



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Edson Antônio Souza Bordin

**METODOLOGIA PARA ESTABELECIMENTO DE PADRÕES DE RISCO EM
SISTEMAS ELÉTRICOS**

Florianópolis

2024

Edson Antônio Souza Bordin

**METODOLOGIA PARA ESTABELECIMENTO DE PADRÕES DE RISCO EM
SISTEMAS ELÉTRICOS**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador(a): Prof. Mauro Augusto da Rosa, Dr.

Florianópolis

2024

Ficha de identificação da obra

Bordin, Edson Antônio Souza

Metodologia para Estabelecimento de Padrões de Risco em Sistemas Elétricos / Edson Antônio Souza Bordin ; orientador, Mauro Augusto da Rosa, 2024.

216 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Padrões de Risco em Sistemas Elétricos. 3. Análise de Confiabilidade em Sistemas. I. da Rosa, Mauro Augusto. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Edson Antônio Souza Bordin

METODOLOGIA PARA ESTABELECIMENTO DE PADRÕES DE RISCO EM SISTEMAS ELÉTRICOS

O presente trabalho em nível de Mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Leonardo Elzeire Bremermann, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Gabriel Santos Bolacell, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Certificamos que esta é a versão original e final do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Insira neste espaço a
assinatura digital

Prof. Telles Brunelli Lazzarin, Dr.
Coordenação do Programa de Pós-Graduação

Insira neste espaço a
assinatura digital

Prof. Mauro Augusto da Rosa, Dr.
Orientador

Florianópolis, 2024.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho é dedicado aos meus pais, aos meus avós, aos meus irmãos, à minha sobrinha, à família toda e às amizades que fiz pela vida.

Agradecimento especial ao meu orientador, Prof. Mauro Augusto da Rosa, por todo suporte, acolhimento, disponibilidade, confiança e incentivo ao desenvolvimento deste trabalho.

À todas as pessoas que, direta ou indiretamente, contribuíram para esse processo.

À CAPES e ao INESC P&D Brasil pelo apoio financeiro recebido durante a execução deste trabalho.

Gratidão!

RESUMO

A avaliação composta da confiabilidade que envolve os subsistemas de geração e transmissão é capaz de mensurar a capacidade de um sistema elétrico em atender adequadamente à demanda por eletricidade. Propõe-se, assim, uma discussão e análise abrangente das incertezas no novo paradigma da transição energética, explorando a interseção entre descarbonização, digitalização e descentralização nos Sistemas Elétricos de Potência (SEP). A metodologia proposta envolve a análise de *benchmark* internacional e a definição de índices probabilísticos e padrões de risco, bem como a construção de modelos de decisão capazes de estabelecer métricas de performance. Essas métricas são fundamentadas nos indicadores resultantes da aplicação de uma ferramenta computacional desenvolvida para avaliar a confiabilidade dos SEP respeitando as dependências temporais entre diferentes variáveis e processos. Os resultados dos estudos são expressos em índices de confiabilidade, que podem ser utilizados como métricas para a tomada de decisão no planejamento da expansão do sistema. O objetivo central é o desenvolvimento de uma metodologia que auxilie na tomada de decisão em um ambiente de incerteza, abordando cenários de planejamento da operação e expansão sob as perspectivas das reservas estática e operacional de longo prazo.

Palavras-chave: Análise de Confiabilidade. Padrões de Risco. Sistemas Elétricos.

ABSTRACT

The composite reliability evaluation involving generation and transmission subsystems is capable of measuring an electric system's ability to adequately meet electricity demand. Thus, a comprehensive discussion and analysis of uncertainties in the new energy transition paradigm are proposed, exploring the intersection of decarbonization, digitalization, and decentralization in Power Systems (PS). The proposed methodology involves international benchmark analysis and the definition of probabilistic indices and risk standards, as well as the construction of decision models capable of establishing performance metrics. These metrics are based on indicators resulting from the application of a computational tool developed to evaluate PS reliability, considering the temporal dependencies between different variables and processes. The study results are expressed in reliability indices, which can be used as metrics for decision-making in system expansion planning. The central objective is to develop a methodology that assists in decision-making in an uncertain environment, addressing operation and expansion planning scenarios from the long-term perspectives of static and operational reserves.

Keywords: Reliability Evaluation. Risk Standards. Power Systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Resultados para o levantamento de critérios de padrões de risco	42
Figura 2 – Relação em ordem crescente da ENS (GWh/ano) para sistemas de pequeno porte	47
Figura 3 – Relação em ordem crescente da ENS (GWh/ano) para sistemas de médio porte	48
Figura 4 – Relação em ordem crescente da ENS (GWh/ano) para sistemas de grande porte	48
Figura 5 – Relação em ordem crescente da ENS/G (%) para sistemas de pequeno porte	51
Figura 6 – Relação em ordem crescente da ENS/G (%) para sistemas de médio porte	52
Figura 7 – Relação em ordem crescente da ENS/G (%) para sistemas de grande porte	52
Figura 8 – Relação em ordem crescente do SIS para sistemas de pequeno porte...	54
Figura 9 – Relação em ordem crescente do SIS para sistemas de médio porte.....	55
Figura 10 – Relação em ordem crescente do SIS para sistemas de grande porte ...	55
Figura 11 – Fluxograma da simulação cronológica de Monte Carlo.....	62
Figura 12 – Agregação de especificidades por camadas para o sistema teste.....	67
Figura 13 – Localização dos radiais da camada A no sistema teste	69
Figura 14 – Localização das centrais térmicas de ciclo combinado no sistema teste	71
Figura 15 – Localização no sistema teste dos circuitos duplos	73
Figura 16 – Representação topológica no sistema teste para a camada D	74
Figura 17 – Base de despacho pela ordem de mérito do custo das unidades geradoras do sistema IEEE RTS 96 HW.....	76
Figura 18 – Localização da reserva terciária mobilizável em até 1 hora	76
Figura 19 – Capacidade média mensal para os anos hidrológicos das séries históricas	78
Figura 20 – Média móvel mensal das séries históricas anuais de produção eólica ..	78
Figura 21 – Capacidade hidrotérmica indisponível por manutenção programada.....	80
Figura 22 – Relação entre o modelo de decisão, critérios e padrões, e variáveis de decisão.....	83

Figura 23 –Gráfico de caixa estreita.....	87
Figura 24 – Exemplificação do gráfico de caixa estreita para a variável SIS	87
Figura 25 – Relação entre variáveis de decisão para a camada E do sistema hipotético sob a perspectiva RE	89
Figura 26 – Comparação entre as variáveis LOLE e EENS para as camadas de representação sob a ótica RE e RO.....	94
Figura 27 – Fluxo de potência médio anual nos circuitos de interligação para a camada D sob a ótica da reserva operacional	101
Figura 28 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF das barras para a avaliação da Camada A	102
Figura 29 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF das barras para a avaliação da Camada A	103
Figura 30 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF das barras para a avaliação da Camada B	104
Figura 31 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF das barras para a avaliação da Camada B	105
Figura 32 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada C	106
Figura 33 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada C	107
Figura 34 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada D	108
Figura 35 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada D	109
Figura 36 – Comparação entre os índices LOLE e EENS para as camadas de representação sob as perspectivas RE e RO.....	113
Figura 37 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada A sob a perspectiva RE	119
Figura 38 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada A sob a perspectiva RO	120
Figura 39 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada B sob a perspectiva RE	121
Figura 40 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada B sob a perspectiva RO	122

Figura 41 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada C sob a perspectiva RE	123
Figura 42 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada C sob a perspectiva RO	124
Figura 43 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada D sob a perspectiva RE	125
Figura 44 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada D sob a perspectiva RO	126
Figura 45 – Comparação entre os índices LOLE e EENS para as camadas de representação sob as perspectivas RE e RO.....	129
Figura 46 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada A sob a perspectiva RE	134
Figura 47 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada A sob a perspectiva RO	135
Figura 48 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada B sob a perspectiva RE	136
Figura 49 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada B sob a perspectiva RO	137
Figura 50 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada C sob a perspectiva RE	138
Figura 51 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada C sob a perspectiva RO	139
Figura 52 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada D sob a perspectiva RE	140
Figura 53 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada D sob a perspectiva RO.....	141
Figura 54 – Comparação entre os índices LOLE e EENS para as camadas de representação sob as perspectivas RE e RO.....	145
Figura 55 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada A sob a perspectiva RE	151
Figura 56 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada A sob a perspectiva RO	152
Figura 57 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada B sob a perspectiva RE	153

Figura 58 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada B sob a perspectiva RO	154
Figura 59 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada C sob a perspectiva RE	155
Figura 60 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada C sob a perspectiva RO	156
Figura 61 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada D sob a perspectiva RE	157
Figura 62 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada D sob a perspectiva RO	158
Figura 63 – Localização das alterações do caso 1 na camada D	160
Figura 64 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da camada C do caso 1	165
Figura 65 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da camada D do caso 1	166
Figura 66 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da camada C do caso 2	167
Figura 67 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da camada D do caso 2	168
Figura 68 – Síntese do desempenho da variável de decisão SIS para as camadas de representação sob as perspectivas RE e RO.....	170
Figura 69 – Síntese do desempenho da variável de decisão EENS para as camadas de representação sob as perspectivas RE e RO.....	171
Figura 70 – Síntese do desempenho da variável de decisão LOLE para as camadas de representação sob as perspectivas RE e RO.....	171
Figura 71 – Síntese do desempenho da variável de decisão LOLF para as camadas de representação sob as perspectivas RE e RO.....	172
Figura 72 – Variação do indicador SIS para as camadas de representação sob as perspectivas RE e RO	172
Figura 73 – Variação do indicador EENS para as camadas de representação sob as perspectivas RE e RO	173
Figura 74 – Variação do indicador LOLE para as camadas de representação sob as perspectivas RE e RO	173

Figura 75 – Variação do indicador LOLF para as camadas de representação sob as perspectivas RE e RO	173
Figura 76 – Variação do indicador SIS para a camada D sob as perspectivas RE e RO	174
Figura 77 – Variação do indicador EENS para a camada D sob as perspectivas RE e RO	175
Figura 78 – Variação do indicador LOLE para a camada D sob as perspectivas RE e RO	176
Figura 79 – Variação do indicador LOLF para a camada D sob as perspectivas RE e RO	178
Figura 80 – Variação da geração média anual (GWh) da camada D sob as perspectivas RE	179
Figura 81 – Variação da geração média anual (GWh) da camada D sob as perspectivas RO	179
Figura 82 – Níveis hierárquicos para a confiabilidade	193
Figura 83 – Zonas funcionais e níveis hierárquicos atualizados	193
Figura 84 – Representação de um sistema NH1	193
Figura 85 – Representação de um sistema NH2	194
Figura 86 – Representação de um sistema NH3	195
Figura 87 – Estrutura e avaliação da reserva operacional	202
Figura 88 – Modelo de Markov de dois estados	208
Figura 89 – Modelo de Markov de múltiplos estados	209

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Índices de Risco Probabilísticos	29
Tabela 2 – Classificação do grau de severidade de interrupção	31
Tabela 3 – Seleção de padrões de confiabilidade em uso	43
Tabela 4 – Lista do menor para o maior ENS para sistemas internacionais	49
Tabela 5 – Lista da menor para a maior relação ENS/G (%) para sistemas internacionais	53
Tabela 6 – Lista do menor para o maior SIS para sistemas internacionais.....	56
Tabela 7 – Detalhamento de capacidade de transmissão entre áreas.....	64
Tabela 8 – Detalhamento das classes de consumidores	64
Tabela 9 – Detalhamento de unidades geradores por tecnologia e área	66
Tabela 10 – Detalhamento dos custos de operação	66
Tabela 11 – Parâmetros estocásticos para os barramentos em malha radial representados na Camada A.....	68
Tabela 12 – Parâmetros estocásticos para as unidades geradoras de ciclo combinado	71
Tabela 13 – Parâmetros estocásticos típicos para falhas de modo comum.....	72
Tabela 14 – Linhas de transmissão com circuito duplo para o sistema teste.....	73
Tabela 15 – Capacidade média mensal de produção para os anos hidrológicos seco e úmido	78
Tabela 16 – Capacidade média para os anos de baixa e alta produção eólica	79
Tabela 17 – Tempo médio de manutenção típico por gerador do parque hidrotérmico considerado no programa de manutenção	80
Tabela 18 – Detalhamento de valores para a variável SIS para a camada A do sistema de exemplo para a aplicação metodológica	87
Tabela 19 – Detalhamento de valores para a variável SIS para a camada E do sistema de exemplo para a aplicação metodológica	88
Tabela 20 – Índices globais e coeficientes de convergência das camadas de representação	92
Tabela 21 – Incremento Δ dos indicadores por camada para as ambas as reservas	94
Tabela 22 – Índices globais das camadas por falhas de geração	95
Tabela 23 – Índices globais das camadas por falhas de transmissão.....	96
Tabela 24 – Índices globais das camadas por falha composta	96

Tabela 25 – Índices globais das camadas para a área 1 do sistema	97
Tabela 26 – Índices globais das camadas para a área 2 do sistema	97
Tabela 27 – Índices globais das camadas para a área 3 do sistema	98
Tabela 28 – Índices globais e coeficientes de convergência das camadas de representação em análise	112
Tabela 29 – Índices globais das camadas por falhas de geração	114
Tabela 30 – Índices globais das camadas por falhas de transmissão.....	115
Tabela 31 – Índices globais das camadas por falha composta	115
Tabela 32 – Índices globais das camadas para a área 1 do sistema	117
Tabela 33 – Índices globais das camadas para a área 2 do sistema	117
Tabela 34 – Índices globais das camadas para a área 3 do sistema	118
Tabela 35 – Índices globais e coeficientes de convergência das camadas de representação em análise	128
Tabela 36 – Índices globais das camadas por falhas de geração	130
Tabela 37 – Índices globais das camadas por falhas de transmissão.....	131
Tabela 38 – Índices globais das camadas por falha composta	131
Tabela 39 – Índices globais das camadas para a área 1 do sistema	132
Tabela 40 – Índices globais das camadas para a área 2 do sistema	133
Tabela 41 – Índices globais das camadas para a área 3 do sistema	133
Tabela 42 – Índices globais e coeficientes de convergência das camadas de representação em análise	143
Tabela 43 – Índices globais das camadas por falhas de geração	146
Tabela 44 – Índices globais das camadas por falhas de transmissão.....	147
Tabela 45 – Índices globais das camadas por falha composta	147
Tabela 46 – Índices globais das camadas para a área 1 do sistema	148
Tabela 47 – Índices globais das camadas para a área 2 do sistema	148
Tabela 48 – Índices globais das camadas para a área 3 do sistema	149
Tabela 49 – Índices globais e coeficientes de convergência das camadas C e D para as simulações adicionais.....	161
Tabela 50 – Índices globais das camadas C e D por tipo de falha de geração	162
Tabela 51 – Índices globais das camadas C e D por tipo de falha de transmissão.	162
Tabela 52 – Índices globais das camadas C e D por tipo de falha composta	162
Tabela 53 – Índices globais das camadas C e D para a área 1 das simulações adicionais	163

Tabela 54 – Índices globais das camadas C e D para a área 2 das simulações adicionais	163
Tabela 55 – Índices globais das camadas C e D para a área 3 das simulações adicionais	164
Tabela 56 – Detalhamento de valores para a variável SIS da camada D	174
Tabela 57 – Detalhamento de valores para a variável EENS da camada D	175
Tabela 58 – Detalhamento de valores para a variável LOLE para a camada D.....	176
Tabela 59 – Detalhamento de valores para a variável LOLF para a camada D.....	177
Tabela 60 – Faixas de padrões de risco para o sistema IEEE RTS 96 HW sob as perspectivas das reservas estática e operacional	178

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CAG	Controle Automático de Geração
ENS	Energia Não Suprida
EENS	<i>Expected Energy Not Suplied</i>
ENTSO-E	<i>European Network Transmission System Operators for Electricity</i>
FP	Fluxo de Potência
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
GGG	Gestor Global do Sistema
LOLC	<i>Loss of Load Cost</i>
LOLD	<i>Loss of Load Duration</i>
LOLE	<i>Loss of Load Expectation</i>
LOLF	<i>Loss of Load Frequency</i>
LOLP	<i>Loss of Load Probability</i>
MMAD	Modelos Multicritérios de Análise de Decisão
MPGGS	Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema
NH-0	Nível Hierárquico 0
NH-1	Nível Hierárquico 1
NH-2	Nível Hierárquico 2
NH-3	Nível Hierárquico 3
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PSMORA	<i>Power System Model for Operational Reserve Assessment</i>
RE	Reserva Estática
RO	Reserva Operacional
R2e	Reserva Secundária para Elevação de Geração
R2r	Reserva Secundária para Redução de Geração
REN	Rede Energética Nacionais
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SIS	Severidade de Interrupção do Sistema
SMC	Simulação de Monte Carlo
SMCNS	Simulação de Monte Carlo Não-sequencial
SSMC	Simulação Sequencial de Monte Carlo

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	OBJETIVOS	18
1.1.1	Objetivos Específicos	18
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	19
2	CONTEXTUALIZAÇÃO E REFERENCIAL TEÓRICO	21
2.1	ASPECTOS DA TEORIA DA DECISÃO	24
2.2	INDICADORES DE CONFIABILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS	28
2.2.1	Estado da Arte	32
3	LEVANTAMENTO DE CRITÉRIOS E PADRÕES DE RISCO	39
3.1	ANÁLISE COMPARATIVA DA ENERGIA NÃO SUPRIDA	46
3.2	ANÁLISE COMPARATIVA DA RELAÇÃO ENTRE ENERGIA NÃO SUPRIDA E GERAÇÃO ANUAL	50
3.3	ANÁLISE COMPARATIVA DA SEVERIDADE DE INTERRUPÇÃO	54
3.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	56
4	PROPOSTA METODOLÓGICA	58
4.1	FERRAMENTA COMPUTACIONAL - PSMORA.....	59
4.2	DESCRIÇÃO DO SISTEMA TESTE	64
4.2.1	Apresentação dos Modelos de Representação em Camadas	66
4.2.2	Apresentação de Cenários Complementares para Análise do Sistema 77	
4.3	HIPÓTESE METODOLÓGICA PARA DEFINIÇÃO DE PADRÕES DE RISCO 81	
5	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS PARA O SISTEMA TESTE IEEE RTS 96 HW 89	
5.1	RESULTADOS PARA AS AVALIAÇÕES DAS RESERVAS ESTÁTICA E OPERACIONAL	91
5.2	RESULTADOS PARA A VARIABILIDADE DOS RECURSOS PRIMÁRIOS 111	
5.2.1	Cenário de Baixa Disponibilidade Hídrica e Eólica	111
5.2.2	Cenário de Alta Disponibilidade Hídrica e Eólica	127
5.3	RESULTADOS PARA O PROGRAMA DE MANUTENÇÃO DE GERADORES	142

5.4	SIMULAÇÕES ADICIONAIS.....	159
5.5	ESTABELECIMENTO DE FAIXAS DE PADRÕES DE RISCO.....	169
6	CONCLUSÃO	180
	REFERÊNCIAS.....	183
	APÊNDICE A – ANÁLISE DE CONFIABILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS ..	190
	A.1 Níveis Hierárquicos	192
	A.2 Estudos de Adequação – Reserva Estática e Reserva Operacional	195
	A.3 Estudos de Adequação – Análise de Sistemas Multiárea	203
	A.4 Métodos Probabilísticos – Simulação Sequencial de Monte Carlo	206

1 INTRODUÇÃO

Uma grande fração dos trabalhos de engenheiros operadores e planejadores de sistemas elétricos envolve diferentes tipos de técnicas de apoio à decisão. De fato, problemas de engenharia requerem, frequentemente, ponderações entre fatores técnicos e não técnicos, os quais necessitam serem tratados de forma probabilística devido à natureza estocástica dos sistemas de potência.

Em muitas ocasiões, fatores não técnicos como preferências ou aceitações sociais, impactos ambientais e, às vezes, fatores políticos, necessitam ser considerados quando se estudam alternativas de expansão e/ou operação de sistemas elétricos. Por exemplo, alternativas que envolvam novos corredores de linhas de transmissão, ampliação de sistemas produtores considerando geração renovável ou não renovável ou posicionamento de novos centros produtores, em geral, englobam decisões técnicas vinculadas as alternativas consideradas, bem como decisões de cunho político-socioambiental.

Para os casos citados acima, a seleção da melhor alternativa encontra o seu ponto ótimo pela combinação dos diferentes fatores vinculados ao modelo de decisão. A necessidade de se estabelecer um modelo de decisão para alcançar o propósito de seleção de alternativas visa identificar as variáveis envolvidas no contexto de planejamento em que se está trabalhando, e o conceito de valor é essencial ao modelo de decisão, dado que para qualquer processo decisório, o planejador estabelece, mesmo que intuitivamente, limites aceitáveis para as variáveis em observação.

Para os sistemas elétricos, os valores podem ser traduzidos como critérios ou padrões vinculados a um modelo de decisão que, em geral, podem ser selecionados para apoiá-lo (e.g., critérios ou padrões sociais, ambientais, políticos ou tecnológicos).

Quanto a sua utilização, os critérios ou padrões podem ser utilizados de forma conjugada (multicritério) ou singular (monocritério), muito embora sempre seja necessário considerar uma multiplicidade de variáveis para se identificar e definir quais critérios ou padrões serão utilizados de acordo com os propósitos de operação e/ou planejamento dos sistemas elétricos.

Mais especificamente no âmbito do processo de planejamento do sistema elétrico de potência, as decisões estratégicas estão intrinsecamente ligadas à seleção criteriosa das unidades geradoras mais eficientes, à definição das rotas ideais de transmissão e à configuração otimizada das malhas, visando garantir um fornecimento

de energia confiável e economicamente aceitável. Este complexo processo decisório engendra um desafio inerente, transformando-se em um problema de otimização.

Observa-se que as decisões relativas à escolha de alternativas para o planejamento e/ou operação de sistemas elétricos estão imersas em contextos decisórios multifacetados, envolvendo diversas opções permeadas por percepções distintas, valores divergentes, objetivos diversos e dinâmicas de poder socioeconômicos, o que lhe confere uma complexidade inerente, marcada por conflitos de interesses.

Diante desse desafio, os tomadores de decisão necessitam de ferramentas capazes de auxiliá-los na análise criteriosa das opções disponíveis. Para abordar essa questão, torna-se imperativo desenvolver estratégias e técnicas de solução que não apenas enfrentam a complexidade do planejamento, mas também asseguram sua eficácia operacional e econômica ao agregar abordagens mais flexíveis, capazes de incorporar variáveis intangíveis e/ou aleatórias.

Nesse cenário, os métodos multicritérios de análise de decisão (MMAD) associadas à simulação de Monte Carlo se destacam como instrumentos que possuem a flexibilidade necessária para lidar com essa complexidade.

No contexto deste estudo de definição de critérios e padrões de risco para sistemas elétricos de potência, os resultados das avaliações da performance para sistemas interligados nas vertentes das avaliações das reservas estática e operacional, considerando a avaliação de confiabilidade composta dos subsistemas de geração e transmissão, formam um conjunto de variáveis de decisão, estudadas com o objetivo de estabelecer a atual posição da performance de sistemas elétricos em termos de índices probabilísticos de riscos, observadas por diferentes perspectivas de representação dos elementos que, atualmente, formam a configuração desses sistemas.

Embora a quantidade de indicadores de riscos seja expressiva neste tipo de análise, para os fins deste trabalho foram definidos quatro indicadores com o objetivo de estabelecer um estudo de *benchmark* em termos de performance dos índices probabilísticos de riscos para sistemas elétricos de diferentes países.

As variáveis estudadas foram tratadas com o objetivo de possibilitar comparações de sistemas com diferentes dimensões e diferentes soluções tecnológicas, oferecendo uma visão ampla e comparada de problemas e soluções

possíveis de utilização como guias para a construção da tomada de decisões relativas ao planejamento e/ou operação de sistemas elétricos de potência.

1.1 OBJETIVOS

Este estudo tem como objetivo estabelecer uma metodologia para definir faixas de padrões de risco aplicáveis à indicadores probabilísticos de confiabilidade com o propósito de respaldar análises em planejamento e operação de sistemas elétricos frente ao crescente nível de incertezas e cenários imprevisíveis que põem em risco a tomada de decisão para uma alternativa de rede. Utiliza-se como abordagem a avaliação composta de confiabilidade, analisada pelas perspectivas das reservas estática e operacional, capaz de oferecer um robusto suporte às decisões nos processos de planejamento do sistema elétrico.

1.1.1 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos são abordados a seguir:

- Realizar uma revisão abrangente da literatura sobre os padrões de risco atuais em sistemas elétricos a fim de identificar melhores práticas e metodologias de avaliação probabilística de risco, bem como estratégias, políticas e medidas adotadas para reduzir riscos e robustecer o sistema.
- Caracterizar os sistemas elétricos em termos de capacidade e variabilidade de geração, infraestrutura de transmissão e topologia da rede e planos de manutenção programada de geradores. Integrar essas características em diferentes níveis de representação para estabelecer metas comparativas entre os índices dos sistemas.
- Identificar e definir variáveis de decisão relevantes para a construção de modelos apropriados que auxiliem à tomada de decisão frente ao aumento das incertezas através de indicadores probabilísticos de confiabilidade; e
- Avaliar a performance atual de sistemas elétricos através de indicadores probabilísticos de confiabilidade sob as perspectivas das reservas estática e operacional para definir faixas de padrões de risco aceitáveis,

adaptando a metodologia à uma implementação na ferramenta computacional PSMORA. Utilizar o que foi desenvolvido para simular e analisar o desempenho do sistema teste IEEE RTS 96 HW.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

A estrutura textual apresentada aborda de forma abrangente os diversos aspectos relacionados à confiabilidade e a avaliação de riscos nos Sistemas Elétricos de Potência (SEP), à medida que são introduzidos conceitos, desafios e metodologias para lidar com as incertezas inerentes à transformação do setor elétrico.

O **Capítulo 2** discute a iminente transformação do setor elétrico. A coordenação, comunicação e uso de métricas coerentes tornam-se cruciais para uma gestão eficaz do planejamento e das atividades operacionais sistêmicas, em específico a análises de adequação das reservas estática e operacional. A introdução de uma abordagem probabilística na tomada de decisões proporciona uma resposta adequada diante das incertezas. São examinados métodos de simulação, com destaque para o método de simulação sequencial de Monte Carlo (SSMC), para calcular os índices de confiabilidade. Destaca-se, no estado da arte, a importância da abordagem probabilística, capaz de fornecer tanto informações quantitativas quanto qualitativas sobre o risco de sistemas, capacitando-os a lidar com as incertezas e aleatoriedades.

No **Capítulo 3**, explora-se o registro de padrões e métricas de riscos em diversos países, empregando um processo de *benchmarking*. O mérito reside na comparação da performance de sistemas elétricos a fim de avaliar estratégias, políticas e medidas adotadas para mitigar riscos e guiar a tomada de decisões estratégicas a partir de variáveis de decisão. Nesse contexto, identificam-se as métricas preferidas por diferentes operadores em diversos sistemas elétricos. São realizadas análises comparativas entre indicadores de confiabilidade. Estes indicadores abrangem a energia não suprida (em sua forma convencional ou vinculada a uma variável, por exemplo, geração anual, proporcionando uma avaliação do tamanho do sistema) e severidade de interrupção do sistema. Discussões acerca do comportamento dos sistemas sugerem uma abordagem probabilística para a avaliação do desempenho.

No **Capítulo 4**, apresenta-se uma metodologia flexível para a definição de faixas de padrões de risco. Esta metodologia, fundamentada na consideração de variáveis/índices como LOLE, EENS, LOLF e SIS, é alimentada pelas análises prévias e informações obtidas dos resultados da aplicação, junto ao sistema teste IEEE RTS 96 HW, de uma subdivisão em camadas que agregam especificidades operacionais e topológicas, permitindo a proposição de padrões de risco condizentes com o contexto da proposta. Descreve-se a ferramenta computacional, aqui denominada de PSMORA, o sistema teste e a proposição de cenários complementares de avaliação, bem como uma ilustração hipotética da metodologia adotada.

No **Capítulo 5**, são apresentados e discutidos os resultados para os modelos de representação em camadas sob as perspectivas das reservas estática e operacional. A partir destes resultados, é elaborada a aplicação da metodologia para estabelecimento de faixas de padrões de risco para o sistema teste.

No **Capítulo 6**, as considerações gerais são elaboradas e trabalhos futuros são propostos.

2 CONTEXTUALIZAÇÃO E REFERENCIAL TEÓRICO

A transformação no setor elétrico, impulsionada pelos pilares da descarbonização, digitalização e descentralização, introduz incertezas que reverberam significativamente nos índices de confiabilidade dos sistemas elétricos de potência (SEP), influenciando o planejamento, a gestão, a operação e a manutenção de redes elétricas (LI, 2014; CIGRE, 2018; AEMC, 2022; NERC, 2022; NARUC, 2023).

A busca contínua pela confiabilidade dentro do propósito de não-interrupção do fornecimento de energia elétrica surge em resposta à frequência de interrupções, sejam programadas ou imprevistas, que afetam os sistemas elétricos (BILLINTON e ALLAN, 1996). Neste contexto, é imperativo ultrapassar limitações como os bem estabelecidos critérios N-1 e N-2, tradicionalmente empregado na indústria e adotar metodologias mais completas para avaliar sistemas elétricos (BILLINTON e LI, 1994; BILLINTON e ALLAN, 1996; LI, 2014; CIGRE, 2018). Estudos atuais demonstram que os padrões de risco de sistemas futuros, em virtude da atual transição energética, serão fundamentalmente distintos daqueles testemunhados historicamente (CIGRE, 2018; MANCARELLA, 2022).

Para mitigar os riscos associados a mudanças tecnológicas e regulamentares, investimentos em pesquisa e desenvolvimento têm emergido como uma solução, catalisando, assim, o aumento de capital na indústria dos SEP. A análise de sistemas elétricos torna-se uma das áreas mais impactadas, demandando ferramentas capazes de incorporar essas transformações (ROSA, 2009; ROSA, 2010).

O equilíbrio entre restrições econômicas e de confiabilidade é desafiador, exigindo decisões gerenciais criteriosas para as fases de planejamento e operação dos SEP (BILLINTON e LI, 1994; LI, 2014). Segundo Li (2014), deve-se apreciar o conceito de que um risco “zero” nunca pode ser alcançado, pois eventos de falha aleatórios são imprevisíveis e inerentes à natureza dos sistemas elétricos. Em muitos casos, deve-se tomar a decisão de aceitar um risco, desde que possa ser técnica e financeiramente justificado. Há uma sobreposição considerável entre risco e confiabilidade, ou seja, maior risco significa menor confiabilidade e vice-versa (BILLINTON e LI, 1994; LI, 2014).

As práticas de planejamento operacional e/ou de expansão, ao incorporarem a quantificação e padronização de riscos, desempenharão um papel crucial na coordenação efetiva de decisões operacionais entre os agentes que compõem o

intrincado sistema elétrico (SILVA et al., 2018). Estas práticas podem auxiliar na avaliação do risco em relação aos custos de atividades coordenadas, como desligamentos planejados, desde que os riscos sejam quantificados e não ultrapassem critérios de segurança pré-estabelecidos para o sistema (SILVA et al., 2018).

Esta dinâmica é particularmente relevante à medida que o sistema elétrico apresenta uma ampla gama de soluções operacionais possíveis, além do fato de que a probabilidade de perda de carga em qualquer parte do sistema é uma função da redundância da rede elétrica (BILLINTON e ALLAN, 1996). A disponibilidade esperada dos recursos afeta as ações corretivas e mitigadoras disponíveis para um planejador ou operador do sistema (LI, 2014). Assim, para Li (2014), a tomada de decisões fundamentar-se-ia em expectativas em relação à redundância, expectativas estas que seriam consideravelmente aprimoradas mediante o desenvolvimento mais robusto do sistema.

Portanto, a extensão em que a atribuição de riscos é necessária na tomada de decisões operacionais deve ser equilibrada em relação ao valor que elas podem proporcionar em retorno. Para os casos em que a probabilidade de contingências é muito baixa ou o custo de não tomar uma decisão é muito alto, a atribuição e análise de riscos pode fornecer valor suficiente para uma tomada de decisão otimizada (BILLINTON e LI, 1994; LI, 2014). É uma ferramenta útil e eficaz quando há uma incerteza razoável sobre a decisão mais apropriada (BILLINTON e LI, 1994; LI, 2014). Para Fenton e Neil (2018), essa incerteza, por si só, é uma razão para que a avaliação probabilística e qualitativa de riscos desempenhe um papel importante no processo de tomada de decisões.

Evidentemente, a transição para um modelo elétrico mais sustentável e eficiente requer uma abordagem diferente das tradicionais (CIGRE, 2018). A combinação de análise probabilística, considerando os desafios técnicos e não técnicos, com estratégias de coordenação e gestão de riscos, é crucial para enfrentar as mais variadas incertezas inerentes ao processo de transformação do setor elétrico (CIGRE, 2018). Abordagens centradas em valores, coordenação e comunicação, aliadas a métricas e índices coerentes e harmonizados, são indispensáveis para gerenciar adequadamente a coordenação de planejamento e atividades operacionais complexas (CIGRE, 2018; SILVA et al., 2018). As incertezas ganham destaque,

demandando a utilização de critérios para avaliar a adequação e segurança dos sistemas (BILLINTON e LI, 1994; LI, 2014).

Índices que refletem a confiabilidade tornam-se cruciais, medindo a capacidade de minimizar interrupções programadas e/ou emergências, mantendo o sistema em níveis aceitáveis mesmo diante de condições adversas (IAEA, 2000; CIMINO JUNIOR, 2011). Na prática, um número significativo de cenários de planejamento e operação podem ser comparados e classificados de acordo com os benefícios esperados para os índices resultantes (BILLINTON e LI, 1994). Isso ajuda a decidir sobre os méritos relativos de cada alternativa, sendo uma delas sempre a de não fazer mudanças (BILLINTON e ALLAN, 1996).

Os índices de confiabilidade de sistemas elétricos podem ser calculados por meio de uma variedade de métodos, principalmente por duas abordagens mais conhecidas, a analítica e a de simulação (BILLINTON e ALLAN, 1996). As técnicas analíticas representam o sistema por meio de um modelo matemático, avaliando os índices de confiabilidade a partir desse modelo utilizando soluções numéricas diretas. Geralmente, fornecem índices de expectativa em um tempo de computação relativamente curto (BILLINTON e ALLAN, 1996).

Os métodos de simulação, especificamente a simulação de Monte Carlo (SMC), estimam os índices de confiabilidade simulando o comportamento real e aleatório do sistema (BILLINTON e ALLAN, 1996). Essa técnica pode considerar praticamente todos os aspectos e contingências inerentes ao planejamento, projeto e operação de um sistema elétrico (BILLINTON e LI, 1994). Ao simular a vida operacional do sistema por um longo período, é possível estudar seu comportamento e identificar possíveis deficiências (BILLINTON e LI, 1994). Essas informações permitem avaliar os valores esperados dos índices de confiabilidade, juntamente com suas distribuições de probabilidade (BILLINTON e ALLAN, 1996).

Os métodos probabilísticos fornecem informações quantitativas importantes sobre o comportamento de sistemas, com o processo Markoviano sendo especialmente útil para análises de confiabilidade (SANTOS, 2019; VIEIRA, 2020). Este método de natureza estocástica permite modelar a dinâmica de equipamentos e sistemas, onde os estados futuros são independentes dos estados passados, desde que o estado atual seja conhecido (SANTOS, 2019; MIRANDA, 2020; VIEIRA 2020).

A simulação de Monte Carlo pode adotar a representação sequencial ou a não-sequencial. Na abordagem não-sequencial, cada componente estabelece um

ciclo operativo baseado em seu estado de “funcionamento” ou “fora de funcionamento”, permitindo a análise de diferentes combinações de estados dos componentes (SANTOS, 2019; BOLACELL, 2021). Por outro lado, a abordagem sequencial preserva as características cronológicas do ciclo operativo de cada componente, amostrando os estados com base no “tempo de funcionamento” ou “tempo fora de funcionamento”, comumente em uma janela anual (amostra anual), considerando a dinâmica dos equipamentos e as variações temporais dos recursos do sistema (SANTOS, 2019; MIRANDA, 2020; VIEIRA, 2020; BOLACELL, 2021).

A avaliação composta da confiabilidade dos subsistemas de geração e transmissão pelo método da simulação sequencial de Monte Carlo (SSMC) mensura a capacidade do sistema em atender à demanda de forma adequada, considerando a adequação operativa do sistema. Propõe-se, assim, uma análise abrangente das incertezas no novo paradigma da transição energética, explorando a interseção entre descarbonização, digitalização e descentralização nos SEP. A metodologia adotada neste trabalho engloba a análise de *benchmark* internacional, a definição de índices probabilísticos de padrões de risco, e a construção de modelos representativos, fundamentando faixas de valores para esses padrões através dos indicadores gerados pela ferramenta computacional PSMORA. Esta abordagem busca prover uma ferramenta para auxiliar na tomada de decisão otimizada em um ambiente de incerteza, abordando cenários de planejamento da operação e expansão sob a perspectiva das reservas estática e operacional.

2.1 ASPECTOS DA TEORIA DA DECISÃO

Qualquer sistema elétrico de potência apresenta uma complexidade significativa em função de sua extensão física e da imprevisibilidade de diversos fatores. Historicamente, para garantir a continuidade do fornecimento de eletricidade, foram incorporadas capacidades de geração sobressalentes e redundâncias nas instalações das redes elétricas de transmissão e distribuição (LI, 2014).

Investimentos adicionais durante as fases de planejamento da operação e da expansão podem contribuir para reduzir a probabilidade de desconexão dos consumidores, sendo essencial considerar aspectos econômicos, técnicos e não técnicos nesse processo (BILLINTON e ALLAN, 1996). A negligência a essas necessidades reduz a segurança no fornecimento para os clientes existentes e

invalida suposições operacionais para a confiabilidade e flexibilidade do sistema. As restrições econômicas e de confiabilidade podem ser competitivas, o que pode resultar em decisões gerenciais difíceis (BILLINTON e ALLAN, 1996).

Em específico, no planejamento dos subsistemas de geração e transmissão, enfrenta-se a difícil missão de tomar decisões diante das incertezas de cenários que podem se modificar devido a fatores políticos, sociais, econômicos, ambientais, tecnológicos e interesses divergentes entre agentes envolvidos no setor elétrico (IAEA, 2000; CIMINO JUNIOR, 2011). Torna-se fundamental identificar e definir variáveis de decisão para construir modelos adequados que levem em consideração critérios que representam a confiabilidade real dos sistemas sob análise (IAEA, 2000; LI, 2014).

Quando operadores e/ou planejadores de sistemas coordenam a tomada de decisões ou quando a decisão de um destes impacta as operações de outro agente, pode haver consideravelmente mais incerteza em torno do processo da tomada de decisão (CIGRE, 2018; MANCARELLA, 2022). Reconhece-se, ainda, a presença de aspectos analíticos e subjetivos no processo de tomada de decisão (IEC/ISO 31010, 2019). A coordenação otimizada entre os diversos agentes do sistema é fundamental para garantir uma abordagem integrada e eficaz (CIGRE, 2018; MANCARELLA, 2022).

Formular os problemas de tomada de decisão em uma estrutura analítica que assegure a derivação de soluções alternativas possíveis, considerando todas as restrições relevantes impostas pelos diferentes agentes e pelas diferentes preocupações expressadas, é uma tarefa essencial. Destaca-se a responsabilidade do tomador de decisão em identificar os problemas a serem solucionados e a necessidade de escolher entre as diversas soluções possíveis derivadas da análise do problema, de acordo com os valores e prioridades em que o contexto político e social do problema está inserido (IAEA, 2000).

Para tanto, é necessário desenvolver modelos de decisão robustos e transparentes, que considerem variáveis de decisão, critérios de avaliação e padrões de desempenho bem definidos (BILLINTON e ALLAN, 1996).

Lindgren (1971) define a teoria da decisão como um conjunto específico de métodos que auxilia o tomador de decisão a identificar as nuances de seu problema e organizá-lo para alcançar a melhor alternativa de solução. Dessa maneira, a atividade de tomada de decisão, que envolve o estudo de um amplo conjunto de

alternativas para antecipar o futuro dentro de cenários previstos, resume-se na escolha da alternativa que otimize as variáveis conflitantes do problema em avaliação (LINDGREN, 1971). Ainda segundo Lindgren (1971), analisar o processo de tomada de decisão envolve considerar o conjunto de ações possíveis, as circunstâncias e “leis” básicas que prevalecem, e as consequências resultantes de tomar uma determinada ação diante de um conjunto específico de circunstâncias.

A combinação de circunstâncias predominantes e leis governantes pode ser bem definida como um estado da natureza (LINDGREN, 1971). Se este estado da natureza for conhecido, torna-se uma questão simples selecionar a ação de acordo com o grau de desejabilidade das consequências resultantes das várias ações e do estado conhecido (LINDGREN, 1971).

A tomada de decisão, em linhas gerais, passa por etapas como planejamento, geração de alternativas, priorização, escolha da melhor política, alocação de recursos, previsão de resultados, projeto de sistemas, avaliação de desempenho e resolução de conflitos (SAATY, 1991). De acordo com Saaty (1991), o processo decisório é influenciado pelo grau de disponibilidade da informação, variando entre certeza, risco e incerteza.

Lindgren (1971) destaca os componentes essenciais de um problema de decisão, delineando-os da seguinte maneira:

- a) Um conjunto de ações viáveis;
- b) Um conjunto de estados possíveis da natureza;
- c) Uma perda associada a cada combinação entre os estados da natureza e as ações disponíveis.

O processo decisório no setor elétrico é marcado por complexidades, incertezas e importantes repercussões econômicas e ambientais. Reconhecendo as incertezas quanto ao futuro desenvolvimento do sistema elétrico e os amplos impactos de qualquer decisão tomada, buscar soluções robustas é crucial, especialmente diante de parâmetros incontrolláveis que podem variar ao longo do tempo.

No âmbito das atividades de engenheiros operadores e planejadores de sistemas elétricos, uma parcela significativa envolve a aplicação de diversas técnicas de apoio à tomada de decisão em virtude da natureza estocástica dos sistemas de potência. A seleção da melhor alternativa não se limita apenas à abordagem técnica, mas resulta da combinação de diversos fatores associados ao modelo de decisão. Diferentes tipos de valores podem ser aplicados a um modelo de decisão, como

critérios sociais, ambientais, políticos e tecnológicos. Esses critérios podem ser considerados como padrões vinculados ao modelo de decisão, sendo aplicados em modelos monocritério ou multicritério, dependendo da complexidade do problema em questão.

Nos estudos convencionais de expansão de capacidade determinística, o problema geralmente é simplificado ao especificar um nível desejado de confiabilidade do sistema elétrico. Em seguida, os objetivos são estabelecidos como restrições que definem limites para o conjunto de soluções possíveis. Essa simplificação evita a resolução de um problema de decisão complexo, envolvendo múltiplos critérios e objetivos (IAEA, 2000).

Nesse contexto, as metodologias de apoio à decisão requerem investigações detalhadas, incluindo análises futuras de demanda, avaliação de alternativas de fornecimento e análise dos impactos econômicos, sociais e ambientais, cada uma exigindo uma análise aprofundada. Métodos multicritérios de análise de decisão (MMAD) destacam-se por sua flexibilidade ao lidar com a complexidade inerente aos planejamentos que demandam consideração de alternativas e conceitos diversos (IAEA, 2000; CIMINO JUNIOR, 2011). A abordagem multicritério tem como premissa estabelecer uma hierarquia de preferências entre as alternativas em avaliação, considerando a influência de diversos critérios durante o processo decisório (CIMINO JUNIOR, 2011).

Por meio da abordagem de múltiplos critérios, devido à possibilidade de conflitos entre as variáveis (mutuamente exclusivas), a busca pelo ponto ótimo não é mais acentuada, uma vez que otimizar todos os critérios simultaneamente poderia ser praticamente impossível (IAEA, 2000). Além disso, dada a inserção das preferências individuais de cada decisor no processo, obter uma solução geral torna-se inviável.

O propósito principal dos modelos de apoio à decisão multicritério reside em auxiliar o decisor na formulação da melhor relação de compromisso entre os critérios envolvidos (CIMINO JUNIOR, 2011).

O processo de análise, planejamento e tomada de decisão em sistemas elétricos é dinâmico e sujeito a mudanças constantes quanto no contexto operacional. Portanto, a tomada de decisão deve ser contínua e revisada sempre que necessário para incorporar mudanças significativas nas premissas, parâmetros e critérios previamente adotados. Ao lidar com o comportamento estocástico no planejamento de sistemas elétricos, a aplicação de métodos multicritérios pode superar as

limitações de abordagens convencionais, proporcionando uma avaliação das alternativas disponíveis (CIMINO JUNIOR, 2011).

2.2 INDICADORES DE CONFIABILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS

Organizações de todas as dimensões confrontam riscos que têm o potencial de impactar a realização de seus objetivos. O processo de análise e gestão de riscos considera incertezas e a complexidade inerente aos eventos futuros, intencionais ou não, e seus efeitos sobre os objetivos predefinidos (IEC/ISO 31010, 2019). A definição dos critérios de risco envolve decidir a natureza e os tipos de consequências a serem incluídos, bem como a maneira como serão medidos, a expressão das probabilidades, a determinação de um nível de risco e os critérios para decidir quando um risco necessita de tratamento, quando um risco é aceitável e/ou tolerável, e se e como as combinações de riscos serão consideradas (IEC/ISO 31010, 2019).

A análise quantitativa dos riscos que influenciam a confiabilidade forma um dos parâmetros mais importantes para o processo de tomada de decisão. Para Li (2014), a gestão de riscos inclui a aplicação de pelo menos três tarefas: avaliação quantitativa de riscos, determinação de medidas para reduzir o risco e justificção de um nível de risco aceitável. O objetivo da avaliação do risco, portanto, reside na criação dos índices que representam o risco do sistema (LI, 2014).

Para Li (2014), o comportamento probabilístico dos sistemas de energia é a origem do risco. Definir e monitorar padrões de risco são fundamentais para apoiar decisões de investimentos e proporcionar condições adequadas para avaliar alternativas técnico-econômicas para a expansão e/ou configurações operativas nos sistemas de geração e transmissão (BILLINTON e ALLAN, 1996). Embora o objetivo dos critérios de confiabilidade seja equilibrar custo e confiabilidade, a aplicação principal dos índices de confiabilidade está na área de planejamento (operação e expansão) (BILLINTON e LI, 2014).

Um ponto importante é a confiabilidade que o sistema e seus diversos subsistemas devem ter. Este é um requisito e deve ser considerado antes de decidir sobre qualquer esquema de expansão ou reforço (BILLINTON e ALLAN, 1996). Diversos fatores devem ser considerados nessa decisão, como conformidade entre a confiabilidade das várias partes do sistema e o benefício obtido por uma melhoria na confiabilidade (BILLINTON e ALLAN, 1996).

Os índices de adequação de um sistema composto de geração e transmissão dependem de dois aspectos fundamentais: a robustez ou vulnerabilidade do sistema de geração (incluindo geração de reserva e indisponibilidade forçada das unidades geradoras) e a robustez ou vulnerabilidade do sistema de transmissão (abrangendo limites de capacidade de transmissão, indisponibilidade forçada de componentes de transmissão e a topologia ou configuração do sistema) (BILLINTON e ALLAN, 1996).

Analisar as contribuições dos subsistemas de geração e transmissão pode fornecer uma visão geral sobre qual segmento é mais significativo em termos de adequação do sistema (BILLINTON e ALLAN, 1996). A qualidade dessas avaliações depende dos modelos e dados associados a cada componente do sistema elétrico (BILLINTON e ALLAN, 1996). Existem vários índices de confiabilidade usados para medir tanto o desempenho passado da confiabilidade quanto para prever o desempenho futuro dos sistemas, quantificando o risco de perda de carga (BILLINTON e LI, 1994).

Tradicionalmente, eles podem ser categorizados em três grupos: índices de probabilidade, índices de frequência e duração, e índices de energia (BILLINTON e ALLAN, 1996; CARVALHO, 2013; BOLACELL, 2021). Os índices de risco probabilístico são apresentados pela Tabela 1.

Tabela 1 – Índices de Risco Probabilísticos

Índice	Sigla	Unidade	Finalidade
Probabilidade de Perda de Carga	LOLP	%	Avalia probabilisticamente se o sistema está apto ou não para suprir a máxima demanda (horária, diária, mensal e anual) de potência
Expectativa de Perda de Carga	LOLE	horas/ano	Quantifica o número de horas esperado no ano no qual a máxima demanda anual de potência não é suprida.
Expectativa de Potência Não Suprida	EPNS	MW	Quantifica a potência ativa esperada interrompida devido à ocorrência do modo de falha considerado (alcance da insuficiência do suprimento).
Expectativa de Energia Não Suprida	EENS	MWh/ano	Quantifica a energia média acumulada anual interrompida devido à ocorrência do modo de falha considerado.
Frequência Média de Perda de Carga	LOLF	ocorrências/ano	Quantifica o número de vezes no ano em que o modo de falha ocorre.
Duração Média de Perda de Carga	LOLD	horas/ano	Quantifica a duração média acumulada no ano do modo de falha.
Severidade de Interrupção do Sistema	SIS	min	Quantifica uma duração fictícia que causaria uma interrupção de energia equivalente à ocorrida no sistema supondo-se demanda máxima constante.

Fonte: adaptado de Fong et al. (1989), Billinton e Li (1994) e Cimino Jr. (2011)

Os índices LOLP, LOLE, EPNS e EENS constituem o subconjunto dos índices de probabilidade e energia, enquanto os índices LOLF e LODD constituem o subconjunto dos índices de frequência e duração (BILLINTON e LI, 1994). Estes índices são expressos a seguir:

1. LOLP (*Loss of Load Probability*) – Probabilidade de perda de carga:

$$LOLP = \sum_{i \in S} p_i \quad (1)$$

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

2. LOLE (*Loss of Load Expectation*) – Expectativa de perda de carga (horas/ano):

$$LOLE = \sum_{i \in S} p_i T \quad (2)$$

onde T representa o período de tempo de análise (em geral, de 1 (um) ano, ou seja, $T = 8760$);

3. EPNS (*Expected Power Not Supplied*) – Expectativa de potência não suprida (MW):

$$EPNS = \sum_{i \in S} C_i p_i \quad (3)$$

onde C_i representa o corte de carga do sistema no estado i ;

4. EENS (*Expected Energy Not Supplied*) – Expectativa de energia não suprida (MW/ano):

$$EENS = T \sum_{i \in S} C_i p_i \quad (4)$$

5. LOLF (*Loss of Load Frequency*) – Frequência média de perda de carga (ocorrências/ano):

$$LOLF = \sum_{i \in S} (F_i - f_i) \quad (5)$$

onde F_i representa a frequência de saída do estado i do sistema e f_i representa a porção 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;

6. LOLD (*Loss of Load Duration*) – Duração média de perda de carga (horas/ano):

$$LOLD = \frac{LOLE}{LOLF} \quad (6)$$

7. Índice de Severidade de Interrupção do Sistema – índice EENS dividido pela carga máxima do sistema (minutos):

$$SIS = 60 [\text{minutos}] \times \frac{EENS \left[\frac{GWh}{\text{ano}} \right]}{\text{pico de carga} \left[\frac{GW}{\text{ano}} \right]} \quad (7)$$

A partir de informações da literatura técnica, o relatório do grupo de trabalho IEEE sobre os índices de severidade de interrupção de sistemas elétricos (FONG et al., 1989) estabelece uma escala para avaliar o grau da gravidade de interrupção do sistema, conforme indicado na Tabela 2. O SIS é calculado considerando tanto as interrupções programadas quanto as não programadas. Essa classificação permite caracterizar o grau do índice SIS, um índice normalizado, expresso em minutos do sistema (min).

Tabela 2 – Classificação do grau de severidade de interrupção

Severidade de Interrupção do Sistema		
Classificação	Severidade (min)	Interpretação
Grau 0	$\text{Minutos do Sistema} < 1$	aceitável
Grau 1	$1 \leq \text{Minutos do Sistema} < 10$	não grave
Grau 2	$10 \leq \text{Minutos do Sistema} < 100$	grave
Grau 3	$100 \leq \text{Minutos do Sistema} < 1000$	muito grave
Grau 4	$\text{Minutos do Sistema} \geq 1000$	colapso

Fonte: adaptado de Fong et al., 1989

Portanto, o índice de severidade é a energia total não suprida, expressa em GWh/ano, dividida pela carga máxima do sistema em GW/ano. Um minuto do sistema equivale a uma interrupção da carga total do sistema por um minuto no momento de

pico do sistema (BILLINTON e ALLAN, 1996). Isso não representa um tempo real de desligamento do sistema, porque a interrupção não precisa ocorrer no momento de carga máxima do sistema (BILLINTON e ALLAN, 1996). Uma interrupção completa do sistema durante condições de pico contribui para a duração, em minutos, deste índice (BILLINTON e LI, 1994).

2.2.1 Estado da Arte

A avaliação probabilística de confiabilidade em sistemas elétricos desempenha um papel importante na garantia da estabilidade e eficiência operacional, especialmente em um cenário em constante evolução, impulsionado pela transição eletroenergética. Esta revisão aborda uma série de estudos significativos que exploram métodos avançados para avaliar a confiabilidade, enfrentando desafios como incertezas associadas a fontes intermitentes e a necessidade de estratégias flexíveis para lidar com variações imprevistas. A compreensão aprofundada dessas abordagens é vital para orientar as decisões no planejamento, projeto e operação de sistemas elétricos diante da transição energética em curso.

Algumas das técnicas possíveis para avaliação de riscos envolvem a contribuição de partes interessadas com a organização e os especialistas. Suas visões podem ser obtidas individualmente e/ou por meio de técnicas de grupo, como a técnica Delphi (IEC/ISO 31010, 2019). As visões podem incluir a divulgação de informações, expressões de opinião ou ideias criativas. Em algumas situações, as partes interessadas possuem conhecimentos específicos e papéis definidos, havendo pouca divergência de opinião. No entanto, às vezes, visões significativamente variadas podem ser esperadas, e podem existir estruturas de poder e outros fatores que afetam a interação entre as pessoas (IEC/ISO 31010, 2019). Essas técnicas são complementares e oferecem vantagens distintas na análise de riscos e confiabilidade de sistemas (IEC/ISO 31010, 2019).

A simulação de Monte Carlo é uma ferramenta valiosa quando os cálculos envolvem distribuições complexas, permitindo estimativas de resultados através de iterações baseadas em valores aleatórios de entradas e suas dependências (BILLINTON e ALLAN, 1996). Além disso, o processo de Markov, comumente associado à simulação de Monte Carlo, pode ser utilizado para estimar probabilidades de um sistema em estados específicos, possibilitando compreender a probabilidade

de falhas e o tempo estimado para que um sistema retorne a um determinado estado adequado. Embora possua limitações, como a necessidade de dados extensivos e mudanças nas taxas de transição ao longo do tempo, são ferramentas valiosas para modelagem de sistemas complexos, aleatórios e dinâmicos (BILLINTON e ALLAN, 1996).

Em Matos et al. (2009) e Silva et al. (2010), são apresentadas aplicações de metodologias probabilísticas para avaliar os requisitos de reserva de sistemas com uma grande penetração de fontes de energia renovável. Casos de estudo nos sistemas português e espanhol são apresentados e discutidos. Uma característica interessante da implementação é a capacidade de fornecer valores mensais dos índices de confiabilidade, possibilitando, por exemplo, a avaliação da influência de ações de manutenção na confiabilidade global. Discute-se sobre critérios inovadores para casos em que o sistema deve simultaneamente ser adequado às piores condições hidrológicas e de vento e a diferentes estratégias operacionais. Por fim, diferentes critérios de planejamento são discutidos para lidar com as capacidades de reserva estática e operacional no planejamento de longo prazo.

Já o trabalho de Cimino Junior (2011) propõe uma metodologia multicritério, baseada no método do processo de análise hierárquica, para hierarquizar reforços em sistemas de transmissão de energia elétrica. O processo envolve a identificação de um problema de decisão para, em seguida, decompor este problema em uma hierarquia de "subproblemas" menores e mais simples. Cada subproblema pode ser analisado de forma independente, sem perder o foco do problema de tomada de decisão. Os resultados obtidos proporcionaram uma medida do valor que cada reforço agrega, permitindo a identificação de prioridades e apoio à tomada de decisão. Os índices que deram base ao subproblema do planejamento probabilístico da expansão foram a EENS e SIS. Ao fim, o autor sugere a aplicação dessa metodologia na avaliação de alternativas de estudos destinados a definir essas soluções (CIMINO JUNIOR, 2011).

O trabalho de Rosa et al. (2012) apresenta uma abordagem inovadora para a avaliação da confiabilidade em sistemas elétricos utilizando a tecnologia de sistemas multiagentes. Esta pesquisa demonstra a viabilidade de alcançar resultados promissores por meio de duas estruturas principais: não-sincronizada e sincronizada. Destaca-se suas respectivas eficiências computacionais. A proposta engloba capacidade de unir inteligência artificial e computação distribuída, apresentando

flexibilidade de comunicação e adaptabilidade para avaliações complexas de SEP. Além disso, ao utilizar recursos do ambiente Java, oferece mecanismos para aumentar a eficiência computacional, como as técnicas de redução de variância em simulações de Monte Carlo, demonstrando seu potencial para lidar com problemas complexos de confiabilidade (ROSA et al., 2012).

O estudo de Bremermann et al. (2014) examina a avaliação de longo prazo da reserva operacional em um sistema com energia eólica e veículos elétricos (VE) em cenários desafiadores. O artigo destaca desafios relacionados à variabilidade da carga e ao objetivo de maximizar o uso de fontes renováveis intermitentes, que pode comprometer a confiabilidade sistêmica. Os autores exploram metodologias baseadas em risco, como o método PJM (*Pennsylvania-NewJersey-Maryland Interconnection*), consideradas apropriadas para avaliar o comprometimento de curto prazo com base em previsões precisas de carga e vento. Contudo, a avaliação de risco a médio e longo prazo se torna mais desafiadora devido à incerteza em unidades geradoras específicas e suas disponibilidades. A análise sugere que o sistema português é confiável, mas destaca a dependência em relação à produção hidrelétrica em condições hidrológicas secas. Cenários com estratégias de carregamento de VE, como carga direta, impactam os índices de risco da capacidade de reserva operacional (BREMERMANN et al., 2014).

O relatório de pesquisa da EPRI (*Electric Power Research Institute*) (EPRI, 2015) explora o uso de métodos probabilísticos no planejamento do sistema elétrico em larga escala. O estudo de caso envolveu três autoridades de planejamento, sendo elas a TVA (*Tennessee Valley Authority*), o MISO (*Midcontinent Independent System Operator*) e o SPP (*Southwest Power Pool*). Os resultados mostram que abordagens probabilísticas oferecem uma estrutura mais robusta para avaliar mudanças na rede em comparação com métodos determinísticos. Destacam-se benefícios econômicos potenciais e a importância de considerar variáveis de risco na análise de confiabilidade da adequação da geração, associadas à distribuição de outras variáveis de risco na análise de confiabilidade da transmissão. Para o estudo de caso do MISO, os índices probabilísticos foram usados para quantificar o impacto das futuras melhorias na confiabilidade da rede do sistema (EPRI, 2015).

O estudo de Das et al. (2015) investiga a demanda por reservas operacionais diante dos desafios impostos pela integração da energia eólica no sistema elétrico europeu entre 2020 e 2030, analisando desequilíbrios decorrentes das previsões em

comparação com a produção real de energia eólica. Os autores afirmam que erros nas previsões meteorológicas representam um desafio significativo, pois afetam a precisão das previsões de produção. Segundo os autores, em situações de alta incerteza, torna-se necessário reavaliar as reservas levando em consideração uma abordagem probabilística para determinar dinâmicas adequadas. O estudo identifica que desequilíbrios podem ocorrer com uma probabilidade considerável. Aumentar as reservas primárias é uma possível solução, embora isso possa acarretar custos operacionais mais elevados. Além disso, é importante considerar o reforço do suporte de controle secundário para determinar a quantidade necessária para a reserva primária (DAS et al., 2015). Os autores ainda destacam a necessidade de avaliar cuidadosamente a adequação das reservas operacionais nos futuros sistemas elétricos, considerando não apenas as reservas primárias, mas também as secundárias e terciárias. O estudo conclui que as reservas manuais e terciárias podem reduzir significativamente os desequilíbrios a longo prazo, enquanto as sobras de desequilíbrio devem ser tratadas por reservas primárias e secundárias mais ágeis e automáticas (DAS et al., 2015). Recomenda-se a realização de estudos mais detalhados para determinar a quantidade ideal de reservas primárias necessárias para diferentes cenários (DAS et al., 2015).

O estudo de Bremermann et al. (2016) destaca que, enquanto preocupações de curto prazo visam controlar a quantidade de reserva operacional, as avaliações de médio e longo prazo devem garantir um desempenho robusto e flexível ao sistema. A metodologia proposta utiliza técnicas baseadas em risco, como *Value-at-Risk* (VaR) e *Conditional Value-at-Risk* (CVaR), para auxiliar no planejamento da flexibilidade dos sistemas. A modelagem combina os padrões de geração e carga, incorporando um modelo de risco apropriado. A abordagem utiliza a simulação de Monte Carlo sequencial, destacada por sua relevância na avaliação de aspectos cronológicos em sistemas elétricos com alta integração de fontes renováveis. O estudo também destaca a importância do índice VaR na quantificação do risco, medindo a máxima perda esperada dentro de um intervalo de confiança. O índice CVaR complementa o VaR, capturando eventos de baixa probabilidade que podem resultar em grandes perdas. O estudo destaca a importância de considerar a incerteza inerente às fontes intermitentes e a flexibilidade necessária para enfrentar desafios de curto e longo prazo (BREMERMANN et al., 2016).

O estudo conduzido por Makvand et al. (2017) sobre planejamento probabilístico na expansão de sistemas de transmissão elétrica propõe uma abordagem considerando contingências N-1, estimando perdas econômicas associadas às contingências, e propondo um plano ótimo de reforço do sistema. A metodologia inclui uma formulação para calcular o custo do índice EENS e uma abordagem probabilística para sugerir o plano ótimo de expansão abrangendo dados do sistema e contingências N-1 e N-2. Testes validam a eficácia, evidenciando méritos econômicos e benefícios de robustez nos sistemas estudados (MAKVAND et al., 2017).

Wang (2017) propôs um método de simulação baseado na entropia cruzada (CE) para avaliar o agendamento da reserva operacional de um sistema elétrico integrado com energia eólica a partir dos índices de probabilidade de perda de carga e expectativa de energia não suprida, juntamente com a distribuição empírica da demanda não suprida. Esses três indicadores, segundo os autores, podem ser usados para prever de forma abrangente o risco de inadequação da reserva. A característica estocástica dos vários estados do sistema é modelada por um processo de Markov. Estudos de caso baseados no RTS-79 foram conduzidos para ilustrar a flutuação da adequação da reserva girante considerando diferentes estados de inicialização de unidades geradoras com e sem penetração de energia eólica. A vantagem do método de simulação proposto foi demonstrada (WANG, 2017).

O estudo de Silva et al. (2018) oferece uma abordagem inovadora para avaliar as reservas girantes em sistemas multiáreas de energia elétrica, considerando a distribuição de reservas conforme critérios econômicos, operacionais e geográficos. A alocação de reserva em cada área é crucial, e o impacto dessa política na adequação e segurança é avaliado por meio de índices de risco de confiabilidade à curto prazo. O método utiliza técnicas de simulação de Monte Carlo agregadas ao método da entropia cruzada para estimar índices de risco, levando em conta as limitações de capacidade e falhas no sistema de transmissão. Os índices de risco refletem incertezas associadas à probabilidade de não atender a demanda esperada e são calculados para cada área. Os índices de risco propostos foram capazes de capturar o grau de adequação do suprimento em cada região, indicando se as reservas planejadas são suficientes para operar o sistema com segurança (SILVA et al., 2018).

Silva e Castro (2018) apresentam um método para calcular índices de risco com base na simulação sequencial de Monte Carlo a partir de técnicas de amostragem

de importância via método da entropia cruzada, de modo que a probabilidade associada a qualquer região, alvo das variáveis do fluxo de carga probabilístico, possa ser avaliada com precisão. A abordagem visa levar em consideração as incertezas estatísticas nos valores de entrada, mapeando-as em funções de densidade de probabilidade (*pdf*) das variáveis de saída. Como o processo de tomada de decisão no setor elétrico já considera índices de confiabilidade compostos (ou seja, geração e transmissão) com base em probabilidade (LOLP), frequência (LOLF) e energia não suprida (EENS), associados aos eventos de risco, a flexibilidade e precisão do SSMC convencional são mantidas, enquanto o tempo computacional necessário é significativamente reduzido. O método proposto é aplicado a diferentes sistemas teste IEEE e os resultados obtidos são amplamente discutidos, demonstrando sua precisão e eficiência no foco dos índices de risco.

A pesquisa conduzida por Laengen (2018) examina três métodos de simulação de Monte Carlo para calcular índices de adequação de sistemas elétricos. O estudo aborda tanto a avaliação da adequação da geração quanto a avaliação composta dos subsistemas de geração e transmissão. Métricas como expectativa de perda de carga, expectativa de energia não suprida e frequência de perda de carga são empregadas na análise. O foco principal da investigação é a integração da análise de contingência no cálculo dos índices de confiabilidade, especialmente dentro do processo de otimização de sistemas compostos. Na avaliação da adequação do sistema composto, a pesquisa aponta como limitação o uso das mesmas curvas de carga em todos os barramentos dos sistemas teste, sugerindo uma abordagem mais realista, com curvas de carga individuais. Destaca-se a importância de explorar técnicas de redução de variância, com potencial de diminuir a carga computacional e reduzir o tamanho da amostra necessário para estimativas precisas dos índices (LAENGEN, 2018).

O trabalho de Jansson et al., (2018) propõe a implementação do framework do projeto de pesquisa europeu GARPUR no sistema de transmissão islandês, para o contexto das operações em tempo real a fim de ressaltar a influência do clima na confiabilidade usando modelos de taxa de falha dependentes do clima. Uma implementação ideal serve de base para o desenvolvimento de um teste piloto no sistema de transmissão islandês. O cerne deste trabalho é uma validação de que a abordagem proposta pelo projeto GARPUR pode ser implementada como um

processo de avaliação probabilística de confiabilidade viável e prático para a análise de risco da operação de sistemas reais (JENSSON et al., 2018).

O trabalho de Villa (2019) apresenta uma metodologia que utiliza enumeração de estados para avaliar a confiabilidade na rede de transmissão, no contexto de planejamento de longo prazo. A abordagem probabilística visa identificar melhorias potenciais em relação às práticas atuais utilizadas nos Países Baixos baseadas em abordagens determinísticas. Os resultados demonstram a variação dos indicadores de risco de perda de carga, oferecendo diretrizes para desenvolvimentos futuros em abordagens probabilísticas de análise de confiabilidade. A carga computacional e o tempo empregado permanecem desafios a serem enfrentados (VILLA, 2019).

Além das metodologias já exploradas nesta revisão, estudos recentes, como o realizado por Shahzad (2021) sobre a avaliação probabilística de segurança, enfatizam a importância crescente dessas abordagens na avaliação de confiabilidade dos sistemas de energia. A pesquisa destaca as limitações das abordagens determinísticas tradicionais, especialmente ao considerar a crescente incerteza e complexidade associada à inclusão de fontes de energia renovável. Argumenta-se que a técnica probabilística oferece uma alternativa para uma avaliação mais precisa, apontando, ainda, desafios como a falta de índices e critérios baseados em risco, além da necessidade de manipulação complexa de dados e análise para integrar efetivamente essas abordagens no planejamento e operação dos sistemas de energia.

O estudo de Nazir (2022) destaca a necessidade de aprimoramento nos métodos de avaliação de risco operacional em sistemas energia. O uso de métodos estocásticos é sugerido como uma abordagem complementar aos critérios determinísticos, permitindo aos operadores e planejadores do sistema considerar incertezas durante o planejamento e a operação. A análise de risco é conduzida através da probabilidade de contingências e um fator de severidade, representando o impacto de contingências na rede e nos clientes. A limitação prática reside no tempo necessário para calcular o fator de gravidade e equilibrar os riscos operacionais com os econômicos, sociais, ambientais e políticos (NAZIR, 2022). A compreensão do comportamento do fator de severidade em contingências individuais, comparado ao índice de risco operacional do sistema, representa a importância de métodos estocásticos avançados na avaliação de risco (NAZIR, 2022).

