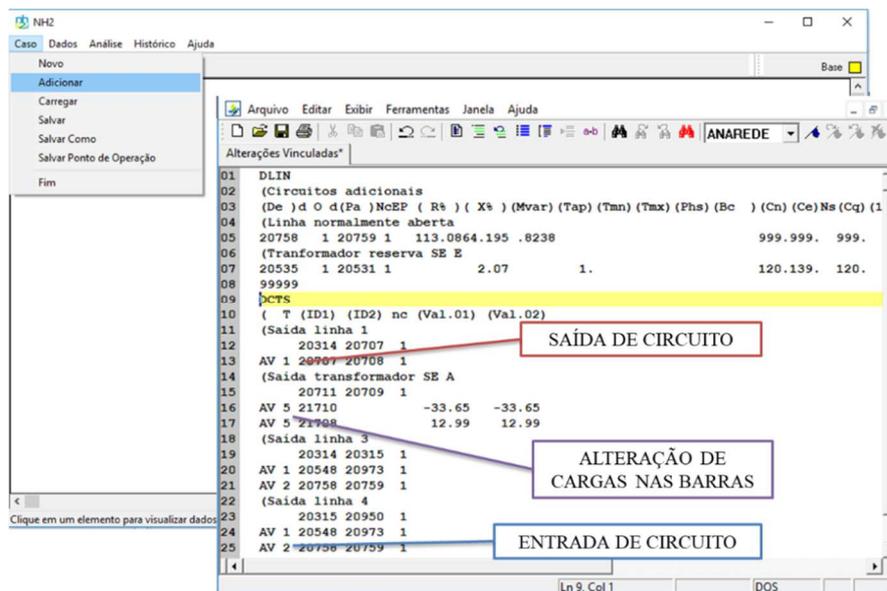


Fig. 3.12: Importação do arquivo de alterações vinculadas e circuitos adicionais.

Prossegue-se então à importação do arquivo de critérios, contendo as regiões de Controle e Contingências, Cálculo de Índices, de Monitoração e o Espaço de Estados, conforme os itens:

- A Região de Controles e Contingências e a Região de Monitoração devem ser iguais [SSC08], contendo toda a Área de Otimização, ou seja, todas as áreas do sistema;
- A Região de Cálculo de Índices deve conter as áreas para as quais se deseja avaliar a confiabilidade;
- O Espaço de Estados deve conter todos os elementos que possuem taxa de falha cadastrada e que pertençam à Área de Indisponibilidade.

Após a importação dos dados de entrada, pode-se prosseguir à análise da confiabilidade. Para sistemas de grande porte (grande número de barras) o método de enumeração de estados torna-se inviável de ser utilizado devido ao esforço computacional necessário, principalmente considerando-se contingências de segunda e de terceira ordem. Considerando-se apenas contingências simples na análise conjunta da geração, transmissão e subtransmissão, a simulação pode gerar como resultado, indicadores menos precisos, como será mostrado no Capítulo 4.

Desta forma, para sistemas de grande porte, recomenda-se realização da simulação Monte Carlo. A simulação Monte Carlo não sequencial apresenta um ótimo desempenho computacional e robustez, sendo adequada para simulações que não dependam da variável tempo.

Alguns itens como métodos e parâmetros a serem utilizados para a simulação deverão ser definidos. Na metodologia adotada, propõe-se:

- Solução de Fluxo de Potência:
  - Seleção do Método de Newton (Newton-Raphson), por ser um método com bom custo benefício entre precisão e eficiência computacional;
  - Seleção de controles de taps de transformadores, tensão em barra remota, limite de geração reativa e limite de tensão;
- Tipo de Contingência: Seleção de contingências nos segmentos geração e/ou transmissão dependendo da análise desejada (neste caso a transmissão inclui a subtransmissão);
- Medidas Corretivas: Seleção do Algoritmo de Pontos Interiores com controles de tap do transformador e tensão de geração para se calcular o ponto de operação ótimo do sistema considerando-se o mínimo corte de carga possível;
- Monitoração:
  - Seleção do limite de emergência dos equipamentos para monitoramento das violações operativas;
  - Seleção da monitoração do fluxo de potência em MVA;
  - Seleção da monitoração da tensão nas barras com carga, de acordo com os limites definidos [ONS17];
  - Seleção da funcionalidade “Monitoração Flex”, que permite flexibilização dos limites operativos de casos base que possuam violações operativas;
- Parâmetros:
  - Definição da tolerância  $\beta$  dos indicadores LOLP e EENS para o sistema - valor inferior a 3% [SSC08];
  - Definição do n° de sorteios da simulação Monte Carlo para atendimento a  $\beta$ ;
  - Definição da semente da simulação em 1513, valor utilizado no Brasil [SSC08].

Propõe-se a escolha do mesmo coeficiente de variação  $\beta$  para a LOLP e EENS. Como o objetivo do trabalho é avaliar o impacto dos desligamentos para cada grupo de clientes, este parâmetro deve ser o menor possível (desejável inferior a 1%) para que o grau de convergência por barra seja *minimamente* satisfatório. O número de sorteios deverá ser grande o suficiente para que os parâmetros  $\beta$  sejam atingidos.

O método de pontos interiores é aplicado em conjunto com o fluxo de potência ótimo quando as equações do fluxo de potência não possuem uma solução. É calculado o ponto operativo que representa o menor corte de carga possível e que seja uma solução numérica para o problema do fluxo de potência [GMM96]. Possui maior precisão e maior eficiência computacional que outros métodos de programação linear, como o Método Simplex, pois o número de iterações não tende a crescer com o tamanho do sistema.

Não se propõe a seleção da funcionalidade implementada de “Redespacho de Potência” como medida corretiva, pois algumas usinas não podem operar ilhadas e o redespacho calculado pelo algoritmo de otimização pode ser muito diferente da operação real.

A seleção da funcionalidade “Monitoração Flex” é importante quando o caso base possui alguma violação operativa para possibilitar que o desempenho do sistema seja avaliado apenas devido às contingências. Os limites de carregamento de circuitos e limites de tensão são alterados temporariamente, assim circuitos em sobrecarga ou com tensões violadas passam a ter um novo limite igual ao valor do fluxo violado no caso base.

Definidos todos os critérios acima, a simulação pode ser iniciada e serão sorteados os estados do sistema com base na probabilidade de falha de seus componentes. Sua duração irá variar dependendo-se do número de contingências e probabilidade de falha dos componentes, do desempenho do cálculo do fluxo de potência e medidas corretivas para cada contingência e dos parâmetros de convergência/número de sorteios selecionados.

Ao se atingir o coeficiente de variação  $\beta$  dos indicadores LOLP e EENS, como saída, o Programa NH2 irá gerar um relatório principal em formato ".html", contendo vários relatórios. Alguns relatórios serão mostrados a seguir e no Capítulo 4, em que os indicadores de confiabilidade LOLP, LOLF, EENS e Severidade são apresentados.

A análise do espaço de estados é considerada válida se no máximo 3% das contingências resultarem em casos com fluxo de potência não convergente [SSC08]. Os casos divergentes serão descartados da análise.

Um pequeno sistema é apresentado na Fig. 3.13 para exemplificar a metodologia. A Tabela 3.1 apresenta as características das subestações que serão utilizadas para a construção dos parâmetros equivalentes de taxa de falha e TMPR, conforme as expressões (3.1)-(3.5). Os parâmetros  $\lambda$  e TMPR utilizados na simulação são apresentados no Capítulo 4.

Definindo-se a região de cálculo de índices e o espaço de estados como a área composta pelas subestações e linhas (área de indisponibilidade destacada em verde na Fig. 3.13) e a região de controle e contingências e de monitoração como todo o sistema do caso base, a simulação Monte Carlo pode ser iniciada.

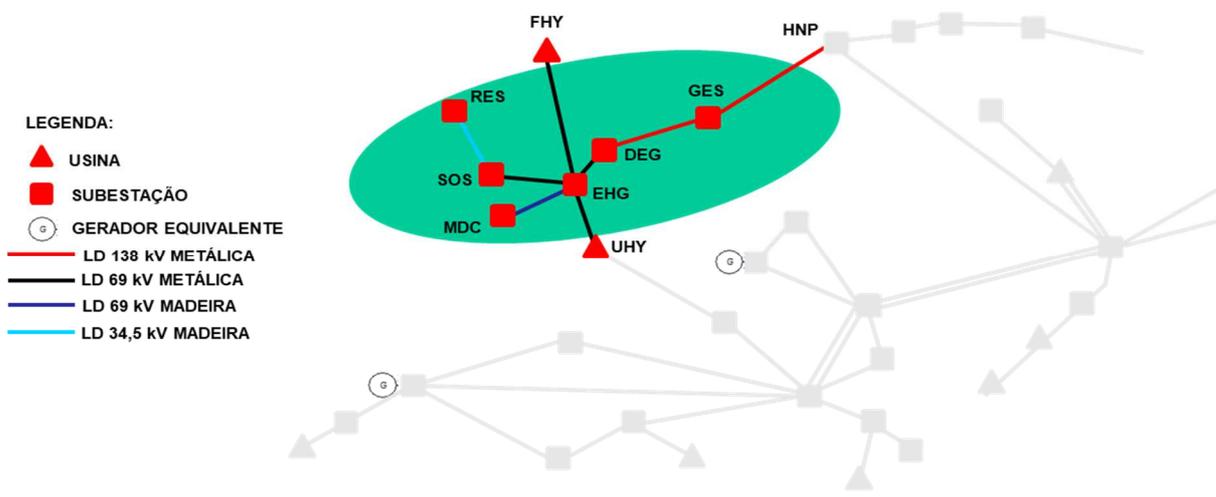


Fig. 3.13: Sistema exemplo de subtransmissão.

Tabela 3.1 – Características das subestações do sistema exemplo.

Subesta- ção	Transformação e Regulação de Tensão	Isolamento do Transformador	Fator corte de carga	Nº de Alimentadores	Nº de Clientes
GES	1 transformador com regulação de tensão		-	2	8.371
DEG	1 autotransformador com regulação de tensão		-	-	0
EHG	2 transformadores em paralelo + regulador de tensão	manobra local	k = 0	5	27.851
MDC	2 transformadores em paralelo + regulador de tensão	manobra local	k= 0,32*	3	14.142
SOS	1 transformador e 1 autotrans- formador com regulação de tensão	manobra re- mota (imediate)	-	4	12.454
RES	2 transformadores em paralelo + regulador de tensão	manobra local	k = 0,38*	3	10.684

\*considerando-se o patamar de carga pesada.

Para um coeficiente de variação  $\beta$  de 1% e sem a simulação de falhas no sistema de geração, as figuras 3.14 e 3.15 apresentam os resultados dos indicadores de confiabilidade globais (i.e., do sistema) e por barra, disponibilizados pelo Programa NH2. Foram incluídas as saídas simultâneas dos transformadores em paralelo através da funcionalidade de “Alterações Vinculadas”.

**Relatórios**

- Índices de Confiabilidade
  - Sistema
  - Áreas
  - Barras
  - Atributos
  - Tensão Base
  - Modos de Falha
  - Casos Críticos
  - Contingências
  - Relatórios

## Índices de Confiabilidade do Sistema

Índice	Global	Geração	Transmissão
Prob. Perda de Carga LOLP (%)	0.327066	0.000000	0.327066
Exp. Energia Não Suprida EENS (MWh/ano)	225.61	0.00	225.61
Freq. Perda de Carga LOLF (oc/ano)	9.0249	0.0000	9.0249
Severidade (sistema-minuto)	<b>147.07</b>		
Carga (MW)	92.04		

Fig. 3.14: Indicadores de confiabilidade do sistema.

**Relatórios**

- Índices de Confiabilidade
  - Sistema
  - Áreas
  - Barras
  - Atributos
  - Tensão Base
  - Modos de Falha
  - Casos Críticos
  - Contingências
  - Relatórios

## Índices de Confiabilidade por Barra

Barra ↕	Nome ↕	Area ↕	Carga ↕	LOLP (%) ↕	LOLF (oc/ano) ↕	EENS (MWh/ano) ↕	atr01 ↕
21972	GES-R13.8	714	3.74	0.015045	0.5036	4.69	RNB
21558	EHG-R13.8	714	12.90	0.031224	1.5352	31.34	RNB
21564	MDC-R13.8	706	7.26	0.171043	4.4288	108.78	RNB
21570	SOS-R13.8	708	5.50	0.047231	2.2503	21.08	RNB
21576	RES-R13.8	708	5.08	0.139769	4.4193	59.72	RNB

Fig. 3.15: Indicadores de confiabilidade por barra.

A subestação EHG possui um disjuntor de barras que opera normalmente aberto e permite a interligação entre as barras de alta tensão numa contingência, como ilustrado na Fig. 3.8. Em condições normais, MDC é alimentada pela usina UHY, sendo SOS e RES alimentadas por FHY e DEG, porém UHY pode alimentar parte das cargas de SOS, RES e EHG no caso da perda de sua fonte original.

Além disso, existe a possibilidade de transferência de carga entre subestações através de chaves/religadores normalmente abertos da rede de distribuição de média tensão que podem ser modeladas através de alterações de cargas nas barras. As reconfigurações associadas a este sistema vinculadas às possíveis contingências estão listadas na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Saídas e entradas de circuitos e alterações de cargas nas barras vinculadas às contingências.

Contingência	Saída de Circuito	Entrada de Circuito	Alteração de Carga nas Barras
Linha HPN - GES	-	Disjuntor NA de EHG	-
Transformador GES	-	-	Transferência de carga de GES para SOS - 33,5%
Transformador T1 de EHG	Transformador T2 de EHG	-	Transferência de carga de EHG para MDC e UHT - 23,11% e de RES para MDC - 27,25%
Transformador T2 de EHG	Transformador T1 de EHG	-	Idem anterior
Regulador Tensão de EHG	-	-	Idem anterior
Linha DEG - EHG	-	Disjuntor NA de EHG	-
Linha UHY - EHG	-	Disjuntor NA de EHG	-
Linha EHG - MDC	-	-	Transferência de carga de MDC para EHG e RES - 46,60%
Transformador T1 de MDC	Transformador T2 de MDC	-	Idem anterior
Transformador T2 de MDC	Transformador T1 de MDC	-	Idem anterior
Regulador Tensão de MDC	-	-	Idem anterior
Linha EHG - SOS	-	-	Transferência de carga de SOS para GES - 26,83% e RES para MDC - 27,25%
Transformador de SOS	-	-	Idem anterior
Regulador Tensão de SOS	-	-	Idem anterior
Autotransformador de SOS	-	-	Transferência de carga de RES para MDC e SOS - 54,71%
Linha SOS - RES	-	-	Idem anterior
Transformador T1 de RES	Transformador T2 de RES	-	Idem anterior
Transformador T2 de RES	Transformador T1 de RES	-	Idem anterior
Regulador Tensão de RES	-	-	Idem anterior

Uma nova simulação é realizada considerando-se a entrada do circuito normalmente aberto da subestação EHG e as transferências de cargas através da rede de distribuição, os resultados são dados pelas figuras 3.16 e 3.17.

Relatórios	
Índices de Confiabilidade	
Sistema	
Áreas	
Barras	
Atributos	
Tensão Base	
Modos de Falha	
Casos Críticos	
Contingências	
Relatórios	

## Índices de Confiabilidade do Sistema

Índice	Global	Geração	Transmissão
Prob. Perda de Carga LOLP (%)	0.303160	0.000000	0.303160
Exp. Energia Não Suprida EENS (MWh/ano)	123.35	0.00	123.35
Freq. Perda de Carga LOLF (oc/ano)	7.6683	0.0000	7.6683
Severidade (sistema-minuto)	80.41		
Carga (MW)	92.04		

Fig. 3.16: Indicadores de confiabilidade do sistema considerando-se as reconfigurações para minimização do corte de carga.

Relatórios	
Índices de Confiabilidade	
Sistema	
Áreas	
Barras	
Atributos	
Tensão Base	
Modos de Falha	
Casos Críticos	
Contingências	
Relatórios	

## Índices de Confiabilidade por Barra

Barra	Nome	Area	Carga	LOLP (%)	LOLF (oc/ano)	EENS (MWh/ano)	atr01
21972	GES-R13.8	714	3.74	0.014960	0.4985	3.77	RNB
21558	EHG-R13.8	714	12.90	0.016760	0.5651	16.47	RNB
21564	MDC-R13.8	708	7.26	0.166560	4.1047	55.75	RNB
21570	SOS-R13.8	708	5.50	0.047360	2.2744	13.41	RNB
21576	RES-R13.8	708	5.08	0.136500	4.4180	33.95	RNB

Fig. 3.17: Indicadores de confiabilidade por barra considerando-se as reconfigurações para minimização do corte de carga.

Verifica-se que as alterações na configuração do sistema para minimizar os cortes de carga levam à melhoria dos índices globais: redução da LOLP em 7,31%, da LOLF em 15,03% e da EENS e SEV em 45,33%, sendo muito relevantes para as análises de confiabilidade.

