



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JOSÉ FERNANDO DA SILVA NETO

**ANÁLISES E IMPACTOS DE MÚLTIPLAS CONTINGÊNCIAS NO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL**

Recife
2025

JOSÉ FERNANDO DA SILVA NETO

**ANÁLISES E IMPACTOS DE MÚLTIPLAS CONTINGÊNCIAS NO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Departamento de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Pernambuco, como
requisito parcial para obtenção do grau de
Engenheiro Eletricista

Orientador: Prof. Dr. Vicente Ribeiro Simoni

Coorientadora: Ma. Thais Campos Lucas

Recife
2025

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Silva Neto, José Fernando da.

Análises e impactos de múltiplas contingências no sistema interligado nacional / José Fernando da Silva Neto. - Recife, 2025.

99 p. : il., tab.

Orientador(a): Vicente Ribeiro Simoni Coorientador(a):
Thais Campos Lucas

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica - Bacharelado, 2025.

Inclui referências.

1. Vulnerabilidade. 2. Sistema interligado nacional. 3. planejamento do sistema elétrico. 4. múltiplas contingências. 5. fluxo de potência. 6. anarede.

I. Simoni, Vicente Ribeiro . (Orientação). II. Lucas, Thais Campos . (Coorientação). IV. Título.

620 CDD (22.ed.)

JOSÉ FERNANDO DA SILVA NETO

**ANÁLISES E IMPACTOS DE MÚLTIPLAS CONTINGÊNCIAS NO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovado em: 12/03/2025.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Vicente Ribeiro Simoni (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. José Filho da Costa Castro (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

MSc. Ercles Mauricio Barbosa (Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco

Dedico este trabalho a todos que me apoiaram ao longo de sua construção, oferecendo suporte, incentivo e inspiração.

AGRADECIMENTOS

Acima de todas as coisas, agradeço a Deus por se fazer presente na minha vida, tornando possível que eu trilhasse a caminhada que Ele preparou para mim. Até aqui o Senhor me guiou, sendo inspiração para os momentos que mais precisei ter fé e superar as adversidades da vida.

Aos meus pais Marilene Gomes e Raimundo Ferreira e à minha irmã Ana Maria por viver o sonho da graduação comigo, por todo apoio, amor, educação, por cada madrugada que foi necessário interromper o sono para que eu pudesse me deslocar para Recife, por tudo que fizeram e por sempre estarem presentes na minha vida. Vocês são as pessoas mais importantes para que eu chegasse até aqui e nada seria disso seria possível sem vocês.

À todos os meus familiares, agradeço pelo apoio, incentivo e conselhos. Minha gratidão.

A minha namorada Brunna Aragão, que chegou em minha vida antes mesmo do segundo período letivo e me transformou como pessoa, aluno e parceiro. Você esteve presente em todos os momentos até aqui, sempre me fazendo enxergar que o amanhã a Deus pertence e que estaríamos juntos, independente de tudo. Te agradeço por me fazer uma pessoa que sabe pelo que quer lutar.

A todos os amigos da graduação, vocês foram essenciais para a trajetória da graduação. Agradeço por todo conhecimento compartilhado, por todas as trocas e momentos leves que tivemos. Um agradecimento especial a Alexandre Soares, Antônio Villarim, Brenda Estefany, Diogo Melo, Ector Yuri, Giacomo Fucale, Guilherme Araújo, Matheus Urbano, José Lucas, Melquesedec Xavier, Vinícius Mendes, Ruy Barreto e a todos os membros dos grupos 'Batcaverna Limoeiro', 'Eterno dia do fifa' e 'Ceifadores de vagas'.

Agradeço a todos os colegas de trabalho do estágio na Interest Engenharia e da Sistem Engenharia pelo companheirismo e por me fazerem um profissional melhor.

Agradeço os professores Paulo Estevão e Márcio Moura que me oportunizaram a vivência na iniciação científica e sempre estiveram a disposição para ensinar e iniciar as experiências como aluno pesquisador. Eu e todos os alunos do PRH 38.1 somos abençoados por ter tido a oportunidade de aprender com vocês.

Ao Prof. Dr. Vicente Ribeiro Simoni e a Ma. Thais Campos Lucas, que aceitaram orientar este trabalho, pela dedicação, disposição e atenção. Vocês foram inspiração e me fizeram brilhar os olhos para a engenharia elétrica e para a pesquisa. Serei eternamente grato por tudo.

Agradeço também a todo o Departamento de Engenharia Elétrica e Sistemas de Potência da Universidade Federal de Pernambuco pela promoção do excelente ensino, além de todos os meus professores que honraram com o dever de educar.

Ao Programa de Formação de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP-FINEP, pelo apoio financeiro suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas qualificadas na Cláusula de PD&I da Resolução ANP nº 50/2015.

E a todos que contribuíram de forma direta ou indireta para que fosse possível chegar até aqui, minha gratidão eterna.

'O mundo está nas mãos daqueles que têm a coragem de sonhar e
correr o risco de viver seus sonhos.'
(Paulo Coelho)

RESUMO

No contexto de fontes de energia, a demanda por energia elétrica cresce à medida que a sociedade se desenvolve. Para garantir o fornecimento seguro desse recurso essencial, os sistemas elétricos são planejados para assegurar o suprimento contínuo de eletricidade, com robustez e estrutura adequadas para suportar o aumento da carga e geração. No entanto, eventos de múltipla contingência, embora raros, têm se repetido ao longo dos anos no Brasil, impactando a qualidade de vida da população e afetando o funcionamento de serviços e indústrias. Em novembro de 2020, o estado do Amapá enfrentou o segundo blecaute mais longo da história do país, interrompendo quase toda a carga local e expondo a vulnerabilidade da região Norte, cuja configuração elétrica é caracterizada por limitações estruturais e uma topologia predominantemente radial. Diante desse cenário, este trabalho tem como principal objetivo analisar interrupções de múltipla contingência por meio de indicadores de vulnerabilidade e da avaliação criteriosa do estado da rede, utilizando o problema de fluxo de potência para antecipar situações de risco e propor ações corretivas, evidenciando suas consequências para a segurança dos sistemas elétricos de potência. Para isso, foram realizadas pesquisas e simulações de pontos de operação críticos por meio de cálculo dos fluxos de potência utilizando o programa ANAREDE, considerando os desafios de suprimento elétrico na região. Além disso, são apresentadas perspectivas para aprimorar a segurança e a confiabilidade do sistema, considerando ações e investimentos dos agentes responsáveis.

Palavras-chave: vulnerabilidade; sistema interligado nacional; planejamento do sistema elétrico; múltiplas contingências; fluxo de potência; ANAREDE.

ABSTRACT

In the context of energy sources, the demand for electricity increases as society develops. To ensure the secure supply of this essential resource, electrical systems are planned to guarantee the continuous provision of electricity, with the robustness and structure needed to support the growth in load and generation. However, multiple contingency events, although rare, have occurred repeatedly over the years in Brazil, impacting the population's quality of life and affecting the functioning of services and industries. In November 2020, the state of Amapá faced the second-longest blackout in the country's history, interrupting nearly all local power supply and exposing the vulnerability of the Northern region, whose electrical configuration is characterized by structural limitations and a predominantly radial topology. In this context, this study aims to analyze multiple contingency interruptions through vulnerability indicators and a thorough assessment of the grid's condition, using the power flow problem to anticipate risk situations and propose corrective actions, highlighting their consequences for the security of power systems. To achieve this, research and simulations of critical operating points were conducted by calculating power flows using the ANAREDE software, considering the challenges of electricity supply in the region. Additionally, perspectives are presented to improve system security and reliability, taking into account actions and investments by responsible entities.

Keywords: vulnerability; national interconnected system; power system planning; multiple contingencies; power flow; ANAREDE.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Fluxo do sentido de corrente na barra k.....	28
Figura 2 - Modelo impedância série - linhas curtas	29
Figura 3 - Modelo π -nominal para LT	29
Figura 4 - Transformador em fase	32
Figura 5 - Estrutura geral de vulnerabilidade.....	35
Figura 6 - Referencial teórico para indicadores de vulnerabilidade de sistemas elétricos.....	37
Figura 7 - Sistema de transmissão existente e o planejado da região norte	42
Figura 8 - Matriz de energia elétrica do subsistema Norte, ano 2025.	43
Figura 9 - Desligamento do TR3 230/69/13,8 kV, por sobrecarga, na SE Macapá. .	48
Figura 10 - Condições operativas da rede e disponibilidade de ativos no momento da ocorrência do evento de 03/11/2020.	50
Figura 11 - Transporte do transformador 230/69 kV 100 MVA de Boa Vista para Macapá	56
Figura 12 - Perturbação do dia 03/11/2020, às 20h48min.....	57
Figura 13 - Rede de operação do Amapá	61
Figura 14 - Modelagem no ANAREDE do sistema elétrico que atende Macapá	62
Figura 15 - Geração e consumo de energia no Amapá (médias mensais) para o ano de 2019	64
Figura 16 - Simulação da perda do transformador 04T2 na SE Macapá.....	65
Figura 17 - Simulação da SE Macapá no momento anterior à ocorrência em 03/11/2020	67
Figura 18 - Barras adjacentes ao barramento de 69 kV da SE Macapá.....	69
Figura 19 - Simulação da SE Macapá no momento do incêndio do TR1 em 03/11/2020 (contingência N-2)	70
Figura 20 - Simulação da SE Macapá após restabelecimento das cargas interrompidas.....	71
Figura 21 – Simulação da perda do TR3 após o restabelecimento das cargas na SE Macapá (contingência N-2)	72
Figura 22 - Alternativa recomendada	76

Figura 23 - Simulação da SE Macapá após a implementação das melhorias previstas para o sistema Amapá	78
Figura 24 - Simulação da perda do transformador 04T2 na SE Macapá para a rede e carga expandidas (condição N-1).....	80
Figura 25 - Simulação da perda do transformador 04T1 na SE Macapá para a rede e carga expandidas (condição N-2).....	82
Figura 26 - Simulação da perda do transformador 04T1 da SE Macapá e do transformador 04T1 da SE Macapá III (condição N-2).....	85
Figura 27 - Simulação da perda do transformador 04T1 da SE Macapá, do transformador 04T1 da SE Macapá III e do circuito LT Macapá – Macapá III 69 kV (condição N-3).....	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Indicadores de vulnerabilidade do sistema elétrico do Amapá.	58
Tabela 2 - Dados de carregamento dos transformadores da SE Macapá em sua total disponibilidade.....	63
Tabela 3 - Dados de carregamento dos transformadores da SE Macapá (Condição N-1)	65
Tabela 4 - Distribuição de cargas no sistema elétrico do Amapá no momento anterior à ocorrência do dia 03/11/2020	68
Tabela 5 - Dados de carregamento dos transformadores da SE Macapá após restabelecimento das cargas (condição N-1)	72
Tabela 6 - Distribuição de cargas no sistema elétrico do Amapá após expansão prevista.....	79
Tabela 7 - Dados de carregamento dos Transformadores da SE Macapá após expansão da rede.....	79
Tabela 8 - Dados de carregamento dos transformadores da SE Macapá para a rede e carga expandidas (contingência N-1).....	81
Tabela 9 - Dados de carregamento dos transformadores da SE Macapá III para a rede e carga expandidas (contingência N-1).....	81
Tabela 10 - Dados de carregamento dos transformadores da SE Macapá para a rede e carga expandidas (contingência N-2).....	83
Tabela 11 - Dados de carregamento dos transformadores da SE Macapá III para a rede e carga expandidas (contingência N-2).....	83
Tabela 12 - Dados de carregamento dos transformadores da SE Macapá para a perda do transformador 04T1 da SE Macapá e do transformador 04T1 da SE Macapá III (contingência N-2)	86
Tabela 13 - Dados de carregamento dos transformadores da SE Macapá III para a perda do transformador 04T1 da SE Macapá e do transformador 04T1 da SE Macapá III (contingência N-2)	86
Tabela 14 - Dados de carregamento dos transformadores da SE Macapá para a perda do transformador 04T1 da SE Macapá, do transformador 04T1 da SE Macapá III e do circuito Macapá – Macapá III 69 kV (contingência N-3)	88

Tabela 15 - Dados de carregamento dos transformadores da SE Macapá III para a perda do transformador 04T1 da SE Macapá, do transformador 04T1 da SE Macapá III e do circuito Macapá – Macapá III 69 kV (contingência N-3)88

Tabela 16 - Indicadores de vulnerabilidade do sistema elétrico do Amapá em 202790

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANAREDE	Análise de Redes Elétricas
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
IC	Infraestrutura Crítica
LMTE	Linhas de Macapá Transmissora de Energia
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAR/PEL	Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SP	Sistemas Especiais de Proteção
SIN	Sistema Interligado Nacional
SINtegre	Portal de Relacionamento do ONS com os Agentes
TR	Transformador
UHE	Usina Hidrelétrica

LISTA DE SÍMBOLOS

P	Potência ativa
Q	Potência reativa
V	Módulo da tensão
θ	Ângulo de fase da tensão
PV	Barra de tensão controlada do estudo de fluxo de potência
PQ	Barra de carga do estudo de fluxo de potência
V θ	Barra de referência do estudo de fluxo de potência
V_k	Módulo da tensão da barra “k”
V_m	Módulo da tensão da barra “m”
θ_k	Ângulo de fase da tensão da barra “k”
θ_m	Ângulo de fase da tensão da barra “m”
P_{km}	Fluxo de potência ativa da barra “k” para a barra “m”
Q_{km}	Fluxo de potência reativa da barra “k” para a barra “m”
P_k	Injeção de potência ativa na barra “k”
Q_k	Injeção de potência reativa na barra “k”
I_{km}^*	Corrente no sentido da barra “k” para a barra “m”
S_{km}^*	Potência aparente fluindo da barra “k” para a barra “m”
ϕ	Defasagem angular do transformador defasador
V_1	Módulo da tensão do lado primário do transformador
V_2	Módulo da tensão do lado secundário do transformador
a	Variação da amplitude do transformador em fase