Mancarella (2022), em uma nota informativa preparada para a Comissão de Mercado de Energia da Austrália (AEMC) sobre a Revisão de Padrões e Configurações de Confiabilidade do Mercado Nacional de Eletricidade da Austrália (NEM), destaca que o perfil de risco dos sistemas futuros será significativamente diferente do perfil histórico devido a parâmetros que não seguem mais distribuições normais, e estão mais interligados com fatores climáticos, ou seja, os parâmetros subjacentes ao processo de análise estão temporalmente desacoplados. Além disso, Mancarella (2022) enfatiza que a tomada de decisões conscientes do risco pode substituir a análise tradicional de custo-benefício, destacando a importância da inclusão de múltiplas métricas para capturar plenamente os perfis de risco em evolução. Métricas como energia não suprida (ENS), juntamente com outras métricas como margens de capacidade, probabilidade e expectativa de perda de carga (LOLP e LOLE), e frequência e duração de perda de carga (LOLF e LOLD), são fundamentais para proporcionar uma visão abrangente e equilibrada da confiabilidade do sistema elétrico (MANCARELLA, 2022).

A análise cuidadosa desses estudos destaca uma evolução significativa nas metodologias de avaliação probabilística de confiabilidade em sistemas elétricos. Com a necessidade crescente de abordagens mais probabilísticas em meio à complexidade de riscos e incertezas associadas à transição energética, observa-se uma lacuna notável na falta de padrões unificados para índices probabilísticos de risco, revelando uma área promissora para pesquisas futuras. Ao considerar esses estudos, destaca-se a importância de estratégias adaptáveis para o auxílio na tomada de decisão no planejamento e na operação de sistemas elétricos capazes de lidar efetivamente com as incertezas e a complexidade inerente a esses sistemas.

3 LEVANTAMENTO DE CRITÉRIOS E PADRÕES DE RISCO

A análise de risco, conforme definido pelo padrão IEC/ISO 31010 – *Risk Management*, utiliza parâmetros incertos tratados como variáveis aleatórias com distribuições de probabilidade próprias (IEC/ISO 31010, 2019). Os resultados da análise de risco fornecem insumos para os processos de tomada de decisão (LI, 2014; IEC/ISO 31010, 2019). Indicadores probabilísticos de confiabilidade são essenciais para mitigar os potenciais impactos de eventos adversos que podem afetar um sistema elétrico (BILLINTON e LI, 1994; BILLINTON e ALLAN, 1996; LI, 2014; EPE,

2020). Métodos como simulação de Monte Carlo proporcionam uma visão mais ampla ao considerar falhas aleatórias, variação na demanda e outras contingências, permitindo comparações realistas entre desempenho passado e previsões futuras (BILLINTON e ALLAN, 1996).

Segundo Mancarella (2022), os principais riscos de confiabilidade estão associados à incerteza trazida pelas mudanças climáticas. Fenton e Neil (2018) afirmam que a quantificação de riscos deve adotar uma perspectiva de múltiplos estados do sistema para compreender como esses riscos são gerados e evoluem.

Técnicas de avaliação de risco devem considerar a natureza do problema, dados disponíveis e finalidade da análise para uma gestão eficaz, oferecendo meios precisos para modelar dependências complexas e complementar abordagens determinísticas (IEC/ISO 31010, 2019). As métricas de risco, formadas por uma combinação de medidas e variáveis, representam diferentes aspectos da adequabilidade das condições de suprimento (EPE, 2020).

Estabelecer critérios e padrões de risco não apenas melhora a visibilidade operacional para facilitar avaliações transparentes e assertivas (EPE, 2020), mas também integra métodos probabilísticos em ferramentas de planejamento e operação para avaliar riscos quantitativamente (LI, 2014; EPE, 2020), indicando necessidades como capacidade adicional de geração ou interconexão (BILLINTON e ALLAN, 1996; EPE, 2020).

Uma análise de *benchmarking* dos padrões de risco em sistemas elétricos, considerando diferentes indicadores, visa estabelecer metas de desempenho e diretrizes para lidar com decisões em momentos de risco. Realizada em sistemas variados para identificar práticas eficazes, essa análise consulta publicações acadêmicas, relatórios de agências governamentais e entidades públicas e privadas, além de projetos internacionais. Discussões em sociedades profissionais como IEEE e CIGRE, e organizações como *Energy Systems Integration Group* (ESIG) e o *Electric Power Research Institute* (EPRI), também contribuem para a fundamentação.

O processo de *benchmarking*, diante do grau de subjetividade exigido pela avaliação das métricas de risco, subsidia a medida de risco como uma variável de decisão. Esta variável é definida para fornecer informações de entrada ao processo de tomada de decisão. Com esse fim, busca-se estabelecer metas para a comparação

de desempenho entre os sistemas elétricos internacionais¹ e identificar diretrizes que desenvolvam mecanismos para auxiliar a tomada de decisão em momentos e incerteza. A análise de *benchmarking* define e caracteriza o uso de variáveis de decisão, conectando os indicadores probabilísticos de confiabilidade com variáveis auxiliares, tais como indicadores resultantes das avaliações sob a perspectiva das reservas estática e operacional, produzindo informações capazes de orientar políticas de planejamento e operação de sistemas elétricos.

Os sistemas são categorizados previamente de acordo com a dimensão de sua geração anual. Adota-se como fonte os valores disponibilizados pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2021).

Como indica o Quadro 1, assume-se que os sistemas de energia de grande porte são aqueles sistemas que foram capazes de produzir 150.000 GWh ou mais em 2020. Define-se os sistemas de energia de médio porte como aqueles que foram capazes de produzir entre 80.000 e 150.000 GWh. Por fim, os sistemas que produziram 80.000 GWh ou menos são classificados como sistemas de energia de pequeno porte.

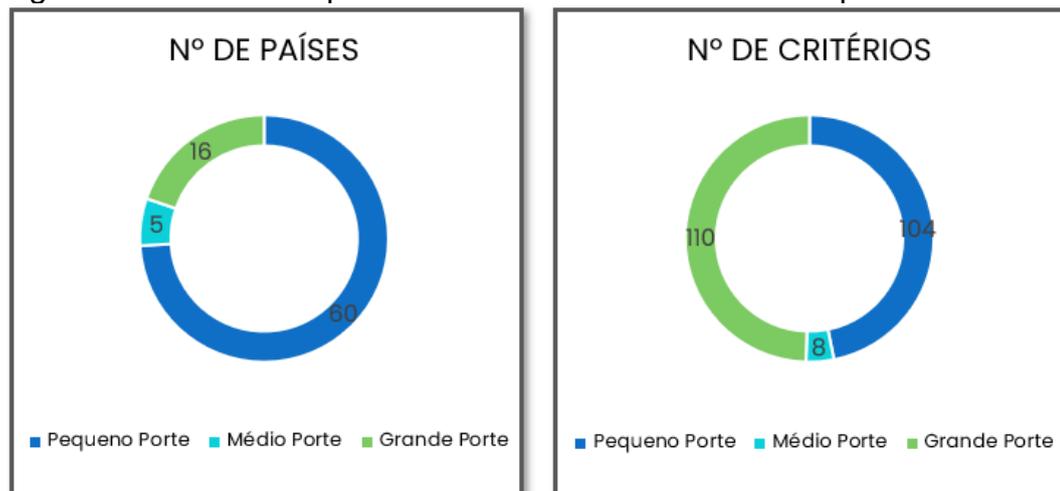
Quadro 1 – Classificação dos sistemas de energia

Classificação do Sistema	Geração Anual de Eletricidade	Exemplos de Sistemas
Grande Porte	Maior que 150.000 GWh por ano	África do Sul, Brasil e Suécia
Médio Porte	Entre 80.000 GWh e 150.000 GWh por ano	Cazaquistão, Finlândia e Noruega
Pequeno Porte	Menor que 80.000 GWh por ano	Bolívia, Islândia e Portugal

Fonte: elaborado pelo autor

¹ Embora cada sistema possua características próprias (tecnologia, matriz eletroenergética, e operação), a produção de energia permite realizar uma comparação em termos da magnitude do sistema.

Figura 1 – Resultados para o levantamento de critérios de padrões de risco



Fonte: elaborado pelo autor

O número total de critérios² levantados é de 222, contemplando mais de 81 planejadores, operadores e outros agentes internacionais, conforme Figura 1. A partir das informações contidas nos critérios levantados, elaboram-se diretrizes para padrões de performance de variáveis do sistema a serem utilizados na definição de faixas de risco para as perspectivas das reservas estática e operacional. O objetivo é determinar uma metodologia ferramental para planos de expansão e operação resilientes.

Padrões de risco de confiabilidade para sistemas elétricos especificamente selecionados, e atualmente em uso, estão descritos na Tabela 3. Ressalta-se a definição do Índice de Confiabilidade, representada como a confiabilidade geral do suprimento do sistema elétrico para o ano corrente, ou seja, a disponibilidade total do sistema para as 8.760 horas de um ano.

A diversidade de abordagens adotadas pelos países demonstra a complexidade do estabelecimento e padronização de faixas aceitáveis de confiabilidade, além de uma necessidade de diretrizes mais claras e adaptáveis às condições específicas de cada sistema. Por exemplo, cada país define seu próprio método para contabilizar a energia não suprida, fato que destaca as diferenças nas abordagens de gestão dos sistemas.

² O termo “critério” pode ser definido como uma informação ou padrão do levantamento de *benchmarking*, atuando como parâmetro para que seja possível realizar comparações, avaliações e escolhas de uma forma geral.

Tabela 3 – Seleção de padrões de confiabilidade em uso

País	Padrões de Confiabilidade		
	LOLE (horas/ano)	ENS (GWh/ano)	Índice de Confiabilidade (%)
Montenegro	-	0,6933	99,997
Bélgica	3	-	99,99
Dinamarca	5	-	99,993
Alemanha	2,77	-	-
Estônia	9	0,12	-
Polônia	3	-	-
Grécia	3	-	-
Lituânia	8	0,0275	-
Omã	-	-	99,993
Portugal	5	-	-
República Tcheca	15	-	-
Romênia	-	-	99,99
Espanha	2.4	-	-
Irlanda	8	-	-
Finlândia	2,1	-	99,993
Holanda	4	-	99,997
Eslováquia	6	-	-
África do Sul	-	20	-
Estados Unidos	2,4	-	-
Reino Unido	3	-	99,99
Austrália	-	0,002% da demanda anual	-
Itália	3	-	-
Suécia	1	-	-
Colômbia	-	0,05% da demanda anual	-
Letônia	3	-	-
Vietnã	2.4	-	-
Tailândia	0,7	-	99,875
Eslovênia	9	-	99,99
Argélia	3	-	-
Luxemburgo	2,77	-	-
França	2	-	-

Fonte: elaborado pelo autor

À medida que os sistemas elétricos evoluem para um cenário de incerteza e variabilidade, eles precisam operar em uma faixa mais ampla de condições, desde picos de demanda associadas com baixa geração intermitente disponível até uma demanda mínima com alta geração intermitente (CIGRE, 2018). Essa mudança aumenta as necessidades operativas para manter o sistema dentro de limites confiáveis. Por exemplo, na Alemanha, as leis nacionais estipulam a obrigatoriedade

de inclusão de energias renováveis em sua matriz de geração, mesmo que isso envolva compensar financeiramente outros geradores por interromperem sua produção planejada (CIGRE, 2018).

O critério de segurança para o risco de suprimento no Brasil, estabelecido primeiramente na Resolução nº 1 de novembro de 2004 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, limita o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica a 5% em cada um dos subsistemas que compõem o sistema interligado (EPE, 2020). Apesar de ser uma estatística amplamente utilizada no setor e de fácil interpretação, esse critério captura apenas a probabilidade do déficit de suprimento (do corte de carga), ignorando sua profundidade³ (EPE, 2020). Atualmente análises adicionais são conduzidas para avaliar a adequabilidade das condições do sistema elétrico brasileiro (EPE, 2020). Essas análises servem de referência para auxiliar na tomada de decisão sobre a necessidade de despacho termelétrico adicional, além do indicado pelos modelos de otimização (EPE, 2020).

As diferentes magnitudes de eventos indesejados podem causar diferentes impactos para o sistema, tanto do ponto de vista de segurança e adequação como sob o aspecto econômico (EPE, 2020). É necessário, portanto, que o critério de risco contemple não apenas a probabilidade de ocorrência desses eventos como também o seu impacto sobre as diferentes dimensões (EPE, 2020). É fundamental considerar não apenas métricas tradicionais de confiabilidade, como LOLP e ENS, mas também novos padrões compostos, que combinem medidas de valor esperado e valor de cauda das distribuições de probabilidade dos indicadores, como apontado pela Comissão Australiana do Mercado de Energia (AEMC, 2022). Esse enfoque pela tomada de decisão consciente do risco busca oferecer uma alternativa à análise convencional de custo-benefício (AEMC, 2022).

As especificidades de cada país na análise de valores para energia não suprida e a severidade das interrupções em seus sistemas, especialmente comparando os sistemas brasileiro e estadunidense com o da África do Sul, ilustram a dualidade entre investimentos em confiabilidade e os custos associados para alcançar índices aceitáveis de confiabilidade em cenários de risco (EPE, 2020; ESKOM, 2022; NERC, 2022; NARUC, 2023). Países como Letônia, Lituânia e Eslovênia são exemplos de boa confiabilidade no fornecimento de energia, servindo

³ Este critério não diferencia um corte de carga de 1 MW ou 1.000 MW, por exemplo, desde que tenham a mesma probabilidade de ocorrência (EPE, 2020).

como referência para melhorias em gestão (ENTSO-E, 2022). Contudo, é importante considerar as interconexões e as participações em mercados integrados ao analisar padrões de risco (ENTSO-E, 2022). À medida que aumenta a participação de energias renováveis nos sistemas de geração, mais variáveis aleatórias estarão presentes e, conseqüentemente, mais complexa se tornará a operação e o planejamento desses sistemas (ENTSO-E, 2022).

Especificamente, a determinação do montante adequado de capacidade de reserva (estática e operacional) torna-se um aspecto importante do ponto de vista dos estudos de planejamento. Embora a literatura cite a utilização de alguns valores de referência para os índices LOLE e ENS, ainda não há um padrão multicritério estabelecido para índices probabilísticos de confiabilidade. Por exemplo, o padrão de confiabilidade adotado para a Bélgica é o critério de expectativa de perda de carga (LOLE) de duas partes, definido como uma LOLE menor que 3 horas para um ano estatisticamente normal, e um percentil de 95% da LOLE menor que 20 horas para um ano estatisticamente anormal (ELIA, 2019).

A adequabilidade de cada métrica deve observar alguns aspectos (EPE, 2020), listados a seguir:

- Facilidade na definição de parâmetros de entrada;
- Facilidade de interpretação;
- Robustez a diferentes configurações sistêmicas;
- Necessidade de ser conjugada com outro critério;
- Sensibilidade a perturbações;
- Aderência aos critérios de operação do sistema;
- Robustez a atualizações das variáveis.

A conjugação de métricas para compor o critério de padrão de risco é sempre necessária, dado que nenhuma métrica isolada é capaz de capturar todas as dimensões da complexidade do problema. Reconhece-se a necessidade de avaliar periodicamente se os parâmetros associados às métricas precisam ser ajustados ou recalibrados. Além disso, mesmo ao considerar uma única variável, como a ENS, pode ser necessário utilizar mais de uma métrica para reunir outras informações adicionais relevantes para a tomada de decisão, como a probabilidade desse déficit, sua duração e/ou sua profundidade em determinada condição. Outros indicadores incluem:

- Relação entre a energia não suprida observada e a geração de energia realizada, (ENS/G): essa relação é considerada para fins de avaliação de desempenho, a partir de dados de empresas do setor elétrico mundial, na busca por valores de referência. Assume-se que o valor da ENS⁴ é muito menor que a geração e a demanda (D) de energia;
- Severidade de Interrupção do Sistema (SIS): trata-se da relação ENS/L_p , conforme equação (7), onde L_p representa o pico anual de carga, em MW, e a energia é representada em MWh/ano para valores observados (ENS) ou simulados (EENS). A razão final é multiplicada por 60 minutos para obter “minutos em um ano”, interpretado como o tempo equivalente, em minutos, que a ENS (ou a EENS) é hipoteticamente consumida por uma carga de valor igual à ponta do sistema do ano em consideração.

Cada métrica visa avaliar aspectos específicos do sistema, buscando fornecer ao tomador de decisão uma compreensão objetiva sobre a adequação do sistema e a qualidade do serviço prestado. É fundamental que a aplicação dessas métricas seja compreendida no contexto do problema. Além disso, a metodologia deve ser capaz de avaliar como essas métricas respondem a mudanças na configuração do sistema e se modificam a percepção de risco em diferentes condições, exigindo revisões dos parâmetros dos modelos se necessário. Em resumo, a análise de *benchmarking* contribui para a formulação de um modelo decisório, capaz de ser aplicado em diversos sistemas e contextos.

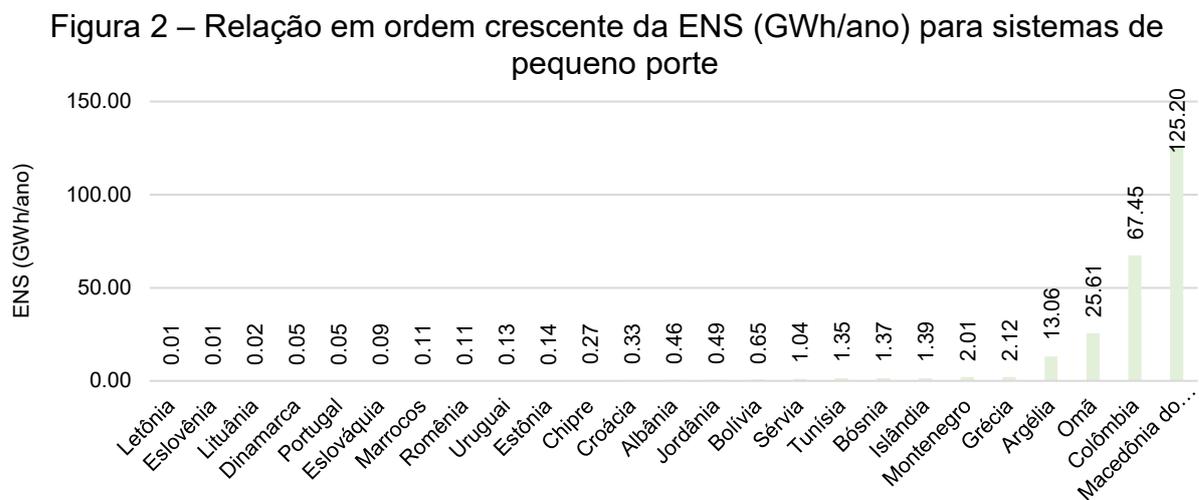
3.1 ANÁLISE COMPARATIVA DA ENERGIA NÃO SUPRIDA

A definição de padrões de risco deve considerar as diferenças e particularidades de cada sistema elétrico. Isso inclui compreender a diversidade de tecnologias de geração e tipologias de conexões que interferem diretamente na confiabilidade, especialmente em sistemas interconectados. Além disso, é importante analisar a composição dos circuitos, como troncos radiais, para identificar a redundância na rede elétrica e garantir o fornecimento em diversas regiões elétricas.

⁴ Do ponto de vista de uma empresa do setor elétrico, só se tem acesso à ENS no período de um ano (em geral), por se tratar de um valor observado. Em simulação, é obtido uma estimativa do valor esperado de energia não suprida (i.e., EENS), oriunda das simulações cronológicas de Monte Carlo.

Outros aspectos a serem considerados incluem as opções de esquemas de proteção e controle, bem como a vida útil dos ativos de geração e transmissão.

Com o intuito de realizar uma análise abrangente do desempenho dos sistemas elétricos em termos de confiabilidade através de indicadores de risco, compara-se a energia não suprida observada em diferentes países durante um ano específico entre 2020 e 2023. Os valores observados para sistemas de pequeno porte, em GWh/ano, são apresentados na Figura 2.



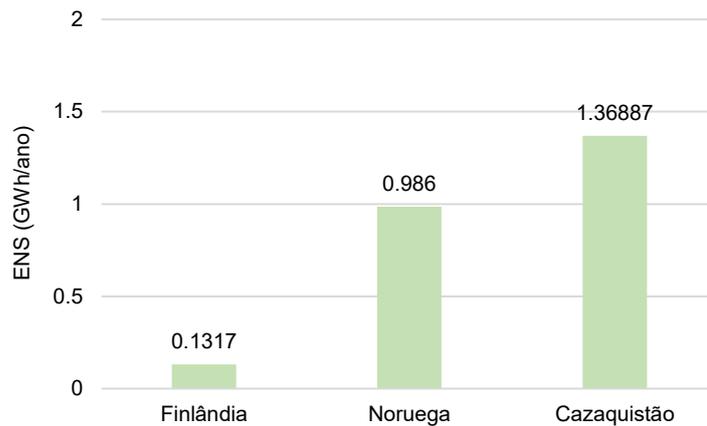
Fonte: elaborado pelo autor

Para o sistema da Bolívia, percebe-se que a extensão dos cortes de energia não ocasiona impactos significativos na energia total fornecida, tendência que é seguida por outros sistemas internacionais. A ENS observada nos anos de 2020 e 2021 foram de 288,6 MWh/ano e 649,1 MWh/ano, respectivamente, o que evidencia a necessidade de uma janela temporal maior antes de estabelecer uma tendência histórica de desempenho (CNDC, 2021). O sistema da Macedônia do Norte apresenta valor significativo de ENS em comparação com outros países, refletindo riscos operacionais para os sistemas. O alto valor de ENS do sistema macedônio é atribuído ao aumento da geração doméstica e do intercâmbio, com contingências de duração média de 43 horas para eliminação de falhas no sistema de transmissão (ERC, 2022). Na Letônia e Eslovênia, a ENS observada está relacionada às falhas de equipamentos devido as condições climáticas extremas (AGENCIJA ZA ENERGY, 2021; ENTSO-E, 2022). O sistema jordaniano apresenta uma ENS de aproximadamente 0,48 GWh, enquanto o índice de severidade reside em 113 minutos (NEPCO, 2022). O país planeja reduzir esses indicadores até 2027, demonstrando um compromisso com

medidas futuras para aumentar a confiabilidade e resiliência do sistema (NEPCO, 2022).

A Figura 3 apresenta os valores de ENS em sistemas de energia de médio porte. Nesse contexto, menciona-se o sistema da Finlândia, com um total de 67% da ENS causada por falhas em linhas de transmissão aéreas (ENTSO-E, 2022).

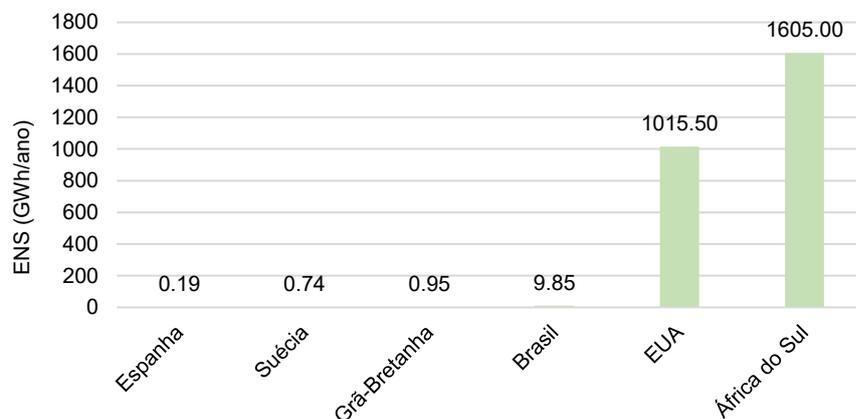
Figura 3 – Relação em ordem crescente da ENS (GWh/ano) para sistemas de médio porte



Fonte: elaborado pelo autor

Os valores de ENS em sistemas de grande porte estão representados na Figura 4. Embora não exista um padrão específico estabelecido para o desempenho da ENS, a análise da performance observada em alguns sistemas, como o da África do Sul, revela particularidades relacionadas ao índice de desempenho. Em 2022, por exemplo, foram registradas 12 ocorrências de cortes de carga (ESKOM, 2022).

Figura 4 – Relação em ordem crescente da ENS (GWh/ano) para sistemas de grande porte



Fonte: elaborado pelo autor

Uma síntese final dos valores de ENS para os sistemas internacionais avaliados, em GWh/ano, ordenados de forma crescente, é apresentada por meio da Tabela 4. Os valores observados correspondem ao período entre 2020 e 2022, conforme as informações disponíveis na época do levantamento de critérios.

Tabela 4 – Lista do menor para o maior ENS para sistemas internacionais

País	Classificação	ENS (GWh/ano)	Ano observado
Letônia	Pequeno	0,010	2021
Eslovênia	Pequeno	0,010	2021
Lituânia	Pequeno	0,021	2021
Dinamarca	Pequeno	0,045	2021
Portugal	Pequeno	0,047	2021
Eslováquia	Pequeno	0,09	2022
Marrocos	Pequeno	0,106	2021
Romênia	Pequeno	0,109	2021
Uruguai	Pequeno	0,130	2022
Finlândia	Médio	0,132	2020
Estônia	Pequeno	0,135	2021
Espanha	Grande	0,188	2021
Chipre	Pequeno	0,273	2020
Croácia	Pequeno	0,333	2021
Albânia	Pequeno	0,464	2021
Jordânia	Pequeno	0,487	2021
Bolívia	Pequeno	0,649	2021
Suécia	Grande	0,742	2021
Grã-Bretanha	Grande	0,955	2021
Noruega	Médio	0,986	2021
Sérvia	Pequeno	1,038	2021
Tunísia	Pequeno	1,354	2021
Cazaquistão	Médio	1,369	2020
Bósnia	Pequeno	1,369	2021
Islândia	Pequeno	1,391	2022
Montenegro	Pequeno	2,007	2021
Grécia	Pequeno	2,123	2021
Brasil	Grande	9,850	2022
Argélia	Pequeno	13,064	2021
Omã	Pequeno	25,61	2022
Colômbia	Pequeno	67,45	2021
Macedônia do Norte	Pequeno	125,2	2021
Estados Unidos	Grande	1.015,5	2021
África do Sul	Grande	1.605,0	2022

Fonte: elaborado pelo autor

Na operação do SIN brasileiro, o critério de confiabilidade N-1 é adotado para alguns pontos do sistema. Em especial para grandes troncos de transmissão, pode-se adotar critérios de confiabilidade mais restritivos, como a perda de dois ou mais componentes. O critério para justificar essa adoção é a comparação entre o investimento adicional em confiabilidade e o impacto socioeconômico causado por uma eventual falha múltipla no suprimento.

Ao analisar sistemas predominantemente térmicos, como são os casos dos sistemas da África do Sul, Argélia, Cazaquistão, Jordânia, Marrocos, Omã e Tunísia, observa-se que o sistema de Marrocos se posiciona de forma favorável frente aos riscos inerentes às características destes sistemas (*e.g.*, capacidade de suprimento regular de combustíveis). A gestão da confiabilidade dos sistemas de energia busca manter o desempenho do sistema em um nível desejado, ao mesmo tempo em que minimiza os custos socioeconômicos de mantê-lo nesse nível de desempenho. Uma alta expectativa de ENS nem sempre indicará um sistema em risco. A comparação de valores de energia não suprida entre países pode desempenhar a função de variável de decisão nas análises.

3.2 ANÁLISE COMPARATIVA DA RELAÇÃO ENTRE ENERGIA NÃO SUPRIDA E GERAÇÃO ANUAL

De fato, valores altos de ENS podem indicar problemas de confiabilidade e adequação do abastecimento à demanda em um sistema elétrico. No entanto, essa análise requer uma avaliação mais abrangente e contextualizada. Especificamente, apenas o valor absoluto da métrica ENS não é suficiente para determinar se o sistema é inseguro, uma vez que isso pode variar com o tamanho, características e capacidade do sistema. Uma ressalva adicional recai sobre o padrão histórico anual do comportamento dos valores absolutos de ENS de cada sistema analisado, pois esse valor absoluto não aborda a perspectiva de ponderação da média histórica.

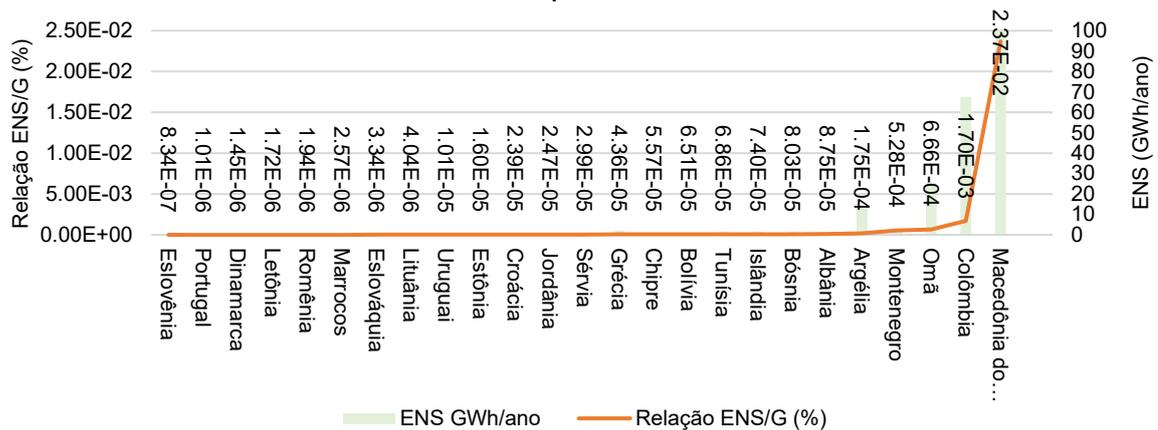
Um valor alto de ENS, por exemplo, em um sistema elétrico de grande porte, pode ser considerado aceitável, desde que esteja proporcional ao total de energia gerada e seja compatível com a demanda esperada. É normal que existam maiores valores absolutos de ENS devido às complexidades da operação e diversidade das cargas atendidas, entre diversos outros fatores.

Visando uma análise pormenorizada, contextualiza-se os valores de ENS em relação à capacidade de geração do sistema. Conforme mencionado anteriormente, a métrica avaliada consiste na relação entre a energia não suprida observada (ENS), e a energia produzida no sistema, ou seja, a geração eletroenergética anual (G) observada (realizada) pelo respectivo setor elétrico internacional. Essa métrica, expressa pela relação ENS/G em termos percentuais, é exemplificada conforme a Equação (8).

$$\frac{ENS}{G} = \left(\frac{ENS \left[\frac{GWh}{ano} \right]}{Geração\ anual\ de\ energia \left[\frac{GWh}{ano} \right]} \right) \times 100 \text{ [%]} \quad (8)$$

Os valores para a relação entre as variáveis ENS e G para o conjunto de países classificados como de pequeno porte são indicados na Figura 5. Destaca-se o sistema da Eslovênia, posicionado como de menor relação entre ENS/Geração. Notavelmente, os valores mais elevados, encontrados nos sistemas de Colômbia e Macedônia do Norte, não estão diretamente associados às maiores capacidades de geração anual e, sim, aos níveis de risco sistêmicos para a segurança e adequação à um suprimento confiável de eletricidade.

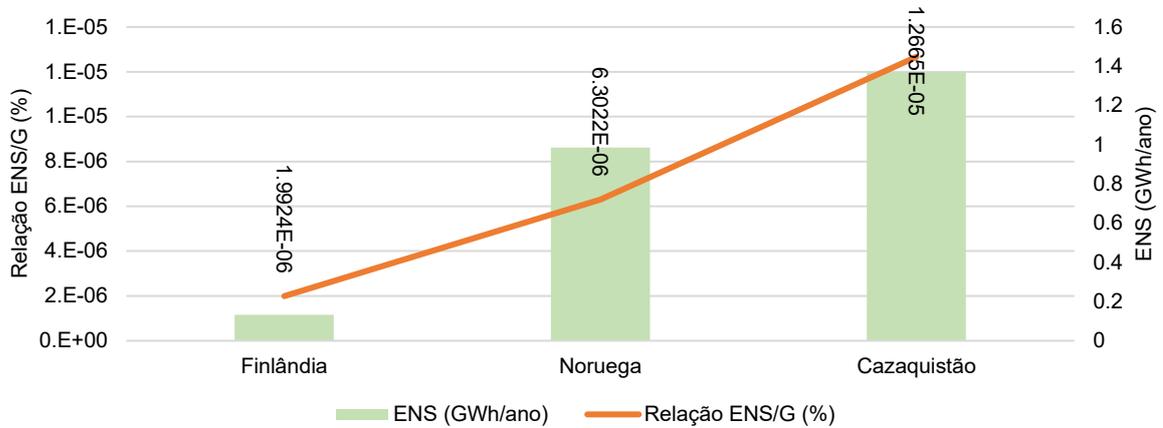
Figura 5 – Relação em ordem crescente da ENS/G (%) para sistemas de pequeno porte



Fonte: elaborado pelo autor

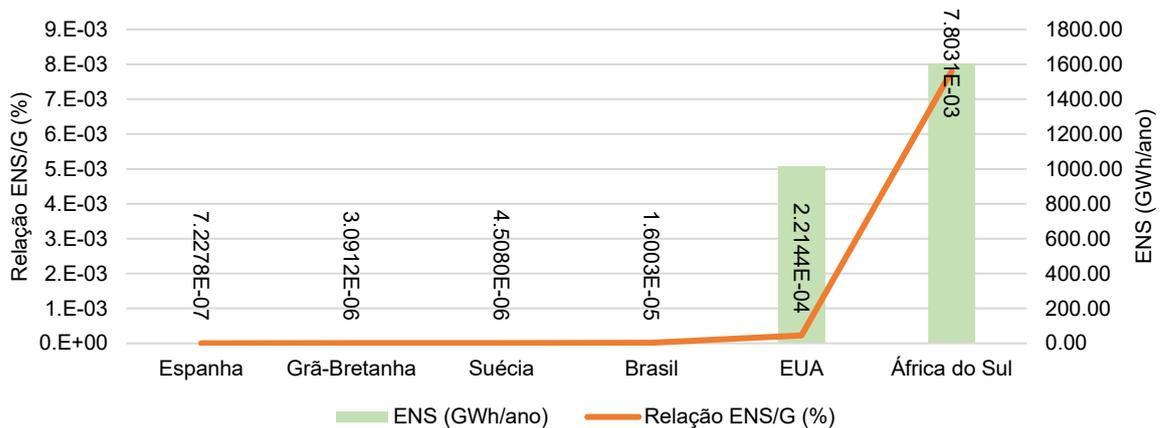
A relação ENS/G comparada ao valor de ENS para os sistemas classificados como de médio e grande porte são apresentadas por meio da Figura 6 e da Figura 7, respectivamente.

Figura 6 – Relação em ordem crescente da ENS/G (%) para sistemas de médio porte



Fonte: elaborado pelo autor

Figura 7 – Relação em ordem crescente da ENS/G (%) para sistemas de grande porte



Fonte: elaborado pelo autor

Uma síntese final dos valores da relação, ordenados de forma crescente com base em suas porcentagens, é apresentada por meio da Tabela 5. Com base nos dados, é possível identificar padrões distintos de desempenho, especialmente em termos de confiabilidade e gestão de risco. Observa-se que países com menor ENS, como Espanha e Portugal, não necessariamente apresentam as menores relações ENS/Geração, indicando a importância de considerar não apenas o valor absoluto da ENS, mas também sua proporção em relação à capacidade de geração.

Os sistemas de Brasil e África do Sul, apesar de apresentarem ENS considerável, mantêm uma relação ENS/Geração distintos, $1,6 \times 10^{-5}\%$ e $7,8 \times 10^{-3}\%$, respectivamente. Essa disparidade sugere diferentes níveis de aceitabilidade da confiabilidade sistêmica. Por outro lado, sistemas com alta relação ENS/Geração,

como da Macedônia do Norte, revelam desafios significativos na gestão da confiabilidade, sugerindo a necessidade de investimentos em infraestrutura e planejamento para mitigar riscos operacionais.

Tabela 5 – Lista da menor para a maior relação ENS/G (%) para sistemas internacionais

País	Classificação	ENS/G (%)
Espanha	Grande	7,2278E-07
Eslovênia	Pequeno	8,3362E-07
Portugal	Pequeno	1,0064E-06
Dinamarca	Pequeno	1,4466E-06
Letônia	Pequeno	1,7191E-06
Romênia	Pequeno	1,9395E-06
Finlândia	Médio	1,9924E-06
Marrocos	Pequeno	2,5666E-06
Grã-Bretanha	Grande	3,0912E-06
Eslováquia	Pequeno	3,3437E-06
Lituânia	Pequeno	4,0362E-06
Suécia	Grande	4,5080E-06
Noruega	Médio	6,3022E-06
Uruguai	Pequeno	1,0102E-05
Cazaquistão	Médio	1,2665E-05
Estônia	Pequeno	1,5995E-05
Brasil	Grande	1,6003E-05
Croácia	Pequeno	2,3928E-05
Jordânia	Pequeno	2,4721E-05
Sérvia	Pequeno	2,9861E-05
Grécia	Pequeno	4,3567E-05
Chipre	Pequeno	5,4714E-05
Bolívia	Pequeno	6,5121E-05
Tunísia	Pequeno	6,8592E-05
Islândia	Pequeno	7,3962E-05
Bósnia	Pequeno	8,0268E-05
Albânia	Pequeno	8,7547E-05
Argélia	Pequeno	1,7545E-04
Estados Unidos	Grande	2,2144E-04
Montenegro	Pequeno	5,2816E-04
Omã	Pequeno	6,6594E-04
Colômbia	Pequeno	1,6966E-03
África do Sul	Grande	7,8031E-03
Macedônia do Norte	Pequeno	2,3690E-02

Fonte: elaborado pelo autor

Notavelmente, uma alta magnitude do indicador ENS não implica necessariamente em um sistema em risco. A análise comparativa dessas métricas

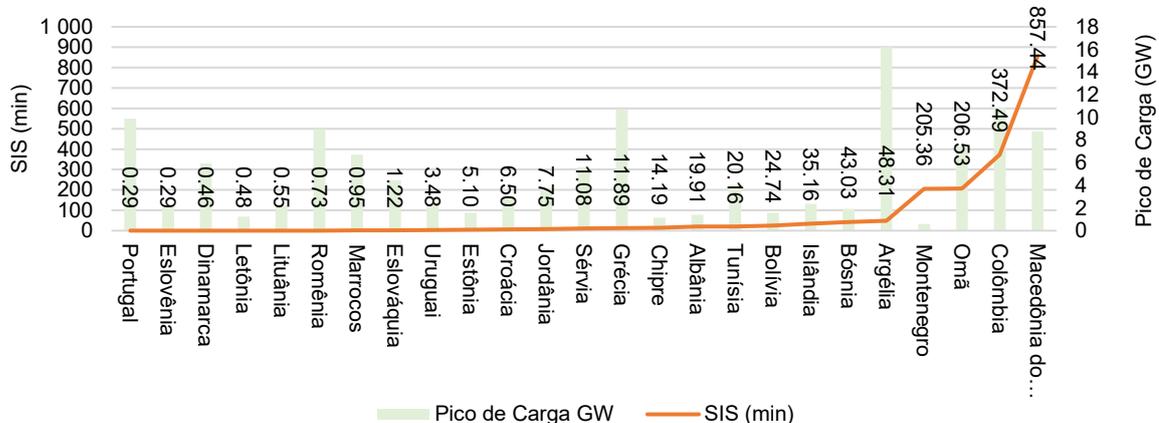
fornece *insights* valiosos para o planejamento e aprimoramento dos sistemas, destacando a importância de considerar não apenas valores absolutos, mas também contextos específicos e proporções relativas para uma avaliação mais precisa da confiabilidade e do gerenciamento de risco em sistemas eletroenergéticos.

3.3 ANÁLISE COMPARATIVA DA SEVERIDADE DE INTERRUPÇÃO

Como aventado anteriormente, o índice da severidade de interrupção do sistema (SIS), reflete o tempo de interrupção, em minutos, sobre a relação da capacidade do sistema em atender à demanda máxima para um ano estatístico. Os países são classificados em diferentes graus de severidade, variando de 0 a 4. Esta classificação é baseada nos valores do SIS, onde um SIS menor indica um desempenho melhor em termos de confiabilidade. É perceptível a disparidade nos valores do indicador SIS entre os países examinados, conforme Figura 8, Figura 9 e Figura 10.

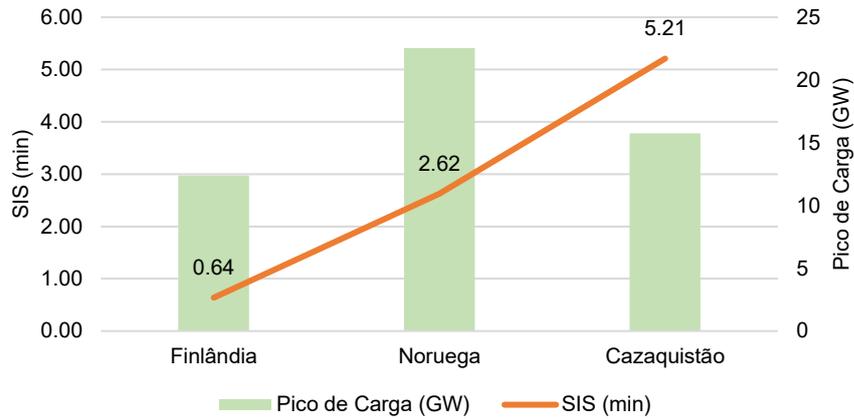
Nove nações, entre elas Portugal e Espanha, exibem um grau 0, sugerindo considerados níveis de aceitabilidade em termos de confiabilidade e são relativamente robustos em termos de capacidade de suprimento. Destacam-se os sistemas de Espanha e Finlândia, de maiores magnitudes de demanda de ponta. Em contrapartida, países como África do Sul demonstram valores consideravelmente elevados, denotando um substancial risco sistêmico, apresentando desafios significativos na garantia da confiabilidade.

Figura 8 – Relação em ordem crescente do SIS para sistemas de pequeno porte



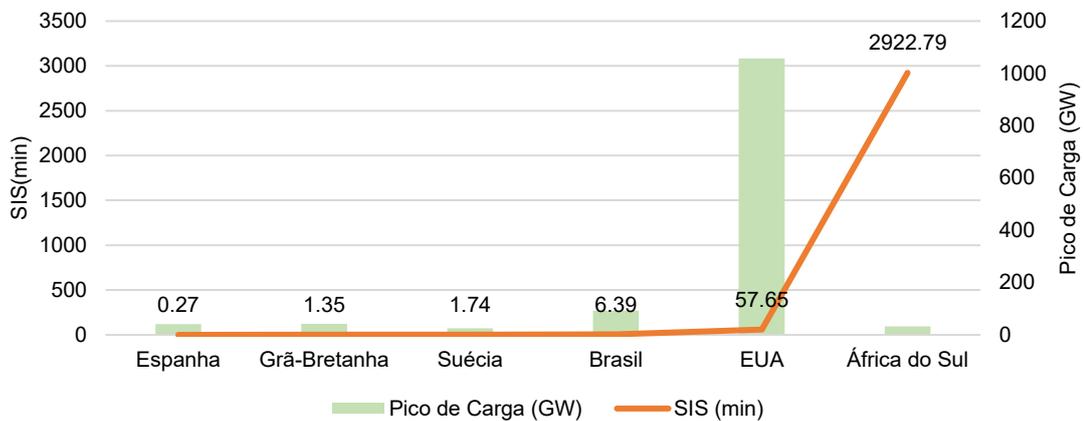
Fonte: elaborado pelo autor

Figura 9 – Relação em ordem crescente do SIS para sistemas de médio porte



Fonte: elaborado pelo autor

Figura 10 – Relação em ordem crescente do SIS para sistemas de grande porte



Fonte: elaborado pelo autor

Conforme Tabela 6, é perceptível a disparidade nos valores do índice SIS entre os países examinados. A classificação dos países com base nos valores de indicadores de confiabilidade permite a identificação de níveis de padrões de risco.

O indicador SIS evidentemente agrega informações relevantes que o permite ser categorizado como uma variável de decisão. Por exemplo, nações com grau 0 de SIS exibem um bom desempenho em termos de confiabilidade, enquanto aquelas com graus mais elevados enfrentam obstáculos significativos na manutenção de um fornecimento de energia elétrica confiável.

Tabela 6 – Lista do menor para o maior SIS para sistemas internacionais

País	Classificação	Pico de Carga (GW)	SIS (min)	Ano observado	Grau
Espanha	Grande	41,480	0,27	2021	0
Portugal	Pequeno	9,883	0,28	2021	0
Eslovênia	Pequeno	2,146	0,29	2021	0
Dinamarca	Pequeno	5,936	0,46	2021	0
Letônia	Pequeno	1,251	0,48	2021	0
Lituânia	Pequeno	2,217	0,55	2021	0
Finlândia	Médio	12,388	0,64	2021	0
Romênia	Pequeno	8,967	0,73	2021	0
Marrocos	Pequeno	6,710	0,95	2021	0
Eslováquia	Pequeno	4,442	1,22	2022	1
Grã-Bretanha	Grande	42,460	1,35	2021	1
Suécia	Grande	25,600	1,74	2021	1
Noruega	Médio	22,545	2,62	2021	1
Uruguai	Pequeno	2,242	3,48	2022	1
Estônia	Pequeno	1,587	5,10	2021	1
Cazaquistão	Médio	15,764	5,21	2020	1
Brasil	Grande	92,48	6,39	2022	1
Croácia	Pequeno	3,072	6,50	2021	1
Jordânia	Pequeno	3,770	7,75	2021	1
Sérvia	Pequeno	5,620	11,08	2021	2
Grécia	Pequeno	10,715	11,89	2021	2
Chipre	Pequeno	1,154	14,19	2020	2
Albânia	Pequeno	1,398	19,91	2021	2
Tunísia	Pequeno	4,030	20,17	2021	2
Bolívia	Pequeno	1,574	24,72	2021	2
Islândia	Pequeno	2,374	35,16	2022	2
Bósnia	Pequeno	1,909	43,03	2021	2
Argélia	Pequeno	16,224	48,31	2021	2
Estados Unidos	Grande	1056,98	57,65	2021	2
Montenegro	Pequeno	0,586	205,36	2021	3
Omã	Pequeno	7,440	206,53	2022	3
Colômbia	Pequeno	10,865	372,49	2021	3
Macedônia do Norte	Pequeno	8,761	857,37	2021	3
África do Sul	Grande	32,950	2.922,79	2022	4

Fonte: elaborado pelo autor

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O processo de *benchmarking* possibilitou a comparação da performance, em termos de confiabilidade, de diversos sistemas elétricos, avaliando diferentes perspectivas de risco. Para analisar os valores de energia não suprida e a severidade de interrupção nos sistemas observados, é importante considerar as particularidades

de cada país. Cada país define o seu próprio método para contabilizar a energia não fornecida, mesmo em situações em que há interconexão entre sistemas.

O Uruguai apresenta uma integração efetiva de fontes renováveis, com uma matriz elétrica diversificada. O país atingiu a meta de gerar até 90% da eletricidade por energias renováveis. Observa-se que a severidade de interrupção do sistema é Grau 1 (ADME, 2022).

Os Estados Unidos, em 2022, observaram uma ENS de 96,2 GWh/ano. Associado a um pico de carga de 1.057,45 GW, isso resultou em um SIS de grau 1 (NERC, 2023).

A Croácia tem interligações com a Bósnia, Eslovênia, Sérvia e Hungria, atuando como importador e exportador. Em 2021, o país importou 11.504 GWh e exportou 7.159 GWh. Observa-se que a SIS é Grau 1. A Eslovênia tem interligações com a Áustria, Croácia e Itália, fazendo parte do sistema elétrico europeu. Em 2021, foram gerados 14.423 GWh, sendo que a geração de fontes renováveis de energia totalizou 5.292 GWh, enquanto instalações que utilizam combustíveis fósseis contribuíram com 3.720 GWh. A Usina Nuclear de Krško gerou 5.411 GWh. A quantidade de eletricidade produzida por instalações conectadas ao sistema de distribuição aumentou 2 GWh, totalizando 1.091 GWh (ENTSO-E, 2022).

O Chipre é uma ilha, e seu sistema elétrico é relativamente pequeno. Pelos relatórios anuais, o país está trabalhando para integrar mais fontes renováveis em sua matriz elétrica, que consiste em uma combinação de gás natural, importação de eletricidade e uma crescente participação de energias renováveis. Observa-se que a severidade de interrupção do sistema é Grau 2 (ENTSO-E, 2022).

O sistema elétrico albanês está em desenvolvimento, com melhorias nas interconexões regionais. Em relação à matriz elétrica, predominantemente hidrelétrica, há esforços para diversificação, incluindo mais fontes renováveis. A severidade de interrupção do sistema é Grau 2. É importante ressaltar que o país apresenta interconexões com Montenegro, Grécia e Kosovo, o que pode contribuir para uma boa performance (ENTSO-E, 2022).

A Letônia, Lituânia e Estônia fazem parte do Báltico e estão integrados ao sistema elétrico europeu. Todas apresentam Grau 1 de SIS. No entanto, é importante ressaltar que cada país tem o seu próprio método para contabilizar a energia não fornecida (ENTSO-E, 2022):

- Na Estônia, a ENS na rede de transmissão é contabilizada para as falhas que causaram a interrupção no ponto de fornecimento. Quando a interrupção ocorre em menos de duas horas, a ENS é calculada com a carga média de 5 minutos antes da interrupção e multiplicada pelo tempo de interrupção no ponto de consumo. Se a interrupção durar mais tempo, a ENS é calculada com base na carga média do mesmo período do dia anterior ou seguinte, dependendo se a interrupção ocorreu em dias úteis ou não, e multiplicada pelo tempo de interrupção. O tempo de interrupção termina quando a energia é restabelecida no ponto de consumo.
- Na Letônia, a ENS está ligada ao utilizador final, ou seja, não é contabilizada se o utilizador final receber energia através da rede de distribuição. Observa-se que a rede de distribuição é 100% dependente do fornecimento do Operador do Sistema de Transmissão por não haver geração de energia própria. A quantidade de ENS é calculada multiplicando a carga pré-interrupção com a duração da interrupção.
- Na Lituânia, a ENS é calculada no ponto de fornecimento do cliente final, que é o lado de baixa tensão do transformador de 110/35/10 kV ou 110/10 kV. A ENS para interrupções nas ligações radiais de 110 kV é calculada pelo operador do sistema de distribuição, que durante a interrupção, pode considerar a possibilidade de fornecer a energia a partir de outras subestações de tensão de 35 kV ou 10 kV.

Ressalta-se que, para esta análise, foram considerados os valores realizados e/ou amostrados para um determinado ano em específico, podendo não corresponder a uma média precisa do histórico de operação. Portanto, é essencial acompanhar continuamente esses indicadores ao longo do tempo para obter uma compreensão precisa do desempenho dos sistemas elétricos em relação à confiabilidade e gestão de risco.

4 PROPOSTA METODOLÓGICA

De fato, à medida que a participação das energias renováveis nos sistemas de geração aumenta, mais variáveis aleatórias se fazem presentes, tornando a operação e o planejamento desses sistemas mais complexos. A determinação do montante adequado de capacidade de reserva, tanto estática quanto operacional,

elaborado no Apêndice A, torna-se um aspecto relevante nos estudos de planejamento da expansão e operação dos sistemas eletroenergéticos, assegurando um fornecimento contínuo de energia.

Embora a literatura mencione a utilização de alguns valores de referência para os índices LOLE e EENS associados à reserva estática, como por exemplo, 0,1 dia por ano, e/ou uma porcentagem da demanda anual, ainda não existe um padrão definido para o risco associado a um conjunto de índices de confiabilidade sob as perspectivas das reservas estática e operacional. Para estabelecer faixas de padrões de risco através dos indicadores probabilísticos de confiabilidade, é fundamental iniciar o processo com uma base de dados e informações. Esta compilação é primeiramente delineada pelo estudo de *benchmark*, no qual são levantados critérios de padrões de risco em sistemas elétricos de diversos países.

O próximo passo do estudo envolve a análise do impacto de modelos de representação em camadas, construídos de forma específica para cada sistema elétrico, utilizando o sistema teste IEEE RTS 1996 HW como objeto de análise da metodologia a ser aplicada. O objetivo é definir faixas de padrões de risco baseadas em indicadores probabilísticos de confiabilidade, com o intuito de criar uma ferramenta de apoio à tomada de decisão para planejadores e operadores de sistemas elétricos. Isso respalda análises de planejamento diante da crescente incerteza e cenários imprevisíveis, que colocam em risco a tomada de decisão para uma alternativa otimizada. Há uma ênfase na avaliação composta dos subsistemas de geração e transmissão sob a perspectiva das reservas estática e operacional, utilizando a ferramenta computacional PSMORA, capaz de oferecer suporte às decisões nos processos de planejamento, projeto, operação e manutenção do sistema elétrico.

4.1 FERRAMENTA COMPUTACIONAL - PSMORA

Todas as análises são realizadas usando o modelo PSMORA (*Power System Model for Operational Reserve Assessment*, em tradução livre - Modelagem de Sistemas Elétricos para Avaliação de Reserva Operacional), desenvolvido pelo INESC P&D Brasil, com a colaboração de alunos de pós-graduação da UFSC, em parceria com o INESC TEC (antigo INESC Porto), fruto de um projeto desenvolvido com a Redes Energéticas Nacionais (REN), empresa responsável por garantir o transporte

de eletricidade em Portugal e gestora técnica global do sistema elétrico (INESCTEC, 2020).

O modelo foi desenvolvido na linguagem de programação C++/CLI. Outro aspecto importante no design do programa PSMORA reside no fato de que ele está preparado para utilizar o MS Excel como interface para os dados de entrada/saída (INESCTEC, 2020). Diferentes modelos com dependências temporais são testados e utilizados para representar componentes e procedimentos da gestão dos sistemas elétricos, o que possibilita quantificar a adequação de opções para expansão e operação considerando, por exemplo, as trocas comerciais de energia entre produtores e consumidores de áreas distintas e o acionamento de políticas de assistência entre áreas com déficit momentâneo de capacidade, recorrendo a áreas com excesso de capacidade (INESCTEC, 2020; BOUERES, 2020; TORRES, 2021). Além disso, o modelo também tem como objetivo auxiliar em decisões com incerteza, relacionadas, por exemplo, a eventos como interrupções forçadas, indisponibilidade de recursos, entre outros (INESCTEC, 2020).

O Modelo PSMORA se baseia em simulação sequencial de Monte Carlo e permite quantificar a adequação de sistemas produtores interligados, tanto do ponto de vista da reserva estática como da reserva operacional (INESCTEC, 2020; BOUERES, 2020; TORRES, 2021). Como relatado, estes métodos de simulação são os mais adequados para sistemas interligados, principalmente no caso de sistemas complexos e de grande dimensão (BILLINTON e LI, 1994).

O programa permite o usuário inserir o caso de estudo desejado, escolher o número máximo de amostras do sistema (em anos), o intervalo de anos para realizar o rastreamento dos índices de confiabilidade do sistema, bem como observar a convergência e o coeficiente de variação dos índices (valor para o coeficiente de variação β) (BOUERES, 2020; TORRES, 2021).

Dentre as opções de tipos de estudos, é possível escolher se o estudo será do tipo reserva estática, reserva operacional ou reserva operacional com flexibilidade. As configurações existentes para a representação do sistema são as seguintes: sistema principal em nó único; sistema principal com rede de transmissão; sistema multiáreas em nó único; sistema multiáreas (representação em nó único por área) com interconexões; e sistemas multiáreas com rede de transmissão (INESCTEC, 2020).

Considera-se três formulações diferentes para avaliar os estados. A primeira formulação, a mais tradicional na avaliação dos estados do sistema composto

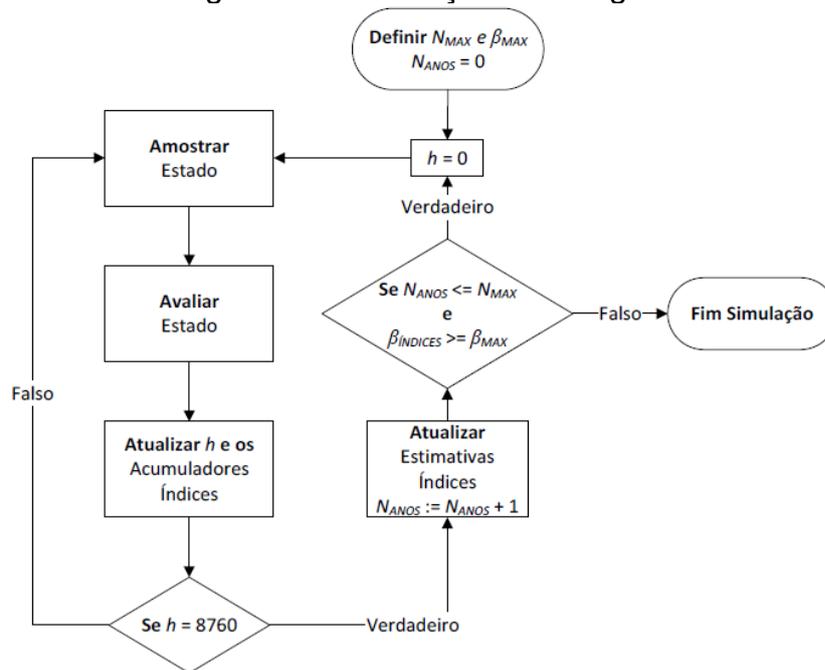
(geração mais transmissão), consiste em avaliar se há um desligamento de carga, resolvendo um problema de fluxo de potência ótimo linear que considera equações de fluxo de potência e restrições de capacidade de transmissão e produção de geração (INESCTEC, 2020). Além dessa metodologia, o modelo PSMORA permite mais dois tipos de avaliações: uma avaliação via fluxo de potência ótimo linear considerando uma estimativa das perdas que ocorrem no sistema de transmissão; e uma avaliação alternativa, onde um problema de otimização que visa minimizar o desligamento de carga também é resolvido, restrito às capacidades de linha da rede e produções de geração, negligenciando desvios de ângulos de tensão entre barramentos (INESCTEC, 2020).

O Modelo PSMORA permite duas maneiras de se representar a variação de carga em cada barramento. A primeira utiliza um modelo de variação sistêmico que pode conter uma ou mais curvas anuais. A cada início de ano simulado é sorteada uma das curvas de carga disponíveis, e todas as barras de carga do sistema seguem este mesmo perfil de variação (INESCTEC, 2020; BOUERES, 2020; TORRES, 2021). No segundo modelo, a representação é individual, onde diversas curvas de carga são definidas, e cada barra de carga está associada a uma dessas curvas disponíveis. Assim, em um mesmo ano simulado, diferentes barras podem seguir perfis de carga diferentes (INESCTEC, 2020; BOUERES, 2020; TORRES, 2021).

Além das funções já mencionadas, o modelo PSMORA permite fazer a definição da carga líquida, a configuração dos parques geradores, a definição do método de avaliação de estados, a ordenação das ações corretivas para tentar suprir a falha da reserva operacional e a escolha de políticas multiáreas de intercâmbio energético. As opções de políticas multiáreas de intercâmbio energético são três: política de socorro, política de mercado e política híbrida (INESCTEC, 2020; BOUERES, 2020; TORRES, 2021).

O algoritmo genérico da simulação cronológica de Monte Carlo para a avaliação da adequação do sistema multiárea é constituído por quatro processos, conforme apresentado na Figura 11 (BOUERES, 2020; TORRES, 2021). Estes processos, que incluem vários procedimentos, são executados de forma consecutiva até se verificar o critério de parada ou convergência (BOUERES, 2020).

Figura 11 – Fluxograma da simulação cronológica de Monte Carlo



Fonte: adaptado de Boueres (2020) e Torres (2021)

O primeiro processo refere-se à amostragem do estado do sistema, bem como a respectiva duração. A seleção de um novo estado de sistema depende das transições entre os estados *em funcionamento* (F) e *em falha* (A) de cada componente e dos respetivos modelos de variação temporal de capacidade, do modelo de carga, e do estado anterior em que o sistema se encontrava (BOUERES, 2020).

O segundo processo consiste na avaliação do estado amostrado segundo as premissas da avaliação multiárea da reserva estática e da reserva operacional. É importante ressaltar que essa avaliação ocorre sempre que um dos componentes (centrais de produção, linhas de rede, carga etc.) altera o respectivo estado (BOUERES, 2020). O terceiro processo envolve a atualização do tempo de simulação e dos acumuladores dos índices de confiabilidade, utilizando-se, para esse fim, os resultados da avaliação do estado amostrado. Por fim, o quarto processo compreende a atualização dos índices de confiabilidade, realizada no final de cada ano (BOUERES, 2020). Geralmente, o algoritmo SSMC é encerrado quando o coeficiente de variação de todos os índices de confiabilidade é menor ou igual a um valor limite (tipicamente 5%) (BILLINTON e LI, 1994).

As estimativas dos índices são realizadas com base em funções-teste, que representam matematicamente o significado físico dos índices de confiabilidade (BILLINTON & LI, 1994; BOUERES, 2020). O valor esperado da função é considerado

a estimativa não tendenciosa para o respectivo índice de confiabilidade (INESCTEC, 2020). Cada ano simulado produz uma estimativa para os índices de confiabilidade. Ao guardar esta estimativa é possível construir distribuições de probabilidade para cada índice cuja informação pode ser usada em estudos de análise de risco (BOUERES, 2020).

No ambiente multiárea, o escalonamento de unidades realizado pelo programa varia de acordo com a política multiárea adotada na simulação. Diferentes políticas de operação multiárea resultam em diferentes unidades escalonadas e, conseqüentemente, uma diferente distribuição espacial dessas unidades através das áreas. Desta maneira, é esperado que os índices de confiabilidade dos resultados também sejam diferentes para cada política escolhida pelo utilizador. Para inicializar o algoritmo de escalonamento pelo Modelo PSMORA, é necessário identificar os custos de produção das unidades em cada área (INESCTEC, 2020; BOUERES, 2020; TORRES, 2021).

A abordagem para o escalonamento das unidades de produção deste trabalho utiliza o modelo baseado em custos e não um modelo baseado em ordem de mérito.

Na avaliação da reserva operacional, o processo de escalonamento visa programar quais as unidades de geração estarão disponíveis no estado a ser analisado para atendimento da procura e para cobrir incertezas das variáveis estocásticas (INESCTEC, 2020).

Os parâmetros de reservas primária e secundária são parametrizáveis no início da simulação através de uma série de requerimentos com base semanal, o que permite uma representação mais próxima da operação real do sistema (INESCTEC, 2020; BOUERES, 2020; TORRES, 2021). As unidades de produção em cada área que não foram utilizadas para abastecer a carga são selecionadas até se suprir as necessidades de reserva girante mediante as ofertas em €/MW e as respectivas capacidades em MW. O utilizador terá que abastecer estes dados de entrada para todas as unidades com capacidade para participar na reserva girante (INESCTEC, 2020; BOUERES, 2020; TORRES, 2021). As incertezas que serão cobertas pela reserva operacional correspondem aos desvios dos valores das variáveis estocásticas em relação ao valor previsto (INESCTEC, 2020; BOUERES, 2020). Ao fim, o modelo PSMORA permite aferir se a reserva operacional disponível nas diferentes áreas de controle é suficiente para atender às respectivas necessidades e, caso não seja, se é

possível recorrer a áreas com excedente para cobrir o respectivo déficit (INESCTEC, 2020; BOUERES, 2020; TORRES, 2021).

4.2 DESCRIÇÃO DO SISTEMA TESTE

Este estudo valida e testa a metodologia proposta por meio da variação do sistema teste IEEE RTS 96 (*IEEE Reliability Test System 1996*) (GRIGG et al., 1996), denominado como IEEE RTS 96 HW (SALES, 2009; MATOS et al., 2009; SILVA et al., 2010; VIEIRA, 2020).

O sistema original IEEE RTS 96 é composto pela agregação de três conjuntos do sistema teste IEEE RTS 79, interligados por linhas de transmissão (GRIGG et al., 1996). Contempla 96 unidades geradoras, totalizando uma capacidade instalada de geração de 10.215 MW, com 900 MW provenientes de fontes hidráulicas e os 9.315 MW restantes de origem térmica. O subsistema térmico é composto por 78 unidades geradoras de capacidades variando entre 12 MW e 400 MW (GRIGG et al., 1996). O subsistema hidráulico, por sua vez, é constituído por 18 unidades hidráulicas, de 50 MW cada, distribuídas uniformemente entre três usinas. O subconjunto de áreas é interconectado por cinco conexões específicas, conforme informações da Tabela 7, representando um sistema de 73 barramentos, 104 linhas e 16 transformadores de potência. A carga é representada anualmente por 8.736 níveis, com um pico de 8.550 MW (GRIGG et al., 1996; SALES, 2009). As classes de consumo são apresentadas na tabela 8.

Tabela 7 – Detalhamento de capacidade de transmissão entre áreas

Interligação	De (barra)	Para (barra)	Capacidade
1	Área 1 (107)	Área 2 (203)	175 MVA
2	Área 1 (113)	Área 2 (215)	500 MVA
3	Área 1 (123)	Área 2 (217)	500 MVA
4	Área 3 (318)	Área 2 (223)	500 MVA
5	Área 1 (121)	Área 3 (325)	500 MVA

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 8 – Detalhamento das classes de consumidores

Classe	Fator de Participação (%)	Custo (Euros/kWh)
Residencial	43	1,77
Comercial	31	11,28
Industrial	26	8,1

Fonte: elaborado pelo autor

Baseado nesses valores, verifica-se uma capacidade de reserva estática de 16,3% da capacidade total instalada. Adicionalmente, pode-se verificar que o montante de energia renovável corresponde a 8,8% da capacidade total instalada (SALES, 2009).

Em Sales (2009), Matos et al., (2009) e Silva et al., (2010) é apresentada uma proposta de alteração da versão original do sistema IEEE RTS 96, O sistema teste IEEE RTS 96 H proposto utiliza a configuração original do sistema, adicionando apenas séries hidrológicas⁵, caracterizadas por cinco séries históricas referentes à capacidade média mensal, para simular o efeito da flutuação da capacidade de origem hidráulica (SALES, 2009; VIEIRA, 2020).

A partir da constatação que os sistemas testes IEEE RTS 96 e IEEE RTS 96 H não consideravam fontes intermitentes em seu portfólio original, foram estabelecidas alterações no sistema para contemplar essa questão. Assim, o sistema originalmente composto por uma unidade de geração convencional térmica à carvão de 350 MW, foi substituída por 1.526 MW de potência eólica (SALES, 2009; MATOS et al., 2009; SILVA et al., 2010).

Assim como a carga, a capacidade efetiva de geração flutua conforme a variabilidade dos recursos primários. É importante destacar que a relação demanda vs. capacidade não reflete diretamente no desempenho da confiabilidade do sistema teste e serve apenas para compreender as características de adequação do sistema.

O sistema IEEE RTS 96 HW é composto por 115 unidades de geração, contabilizando uma capacidade total instalada de 11.391 MW, distribuídas em 31% de usinas a gás, 27% de usinas à óleo diesel, 21% de usinas nucleares, 13% de usinas eólicas e 8% de usinas hidrelétricas, conforme detalhado na Tabela 9. Os custos de operação estão descritos na Tabela 10. O pico anual da carga é de 8.550 MW, apresentando uma reserva estática de 2.841 MW, correspondente a 24,94% da capacidade total instalada (SALES, 2009; MATOS et al., 2009; SILVA et al., 2010; CARVALHO, 2013; BREMMERMANN et al., 2016).

Nesta variação do sistema teste, os parques eólicos são compostos por 763 aerogeradores de 2 MW cada, distribuídos nas três áreas do sistema (área 1 com 267

⁵ É assumida a hipótese que as condições operativas implicitamente representadas nas séries hidrológicas são equiprováveis e, portanto, a cada série é atribuída uma probabilidade de ocorrência de 20%.

unidades geradoras, área 2 com 229 unidades e área 3 com 267 unidades). A flutuação da capacidade de geração eólica é representada por três séries de patamares horários ao longo do ano, com probabilidades de ocorrência de 0,25, 0,50 e 0,25.