Pelos resultados dos índices por barra verifica-se que a redução da LOLP e da LOLF está associada principalmente à redução dos desligamentos da subestação EHG, enquanto houve melhoria da EENS para todas as barras, pois existe, para todas as subestações, a possibilidade de transferência de parte de sua carga, e para quase todas as subestações o benefício da alimentação através da interligação de barras de alta tensão de EHG. As subestações radiais MDC e RES possuem os piores resultados para os indicadores de confiabilidade, sendo parte da contribuição devido às linhas com estruturas de madeira que alimentam as subestações, tornando-se um ponto de atenção para realização de investimentos.

Diversas informações relevantes para a análise de confiabilidade podem ser avaliadas:

- Visão sistêmica:
  - Número de casos com problemas de adequação do sistema e número de casos com corte de carga;
  - Número de casos retirados da estatística por problema de convergência do fluxo de potência;
  - Índices de confiabilidade por área, além dos índices globais e por barra.
  - Índices de confiabilidade por modo de falha – ilhamento, sobrecarga e tensão.
- Visão detalhada:
  - Casos críticos de sobrecarga, problemas de tensão e sobrecarga;
  - Entrada e saída de circuitos e alterações nas barras das cargas (alterações vinculadas) para cada contingência;
  - Cortes de carga antes e após a aplicação de medidas corretivas para cada contingência com identificação das barras que sofreram corte de carga.

Através do relatório “Tabela Resumo”, podem ser identificados os casos com problema de convergência do fluxo de potência e as contingências podem ser simuladas no programa ANAREDE verificando-se a possibilidade de ajustes para que o caso se torne convergente (alteração do modelo ZIP de cargas, flexibilização de limites de reativo, alteração do método de solução do fluxo de potência, etc.).

Análises complementares podem ser realizadas exportando-se os índices de confiabilidade dos relatórios. Outros indicadores relevantes como a LOLE e LOLD poderão ser calculados a partir das expressões (2.5) e (2.7).

Os indicadores de confiabilidade globais e por áreas fornecem informações importantes ao se comparar o sistema em estudo com outros sistemas. Já os indicadores por barra/subestação fornecem informações sobre o impacto das contingências para os consumidores abastecidos por determinada barra/subestação. Nas análises de confiabilidade conjuntas de G&T, normalmente são avaliados os cortes de carga das barras, traduzidos pelos montantes de energia esperada não suprida (EENS), desconsiderando-se o número e tipo de clientes desconectados.

Para as empresas distribuidoras, o impacto dos desligamentos em seus clientes é uma informação relevante para o planejamento da expansão, operação e manutenção, pois o seu desempenho

é avaliado através dos indicadores DEC e FEC, que levam em consideração o número de consumidores afetados. Além disso, o montante do pagamento de multas (compensações financeiras) também é diretamente dependente do número de clientes impactados.

Tanto para os indicadores de continuidade e qualidade regulatórios quanto para as compensações financeiras, não apenas os desligamentos devido ao sistema de subtransmissão e redes de distribuição de média e baixa tensão, mas também os originados nos segmentos de geração e transmissão, são levados em consideração (risco assumido pela distribuidora).

Uma estimativa do indicador DEC AT (DEC originado pelo sistema de alta e extra alta tensão) é proposta através de cálculo a partir da LOLE por barra e sua respectiva quantidade de clientes conectados. De forma análoga, o FEC AT poderá ser calculado a partir da LOLF:

$$\overline{DEC} AT \cong \frac{\sum_{j=1}^{NB} LOLE_j \times NCa_j}{\sum_{j=1}^{NB} NC_j} [\text{h/consumidor} \times \text{ano}] \quad (3.6)$$

$$\overline{FEC} AT \cong \frac{\sum_{j=1}^{NB} LOLF_j \times NCa_j}{\sum_{j=1}^{NB} NC_j} [\text{interrupção/consumidor} \times \text{ano}] \quad (3.7)$$

sendo  $NCa_j$  o número de clientes afetados conectados a barra  $j$ ,  $NC_j$  o número de clientes total conectados a barra  $j$ ,  $NB$  o número total de barras do sistema considerado,  $\overline{DEC}$  e  $\overline{FEC}$  indicando que são valores esperados para os índices DEC e FEC.

Para facilitar a comparação entre diferentes alternativas de obras de melhoria de sistema considerando-se o impacto para os consumidores, é proposto o cálculo do indicador complementar Consumidor Hora Interrompido (CHI), considerando-se o tempo esperado de interrupção e o número de clientes afetados pelas contingências (o somatório de CHI de cada barra corresponde ao numerador do  $\overline{DEC} AT$ ):

$$CHI = LOLE \times NC_a [\text{consumidor} \times \text{h/ano}] \quad (3.8)$$

Os valores esperados de  $\overline{DEC} AT$  e  $\overline{FEC} AT$ , assim como os valores de CHI e os indicadores de confiabilidade tradicionais LOLE, EENS e LOLF, são parâmetros importantes para se verificar qual o desempenho esperado de um sistema considerando-se a topologia da rede. A Tabela 3.3 apresenta os resultados dos novos indicadores para o sistema exemplo.

Tabela 3.3 – Indicadores de confiabilidade da distribuição.

Barra	Nome	LOLE (h/ano)	LOLF (oc/ano)	Nº Consumidores	CHI (cons.×h/ano)
21972	GES-R13.8	1,31	0,499	5.860	7.679
21558	EHG-R13.8	1,47	0,565	19.774	29.032
21564	MDC-R13.8	14,59	4,105	6.930	101.107
21570	SOS-R13.8	4,15	2,274	9.963	41.335
21576	RES-R13.8	11,96	4,418	6.090	72.819
$\overline{DEC} AT$ (h/cons.×ano)					5,18
$\overline{FEC} AT$ (oc/cons.×ano)					1,03

Considerando-se que este é o cenário de carga pesada e que ele possui uma duração de quatro horas por dia (1/6 do dia), verifica-se que o  $\overline{DEC} AT$  deste sistema devido ao período de carga pesada é de 0,86 horas, ou seja, aproximadamente 52 minutos (considerando-se que o cenário do mês avaliado se repetirá durante todo o ano). Para avaliação completa do  $\overline{DEC} AT$ , deve ser realizada a análise do cenário de carga pesada em conjunto com os cenários de carga leve e média.

Apesar dos valores da LOLE das subestações GES e EHG serem muito próximos, o número de clientes impactados na subestação EHG é muito maior, resultando num maior valor de CHI. Uma redução da LOLE da subestação EHG trará maior redução do valor de CHI e do  $\overline{DEC} AT$  do sistema do que a redução da LOLE de mesma proporção na subestação GES.

Os indicadores irão refletir, na confiabilidade do fornecimento de energia, a soma dos impactos relativos às características do sistema: configuração de alimentação das subestações radial/em anel; nível de tensão e estrutura das linhas, nível de tensão e arranjo das subestações (número de transformadores e disposição dos equipamentos), existência de equipamentos de proteção para isolamento das falhas e existência de flexibilidade operativa.

### 3.4. CONCLUSÕES

Neste capítulo foram detalhados os procedimentos adotados para viabilizar a simulação para análise de confiabilidade de uma rede de G&T incluindo a subtransmissão a partir dos softwares ANAREDE e NH2. Conforme esperado, a simulação Monte Carlo não sequencial se mostrou

eficiente e robusta para a avaliação de confiabilidade, gerando resultados importantes para a tomada de decisões.

Um dos maiores problemas identificados e que demandou tempo de implementação foi o mapeamento das falhas dos equipamentos de subestações, verificando o que é relevante ou não para análise de confiabilidade e o cuidado na preparação dos dados de entrada (parâmetros e alterações vinculadas para geração de resultados confiáveis). Outro problema identificado é a não convergência de alguns casos que foram retirados da análise.

As dificuldades identificadas para modelagem das falhas de linhas e dos equipamentos de subestações, de modo a se aproximar o máximo possível da rede real, foram contornadas com a adoção de algumas premissas e utilizando-se a funcionalidade de “Alterações Vinculadas” da ferramenta NH2.

Foi verificado que não é possível avaliar o desempenho de uma subestação ou área sem considerar o sistema adjacente, pois as falhas de um determinado componente poderão causar interrupções de clientes em diferentes pontos do sistema. Demonstrou-se também que, para avaliar o impacto das interrupções do nível hierárquico 2 nos consumidores, é importante considerar o efeito da entrada em operação dos circuitos normalmente abertos, que podem eliminar ou mitigar o efeito das interrupções, podendo compensar um pior desempenho de outra parte do sistema através da redução do tempo de restabelecimento. A indisponibilidade de um elemento pode ter diferentes consequências dependendo do arranjo da subestação e das possíveis reconfigurações do sistema.

O planejador/gestor deverá utilizar todas as informações disponíveis sobre o desempenho, capacidade, condições e operação dos ativos para a tomada de decisões, necessitando quantificar a adequação do sistema e os riscos de falhas dos diversos equipamentos.

Através dos estudos de planejamento da expansão e planejamento operativo, utilizando-se esta metodologia é possível comparar o ganho no nível de confiabilidade para a análise de diferentes alternativas de obras de reforços e melhorias.

No capítulo seguinte todos os procedimentos aqui detalhados serão aplicados na simulação da confiabilidade de uma rede real de grande porte. Os resultados obtidos poderão ser considerados para a tomada de decisão quanto à melhor alternativa de expansão e operação do sistema.

# CAPÍTULO 4

## APLICAÇÕES

### 4.1. INTRODUÇÃO

**E**STUDOS de confiabilidade de sistemas normalmente envolvem três fases fundamentais: modelagem, diagnóstico e gerenciamento [SL14]. Setores acadêmicos e industriais mostraram-se com *know-how* para modelagem e cálculo de índices preditivos e históricos do sistema de G&T, atendendo à primeira fase. A fase de diagnóstico diz respeito ao estabelecimento de critérios de forma a avaliar se um determinado índice sinaliza uma condição boa ou ruim do sistema. A fase de gerenciamento é relacionada às ações a serem implementadas, guiadas pelos diagnósticos realizados.

A análise de resultados e o estabelecimento de critérios para indicar ações para reforços e melhorias operativas em sistemas elétricos de potência, principalmente no segmento de subtransmissão, ainda necessitam de atenção. Uma das dificuldades existentes é a sensibilidade dos índices de confiabilidade aos detalhes e às hipóteses realizadas na fase da modelagem.

A relação entre o nível de confiabilidade e o custo para soluções dos problemas do sistema pode ser estabelecida. Assim, o objetivo deste capítulo é apresentar o diagnóstico de um sistema elétrico existente e quantificar os ganhos de ações propostas para melhor atendimento ao mercado com níveis de qualidade adequados, de acordo com as regras estabelecidas pelo órgão regulador, e que maximizem o retorno do capital investido aos acionistas.

A metodologia apresentada no Capítulo 3 será aplicada, a seguir, a um sistema real de grande porte que faz parte da área de concessão de uma distribuidora brasileira. Algumas análises de sensibilidade são realizadas, sendo calculadas as melhorias dos indicadores de continuidade. Após avaliar o ganho em confiabilidade, uma análise financeira é proposta para se verificar a viabilidade econômica de uma das ações estudadas.

## 4.2. CARACTERÍSTICA DO SISTEMA

A metodologia foi aplicada a um subsistema do SEB (Sistema Elétrico Brasileiro) com níveis de tensão entre 34,5 e 500 kV, representado na Fig. 4.1. O sistema de transmissão que alimenta a região é composto por linhas de 230 e 500 kV e grande parte do sistema de subtransmissão é radial. O sistema atende a 161 municípios, em que aproximadamente 63% dos consumidores são residenciais, 29% são rurais, 5,6% são comerciais, 2% são poder público e serviço público e 0,4% são industriais.

As subestações de subtransmissão possuem de um a três transformadores de força, com potências que variam entre 3 a 33 MVA, alimentando cerca de 525 mil consumidores. Nestas subestações, o número de alimentadores conectados à barra de cada transformador varia de 2 a 5 e são protegidos através de religadores. O sistema compreende linhas de subtransmissão de 1,8 a 92 km.

A Área de Indisponibilidade compreende 50 subestações (considerando também as usinas que possuem subestações alimentando cargas) e 70 linhas, que irão compor o espaço de estados. Além destas, o caso compreende outras subestações e linhas adjacentes que não estão representadas na Fig. 4.1, sendo utilizadas apenas para cálculo do fluxo de potência (Área de Otimização).

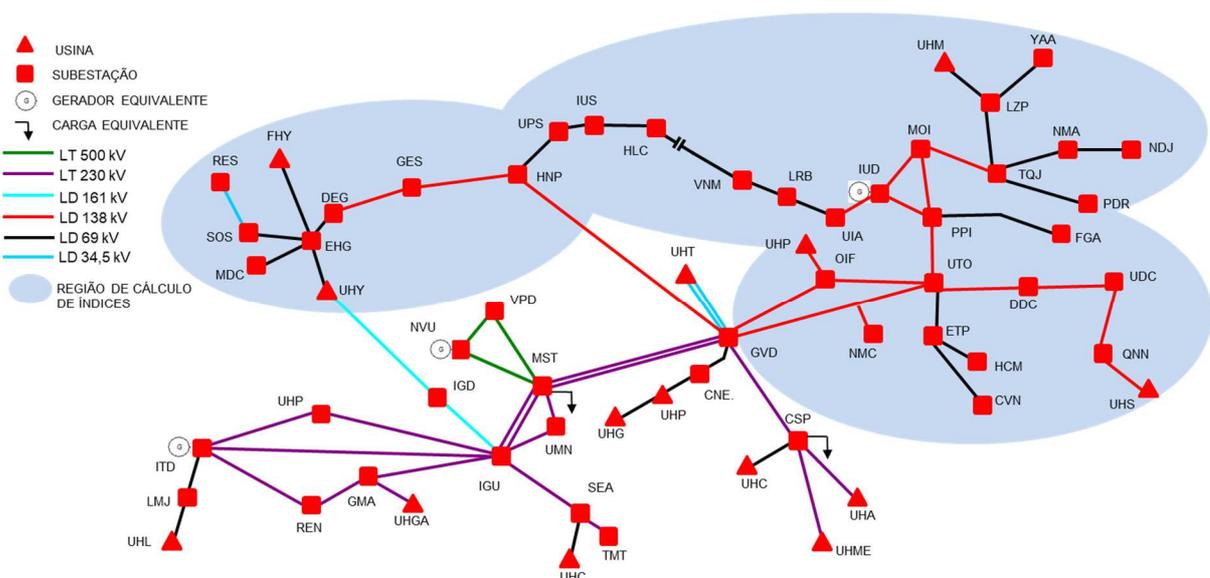


Fig. 4.1: Sistema de estudo.

O sistema foi reduzido a partir do caso base do ONS, sendo realizado o acréscimo das demais subestações do sistema de subtransmissão que não compõe a Rede Complementar e a Rede de Simulação. O caso base contém os dados dos circuitos (barras, transformadores, linhas, geradores e cargas).

Foi escolhido o cenário de carga pesada de um mês crítico (fev-16) considerando-se carga elevada e geração local baixa, o que leva a um maior nível de carregamento das linhas de transmissão. Neste cenário, a carga da região de estudo corresponde a 210 MVA.

O subsistema foi retirado do SEB, sendo feita uma equivalência nos seus pontos de fronteira, resultando em 288 barras. Foram inseridas duas cargas e três geradores equivalentes (sendo o maior deles considerado como referência – ligado à subestação NVU; ver Fig. 4.1), não se verificando alterações significativas no fluxo de potência em comparação com o caso original.

Os limites de geração reativa dos geradores equivalentes foram ajustados considerando-se a solução de fluxo de potência do caso base do SEB para as piores contingências no sistema de transmissão (perda da transformação e linhas que alimentam as subestações que possuem os geradores equivalentes).

Foi cadastrado como limite de emergência para cada transformador o seu valor de potência admissível [ABNT17].

O objetivo será avaliar o desempenho do sistema de transmissão e subtransmissão e seus impactos na região assinalada em azul da Fig. 4.1, para a qual serão calculados os índices de confiabilidade.

#### **4.2.1. Representação das Incertezas**

Para uma modelagem correta dos componentes do sistema elétrico, faz-se necessária a obtenção de dados estatísticos confiáveis para representação das incertezas. Nesta análise, foram utilizados os parâmetros de taxa de falha (em ocorrências/ano ou ocorrências/km×ano no caso de linhas) e tempo médio para reparo (em horas) conforme os itens a seguir. Para os itens (ii), (iii) e (iv), foram utilizados dados apurados por uma distribuidora brasileira.

*(i) Linhas e Transformadores da Rede Básica*

Para as linhas e transformadores de transmissão, estão disponíveis na literatura valores de taxa de falha ( $\lambda$ ) e tempo médio para reparo (TMPR), que são utilizados por instituições do setor elétrico [SSC08]. São valores médios diferenciados por nível de tensão de circuitos de 69 a 765 kV. A Tabela 4.1 mostra os parâmetros apurados no Brasil, que são utilizados para as linhas e transformadores de 230 e 500 kV do sistema de estudo.

Tabela 4.1 – Taxa de falhas e tempo médio para reparo de linhas de transmissão e transformadores apurados no Brasil.

