UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO JOÃO DEL-REI
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA

CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS
DIRETORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO

COORDENAÇÃO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGEL

DIAGNÓSTICO DO DESEMPENHO DE SISTEMAS DE SUBTRANSMISSÃO

Thiago de Oliveira Santos

Orientador: Prof. Dr. Leonidas Chaves de Resende

Coorientador: Prof. Dr. Luiz Antônio da Fonseca Manso

Dissertação submetida ao PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA (PPGEL), como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Maio de 2016
São João del-Rei - MG – BRASIL

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO JOÃO DEL-REI
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA

CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS
DIRETORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO

COORDENAÇÃO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGEL

Thiago de Oliveira Santos

DIAGNÓSTICO DO DESEMPENHO DE SISTEMAS DE SUBTRANSMISSÃO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Associação Ampla entre a Universidade Federal de São João del-Rei e o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais em 23 de maio de 2016 como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, aprovada pela Banca Examinadora constituída pelos seguintes membros:

Orientador: Prof. Leonidas Chaves de Resende

Coorientador: Prof. Luiz Antônio da Fonseca Manso

Prof. Edimar José de Oliveira

Prof. Eduardo Gonzaga da Silveira

São João del-Rei – MG – BRASIL

Dedico este trabalho
aos meus pais, Domingos Sávio e
Margarida,
ao meu irmão, João Paulo,
e à minha esposa, Daiane Maria.

AGRADECIMENTOS

Agradeço inicialmente a Deus, por me conceder sabedoria, coragem e perseverança durante toda minha vida, e à Maria, pela intercessão nas horas mais necessárias.

Ao Professor Leonidas Chaves de Resende, pelos imensuráveis ensinamentos e paciência, amigo que sempre demonstrou disposição, flexibilidade e compreensão durante todos os anos de preparação para este trabalho, desde as disciplinas lecionadas até a orientação exemplar nesta dissertação.

Ao Professor Luiz Antônio da Fonseca Manso, pelo apoio e disponibilidade sempre demonstrados ao partilhar seus valiosos conhecimentos durante boa parte de minha vida acadêmica com o qual tive contato.

Aos meus queridos pais, Domingos Sávio e Margarida Carvalho, pelo amor e carinho a mim dispensados, pela presença constante, por me ensinarem valores e princípios que norteiam minha vida. Sem essa força, essa conquista seria mais árdua.

Ao meu irmão João Paulo, pela amizade e paciência demonstrados em todos os momentos.

À minha esposa Daiane Maria, pelo amor e companheirismo. Não por me fazer acreditar em meus sonhos, mais que isso, mas por sonhar junto, possibilitando que meus sonhos se tornem realidade, me mostrando o quão capazes somos ao acreditar.

A todos os meus amigos, familiares e professores que passaram por minha vida, pela compreensão, apoio e ensinamentos.

À UFSJ e ao CEFET, pela oportunidade e pelos recursos dispensados em minha formação.

RESUMO

A energia elétrica, ao proporcionar qualidade de vida, desenvolvimento e produtividade, tornou-se essencial para a sociedade desde a sua descoberta, provocando no homem um grau elevado de dependência de um fornecimento regular. Isso faz com que falhas e cortes tragam consequências desastrosas para a sociedade, a qual demanda cada vez mais por um fornecimento confiável através de sistemas pouco susceptíveis a falhas. Por isso, o desempenho dos sistemas elétricos deve ser constantemente aferido e analisado por meio de indicadores de qualidade, geralmente representados por índices de confiabilidade.

Dentre os principais índices de confiabilidade existentes na literatura, o Índice de Severidade corresponde a um dos mais modernos e importantes indicadores de risco probabilístico que captura não apenas a habitualidade das falhas do sistema, mas também suas gravidades e consequências. Entretanto, ao contrário das técnicas de avaliação da confiabilidade para sistemas de geração e sistemas compostos de geração e transmissão, não há uma escala proposta na literatura para a classificação do desempenho dos sistemas de subtransmissão, talvez devido à configuração pouco malhada apresentada por estes. Dessa forma, a principal contribuição dessa dissertação é desenvolver uma metodologia para a definição de valores de referência para a classificação do desempenho de sistemas de subtransmissão através do Índice de Severidade, procedimento útil para planejadores e controladores do sistema elétrico.

A nova classificação é construída através da análise dos dados de três sistemas com comportamentos e características reais. Utilizando o método dos mínimos quadrados, é realizado o ajuste da função correspondente aos dados discretos encontrados para a definição dos limites de cada grau da nova classificação. Esses novos limites devem possibilitar uma rápida classificação quanto ao desempenho através do Índice de Severidade para um sistema qualquer de subtransmissão. Os resultados obtidos demonstram a validade da metodologia proposta.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS ..... **VII**

LISTA DE TABELAS ..... **IX**

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS ..... **XI**

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO **1**

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS **1**

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA **9**

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO **14**

CAPÍTULO 2 CONFIABILIDADE **16**

2.1 INTRODUÇÃO **16**

2.2 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE **17**

2.3 ÍNDICE DE SEVERIDADE **19**

CAPÍTULO 3 METODOLOGIA PROPOSTA **23**

3.1 INTRODUÇÃO **23**

3.2 ANÁLISE DOS SISTEMAS **24**

3.2.1 Sistema 1 24

3.2.2 Sistema 2 29

3.2.3 Sistema 3 34

3.2.4 Comparação entre os Sistemas 37

3.3 DESENVOLVIMENTO DA NOVA TABELA **40**

3.3.1 Escolha do sistema de referência 41

3.3.2 Ajuste de curvas para o Sistema 1 através do método dos Mínimos Quadrados 42

3.3.3 Nova Tabela de Classificação quanto ao IS 48

CAPÍTULO 4 APLICAÇÕES 53

4.1 INTRODUÇÃO 53

4.2 APLICAÇÃO DA TABELA PROPOSTA AOS SISTEMAS 53

4.2.1 Sistema 1 53

4.2.2 Sistema 2 55

4.2.3 Sistema 3 56

4.2.4 Análise conjunta dos Sistemas 1, 2 e 3 58

CAPÍTULO 5 CONCLUSÕES 61

REFERÊNCIAS 65

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Oferta de energia elétrica no Brasil por fonte [E15]..... 5

Figura 1.2 – Sistema elétrico: geração, transmissão e distribuição [A08] 7

Figura 2.1 – Níveis Hierárquicos de um Sistema Elétrico 21

Figura 3.1 – Distribuição das barras do Sistema 1 por Grau de Severidade..... 28

Figura 3.2 – Distribuição de frequência das barras do Sistema 1 por Grau de Severidade 29

Figura 3.3 – Distribuição das barras do Sistema 2 por Grau de Severidade..... 33

Figura 3.4 – Distribuição de frequência das barras do Sistema 2 por Grau de Severidade 33

Figura 3.5 – Distribuição das barras do Sistema 3 por Grau de Severidade..... 36

Figura 3.6 – Distribuição de frequência das barras do Sistema 3 por Grau de Severidade. 37

Figura 3.7 – Distribuição de frequencia das barras dos Sistemas 1, 2 e 3 por Grau de Severidade. 38

Figura 3.8 – Diagrama de Dispersão do IS das Barras 43

Figura 3.9 – Percentual de barras por IS mínimo para o Sistema 1 45

Figura 3.10 – $\varphi(x)$ *versus* IS 50

Figura 3.11 – Algoritmo proposto para a obtenção da nova classificação 52

Figura 4.1 – Distribuição de frequência das barras do Sistema 1 de acordo com a classificação tradicional e com a classificação proposta 54

Figura 4.2 –Distribuição de frequência das barras do Sistema 2 de acordo com a classificação tradicional e com a classificação proposta 56

Figura 4.3 – Distribuição de frequência das barras do Sistema 3 de acordo com a classificação tradicional e com a classificação proposta 58

Figura 4.4 – Distribuição de frequência das barras dos Sistemas 1, 2 e 3 de acordo com a nova classificação proposta. 59

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Classificação da severidade de distúrbios do sistema para a transmissão [FBGOSS89, O03] 20

Tabela 3.1 – Dados gerais do Sistema 1 25

Tabela 3.2 – Resultados básicos do Sistema 1..... 25

Tabela 3.3 – Índices globais do Sistema 1 25

Tabela 3.4 – Índices por barra para o Sistema 1..... 26

Tabela 3.5 – Dados gerais do Sistema 2 29

Tabela 3.6 – Resultados básicos do Sistema 2..... 30

Tabela 3.7 – Índices globais do Sistema 2 30

Tabela 3.8 – Índices por barra para o Sistema 2..... 30

Tabela 3.9 – Dados Gerais do Sistema 3..... 34

Tabela 3.10 – Resultados básicos do Sistema 3..... 34

Tabela 3.11 – Índices globais do Sistema 3 34

Tabela 3.12 – Índices por barra obtidos para o Sistema 3 35

Tabela 3.13 – Percentual de barras por classificação..... 39

Tabela 3.14 – Distribuição percentual do IS das barras do Sistema 1 42

Tabela 3.15 – Número percentual de barras por IS mínimo para o Sistema 1..... 44

Tabela 3.16 – Sequência de dados..... 46

Tabela 3.17 – x, $f(x)$ e $z = \ln y$ calculados a partir dos IS por barra para o Sistema 1 47

Tabela 3.18 – Percentual máximo de barras admitido em cada Grau..... 49

Tabela 3.19 – Classificação do IS para Sistemas de Subtransmissão..... 51

Tabela 4.1 – Quantidade de barras do Sistema 1 por Grau de Severidade..... 53

Tabela 4.2 – Quantidade de barras do Sistema 2 por Grau de Severidade..... 55

Tabela 4.3 – Quantidade de barras do Sistema 3 por Grau de Severidade..... 56

Tabela 4.4 – Classificação dos sistemas quanto ao IS global segundo a classificação proposta e a nova classificação 60

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ECOST - *Expected Cost of Interruptions*

EENS - *Expected Energy Not Supplied*

EPNS - *Expected Power Not Supplied*

F&D - Frequência e Duração

G&T - Geração e Transmissão

IEAR - *Interrupted Energy Assessment Rate*

IS - Índice de Severidade

LOLD - *Loss of Load Duration*

LOLE - *Loss of Load Expectation*

LOLF - *Loss of Load Frequency*

LOLP - *Loss of Load Probability*

NH - Nível Hierárquico

SDAT - Sistema de Distribuição de Alta Tensão

SIN - Sistema Interligado Nacional

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A energia representa um papel fundamental na existência humana. Trata-se do principal fomentador do desenvolvimento econômico e social, proporcionando inúmeras oportunidades e alternativas para a sociedade ao fornecer potencial elétrico, térmico e mecânico às ações humanas.

Dentre as formas de energia disponíveis, atenção especial deve ser dada à energia elétrica, que desde sua descoberta assumiu um papel de destaque na história, tornando-se a principal e mais nobre fonte de energia utilizada pelo mundo moderno. Sua descoberta possibilitou um salto enorme na qualidade de vida do homem, tornando possível desde atividades simples, porém essenciais, como a iluminação das residências e vias públicas, até avanços tecnológicos jamais experimentados pela humanidade nas mais diversas áreas: saúde, tecnologia da informação, meios de comunicação, produção industrial, etc. Grande parte da tecnologia aplicada nessas áreas só puderam ser desenvolvidas graças à energia elétrica. No mundo de hoje, eletricidade, como alimento e moradia, é um direito humano básico [L09].

No Brasil, de todos os segmentos da infraestrutura, a energia elétrica é o serviço mais universalizado. A incidência e as dimensões dos nichos não atendidos estão diretamente relacionadas à sua localização e às dificuldades físicas ou econômicas para extensão da rede elétrica. Afinal, cada uma das cinco regiões geográficas em que se divide o Brasil – Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte – tem características bastante peculiares e diferenciadas das demais que determinam os contornos que o sistema elétrico brasileiro adquiriu ao longo do tempo e ainda determinam a maior ou menor facilidade de acesso da população local à rede elétrica. Esse sistema, composto por usinas, linhas de transmissão e ativos de distribuição é conhecido como Sistema Interligado Nacional (SIN), possibilitando o atendimento de eventuais déficits de energia de uma região por outra onde há maior capacidade de geração. Essa imensa “rodovia elétrica” abrange a maior parte do

território brasileiro, com exceção de algumas regiões que se concentram principalmente na região Amazônica, no Norte do país, onde existem diversos sistemas de menor porte, não-conectados ao SIN, chamados de Sistemas Isolados [A08].

Os nichos não atendidos pela conjuntura atual do setor elétrico brasileiro, seja por crescimento da demanda, escassez de oferta ou restrições financeiras, socioeconômicas e ambientais à expansão do sistema, como mencionado, indica que o suprimento futuro de energia elétrica exigirá maior aproveitamento de fontes alternativas [A02]. A geração distribuída, por exemplo, normatizada pela ANEEL através da Resolução número 482/2012, estabelece que o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade, permitindo o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas elétricos e a diversificação da matriz energética. De acordo com a Resolução 482/2012, as fontes de geração precisam ser renováveis ou com elevada eficiência energética, isto é, com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada [A12].

Além disso, no caso do Brasil, a geração térmica, particularmente com derivados de petróleo, apesar de ser muito pouco expressiva no âmbito nacional, tem desempenhado um papel importante no atendimento da demanda de pico do sistema elétrico e, principalmente, no suprimento de energia elétrica a municípios e comunidades não atendidos pelo sistema interligado [A02].

O atual fornecimento de energia elétrica à população compreende toda a área que cobre desde o processo de transformação de energia primária até a interface com cada tipo de consumidor. Essa área é denominada área de suprimento e, conceitualmente, pode ser dividida em três subsistemas: geração, transmissão e distribuição, que formam o sistema elétrico [R11].

O subsistema de geração é a área do sistema que tem o objetivo de converter uma fonte de energia primária em energia elétrica através de diversas tecnologias. Existem várias opções para geração de eletricidade a partir de diversas fontes, renováveis (energia hidráulica, eólica, solar, geotérmica e biomassa, dentre outras), ou não-renováveis (como gás natural, nuclear, carvão mineral e petróleo). Na

escolha da melhor fonte a ser utilizada, devem ser analisados aspectos como volume de investimentos demandados, custos, tecnologia disponível e sustentabilidade. Ser favorecido por recursos naturais que se transformam em fontes de produção de energia é estratégico para qualquer país pois, além de outros motivos, reduz a dependência do suprimento externo e, em consequência, aumenta a segurança quanto ao abastecimento de um serviço vital ao desenvolvimento econômico e social. No caso dos potenciais hídricos, a esses argumentos favoráveis somam-se outros dois: o baixo custo do suprimento na comparação com outras fontes (carvão, petróleo, urânio e gás natural, por exemplo) e o fato de a operação das usinas hidrelétricas não provocar a emissão de gases causadores do efeito estufa. A energia hidrelétrica é classificada como limpa no mercado internacional [A08]. No Brasil, além de todos esses fatores, ressalta-se o fato de que o país detém o maior potencial hidrelétrico do mundo, fazendo com que a energia de fonte hidráulica produzida no país represente cerca de 65,2% do total da oferta de energia, constituindo-se na maior produtora de eletricidade do país.

De grande importância no cenário atual de fornecimento de energia devido principalmente a aspectos relacionados à consciência socioambiental e sustentabilidade, as fontes renováveis de energia são responsáveis por uma parcela cada vez maior da oferta de energia no Brasil.

Em estágios avançados de exploração, a biomassa e a eólica são fontes renováveis cada vez mais utilizadas no país. Do ponto de vista energético, biomassa é toda matéria orgânica (de origem animal ou vegetal) que pode ser utilizada na produção de energia. Uma das principais vantagens da biomassa é que, embora de eficiência reduzida, seu aproveitamento pode ser feito diretamente, através da combustão em fornos ou caldeiras. Para aumentar a eficiência do processo e reduzir impactos socioambientais, tem-se desenvolvido e aperfeiçoado tecnologias de conversão eficiente, como a gaseificação e a pirólise. A médio e longo prazo, a exaustão de fontes não-renováveis e as pressões ambientalistas acarretarão maior aproveitamento energético da biomassa, que mesmo atualmente, vem sendo mais utilizada na geração de eletricidade, principalmente em sistemas de co-geração (como o setor sucro-alcooleiro em São Paulo) e no suprimento de eletricidade de comunidades isoladas da rede elétrica. O uso da biomassa ainda promove a

geração local e descentralizada de empregos, reduzindo o problema do êxodo rural e a dependência externa de energia, em função da sua disponibilidade local. No Brasil, a imensa superfície do território nacional, quase toda localizada em regiões tropicais e chuvosas, oferece excelentes condições para a produção e o uso energético da biomassa em larga escala [A02].

Já a energia eólica corresponde à energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu aproveitamento ocorre através da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores, para a geração de energia elétrica. Atualmente, existem mais de 30 mil turbinas eólicas em operação no mundo. Recentes desenvolvimentos tecnológicos (sistemas avançados de transmissão, melhor aerodinâmica, estratégias de controle e operação das turbinas) têm reduzido custos e melhorado o desempenho e a confiabilidade dos equipamentos. Espera-se, portanto, que a energia eólica venha a ser muito mais competitiva economicamente na próxima década. Embora ainda haja divergências entre especialistas e instituições na estimativa do potencial eólico brasileiro, vários estudos indicam valores extremamente consideráveis, ultrapassando 60.000 MW, motivando a exploração comercial da energia eólica que é ainda apoiada por diversos programas governamentais que objetivam uma maior participação da energia eólica no país [A02].

Destaca-se ainda a energia solar que, embora não represente grande fonte direta de energia no contexto brasileiro, apesar do crescente uso na geração distribuída, participa indiretamente na produção de quase todas as fontes de energia – hidráulica, biomassa, eólica, combustíveis fósseis e energia dos oceanos. Além disso, a radiação solar pode ser utilizada diretamente como fonte de energia térmica, para aquecimento de fluidos e ambientes e para geração de potência mecânica ou elétrica. Pode-se também ser convertida diretamente em energia elétrica, através de efeitos sobre determinados materiais, entre os quais se destacam o termoelétrico e o fotovoltaico. Entre os vários processos de aproveitamento da energia solar, os mais usados atualmente são o aquecimento de água e a geração fotovoltaica de energia elétrica. Uma das restrições técnicas à difusão de projetos de aproveitamento de energia solar é a baixa eficiência dos

sistemas de conversão de energia, o que torna necessário o uso de grandes áreas para a captação de energia em quantidade suficiente para que o empreendimento se torne economicamente viável [A02].

A Figura 1.1 apresenta a estrutura da oferta de energia elétrica por fonte no Brasil em 2014. Nota-se que o Brasil dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, que corresponde a 74,6% da oferta interna de eletricidade, resultante da soma dos montantes referentes à produção nacional mais as importações, que são essencialmente de origem renovável.