Tabela 9 – Detalhamento de unidades geradores por tecnologia e área

Unidades Geradoras		Número de Unidades		
Tecnologia	Potência	Área 1	Área 2	Área 3
Hidro	50 MW	6	6	6
Térmica	12 MW	5	5	5
	20 MW	4	4	4
	76 MW	4	4	4
	100 MW	3	3	3
	155 MW	4	4	4
	197 MW	3	3	3
	350 MW	1	1	0
	400 MW	2	2	2
Eólica	2 MW	267	229	267
Potência Total		3.939 MW	3.863 MW	3.589 MW

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 10 – Detalhamento dos custos de operação

Unidade Geradora	Tecnologia	Custo de Operação (\$/MW)
U2	Eólica	0
U12	Diesel/Vapor	30,52
U20	Diesel/CT	44,26
U50	Hidro	0
U76	Carvão/Vapor	15,92
U100	Diesel/Vapor	25,44
U155	Carvão/Vapor	12,28
U197	Diesel/Vapor	23,07
U350	Carvão/Vapor	11,65
U400	Nuclear	6,58

Fonte: elaborado pelo autor

4.2.1 Apresentação dos Modelos de Representação em Camadas

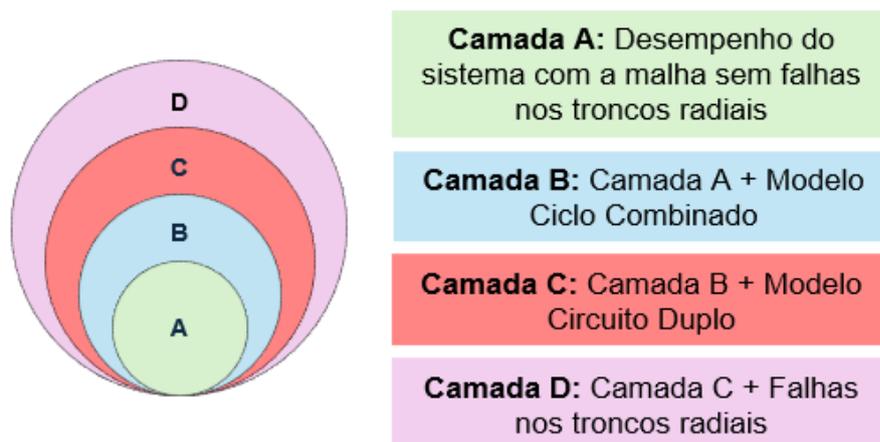
Um dos principais objetivos deste estudo é a análise do impacto das diversas especificidades operacionais e topológicas na representação do sistema elétrico IEEE RTS 96 HW, através da avaliação de indicadores de desempenho. Busca-se desdobrar essas especificidades em diferentes camadas, conforme representado na Figura 12. As camadas são consideradas hipóteses operativas simuladas para as

configurações propostas aos subsistemas de geração e transmissão. Por exemplo, considera-se diferentes cenários nos quais os sistemas radiais não apresentam falhas, modelos para representar os circuitos de transmissão que ocupam a mesma torre/suporte, dando origem aos conhecidos circuitos duplos, e ainda modelos que capturam o comportamento estocástico das unidades térmicas de ciclo combinado, adaptado para os dois tipos de ciclos de operação (ciclo aberto e ciclo fechado) (CNDC, 2022).

Essa abordagem permitirá uma compreensão mais aprofundada do funcionamento do sistema sob várias condições, facilitando a identificação de áreas de vulnerabilidade e o desenvolvimento de estratégias de mitigação de riscos mais eficazes sob as perspectivas da reserva estática e da reserva operacional.

A camada A do sistema teste IEEE RTS 96 HW, por exemplo, é estabelecido como ponto de referência inicial. Considera-se a representação das linhas de transmissão de circuito simples, das centrais geradoras e da rede elétrica, incorporando os troncos radiais do sistema de transmissão desconsiderando as falhas fortuitas. Assim, todo o subsistema de geração e todos os circuitos que representam a malha do sistema são analisados quanto ao ciclo falha/reparo, de acordo com seus respectivos parâmetros estocásticos.

Figura 12 – Agregação de especificidades por camadas para o sistema teste



Fonte: elaborado pelo autor

- **Camada A:** A Camada A é destinada a avaliar o desempenho da malha de transmissão do sistema sem falhas nos troncos radiais, constituídos exclusivamente pelas linhas 207-208 e 307-308, com taxas de falha e reparo reduzidas à zero.

O propósito desta camada é caracterizar a influência dos circuitos radiais, localizados na interface entre os subsistemas de transmissão e geração, os quais atuam como elos intermediários entre a geração e o sistema malhado, podendo impactar o desempenho do sistema teste. Isso é alcançado removendo os parâmetros estocásticos das barras de geração 207 e 307, conforme apresentado na Tabela 11 e ilustrado na Figura 13, ou seja, os circuitos radiais não falham pois apresentam taxas de falha e de reparo igual a zero ($\lambda = 0$ e $\mu = 0$).

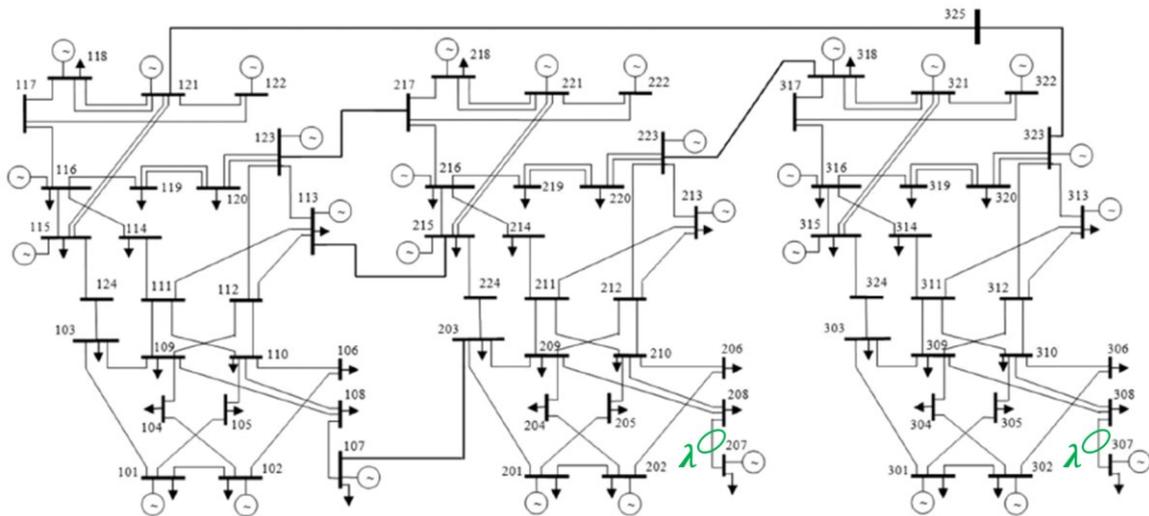
Uma das principais características dos circuitos radiais é que qualquer interrupção ao longo da linha de alimentação pode resultar na perda de energia para todos os consumidores situados além do ponto de interrupção. Portanto, essa abordagem pressupõe uma separação entre a fronteira mencionada e o sistema composto de geração e transmissão, a fim de fundamentar os índices na análise combinada dos respectivos subsistemas. Em sistemas elétricos mais complexos, como os encontrados em redes de distribuição urbanas ou em sistemas interconectados de grande escala, os circuitos radiais podem ser combinados com outros tipos de configurações, como circuitos malhados, para aumentar a confiabilidade e a capacidade de fornecimento de energia. No entanto, compreender o comportamento e as características dos circuitos radiais é fundamental para garantir um fornecimento confiável e eficiente para os consumidores.

Tabela 11 – Parâmetros estocásticos para os barramentos em malha radial representados na Camada A

Barramento	Original		Hipótese “sem falha nos radiais”	
	λ (oc./ano)	MTTR (h)	λ (oc./ano)	MTTR (h)
Bus 207	0,3	10	0	0
Bus 307	0,3	10	0	0

Fonte: elaborado pelo autor

Figura 13 – Localização dos radiais da camada A no sistema teste



Fonte: adaptado de Grigg et al. (1996)

- **Camada B:** A Camada B busca aferir o desempenho da caracterização das unidades térmicas de ciclo combinado, agregadas as características da camada A.

As usinas termelétricas de ciclo combinado estão cada vez mais difundidas nos sistemas elétricos. A confiabilidade e disponibilidade dessas unidades geradoras dependem do funcionamento de todos os seus componentes individuais (turbinas a combustão e a vapor) (LISNIANSKI, ELMAKIAS e LAREDO, 2012; LISNIANSKI, LAREDO e BENHAIM, 2016).

Observa-se que a representação de usinas de ciclo combinado se dá pela utilização de modelos de Markov à multiestados, considerando o comportamento operativo das centrais constituídas por turbina de combustão e a turbina de vapor acopladas a um gerador próprio (LISNIANSKI, ELMAKIAS e LAREDO, 2012; LISNIANSKI, LAREDO e BENHAIM, 2016). Reconhece-se que o uso de modelos Markovianos de dois estados para grandes unidades geradoras podem produzir resultados pessimistas (BILLINTON e LI, 2004).

Na literatura técnica, as usinas de ciclo combinado são modeladas considerando três níveis de capacidade (LISNIANSKI, LAREDO e BENHAIM, 2016). Para o primeiro nível, o gerador de turbina a gás e o gerador de turbina a vapor estão disponíveis. No segundo nível, apenas o gerador de turbina a gás está disponível. Para o terceiro nível, nenhum está disponível. Em Lisnianski, Laredo e Benhaim (2016), o modelo apresentado preconiza oito possíveis estados, considerando a

representação de três níveis de capacidade disponíveis para a central de ciclo-combinado.

Nesse caso, os três níveis de capacidades possíveis podem ser resumidos no primeiro nível, em que as duas turbinas e geradores estão funcionando e a capacidade unitária é a soma da capacidade nominal de geração do gerador de turbina a gás e do gerador de turbina a vapor; no segundo nível, em que a turbina a vapor não está funcionando e a capacidade de geração unitária é caracterizada apenas pela capacidade de geração do gerador de turbina a gás; e no terceiro nível, quando o gerador de turbina a gás e o gerador de turbina a vapor falham e a capacidade de geração da unidade é igual a zero (LISNIANSKI, LAREDO e BENHAIM, 2016).

Destarte, o tratamento para representar a flutuação dos estados de capacidade de centrais térmicas a ciclo combinado está amparado em uma representação Markoviana que poderá variar entre sete (7) e oito (8) estados de flutuação (transições), dependendo das características específicas da central identificada. As centrais que não operam em ciclo aberto são modeladas por meio de uma representação a 7 estados e as centrais em ciclo-aberto adotam uma representação a 8 estados.

Para este estudo, definem-se as unidades geradoras de ciclo combinado – ciclo aberto àquelas que permitem que a unidade a gás funcione de forma individual. O modelo de Markov para este caso é apresentado no relatório CNDC (2022).

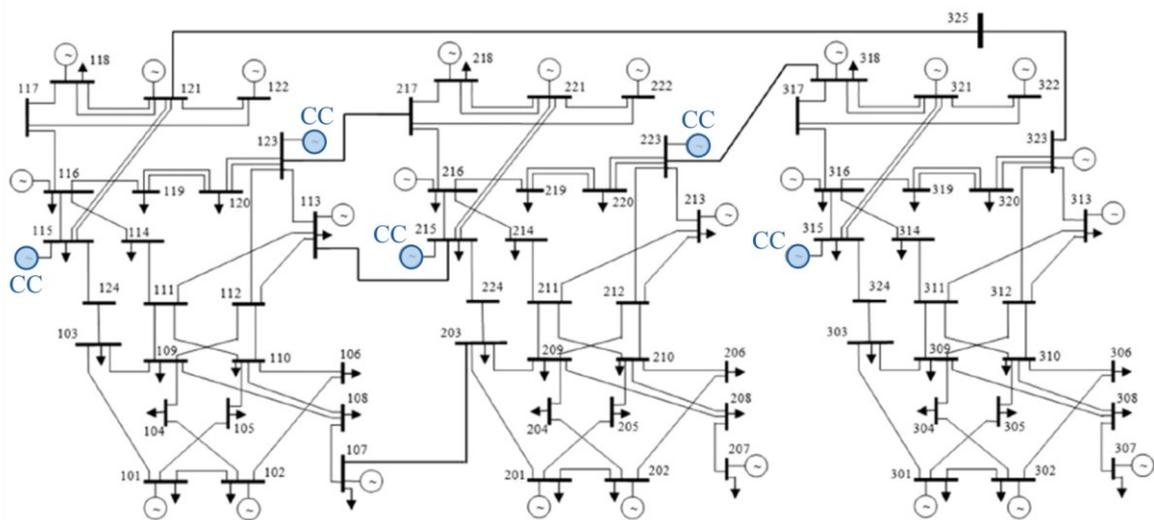
Para o sistema teste IEEE RTS 96 HW original, as unidades geradoras dos barramentos 115, 215 e 315 consistem em cada uma de cinco centrais térmicas de óleo-vapor, de 12 MW, e uma central térmica de carvão-vapor, de 155 MW. Já as unidades geradoras dos barramentos 123 e 223 são compostas cada uma por uma central térmica carvão-vapor, de 350 MW, e duas centrais térmicas carvão-vapor, de 155 MW. A Tabela 12 apresenta os parâmetros estocásticos adotados para as unidades geradoras de ciclo combinado hipoteticamente atribuídas no lugar de parte das centrais térmicas originais dos barramentos mencionados, conforme Figura 14.

Tabela 12 – Parâmetros estocásticos para as unidades geradoras de ciclo combinado

Unidades Originais	Central CC	Potência (MW)	Tecnologia	Parâmetros Estocásticos		Tipo
				λ (oc./ano)	MTTR (h)	
U12_115 (1,2 e 3)	Central CC 15	12	Gás	0,91	63,58	Ciclo aberto
U12_215 (1, 2 e 3)		12	Gás	1,01	55,50	
U12_315 (1, 2 e 3)		12	Vapor	2,38	29,20	
U350_123	Central CC 23	122	Gás	1,09	3,79	Ciclo fechado
U350_223		122	Gás	0,82	5,39	
U350_223		105	Vapor	1,09	8,24	

Fonte: elaborado pelo autor

Figura 14 – Localização das centrais térmicas de ciclo combinado no sistema teste



Fonte: adaptado de Grigg et al, (1996)

- **Camada C:** Busca-se aferir o desempenho da caracterização do modo de falha comum às torres de linhas de transmissão de circuito duplo, agregadas conjuntamente às características da camada B.

O comportamento das linhas de transmissão de circuito duplo difere do padrão observado nas linhas de circuito simples devido à exposição a diversos tipos de intempéries que afetam tanto o circuito elétrico de potência quanto a estrutura da torre. Eventos como queimadas ou fenômenos meteorológicos intensos, classificados como falhas de modo comum, podem afetar múltiplos caminhos de transmissão simultaneamente, reduzindo consideravelmente a confiabilidade do sistema.

As interrupções de modo comum são consideradas eventos de baixa probabilidade, no entanto, a probabilidade de falha do sistema pode aumentar drasticamente ao incluir esses eventos (PAPIC et al., 2017). O estudo de PAPIC et al. (2017) demonstrou que aproximadamente 47% dos eventos de modo comum

relacionados à linha de transmissão resultaram de interrupções comuns da torre e identificou os subcomponentes integrais da linha de transmissão que contribuíram para essas interrupções, com menos de um quarto associadas aos terminais de linha. Embora interrupções de modo comum nas linhas de transmissão sejam relativamente raras, elas constituem aproximadamente 8% de todas as interrupções forçadas de linha de transmissão e, quando ocorrem na linha de torre, representam cerca de 6% da indisponibilidade das linhas de transmissão. Esses eventos podem reduzir significativamente a confiabilidade do sistema. A análise precisa desses eventos requer uma modelagem matemática adequada (PAPIC et al., 2017).

Uma análise precisa desses eventos requer uma modelagem matemática adequada, cujos conceitos refletem as filosofias, políticas e restrições operacionais dos diversos agentes do setor elétrico (PAPIC et al., 2017). A representação precisa dos modos de falha comum em circuitos duplos é crucial, pois esses eventos, embora de baixa probabilidade, têm um impacto significativo no sistema (PAPIC et al., 2017).

A modelagem da componente de linha de transmissão de circuito duplo baseia-se em um modelo de Markov de cinco estados, conforme CNDC (2022).

Para caracterização das linhas de circuito duplo apresentadas, o modelo específico desenvolvido representa-os como um único equipamento de transmissão. As falhas fortuitas dos circuitos (L1 e L2) levam em conta os parâmetros estocásticos por classe de tensão para as linhas de transmissão (PAPIC et al., 2017). Para representar as falhas de modo comum (falhas da torre de transmissão), buscou-se analisar os parâmetros típicos utilizados por planejadores internacionais, conforme indicado na Tabela 13.

Tabela 13 – Parâmetros estocásticos típicos para falhas de modo comum

Classe	Frequência de interrupção (interrupção/100 milhas/ano)	Tempo de reparo (h)	Entidade
200 – 299 kV	0,1426*	32,9	NERC (North American Electric Reliability Corporation)
200 – 299 kV	0,1537	19,0	WECC (Western Electricity Coordinating Council)
200 – 299 kV	0,0004	113,3	CEA (Canadian Electrical Association)

*Considerando 100 milhas = 160,9 km → Frequência = 0,000886 interrupções/km/ano.

Fonte: Adaptado de Papic et al. (2017)

Foram adotados os parâmetros estocásticos utilizados pela NERC, que correspondem à uma taxa de falha da torre (λ_T) de aproximadamente 0,000886

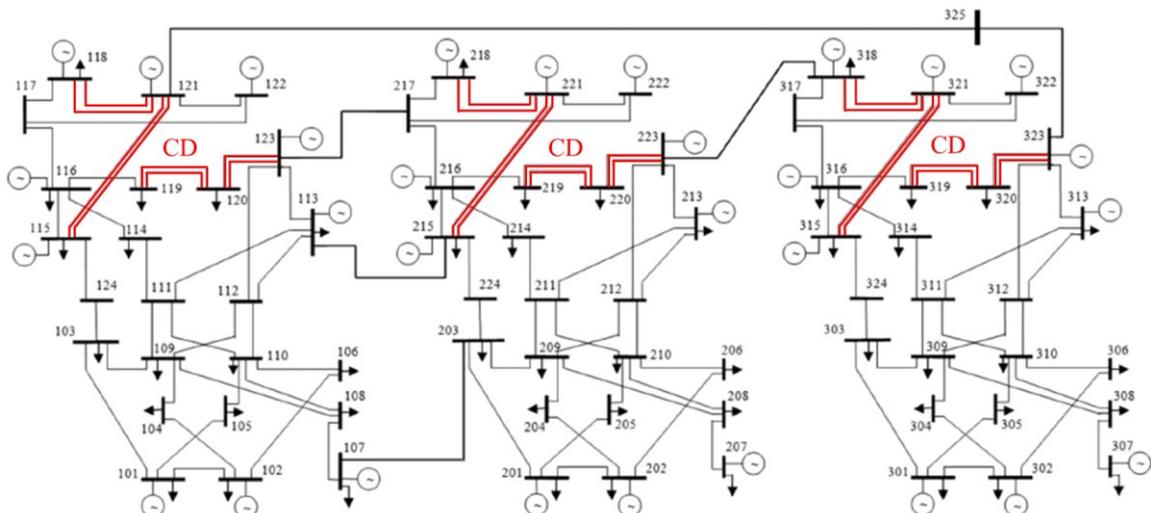
ocorrências km ano (conversão realizada considerando 100 milhas = 160,9 km), e um ($MTTR_T$) de 32,9 horas (PAPIC et al., 2017). Os trechos no sistema de transmissão que possuem linhas de transmissão com circuito duplo, ilustrados na Figura 15, são caracterizados na Tabela 14, indicando também o comprimento e os parâmetros estocásticos relacionados à falha de modo comum. É importante destacar que a representação do modelo de circuito duplo baseia-se em um modelo de Markov de cinco estados, o qual é capaz de capturar não apenas a perda individual de um dos circuitos instalados na torre, mas também outras condições inerentes a este ciclo de falha/reparo, incluindo as falhas de modo comum, como a queda da torre (CNDC, 2022).

Tabela 14 – Linhas de transmissão com circuito duplo para o sistema teste

Linhas de transmissão (“de”-“para”)	Tensão (kV)	Comprimento (km)	λ_T (Oc./ano)	$MTTR_T$ (h)
CD Arthur - Attlee (115-121)	230	54,7177	0,048479	32,9
CD Astor - Attlee (118-121)	230	28,9682	0,025665	32,9
CD Attar - Attila (119-120)	230	44,2569	0,039211	32,9
CD Attila - Austen (120-123)	230	24,1402	0,021388	32,9
CD Barton - Behring (215-221)	230	54,7177	0,048479	32,9
CD Bayle - Behring (218-221)	230	28,9682	0,025665	32,9
CD Bede - Beethoven (219-220)	230	44,2569	0,039211	32,9
CD Beethoven - Bloch (220-223)	230	24,1402	0,021388	32,9
CD Chase - Cobb (315-321)	230	54,7177	0,048479	32,9
CD Clark - Cobb (318-321)	230	28,9682	0,025665	32,9
CD Clay - Clive (319-320)	230	44,2569	0,039211	32,9
CD Clive - Comte (320-323)	230	24,1402	0,021388	32,9

Fonte: elaborado pelo autor

Figura 15 – Localização no sistema teste dos circuitos duplos

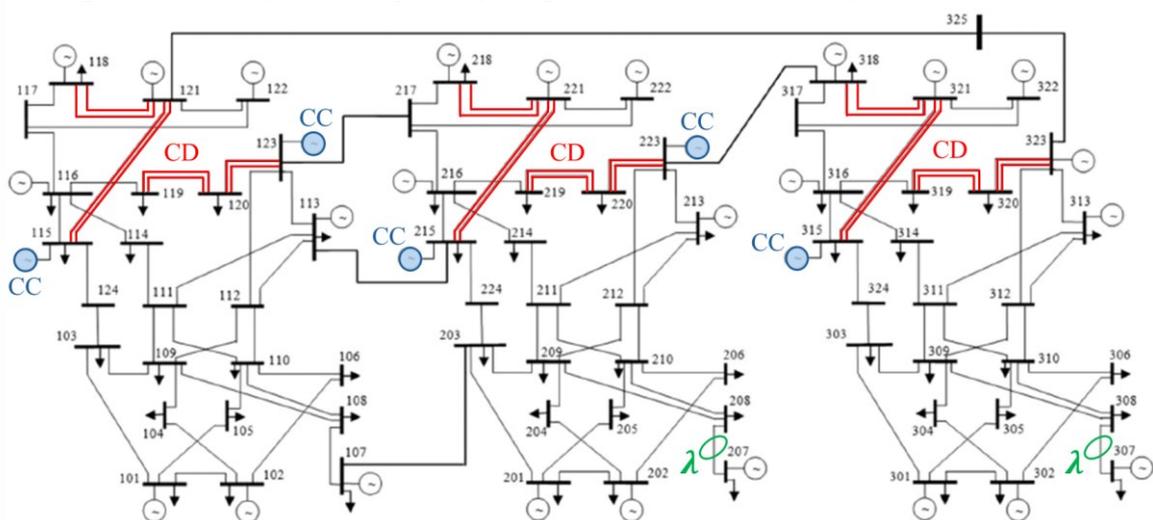


Fonte: adaptado de Grigg et al. (1996)

- **Camada D:** Visa avaliar o desempenho do sistema teste IEEE RTS 96 HW em sua totalidade, representando a malha de transmissão com falhas nos troncos radiais constituídas exclusivamente pelas linhas de transmissão 207-208 e 307-308, além de agregar as informações correspondentes às camadas anteriores.

No contexto da camada D, que busca avaliar o sistema como um todo, a inclusão da falha nos troncos radiais (linhas 207-208 e 307-308) é fundamental. Essa falha é adicionada para refletir uma condição mais realista do sistema, onde possíveis interrupções na fronteira entre os subsistemas radiais junto ao tronco de transmissão ocorrem. Ao incorporar essa falha, a camada D busca simular como o sistema composto dos subsistemas de geração e transmissão responderia a situações de falha em uma escala mais ampla, considerando os efeitos cumulativos das camadas anteriores, conforme Figura 16. Busca-se proporcionar uma compreensão mais completa e realista do desempenho do sistema em condições normais e de contingência, permitindo a identificação de áreas de vulnerabilidade e a avaliação da eficácia de medidas de mitigação de riscos.

Figura 16 – Representação topológica no sistema teste para a camada D



Fonte: adaptado de Grigg et al. (1996)

Como já referido, a análise composta da confiabilidade considera a representação dos subsistemas de geração e transmissão, sob a perspectiva da reserva estática e da reserva operacional, estabelecendo a conectividade completa

dos componentes e permitindo a avaliação sistêmica e espacial da performance da rede.

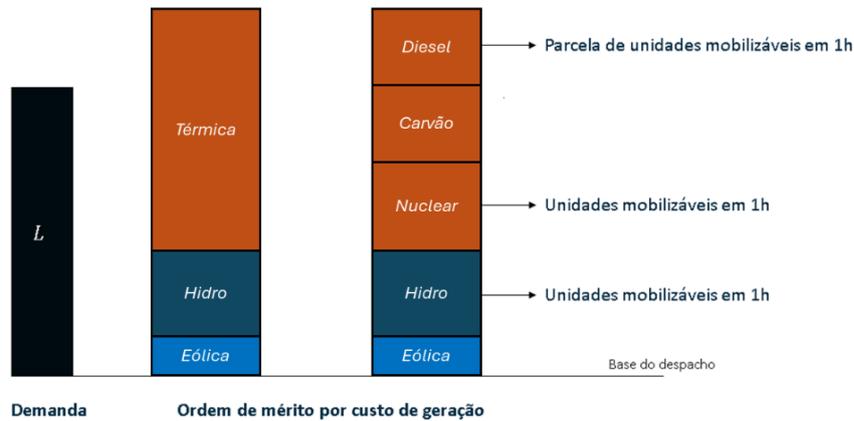
Para as análises de reserva operacional, as definições, conceitos e dimensionamentos variam de acordo com as características dos sistemas elétricos de potência e os horizontes de ativação. A demanda é mais previsível em comparação com a geração de fontes renováveis intermitentes. Todos os sistemas elétricos mantêm reservas para fornecer eletricidade em caso de eventos inesperados e erros nas previsões de demanda. Simplificadamente, a reserva operacional (de curto, médio e longo prazos) é a capacidade adicional de geração, sincronizada ou não, capaz de atender a desvios nas previsões carga-geração, mantendo o balanço de potência sob condições normais ou de contingência. Quando tratada no horizonte de planejamento da expansão (médio e longo prazos), os parâmetros relevantes são as taxas de falha (λ) e reparo (μ), além da caracterização das incertezas de geração e carga, considerando a reparação de unidades geradoras (BILLINTON e ALLAN, 1996).

Parte da reserva operacional é ativada por sistemas de controle localizados nas próprias unidades geradoras, como é o caso da reserva primária; ou por sistemas de controle externos às unidades geradoras, caso muitas vezes das reservas secundária e terciária. Complementarmente, há casos em que se busca ativar unidades geradoras não sincronizadas por meio de uma operação mais diretamente associada a cada agente de geração. Por exemplo, alguns operadores buscam garantir a estabilidade de frequência do sistema utilizando uma série de diferentes serviços de reserva, apresentando variações de tempos de resposta e quantidades sincronizadas e não sincronizadas de potência.

A descrição simplificada acima tem por objetivo introduzir aspectos relevantes do estudo da reserva operacional em sistemas elétricos com a presença de geração renovável do tipo intermitente. Esse tipo de incerteza está relacionado à variação da capacidade de geração em um determinado estado do sistema devido às saídas forçadas de unidades geradoras. A avaliação aqui discutida (perspectiva da reserva operativa) faz uso de séries de requisitos de reserva girante (reserva primária e secundária) com resolução semanal.

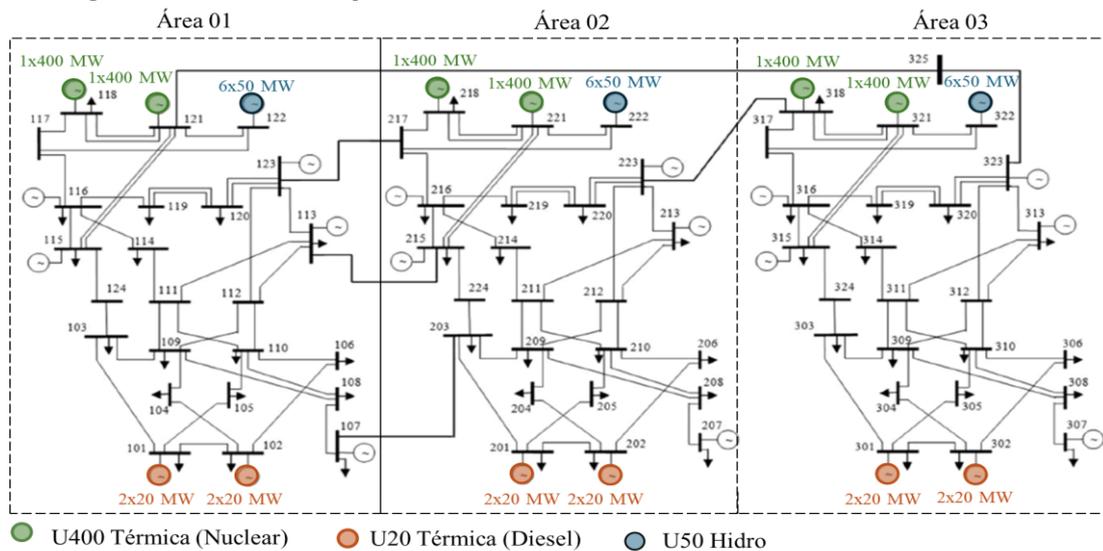
A Figura 17 apresenta a base de despacho das unidades geradoras por ordem de mérito do custo, bem como identifica as tecnologias mobilizáveis em até 1 hora. A Figura 18 ilustra a localização da reserva terciária mobilizável no sistema teste IEEE RTS 96 HW.

Figura 17 – Base de despacho pela ordem de mérito do custo das unidades geradoras do sistema IEEE RTS 96 HW



Fonte: elaborado pelo autor

Figura 18 – Localização da reserva terciária mobilizável em até 1 hora



Fonte: adaptado de Grigg et al. (1996)

Os requisitos de reserva consideram a soma dos requisitos especificados para cada uma das 3 áreas do sistema teste. Em específico, a reserva primária apresenta magnitude de $R_p = 50 \text{ MW}$, e a reserva secundária, uma magnitude de $R_s = 400 \text{ MW}$. Considera-se, para a reserva terciária, as unidades geradoras capazes de serem mobilizadas em até 1h, sendo elas as unidades nucleares de 400 MW de potência nominal, as unidades hídricas de 50 MW e as térmicas de 20 MW. No entanto, devido às suas características de custo de produção atrativas e outros critérios de segurança, o grupo nuclear U400 é priorizado após a tecnologia hidrelétrica. Isso pode influenciar o desempenho da reserva operacional, já que reduz o número de unidades geradoras

capazes de participar da reserva terciária rápida para 12 unidades do grupo térmico a diesel U20 (20 MW).

4.2.2 Apresentação de Cenários Complementares para Análise do Sistema

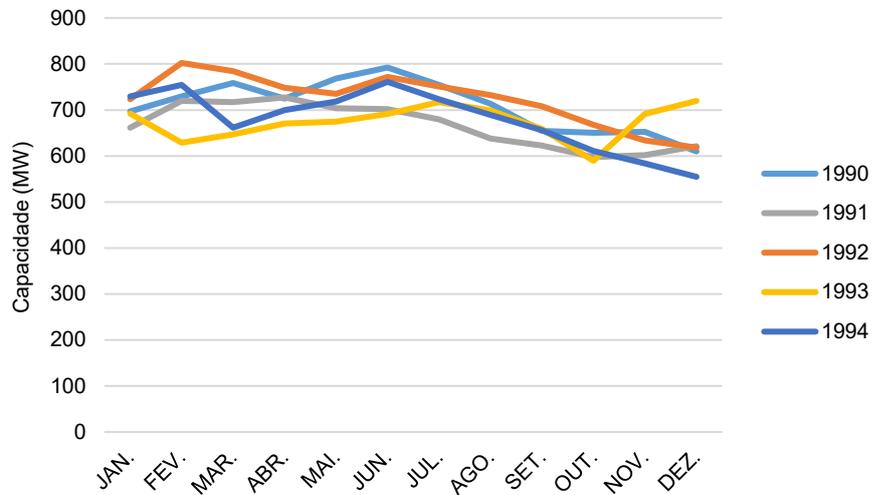
Para além da representação em camadas analisadas sob os aspectos das reservas estática e operacional, distintos cenários são investigados com objetivo de capturar a influência dos recursos primários e das variações nos parâmetros operativos e topológicos do sistema, em específico, de um programa de manutenção de parcela do parque gerador hidrotérmico – parcela essa capaz de apreender até metade da capacidade de geração, distribuídos ao longo de um ano.

As flutuações das fontes renováveis variáveis requerem que a geração de outras fontes e a carga sejam ajustadas de forma mais rápida e frequente para manter o equilíbrio entre oferta e demanda. A variabilidade na geração de energias renováveis intermitentes não deve ser considerada separadamente da variabilidade da carga. O desafio principal para o equilíbrio do sistema são os aumentos ou decréscimos na carga líquida, assim como a taxa e a frequência com que ocorrem. Em outras palavras, o sistema precisa responder rapidamente para acomodar essas mudanças rápidas e relevantes. Esse problema surge não apenas devido ao crescimento e/ou redução acentuada na produção das fontes renováveis em poucas horas, mas também devido a um eventual desencontro entre a geração e as flutuações da demanda.

Define-se, assim, os casos com variação dos recursos primários, cujo objetivo é buscar avaliar o impacto dos recursos renováveis utilizados pelo parque produtor no desempenho da confiabilidade do sistema perante os modelos de camadas de representação. Inicialmente, apresenta-se a caracterização das séries históricas que subsidiam as distintas simulações. A partir dessas informações, definem-se dois cenários para consideração do impacto das disponibilidades hídrica e eólica.

A Figura 19 apresenta a variação média mensal da capacidade hídrica para as séries históricas desse recurso. A Tabela 15 apresenta os anos hidrológicos classificados como de baixa e alta disponibilidade (anos hidrológicos seco e úmido, respectivamente), relacionados com suas capacidades médias mensais de produção.

Figura 19 – Capacidade média mensal para os anos hidrológicos das séries históricas



Fonte: elaborado pelo autor

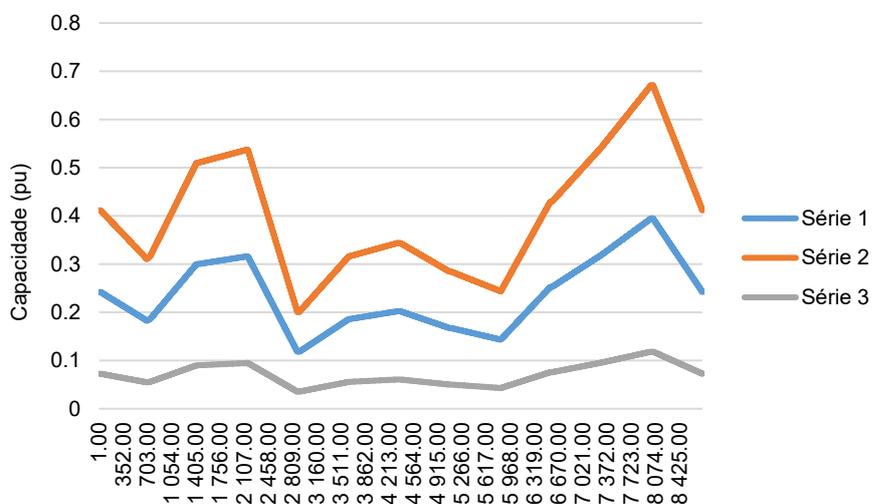
Tabela 15 – Capacidade média mensal de produção para os anos hidrológicos seco e úmido

Cenário	Série	Capacidade Média Mensal (MW)	Capacidade de Geração (MWano)
Baixa	1991	666,0	7992,0
Alta	1992	722,9	8675,7

Fonte: elaborado pelo autor

A Figura 20 caracteriza a média móvel mensal das séries típicas de produção eólica durante um ano. Já a Tabela 16 apresenta as séries de produção eólica para os anos de baixa e alta produção, relacionados com a capacidade média do histórico.

Figura 20 – Média móvel mensal das séries históricas anuais de produção eólica



Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 16 – Capacidade média para os anos de baixa e alta produção eólica

Cenário	Série	Capacidade Média (pu)
Baixa	3	0,071
Alta	2	0,400

Fonte: elaborado pelo autor

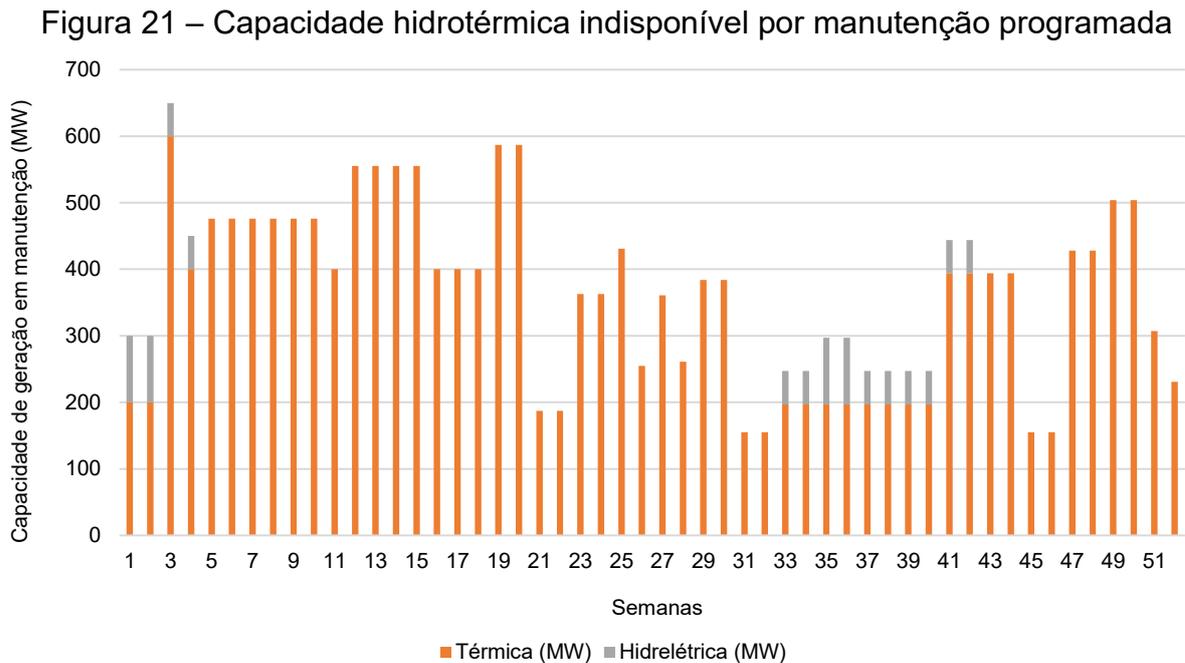
O cenário de baixa disponibilidade é definido pelas capacidades hídrica e eólica assumindo as suas respectivas piores séries históricas. O cenário de alta disponibilidade, por sua vez, é definido pelas capacidades hídrica e eólica assumindo as suas respectivas melhores séries históricas.

Já o cenário do programa de manutenção de geradores justifica-se por parte dos gastos de planejamento e operação em um sistema elétrico ser destinada para a manutenção e substituição dos ativos de todo o sistema, com o intuito de minimizar o desgaste e prolongar a utilização ao longo do tempo de vida útil. Essas atividades são essenciais para assegurar tanto a disponibilidade dos dispositivos individualmente quanto a confiabilidade geral do sistema. A otimização dos programas de manutenção e substituição do parque gerador deve considerar um conflito entre os custos do planejamento elaborado e a importância dos ativos para a disponibilidade do sistema. Os ativos são mantidos e substituídos com base em uma estratégia temporal. A contribuição de um processo que identifica a importância individual de cada ativo para a disponibilidade anual do sistema, com o auxílio da análise de confiabilidade, tende a aprimorar a alocação do planejamento da manutenção, além de auxiliar na determinação da intensidade dos efeitos do programa.

Um plano de manutenção preventiva bem elaborado garante uma operação contínua do sistema e diminui o risco de paradas não planejadas dos equipamentos. Os desligamentos programados ocorrem durante os períodos de inatividade ou quando os equipamentos são menos solicitados. Como resultado, os problemas podem ser detectados com antecedência e medidas corretivas podem ser tomadas antes que danos de maiores proporções ocorram (SALES, 2009).

Em se tratando desse cenário, para o programa de manutenção das unidades geradoras do parque hidrotérmico que abrange a avaliação do comportamento dos subsistemas de geração e transmissão através do impacto das saídas programadas de geradores na performance do sistema, apresenta-se a distribuição da saída de 50% da capacidade de geração das unidades hidroelétricas (450 MW) e 48,3% da capacidade de geração das unidades térmicas (4360 MW) para manutenção

programada (aponta-se que as unidades de ciclo combinado não foram consideradas no programa de manutenção), conforme disposição de potência indisponível ilustrada na Figura 21. O tempo em que cada unidade de geração selecionada para o programa se mantém fora de operação para manutenção baseou-se no tempo médio de manutenção típico por tecnologia, indicados na Tabela 17.



Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 17 – Tempo médio de manutenção típico por gerador do parque hidrotérmico considerado no programa de manutenção

Unidade Geradora	Tempo médio de manutenção	
	Horas	Semanas
U12	60	2
U20	50	2
U50	20	2
U76	40	3
U100	50	3
U155	40	4
U197	50	4
U350	100	5
U400	150	6

Fonte: elaborado pelo autor

Ressalta-se que a distribuição da capacidade de geração para manutenção ao longo do ano baseou-se em um plano consciente, seguindo as premissas básicas de operação para minimizar o impacto no sistema. A disposição prioritária para

manutenção foi estabelecida junto aos meses em que não ocorrem os picos de demanda. Para a manutenção das centrais hidrelétricas, priorizou-se a disposição para os meses de menor hidrologia.

Os cenários de variabilidade dos recursos primários e de manutenção programada das unidades geradoras do parque hidrotérmico serão avaliados sob as perspectivas das reservas estática e operacional a fim de respaldar limites superiores e inferiores em relação aos resultados da consolidação do modelo de representação de camadas, fundamentando o estabelecimento das faixas de padrões de risco, conforme hipótese metodológica da subseção a seguir.

4.3 HIPÓTESE METODOLÓGICA PARA DEFINIÇÃO DE PADRÕES DE RISCO

Em análises de planejamento de longo prazo, estudos de avaliação da adequação podem capturar com mais precisão o efeito da dispersão geográfica das cargas e dos recursos energéticos primários (BOLACELL, 2021). Além disso, com as avaliações de sistemas compostos, pretende-se identificar pontos fracos no sistema por meio dos índices para os pontos de carga individuais, onde diferentes prioridades de corte de carga podem ser usadas. Por exemplo, uma falha envolvendo o subsistema de geração é caracterizada pela inexistência de capacidade geradora suficiente para suprir a carga, enquanto uma falha no subsistema de transmissão ocorre quando há corte de carga mesmo que a capacidade geradora seja suficiente para suprir o sistema (BOLACELL, 2021).

Observa-se que a configuração de múltiplas áreas abrange a operação de diferentes sistemas interconectados por meio de linhas de transmissão de interconexão. Índices, para cada área do sistema elétrico, são calculados para estimar a confiabilidade dessas tipologias. A representação correta dessas características permite uma simulação mais aderente ao comportamento esperado do sistema.

De acordo com Carvalho (2013), o impacto econômico geral de uma interrupção depende do tipo de consumidor desconectado: classe do consumidor (residencial, comercial e industrial), a dependência do cliente em relação à eletricidade, a natureza da interrupção, o valor econômico da atividade sendo interrompida e várias características das interrupções, como a quantidade de energia não suprida (profundidade do corte) e respectiva duração, frequência, horário de

ocorrência, cobertura geográfica ou até mesmo se o consumidor foi avisado de que haveria corte de carga.

É evidente que o sistema teste aqui utilizado possui um certo nível de confiabilidade, mas ainda há ocorrências de perda de carga. Diferentes tipos de falha (falha na geração, falha na transmissão e falha composta) têm impactos variados no sistema. Ao realizar essa análise, os tomadores de decisão podem obter uma compreensão abrangente da confiabilidade de um sistema elétrico. Esse conhecimento pode informar e auxiliar os processos estratégicos de tomada de decisão voltados para a melhoria do desempenho geral do sistema e minimização do risco de interrupções de energia em regiões específicas, por exemplo.

O método proposto estabelece faixas de padrões de risco por meio de uma análise composta de confiabilidade do sistema teste IEEE RTS 96 HW, considerando as reservas estática e operacional do sistema. Este modelo visa auxiliar a tomada de decisão, fundamentando-se em informações obtidas através do estudo de *benchmark* e da análise de índices probabilísticos de confiabilidade. A conceituação teórica das métricas de risco apresentada permite a interpretação dentro do contexto das novas percepções de incertezas na confiabilidade do suprimento de energia elétrico.

Com o objetivo de estabelecer padrões de risco que considerem as atuais mudanças no setor elétrico, aplica-se uma metodologia flexível a uma gama de sistemas, independentemente do horizonte de estudo, das características específicas e das premissas adotadas. Isso confere uma grande adaptabilidade a esse método, permitindo sua utilização em diferentes contextos. É possível afirmar que a definição e o monitoramento dos padrões de risco são essenciais para garantir a confiabilidade dos sistemas elétricos, tanto no planejamento quanto na operação, pois fornecem:

- Uma base sólida para a tomada de decisões, equilibrando a confiabilidade do fornecimento de energia com os custos associados ao desenvolvimento e manutenção da infraestrutura elétrica;
- Referência para avaliações de alternativas de planejamento da expansão e/ou configurações operativas nos sistemas de geração e transmissão;
- Facilidade na análise de sensibilidade para avaliar o impacto de mudanças no sistema elétrico;
- Possibilidade de justificar as definições de tarifas e/ou custos para a remuneração dos sistemas interligados,

Para realizar comparações e estabelecer faixas de padrões de risco de forma eficaz, alguns passos gerais importantes devem ser previamente consultados e compreendidos:

- Composição e formas de conexões do parque gerador: compreender o mix de tecnologias de geração de energia, bem como as tipologias de conexões, afeta diretamente a confiabilidade dos sistemas interconectados;
- Composição dos circuitos (malhas e radiais): identificar a composição de malhas e circuitos radiais com o intuito de estabelecer aspectos como redundância para o suprimento de regiões elétricas;
- Opções de esquemas de proteção e controle: a confiabilidade está intimamente relacionada às opções de esquemas de proteção e controle estabelecidas para um sistema interconectado;
- Vida útil dos ativos de geração e transmissão: a confiabilidade está fortemente relacionada ao tempo de operação dos ativos que compõem os sistemas interconectados.

Diante dessa caracterização, o objetivo é estabelecer recomendações de faixas de valores dos padrões de risco da perspectiva da reserva estática e da reserva operacional baseado em um modelo de decisão. O modelo de decisão irá orientar a seleção de alternativas, conforme apresenta a Figura 22.

Figura 22 – Relação entre o modelo de decisão, critérios e padrões, e variáveis de decisão



Fonte: elaborado pelo autor

O conceito de valor é essencial no modelo de decisão, podendo ser aplicado a diferentes tipos de valores. Esses valores podem ser traduzidos como critérios ou padrões vinculados ao modelo de decisão. As variáveis de decisão devem ser identificadas e definidas para a construção do melhor modelo de decisão e a definição de critérios ou padrões a serem utilizados nos propósitos do planejamento da expansão e/ou operação dos sistemas elétricos.

Por meio da aplicação da metodologia multicritério construtiva e do método Delphi (CIMINO JUNIOR, 2011), uma equipe especializada procede com a avaliação dos principais pontos que influenciam os padrões de confiabilidade do sistema. O método Delphi consiste em um conjunto de procedimentos destinados a extrair e refinar a opinião de um grupo de especialistas, visando identificar as variáveis mais relevantes em tomadas de decisão. O princípio subjacente a este método é de natureza intuitiva e interativa, envolvendo a constituição de um grupo de especialistas na área em foco, os quais respondem a uma série de questionamentos (CIMINO JUNIOR, 2011).

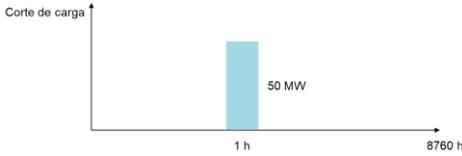
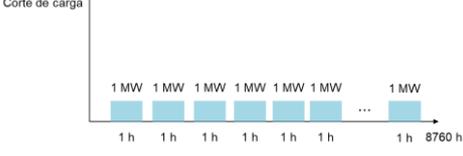
No contexto deste estudo, a metodologia foi utilizada para determinar as variáveis mais relevantes na análise do risco do sistema, seguida pela definição de intervalos de valores considerados aceitáveis para os padrões de risco. As variáveis de decisão selecionadas para a análise dos padrões de risco foram escolhidas para representar os diferentes aspectos envolvidos no risco do sistema: frequência, probabilidade, profundidade e severidade da interrupção de eventos de corte de carga, análise da variação da potência intermitente e relação da cobertura da geração. De forma sintética, a metodologia consiste em criar um modelo de decisão, definindo os casos de estudo, premissas e as variáveis de decisão. Para aplicar essa metodologia ao sistema teste e suas variações, primeiro são definidas as características e premissas relevantes. Essas podem incluir, por exemplo, informações sobre a capacidade de geração disponível e a infraestrutura de transmissão.

Diante disso, caracteriza-se as principais relações entre as variáveis auxiliares e os indicadores de confiabilidade. Em relação as variáveis de decisão e as principais relações utilizadas no contexto da análise de padrões de risco, destaca-se a premissa de que é fundamental utilizar a correlação entre distintos indicadores de confiabilidade, estabelecendo conexões entre variáveis relacionadas à profundidade, probabilidade e frequência de cortes de carga e da insustentabilidade de suprimento

contínuo de eletricidade. Este procedimento se revela essencial, uma vez que uma falha, embora possua grande profundidade, pode ser associada a uma baixa probabilidade. Portanto, é crucial abordar todos esses aspectos em conjunto, com o propósito de realizar uma avaliação abrangente da confiabilidade do sistema elétrico.

Aprofunda-se a hipótese levantada pela análise da relação entre diferentes indicadores de confiabilidade, sob a perspectiva das reservas estática e operacional, buscando identificar correspondências entre variáveis de frequência, probabilidade, profundidade e severidade, apresentada no exemplo didático do Quadro 2 (CNDC, 2023).

Quadro 2 – Casos hipotéticos entre as relações de indicadores de frequência, probabilidade, profundidade e severidade

<p>Caso 1: observou-se um único corte de carga de 50 MW durante 1 hora.</p>  <p>Logo:</p> $EENS = 50 \frac{MWh}{ano} \quad \checkmark$ $SIS = \frac{50 MWh/ano}{100 MWh/ano} = 30 \text{ min} \quad \checkmark$ $LOLE = 1h/ano \quad \checkmark$ $LOLF = 1 \text{ oc./ano} \quad \checkmark$ <p>Neste caso, todos os padrões foram atendidos.</p>	<p>Caso 2: observou-se quatro cortes de carga de 1 MW durante 12,5 hora cada um.</p>  <p>Logo:</p> $EENS = 4 \times 12,5 = 50 \frac{MWh}{ano} \quad \checkmark$ $SIS = \frac{50 MWh/ano}{100 MWh/ano} = 30 \text{ min} \quad \checkmark$ $LOLE = 12,5 \times 4 = 50h/ano \quad \times$ $LOLF = 1 \text{ oc./ano} \quad \checkmark$ <p>Neste caso, o padrão da LOLE de até 10 horas/ano não foi atendido.</p>
<p>Caso 3: observou-se 20 cortes de carga de 5 MW durante 0,5 hora cada.</p>  <p>Logo:</p> $EENS = 50 \frac{MWh}{ano} \quad \checkmark$ $SIS = \frac{50 MWh/ano}{100 MWh/ano} = 30 \text{ min} \quad \checkmark$ $LOLE = 0,5 \times 20 = 10h/ano \quad \checkmark$ $LOLF = 20 \text{ oc./ano} \quad \times$ <p>Neste caso, o padrão da LOLF de até 5 oc./ano não foi atendido.</p>	<p>Caso 4: observou-se 50 cortes de carga de 1 MW durante 1 hora cada.</p>  <p>Logo:</p> $EENS = 50 \frac{MWh}{ano} \quad \checkmark$ $SIS = \frac{50 MWh/ano}{100 MWh/ano} = 30 \text{ min} \quad \checkmark$ $LOLE = 1 \times 50 = 50h/ano \quad \times$ $LOLF = 50 \text{ oc./ano} \quad \times$ <p>Neste caso, os padrões da LOLE e da LOLF não foram atendidos.</p>

Fonte: adaptado de CNDC (2023)

A partir da análise dos padrões de confiabilidade, que incluem uma EENS de 50 MWh/ano, uma SIS de até 60 minutos (grau 2), uma LOLE de até 10 horas/ano e uma LOLF de até 5 ocorrências/ano, observa-se que todos os casos atendem ao critério de severidade de interrupção do sistema de 30 minutos, considerado aceitável. No entanto, há restrições em alguns casos quanto aos indicadores de LOLE e LOLF. Para melhor adaptar esses padrões às diferentes propostas operacionais, é possível expandir e detalhar as faixas estabelecidas, considerando, por exemplo, a assimetria entre as áreas elétricas interconectadas e suas topologias específicas. Essa abordagem adaptativa é crucial à medida que os sistemas elétricos se expandem ao longo do tempo, permitindo a atualização contínua dos critérios estabelecidos. Isso garante que as análises e projeções permaneçam relevantes e eficazes, servindo de base para a comparação de alternativas de expansão e operação futuras.

Para visualizar e analisar o relacionamento entre as variáveis, foram empregados gráficos de caixa estreita, os quais apresentam a distribuição dos dados em quartis, destacando a média⁶ e a mediana⁷. A caixa representa o intervalo interquartil, onde estão contidos 50% dos dados, sendo a mediana destacada dentro dela. Os pontos internos indicam os dados situados entre as linhas inferior e superior, identificados com o símbolo "o". A média é representada pelo símbolo "x". As hastes, que se estendem a partir dos lados das caixas até a borda externa do gráfico, representam os valores mínimo e máximo dentro do intervalo. A Figura 23 apresenta um exemplo ilustrativo deste tipo de gráfico. A Figura 24 exemplifica a representação do gráfico de caixa estreita para a variável de decisão SIS de um sistema hipotético representado por cinco diferentes camadas que agregam características operacionais avaliadas sob a ótica das reservas estática (RE) e operacional (RO).

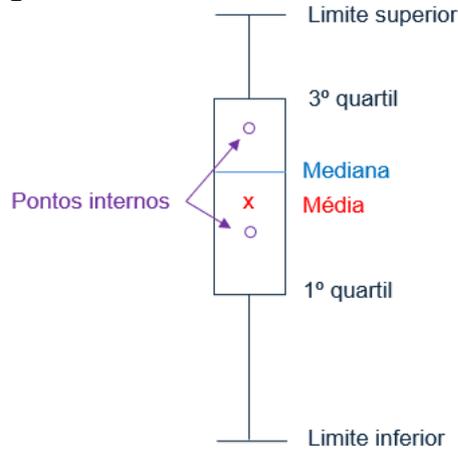
Para interpretar as informações desses gráficos, a Tabela 18 descreve os valores da variável SIS para a configuração base (camada A) do sistema hipotético, enquanto a Tabela 19 descreve os valores para a variável SIS da camada E, que

⁶ Soma de todos os valores em um conjunto de dados dividida pelo número total de observações. A média é sensível a valores extremos, o que significa que um valor atípico pode distorcer significativamente o resultado.

⁷ É o valor central de um conjunto de dados ordenados. Classifica-se o conjunto de dados em ordem crescente ou decrescente e, em seguida, seleciona-se o valor que está no meio da distribuição. Se o número de observações for ímpar, a mediana será o valor do meio. Se o número de observações for par, a mediana será a média dos dois valores centrais. A mediana é menos afetada por valores extremos, tornando-a uma medida mais robusta em relação à média.

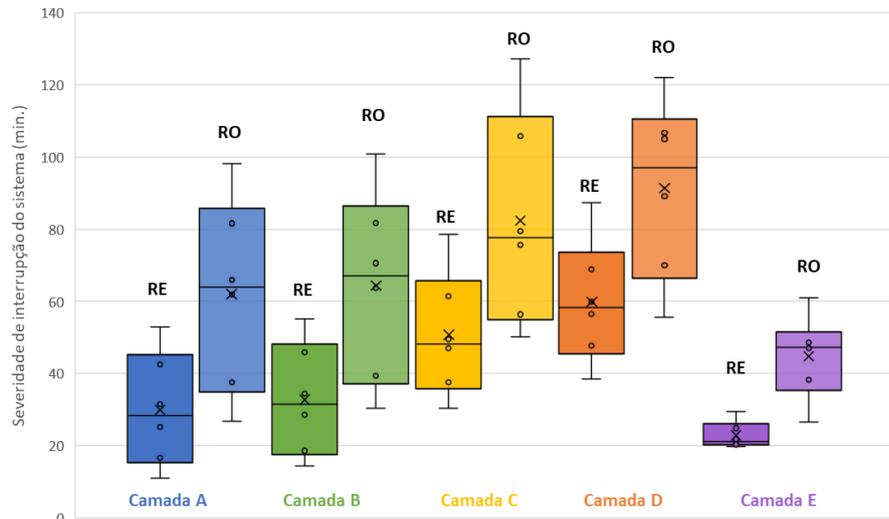
agrega todas as informações das camadas posteriores, tornando-a mais aderente às complexidades do sistema.

Figura 23 –Gráfico de caixa estreita



Fonte: elaborado pelo autor

Figura 24 – Exemplificação do gráfico de caixa estreita para a variável SIS



Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 18 – Detalhamento de valores para a variável SIS para a camada A do sistema de exemplo para a aplicação metodológica

Severidade de Interrupção do Sistema (SIS) - minutos	Reserva Estática (RE)	Reserva Operacional (RO)
Valor mínimo	10,91	33,23
Média	29,93	69,08
Mediana	28,32	73,02
Valor máximo	52,84	98,88

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 19 – Detalhamento de valores para a variável SIS para a camada E do sistema de exemplo para a aplicação metodológica

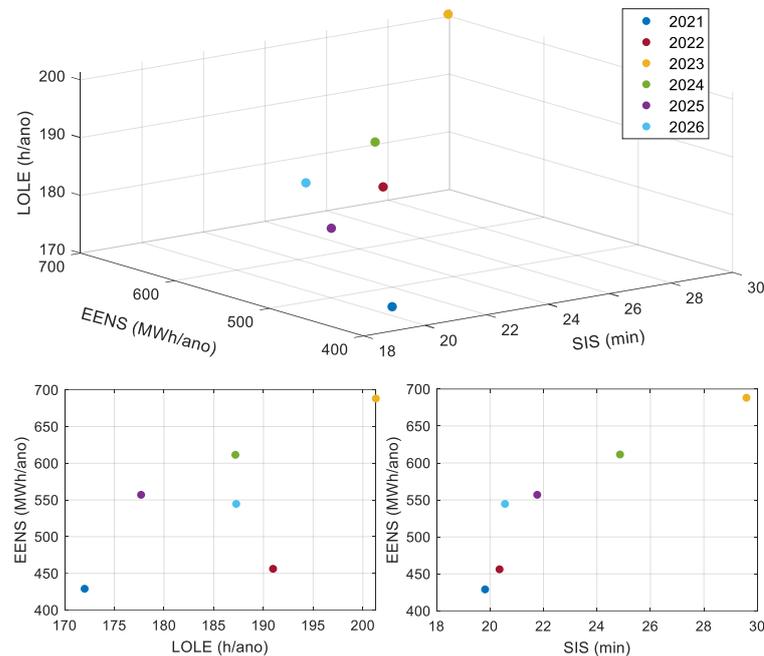
Severidade de Interrupção do Sistema (SIS) - minutos	Reserva Estática (RE)	Reserva Operacional (RO)
Valor mínimo	19,82	33,81
Média	22,82	40,97
Mediana	21,16	41,61
Valor máximo	29,59	46,60

Fonte: elaborado pelo autor

Em relação à severidade de interrupção do sistema para a camada E sob a perspectiva da reserva estática, o valor mínimo foi de 19,82 minutos e o valor máximo de 29,59 minutos. Os quartis que definem a largura da caixa representam 20,22 e 26,04. Os pontos internos da caixa resultaram em uma média de 22,82 minutos e uma mediana de 21,16 minutos. De forma semelhante, o indicador SIS da perspectiva da reserva operacional apresentou valor mínimo de 33,81 minutos e máximo de 46,60 minutos. Os quartis que definem a largura da caixa representam 36,83 e 44,90. Os pontos internos foram de 37,83, 41,90 e 44,33, resultando em uma média de 40,97 minutos e uma mediana de 41,61 minutos.

Para uma análise mais detalhada da Camada E, a Figura 25 apresenta a relação do indicador SIS na análise da reserva estática (RE) do sistema hipotético, em comparação aos indicadores LOLE e EENS, utilizando o mesmo procedimento de gráficos de caixa estreita mencionados anteriormente, no período de 2021 a 2026. Ao examinar os conjuntos de dados da variável de decisão SIS, constata-se que a média do indicador foi de 22,82 minutos e a mediana de 21,26 minutos.

Figura 25 – Relação entre variáveis de decisão para a camada E do sistema hipotético sob a perspectiva RE



Fonte: elaborado pelo autor

Baseando-se nos valores médios e medianos da variável de decisão SIS, é possível estabelecer um padrão para os indicadores de confiabilidade LOLE e EENS. Para valores de SIS entre 20 e 23 minutos, a EENS varia entre 456 MWh/ano e 557 MWh/ano, enquanto a LOLE varia entre 177 h/ano e 191 h/ano.

5 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS PARA O SISTEMA TESTE IEEE RTS 96 HW

A principal suposição na maioria dos métodos de avaliação de adequação é que as falhas dos componentes no sistema são eventos independentes. No entanto, eventos de falha de modo comum, que são definidos como eventos tendo uma única causa externa com múltiplos efeitos de falha – os efeitos não são consequência um do outro (BILLINTON e ALLAN, 1996), podem ser considerados dependendo do nível de detalhe necessário. A análise do sistema é significativamente mais complicada no NH-II. A partir da elaboração e validação em simulação dos modelos, aderentes à realidade das características propostas nas camadas, por meio da utilização da ferramenta computacional customizada PSMORA, atendendo as características inerentes aos modelos, hipóteses e comportamentos estabelecidos, foi possível a definição dos parâmetros necessários para analisar o comportamento operacional dos

elementos e das configurações topológicas adotadas na composição da metodologia executada junto ao sistema teste.

Esta seção apresenta o conjunto de resultados para os modelos de representação em camadas para o sistema teste IEEE RTS 96 HW (camadas essas customizadas em formato de parâmetros elétricos, energéticos e estocásticos, cunhadas para a realização dos estudos sob a perspectiva das reservas estática e operacional, subsidiando uma modelagem e uma parametrização probabilística aderente ao formato de operação conduzido em sistemas elétricos internacionais). Essa avaliação, portanto, visa estabelecer padrões de desempenho para a performance do sistema em paralelo às análises dos modelos em camadas. Isso envolve estimar separadamente o impacto de diferentes cenários hipotéticos nos indicadores de desempenho sistêmico e regional.

Os resultados apresentados incluem vários índices de confiabilidade relacionados ao desempenho do sistema teste, como EENS, LOLE, LOLF e SIS, que observam probabilidades, frequências, durações e severidade de eventos de corte de carga. Essas métricas são fundamentais na avaliação de desempenho e robustez de sistemas elétricos, oferecendo *insights* considerando diferentes cenários e eventos de falha. Ademais, aborda-se os indicadores globais do desempenho do sistema teste, bem como é oferecida uma visão por área/região operativa para cada camada de representação, também considerando os indicadores em cada barramento.

Em simulação, o evento de corte de carga é contabilizado para perdas de carga iguais ou superiores à 0,1 MW. Parte-se da premissa de que a necessidade de cortes de carga menores que esse critério não surte impacto e são corrigidos automaticamente pela reserva dos geradores. Considerando incertezas de curto e longo prazo sobre a carga do sistema (são consideradas incertezas de 2% e 1%, respectivamente, sobre a carga do sistema), foram estabelecidos critérios de parada para as simulações visando uma convergência aceitável – obtenção de um coeficiente de variação (β) menor ou igual a 5% para os índices de confiabilidade EENS, LOLE e LOLF e/ou uma janela temporal de amostragem de 40.000 anos. Logo, não se monitora a convergência pelo comportamento das barras. Com exceção da potência e da energia (EPNS e EENS), o somatório dos demais índices estimados por barra não corresponde exclusivamente ao valor do índice global pelo fato da duração das falhas e reparos dos elementos de geração e transmissão se sobreporem ao longo da

simulação sequencial, a qual realiza a análise de um determinado número de amostras (anos) até alcançar a convergência.

5.1 RESULTADOS PARA AS AVALIAÇÕES DAS RESERVAS ESTÁTICA E OPERACIONAL

Além do discutido até o momento, os resultados para os índices globais da análise de confiabilidade para o cenário de base das camadas de representação, que servirão como ponto de comparação para os cenários adicionais, tanto sob a perspectiva da reserva estática quanto da reserva operacional, são apresentados na Tabela 20, juntamente com os coeficientes de convergência para o processo de simulação. Notadamente, caso o sistema não disponha de geração suficiente para atender a carga e/ou existem restrições de importação de energia oriundas de outras regiões interconectadas, poderá ocorrer um corte de carga para garantir o cumprimento das restrições de balanço de potência.

Em termos gerais, os resultados demonstram que os índices de confiabilidade, quando analisados sob a perspectiva da reserva estática, tendem a diminuir à medida que as camadas são agregadas, como observado pelos indicadores LOLE e EENS, com uma redução respectiva de 40,3% e 48,7% ao passar da camada A para a camada D.

Por outro lado, os resultados para a reserva operacional demonstram que os índices de confiabilidade tendem a aumentar à medida que as camadas são agregadas. Os indicadores LOLE e EENS, por exemplo, registram um acréscimo de 205,7% e 269,1%, respectivamente, conforme ocorrem as agregações das camadas A para a D.

Tabela 20 – Índices globais e coeficientes de convergência das camadas de representação

Perspectiva da Reserva Estática								
Variável de Decisão	Camada de Representação							
	Camada A	β (%)	Camada B	β (%)	Camada C	β (%)	Camada D	β (%)
LOLP (prob.)	6,22E-05	3,42	3,55E-05	3,36	3,52E-05	3,46	3,71E-05	3,71
LOLE (h/ano)	0,5444	3,42	0,3108	3,36	0,3079	3,46	0,3250	3,71
EPNS (MW)	0,0119	5,00	0,0060	5,00	0,0058	5,00	0,0061	5,00
EENS (MWh/ano)	104,53	5,00	53,05	5,00	50,92	5,00	53,62	5,00
LOLF (oc./ano)	0,287	2,71	0,167	2,61	0,174	2,72	0,173	3,06
LOLD (h/oc.)	1,895	4,15	1,857	4,00	1,768	4,14	1,872	4,53
SIS (min.)	0,733		0,372		0,357		0,376	
Perspectiva da Reserva Operacional								
Variável de Decisão	Camada de Representação							
	Camada A	β (%)	Camada B	β (%)	Camada C	β (%)	Camada D	β (%)
LOLP (prob.)	6,97E-04	2,81	6,42E-04	2,65	6,97E-04	3,04	1,43E-03	3,46
LOLE (h/ano)	6,1087	2,81	5,6237	2,65	6,1088	3,04	12,5498	3,46
EPNS (MW)	0,0330	5,00	0,0276	5,00	0,0289	4,99	0,0890	5,00
EENS (MWh/ano)	289,78	5,00	242,63	5,00	253,66	4,99	780,02	5,00
LOLF (oc./ano)	2,2979	2,47	1,9453	2,19	2,1678	2,75	2,8562	3,78
LOLD (h/oc.)	2,6583	3,63	2,8908	3,29	2,8179	3,93	4,3937	5,01
SIS (min.)	2,033		1,702		1,780		5,473	

Fonte: elaborado pelo autor

Na análise específica das camadas para a reserva estática, o desempenho da camada A demonstra o efeito da nulidade dos parâmetros estocásticos dos troncos radiais da malha de transmissão (para o sistema teste IEEE RTS 96 HW, as linhas 207-208 e 307-308 constituem exclusivamente estes troncos). A LOLE é relativamente baixa, aproximadamente 0,5 h/ano. A expectativa de energia não suprida, todavia, é significativa, com uma EENS de 100 MWh/ano.

Para a camada B, nota-se que a utilização do modelo de representação das centrais térmicas de ciclo combinado promove uma melhoria no impacto da performance global quando analisados em paralelo aos resultados da camada A, com uma redução de 0,23 h/ano, 42,39 MWh/ano e 0,12 oc./ano, respectivamente, para os índices LOLE, EENS e LOLF.

Para a camada C, a inclusão do modelo de representação das torres de linhas de transmissão de circuito duplo resulta em pequenos decréscimos nos indicadores LOLE, EENS e LOLF, de 0,002 h/ano, 2,13 MWh/ano e 0,08 oc./ano, respectivamente, caracterizando uma estabilidade nos resultados em comparação à camada B.

Para a camada D, a contribuição dos parâmetros estocásticos dos troncos radiais da malha de transmissão acarreta leves acréscimos no desempenho dos

indicadores LOLE, EENS e LOLF, de 0,017 h/ano, 2,7 MWh/ano e 0,1 oc./ano, determinando uma estabilidade quando comparados aos resultados da camada C.

Na análise específica para a reserva operacional, o desempenho para a camada A demonstra uma LOLE de 6,1 h/ano, uma EENS de 289,7 MWh/ano e uma LOLF de 2,29 ocorrências ao ano. Para a camada B, o comportamento de melhoria no impacto da performance global é repetido igual ao comportamento do cenário da reserva estática. Apresenta-se uma ligeira melhora, para 5,6 h/ano, 242,6 MWh/ano e 1,9 oc./ano para os índices LOLE, EENS e LOLF, respectivamente, quando analisadas em paralelo aos resultados da camada A.