Tensão (kV)	Linha de transmissão		Transformadores	
	$\lambda$ (oc/km×ano)	TMPR (h)	$\lambda$ (oc/ano)	TMPR (h)
230	0,0232	1,0114	0,7207	12,5366
500	0,0183	2,3547	0,5945	53,6546

A taxa de falha de cada linha é calculada multiplicando-se o valor da Tabela 4.1 pela quilometragem existente. Para as linhas de transmissão em que não é conhecida a distância (km), a taxa de falha é estimada através do método da constante de propagação [SSC08], a partir da reatância típica da linha.

*(ii) Linhas de Subtransmissão*

Foram utilizados  $\lambda$  e TMPR apurados durante cinco anos numa distribuidora. Os valores médios diferenciados por nível de tensão e por tipo de estrutura da linha (madeira, concreto, ou metálica) são mostrados na Tabela 4.2. Comparando-se com [SSC08], verificou-se que, para o mesmo nível de tensão, os valores apurados de taxa de falha são inferiores, porém o TMPR é mais elevado.

Tabela 4.2 – Taxa de falhas e tempo médio para reparo de linhas de subtransmissão.

Tensão (kV)	Tipo de Estrutura	Linha de Subtransmissão	
		$\lambda$ (oc/km×ano)	TMPR (h)
34,5	Madeira	0,0666	3,6960
69	Concreto	0,0454	3,9196
69	Madeira	0,0446	4,2868
69	Metálica	0,0308	1,3953
138	Metálica	0,0204	1,2940

*(iii) Transformadores de Subtransmissão e Reguladores de Tensão*

Para os transformadores de nível de tensão de 34,5 a 138 kV, foi utilizada uma taxa de falha de 0,0209 ocorrências/ano, apurada durante 10 anos por uma distribuidora brasileira. Para transformadores sem OLTC, foi considerada uma taxa de falha 17% menor (valor verificado nas análises das causas das falhas relativas aos comutadores sob carga no período apurado).

O TMRP foi calculado levando-se em consideração um tempo de 3 horas para falhas temporárias e para as falhas permanentes o TMRP de cada equipamento foi calculado considerando-se a localização geográfica da subestação e sua distância em relação à Reserva Imobilizada (onde são armazenados os equipamentos reservas). Desta forma, o TMRP irá variar para cada subestação. Foi considerado que 60% das falhas são temporárias e 40% são permanentes, conforme foi observado no período de apuração. Foi considerado que todas as subestações de subtransmissão são teleassistidas, ou seja, não há operador local.

Foi considerado neste estudo para os reguladores de tensão a mesma taxa de falha dos transformadores e um TMRP de 1,5 hora.

*(iv) Disjuntores e Religadores*

Foram utilizados  $\lambda$  e TMRP apurados durante três anos, apresentados na Tabela 4.3. Foram apurados apenas os desligamentos acima de 3 minutos, ou seja, que computaram DEC e FEC.

Tabela 4.3 – Taxa de falhas e tempo médio para reparo de disjuntores e religadores.

Equipamento	Falha na Abertura		Falha no Fechamento	
	$\lambda$ (oc/ano)	TMRP (h)	$\lambda$ (oc/ano)	TMRP (h)
Disjuntor AT	0,0023	0,8	0,0055	2,1
Disjuntor MT	0,0108	0,7	0,0013	0,5
Religador	0,0047	1,3	0,0047	1,2

**4.2.2. Demais Dados de Entrada**

Para cada subestação e linha que faz parte da Área de Indisponibilidade, foi realizada a modelagem das falhas descrita no Capítulo 3. Foram mapeadas todas as saídas e entradas de circuitos vinculadas a uma contingência do subsistema em análise, o que irá depender do arranjo de cada subestação e da existência de equipamentos manobráveis a distância, possibilitando o isolamento do circuito em falha pelos centros de operação que monitoram o sistema.

Algumas características deste subsistema podem ser destacadas:

- As usinas e PCHs não operam ilhadas, de forma que a falha de certos circuitos leva à saída da linha que conecta a usina ao sistema para simular sua retirada de operação;
- Algumas subestações, como a LRB, não possuem disjuntores de linha, porém possuem chaves de manobra motorizadas, de forma que para uma falha na linha, o trecho defeituoso pode ser isolado através de comandos remotos, geralmente em tempo inferior a três minutos. Assim, foi considerado o isolamento da falha de forma instantânea;
- A linha HLC-VMN opera normalmente aberta, de forma que VMN pode ser alimentada via HLC, no caso de uma contingência.

Em relação às transferências de carga via circuitos do SDMT, foi mapeado para cada alimentador o percentual de carga transferível, considerando-se o patamar de carga pesada para a rede de distribuição, e o alimentador da subestação de destino, considerando-se a potência admissível do transformador da subestação de destino. Os valores de carga e consumidores transferidos foram informados pela empresa distribuidora, sendo utilizado o software CYME [CYME15] para avaliação do fluxo de potência das redes de média tensão.

No subsistema em análise, existem subestações:

- Sem nenhuma possibilidade de transferência de carga (NHP e NNE);
- Com possibilidade de transferência de 100% da carga (OIF e PDR);
- Com transferência parcial de carga, sendo em média 38% (demais subestações de distribuição).

Na preparação dos arquivos que compõem a Base Externa, através dos arquivos de Dados de Barra e de Circuito, foram feitas as seguintes classificações:

- Através da tensão base, as barras foram classificadas como de Rede Básica (RB) ou Rede de Subtransmissão (SDAT), para atribuição dos parâmetros  $\lambda$  e TMPR;
- Através do nome das barras ou se a potência ativa for maior que zero, as barras foram classificadas como de Geração (GER). Os transformadores que estiverem ligados a estas barras são classificados como Transformadores de Usina (TRU).



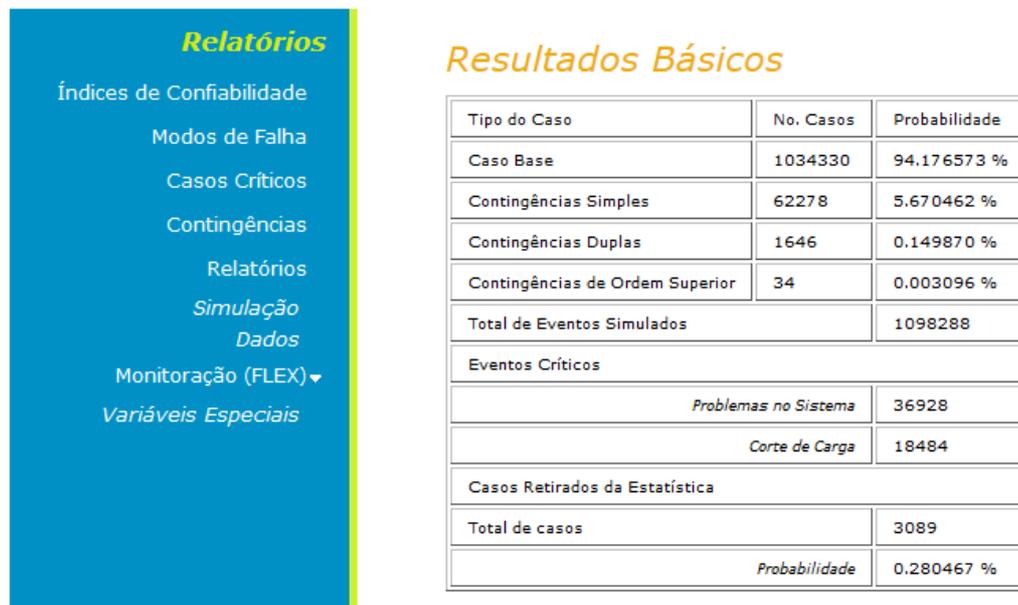


Fig. 4.3: Relatório das contingências da simulação.

Verifica-se que foram simulados 1.098.288 casos, sendo o caso base sorteado em 94,18% das vezes e casos com contingências em 5,82% das vezes. Devido às taxas de falhas dos equipamentos serem baixas, verifica-se que o número de contingências duplas e de maior ordem é bem inferior ao das contingências simples. Em 1,68% dos casos foi verificado corte de carga.

Em 0,28% dos casos não houve convergência do fluxo de potência, sendo então descartados da simulação. Estes casos correspondem em sua maior parte a contingências duplas ou de ordem superior envolvendo a perda de um circuito de transmissão.

Tabela 4.4 – Índices de confiabilidade do sistema e de áreas.

Área	Carga (MW)	LOLP (%)	LOLF (oc/ano)	EENS (MWh/ano)	SEV (min./ano)
708	37,62	0,448	12,795	153,08	244,15
709	49,22	0,382	12,042	81,36	99,18
710	14,77	0,190	5,923	50,37	204,59
711	12,88	0,265	5,459	75,85	353,29
712	42,26	0,699	16,565	393,21	558,29
713	25,24	0,263	5,769	127,82	303,89
714	28,00	0,249	9,532	85,96	184,21
Sistema	209,99	1,683	46,765	967,66	276,49

Tabela 4.5 – Índices de confiabilidade das barras.

Barra	Área	Carga (MW)	LOLP (%)	LOLF (oc/ano)	EENS (MWh/ano)	LOLE (h/ano)	CHI <sup>2</sup> (cons×h/ano)
GES	708	3,74	0,131	3,025	5,46	11,46	63.803
HNP	708	3,14	0,121	2,645	2,34	10,58	69.940
EHG	708	12,9	0,149	4,034	31,67	13,06	279.777
MDC	708	7,26	0,250	4,009	52,45	21,88	165.221
SOS	708	5,5	0,153	3,897	16,92	13,40	122.106
RES	708	5,08	0,283	9,364	43,94	24,80	156.631
UTO1	709	15,72	0,129	2,645	11,74	11,32	299.147
UTO2	709	11,53	0,129	2,643	5,31	11,33	111.071
ETP	709	6,88	0,215	4,378	21,53	18,83	202.701
HCM	709	3,15	0,319	9,333	19,96	27,99	37.425
CVN	709	3,44	0,206	4,344	10,15	18,06	105.821
NMC	709	3,06	0,141	3,270	11,40	12,32	64.552
OIF	709	5,44	0,120	2,621	1,27	10,51	19.246
QNN	710	7,32	0,179	5,879	39,01	15,65	293.216
UDC	710	4,81	0,160	4,578	11,31	14,00	35.230
DDC	710	2,65	0,097	0,629	0,06	8,48	19.854
PPI	711	6,61	0,097	0,664	0,33	8,53	97.344
FGA	711	6,27	0,264	5,425	75,52	23,15	412.715
UHM	712	7,15	0,365	9,957	73,84	31,99	244.893
LZP	712	4,55	0,156	4,437	20,79	13,65	156.648
NDJ	712	5,27	0,368	9,059	113,29	32,28	418.594
TQJ	712	5,24	0,130	2,024	7,59	11,35	74.774
YAA	712	4,06	0,253	7,811	34,99	22,14	69.140
NMA	712	6,73	0,351	7,036	136,95	30,72	518.526
PDR	712	1,71	0,117	1,977	2,99	10,21	38.003
MOI	712	7,55	0,108	0,666	2,77	9,48	77.117
LRB	713	3,05	0,215	3,057	9,09	18,82	55.779
VNM	713	10,59	0,257	5,699	116,68	22,48	455.998
UIA	713	11,59	0,099	0,793	2,05	8,69	189.009
IUS	714	7,17	0,161	5,663	13,00	14,13	148.853
UPS	714	4,13	0,133	3,254	7,61	11,65	88.993
HLC	714	16,7	0,240	9,452	65,35	21,01	691.068

<sup>2</sup> O n° de consumidores afetados de cada barra pode ser encontrado dividindo-se o valor de CHI pela LOLE e o n° de consumidores afetados das áreas pode ser encontrado pela soma dos valores correspondentes de cada barra.

Verifica-se que os piores índices de confiabilidade são apresentados na Área 712, que possui muitas subestações radiais e baixa geração local. Esta área possui o maior valor de LOLF, com grande contribuição de quatro linhas de 69 kV com estruturas de concreto e madeira. A área com menor LOLP e EENS é a Área 710, porém possui baixa carga quando comparada com as demais (com exceção da Área 711) e possui alto percentual de transferência de carga via SDMT (73% em média para as subestações UDC e DDC).

O melhor indicador para comparação de áreas com diferentes portes é o SEV. De acordo com este índice, a área que mais necessita de reforços e melhorias é a Área 712 e a que menos necessitaria é a Área 709. Esta área possui um baixo valor de EENS, e, em média, o maior valor de transferência de carga via rede de distribuição de média tensão (53%).

De acordo com a classificação utilizada para sistemas de G&T [ONS17], os resultados dos índices de severidade resultaram em grau 2 (condição operativa de risco médio) e grau 3 (condição operativa de risco grave), porém como mostrado na referência [SRMMS16], não há uma tabela de classificação para sistemas de subtransmissão e cada concessionária poderia definir sua classificação tendo por base seus próprios sistemas.

Verificando-se os índices por barra, as barras com os melhores resultados são DDC, MOI, PPI e UIA. A primeira subestação possui grande percentual de transferência de carga via SDMT e é alimentada por uma subestação que possui dupla alimentação. As três últimas são alimentadas por uma subestação da transmissão (UID), sendo que MOI e PPI possuem dupla alimentação e UIA é alimentada por linha curta. Todas as quatro subestações são alimentadas por linhas de 138 kV de estrutura metálica e possuem baixos valores de EENS. A subestação OIF, que tem dupla alimentação, também apresentou baixo valor de EENS.

As barras com os valores mais elevados de LOLP, como esperado, são de subestações do fim da rede radial. As barras UHM, NDJ, NMA e HCM, que além da LOLP possuem LOLF elevadas, são de subestações alimentadas por linhas de 69 kV.

As barras EHG, UTO e UIA possuem grande número de clientes sem possibilidade de transferência para outra fonte de alimentação, porém devido aos bons resultados da LOLP, não possuem grande CHI. As subestações FGA, NDJ, NMA, VNM, e HLC apresentaram os maiores valores de CHI, mostrando a associação de uma quantidade razoável de clientes não transferí-

veis em conjunto com altos valores de LOLP (e, portanto, altos valores de LOLE). Uma melhoria do índice CHI leva a uma melhoria do índice  $\overline{DEC} AT$ , já que aquele compõe o numerador deste indicador.

A quantidade de clientes afetados é uma informação importante para a distribuidora, pois é utilizada no cálculo dos indicadores DEC e FEC, além de influenciar o montante de compensação financeira que a concessionária deverá desembolsar no caso de descumprimento das metas.

Comparando-se com dados reais, foi verificado que dos dez conjuntos com piores resultados da simulação, sete coincidiram com os conjuntos com os piores índices históricos de DEC e FEC AT, considerando-se os últimos três anos apurados pela distribuidora.

A Tabela 4.6 mostra os índices  $\overline{DEC} AT$  e  $\overline{FEC} AT$  para as áreas e a comparação com outros indicadores. A coluna “carga pesada 24h” indica o valor caso o cenário de carga pesada esteja sendo aplicado durante todo o dia e a coluna “carga pesada 4h” indica o valor correspondente à aplicação do cenário de carga pesada apenas durante 4h por dia, ou seja, corresponde a 1/6 do valor da coluna “carga pesada 24h”. Para a completa avaliação do  $\overline{DEC} AT$ , podem ser simulados também os cenários de carga leve (8h/dia) e carga média (12h/dia) para este sistema.

Tabela 4.6 – Índices de confiabilidade  $\overline{DEC} AT$  e  $\overline{FEC} AT$ .

Área	Carga (MW)	LOLE (h/ano)	SEV (min./ano)	$\overline{DEC} AT$ (h/cons×ano)		LOLF (oc/ano)	$\overline{FEC} AT$ (oc/cons×ano)	
				Carga pesada 24h	Carga pesada 4h/dia		Carga pesada 24h	Carga pesada 4h/dia
708	37,62	39,23	244,15	10,70	1,78	12,80	3,07	0,51
709	49,22	33,48	99,18	7,73	1,29	12,04	1,87	0,31
710	14,77	16,63	204,59	9,09	1,52	5,92	3,21	0,54
711	12,88	23,20	353,29	13,00	2,17	5,46	2,66	0,44
712	42,26	61,26	558,29	13,71	2,28	16,57	3,55	0,59
713	25,24	23,03	303,89	10,55	1,76	5,77	2,14	0,36
714	28,00	21,78	184,21	14,73	2,45	9,53	6,27	1,04
Sistema	209,99	147,43	276,49	11,29	1,88	46,77	3,18	0,53

Verifica-se que o cenário simulado correspondente a 4h diárias resulta num valor estimado de  $\overline{DEC} AT$  de 1,88 h/consumidor×ano para este sistema. Se for realizada a simulação dos cenários de carga leve e média em conjunto com o de carga pesada e considerando-se as áreas os

conjuntos definidos pela ANEEL, é possível estimar o  $\overline{DEC} AT$  e  $\overline{FEC} AT$  por conjunto e compará-los com valores históricos apurados pela distribuidora.