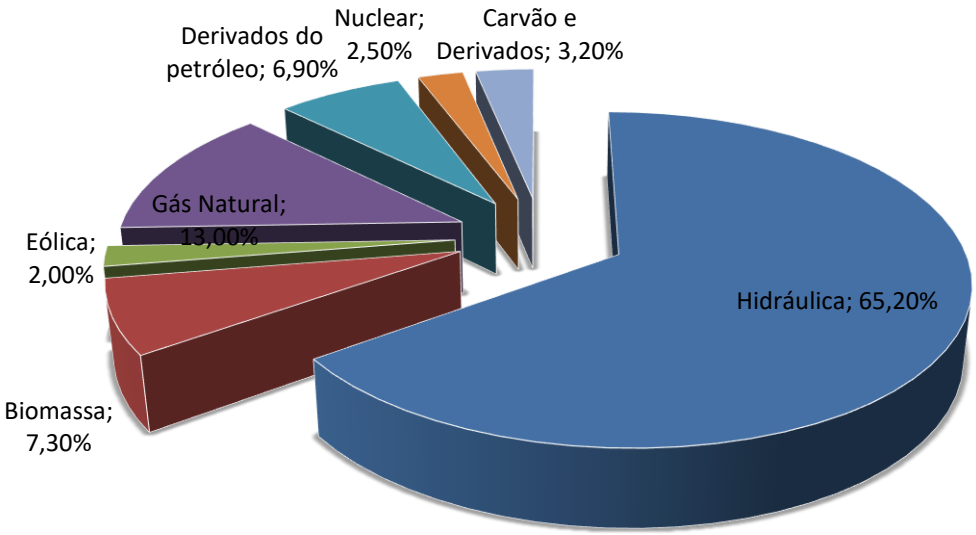


Figura 1.1 – Oferta de energia elétrica no Brasil por fonte [E15]

O subsistema de transmissão está normalmente associado ao transporte de blocos significativos de energia a distâncias razoavelmente longas e caracteriza-se por linhas de transmissão com torres de grande porte e com condutores de grande diâmetro, que cruzam distâncias consideráveis, desde o ponto de geração até pontos específicos próximos aos grandes centros de consumo da energia elétrica [R11], como grandes indústrias e subestações de distribuição. A transmissão da energia em longas distâncias só é viável devido ao uso da corrente alternada, que possibilitou o uso de transformadores em subestações elevadoras responsáveis

pela elevação do nível de tensão de energia elétrica para valores muito maiores do que aqueles utilizados na geração e na carga, reduzindo-se as perdas no sistema [M83, OSKR00]. Como exemplo, tem-se o caso das usinas hidroelétricas, geralmente localizadas distantes dos principais centros consumidores, necessitando-se de um complexo sistema de transmissão para transportar a energia gerada. No Brasil, por exemplo, devido à sua grande dimensão territorial e às distâncias das principais usinas elétricas dos centros consumidores, as linhas de transmissão apresentam comprimentos bastante elevados, atingindo uma extensão de mais de 102.888 km em 2011 [S12].

Tradicionalmente, o sistema de transmissão é dividido em redes de transmissão e subtransmissão em razão do nível de desagregação do mercado consumidor. A rede primária é responsável pela transmissão de grandes "blocos" de energia, visando ao suprimento de grandes centros consumidores e à alimentação de eventuais consumidores de grande porte. A rede secundária – subtransmissão ou Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT) – é basicamente uma extensão da transmissão, objetivando o atendimento de pequenas cidades e consumidores industriais de grande porte. A subtransmissão faz a realocação dos grandes blocos de energia, recebidos de subestações de transmissão, entre as subestações de distribuição [E00 *apud* A02]. No entanto, a distinção entre as referidas redes é dificultada pelas características do sistema, que apresenta vários níveis de tensão e está sempre em evolução. A rede de transmissão é caracterizada pelas linhas de tensão igual ou superior a 230 kV, e a de subtransmissão, por linhas de tensão entre 69 kV e 138 kV. Essa classificação não é rígida, de forma que há linhas de transmissão de 138 kV, buscando dar continuidade de fluxo, no caso de contingências em linhas de tensão superior paralelas a elas [E00 *apud* A02]. Apesar disso, nesta dissertação o termo sistema de subtransmissão será utilizado para denominar o conjunto de linhas de transmissão e subestações que conectam a transmissão às subestações de distribuição em tensões entre 69 kV e 138kV.

Por fim, a distribuição é responsável pelo transporte da energia ao consumidor final, seja ele residencial, industrial ou comercial, em áreas rurais ou urbanas, usualmente ligados às redes de média e baixa tensão (com tensões nominais inferiores ou iguais a 1 kV) [S12]. No Brasil, a conexão e atendimento ao

consumidor, qualquer que seja o seu porte, são realizados pelas distribuidoras de energia elétrica. Além delas, as cooperativas de eletrificação rural, entidades de pequeno porte, transmitem e distribuem energia elétrica exclusivamente para os associados. As distribuidoras são empresas de grande porte que funcionam como elo entre o setor de energia elétrica e a sociedade, visto que suas instalações recebem das companhias de transmissão todo o suprimento destinado ao abastecimento no país [A08].

A relação entre os sistemas de geração, transmissão (neste caso, sem a rede de subtransmissão) e distribuição e a ligação entre o sistema elétrico e os consumidores é mostrada na Figura 1.2.

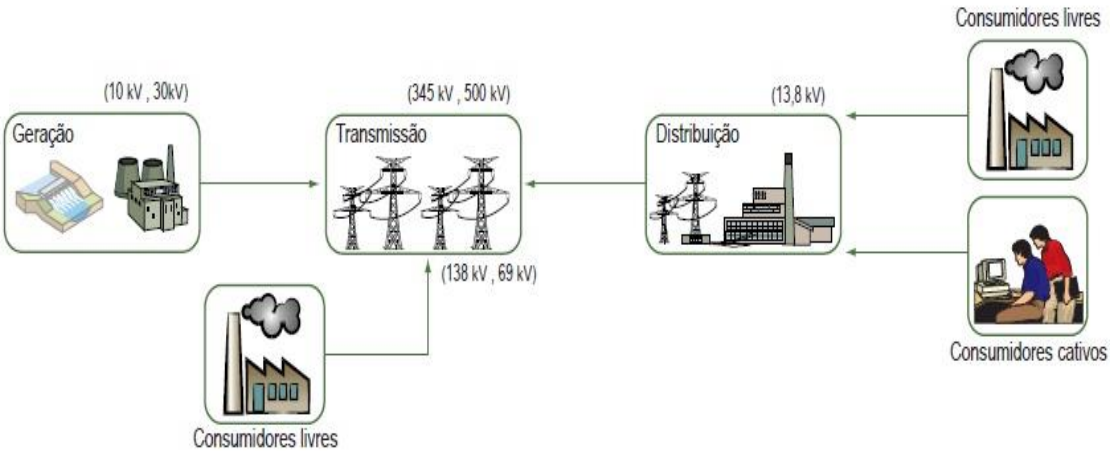


Figura 1.2 – Sistema elétrico: geração, transmissão e distribuição [A08]

Sua relativa facilidade de geração, transporte, distribuição e utilização, com as consequentes transformações em outras formas de energia, atribuem à eletricidade uma característica de universalização, disseminando o seu uso pela humanidade de forma a proporcionar desenvolvimento social e econômico. Entretanto, ao proporcionar à sociedade qualidade de vida, desenvolvimento e produtividade, provoca no homem um grau elevado de dependência de um fornecimento regular de energia. Isso faz com que falhas e cortes de energia tragam consequências, muitas vezes desastrosas para a sociedade. Tem-se, então, a imposição de sistemas elétricos pouco susceptíveis a falhas e uma constante melhoria da qualidade dos serviços de energia elétrica, exigindo uma atuação eficaz do órgão regulador, a ANEEL.

A sociedade moderna espera, portanto, que a energia elétrica esteja continuamente disponível sob demanda. Isso não é possível devido a falhas aleatórias que geralmente estão fora do controle de engenheiros de sistemas de potência. A probabilidade de um cliente ser desligado, no entanto, pode ser reduzida pelo aumento do investimento durante as fases de planejamento, de projeto ou de funcionamento. É evidente, entretanto, que as restrições econômicas e a confiabilidade podem entrar em conflito e isso pode levar a decisões gerenciais difíceis. Este problema foi reconhecido pelos gestores, planejadores e operadores de sistemas de potência, que desenvolveram critérios operacionais e técnicas ao longo de muitos anos em uma tentativa de resolver e satisfazer o dilema entre o econômico, o confiável e as restrições operacionais [RA90].

Contudo, a ANEEL obriga ainda que as concessionárias e distribuidoras de energia realizem medições para um acompanhamento sistemático de forma a verificar a qualidade da rede de energia sob sua responsabilidade, desde a produção até o consumo de energia. Estas também devem enviar os dados referentes aos índices de continuidade e níveis de tensão para a agência, sob pena de aplicação de multas e até suspensão de participação em licitações para obtenção de novas concessões, permissões ou autorizações, bem como de impedimento de contratar com a ANEEL e de receber autorização para serviços e instalações de energia elétrica, caso os índices não sejam aferidos dentro dos prazos legais ou estejam fora dos limites pré-estabelecidos pelo órgão regulador [A04].

Dessa forma, devido a todos os aspectos de importância levantados que clamam por uma energia confiável, o monitoramento do sistema deve ser constantemente aferido e analisado pelos participantes do setor elétrico. Esse monitoramento deve ser analisado por meio de índices de confiabilidade, os quais permitem uma leitura sobre o desempenho do sistema, identificando falhas potenciais que resultam em cortes de carga, trazendo transtornos a todos os envolvidos, consumidores ou concessionárias.

Nas três últimas décadas, diversas técnicas e metodologias para a avaliação da confiabilidade de sistemas elétricos de potência passaram por desenvolvimentos consideráveis, o que resultou em modelos de avaliação de confiabilidade de sistemas de geração e de sistemas compostos de geração e transmissão [PB92,

ABBG94, ABBG99, BFB01]. Entretanto, para alguns índices, não há uma escala proposta para a classificação do desempenho dos sistemas de subtransmissão, talvez devido à configuração pouco malhada apresentada por estes, o que resulta em sistemas com pequena ou nenhuma redundância.

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia para a definição de valores de referência, visando a adequada classificação do desempenho dos sistemas de subtransmissão, baseada no Índice de Severidade (IS) de distúrbios. Uma avaliação adaptada às peculiaridades destes sistemas permitirá a planejadores e controladores do sistema elétrico o acesso a informações mais precisas, ou justas, sobre a eficácia de planos executados. Especificamente, a principal contribuição deste trabalho é fornecer uma tabela de valores para uma rápida classificação quanto ao IS para um sistema qualquer de subtransmissão aos moldes das tabelas já existentes para sistemas compostos de geração e transmissão [FBGOSS89].

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os primeiros trabalhos mais significativos sobre confiabilidade composta surgiram por volta da década de 60, com publicações referentes a estudos sobre a confiabilidade de sistemas elétricos de transmissão e distribuição, com destaque para os artigos [GMP64, T64].

Em [GMP64], *Gaver et al* afirmam que já na década de 60 as atenções começavam a se voltar para a confiabilidade ou a continuidade do serviço proporcionado por sistemas elétricos de transmissão e distribuição e reconhece a crescente necessidade à época por métodos mais precisos de previsão e avaliação de confiabilidade. Nesse trabalho, são apresentadas técnicas desenvolvidas que permitem o cálculo de várias medidas de confiabilidade em sistemas de energia a partir de parâmetros básicos de componentes do sistema, tais como taxa de falha anual, duração prevista de falha em um ano, média anual de falhas e probabilidade de que as falhas sejam maiores que as encontradas em um período de tempo pré-determinado.

O artigo [T64] mostra como a probabilidade pode ser aplicada no histórico das falhas de componentes para calcular as frequências esperadas de interrupções e suas durações em qualquer ponto de um sistema elétrico. Da mesma forma, são apresentados métodos de cálculos de frequências de falhas e as durações médias para um ponto qualquer em um sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica. Estes são utilizados para avaliar a confiabilidade de arranjos elétricos, proporcionando aos planejadores de sistema uma ferramenta que pode ser usada em conjunto com a análise econômica e técnica para avaliar as alternativas de expansão de sistemas elétricos.

Embora apresentem diferentes conceitos, os dois artigos mencionados introduzem importantes conceitos para a avaliação de confiabilidade.

Nas décadas seguintes, vários trabalhos surgiram como referências significativas para estudos sobre a aplicação de métodos probabilísticos na avaliação da confiabilidade de sistemas elétricos de potência. Esses trabalhos são compilados nos artigos [I72, I78, RAL84, ABSC98, ABBG94, ABBG99, BFB01]. Referem-se a bibliografias de artigos importantes sobre confiabilidade em diversas áreas do setor elétrico, como na geração, em subsistemas compostos de geração e transmissão, em subsistemas de transmissão e em subsistemas de distribuição, além da análise de dados de falhas de equipamentos e análise de custos. Todos estes artigos foram produzidos entre as décadas de 70 e 90.

Ainda na década de 70, Allan *et al* [AOB77] apresentam alguns algoritmos para avaliar quantitativamente o efeito de falhas, ativas e passivas, no sistema elétrico auxiliar de acordo com a confiabilidade de uma unidade geradora.

O artigo [ADH79] aprimorou conceitos básicos para a avaliação da confiabilidade em subsistemas de distribuição considerando o comportamento operacional desses sistemas e seus efeitos sobre os consumidores, tais como a perda parcial de continuidade. Estes estudos são aplicados a um sistema típico como ilustração do método. Os conceitos introduzidos são importantes para o planejamento de reforços para a rede de distribuição possibilitando inclusive a comparação de alternativas de reforço. Utiliza-se ainda a aproximação matemática de Markov e conjuntos mínimos de cortes como um aprimoramento de métodos já existentes.

Grande parte dos conceitos introduzidos nos artigos anteriores são encontrados e ilustrados em [BA84], onde também se encontram todos os índices básicos utilizados pelas concessionárias de energia elétrica para a avaliação da confiabilidade dos sistemas de distribuição.

No início da década de 90, foi publicado o artigo [RA90], que apresenta um resumo dos conceitos básicos de confiabilidade de sistemas de energia e ilustra sua aplicação no planejamento e projeto do sistema. São calculados índices apresentados em [BA84], como a expectativa de perda de carga ou LOLE (do inglês *loss of load expectation*), e a frequência e duração das falhas, ou F&D. Estes índices são aplicados em sistemas de geração, geração e transmissão e distribuição.

Em 1994, foi publicado o [FG94], que analisa índices de confiabilidade diversos, como frequência e duração de falhas, energia anual não suprida e severidade das falhas para sistemas de geração e transmissão.

Entre os anos de 1996 e 1999, vários trabalhos foram publicados sobre a aplicação de métodos probabilísticos na avaliação da confiabilidade de sistemas de energia. Estes trabalhos são listados na bibliografia [BFB01].

Em [AM97], são propostas duas técnicas para determinação de índices de confiabilidade dos sistemas de distribuição: uma técnica analítica e outra que utiliza Simulação de Monte Carlo. A principal contribuição do artigo é o uso de tempos de restauração não exponenciais, utilizando a distribuição log-normal. A aplicação dos conceitos apresentados no artigo são ilustrados através da análise de uma configuração prática.

O artigo [C98] utiliza métodos analíticos tradicionais que permitem o cálculo dos valores médios para calcular índices de confiabilidade de sistemas de distribuição, incluindo efeitos de falhas na transmissão e na geração.

A partir do final da década de 90, os artigos sobre a avaliação de confiabilidade em sistemas de subtransmissão passaram a ser mais frequentes. Pode-se citar trabalhos como [GG99, GG05, A07, KL13]. Em [GG99], avalia-se o impacto da confiabilidade da subtransmissão e da configuração radial dos sistemas sobre o sistema de distribuição, aplicando o estudo em um sistema de teste de distribuição.

Em [GG05], são calculados, para a subtransmissão, índices referentes a custos de interrupção através da avaliação da confiabilidade do sistema, como o EENS (energia esperada não suprida), o ECOST (custo de interrupção esperado) e o IEAR (perdas monetárias incorridas pelos clientes para cada unidade de energia não fornecida). Em [A07] avalia-se de forma integrada a confiabilidade dos sistemas de distribuição e subtransmissão considerando a geração distribuída, i.e., a geração próxima aos centros de cargas, baseada principalmente em fontes renováveis de energia. Finalmente, em [KL13], utiliza-se tecnologia de redes inteligentes, como supercondutores limitadores de corrente de falha e sistemas de automação de subestações, para a mitigação do impacto de falhas na subtransmissão e consequentemente o reflexo na confiabilidade do sistema.

O artigo [CMB03] apresenta ainda uma nova metodologia para a análise da confiabilidade de sistemas de distribuição, onde se considera os impactos das falhas provenientes dos sistemas de geração e transmissão de modo a produzir uma informação mais detalhada sobre a causa das interrupções experimentadas pelos consumidores. Utiliza-se a Simulação Monte Carlo não Sequencial para determinar os parâmetros de uma rede equivalente fictícia de um sistema composto por geração e transmissão (G&T) que é conectada ao sistema de distribuição e analisada através do conjunto de cortes mínimos. Determinam-se índices de confiabilidade, como frequência e duração de interrupção, LOLC (*Loss of Load Cost* - Custo Esperado da Perda de Carga) e EENS (*Expected Energy Not Supplied* - Energia Esperada Não Suprida). O método proposto é aplicado para testes em um sistema constituído pelo sistema G&T IEEE-RTS, conectado ao sistema de distribuição IEEE-RBTS.

Finalmente o artigo [FBGOSS89] representa o ponto de partida para esta dissertação. Trata-se de uma publicação de 1989 que apresenta métodos e índices para avaliar a confiabilidade de sistemas elétricos.

O principal objetivo da publicação foi oferecer aos planejadores e operadores de sistema índices em tempo real que auxiliem na avaliação da eficácia de planos executados e o efeito das práticas de operação e manutenção realizadas na confiabilidade dos sistemas.

O artigo concentra-se no sistema composto por geração e transmissão (G&T), denominado Nível Hierárquico 2, e, segundo os autores, o método apresentado independe de que seja considerado o G&T como um todo ou parte dele.

O método proposto concentra-se nos eventos de falha abaixo:

- Interrupção de fornecimento devido à perda de continuidade;
- Sistema de perturbações;
- Derramamento automático e rotativo de carga.

São calculados índices como frequência de interrupção, duração anual e média das interrupções, perda de carga anual, energia anual não suprida e índice de severidade das perturbações do sistema. Estes índices são calculados para pontos de interrupção de entrega (interrupção do fornecimento G&T para um ponto de entrega radial ou em malha), interrupção do fornecimento a uma barra pré-selecionada ou um ponto dentro do sistema G&T, casos de derramamento de carga automática e rotacional e de distúrbios do sistema.

Com relação ao índice de severidade, *Fong et al* propõem uma tabela composta por uma escala de classificação de sistemas de acordo com índice, que pode ser usada para medir o grau de severidade de eventos individuais ocorridos em sistemas G&T.

Embora eventos de fiabilidade de sistemas G&T sejam relativamente complexos para uma monitoração exata, o artigo [FBGOSS89] apresenta uma proposta de medição de índices associados de forma a medir a confiabilidade desses sistemas, inclusive o Índice de Severidade, oferecendo um método de baixo custo de implementação que relaciona a abordagem que deve ser feita, os dados necessários, os índices que devem ser calculados, bem como a flexibilidade para expansão do método.

Nota-se que são raros os artigos que tratam da avaliação da confiabilidade envolvendo o sistema elétrico como um todo, visto que essa análise pode se tornar muito complexa na maioria dos sistemas, pois envolve todas as três zonas funcionais, começando nos pontos de geração e terminando nos pontos de carga dos consumidores individuais. Por este motivo, as zonas são geralmente analisadas como uma entidade separada [RA90].

Nessa segregação do sistema para análise, percebe-se nos últimos anos um aumento considerável no número de publicações referentes aos sistemas de transmissão e distribuição, ao contrário do que se observava até a década de 90, quando publicações relativas à geração se sobressaíam em relação aos demais subsistemas.

Apesar disso, estudos referentes à subtransmissão (i.e., conjunto de linhas de transmissão e subestações que conectam a transmissão às subestações de distribuição com tensões entre 69 kV e 138 kV) são ainda pouco publicados, especialmente no que se refere aos índices de confiabilidade. Dentre estes índices, não foi encontrada referência que trate do Índice de Severidade para a subtransmissão, embora o artigo [FBGOSS89] descreva sobre o estudo do índice para sistemas G&T conforme mencionado.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação é dividida em cinco capítulos que são descritos de maneira sintetizada nesta seção.

Este capítulo introdutório apresentou as principais características do sistema elétrico, bem como sua divisão em sistemas de geração, transmissão e distribuição, e a preocupação recorrente por um sistema seguro no que se refere a falhas no fornecimento de energia. Também foi apresentada neste capítulo uma revisão bibliográfica de alguns trabalhos relevantes para o tema em estudo.