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	MOTIVAÇÃO PARA O ESTUDO.....	19
1.2	REVISÃO DA LITERATURA	19
1.3	OBJETIVOS	24
1.3.1	Geral.....	24
1.3.2	Específicos	24
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	25
2	MODELAGEM E ANÁLISE DE VULNERABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS.....	26
2.1	ESTUDO DE FLUXO DE POTÊNCIA.....	26
2.1.1	Aspectos gerais do problema de fluxo de potência	27
2.1.2	Modelagem de linhas de transmissão	28
2.1.3	Modelagem de transformadores	31
2.1.4	Equacionamento do problema de fluxo de potência.....	33
2.2	VULNERABILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.....	34
2.2.1	Sistemas de potência em estado normal.....	37
2.2.2	Sistemas de potência em regime de contingência.....	38
3	APRESENTAÇÃO DA REDE EM ESTUDO	41
4	ANÁLISES ELÉTRICAS	45
4.1	PROCEDIMENTOS OPERACIONAIS E METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA	45
4.2	PREMISSAS.....	47
4.3	ANÁLISE DA OCORRÊNCIA NO AMAPÁ EM 2020	47
4.3.1	Caso 1 – Simulação da capacidade de transformação total da SE Macapá	60
4.3.1.1	Caso 1 – Contingência do transformador TR2.....	64
4.3.2	Caso 2 – Simulação do sistema no momento da ocorrência em novembro de 2020 na SE Macapá.....	66
4.3.2.1	Caso 2 – Contingência do transformador TR1.....	67
4.3.3	Caso 3 – Simulação após a ocorrência em novembro de 2020 na SE Macapá	70
4.3.3.1	Caso 3 – Contingência do transformador TR3.....	72
4.4	ANÁLISE DA SOLUÇÃO INDICADA APÓS A OCORRÊNCIA NO AMAPÁ EM 2020.....	74
4.4.1	Caso 4 – Simulação da rede expandida após a ocorrência.....	77
4.4.2	Caso 4 – Condição N-1: Transformador 04T2 em manutenção	80
4.4.3	Caso 4 – Condição N-2: Contingência do transformador TR1.....	81
4.4.4	Caso 5 – Condição N-2: Contingência de um transformador da SE Macapá e da SE Macapá III.....	85

4.4.5	Caso 6 – Condição N-3: Contingência de um transformador da SE Macapá, da SE Macapá III e da LT Macapá – Macapá III 69 kV	87
5	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	91
5.1	TRABALHOS FUTUROS.....	92
	REFERÊNCIAS.....	93

1 INTRODUÇÃO

A demanda por energia elétrica no Brasil aumenta a cada ano, impulsionada pelo crescimento mais significativo dos serviços e da indústria, acompanhando o ritmo mais intenso de expansão da demanda das famílias e dos investimentos. Além disso, também exercem contribuições positivas para o crescimento da carga, o processo de desinflação em curso, políticas de estímulo ao consumo [1], bem como a maior participação das fontes renováveis não despacháveis na produção de energia, como eólica e solar.

No quinquênio de 2024 a 2028, a expectativa é que a taxa média de crescimento no consumo total de eletricidade no Sistema Interligado Nacional (SIN) seja de 3,4% ao ano, sendo o crescimento no primeiro ano um pouco maior, com taxa de 3,5%. O aumento do consumo sofre influência da maior intensidade do fenômeno El Niño nos primeiros meses do ano de 2024, responsável pela intensidade do calor, assim como as chuvas escassas no Norte e no Nordeste e, em grande volume, no Sul [1].

Portanto um sistema de produção e transmissão de energia elétrica hidro-termo-eólico e, mais recentemente, solar de grande porte como o SIN [2], requer técnicas de planejamento que garantam a robustez e confiabilidade para a realização do suprimento ininterrupto de eletricidade, o atendimento ao crescimento da carga e geração, bem como para suportar a futura expansão, em conformidade com os requisitos mínimos de operação. Por isso, os estudos elétricos são componentes essenciais para o complexo processo de operação e expansão de uma rede elétrica interligada.

No Brasil, o órgão responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia do SIN [3] é o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Atrelado a este, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é a responsável pelos estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento da expansão do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), cobrindo energia elétrica, mas também áreas de petróleo e gás natural e seus derivados e biocombustíveis [4].

No SIN, os sistemas de corrente alternada (CA) são predominantes e é designado pelo ONS que o desempenho desses sistemas deve ser tal que não haja violação dos critérios de tensão para a condição operativa normal e sob contingências. Além disso, não deve ocorrer corte de carga provocado por contingências simples (N-

1) de modo que as limitações específicas dos equipamentos sejam respeitadas, principalmente com relação a ultrapassagem dos limites superiores [5].

No entanto, embora sejam raras, nos últimos anos o Brasil e outros países do mundo tem vivenciado ocorrências abarcando contingências de caráter múltiplo. Como consequências, são prejudicados desde os serviços dependentes de eletricidade mais comuns possíveis, até mesmo o fornecimento de energia elétrica de boa parte de um estado.

Como exemplo de evento a caráter mundial, pode-se citar a tempestade de inverno Uri que atingiu o Texas em fevereiro de 2021 e deixou cerca de 10 milhões de Texanos sem eletricidade por vários dias [6]. Em 2012, o calor extremo durante o verão fez com que o consumo de energia atingisse níveis recordes na capital da Índia, Nova Deli. Ainda nesse ano, mais da metade dos habitantes da Índia, cerca de 620 milhões de pessoas tiveram o suprimento de energia interrompido quando os disjuntores da linha Bina-Gwalior foram acionados. Como essa linha alimentava a seção de transmissão da rede, esse evento teve um efeito cascata em toda a rede [7]

Já no Brasil, as fortes chuvas que ocorreram entre os meses de abril e maio de 2024 no estado do Rio Grande do Sul (RS) acarretaram a não operação de três subestações, 25 linhas de transmissão, cinco usinas hidrelétricas (UHE) e onze transformadores (TR) simultaneamente [8]. Outro caso recente de múltipla contingência ocorreu na região Norte do país, em 03 de novembro de 2020 com o desligamento dos TR1 e TR3 de 150 MVA 230/69/13,8 kV da SE Macapá, tendo na sequência o desligamento da UHE Coaracy Nunes e de 95% das cargas do Sistema Amapá [9].

Outra recente ocorrência na região Norte se deu no dia 14 de abril de 2024, quando houve o desligamento dos circuitos 1 e 2 da linha de transmissão (LT) Lechuga – Manaus, de propriedade da Energisa, interrompendo 400 MW de carga na região de Manaus, no Amazonas, o equivalente a 35% da energia do Estado naquele momento. Após diversos procedimentos e manobras comandados pelo ONS, quando parte das cargas já haviam sido religadas, houve um novo desligamento nos setores de 230kV e de 500kV da subestação Lechuga, que atende a toda a área de Manaus [10].

Dessa forma, estudos de fluxo de potência, tema principal do trabalho, permitem que eventos de tamanha magnitude possam ser atestados a partir da determinação do estado da rede elétrica a fim de garantir a continuidade do suprimento de energia. A falta de energia elétrica compromete a capacidade de resposta a crises, agrava condições sanitárias e pode levar a situações de caos e insegurança, especialmente em áreas densamente povoadas ou já fragilizadas por outras crises.

1.1 Motivação para o estudo

Segundo [5], os estudos de fluxo de potência abrangem, além da condição operativa normal, a análise de contingências de LT, TR e outros equipamentos do sistema elétrico com o objetivo de definir as ações necessárias para o SIN operar sem violar os limites de tensão e carregamento. Dessa forma, o desempenho do sistema deve ser tal que não haja violação dos critérios citados anteriormente, bem como a necessidade de corte de carga provocado por contingências simples (N-1).

No entanto, por mais robusto e confiável que um Sistema Elétrico de Potência (SEP) de CA seja quanto as suas proteções e controle implementados, nas últimas décadas, contingências de caráter múltiplo têm ocorrido no Brasil e no mundo devido a perturbações aleatórias como tempestades, terremotos e inundações. Além disso, falhas técnicas, como sobrecargas, curtos-circuitos e a desativação de equipamentos críticos, também contribuem para a ocorrência desses eventos, exigindo estratégias avançadas de análise e mitigação.

Com a ideia de compreender as consequências sistêmicas que podem ser causadas por múltiplas contingências, é proposto o desenvolvimento de análises do ponto de vista da vulnerabilidade em SEP, limitados a estudos da malha de transmissão de energia do Brasil. Outro ponto de interesse é o de atestar a necessidade da realização prévia de estudos que se estendam a várias perturbações (N-2 em diante), visto os impactos causados quando dessas ocorrências.

1.2 Revisão da literatura

De acordo com [11], a rede de operação está em regime de contingência quando há indisponibilidade dos equipamentos principais ou de linhas de transmissão,

provocando ou não violação dos limites operativos ou corte de carga, exceto no caso das indisponibilidades programadas. Conjuntamente, é dito que no caso de múltiplos equipamentos desligados, os centros de operação do ONS restabelecem preferencialmente aquele equipamento que agrega maior segurança ao sistema de transmissão.

Ainda, em [5], que estabelece as premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos, a avaliação do desempenho do SIN é realizada por meio de estudos de fluxo de potência – efetuados para verificar o comportamento do sistema em regime permanente, tanto em condição normal, quanto durante contingências. Uma das situações que o desempenho elétrico deve ser verificado em análise de contingências é a de que as contingências simples são simuladas com a perda de um único elemento do sistema, seja uma linha de transmissão, transformador, unidade geradora, elo de corrente contínua ou equipamento de controle de tensão, como um reator, capacitor ou compensador síncrono ou estático.

Outrossim, é determinado em [5] que a análise de contingências para estudos em corrente alternada deve considerar:

- Perdas duplas de circuitos de transmissão da Rede de Operação que compartilhem estruturas ou a mesma faixa de passagem;
- Perdas duplas de circuitos que atravessem regiões onde haja ocorrência de fenômenos naturais e/ou queimadas que possam atingi-los; e
- Perda de bipolo de corrente contínua.

Com relação aos casos de perdas duplas, em situações como de instabilidade de potência, frequência ou tensão em uma região, e a atuação de Sistemas Especiais de Proteção (SP) não evite a perda de carga, o Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL) deve indicar a necessidade ou propor solução estrutural que elimine o problema de modo a evitar maiores instabilidades de tensão ou frequência na rede, visto o grande impacto do evento para a segurança do SIN.

Caso as consequências das perdas duplas, citadas anteriormente, se restrinjam a sobrecargas em linhas de transmissão, equipamentos e/ou violações nos níveis de tensão, sem que isso cause o corte de carga pela atuação automática de proteção, devem ser adotadas medidas operativas. Além disso, é recomendável a adoção de SP, que são mecanismos automáticos projetados para preservar a

estabilidade do sistema elétrico em condições críticas [12]. O objetivo dessas ações é reduzir as consequências dessas contingências.

Além disso, alguns critérios são dados como possíveis de serem adotados, buscando preservar a continuidade do atendimento à carga para contingências duplas e, eventualmente, múltiplas nas seguintes situações excepcionais, devidamente fundamentadas em análise técnica e previamente submetidas ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE:

- Período de comissionamento e inicial de operação de novas instalações e equipamentos;
- Após a ocorrência de perturbações de grande porte, ou desligamentos intempestivos reincidentes que tenham levado a corte de carga, até que sejam identificadas e solucionadas as causas das perturbações; e
- Durante a realização de eventos especiais de grande relevância, acontecimentos ou datas comemorativas de grande repercussão pública, de abrangência nacional, regional ou local, conforme [13].

Juntamente, para a gestão da segurança operativa do SIN, os centros de operação do ONS utilizam alguns estudos:

- Estudos adicionais do planejamento da operação elétrica, conforme [14] e [15], focados no curto e médio prazo;
- Avaliações realizadas nos processos da pré-operação; e
- Avaliações resultantes da análise de segurança operativa executada nos centros de operação.

De acordo com [16], sistemas como os de distribuição de eletricidade, água, petróleo, suprimentos de materiais e comunicações eletrônicas correspondem a Infraestruturas Críticas (ICs), fornecendo serviços fundamentais para a economia e a operação cotidiana da sociedade. E, no que se refere aos elementos das ICs, muitos assumem a forma de redes, com dependência entre nós e enlaces, que por sua vez geralmente estão interconectados com outras redes [17], como os SEP. A análise da vulnerabilidade desempenha um papel significativo ao auxiliar operadores de redes de transmissão a identificar componentes vulneráveis, cuja proteção resultará em um sistema resiliente contra eventos de alto impacto e baixa probabilidade [18].

A vulnerabilidade dos sistemas de energia pode ser categorizada em cinco amplas dimensões, de acordo com [19] e [20], para formular uma base genérica para a avaliação de vulnerabilidade. Essas dimensões são: ameaça/perigo, exposição, suscetibilidade, capacidade de enfrentamento e criticidade. Já em [21], os índices de vulnerabilidade dos sistemas de energia podem ser divididos em duas classes principais: operacionais e não operacionais.

Em [22], foi feita a modelagem da rede de conexão de um SEP utilizando grafos para uma busca pela distinção dos pontos mais críticos de um sistema de transmissão de energia, a fim de verificar se esta análise pode ser uma alternativa para a avaliação de contingências por meio da teoria de fluxo de potência. Ainda, parâmetros elétricos como resistência elétrica, reatância e impedância das linhas de transmissão foram avaliados para cálculos de centralidades e influência na determinação dos pontos mais críticos da rede.

Motivados pelo *blackout* ocorrido em 14 de agosto de 2003, no Nordeste dos Estados Unidos, ocasionado devido a falhas e interrupções de três LT em sequência, gerando a perda de aproximadamente 61,8 GW de carga e interrupção do fornecimento de energia a cerca de 50 milhões de pessoas, o trabalho [23] explora os resultados da teoria dos grafos espectrais. A teoria é apresentada como um problema de otimização, para identificar LT que, caso fiquem fora de serviço ou eventualmente entrem em regime de contingência, resultem em equações de fluxo de potência sem solução e aponte para possíveis falhas que trarão impactos negativos à segurança do sistema elétrico.