Verifica-se que os maiores valores de LOLE nem sempre correspondem aos maiores valores de  $\overline{DEC} AT$ , pois a LOLE não leva em consideração o número de consumidores. Por outro lado, o indicador SEV apresentou valores mais elevados quando o  $\overline{DEC} AT$  também apresentou resultados superiores, pois há uma grande relação entre carga e número de clientes. A única exceção foi a Área 714, que apresenta um grande número de consumidores.

De forma análoga à LOLE e sua correlação com o  $\overline{DEC} AT$ , nem sempre haverá alta correlação da LOLF com o  $\overline{FEC} AT$ . A área com menor  $\overline{FEC} AT$  é a Área 709, porém não possui um baixo valor de LOLF. A comparação da LOLF entre áreas não é interessante caso elas sejam de características e portes diferentes, áreas com maior quantidade de circuitos tendem a apresentar valores maiores para este indicador.

Guiada pelos indicadores regulatórios e buscando reduzir o pagamento de compensações financeiras, a distribuidora pode utilizar como um dos critérios de priorização do seu plano de obras, os indicadores  $\overline{DEC} AT$  e  $\overline{FEC} AT$ . Para este sistema, as áreas mais indicadas para investimentos seriam as Áreas 712 e 714.

Detalhando-se as áreas, para definir as subestações prioritárias, pode ser utilizado o indicador CHI. De acordo com este critério, obras que levam à melhoria da confiabilidade das subestações HLC, VNM, NMA e NDJ seriam boas opções de investimento.

#### *Método enumeração de estados × Simulação Monte Carlo (SMC)*

Uma segunda simulação foi realizada, considerando-se o coeficiente de variação  $\beta$  de 5% (parâmetro *default* do NH2) e uma terceira utilizando-se o método de enumeração de estados com contingências de primeira ordem. Com este método não foi possível realizar a simulação considerando-se também as contingências de segunda ordem através do Programa NH2, reforçando a dificuldade de utilização deste método para grandes sistemas.

Os valores simulados são mostrados na Tabela 4.7 e nas figuras 4.4 a 4.6. Os valores destacados em vermelho da Tabela 4.7 correspondem a resultados com variação superior a 10%. A referência para comparação dos resultados a seguir será a simulação Monte Carlo com coeficiente de variação  $\beta = 1\%$ .

Verifica-se que para os índices globais do sistema, não se fez necessário um coeficiente de convergência muito baixo na simulação Monte Carlo, pois a variação dos resultados com  $\beta = 1\%$  e  $\beta = 5\%$  foi menor que  $1\%$ . O mesmo não acontece com o método de enumeração de estados, que mesmo a percentagem analisada do espaço de estados sendo alta (99,5%), apresentou um resultado aproximadamente 10% menor para os resultados de LOLP e EENS, por ter considerado apenas as contingências de primeira ordem.

Tabela 4.7 – Comparação dos resultados: Enumeração e SMC para áreas e sistema.

Área	LOLP (%)			LOLF (oc./ano)			EENS (MWh/ano)		
	Enum.	SMC $\beta=5\%$	SMC $\beta=1\%$	Enum.	SMC $\beta=5\%$	SMC $\beta=1\%$	Enum.	SMC $\beta=5\%$	SMC $\beta=1\%$
708	0,423	0,449	0,448	12,265	12,621	12,795	144,48	158,75	153,08
709	0,329	0,349	0,382	11,249	12,121	12,042	62,76	66,08	81,36
710	0,173	0,197	0,190	5,829	6,712	5,923	43,31	60,20	50,37
711	0,255	0,308	0,265	5,425	6,606	5,459	70,96	100,73	75,85
712	0,635	0,666	0,699	15,718	15,918	16,565	359,1	379,9	393,21
713	0,248	0,250	0,263	5,516	5,700	5,769	118,54	121,17	127,82
714	0,223	0,208	0,249	8,800	7,906	9,532	77,07	77,93	85,96
Sistema	1,503	1,661	1,683	44,380	47,212	46,765	876,21	964,77	967,66

Para os resultados das áreas, o método de enumeração de estados apresentou uma variação de 14% da LOLP e 23% da EENS para a Área 709 e a SMC com  $\beta = 5\%$  apresentou uma variação de 16% da LOLP, 21% da LOLF e 33% da EENS para a Área 711.

Nos resultados de barras, o método de enumeração apresentou variação de 11% para a LOLP e 17% da EENS na barra HCM, e de 10% da LOLF na barra LZP. A SMC com  $\beta = 5\%$  apresentou uma variação de 18% da LOLP na barra ETP, 22% em UIS e 32% da EENS em FGA.

Calculando-se o  $\overline{DEC} AT$  e  $\overline{FEC} AT$  a partir da LOLP e EENS, verifica-se uma pequena variação de aproximadamente 4% e 3% para os índices globais considerando a SMC com  $\beta = 5\%$ , respectivamente, e de 5% e 4% considerando-se o método de enumeração de estados.

Para os índices por área foi constatado maior variação como mostrado na Fig. 4.7 (a) e (b). Para a Área 714 foi constatada uma variação de 14% do  $\overline{DEC} AT$  e para a Área 711 uma variação de 20% no  $\overline{FEC} AT$ , considerando-se a SMC com  $\beta = 5\%$ . O método de enumeração de estados apresentou variações máximas de 8% para os índices  $\overline{DEC} AT$  e  $\overline{FEC} AT$  para a Área 714.

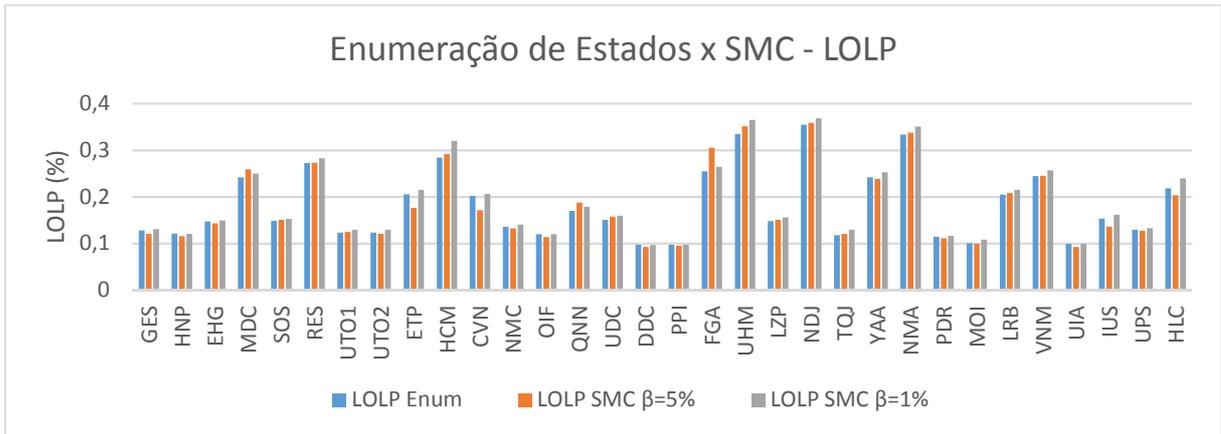


Fig. 4.4: Comparação dos resultados da LOLP: Enumeração e SMC para barras.

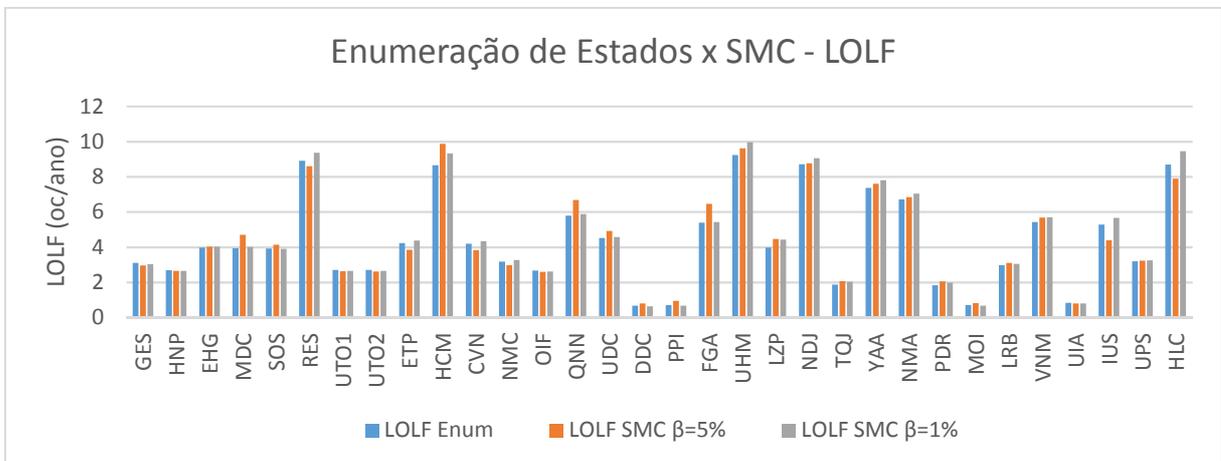


Fig. 4.5: Comparação dos resultados da LOLF: Enumeração e SMC para barras.

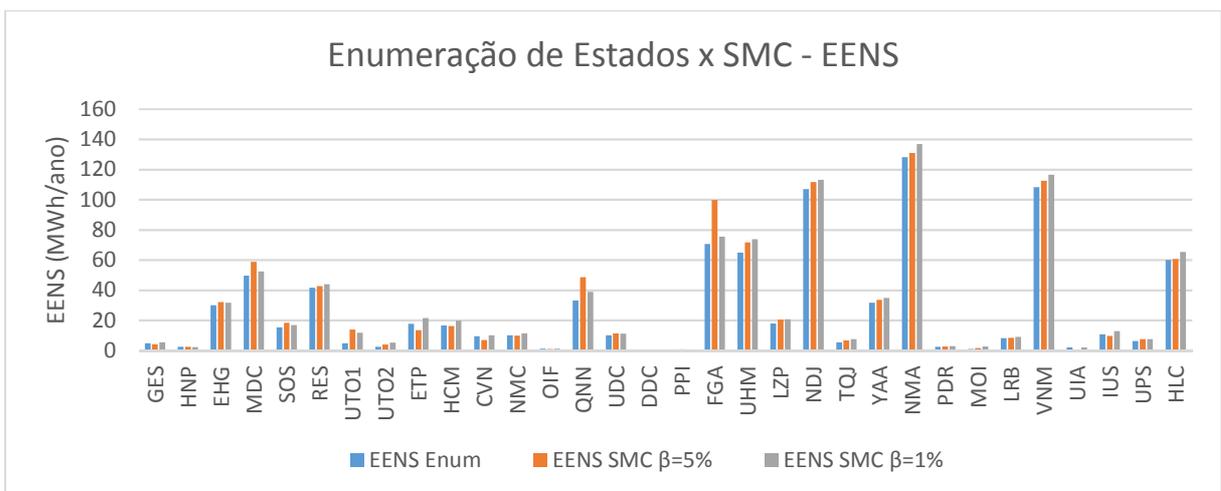


Fig. 4.6: Comparação dos resultados da EENS: Enumeração e SMC para barras.

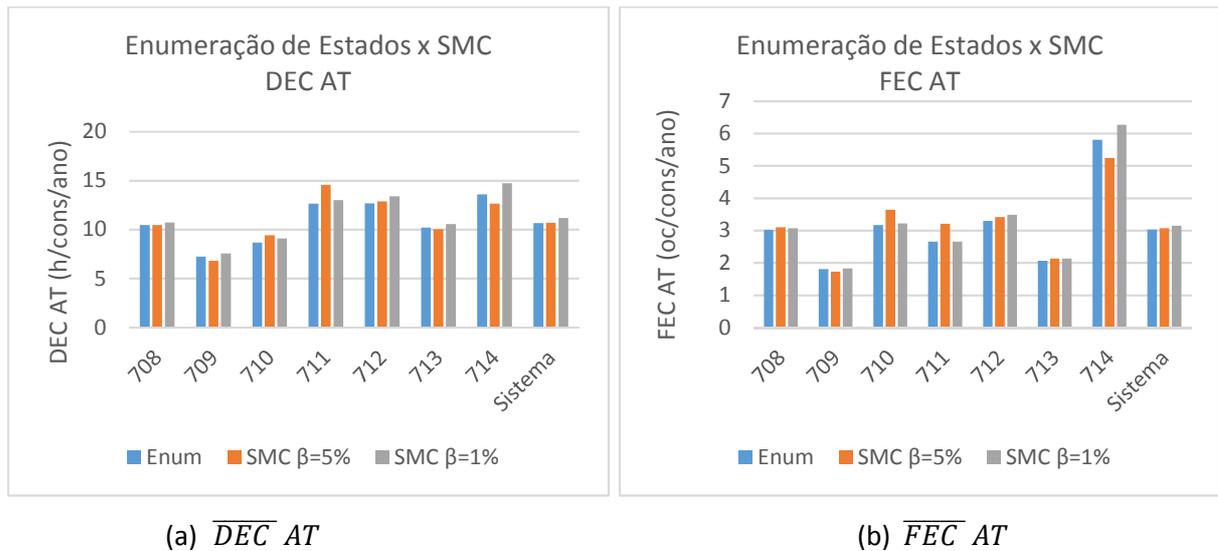


Fig. 4.7: Comparação dos resultados: Enumeração e SMC para áreas e sistema.

Verifica-se que os resultados globais do sistema possuem uma variação pequena, porém para índices de área e barra, principalmente para o índice EENS, a simulação mais indicada é de Monte Carlo utilizando-se um grau de convergência  $\beta$  o menor possível.

Em análises considerando-se também as falhas no sistema de geração, o número de contingências de segunda ordem se eleva, inviabilizando-se ainda mais o uso do método de enumeração de estados para sistemas de grande porte.

Os resultados utilizados como referência nos próximos itens são provenientes de simulação Monte Carlo com  $\beta = 1\%$  (Tabelas 4.4 a 4.6).

#### 4.3.2. Análise de Sensibilidade

Através do relatório “Tabela Resumo” do método de enumeração de estados no Programa NH2, é possível identificar os casos com maior probabilidade de ocorrência, o que ainda não foi implementado para a simulação Monte Carlo, devido ao grande esforço computacional necessário para esta apuração.

Este relatório permite filtrar os casos que resultaram em interrupção de consumidores, porém não é possível filtrar automaticamente as interrupções que impactaram apenas na Região de Cálculo de Índices, para identificar a probabilidade de ocorrência de cada tipo contingência.

Desta forma, a fim de realizar análises de sensibilidade na Região de Cálculo de Índices e verificar o impacto em todos os índices de confiabilidade, foi utilizada a simulação Monte Carlo modificando-se/anulando-se os parâmetros de taxa de falha e tempo médio para reparo.

Ressalta-se que a rigor, não é o ideal realizar a comparação de resultados de casos com diferentes composições do espaço de estados, porém é uma solução viável para realizar análises de sensibilidade e estudos de melhoria e reforços na rede quando o espaço de estados não sofre grandes alterações.

Verificando-se individualmente as contingências dos circuitos de transmissão que geraram interrupções para clientes, foi verificada uma probabilidade de ocorrência de apenas 0,049% (3,26% da LOLP do sistema). As áreas mais impactadas pelo sistema de transmissão são as áreas 714 e 708, principalmente as subestações RES, IUS e HLC, que são subestações no fim da rede radial que tiveram problemas de adequação de tensão.

Pode-se observar que a quase totalidade das interrupções é causada pelo sistema de subtransmissão, o que era de se esperar, já que para o planejamento destes sistemas não há obrigatoriedade de atendimento ao critério “N-1”, e a rede possui, em grande parte, configuração radial.

#### *(i) Falhas dos Disjuntores e Religadores*

Conforme discutido nos capítulos anteriores, a análise de confiabilidade do nível hierárquico 2 geralmente não considera falhas em disjuntores e religadores, mas apenas falhas em transformadores de potência e linhas. Para verificar o impacto das falhas destes equipamentos no resultado global, foi realizada uma simulação anulando-se suas taxas de falhas e tempos médios para reparo.

Avaliando-se os resultados das Tabelas 4.8 e 4.9, não se verificou grandes alterações dos resultados de área e sistema. A LOLP variou em apenas 1% para as áreas 708, 710 e 713, a LOLF teve variação máxima de 2% para a área 709 e EENS/SEV de 3% para a área 708. O  $\overline{DEC}$  AT e  $\overline{FEC}$  AT das áreas variaram apenas 1% e 2%, respectivamente. As subestações mais afetadas foram MOI, GES, EHG, SOS, com variações entre 6 e 9% para a EENS.

Em comparação com as taxas de falhas e tempo médio para reparo de linhas e transformadores, as falhas de disjuntores e religadores são realmente pouco representativas e impactam apenas

na subestação que os contém. Considerando-se também a automação da rede SDMT possibilitando a transferência de carga entre subestações, os impactos destas falhas são reduzidos.

Tabela 4.8 – Índices do sistema e áreas desconsiderando falhas de disjuntores e religadores.