Para a camada C, observa-se que a contribuição para a avaliação acarreta pequenos acréscimos no desempenho dos indicadores. Por exemplo, a LOLE retorna ao patamar de 6,10 h/ano e a EENS alcança 253,66 MWh/ano. Para a camada D, a contribuição dos parâmetros estocásticos dos troncos radiais acarreta significativos acréscimos no desempenho dos indicadores LOLE, EENS e LOLF, resultando em valores de 12,54 h/ano, 780,02 MWh/ano e 4,39 oc./ano, respectivamente.

A partir da definição dos parâmetros LOLE (h/ano) e EENS (MWh/ano) como balizadores, é possível observar mudanças significativas dos indicadores à medida que se avança de camada, incorporando características específicas de cada uma, como a consideração, na camada B, da disponibilidade de capacidade de geração do sistema ao adotar o modelo de centrais térmicas de ciclo-combinado, capazes de operar como unidades de ciclo-aberto ou ciclo-fechado, juntamente com a avaliação, na camada C, da possibilidade de falhas de modo comum que afetam integralmente a operação de linhas de transmissão de circuito duplo, e a análise, na camada D, da caracterização mais detalhada e complexa do sistema, incluindo os parâmetros estocásticos dos troncos radiais da malha de transmissão.

A extensão dessa análise para todos os indicadores e camadas pode ser realizada atribuindo um valor de contribuição correspondente a cada camada, definido como o acréscimo Δ (delta) do indicador. É importante destacar que o impacto deve ser analisado considerando as restrições operativas inseridas artificialmente por cada camada. Seguindo esse conceito, a Tabela 21 apresenta os valores correspondentes aos acréscimos Δ dos indicadores EENS, LOLE, LOLF e SIS. A Figura 26 ilustra as diferenças entre as variáveis EENS e LOLE.

Especificamente, a inclusão de falhas fortuitas nos troncos radiais do sistema de transmissão (camada D) tem um impacto significativo nos resultados do cenário da

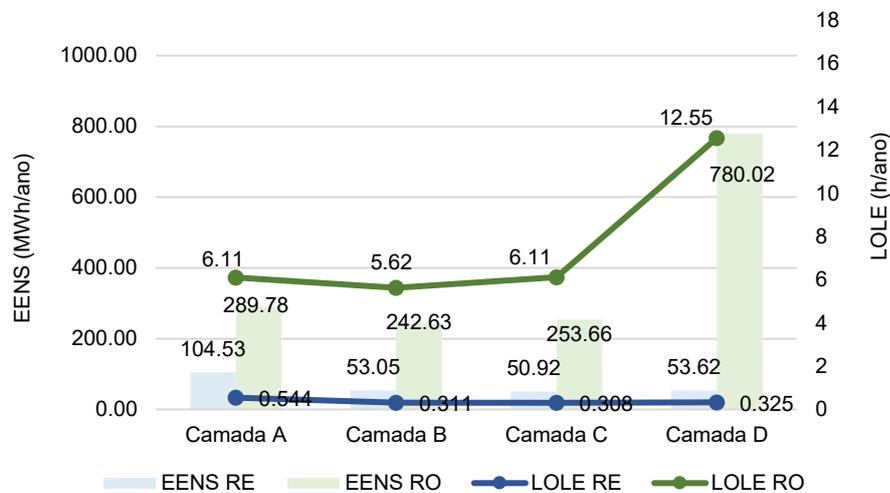
reserva operacional, com um aumento considerável em relação à camada A. Isso é evidenciado pela variação de $\Delta_{LOLE A-D}$, de +6,4 h/ano, e de $\Delta_{EENS A-D}$, de +490,24 MWh/ano.

Tabela 21 – Incremento Δ dos indicadores por camada para as ambas as reservas

Reserva Estática				
Contribuição das camadas	EENS (MWh/ano)	LOLE (MWh/ano)	LOLF (oc./ano)	SIS (min)
Δ_{A-B}	-51,48	-0,233	-0,038	-0,361
Δ_{B-C}	-2,13	-0,0029	-0,007	-0,015
Δ_{C-D}	+2,7	+0,0171	-0,001	+0,019
Reserva Operacional				
Contribuição das camadas	EENS (MWh/ano)	LOLE (h/ano)	LOLF (oc./ano)	SIS (min)
Δ_{A-B}	-47,15	-0,484	-0,352	-0,331
Δ_{B-C}	+11,03	+0,481	+0,222	+0,078
Δ_{C-D}	+526,36	+6,440	+0,688	+3,693

Fonte: elaborado pelo autor

Figura 26 – Comparação entre as variáveis LOLE e EENS para as camadas de representação sob a ótica RE e RO



Fonte: elaborado pelo autor

As Tabela 22, Tabela 23 e Tabela 24 apresentam os índices globais por tipo de falha de subsistema (e.g., geração, transmissão e composta) para cada camada de representação. Esses índices permitem uma compreensão mais detalhada da confiabilidade dos diferentes subsistemas, indicando quais podem exigir mais atenção em termos de atualizações de infraestrutura e/ou manutenção, por exemplo.

No geral, observa-se, para as falhas de geração, uma tendência de redução nos índices de confiabilidade sob a perspectiva da reserva estática, enquanto para a

reserva operacional, as variáveis tendem a aumentar com a agregação das camadas. Em relação à reserva estática, as falhas de transmissão têm um impacto menos significativo na confiabilidade, mas as falhas compostas (geração e transmissão) apresentam os maiores impactos. Já na reserva operacional, as falhas de transmissão têm o impacto mais significativo na confiabilidade, representando, por exemplo, 87,02% do total da variável EENS sistêmica da camada D, de 780,02 MWh/ano, enquanto os tipos de falhas de geração e composta são significativamente menores, 6,80% e 6,16%, respectivamente, do total do indicador EENS para a camada D. Nota-se, assim, uma disponibilidade suficiente de capacidade de geração, tornando as falhas de transmissão majoritariamente responsáveis pelo desempenho da confiabilidade. A localização espacial de cada unidade ao longo da rede do sistema, combinada com falhas nas linhas de transmissão, pode resultar em eventos de alto impacto no risco operacional do sistema.

Tabela 22 – Índices globais das camadas por falhas de geração

Falhas de Geração – Reserva Estática				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	1,15E-05	7,93E-06	8,21E-06	7,64E-06
LOLE (h/ano)	0,1005	0,0694	0,0719	0,0669
EPNS (MW)	0,0028	0,0017	0,0017	0,0017
EENS (MWh/ano)	25,06	15,5	15,4	15,55
LOLF (oc./ano)	0,0781	0,0549	0,0569	0,0531
LOLD (h/oc.)	1,2866	1,2637	1,2641	1,2603
Falhas de Geração – Reserva Operacional				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	4,36E-05	3,77E-05	3,93E-05	3,98E-05
LOLE (h/ano)	0,3819	0,3300	0,3444	0,3487
EPNS (MW)	0,0061	0,0050	0,0051	0,0060
EENS (MWh/ano)	53,87	44,02	45,46	53,11
LOLF (oc./ano)	0,5385	0,4702	0,4857	0,48
LOLD (h/oc.)	0,7092	0,7018	0,7091	0,7266

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 23 – Índices globais das camadas por falhas de transmissão

Falhas de Transmissão – Reserva Estática				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	8,24E-06	6,45E-06	6,06E-06	7,47E-06
LOLE (h/ano)	0,0721	0,0565	0,0530	0,0654
EPNS (MW)	0,00034	0,00039	0,00035	0,00047
EENS (MWh/ano)	2,99	3,42	3,15	4,18
LOLF (oc./ano)	0,0467	0,0245	0,0246	0,0268
LOLD (h/oc.)	1,5424	2,3010	2,1508	2,4316
Falhas de Transmissão – Reserva Operacional				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	6,15E-04	5,81E-04	6,38E-04	1,36E-03
LOLE (h/ano)	5,3897	5,0886	5,5864	11,9185
EPNS (MW)	0,0186	0,0181	0,0204	0,0774
EENS (MWh/ano)	163,19	159,09	179	678,83
LOLF (oc./ano)	1,6171	1,3834	1,5824	2,2607
LOLD (h/oc.)	3,3328	3,6782	3,5302	5,2719

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 24 – Índices globais das camadas por falha composta

Falha Composta (Geração e Transmissão) – Reserva Estática				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	4,24E-05	2,11E-05	2,09E-05	2,20E-05
LOLE (h/ano)	0,3717	0,1848	0,1829	0,1926
EPNS (MW)	0,00873	0,00389	0,00369	0,00386
EENS (MWh/ano)	76,48	34,12	32,38	33,9
LOLF (oc./ano)	0,2149	0,1156	0,1191	0,1237
LOLD (h/oc.)	1,7297	1,5990	1,5357	1,5573
Falha Composta (Geração e Transmissão) – Reserva Operacional				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	3,85E-05	2,34E-05	2,03E-05	3,22E-05
LOLE (h/ano)	0,3371	0,2050	0,1779	0,2824
EPNS (MW)	0,0083	0,0045	0,0033	0,0054
EENS (MWh/ano)	72,72	39,51	29,2	48,07
LOLF (oc./ano)	0,1875	0,1187	0,1223	0,1703
LOLD (h/oc.)	1,7977	1,7272	1,4545	1,6580

Fonte: elaborado pelo autor

As Tabela 25, Tabela 26 e Tabela 27 apresentam os resultados para cada área do sistema nos cenários das reservas estática e operacional. Essas tabelas visam auxiliar na identificação e distribuição dos riscos das regiões onde ocorrem os cortes de carga, analisando a evolução dos índices e as vulnerabilidades do sistema conforme a passagem de camadas.

Tabela 25 – Índices globais das camadas para a área 1 do sistema

Área 1 – Reserva Estática				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	4,98E-05	2,81E-05	2,61E-05	2,67E-05
LOLE (h/ano)	0,4359	0,2462	0,2282	0,2343
EPNS (MW)	0,0086	0,0046	0,0043	0,0045
EENS (MWh/ano)	75,95	40,91	37,87	39,66
LOLF (oc./ano)	0,2507	0,1489	0,1439	0,1412
LOLD (h/oc.)	1,7388	1,6539	1,5852	1,6586
Área 1 – Reserva Operacional				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	7,91E-05	6,12E-05	5,7E-05	6,63E-05
LOLE (h/ano)	0,6933	0,5356	0,4997	0,5804
EPNS (MW)	0,0115	0,0083	0,0074	0,0096
EENS (MWh/ano)	101,2	72,78	65,17	84,22
LOLF (oc./ano)	0,6851	0,5771	0,5708	0,5903
LOLD (h/oc.)	1,0120	0,9281	0,8753	0,9831

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 26 – Índices globais das camadas para a área 2 do sistema

Área 2 – Reserva Estática				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	2,22E-05	9,51E-06	1,89E-06	2,05E-06
LOLE (h/ano)	0,1948	0,0833	0,0165	0,017926
EPNS (MW)	0,0031	0,0011	0,00016	0,00015
EENS (MWh/ano)	27,27	9,8	1,41	1,38
LOLF (oc./ano)	0,0967	0,0454	0,0033	0,0039
LOLD (h/oc.)	2,0136	1,8334	4,9581	4,5175
Área 2 – Reserva Operacional				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	2,65E-04	2,43E-04	2,44E-04	5,93E-04
LOLE (h/ano)	2,3241	2,1265	2,1368	5,1990
EPNS (MW)	0,0097	0,0078	0,0067	0,0338
EENS (MWh/ano)	85,04	69,00	58,96	296,59
LOLF (oc./ano)	0,6214	0,5436	0,5390	0,8266
LOLD (h/oc.)	3,7399	3,9114	3,9639	6,2891

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 27 – Índices globais das camadas para a área 3 do sistema

Área 3 – Reserva Estática				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	2,36E-06	3,11E-06	9,92E-06	1,09E-05
LOLE (h/ano)	0,0206	0,0272	0,0869	0,0954
EPNS (MW)	0,0001	0,0002	0,0013	0,0014
EENS (MWh/ano)	1,31	2,34	11,64	12,58
LOLF (oc./ano)	0,0070	0,0056	0,0620	0,0643
LOLD (h/oc.)	2,9175	4,8026	1,4011	1,4839
Área 3 – Reserva Operacional				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	3,67E-04	3,45E-04	3,99E-04	7,79E-04
LOLE (h/ano)	3,2130	3,0217	3,4987	6,8209
EPNS (MW)	0,0118	0,0115	0,0147	0,0455
EENS (MWh/ano)	103,54	100,84	129,52	399,21
LOLF (oc./ano)	1,0586	0,8729	1,0979	1,5096
LOLD (h/oc.)	3,0351	3,4613	3,1865	4,5183

Fonte: elaborado pelo autor

Para a reserva estática, nota-se uma concentração significativa dos índices de confiabilidade na área 1, com valores mais elevados para todos os indicadores em todas as camadas. Por exemplo, a EENS da camada A na área 1 representa 72,6% do valor de EENS sistêmico, de 104,53 MWh/ano, enquanto a EENS da camada D equivale a 73,9% do valor de EENS sistêmico, de 53,62 MWh/ano. Todavia, conforme as especificidades de cada camada se agregam, observa-se uma alteração nas parcelas menores das áreas 2 e 3 para contribuição total dos índices. Por exemplo, os valores de EENS para as camadas A e B na área 2 são de 27,27 MWh/ano e 9,8 MWh/ano, respectivamente, enquanto para as camadas A e B da área 3, esses valores são de 1,31 MWh/ano e 2,34 MWh/ano. A partir das representações das camadas C e D, a segunda parcela de maior contribuição para a totalidade dos índices passa a residir na área 3, conforme valores de EENS de 11,64 MWh/ano e 12,58 MWh/ano, enquanto para a área 2, as camadas C e D apresentam valores de 1,41 MWh/ano e 1,38 MWh/ano, respectivamente.

Já para a reserva operacional, a concentração é relativamente bem dividida entre as três áreas para a camada A, deslocando-se para uma maior concentração na área 3 a partir das camadas B e C até atingir a maior contribuição na camada D, conforme indicadores LOLE, EENS e LOLF, de 6,8 h/ano, 399,2 MWh/ano (51,1% do total da EENS sistêmica) e 1,5 oc./ano, respectivamente, demonstrando a magnitude do corte de carga, uma vez que a probabilidade de ocorrência de falha durante o ano

é relativamente baixa. É relevante a parcela de contribuição da área 2 para os resultados globais da camada D, especialmente devido à presença do tronco radial 207-208, que desempenha um papel significativo na confiabilidade do sistema. Os valores específicos incluem uma LOLE de 5,19 h/ano, uma EENS de 296,51 MWh/ano (38,0% do total da EENS sistêmica) e uma LOLF de 0,82 oc./ano. Outro ponto importante a ser destacado na camada A é a magnitude da EENS da área 1, de 101,2 MWh/ano, acompanhada por uma LOLE de 0,69 h/ano, enquanto para a área 3, a EENS é de 103,5 MWh/ano, todavia, a LOLE atinge níveis de 3,21 h/ano, o que evidencia a criticidade da área 1 em relação à profundidade do corte de carga, uma vez que a probabilidade desse evento acontecer é menor.

Os resultados têm implicações importantes para o planejamento e operação de sistemas elétricos, evidenciando a necessidade de um refinamento contínuo dos métodos de avaliação, especialmente na inclusão de parâmetros estocásticos.

No contexto da reserva estática, desequilíbrios entre carga e geração nem sempre resultam em cortes de carga. O despacho das unidades geradoras considera que todas as unidades estão sincronizadas e podem ser despachadas para atender a carga, considerando os custos de produção para estabelecer a ordem de mérito.

No caso da reserva operacional, as variações contínuas da carga em torno da frequência nominal do sistema demandam respostas por meio de ações de controle primário, secundário e terciário, a depender das estratégias adotadas pelo operador. Os montantes de reserva primária, secundária e terciária são estabelecidos para dar condições as estratégias de despacho, determinando o nível de reserva sincronizada (primária e secundária) e de reserva não sincronizada com capacidade de mobilização rápida (usualmente sincronizadas em 1h ou menos). Complementarmente, considerações sobre a capacidade de geração nominal, somadas a localização da capacidade de reserva do sistema e a configuração das interligações, são fundamentais para interpretar o desempenho global, por tipo de falha e por área do sistema, conforme diagrama apresentado na Figura 18, que demonstra a distribuição simétrica da capacidade de reserva entre as regiões.

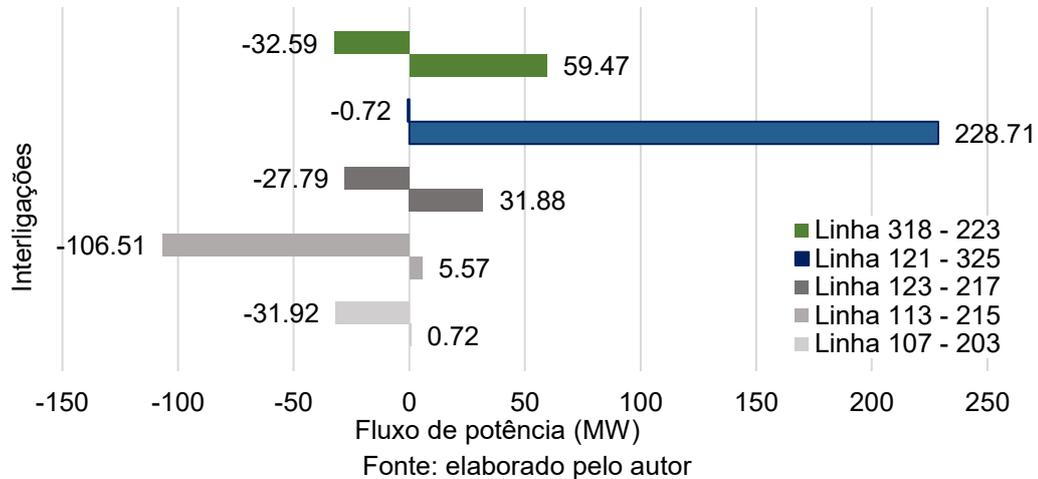
Destaca-se que a reserva terciária rápida contempla as unidades geradores hídricas (U50) e térmicas (U400 e U20), conforme o critério estabelecido por este estudo. No entanto, devido ao baixo custo da produção hídrica, esses geradores posicionam-se na base do despacho cobrindo uma parcela importante da carga. Dessa forma, a parcela térmica efetivamente responsável contempla as unidades à

diesel (U20), que, por terem elevado custo de despacho, operam quase que exclusivamente como suporte, totalizando 80 MW em cada área (240 MW no sistema). Em termos da capacidade de transmissão, as linhas que conectam estes geradores ao resto da malha são suficientemente robustas para escoar essa capacidade de reserva (com capacidade de transmissão de 175 MVA). O mesmo ocorre para o despacho das unidades nucleares (U400), atendidas por linhas de circuito duplo.

De fato, além do montante de capacidade disponível e agilidade de mobilização, é importante que as unidades que fazem reserva terciária comportem a possibilidade de escoamento da energia para a carga. Essa avaliação deve estar apoiada na robustez da conexão das centrais geradoras com o sistema, levando em conta o número de circuitos das barras de conexão entre áreas e sua capacidade de escoamento. Ademais, a investigação da origem das falhas no sistema, como as causadas pela escassez de capacidade de geração ou pela insuficiência na capacidade de transmissão para escoamento da reserva operacional, são fundamentais para auxiliar na compreensão e impacto dos resultados para o sistema.

Após a realização deste procedimento, é necessário verificar se algum limite da rede de transmissão é violado por meio de ferramentas de análise dos fluxos nas interligações, computados ao longo da simulação, que permitem compreender a troca de potência entre as regiões. Nesse sentido, os dados do balanço do fluxo de potência médio anual, em MW, entre os circuitos de interligação dos barramentos das diferentes áreas, conforme ilustrado na Figura 27 para a camada D sob a perspectiva da reserva operacional, revelam padrões interessantes na orientação dos intercâmbios. O sinal negativo representa fluxos no sentido inverso a orientação da linha.

Figura 27 – Fluxo de potência médio anual nos circuitos de interligação para a camada D sob a ótica da reserva operacional



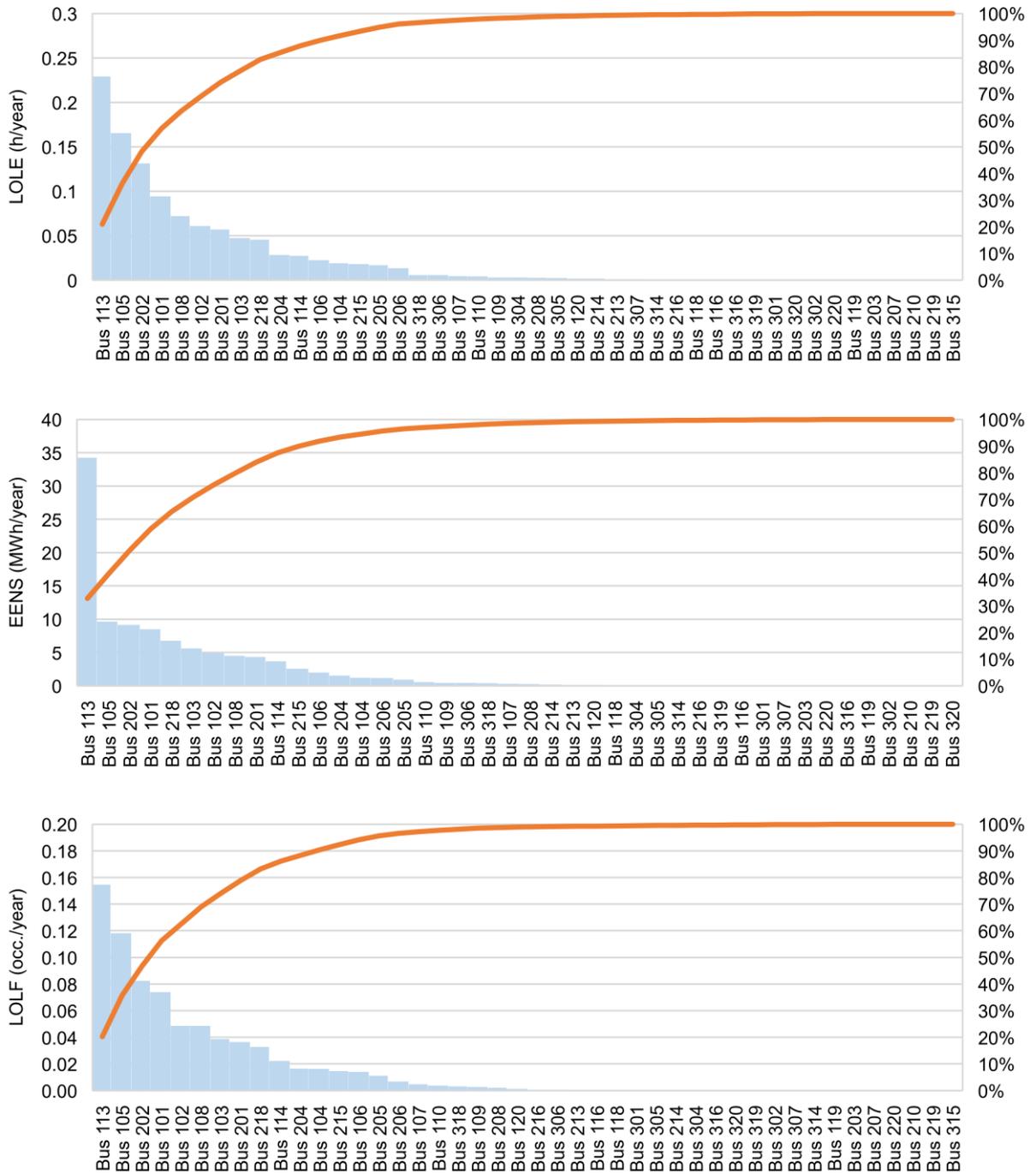
Globalmente, os intercâmbios entre as áreas 1 e 2 são beneficiados pela maior quantidade de interligações, com uma capacidade nominal total de 1.175 MVA. No entanto, os balanços dos fluxos indicam que a área 3, onde a confiabilidade é mais comprometida, opera na maioria do ano com a necessidade de importar capacidade das outras regiões, resultando em uma média de aproximadamente 261,30 MW. A interconexão ocorre por meio de duas linhas de circuito simples, e a falha dessas conexões pode afetar a capacidade de reserva local, levando a estados de falha. Apesar disso, na região, o desempenho é substancialmente agravado devido à configuração do tronco radial da malha de transmissão para atendimento da demanda conectada na barra 307 somada a menor capacidade de geração entre áreas (unidade térmica de 350 MW retirada), conforme Tabela 9.

A área 1 atua predominantemente como importadora da área 2, especialmente nas linhas 107-203 (31,92 MW) e 113-215 (106,51 MW). Quanto ao fluxo médio na linha de interligação 123-217, há um comportamento bidirecional ao longo do ano, com intercâmbio entre as áreas em magnitudes muito próximas. Os fluxos de potência na linha 121-325 indicam uma tendência de exportação da área 1 para a área 3, resultando em uma média anual de 228,71 MW, com intercâmbios no sentido contrário pouco significativos (-0,72 MW). Quanto à interligação entre as áreas 3 e 2, representada pela linha 318-223, verifica-se uma tendência maior da área 3 importar da área 2 (59,47 MW) em relação a exportar à área 2 (-32,59 MW). Os efeitos da discussão acima podem ser avaliados a partir da performance do sistema considerando os índices probabilísticos de confiabilidade por barramento/subestação. Os resultados evidentemente expressam a evolução dos eventos de falha nas barras

ao longo das agregações das camadas. Evidente, o desempenho das barras 207 e 307 são as de principal contribuição para o risco sistêmico.

Os índices LOLE, ENS e LOLF da camada A, sob a perspectiva da reserva estática, para as barras do sistema que contribuem em 100% do desempenho global, são apresentados nos diagramas de Pareto da Figura 28.

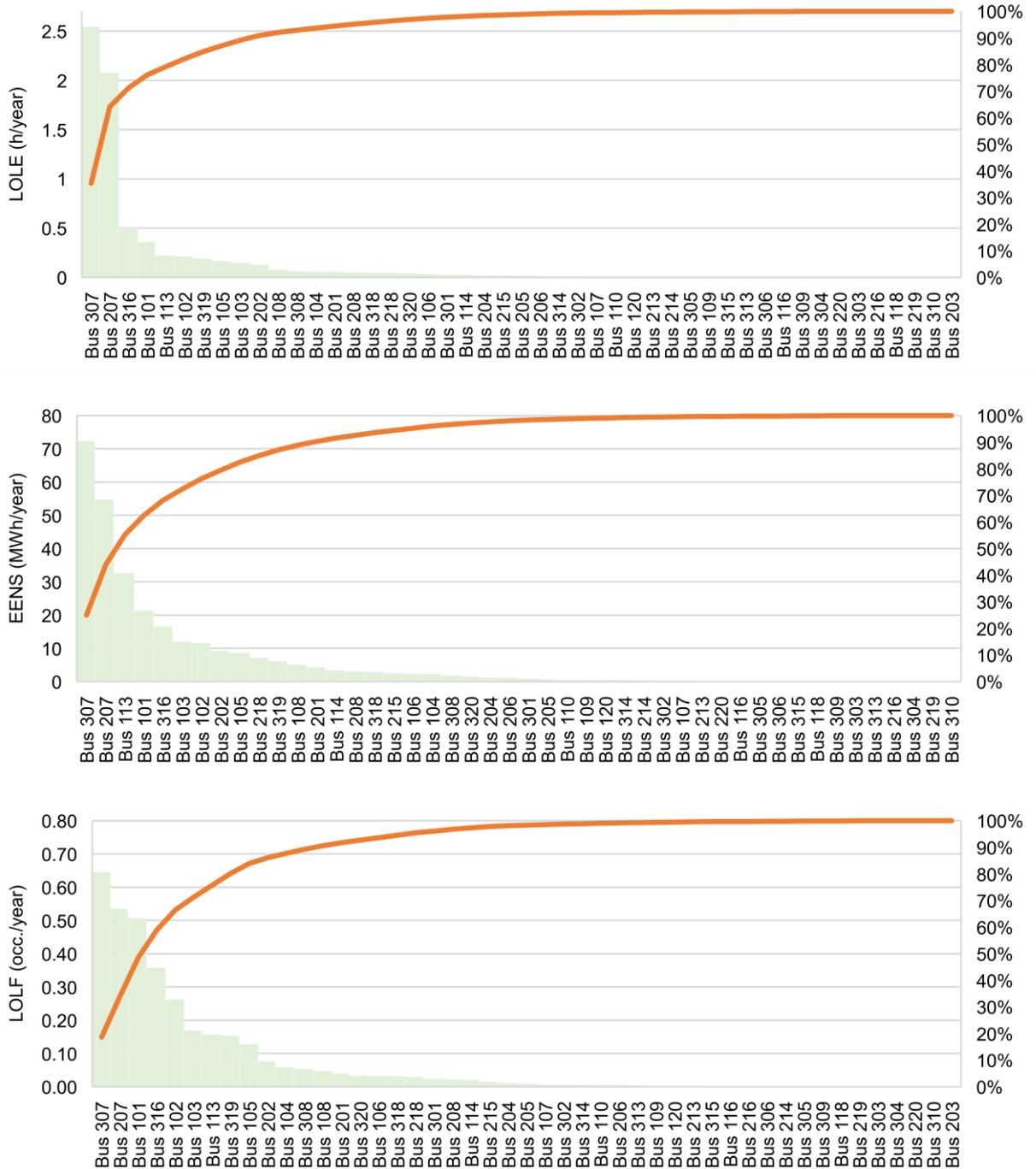
Figura 28 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF das barras para a avaliação da Camada A



Fonte: elaborado pelo autor

Os índices LOLE, ENS e LOLF da camada A, sob a perspectiva da reserva operacional, para as barras do sistema que contribuem em 100% do desempenho global, são apresentados nos diagramas de Pareto da Figura 29.

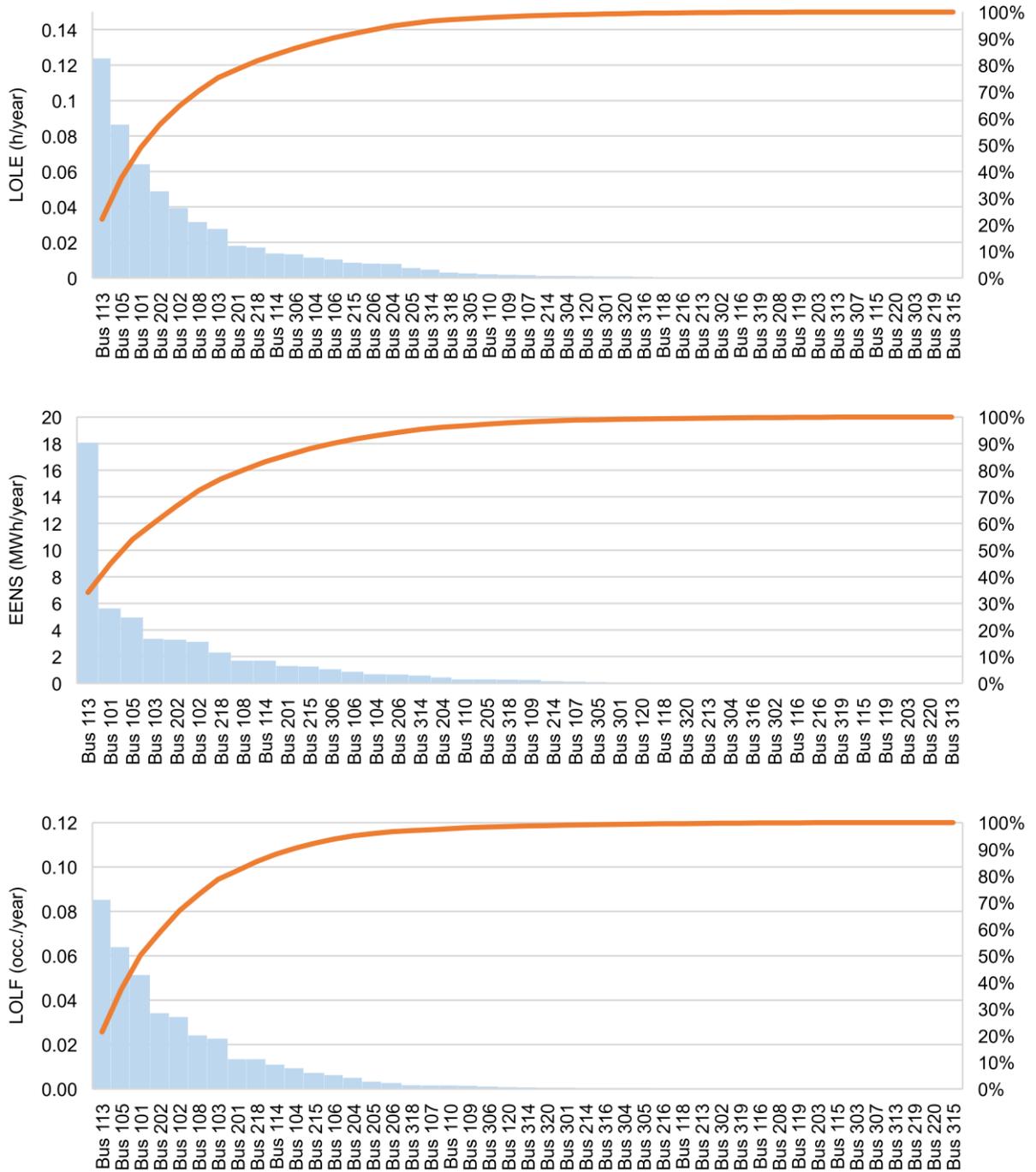
Figura 29 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF das barras para a avaliação da Camada A



Fonte: elaborado pelo autor

Os índices LOLE, ENS e LOLF da camada B, sob a perspectiva da reserva estática, para as barras do sistema que contribuem em 100% do desempenho global, são apresentados nos diagramas de Pareto da Figura 30.

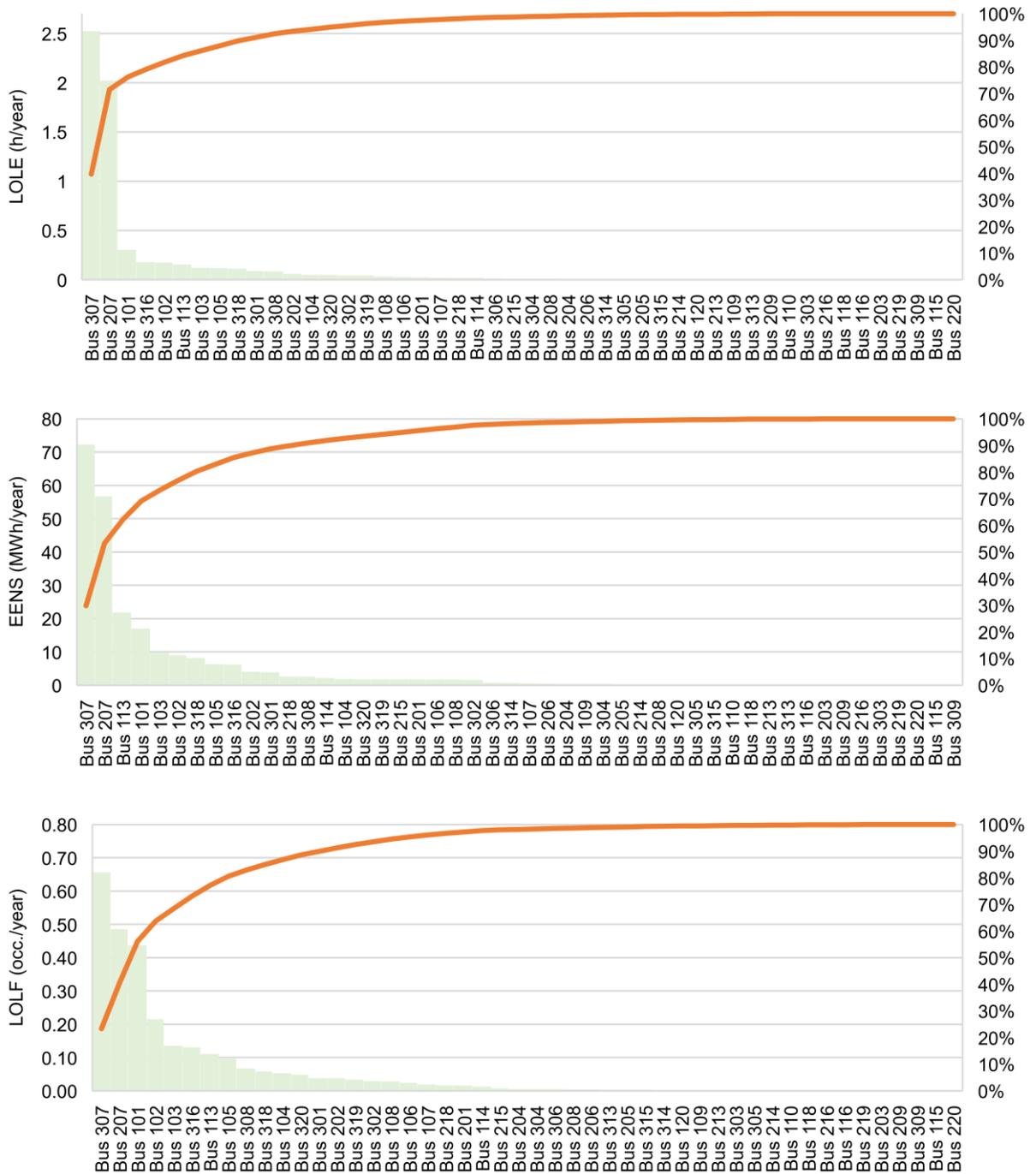
Figura 30 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF das barras para a avaliação da Camada B



Fonte: elaborado pelo autor

Os índices LOLE, ENS e LOLF da camada B, sob a perspectiva da reserva operacional, para as barras do sistema que contribuem em 100% do desempenho global, são apresentados nos diagramas de Pareto da Figura 31.

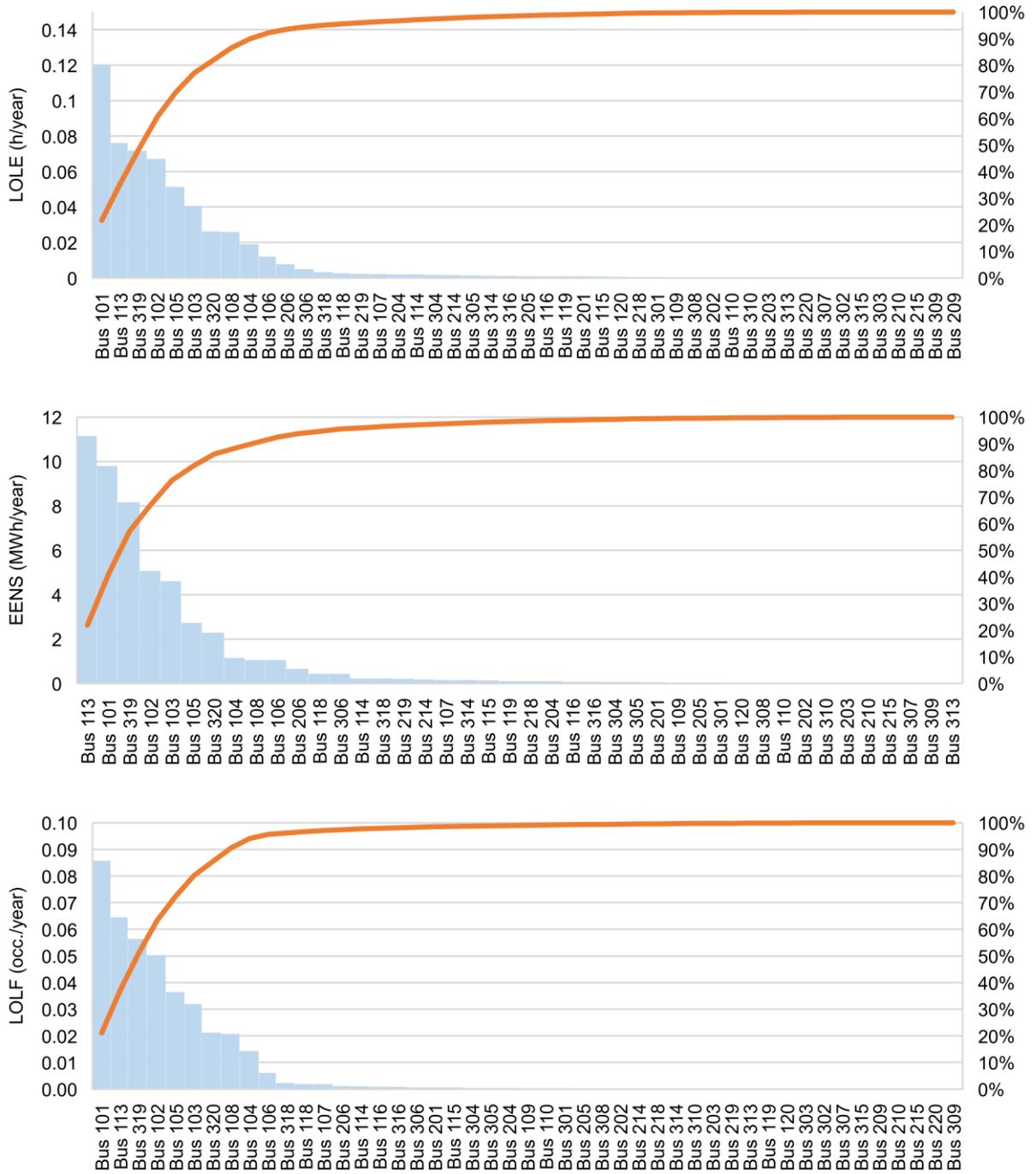
Figura 31 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF das barras para a avaliação da Camada B



Fonte: elaborado pelo autor

Os índices LOLE, ENS e LOLF da camada C, sob a perspectiva da reserva estática, para as barras do sistema que contribuem em 100% do desempenho global, são apresentados nos diagramas de Pareto da Figura 32.

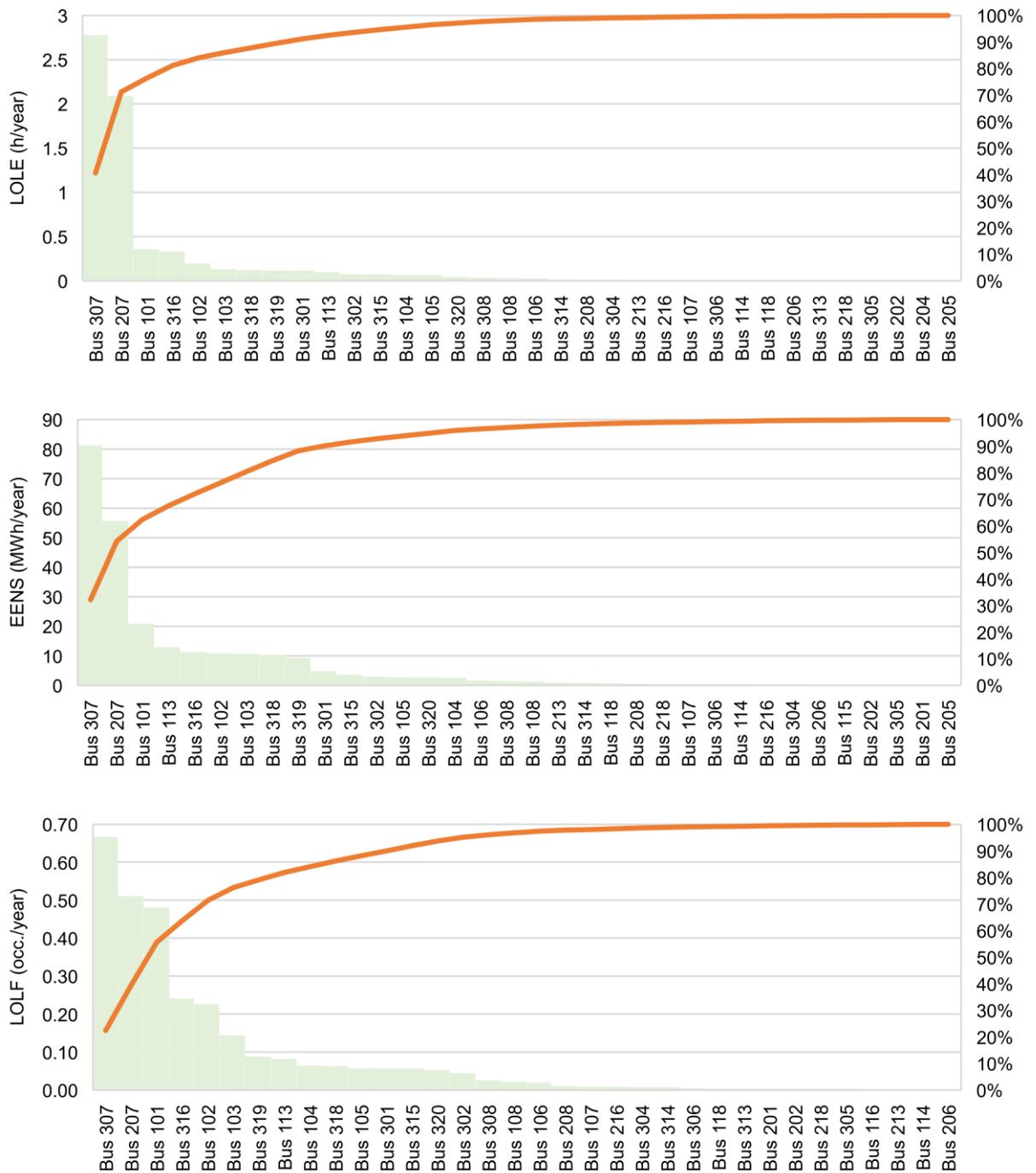
Figura 32 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada C



Fonte: elaborado pelo autor

Os índices LOLE, ENS e LOLF da camada C, sob a perspectiva da reserva operacional, para as barras do sistema que contribuem em 100% do desempenho global, são apresentados nos diagramas de Pareto da Figura 33.

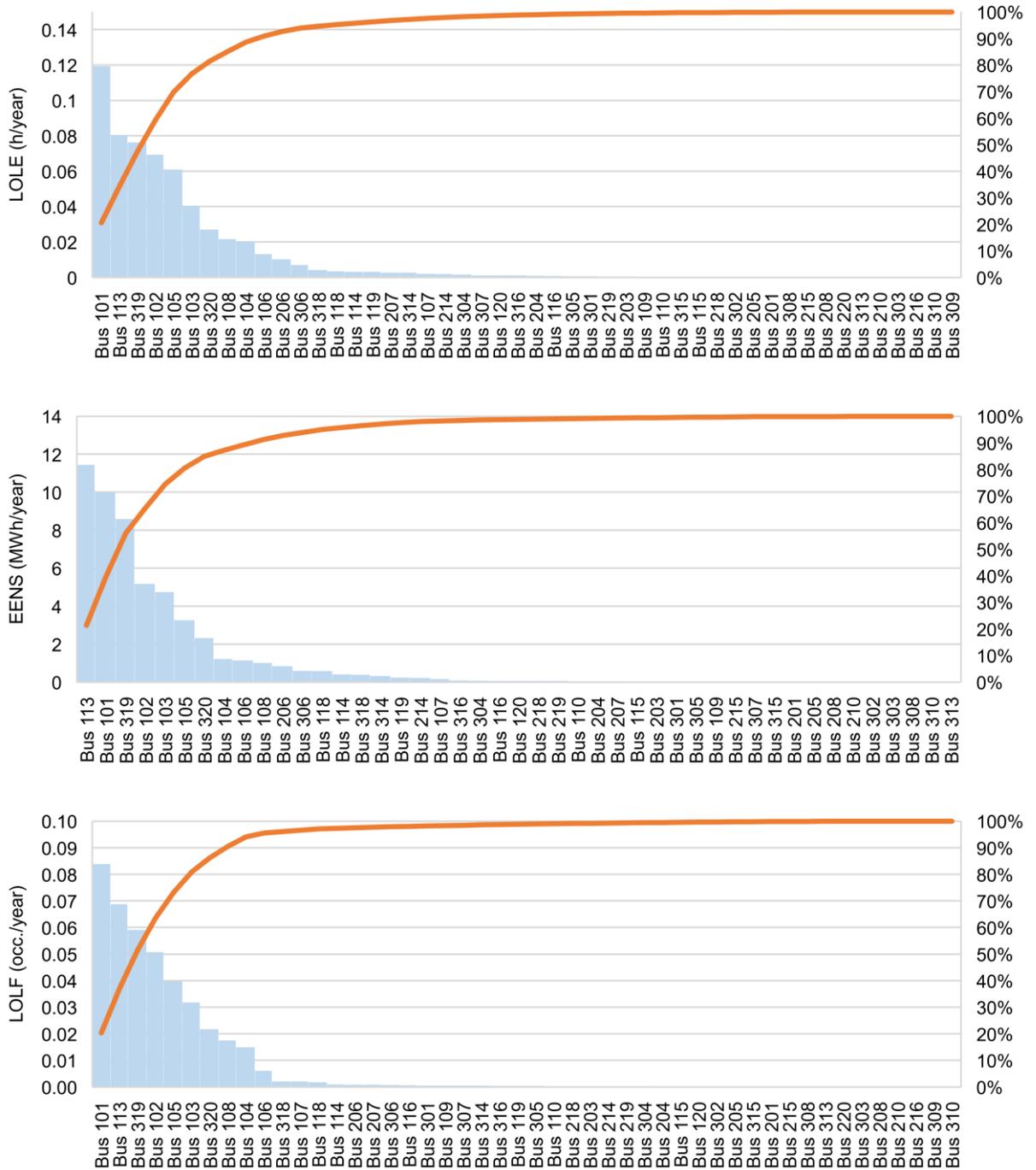
Figura 33 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada C



Fonte: elaborado pelo autor

Os índices LOLE, ENS e LOLF da camada D, sob a perspectiva da reserva estática, para as barras do sistema que contribuem em 100% do desempenho global, são apresentados nos diagramas de Pareto da Figura 34.

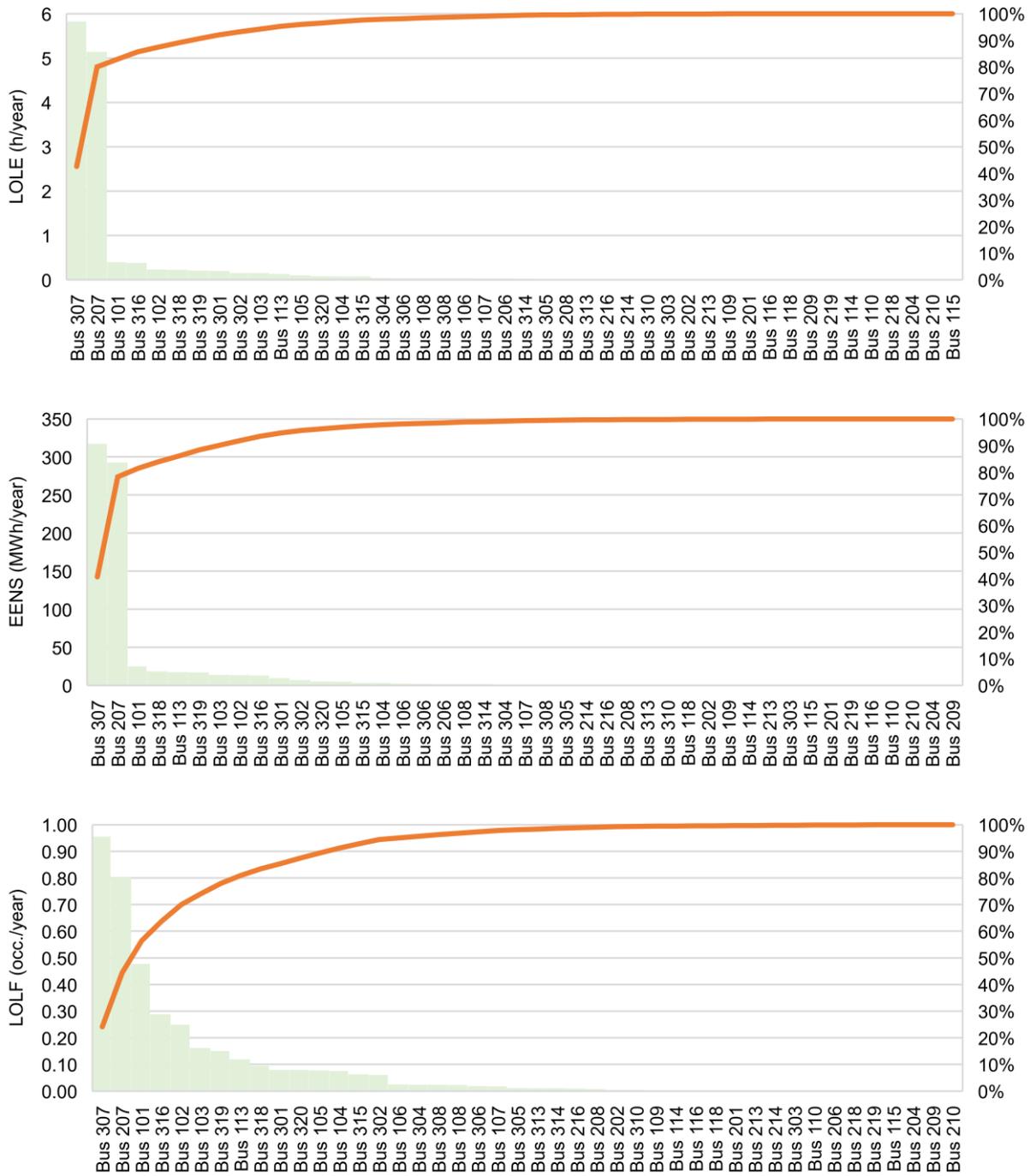
Figura 34 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada D



Fonte: elaborado pelo autor

Os índices LOLE, ENS e LOLF da camada D, sob a perspectiva da reserva operacional, para as barras do sistema que contribuem em 100% do desempenho global, são apresentados nos diagramas de Pareto da Figura 35.

Figura 35 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada D



Fonte: elaborado pelo autor

Pela perspectiva da reserva estática para a camada A, é possível identificar a barra 113 como a principal responsável pelo desempenho global do sistema. A LOLE é de 0,229 h/ano, a EENS é de 34,25 MWh/ano e a LOLF é de 0,154 ocorrências por ano.

A barra 113 contém pontos de carga de 265 MW (9,3% da carga sistêmica), unidades de geração, além de estar conectada a um trecho com presença de linha de circuito duplo, que, em determinado ponto do trecho, se subdivide para os barramentos 111 e 112. A barra 113 também está conectada à uma linha de transmissão de interconexão (113-215) entre as áreas 1 e 2, com limite de capacidade de 500 MVA. Ademais, o barramento 215 é caracterizada por ser uma barra também com grande presença de pontos de carga (317 MW ou 11,1% da carga sistêmica), unidades de geração e conectada ao circuito duplo 215-221.

Conjuntamente com o barramento 113, o barramento 105 desempenha um papel significativo na confiabilidade do sistema elétrico para a camada A, reforçando a caracterização da área 1 como a de menor confiabilidade e de maior risco sistêmico sob a perspectiva da reserva estática. Na camada B, o barramento 113 apresenta os maiores valores para a LOLE, de 0,12 h/ano, e para a EENS, de 18,08 MWh/ano. Na camada C, as maiores contribuições para os indicadores LOLE vem dos barramentos 101, com 0,12 h/ano, e 113, com 0,07 h/ano, enquanto para o indicador EENS, há uma inversão entre os barramentos mencionados (barra 113 com 11,15 MWh/ano e barra 101 com 9,8 MWh/ano). Para a camada D, além da significativa contribuição da barra 113, que tem a maior EENS, de 11,45 MWh/ano, o barramento 101 também apresenta um desempenho crítico, com os maiores valores para as variáveis LOLE e LOLF, registrando 0,11 h/ano e 0,08 oc./ano, respectivamente, enquanto a EENS é de 10 MWh/ano.

Já pela perspectiva da reserva operacional para a camada A, é possível identificar as barras 307 e 207 como as principais responsáveis pelo desempenho global, principalmente pelo resultado do indicador EENS. É observável o impacto que a incerteza relacionada a falha da rede de transmissão promove no desempenho global. Isso se deve, em grande parte, as falhas nos circuitos radiais da transmissão.

Com as informações dos diagramas de Pareto para a camada D da reserva operacional, é possível identificar que as barras 307 e 207 continuam como as principais responsáveis pelo desempenho global. Evidentemente, as magnitudes dos indicadores dos barramentos apresentam grandes acréscimos. A LOLE para os

barramentos mencionados atinge os valores de 5,8 h/ano e 5,1 h/ano, respectivamente, com valores para a EENS de 317,5 MWh/ano e 292,8 MWh/ano, bem como uma LOLF de 0,64 oc./ano e 0,53 oc./ano, respectivamente.

5.2 RESULTADOS PARA A VARIABILIDADE DOS RECURSOS PRIMÁRIOS

O planejamento das reservas estática e operacional baseiam-se em um conjunto de dados históricos relacionados as disponibilidades de recursos primários de geração. Geralmente, em simulação, são considerados comportamentos médios dos recursos, impactando na magnitude das incertezas associados a variabilidade da capacidade de geração. As flutuações na produção precisam ser compensadas pela flexibilidade de outras fontes. Nesse sentido, as termelétricas apresentam vantagens por serem controláveis e por certos tipos de plantas possuírem capacidade de partida rápida para atender picos de potência. Já as hidrelétricas têm o benefício de serem renováveis e de possibilitarem o suprimento de ponta de carga com o uso de reservatórios, porém, são suscetíveis a riscos hidrológicos e sazonais. Assim, por meio de uma matriz diversificada, é possível valorizar os atributos das diferentes fontes através de sua combinação. Além disso, para potencializar os efeitos positivos associados, é necessário compreender como elas se complementam na operação do sistema.

A complementaridade energética refere-se ao comportamento correlacionado dos recursos primários. A malha de transmissão é crucial para integrar fontes intermitentes, permitindo o escoamento de energia entre subsistemas e áreas elétricas, o que favorece o compartilhamento de reservas operativas. Portanto, é essencial analisar a performance do sistema em cenários de alta e baixa disponibilidade hídrica e eólica. Apresentam-se, assim, os resultados para esses cenários, considerando as perspectivas da reserva estática e da reserva operacional.

5.2.1 Cenário de Baixa Disponibilidade Hídrica e Eólica

Os resultados do cenário de baixa disponibilidade hídrica e eólica para os índices globais da análise de confiabilidade das camadas de representação são apresentados na Tabela 28, juntamente com os coeficientes de convergência para o processo de simulação, abrangendo tanto a reserva estática quanto a reserva

operativa. Uma integração reduzida das capacidades de geração eólica e hidrelétrica no sistema induz um incremento na potência ativa dos geradores térmicos, ao mesmo tempo em que diminui a capacidade hidrelétrica disponível para reserva operacional. Isso acarreta um aumento no número de unidades termelétricas requeridas no despacho econômico, resultando em um agravamento dos custos totais de geração.

Tabela 28 – Índices globais e coeficientes de convergência das camadas de representação em análise

Perspectiva da Reserva Estática								
Variável de Decisão	Camada de Representação							
	Camada A	β (%)	Camada B	β (%)	Camada C	β (%)	Camada D	β (%)
LOLP (prob.)	1,84E-04	3,44	1,20E-04	3,38	1,13E-04	3,35	1,12E-04	3,50
LOLE (h/ano)	1,6147	3,44	1,0476	3,38	0,9858	3,35	0,9854	3,50
EPNS (MW)	0,0351	5,00	0,0220	5,00	0,0206	5,00	0,0201	5,00
EENS (MWh/ano)	308,17	5,00	193,4	5,00	180,88	5,00	176,46	5,00
LOLF (oc./ano)	0,9038	2,71	0,5858	2,59	0,5689	2,59	0,5559	2,70
LOLD (h/oc.)	1,7865	4,13	1,7880	4,02	1,7326	3,99	1,7723	4,16
SIS (min.)	2,162		1,357		1,269		1,238	
Perspectiva da Reserva Operacional								
Variável de Decisão	Camada de Representação							
	Camada A	β (%)	Camada B	β (%)	Camada C	β (%)	Camada D	β (%)
LOLP (prob.)	1,18E-03	3,40	1,06E-03	2,69	1,13E-03	2,89	1,83E-03	3,52
LOLE (h/ano)	10,3002	3,40	9,2930	2,69	9,9233	2,89	15,9942	3,52
EPNS (MW)	0,0704	5,00	0,0570	5,00	0,0569	5,00	0,1107	5,00
EENS (MWh/ano)	617,06	5,00	500,14	5,00	499,02	5,00	970	5,00
LOLF (oc./ano)	3,3647	2,58	2,7950	2,37	2,9903	2,64	3,6419	4,01
LOLD (h/oc.)	3,0611	4,16	3,3247	3,44	3,3185	3,75	4,3916	5,20
SIS (min.)	4,330		3,509		3,501		6,807	

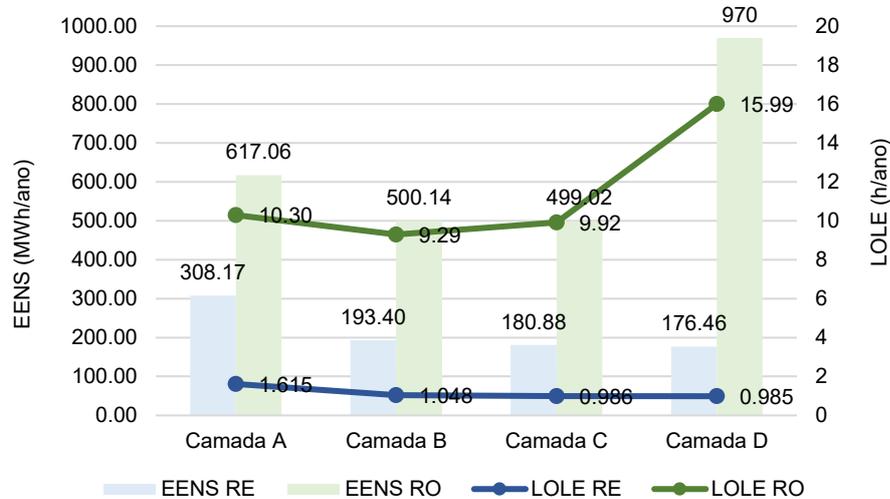
Fonte: elaborado pelo autor

Na perspectiva da reserva estática, observa-se a mesma tendência de diminuição e estabilização nos valores dos indicadores à medida que se avança da camada A para a camada D, à exemplo das variáveis LOLE e EENS, de redução respectiva de 38,97% e 42,73%. Em contraste, na perspectiva da reserva operacional, os valores mantêm a tendência de aumento à medida que se progride das camadas A à D, haja vista os indicadores mencionados, com acréscimos respectivos de 155,27% e 157,19%, alcançando patamares de 15,99 h/ano e 970 MWh/ano, indicando uma maior exposição a interrupções de carga influenciado pelas características da malha de transmissão, considerando uma capacidade operacional disponível apesar das baixas disponibilidades hídrica e eólica.

Ao comparar os resultados das Tabela 20 e Tabela 28, observa-se uma mudança significativa de agravo nos índices de confiabilidade. Ressalta-se a sensibilidade do sistema elétrico às diferentes condições operacionais, especialmente em relação à capacidade de distribuição da geração pela malha de transmissão a fim de suprir as cargas sistêmicas.

A partir da definição dos parâmetros LOLE (h/ano) e EENS (MWh/ano) como balizadores, avalia-se cada camada separadamente para determinar o quanto ela contribui para a totalidade dos resultados. Seguindo esse conceito, a Figura 36 apresenta os valores correspondentes aos acréscimos Δ dos indicadores EENS e LOLE para cada camada. É evidenciada a diferença entre as análises de reserva estática e operacional, com um $\Delta_{LOLE A-D}$ de -0,63 h/ano e um $\Delta_{EENS A-D}$ de -131,7 MWh/ano, e com um $\Delta_{LOLE A-D}$ de +5,69 h/ano e um $\Delta_{EENS A-D}$ de +352,9 MWh/ano, respectivamente.

Figura 36 – Comparação entre os índices LOLE e EENS para as camadas de representação sob as perspectivas RE e RO



Fonte: elaborado pelo autor

As afirmações acima são justificadas pelas informações apresentadas nas Tabela 29, Tabela 30 e Tabela 31. De fato, pela ótica da reserva operacional, a maior contribuição para os resultados dos indicadores é atribuída aos tipos de falha de transmissão. Na camada D, dos 970 MWh/ano do EENS total do sistema, os tipos de falhas de transmissão correspondem à 791,4 MWh/ano. Em relação a variável LOLE da mesma camada, dos 15,9 h/ano do total sistêmico, 14,9 h/ano resultam de falhas do subsistema de transmissão. Isso demonstra a necessidade de investimentos de

reforço em infraestrutura de transmissão e estratégias de mitigação de falhas para garantir a confiabilidade e a estabilidade do sistema em diferentes cenários operacionais.

É válido como destaque o comportamento dos tipos de falha composta dos subsistemas de geração e transmissão, tanto para a reserva estática quanto para a reserva operacional, conforme os resultados apresentados na Tabela 31. Observa-se uma relativa estabilidade no desempenho dos indicadores à medida que se passa da camada A para a camada D, sendo essa parcela a segunda mais significativa para a composição total dos índices sistêmicos da reserva operacional e de maior contribuição sistêmica para a reserva estática, conforme resultados da Tabela 28.

Tabela 29 – Índices globais das camadas por falhas de geração

Falhas de Geração – Reserva Estática				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	3,54E-05	2,65E-05	2,63E-05	2,54E-05
LOLE (h/ano)	0,3098	0,2322	0,2306	0,2224
EPNS (MW)	0,0085	0,0064	0,0061	0,0059
EENS (MWh/ano)	74,6	56,52	53,69	51,82
LOLF (oc./ano)	0,2466	0,1795	0,1795	0,1752
LOLD (h/oc.)	1,2563	1,2937	1,2847	1,2694
Falhas de Geração – Reserva Operacional				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	5,12E-05	3,57E-05	4,13E-05	3,93E-05
LOLE (h/ano)	0,4488	0,3131	0,3621	0,3445
EPNS (MW)	0,0098	0,0066	0,0074	0,0075
EENS (MWh/ano)	86,63	58,34	65,23	66,43
LOLF (oc./ano)	0,5573	0,4145	0,4393	0,4344
LOLD (h/oc.)	0,8053	0,7554	0,8241	0,7931

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 30 – Índices globais das camadas por falhas de transmissão

Falhas de Transmissão – Reserva Estática				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	1,61E-05	1,30E-05	1,11E-05	1,31E-05
LOLE (h/ano)	0,1413	0,1142	0,0969	0,1147
EPNS (MW)	0,0003	0,0005	0,0004	0,0006
EENS (MWh/ano)	3,48	4,65	4,07	5,65
LOLF (oc./ano)	0,1313	0,0807	0,0737	0,0749
LOLD (h/oc.)	1,0758	1,4159	1,3155	1,5308
Falhas de Transmissão – Reserva Operacional				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	9,85E-04	9,38E-04	1,01E-03	1,71E-03
LOLE (h/ano)	8,6275	8,2130	8,8469	14,9615
EPNS (MW)	0,0334	0,0332	0,0347	0,0903
EENS (MWh/ano)	292,86	291,38	304,72	791,42
LOLF (oc./ano)	2,2633	2,0448	2,2072	2,8720
LOLD (h/oc.)	3,8118	4,0164	4,0080	5,2093

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 31 – Índices globais das camadas por falha composta

Falha Composta (Geração e Transmissão) – Reserva Estática				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	1,33E-04	8,00E-05	7,51E-05	7,40E-05
LOLE (h/ano)	1,1636	0,7011	0,6581	0,6482
EPNS (MW)	0,0262	0,0150	0,0140	0,0135
EENS (MWh/ano)	230,1	132,24	123,13	118,99
LOLF (oc./ano)	0,6959	0,4354	0,4141	0,4078
LOLD (h/oc.)	1,6721	1,6102	1,5891	1,5894
Falha Composta (Geração e Transmissão) – Reserva Operacional				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	1,40E-04	8,75E-05	8,15E-05	7,86E-05
LOLE (h/ano)	1,2238	0,7668	0,7142	0,6881
EPNS (MW)	0,0271	0,0171	0,0147	0,0128
EENS (MWh/ano)	237,56	150,42	129,08	112,15
LOLF (oc./ano)	0,7050	0,4419	0,4321	0,4419
LOLD (h/oc.)	1,7358	1,7352	1,6529	1,5570

Fonte: elaborado pelo autor

Os índices globais das camadas de representação do sistema para as áreas 1, 2 e 3 são apresentadas pelas Tabela 32, Tabela 33 e Tabela 34, respectivamente. É interessante notar que, para a reserva estática, em todas as camadas sob avaliação, a maior concentração para a totalidade das magnitudes dos indicadores globais reside na área 1. Conforme passagem de uma camada à outra, a segunda parcela de maior concentração para o desempenho global dos indicadores migra da área 2 para a área 3, tendência essa repetida em relação ao cenário anterior. Por exemplo, para as

camadas A e B, a área 2 apresenta maior destaque para a magnitude dos indicadores globais. Posteriormente, com a passagem da camada B à camada C, a área 3 passa a ser a de maior relevância, situação agravada pelos resultados apresentados na agregação das especificidades da camada D. Por exemplo, para a camada D, isso se traduz em uma EENS de 134,7 MWh/ano e uma LOLE de 0,76 h/ano, de um total global de 176,4 MWh/ano e 0,98 h/ano, respectivamente, conforme dados da Tabela 28.