O Capítulo 2 apresenta os principais índices utilizados na literatura para a avaliação da confiabilidade em sistemas elétricos, com uma ênfase maior no Índice de Severidade em virtude de ser o balizador de referência na análise de desempenho de sistemas elétricos de subtransmissão neste trabalho.

Todo o estudo e análise realizado para a construção da nova tabela de classificação de desempenho de sistemas de subtransmissão, quanto ao Índice de Severidade, é mostrado no Capítulo 3.

No Capítulo 4, a nova classificação proposta é aplicada em sistemas reais, e os resultados obtidos são discutidos de forma a validar a nova tabela encontrada.

Finalmente, no Capítulo 5 são descritas as principais conclusões referentes aos estudos realizados nesta dissertação, além da apresentação de algumas propostas de trabalhos futuros relacionados ao tema.

CAPÍTULO 2 CONFIABILIDADE

2.1 INTRODUÇÃO

Em termos gerais, confiabilidade de um sistema ou de um componente pode ser definida como a capacidade deste de realizar e manter seu funcionamento, i.e., executar suas funções pré-determinadas em circunstâncias operativas de rotina, bem como em circunstâncias hostis e inesperadas, dentro de um período de tempo pré-determinado.

Em se tratando de sistemas elétricos de potência, um dos principais objetivos do projeto e operação desses sistemas é atingir um determinado grau de confiabilidade no suprimento de energia elétrica aos consumidores.

A importância da avaliação da confiabilidade em sistemas elétricos cresce com [B98]:

- Complexidade tecnológica;
- Exigências severas das condições operativas;
- Exigências de alto grau de automação;
- Expectativas de desempenho (eficácia);
- Escassez de recursos financeiros.

A fim de atingir essa confiabilidade desejada, planos de investimento e estratégias de operação precisam prever a possibilidade de ocorrência de falhas dos componentes e outros distúrbios no sistema, para estimar se a qualidade e continuidade do suprimento, medidas por vários índices de confiabilidade, permanecerão dentro de níveis satisfatórios [B98].

Para que isso ocorra, são utilizadas técnicas de previsão de confiabilidade através do cálculo e análise desses índices. Essas técnicas se desenvolveram consideravelmente devido à demanda cada vez maior por uma energia confiável, resultando em modelos de avaliação de confiabilidade de sistemas de geração e de sistemas compostos de geração e transmissão que possibilitam a avaliação

contínua da confiabilidade de sistemas elétricos. Isso é muito importante para planejadores do sistema elétrico, pois fornece um *feedback* sobre o desempenho e eficácia de eventuais planos executados, além de ser útil para setores de operação e manutenção em relação aos efeitos surtidos sobre a confiabilidade em virtude da adoção de práticas de operação [FBGOSS89].

A estimação dos índices de confiabilidade dos sistemas de energia elétrica geralmente se baseia em técnicas probabilísticas para modelar incertezas associadas a falhas nos equipamentos e flutuações de carga [ARS11]. Apresentam características fundamentais, tais como a raridade, a frequência de ocorrência, a duração e o impacto dos eventos simulados.

2.2 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE

Usualmente, os programas de avaliação da confiabilidade fornecem o seguinte conjunto de índices de confiabilidade [RA88, PB92, RA94, B98, C07]:

1. LOLP (*Loss of Load Probability* - probabilidade de perda de carga):

$$LOLP = \sum_{i \in S} p_i \tag{2.1}$$

onde p_i é a probabilidade do estado i do sistema e S o conjunto de todos os estados do sistema associados com corte de carga.

2. LOLE (*Loss of Load Expectation* - número esperado de horas de perda de carga para o período considerado, em geral, um ano):

$$LOLE = LOLP \times NH_{ano} \tag{2.2}$$

onde NH_{ano} é o número de horas do ano, 8760 horas/ano (365 dias) ou 8736 horas/ano (364 dias).

3. LOLF (*Loss of Load Frequency* - frequência de perda de carga), geralmente dada em falhas por ano:

$$LOLF = \sum_{i \in S} (F_i - f_i) \tag{2.3}$$

onde F_i é a frequência de saída do estado i do sistema e f_i é a porção de F_i que corresponde a não ultrapassar a barreira entre o conjunto de estados com perda de carga e o conjunto de estados sem perda de carga. Para sistemas compostos, é difícil calcular o índice LOLF, porque implica em que, para cada estado i do sistema com corte de carga, é necessário identificar todos os estado sem corte de carga que podem ser atingidos a partir de i em uma transição.

A frequência F_i do i-ésimo estado de um sistema pode ser calculada como:

$$F_i = p_i \sum_{j \in M} \lambda_j \tag{2.4}$$

onde λ_j é a taxa de saída associada ao estado do j-ésimo componente no estado i do sistema e M é o conjunto de todos os componentes do sistema.

4. LOLD (*Loss of Load Duration* - duração média de perda de carga), dada em horas:

$$LOLD = \frac{LOLE}{LOLF} \tag{2.5}$$

5. EPNS (*Expected Power Not Supplied* - *v*alor esperado de potência não suprida), dado em MW:

$$EPNS = \sum_{i \in S} C_i p_i \tag{2.6}$$

onde C_i é o corte de carga no estado de falha i do sistema.

6. EENS (*Expected Energy Not Supplied* - valor esperado de energia não suprida), geralmente dada em MWh/ano:

$$EENS = EPNS \times NH_{ano} \tag{2.7}$$

7. IS (Índice de Severidade), dado em minutos por ano:

$$IS = \frac{60 \times EENS}{L} \tag{2.8}$$

onde L é o pico de carga instalada do sistema em MW. Este índice será discutido mais profundamente na próxima seção deste capítulo.

2.3 ÍNDICE DE SEVERIDADE

O Índice de Severidade, ou IS, exprime um tempo fictício de uma perturbação imaginária que seria necessária para acumular uma energia não suprida exatamente equivalente àquela calculada pelo índice EENS, se toda a carga do sistema fosse afetada [E07]. Em outras palavras, o IS exprime um tempo fictício de um blecaute imaginário de todo o sistema que seria necessário para acumular uma energia não suprida exatamente igual à EENS.

Trata-se de um dos mais modernos e importantes indicadores de risco probabilístico que captura não apenas a habitualidade das falhas do sistema, mas também a gravidade e as consequências das mesmas. Pelo fato de ser um indicador normalizado, permite a comparação de sistemas de portes (i.e., sua dimensão ou montante de carga) e naturezas distintas no que se refere ao impacto de cortes de carga, advindo daí a sua importância [O03].

A severidade é um índice dado pela divisão de um valor estimado da energia interrompida (em MWh/ano) por uma base de potência em MW (geralmente a ponta de carga do sistema ou de uma área). O valor numérico é multiplicado por 60 para a conversão em minutos. A severidade é usualmente expressa em *sistema-minuto* ou simplesmente *minuto* [O03].

É fundamentalmente o mesmo que Índice de Corte de Energia de Sistema G&T [W78], mas é aplicada para medir o grau de severidade de eventos individuais [FBGOSS89].

As severidades dos distúrbios ocasionados por estes eventos podem ser agrupadas em intervalos de gravidade (chamados graus de severidade). O objetivo é segregar grandes perturbações da rede de outras de menor importância. Vale ressaltar que os impactos sociais e econômicos são difíceis de serem determinados com precisão. Portanto, é suficientemente satisfatório classificar as perturbações do sistema apenas em termos de categorias gerais através dos graus de severidade [FBGOSS89].

A severidade é um dos poucos indicadores probabilísticos de curso internacional e que já dispõe de uma escala de valoração classificatória, com base logarítmica. O conceito que o embasa é o da classificação dos eventos de forma semelhante àquele empregado no tratamento de terremotos, onde cada escala é diferenciada da antecedente por uma ordem de grandeza. A Tabela 2.1 mostra a hierarquia usada na classificação da confiabilidade do sistema de transmissão via severidades. Cabe ainda ressaltar que entre dois sistemas, o mais confiável é o que apresenta menor valor numérico de severidade [O03].

Tabela 2.1 – Classificação da severidade de distúrbios do sistema para a transmissão [FBGOSS89, O03]

Classificação	**Severidade (min/ano)**	**Status**	**Observações**
Grau 0	$S < 1$	Favorável	Baixíssimo risco
Grau 1	$1 \leq S < 10$	Satisfatório	Baixo risco
Grau 2	$10 \leq S < 100$	Limítrofe	Risco médio
Grau 3	$100 \leq S < 1000$	Grave	Impacto severo em alguns consumidores
Grau 4	$1000 \leq S$	Muito Grave	Impacto severo em muitos consumidores

Apesar de ser concebida para avaliar o grau de severidade de eventos individuais, a classificação definida pela Tabela 2.1 pode ser adaptada para avaliar o desempenho de um sistema, ou de parte dele, tendo como base o índice IS.

Outra grande vantagem da severidade como indicador de risco, advém da possibilidade de calculá-lo tanto para eventos pretéritos, como de forma preditiva. A título de exemplo, a avaliação pretérita do blecaute do dia 11 de março de 1999 ocorrido no Brasil, mostrou que o mesmo alcançou o grau 3 (grave), correspondendo aproximadamente a 117 minutos/ano [O03].

A Tabela 2.1 foi concebida para sistemas com a representação de equipamentos ligados em tensões maiores ou iguais a 230 kV, i.e., para sistemas compostos de geração e transmissão, que constituem o chamado Nível Hierárquico II, ou NHII. Conforme explícito anteriormente, os sistemas de energia consistem em três zonas funcionais básicas: geração, transmissão e distribuição. As zonas funcionais podem ser combinadas com a finalidade de avaliação e cálculo da confiabilidade, tal como ilustrado nos níveis hierárquicos mostrados na Figura 2.1. [FBGOSS89]. Em alguns estudos é possível incluir também o Nível Hierárquico 0, onde se considera a energia primária.

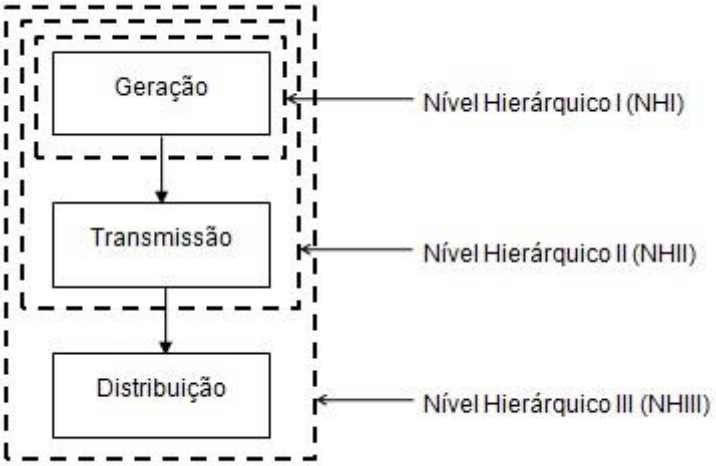


Figura 2.1 – Níveis Hierárquicos de um Sistema Elétrico

Entretanto, não existe uma tabela aos moldes da Tabela 2.1 que promova uma classificação do desempenho dos sistemas de subtransmissão. Conforme já

mencionado, considera-se neste trabalho de dissertação a subtransmissão como o conjunto de linhas de transmissão e subestações que conectam a transmissão às subestações de distribuição em tensões entre 69 kV e 138 kV. Devido à configuração pouco malhada apresentada por estes sistemas, é necessário identificar uma classificação menos rigorosa que a adotada para os sistemas de transmissão. No próximo capítulo, será mostrada a análise desenvolvida para a construção de uma nova tabela de classificação do IS para a subtransmissão.

CAPÍTULO 3 METODOLOGIA PROPOSTA

3.1 INTRODUÇÃO

O planejamento da operação de sistemas compostos e, principalmente, dos sistemas de transmissão, é tradicionalmente baseado em critérios determinísticos, com a garantia de que o sistema continue a operar sem violar restrições previamente determinadas com a saída de um ou mais de seus componentes. A utilização destes critérios possui características interessantes, como: implementação direta, fácil entendimento e o fato do julgamento de condições severas e plausíveis ser usualmente consistente com base no histórico da operação do sistema no passado [R02].

Entretanto, nos últimos anos os planejadores de sistema tem encontrado algumas limitações na utilização desses critérios, tais como a não consideração da natureza aleatória e estocástica do sistema, dificuldades da obtenção do grau de confiabilidade e a definição de decisões que não são econômicas, comparadas à decisão ótima [R02].

Essas limitações podem ser evitadas ou pelo menos minimizadas por meio da utilização de critérios probabilísticos, uma vez que a literatura na área reconhece a natureza estocástica dos sistemas elétricos [RA88, ABBG94, ABBG99, BFB01, MLS12].

Adicionalmente, constata-se uma tendência na literatura em se calcular os níveis de risco utilizando técnicas probabilísticas em diferentes níveis de agregação: por área, por nível de tensão, por centro de carga, por empresa, global, etc. Essa tendência tem sido incentivada em função de fatores como reconhecimento da natureza inerentemente probabilística dos sistemas de potência; tentativas para evitar desperdícios oriundos de decisões puramente determinísticas e, principalmente, escassez de recursos financeiros que obrigam a investigação mais minuciosa do comportamento do sistema, levando-se em conta riscos versus custos operacionais associados.

Dessa forma, considerando ainda a revisão bibliográfica realizada no capítulo anterior, nota-se uma carência de alguns indicadores de referência para sistemas elétricos, principalmente na subtransmissão. Dentre estes indicadores, encontra-se o Índice de Severidade. Na próxima seção, será aplicada a Tabela 2.1, proposta em [FBGOSS89], para verificar este índice em sistemas reais de subtransmissão. Conforme esperado, as análises realizadas resultarão em avaliações ruins, devido a não aplicabilidade da classificação definida pela Tabela 2.1 a estes sistemas.

3.2 ANÁLISE DOS SISTEMAS

A classificação quanto ao índice de severidade de acordo com os parâmetros fornecidos pela Tabela 2.1 é aplicada a três sistemas reais, os quais foram obtidos de uma concessionária de energia elétrica. Posteriormente, estes sistemas também serão utilizados para o desenvolvimento da nova tabela de classificação proposta por este trabalho.

Os três sistemas representam características reais dos sistemas de subtransmissão. Porém, possuem desempenhos verificados distintos. O Sistema 1, composto por 85 barras de carga, apresenta um desempenho satisfatório. O Sistema 2, com 89 barras de carga, apresenta um desempenho médio. Por fim, o Sistema 3, composto por 54 barras de carga, apresenta um desempenho insatisfatório. Para a obtenção dos índices de confiabilidade de cada sistema, em especial o Índice de Severidade por barra, é utilizado o programa NH2 do CEPEL [C07]. Maiores detalhes sobre os sistemas utilizados são expostos a seguir.

3.2.1 Sistema 1

O Sistema 1 é composto por 85 barras de carga com pico de carga atingindo 2.555,69 MW obtido a partir da análise de fluxo de potência realizada no programa NH2. A Tabela 3.1 apresenta os dados gerais do Sistema, retirados também do programa NH2.

Tabela 3.1 – Dados gerais do Sistema 1

Configuração Base	
Número de barras	238
Número de barras de carga	85
Número de circuitos	276

Apesar do Sistema 1 apresentar 276 circuitos entre linhas de transmissão e transformadores, durante a simulação foram consideradas as saídas forçadas dos circuitos de fronteira, i.e., circuitos não pertencentes ao sistema, mas que estão conectados em uma de suas barras. Com isso, o espaço de estados de contingências simples é formado por falhas individuais de 329 circuitos no total, conforme mostrado na Tabela 3.2. Ressalta-se que os transformadores de carga (i.e., com pelo menos um dos seus lados com tensão abaixo de 34,5 kV), por estarem conectados em porções radiais do sistema, são considerados 100% confiáveis.

Tabela 3.2 – Resultados básicos do Sistema 1

Configuração Base	
Número de contingências simples	329
Número de eventos simulados	329
Número de eventos com problemas	127
Número de eventos com corte de carga	87
Número de circuitos com sobrecarga	22

A Tabela 3.3 apresenta os índices globais de confiabilidade obtidos para o Sistema 1.

Tabela 3.3 – Índices globais do Sistema 1

LOLP (%)	**LOLE (horas/ano)**	**EENS (MWh/ano)**	**EPNS (MW)**	**LOLF (oc./ano)**	**LOLD (horas)**	**IS (min/ano)**
1,6423	143,66	2772,5	0,3165	47,7518	3,0128	65,10

Nota-se que o Sistema 1 possui um IS global em torno de 65 minutos/ano, o que, de acordo com a Tabela 2.1, o enquadraria em um sistema de Grau 2 sob o ponto

de vista da classificação do nível de severidade. Isso o classificaria ainda como um sistema de risco médio e status limítrofe.

A Tabela 3.4 apresenta os índices por barra obtidos para o Sistema 1. Vale ressaltar que o Programa NH2 utiliza a política de mínimo corte de carga, na qual todas as barras do sistema têm penalidades de interrupção iguais. Portanto, não há uma ordenação das barras para fins de corte.

Tabela 3.4 – Índices por barra para o Sistema 1

BARRA	CARGA (MW)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (horas)	IS (min/ano)
1	46,0	0,00	2,39	0,07	2,96	3,12
2	22,3	0,00	1,64	0,07	2,96	4,43
3	15,9	0,01	14,41	0,31	2,96	54,37
4	13,7	0,01	12,30	0,30	2,96	53,88
5	18,3	0,01	16,43	0,30	2,96	53,88
6	17,8	0,00	0,89	0,07	2,96	3,01
7	22,5	0,00	0,91	0,07	2,96	2,44
8	17,2	0,00	0,85	0,07	2,96	2,98
9	42,9	0,00	1,60	0,07	2,96	2,24
10	35,4	0,00	1,49	0,07	2,96	2,52
11	13,7	0,03	33,74	0,83	2,96	147,33
12	37,3	0,00	9,07	0,08	2,96	14,59
13	38,4	0,00	4,20	0,04	2,96	6,55
14	24,7	0,00	2,70	0,04	2,96	6,55
15	25,1	0,09	4,10	2,63	2,96	9,80
16	4,0	0,16	56,20	4,75	2,96	842,93
17	9,3	0,09	70,58	2,56	2,96	454,6
18	9,2	0,01	9,34	0,34	2,96	60,95
19	2,9	0,07	7,84	1,94	2,96	161,81
20	5,9	0,28	18,89	8,16	2,96	191,56
21	18,9	0,28	40,91	8,16	2,96	129,66
22	10,6	0,03	24,09	0,77	2,96	136,89
23	3,7	0,38	102,60	11,21	2,96	1664,00
24	12,4	0,12	17,67	3,43	2,96	85,15
25	16,4	0,16	103,85	4,72	2,96	381,11
26	5,9	0,13	21,39	4,00	2,96	219,04
27	4,0	0,13	16,18	4,00	2,96	241,46
28	19,0	0,12	21,47	3,43	2,96	67,65
29	16,4	0,12	18,47	3,43	2,96	67,58
30	14,9	0,12	17,31	3,43	2,96	69,72
31	17,5	0,12	15,72	3,43	2,96	53,89
32	12,3	0,12	18,82	3,43	2,96	91,49
33	9,6	0,12	17,07	3,43	2,96	106,45
34	4,4	0,06	3,79	1,76	2,96	51,73
35	34,3	0,00	1,71	0,07	2,96	2,99
36	28,7	0,00	1,61	0,07	2,96	3,36
37	16,0	0,02	28,38	0,60	2,96	106,70

BARRA	CARGA (MW)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (horas)	IS (min/ano)
38	15,0	0,02	26,67	0,60	2,96	106,70
39	22,6	0,02	40,26	0,60	2,96	106,70
40	66,0	0,12	716,31	3,67	2,96	651,19
41	41,1	0,05	182,85	1,50	2,96	266,74
42	18,5	0,05	82,11	1,50	2,96	266,74
43	47,5	0,01	49,19	0,35	2,96	62,13
44	14,0	0,04	46,53	1,18	2,96	199,40
45	7,5	0,02	15,13	0,72	2,96	121,52
46	10,3	0,02	20,78	0,72	2,96	121,52
47	17,0	0,04	58,87	1,17	2,96	207,76
48	21,5	0,01	22,87	0,36	2,96	63,83
49	15,0	0,14	184,63	4,26	2,96	738,51
50	12,0	0,11	88,96	3,22	2,96	444,81
51	18,7	0,06	86,37	1,66	2,96	277,12
52	9,5	0,06	47,43	1,87	2,96	299,57
53	14,9	0,01	12,27	0,32	2,96	49,48
54	39,9	0,01	22,13	0,19	2,96	33,25
55	0,0	0,01	0,02	0,25	2,96	44,66
56	9,4	0,01	10,00	0,36	2,96	63,59
57	1,4	0,01	1,29	0,36	2,96	56,98
58	13,2	0,01	7,07	0,22	2,96	32,13
59	0,5	0,01	0,33	0,24	2,96	41,75
60	3,5	0,03	10,14	0,97	2,96	171,84
61	2,6	0,04	9,72	0,38	9,85	224,41
62	37,5	0,00	15,93	0,14	2,96	25,49
63	42,0	0,00	0,51	0,00	2,96	0,73
64	12,3	0,00	5,25	0,14	2,96	25,49
65	0,8	0,00	0,11	0,05	2,96	8,08
66	6,8	0,00	0,08	0,00	2,96	0,73
67	1,4	0,00	0,30	0,07	2,96	13,05
68	23,0	0,03	55,64	0,82	2,96	145,14
69	13,0	0,12	18,24	3,44	2,96	84,19
70	3,0	0,02	2,31	0,62	2,96	45,46
71	6,6	0,01	5,88	0,30	2,96	53,88
72	37,0	0,00	15,57	0,14	2,96	25,24
73	2,8	0,15	17,52	4,48	2,96	375,35
74	5,0	0,02	2,63	0,50	2,96	31,51
75	9,1	0,15	42,83	4,48	2,96	282,41
76	14,8	0,00	3,47	0,08	2,96	14,08
77	4,0	0,01	3,88	0,33	2,96	58,25
78	1,4	0,02	2,08	0,52	2,96	91,65
79	2,1	0,01	2,42	0,38	2,96	67,96
80	7,4	0,02	16,04	0,73	2,96	129,85
81	3,5	0,01	1,75	0,17	2,96	29,61
82	18,0	0,01	11,50	0,22	2,96	38,35
83	1,9	0,01	2,10	0,36	2,96	64,56
84	11,0	0,07	59,99	2,03	2,96	327,23
85	0,9	0,06	4,30	1,66	2,96	277,12

A partir da Tabela 3.4 é possível perceber que apenas a barra 23 apresentou IS no Grau 4, enquanto que 33 barras do Sistema 1 apresentaram IS no Grau 3, ou seja, entre 100 e 1000 minutos. A Figura 3.1 ilustra em valores absolutos a quantidade de barras em cada um dos Graus de Severidade.