De maneira similar, no trabalho [24] foi desenvolvido um algoritmo de fluxo de potência baseado na teoria de grafos. Esse algoritmo foi utilizado para detectar e mitigar vulnerabilidades nos sistemas de energia elétrica. O estudo investigou se conjuntos de transmissão de energia são incapazes de transferir a quantidade necessária de energia devido a uma possível falha, independentemente da direção em que a energia flua através desses conjuntos.

Ainda com relação a análise de vulnerabilidade de SEP, a partir de estudos envolvendo a teoria dos grafos e fluxo de potência, a referência [25] aplica um método que permite uma representação mais simples de infraestruturas elétricas. O método realiza a investigação da robustez dessas infraestruturas quando submetidas a contingências. Além disso, avalia a vulnerabilidade delas frente a ameaças como

vandalismo, ataques cibernéticos e terrorismo, que impactam diretamente o funcionamento da rede em regime íntegro.

O desempenho do fluxo de potência linearizado é avaliado em diferentes condições de operação de SEP em [26], utilizando fatores de distribuição e índices de desempenho para a classificação do grau de severidade das contingências analisadas, sejam elas simples ou múltiplas, de modo a destacar a real gravidade de uma contingência.

Seguindo a temática, no trabalho [27] foi feita uma abordagem inovadora utilizando equações de fluxo de potência linearizado (CC) formulado como um problema de otimização dinâmica no contexto da teoria de controle ótimo, analisando como as perturbações iniciais (fatores naturais ou antrópicos) resultam em mudanças nas admitâncias de uma ou mais linhas de transmissão. O impacto dessas perturbações foi quantificado pela capacidade de transmissão remanescente ao final do processo de falhas em cascata, através de abordagens para a identificação de componentes elétricos críticos e avaliação da vulnerabilidade em SEP.

Utilizando uma das versões desacopladas do método de Newton, em [28] são feitas análises de contingências N-2 no sistema de testes IEEE-30 barras, através de um algoritmo desenvolvido no *software* MATLAB, baseado no método de fluxo de carga desacoplado rápido. Foi considerado além de falhas em unidades de geração e LT, curto-circuito trifásico em barramentos, sendo esta análise uma das mais impactantes visto que um curto-circuito no terminal do barramento vai provocar alterações severas nas tensões dos barramentos, como também no fluxo de carga transmitido pelas LT.

Já no trabalho [29], são realizadas simulações de falha em cascata, utilizando métodos de aprendizado de máquina para avaliar a vulnerabilidade dos componentes de um sistema elétrico em um estado inicial estocástico. O cenário analisado trata do momento anterior a apagões em cascata, como forma de subsidiar os operadores do sistema para priorizar a proteção e fortalecimento dos componentes vulneráveis de acordo com os resultados das previsões.

Também com caráter preventivo e de fornecimento para o operador, [30] modela a propagação de múltiplas contingências causadas por eventos climáticos extremos e deriva o intervalo de tempo entre elas, com base na teoria do processo de Poisson para estimar os riscos de falhas sucessivas e quantificar as ações de controle preventivo. É proposta uma estrutura de controle preventivo para múltiplas

contingências em condições climáticas extremas para fornecer uma estratégia sistemática de pré-falta, a fim de garantir a estabilidade do sistema elétrico e aumentar a resiliência.

Ainda, em [31] é avaliado o recurso do ilhamento controlado de sistemas elétricos interconectados como artifício para ganho na resiliência da rede contra eventos de falhas em cascata. Durante o trabalho, é utilizado um modelo convencional de Programação Linear Inteira Mista para encontrar os limites de ilhamento adequados do sistema, afirmando que a consideração acerca dos fenômenos de estabilidade, como estabilidade de frequência e estabilidade transitória, é imprescindível para o sucesso do esquema de ilhamento controlado.

1.3 Objetivos

1.3.1 Geral

O presente trabalho de conclusão de curso visa, portanto, analisar interrupções de característica múltipla por meio do problema de fluxo de potência e de indicadores de vulnerabilidade, evidenciando as consequências destas à segurança dos sistemas elétricos de potência.

1.3.2 Específicos

Com a finalidade de alcançar o objetivo geral, pode-se destacar alguns objetivos específicos, dentre eles:

- Subsidiar o planejamento do SEB por meio da análise de ocorrências de caráter múltiplo, sobretudo em regiões eletricamente vulneráveis, como a região norte do país;
- Investigar os estados da rede em continuidade de estados “N-2” ou “N-3”, a fim de observar a resposta do SIN e justificar as análises realizadas;
- Realizar um estudo de fluxo de potência para um recente caso de múltipla contingência no SIN, utilizando o programa ANAREDE.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Antes de evidenciar as consequências das interrupções de caráter múltiplo, ou mesmo de propor uma metodologia para análise dessas ocorrências, vale salientar a teoria para os estudos de fluxo de potência, bem como o que é exposto na literatura vigente acerca da vulnerabilidade em SEP. O capítulo 2 do trabalho revisita os conceitos de vulnerabilidade e resiliência.

No Capítulo 3 são definidos os cenários utilizados como estudo de caso. A partir disso, são formulados os circuitos a serem analisados e a apresentação dos dados obtidos.

No Capítulo 4 é abordada a metodologia a ser implementada na realização das análises. São tratadas, também, as premissas utilizadas para a realização das simulações dos circuitos, fundamentadas pelas solicitações do ONS. Por fim, a partir das simulações de diferentes estados da rede no software ANAREDE, são avaliados os resultados e obtém-se os índices de vulnerabilidade.

No Capítulo 5 são apresentadas as considerações finais, bem como a conclusão do trabalho.

2 MODELAGEM E ANÁLISE DE VULNERABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Este capítulo tem como premissa a abordagem sobre os principais conceitos utilizados para a compreensão das análises realizadas. São vistos os principais conceitos relacionados aos estudos de fluxo de potência, apresentando os seus detalhes, bem como os conceitos de vulnerabilidade em SEP, a partir da fundamentação de literaturas relevantes e da indicação das convenções e modelos utilizados.

2.1 ESTUDO DE FLUXO DE POTÊNCIA

Para que se obtenha uma resposta satisfatória acerca do estado da operação de um SEP, faz-se necessário realizar análises de fluxo de potência de forma contínua e em tempo real. De tal modo, a fim de garantir que o SIN opere sem a violação dos limites estabelecidos em [5], os estudos de fluxo de potência devem abranger as condições operativas normais e as análises de contingências de LT, TR e outros componentes do sistema elétrico.

Conforme descrito em [32], a elaboração do cálculo do fluxo de potência em um sistema elétrico consiste, essencialmente, no estudo do estado da rede, no que tange a distribuição dos fluxos e de algumas variáveis de interesse. Desse modo, o estudo de fluxo de potência considera a rede em regime permanente, com as grandezas físicas envolvidas permanecendo invariáveis durante o intervalo de tempo considerado, o que permite desconsiderar os efeitos transitórios.

Na rede básica, este tipo de estudo permite a compreensão acerca da capacidade de suprimento dos equipamentos e componentes, bem como a verificação da sua aptidão para operar de forma segura e eficiente. Com o aumento das ocorrências de caráter múltiplo, a complexidade da operação da rede e a necessidade de adequações na mesma tornam a avaliação do fluxo de potência indispensável.

2.1.1 Aspectos gerais do problema de fluxo de potência

O problema de fluxo de potência pode ser analisado a partir da segregação dos componentes de um sistema elétrico em dois grupos, cuja classificação é baseada de acordo com a sua conexão à rede elétrica [32]. O primeiro grupo caracteriza-se por elementos que estão ligados entre um nó e o terra do sistema, como os geradores, transformadores de aterramento, reatores e capacitores *shunts*. Já o segundo grupo, se trata dos componentes que estão operando interligados entre dois nós da rede, como é comum em linhas de transmissão e transformadores.

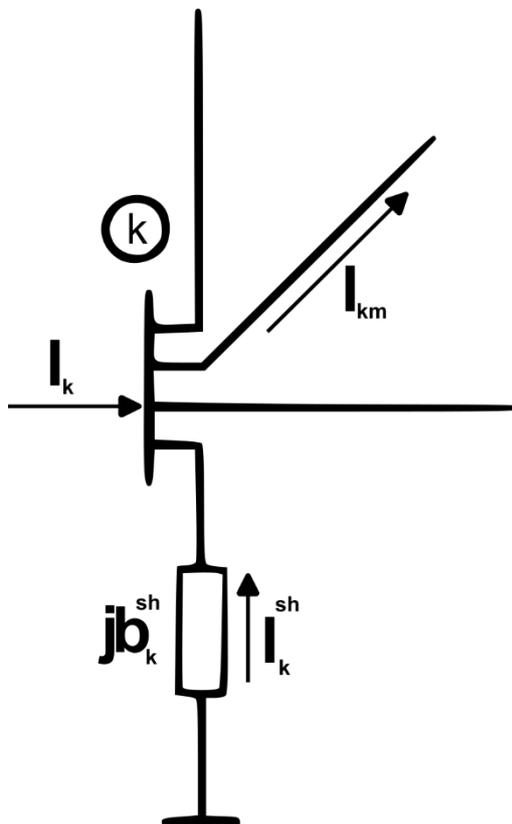
A partir da primeira lei de Kirchhoff, também conhecida como Lei das correntes de Kirchhoff (LCK), são obtidas as equações básicas do fluxo de potência [32]. Essa lei parte da premissa de que a potência líquida injetada em um nó, ou seja, o somatório das potências ativas e reativas que fluem pelo sistema, deve ser conservada, desde que o ponto de análise seja este nó. A fim de expressar os fluxos de potência nos componentes internos em função da tensão (estados), a segunda lei de Kirchhoff, também conhecida como Lei das Tensões de Kirchhoff (LTK), também é utilizada.

Dessa forma, a fim de descrever o comportamento da rede em um instante de tempo fixo, o problema de fluxo de potência é estruturado com base em equações e inequações algébricas das leis de Kirchhoff e nas restrições operacionais do sistema. De modo geral, associa-se às barras do sistema a quatro variáveis, sendo estas: a distribuição do fluxo de potência ativa (P) e reativa (Q), magnitude de tensão (V) e ângulo de tensão (Θ). Com relação as barras estudadas, comumente recaem em três tipos de barras: barra de potência ativa e tensão constante (PV), considerada como barra de tensão controlada; barra de potência ativa e reativa constante (PQ), modelos elétricos que podem ser utilizados para representar barras de carga, além da barra de referência ($V\Theta$), cuja finalidade consiste em indicar a referência angular do sistema, além de fechar o balanço de potência do sistema, considerando as perdas de transmissão durante a obtenção da solução do sistema, segundo [32].

Durante a formulação do problema, a depender das quatro variáveis associadas, as barras têm seus tipos definidos [32]. Esse processo se dá a partir do conhecimento de duas dessas variáveis conhecidas, ou seja, como dados do problema, e das outras duas variáveis dotadas como incógnitas. Além disso, é convencionado durante a montagem das equações básicas do estudo que as injeções líquidas de potência são

positivas quando entram na barra e negativa quando saem da barra. No entanto, para o fluxo em um ramo, é positivo quando sai da barra e negativo quando chega à barra, como pode ser observado na Figura 1.

Figura 1 - Fluxo do sentido de corrente na barra k.



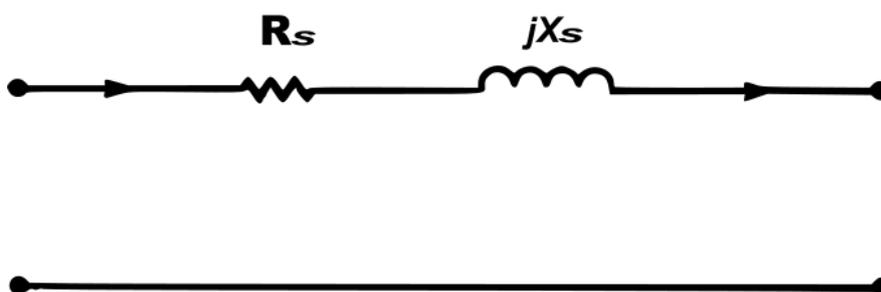
Fonte: O autor (2025), adaptada de [32].

2.1.2 Modelagem de linhas de transmissão

As linhas de transmissão são componentes fundamentais na garantia do transporte do fluxo de potência com menores perdas e maior estabilidade possível. De modo geral, as linhas de transmissão operam em tensões elevadas e longas distâncias, podendo ser caracterizadas como LT curtas (até 80 km), médias (entre 80 e 250 km) e longas (acima de 250 km) [33].

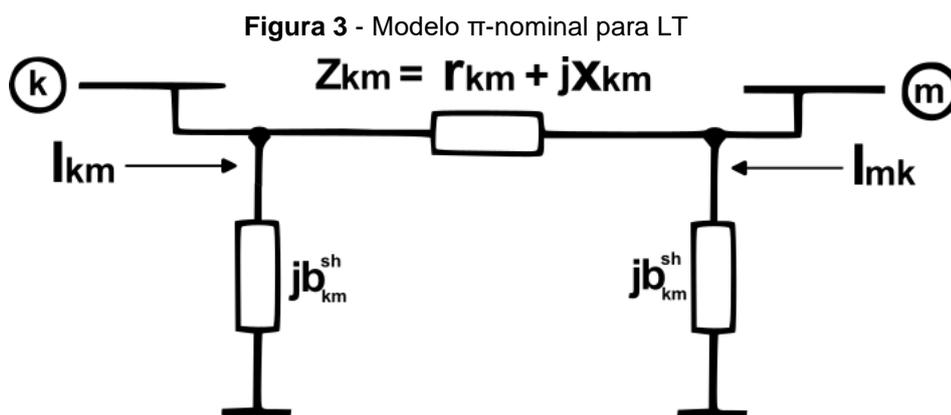
Para as linhas curtas, é considerado o modelo impedância série (Figura 2) que caracteriza a linha em uma impedância $R_s + jX_s$.

Figura 2 - Modelo impedância série - linhas curtas



Fonte: O autor (2025), adaptada de [33].