Pela perspectiva da reserva operacional para a camada A, na área 1, a EENS é de 252,7 MWh/ano e a LOLE é de 1,55 h/ano, enquanto para a área 3, a EENS é de 157,4 MWh/ano e a LOLE é de 4,59 h/ano. Essa tendência segue a lógica observada no cenário base anteriormente explorado, onde a área 1 exerce um papel importante para a confiabilidade sistêmica, apresentando uma probabilidade de perda de carga menor que a da área 3, embora com uma profundidade desse corte relativamente maior. Ademais, comparando os resultados da camada D entre as áreas, destaca-se a relevância dos indicadores EENS, 476 MWh/ano, e LOLE, de 8,4 h/ano, da área 3, tornando-a prioritária para ações mitigadoras de risco ao sistema. Em seguida, vem a área 2, com índices EENS e LOLE de 349,1 MWh/ano e 6,7 h/ano, respectivamente, uma vez que a localização dos troncos radiais da malha de transmissão está presente nessas regiões. Esse exemplo de análise oferece uma base sólida para auxiliar na tomada de decisões relacionadas aos investimentos em reforço de infraestrutura e estratégias de mitigação de falhas em sistemas multiárea complexos.

Tabela 32 – Índices globais das camadas para a área 1 do sistema

Área 1 – Reserva Estática				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	1,55E-04	1,01E-04	8,61E-05	8,77E-05
LOLE (h/ano)	1,3538	0,8845	0,7544	0,7683
EPNS (MW)	0,0264	0,0173	0,0155	0,0153
EENS (MWh/ano)	231,44	151,88	136,43	134,71
LOLF (oc./ano)	0,8045	0,5268	0,4737	0,4625
LOLD (h/oc.)	1,6828	1,6790	1,5924	1,6609
Área 1 – Reserva Operacional				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	1,77E-04	1,16E-04	1,09E-04	1,03E-04
LOLE (h/ano)	1,5506	1,0158	0,9590	0,9001
EPNS (MW)	0,0288	0,0185	0,0171	0,0165
EENS (MWh/ano)	252,71	162,26	150,25	144,72
LOLF (oc./ano)	1,1189	0,7705	0,76	0,7161
LOLD (h/oc.)	1,3858	1,3183	1,2619	1,2569

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 33 – Índices globais das camadas para a área 2 do sistema

Área 2 – Reserva Estática				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	6,3E-05	3,39E-05	2,68E-06	2,62E-06
LOLE (h/ano)	0,5521	0,2970	0,0235	0,0229
EPNS (MW)	0,0085	0,0042	0,00028	0,00023
EENS (MWh/ano)	74,86	37,5	2,47	2,02
LOLF (oc./ano)	0,2996	0,1599	0,0068	0,0063
LOLD (h/oc.)	1,8425	1,8570	3,4328	3,6185
Área 2 – Reserva Operacional				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	5,12E-04	4,74E-04	4,55E-04	7,70E-04
LOLE (h/ano)	4,486	4,1541	3,9837	6,7481
EPNS (MW)	0,0236	0,0202	0,0143	0,0398
EENS (MWh/ano)	206,9	177,01	125,95	349,18
LOLF (oc./ano)	1,1684	1,0363	0,9242	1,1924
LOLD (h/oc.)	3,8397	4,0083	4,3102	5,6589

Fonte: elaborado pelo autor

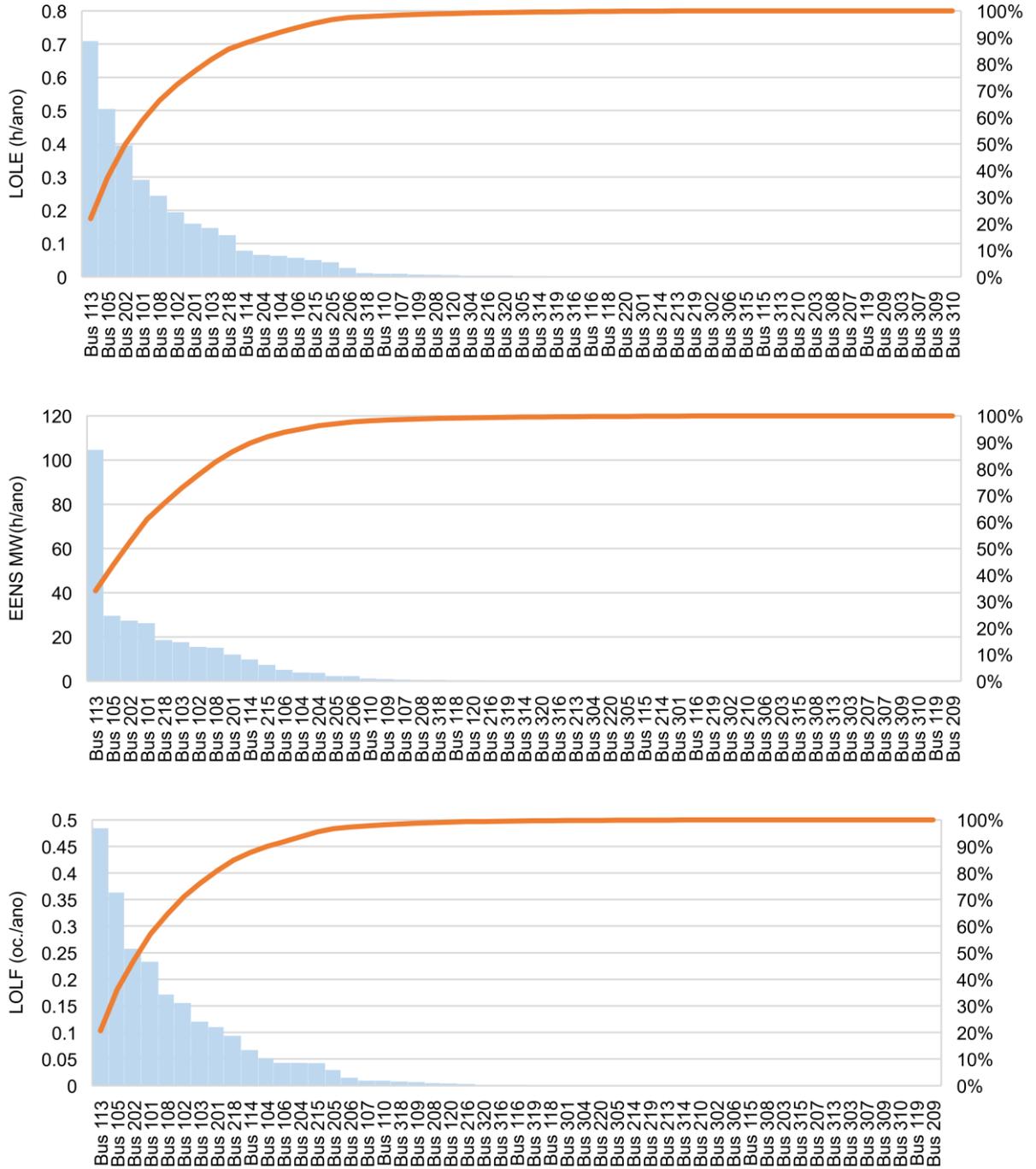
Tabela 34 – Índices globais das camadas para a área 3 do sistema

Área 3 – Reserva Estática				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	3,33E-06	5,38E-06	3,37E-05	3,2E-05
LOLE (h/ano)	0,0291	0,0471	0,2954	0,2802
EPNS (MW)	0,0002	0,0004	0,0047	0,0045
EENS (MWh/ano)	1,87	4,02	41,99	39,73
LOLF (oc./ano)	0,0155	0,0160	0,2172	0,2031
LOLD (h/oc.)	1,8748	2,9359	1,3600	1,3793
Área 3 – Reserva Operacional				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	5,25E-04	4,96E-04	5,81E-04	9,61E-04
LOLE (h/ano)	4,5999	4,3412	5,0865	8,4186
EPNS (MW)	0,0179	0,0183	0,0254	0,0543
EENS (MWh/ano)	157,44	160,87	222,82	476,09
LOLF (oc./ano)	1,2973	1,1185	1,4521	1,8397
LOLD (h/oc.)	3,5457	3,8812	3,5028	4,5758

Fonte: elaborado pelo autor

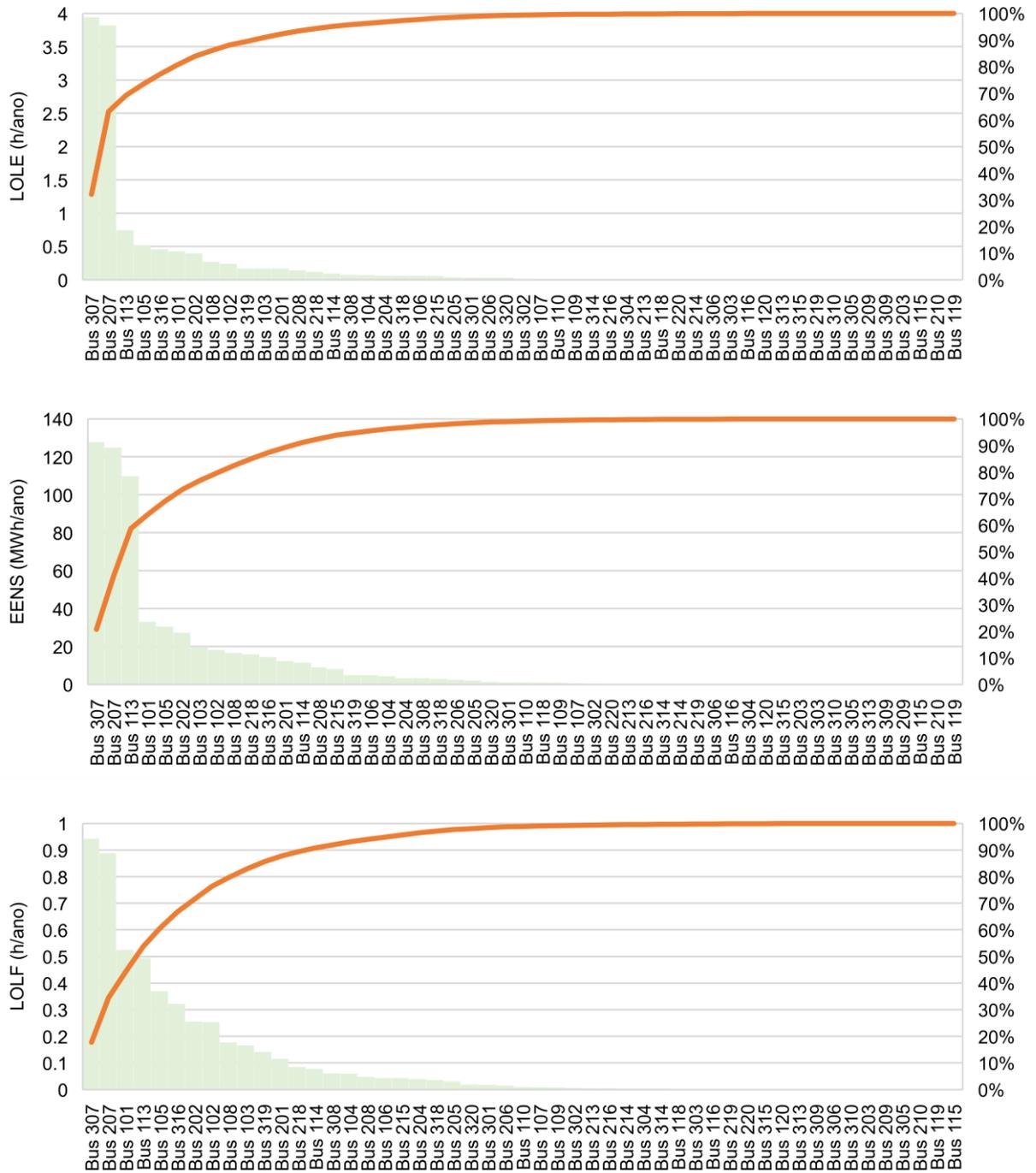
Os índices LOLE, ENS e LOLF da camada A para as barras que contribuem em 100% do desempenho global do sistema são apresentados nos diagramas de Pareto da Figura 37, sob a perspectiva da reserva estática, e na Figura 38, sob a perspectiva da reserva operacional.

Figura 37 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada A sob a perspectiva RE



Fonte: elaborado pelo autor

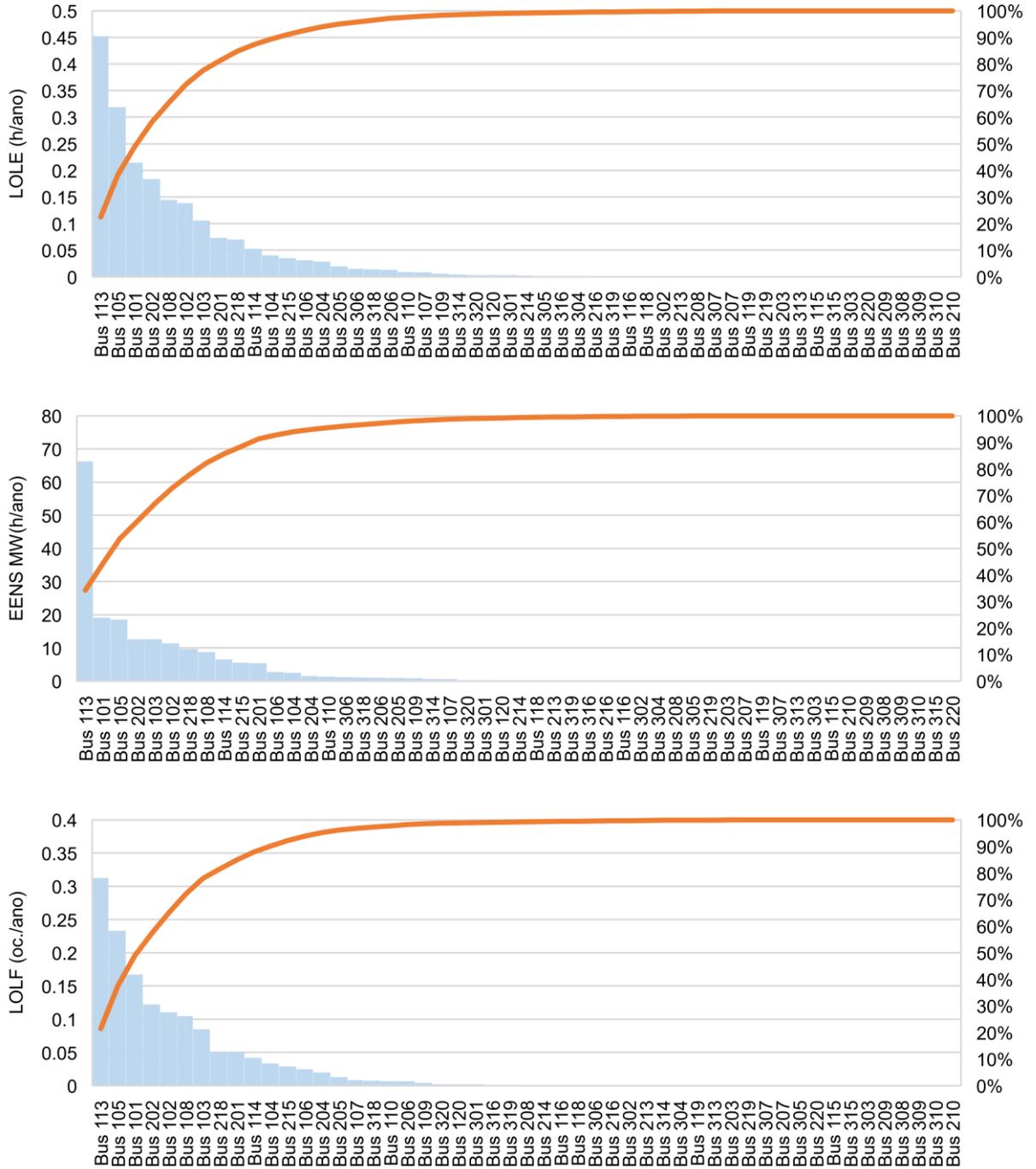
Figura 38 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada A sob a perspectiva RO



Fonte: elaborado pelo autor

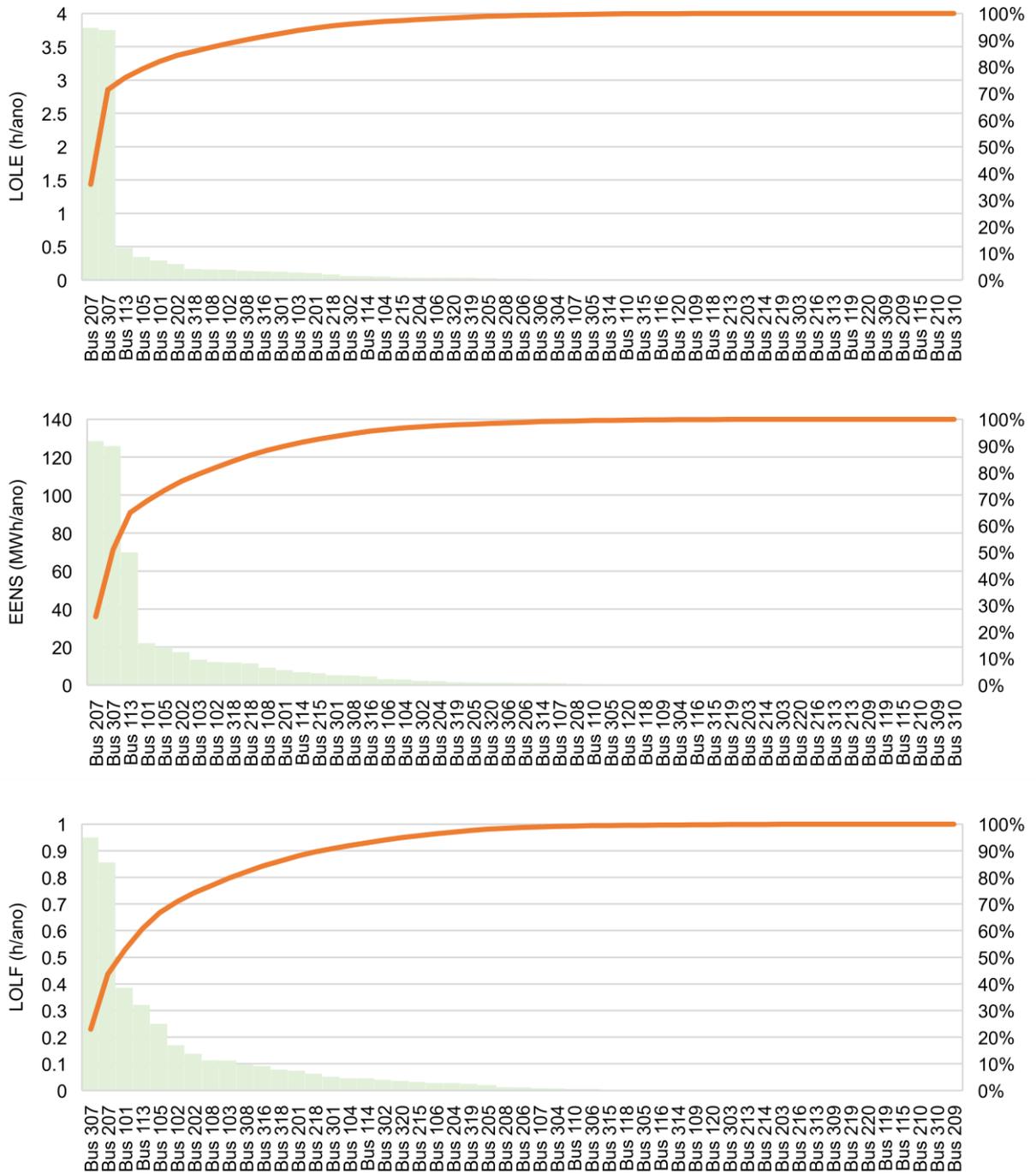
Os índices LOLE, ENS e LOLF da camada B para as barras que contribuem em 100% do desempenho global do sistema são apresentados nos diagramas de Pareto da Figura 39, sob a perspectiva da reserva estática, e na Figura 40, sob a perspectiva da reserva operativa.

Figura 39 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada B sob a perspectiva RE



Fonte: elaborado pelo autor

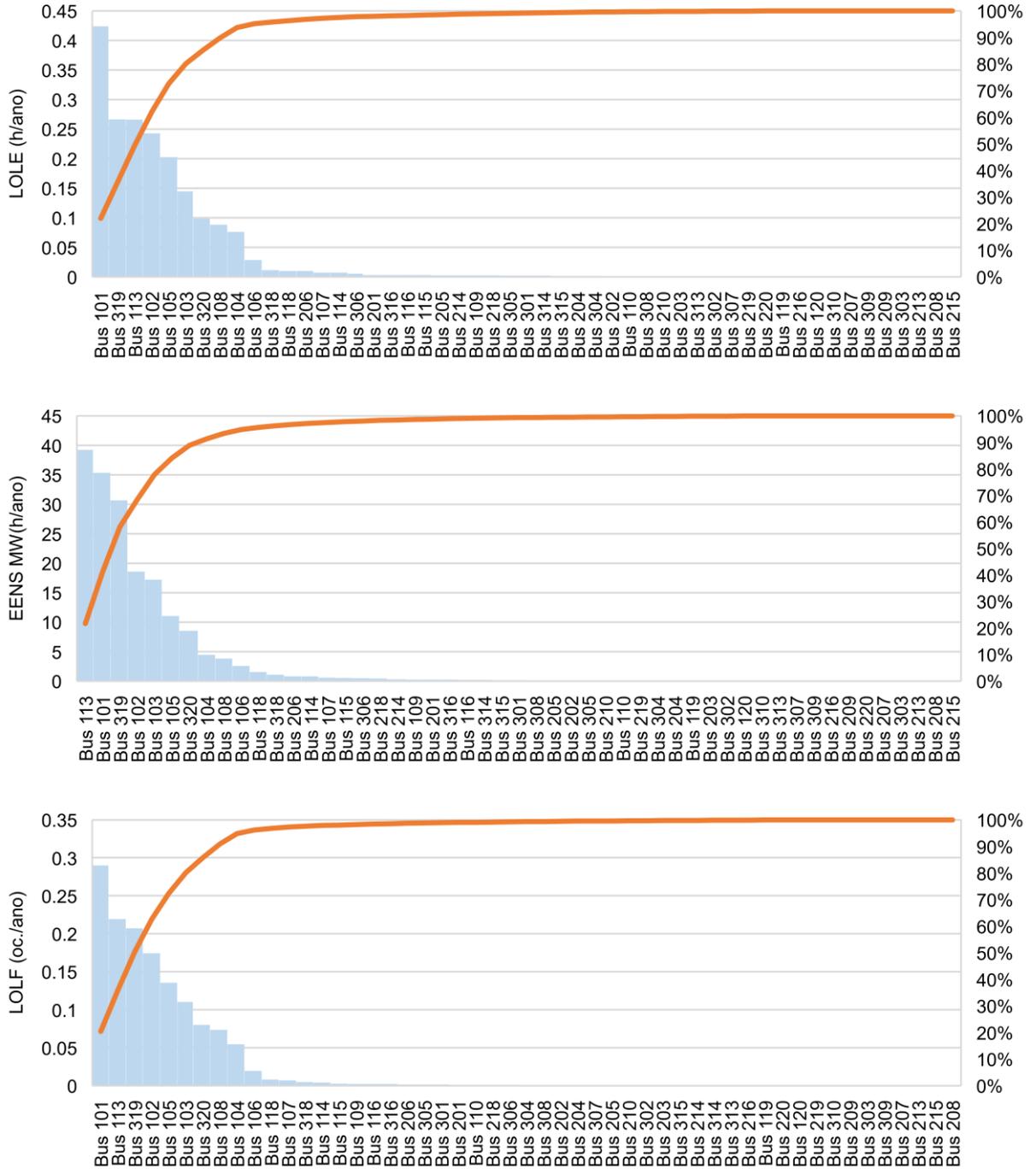
Figura 40 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada B sob a perspectiva RO



Fonte: elaborado pelo autor

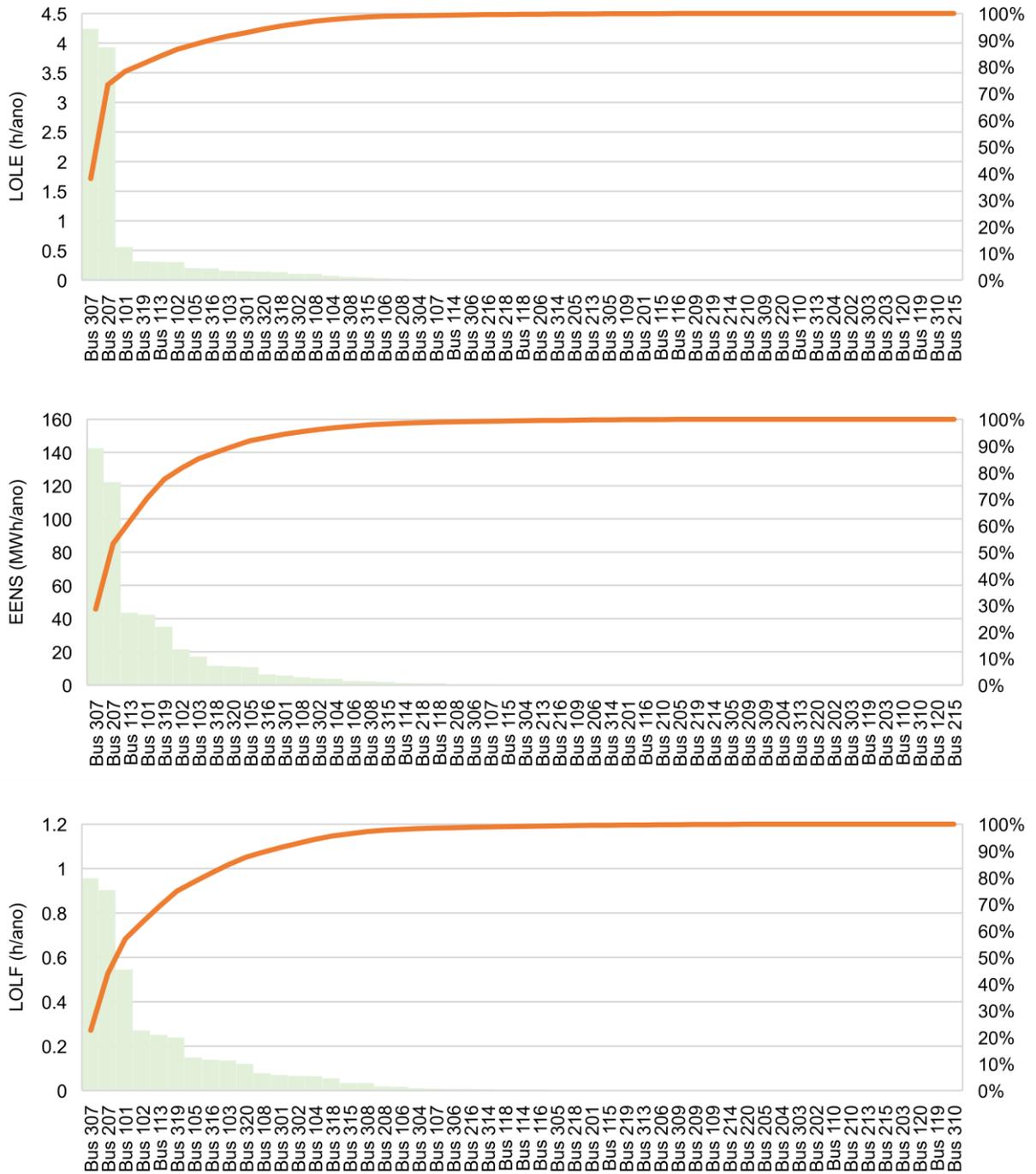
Os índices LOLE, ENS e LOLF da camada C para as barras que contribuem em 100% do desempenho global do sistema são apresentados nos diagramas de Pareto da Figura 41, sob a perspectiva da reserva estática, e na Figura 42, sob a perspectiva da reserva operativa.

Figura 41 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada C sob a perspectiva RE



Fonte: elaborado pelo autor

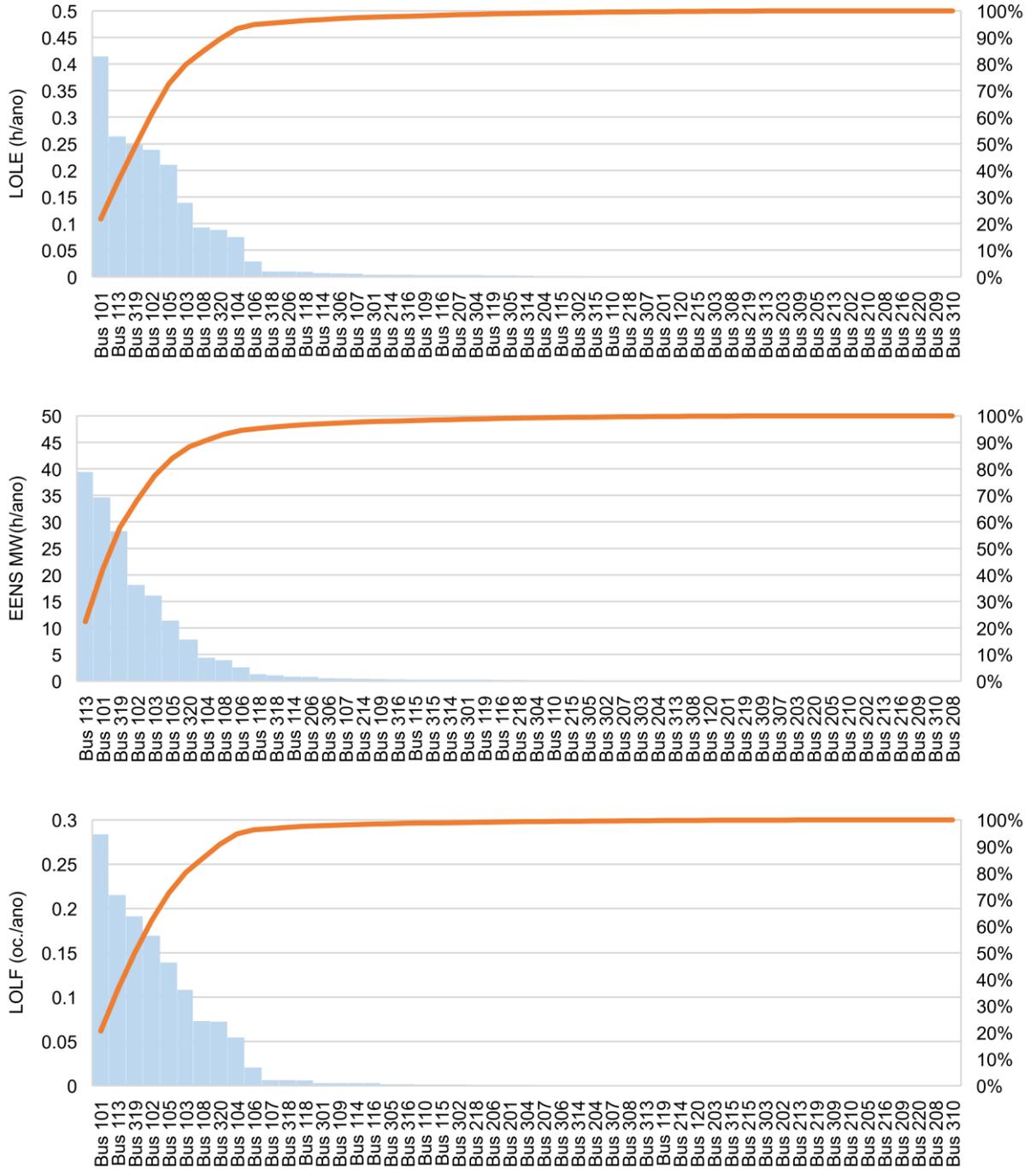
Figura 42 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada C sob a perspectiva RO



Fonte: elaborado pelo autor

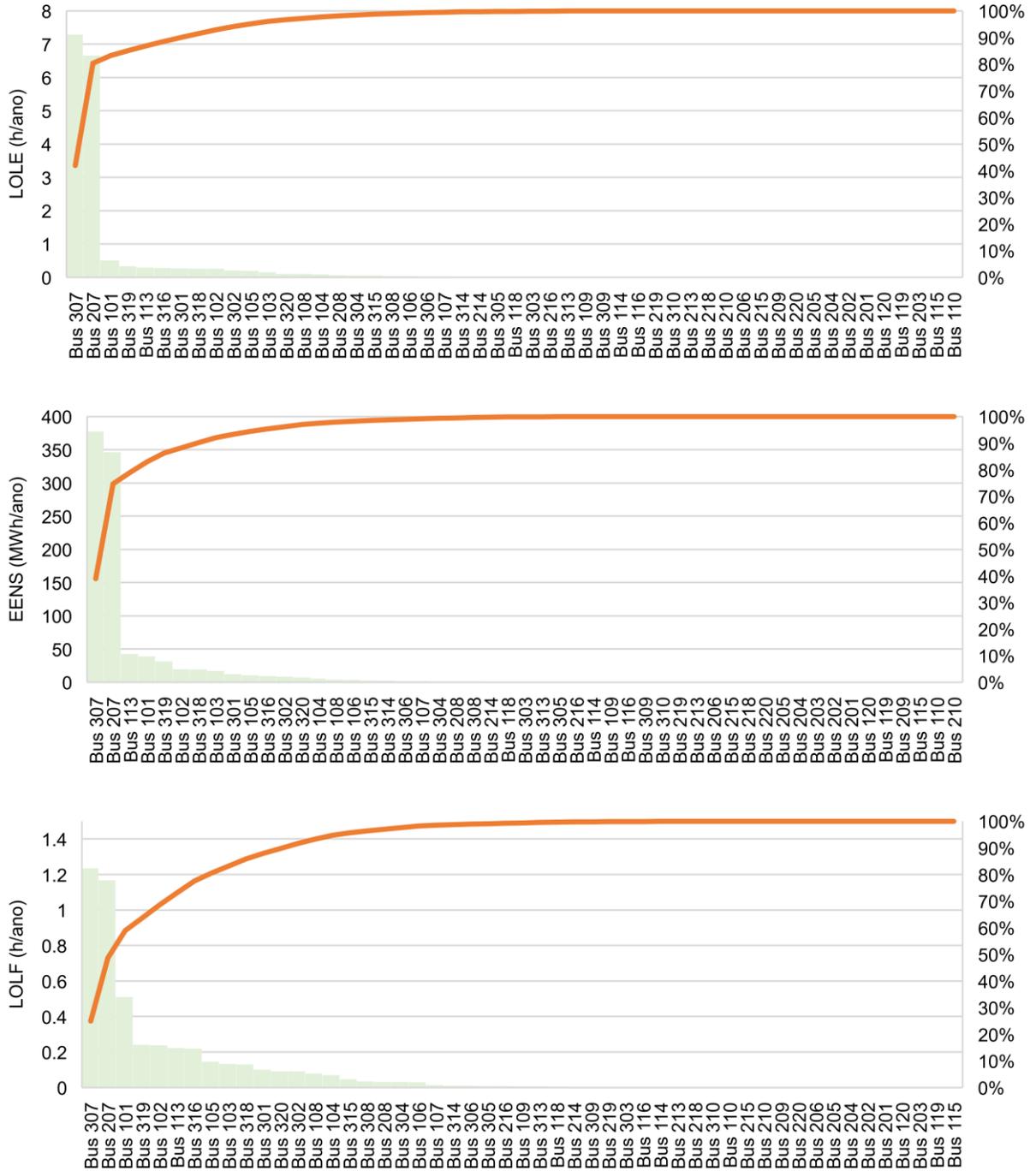
Os índices LOLE, ENS e LOLF da camada D para as barras que contribuem em 100% do desempenho global do sistema são apresentados nos diagramas de Pareto da Figura 43, sob a perspectiva da reserva estática, e na Figura 44, sob a perspectiva da reserva operativa.

Figura 43 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada D sob a perspectiva RE



Fonte: elaborado pelo autor

Figura 44 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada D sob a perspectiva RO



Fonte: elaborado pelo autor

Pela perspectiva da reserva estática para a camada A, identifica-se mais uma vez o barramento 113 como o principal responsável pelo desempenho global do sistema, com uma LOLE de 0,708 h/ano, uma EENS de 104,64 MWh/ano e uma LOLF de 0,48 oc./ano. Juntamente com o barramento 113, o barramento 105 também desempenha um papel significativo na confiabilidade, reforçando a caracterização da

área 1 como a de maior risco sob essa perspectiva, um padrão repetido em relação ao cenário base anterior. Já pela perspectiva da reserva operacional para a camada A, identificam-se as barras 307 e 207 como as principais responsáveis pelo desempenho global. O comportamento do cenário de baixa disponibilidade hídrica e eólica ilustra o impacto que a incerteza relacionada às falhas de transmissão promove, em grande parte ocasionadas nos circuitos radiais das áreas 2 e 3.

Notavelmente, através das informações dos diagramas de Pareto para a camada D, a tendência para as barras 307 e 207 como as principais responsáveis pelo desempenho global da ótica da reserva operacional é repetida, conforme observado nos resultados do cenário anterior. O comportamento dos indicadores é destacado pelas magnitudes da LOLE, que atingem valores de 7,2 h/ano e 6,6 h/ano, e da EENS, de 377,5 MWh/ano e 346,3 MWh/ano, respectivamente para os barramentos mencionados.

5.2.2 Cenário de Alta Disponibilidade Hídrica e Eólica

Os resultados do cenário de alta disponibilidade hídrica e eólica para os índices globais da análise de confiabilidade das camadas de representação, tanto sob a perspectiva da reserva estática quanto da reserva operacional, são apresentados na Tabela 35, bem como os coeficientes de convergência para o processo de simulação. A integração de maior disponibilidade eólica no sistema reduz a saída de potência ativa dos geradores térmicos. Como a capacidade hidrelétrica disponível aumentada também é usada na base do despacho, serão as unidades térmicas que contribuirão significativamente para atender aos desvios na reserva operacional do sistema, com custos adicionais na operação.

Tabela 35 – Índices globais e coeficientes de convergência das camadas de representação em análise

Perspectiva da Reserva Estática								
Variável de Decisão	Camada de Representação							
	Camada A	β (%)	Camada B	β (%)	Camada C	β (%)	Camada D	β (%)
LOLP (prob.)	8,39E-06	4,08	6,37E-06	4,82	5,32E-06	7,52	6,47E-06	4,71
LOLE (h/ano)	0,0735	4,08	0,0557	4,82	0,0465	7,52	0,0566	4,71
EPNS (MW)	0,00094	5,41	0,00062	5,52	0,00048	8,61	0,00056	5,17
EENS (MWh/ano)	8,31	5,41	5,44	5,52	4,27	8,61	4,96	5,17
LOLF (oc./ano)	0,0313	2,92	0,0181	3,61	0,0161	4,94	0,0184	3,33
LOLD (h/oc.)	2,3450	4,67	3,0788	5,64	2,8892	8,38	3,0693	5,37
SIS (min.)	0,0583		0,0381		0,0299		0,0348	
Perspectiva da Reserva Operacional								
Variável de Decisão	Camada de Representação							
	Camada A	β (%)	Camada B	β (%)	Camada C	β (%)	Camada D	β (%)
LOLP (prob.)	4,63E-04	3,16	4,28E-04	2,51	4,74E-04	2,39	1,18E-03	3,37
LOLE (h/ano)	4,0594	3,16	3,7463	2,51	4,1497	2,39	10,2995	3,37
EPNS (MW)	0,0143	5,00	0,0121	5,00	0,0154	5,00	0,0702	5,00
EENS (MWh/ano)	125,31	5,00	106,82	5,00	135,21	5,00	615,56	5,00
LOLF (oc./ano)	1,7218	3,08	1,4683	2,28	1,6441	2,22	2,2620	3,59
LOLD (h/oc.)	2,3576	4,30	2,5514	3,27	2,5238	3,13	4,5531	4,83
SIS (min.)	0,879		0,749		0,948		4,319	

Fonte: elaborado pelo autor

Na perspectiva da reserva estática, observa-se a mesma tendência de diminuição e estabilização nos valores dos indicadores à medida que se avança da camada A para a camada D, à exemplo das variáveis LOLE e EENS, de redução respectiva de 22,9% e 40,3%. Ao contrário, na perspectiva da reserva operacional, os valores apresentam tendência de aumento à medida que se progride das camadas A para a D. Essa tendência é consistente com os cenários anteriores, refletindo acréscimos nos indicadores LOLE (253,7%) e EENS (491,3%).

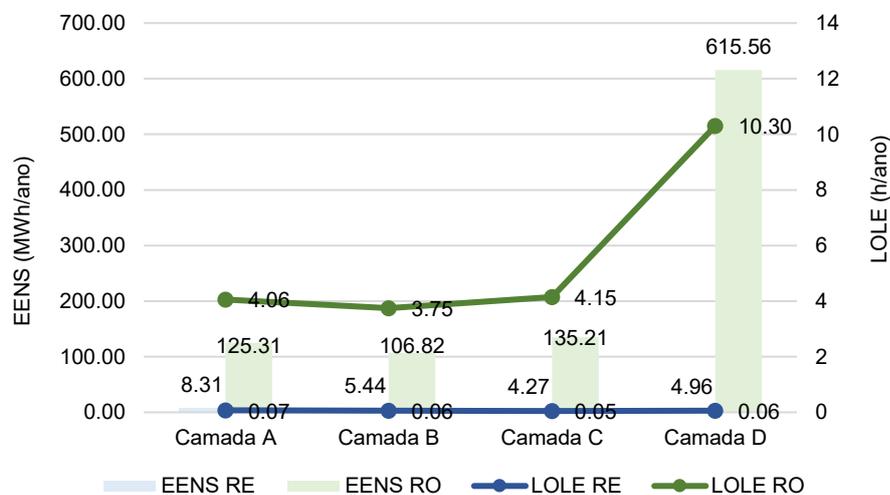
Notadamente, a maior capacidade de geração de fonte renovável do sistema reduz o uso das unidades térmicas. Comparando os resultados com os das Tabela 22 e Tabela 30, observa-se uma mudança de melhoria nos índices de confiabilidade para o cenário de alta disponibilidade hídrica e eólica. A LOLE e a EENS para a reserva estática da camada D apresentam os mais baixos patamares, de 0,05 h/ano e 4,96 MWh/ano, enquanto para a reserva operacional, atingem 10,29 h/ano e 615,56 MWh/ano, respectivamente, demonstrando a robustez da capacidade de geração do sistema em atender às cargas com menos eventos de falha.

As discrepâncias apresentadas para ambos os cenários de alta e baixa disponibilidade hídrica e eólica sugerem que diferentes estratégias de alocação de

recursos podem ser mais eficazes, dependendo das características específicas de cada camada. Destaca-se a necessidade de uma abordagem integrada e adaptativa para o planejamento da confiabilidade do sistema. A complexidade exige uma abordagem multifacetada e contínua para garantir seu desempenho. A afirmação é justificada pela análise comparativa da camada D, sob a ótica da reserva operacional. As variáveis EENS e LOLE para o caso de baixa disponibilidade atingem 970 MWh/ano e 15,9 h/ano, respectivamente, enquanto, para o caso de alta disponibilidade, o EENS e a LOLE da camada D apresentam magnitudes de 615,5 MWh/ano e 10,2 h/ano, respectivamente – uma diferença entre casos de mais de 350 MWh/ano e 5,7 h/ano.

A partir da definição dos parâmetros LOLE (h/ano) e EENS (MWh/ano) como balizadores, cada camada é avaliada separadamente para determinar o quanto ela contribui para a totalidade dos resultados. A Figura 45 apresenta os valores correspondentes aos acréscimos Δ dos indicadores EENS e LOLE para cada camada.

Figura 45 – Comparação entre os índices LOLE e EENS para as camadas de representação sob as perspectivas RE e RO



Fonte: elaborado pelo autor

Observa-se que os índices variam significativamente entre as camadas de representação e as perspectivas de reserva. Na perspectiva da reserva estática, a passagem da camada A para a camada D demonstra a tendência de queda nos índices globais, à exemplo da LOLE e EENS, com um $\Delta_{LOLE A-D}$ de -0,016 h/ano e um $\Delta_{EENS A-D}$ de -3,35 MWh/ano, enquanto na perspectiva da reserva operacional, a passagem da camada A para a camada D demonstra uma significativa piora para os

resultados. Em específico, o acréscimo $\Delta_{LOLE A-D}$ é de +6,24 h/ano e, para o $\Delta_{EENS A-D}$, a variação para cima é de +490,25 MWh/ano.

Através das Tabela 36, Tabela 37 e Tabela 38, são apresentados os resultados para os índices globais por tipo de falha do sistema para cada camada de representação. Para a perspectiva da reserva estática, observa-se que os tipos de falha de transmissão tendem a manter o impacto mais significativo, seguido pelos tipos de falha composta. Na perspectiva da reserva operacional, observa-se que os tipos de falha de transmissão continuam a representar o maior impacto, seguidas pelos tipos de falha de geração. Mesmo que a reserva operacional esteja disponível para ações de mitigação de eventos de falha, a ocorrência das falhas de transmissão resulta em efeitos adversos na disponibilidade e confiabilidade do sistema em entregar a geração produzida aos pontos de consumo. A afirmação é evidenciada pelo fato das falhas de transmissão da camada D representarem mais de 98% do total da EENS sistêmica (comparação de informações da camada D entre Tabela 35 e Tabela 37).

Tabela 36 – Índices globais das camadas por falhas de geração

Falhas de Geração – Reserva Estática				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	1,25E-06	6,80E-07	6,53E-07	6,32E-07
LOLE (h/ano)	0,0109	0,0059	0,0057	0,0055
EPNS (MW)	0,00021	0,00011	0,00008	0,00009
EENS (MWh/ano)	1,91	1,03	0,77	0,86
LOLF (oc./ano)	0,0093	0,0049	0,0052	0,0050
LOLD (h/oc.)	1,1796	1,2056	1,0993	1,0995
Falhas de Geração – Reserva Operacional				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	1,82E-05	1,66E-05	1,59E-05	1,52E-05
LOLE (h/ano)	0,1595	0,1457	0,1388	0,1331
EPNS (MW)	0,0012	0,0011	0,0010	0,0010
EENS (MWh/ano)	11,36	10,03	9,23	8,77
LOLF (oc./ano)	0,3406	0,3012	0,2929	0,2883
LOLD (h/oc.)	0,4684	0,4839	0,4739	0,4619

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 37 – Índices globais das camadas por falhas de transmissão

Falhas de Transmissão – Reserva Estática				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	4,51E-06	4,67E-06	4,00E-06	5,02E-06
LOLE (h/ano)	0,0394	0,0409	0,0349	0,0439
EPNS (MW)	0,00031	0,00037	0,00030	0,00036
EENS (MWh/ano)	2,75	3,25	2,68	3,23
LOLF (oc./ano)	0,0090	0,0078	0,0069	0,0087
LOLD (h/oc.)	4,3559	5,2393	5,0174	5,0529
Falhas de Transmissão – Reserva Operacional				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	4,43E-04	4,10E-04	4,57E-04	1,16E-03
LOLE (h/ano)	3,8763	3,5897	3,9997	10,1584
EPNS (MW)	0,0126	0,0109	0,0141	0,0691
EENS (MWh/ano)	110,42	95,64	123,65	606,03
LOLF (oc./ano)	1,3684	1,1597	1,3461	1,9661
LOLD (h/oc.)	2,8327	3,0953	2,9713	5,1667

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 38 – Índices globais das camadas por falha composta

Falha Composta (Geração e Transmissão) – Reserva Estática				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	2,63E-06	1,01E-06	6,71E-07	8,18E-07
LOLE (h/ano)	0,0230	0,0088	0,0058	0,0071
EPNS (MW)	0,00041	0,00013	0,000094	0,000099
EENS (MWh/ano)	3,66	1,16	0,82	0,87
LOLF (oc./ano)	0,0163	0,0069	0,0048	0,0060
LOLD (h/oc.)	1,4153	1,2845	1,2240	1,1922
Falha Composta (Geração e Transmissão) – Reserva Operacional				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	2,68E-06	1,24E-06	1,27E-06	9,02E-07
LOLE (h/ano)	0,0234	0,0108	0,0111	0,0079
EPNS (MW)	0,00040	0,00013	0,00026	0,000087
EENS (MWh/ano)	3,53	1,15	2,34	0,76
LOLF (oc./ano)	0,0178	0,0097	0,0071	0,0076
LOLD (h/oc.)	1,3139	1,1103	1,5547	1,0349

Fonte: elaborado pelo autor

Os índices globais das camadas de representação do sistema para as áreas 1, 2 e 3 são apresentadas pelas Tabela 39, Tabela 40 e Tabela 41, respectivamente. Para os resultados da reserva estática, a tendência de diminuição nos valores dos indicadores à medida que se avança da camada A para a D é encontrada para as áreas 1 e 2. Todavia, para a área 3, há a mesma tendência do cenário de baixa disponibilidade, com pequenos acréscimos nos indicadores. A maior concentração para a totalidade continua a residir na área 1, performance semelhante aos cenários

anteriores. O índice EENS da camada A da área 1 representa 60,2% do valor de EENS sistêmico da camada A, de 8,31 MWh/ano, enquanto a EENS da camada D representa 50,8% do valor global da camada D, de 4,96 MWh/ano.

Para a reserva operacional, a concentração se dá na área 3, conforme a diferença entre magnitudes dos indicadores. É interessante como ressalva os resultados para o desempenho da camada D da área 2, com valores para a EENS de 247,7 MWh/ano, aproximadamente 40% do valor da EENS sistêmica, de 615,5 MWh/ano, enquanto para a camada D da área 3, a variável EENS alcança valores de 357,2 MWh/ano, aproximadamente 58% da EENS sistêmica.

Tabela 39 – Índices globais das camadas para a área 1 do sistema

Área 1 – Reserva Estática				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	4,56E-06	2,76E-06	2,39E-06	2,77E-06
LOLE (h/ano)	0,0399	0,0241	0,0209	0,0242
EPNS (MW)	0,00057	0,00030	0,00025	0,00028
EENS (MWh/ano)	5,01	2,71	2,22	2,52
LOLF (oc./ano)	0,0228	0,0116	0,0105	0,0112
LOLD (h/oc.)	1,7482	2,0712	1,9826	2,1635
Área 1 – Reserva Operacional				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	2,18E-05	2,11E-05	2,06E-05	1,97E-05
LOLE (h/ano)	0,1913	0,1849	0,1807	0,1723
EPNS (MW)	0,0016	0,0013	0,0013	0,0012
EENS (MWh/ano)	14,25	11,42	11,97	10,71
LOLF (oc./ano)	0,3515	0,3273	0,3110	0,3050
LOLD (h/oc.)	0,5443	0,5650	0,5811	0,5649

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 40 – Índices globais das camadas para a área 2 do sistema

Área 2 – Reserva Estática				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	2,7E-06	1,75E-06	1,49E-06	1,84E-06
LOLE (h/ano)	0,0236	0,0153	0,0130	0,0160
EPNS (MW)	0,00026	0,00014	0,00011	0,00012
EENS (MWh/ano)	2,34	1,25	1,02	1,08
LOLF (oc./ano)	0,0093	0,0046	0,0021	0,0029
LOLD (h/oc.)	2,5374	3,2958	6,0832	5,5234
Área 2 – Reserva Operacional				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	1,40E-04	1,35E-04	1,42E-04	4,73E-04
LOLE (h/ano)	1,2222	1,1825	1,2423	4,1405
EPNS (MW)	0,0030	0,0026	0,0027	0,0282
EENS (MWh/ano)	26,43	23,03	24,18	247,63
LOLF (oc./ano)	0,3604	0,3401	0,3636	0,6257
LOLD (h/oc.)	3,3912	3,4768	3,4160	6,6166

Fonte: elaborado pelo autor

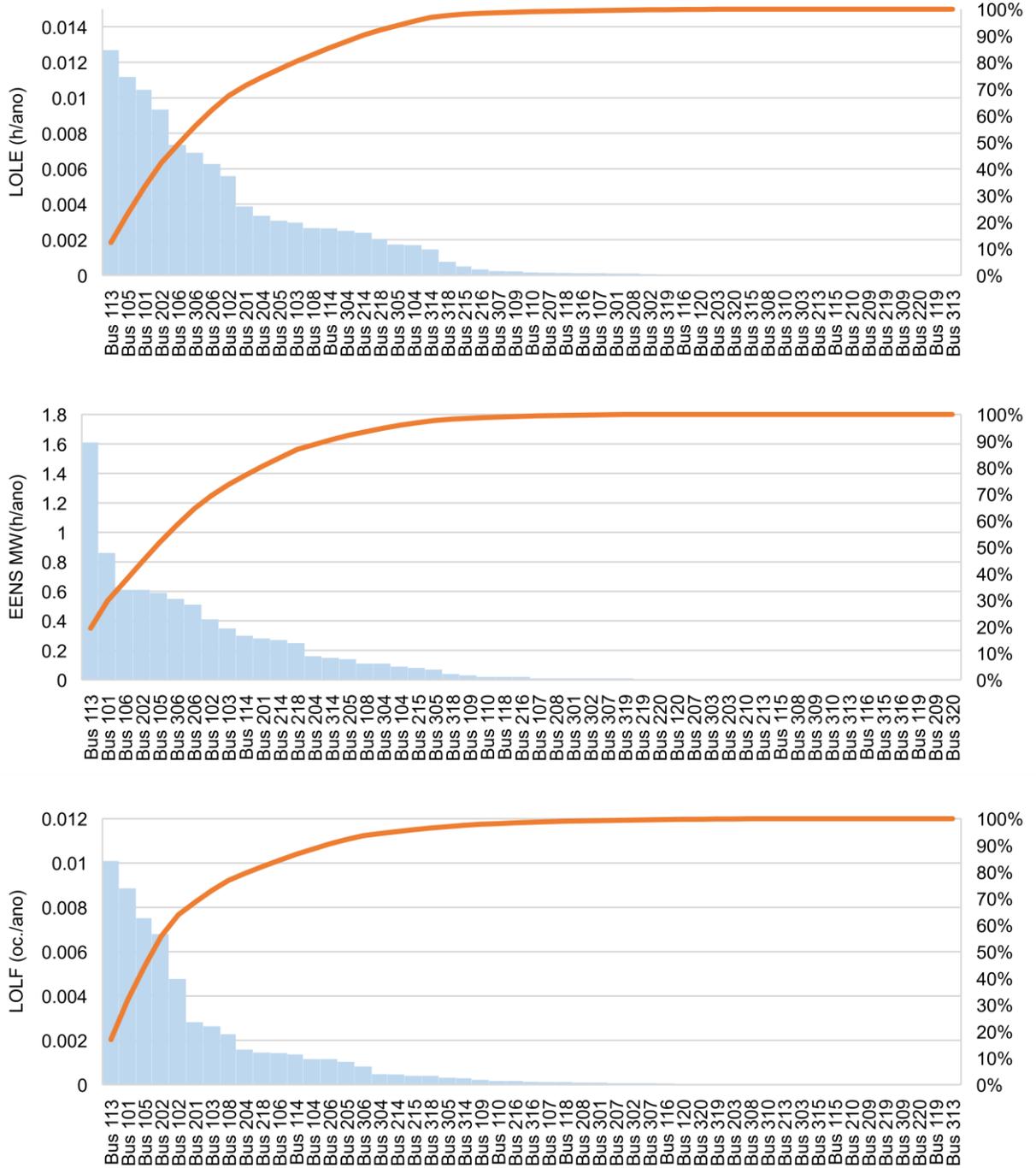
Tabela 41 – Índices globais das camadas para a área 3 do sistema

Área 3 – Reserva Estática				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	1,59E-06	2,03E-06	1,49E-06	1,9E-06
LOLE (h/ano)	0,0139	0,0177	0,0130	0,0166
EPNS (MW)	0,00010	0,00016	0,00011	0,00015
EENS (MWh/ano)	0,96	1,48	1,03	1,36
LOLF (oc./ano)	0,0026	0,0030	0,0041	0,0052
LOLD (h/oc.)	5,2727	5,8774	3,1483	3,1811
Área 3 – Reserva Operacional				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	3,03E-04	2,72E-04	3,12E-04	6,84E-04
LOLE (h/ano)	2,6522	2,3838	2,7306	5,9901
EPNS (MW)	0,0096	0,0082	0,0113	0,0407
EENS (MWh/ano)	84,63	72,38	99,06	357,22
LOLF (oc./ano)	1,0165	0,8071	0,9761	1,3369
LOLD (h/oc.)	2,6091	2,9534	2,7973	4,4802

Fonte: elaborado pelo autor

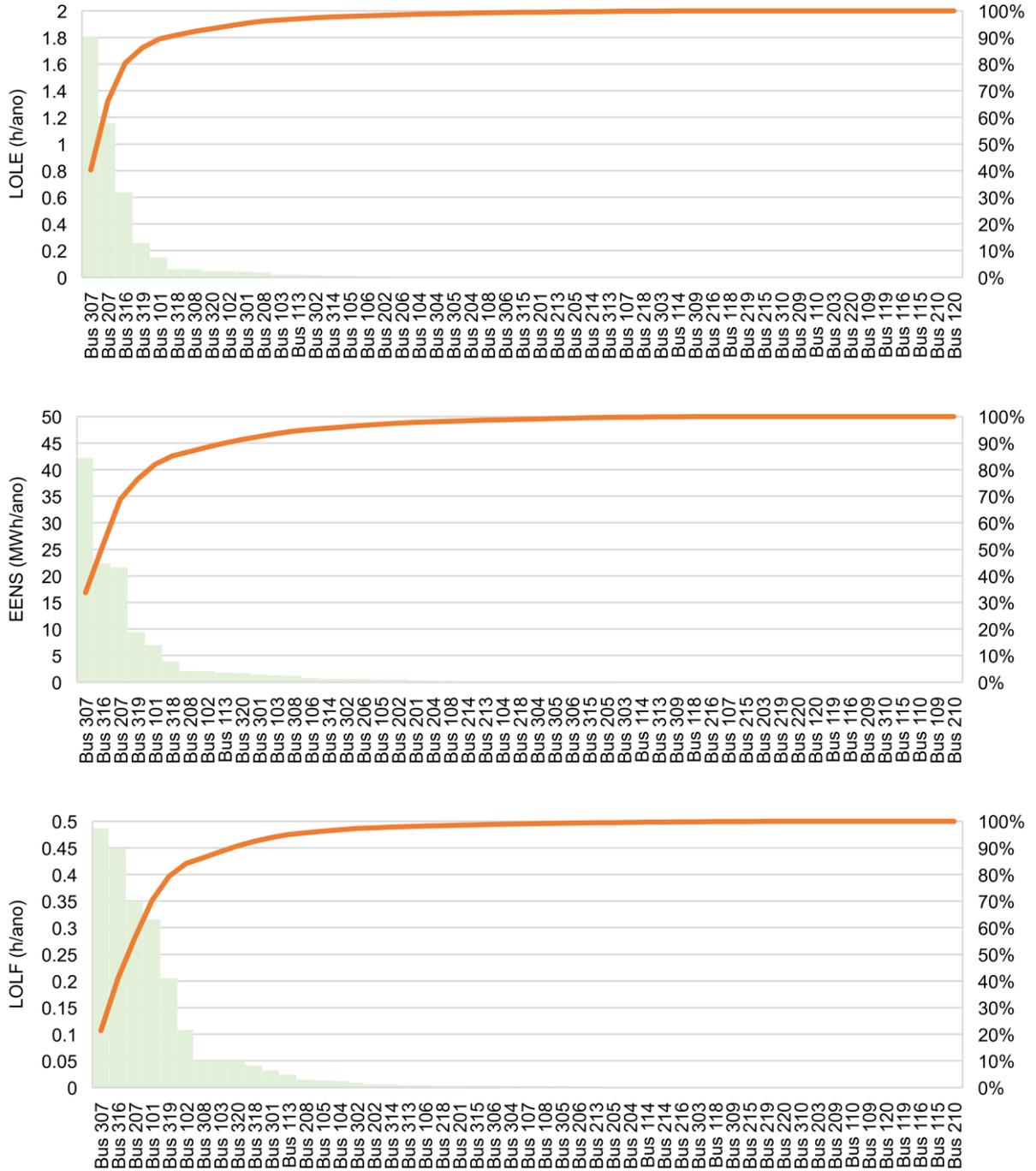
Os índices LOLE, EENS e LOLF da camada A para as barras que contribuem em 100% do desempenho global do sistema são apresentados nos diagramas de Pareto da Figura 46, sob a perspectiva da reserva estática, e na Figura 47, sob a perspectiva da reserva operacional.

Figura 46 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada A sob a perspectiva RE



Fonte: elaborado pelo autor

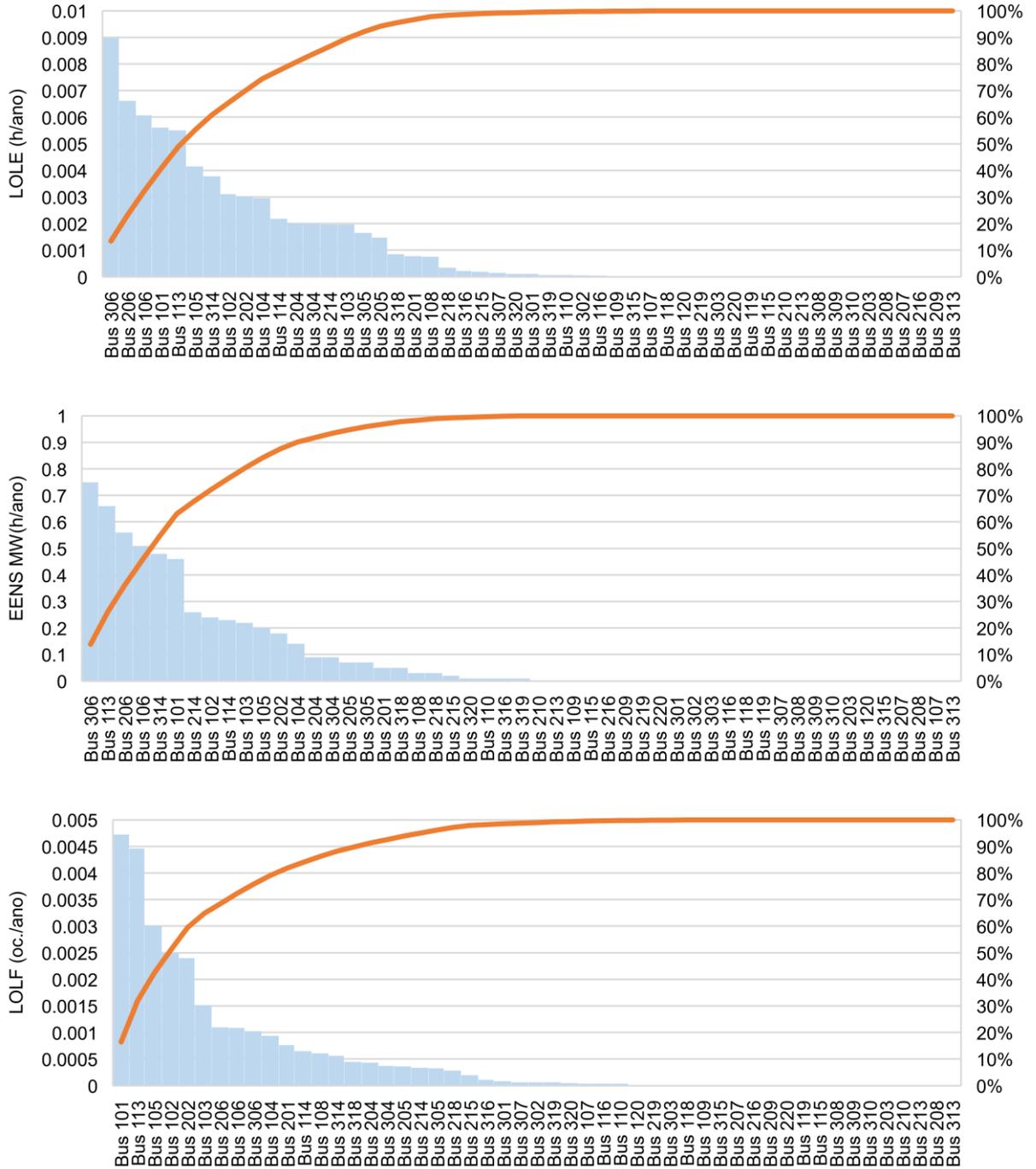
Figura 47 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada A sob a perspectiva RO



Fonte: elaborado pelo autor

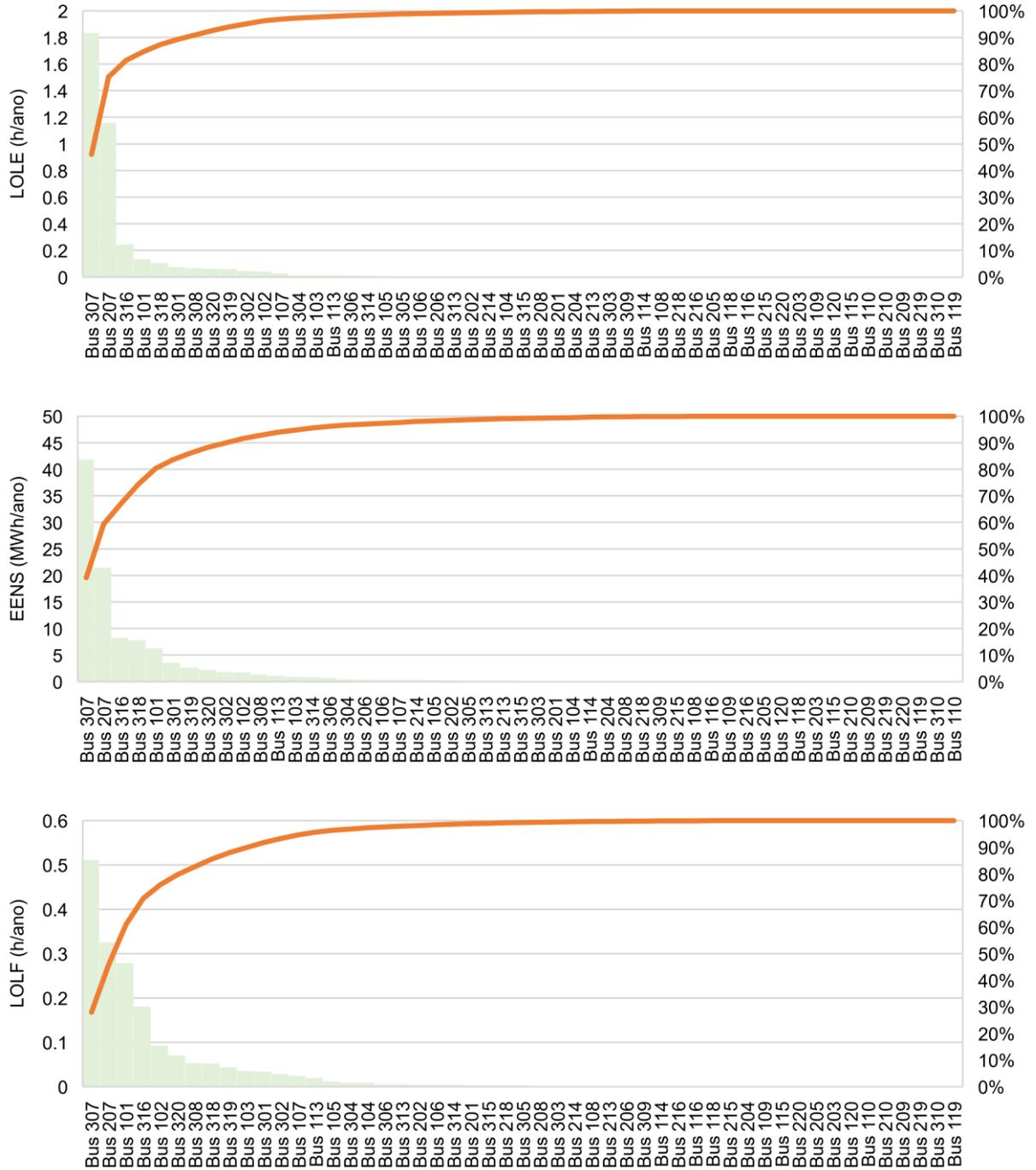
Os índices LOLE, ENS e LOLF da camada B para as barras que contribuem em 100% do desempenho global do sistema são apresentados nos diagramas de Pareto da Figura 48, sob a perspectiva da reserva estática, e na Figura 49, sob a perspectiva da reserva operacional.