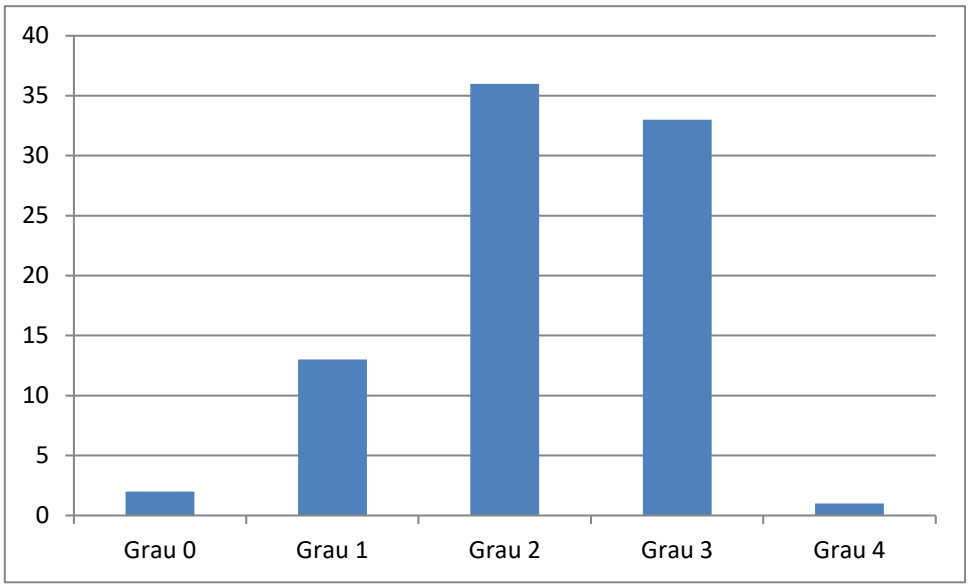


Figura 3.1 – Distribuição das barras do Sistema 1 por Grau de Severidade

A Figura 3.2 apresenta a distribuição de frequência das barras do Sistema 1 classificadas quanto ao IS de acordo com a Tabela 3.4 em valores percentuais. O sistema possui 60% de suas barras nos Graus 0, 1 e 2 e 38,82% das barras no Grau 3.

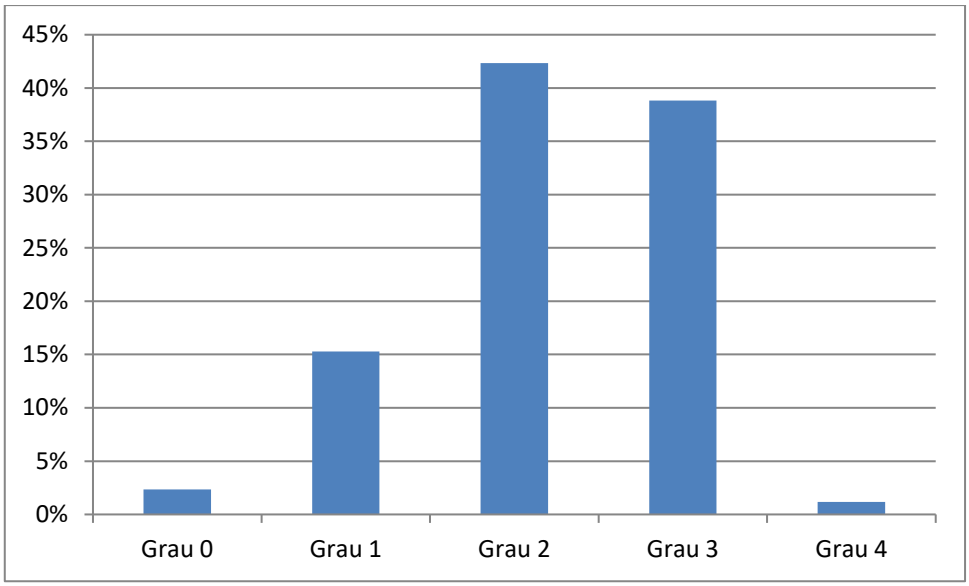


Figura 3.2 – Distribuição de frequência das barras do Sistema 1 por Grau de Severidade

3.2.2 Sistema 2

O Sistema 2 é composto por 89 barras de carga, sendo que o pico de carga atinge o total de 962,6 MW. A Tabela 3.5 apresenta os dados gerais do sistema.

Tabela 3.5 – Dados gerais do Sistema 2

Configuração Base	
Número de barras	236
Número de barras de carga	89
Número de circuitos	295

Da mesma forma que no Sistema 1, as falhas dos circuitos de fronteira foram representadas e os transformadores de carga foram considerados 100% confiáveis. Como o número de circuitos de fronteira é menor que a quantidade de transformadores de carga, o número de contingências (um total de 204 contingências simples, conforme a Tabela 3.6) ficou menor que o total de circuitos (internos) do sistema (295, conforme Tabela 3.5).

Tabela 3.6 – Resultados básicos do Sistema 2

Configuração Base	
Número de contingências simples	204
Número de eventos simulados	201
Número de eventos com problemas	94
Número de eventos com corte de carga	63
Número de circuitos com sobrecarga	13

A Tabela 3.7 apresenta os índices globais de confiabilidade do Sistema 2. O sistema possui IS de cerca de 156 minutos, ou seja, seria classificado sob os aspectos de classificação do nível de severidade como um sistema de Grau 3, de status considerado grave e ocasionando impacto severo em alguns consumidores.

Tabela 3.7 – Índices globais do Sistema 2

LOLP (%)	LOLE (horas/ano)	EENS (MWh/ano)	EPNS (MW)	LOLF (oc./ano)	LOLD (horas)	IS (min/ano)
2,5800	226,08	2503,33	0,2858	72,86	3,10	156,04

A Tabela 3.8 apresenta os índices por barrado Sistema 2. Observa-se que 6 barras receberam a pior classificação possível (Grau 4). O maior valor quanto ao Índice de Severidade é apresentado pela Barra 71, com IS igual a 1.947 minutos. Verifica-se ainda que o Sistema 2 possui 38 barras com IS entre 100 e 1.000 minutos (Grau 3).

Tabela 3.8 – Índices por barra para o Sistema 2

BARRA	CARGA (MW)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (horas)	IS (min/ano)
1	41,1	0,0126	5,5284	35,5935	3,1091	8,08
2	1,8	0,0126	5,3836	35,5935	3,1091	179,55
3	3,3	0,0126	5,8595	35,5935	3,1091	106,54
4	4,6	0,0126	5,9327	35,5935	3,1091	77,38
5	19,8	0,0126	5,5115	35,5935	3,1091	16,74
6	14,6	0,0126	5,5182	35,5935	3,1091	22,65
7	15,9	0,0126	5,5225	35,5935	3,1091	20,81
8	21,8	0,0126	5,5144	35,5935	3,1091	15,16
9	21,1	0,0126	5,5137	35,5935	3,1091	15,70
10	16,1	0,0126	5,5078	35,5935	3,1091	20,49
11	16,3	0,0126	5,5081	35,5935	3,1091	20,28
12	6,5	0,0126	5,4896	35,5935	3,1091	50,44

BARRA	CARGA (MW)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (horas)	IS (min/ano)
13	18,6	0,0126	5,5173	35,5935	3,1091	17,81
14	20,6	0,0126	5,5174	35,5935	3,1091	16,08
15	22,6	0,0126	5,5175	35,5935	3,1091	14,66
16	21,1	0,0126	5,5192	35,5935	3,1091	15,70
17	13,9	0,0126	5,5124	35,5935	3,1091	23,75
18	4,9	0,0136	32,776	37,6774	3,1696	400,03
19	4,7	0,0154	39,3233	43,7007	3,0811	502,96
20	3,3	0,0146	39,1185	41,3170	3,0882	701,68
21	0,7	0,0154	10,1855	43,7035	3,0811	873,04
22	1,7	0,0144	20,7403	40,8935	3,0896	716,83
23	2,2	0,0136	16,3990	37,4845	3,1707	447,24
24	7,6	0,0126	5,4840	35,5935	3,1091	43,32
25	8,2	0,0130	34,8862	36,8033	3,1042	256,36
26	5,9	0,0133	22,4808	36,7772	3,1748	230,06
27	6,3	0,0126	5,5031	35,5935	3,1091	52,13
28	6,1	0,0126	5,4608	35,5935	3,1091	53,56
29	2,9	0,0136	21,4362	37,6774	3,1696	445,97
30	13,3	0,0134	93,0361	37,8199	3,1002	420,03
31	1,2	0,0126	5,2413	35,5935	3,1091	269,02
32	4,3	0,0140	27,8814	39,6585	3,0937	385,28
33	13,7	0,0150	94,6127	42,4768	3,0847	414,06
34	19,0	0,0126	5,5246	35,5935	3,1091	17,44
35	6,6	0,0130	24,9482	36,5849	3,1050	225,50
36	3,0	0,0126	5,4433	35,5935	3,1091	108,86
37	3,4	0,0126	5,6581	35,6147	3,1091	99,85
38	1,9	0,0133	16,4315	37,5846	3,1011	522,19
39	5,4	0,0135	36,5896	38,2012	3,0988	407,61
40	6,1	0,0126	5,4168	35,5935	3,1091	53,24
41	13,2	0,0128	20,6824	35,9841	3,1075	94,08
42	5,6	0,0126	5,4120	35,5935	3,1091	57,58
43	3,0	0,0126	5,4377	35,5935	3,1091	107,01
44	9,7	0,0126	5,4924	35,5935	3,1091	33,90
45	20,5	0,0126	5,5265	35,5935	3,1091	16,20
46	17,4	0,0127	13,4753	35,7489	3,1085	46,60
47	17,3	0,0126	5,5140	35,5935	3,1091	19,08
48	25,8	0,0126	5,5201	35,5935	3,1091	12,84
49	7,1	0,0126	5,4895	35,5935	3,1091	46,36
50	1,4	0,0127	6,0039	35,7774	3,1084	257,50
51	7,9	0,0132	29,0181	37,2488	3,1024	219,03
52	22,2	0,0126	5,5209	35,5935	3,1091	14,89
53	16,3	0,0126	5,4463	35,5935	3,1091	20,09
54	15,5	0,0126	33,7498	35,5935	3,1091	130,48
55	2,6	0,0129	11,5115	36,3385	3,1060	261,13
56	7,5	0,0139	143,0103	39,2019	3,0952	1141,00
57	1,7	0,0139	37,1027	39,2019	3,0952	1333,00
58	15,2	0,0126	31,4460	35,5935	3,1091	123,97
59	4,7	0,0142	113,2660	39,2397	3,1612	1454,00
60	9,6	0,0133	126,5263	37,4804	3,1015	788,33
61	10,9	0,0126	5,6225	35,5935	3,1091	30,95
62	5,3	0,0126	5,6165	35,5935	3,1091	63,23

BARRA	CARGA (MW)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (horas)	IS (min/ano)
63	9,2	0,0132	71,822	37,2310	3,1025	468,86
64	3,7	0,0129	59,4695	36,5235	3,1053	965,41
65	8,2	0,0126	5,5925	35,5935	3,1091	40,94
66	8,3	0,0126	5,6361	35,5935	3,1091	40,96
67	17,5	0,0126	27,0285	35,5935	3,1091	92,83
68	5,2	0,0126	72,3175	35,5935	3,1091	828,38
69	28,7	0,0126	21,5621	35,5935	3,1091	45,02
70	24,8	0,0126	33,9938	35,5935	3,1091	82,34
71	8,2	0,0143	266,1528	39,7147	3,1587	1947,00
72	4,2	0,0143	129,7072	39,7147	3,1587	1862,00
73	15,8	0,0126	38,9888	35,5935	3,1091	148,25
74	11,4	0,0126	5,6193	35,5935	3,1091	29,58
75	12,0	0,0126	6,2615	35,6147	3,1091	31,23
76	6,1	0,0127	6,8315	35,6678	3,1088	66,87
77	18,0	0,0126	5,5845	35,5949	3,1091	18,62
78	0,9	0,0150	10,9829	42,4796	3,0846	732,19
79	1,2	0,0126	4,9950	35,5935	3,1091	249,75
80	2,0	0,0126	5,3151	35,5963	3,1091	159,45
81	22,5	0,0127	44,6815	35,7707	3,1084	119,15
82	62,0	0,0127	172,7190	35,9007	3,1079	167,15
83	3,3	0,0126	5,5965	35,6090	3,1091	101,75
84	17,0	0,0126	6,6576	35,6163	3,1090	23,50
85	34,0	0,0129	174,0011	36,3233	3,1061	307,06
86	27,4	0,0127	9,8017	35,6465	3,1089	21,50
87	1,2	0,0127	5,8004	35,7355	3,1085	290,02
88	0,3	0,0128	5,0797	36,0974	3,1070	1016,00
89	7,0	0,0126	5,7902	35,6080	3,1091	49,63

A Figura 3.3 ilustra em valores absolutos a quantidade de barras do Sistema 2 em cada um dos Graus de Severidade.

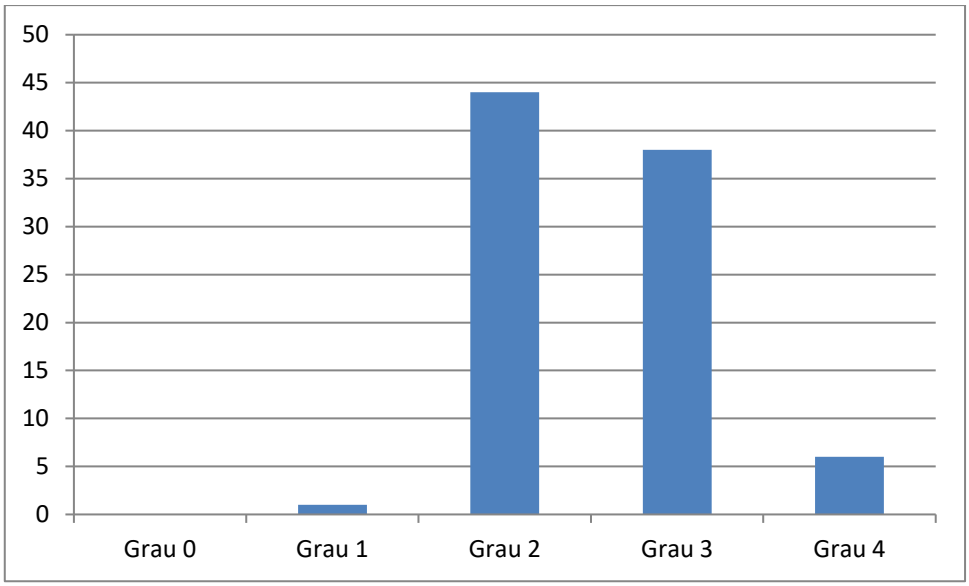


Figura 3.3 – Distribuição das barras do Sistema 2 por Grau de Severidade

A distribuição de frequência em valores percentuais das barras do Sistema 2 classificadas quanto ao IS é apresentada na Figura 3.4.O sistema concentra suas barras principalmente nos Graus 2 (49,44%) e 3 (42,70%).

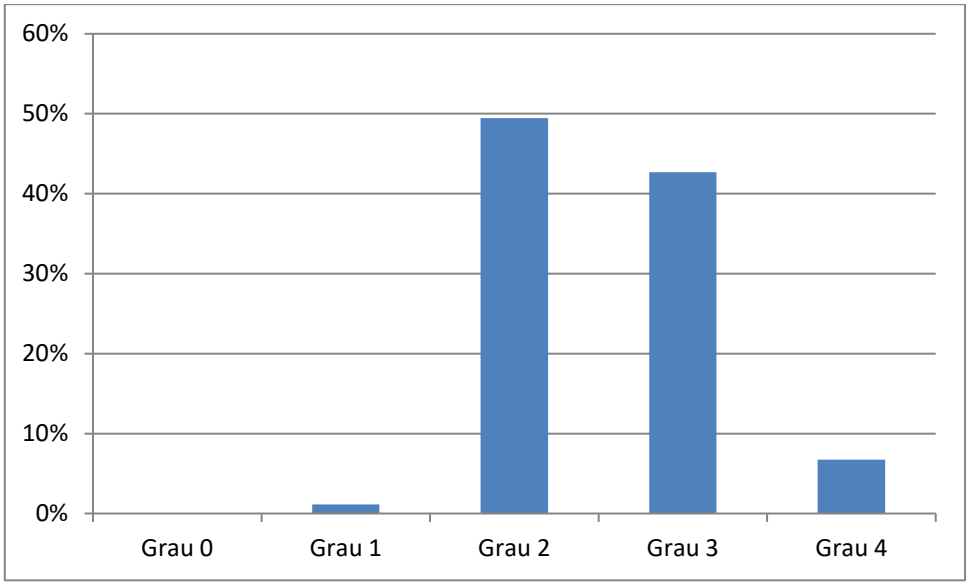


Figura 3.4 – Distribuição de frequência das barras do Sistema 2 por Grau de Severidade

3.2.3 Sistema 3

Composto por 54 barras, o Sistema 3 possui pico de carga de 1.328 MW, obtido a partir do arquivo de resultados do programa NH2, que fornece ainda os dados gerais do sistema mostrados na Tabela 3.9.