Para as linhas médias, é considerado o modelo π -nominal (Figura 3) que caracteriza a linha considerando a resistência série r_{km} , a reatância série x_{km} e a inclusão de duas susceptâncias paralelas, uma em cada terminal da linha.



Fonte: O autor (2025), adaptada de [32].

Para as linhas longas, é considerado o modelo π -nominal, porém, com as devidas alterações a fim de representar a real complexidade deste arranjo. Dessa forma, obtém-se o modelo π -equivalente, obtido através da correção dos valores da impedância série e das admitâncias adicionadas aos terminais da LT. Segundo [33], a diferença entre os dois modelos consiste na consideração dos efeitos da capacitância e indutância distribuídas ao longo das LT longas se tornar mais pronunciada, sendo necessário a consideração desses parâmetros distribuídos, ao contrário das LT médias, que representa os parâmetros concentrados ao longo da LT.

Assim, o equacionamento que representa o fluxo de potência para a LT observada na Equação (2.1), dá-se através da corrente I_{km} , resultante da soma da

componente série da admitância ($z_{km}^{-1} = y_{km}$) multiplicada pela tensão $E_{km} = E_k - E_m$ com a componente paralela da susceptancia jb_{km}^{sh} multiplicada pela tensão na barra k (E_k), conforme a equação (2.1).

$$I_{km} = y_{km}(E_k - E_m) + jb_{km}^{sh}E_k \quad (2.1)$$

Fazendo-se as tensões fasoriais como $E_K = V_K^{j\theta_k}$ e $E_M = V_M^{j\theta_m}$, podemos obter a grandeza complexa da potência aparente que flui entre os terminais k e m como $S_{km} = E_k \cdot I_{km}^*$, chegamos ao equacionamento que representa o fluxo de potência para a LT observada, em (2.2):

$$S_{km}^* = V_k^{-j\theta_k} * [y_{km}(V_K^{j\theta_k} - V_M^{j\theta_m}) + jb_{km}^{sh}V_k^{j\theta_k}] \quad (2.2)$$

$$S_{km}^* = V_k^{-j\theta_k}y_{km}(V_K^{j\theta_k} - V_M^{j\theta_m}) + jb_{km}^{sh}V_k^2V_k^{j\theta_k} \quad (2.3)$$

Definida a equação (2.3), podemos separá-la nas equações (2.4) e (2.5), partes real e imaginária da equação da potência complexa conjugada, obtendo, respectivamente, as potências ativa e reativa da LT. Assim, as equações são dadas por:

$$P_{km} = V_m^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos(\theta_{km}) - V_k V_m b_{km} \text{sen}(\theta_{km}) \quad (2.4)$$

$$Q_{km} = -V_m^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m g_{km} \cos(\theta_{km}) - V_k V_m g_{km} \text{sen}(\theta_{km}) \quad (2.5)$$

Desenvolvendo as equações das potências obtidas, podem ser obtidas as perdas ativas e reativas, em (2.6) e (2.7):

$$P_{km} - P_{mk} = g_{km}|E_k - E_m|^2 \quad (2.6)$$

$$Q_{km} - Q_{mk} = b_{km}^{sh}(V_k^2 + V_m^2) - b_{km}|E_k - E_m|^2 \quad (2.7)$$

2.1.3 Modelagem de transformadores

Os transformadores de potência são elementos utilizados na transmissão de energia elétrica entre dois ou mais circuitos, de modo que permite o aumento da tensão durante transmissões de longas distâncias. Desse modo, são reduzidas as perdas resistivas e por efeito Joule, como também a diminuição da tensão para a distribuição da energia transportada aos consumidores.

No contexto de fluxo de potência, a representação geral de transformadores considera dois modelos: em fase e defasadores. Os transformadores defasadores apresentam como principal aplicação o controle do fluxo de potência ativa do ramo no qual ele está inserido [32], a partir da modificação dos ângulos de fase das tensões dos seus terminais. A representação ideal deste transformador é dada pela razão entre as tensões dos seus terminais, conforme (2.8), na qual V_1 e V_2 são as tensões nos terminais e Φ é a defasagem imposta pelo transformador.

$$\frac{V_1}{V_2} = e^{j\Phi} \quad (2.8)$$

Por outro lado, os transformadores em fase, modelo mais difundido no SIN, permite que a tensão seja elevada ou rebaixada a partir da quantidade de espiras nos enrolamentos [32], caracterizando-os como elevador quando o número de espiras no secundário (N_s) é maior que o número de espiras no primário (N_p), e como abaixador quando N_p é maior que N_s , conforme (2.9).

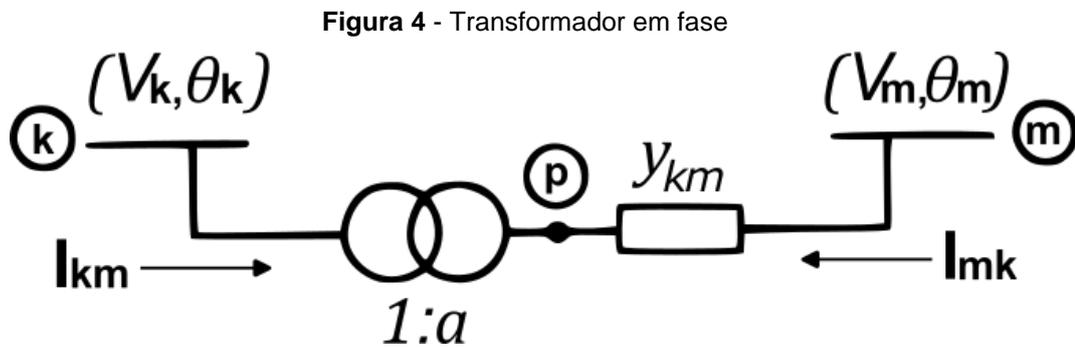
$$\frac{N_p}{N_s} = \frac{V_1}{V_2} \quad (2.9)$$

Para o transformador ideal, a relação entre as tensões dos terminais é dada por (2.10), na qual V_1 e V_2 representam as magnitudes das tensões dos terminais e a representa a variação da magnitude em número real, devido a inserção do transformador [32].

$$\frac{V_1}{V_2} = a \quad (2.10)$$

A fim de compatibilizar o estudo com a realidade do sistema observado, as equações apresentadas para o cálculo das potências ativa e reativa serão baseadas no transformador em fase. Considerando a representação do circuito da Figura 4 é possível observar o transformador resumido em uma admitância série y_{km} e um autotransformador ideal com relação $1:a$, ligados em série, além da presença de um nó fictício [32], que relaciona a tensão na barra k com a tensão na barra p como artifício matemático que segue em (2.11):

$$\frac{V_p}{V_k} = a \quad (2.11)$$



Fonte: O autor (2025), adaptada de [32].

Observando a corrente que flui da barra k para a barra m (I_{km}), e sabendo que as tensões complexas nas barras k e m valem, respectivamente, $E_k = V_k^{j\theta_k}$ e $E_m = V_m^{j\theta_m}$, é possível chegar a expressão da corrente entre as barras a partir de (2.12), apresentada em [32].

$$I_{km} = -ay_{km} \cdot (E_m - E_p) = (a^2 y_{km}) \cdot E_k + (-a \cdot y_{km}) \cdot E_m \quad (2.12)$$

A potência complexa pode ser definida matematicamente como em (2.13):

$$S_{km}^* = E_k^* \cdot I_{km} = P_{km} - jQ_{km} \quad (2.13)$$

Assim, temos a partir de (2.14):

$$S_{km}^* = y_{km} a_{km} V_k e^{-j\theta_k} (a_{km} V_k e^{-j\theta_k} - V_m e^{-j\theta_m}) \quad (2.14)$$

Separando as partes real e imaginária, podemos determinar as potências ativa (P_{km}) e reativa (Q_{km}) em (2.15) e (2.16), a seguir:

$$P_{km} = (a_{km} V_k)^2 g_{km} - (a_{km} V_k) V_m g_{km} \cos(\theta_{km}) - (a_{km} V_k) \cdot V_m b_{km} \text{sen}(\theta_{km}) \quad (2.15)$$

$$Q_{km} = -(a_{km} V_k)^2 b_{km} + (a_{km} V_k) V_m b_{km} \cos(\theta_{km}) - (a_{km} V_k) \cdot V_m b_{km} \text{sen}(\theta_{km}) \quad (2.16)$$

2.1.4 Equacionamento do problema de fluxo de potência

Abordando o que foi discutido até então, é possível obter as expressões para os fluxos de potência ativa e reativa para os elementos modelados, segundo as expressões gerais (2.17) e (2.18), a seguir:

$$P_{km} = (a_{km} V_k)^2 g_{km} - (a_{km} V_k) V_m g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - (a_{km} V_k) V_m b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) \quad (2.17)$$

$$Q_{km} = -(a_{km} V_k)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + (a_{km} V_k) V_m b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - (a_{km} V_k) V_m g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) \quad (2.18)$$

Algumas considerações são necessárias para realizar as alterações para cada elemento do sistema, a fim de obter a modelagem [32]. No caso dos transformadores em fase, é admitido $b_{km}^{sh} = 0$ e $\varphi_{km} = 0$. Já para as linhas de transmissão, são considerados $a_{km} = 1$ e $\varphi_{km} = 0$.

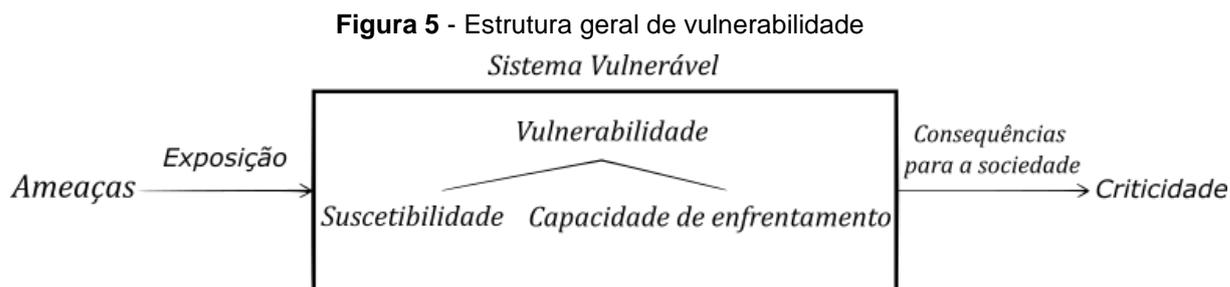
2.2 VULNERABILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Embora seja uma área de pesquisa importante, a vulnerabilidade em SEP apresenta uma ausência de definição consensual [34]. Porém, estudos que tem como foco a análise de vulnerabilidade são essenciais para garantir a segurança do sistema [35]. É possível generalizar que a vulnerabilidade, do ponto de vista de sistemas elétricos, se trata da incapacidade do sistema frente a eventos indesejáveis [36], como o não atendimento à demanda de energia, o descumprimento do critério N-1 ou a falha no atendimento aos limites operacionais adequados.

A análise de vulnerabilidade é fundamental para auxiliar os operadores de sistemas de transmissão na identificação de elementos essenciais da rede, como equipamentos ou conexões, com o objetivo de tornar o sistema resiliente frente a eventos de alto impacto e baixa probabilidade de ocorrência [37]. Esses elementos, por sua maior suscetibilidade a falhas, podem comprometer a operação segura do sistema. Pode-se perceber, a partir dos relatórios técnicos emitidos pelo ONS, que todo o SIN deveria ser passível de operação em N-1, mas não se espera que estes eventos sejam frequentes.

Além disso, um sistema vulnerável pode ser caracterizado por funcionar em um nível de confiabilidade operativa reduzida, tornando-o suscetível a uma série de perturbações de baixo impacto que somadas podem levar o sistema a um estado crítico e conseqüente colapso [38].

Como uma forma de encontrar ferramentas apropriadas para monitorar possíveis vulnerabilidades em sistemas complexos como os SEP, o trabalho [20] desenvolve uma estrutura geral de vulnerabilidade como uma solução para descrever de maneira simplificada as vulnerabilidades existentes do sistema elétrico, conforme a divisão em dois critérios: capacidade de enfrentamento e a suscetibilidade (**Figura 5**).



Fonte: O autor (2025), adaptada de [20].

Para a estrutura geral de vulnerabilidade indicada em [20], alguns conceitos chaves são considerados. Abaixo, são apresentados os conceitos abordados no trabalho, acompanhados de exemplos para facilitar a aplicação prática de cada conceito:

- **Vulnerabilidade:** É uma expressão para os problemas que um sistema enfrenta para manter sua função se uma ameaça acarretar em um evento indesejado; e os problemas que o sistema enfrenta para retomar suas atividades após a ocorrência do evento. Um sistema fica vulnerável se não cumprir a função pretendida, se a capacidade for significativamente reduzida ou se tiver problemas para recuperar o funcionamento normal. Exemplo: uma linha de transmissão crítica que opera sem redundância (N-1). Se essa linha falhar, não há outra para suportar o fluxo de potência, tornando o sistema mais vulnerável a apagões na região de conexão. A vulnerabilidade é uma característica interna do sistema;
- **Ameaça:** Pode ser definida como qualquer indicação, circunstância ou evento com potencial para interromper ou destruir um sistema, assim como qualquer elemento dele. Esta definição inclui todas as fontes possíveis de ameaças, ou seja, riscos naturais, erros técnicos/operacionais, erros humanos, bem como atos intencionados, como terrorismo e sabotagem. Exemplo: uma forte tempestade com ventos e raios. Essa tempestade pode derrubar torres de transmissão ou

causar curtos-circuitos, ameaçando a estabilidade do sistema. As ameaças evoluem fora do sistema, de forma externa;

- **Suscetibilidade:** Um sistema é suscetível a uma ameaça se a ameaça levar a um evento indesejado no sistema;
- **Capacidade de enfrentamento:** Descreve a capacidade do operador e do próprio sistema de lidar com um evento indesejado, limitar os efeitos negativos e restaurar a função do sistema ao estado normal;
- **Risco:** É uma combinação da consequência de um evento e sua probabilidade associada. Nesse sentido, como a vulnerabilidade descreve a suscetibilidade a ameaças e a capacidade de enfrentamento relacionada a eventos indesejados, as vulnerabilidades podem afetar tanto a probabilidade quanto a consequência e são uma componente do risco. Um caso disso é: a combinação de uma tempestade (ameaça) e a falta de redundância de uma linha de transmissão (vulnerabilidade) resulta no risco de interrupção do fornecimento de energia para uma região. Esse risco é avaliado considerando a frequência de tempestades na área e o impacto socioeconômico de um apagão.
- **Criticidade:** Refere-se à extensão das consequências para os utilizadores da infraestrutura – por exemplo, a população ou área afetada, a duração da interrupção, consequências econômicas – quando um sistema não desempenha a função pretendida.