Área	Carga (MW)	LOLP (%)	LOLF (oc/ano)	EENS (MWh/ano)	SEV (min./ano)
708	37,62	0,444	12,572	149,16	237,89
709	49,22	0,382	11,950	80,8	98,49
710	14,77	0,191	5,989	50,7	205,94
711	12,88	0,266	5,449	75,58	352
712	42,26	0,699	16,669	396,33	562,72
713	25,24	0,265	5,862	128,12	304,59
714	28,00	0,248	9,264	85,51	183,25
Sistema	209,99	1,657	46,180	966,21	276,07

Tabela 4.9 – Índices de barras desconsiderando falhas de disjuntores e religadores.

Barra	Área	Carga (MW)	LOLP (%)	LOLF (oc/ano)	EENS (MWh/ano)	LOLE (h/ano)	CHI (cons×h/ano)	CHI evitado (cons×h/ano)
GES	708	3,74	0,130	3,020	5,00	11,39	63.413	390
EHG	708	12,9	0,148	4,027	29,64	12,99	278.165	1.611
SOS	708	5,5	0,152	3,901	16,05	13,33	121.468	639
MOI	712	7,55	0,108	0,663	2,59	9,45	76.937	180

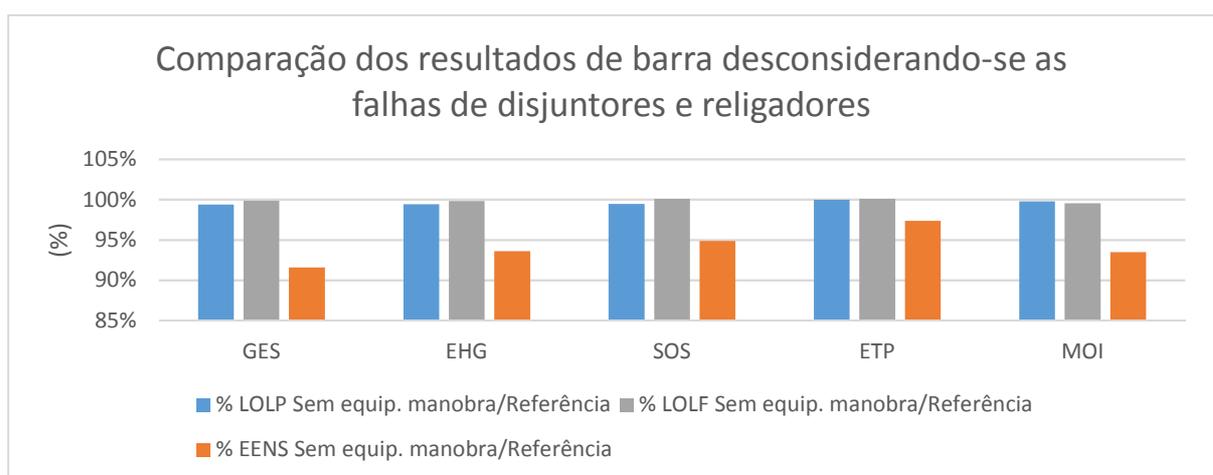


Fig. 4.8: Resultados para barras da LOLP, LOLF e EENS – comparação do caso desconsiderando-se as falhas de disjuntores e religadores com o caso de referência.

*(ii) Redução do TMPR de Transformadores utilizando-se Subestações Móveis*

O tempo de substituição de um transformador de potência no caso de uma falha permanente é longo devido à dificuldade de transporte do equipamento reserva até a subestação, retirada do transformador que falhou e posicionamento do novo, além da realização de vácuo, complemento de óleo e ensaios antes da energização do novo equipamento, impactando nos resultados dos índices de confiabilidade. Subestações móveis podem ser utilizadas de forma a reduzir o tempo de desligamento de clientes, por agilizar o religamento das cargas enquanto o transformador é substituído.

O tempo médio para reparo dos transformadores de potência com tensão igual ou inferior a 138 kV foi ajustado considerando-se o tempo de constatação de falha permanente do transformador, preparação e transporte da subestação móvel, a distância da subestação da Reserva Imobilizada (local de armazenamento da subestação móvel) e o tempo de conexão/testes para alimentação das cargas.

Neste estudo não foi considerado o uso de subestações móveis para contingências de autotransformadores. Os resultados desta nova simulação podem ser observados nas tabelas 4.10 e 4.11 e figuras 4.9 e 4.10.

Tabela 4.10 – Índices do sistema e de áreas considerando-se o uso de subestações móveis.

Área	Carga (MW)	LOLP (%)	LOLF (oc/ano)	EENS (MWh/ano)	SEV (min./ano)
708	37,62	0,440	12,557	150,95	240,75
709	49,22	0,350	12,175	67,66	82,48
710	14,77	0,177	5,929	43,97	178,58
711	12,88	0,261	5,491	72,97	339,85
712	42,26	0,672	16,474	381,65	541,87
713	25,24	0,259	5,746	125,56	298,52
714	28,00	0,232	9,112	82,18	176,1
Sistema	209,99	1,583	46,155	924,95	264,28

Verifica-se uma melhoria dos resultados do sistema da LOLP em 6%, da LOLF em 1% e da EENS em 4%. A variação do índice de Severidade será a mesma observada para a EENS e a variação da LOLE e CHI será a mesma observada para a LOLP.

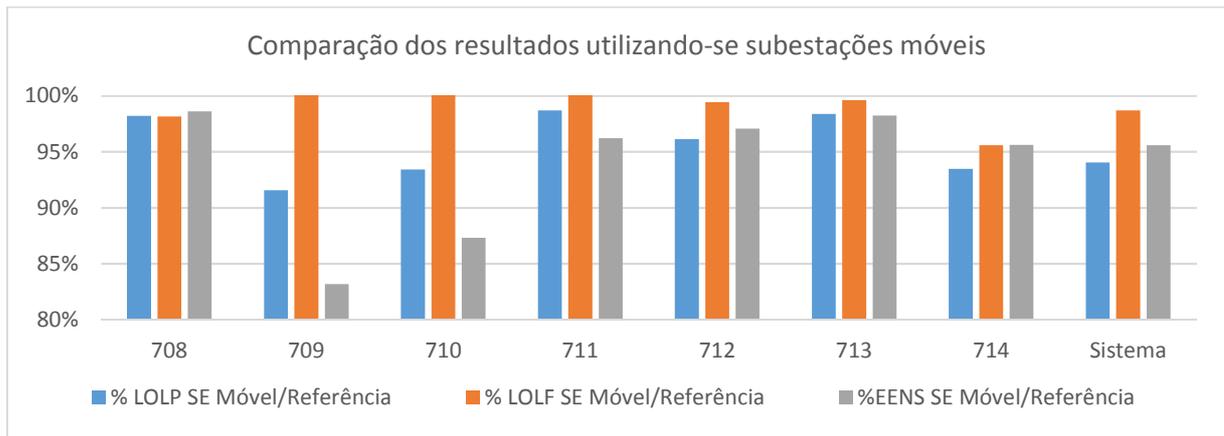


Fig. 4.9: Resultados para áreas e sistema da LOLP, LOLF e EENS – comparação do caso utilizando-se subestações móveis com o caso de referência.

Devido à alteração do espaço de estados em relação à simulação original (com a alteração das probabilidades de transição entre os estados do sistema e, conseqüentemente, do resultado dos sorteios para uma incerteza  $\beta$ ), é possível uma pequena variação da LOLF, como observada, apesar de não terem sido alteradas as taxas de falhas dos elementos do sistema.

As áreas que mais obtiveram melhoria de desempenho foram as áreas 709 e 710, com redução de 17% e 13% de EENS, respectivamente. Em valores absolutos de energia, as áreas que tiveram a maior redução foram as áreas 709 (13,70 MWh/ano) e 712 (11,56 MWh/ano), que são aquelas com maior quantidade de transformadores de potência.

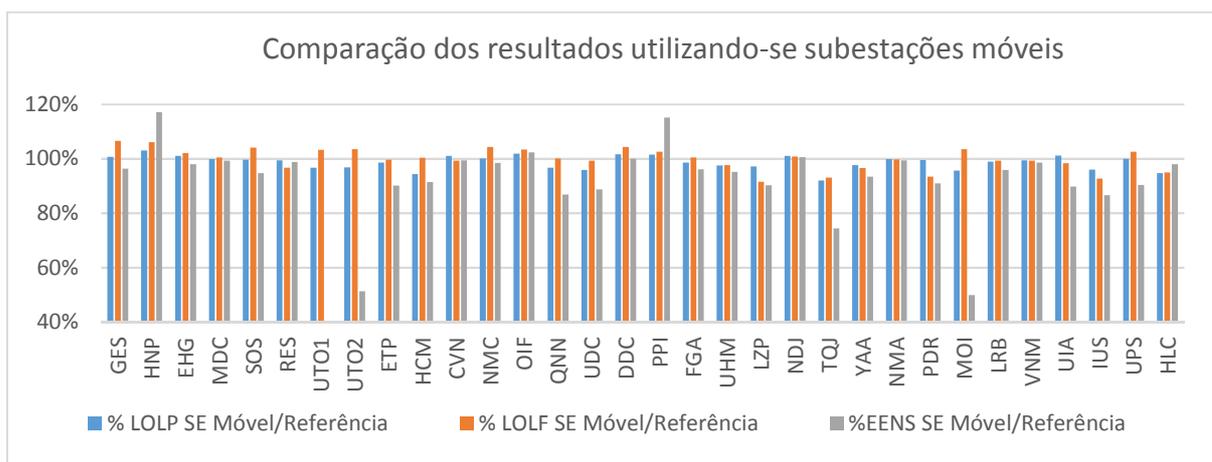


Fig. 4.10: Resultados para barras da LOLP, LOLF e EENS – comparação do caso utilizando-se subestações móveis com o caso de referência.

Tabela 4.11 – Índices de barras impactadas positivamente considerando subestações móveis.

Barra	Área	Carga (MW)	LOLP (%)	LOLF (oc/ano)	EENS (MWh/ano)	LOLE (h/ano)	CHI (cons×h/ano)	CHI evitado (cons×h/ano)
UTO1	709	15,72	0,125	2,73	4,69	10,95	289.364	9.782
UTO2	709	11,53	0,125	2,74	2,72	10,98	107.583	3.488
ETP	709	6,88	0,212	4,36	19,4	18,57	199.863	2.838
HCM	709	3,15	0,301	9,36	18,24	26,40	35.300	2.125
QNN	710	7,32	0,173	5,89	33,87	15,14	283.713	9.503
FGA	711	6,27	0,261	5,45	72,58	22,84	407.056	5.659
UHM	712	7,15	0,356	9,72	70,3	31,22	238.964	5.930
LZP	712	4,55	0,151	4,06	18,77	13,27	152.286	4.362
TQJ	712	5,24	0,119	1,88	5,65	10,44	68.802	5.972
MOI	712	7,55	0,103	0,69	1,38	9,06	73.719	3.398
IUS	714	7,17	0,155	5,25	11,26	13,56	142.899	5.953
HLC	714	16,7	0,227	8,97	64,04	19,91	654.853	36.215

Avaliando-se os resultados por barra, verifica-se uma melhoria principalmente para as subestações UTO, ETP, HCM, QNN, LZP, FGA, UHM, TQJ, MOI, IUS e UPS, que possuem barras alimentadas apenas por um transformador e a perda deste leva à interrupção de consumidores.

Devido às alterações na composição do espaço de estados, as subestações PPI e HNP apresentaram piores resultados que na simulação original. Estas subestações possuem autotransformadores, não se beneficiando da utilização das subestações móveis.

Outro exemplo que não apresenta melhoria nos índices é a subestação RES, que além de ser alimentada pela subestação SOS através de um autotransformador, possui dois transformadores e possibilidade de transferência de carga via SDMT, de forma que a utilização da subestação móvel neste caso não interfere fortemente nos resultados.

A variação dos resultados dos índices  $\overline{DEC} AT$  e  $\overline{FEC} AT$  pode ser verificada na Fig. 4.11. Assim como a LOLF, o  $\overline{FEC} AT$  apresentou pequena variação, com exceção da Área 714. A melhoria da LOLP foi mais expressiva para a área 709, porém como a área 714 possui uma quantidade maior de clientes impactados pelas interrupções (menos clientes transferíveis para outra subestação através da rede de distribuição de média tensão), esta área obteve a maior redução do  $\overline{DEC} AT$ .

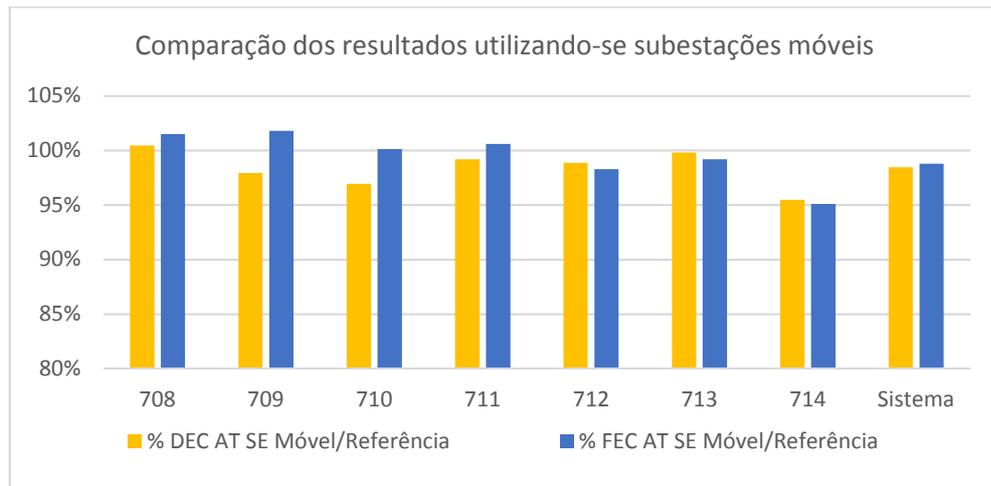


Fig. 4.11: Resultados para áreas e sistema do  $\overline{DEC} AT$  e  $\overline{FEC} AT$  – comparação do caso utilizando-se subestações móveis com o caso de referência.

As subestações UTO e QNN apresentaram uma redução do CHI em aproximadamente 9.500 cons×h/ano contribuindo para a redução do  $\overline{DEC} AT$  para a Área 710 e 711, enquanto HLC apresentou em valores absolutos a maior redução de CHI, 36.500 cons×h/ano, justificando a maior redução do  $\overline{DEC} AT$  da Área 714. Em relação ao caso de referência, houve uma redução do CHI de cerca de 89.000 cons×h/ano.

O uso de subestações móveis não trouxe melhorias para os indicadores de confiabilidade das subestações NMA e NDJ e mesmo com a redução do  $\overline{DEC} AT$  as áreas 712 e 714 continuam com os resultados mais elevados, continuando a serem pontos estratégicos para investimentos.

#### 4.3.3. Reforços e Melhorias do Sistema

##### (iii) Substituição das Linhas de 69 kV com Estruturas de Madeira e Concreto

Verificando-se as contingências que causaram interrupção de consumidores da Região de Cálculo de Índices, as primeiras com maior probabilidade de ocorrência são linhas de 69 kV de estruturas de madeira e concreto.

Para verificar os ganhos de desempenho de um plano de substituição destas por linhas de 138 kV com estruturas metálicas, mesmo que sejam operadas inicialmente em 69 kV, foi realizada uma nova simulação aplicando-se  $\lambda$  e TMRP das linhas de 138 kV às linhas listadas na Tabela 4.12.

Tabela 4.12 – Linhas de 69 kV com estruturas de madeira/concreto.

Área	Linha de Subtransmissão
708	EHG - MDC
711	FGA - PPI
712	NDJ - NMA
712	NMA - TQJ
712	LZP - UHM
712	LZP - YAA
713	LRB - UIA
713	LRB - VNM

A melhoria dos índices de confiabilidade do sistema e de áreas e barras alimentadas por estas linhas é notória e pode ser verificada nas tabelas 4.13 e 4.14 e nas figuras 4.12 e 4.13.

Tabela 4.13 – Índices de confiabilidade do sistema e de áreas considerando-se substituição de linhas 69 kV com estruturas de madeira/concreto.