Tabela 3.9 – Dados Gerais do Sistema 3

Configuração Base	
Número de barras	285
Número de barras de carga	54
Número de circuitos	320

Da mesma forma que nos demais sistemas, as falhas dos circuitos de fronteira foram representadas e os transformadores de carga foram considerados 100% confiáveis. Além disso, conforme a Tabela 3.10, a quantidade de contingências (106) também ficou menor que o total de circuitos do Sistema (320).

Tabela 3.10 – Resultados básicos do Sistema 3

Configuração Base	
Número de contingências simples	106
Número de eventos simulados	106
Número de eventos com problemas	90
Número de eventos com corte de carga	69
Número de circuitos com sobrecarga	7

A Tabela 3.11 apresenta os índices globais do Sistema 3. Nota-se um IS global de cerca de 215 minutos, o maior dentre os sistemas analisados. Isso levaria, de acordo com a Tabela 2.1, à classificação deste sistema também como Grau 3.

Tabela 3.11 – Índices globais do Sistema 3

LOLP (%)	**LOLE (horas/ano)**	**EENS (MWh/ano)**	**EPNS (MW)**	**LOLF (oc./ano)**	**LOLD (horas)**	**IS (min/ano)**
2,6998	236,51	4658,7	0,5318	64,65	3,66	215,21

A Tabela 3.12 apresenta os índices por barra do Sistema 3. Observa-se que 11 barras receberam a pior classificação possível (classificadas como Grau 4). O maior valor encontrado foi de 1.880 minutos (Barra 43). O sistema possui ainda 31 barras com IS entre 100 e 1000 minutos (Grau 3).

Tabela 3.12 – Índices por barra obtidos para o Sistema 3

BARRA	CARGA (MW)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (horas)	IS (min/ano)
1	187,0	0,00	21,48	0,16	1,01	6,89
2	21,8	0,04	69,92	1,08	2,96	192,07
3	10,0	0,01	9,44	0,32	2,96	56,74
4	10,5	0,04	38,79	1,25	2,96	221,58
5	14,0	0,16	185,91	1,97	6,93	794,49
6	4,6	0,13	48,82	1,10	10,06	640,17
7	12,7	0,01	0,13	0,15	2,96	0,63
8	16,5	0,01	0,17	0,15	2,96	0,63
9	8,9	0,13	99,06	1,25	9,22	666,42
10	7,5	0,13	83,19	1,25	9,22	666,42
11	9,9	0,13	110,50	1,25	9,22	666,42
12	11,1	0,01	0,12	0,15	2,96	0,63
13	27,0	0,09	196,83	0,79	9,89	436,75
14	9,5	0,30	205,77	7,01	3,74	1263,00
15	22,8	0,26	392,96	5,81	3,90	1023,00
16	24,5	0,15	178,05	2,56	5,09	443,66
17	21,3	0,15	161,33	2,56	5,09	454,03
18	7,1	0,23	108,42	5,00	4,05	895,05
19	2,8	0,23	45,70	5,00	4,05	939,81
20	23,4	0,30	449,44	7,15	3,72	1142,00
21	4,4	0,31	82,79	7,20	3,72	1266,00
22	3,7	0,01	3,71	0,33	2,96	59,39
23	15,4	0,00	4,45	0,10	2,96	17,30
24	15,4	0,00	4,45	0,10	2,96	17,30
25	12,0	0,05	53,85	1,52	2,96	270,13
26	6,2	0,01	5,24	0,28	2,96	50,37
27	7,3	0,07	45,61	1,32	4,76	375,94
28	8,1	0,10	70,95	2,15	4,06	524,80
29	7,4	0,12	77,79	2,77	3,81	634,70
30	6,7	0,24	97,20	4,43	4,73	872,27
31	2,7	0,02	3,72	0,46	2,96	82,48
32	5,1	0,14	40,26	4,23	2,96	470,12
33	4,9	0,03	14,62	1,00	2,96	177,37
34	2,7	0,00	0,46	0,06	2,96	10,29
35	6,8	0,07	41,39	2,07	2,96	367,40
36	8,8	0,07	48,94	1,95	2,96	332,14
37	10,2	0,01	5,99	0,20	2,96	35,24
38	10,3	0,17	156,71	3,54	4,30	913,24
39	3,2	0,10	27,84	2,12	4,08	518,19
40	9,4	0,24	176,14	6,36	3,33	1120,00
41	4,4	0,48	120,25	12,72	3,33	1650,00

BARRA	CARGA (MW)	LOLP (%)	EENS (MWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (horas)	IS (min/ano)
42	8,1	0,13	88,67	3,87	2,96	656,79
43	6,7	0,65	209,89	15,68	3,61	1880,00
44	5,9	0,29	128,65	6,95	3,64	1302,00
45	1,7	0,29	38,92	6,95	3,64	1337,00
46	9,9	0,15	84,46	4,49	2,96	509,38
47	5,1	0,16	71,54	4,06	3,54	837,19
48	4,9	0,12	47,65	2,66	3,85	588,02
49	4,2	0,23	80,69	4,29	4,62	1164,00
50	16,6	0,21	289,52	6,28	2,96	1044,00
51	2,7	0,08	16,69	2,49	2,96	370,40
52	3,8	0,11	32,31	3,28	2,96	510,69
53	4,9	0,14	56,52	4,26	2,96	685,41
54	3,4	0,11	24,78	3,19	2,96	433,29

Os valores absolutos da quantidade de barras do Sistema 3 classificadas quanto aos Graus de Severidade são dispostos na Figura 3.5.

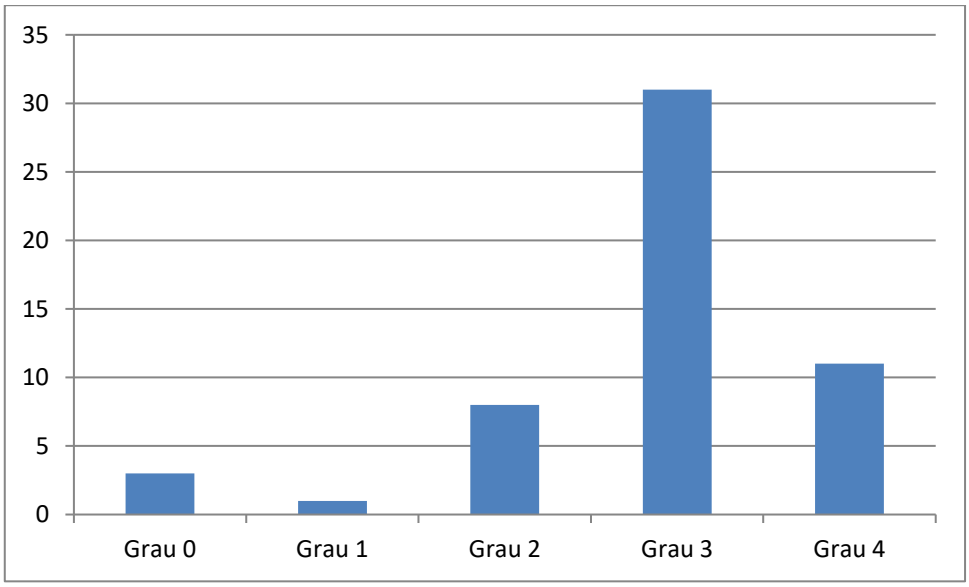


Figura 3.5 – Distribuição das barras do Sistema 3 por Grau de Severidade

O Sistema 3 possui grande quantidade de suas barras no Grau 3 (cerca de 57%), além de possuir mais de 20% das barras classificadas como Grau 4. A distribuição de frequência em valores percentuais da classificação quanto ao IS das barras deste sistema é apresentada na Figura 3.6

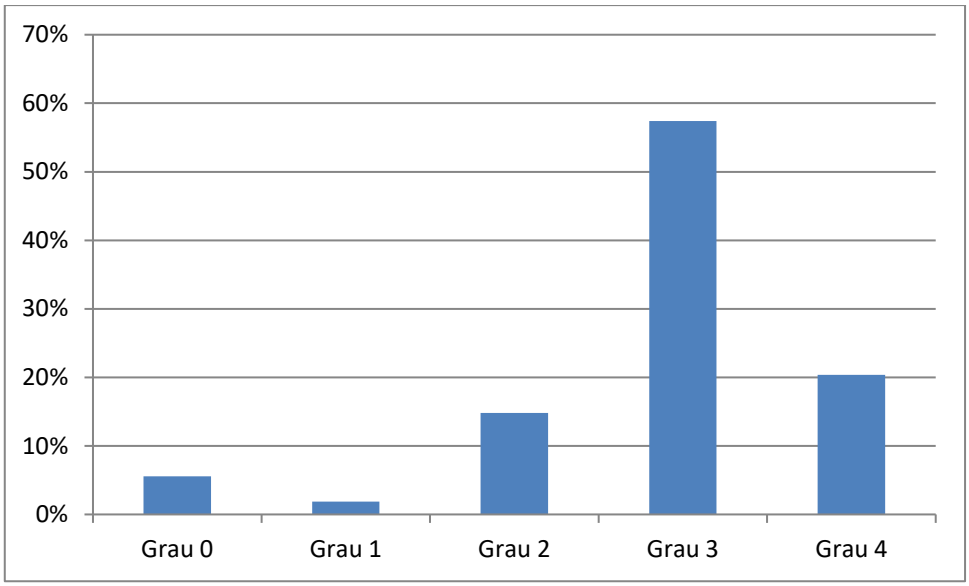
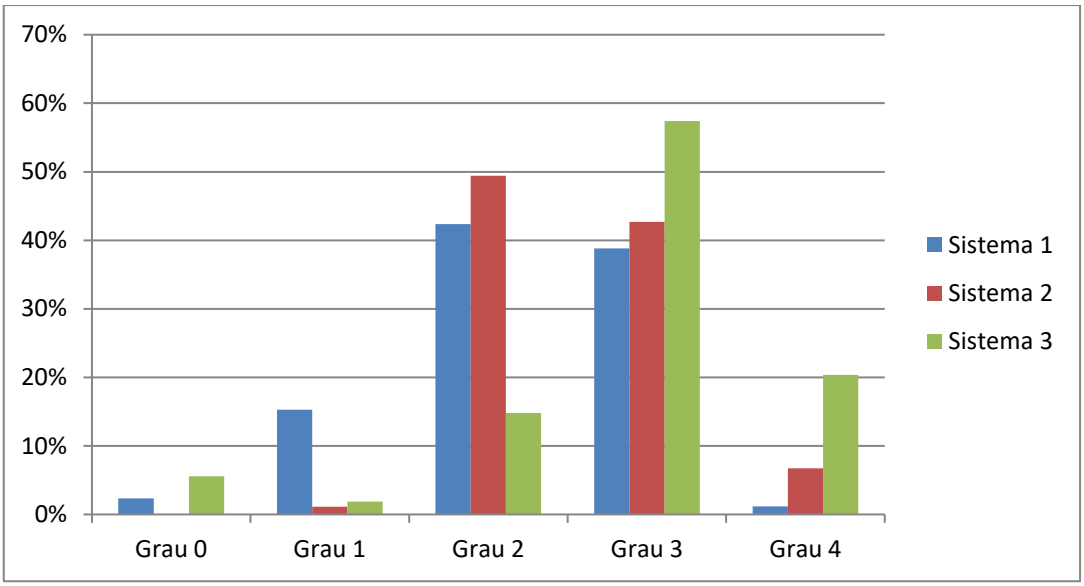


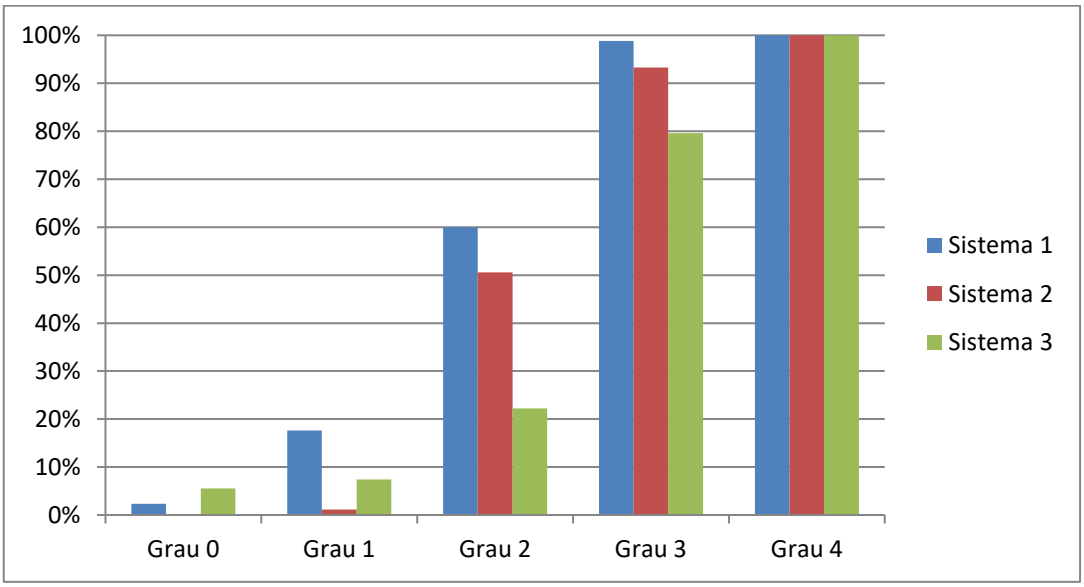
Figura 3.6 – Distribuição de frequência das barras do Sistema 3 por Grau de Severidade.

3.2.4 Comparação entre os Sistemas

A Figura 3.7-a mostra em um mesmo gráfico a distribuição de frequências em valores percentuais das barras dos Sistemas 1, 2 e 3 classificadas por Grau de Severidade de acordo com a Tabela 2.1. A Figura 3.7-b mostra as frequências acumuladas das barras seguindo a mesma classificação.



(a) Individual.



(b) Acumulada.

Figura 3.7 – Distribuição de frequencia das barras dos Sistemas 1, 2 e 3 por Grau de Severidade.

Pela Figura 3.7, nota-se que o Sistema 1 possui barras com melhores classificações quanto ao Índice de Severidade quando comparado com os demais sistemas. Isso pode ser facilmente concluído ao agrupar os IS das barras dos sistemas (Tabela 3.4, 3.8 e 3.12) em 3 categorias distintas, somando-se os IS que se encontram nos graus 0, 1 e 2 em uma mesma categoria. As porcentagens de barras que se encontram nessas categorias são dispostas na Tabela 3.13.

Tabela 3.13 – Percentual de barras por classificação

Categoria	Classificação	Severidade (Min/ano)	Status	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3
A	Graus 0, 1 e 2	S < 100	Favorável a Limítrofe	60,00%	50,56%	22,22%
B	Grau 3	100 ≤ S < 1.000	Grave	38,82%	42,70%	57,41%
C	Grau 4	1.000 ≤ S	Muito Grave	1,18%	6,74%	20,37%

De acordo com a Tabela 3.13, observa-se que o Sistema 3 possui o pior desempenho quanto ao IS das barras dentre os 3 sistemas analisados, visto que apenas 22,22% de suas barras são classificadas como Graus 0, 1 ou 2, o que representa quase a mesma quantidade de barras classificadas como Grau 4. Além disso, a grande maioria das barras (57,41%) são classificadas como Grau 3, considerado insatisfatório quanto ao desempenho baseado no IS.

Há um certo equilíbrio quanto às barras dos Sistemas 1 e 2. Entretanto, o Sistema 1 possui mais da metade de suas barras nos graus 0, 1 e 2, cerca de 60%, contra pouco mais que 50% das barras do Sistema 2. Isso classificaria o Sistema 1 como um sistema que possui a maioria de suas barras em um status favorável a limítrofe, com risco médio e sem impacto a consumidores. Além disso, existem mais barras do Sistema 2 (6,74%) classificadas como Grau 4 (status muito grave) do que barras do Sistema 1 (apenas 1,18%).

Com relação ao IS global dos três sistemas, foi encontrado o valor de 65,10 minutos para o Sistema 1 (Grau 2), 156,04 minutos para o Sistema 2 (Grau 3) e 215,21 minutos para o Sistema 3 (Grau 3).

Dessa forma, sob o ponto de vista da Severidade, conclui-se que o Sistema 1 possui o melhor desempenho dentre os três sistemas analisados neste capítulo.

3.3 DESENVOLVIMENTO DA NOVA TABELA

A partir da Figura 3.7, na qual se classifica o IS de acordo com a Tabela 2.1, é possível observar que a maioria das barras dos Sistemas 1 e 2 recebem as classificações Grau 2 e Grau 3, enquanto que o Sistema 3 apresenta uma parcela significativa das barras classificadas como Grau 3 e Grau 4. Realmente o Sistema 3 necessita de ajustes e melhorias para que seu desempenho alcance o patamar em que se encontram os demais sistemas apresentados, entretanto, sabe-se que, de acordo com uma análise qualitativa baseada nos demais índices calculados pelo programa NH2, mostrados na seção anterior, os Sistemas 1 e 2 apresentam desempenhos satisfatórios. Ressalta-se que é inadequado o estabelecimento de valores fixos para a classificação dos sistemas com desempenhos satisfatórios ou insatisfatórios. Estes valores devem ser obtidos/especificados tendo como referência aqueles obtidos para sistemas com desempenhos conhecidos e que representam características operacionais e topológicas semelhantes.

Contudo, cerca de 38,82% das barras dos Sistema 1 e 42,70% das barras do Sistema 2 são classificadas como Grau 3, considerado grave. Portanto, diversas barras são classificadas como pertencentes a um grau que considera como severos os impactos decorrentes das falhas de equipamentos do sistema. Deste modo, tem-se avaliações negativas a respeito do IS para sistemas que, ao contrário da classificação proposta, possuem bons desempenhos. O Sistema 2 possui inclusive IS global de 156,04 minutos, considerado grave segundo a classificação da Tabela 2.1.

Estas classificações negativas podem ser decorrentes de dois fatores a serem observados:

1. da falta de robustez e margem dos sistemas/malhas de subtransmissão para absorver as saídas dos equipamentos ou
2. da Tabela 2.1 apresentar valores de referência muito rigorosos para sistemas de subtransmissão, os quais possuem pouca redundância.

Salienta-se que os resultados simulados estão consonantes com os desempenhos verificados e esperados para os sistemas, conforme comentado anteriormente. Portanto, torna-se necessário, sobretudo, uma análise do potencial ou da

conformidade da aplicação da classificação definida na Tabela 2.1 para os sistemas de subtransmissão.

A partir destas constatações e dos resultados obtidos, será realizado na próxima seção um estudo comparativo para a obtenção de novos valores de referência para uma nova classificação em função do IS para a subtransmissão.

3.3.1 Escolha do sistema de referência

De acordo com a Subseção 3.2.4, o Sistema 1 foi o sistema com melhor desempenho quanto ao IS dentre os sistemas estudados. A quantidade de amostras para comparação dos sistemas, apenas três, pode limitar a qualidade e a eficiência da nova tabela proposta. Entretanto, alguns pontos sobre este estudo no que se referem às amostras precisam ser ressaltados:

1. Existe certa dificuldade em se conseguir dados de sistemas reais de subtransmissão em virtude do sigilo que existe sobre essas informações por parte das empresas do setor energético.
2. Apesar do número reduzido de sistemas, o Sistema 1, além de possuir o melhor desempenho quanto ao IS dentre os três sistemas considerados, é um sistema que já possui um desempenho satisfatório conhecido através dos demais índices de confiabilidade.
3. Um aumento no número de amostras pode ser ainda considerado. Para isso, deve ser realizado uma nova comparação com relação ao IS entre todos os sistemas e escolhido novamente o sistema de melhor desempenho para referência. O estudo realizado continua sendo válido, uma vez que a didática apresentada nesta dissertação permanece inalterada.

Dessa forma, o Sistema 1 foi escolhido neste estudo como referência para a construção da nova tabela de classificação quanto ao IS de sistemas de subtransmissão.