Com os principais conceitos abordados, além da contribuição acerca do processo de desenvolvimento e análise de qualidade de indicadores, é criada uma

estrutura para indicadores de vulnerabilidades em SEP, conforme indicado na **Figura 6**.

Figura 6 - Referencial teórico para indicadores de vulnerabilidade de sistemas elétricos



Fonte: O autor, adaptado de [20].

Desse modo, realizar análises de vulnerabilidade é essencial para tornar a operação do SIN mais robusta e confiável. Isso permite identificar pontos frágeis e ajustar o sistema para que ele responda com eficácia tanto a eventos cotidianos quanto a cenários extremos. Também é importante considerar cenários de baixa probabilidade e alto impacto, geralmente atrelados a questões climáticas ou erros humanos [39].

2.2.1 Sistemas de potência em estado normal

No contexto de SEP, o estado de operação de uma rede íntegra é caracterizado pela condição em que o sistema opera sem a presença de falhas ou contingências, ou seja, com todos os elementos em pleno funcionamento [32]. Esse estado é essencial para a estabilidade e confiabilidade do sistema, pois permite que a rede suporte a demanda sem sobrecargas, preservando a qualidade do fornecimento de energia elétrica e minimizando riscos de interrupções.

Ainda, em uma rede íntegra, o fluxo de potência ocorre de forma ideal, respeitando os limites operacionais de cada elemento. O monitoramento desse estado é importante para identificar situações que possam comprometer a operação segura e eficiente do sistema, permitindo o planejamento de ações preventivas.

Segundo [32], um SEP está em estado de operação normal (ou segura) quando obedece a três conjuntos de restrições: carga, operação e segurança. Isso implica que, mesmo com a possibilidade de contingências previstas, o sistema não será levado a um estado de emergência – ou seja, quando o sistema não opera dentro das condições normais – caso essas contingências ocorram. Entretanto, a ocorrência de uma contingência múltipla – frequentemente não considerada no planejamento de segurança – pode provocar uma emergência no sistema.

Para o regime de operação íntegra de um SEP, ou seja, em condições normais de operação, o ONS estabelece em [5] uma diretriz para a modelagem da transmissão. Os valores de carregamento de todas as linhas em sistemas de corrente alternada (CA) devem ser monitorados. Isso é feito para detectar possíveis violações e permitir os ajustes necessários, a fim de garantir uma operação segura e confiável.

O ONS dimensiona o conjunto das instalações da Rede Básica, que se refere às instalações de transmissão em nível de tensão acima de 230 kV do SIN [40]. O objetivo é assegurar capacidade suficiente para o escoamento da geração e o atendimento da carga durante o horizonte de estudos do PAR/PEL. Isso inclui tanto a condição normal de operação quanto a situação de contingência de um elemento da Rede de Simulação [14].

Como resultado dos estudos realizados, O ONS apresenta a análise do desempenho elétrico dos sistemas regionais em condições normais e sob contingência, além do desempenho das interligações inter-regionais e análise de superação dos equipamentos [14].

2.2.2 Sistemas de potência em regime de contingência

Em comparação ao estado normal de operação de um SEP, o regime de contingência exige que o sistema lide com a perda de elementos, resultando em

menor redundância e margem de segurança. Isso impõe a necessidade de um controle mais rigoroso para evitar a propagação de falhas, em função da redistribuição dos fluxos de potência entre os componentes remanescentes, o que pode comprometer a confiabilidade e a qualidade do fornecimento.

Segundo [32], o que pode levar o sistema ao estado de emergência é a violação das restrições de segurança e operação, caracterizadas por um conjunto predeterminado de possíveis contingências. Dessa forma, para a observação de sistemas de energia elétrica em regime permanente, torna-se essencial conhecer quais interrupções poderiam levar as variáveis do sistema para fora dos limites aceitáveis.

Na ocorrência de uma contingência em uma linha de transmissão ou um transformador, o fluxo de potência nesse elemento vai a zero, podendo resultar em violações dos limites de tensão nas barras ou do fluxo de potência em outras linhas. Para prever os efeitos dessas interrupções e garantir a segurança do sistema, devem ser modeladas a ocorrência de contingências simples (N-1) e, em alguns casos, múltiplas, visando identificar os casos em que o desempenho elétrico não atende aos critérios estabelecidos e indicar as medidas corretivas necessárias [14].

Todos os sistemas elétricos do mundo estão sujeitos a interrupções do suprimento em sua operação. No entanto, a construção de um sistema completamente imune a contingências, resultaria em elevados investimentos, pois necessitaria de uma redundância de circuitos e equipamentos. Tais investimentos seriam repassados na tarifa de energia, ocasionando um descontentamento na sociedade [41].

Desse modo, o sistema deve ser planejado a fim de ser capaz de ser resiliente frente a diversas contingências, bem como ao crescimento na demanda de carga, como forma de alcançar um nível ideal de confiabilidade, sustentando à demanda de energia elétrica e evitando danos aos outros equipamentos do sistema [32]. Em função disto, o SEB é planejado adotando-se o critério N-1, admitindo que o sistema deve ser capaz de suportar a saída de qualquer elemento, redistribuindo o fluxo de potência para os demais componentes sem comprometer a continuidade do fornecimento de energia.

Todavia, para alguns pontos do sistema, são adotados critérios mais redundantes, envolvendo a perda de dois (N-2) ou mais componentes (N-3, N-4, ...) justificados pela comparação entre o investimento adicional em confiabilidade e o impacto socioeconômico causado por uma eventual falha múltipla no suprimento [41].

3 APRESENTAÇÃO DA REDE EM ESTUDO

A região escolhida para a realização das análises de fluxo de potência e vulnerabilidade foi a do subsistema Norte do SIN. A rede de transmissão da região Norte atende aos estados do Amapá, Amazonas e mais quatro estados, sendo os dois primeiros caracterizados por uma topologia mais radial em comparação às demais áreas da região [42].

A região Norte conta com a maior parte das 212 localidades isoladas do Brasil, incluindo Boa Vista, capital de Roraima, que é a única capital do país ainda atendida por um sistema isolado. O consumo nessas localidades é baixo e representa menos de 1% da carga total do país [43]. O estado do Amazonas, onde os procedimentos necessários para a conexão definitiva ao SIN foram concluídos em 2015, passava por problemas relacionados ao fornecimento de energia elétrica devido a sua operação de forma isolada dependente de usinas térmicas movidas a óleo diesel para suprir a demanda energética do estado [44].

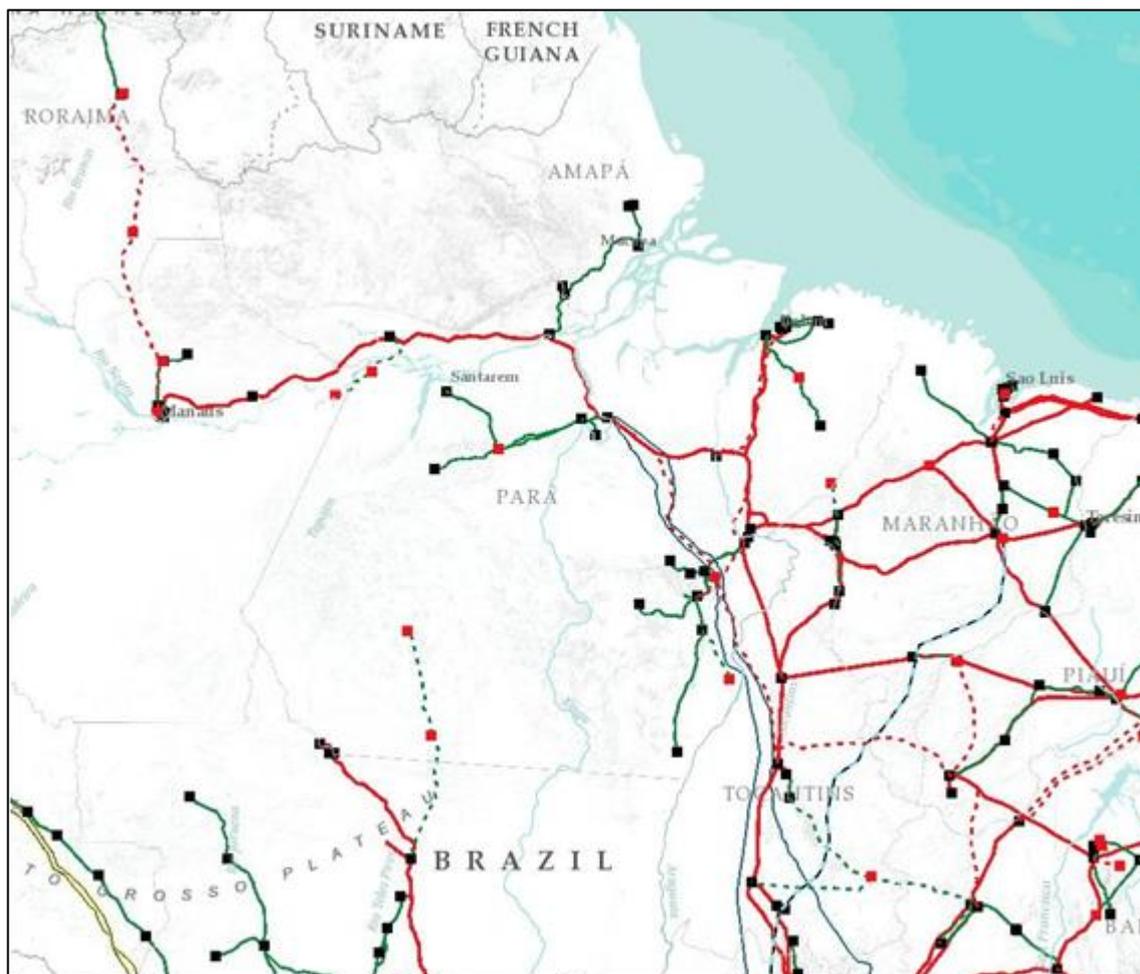
Além de apresentar geração com custos e emissões superiores frente à geração hidrelétrica, principal fonte de energia elétrica da região e do país, o sistema da região apresenta limitações e dependências de rápidos reparos em casos de interrupções no fornecimento de energia, caracterizando-se por sua configuração radial [44]. Até 2014, o estado do Amapá não possuía instalações nos níveis de tensão da Rede Básica, sendo a sua demanda de energia elétrica suprida até então apenas por geração local [45].

Antes da interligação ao SIN, a maior parte da demanda de energia elétrica do estado do Amapá (235 MW, em 2012) era atendida pela UHE Coaracy Nunes (78MW) e pela UTE Santana (óleo Diesel, 178 MW), ambas de propriedade da Eletronorte, inauguradas em 1976 e 1994, respectivamente. Essas usinas tiveram aumento de capacidade ao longo dos anos, como forma de acompanhar o crescimento da demanda local [45].

Não somente, o Amapá – um dos nove estados que compõem a Amazônia Legal – fica na margem esquerda do Rio Amazonas, o maior em volume de água do mundo, e não possui ligação por terra com o resto do país, sendo o único estado brasileiro nesta condição [46]. A região apresenta particularidades em caso de equipamentos com defeitos ou em regime de contingência, se tornando vulneráveis a longas

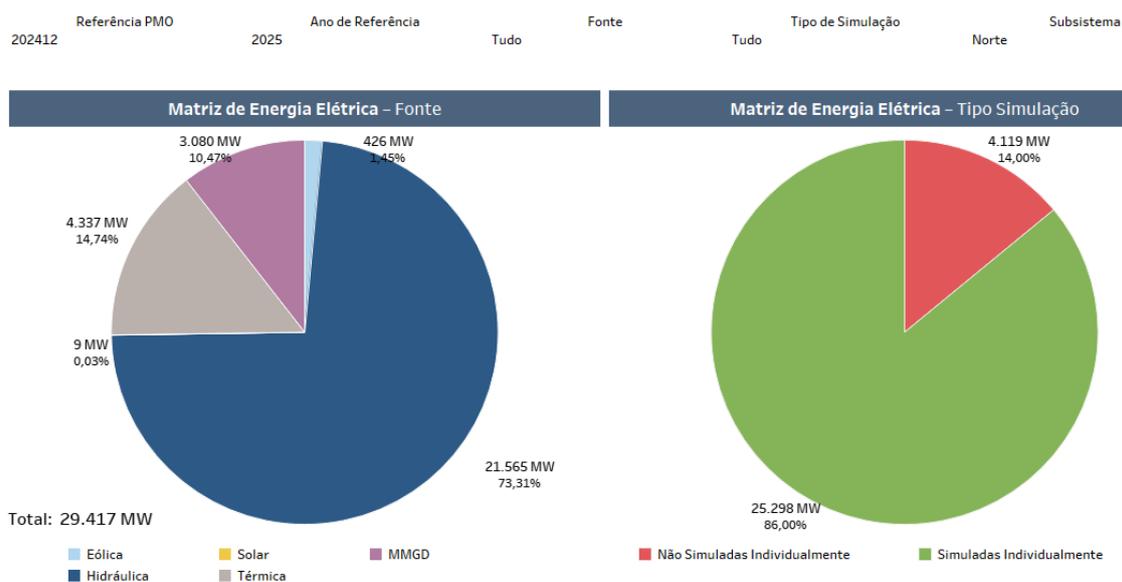
interrupções. Ainda, a região Norte apresenta a menor quantidade de redundâncias de todo o SIN (Figura 7), fato que se torna perceptível frente às características expostas acima.