Figura 48 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada B sob a perspectiva RE



Fonte: elaborado pelo autor

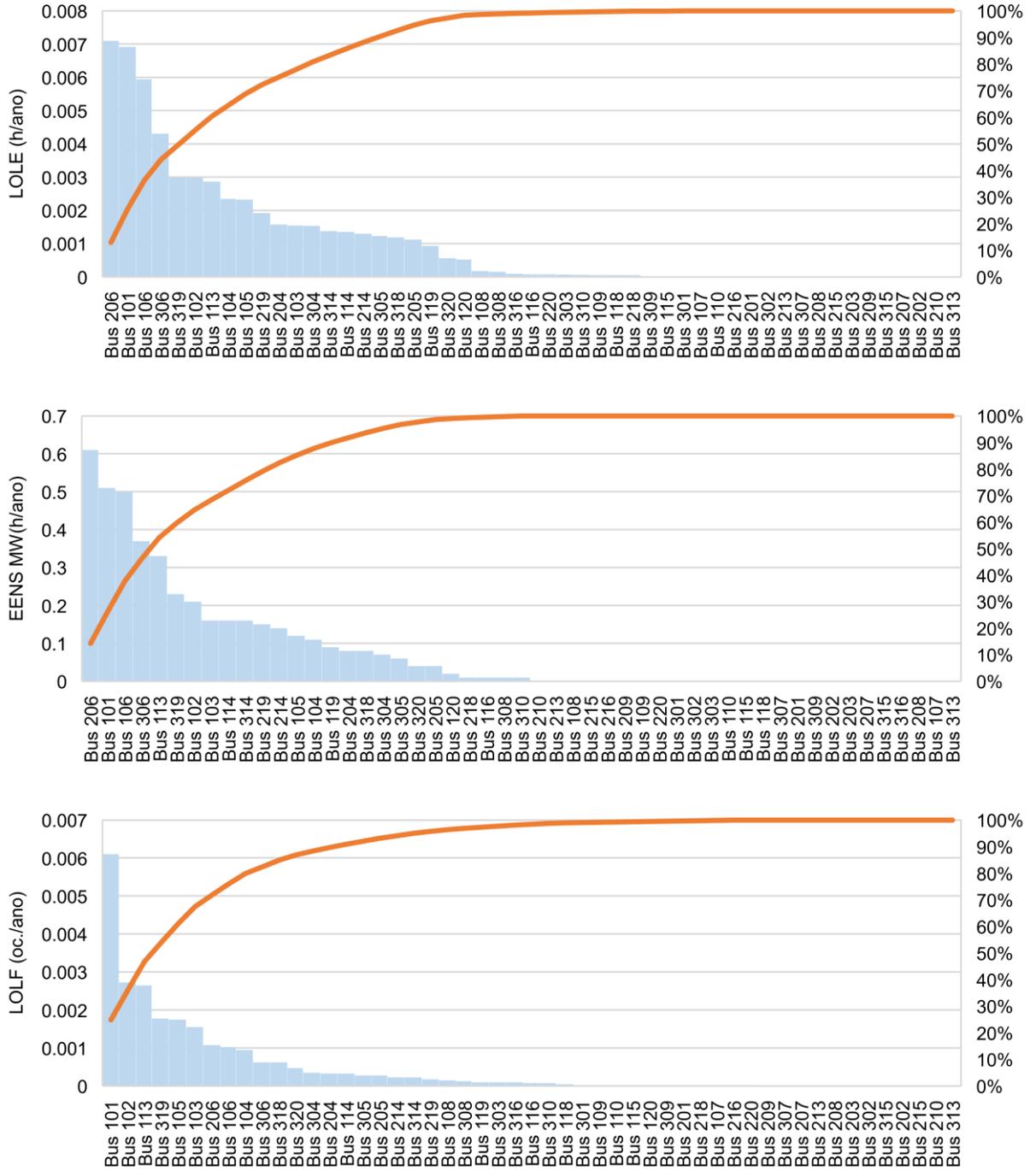
Figura 49 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada B sob a perspectiva RO



Fonte: elaborado pelo autor

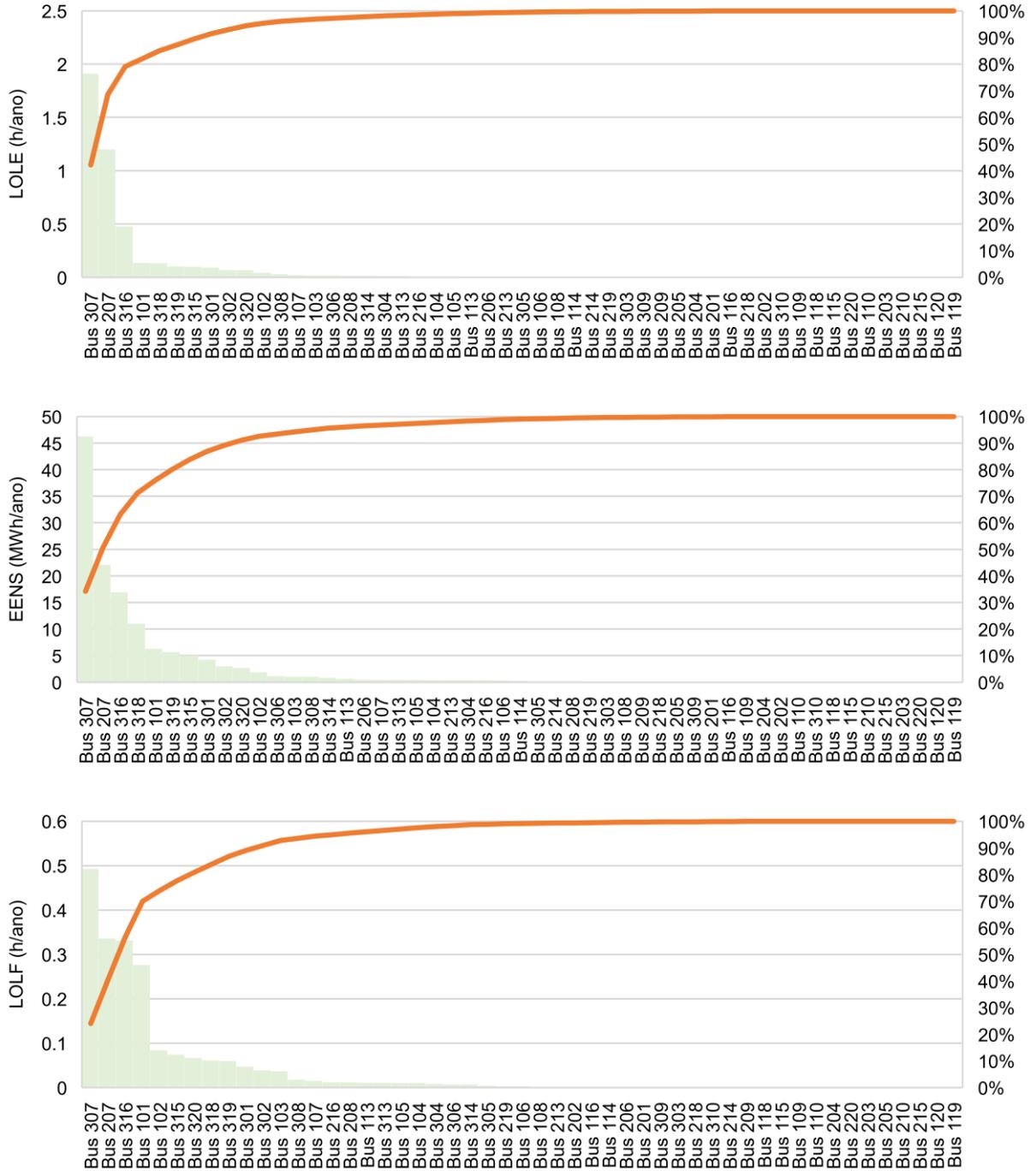
Os índices LOLE, ENS e LOLF da camada C para as barras que contribuem em 100% do desempenho global do sistema são apresentados nos diagramas de Pareto da Figura 50, sob a perspectiva da reserva estática, e na Figura 51, sob a perspectiva da reserva operacional.

Figura 50 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada C sob a perspectiva RE



Fonte: elaborado pelo autor

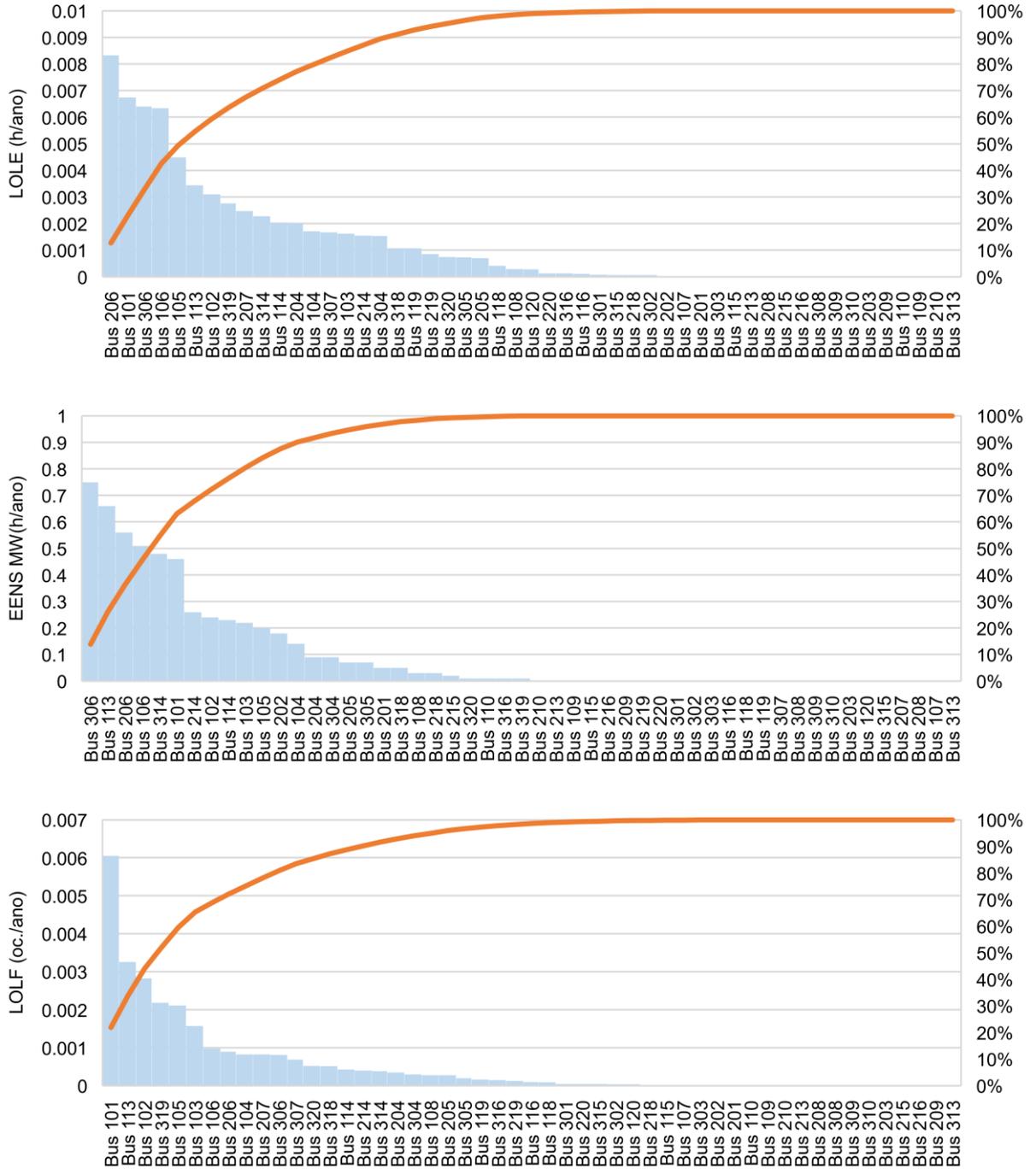
Figura 51 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada C sob a perspectiva RO



Fonte: elaborado pelo autor

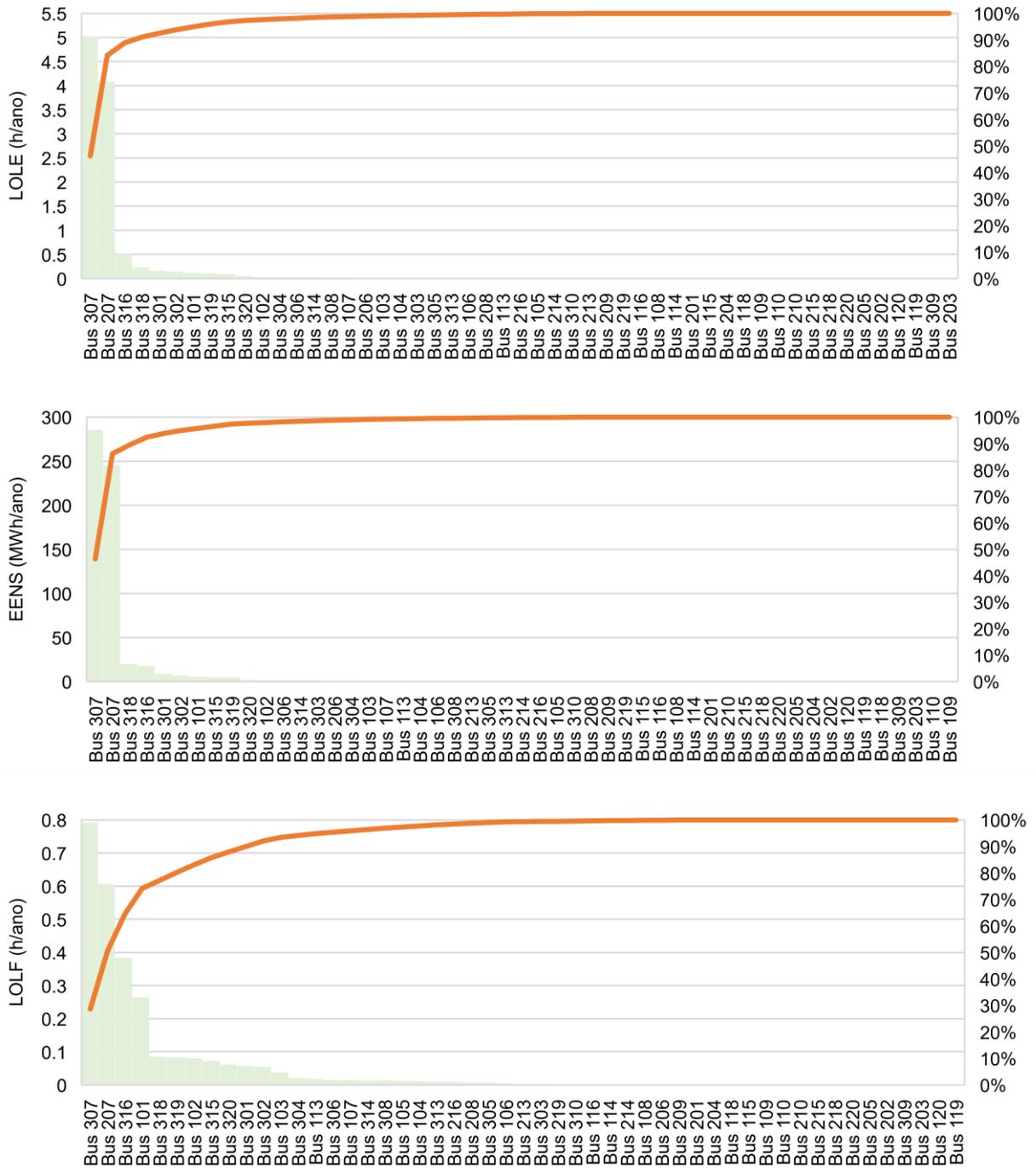
Os índices LOLE, ENS e LOLF da camada D para as barras que contribuem em 100% do desempenho global do sistema são apresentados nos diagramas de Pareto da Figura 52, sob a perspectiva da reserva estática, e na Figura 53, sob a perspectiva da reserva operacional.

Figura 52 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada D sob a perspectiva RE



Fonte: elaborado pelo autor

Figura 53 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada D sob a perspectiva RO



Fonte: elaborado pelo autor

Na perspectiva da reserva estática para a camada A, apesar da magnitude pequena dos indicadores, o barramento 113 é identificado como o principal responsável pelo desempenho global do sistema. Juntamente com o barramento 113, o barramento 105 também desempenha um papel significativo, reforçando a

caracterização da área 1 como a de menor confiabilidade, conforme resultados dos cenários anteriores. A partir da camada B, os índices LOLE para as barras 306, 206 e 106 apresentam as maiores contribuições. Por exemplo, a EENS da barra 306, de 0,75 MWh/ano, é superior ao do barramento 113. Na camada C, a barra 206 é identificada como de menor confiabilidade, com uma LOLE de 0,007 h/ano e uma EENS de 0,61 MWh/ano. Para a camada D, apesar de a LOLE da barra 206 ser a mais significativa, com 0,008 h/ano, a EENS mais relevante é identificada na barra 306, com 0,75 MWh/ano. Um importante ponto é feito para os barramentos 306 e 206: apesar de não possuírem unidades geradoras, concentram 4,8% da carga total do sistema, com pontos de carga de 136 MW em cada área.

Já pela perspectiva da reserva operacional para a camada A, identificam-se as barras 307 e 207 como as principais responsáveis pelo desempenho global. O comportamento do cenário reforça o impacto que a incerteza relacionada a falha da rede de transmissão promove no desempenho global, em grande parte, ocasionada pelas falhas nos troncos radiais. Através das informações dos diagramas de Pareto para a camada D da reserva operacional, as barras 307 e 207 continuam como as principais responsáveis para a confiabilidade, haja vista o comportamento dos indicadores, destacado pelas magnitudes da LOLE, de 5 h/ano e 4 h/ano, e da EENS, de 285,3 MWh/ano e 245,1 MWh/ano, respectivamente, para as barras mencionadas.

5.3 RESULTADOS PARA O PROGRAMA DE MANUTENÇÃO DE GERADORES

O objetivo geral do processo de planejamento de manutenção é aproveitar o conhecimento probabilístico de falhas e acidentes dos geradores para garantir a máxima segurança ao menor custo possível. Os resultados do cenário da manutenção programada de cerca de 50% dos geradores do parque hidrotérmico do sistema, para os índices globais da análise de confiabilidade das camadas de representação, tanto sob a perspectiva da reserva estática quanto da reserva operacional, são apresentados na Tabela 42, bem como os coeficientes de convergência para o processo de simulação. Por meio dos resultados, é possível notar como a capacidade de geração do sistema é robusta para suportar distintos planos de manutenção para o parque produtor. Embora o cenário considerado inclua tempos típicos de indisponibilidade, a alta capacidade de geração é significativamente afetada pela

capacidade de escoamento pela malha de transmissão, que é especificamente restringida por falhas em pontos em que há presença de circuitos radiais.

Tabela 42 – Índices globais e coeficientes de convergência das camadas de representação em análise

Perspectiva da Reserva Estática								
Variável de Decisão	Camada de Representação							
	Camada A	β (%)	Camada B	β (%)	Camada C	β (%)	Camada D	β (%)
LOLP (prob.)	2,81E-04	3,43	1,83E-04	3,36	1,90E-04	3,48	1,86E-04	3,64
LOLE (h/ano)	2,4639	3,43	1,6038	3,36	1,6613	3,48	1,6326	3,64
EPNS (MW)	0,0595	5,00	0,0367	4,99	0,0377	5,00	0,0366	5,00
EENS (MWh/ano)	521,3	5,00	321,64	4,99	330,99	5,00	321,13	5,00
LOLF (oc./ano)	1,2601	2,71	0,8310	2,65	0,8623	2,72	0,8391	2,96
LOLD (h/oc.)	1,9552	4,22	1,9298	4,12	1,9266	4,27	1,9455	4,53
SIS (min.)	3,658		2,257		2,322		2,253	
Perspectiva da Reserva Operacional								
Variável de Decisão	Camada de Representação							
	Camada A	β (%)	Camada B	β (%)	Camada C	β (%)	Camada D	β (%)
LOLP (prob.)	8,85E-04	2,54	7,96E-04	2,26	8,65E-04	2,37	1,56E-03	3,07
LOLE (h/ano)	7,7490	2,54	6,9729	2,26	7,5807	2,37	13,6870	3,07
EPNS (MW)	0,0813	5,00	0,0591	5,00	0,0649	5,00	0,1188	5,00
EENS (MWh/ano)	712,77	5,00	518,17	5,00	568,87	5,00	1041,22	5,00
LOLF (oc./ano)	3,2209	1,97	2,718	1,95	2,9431	1,99	3,5887	3,32
LOLD (h/oc.)	2,4057	3,11	2,5654	2,89	2,5757	2,99	3,8138	4,41
SIS (min.)	5,001		3,636		3,992		7,306	

Fonte: elaborado pelo autor

A retirada do montante dos geradores, distribuídas ao longo do ano, resulta em um desempenho sistêmico mais crítico em termos de confiabilidade, conforme evidenciado pela relevância dos indicadores em ambas as perspectivas de reservas. De fato, pela perspectiva da reserva estática, o aumento considerável nos valores de LOLE e EENS, por exemplo, atingem patamares superiores a 2,4 h/ano e 521,3 MWh/ano para a camada A. No entanto, ao progredir da camada A para a camada D, ocorre uma leve melhoria nos indicadores. Na camada D, a LOLE e a EENS chegam aos valores de 1,6 h/ano e 321,1 MWh/ano, respectivamente, embora permaneçam relativamente altos em relação aos outros cenários.

O desempenho agravado pelo cenário do programa de manutenção dos geradores hidrotérmicos é ainda mais destacado com os resultados pela ótica da reserva operacional, uma vez que a LOLE resulta em um patamar de 7,7 h/ano na camada A, alcançando 13,6 h/ano na camada D. As agregações de camadas da

perspectiva da reserva operacional acentuam a deterioração na confiabilidade sistêmica, como evidenciado também pela EENS da camada D, de 1,04 GWh/ano.

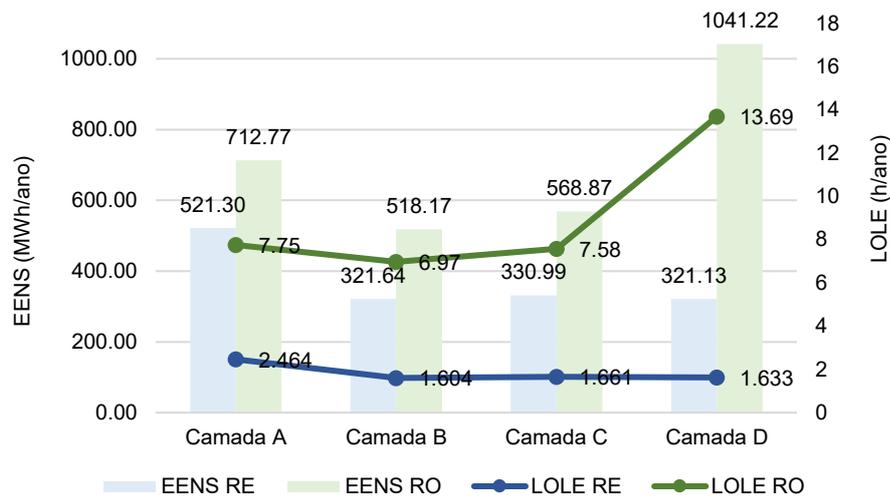
A análise dos índices globais de confiabilidade apresentados nas Tabela 20 e Tabela 42 oferece *insights* sobre a eficácia do programa de manutenção em um sistema elétrico. Ao comparar os resultados, é evidente que a implementação do programa de manutenção resulta em mudanças significativas nos índices de confiabilidade, tanto na perspectiva da reserva estática quanto da reserva operacional. Por exemplo, para a camada D, a variável EENS resultante do cenário do programa de manutenção apresenta magnitude de 321,13 MWh/ano para a reserva estática e 1041,22 MWh/ano para a reserva operacional, enquanto para o cenário original, os valores resultantes são de 53,62 MWh/ano e 780,02 MWh/ano, respectivamente, para as reservas mencionadas.

Evidentemente, para o contexto da reserva estática, observa-se uma redução e posterior estabilização nos indicadores, mesmo que em magnitudes consideravelmente mais acentuadas, especialmente nos valores de LOLE e EENS, à medida que as camadas são agregadas, tendência repetida para os outros cenários em avaliação. Já na perspectiva da reserva operacional, os resultados também demonstram um padrão semelhante aos outros cenários para os valores dos indicadores da camada A e da camada B. As agregações da camada C e da camada D, todavia, acentuam a criticidade sistêmica, com aumentos ainda mais pronunciados, indicando um impacto mais significativo do programa de manutenção na confiabilidade do sistema. Sugere-se que a importância de avaliar cuidadosamente os programas de manutenção e substituição de ativos em sistemas complexos, levando em consideração o impacto potencial na confiabilidade geral do sistema, mesmo que tais programas sejam essenciais para garantir a disponibilidade dos dispositivos e prolongar sua vida útil.

A partir da definição dos parâmetros LOLE (h/ano) e EENS (MWh/ano) como balizadores, cada camada é avaliada separadamente para determinar o quanto ela contribui para a totalidade dos resultados. Seguindo esse conceito, a Figura 54 apresenta os valores correspondentes aos acréscimos Δ dos indicadores EENS e LOLE para cada camada. É evidenciada a diferença entre as análises de reserva estática e operacional, com um $\Delta_{LOLE A-D}$ de -0,83 h/ano e um $\Delta_{EENS A-D}$ de -200,1 MWh/ano, e com um $\Delta_{LOLE A-D}$ de +5,94 h/ano e um $\Delta_{EENS A-D}$ de +328,4 MWh/ano, respectivamente. Nota-se o comportamento na reserva estática da camada C, que

passa a considerar a representação das linhas de transmissão de circuito duplo, com pequenos acréscimos nos indicadores, atingindo uma LOLE de 1,66 h/ano ($\Delta_{LOLE B-C}$ de +0,05 h/ano) e uma EENS de 330,9 MWh/ano ($\Delta_{EENS B-C}$ de +9,3 MWh/ano).

Figura 54 – Comparação entre os índices LOLE e EENS para as camadas de representação sob as perspectivas RE e RO



Fonte: elaborado pelo autor

Os resultados para os índices globais por tipo de falha do sistema para cada camada de representação são apresentados pelas Tabela 43, Tabela 44 e Tabela 45.

Especificamente para os tipos de falha de geração, na perspectiva da reserva estática, observa-se uma diminuição progressiva dos índices, haja vista as variáveis LOLE e EENS, ao passar das camadas A para D ($\Delta_{LOLE A-D}$ de -0,12 h/ano e $\Delta_{EENS A-D}$ de -34,23 MWh/ano), indicando uma melhoria na confiabilidade do sistema de geração. Todavia, pontua-se que há uma pequena variação para cima nos resultados da camada C, que voltam a reduzir com a passagem para a camada D. As falhas compostas, que englobam tanto falhas de geração quanto de transmissão, representam uma maior ameaça ao risco sistêmico do que as falhas individuais de geração ou transmissão. Verifica-se, ao passar das camadas A para a D, um $\Delta_{LOLE A-D}$ de -0,67 h/ano e um $\Delta_{EENS A-D}$ de -166,9 MWh/ano. Frisa-se que, para os tipos de falha de transmissão, nessa perspectiva, os resultados não apresentam influência relevante para riscos sistêmicos se comparados com os resultados dos tipos de falha composta, por exemplo.

Já na perspectiva da reserva operacional, embora os índices sejam mais elevados em todas as camadas em comparação com os resultados da reserva

estática, a tendência de redução ao passar das camadas A para a D é semelhante para os tipos de falha de geração e de falha composta. O agravamento na magnitude dos indicadores para os tipos de falha composta em relação ao cenário base também é verificado, atingindo patamares para a LOLE de 1,36 h/ano e para a EENS de 290,6 MWh/ano, respectivamente. Todavia, observa-se a mesma tendência de redução relativa aos tipos de falha composta ao passar da camada A para a camada D, com um $\Delta_{LOLE A-D}$ de -0,55 h/ano e um $\Delta_{EENS A-D}$ de -145,3 MWh/ano, comportamento também encontrado na ótica da reserva estática. Um ponto importante a se notar é a diferença no comportamento dos resultados dos tipos de falha de transmissão para a reserva estática (menor influência na confiabilidade sistêmica) e para a reserva operacional (maior influência na confiabilidade). Especificamente, na ótica operacional, os incrementos verificados são de $\Delta_{LOLE A-D}$ de +6,63 h/ano e $\Delta_{EENS A-D}$ de +496,1 MWh/ano.

Tabela 43 – Índices globais das camadas por falhas de geração

Falhas de Geração – Reserva Estática				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	4,12E-05	2,84E-05	2,92E-05	2,75E-05
LOLE (h/ano)	0,3611	0,2486	0,2557	0,2411
EPNS (MW)	0,0108	0,0072	0,0073	0,0068
EENS (MWh/ano)	94,87	63,58	64,76	60,23
LOLF (oc./ano)	0,2595	0,1863	0,1862	0,1883
LOLD (h/oc.)	1,3915	1,3338	1,3729	1,2803
Falhas de Geração – Reserva Operacional				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	7,54E-05	5,76E-05	6,37E-05	5,95E-05
LOLE (h/ano)	0,6607	0,5049	0,5576	0,5214
EPNS (MW)	0,0142	0,0102	0,0119	0,0116
EENS (MWh/ano)	124,68	89,62	104,27	102,38
LOLF (oc./ano)	0,7349	0,5912	0,6234	0,6221
LOLD (h/oc.)	0,8990	0,8541	0,8944	0,8380

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 44 – Índices globais das camadas por falhas de transmissão

Falhas de Transmissão – Reserva Estática				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	2,57E-05	2,00E-05	2,00E-05	2,16E-05
LOLE (h/ano)	0,2252	0,1752	0,1747	0,1894
EPNS (MW)	0,00061	0,00076	0,00083	0,00077
EENS (MWh/ano)	5,36	6,72	7,31	6,77
LOLF (oc./ano)	0,2179	0,1429	0,1460	0,1481
LOLD (h/oc.)	1,0334	1,2254	1,1964	1,2788
Falhas de Transmissão – Reserva Operacional				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	5,90E-04	6,04E-04	6,55E-04	1,35E-03
LOLE (h/ano)	5,1651	5,2945	5,7362	11,8021
EPNS (MW)	0,0173	0,0195	0,0227	0,074
EENS (MWh/ano)	152,11	171,62	199,1	648,24
LOLF (oc./ano)	1,7012	1,6398	1,7713	2,4375
LOLD (h/oc.)	3,0361	3,2287	3,2384	4,8419

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 45 – Índices globais das camadas por falha composta

Falha Composta (Geração e Transmissão) – Reserva Estática				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	2,14E-04	1,35E-04	1,41E-04	1,37E-04
LOLE (h/ano)	1,8775	1,1800	1,2308	1,2019
EPNS (MW)	0,0480	0,0286	0,0295	0,0290
EENS (MWh/ano)	421,07	251,34	258,92	254,13
LOLF (oc./ano)	1,0239	0,6584	0,6872	0,6620
LOLD (h/oc.)	1,8337	1,7921	1,7910	1,8156
Falha Composta (Geração e Transmissão) – Reserva Operacional				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	2,20E-04	1,34E-04	1,47E-04	1,56E-04
LOLE (h/ano)	1,9231	1,1734	1,2868	1,3634
EPNS (MW)	0,0497	0,0293	0,0303	0,0331
EENS (MWh/ano)	435,97	256,92	265,5	290,6
LOLF (oc./ano)	1,0159	0,6216	0,7026	0,7173
LOLD (h/oc.)	1,8928	1,8877	1,8313	1,9007

Fonte: elaborado pelo autor

Destarte, ao comparar os resultados para os tipos de falha de transmissão da Tabela 44 com os resultados da Tabela 23, ambas pela perspectiva da reserva operacional, verifica-se uma proximidade entre os valores dos indicadores, à exemplo das magnitudes de EENS para a camada D, de 648,2 MWh/ano para o cenário do programa de manutenção de geradores, e de 678,8 MWh/ano para o caso apresentado na Tabela 23.

As Tabela 46, Tabela 47 e Tabela 48 apresentam os resultados para cada área do sistema para os cenários das reservas estática e operacional.

Tabela 46 – Índices globais das camadas para a área 1 do sistema

Área 1 – Reserva Estática				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	2,25E-04	1,48E-04	1,51E-04	1,49E-04
LOLE (h/ano)	1,9736	1,2944	1,3227	1,3056
EPNS (MW)	0,0406	0,0259	0,0284	0,0279
EENS (MWh/ano)	356,45	227,41	249,26	244,65
LOLF (oc./ano)	1,0670	0,7177	0,7211	0,7092
LOLD (h/oc.)	1,8495	1,8035	1,8342	1,8407
Área 1 – Reserva Operacional				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	2,65E-04	1,77E-04	1,90E-04	1,96E-04
LOLE (h/ano)	2,3215	1,5503	1,6668	1,7155
EPNS (MW)	0,0447	0,0291	0,0332	0,0352
EENS (MWh/ano)	391,62	255,72	291,48	308,92
LOLF (oc./ano)	1,5379	1,0996	1,1683	1,1690
LOLD (h/oc.)	1,5095	1,4099	1,4266	1,4674

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 47 – Índices globais das camadas para a área 2 do sistema

Área 2 – Reserva Estática				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	1,22E-04	7,07E-05	2,75E-06	3,82E-06
LOLE (h/ano)	1,0660	0,6196	0,0240	0,0334
EPNS (MW)	0,0184	0,0100	0,00034	0,00031
EENS (MWh/ano)	161,35	88,33	2,98	2,75
LOLF (oc./ano)	0,5496	0,3128	0,0086	0,0103
LOLD (h/oc.)	1,9395	1,9804	2,7693	3,2258
Área 2 – Reserva Operacional				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	3,47E-04	3,05E-04	2,42E-04	5,81E-04
LOLE (h/ano)	3,0401	2,6754	2,1189	5,0882
EPNS (MW)	0,0252	0,0166	0,0066	0,0328
EENS (MWh/ano)	221,58	146,04	58,46	287,54
LOLF (oc./ano)	1,0789	0,8206	0,5513	0,8430
LOLD (h/oc.)	2,8176	3,2603	3,8430	6,0356

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 48 – Índices globais das camadas para a área 3 do sistema

Área 3 – Reserva Estática				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	4,32E-06	7,12E-06	5,75E-05	5,41E-05
LOLE (h/ano)	0,0378	0,0623	0,5036	0,4736
EPNS (MW)	0,00039	0,00067	0,0089	0,0084
EENS (MWh/ano)	3,5	5,9	78,75	73,72
LOLF (oc./ano)	0,0185	0,0232	0,3593	0,3455
LOLD (h/oc.)	2,0430	2,6772	1,4014	1,3707
Área 3 – Reserva Operacional				
Índices Globais	Camada A	Camada B	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	3,46E-04	3,59E-04	4,55E-04	8,12E-04
LOLE (h/ano)	3,0326	3,1480	3,9899	7,1156
EPNS (MW)	0,0113	0,0132	0,0249	0,0507
EENS (MWh/ano)	99,57	116,41	218,94	444,77
LOLF (oc./ano)	0,9852	1,0222	1,4695	1,8458
LOLD (h/oc.)	3,0780	3,0796	2,7149	3,8549

Fonte: elaborado pelo autor

É notável, para a reserva estática, a concentração dos indicadores na área 1. Conforme as especificidades de cada camada se agregam, a tendência de uma parcela para a contribuição total dos índices em ser deslocada da área 1 para a área 3, conforme valores EENS das camadas C e D, é verificada. Esse comportamento é semelhante ao encontrado para os resultados do cenário inicial, conforme informações das Tabela 25, Tabela 26 e Tabela 27. Especificamente na Área 1, observa-se que os valores dos indicadores LOLE, EENS e LOLF diminuem à medida que se avança pelas camadas, indicando uma melhoria na confiabilidade do sistema. Por outro lado, para a Área 2, os índices globais são significativamente menores em todas as camadas em comparação com a Área 1. Notavelmente, nas camadas C e D da Área 2, observa-se uma redução drástica para os valores das variáveis em análise em relação aos resultados das camadas A e B. Para a Área 3, os valores dessas variáveis são consideravelmente menores para as camadas A e B, como exemplificado pela LOLE e pela EENS. No entanto, esses valores aumentam consideravelmente a partir da passagem para a camada C, com posterior estabilização na camada D.

Na perspectiva da reserva operacional, os resultados para a camada A apontam para a área 1 como de maior risco sistêmico, uma vez que a LOLE, de 2,32 h/ano (a menor entre as três áreas), é acompanhada de uma EENS de magnitude de 391,6 MWh/ano, enquanto na área 2, os valores dos índices mencionados são de 3,04

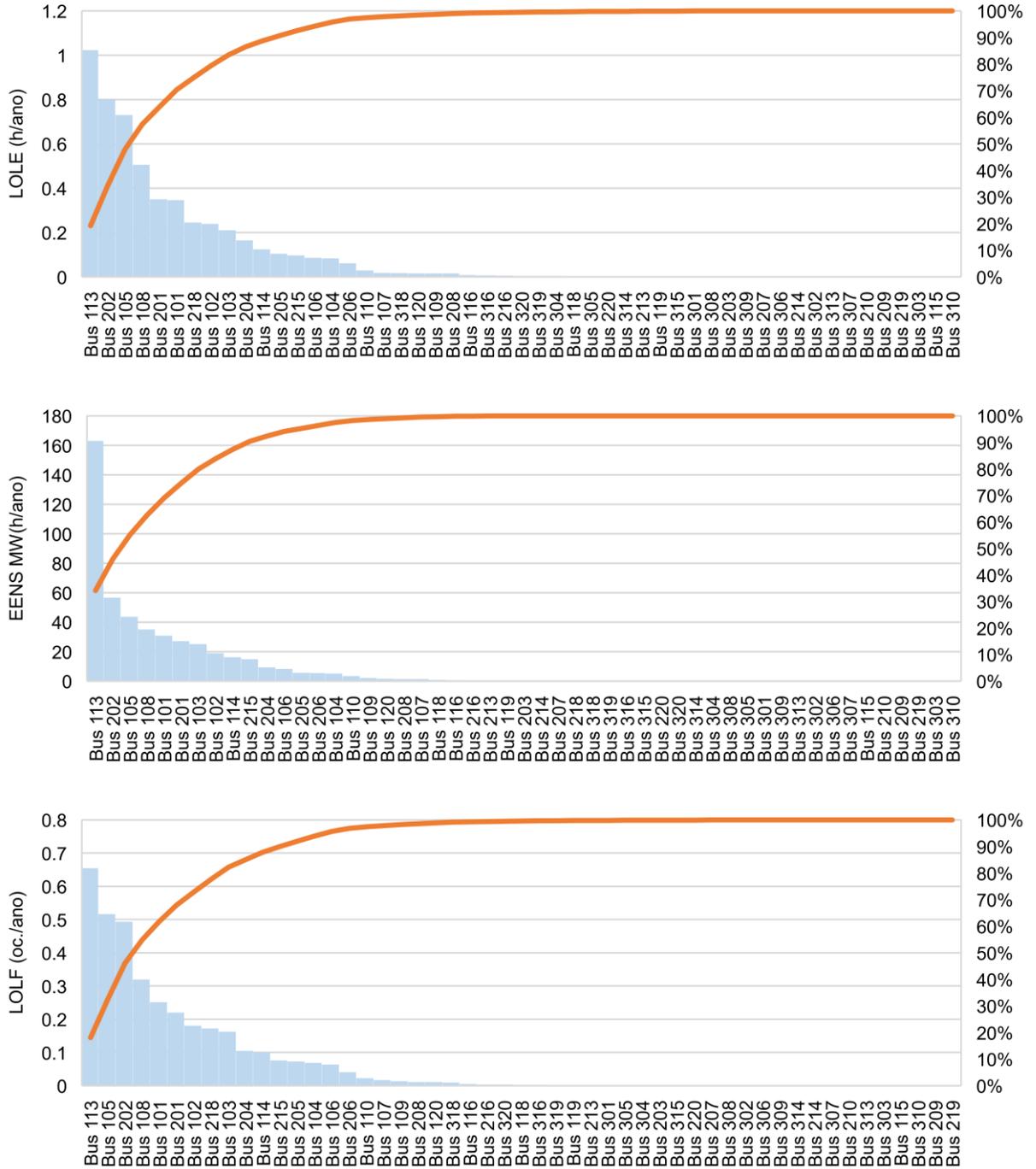
h/ano e 221,5 MWh/ano, e na área 3, de 3,03 h/ano e 99,5 MWh/ano, respectivamente. À medida que se avançam as agregações de camadas, o risco inicialmente identificado na área 1 é transferido para a área 3, conforme exemplificado pelos indicadores LOLE e EENS da camada D, com magnitudes de 7,11 h/ano e 444,7 MWh/ano, respectivamente. Cabe ressaltar também a magnitude dos indicadores da camada D para a área 1, com uma LOLE de 1,71 h/ano e uma EENS de 308,9 MWh/ano, indicando a necessidade de atenção em relação aos potenciais riscos para o sistema.

Comparativamente aos resultados da reserva operacional apresentados nas Tabela 25, Tabela 26 e Tabela 27, verifica-se um comportamento semelhante no cenário do programa de manutenção dos geradores do parque hidrotérmico para as áreas 2 e 3. Especificamente na área 2, os índices apresentam uma tendência de redução ao passar das camadas A para C, com posterior agravamento da camada C para a camada D. Já na área 3, a sequência de agregação de especificidades das camadas acarreta uma tendência de grandes acréscimos nas variáveis.

Na área 1, os comportamentos diferem grandemente em tendência e magnitude. Por exemplo, a EENS das camadas A, B, C e D do cenário do programa de manutenção alcançam, respectivamente, 391,6 MWh/ano, 255,7 MWh/ano, 291,4 MWh/ano e 308,9 MWh/ano. Já para o cenário inicial, esses valores são, respectivamente, 101,2 MWh/ano, 72,7 MWh/ano, 65,1 MWh/ano e 84,2 MWh/ano, evidenciando a diferença da área 1 entre os cenários em avaliação.

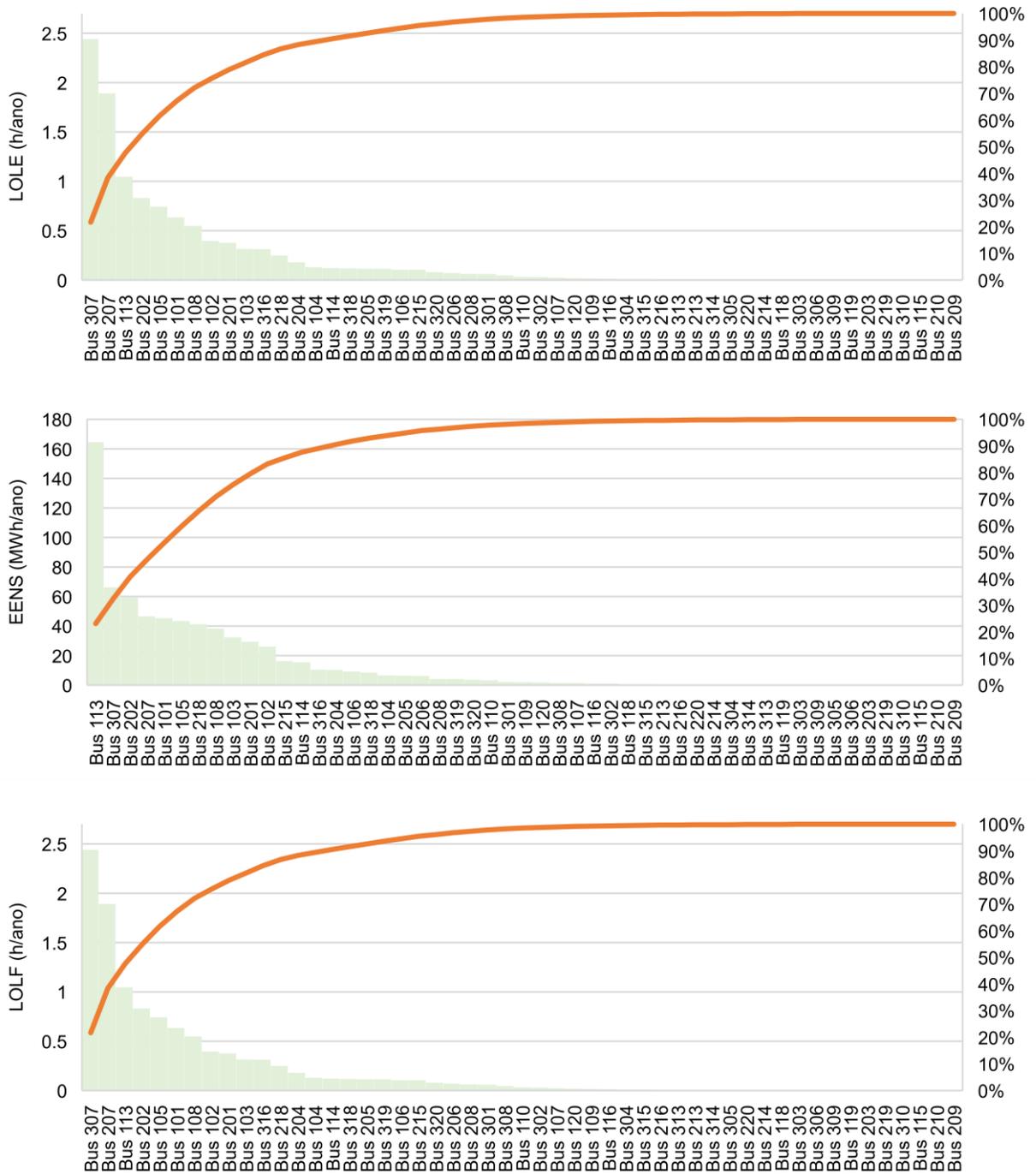
Os índices LOLE, ENS e LOLF da camada A para as barras do sistema que contribuem em 100% do desempenho global do sistema são apresentados nos diagramas de Pareto da Figura 55, sob a perspectiva da reserva estática, e na Figura 56, sob a perspectiva da reserva operacional.

Figura 55 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada A sob a perspectiva RE



Fonte: elaborado pelo autor

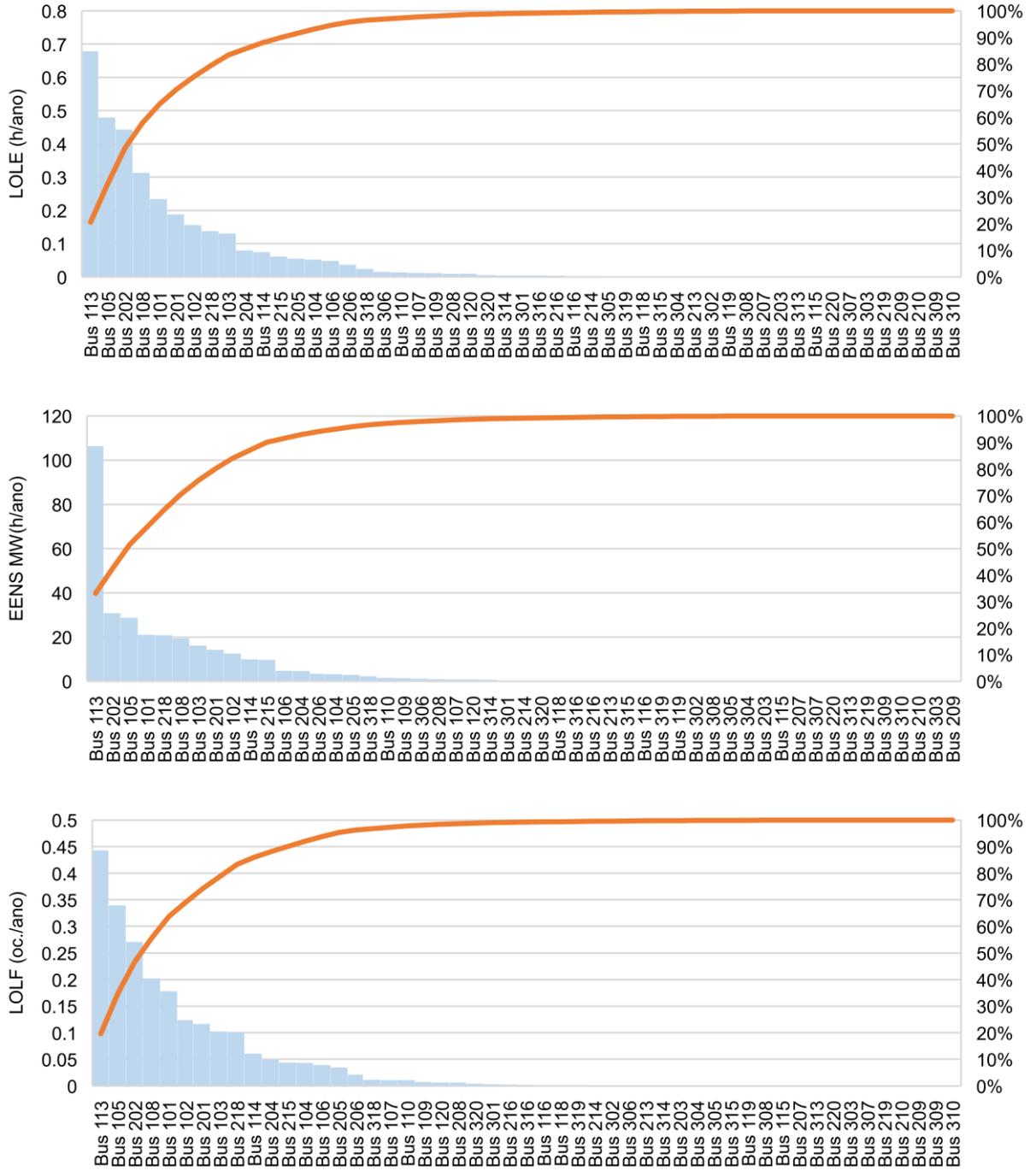
Figura 56 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada A sob a perspectiva RO



Fonte: elaborado pelo autor

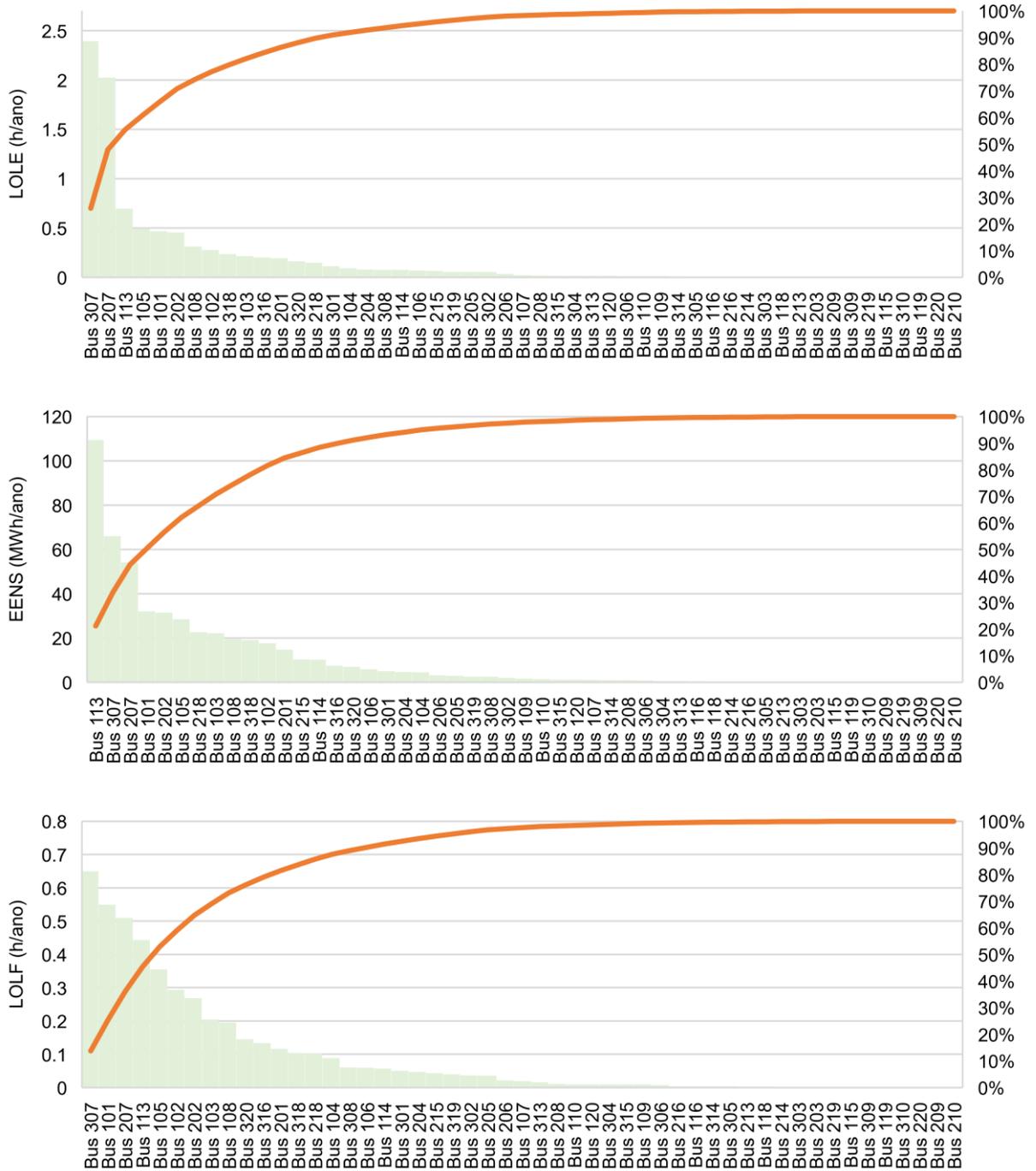
Os índices LOLE, ENS e LOLF da camada B para as barras do sistema que contribuem em 100% do desempenho global do sistema são apresentados nos diagramas de Pareto da Figura 57, sob a perspectiva da reserva estática, e na Figura 58, sob a perspectiva da reserva operacional.

Figura 57 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada B sob a perspectiva RE



Fonte: elaborado pelo autor

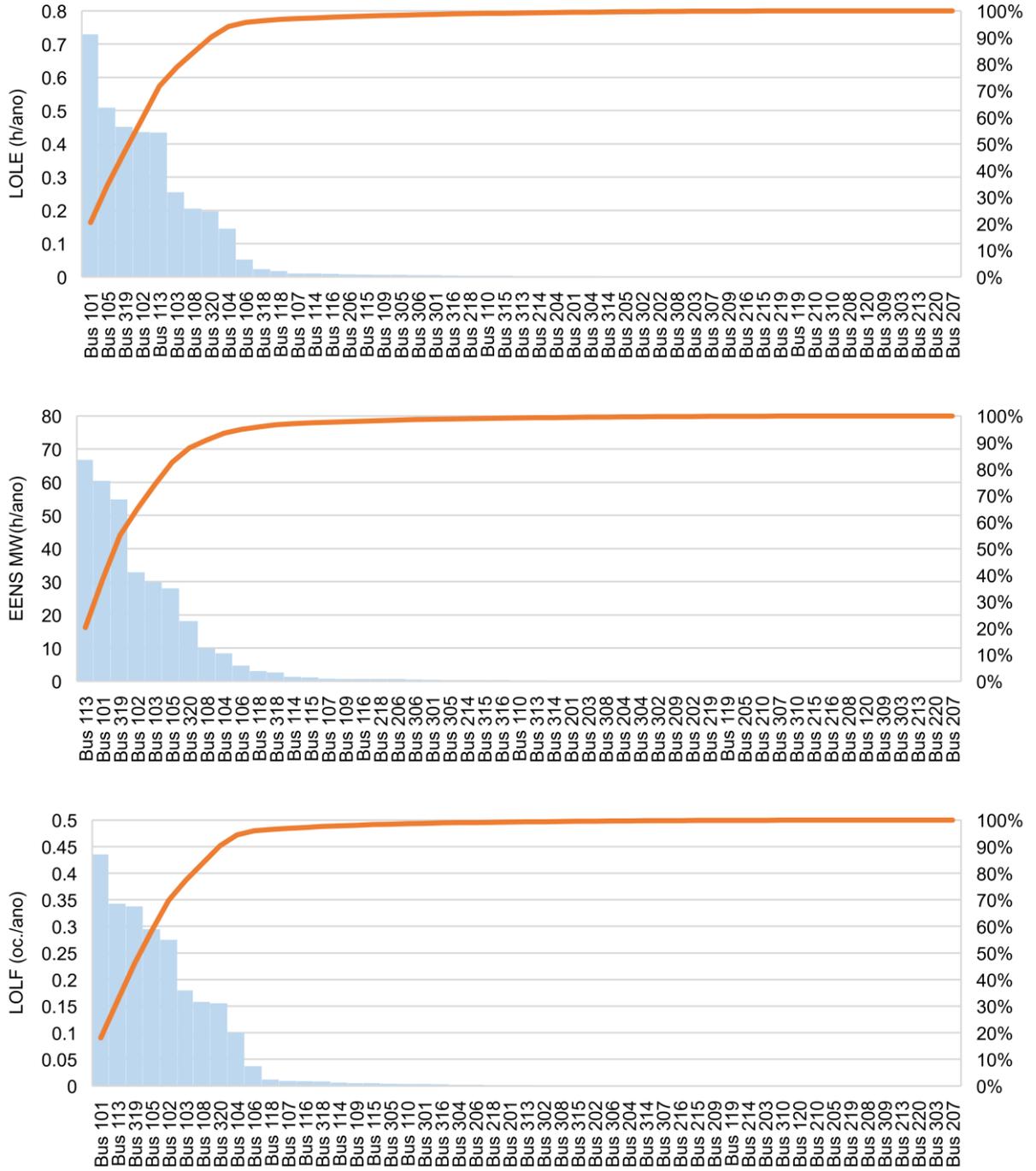
Figura 58 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada B sob a perspectiva RO



Fonte: elaborado pelo autor

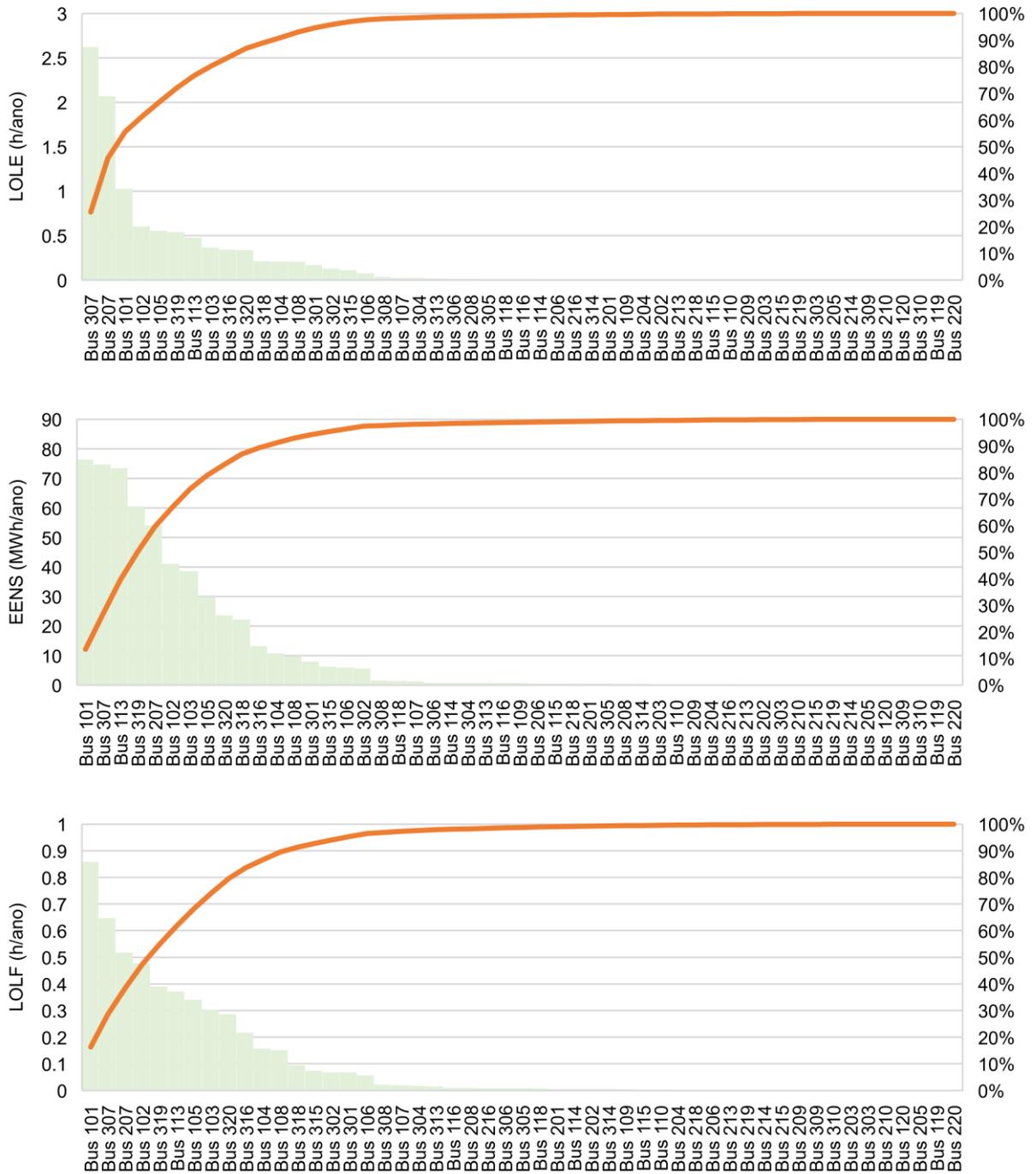
Os índices LOLE, ENS e LOLF da camada C para as barras do sistema que contribuem em 100% do desempenho global do sistema são apresentados nos diagramas de Pareto da Figura 59, sob a perspectiva da reserva estática, e na Figura 60, sob a perspectiva da reserva operacional.

Figura 59 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada C sob a perspectiva RE



Fonte: elaborado pelo autor

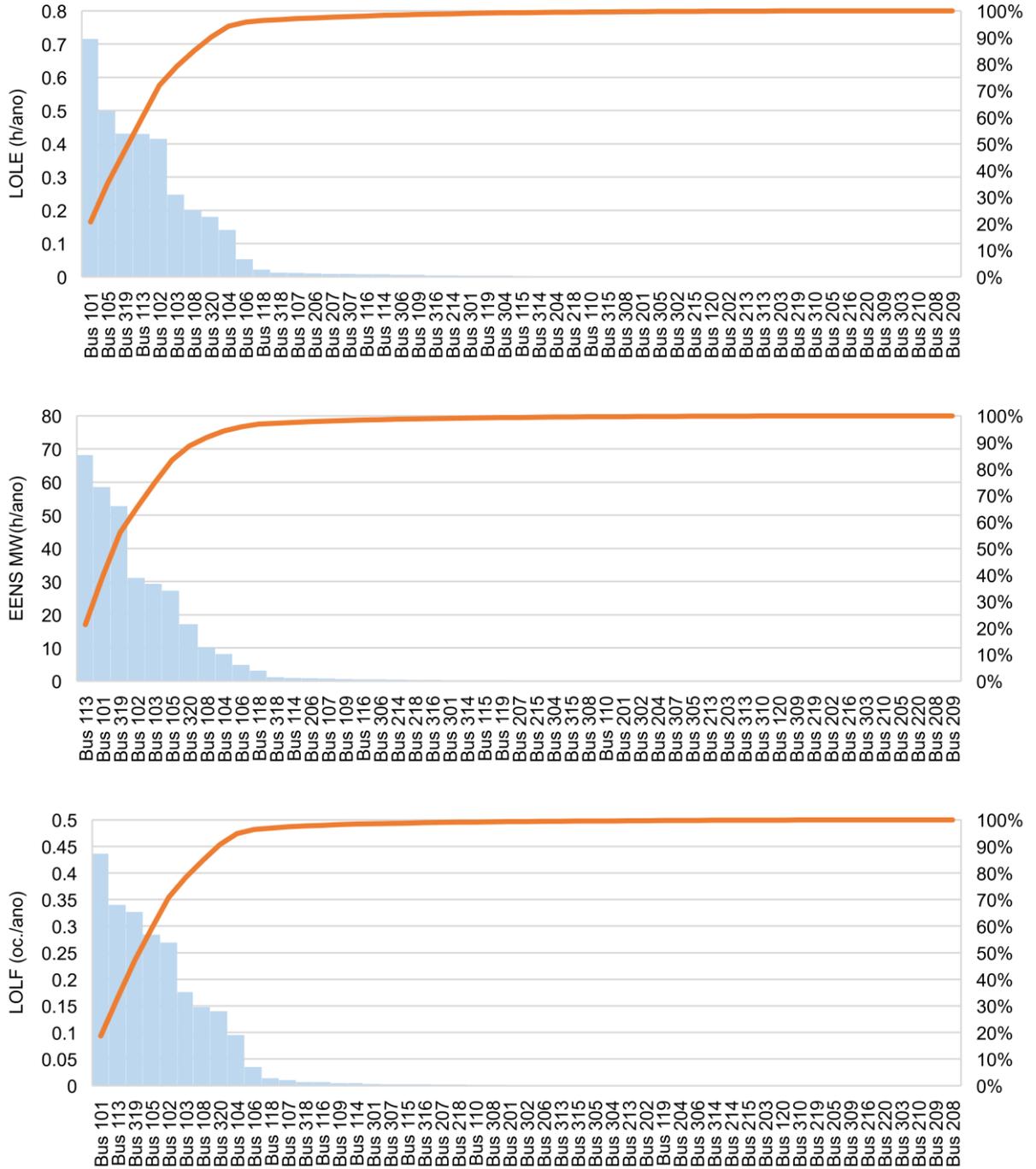
Figura 60 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada C sob a perspectiva RO



Fonte: elaborado pelo autor

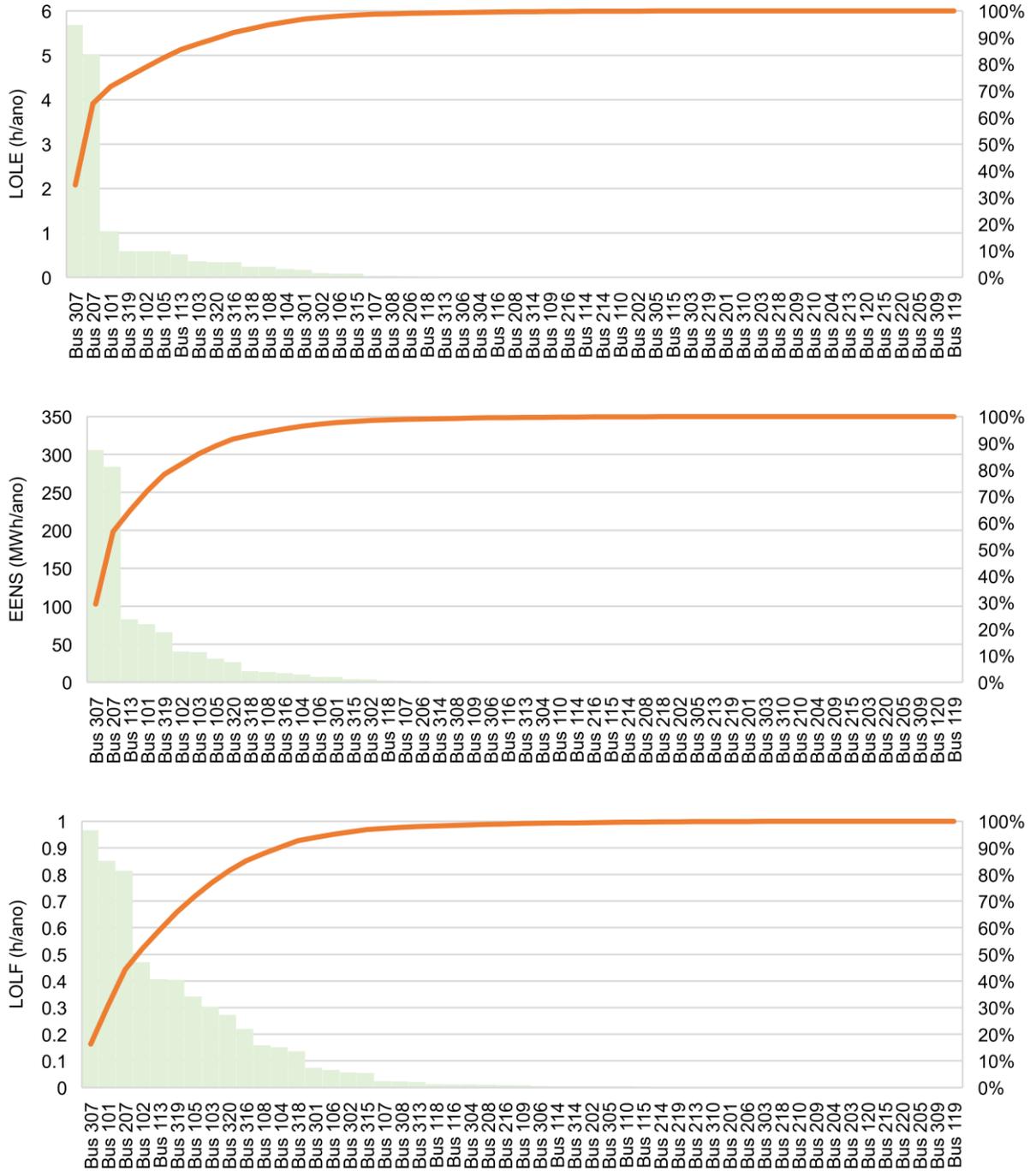
Os índices LOLE, ENS e LOLF da camada C para as barras do sistema que contribuem em 100% do desempenho global do sistema são apresentados nos diagramas de Pareto da Figura 61, sob a perspectiva da reserva estática, e na Figura 62, sob a perspectiva da reserva operacional.