3.3.2 Ajuste de curvas para o Sistema 1 através do método dos Mínimos Quadrados

Os IS das barras são parâmetros que nos fornecem dados discretos. Dessa forma, a distribuição das amostras do IS das barras do Sistema 1 comporta-se de maneira não linear. Faz-se necessário então a aplicação de alguma aproximação matemática para o ajuste de curvas de forma a promover a linearização do sistema e encontrar uma função que seja uma boa aproximação para os valores já tabelados dos IS das barras, o que permite que se encontre valores não dispostos na Tabela 3.4 com certa margem de segurança. Feito isso, pode-se elaborar a nova escala do grau de severidade mesmo com valores a princípio não fornecidos pelo Sistema 1.

Agrupando os valores percentuais das barras que possuam IS mínimo igual aos valores limites de cada um dos graus de severidade fornecidos pela Tabela 2.1, com base logarítmica, obtêm-se os dados dispostos na Tabela 3.14.

Tabela 3.14 – Distribuição percentual do IS das barras do Sistema 1

IS mínimo (Min/ano)	0	1	10	100	1000
Número de Barras (%)	100,00	97,65	82,35	40,00	1,18

O diagrama de dispersão das variáveis dadas na Tabela 3.14 é mostrado na Figura 3.8.

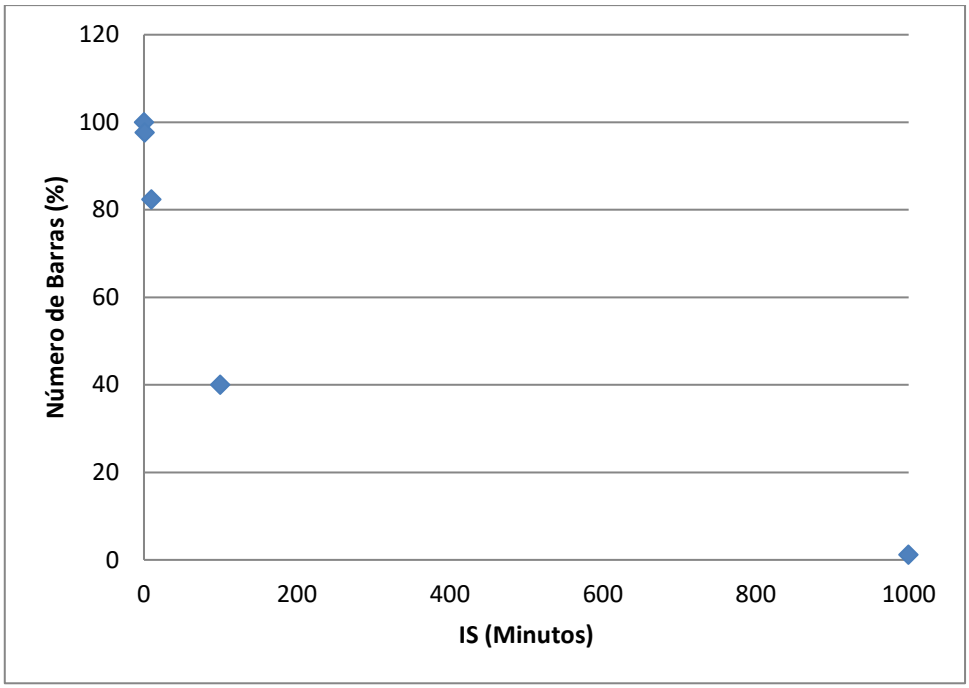


Figura 3.8 – Diagrama de Dispersão do IS das Barras

Para a linearização da função do IS, deve-se inicialmente agrupar os valores dentro de uma faixa menor que a disposta na Tabela 3.14, pois, analisando a Figura 3.8, não é possível avaliar seu comportamento em virtude do grande intervalo que existe entre os valores sugeridos. Dessa forma, os dados foram reagrupados em novos intervalos, e dispostos na Tabela 3.15.

Tabela 3.15 – Número percentual de barras por IS mínimo para o Sistema 1

IS mínimo (Min/ano)	Número de Barras (%)
0	100
50	64,71
100	40,00
150	27,06
200	22,36
250	17,65
300	10,59
350	9,41
400	7,06
450	5,88
500	4,71
550	4,71
600	4,71
650	4,71
700	3,53
750	2,35
800	2,35
850	1,18
900	1,18
950	1,18
1000	1,18

O diagrama de dispersão desta nova classificação é mostrado na Figura 3.9.

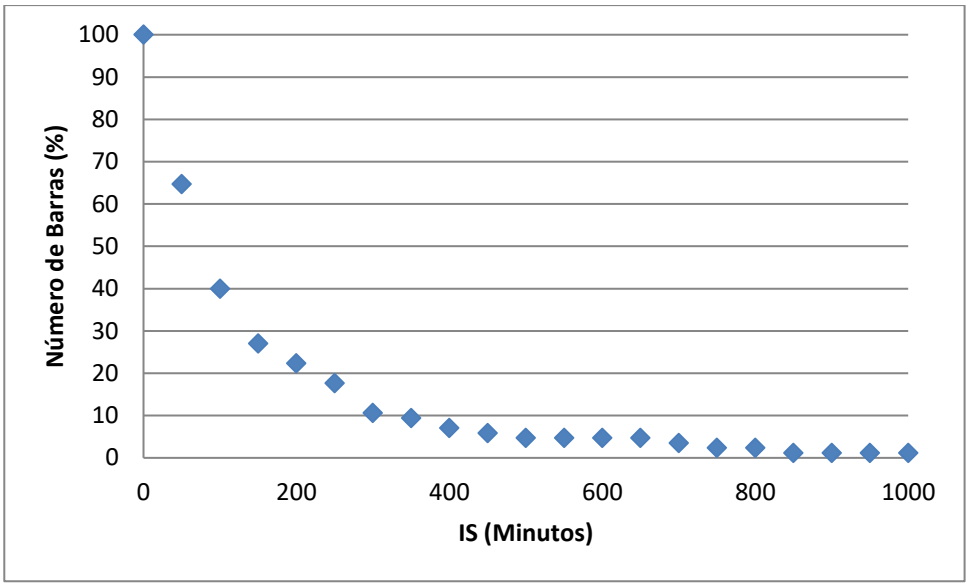


Figura 3.9 – Percentual de barras por IS mínimo para o Sistema 1

Neste estudo, foi escolhido o método dos mínimos quadrados para linearização do sistema, no qual encontra-se uma função $\varphi(x)$ de um certo tipo pré-estabelecido, como uma reta, parábola ou uma senoide, que melhor ajusta um conjunto de pontos ou uma função dada. Neste estudo, o tipo da função a ser encontrada é exponencial, conforme pode ser observado no comportamento das variáveis mostrado na Figura 3.8.

O método, desenvolvido por Carl Friedrich Gauss (1777-1855) e publicado pela primeira vez por Adrien-Marie Legendreem 1805 [R08], consiste em um estimador que minimiza a soma dos quadrados dos resíduos para que se encontre o melhor ajuste dos parâmetros estudados. Os dados utilizados são os dispostos na Tabela 3.145.

Seja a função generalizada $\varphi(x)$ a ser ajustada:

$$\varphi(x) = \alpha_1 g_1(x) + \alpha_2 g_2(x) + \alpha_3 g_3(x) + ... + \alpha_n g_n(x)$$

Sejam os pontos disponibilizados por meio de uma sequência histórica, ou obtidos através de experimentos ou medições, conforme Tabela 3.16.

Tabela 3.16 – Sequência de dados

x_1	x_2	x_3	.....	x_m
$f(x_1)$	$f(x_2)$	$f(x_3)$	.....	$f(x_m)$

O objetivo do método de mínimos quadrados é encontrar os coeficientes $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, ..., \alpha_n$, tais que a função $\varphi(x) = \alpha_1 g_1(x) + \alpha_2 g_2(x) + \alpha_3 g_3(x) + ... + \alpha_n g_n(x)$ se aproxime ao máximo de $f(x)$.

O ajuste de $\varphi(x)$ pelo método dos mínimos quadrados, consiste em escolher os α_j, $j = 1,..., n,$ de tal forma que: $D = \sum_{k=1}^{m} d_k^{\,2} = \sum_{k=1}^{m} \left[f(x_k) - \varphi(x_k) \right]^2$ seja mínimo.

Para aplicar o método, é necessário que se efetue a linearização através de alguma transformação conveniente [R08]. No caso, em função da característica exponencial da curva, a função que lineariza os parâmetros pode ser dada pela Equação 3.1.

$$y = f(x) \approx \varphi(x) = \alpha_1 e^{-\alpha_2 x} \tag{3.1}$$

A linearização a ser feita é mostrada na Equação 3.2

$$z = \ln(y) \approx \ln(\alpha_1 e^{-\alpha_2 x}) = \ln(\alpha_1) - \alpha_2 x = \Phi(x) \tag{3.2}$$

Assim, em vez de ajustar y por quadrados mínimos, ajusta-se $z = \ln(y)$ por quadrados mínimos, encontrando $\Phi(x) = a_1 + a_2 x$, onde $a_1 = \ln(\propto_1)$ e $a_2 = -\propto_2$. Nesse caso, considera-se $g_1(x) = 1$ e $g_2(x) = x$.

A Tabela 3.17 mostra as variáveis e os valores de $f(x)$ e $z = \ln(y)$ calculados a partir dos valores dispostos na Tabela 3.15.

Tabela 3.17 – x, $f(x)$ e $z = \ln(y)$ calculados a partir dos IS por barra para o Sistema 1

$\boldsymbol{x}$	$\boldsymbol{f(x)}$	$\boldsymbol{z = \ln(y)}$
0	100	4,605
50	64,71	4,170
100	40,00	3,689
150	27,06	3,298
200	22,36	3,107
250	17,65	2,871
300	10,59	2,360
350	9,41	2,241
400	7,06	1,954
450	5,88	1,771
500	4,71	1,550
550	4,71	1,550
600	4,71	1,550
650	4,71	1,550
700	3,53	1,261
750	2,35	0,854
800	2,35	0,854
850	1,18	0,165
900	1,18	0,165
950	1,18	0,165
1000	1,18	0,165

a_1 e a_2 são calculados através da solução do sistema abaixo:

$$\begin{cases} [\sum_{k=1}^{21} g_1(x_k)g_1(x_k)]a_1 + [\sum_{k=1}^{21} g_2(x_k)g_1(x_k)]a_2 = \sum_{k=1}^{21} z(x_k)g_1(x_k) \\ [\sum_{k=1}^{21} g_1(x_k)g_2(x_k)]a_1 + [\sum_{k=1}^{21} g_2(x_k)g_2(x_k)]a_2 = \sum_{k=1}^{21} z(x_k)g_2(x_k) \end{cases}$$

$$g_1(x) = 1 \rightarrow \sum_{k=1}^{21} g_1(x_k)g_1(x_k) = \sum_{k=1}^{21} 1 = a_{11} = 21{,}000$$

$$g_2(x) = x \rightarrow \sum_{k=1}^{21} g_2(x_k)g_2(x_k) = \sum_{k=1}^{21} x_k^2 = a_{22} = 7.175.000\,,000$$

$$\sum_{k=1}^{21} g_1(x_k)g_2(x_k) = \sum_{k=1}^{21} 1x_k = a_{12} = a_{21} = 10.400\,,000$$

$$b_1 = \sum_{k=1}^{21} z(x_k)g_1(x_k) = \sum_{k=1}^{21} z(x_k) = 39{,}895$$

$$b_2 = \sum_{k=1}^{21} z(x_k)g_2(x_k) = \sum_{k=1}^{21} z(x_k)x_k = 11.864{,}050$$

Donde

$$A = \begin{bmatrix} 21{,}000 & 10.400{,}000 \\ 10.400{,}000 & 7.175.000{,}000 \end{bmatrix} \text{e } b = \begin{bmatrix} 39{,}895 \\ 11.864{,}050 \end{bmatrix}$$

O sistema fica, portanto,da seguinte forma:

$$\begin{cases} 21{,}000a_1 + 10.400,000a_2 = 39{,}985 \\ 10.400,000a_1 + 7.175.000{,}000a_2 = 11.864{,}050 \end{cases}$$

Resolvendo, tem-se $a_1 = 3{,}831$ e $a_2 = -0{,}0039$. Como $a_1 = \ln(\propto_1)$ e $a_2 = -\propto_2$, obtem-se $\alpha_1 = 46{,}1086$ e $\alpha_2 = 0{,}0039$. Substituindo estes valores na Equação 3.2, é obtida a função dada pela Equação 3.3 para a linearização proposta.

$$\varphi(x) = \alpha_1 e^{-\alpha_2 x} = 46{,}1086e^{-0{,}0039x} \tag{3.3}$$

3.3.3 Nova Tabela de Classificação quanto ao IS

Com as aproximações realizadas pelo método dos mínimos quadrados e a linearização da função, torna-se possível determinar a nova tabela de classificação quanto ao grau de severidade para sistemas de Subtransmissão. A nova tabela será construída com base no Sistema 1, para o qual foi verificado por meio de sua operação e análise do programa NH2 índices de desempenho satisfatórios no âmbito da confiabilidade, em especial com relação ao IS, conforme mencionado na

seção 3.2.4. Os graus serão escalonados a partir de percentuais admitidos pelo planejador para limitar a quantidade de barras em cada grau de severidade.

Neste trabalho, os percentuais admitidos são dados conforme a Tabela 3.18.

Tabela 3.18 – Percentual máximo de barras admitido em cada Grau

Grau	**Percentual máximo de barras admitido**
0	100%
1	75%
2	50%
3	15%
4	5%

Os valores apresentados na Tabela 3.18 foram definidos heuristicamente. Note que apenas 5% das barras podem ser classificadas no Grau 4 para que este critério seja respeitado.

Para o cálculo do valor correspondente em IS referente aos valores percentuais limites em cada Grau, conforme os dados da Tabela 3.18, inicialmente deve ser encontrado o valor de $\varphi(x)$ que corresponde a 100% das barras, isto é, quando $\varphi(x)$ é máximo. Para isso, deve-se considerar IS igual a 0 minutos (valor mínimo no qual todas as barras se enquadrariam) e encontrar $\varphi(x)$, da forma como é mostrado na Equação 3.4.

$$IS = 0 \ \rightarrow \varphi(x) = 46{,}1086 \cdot (1{,}00)$$

$$\text{Sendo, } \varphi(x) = 46{,}1086 \cdot e^{-0{,}0039x}\text{, então} \tag{3.4}$$

$$46{,}1086 = 46{,}1086 \cdot e^{-0{,}0039x} \Longrightarrow e^{-0{,}0039x} = 1{,}00 \therefore x = 0$$

Assim, o valor correspondente à totalidade das barras é 46,1086 na função ajustada. Os demais valores percentuais podem ser substituídos na Equação 3.4 e encontrados todos os valores correspondentes às porcentagens propostas, 75%, 50%, 15% e 5%, conforme as Equações 3.5 a 3.8, respectivamente.

$$\begin{gathered}\varphi(x) = 46{,}1086 \cdot (0{,}75) \\ 46{,}1086 \cdot (0{,}75) = 46{,}1086 \cdot e^{-0{,}0039x} \\ \Longrightarrow e^{-0{,}0039x} = 0{,}75 \therefore x = 73{,}765\end{gathered} \tag{3.5}$$

$$\begin{gathered}\varphi(x) = 46{,}1086 \cdot (0{,}50) \\ 46{,}1086 \cdot (0{,}50) = 46{,}1086 \cdot e^{-0{,}0039x} \\ \Longrightarrow e^{-0{,}0039x} = 0{,}50 \therefore x = 177{,}730\end{gathered} \tag{3.6}$$

$$\begin{gathered}\varphi(x) = 46{,}1086 \cdot (0{,}15) \\ 46{,}1086 \cdot (015) = 46{,}1086 \cdot e^{-0{,}0039x} \\ \Longrightarrow e^{-0{,}0039x} = 0{,}15 \therefore x = 486{,}441\end{gathered} \tag{3.7}$$

$$\begin{gathered}\varphi(x) = 46{,}1086 \cdot (0{,}05) \\ 46{,}1086 \cdot (0{,}05) = 46{,}1086 \cdot e^{-0{,}0039x} \\ \Longrightarrow e^{-0{,}0039x} = 0{,}05 \therefore x = 768{,}136\end{gathered} \tag{3.8}$$

A função $\varphi(x)$ e os valores encontrados acima são ilustrados na Figura 3.10.

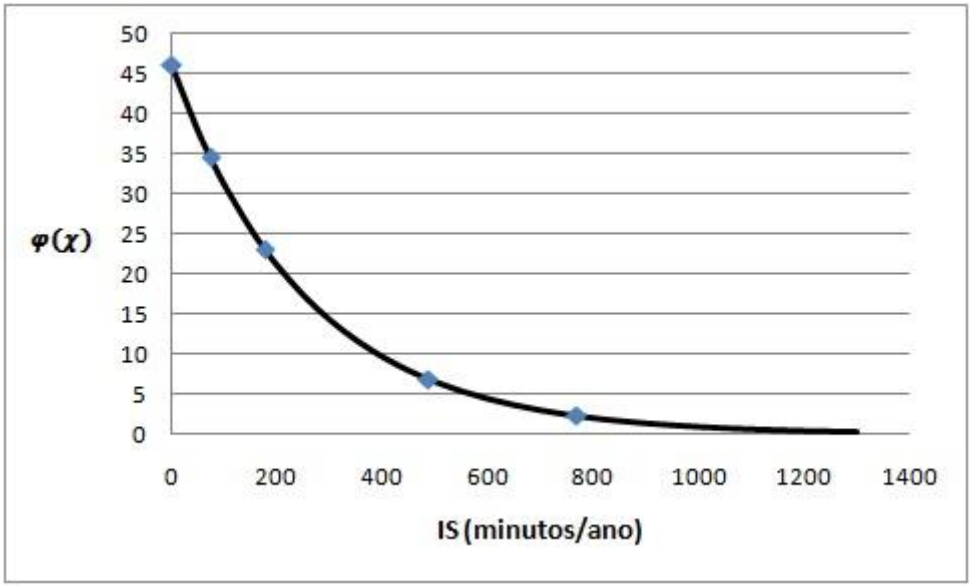


Figura 3.10 – $\varphi(x)$ *versus* IS

Finalmente os valores encontrados nesta seção são tabelados em uma nova classificação quanto ao IS para Sistemas de Subtransmissão, que considera como base os valores do Sistema 1 e tem como referência os percentuais desejados pelo planejador do sistema para cada grau. Neste estudo, os valores percentuais desejados são os fornecidos pela Tabela 3.18. A nova classificação é mostrada na Tabela 3.19.

Tabela 3.19 – Classificação do IS para Sistemas de Subtransmissão.

Classificação	Severidade (min.)	Status	Observações
Grau 0	S < 73,765	Favorável	Baixíssimo risco
Grau 1	73,765 ≤ S < 177,730	Satisfatório	Baixo risco
Grau 2	177,730 ≤ S < 486,441	Limítrofe	Risco médio
Grau 3	486,441 ≤ S < 768,136	Grave	Impacto severo em alguns consumidores
Grau 4	S ≥ 768,136	Muito Grave	Impacto severo em muitos consumidores

Nota-se que houve uma diminuição nos valores limites dos Graus 3 e 4, o que demonstra que a classificação proposta quanto ao IS para o sistema de Subtransmissão apresenta menor variabilidade (e.g. menor variância) que a classificação apresentada pela Tabela 2.1, adequada para sistemas compostos G&T.

A Figura 3.11 mostra o algoritmo proposto por essa dissertação com a sequência de todos os passos executados para a obtenção da nova classificação mostrada na Tabela 3.19.