Figura 7 - Sistema de transmissão existente e o planejado da região norte



Fonte: EPE [42].

O subsistema Norte apresenta contraste frente a capacidade instalada de usinas hidrelétricas e a demanda existente. As usinas supracitadas em operação no estado do Amapá foram planejadas para a operação do SIN, exportando energia na maior parte do ano [45]. Esse fato está atribuído ao baixo consumo energético da região, além das grandes extensões territoriais. Um panorama geral da matriz de energia elétrica da região pode ser observado na Figura 8.

Figura 8 - Matriz de energia elétrica do subsistema Norte, ano 2025.

Fonte: O autor (2025), adaptado de [47].

A partir da entrada em operação do sistema de transmissão recomendado em [48], a capital, e parte do interior do estado do Amapá passaram a ser atendidos também pelo SIN [49]. O sistema de transmissão que atende Macapá e parte do estado do Amapá origina-se na subestação Jurupari 500/230 kV, estado do Pará, que é integrante da interligação Tucuruí – Macapá – Manaus, e é composto por um conjunto de linhas de transmissão e subestações no nível de tensão de 500 kV e 230 kV [45]. A partir dessa subestação, há uma conexão com a subestação Laranjal do Jari 230/69 kV, que se conecta à SE Macapá 230/69 kV (3 x 150 MVA) por meio de uma LT em circuito duplo (LT 230 kV Laranjal do Jari – Macapá C1 e C2), com extensão de 230 km. Todo esse conjunto de obras foi objeto do leilão de transmissão 004/2008, e entrou em operação em 2014 [49].

Há ainda o circuito 3 da LT 230 kV Jurupari – Laranjal do Jari, recomendado em [50], e licitado originalmente em 2014. No entanto, em função de dificuldades na implantação por parte do proponente vencedor do leilão (Isolux), teve a caducidade do contrato declarada e foi relicitada em 2018 (Amapar Transmissora), com entrada de operação vigente desde 2022. Além de agregar confiabilidade ao mercado local, a implantação dessa linha de transmissão atende a necessidade de escoar o excedente de geração das usinas hidrelétricas do estado [49].

Embora a integração ao SIN e a aplicação do critério N-1 tenham fortalecido a confiabilidade do sistema, eventos recentes expuseram a fragilidade dos estados do subsistema Norte diante de contingências múltiplas. O apagão de 2020 no Amapá, já mencionado neste trabalho, destacou os desafios enfrentados pela região, evidenciando a limitada capacidade de resposta em situações críticas e a vulnerabilidade da infraestrutura sob condições extremas.

Conforme discutido no Capítulo 1, esse episódio será analisado com maior profundidade na aplicação da metodologia proposta, servindo como um estudo de caso prático para avaliar as condições do SIN diante de eventos de característica múltipla. Tal análise reforça a importância de estratégias mais robustas para mitigar os riscos de interrupções prolongadas e aprimorar a resiliência da rede elétrica na região Norte.

4 ANÁLISES ELÉTRICAS

De acordo com o objetivo principal do trabalho, os estudos de fluxo de potência foram conduzidos com base na teoria previamente abordada, de modo a corroborar com os relatórios e análises previstos pelos principais órgãos do setor acerca da rede em questão.

Como visto na subseção 2.1.1, o fluxo de potência consiste na análise da distribuição das potências ativa e reativa, além das magnitudes e ângulos de tensão em cada barra do sistema, com base nas leis de Kirchhoff e nas restrições operacionais. Essa ferramenta é essencial para avaliar o estado estático da rede elétrica e assegurar a operação segura e eficiente, tanto em regime normal quanto em situações de contingências.

Dessa forma, durante este capítulo serão detalhados o processo da obtenção dos circuitos simulados, assim como a discussão acerca dos resultados obtidos. Adicionalmente, serão apontados os principais fatores que tornam a rede em questão suscetível a eventos críticos, por meio da abordagem de vulnerabilidade apresentada de modo teórico e mais detalhado na Seção 2.2.

4.1 PROCEDIMENTOS OPERACIONAIS E METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA

Conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede descritos em [5], os estudos de fluxo de potência devem contemplar tanto as condições normais de operação quanto as análises de contingências, abrangendo linhas de transmissão, transformadores e demais equipamentos que compõem o sistema elétrico. O objetivo é avaliar e implementar medidas que assegurem a capacidade do SIN de manter níveis de tensão estáveis e evitar sobrecargas em equipamentos, identificando possíveis vulnerabilidades que possam comprometer a segurança e confiabilidade do fornecimento de energia. Além disso, para os estudos com foco em fluxo de potência, conforme destacado em [5], as cargas devem ser representadas com potências constantes, considerando 100% tanto para as componentes ativa e reativa.

Para a aplicação dos procedimentos no que tangem estudos de desempenho em regime permanente, o ONS indica em [5] que estes devem ser realizados com o

programa usualmente utilizado no SIN, que faz parte do ferramental tradicional desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), o programa Análise de Redes Elétricas (ANAREDE).

O programa conta com diversas aplicações computacionais, como o programa de fluxo de potência e o de equivalente de redes [51]. Além disso, o Cepel disponibiliza uma versão gratuita para as universidades, permitindo a simulação de uma pequena área elétrica do SIN com um número máximo de 120 barramentos e 240 ramos. Embora a versão tenha limitações no número de barramentos e ramos, nem todos os detalhes do sistema são necessários para a análise de regime permanente. Dessa forma, foi aplicada a metodologia de equivalente de redes presente em [52] para a análise precisa do fluxo de potência da capital do Amapá.

Para a simulação e estudo do fluxo de potência em formato compatível com o ANAREDE, os dados necessários foram obtidos por meio do SINtegre, portal desenvolvido pelo ONS com o objetivo de gerir informação entre os agentes do setor elétrico. Após a revisão dos parâmetros dos principais componentes e das cargas que compõem o sistema Amapá, foram utilizadas as redes equivalentes dos casos fornecidos pelo PAR/PEL, especificamente:

- Caso de acesso de setembro de 2023, Norte exportador, inverno, carga média e horizonte compatível com o PAR/PEL 2023-2027, com carga ajustada para refletir o sistema da região após a ocorrência em novembro de 2020;
- Caso de acesso de setembro de 2027, Norte exportador, inverno, carga média e horizonte compatível com o PAR/PEL 2023-2027, caso que reflete o sistema da região após a conclusão das obras planejadas.

Ao definir um problema de fluxo de potência com base na topologia da rede e nos níveis de carga, o ANAREDE calcula o perfil operacional da rede, incluindo magnitudes de tensão, ângulos, fluxos de potência ativa e reativa e perdas elétricas, ou seja, reflete o estado do sistema em regime permanente ou em contingência.

Definidos os casos de estudo e gerados os equivalentes a partir do ANAREDE, a referência utilizada foi a ocorrência de interrupção de energia elétrica em Macapá no final de 2020. Os dados simulados nos cenários apresentados foram empregados para avaliar a vulnerabilidade da região diante das contingências múltiplas, por meio

da análise de fluxo de potência. Essa abordagem permite uma compreensão mais detalhada do sistema elétrico local e das melhorias esperadas com as obras previstas.

4.2 PREMISSAS

Para a realização do estudo de fluxo de potência, as premissas adotadas estão em concordância com o Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do ONS [5], que estabelece os critérios e a metodologia a serem seguidos para estudos elétricos envolvendo o SIN, de modo geral. Tais premissas e critérios refletem a experiência acumulada pelo ONS e são constantemente revisados, ampliados e atualizados, considerando a evolução das técnicas de planejamento, projeto e operação, bem como a evolução topológica do SIN.

4.3 ANÁLISE DA OCORRÊNCIA NO AMAPÁ EM 2020

Em 03 de novembro de 2020, às 20h48min se deu início a perturbação nos transformadores trifásicos de 230/69/13,8 kV da SE Macapá. A perturbação teve início com o desligamento automático do TR1 230/69/13,8 kV, devido a um curto-circuito interno. Houve incêndio no referido transformador, resultando na sua perda total [9]. Em seguida, ocorreu o desligamento automático e avaria do TR3 230/69/13,8 kV, elemento remanescente após a perda do TR1, devido à sobrecarga.

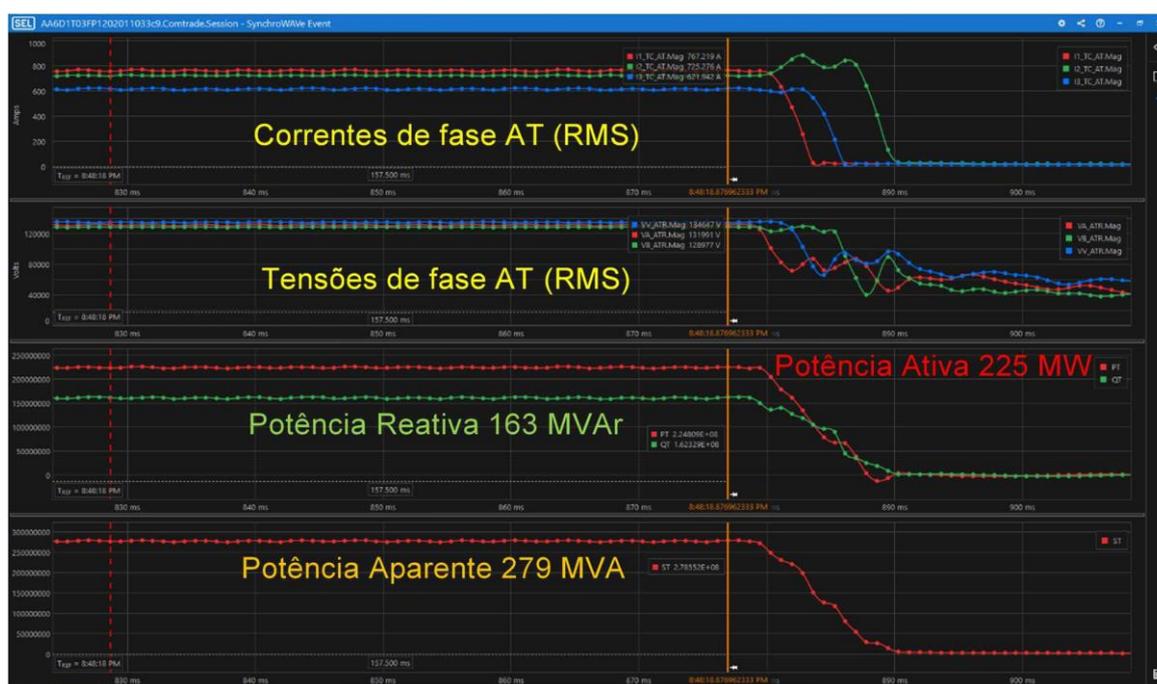
Em termos de potência, a oscilografia ilustrada na Figura 9 indica que, no momento do desligamento do TR3 230/69/13,8 kV, o transformador operava com potência aparente de 279 MVA, correspondendo a aproximadamente 1,9 pu de sua potência aparente nominal (150 MVA). Desse total, 225 MW eram da componente ativa e 163 Mvar de componente reativa de potência. Em relação às correntes, a oscilografia registra que a corrente de carga na fase A, do lado de 230 kV, atingiu 767 A, valor praticamente o dobro de sua corrente nominal, de 376 A.

De acordo com o Procedimento de rede 2.6 do ONS [53], que trata dos requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos, o regime de operação de transformadores deve atender a condições específicas de carregamento. Entre elas, estão previstas:

- Sobrecarga de 120% da potência nominal por até 4 horas em um ciclo diário, sem comprometer a expectativa de vida útil estabelecida pelas normas;
- Sobrecarga de 140% da potência nominal por até 30 minutos em um ciclo diário, também dentro da expectativa de vida útil normal.

Com relação aos transformadores 230/69/13,8 kV da SE Macapá, para o lado de 230 kV, o limite de emergência de longa duração é de 452 A por 4 horas (180 MVA) e o limite de curta duração é de 527 A por 30 minutos (210 MVA). E no caso de ultrapassagem desses limites, o monitoramento da temperatura do óleo e/ou do enrolamento do transformador por proteções específicas, desligam o equipamento para evitar danos [9].

Figura 9 - Desligamento do TR3 230/69/13,8 kV, por sobrecarga, na SE Macapá.



Fonte: ONS [9].

O suprimento das cargas de Macapá, bem como de outros municípios nos arredores da capital, é realizado por meio da SE Macapá e da UHE Coaracy Nunes [9]. O desligamento do TR3 da SE Macapá causou o desligamento automático da UHE Coaracy Nunes, com 37 MW de geração, e a interrupção de 242 MW –

aproximadamente 95% da carga total de 256 MW do estado – da Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA), responsável pela distribuição de energia para cerca de 14 dos 16 municípios do estado do Amapá [45]. Além disso, uma unidade geradora da UHE Coaracy Nunes (UG01) estava em processo de substituição e modernização dos reguladores de tensão e velocidade, no início da perturbação [45].

A SE Macapá possuía uma capacidade de transformação de 450 MVA, distribuída em três transformadores trifásicos, cada um com capacidade nominal de 150 MVA. No entanto, o TR2 230/69/13,8 kV estava indisponível desde 30 de dezembro de 2019, devido à explosão da bucha da fase A de 69 kV e ao decorrente vazamento de óleo [9].

Vale destacar que dois transformadores eram suficientes para atender à demanda do estado do Amapá, enquanto o terceiro transformador garantia o atendimento a condição N-1. Contudo, a indisponibilidade do TR2 comprometia o atendimento ao critério de confiabilidade N-1, explanado na Seção 2.2.2, expondo o sistema a maiores riscos de interrupção no fornecimento de energia.

Segundo o relatório de análise de falha de equipamento do TR1 230/69/13,8 kV [54], a causa raiz da falha foi identificada como um vício oculto de fabricação ou projeto nas buchas de 69 kV, que permitiu a penetração de umidade por meio de microfaturas não perceptíveis a olho nu. Esse defeito resultou em curtos-circuitos nos setores de 69 kV durante os eventos registrados em 30/12/2019 (TR2) e 03/11/2020 (TR1 e TR3).