Área	Carga (MW)	LOLP (%)	LOLF (oc/ano)	EENS (MWh/ano)	SEV (min./ano)
708	37,62	0,321	10,87	103,87	165,66
709	49,22	0,387	12,07	86,1	104,95
710	14,77	0,182	5,45	45,84	186,2
711	12,88	0,149	3,94	17,35	80,83
712	42,26	0,294	10,80	143,91	204,33
713	25,24	0,156	4,14	26,41	62,8
714	28,00	0,242	9,22	86,05	184,39
Sistema	209,99	0,938	35,94	509,53	145,59

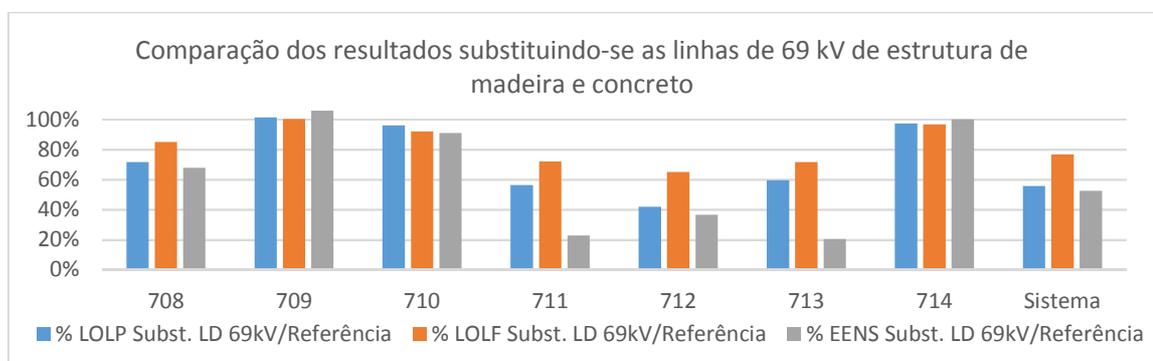


Fig. 4.12: Resultados para áreas e sistema da LOLP, LOLF e EENS – comparação do caso de referência com o caso substituindo-se linhas 69 kV com estruturas de madeira/concreto.

A Área 712, com o maior número de linhas substituídas, obteve a maior redução da LOLP (58%) e da LOLF (35%) e uma redução da EENS em 63%. As áreas 711 e 713, além de obterem grande redução da LOLP e LOLF, obtiveram redução da EENS em 77% e 79%, respectivamente.

Os resultados para as barras das subestações alimentadas pelas linhas substituídas estão apresentados na Tabela 4.14, sendo a última coluna correspondente aos valores de CHI evitados com a substituição das linhas, comparando-se com o caso de referência.

Tabela 4.14 – Índices de confiabilidade das barras alimentadas pelas linhas substituídas.

Barra	Área	Carga (MW)	LOLP (%)	LOLF (oc/ano)	EENS (MWh/ano)	LOLE (h/ano)	CHI (cons×h/ano)	CHI evitado (cons×h/ano)
MDC	708	7,26	0,128	2,592	11,06	11,25	84.942	80.279
FGA	711	6,27	0,149	3,917	17,11	13,05	232.595	180.119
UHM	712	7,15	0,208	7,673	34,72	18,23	139.520	105.373
NDJ	712	5,27	0,169	5,904	24,58	14,79	191.847	226.748
YAA	712	4,06	0,190	6,684	23,11	16,62	51.909	17.230
NMA	712	6,73	0,153	3,969	30,78	13,36	225.499	293.027
LRB	713	3,05	0,115	1,630	1,7	10,04	29.758	26.021
VNM	713	10,59	0,151	4,073	22,94	13,25	268.769	187.229

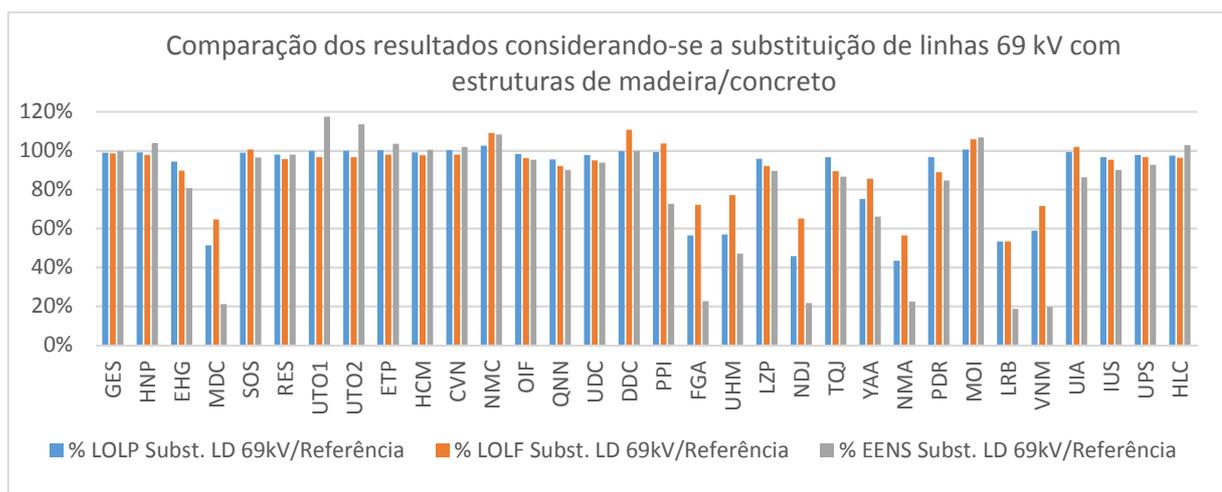


Fig. 4.13: Resultados para barras da LOLP, LOLF e EENS – comparação do caso de referência com o caso substituindo-se as linhas 69 kV com estruturas de madeira/concreto.

As barras mais beneficiadas com as substituições das linhas foram das subestações NDJ e NMA, com redução de mais de 50% da LOLP e de mais de 200.000 consumidores×h/ano cada. Para as oito subestações alimentadas pelas linhas que fazem parte do plano de substituição houve em média uma redução de 70% da EENS, correspondendo a 1.116.027 consumidores×h/ano.

Para as quatro subestações destacadas no caso base como pontos estratégicos de investimento para melhoria dos índices de confiabilidade, três obtiveram grandes benefícios com a substituição das linhas de 69 kV com estruturas de madeira ou concreto (NDJ, NMA e VNM).

Acompanhando a redução do CHI, a redução dos índices  $\overline{DEC} AT$  e  $\overline{FEC} AT$  também foi expressiva e está mostrada na Fig. 4.14. Foram reduzidas 2,3 horas de  $\overline{DEC} AT$  para o sistema, correspondendo a cerca de 40 minutos ao se considerar que o cenário é aplicável a 4 horas/dia.

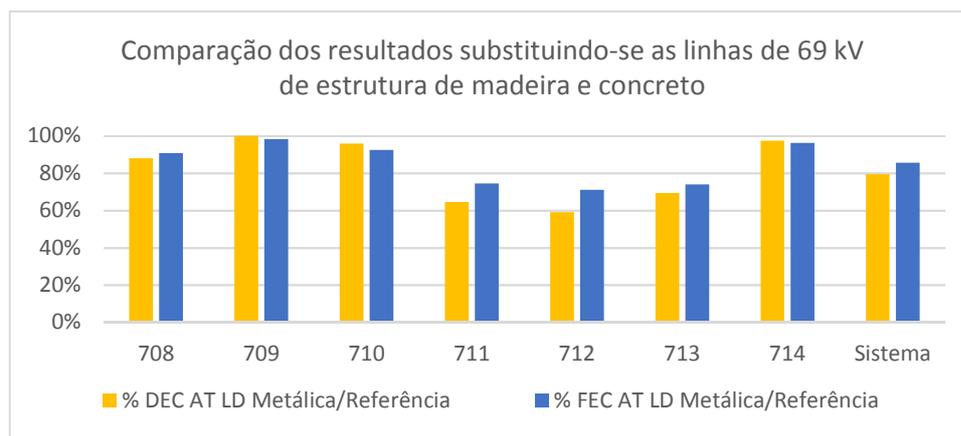


Fig. 4.14: Resultados para áreas e sistema do  $\overline{DEC} AT$  e  $\overline{FEC} AT$  – comparação do caso de referência com o caso substituindo-se linhas 69 kV com estruturas de madeira/concreto.

#### (iv) Reforço na Região de VNM e HLC

Para atendimento ao mercado, melhoria dos índices de continuidade e dos níveis de tensão da região de VNM e HLC, vários planos de investimentos podem ser analisados e verificados seus respectivos benefícios. Uma das opções estudadas para a região considera:

- Construção da subestação VNMD 138 kV e desativação da subestação VNM 69 kV;
- Construção da subestação MRT 138 kV, retirando parte da carga da subestação HLC;
- Construção da subestação HLCD 138/69 kV;

- Construção das linhas do eixo de 138 kV associadas às subestações novas.

Conforme indicado na Fig. 4.15, o plano de reforço propõe a alimentação da subestação VNMD através da subestação da transmissão IUD, ao invés da subestação LRB. A subestação HLCD passa a ser alimentada pelo eixo de 138 kV a partir de VNMD e a linha existente de HLC - IUS de 69 kV passa a operar normalmente aberta, sendo nomeada HLCD - IUS.

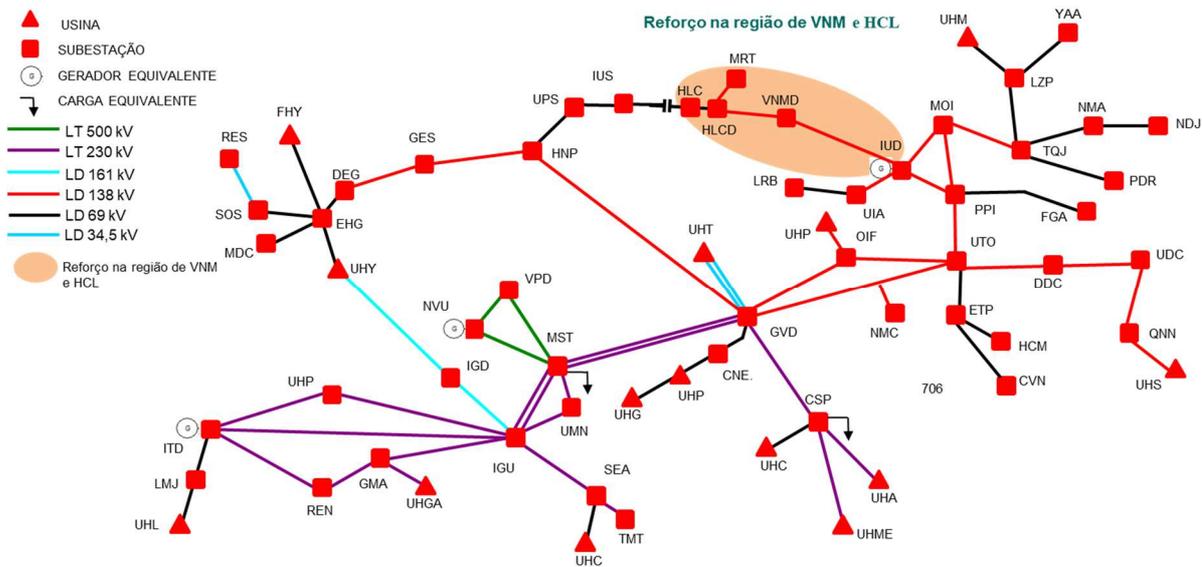


Fig. 4.15: Plano de reforço na região de VNM e HCL.

Realizando-se a simulação Monte Carlo para a nova configuração, a melhoria dos índices de confiabilidade do sistema, áreas e barras da região é notória e pode ser verificada nas tabelas 4.15 e 4.16 e nas figuras 4.16 e 4.17.

Tabela 4.15 – Índices do sistema e áreas considerando reforço na região de VNM e HCL.

Área	Carga (MW)	LOLP (%)	LOLF (oc/ano)	EENS (MWh/ano)	SEV (min./ano)
708	37,62	0,451	13,688	176,42	281,37
709	49,22	0,328	9,267	75,87	92,49
710	14,77	0,186	5,827	49,29	200,21
711	12,88	0,261	5,424	74,48	346,88
712	42,26	0,665	15,713	373,71	530,59
713	25,24	0,249	6,592	31,25	74,27
714	28,00	0,237	11,412	62,18	133,25
Sistema	210,00	1,603	48,040	843,2	240,91

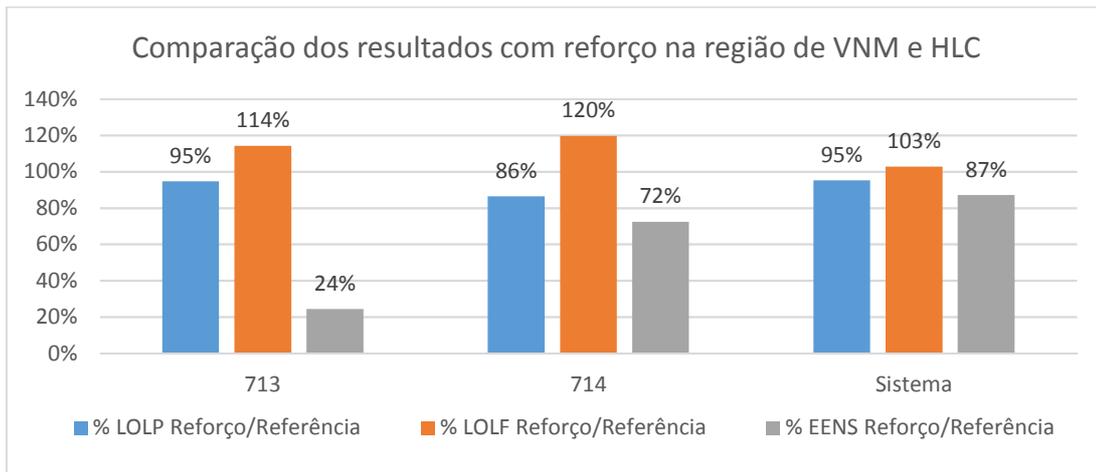


Fig. 4.16: Resultados para áreas e sistema da LOLP, LOLF e EENS – comparação do caso de referência com o de reforço na região de VNM e HLC.

A Área 713 obteve uma redução da LOLP de 5% e uma redução da EENS de 76%, enquanto que para a área 714 houve redução da EENS de 28%. A LOLF sofreu um acréscimo devido ao aumento do número de equipamentos e quilômetros de linhas com a construção das novas subestações e pelo fato do caso da contingência da linha GVD – HNP não ter convergido na simulação de referência e ter convergido nesta simulação.

Os resultados para as barras das subestações afetadas pelo plano de reforço estão apresentados na Tabela 4.16.

Tabela 4.16 – Índices de confiabilidade das barras afetadas pelo plano de reforço.

Barra	Área	Carga (MW)	LOLP (%)	LOLF (oc/ano)	EENS (MWh/ano)	LOLE (h/ano)	CHI (cons×h/ano)	CHI evitado (cons×h/ano)
VNMD	713	10,6	0,138	4,250	20,73	12,06	162.753	293.245
HLCD	714	11,3	0,164	6,465	23,98	14,37	217.243	473.825
MRT	714	5,4	0,100	1,008	2,79	8,80	-	-

As barras das subestações VNMD e HLCD foram beneficiadas com redução de 46% e 32% da LOLP, respectivamente, e da LOLF e EENS conforme mostrada na Fig. 4.17. Este plano de reforço resultou numa redução de 767.070 cons×h/ano considerando-se a carga atual. Pode-se realizar a projeção do aumento de carga ao longo dos anos e avaliar novamente os ganhos.

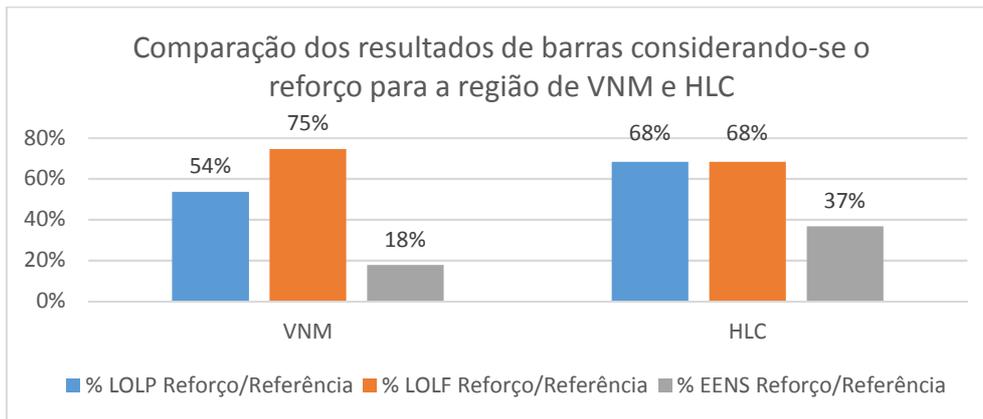


Fig. 4.17: Resultados para barras da LOLP, LOLF e EENS – comparação caso de referência com o de reforço na região de VNM e HLC.

Acompanhando a redução do CHI, a redução dos índices  $\overline{DEC} AT$  e  $\overline{FEC} AT$  também foi expressiva e está mostrada na Fig. 4.18. Foram reduzidas 4,44 h/cons./ano de  $\overline{DEC} AT$  para a Área 713 e 7,43 h/cons./ano para a Área 714, correspondendo a aproximadamente 44 minutos e 1h14min, respectivamente, ao se considerar que o cenário é aplicável a 4 horas/dia. Houve uma redução do  $\overline{DEC} AT$  do sistema de 13% e do  $\overline{FEC} AT$  de 12%, mostrando que o desempenho das subestações MNV e HLC e a rede local influenciam fortemente no resultado do sistema.