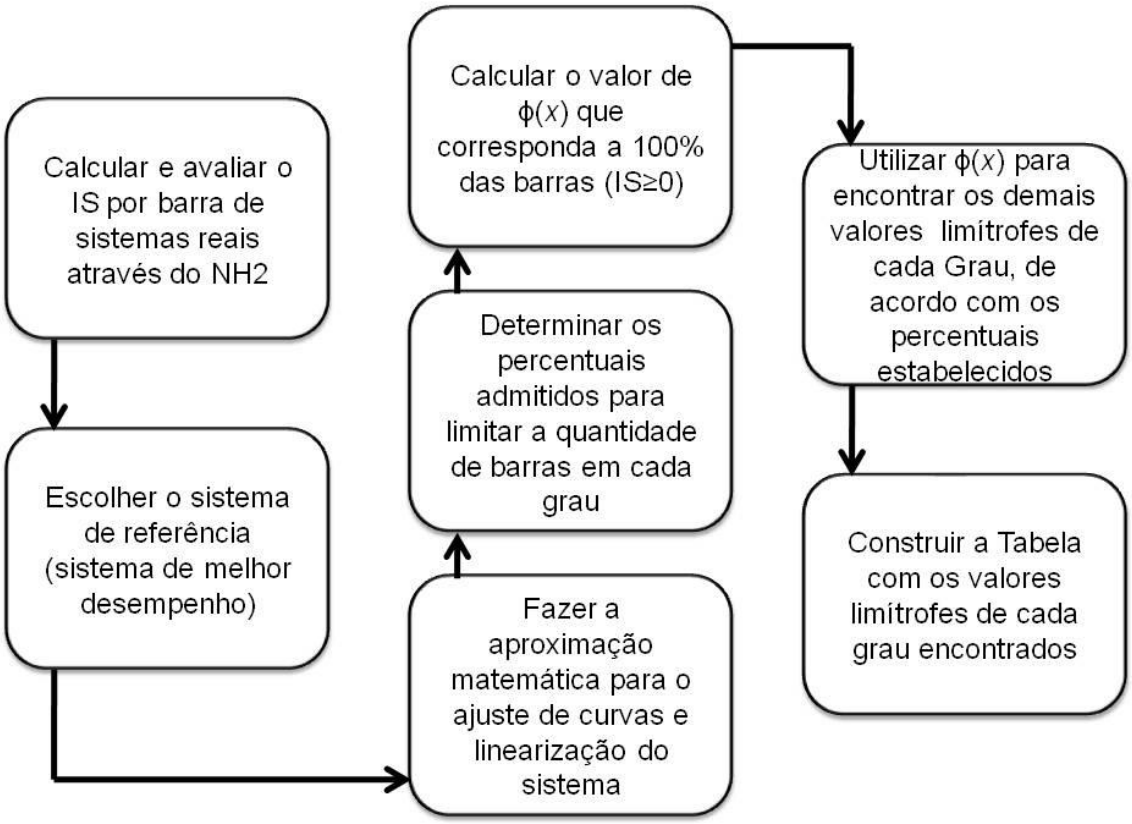


Figura 3.11 – Algoritmo proposto para a obtenção da nova classificação

CAPÍTULO 4 APLICAÇÕES

4.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, a nova classificação proposta quanto ao IS para a subtransmissão, dada pela Tabela 3.19, será aplicada aos três sistemas disponíveis de modo a validar os conceitos e métodos abordados por essa dissertação.

Como objetivo deste trabalho, a tabela de valores proposta deve possibilitar uma rápida e eficiente classificação quanto ao Índice de Severidade (IS), o que seria útil para programadores e planejadores do sistema elétrico.

4.2 APLICAÇÃO DA TABELA PROPOSTA AOS SISTEMAS

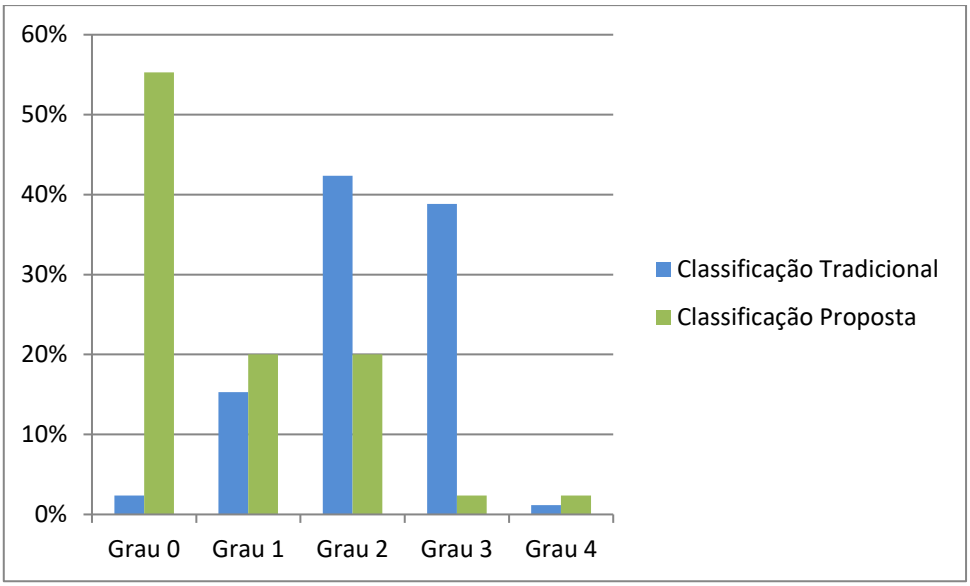
4.2.1 Sistema 1

Os dados de IS obtidos para as barras deste sistema são aqueles fornecidos pela Tabela 3.4. Agrupando os valores de acordo com a nova classificação proposta, obtém-se a classificação dada pela Tabela 4.1.

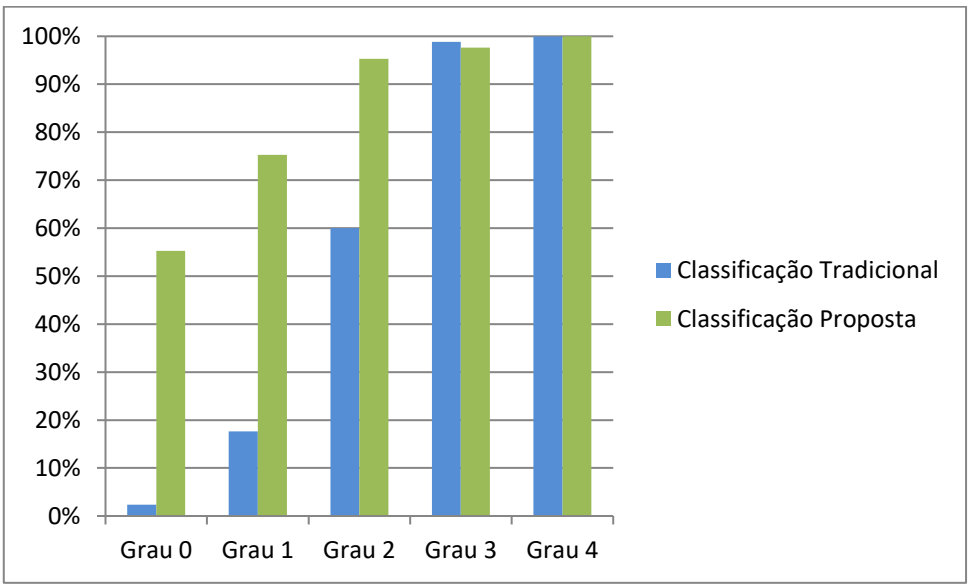
Tabela 4.1 – Quantidade de barras do Sistema 1 por Grau de Severidade

Classificação	Número de Barras	Número de Barras (%)
Grau 0	47	55,29
Grau 1	17	20,00
Grau 2	17	20,00
Grau 3	2	2,35
Grau 4	2	2,35

A Figura 4.1 ilustra a distribuição de frequência individual e acumulada das barras em cada um dos graus de severidade, de acordo com a classificação tradicional e com a classificação proposta.



a) Individual



b) Acumulada

Figura 4.1 – Distribuição de frequência das barras do Sistema 1 de acordo com a classificação tradicional e com a classificação proposta

A nova classificação deslocou os impulsos de frequência para a esquerda. Isso já era esperado, uma vez que o Sistema 1 foi usado como base para a definição dos limiares da Tabela 3.19. Além disso, nota-se que o Sistema 1 possui a grande maioria de barras no Grau 0, melhorando significativamente sua avaliação quanto

ao IS em comparação com a avaliação realizada com base nos referenciais adotados para sistemas de transmissão (Tabela 2.1).

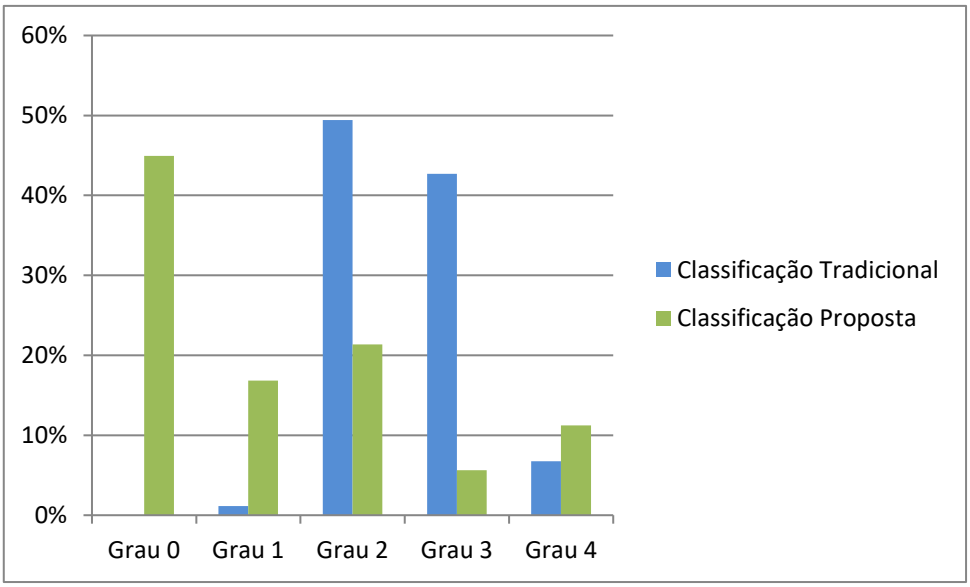
4.2.2 Sistema 2

De acordo com os dados da Tabela 3.8, as barras do Sistema 2 são reagrupadas seguindo a classificação proposta nesta dissertação. Como resultado tem-se a distribuição das barras entre os graus de severidade apresentada pela Tabela 4.2.

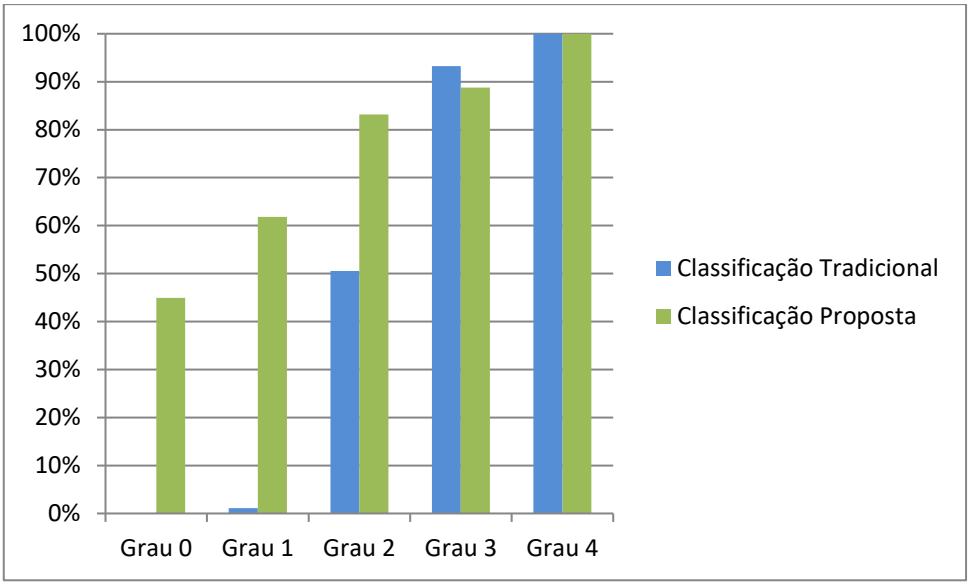
Tabela 4.2 – Quantidade de barras do Sistema 2 por Grau de Severidade

Classificação	Número de Barras	Número de Barras (%)
Grau 0	40	44,94
Grau 1	15	16,85
Grau 2	19	21,35
Grau 3	5	5,62
Grau 4	10	11,24

A Figura 4.2 ilustra a distribuição de frequência individual e acumulada das barras do Sistema 2 de acordo com a classificação tradicional (adequada aos sistemas de transmissão) e com a nova classificação proposta.



a) Individual



b) Acumulada

Figura 4.2 –Distribuição de frequência das barras do Sistema 2 de acordo com a classificação tradicional e com a classificação proposta

Para o Sistema 2, nota-se também que a nova classificação deslocou os impulsos de frequência para a esquerda de maneira considerável, embora não tenha apresentado o mesmo desempenho que o Sistema 1. Comparadas as Tabelas 4.1 e 4.2, verifica-se um menor percentual de barras do Sistema 2 inseridas no Grau 0 em relação ao Sistema 1, porém o valor encontrado (44,94%) se mantém satisfatório. Também são satisfatórios os percentuais de barras classificadas nos Graus 1, 2 e 3. O ponto crítico em relação ao Sistema 2 está no percentual de barras inseridas no Grau 4 (11,24%), o qual ficou 124,8% acima do limite aceito (5%), apresentado pela Tabela 3.18.

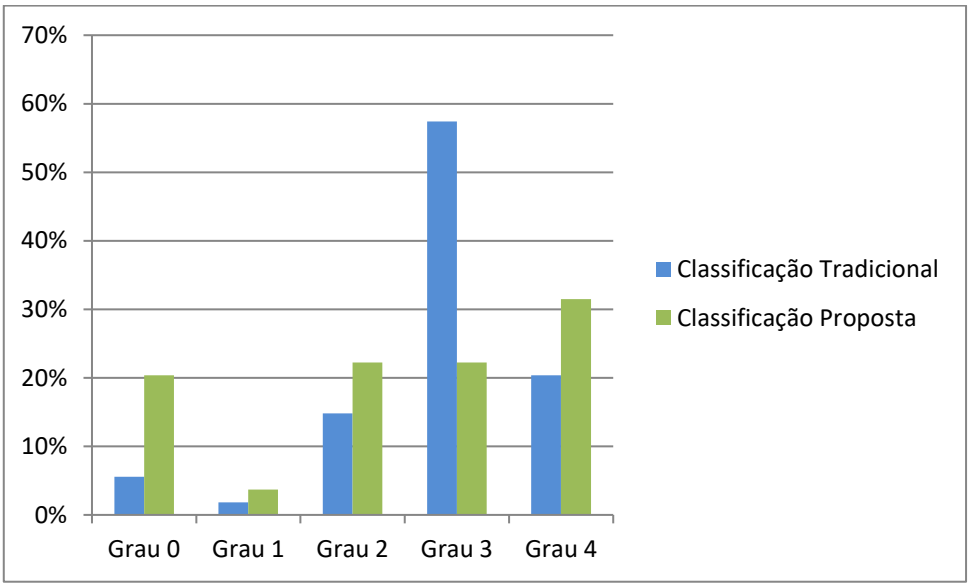
4.2.3 Sistema 3

A Tabela 4.3 mostra a distribuição das barras do Sistema 3, obtida a partir dos dados contidos na Tabela 3.12 e considerando a nova classificação proposta.

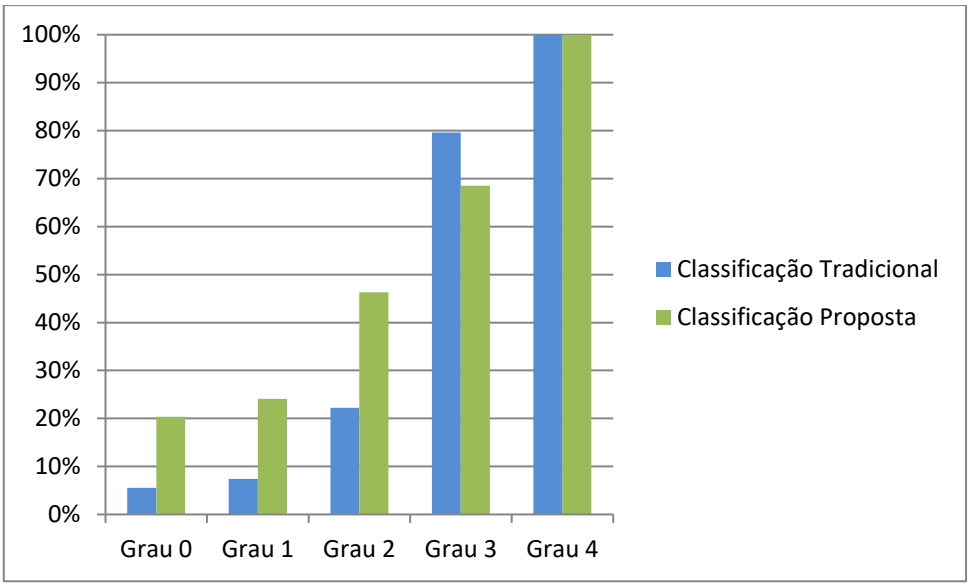
Tabela 4.3 – Quantidade de barras do Sistema 3 por Grau de Severidade

Classificação	Número de Barras	Número de Barras (%)
Grau 0	11	20,37
Grau 1	2	3,70
Grau 2	12	22,22
Grau 3	12	22,22
Grau 4	17	31,48

A Tabela 4.3 ilustra a distribuição de frequência individual e acumulada das barras do Sistema 3 de acordo com as duas classificação analisadas.



b) Individual.



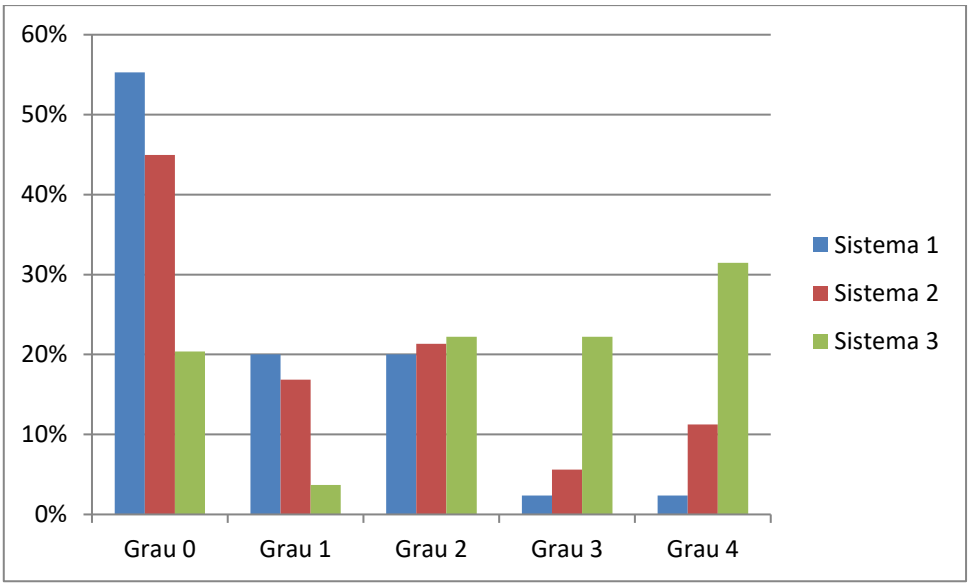
b) Acumulada.