Figura 61 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada D sob a perspectiva RE



Fonte: elaborado pelo autor

Figura 62 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da Camada D sob a perspectiva RO



Fonte: elaborado pelo autor

Na camada A, sob a perspectiva da reserva estática, os barramentos 113, 202 e 105 se destacam como os principais contribuintes para a magnitude dos indicadores sistêmicos globais. Para o barramento 113, a LOLE alcança patamares de 1,02 h/ano e a EENS 163,0 MWh/ano, enquanto para o barramento 202, em patamares menores, atinge uma LOLE de 0,80 h/ano e uma EENS de 56,5 MWh/ano. À medida que se

avança para a camada D, a agregação de informações revela que os resultados são fortemente influenciados pelos barramentos 113, 101 e 319, todavia, em magnitudes menores em relação à camada A. Por exemplo, o barramento 113 reduz sua LOLE para 0,42 h/ano, com uma EENS de 68,1 MWh/ano, enquanto para a barra 101, esses indicadores alcançam 0,71 h/ano e 58,5 MWh/ano, respectivamente.

Na reserva operacional, para a camada A, a LOLE dos barramentos 307, 207 e 113 emergem como os principais impulsionadores do desempenho global, com valores de 2,44 h/ano, 1,88 h/ano e 1,04 h/ano, respectivamente. Todavia, ao considerar os resultados do indicador EENS nessas barras, evidencia-se a profundidade da expectativa do corte de carga para a barra 113, com 164,5 MWh/ano, enquanto para a barra 307 a magnitude é de 66,2 MWh/ano e para a barra 207, é de 59,2 MWh/ano. Notavelmente, para a camada D, as barras 307, 207 e 113 continuam a desempenhar um papel relevante na contribuição dos índices globais sistêmicos. Por exemplo, para a barra 307, a LOLE alcança 5,67 h/ano e a EENS 305,8 MWh/ano, enquanto para o barramento 207, esses valores são de 5,02 h/ano e 283,9 MWh/ano. Destaca-se os comportamentos dos barramentos 101 e 113 na camada D da reserva operacional, com uma LOLE de 1,03 h/ano e 0,47 h/ano, e uma EENS de 76,3 MWh/ano e 83,0 MWh/ano, respectivamente.

5.4 SIMULAÇÕES ADICIONAIS

Com o propósito de verificar os modelos de representação em camadas, propõem-se dois casos adicionais visando traduzir os efeitos das falhas de transmissão, especificamente aquelas vinculadas às falhas nos troncos radiais (barras 207 e 307), considerando que o sistema aparenta ser suficientemente robusto em termos de capacidade de geração. As alterações são focadas nas camadas C e D.

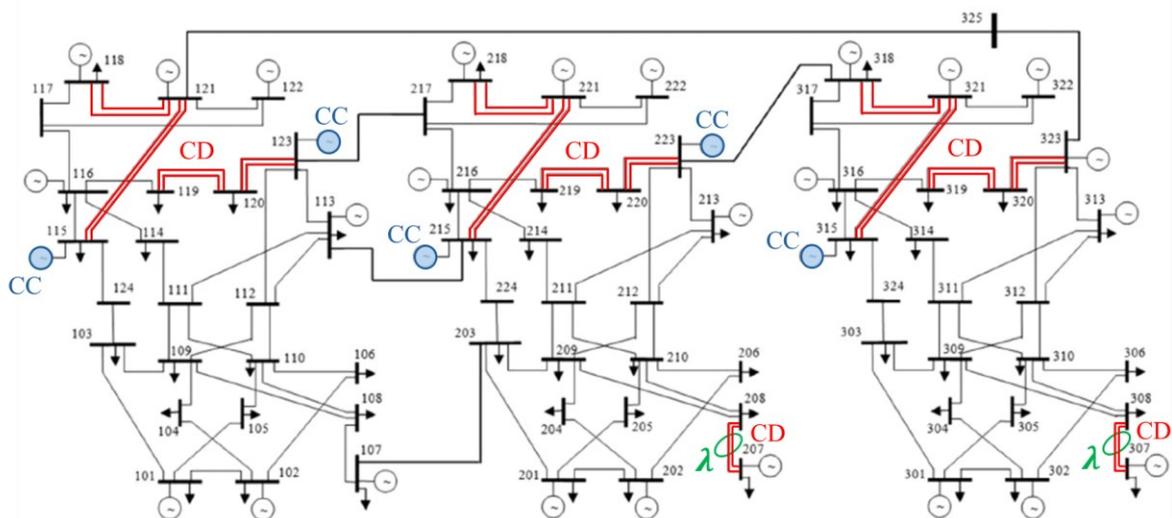
Para o Caso 1, as alterações propostas na camada C estão vinculadas ao aumento da capacidade das linhas de transmissão 207-208 e 307-308, que passam de 175 MVA para 350 MVA. A nulidade dos parâmetros estocásticos, com taxas de falha e reparo iguais a zero, é mantida.

Para a camada D do Caso 1, há acréscimos de modelos de circuito duplo nos trechos dos troncos radiais, conforme ilustrado na Figura 63, mantendo as especificidades originais, como a utilização dos parâmetros estocásticos das linhas

das barras 207 e 307. Para as torres de transmissão, as taxas de falha e reparo utilizadas são 0,0228 oc./ano e 32,9 h, respectivamente.

Para o Caso 2, as alterações propostas no Caso 1 para as camadas C e D são aplicadas apenas a um dos trechos de circuito radial, especificamente na barra 207. Para o barramento 307, os parâmetros permanecem os mesmos das camadas C e D originais, já avaliadas no cenário base de validação dessas representações sob a perspectiva da reserva operacional, conforme indicado na Tabela 20.

Figura 63 – Localização das alterações do caso 1 na camada D



Fonte: adaptado de Grigg et al. (1996)

Os resultados para os índices globais da análise de confiabilidade das camadas de representação dos casos adicionais simulados sob a perspectiva da reserva operacional são apresentados na Tabela 49, bem como os coeficientes de convergência para o processo de simulação. Notadamente, a suposição da aplicação de um modelo de circuito duplo em favor da duplicação da capacidade da linha de transmissão original se confirma, resultando em maior confiabilidade para o sistema.

Para a camada C, a magnitude da LOLE do cenário original é mantida em ambos os casos analisados, aproximadamente 6,1 h/ano. Esse comportamento também se reflete na variável EENS, que apresenta valores de 253,66 MWh/ano para o cenário original, 250,81 MWh/ano para o Caso 1 e 252,23 MWh/ano para o Caso 2. Para a LOLF, os patamares se mantêm em 2,1 oc./ano, e com a variável SIS, os patamares são de 1,7 minutos.

Para a camada D, observa-se uma melhoria significativa nos índices globais em ambos os casos. Por exemplo, a LOLE do cenário original é de 12,55 h/ano,

enquanto para os Casos 1 e 2 são 7,45 h/ano e 10,34 h/ano, respectivamente. A EENS também segue a mesma tendência, com 355,02 MWh/ano no Caso 1, representando uma redução de 54% em relação aos 780,02 MWh/ano do cenário original, e 574,91 MWh/ano no Caso 2, uma redução de 26%. As variáveis LOLF e SIS apresentam comportamentos similares.

Tabela 49 – Índices globais e coeficientes de convergência das camadas C e D para as simulações adicionais

Reserva Operacional								
Variável de Decisão	Caso 1				Caso 2			
	Camada C	β (%)	Camada D	β (%)	Camada C	β (%)	Camada D	β (%)
LOLP (prob.)	6,95E-04	3,05	8,51E-04	3,39	6,95E-04	3,05	1,18E-03	4,59
LOLE (h/ano)	6,0842	3,05	7,4505	3,39	6,0904	3,05	10,3400	4,59
EPNS (MW)	0,0286	5,00	0,0405	5,00	0,0287	5,00	0,0656	5,00
EENS (MWh/ano)	250,81	5,00	355,02	5,00	252,23	5,00	574,91	5,00
LOLF (oc./ano)	2,1548	2,73	2,1389	2,21	2,1568	2,73	2,4564	2,91
LOLD (h/oc.)	2,8235	3,93	3,4832	3,93	2,8237	3,92	4,2093	5,32
SIS (min.)	1,76		2,49		1,77		4,03	

Fonte: elaborado pelo autor

De fato, essas alterações demonstram como ajustes nas capacidades de transmissão e implementação de modelos de circuito duplo podem impactar positivamente a confiabilidade do sistema elétrico, destacando a eficácia das medidas propostas nos cenários avaliados.

Através das Tabela 50, Tabela 51 e Tabela 52, são apresentados os resultados para os índices globais por tipo de falha do sistema. As falhas de transmissão têm o impacto mais significativo na confiabilidade. Ressalta-se os baixos valores para o tipo de falha composta.

Especificamente para as falhas de transmissão do cenário original, conforme Tabela 23, a LOLE para a camada C é de 5,5 h/ano e para a camada D é 11,9 h/ano, enquanto a EENS para a camada C é 179 MWh/ano e para a camada D é 678,83 MWh/ano. No Caso 1, a LOLE da camada C permanece em 5,5 h/ano, enquanto para a camada D é reduzida para 6,98 h/ano; a EENS da camada C é de 178,482 MWh/ano e da camada D é de 291,29 MWh/ano. No Caso 2, a LOLE da camada C também se mantém em 5,5 h/ano, mas para a camada D é de 9,79 h/ano; a EENS da camada C é de 178,47 MWh/ano e da camada D é de 494,87 MWh/ano.

Tabela 50 – Índices globais das camadas C e D por tipo de falha de geração

Falhas de Geração				
Índices Globais	Caso 1		Caso 2	
	Camada C	Camada D	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	5,86E-05	5,27E-05	4,21E-05	4,60E-05
LOLE (h/ano)	0,5134	0,4612	0,3684	0,4030
EPNS (MW)	0,0082	0,0072	0,0057	0,0065
EENS (MWh/ano)	72,15	63,45	50,33	57,57
LOLF (oc./ano)	0,5871	0,5402	0,4991	0,5062
LOLD (h/oc.)	0,8743	0,8537	0,7380	0,7961

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 51 – Índices globais das camadas C e D por tipo de falha de transmissão

Falhas de Transmissão				
Índices Globais	Caso 1		Caso 2	
	Camada C	Camada D	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	6,35E-04	7,97E-04	6,36E-04	1,12E-03
LOLE (h/ano)	5,5663	6,9857	5,5689	9,7930
EPNS (MW)	0,0203	0,0332	0,0203	0,0564
EENS (MWh/ano)	178,48	291,29	178,47	494,87
LOLF (oc./ano)	1,5642	1,5983	1,5688	1,8784
LOLD (h/oc.)	3,5583	4,3706	3,5496	5,2132

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 52 – Índices globais das camadas C e D por tipo de falha composta

Falha Composta (Geração e Transmissão)				
Índices Globais	Caso 1		Caso 2	
	Camada C	Camada D	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	5,12E-07	4,09E-07	1,75E-05	1,64E-05
LOLE (h/ano)	0,0044	0,0035	0,1531	0,1439
EPNS (MW)	0,00002	0,00003	0,0026	0,0025
EENS (MWh/ano)	0,19	0,27	23,43	22,46
LOLF (oc./ano)	0,0058	0,0039	0,1070	0,0995
LOLD (h/oc.)	0,7695	0,9014	1,4304	1,4459

Fonte: elaborado pelo autor

As Tabela 53, Tabela 54 e Tabela 55 apresentam os resultados para cada área do sistema sob a perspectiva da reserva operacional.

Os resultados da camada C para as áreas dos Casos 1 e 2 permanecem relativamente próximos, com a área 3 desempenhando o papel mais significativo na confiabilidade do sistema. Esse fato aponta para a questão do aumento da capacidade das linhas de transmissão dos troncos radiais, demonstrando que não há efeito modificador em relação ao caso original.

Já para a camada D, a aplicação dos modelos de circuito duplo nos troncos radiais evidencia reduções significativas nas áreas 2 e 3 do sistema. No Caso 1, os indicadores LOLE das áreas 2 e 3 caem para 2,90 h/ano e 4,06 h/ano, respectivamente, e a EENS reduz para 117,98 MWh/ano e 174,23 MWh/ano. Em contraste, os valores no cenário original são de 5,20 h/ano e 6,82 h/ano para a LOLE, e 296,59 MWh/ano e 399,21 MWh/ano para a EENS nas mesmas áreas. Para o Caso 2, que representa um cenário intermediário entre o original e o Caso 1, a LOLE e a EENS das áreas 2 e 3 também apresentam reduções, embora em menor escala. A LOLE atinge 3,09 h/ano e 6,73 h/ano, enquanto a EENS chega a 127,18 MWh/ano e 367,89 MWh/ano, respectivamente. Esses resultados justificam a posição intermediária do Caso 2, com melhorias notáveis em relação ao cenário original, mas menores que as observadas no Caso 1.

Tabela 53 – Índices globais das camadas C e D para a área 1 das simulações adicionais

Área 1				
Índices Globais	Caso 1		Caso 2	
	Camada C	Camada D	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	6,15E-05	5,59E-05	5,68E-05	6,65E-05
LOLE (h/ano)	0,5391	0,4902	0,4983	0,5830
EPNS (MW)	0,0081	0,0071	0,0074	0,0091
EENS (MWh/ano)	71,78	62,81	65,23	79,83
LOLF (oc./ano)	0,5942	0,5485	0,5705	0,5998
LOLD (h/oc.)	0,9072	0,8938	0,8733	0,9719

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 54 – Índices globais das camadas C e D para a área 2 das simulações adicionais

Área 2				
Índices Globais	Caso 1		Caso 2	
	Camada C	Camada D	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	2,44E-04	3,31E-04	2,44E-04	3,45E-04
LOLE (h/ano)	2,1400	2,9076	2,1443	3,0293
EPNS (MW)	0,0067	0,0134	0,0067	0,0145
EENS (MWh/ano)	58,83	117,98	59,15	127,18
LOLF (oc./ano)	0,5401	0,5655	0,5406	0,5595
LOLD (h/oc.)	3,9618	5,1417	3,9662	5,4136

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 55 – Índices globais das camadas C e D para a área 3 das simulações adicionais

Área 3				
Índices Globais	Caso 1		Caso 2	
	Camada C	Camada D	Camada C	Camada D
LOLP (prob.)	3,90E-04	4,63E-04	3,96E-04	7,69E-04
LOLE (h/ano)	3,4168	4,0640	3,4723	6,7373
EPNS (MW)	0,0137	0,0198	0,0145	0,0419
EENS (MWh/ano)	120,2	174,23	127,86	367,89
LOLF (oc./ano)	1,0328	1,0382	1,0817	1,3135
LOLD (h/oc.)	3,3081	3,9143	3,2099	5,1289

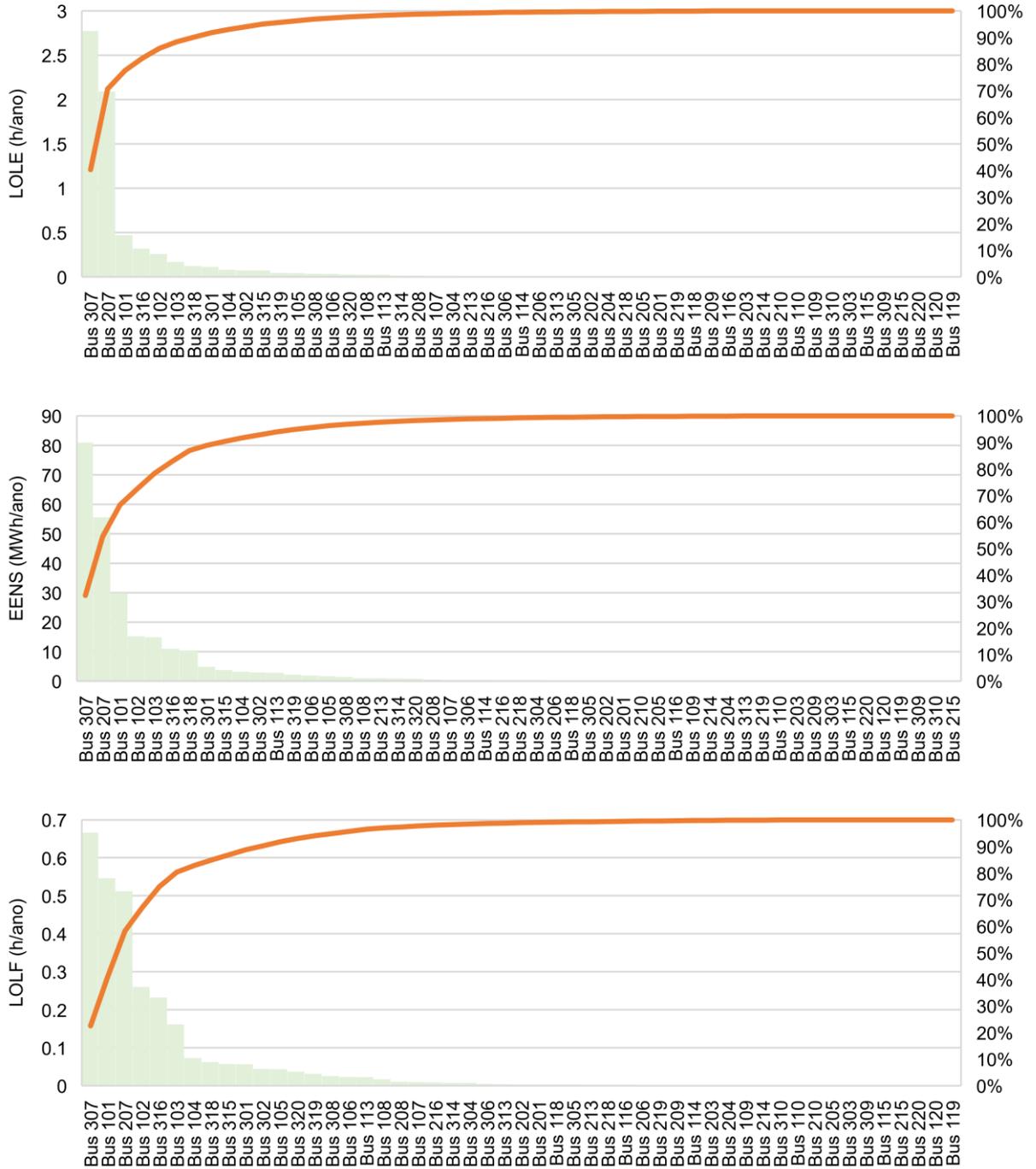
Fonte: elaborado pelo autor

Os índices LOLE, ENS e LOLF das camadas C e D para as barras do sistema que contribuem em 100% do desempenho global do sistema para o caso 1 são apresentados nos diagramas de Pareto da Figura 64 e da Figura 65, respectivamente.

Para a camada C, a magnitude da LOLE das barras 307 e 207 no cenário original é mantida no Caso 1, com valores aproximados de 2,7 h/ano e 2,1 h/ano, respectivamente. Esse comportamento também é exibido na variável EENS, que apresenta valores de 81,28 MWh/ano e 55,67 MWh/ano para o cenário original, e 81,01 MWh/ano e 55,62 MWh/ano para as barras 307 e 207 no Caso 1. A variável LOLF também mantém seus patamares, com 0,6 oc./ano e 0,5 oc./ano, respectivamente.

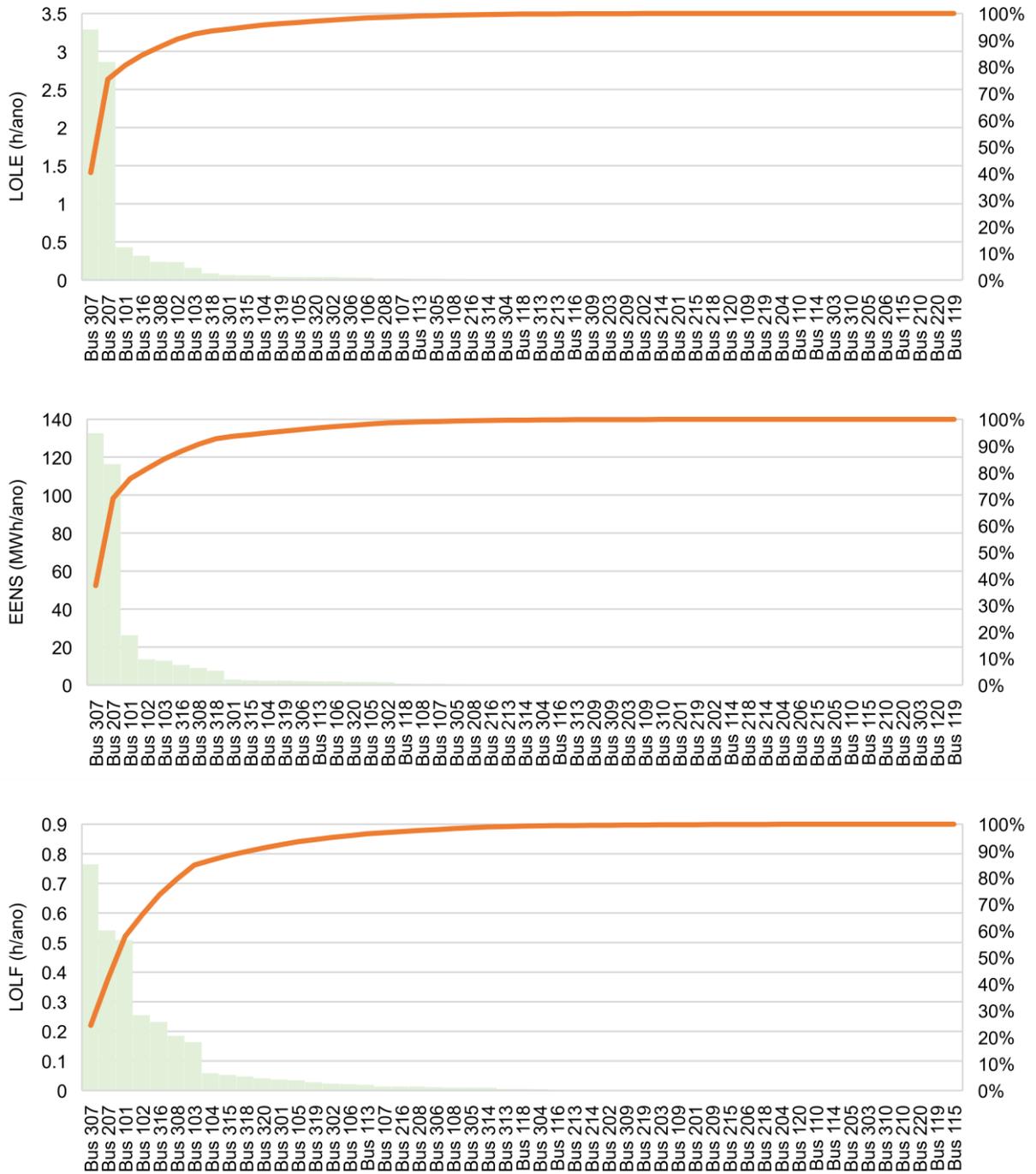
Para a camada D do Caso 1, a LOLE para a barra 307 é reduzida para 3,28 h/ano, uma diminuição de 43,6% em relação ao índice do cenário original. A EENS é reduzida para 132,7 MWh/ano, representando uma diminuição de 58,2%, e a LOLF cai para 0,76 oc./ano, uma redução de 20%. A barra 207 apresenta uma LOLE de 2,86 h/ano, uma redução de 44,2% em relação ao cenário original, uma EENS de 116,4 MWh/ano, uma redução de 60,2%, e uma LOLF de 0,54 oc./ano, uma diminuição de 32,5%.

Figura 64 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da camada C do caso 1



Fonte: elaborado pelo autor

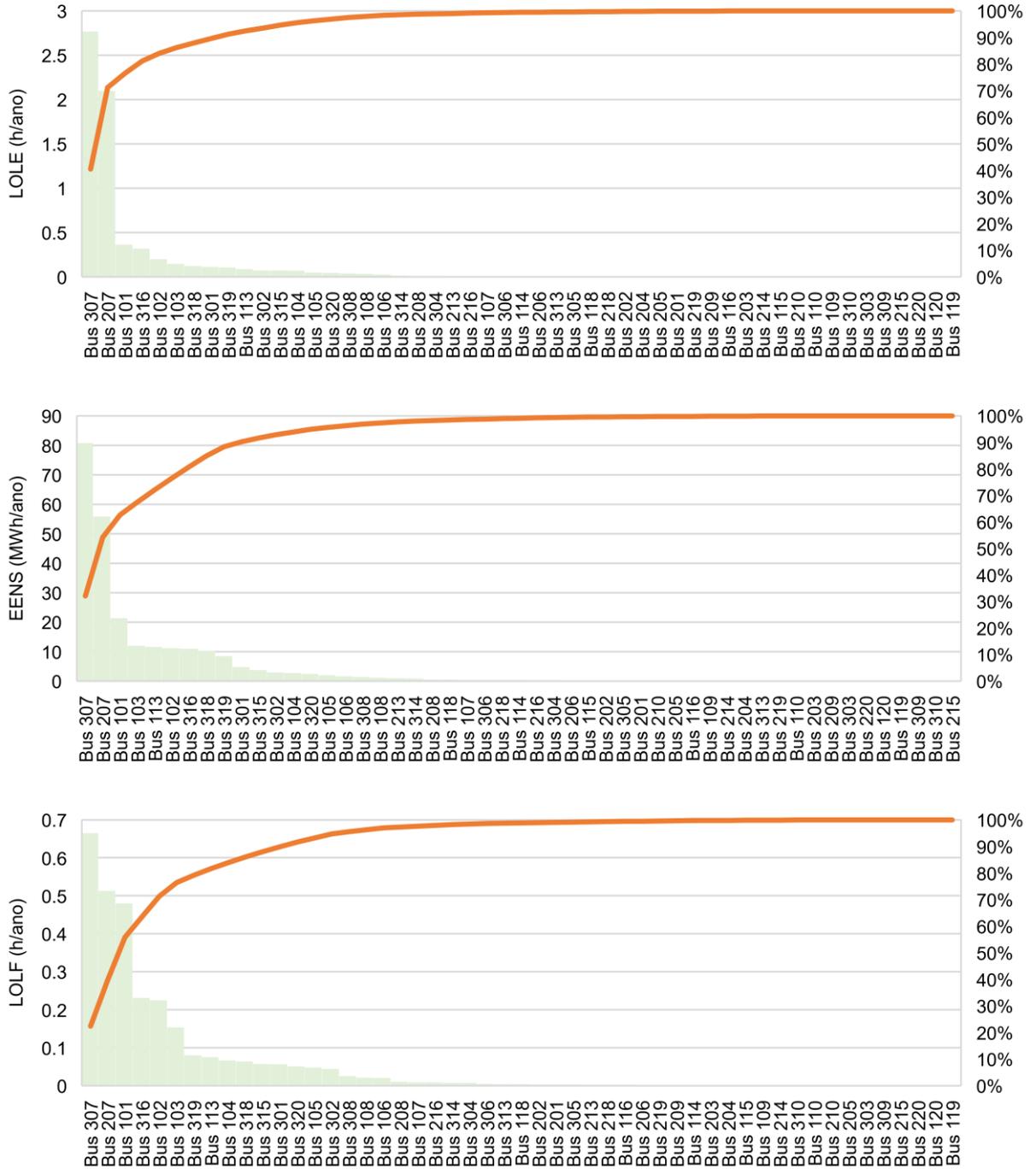
Figura 65 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da camada D do caso 1



Fonte: elaborado pelo autor

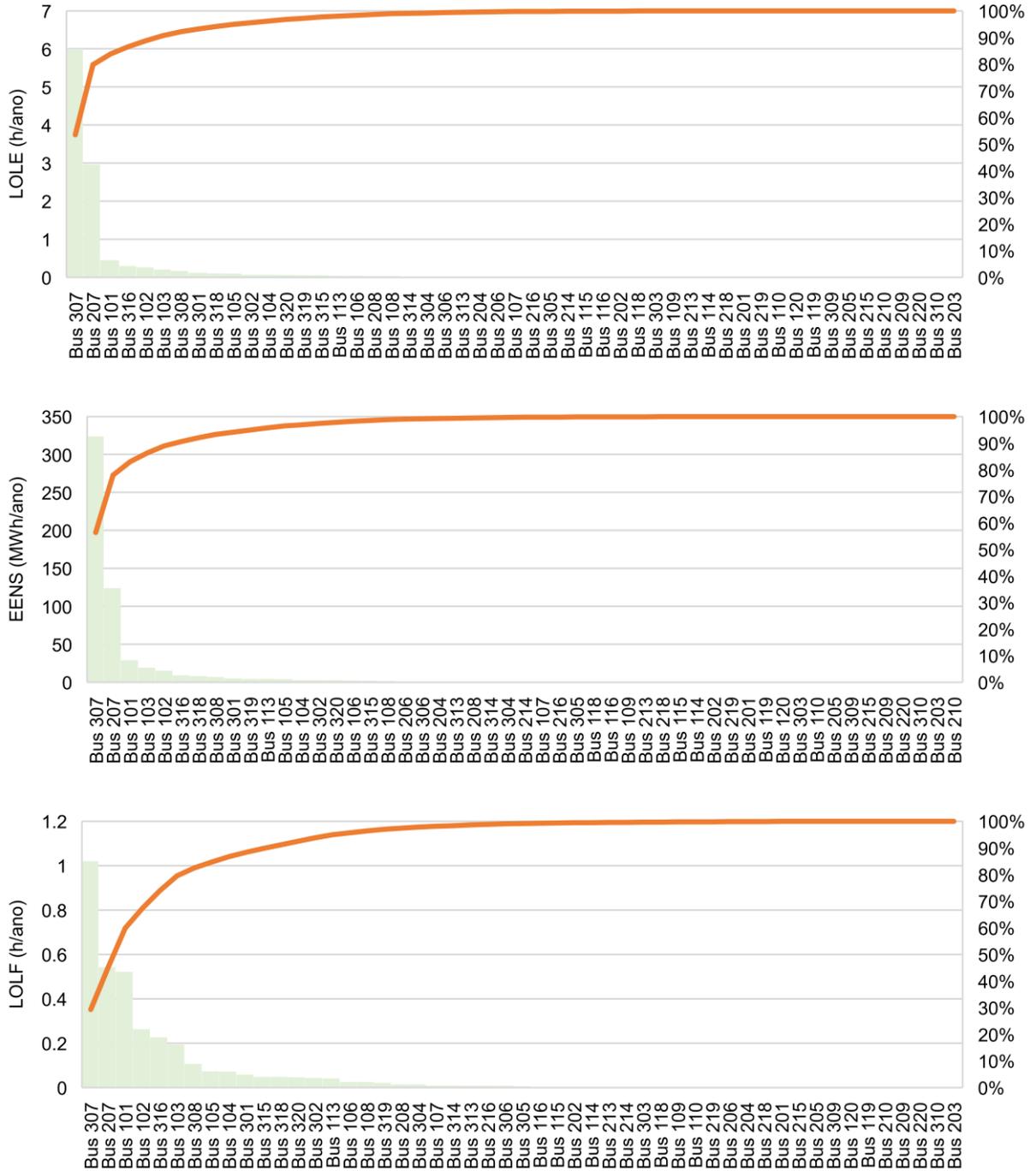
Os índices LOLE, ENS e LOLF das camadas C e D para as barras do sistema que contribuem em 100% do desempenho global do sistema para o caso 2 são apresentados nos diagramas de Pareto da Figura 66 e da Figura 67, respectivamente.

Figura 66 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da camada C do caso 2



Fonte: elaborado pelo autor

Figura 67 – Diagrama de Pareto para índices LOLE, EENS e LOLF por barra para a avaliação da camada D do caso 2



Fonte: elaborado pelo autor

Para a camada C, a magnitude da LOLE das barras 307 e 207 no cenário original também é mantida no Caso 2. Essa tendência é exibida na variável EENS, com valores de 80,82 MWh/ano e 55,88 MWh/ano para as barras 307 e 207 no Caso 2. A variável LOLF também mantém seus patamares, com 0,6 oc./ano e 0,5 oc./ano, respectivamente.

Para a camada D do Caso 2, a LOLE para a barra 207 é reduzida para 2,96 h/ano, uma diminuição de 42,3% em relação ao índice do cenário original. A EENS é reduzida para 124,03 MWh/ano, representando uma diminuição de 57,6%, e a LOLF também cai para 0,54 oc./ano, uma redução de 32,5%.

5.5 ESTABELECIMENTO DE FAIXAS DE PADRÕES DE RISCO

Embora o sistema apresente-se suficientemente robusto em termos de capacidade de geração e transmissão, diante dessa caracterização, objetiva-se estabelecer recomendações de faixas de valores para padrões de risco tanto da perspectiva da reserva estática quanto da reserva operacional a partir de um modelo de decisão.

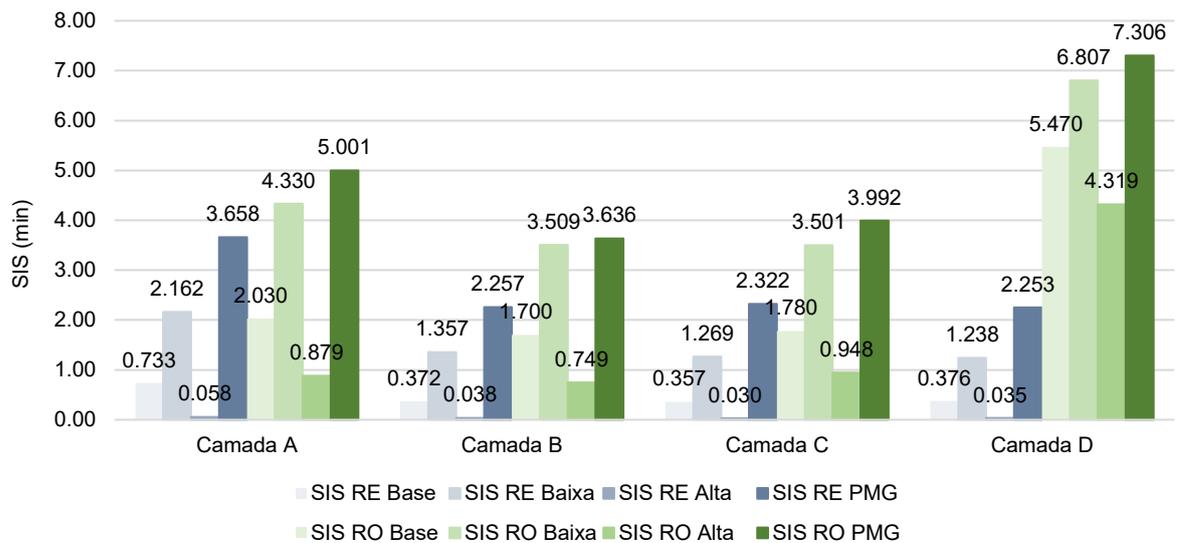
No contexto deste estudo, a metodologia foi empregada com o propósito de determinar as variáveis mais relevantes para a análise do risco do sistema, seguido pela estipulação de intervalos de valores considerado aceitáveis para os padrões de risco. São definidas quatro variáveis de decisão para as múltiplas camadas: probabilidade da interrupção (LOLE, em horas/ano), profundidade da interrupção (EENS, em MWh/ano), severidade da interrupção (SIS, em minutos) e frequência da interrupção (LOLF, em ocorrências/ano).

Os valores dos índices categorizados como variáveis de decisão, a saber SIS, EENS, LOLE e LOLF, respectivamente ilustrados nas Figura 68, Figura 69, Figura 70 e Figura 71, buscam refletir diretamente a eficácia da proposta de representações em camadas de agregação de especificidades do sistema IEEE RTS 96 HW, avaliadas sob o aspecto das reservas estática (RE) e operacional (RO), para os cenários base, de baixa e de alta disponibilidade hídrica e eólica e do programa de manutenção do parque gerador hidrotérmico (PMG).

Os resultados mostram mudanças significativas conforme passagem de uma camada para a outra. Por exemplo, no comportamento em relação à reserva estática, observa-se uma melhoria na passagem da camada A para a B e uma relativa estabilidade nas agregações das camadas B para C e C para D. Já para a reserva operacional, ao passar da camada A para B, há uma tendência de queda nos resultados dos indicadores, enquanto da camada B para C são observados pequenos acréscimos, e da passagem da camada C para D, uma forte tendência de agravamento.

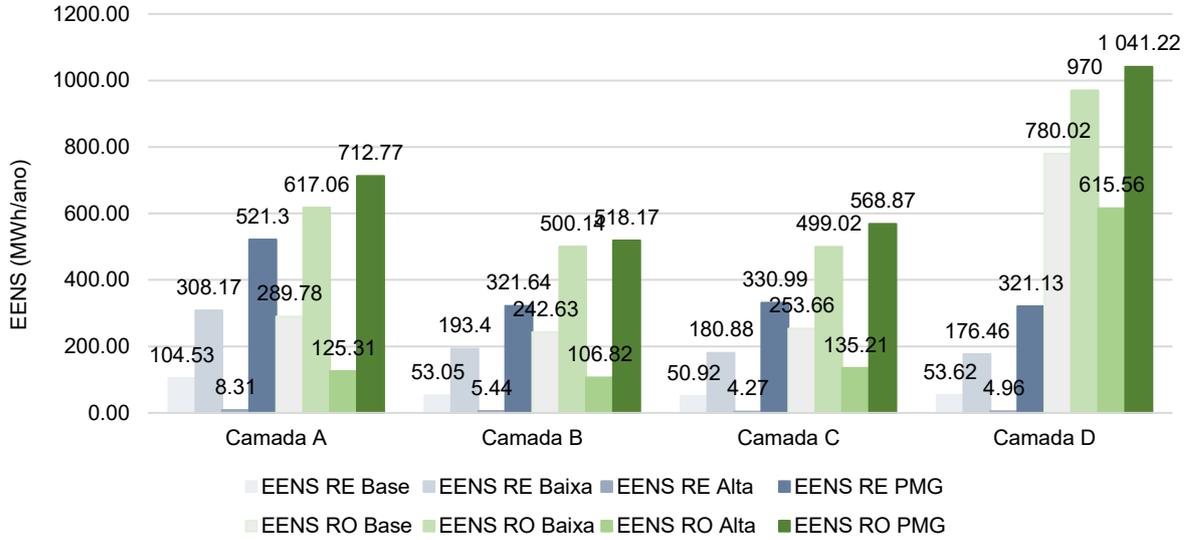
De forma geral, enquanto a reserva estática demonstrou uma tendência de redução dos índices com as agregações das camadas, a reserva operacional indicou um aumento dos indicadores. Em termos específicos, os modelos abordados na camada B e C focam em alterações no sistema de geração (modelo para unidades térmicas de ciclo combinado) e transmissão (modelo de torre de circuito duplo), respectivamente. Já na camada D, a extensão das falhas de transmissão aos trechos radiais, além de restringir o atendimento à demanda, compromete o escoamento da capacidade de geração disponível nesses pontos. Além disso, esses resultados destacam a importância das reservas primária, secundária e terciária (unidades geradoras de mobilização rápida) na confiabilidade do sistema elétrico, sugerindo que a confiabilidade varia de acordo com as representações das camadas.

Figura 68 – Síntese do desempenho da variável de decisão SIS para as camadas de representação sob as perspectivas RE e RO



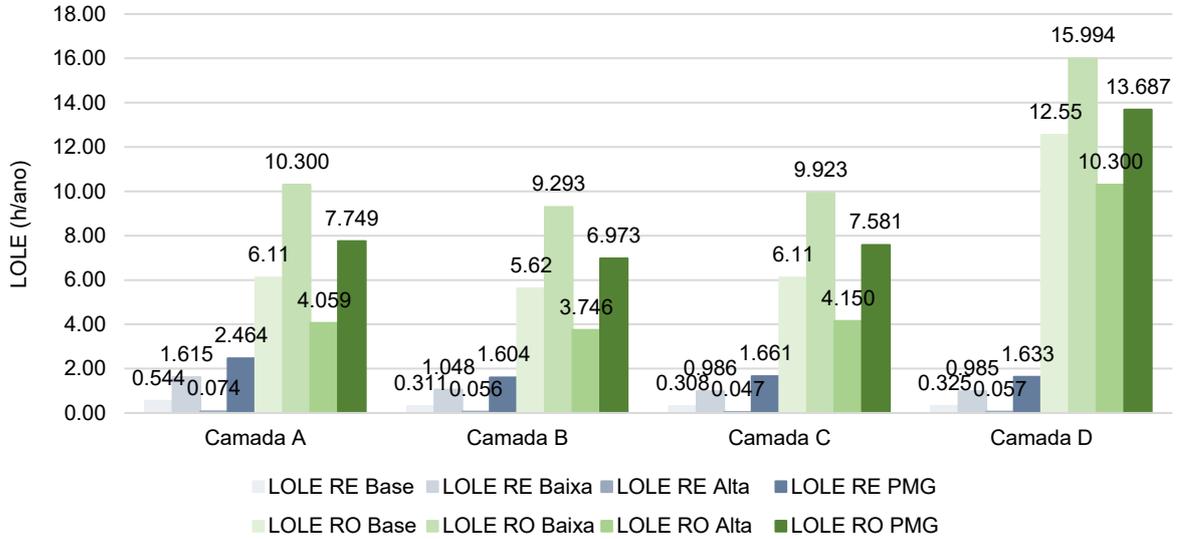
Fonte: elaborado pelo autor

Figura 69 – Síntese do desempenho da variável de decisão EENS para as camadas de representação sob as perspectivas RE e RO



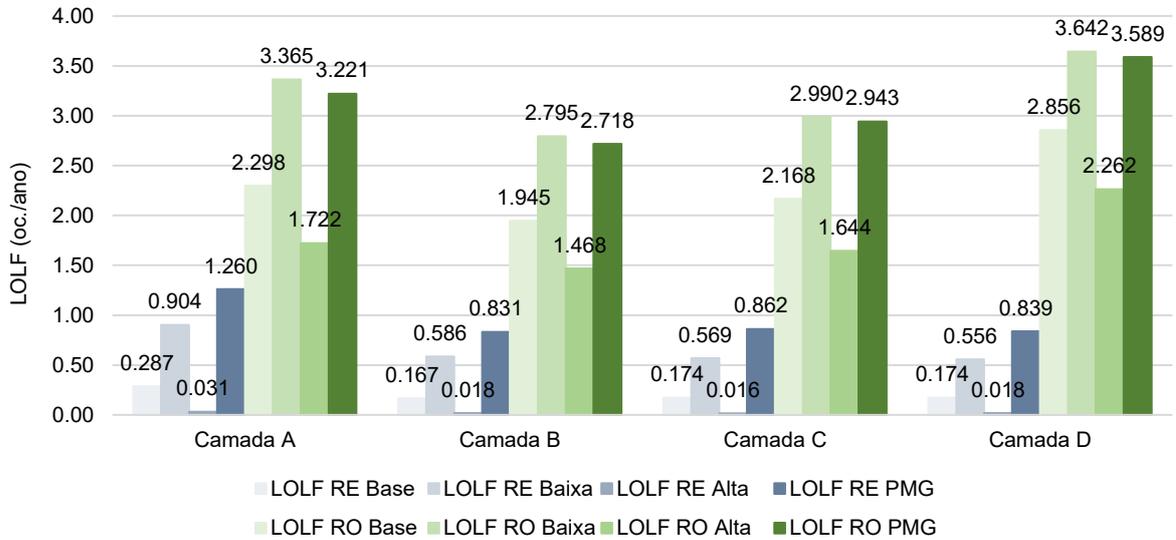
Fonte: elaborado pelo autor

Figura 70 – Síntese do desempenho da variável de decisão LOLE para as camadas de representação sob as perspectivas RE e RO



Fonte: elaborado pelo autor

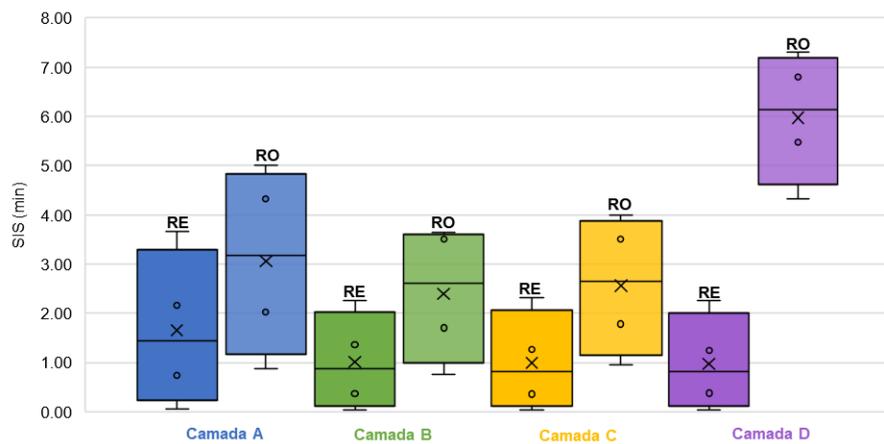
Figura 71 – Síntese do desempenho da variável de decisão LOLF para as camadas de representação sob as perspectivas RE e RO



Fonte: elaborado pelo autor

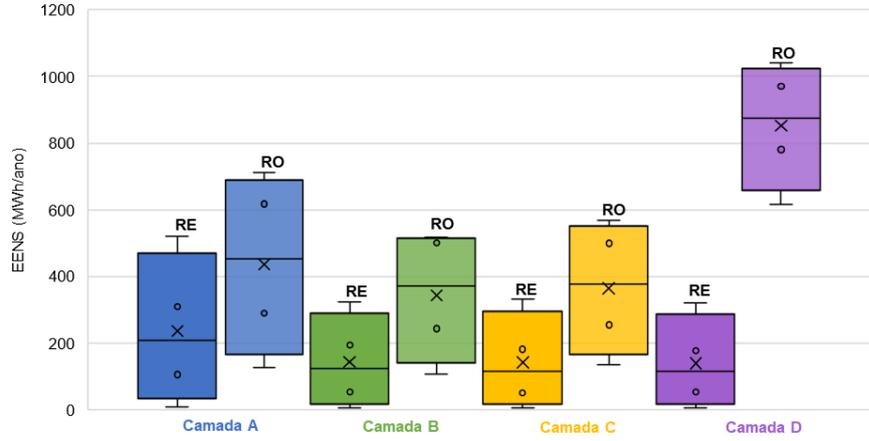
Os resultados das variáveis de decisão para as camadas A à D para os diferentes cenários apresentados são traduzidos em gráficos de caixa estreita a fim de concentrar os resultados em uma forma visualmente amigável e que auxilie na avaliação de tomada de decisão. Dessa forma, interpreta-se que a média (\bar{x}) é maior que a mediana (linha mediana) na análise da reserva estática, sendo os pontos internos menos distribuídos no interior da caixa. Por sua vez, na análise da reserva operativa, a média é menor que a mediana (com exceção da variável LOLE) e os pontos internos estão dispersamente distribuídos pelo interior da caixa.

Figura 72 – Variação do indicador SIS para as camadas de representação sob as perspectivas RE e RO



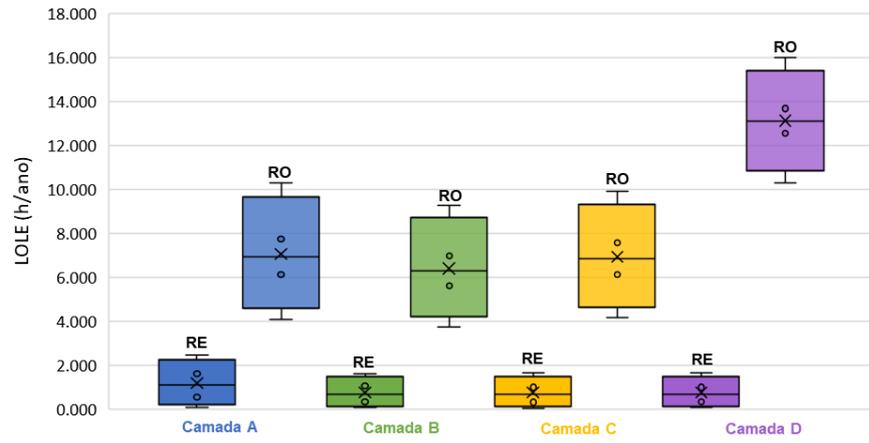
Fonte: elaborado pelo autor

Figura 73 – Variação do indicador EENS para as camadas de representação sob as perspectivas RE e RO



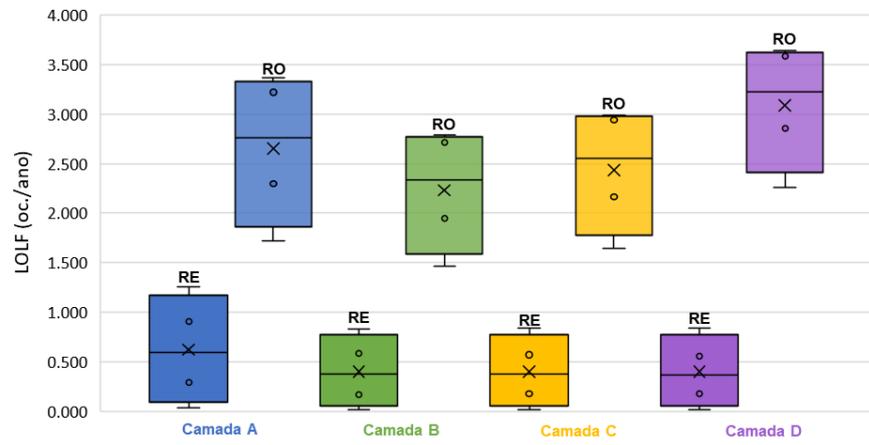
Fonte: elaborado pelo autor

Figura 74 – Variação do indicador LOLE para as camadas de representação sob as perspectivas RE e RO



Fonte: elaborado pelo autor

Figura 75 – Variação do indicador LOLF para as camadas de representação sob as perspectivas RE e RO



Fonte: elaborado pelo autor

Em específico, para a Camada D, a qual apresenta a modelagem mais completa e proporciona uma compreensão mais realista do desempenho do sistema elétrico em condições normais e de contingência, é determinada a função de fundamentar o estabelecimento das faixas de padrões de risco das variáveis de decisão.

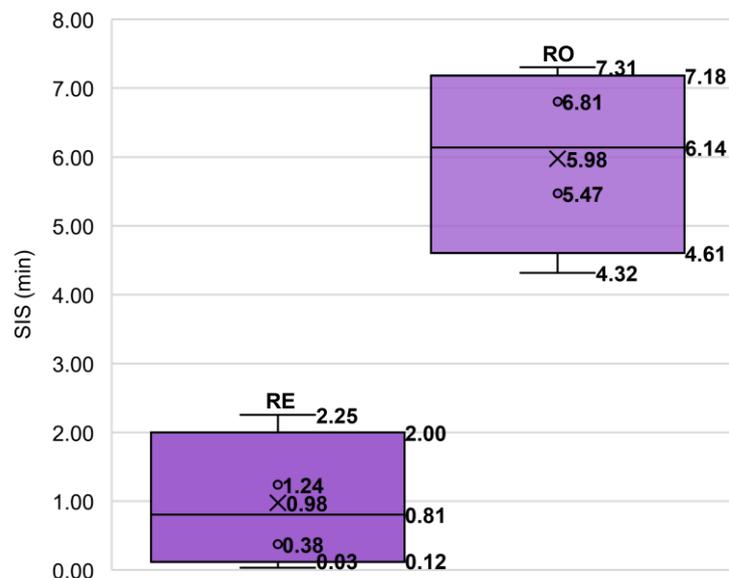
O detalhamento dos valores da camada D para a variável SIS são apresentados na Tabela 56, enquanto a Figura 76 revela a variação desse indicador através dos gráficos de caixa estreita e seus valores de média, mediana, hastes e pontos internos. Ressalta-se que as hastes e pontos internos são resultados do conjunto de dados das simulações para os diversos cenários, e a média e mediana são calculados utilizando esse conjunto de dados.

Tabela 56 – Detalhamento de valores para a variável SIS da camada D

SIS (min)	Reserva Estática (RE)	Reserva Operacional (RO)
Média	0,98	5,98
Mediana	0,81	6,14
Valor mínimo	0,03	4,32
Valor máximo	2,25	7,31

Fonte: elaborado pelo autor

Figura 76 – Variação do indicador SIS para a camada D sob as perspectivas RE e RO



Fonte: elaborado pelo autor

Em relação à severidade de interrupção do sistema para a reserva estática, observa-se que o valor mínimo é de 0,03 minutos e o valor máximo de 2,25 minutos.

O ponto interno superior da caixa, em minutos, é de 1,24 e o ponto inferior é de 0,38, resultando em uma média de 0,98 e uma mediana de 0,81. Os quartis que definem a largura da caixa são 2 minutos e 0,12 minutos. De forma semelhante para a perspectiva da reserva operacional, os valores máximo e mínimo, em minutos, são de 7,31 e 4,32. O ponto interno superior é de 6,81 e o inferior é de 5,47, resultando uma média e uma mediana de 5,98 minutos e 6,14 minutos, respectivamente. Os quartis que definem a largura da caixa são 7,18 e 4,61.

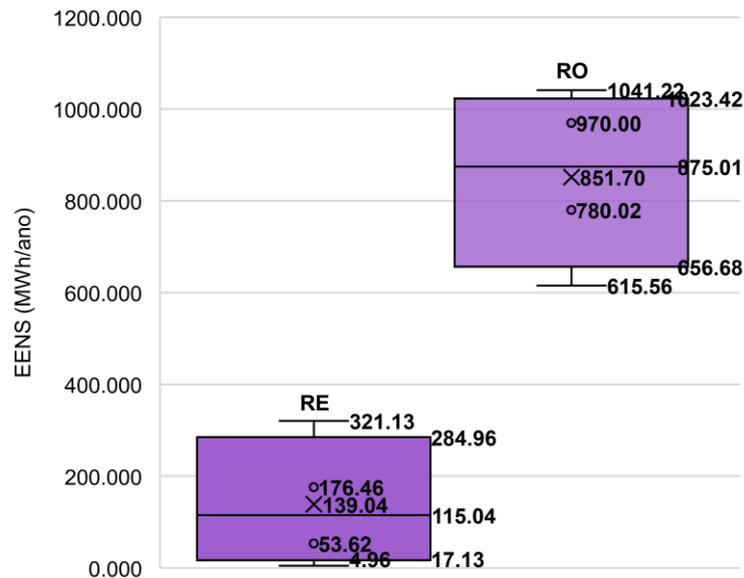
O detalhamento dos valores da camada D para a variável EENS são apresentados na Tabela 57, enquanto a Figura 77 revela a variação desse indicador através dos gráficos de caixa estreita e seus valores de média, mediana, hastes e pontos internos.

Tabela 57 – Detalhamento de valores para a variável EENS da camada D

EENS (MWh/ano)	Reserva Estática (RE)	Reserva Operacional (RO)
Média	139,04	851,7
Mediana	115,04	875,01
Valor mínimo	4,96	615,56
Valor máximo	321,13	1041,22

Fonte: elaborado pelo autor

Figura 77 – Variação do indicador EENS para a camada D sob as perspectivas RE e RO



Fonte: elaborado pelo autor

Já para a expectativa de energia não suprida do sistema da reserva estática, observa-se que o valor mínimo é de 4,96 MWh/ano e o valor máximo de 321,13

MWh/ano. O ponto interno superior da caixa, em MWh/ano, é de 176,46 e o ponto inferior é de 53,62, resultando em uma média de 139,04 e uma mediana de 115,04. Os quartis que definem a largura da caixa são 284,96 e 17,13. De forma semelhante para a perspectiva da reserva operacional, os valores máximo e mínimo, em MWh/ano, são de 1041,22 e 615,56. O ponto interno superior é de 970 e o inferior é de 780,02, resultando uma média e uma mediana de 851,7 e 875,01, respectivamente. Os quartis que definem a largura da caixa são 1023,42 e 656,68.

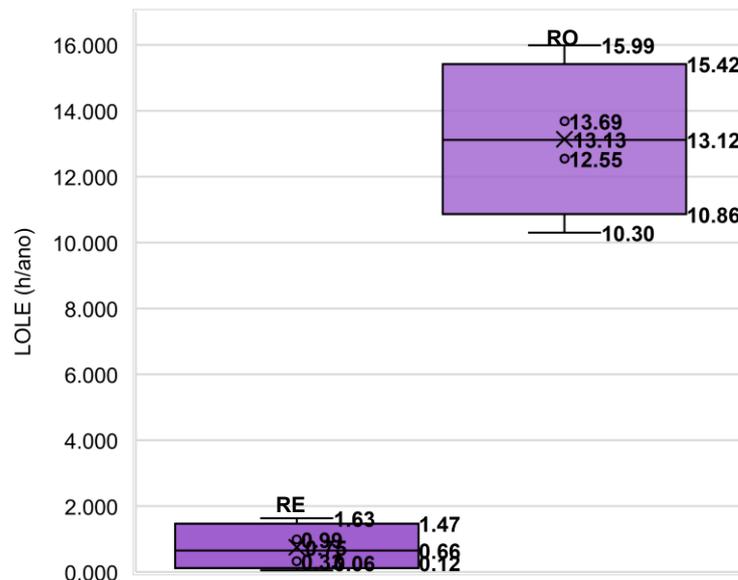
O detalhamento dos valores da camada D para a variável LOLE são apresentados na Tabela 58, enquanto a Figura 78 revela a variação desse indicador através dos gráficos de caixa estreita e seus valores de média, mediana, hastes e pontos internos.

Tabela 58 – Detalhamento de valores para a variável LOLE para a camada D

LOLE (h/ano)	Reserva Estática (RE)	Reserva Operacional (RO)
Média	0,750	13,133
Mediana	0,655	13,118
Valor mínimo	0,057	10,300
Valor máximo	1,633	15,994

Fonte: elaborado pelo autor

Figura 78 – Variação do indicador LOLE para a camada D sob as perspectivas RE e RO



Fonte: elaborado pelo autor

Em relação à probabilidade de perda de carga do sistema para a reserva estática, observa-se que o valor mínimo é de 0,057 h/ano e o valor máximo de 1,633

h/ano. O ponto interno superior da caixa, em h/ano, é de 0,99 e o ponto inferior é de 0,33, resultando em uma média de 0,75 e uma mediana de 0,655. Os quartis que definem a largura da caixa, em h/ano, são 1,47 e 0,12. De forma semelhante para a reserva operacional, os valores máximo e mínimo, em h/ano, são de 15,99 e 10,3. O ponto interno superior é de 13,69 e o inferior é de 12,55, resultando uma média e uma mediana de 13,133 h/ano e 13,118 h/ano, respectivamente. Os quartis que definem a largura da caixa são 15,42 e 10,86.

O detalhamento dos valores da camada D para a variável LOLF são apresentados na Tabela 59, enquanto a Figura 79 revela a variação desse indicador através dos gráficos de caixa estreita e seus valores de média, mediana, hastes e pontos internos.

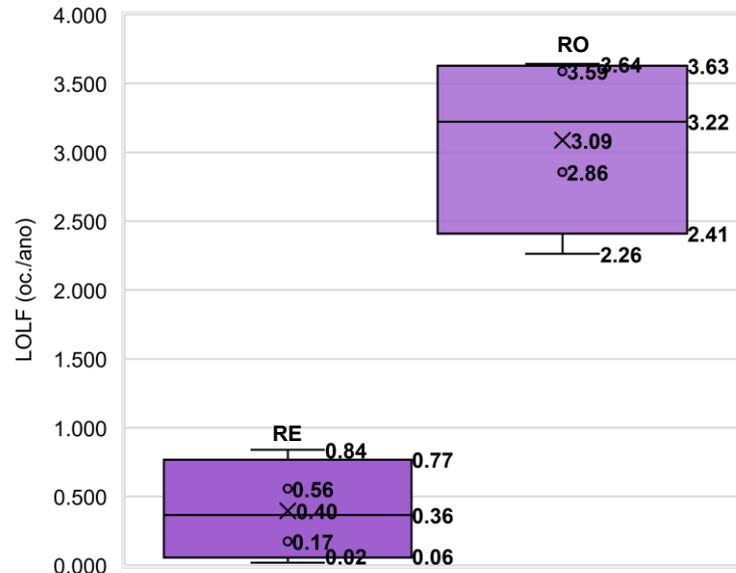
Em relação à frequência de perda de carga do sistema para a reserva estática, observa-se que o valor mínimo é de 0,018 oc./ano e o valor máximo de 0,839 oc./ano. O ponto interno superior da caixa, em ocorrências por ano, é de 0,56 e o ponto inferior é de 0,17, resultando em uma média de 0,397 e uma mediana de 0,365. Os quartis que definem a largura da caixa são 0,77 oc./ano e 0,17 oc./ano. De forma semelhante para a reserva operacional, os valores máximo e mínimo, em ocorrências por ano, são de 3,642 e 2,262. O ponto interno superior é de 3,59 e o inferior é de 2,86, resultando uma média e uma mediana de 3,087 oc./ano e 3,22 oc./ano, respectivamente. Os quartis que definem a largura da caixa são 3,63 e 2,41.

Tabela 59 – Detalhamento de valores para a variável LOLF para a camada D

LOLF (oc./ano)	Reserva Estática (RE)	Reserva Operacional (RO)
Média	0,397	3,087
Mediana	0,365	3,223
Valor mínimo	0,018	2,262
Valor máximo	0,839	3,642

Fonte: elaborado pelo autor

Figura 79 – Variação do indicador LOLF para a camada D sob as perspectivas RE e RO



Fonte: elaborado pelo autor

É fundamental avaliar a relação entre distintos indicadores de confiabilidade, estabelecendo conexões entre variáveis relacionadas à profundidade, probabilidade, frequência e severidade. Este procedimento se revela essencial, uma vez que uma falha, embora possua grande profundidade, pode ser associada a uma baixa probabilidade. A Tabela 60 apresenta as faixas para as variáveis de decisão que formam os padrões de risco. Os valores estão fundamentados nos resultados da camada D. Ressalta-se a utilização dos valores de mediana pois essas são menos afetadas por valores extremos, tornando-a mais robusta em relação à média. A metodologia aqui proposta pode ser aplicada para atualizar padrões previamente estabelecidos, assegurando às análises uma contínua relevância, servindo como base de comparação de alternativas para o planejamento e a expansão do sistema.

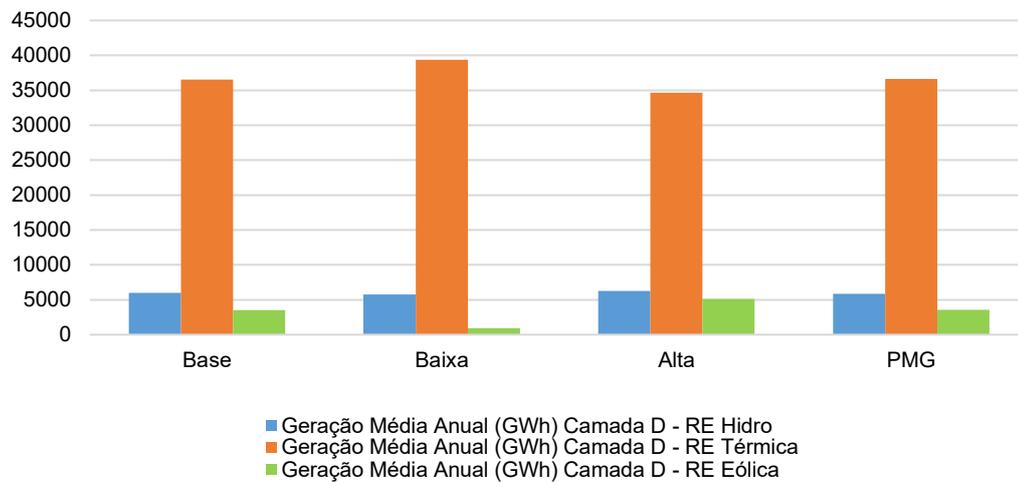
Tabela 60 – Faixas de padrões de risco para o sistema IEEE RTS 96 HW sob as perspectivas das reservas estática e operacional

Reserva Estática			
SIS (min)	EENS (MWh/ano)	LOLE (h/ano)	LOLF (oc./ano)
1	115	1	1
Reserva Operacional			
SIS (min)	EENS (MWh/ano)	LOLE (h/ano)	LOLF (oc./ano)
7	875	14	4

Fonte: elaborado pelo autor

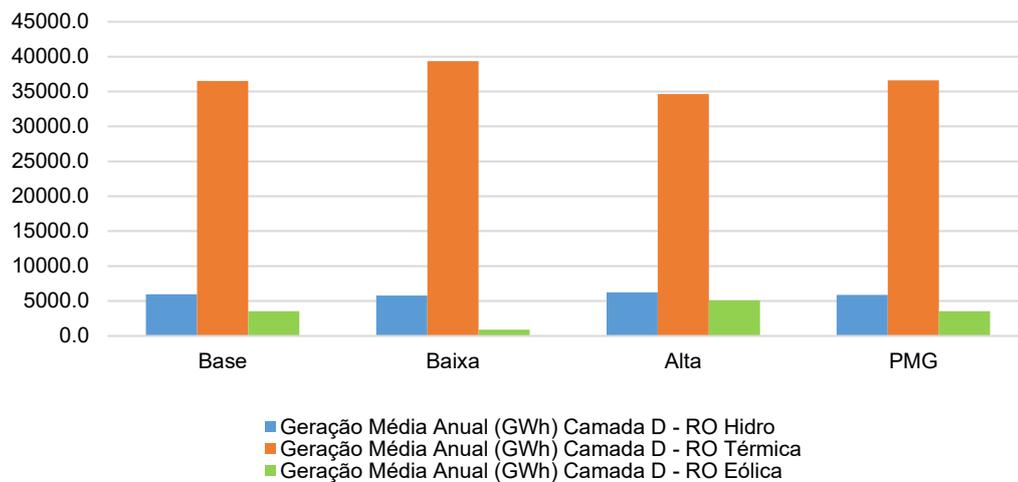
As informações apresentadas nas Figura 80 e Figura 81 demonstram a capacidade de geração média anual da camada D, por tipo de tecnologia de geração, sob as perspectivas das reservas estática e operacional, respectivamente. A capacidade total atinge patamares de 46.000 GWh para ambas as perspectivas. Essas figuras ilustram a magnitude dos valores das faixas de padrões de risco estabelecidas.

Figura 80 – Variação da geração média anual (GWh) da camada D sob as perspectivas RE



Fonte: elaborado pelo autor

Figura 81 – Variação da geração média anual (GWh) da camada D sob as perspectivas RO



Fonte: elaborado pelo autor

6 CONCLUSÃO

A iminente transformação no setor elétrico, impulsionada pelos pilares da descarbonização, digitalização e descentralização, introduz incertezas que reverberam significativamente nos índices de confiabilidade dos SEP, influenciando seu projeto, planejamento, gestão, operação e manutenção. Neste contexto, a necessidade de estabelecer um modelo de decisão para a seleção de alternativas torna-se essencial para identificar as variáveis envolvidas no contexto de planejamento. O conceito de valor é crucial ao modelo de decisão, dado que, para qualquer processo decisório, o planejador estabelece, mesmo que intuitivamente, limites aceitáveis para as variáveis observadas. Assim, a combinação de análise probabilística com estratégias de coordenação e gestão de riscos é fundamental para enfrentar as incertezas inerentes à transformação. Contudo, um desafio dos critérios probabilísticos é definir valores de indicadores que atendam simultaneamente reguladores, planejadores e operadores de sistemas elétricos complexos.

Métodos como a análise de risco probabilístico, realizados por ferramentas de simulação de Monte Carlo, avaliam as distribuições de probabilidade e a relação entre variáveis para uma definição completa dos riscos. A avaliação da confiabilidade dos subsistemas de geração e transmissão pelo método da simulação sequencial de Monte Carlo (SSMC) mensura a capacidade do sistema em atender à demanda de forma adequada, dentro das condições operativas necessárias, por meio de índices de confiabilidade sob os aspectos da adequação.

As práticas de planejamento operacional e de expansão, ao incorporarem a quantificação e padronização de riscos via análise de confiabilidade, desempenharão um papel crucial na coordenação de decisões operacionais entre os agentes do sistema elétrico. Essas práticas auxiliam na avaliação do risco em relação aos custos de atividades coordenadas, como desligamentos planejados, desde que os riscos sejam quantificados e não ultrapassem critérios de segurança pré-estabelecidos. O objetivo da análise de confiabilidade em apoio à avaliação de risco é fornecer resultados de avaliações comparativas para embasar escolhas entre opções e estratégias. Consequentemente, os índices de confiabilidade atuam como parâmetros para quantificar o desempenho de um sistema elétrico e estão diretamente relacionados à política e ao custo de investimento em infraestrutura elétrica.