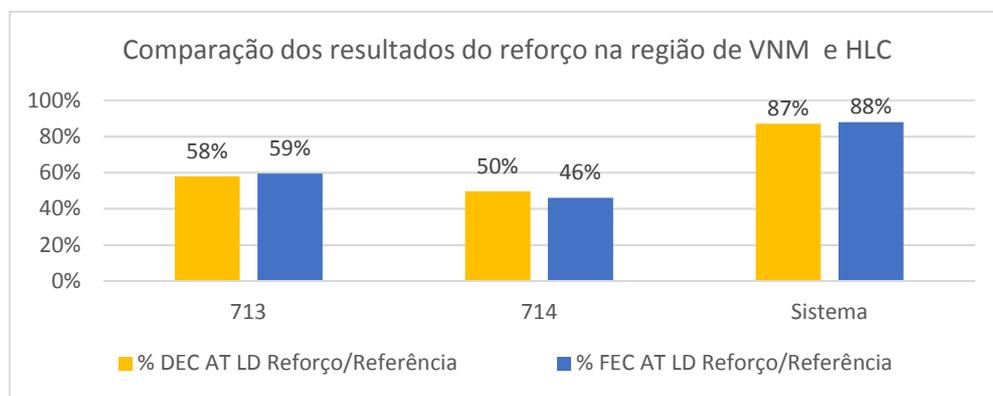


Fig. 4.18: Resultados para áreas e sistema do  $\overline{DEC} AT$  e  $\overline{FEC} AT$  – comparação caso de referência com o de reforço na região de VNM e HLC.

Verifica-se, portanto, que o plano de reforço proposto apresenta resultados expressivos de melhoria dos índices de continuidade dos consumidores das subestações VNM e HLC. Associada ao benefício da melhoria dos índices de confiabilidade pode ser realizada uma análise financeira para cálculo do custo-benefício de obras e comparação entre alternativas, como será mostrado um exemplo no item a seguir.

#### 4.4. AVALIAÇÃO ECONÔMICA

O objetivo do processo de planejamento do sistema de distribuição é propor soluções para o atendimento ao mercado atual e futuro, com níveis de qualidade adequados de acordo com as regras estabelecidas pelo órgão regulador, com o mínimo custo global, e que maximizem o retorno do capital investido aos acionistas.

O portfólio de planos de obras das distribuidoras deve ser compatibilizado com a previsão orçamentária definida em nível gerencial para o ciclo tarifário vigente, através da aplicação de critérios para priorização, visando definir aqueles que deverão compor o Programa de Investimentos, uma vez que os recursos financeiros são finitos.

Vários critérios podem ser aplicados para priorização das obras, como o aumento de disponibilidade de MVA, redução dos custos de O&M, redução das perdas técnicas, melhoria dos níveis de tensão, melhoria na segurança, redução de compensações financeiras, melhoria de DEC, etc.

Nas simulações realizadas, depois de calculados os índices de confiabilidade e comparando-os com o caso de referência, o valor de CHI evitado pode ser utilizado para avaliar a melhoria de DEC, compondo um dos critérios de priorização de obras, como apresentado na referência [PSSL16]. Além disso, é possível avaliar se certas obras serão capazes de trazer os futuros resultados dos conjuntos para dentro das metas de DEC e FEC estipuladas pela ANEEL.

As melhorias obtidas nos resultados podem ser agregadas a uma simples análise econômica, possibilitando calcular uma relação de benefício-custo. Esta relação pode ser utilizada para selecionar obras com objetivo de atingir melhores resultados de desempenho e agregar valor à companhia e, portanto, para seus acionistas. No item a seguir será demonstrado um exemplo de análise financeira correspondente à aquisição de uma subestação móvel, que pode ser utilizado de forma semelhante para cálculo do benefício-custo de outras obras.

Existe outro ganho financeiro que não será citado no exemplo, devido à impossibilidade de se realizar o cálculo para uma obra individual, uma vez que para projetar o ganho de eficiência relativo à componente Q do Fator X [PRORET17] é necessária uma seleção de planos de obras de um ciclo tarifário com suas respectivas melhorias nos índices DEC e FEC estimados para transformar a melhoria destes indicadores em receita para a empresa, de acordo com Mecanismo de Incentivo (MI) da ANEEL.

#### 4.4.1. Benefício-Custo da Utilização de Subestações Móveis

Conforme informado no item 4.3.2-(ii), o tempo para reparo no caso de uma falha permanente de transformador geralmente é alto, o que pode acarretar grandes prejuízos para o consumidor e para a empresa distribuidora, que irá pagar compensações financeiras, terá sua imagem prejudicada e possivelmente piores resultados do Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC).

A mensuração de bens intangíveis como a imagem e reputação da empresa é complexa, porém é possível realizar uma estimativa da redução de pagamento de compensações financeiras para os consumidores por violação dos índices DIC, FIC e DMIC.

Para avaliar a redução do pagamento de compensações financeiras devido à redução do tempo de atendimento com o uso de subestações móveis, foram selecionadas as subestações que apresentaram redução do TMPR no caso de falhas permanentes de transformadores de potência e que não possuem outro transformador para suprir as cargas ou possibilidade de transferência total para outra subestação através do SDMT. Foram selecionados então os alimentadores e nos casos em que há possibilidade de transferência parcial de consumidores para outra subestação, para simplificação, foi aplicada uma proporcionalidade no valor das compensações financeiras.

O valor das compensações financeiras foi calculado para cada alimentador através de uma calculadora com base no item 2.7 do Módulo 8 do PRODIST [ANEEL15]. As informações dos tipos de consumidores de cada alimentador são carregadas e o valor das compensações é calculado com base no EUSD (Encargo de Uso do Sistema de Distribuição), na duração da interrupção e nas respectivas metas mensais de DIC e DMIC para o conjunto. Para o sistema estudado, apenas a duração da indisponibilidade do transformador devido a uma falha permanente é suficiente para violar as metas mensais dos conjuntos, mesmo desconsiderando-se as demais falhas dos elementos do sistema.

O valor da compensação financeira evitada para cada alimentador é resultado da diferença das compensações financeiras calculadas com o TMPR original e com o TMPR reduzido considerando-se o uso das subestações móveis. A soma do pagamento evitado das compensações financeiras para os 18 transformadores selecionados se encontra na Tabela 4.17. O pagamento anual foi calculado multiplicando-se o pagamento evitado total pela taxa de falha permanente do transformador.

Tabela 4.17 – Pagamento de compensações financeiras com uso de uma subestação móvel.

Pagamento	Valor sem SE móvel (R\$)	Valor com SE móvel (R\$)	Valor evitado total (R\$)	Valor evitado anual (R\$/ano)
Compensações Financeiras	8.568.953,34	2.976.311,14	5.592.642,20	46.754,49

Com base na remuneração pelo investimento definida pela ANEEL [PRORET15], no benefício de redução de pagamento de compensação financeira e na taxa de retorno desejada pelo acionista da distribuidora, pode ser realizada uma análise financeira do investimento para avaliar sua viabilidade econômica. A Tabela 4.18 mostra as premissas utilizadas para o cálculo do VPL (Valor Presente Líquido) do fluxo de caixa apresentado na Tabela 4.19.

Tabela 4.18 – Premissas da análise financeira.

Dados	Valor
Ano investimento ( $A_{inv}$ )	2017
Investimento para aquisição de uma subestação móvel (I)	R\$ 4.000.000,00 <sup>3</sup>
Taxa anual de depreciação ( $r_{dep}$ )	5,21%
Custo médio ponderado de capital anual ( $r_{WACC}$ )	8,09%
Taxa de desconto desejada pelo acionista	9,47%
Taxa de investimento glosado <sup>4</sup> ( $r_{glosa}$ )	5,00%

Os valores da Tabela 4.18 foram informados pela empresa distribuidora da região de estudo, sendo  $r_{WACC}$  o valor determinado pela ANEEL válido em 2017 e  $r_{dep}$  a taxa anual de depreciação média para empreendimentos de subtransmissão definida conforme o Manual de Controle Patrimonial do Sistema Elétrico (MCPSE).

Como a probabilidade de ocorrência de duas falhas simultâneas de transformadores nesta região é muito baixa, apenas uma subestação móvel é considerada suficiente para atender os desligamentos gerados pelas falhas permanentes destes equipamentos (ela poderia ainda ser utilizada para atender uma região de maior abrangência).

<sup>3</sup> Com base no Banco de Preço da ANEEL [PRORET15] e últimas aquisições realizadas pela concessionária.

<sup>4</sup> Percentual esperado máximo de investimento não reconhecido pelo órgão regulador.

A remuneração pelo investimento é calculada para o primeiro ano do ciclo tarifário (indicado em amarelo na Tabela 4.19) a partir das expressões 4.1, 4.2 e 4.3. O valor se repete para os demais anos do ciclo tarifário.

$$Receita (ano) = Investimento depreciado (ano) \times r_{WACC} \times (1 - r_{glosa}) + Depreciação \quad (4.1)$$

$$Depreciação = I \times r_{dep} \quad (4.2)$$

$$Investimento depreciado (ano) = I - Depreciação \times (ano - A_{inv}) \quad (4.3)$$

O fluxo de caixa mostrado na Tabela 4.19 foi calculado subtraindo-se as saídas (custos) das entradas (benefícios) e descontado utilizando-se a taxa desejada pelos acionistas. O VPL resultante foi positivo (R\$ 79.952,21), o que significa que a relação benefício-custo (expressão 4.4) é superior a 1, demonstrando que o investimento é viável financeiramente, se realizado no último ano do ciclo tarifário.

$$Relação \text{ benefício/custo} = \frac{Entradas}{Saídas} = \frac{R\$ 4.079.952}{R\$ 4.000.000} = 1,02 \quad (4.4)$$

Outra avaliação que pode ser realizada é o custo evitado para o consumidor com a redução das interrupções, através da LOLC, calculada multiplicando-se a EENS (MWh/ano) pelo custo unitário das interrupções esperado não programado (R\$/MWh). O custo unitário das interrupções varia com o tipo de setor (industrial, comercial, poder público, rural, residencial e baixa renda) e com a região do país. Para o valor demonstrado na Tabela 4.20, foi utilizado o custo médio nacional para todos os clientes, equivalente a 15.700 R\$/MWh, disponibilizado na referência [S16]. Subtraindo-se a LOLC calculada utilizando-se subestações móveis da LOLC encontrada para o caso base, obtém-se o custo evitado para o consumidor estimado.

A Tabela 4.20 mostra um resumo dos resultados encontrados, que juntos formam uma avaliação técnico-econômica: a relação benefício-custo financeira, de interesse dos acionistas; a LOLC evitada, de interesse dos consumidores; e o CHI evitado que reflete a melhoria nos índices de qualidade do fornecimento de energia elétrica, necessária para que a distribuidora atenda às metas estabelecidas pela ANEEL em contrato, que são menores a cada ano.

Tabela 4.19 – Fluxo de Caixa para aquisição de uma subestação móvel.

Descrição	Valor (R\$)										
	VPL	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Entradas (Benefícios)</b>	<b>4.079.952</b>	-	<b>546.558</b>	<b>546.558</b>	<b>546.558</b>	<b>546.558</b>	<b>546.558</b>	<b>466.475</b>	<b>466.475</b>	<b>466.475</b>	<b>466.475</b>
Receita do Investimento	3.667.070	-	499.803	499.803	499.803	499.803	499.803	419.721	419.721	419.721	419.721
Redução de Compensação Financeira	419.874	-	46.754	46.754	46.754	46.754	46.754	46.754	46.754	46.754	46.754
<b>Saídas (Custos)</b>	<b>4.000.000</b>	<b>4.000.000</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investimento	<b>4.000.000</b>	<b>4.000.000</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fluxo de Caixa Líquido</b>	<b>79.952</b>	<b>(4.000.000)</b>	<b>546.558</b>	<b>546.558</b>	<b>546.558</b>	<b>546.558</b>	<b>546.558</b>	<b>466.475</b>	<b>466.475</b>	<b>466.475</b>	<b>466.475</b>
Descrição	Valor (R\$)										
	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
<b>Entradas (Benefícios)</b>	<b>466.475</b>	<b>386.392</b>	<b>386.392</b>	<b>386.392</b>	<b>386.392</b>	<b>386.392</b>	<b>306.309</b>	<b>306.309</b>	<b>306.309</b>	<b>138.309</b>	<b>97.909</b>
Receita do Investimento	419.721	339.638	339.638	339.638	339.638	339.638	259.555	259.555	259.555	91.555	51.155
Redução de Compensação Financeira	46.754	46.754	46.754	46.754	46.754	46.754	46.754	46.754	46.754	46.754	46.754
<b>Saídas (Custos)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investimento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fluxo de Caixa Líquido</b>	<b>466.475</b>	<b>386.392</b>	<b>386.392</b>	<b>386.392</b>	<b>386.392</b>	<b>386.392</b>	<b>306.309</b>	<b>306.309</b>	<b>306.309</b>	<b>138.309</b>	<b>97.909</b>

Tabela 4.20 – Benefício-custo da utilização de subestações móveis.

Plano	Relação Benefício-custo	CHI evitado (cons×h/ano)	Custo evitado para o consumidor – LOLC (R\$/ano)
Aquisição de uma subestação móvel	1,02	89.000	622.819,00

O custo unitário das interrupções para os consumidores pode variar bastante conforme a referência utilizada. Em [S16], mostra-se a variação de valores publicados ao longo dos anos e a comparação dos custos entre países.

Independentemente do valor a ser considerado para o cálculo da LOLC, foi verificado neste trabalho que, em geral, as subestações que apresentaram maior EENS são aquelas que apresentaram maior valor de CHI. A melhoria do CHI (e conseqüentemente do DEC) naturalmente leva a redução dos custos de interrupção para o consumidor.

Desta forma, propõe-se a priorização de obras que possuam maior relação benefício-custo em conjunto com os maiores valores de CHI (ou de DEC) evitado, que representa o ganho em confiabilidade. Estas obras irão proporcionar maiores benefícios, tanto para a empresa distribuidora e seus acionistas, quanto para os consumidores.

A análise financeira proposta pode ser realizada para as demais alternativas estudadas, assim como outras propostas. Além disso, pode ser realizado um comparativo entre obras e estratégias, considerando-se o valor de CHI (ou DEC) evitado por real (R\$) investido.

## 4.5. CONCLUSÕES

Neste capítulo foram apresentados os resultados dos índices de confiabilidade para um cenário de carga pesada de um sistema real de grande porte, com níveis de tensão entre 34,5 e 500 kV, que alimenta cerca de 525 mil consumidores.

Foi verificado que o método de enumeração de estados torna-se inviável para avaliação de sistemas de grande porte considerando-se contingências duplas e de ordem superior utilizando-se

a ferramenta NH2. A simulação Monte Carlo não sequencial se mostrou adequada para a realização das simulações, proporcionando os resultados necessários para a avaliação de confiabilidade.

Em relação aos resultados, foi confirmado que o sistema de subtransmissão foi o principal responsável pelas interrupções de consumidores da região avaliada, mesmo sendo escolhido um cenário que resulta em grande carregamento do sistema de transmissão.

Agregando-se informações de consumidores impactados pelas interrupções aos índices de confiabilidade tradicionais calculados pela ferramenta NH2, foi possível calcular os valores esperados para os indicadores DEC e FEC AT, informações cruciais para o planejamento das distribuidoras. As subestações com piores índices foram elencadas.

Para calcular benefícios de obras de melhorias e reforços, foram realizadas algumas análises de sensibilidade variando-se parâmetros de taxa de falha e tempo médio para reparo de forma a não modificar radicalmente o espaço de estados. Foi constatado que as falhas de disjuntores e religadores não foram tão representativas conforme esperado, comparando-se com a contribuição destes equipamentos para o DEC AT apurado, porém foram relevantes para o índice EENS de algumas subestações.

Foi verificado através das simulações que a utilização de uma subestação móvel foi relevante para algumas áreas do sistema, porém, como a taxa de falha permanente de um transformador é baixa, a redução do valor anual esperado do DEC AT do sistema não foi tão significativa quanto a melhoria proporcionada pela substituição das linhas de 69 kV com estrutura de madeira ou concreto, ou pelo plano de reforço para a região de VNM e HLC, que além de ter um ganho para as subestações envolvidas, o resultado foi representativo para o sistema.

Além da análise técnica de um empreendimento se faz necessária a análise financeira. De posse da análise de confiabilidade, foi realizado um estudo econômico demonstrando a viabilidade de aquisição de uma subestação móvel, considerando-se as regras para remuneração do investimento e a taxa de retorno exigida pelo acionista. Finalmente, foram propostos dois critérios para priorização de obras: o fator de benefício-custo (financeiro) e o ganho de confiabilidade (técnico).

# CAPÍTULO 5

## CONCLUSÃO

**E**STA dissertação abordou o problema da análise de confiabilidade conjunta do sistema de transmissão e subtransmissão para verificar o impacto destes segmentos sobre os índices de desempenho do sistema elétrico de potência, para que, em conjunto com a necessidade de atendimento de mercado, possibilite identificar as regiões com maior necessidade de investimentos em reforços e melhorias.

Tem-se verificado um grande interesse das empresas distribuidoras de energia por este tipo de análise, principalmente devido aos novos contratos de concessão, em que o fato de não se atingir as metas de desempenho definidas pela ANEEL pode acarretar na perda da concessão ou restrição da distribuição de dividendos aos acionistas.