Figura 4.3 – Distribuição de frequência das barras do Sistema 3 de acordo com a classificação tradicional e com a classificação proposta

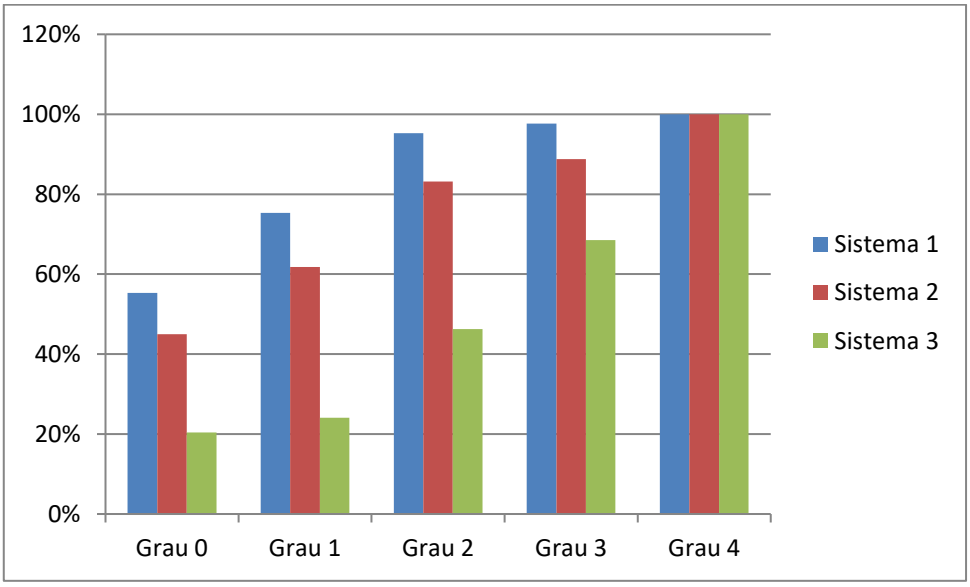
Embora houve uma ligeira melhora com relação a quantidade de barras nos graus 0 a 2, o Sistema 3 apresentou mais barras no Grau 4. Ademais, o número de barras acumuladas até o Grau 3 é menor na classificação proposta do que na classificação tradicional. Isso ratifica a avaliação negativa quanto ao desempenho relacionado à severidade deste sistema, mesmo avaliando-o através da nova classificação. Verifica-se que os percentuais dos graus 3 e 4 estão muito acima dos valores permitidos: 22,22% no Grau 3, quando o limite é 15%, e 31,48% no Grau 4, sendo o limite 5%

4.2.4 Análise conjunta dos Sistemas 1, 2 e 3

A Figura 4.4 mostra a distribuição de frequência, individual e acumulada, dos IS das barras dos Sistemas 1, 2 e 3 segundo a nova classificação proposta.



a) Individual.



b) Acumulada.

Figura 4.4 – Distribuição de frequência das barras dos Sistemas 1, 2 e 3 de acordo com a nova classificação proposta.

Nota-se que os Sistemas 1 e 2 apresentaram uma configuração de IS aceitável, com a maioria de suas barras nos Graus 0, 1 e 2, pouco mais que 80% em ambos, o que confere aos dois sistemas um desempenho satisfatório. Pelas classificações,

o Sistema 3 apresentou o pior desempenho dentre os três, possuindo percentualmente a maior parte de suas barras no Grau 4.

Através dos resultados apresentados, os Sistemas 1 e 2, de desempenhos conhecidos e satisfatórios, melhoraram significativamente as avaliações de suas barras quanto ao IS em relação à classificação tradicional, enquanto que o Sistema 3, que inevitavelmente deverá passar por reforços para melhoria, continua com uma avaliação negativa.

Com relação ao IS global dos sistemas, o valor encontrado de 65,10 minutos para o Sistema 1 classifica-o no Grau 0, segundo a nova classificação proposta. O Sistema 2 é classificado no Grau 1 (156,04 minutos) e o Sistema 3, classificado no Grau 2 (IS global de 215,21 minutos). A Tabela 4.4 compara a classificação dos sistemas quanto ao IS global de acordo com as classificações tradicional e com a nova classificação proposta.

Tabela 4.4 – Classificação dos sistemas quanto ao IS global segundo a classificação proposta e a nova classificação

Sistema	**IS (min/ano)**	**Classificação Tradicional**	**Classificação Proposta**
Sistema 1	65,10	Grau 2	Grau 0
Sistema 2	156,04	Grau 3	Grau 1
Sistema 3	215,21	Grau 3	Grau 2

Nota-se, pela Tabela 4.4, uma melhora significativa em dois graus para os Sistemas 1 e 2. Já o Sistema 3 continua como o sistema de pior desempenho dentre os três, embora seu Grau tenha melhorado em 1 nível segundo a nova classificação.

Esses resultados validam de maneira qualitativa a nova Tabela proposta para os sistemas de subtransmissão apresentada por esta dissertação.

CAPÍTULO 5 CONCLUSÕES

Neste trabalho foram apresentados os procedimentos e testes utilizados para uma nova proposta quanto a classificação de desempenho de um sistema de subtransmissão baseado no Índice de Severidade.

O critério de avaliação disponível na literatura é voltado para sistemas de transmissão, não sendo adequado para avaliar sistemas de subtransmissão devido às suas características inerentes. Dessa forma, surgiu a necessidade de se ajustar esse critério de modo a torná-lo apropriado aos sistemas de subtransmissão.

Utilizando apenas os resultados obtidos por simulações/estudos no programa NH2 para a avaliação da confiabilidade de três sistemas de subtransmissão de desempenhos já conhecidos, um com desempenho ruim e dois com desempenhos satisfatórios, foi estabelecida uma nova classificação, validada pela aplicação nos próprios sistemas.

Os valores obtidos pela nova classificação podem ainda ser modificados para reproduzir uma visão mais ou menos conservadora, de acordo com os anseios do planejador.

Um exemplo dessa situação é o valor do IS que classifica as barras ou sistemas no Grau 4, o que indica uma situação muito grave que pode provocar impactos severos a muitos consumidores. Neste trabalho, para o Grau 4, foi encontrado um valor mínimo de IS de 768,136 minutos para que as barras ou sistema possam ser enquadrados neste grau, enquanto que na classificação tradicional, utilizada nos sistemas de transmissão, este número sobe para 1.000 minutos.

Esta diminuição no valor do IS mínimo pode fazer com que barras ou sistemas que possuam desempenhos satisfatórios e que, teoricamente, seriam considerados de Grau 3, sejam classificados como Grau 4. Entretanto, essa rigidez na classificação pode ser minimizada de acordo com o planejador, que pode escolher uma porcentagem menor de barras admitidas neste grau para o Sistema escolhido como base, no caso o Sistema 1, de modo a aumentar este valor, possibilitando assim

que mais barras se enquadrem no Grau 3. Assim, este grau abrangeria uma faixa maior de IS de acordo com uma possível necessidade do planejador do sistema.

Por outro lado, a manutenção dos parâmetros apresentados nessa dissertação pode acarretar para certos sistemas uma ampliação da quantidade de barras que recebem o Grau 4, tal como é verificado no Sistema 3. Isto comprova a maior sensibilidade dos novos limiares para identificar, sobretudo, as barras mais críticas, apontando as regiões com necessidade mais premente de reforço.

Com exceção do Grau 4, que, conforme discutido anteriormente, apresentou um valor mínimo de IS inferior ao valor fornecido pela classificação original, todos os outros graus fornecidos pela nova classificação apresentaram valores de IS limites maiores que os valores fornecidos pela classificação encontrada na literatura, o que reforça a necessidade de adequação da tabela tradicional de classificação de desempenho quanto ao IS, para sistemas de subtransmissão.

Dois fatores podem explicar essa situação: o menor valor da carga geralmente ligada aos sistemas de subtransmissão, se comparado aos sistemas de transmissão, e o fato de que os sistemas de transmissão possuem maior redundância do que os sistemas de subtransmissão.

A rede primária, chamada de sistemas de transmissão, é responsável pela transmissão de grandes "blocos" de energia, visando ao atendimento de grandes centros consumidores e, eventualmente, à alimentação de consumidores de grande porte. Sistemas de subtransmissão são normalmente supridos pelos troncos das linhas de transmissão, representando, basicamente, uma extensão da transmissão que visa ao atendimento de pequenas cidades e consumidores industriais de grande porte, mas com cargas menores que às atendidas pela transmissão, especialmente se forem consideradas cada barra destes sistemas. A subtransmissão atende, portanto, à várias cargas menores, enquanto que a transmissão atende à cargas maiores em blocos concentrados de energia. Através da Equação 2.8, nota-se que, quanto menor o valor do pico anual de carga, maior o valor do IS. Dessa forma, em virtude do atendimento à cargas menores, o IS de barras de sistemas de subtransmissão tende a ser maior que o IS de barras de

sistemas de transmissão, justificando o aumento dos limites na nova classificação proposta.

Outra situação que pode explicar os maiores limites mínimos de IS nos graus da nova classificação está na redundância. Sistemas de subtransmissão apresentam uma configuração pouco malhada se comparados aos sistemas de transmissão, o que resulta em sistemas com pouca ou nenhuma redundância. Dessa forma, os sistemas de subtransmissão são menos confiáveis, de forma que falhas em um circuito podem causar interrupções em múltiplas subestações, aumentando o corte de carga e consequentemente o índice EENS. Novamente, pela Equação 2.8, estes sistemas tendem a apresentar um IS maior se comparado aos sistemas de transmissão, uma vez que quanto maior o EENS, maior o IS.

Com relação a trabalhos futuros, entre os pontos que podem ser considerados está a melhoria do processo de avaliação dos índices de confiabilidade, nomeadamente o IS. Para tal, considerar: dados estocásticos mais precisos para os equipamentos, tais como as linhas de transmissão e principalmente os transformadores; novas regiões de contingência (i.e., conjunto dos equipamentos que irão falhar) utilizadas no programa NH2 para incluir novos impactos devido a saídas de operação desses equipamentos; e aplicações de políticas de corte de carga que envolvam ordem de mérito.

Um aumento no número de amostras pode ser também considerado em novos estudos. Para isso, deve ser realizado uma nova comparação com relação ao IS entre todos os sistemas e escolhido novamente o sistema de melhor desempenho para referência. Pode-se inclusive utilizar conceitos de estatística e probabilidade como forma de estabelecer tendências dentre as amostras, e, ao invés de utilizar apenas um sistema como parâmetro, utilizar um sistema base que possua valores calculados com base em análise estatística para que se otimize o resultado.

A metodologia proposta pode ser aplicada por qualquer concessionária de energia elétrica tendo por base seus próprios sistemas, assim como seu conhecimento a respeito do desempenho apresentado pelos mesmos. Logicamente, se uma quantidade maior de sistemas estiver disponível, será possível ajustar melhor os limiares utilizados na tabela de classificação. Por outro lado, não se deve utilizar

sistemas localizados em regiões muito distantes, ou pertencentes a concessionárias com realidades distintas.

Contudo, a nova classificação permite avaliar quanto ao desempenho através do IS os sistemas de subtransmissão sob uma perspectiva mais realista e adequada do que a classificação existente na literatura, usada para sistemas de transmissão. Essa avaliação é indispensável para um melhor planejamento do sistema, reduzindo custos e evidenciando a necessidade ou não de reforços ou manutenções nos sistemas elétricos.

REFERÊNCIAS

[A02] ANEEL, *Atlas de Energia Elétrica no Brasil*, 2002. Disponível em < http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf>. Acesso em 28 de Junho de 2014.

[A04] ANEEL, *Resolução no. 63*, 12 de Maio de 2004. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004063.pdf>. Acesso em 28 de Junho de 2014.

[A07] Andrade, W. S. (2007). Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição e Sub-transmissão considerando geração distribuída. Dissertação de Doutorado - UFRJ.

[A08] ANEEL. (2008) Site da Agência Nacional de Energia Elétrica. [Online]. http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf.

[A12] ANEEL, Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012. Disponível em http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf. Acesso em 07 de Abril de 2016.

[ABBG94] R. N. Allan, R. Billinton, A. M. Breipohl, and C. H. Grigg, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1987-1991," *IEEE Trans. on Power Systems*, pp. vol.9, n 1, pp. 41-49, Feb. 1994.

[ABBG99] R. N. Allan, R. Billinton, A. M. Breipohl, and C. H. Grigg, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1992-1996," *IEEE trans. on Power Systems*, pp. vol 14, n. 1, pp. 51-57, Feb. 1999.

[ABSC98] R. N. Allan, S. M. Billinton, S. M. Shahidehpour, and C. Singh, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1982-1987," *IEEE Trans. on Power Systems*, pp. vol. 3, n. 4, pp. 1555-1564, Nov. 1998.

[ADH79] R. N. Allan, E. N. Dialynas, and I. R. Homer, "Modelling and Evaluationg the Reliability of Distributions Systems," *IEEE Trans. on Power Apparatus Systems*, pp. vol. PAS-09, n. 6, pp. 2181-2189, Nov. - Dec. 1979.

[AM97] S. Asgarporr and M. J. Mathine, "Reliability Evaluation of Distribution Systems with Non-Exponential Dow Times," *IEEE Trans. on Power Systems*, pp. vol. 12, n. 2, pp. 579-584, May 1997.

[AOB77] R. N. Allan, M. F. Oliveira, and R. Billinton, "Reliability Evaluation of the Auxiliary Electrical Systems of Power Stations," *IEEE Trans. on Power Apparatus Systems*, pp. vol. PAS-96, n. 5, pp. 1441-1449, Sep. - Oct. 1977.

[ARS11] R. Albuquerque, A. Rodrigues, M. G. da Silva, *Cálculo de Índices de Confiabilidade em sistemas de Geração de Energia usando um Algoritmo Genético Modificado*. X SBAI – Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente. São João del-Rei, 2011.

[B98] C.L.T.BORGES, Avaliação da confiabilidade composta de sistemas de potência em ambientes computacionais paralelos, Tese de Doutorado do Programa de Engenharia Elétrica, COPPE/UFRJ, 1998.

[BA84] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems*, 1st ed. New York: Plenum Press, 1984.

[BFB01] R. Billinton, M. F. Firuzabad, and L. Bertling, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1996-1999," *IEEE Trans. on Power Systems*, pp. vol. 16, n. 4, pp. 595-602, Nov. 2001.

[C07] CEPEL, *Programa NH2 – Sistema Computacional para Análise Probabilística e Avaliação da Confiabilidade de Sistemas Elétricos*. Guia do Usuário. 2007.

[C98]A. M. Cassula, *Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição Considerando Impactos da Geração e Transmissão - Dissertação de Mestrado*.: UNIFEI, 1998.

[CMB03] Cassula, A. M., Manso, L. A. F., Leite da Silva, A. M. and Billinton, R. (2003). Avaliação da Confiabilidade em Sistemas de Distribuição

Considerando Falhas de Geração e Transmissão. Revista Controle & Automação, vol. 14, No. 3, pp. 262 - 271.

[E00] ELETROBRÁS, *Rede de Transmissão e Caracterização do Sistema Elétrico Brasileiro*, 2000.

[E07] EPE, *Estudos Associados ao Plano Decenal de Energia 2007-2016*, Rio de Janeiro, 29 de Junho de 2007. Disponível emhttp://www.epe.gov.br/Transmissao/ Documents/Estudos_21/An%C3%A1lise%20dos%20%C3%ADndices%20de%20confiabilidade%20do%20SIN.pdf>. Acesso em 10 de Julho de 2014.

[E15] EPE. (2015) Site do Ministério de Minas e Energia. [Online]. https://ben.epe.gov.br/BENRelatorioFinal.aspx?anoColeta=2015&anoFimColeta=2014.

[FBGOSS89] C. C. Fong, R. Billinton, R. O. Gunderson, P. M. O'Neill, J. Raksany, A. W. Schneider, B. Silverstein, *Bulk System Reliability, Measurement and* Indices*: A Report by IEEE Working Group on Measurement Indices*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 3, pp. 829-835. August 1989.

[FG94] Fong, C. C. and Grigg, C. H. (1994). Bulk Power System Reliability Performance Assessment. Reliability Engineering and System Safety, vol. 46, pp. 25 - 31.

[GG05] L. Goel, R. Gupta, M. F. Ercan. Comparison of subtransmission system reliability worth for diverse systems by including health considerations, Elsevier, Electric Power Systems Research, Vol 74, p.p. 65–72, 2005.

[GG99] Gupta, R. and Goel, L. (1999). Reliability Impacts of Subtransmission and Radial Configurations on the Distribution System. Electric Machines and Power Systems, vol. 27, pp. 721–736.

[GMP64] D. P. Gaver, F. E. Montmeat, and A. D. Patton, "Power System Reliability: I - Measures and Methods of Calculation," *IEE Trans. on Power Apparatus Systems*, pp. vol. 83, n. 7, pp. 727-737, Jul. 1964.

[I72] IEEE Committee, Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1971-1977, IEEE Trans. on Power Apparatus Systems, pp. vol. PAS-91, Pt. I, pp. 649-660, 1972.

[I78] IEEE Committee, Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation, IEEE Trans. on Power Apparatus Systems, pp. vol. PAS-97, n. 6, pp. 2235-2242, Nov.-Dec. 1978.

[KL13] Shahram Kazemi, Matti Lehtonen. Impact of smart subtransmission level fault current mitigation solutions on service reliability, Elsevier, Electric Power Systems Research, Vol 96, p.p. 9-15, 2013.

[L09] R. Leão, *GTD – Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica*. Universidade Federal do Ceará, 2009. Disponível em <http://www.clubedaeletronica.com.br/Eletricidade/PDF/Livro%20GTD.pdf. >. Acesso em 10 de Julho de 2014.

[M83] A. J. Monticelli, *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. Edgard Blücher. São Paulo, 1983.

[MLS12] Marcos Lima, João; Maria Lourenço, Elizete e Theodor Schilling, Marcus – Desafios e Vantagens da Utilização de Critérios Probabilísticos no Planejamento de Sistemas Elétricos, Revista Controle & Automação/Vol.23 no.4/Julho e Agosto 2012.

[O03] ONS, *Confiabilidade da Rede Básica no Período 2003 a 2005*, Rio de Janeiro, Abril de 2003. Disponível em http://www.ons.org.br/download/ ampliacao_reforcos/confiabilidade/sumario_executivo_par03-05v2.pdf. Acesso em 24 de Novembro de 2015.

[OSKR00] Oliveira, Schmidit, Kogan e Robba. *Introdução aos Sistemas Elétricos de Potência*, 2ª Edição, 2000.

[PB92] M. V. F. Pereira e N. J. Balu, “Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation”, Proc. of the IEEE, Vol. 80, No. 4, pp. 470-491, April 1992.

[R02] Leonidas C. Resende. Avaliação da Confiabilidade Preventiva de Sistemas de Potência. Dissertação de Mestrado, UNIFEI, 2002.

[R08] Ruggiero, Márcia A. Gomes; Lopes, Vera Lúcia da Rocha. Cálculo Numérico: Aspectos Teóricos e Computacionais, Person, 2ª edição. São Paulo, 2008.

[R11] L. N. Reis, *Geração de Energia Elétrica*. 2ª Edição. Editora Manole. São Paulo, 2011.

[RA88] R. Billinton, R. N. Allan, *Reliability Assessment of Large Electric Power Systems*. Kluwer Academic Publishers Massachusetts. UEA, 1988.

[RA90] R. Billinton & R. N. Allan, Basic Power System Reliability Concepts, 1990 p 365-384.

[RA94] R. Billinton, R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd Edition, Plenum Press. New York, 1994.

[RAL84]R. N. Allan, R. Billinton, and S. H. Lee, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1977-1972," *IEEE Trans. on Power Apparatus Systems*, pp. vol. PAS-103, n2, pp.275-282, Feb. 1984.

[S12] Fábio Lelis dos Santos, Planejamento da Expansão de Sistemas de Subtransmissão de Energia Elétrica, 2012, Dissertação de Mestrado - UFSJ.

[T64] Z. G. Todd, "A probability Method for Transmission and Distribuition Outage Calculations," *IEE Trans. on Power Apparatus Systems*, pp. vol. 83, n.7, pp. 696-701, Jul. 1964.

[W78] Working Group on Performance Records for Optimizing System Design, "Reliability Indices for use in Bulk Power Supply Adequacy Evaluation" lEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol PAS-97, No. 4 , July/August 1978, pp 1097-1103.