Adicionalmente, o Agente Linhas de Macapá Transmissora de Energia (LMTE), responsável pela subestação Macapá, relatou que, no momento da perturbação, as condições climáticas no local apresentavam chuva intensa e descargas atmosféricas significativas [9]. Essas condições, somadas ao clima predominante de chuvas no período dos eventos, agravaram ainda mais o problema de falência do isolamento das buchas.

No momento anterior à ocorrência de caráter múltiplo na SE Macapá, o sistema operava atendendo carga média da CEA com montante de geração interna no Amapá reduzido característico do período seco [45]. Durante este período, com a redução da geração interna coincidente com o aumento da demanda local, o subsistema Norte passa a importar parte de sua energia da interligação com o SIN [49]. Naquele

UHE Coaracy Nunes passou a operar ilhada na rede e acabou sendo desconectada por atuação da proteção de subfrequência [45].

Posteriormente, às 22h55min houve tentativa de retornar à operação do TR3, contudo, logo em seguida, antes da retomada de carga ocorreu o seu desligamento automático pela sua proteção diferencial devido ao aparecimento de um curto-circuito na fase B. Dessa forma, o sistema elétrico do Amapá teve suas cargas atendidas apenas pela UHE Coaracy Nunes para atendimento de quase todas as cargas, incluindo a capital Macapá. Contudo, houve dificuldade no processo de sincronização das unidades geradoras UG02 e UG03 na tomada de carga, com desligamentos das unidades geradoras causados por variações na frequência [9].

No dia seguinte ao início do blecaute, foi instituído o Gabinete de Crise, instituído pela Portaria nº 403 do Ministério de Minas e Energia (MME) e composto pelo ONS, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), LMTE, CEA e Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletrobras Eletronorte) para atuar no caso, com prioridade de garantir a agilidade na retomada do suprimento de energia no menor prazo possível e apurar as causas e responsabilidades do evento.

Ainda no dia posterior ao início da ocorrência, as proteções de subfrequência das unidades geradoras UG02 e UG03 da UHE Coaracy Nunes atuaram causando o desligamento automático delas. Contudo, após alguns ajustes realizados pelo operador, as duas unidades geradoras da UHE que estavam disponíveis para operação, uma vez que a UG01 se encontrava sob manutenção, voltaram a operar com cerca 20 MW, suprimindo cerca de 10% da carga da cidade de Macapá [9].

Levando-se em consideração a desconexão da rede de 69kV de Macapá do SIN por este evento, que afetou o abastecimento de água, a compra e armazenamento de alimentos, serviços de telefonia e internet, e deixou cerca de 765 mil pessoas – 90% da população – sem energia elétrica [55], é importante destacar os seguintes aspectos:

- O projeto inicial da SE Macapá previu o espaço para uma quarta unidade transformadora a ser instalada na subestação quando o crescimento da carga do estado do Amapá atingisse aproximadamente 420MW;
- Com o objetivo de mitigar a perda total da carga do estado quando da ocorrência de contingência dupla das linhas de Transmissão Jurupari – Laranjal

do Jari C1 e C2, bem como Laranjal do Jari – Macapá C1 e C2, o ONS prevê a atuação de um Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), que provoca o desligamento seletivo e parcial da carga, permitindo o restabelecimento do fornecimento em tempo relativamente curto. A condição de correta atuação é a limitação da importação de energia pelas linhas de 230 kV a cerca de 65% da carga de Macapá, o que naquele momento seria em torno de 156MW. Sendo assim, essa condição de contorno da operação também estava sendo atendida, com fluxo máximo na interligação de 148MW (Figura 10). Esses esquemas são adotados como medidas mitigadoras dos impactos decorrentes de contingências múltiplas na rede que podem apresentar alto impacto para operação apesar de possuírem menor probabilidade de ocorrência.

No entanto, mesmo com as redundâncias envolvidas que previam a flexibilidade operacional do sistema que atende o estado do Amapá, ficou constatado que o evento foi resultado de contingência múltipla, associada a indisponibilidade do TR2 e perda dos outros dois transformadores em um mesmo evento.

Diante do estado crítico de fornecimento de energia ao estado do Amapá, foi autorizada a contratação de até 150 MW de energia elétrica por até 180 dias, por meio da portaria nº 406 em 6 de novembro de 2020 e autorização do MME. Essa contratação ficou sob avaliação do CMSE, órgão responsável por garantir a segurança e continuidade do fornecimento de energia elétrica no Brasil, em que 40 MW podiam ser contratados de forma imediata. A Eletrobras Eletronorte foi responsável por realizar esta contratação, por meio de geração térmica local.

A indisponibilidade do TR2 da SE Macapá foi informada ao ONS em 30/12/2019 pela LMTE, devido a explosão da bucha Fase A 69 kV, conforme Relatório de Análise de Falha (RAF) do elemento [56]. Segundo o ONS, quando há indisponibilidade de um equipamento este informa os órgãos competentes por meio de um sistema de comunicação e monitora as condições do sistema para minimizar os riscos e consequências da falha. Além disso, caso a indisponibilidade ultrapasse 3 meses, o ONS enfatiza a situação no Relatório Mensal de Triagem. Inicialmente, o retorno do TR2 estava previsto para 20/01/2020, mas, após sucessivos adiamentos pela LMTE, o prazo foi estendido para 04/11/2020 e, posteriormente, para 04/05/2021, comunicado um dia após o apagão ocorrido no Amapá.

Após a substituição da bucha defeituosa, o tratamento do isolante e a realização de ensaios elétricos, as manutenções corretivas realizadas no TR3 230/69/13,8 kV permitiram sua reenergização em 07/11/2020, 4 dias após o evento. Com isso, o transformador voltou a operar, atendendo entre 60 e 70% da carga da capital Macapá. Segundo o MME, as cargas prioritárias passaram a ser atendidas de forma permanente, enquanto os demais consumidores do estado foram submetidos a um sistema de rodízio no fornecimento de energia elétrica.

Além do restabelecimento de um dos transformadores, no dia 11/11/2020 a unidade geradora UG01 da UHE Coaracy Nunes voltou a operar, cerca de 9 dias antes do programado, restabelecendo 24 MW ao sistema do Amapá. No dia 16/11/2020 foi realizada uma reunião por parte do CMSE para avaliação das condições de suprimento energético ao SIN e ao sistema do Amapá. Foi autorizado pelo comitê a contratação imediata de mais 60 MW de energia elétrica local, a fim de aumentar a confiabilidade do atendimento à demanda do estado, totalizando cerca de 100 MW autorizados até o dado momento.

Ainda, de acordo com o ONS, durante o processo de recomposição e retomada de carga, novos desligamentos ocorreram no TR3 da SE Macapá. Esses eventos se iniciaram às 20h27min do dia 17/11/2020, duas semanas após o primeiro blecaute, causando corte de 183 MW de energia elétrica no estado – cerca de 70% da carga – devido ao desligamento automático da UHE Coaracy Nunes e no lado de distribuição do TR3. Às 20h51 iniciou-se a recomposição gradual das cargas, mas um novo desligamento do transformador da subestação Macapá ocorreu às 21h03. Uma segunda tentativa foi feita às 21h10, porém às 21h20 houve outro desligamento. A retomada definitiva das cargas começou às 21h36 e foi concluída com sucesso às 01h04 do dia 18 de novembro [57].

Segundo o ONS, é possível que esses desligamentos tenham ocorrido durante a energização da LT Santa Rita – Equatorial 69 kV, cuja proprietária é a CEA. Na madrugada do dia 18/11/2020 às 01h04min, de acordo com o MME, o sistema voltou a operar com as mesmas condições anteriores à essas ocorrências, atingindo 80% de sua capacidade.

Como providências tomadas, ainda no dia 18/11/2020 a LMTE iniciou a montagem do transformador 230/69/13,8 kV 100 MVA da SE Laranjal, transportado da cidade de Laranjal do Jari-AP para a capital Macapá-AP, para atendimento às

cargas da SE Macapá. O transformador havia chegado no dia 17/11/2020 no porto de Santana-AP e tinha como previsão inicial de entrada em operação o dia 26/11/2020. O referido transformador foi energizado com tomada de carga no dia 24/11/2020 às 3h30min, restabelecendo por completo as cargas do Amapá [9].

Naquele momento, a configuração do sistema elétrico do estado do Amapá que fazia conexão com o SIN era composta do TR3 230/69/13,8 kV 150 MVA, já existente, do transformador 230/69/13,8 kV 100 MVA e da geração da UHE Coaracy Nunes, bem como a geração térmica instalada devido ao estabelecido pelo MME por meio da portaria nº 406/2020. Dessa forma, não houve mais necessidade de aplicação do rodízio pela CEA [58]. No entanto, algumas providências ainda seriam tomadas pelos agentes a fim de aumentar a confiabilidade do suprimento energético no Amapá. As principais ações para garantir a normalidade do fornecimento de energia elétrica no estado, acompanhadas pelo MME tiveram como destaque as atualizações a seguir :

1. Instalação de unidades para geração emergencial no Amapá:

- A instalação de unidades geradoras autorizadas pela Portaria nº 406/2020 do MME visa atender à geração emergencial no estado. As empresas geradoras de energia contratadas pela Eletronorte estavam trabalhando para disponibilizar os 45 MW de geração térmica emergencial para abastecimento de Macapá, sendo 20 MW na subestação Santa Rita, e 25 MW na SE Santana.

2. Operação e Reforço de Transformadores:

- Foi decidido pela diretoria da ANEEL a transferência onerosa de um transformador da subestação Boa Vista, em Roraima, para a subestação Macapá (Figura 11), bem como de um transformador da subestação Vila do Conde, no Pará, para a SE Laranjal [58]. A medida foi tomada como solução para ampliar a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica para todos os consumidores do Amapá.

3. Geração emergencial no Amapá permitida pela Portaria nº 415/2020:

- No dia 24/11/2020 o MME emitiu a Portaria nº 415/2020, permitindo a instalação de mais unidades geradoras de energia elétrica [58]. Os geradores passaram por uma fase de testes e,

em 03/12/2020, um deles já estava disponível para operação enquanto o outro tinha previsão de início para o dia seguinte [59].

No dia 02/12/2020, iniciou-se o deslocamento do transformador proveniente da SE Boa Vista, bem como a desmontagem do transformador da SE Vila do Conde [59]. O equipamento foi deslocado por via terrestre até Manaus-AM e, em seguida, transportado pelo rio Amazonas até o porto de Santana-AP, sendo energizado na subestação Macapá na madrugada de 23/11/2020, alterando a configuração do atendimento à região para três transformadores disponíveis para operação [60]. No dia 08/01/2021, o transformador da SE Vila do Conde, transportado por via fluvial, foi disponibilizado para operação na SE Laranjal [61].

Devido ao blecaute que atingiu 89% do estado do Amapá em novembro de 2020 e durou cerca de 22 dias, em fevereiro de 2021 a ANEEL indicou multa a transmissora LMTE de R\$ 3,6 milhões. A agência cita que essa foi a maior multa aplicada em termos percentuais na história do órgão, valor que representou 3,54% da Receita Operacional Líquida da companhia entre dezembro de 2019 e novembro de 2020 [62]. Em 26/10/2021, após recurso aplicado pela LMTE, a ANEEL o negou e manteve a penalidade. No entanto, em nota divulgada no dia seguinte, a concessionária afirmou que iria recorrer ao Judiciário para revisão da multa [63].

Em 06/05/2021, o ONS confirmou o recebimento do auto de infração da ANEEL referente ao blecaute. Na ocasião, o operador informou que iria apresentar recurso administrativo afirmando estar isento de responsabilidade na ocorrência [64]. No entanto, a penalidade aplicada pela Agência de R\$ 5,75 milhões foi mantida por votação dos diretores. De acordo com a ANEEL, “O ONS deveria ter adotado medidas operativas adicionais de segurança tendo em vista a situação de fragilidade encontrada na SE Macapá diante da indisponibilidade do Transformador T2 a partir de 30 de dezembro de 2019.” [65].

Novas interrupções do fornecimento de energia elétrica devido a ocorrências no sistema Amapá ocorreram, segundo o ONS [66]. Segundo o operador, no dia 03/01/2021, às 15h53, houve o desligamento dos dois circuitos da linha de transmissão, em 230 kV, Laranjal – Macapá e das hidrelétricas de Ferreira Gomes, Cachoeira Caldeirão e Coaracy Nunes, com interrupção de 250 MW no estado do Amapá. Ainda, às 16h38, todo o suprimento via a Rede Básica, ou seja, os sistemas que atuam em tensão igual ou superior a 230 kV, já estava restabelecido.

O sistema Amapá passou por uma nova interrupção de grande montante de carga em 08/04/2021, segundo o ONS [67]. Às 18h34, houve a interrupção de cerca de 200MW de carga no sistema elétrico que atende o Amapá. Às 21h40 todas as cargas estavam recompostas. Estes eventos, atrelados a perturbação do dia 03/11/2020 e a criticidade desta, destacaram a emergência em se buscar maior confiabilidade no sistema elétrico que abastece o Amapá.