Neste novo ambiente, para assegurarem a rentabilidade do capital investido aos acionistas, as empresas devem buscar investimentos com maior taxa de retorno, mantendo, entretanto, níveis adequados de qualidade e continuidade.

Os estudos de confiabilidade compreendem três fases fundamentais: modelagem, diagnóstico e gestão. Este trabalho apresentou contribuições para as duas primeiras fases. Foi proposta a modelagem de falhas de alta e extra alta tensão, aplicando-se uma metodologia probabilística para calcular os indicadores de confiabilidade. Estes índices são informações muito importantes para realização do diagnóstico e podem ser utilizados em conjunto com a análise financeira do benefício-custo.

Existe grande sensibilidade dos índices de confiabilidade às hipóteses realizadas na fase da modelagem. Para se chegar a resultados mais próximos da realidade, para este trabalho foi essencial dedicar atenção à análise dos principais dados de entrada:

- Taxa de falha e tempo médio para reparo dos circuitos;

- Avaliação do arranjo das subestações e modelagem da flexibilidade operativa.

Foram colhidos e analisados os dados históricos de falhas de linhas e equipamentos de subestações de uma distribuidora para correta atribuição de parâmetros aos elementos do sistema, realizando-se uma estratificação, como no caso das diferentes estruturas das linhas de subtransmissão. Foi verificada uma complexidade na modelagem da flexibilidade operativa, verificando-se a necessidade de se avaliar detalhadamente cada subestação e linhas associadas, e principalmente as transferências de carga pelas redes de média tensão para cada alimentador, que se mostraram extremamente relevantes para os resultados.

Foi apresentada uma revisão literária dos principais métodos relacionados à análise de confiabilidade de sistemas elétricos de potência. A metodologia utilizada, que contempla a simulação Monte Carlo não sequencial, se mostrou adequada para a realização das simulações, proporcionando os resultados necessários para a avaliação de confiabilidade.

As análises realizadas mostraram-se práticas e aplicáveis a outras empresas e sistemas, com a utilização do Programa NH2, que apresenta as seguintes características:

- Utilizado por empresas do setor elétrico no Brasil para análise de confiabilidade;
- Facilidade de importação dos dados de rede do Programa ANAREDE;
- Facilidade na alteração dos dados de entrada para realização de análises de sensibilidade;
- Disponibilidade de um algoritmo de otimização para medidas corretivas;
- Facilidade da extração dos resultados para as análises complementares (com dados dos consumidores para calcular os índices do segmento de distribuição).

Para testar a metodologia, foi selecionado um sistema real de grande porte com resultados de DEC e FEC elevados em comparação com as demais áreas da empresa estudada, indicando uma região que necessita de investimento. O sistema possui grande característica radial e subestações com diferentes arranjos, apresentando certa complexidade.

Através do índice de confiabilidade CHI (Consumidor Hora Interrompido), é possível fazer um *ranking* de subestações com os piores resultados, indicando regiões que mais necessitam de estudos de obras de melhorias.

Comparando-se com dados reais, foi verificado que dos dez conjuntos com piores resultados da simulação, sete coincidiram com os conjuntos com os piores índices históricos de DEC e FEC AT, considerando-se os últimos três anos apurados pela distribuidora.

Os resultados estimados através da simulação podem ser analisados em conjunto com os resultados históricos. Caso um conjunto tenha apresentado bons resultados na simulação, mas resultados históricos desfavoráveis, pode ser indicativo de melhoria das ações de manutenção, já que estruturalmente se espera um melhor desempenho.

Análises de sensibilidade foram realizadas de forma a se calcular a melhoria do nível de confiabilidade com certa obra ou mudança de estratégia de operação e manutenção, como o caso da utilização das subestações móveis para atendimentos emergenciais. Foi verificada que a substituição das linhas de 69 kV de estruturas de madeira e concreto trazem ganhos extremamente relevantes para a confiabilidade do sistema.

Assim, através dos estudos de planejamento da expansão e planejamento operativo, diferentes alternativas de obras de reforço e melhoria podem ser estudadas, calculando-se o ganho em confiabilidade:

- Construção de novas linhas/subestações;
- Ampliação de subestações;
- Instalação de disjuntores e chaves motorizadas em subestações;
- Dupla alimentação de subestações e redes de distribuição.

Foram propostos dois critérios para priorização de obras/melhorias: o valor de CHI (DEC AT) evitado e o fator de benefício-custo financeiro.

O cálculo do benefício-custo deverá levar em consideração todos os possíveis ganhos financeiros, como a redução de perdas técnicas, redução de pagamento de compensações financeiras, redução de custos de O&M, etc.

Com este diagnóstico do sistema é possível subsidiar a tomada de decisão de onde aplicar os investimentos, comparando-se os custos e benefícios de cada alternativa de forma mais aderente à nova realidade do setor elétrico. Espera-se que este trabalho tenha contribuído para mostrar

que esta análise é plenamente possível nas empresas e os benefícios justificam o seu desenvolvimento.

Esta proposta é o primeiro passo na melhoria da modelagem de falhas do sistema de alta e extra alta tensão e seus impactos nos consumidores, e muitos outros poderão ser dados de forma a se atingir resultados mais realistas. Algumas propostas de desenvolvimentos futuros estão listadas a seguir:

- Modelar falhas do sistema de geração em conjunto com os sistemas de transmissão e subtransmissão. O Programa NH2 já é preparado para tal análise, devendo ser avaliadas as taxas de falhas de geradores, a possibilidade de realização de redespacho de potência das usinas e o aumento das contingências de segunda ordem;
- Realizar simulações multicenário, considerando-se outros patamares de carga (leve e média) e outros meses, para melhor estimativa do DEC AT anual dos conjuntos;
- Aprofundar a modelagem de falhas de disjuntores, de forma a se avaliar outras formas que resultem em maiores contribuições das falhas destes equipamentos para os índices de continuidade, como demonstra o histórico;
- Incluir na análise a modelagem de falhas de outros equipamentos de subestações, como para-raios, chaves e transformadores de instrumento;
- Considerar falhas no sistema de comunicação e automação para realização de transferências de cargas, isolamento de equipamentos e demais manobras;
- Aplicar a metodologia apresentada em [SRMMS16] para definir critérios de classificação do desempenho de sistemas de subtransmissão a partir do índice de Severidade e comparar com o ranking de subestações a partir dos valores encontrados de CHI, de forma a confirmar/melhorar o diagnóstico do sistema;
- Desenvolvimento de um software que permita modelar, em conjunto com os sistemas de geração, transmissão e subtransmissão, as falhas das redes de média tensão da distribuição de um sistema de grande porte, de forma a se estimar o resultado global dos índices DEC e FEC;
- Desenvolvimento de um programa que permita calcular índices de confiabilidade por atributos de circuitos, para verificar a contribuição de cada tipo de equipamento ou linha

nos resultados, sem necessidade de realizar novas simulações para análises de sensibilidade;

- Desenvolver um programa que permita, através de algoritmos de otimização, indicar a melhor configuração do sistema existente e/ou planejado e verificar os efeitos de automação. Atualmente, a configuração do sistema é definida intuitivamente pelos planejadores, procurando-se a solução com menor custo global;
- Desenvolver um programa computacional para cálculo de confiabilidade utilizando-se simulação Monte Carlo (SMC) cronológica. A utilização desta técnica permitirá o cálculo do DMIC e as respectivas multas devido à violação dos indicadores.

# REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [A10] G. Anders, Ranking of substations based on past historical performance, Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), pp. 308-313, Singapore, 2010.
- [ABNT17] Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), “NBR 5356-7 - Transformadores de potência - Parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante”, 2017.
- [ANEEL15] ANEEL, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST”, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, Revisão 7, 2015.
- [ANEEL16] ANEEL, “Resolução Normativa ANEEL nº 729”, 2016.
- [AV11] G. Anders, A. Vaccaro, “Innovations in Power Systems Reliability”, Springer Series in Reliability Engineering, 2011<sup>th</sup> Edition.
- [BA92] R. Billinton e R.N. Allan, “Reliability Evaluation of Engineering Systems - Concepts and Techniques”, 2nd. Edition, New York, Plenum Press, 1992.
- [BA96] R. Billinton e R.N. Allan, “Reliability Evaluation of Power Systems”, 2nd Edition, New York, Plenum Press, 1996.
- [BGG91] R. Billinton, R. Gupta, L. Goel, “Power Evaluation of Subtransmission Systems”, Power Systems Research Group, Saskatoon, 1991.
- [BL94] R. Billinton e W. Li, “Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods”. New York: Plenum, 1994.
- [C15] Manual de Utilização, Programa de Análise de Redes - Anarede, Cepel, 2015.
- [C16] Manual de Utilização, Programa Nível Hierárquico 2 - NH2, Cepel, 2016.
- [CIGRE98] CIGRE - Task Force 13 of Advisory Group 38.03, “Sequential Probabilistic Methods for Power System Operation and Planning”, ELECTRA, nº 179, (1998) 68-99.
- [CLMB00] A.M. Cassula, A.M. Leite da Silva, L.A.F. Manso, R. Billinton, “Avaliação da Confiabilidade em Sistemas de Distribuição Considerando Falhas de Geração e Transmissão”, Sba Controle & Automação vol.14, nº 3, Campinas, July/Sept. 2003.

- [CRVA] A.R. Carvalho, A.M. Rei, F. F. C. Véliz, P.C. de Almeida, “Aplicações de Avaliações Probabilísticas no Planejamento da Expansão da Transmissão”, XIX SPNTEE, GLP27, Outubro de 2007.
- [CYME15] CYME International, “CYMDIST – Distribution System Analysis”, Canada, March 2015, [www.cyme.com/software/cymdist](http://www.cyme.com/software/cymdist).
- [FB89] C.C. Fong, R. Billinton, et al., “Bulk System Reliability - Measurement and Indices,” IEEE Trans. on Power Systems, vol. 4, n°. 3, pp. 829-835, Aug. 1989.
- [GF99] L. Goel, C. Fenf, “Well-Being Framework for Composite Generation and Transmission System Reliability Evaluation”, IEE Proc.-Gener. Trans. Distrib., Vol. 146, No 5, pp. 528-534, September 1999.
- [GMM96] S. Granville, J.C.O. Mello, A.C.G. Melo, “Application of Interior Point Methods to Power Flow Unsolvability”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. II, n° 2, May 1996.
- [HAK06] G. Hamoud, G. J. Anders, B. Kalinowski, “Defining and Evaluating Performance Measures for Transmission Stations”, ISBN: 978-91-7178-585-5, Stockholm, 2006.
- [HE03] G. Hamoud, I El-Nahas, “Assessment of Customer Supply Reliability in Performance-Based Contracts”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, n° 4, November 2003.
- [L05] W. Li, Risk Assessment of Power Systems – Models, Methods, and Applications. New York: IEEE Press, 2005.
- [LCBM02] A.M. Leite da Silva, A.M. Cassula, R. Billinton, L.A.F. Manso, “Integrated Reliability Evaluation of Generation, Transmission and Distribution Systems”, Proc. IEE-GTD, vol. 149, no. 1, pp. 1–6, Jan. 2002.
- [LJLM16] A.M. Leite da Silva, Fellow, J.L. Jardim, L.R. de Lima, Z.S. Machado Jr, “A Method for Ranking Critical Nodes in Power Networks Including Load Uncertainties” IEEE, Vol. 31, n° 2, 2016.
- [LMMB00] A.M. Leite da Silva, L.A.F. Manso, J.C.O. Mello, R. Billinton, “Pseudochronological Simulation for Composite Reliability Analysis with Time Varying Loads”, IEEE Trans. on, Power Systems, Vol. 15, n° 1, pp. 73-80, February 2000.
- [LVFM14] A.M. Leite da Silva, A. Violin, C. Ferreira, Z.S. Machado Jr., “Probabilistic evaluation of substation criticality based on static and dynamic system performances,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 29, n°. 3, pp. 1410-1418, May 2014.

- [M99] L.A.F. Manso, “Um Ambiente para Sistemas de Geração e Transmissão utilizando o Valor da Confiabilidade”, Tese de Doutorado, UNIFEI, 1999.
- [ML04] L.A.F. Manso, A.M. Leite da Silva, “Modelagem de Cargas Variantes no Tempo na Avaliação de Confiabilidade Composta via Simulação Monte Carlo não-Sequencial”, Sba Controle & Automação vol.15 no.1 Campinas Jan./Mar. 2004.
- [MME15] Ministério de Minas e Energia, “Decreto N° 8.461 de 2 de Junho de 2015”, [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2015-2018/2015/decreto/d8461.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/decreto/d8461.htm).
- [MMORF94] J.C.O. Mello, A.C.G. Melo, G.C. Oliveira, S.P. Romero, R.N. Fontoura Filho, “A composite reliability evaluation model for large scale power systems,” in Proc. 4th PMAAPS, Eletrobrás, Rio de Janeiro, Brazil, Sep. 1994, pp. 239–244.
- [MPL92] A.C.G. Melo, M.V.F. Pereira, A.M. Leite da Silva, “Frequency and Duration Calculations in Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 7, n° 2, pp. 469-476, May 1992.
- [MPL93] A.C.G. Melo, M.V.F. Pereira, A.M. Leite da Silva, “A Conditional Probability Approach to the Calculation of Frequency and Duration Indices in Composite Reliability Evaluation”, IEEE Transactions on Power Systems, 8 (1993) 1118-1125.
- [MPL94] J.C.O. Mello, M.V.F. Pereira, A.M. Leite da Silva, “Evaluation of Reliability Worth in Composite System Based on Pseudo-Sequential Monte Carlo Simulation”, IEEE Transactions on Power Systems, 9 (1994) 1318-1326.
- [MVM13] P.J.M. Lacañina, A.L.V. Jaén, J.L.M. RAMOS, “Hybrid Procedure Including Subtransmission Systems and Substations for Reliability Assessment”, IET Generation, Transmission & Distribution, p.1-16, 2013.
- [N05] L.C. Nascimento, “Avaliação da Confiabilidade Utilizando Programação Orientada a Objetos: Aplicação em um Sistema Elétrico Interligado a uma Central de Cogeração”, Dissertação de Mestrado, UNESP – Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, Maio de 2005.
- [ONS16] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, Procedimentos de rede, Submódulo 23.2, ONS, [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br).
- [ONS17] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, Procedimentos de rede, Submódulo 23.3, ONS, [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br).
- [PB92] M.V.F. Pereira, N.J. Balu, “Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation”, Proceedings of the IEEE, Vol. 80, n° 4, April 1982.
- [PRORET15] ANEEL, “Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET”, Submódulo 2.3 – Base de Remuneração Regulatória, versão 2.0, 23/11/2015.

- [PRORET17] ANEEL, “Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET”, Submódulo 2.5A – Fator X, versão 1.0, 24/02/2017.
- [PSSL16] M.R. Pereira, B.E. da Silva, C.E. Sacramento, C.M. Luiz, “Metodologia de Priorização de Portfólio de Obras no Sistema Elétrico”, Curitiba: SENDI, 2016.
- [R99] REAL - Reliability Analysis of Electric Power Systems, “Manual de Utilização”, Versão 2.0, Itajubá/MG (1999).
- [S16] Sinapsis, “Avaliação dos Custos Relacionados às Interrupções de Energia e suas Implicações na Regulação”, Relatório preparado para a ANEEL, março, 2016, [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br).
- [S17] F.S. Silva, “Método para Avaliar a Confiabilidade Estrutural de Sistemas de Subtransmissão de Energia integrados à Distribuição”, Dissertação de Mestrado, CEFET-MG – Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Agosto de 2017.
- [SCLBA95] M.T. Schilling, M.B. do Coutto Filho, A.M. Leite da Silva, R. Billinton, R.N. Allan, “An Integrated Approach to Power System Reliability Assessment,” *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 17, n° 6, pp. 381-390, 1995.
- [SL14] M.T. Schilling, A.M. Leite da Silva, “Conceptual Investigation on Probabilistic Adequacy Protocols: Brazilian Experience”, *IEEE*, Vol. 29, no. 3, May 2014.
- [SRMMS16] T.O. Santos, L.C. Resende, L.A.F. Manso, F.L. Miranda, A.M. Leite da Silva, “Análise de Desempenho de Sistemas de Subtransmissão baseada em Índices de Severidade”, Congresso Brasileiro de Automática, pp. 3446-3451, Vitória, Out. 2016.
- [SS89] A.W. Schneider, B. Silverstein, “Bulk System Reliability—Measurement and Indices,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 4, no. 3, pp. 829–835, Aug. 1989.
- [SSC08] M.T. Schilling, J.C.S. Souza, M.B. Do Coutto Filho, “Power System Probabilistic Reliability Assessment: Current Procedures in Brazil”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 23, n°. 3, Aug. 2008.
- [SSPSSS16] F.S. Silva, E.G. Silveira, P.C.T. Pereira, M.V. Silva, A.V.C. Santos, F.M.I. Silva, “Método para Estimar a Confiabilidade de Sistemas de Subtransmissão de Energia – DEC estrutural”, Curitiba: SENDI, 2016.