O comportamento probabilístico dos sistemas de energia é a origem do risco. Portanto, estabelecer critérios e padrões de risco permite "enxergar" o sistema eletroenergético de forma mais aderente à realidade operativa, tornando os instrumentos de avaliação mais transparentes e assertivos, e aumentando a aderência entre o planejamento da operação e da expansão. Historicamente, a evolução dos critérios de planejamento resultou no desenvolvimento de índices de confiabilidade que respondem aos parâmetros básicos do setor elétrico. Embora o objetivo dos critérios de confiabilidade seja equilibrar custo e confiabilidade, a aplicação principal desses índices está na área de planejamento (operação e expansão). Assim, definir e monitorar padrões de risco é fundamental para apoiar decisões de investimentos, proporcionando condições adequadas para avaliar alternativas técnico-econômicas para a expansão e configurações operativas nos sistemas de geração e transmissão.

A consideração de múltiplas métricas torna-se fundamental para abarcar plenamente a transformação do perfil de risco. Ademais, não se trata apenas de determinar a superioridade de uma métrica sobre outra, pois cada uma atende a diferentes objetivos. Para antecipar padrões futuros, é essencial realizar esforços significativos em modelagem. Esta abordagem é crucial em um cenário onde os sistemas eletroenergéticos dependem cada vez mais das condições climáticas e da complexidade operacional associada aos recursos de energia variáveis e limitados.

O processo de *benchmarking* possibilitou a comparação da performance, em termos de confiabilidade, de diferentes sistemas elétricos, avaliando diversas perspectivas de riscos. Afirma-se que os padrões de risco e de confiabilidade têm sido alterados devido à transição energética em curso. Portanto, a consideração de múltiplas métricas busca abarcar plenamente a transformação dos perfis de risco.

Para aplicar essa metodologia ao sistema teste IEEE RTS 96 HW, definem-se primeiro as características e premissas relevantes, incluindo a capacidade de geração disponível, a infraestrutura de transmissão, as condições climáticas e a demanda esperada. A partir desses dados, é possível estabelecer uma faixa de valores para os indicadores de risco, como SIS, EENS, LOLE e LOLF, resultando na construção do modelo de decisão. Neste trabalho, a análise da confiabilidade do sistema IEEE RTS 96 HW permitiu identificar a contribuição individual de cada camada de representação, considerando diferentes cenários operativos e destacando os principais impactos de cada configuração. De forma sintética, a metodologia consistiu

na criação de um modelo de decisão, definindo os casos de estudo, premissas e variáveis de decisão.

Portanto, é fundamental utilizar a correlação entre distintos indicadores de confiabilidade, estabelecendo conexões entre variáveis relacionadas à frequência, probabilidade, profundidade e severidade. Este procedimento é essencial, uma vez que uma falha, embora possa ter grande profundidade, pode estar associada a uma baixa probabilidade de ocorrência. As faixas estabelecidas como potenciais padrões de risco podem ser expandidas e detalhadas por falhas em subsistemas e/ou regiões, considerando a assimetria existente entre as complexidades operacionais e áreas elétricas, oferecendo uma abordagem mais específica e adaptativa. A metodologia proposta pode ser aplicada para atualizar os critérios previamente estabelecidos, garantindo que as análises e projeções continuem sendo relevantes e eficazes.

Recomenda-se como trabalhos futuros:

- Aplicar a metodologia de representação em camadas e estabelecimento de faixas de padrões de risco tanto no sistema IEEE RTS GLMC quanto em sistemas reais. Exercício realizado com o sistema interligado da Bolívia.
- Ampliar o escopo dos cenários ao modelar políticas de operação multiáreas, tais como políticas de mercado e de socorro entre áreas, buscando acordos de operação atualmente utilizados em sistemas de diferentes países. Neste caso, utilizar outros critérios para a definição dos requisitos de reserva operacional, como as métricas de risco VaR e CVaR;

REFERÊNCIAS

- ADME. **Informe Anual 2022**. Administração do Mercado Elétrico do Uruguai, 2022.
- AEMC. **Reliability Panel: 2022 Review of the Reliability Standard and Settings**. Australian Energy Market Commission. Sydney, 2022.
- AGENCIJA ZA ENERGY. **Report on the Energy Situation in Slovenia in 2021**. Slovenia, 2021.
- BARROWS, C. et al. The IEEE Reliability Test System: A Proposed 2019 Update. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 35, n. 1, p. 119-127, 2020.
- BILLINTON, R.; KARKI, R. Application of Monte Carlo Simulation to Generating System Well-being Analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, n. 3, p. 1172–1177, 1999.
- BILLINTON, R.; SANKARAKRISHNAN, A. A Comparison of Monte Carlo Simulation Techniques for Composite Power System Reliability Assessment, **WESCANEX 95, Communications, Power, and Computing Conference Proceedings**. IEEE, p. 145–150, 1995. DOI: 10.1109/WESCAN.1995.493961.
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques**. 2nd, New York, Plenum Press, 1992.
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Power Systems**. 2nd, New York, Plenum Press, 1996.
- BILLINTON, R.; LI, W. **Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods**. New York, Plenum Press, 1994.
- BOLACELL, G. S.; ROSA, M. A. Composite Power System Reliability Assessment Considering Transmission Line Flexibility. **2020 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)**. 2020. DOI: 10.1109/PMAPS47429.2020.9183505.
- BOLACELL, G. S. **Assessing Transmission Network Flexibility: Scientific and Technological Contributions for Power System**. 2021. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Florianópolis, 2021.
- BOUERES, S. M. **Avaliação do Impacto de Modelos de Erro de Previsão Eólica na Reserva Operacional**. 2020. Dissertação de Mestrado - Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Florianópolis, 2020.
- BREMERMANN, L. et al. Operating Reserve Assessment Incorporating a Stochastic Electric Vehicle Model. **The 12th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems-PMAPS**. Istanbul, Turkey, IEEE, 2012.

BREMERMANN, L. **Impact Evaluation of the Large-Scale Integration of Electric Vehicles in the Security of Supply**. 2014. Faculty of Engineering of University of Porto, Department of Electrical and Computer Engineering, Porto, 2014.

BREMERMANN, L. et al. Using VaR and CVaR Techniques to Calculate the Long-term Operational Reserve. **2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)**. Pequim, China, IEEE, 2016.

CASTRO, J. F. C. et al. Spinning Reserve Assessment in Multiarea Systems via Monte Carlo Simulation and CE Method. **2018 IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)**. Boise, USA, 2018. DOI: 10.1109/PMAPS.2018.8440533.

CASTRO, J. F. C. Operating Reserve Assessment in Systems with Energy Storage and Electric Vehicles. **2020 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)**. Liege, Belgium, IEEE, 2020. DOI: 10.1109/PMAPS47429.2020.9183486.

CARVALHO, L. M. et al. Simplified Cross-Entropy Based Approach for Generating Capacity Reliability Assessment. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 1609–1616, 2012. DOI: 2012.2213618.10.1109/TPWRS.

CARVALHO, L. M. **Advances on the Sequential Monte Carlo Reliability Assessment of Generation-transmission Systems Using Cross-entropy and Population-based Methods**. 2013. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal.

CIGRE. **System Operation Emphasizing DSO/TSO Interaction and Coordination**. JWG C2/C6.36, 2018. Disponível em: <https://e-cigre.org/publication/733-system-operation-emphasizing-dsotso-interaction-and-coordination>. Acesso em: 07 mar, 2024.

CIMINO JUNIOR, L. **Hierarquização de Reforços de Sistemas de Transmissão de Energia por Metodologia Multicritério**. 2011. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Florianópolis, 2011.

CNDC. **Memória Anual de 2021: Resultados da Operação do SIN**. Centro Nacional de Despacho de Carga, Bolívia, 2021.

CNDC. **Modelos e Hipóteses para a Avaliação da Confiabilidade do Sistema Interconectado Nacional da Bolívia sob a Perspectiva da Reserva Operacional**. Centro Nacional de Despacho de Carga, Bolívia, 2022.

CNDC. **Estabelecimento de Critérios e Padrões de Risco para o Sistema Interconectado Nacional da Bolívia**. Centro Nacional de Despacho de Carga, Bolívia, 2023.

DAS, K. et al. Adequacy of Operating Reserves for Power Systems in Future European Wind Power Scenarios. **2015 IEEE Power and Energy Society General Meeting**, p. 1-5, 2015. DOI: 10.1109/PESGM.2015.7286548.

DIAS, J. A. S. **Avaliação da Confiabilidade Composta Baseada em Simulação Monte Carlo com Representação da Geração Eólica**. 2008. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, 2008.

FONG, C. et al. Bulk System Reliability-measurement and Indices. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 4, n. 3, p. 829-835, 1989.

ELIA. **Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2020-2030**. Elia Group, Brussels, Belgium, 2019.

ENTSO-E. **Distributed Flexibility and the Value of TSO/DSO Cooperation**. European Network of Transmission System Operator for Electricity. Belgium, 2017.

ENTSO-E. **Estatísticas e Distúrbios do Sistema Interconectado Báltico-Nórdico em 2021 para a Rede Europeia dos Operadores de Sistemas de Transporte de Eletricidade**. Bruxelas, 2022.

EPE. **Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a Incorporação de Atributos ao Planejamento**. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, Brasil, 2018.

EPE. **Relatório Final do Grupo Temático Critérios de Garantia de Suprimento**. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, Brasil, 2020.

EPRI. **White Paper on the Incorporation of Risk Analysis into Planning Process**. Electric Power Research Institute, 2015.

EPRI. **Electric Power System Flexibility: Challenges and Opportunities**. Electric Power Research Institute, 2016.

ERC. **Relatório Anual de Operações da Comissão Reguladora de Serviços de Energia e Água da República da Macedônia do Norte para 2021**. Skopje, 2022.

ERSE. **Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão conjunta da Interligação Portugal-Espanha**. Lisboa, Portugal. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2019.

ERSE. **Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema**. Lisboa, Portugal. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2022.

ESKOM. **Relatório do Operador do Sistema: Perspectiva de Adequação do Sistema Elétrico da África do Sul para o Médio Prazo**. Sunninghill, 2022.

EUROPEAN COMMISSION. **REPowerEU: A Plan to Rapidly Reduce Dependence on Russian Fossil Fuels and Fast Forward the Green Transition**. 2022. Disponível em: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_3131. Acesso em: 07 mar. 2024.

FENTON, N.; NEIL, M. **Risk Assessment and Decision Analysis with Bayesian Networks**. 2nd ed. CRC Press, p. 660, 2018.

GONZÁLEZ-FERNÁNDEZ, R. A.; SILVA, A. M. L. Reliability Assessment of Time-Dependent Systems via Sequential Cross-Entropy Monte Carlo Simulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 4, p. 2381–2389, nov. 2011. DOI: 10.1109/TPWRS.2011.2112785.

GONZÁLEZ-FERNÁNDEZ, R. A. et al. Composite Systems Reliability Evaluation Based on Monte Carlo Simulation and Cross-Entropy Methods. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 4, p. 4598–4606, nov. 2013. DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2267154.

GRIGG, C. et al. IEEE Reliability Test System – 1996 A Report Prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14-3, p. 1010–1020, 1999. DOI: 10.1109/59.780914.

IAEA. **Enhanced Electricity System Analysis for Decision Making – A reference book**. International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria, 2000.

IEA. **Balanços e Estatísticas da Energia Mundial em 2021**. International Energy Agency, 2021.

IEC/ISO 31010. **Risk Management – Risk Assessment Techniques**. International Electrotechnical Commission, Geneva, 2019. Disponível em: <https://www.iso.org/standard/72140.html>. Acesso em: 07 mar. 2024.

IEEE RTS TASK FORCE OF APM SUBCOMMITTEE. IEEE Reliability Test System, **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-98, n. 6, p. 2047-2054, nov. 1979, ISSN 0018-9510. DOI: 10.1109/TPAS.1979.319398.

INESCTEC, **Projeto PSMORA – Manual do Programa**. Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência. Portugal, jun, 2020.

INESCTEC, **Projeto PSMORA - Modelos e Pressupostos**. Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência. Portugal, jan. 2021.

IRENA. **Planning for the Renewable Future: Long-term Modelling and Tools to Expand Variable Renewable Power in Emerging Economies**. International Renewable Energy Agency, 2017.

LAENGEN, O. S. **Application of Monte Carlo Simulation to Power System Adequacy Assessment**. Master Thesis – Norwegian University of Science and Technology (NTNU), 2018.

LI, W. **Risk Assessment of Power Systems: Models, Methods, and Applications**. New York: Wiley and IEEE Press, 2014.

LI, W. Framework of Probabilistic Power System Planning. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, v. 1, n. 1, p. 1–8, 2015.

LINDGREN, B. W. **Elements of Decision Theory**. Macmillan, New York, 1971.

LISNIANSKI, A.; ELMAKIAS, D.; LAREDO, D. A Multi-state Markov Model for a Short-term Reliability Analysis of a Power Generating Unit. **Reliability Eng and System Safety**, p. 1-6, 2012.

LISNIANSKI, A.; LAREDO, D.; BENHAIM, H. Multi-state Markov Model for Reliability Analysis of a Combined Cycle Gas Turbine Power Plant. **2016 Second International Symposium on Stochastic Models in Reliability Engineering, Life Science and Operations Management (SMRLO)**, p. 131-135, 2016.

MANCARELLA, P. **Considerations in Support of the 2022 Reliability Standards and Settings Review**. University of Melbourne, 2022.

MAKVAND, S. B. et al. Probabilistic Evaluation and Planning of Power Transmission System Reliability. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 11-5, p. 1119-1125, 2017. DOI: 10.1049/iet-gtd.2016.0693.

MATOS, M. et al. Probabilistic Evaluation of Reserve Requirements of Generating Systems with Renewable Power Sources: The Portuguese and Spanish Cases. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 31, n. 9, p. 562–569, out. 2009.

MIRANDA, F. L. et al. Composite Power System Reliability Evaluation Considering Stochastic Parameters Uncertainties. **IEEE Latin America Transactions**, v. 18, n. 11, 2003-2010, nov. 2020.

MIRANDA, S. T. **Introdução ao Conceito de Flexibilidade na Avaliação da Reserva Operacional de Longo Prazo**. 2020. Dissertação de Mestrado - Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Florianópolis, 2020.

NARUC. **Resource Adequacy for State Utility Regulators: Current Practices and Emerging Reforms**. National Association of Regulatory Utility Commissioners, 2023.

NAZIR, Z. Investigating Various Severity Factor Behaviors for Operational Risk Assessment. **Electricity 2022**, v. 3, p. 325-345, 2022.

NEPCO. **Relatório Anual de 2021 da Companhia Nacional de Energia Elétrica da Jordânia**. National Electric Power Company, 2022.

NERC. **Ensuring Energy Adequacy with Energy Constrained Resources**. North American Electric Reliability Corporation White Paper, 2020.

NERC. **Bulk Power System Reliability Perspectives for Distributed Energy Resource Aggregators**. North American Electric Reliability Corporation, System Planning Impacts Working Group – NERC SPIDERWG White Paper, 2022.

NERC. **2023 State of Reliability Technical Assessment: Technical Assessment of 2022 Bulk Power System Performance**. North American Electric Reliability Corporation, 2023.

NREL. **Investigating Power System Primary and Secondary Reserve Interaction under High Wind Power Penetration**. National Renewable Energy Laboratory, 2016.

ONS. **Procedimentos de Rede: Submódulo 10,6 - Controle da Geração**. Operador Nacional do Sistema, 2018.

PAPIC, M. et al. Research on Common-Mode and Dependent (CMD) Outage Events in Power Systems – A Review. **IEEE Transactions on Power Systems**, The RRPA Subcommittee Working Group PACME, v. 32, p. 1528-1536, 2017.

PEREIRA, M. V. F.; BALU, N. J. Composite Generation-transmission Reliability Evaluation. **Proceedings of the IEEE**, v. 80-4, p. 470–491, 1992. DOI: 10.1109/5.135372.

PEREIRA, M. A. S. **Otimização dos Níveis de Reserva Girante em Sistemas de Geração com Elevada Penetração de Energias Renováveis**. 2017. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de São João del-Rei (UFSJ), São João del-Rei, 2017.

ROSA, M. A. et al. Modern Computing Environment for Power System Reliability Assessment. **IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)**. 2010. p. 664–671, jun. 2010. DOI: 10.1109/PMAPS.2010.5528321.

ROSA, M. A. **Agent-based Technology Applied to Power Systems Reliability**. 2010. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal.

ROSA, M. A. et al. Operational Reserve Assessment Considering Wind Power Fluctuations in Power Systems. **Handbook of Wind Power Systems**, Energy Systems. Springer, p. 379–411, 2013.

SAATY, T. L. **Método de Análise Hierárquica**. São Paulo, McGraw-Hill, Makron, 1991.

SALES, W. S. **Planejamento da Reserva Operativa de Sistemas de Geração com Elevada Penetração de Energia Eólica**. 2009. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Itajubá, 2009.

SALES, W. S. et al. Long-Term Probabilistic Evaluation of Operating Reserve Requirements with Renewable Sources. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 1, p. 106–116, fev. 2010.

SANKARAKRISHNAN, A.; BILLINTON, R. Sequential Monte Carlo Simulation for Composite Power System Reliability Analysis with Time Varying Loads. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 3, p. 1540–1545, ago. 1995. DOI: 10.1109/59.466491.

SANTOS, E. P. **Estratégias de Análise de Regime Permanente para Avaliação de Confiabilidade Composta de Sistemas de Energia Elétrica**. 2019. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Florianópolis, 2019.

SANTOS, F. M. C. S.; BREMERMAN, L. E.; BRANCO, T. M. M.; ISSICABA, D.; ROSA, M. A. Impact Evaluation of Wind Power Geographic Dispersion on Future Operating Reserve Needs. **MDPI, Energies**, v. 11, n. 11, 2018.

SILVA, A. M. L. et al. Composite Reliability Assessment Based on Monte Carlo Simulation and Artificial Neural Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 3, p. 1202–1209, ago. 2007. DOI:10.1109/TPWRS.2007.901302.

SILVA, A. M. L. et al. Long-Term Probabilistic Evaluation of Operating Reserve Requirements with Renewable Sources, **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 1, p. 106–116, 2010, ISSN 0885-8950. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5374085>. Acesso em: 07 mar, 2024.

SILVA, A. M. L. et al. Composite Reliability Evaluation with Renewable Sources Based on Quasi-sequential Monte Carlo and Cross-entropy Methods. **2014 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)**, p. 1-6, jul. 2014. DOI:10.1109/PMAPS.2014.6960618.

SILVA, A. M. L.; CASTRO A. M. Risk Assessment in Probabilistic Load Flow via Monte Carlo Simulation and Cross-entropy Method. **IEEE Transactions on Power System**, v. 34-2, p. 1193-1202, set. 2018. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2869769.

TORRES, I. F. M. **Aplicação de Custos de Interrupção em Eventos de Corte de Carga na Avaliação da Confiabilidade de Sistemas Multiáreas**. 2021. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Florianópolis, 2021.

VIEIRA, P. et al. Long-term Static and Operational Reserves Assessment Considering Operating and Market Agreements Representation to Multi-Area Systems. **Energies**, v. 13, n. 6, 2020. DOI: 10.3390/en13061455.

VIEIRA, P. C. C. **Avaliação da Confiabilidade de Sistemas Elétricos Multiárea: Representações, Modelos e Metodologia de Simulação**. 2020, Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Florianópolis, 2020.

VILLA, J. E. C. **Probabilistic Reliability Assessment: For System Development in the Netherlands**. Dissertação de Mestrado – Universidade Tecnológica de Delft, 2019. Disponível em: <https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid%3Ad1e56d4d-48c1-44e0-890c-dd2bde53b7e5>. Acesso em: 07 mar. 2024.

WANG, Y. Risk Assessment of Stochastic Spinning Reserve of a Wind-integrated Multi-state Generating System Based on a Cross-entropy Method. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 11-2, p. 330-338, 2017.

WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F. **Power Generation, Operation, and Control**. John Wiley & Sons, USA, 2013.

APÊNDICE A – Análise de Confiabilidade em Sistemas Elétricos

A operação e o planejamento de sistemas elétricos sempre foram de grande importância. Qualquer economia nos montantes de dinheiro envolvidos no planejamento da operação e da expansão impacta nos custos totais e na quantidade de recursos consumidos (WOOD e WOLLENBERG, 2013; LI, 2014). Esses sistemas evoluíram com foco principal em fornecer um suprimento confiável, utilizando capacidades sobressalentes de geração e redundância nas instalações da rede elétrica. Essas medidas são incorporadas para garantir continuamente o fornecimento de eletricidade em caso de falhas, paradas forçadas e manutenções programadas (LI, 2014).

O conceito de confiabilidade pode ser associado à probabilidade do sistema em suprir, sem corte de carga, a potência requerida para um período em consideração (BILLINTON e ALLAN, 1996; SANTOS, 2019; BOLACELL, 2021). Os estudos voltados para a avaliação da confiabilidade têm o propósito de apoiar decisões que envolvem incertezas, tais como eventos de interrupções forçadas e indisponibilidade de recursos (SANTOS, 2019). Os resultados desses estudos geralmente se traduzem em índices de confiabilidade, que são fundamentais para a tomada de decisão no planejamento da expansão e operação do sistema (SANTOS, 2019).

A avaliação da confiabilidade se apresenta como uma ferramenta de suporte ao planejamento da operação e expansão dos SEP. Este problema pode ser abordado de diversas maneiras, dependendo do tipo de fenômeno que se deseja investigar e do nível de detalhamento requerido (BILLINTON e ALLAN, 1996).

Tradicionalmente, esses estudos são realizados segundo duas perspectivas: a determinística e a probabilística (BILLINTON e ALLAN, 1996; SANTOS, 2019; MIRANDA, 2020). A abordagem determinística utiliza regras e heurísticas, tais como a avaliação considerando a indisponibilidade da maior unidade geradora e o critério “N-1”, que pressupõe a avaliação com a indisponibilidade não simultânea de todos os componentes do sistema, baseadas em experiência dos operadores e planejadores de sistemas elétricos, para inferir quantitativamente o quão confiável é o sistema (SANTOS, 2019). Já a abordagem probabilística se dá pela modelagem do comportamento estocástico dos equipamentos que compõem o sistema e suas características de operação, assumindo uma descrição mais completa do sistema. (CARVALHO, 2013; SANTOS, 2019).

Para Li (2014), a confiabilidade de sistemas elétricos depende das ameaças, vulnerabilidades, riscos e consequências de um estado do sistema. A avaliação procura identificar o que pode dar errado e quais são as consequências para o erro. O objetivo é determinar se o sistema é capaz de cumprir suas funções quando exposto a diferentes situações esperadas (LI, 2014). A abordagem probabilística permite a avaliação dos riscos associados à complexidade da interrupção de carga e suas consequências de forma precisa (BILLINTON e LI, 1994; LI, 2014).

A definição de um critério (ou critérios) de confiabilidade é necessário para realizar essa avaliação. Um critério de confiabilidade é um conjunto de regras usado para julgar se o sistema está funcionando de maneira aceitável ou não, com base em sua resposta a determinadas contingências (BILLINTON e ALLAN, 1996). Essas regras são frequentemente vistas como limites que indicam quais condições operacionais são aceitáveis e quais não são (SANTOS, 2019; BOLACELL, 2021).

É evidente que a confiabilidade não se trata apenas de atender às cargas, mas também de permitir que os meios de geração sejam conectados e tenham capacidades de transporte suficientes para o suprimento, sem restrições, ao sistema.

Desta maneira, a confiabilidade dos sistemas elétricos pode ser dividida em dois aspectos (BILLINTON e LI, 1994):

- I. Adequação do sistema: auxiliam na identificação da capacidade necessária para satisfazer a demanda esperada, num determinado nível de risco. A incerteza associada à reserva estática, que é uma variável estocástica, é causada pela intermitência dos recursos de energia primária, pelos cortes de carga planejados e forçados e pela aleatoriedade da carga do sistema. Os eventos de reserva estática insuficiente ocorrem quando a capacidade de geração é menor do que a carga, assinalando a ocorrência de corte de carga (SANTOS, 2019; MIRANDA, 2020; BOLACELL, 2021).
- II. Segurança do sistema: orientados à análise a longo-prazo da flexibilidade do sistema de geração para lidar com as variações no curto prazo que podem ocorrer durante a operação do sistema (MATOS et al., 2009; SANTOS, 2019; MIRANDA, 2020; BOLACELL, 2021). Neste caso, o sistema deve ser capaz de, não apenas suprir a carga, mas também acomodar as diferenças entre as previsões de curto prazo e as realizações efetivas das variáveis estocásticas, cumprindo as restrições operacionais estabelecidas para o sistema. Essas restrições incluem níveis mínimos de

reservas de energia primária e secundária, além de escalonamentos prioritários das unidades (SANTOS, 2019).

De forma resumida, a adequação refere-se à análise estática do sistema, quando há a saída forçada de um equipamento, excluindo a dinâmica do evento. Por outro lado, a segurança aborda o comportamento dinâmico, ou seja, eventos que podem levar à instabilidade do sistema (BILLINTON e LI, 1994; BILLINTON e ALLAN, 1996). Para obter um estudo de confiabilidade abrangente, é necessário combinar os estudos de adequação com os estudos de segurança. Uma discussão mais detalhada destes aspectos é referida nos trabalhos de Santos (2019), Miranda (2020), Bolacell (2021) e Mancarella (2022).

Segundo Mancarella (2022), no contexto da transição para um sistema elétrico descarbonizado, surgem questões operacionais importantes, como as variações e incertezas das fontes intermitentes de energia, incluindo os aspectos das rampas de geração e o impacto resultante na demanda líquida do sistema, aspectos esses que precisarão ser consideradas tanto sob a ótica da adequação quanto da segurança do sistema elétrico (MANCARELLA, 2022).

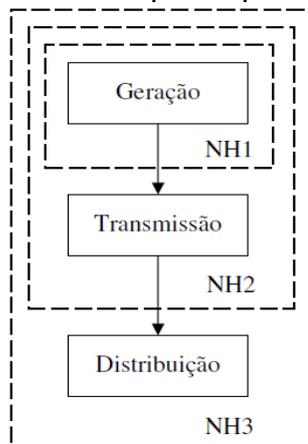
Para o problema de avaliação da confiabilidade de sistemas compostos, destacam-se, para além dos conceitos de adequação e segurança, os conceitos de zonas funcionais e níveis hierárquicos, de avaliação de adequação da capacidade dos subsistemas de geração e transmissão em sustentar os desvios entre carga/geração, bem como de indicadores de confiabilidade que estimem os riscos dos comportamentos dos múltiplos estados do sistema.

A.1 Níveis Hierárquicos

Na avaliação de confiabilidade, o sistema elétrico é tradicionalmente representado em três níveis hierárquicos (BILLINTON e ALLAN, 1996), conforme apresentado na Figura 82.

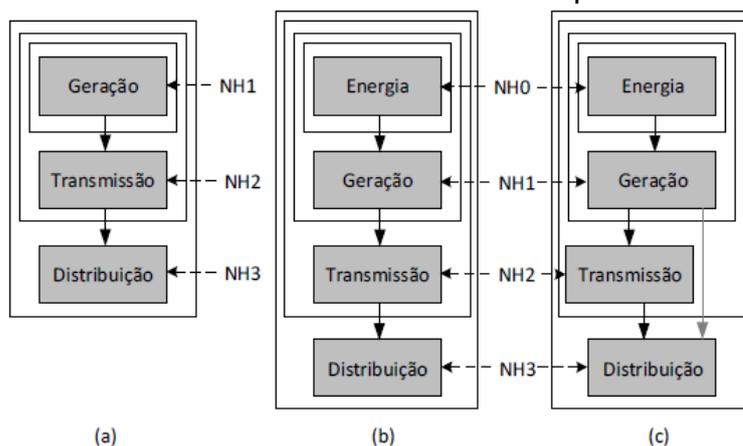
A recente reorganização dos SEP levou à separação, descentralização e, cada vez mais, a privatização das atividades de geração, transmissão e distribuição (ROSA, 2009). De acordo com estes novos desenvolvimentos, o conceito tradicional dos níveis hierárquicos, que foi desenvolvido sob o paradigma de centralização, foi reformulado de forma a considerar a capacidade de geração distribuída em redes de distribuição, conforme Figura 83 (ROSA, 2009; SANTOS, 2019; BOLACELL, 2021).

Figura 82 – Níveis hierárquicos para a confiabilidade



Fonte: adaptado de Billinton e Allan (1996)

Figura 83 – Zonas funcionais e níveis hierárquicos atualizados



(a)

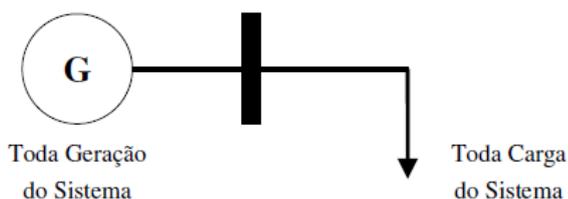
(b)

(c)

Fonte: adaptado de Rosa (2009)

O nível hierárquico 1 (NH-1) abrange os aspectos da análise de confiabilidade a nível de geração, de principal interesse a determinação da capacidade estática do sistema (ROSA, 2009). Nesta caracterização, as cargas e a geração são concentradas por uma única barra, com as limitações da rede de transmissão sendo ignoradas, apresentado na Figura 84.

Figura 84 – Representação de um sistema NH1

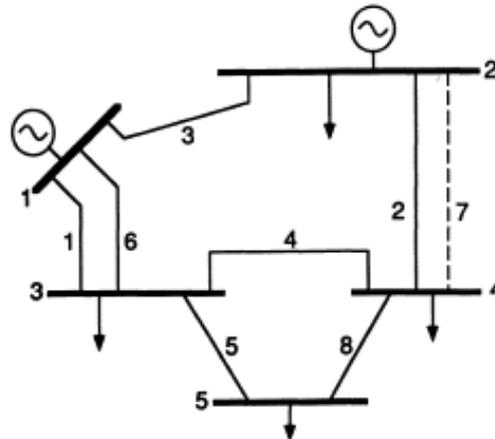


Fonte: adaptado de Billinton e Allan (1996)

Na avaliação da confiabilidade dos sistemas de geração, a tarefa consiste em planejar o sistema para atender aos requisitos de carga da maneira mais econômica possível, mantendo um nível aceitável de confiabilidade (BILLINTON e LI, 1994; CARVALHO, 2013; SANTOS, 2019; BOLACELL, 2021).

No nível hierárquico 2 (NH-2), abrange-se o estudo da confiabilidade a nível dos subsistemas de geração e transmissão, sendo a distribuição representada como pontos de cargas equivalentes, conforme o sistema hipotético da Figura 85. Nesta representação são analisados os efeitos das falhas de geração, transmissão e a composição de ambos.

Figura 85 – Representação de um sistema NH2

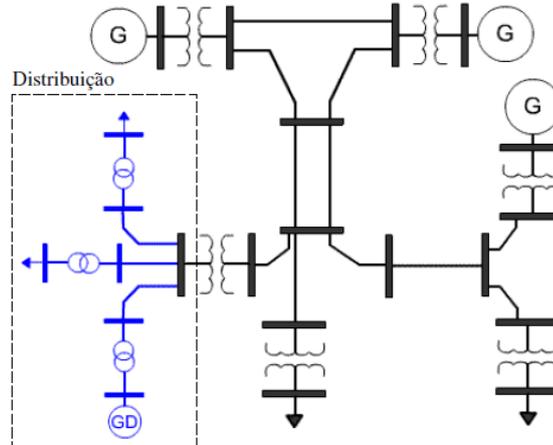


Fonte: adaptado de Billinton e Allan (1996)

A avaliação de adequação de sistemas compostos de geração e transmissão precisa abordar a capacidade do sistema em fornecer energia aos principais pontos de consumo (SANTOS, 2019; BOLACELL, 2021).

O nível hierárquico 3 (NH-3) abrange o estudo da confiabilidade a nível de geração, transmissão e distribuição, conforme Figura 86, onde o elemento GD representa a possibilidade da modelagem de geração distribuída (DIAS, 2008). Esta representação mais completa é evitada em sistemas reais devido à elevada dimensão do problema, sendo a confiabilidade da distribuição tratada separadamente dos sistemas de geração e transmissão (BILLINTON e ALLAN, 1996).

Figura 86 – Representação de um sistema NH3



Fonte: adaptado de Dias (2008)

Segundo Santos (2019), a avaliação de adequação do sistema está direcionada à verificação da existência de recursos suficientes para suprir as necessidades dos consumidores de energia cumprindo requerimentos estáticos de operação. Esses recursos incluem os equipamentos de geração, transmissão e distribuição necessários para produzir, transportar e distribuir energia elétrica aos consumidores.

Santos (2019) define que um estado do sistema é considerado de sucesso se, depois da avaliação, todos os requisitos de operação associados a carga, tensão nas barras, limites de geração e os limites de carregamento dos equipamentos sejam respeitados. Se alguma dessas condições é violada, ações corretivas devem ser efetuadas (SANTOS, 2019). Um corte de carga pode ocorrer como consequência da obrigação de atendimento dos requerimentos de operação. Apenas neste caso, o estado do sistema é considerado como de falha.

A.2 Estudos de Adequação – Reserva Estática e Reserva Operacional

Os estudos de adequação de curto, médio e longo prazo de sistemas compostos podem ser vistos de duas perspectivas diferentes: reserva estática e reserva operacional (MATOS et al., 2009; SILVA et al., 2010; SANTOS, 2019; BOLACELL, 2021).

No final do século XX, o foco dos estudos de planejamento da operação e expansão de sistemas elétricos de potência estava na avaliação determinística da

reserva estática. Esse método avalia, para um determinado nível de risco, a capacidade necessária a satisfazer a demanda prevista (BILLINTON e LI, 1994).

Atualmente, a incerteza associada à reserva estática, que é uma variável estocástica, é causada pela intermitência dos recursos de energia primária, pelos cortes de carga planejados e forçados e pela aleatoriedade da carga do sistema (SANTOS, 2019). Os eventos de reserva estática insuficiente, $R_{estático}$, ocorrem quando a capacidade de geração é inferior à carga, assinalando a ocorrência de corte de carga (MATOS et al., 2009; SANTOS, 2019), conforme a equação (1), onde G representa a capacidade disponível do sistema e L a carga total do sistema:

$$R_{estático} = G - L < 0 \quad (9)$$

Destaca-se que modelos probabilísticos de reserva estática podem incluir paradas planejadas (manutenção preventiva) e/ou não planejadas (forçadas) das unidades geradoras, flutuações de capacidade operacional e incertezas sistêmicas de curto e longo prazo (MATOS et al., 2009; SILVA et al., 2010; SANTOS, 2019). Com o aumento da quantidade de fontes de energia renovável intermitente nos sistemas elétricos, lidar com a capacidade de geração dependente do tempo, sob a perspectiva de reserva do sistema, tornou-se um fato obrigatório (MATOS et al., 2009; SILVA, et al., 2010; SANTOS, 2019).

Um valor muito baixo de reserva de capacidade operacional significa interrupções excessivas, enquanto um valor muito alto resulta em custos excessivos (BILLINTON e ALLAN, 1996). Os benefícios de capacidade de reserva são alocados de maneira mais equitativa entre os sistemas participantes por meio de avaliações probabilísticas de confiabilidade (BILLINTON e ALLAN, 1996).

Os estudos de reserva operacional são geralmente divididos em análises nos horizontes de curto e de longo prazo. Na análise de reserva de curto prazo define-se um determinado valor aceitável de risco e, em seguida, busca-se programar montantes de reserva para manter o sistema operando dentro desse limite de risco (SANTOS, 2019). Os estudos de reserva operacional relacionados à análise de longo prazo buscam lidar com as variações de curto prazo que podem ocorrer durante a operação do sistema (SANTOS, 2019). Portanto, fica evidente que há um risco associado à incapacidade do sistema de lidar com flutuações operacionais específicas ou erros grosseiros na previsão de carga (SANTOS, 2019).

A capacidade do sistema elétrico deve acomodar a diferença entre o valor previsto e o valor efetivamente realizado das variáveis estocásticas, cumprindo as restrições operacionais estabelecidas, por exemplo, os requisitos mínimos de montantes de reserva e as ordens de mérito de despacho dos geradores (SANTOS, 2019; BOLACELL, 2021). Caso as regras de operação estejam disponíveis para diferentes cenários de operação é possível avaliar a adequação da reserva operacional na perspectiva do planejamento (BOLACELL, 2021).

Diferentes agentes de operação podem definir diferentes critérios para o estabelecimento dos requerimentos de reserva operacional necessária (MIRANDA, 2020).

No Brasil, o Operador Nacional do Sistema (ONS) define que a reserva operacional (ou reserva operativa) é composta por três componentes (ONS, 2018; MIRANDA, 2020):

- Reserva Primária (R1 ou ainda RP): é destinada à regulação da frequência do sistema interligado pela atuação dos reguladores de velocidade das unidades geradoras. A reserva primária deve ser necessariamente alocada na própria área de controle, distribuída por todas as unidades geradoras com regulador de velocidade desbloqueado e que não estejam com geração maximizada. A quantificação se dá pela expressão (2), onde RGA é a responsabilidade de geração da área, correspondendo à carga da área de controle somada ao intercâmbio líquido da área:

$$R_1 = 0,01 \times RGA \quad (10)$$

- Reserva Secundária (R2 ou ainda RS): é destinada a recuperar a frequência do sistema para os valores nominais por atuação do Controle Automático de Geração (CAG), quando ocorrem variações da carga ou de geração eólica. Para garantir a correta atuação do CAG, independentemente do sentido das variações de carga ou da geração eólica, é necessário dispor simultaneamente de reserva secundária para elevação de geração ($R2_e$) e reserva secundária para redução de geração ($R2_r$). A $R2_e$ deve se constituir de reserva girante, sendo obrigatoriamente alocada em unidades sob o controle do CAG, entre o

limite máximo de geração das unidades geradoras e a geração efetivamente realizada, quantificada pela expressão (3), onde C é a carga da área de controle e R_{eol} é a parcela para variabilidade da geração eólica. A $R2_r$ deve se constituir de reserva girante, obrigatoriamente alocada em unidades sob o controle do CAG. Entre a geração efetivamente realizada e o limite inferior de geração (zona proibitiva por problemas de cavitação). A $R2_r$ é quantificada pela expressão (4):

$$R2_e = 4\%C + R_{eol} \quad (11)$$

$$R2_r = 2,5\%C + R_{eol} \quad (12)$$

- Reserva Terciária (R3 ou ainda RT): é destinada a complementar a reserva operacional, sendo calculada probabilisticamente, quando esta ultrapassar o valor de 5% da carga do sistema. Essa reserva deve ser girante, preferencialmente alocada em unidades sob o controle do CAG da área de controle correspondente, entre o limite máximo de geração das unidades geradoras e a geração efetivamente realizada. Pode ser alocada em unidades não ligadas a um CAG no caso de restrições operativas, faixas de operação de máquinas, limites de transmissão etc. A reserva terciária total do sistema deve ser partilhada entre as áreas de controle proporcionalmente à RPG e à capacidade efetiva da maior máquina de cada área de controle, conforme a equação (5), onde $R3_k$ é a reserva terciária de responsabilidade da área de controle k , $R3_s$ é a reserva terciária total do sistema, MM_k é a maior máquina da área de controle k , MM_i é a maior máquina da área de controle i , enquanto RPG_i e RPG_k , a responsabilidade própria de geração da área de controle i e k , respectivamente.

$$R3_k = \frac{MM_k \times RPG_k}{\sum_{i=1}^n (MM_i \times RPG_i)} \times R3_s \quad (13)$$

Outro exemplo é o adotado em Portugal, conforme Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS) (ERSE, 2019; BOUERES, 2020). O MPGGS define três tipos de reserva:

- Reserva de Regulação Primária ou Reserva Primária: corresponde à atuação do regulador de velocidade das turbinas motivada pela ocorrência de um desvio de frequência, com o objetivo de ajustar a potência dos grupos produtores. A variação de potência resultante deverá realizar-se em 15 segundos perante perturbações que provoquem desvios de frequência inferiores a 100 mHz e linearmente entre 15 e 30 segundos para desvios de frequência entre 100 e 200 mHz;
- Reserva de Regulação Secundária ou Reserva Secundária: tem como objetivo controlar o desvio do programa comercial nas interligações, colaborar na manutenção da frequência conjunta, ou em caso de funcionamento em ilha, controlar o desvio da frequência do sistema em relação à frequência nominal. O início da atuação da regulação secundária não deverá demorar mais de 30 segundos e a sua atuação deverá estar concluída e eventualmente completada pela ação da regulação terciária, em caso de perda de um grupo de geração importante, no máximo em 5 minutos;
- Reserva de Regulação ou Reserva Terciária: corresponde à variação máxima de potência dos grupos mobilizáveis no horizonte da programação da exploração em vigor. A reserva mínima de regulação terciária, em cada período de programação, é estabelecida pelo Gestor Global do Sistema (GGS), tomando como referência a perda máxima de produção provocada de forma direta pela falha simples de um elemento do sistema elétrico português, aumentada em 2% do consumo previsto e em 10% da produção eólica prevista. A reserva mínima de regulação terciária para baixar, em cada período de programação, é estabelecida pelo GGS, tomando como referência a perda máxima de bombagem provocada de forma direta pela falha simples de um elemento do sistema elétrico português, incrementada em 2% do consumo previsto e em 10% da produção eólica prevista.

Geralmente, as análises sob o ponto de vista da adequação da reserva estática consideram a composição da reserva operacional pelas reservas primária, secundária e terciária rápida (capaz de sincronizar em até uma hora). Dessa forma, a reserva operacional pode ser definida como:

$$R_{operacional} = R_P + R_S + R_T \quad (14)$$

onde R_P corresponde ao montante de geração alocado para operar como reserva primária, R_S corresponde ao montante de geração alocado para operar como reserva secundária, R_T é a reserva terciária rápida sincronizável em até 1h.

O evento de falha ocorrerá quando a reserva operacional não for suficiente para atender às incertezas vinculadas às variações originadas na operação de unidades geradoras e variações originadas na carga, isto é:

$$R_{operacional} < \Delta L + \Delta W + \Delta S + \Delta G \quad (15)$$

onde ΔL , ΔW e ΔS são, respectivamente, os erros de previsão de carga, de produção de energia eólica e de produção solar; ΔG é a perda de capacidade de geração devido às saídas forçadas (falhas) dos equipamentos de geração durante o período de operação.

O critério de reserva de capacidade pode ser (SILVA et al., 2010; BOLACELL, 2021):

1. um percentual da carga horária;
2. um valor fixo: considerando incertezas relacionadas à geração variável, erros de previsão e/ou níveis de segurança pré-definidos;
3. a maior unidade sincronizada;
4. uma combinação de 1 e 3.

A reserva de capacidade operacional, mais especificamente a reserva sincronizada (G_S), ou ainda reserva girante, é a capacidade de geração sincronizada pronta para responder às incertezas de carga em intervalos de curto prazo, exigindo respostas rápidas e automáticas (BOLACELL, 2021). A reserva não sincronizada (terciária) é chamada para substituir a reserva sincronizada para ajudar em casos de

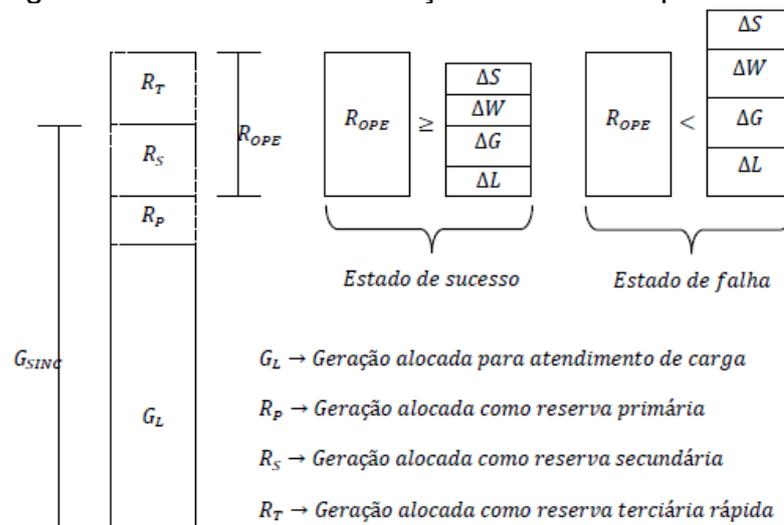
grandes perturbações (perda de carga ou alterações inesperadas na carga) (CARVALHO, 2013; BOLACELL, 2021).

Em termos gerais, os eventos de capacidade de reserva operacional insuficiente ($R_{operacional}$) podem ser identificados de acordo com (8), onde G_s é a capacidade das unidades sincronizadas programadas para atender à carga prevista (L), a reserva primária (R_p) e a reserva secundária (R_s). Já G_{NS} é a reserva terciária rápida não sincronizada, composta por geradores que podem ser mobilizadas dentro de 1h (MATOS et al., 2009; BOLACELL, 2021). As variações ΔL e ΔP_{vRES} representam desvios de curto prazo na carga e nas previsões de fontes renováveis variáveis, respectivamente, enquanto ΔG representa a escassez de unidades geradoras devido a paradas forçadas durante o período de operação (MATOS et al., 2009; BOLACELL, 2021):

$$R_{operacional} = G_s + G_{ns} - [L + (\Delta L + \Delta P_{vRES} + \Delta G)] \leq 0 \quad (16)$$

Uma programação de unidades geradoras disponíveis deve ser realizada para calcular o $R_{operacional}$ (CARVALHO, 2013; BOLACELL, 2021). A Figura 87 mostra a abordagem de reserva operacional e descreve o risco de mudanças na carga, capacidade de energia eólica e solar (ΔW e ΔS , respectivamente), e falhas de geração não serem devidamente cobertos pela quantidade de reservas sincronizadas e terciárias (MATOS et al., 2009; BOLACELL, 2021).

Figura 87 – Estrutura e avaliação da reserva operacional



Fonte: adaptado de Matos et al. (2009) e Bolacell (2021)

A flexibilidade provém principalmente de unidades controláveis ou despacháveis, que permitem o controle de sua operação pelo tomador de decisões (BOLACELL, 2021). As tecnologias convencionais de geração podem ser organizadas em níveis de flexibilidade (MIRANDA, 2020; BOLACELL, 2021):

- Geração inflexível: projetada para operar em carga base com pouca capacidade de ajuste para variações rápidas de carga. As tecnologias incluem nuclear inflexível, usinas a carvão e certas turbinas a vapor;
- Geração flexível: usinas *mid-merit* que podem ajustar seu nível de geração para lidar com variações de carga e têm tempos de partida e rampa moderados. As tecnologias incluem turbinas a gás flexíveis de ciclo combinado, biomassa, biogás e carvão flexível;
- Geração altamente flexível: capacidade elevada para lidar com variações rápidas de carga, com tempos de partida, desligamento e operação mínimos muito baixos. Exemplos são hidrelétricas, mini hidrelétricas e certas turbinas a gás de ciclo simples.

Existem algumas propriedades e restrições que impactam a resposta das unidades flexíveis, tais como (BILLINTON e LI, 2014; MIRANDA, 2020; BOLACELL, 2021):

- Taxas de rampa: capacidade de aumentar ou reduzir a geração, em MW/min;

- Potência mínima de operação: restrição operacional relacionada ao valor mínimo de potência que a unidade pode operar sincronizada à rede, em MW;
- Potência técnica mínima: algumas unidades apresentam uma restrição de geração mínima superior à sua potência mínima de operação, imposta pelo agente operador para garantir a segurança do sistema;
- Tempo de partida: tempo máximo que uma unidade geradora leva para operar, considerando as condições de partida a frio, morno ou quente, em horas;
- Tempo mínimo de desligamento: uma vez que a unidade é descomprometida, há um tempo mínimo antes que ela possa ser remetida;
- Tempo mínimo de operação: uma vez que a unidade está em operação, ela não deve ser desligada imediatamente;
- *Must-Run*: algumas unidades têm status de operação obrigatória durante determinadas épocas do ano, visando o suporte de voltagem na rede de transmissão.

Neste sentido, o desperdício de fontes renováveis intermitentes significa um momento de inflexibilidade do sistema, onde desligar uma fonte de energia limpa e de baixo custo é necessário (BOLACELL, 2021). A presença significativa de potência intermitente provavelmente exigirá mais investimentos em medidas de flexibilidade para manter o equilíbrio do sistema em todos os momentos (MIRANDA, 2020; BOLACELL, 2021).

A.3 Estudos de Adequação – Análise de Sistemas Multiárea

A avaliação de adequação de sistemas compostos de geração e transmissão pertence ao tipo de estudo NH-2 (BILLINTON e ALLAN, 1996). A análise precisa abordar a capacidade do sistema composto de geração e transmissão em fornecer energia aos principais pontos de consumo (SANTOS, 2019; BOLACELL, 2021). Para além da perspectiva de adequação do sistema de geração, os estudos NH-2 têm um segundo elemento envolvido no processo de planejamento, o desenvolvimento de uma rede de transmissão adequada para transportar a energia gerada até os pontos de consumo (SANTOS, 2019; VIEIRA, 2020).

Este exercício de análise é significativamente mais complexo devido aos modelos detalhados das unidades geradoras e da carga do sistema, ao comportamento estocástico dos circuitos de transmissão, bem como restrições como limitações de voltagem, limites máximos de carregamento dos circuitos de transmissão e de potência ativa e reativa (que devem ser necessariamente considerados) (SANTOS, 2019; BOLACELL, 2021). Na literatura, os limites máximos de carregamento geralmente são fixos, com base em classificações estáticas (BOLACELL, 2021).

A análise consiste em verificar se as restrições operacionais estão sendo atendidas ou se são necessárias medidas corretivas para evitar a redução de carga (BOLACELL, 2021). Geralmente, nessa etapa, técnicas de solução de Fluxo de Potência (FP), sejam não-lineares ou lineares, são necessárias (BOLACELL, 2021). Se não forem suficientes para atender aos limites operacionais, o problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO), seja não-linear ou linear, é resolvido (CARVALHO, 2013; SANTOS, 2019; BOLACELL, 2021).

Em uma análise de planejamento de longo prazo, esses estudos podem capturar de maneira mais precisa o efeito da dispersão geográfica das cargas e dos recursos primários de energia, por exemplo (BOLACELL, 2021). Além disso, as avaliações de sistemas compostos buscam identificar pontos fracos no sistema por meio dos índices de adequação dos pontos de carga individuais, para as quais diferentes prioridades de redução de carga podem ser usadas (CARVALHO, 2013; BOLACELL, 2021).

Os resultados dos estudos de adequação também podem ser avaliados ao dividir o sistema em subseções, como falhas dos subsistemas de geração e/ou transmissão (BOLACELL, 2021). Por exemplo, uma falha envolvendo o subsistema de geração é caracterizada pela inexistência de capacidade de geração suficiente para abastecer a carga do sistema, enquanto uma falha no subsistema de transmissão ocorre quando há redução de carga, embora a capacidade de geração seja suficiente para atender à carga do sistema (CARVALHO, 2013; BOLACELL, 2021).

A configuração multiárea abrange a operação de diferentes sistemas interconectados por meio de linhas de transmissão de interligação. A adequação de um sistema elétrico pode ser aprimorada ao interconectar o sistema a outras áreas elétricas (BILLINTON e LI, 1994). Quando uma área tem capacidade de geração insuficiente para atender à sua carga, assistência pode ser recebida das áreas

vizinhas (BILLINTON e LI, 1994). As interconexões entre áreas permitem uma melhor utilização das complementaridades que podem ocorrer entre os diversos portfólios de geração existentes em um sistema interligado, diminuindo as necessidades de margens de segurança operacional e as perdas na rede (BILLINTON e LI, 1994).

Uma outra vantagem de operar de forma interligada é o aumento de segurança de provisão de fornecimento de energia, uma vez que pode ser disponibilizada uma capacidade adicional aos sistemas vizinhos (ENTSO-E, 2022). Contudo, níveis insuficientes de interconexão, juntamente com a alta penetração de geração renovável intermitente, podem resultar em estados de falhas e à indisponibilidade de assistência multiárea (ENTSO-E, 2022).

A quantidade de assistência depende dos seguintes fatores (BILLINTON e LI, 1994):

- O nível de carga da área suportada;
- As capacidades de geração disponíveis nas áreas de suporte;
- As restrições das linhas de interligação;
- O acordo de importação/exportação entre as áreas.

A área de suporte é aquela que possui capacidade de geração excedente em relação à sua demanda (BILLINTON e LI, 1994; BOLACELL, 2021). Por outro lado, a área suportada é aquela que tem um déficit de geração (BILLINTON e LI, 1994; BOLACELL, 2021). A capacidade de reserva estática de cada área ($R_{estático}$) pode ser definida como (7) (BOLACELL, 2021), onde I_j é a capacidade de potência de intercâmbio (importação e exportação), relacionada à área j , que atravessa as interconexões, e Ω_i o conjunto de todas as áreas interconectadas à área i :

$$R_{estático} = G_i + L_i + \sum_{j \in \Omega_i} I_j \quad (17)$$

Considerando um conjunto de áreas interconectadas N_A , a capacidade total de reserva do sistema ($R_{sistema}$) é dada por (8) (BOLACELL, 2021), como segue:

$$R_{sistema} = G_i + L_i + \sum_{i=1}^{N_A} R_{estático} \quad (18)$$

Da mesma forma que nos estudos de área única, a reserva operacional ($R_{operacional}$) para uma área elétrica específica pode ser definida como em (9), onde

R_{S_i} e R_{T_i} são os requisitos de reserva secundária e terciária para a área i (BOLACELL, 2021):

$$R_{operacional} = R_{S_i} + R_{T_i} + \sum_{j \in \Omega_i} I_j \quad (19)$$

Nos estudos de planejamento, considerando as quantidades de intercâmbio I_{ij} estabelecidas por estratégias multiáreas, é necessário calcular os valores do fluxo de potência nas linhas de interligação, verificando eventuais violações de limites de potência (BOLACELL, 2021). Essas novas condições exigem uma nova restrição na modelagem do Fluxo de Potência Ótimo (OPF), considerando os limites de exportação e importação de cada área participante do sistema interconectado. Os detalhes do algoritmo utilizado para avaliar o estado do sistema em avaliações de sistemas multiárea e os índices propostos para quantificar os eventos de acordo com o procedimento estabelecido pela estratégia operacional podem ser verificados em Santos (2019), Vieira (2020) e Bolacell (2021). A maioria dos trabalhos publicados na literatura trata da avaliação de adequação de sistemas multiárea representando cada área como o total de geração do sistema e a carga total conectada ao mesmo barramento (NH-1) (BILLINTON e LI, 1994). Índices são calculados para cada área do sistema elétrico para estimar a confiabilidade dessas tipologias (BILLINTON e LI, 1994; BOLACELL, 2021).

A.4 Métodos Probabilísticos – Simulação Sequencial de Monte Carlo

A análise de risco é essencial em qualquer projeto ou processo de planejamento da operação e da expansão de sistemas elétricos. A complexidade dessa análise varia conforme o propósito do plano, desde estratégias indicativas até a seleção e comprometimento de projetos com alto grau de risco e incerteza. O nível de detalhamento e sofisticação analítica depende da importância das informações adicionais a serem obtidas. Um dos desafios dos critérios probabilísticos é definir valores de indicadores que satisfaçam conjuntamente reguladores, planejadores e operadores de sistemas elétricos complexos (CIGRE, 2018).

Métodos como a análise de risco probabilístico, realizada com ferramentas de simulação de Monte Carlo, avalia as distribuições de probabilidade e a correlação

entre variáveis para uma avaliação completa dos riscos (IAEA, 2000). São eficazes para avaliar o impacto de variáveis-chave e diferentes suposições sobre as distribuições de probabilidade associadas, podendo ser aplicadas ao longo dos estudos de planejamento e em estágios subsequentes do projeto (IAEA, 2000).

Na análise de riscos, a avaliação probabilística de confiabilidade de sistemas elétricos via simulação de Monte Carlo não apenas identifica a severidade de um estado e seu impacto no comportamento e na operação do sistema, mas também determina sua probabilidade de ocorrência (BILLINTON e LI, 1994). A combinação apropriada de probabilidade, frequência e severidade resulta em índices que representam de forma mais precisa o nível de risco do sistema (BILLINTON e LI, 1994).

Destarte, o objetivo da análise de confiabilidade em apoio à avaliação de risco é fornecer avaliações comparativas para embasar escolhas relevantes entre opções e estratégias. Os índices de confiabilidade atuam como parâmetros para quantificar o desempenho de um sistema elétrico e estão diretamente relacionados à política e ao custo de investimento em infraestrutura elétrica (BILLINTON e LI, 1994). É possível abranger uma ampla gama de cenários e contingências em uma única análise. Os resultados podem ser apresentados como um indicador único de confiabilidade (por exemplo, risco combinado) ou como vários indicadores (por exemplo, riscos individuais) ponderados pela probabilidade dos cenários e contingências usados como entradas (BILLINTON e LI, 1994).

Os índices de confiabilidade de uma análise de adequação podem ser avaliados utilizando duas categorias básicas de métodos probabilísticos: técnicas analíticas diretas e simulação estocástica (BILLINTON e LI, 1994; BILLINTON e ALLAN, 1996). A diferença entre essas abordagens reside na maneira como os índices de confiabilidade são avaliados.

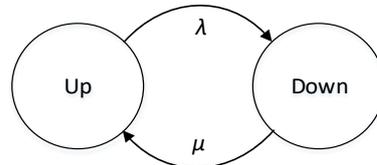
Métodos analíticos baseiam-se em soluções matemáticas para calcular o valor exato dos índices de confiabilidade (BILLINTON e LI, 1994; BILLINTON e ALLAN, 1996). Por outro lado, os métodos de simulação de Monte Carlo (SMC) estimam os índices dentro de um intervalo de confiança simulando o processo real e o comportamento aleatório do sistema (CARVALHO, 2013; BOLACELL, 2021).

A suposição primária na maioria dos métodos de avaliação de adequação é que as falhas dos componentes do sistema são eventos independentes (BOLACELL, 2021). No entanto, eventos de falha de modo comum, definidos como múltiplas falhas

em diferentes elementos resultante de um único evento de causa externa, onde as saídas forçadas de cada componente não são consequências umas das outras, dependem do nível de detalhe requerido para a modelagem, como é o caso, por exemplo, de uma queda de uma torre de transmissão de circuito duplo, que causa múltiplas falhas de elementos (BILLINTON e ALLAN, 1996; BOLACELL, 2021). A disponibilidade e a capacidade dos componentes do sistema dependem do modelo estocástico do ciclo de falha e reparo.

Os modelos estocásticos de ciclo de falha e reparo considerados neste trabalho seguem as abordagens markovianas de dois estados e de múltiplos estados (BILLINTON; LI, 1994).

Figura 88 – Modelo de Markov de dois estados



Fonte: adaptado de Vieira (2020)

Um componente representado pelo modelo de Markov de dois estados tem disponibilidade máxima quando está em estado de reparo (*up*) (VIEIRA, 2020). No estado de falha (*down*), ele não estará disponível (VIEIRA, 2020). A taxa de falha (λ) descreve a frequência com que o componente transita do estado operacional para o estado de falha (VIEIRA, 2020). Similarmente, μ é a taxa de reparo (VIEIRA, 2020).

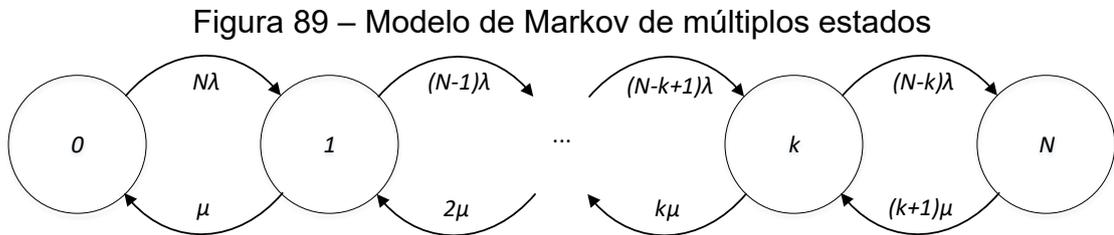
Assumindo que as durações dos estados são distribuídas exponencialmente, o tempo de residência nos estados *up* e *down* é dado pelo método da transformada inversa (VIEIRA, 2020), de acordo com as seguintes expressões:

$$T_{up} = -\frac{1}{\lambda} \ln U_1 \quad (20)$$

$$T_{down} = -\frac{1}{\mu} \ln U_2 \quad (21)$$

onde T_{up} e T_{down} são os tempos de residência nos estados *up* e *down*, respectivamente. Já U_1 e U_2 são números uniformemente distribuídos, amostrados no intervalo entre zero e um.

Se houver um conjunto de N componentes iguais, cujos estados são variáveis aleatórias independentes e identicamente distribuídas, pode-se utilizar o modelo de Markov de múltiplos estados (VIEIRA, 2020), ilustrada pela Figura 89:



Fonte: adaptado de Vieira (2020)

onde N é o número de componentes do conjunto, $k = \{0, 1, 2, \dots, N\}$ é um estado que contém k elementos em estado *down*, e C é a capacidade de um componente do conjunto.

Se a duração dos estados é distribuída exponencialmente, os tempos de residência nos estados 0 e N são:

$$T_0 = -\frac{1}{N\lambda} \ln U_1 \quad (22)$$

$$T_N = -\frac{1}{(k+1)\mu} \ln U_2 \quad (23)$$

Para o restante dos estados, o tempo de residência é calculado da seguinte forma:

$$T_k = \min \left\{ -\frac{1}{(N-k+1)\lambda} \ln U_1, -\frac{1}{k\mu} \ln U_2 \right\} \quad (24)$$

Pode-se também trabalhar com os parâmetros tempo médio para a falha (*Mean Time to Failure* – MTTF) e tempo médio para o reparo (*Mean Time to Repair* – MTTR) (VIEIRA, 2020), obtidos por:

$$MTTF = 1/\lambda \quad (25)$$

$$MTTR = 1/\mu \quad (26)$$

Um aspecto importante é que muitos componentes do sistema apresentam capacidade variável ao longo do tempo, atrelada ao recurso natural utilizado e de acordo com perfis horários, semanais, mensais e até anuais de variação (MATOS et al., 2009; SILVA et al., 2010; VIEIRA, 2020). Essa característica é capturada pelo uso de séries temporais, com probabilidades associadas as suas ocorrências (VIEIRA, 2020). Essas séries são obtida a partir de diversos anos de observação e registro (VIEIRA, 2020).

O método da simulação sequencial de Monte Carlo (SSMC) destaca-se como uma ferramenta adequada e flexível para o propósito da avaliação de confiabilidade de sistemas elétricos (SILVA et al., 2018; SANTOS, 2019). Por meio desse método é possível realizar análises probabilísticas detalhadas considerando variáveis aleatórias e os processos estocásticos (markovianos) (SANTOS, 2019). É uma técnica reconhecida por sua capacidade de representar as complexidades do sistema elétrico sem a necessidade de aproximações (SILVA et al., 2018).

O método pode ser dividido em três estágios principais: seleção de estados, avaliação de estados e estimação de índices (SANTOS, 2019). Dentre esses estágios, a avaliação de estados é conhecida por exigir maior esforço computacional, principalmente quando um maior rigor é adotado na representação dos sistemas (SANTOS, 2019). A SSMC, juntamente com seus critérios, modelagem e definições necessárias para implementação, podem ser descritas pelas etapas detalhas em Silva et al. (2018), Santos (2019) e Bolacell (2021).

No método de SSMC, os estados do sistema são amostrados através de um relógio virtual ou fictício e, com o decorrer do tempo, sequências de eventos são sinteticamente gerados, criando uma história de operação do sistema (SANTOS, 2019). Uma vez que se pode simular sequencialmente eventos no sistema, é viável modelar aspectos cronológicos, tais como, modelos de carga espaço-temporais correlacionados, flutuação de capacidade de fontes de energia renováveis, funções de custo de clientes por área ou barra, manutenção programada, entre outros (SANTOS, 2019). Uma parte importante é a análise estatística dos resultados estabelecida ao longo do modelo de simulação, após definição dos vetores aleatórios que contêm todas as informações sobre o sistema de energia, incluindo modelos estocásticos de componentes e procedimentos operacionais e de mercado do sistema (SANTOS, 2019).

O processo de simulação consiste na criação de amostras repetidas dos estados do sistema avaliadas por funções teste a fim de determinar a representação discreta da expectativa do índice de confiabilidade associada às funções teste:

$$E[H(X)] = \int H(x)f(x)dx \quad (27)$$

onde X é o conjunto de todos os estados possíveis, $f(x)$ é a probabilidade do estado x , enquanto H é uma função teste para o estado x (SANTOS, 2019; VIEIRA, 2020). Em outras palavras, o estado x é um vetor aleatório no qual os componentes do sistema elétrico estão experimentando estados de funcionamento e falha sob seus parâmetros estocásticos λ e μ (taxa de falha e reparo, respectivamente), que são caracterizados por uma distribuição exponencial de probabilidade (SANTOS, 2019).

A estimação dos índices de confiabilidade é realizada de acordo com a expressão (18), que representa o valor esperado das funções teste ao longo da janela temporal simulada (SANTOS, 2019). Nessa expressão, $\hat{E}[H(x)]$ é a esperança de uma função teste no espaço de estados, N_y são o número de simulações, $\{x_n\}_{n=1}^{S_i} = \{x_1, \dots, x_{S_i}\}$ é a série sintética dos estados do sistema no período i , e S_i representa o número de estados do período i (SANTOS, 2019). A expectativa resultante compõe uma estimativa para o índice de confiabilidade correspondente à função teste $H(x)$ (SANTOS, 2019).

$$\hat{E}[H(X)] = \frac{1}{N_y} \sum_{i=1}^{N_y} H(\{x_n\}_{n=1}^{S_i}) \quad (28)$$

A simulação sequencial oferece a possibilidade de representar qualquer modelo de carga ao longo do tempo, sem impor restrições ao discretizar temporalmente e ao nível de detalhe da curva de carga (BOLACELL, 2021). Segundo Bolacell (2021), essa abordagem pode ser integrada à série sintética agregada do sistema, mantendo a base temporal para criar um processo estocástico da operação do sistema.

Desta maneira, conforme Santos (2019), a função teste H para o índice LOLP, que é avaliado no final de cada período de simulação T , pode ser definida pela expressão (19). Nessa expressão, x_n representa o n -ésimo estado da sequência, T é a duração do intervalo de tempo sintético, tipicamente de 8.760 horas, $d(x_n)$ é a

duração do estado x_n e $H_{LOLP}(x_n)$ é a transformação do conjunto de todos os estados do sistema divididos em subconjuntos de estados de sucesso (S_{X_s}) e de estados de falha (S_{X_f}), tomando x_n como argumento.

$$H_{LOLP}(\{x_n\}_{n=1}^{S_i}) = \frac{1}{T} \sum_{n=1}^{S_i} d(x_n) \times H_{LOLP}(x_n) \quad (29)$$

Para o caso de uma função teste usada para o índice $EPNS$, Santos (2019) orienta que a formulação matemática passa a ser a expressão (20), onde $H_{EPNS}(x_n)$ é a transformação do conjunto de todos os estados do sistema divididos em subconjuntos de estados de sucesso (S_{X_s}) e de estados de falha (S_{X_f}), tomando x_n como argumento.

$$H_{EPNS}(\{x_n\}_{n=1}^{S_i}) = \frac{1}{T} \sum_{n=1}^{S_i} d(x_n) \times H_{EPNS}(x_n) \quad (30)$$

O algoritmo para uma análise probabilística via método de SSMC é apresentado a seguir (SANTOS, 2019), considerando N_y^{max} o número máximo de anos a ser simulado, $h = 0$ o instante de tempo do relógio fictício, $N_y = 1$ e $T = 8760 h$:

- Passo 1: Inicializar estados de componentes e carga;
- Passo 2: Amostragem tempo de permanência dos componentes nos estados de sucesso e/ou falha;
- Passo 3: Identificar o instante da próxima transição de estado e efetuar a transição do componente ou patamar de carga correspondente; atualizar h com o instante de transição;
- Passo 4: Avaliar o estado do sistema;
- Passo 5: Atualizar os valores das funções teste;
- Passo 6: Se $h = 8760 h$, atualizar os índices de confiabilidade; senão voltar ao Passo 2;
- Passo 7: Atualizar os coeficientes de variação β , onde $\beta = \frac{\sqrt{var(\hat{E}[H(X)])}}{\hat{E}[H(X)]}$;
- Passo 8: Se $N_y = N_y^{max}$ ou se os coeficientes de variação são inferiores a uma tolerância especificada, parar a simulação; senão $N_y = N_y + 1$, $h = 0$ e voltar ao Passo 2.

A adição de temporalidade ao método SSMC tem por desvantagem a necessidade de maiores tempos de execução para a estimação de índices de confiabilidade (SANTOS, 2019).