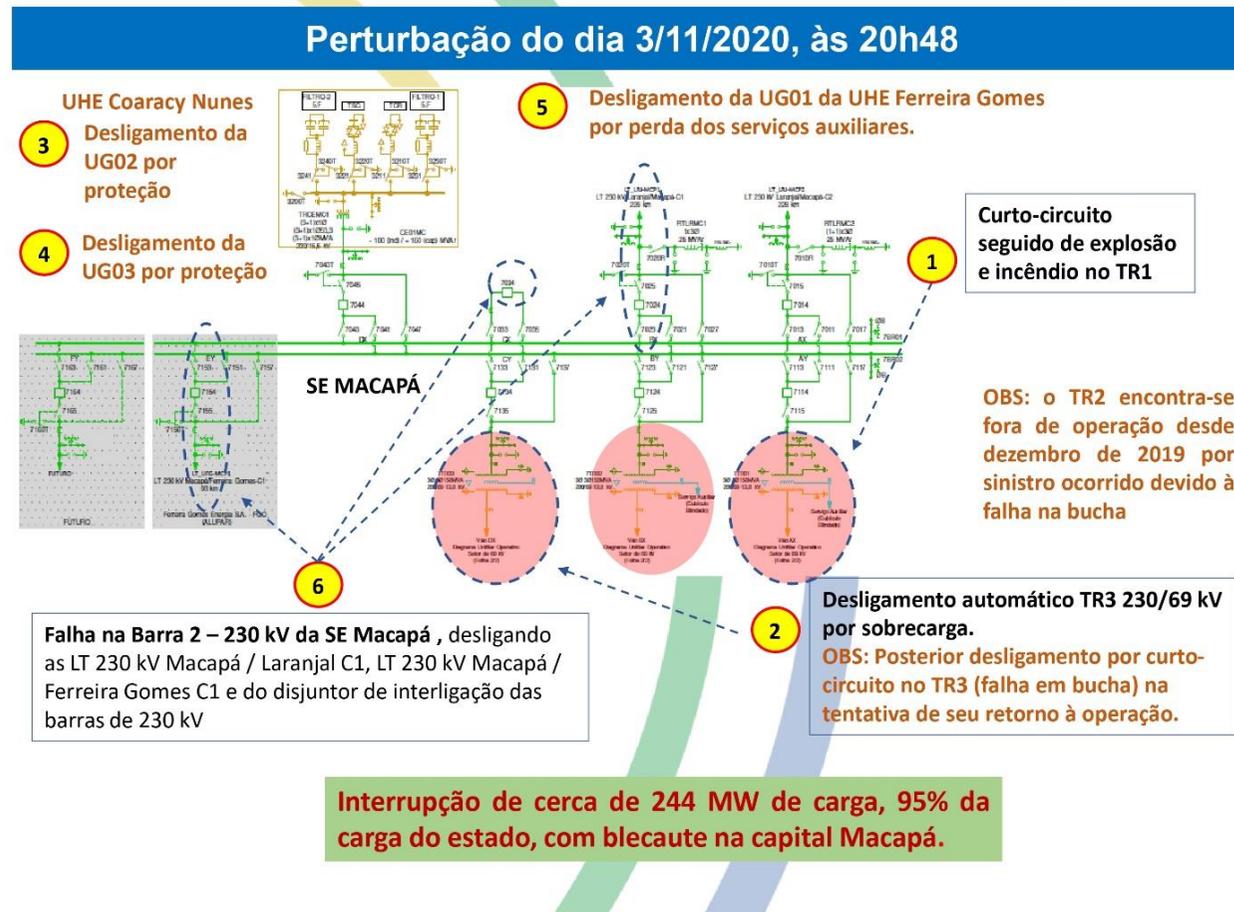
Figura 11 - Transporte do transformador 230/69 kV 100 MVA de Boa Vista para Macapá



Fonte: MME [68].

A perturbação ocorrida em 03/11/2020, previamente analisada, pode ser observada também a partir do diagrama unifilar da **Figura 12**, que destaca as consequências iniciais do evento.

Figura 12 - Perturbação do dia 03/11/2020, às 20h48min.



Conforme indicado no trabalho [20] e detalhado na Seção 2.2, a Tabela 1 apresenta os índices de vulnerabilidade associados à ocorrência, considerando as ameaças, as consequências, a capacidade de enfrentamento do sistema no entorno da SE Macapá e a criticidade da perturbação registrada em 03/11/2024. Esses índices foram elaborados com base na análise dos principais fatos relacionados à ocorrência e na discussão apresentada.

Tabela 1 - Indicadores de vulnerabilidade do sistema elétrico do Amapá.

SISTEMA VULNERÁVEL			
AMEAÇAS	VULNERABILIDADE		CONSEQUÊNCIAS PARA A SOCIEDADE
	SUSCETIBILIDADE	CAPACIDADE DE ENFRENTAMENTO	
RISCOS NATURAIS	ASPECTOS TÉCNICOS	ASPECTOS TÉCNICOS	CRITICIDADE
METEOROLÓGICOS Fortes chuvas e ocorrências de descargas atmosféricas no momento da falha do TR1.	SITUAÇÃO Perda total do TR1 e avarias causadas no TR3 devido a explosão do TR1.	EQUIPAMENTOS A SE Macapá contava apenas com 2 dos 3 transformadores do seu arranjo disponíveis.	POPULAÇÃO AFETADA Cerca de 765 mil pessoas.
	ESTRESSE OPERACIONAL Os 2/3 transformadores disponíveis são suficientes em termos de operação e atendimento do estado do Amapá.	PEÇAS DE REPOSIÇÃO Necessidade de deslocamento via rodoviário/fluvial de dois transformadores de outras SEs para a recomposição da configuração de três transformadores da SE Macapá.	ÁREA AFETADA 95% de todo o estado do Amapá, em questão de carga atendida.
	REDUNDÂNCIAS A SE Macapá não estava disposta de nenhuma redundância no momento da falha do TR1.	REDUNDÂNCIAS Possibilidade do transporte de transformadores de outras SEs do estado do Amapá para restabelecer o atendimento as cargas a partir da SE Macapá.	DURAÇÃO 22 dias até o restabelecimento total do atendimento ao estado.
			CONSEQUÊNCIAS ECONÔMICAS E SOCIAIS Multas de cerca de R\$ 5,75 milhões de reais e necessidade de rodízio no fornecimento de energia elétrica para o estado

AMEAÇAS	VULNERABILIDADE		CONSEQUÊNCIAS PARA A SOCIEDADE
	SUSCETIBILIDADE	CAPACIDADE DE ENFRENTAMENTO	
CONDIÇÕES OPERACIONAIS	MÃO DE OBRA	MÃO DE OBRA	CRITICIDADE
<p>PRODUÇÃO Unidade geradora UG01 da UHE Coaracy Nunes em processo de manutenção no momento da falha do TR1, reduzindo a capacidade de geração disponível.</p> <p>DEMANDA O fornecimento de energia elétrica para todo o estado do Amapá, suprido principalmente pela SE Macapá e pela UHE Coaracy Nunes, operava sem atender ao critério de segurança N-1. Essa vulnerabilidade foi agravada pela indisponibilidade do transformador TR2, que estava fora de operação desde 2019.</p>	<p>DISPONIBILIDADE CEA Responsável pela distribuição de energia para cerca de 14 dos 16 municípios do Amapá;</p> <p>LMTE Responsável pela transmissão de energia da SE Macapá;</p> <p>ONS Responsável pela operação das principais interligações do Amapá com o SIN e toda a rede básica.</p>	<p>DISPONIBILIDADE CEA Responsável pela distribuição de energia para cerca de 14 dos 16 municípios do Amapá;</p> <p>LMTE Responsável pela transmissão de energia da SE Macapá;</p> <p>ONS Responsável pela operação das principais interligações do Amapá com o SIN e toda a rede básica.</p>	<p>VIDA E SAÚDE Abastecimento de água potável comprometido, compra e armazenamento de alimentos, serviços de telefonia e internet, dificuldade no mantimento de equipamentos essenciais em hospitais e unidades de saúde.</p>
	<p>COMPETÊNCIA Os transformadores da SE Macapá são ativos da LMTE e cabe ao agente a resposta por possíveis eventos envolvendo estes elementos.</p>		
	<p>ERROS HUMANOS A causa raiz da falha nos três transformadores da SE Macapá foi identificada como um vício oculto de fabricação ou projeto nas buchas de 69 kV, que permitiu a penetração de umidade por meio de microfraturas não perceptíveis a olho nu.</p>	<p>COMPETÊNCIA Os transformadores da SE Macapá são ativos da LMTE e cabe ao agente a resposta por possíveis eventos envolvendo estes elementos.</p>	

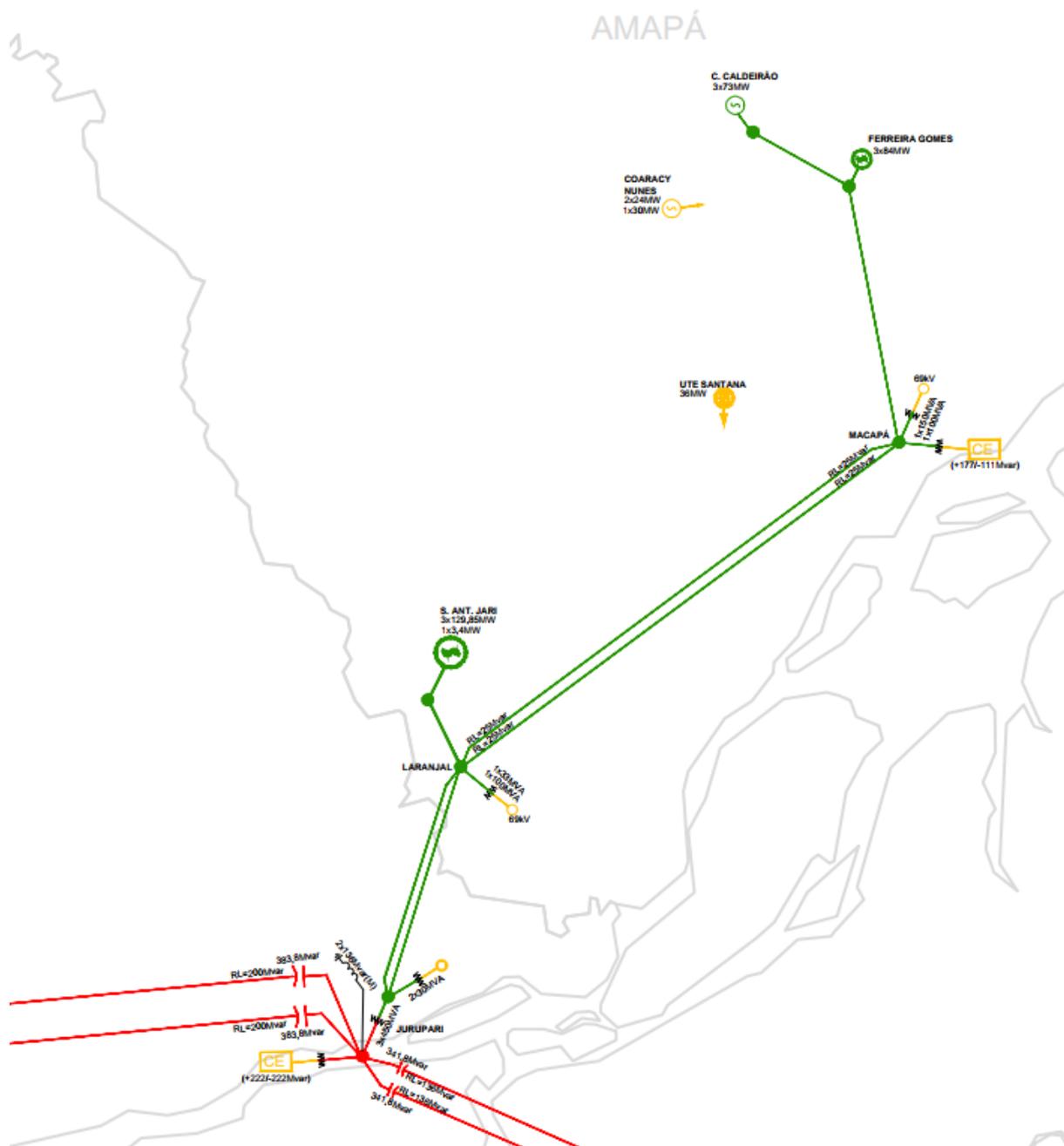
Fonte: Elaboração própria a partir de [20].

Nas subseções seguintes, são analisados os casos 1, 2 e 3, que fornecem informações essenciais para a compreensão do desempenho da SE Macapá em resposta às solicitações de fluxo de potência.

4.3.1 Caso 1 – Simulação da capacidade de transformação total da SE Macapá

Esse caso retrata a condição da SE Macapá anteriormente à ocorrência de múltiplas contingências, na qual toda a capacidade de transformação de 450 MVA estava disponível a partir dos três transformadores de 150 MVA. Conforme esclarecido na seção anterior, o sistema de transmissão que atende Macapá e parte do estado do Amapá origina-se na SE Jurupari 500/230 kV, estado do Pará, e caracteriza o atendimento do Amapá a partir da Rede Básica com início em um único ponto comum. Já o suprimento das cargas de Macapá, bem como de outros municípios nos arredores da capital, é realizado por meio da SE Macapá e da UHE Coaracy Nunes. Essa configuração está representada conforme a Figura 13.

Figura 13 - Rede de operação do Amapá

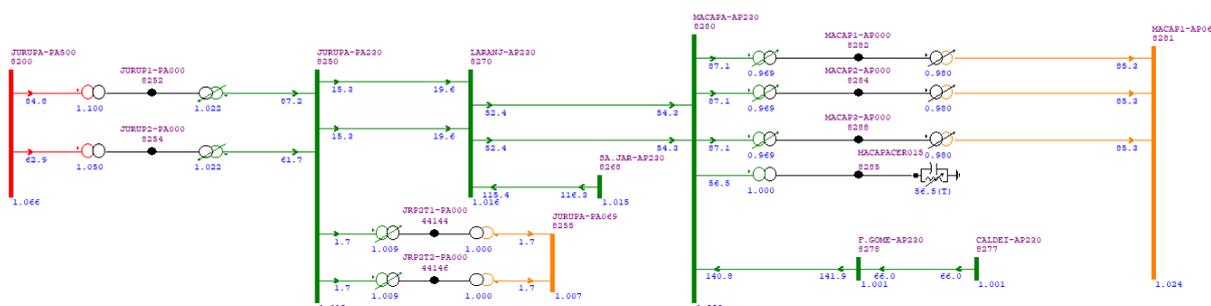


Fonte: ONS (2022).

A partir da ferramenta de equivalente de redes no ANAREDE, foi possível trabalhar com um sistema compatível com a versão estudantil do ANAREDE, que possui número limitado de 120 barras e 240 ramos, e modelar o sistema de

transmissão que atende a cidade de Macapá e parte do estado do Amapá conforme a Figura 14.

Figura 14 - Modelagem no ANAREDE do sistema elétrico que atende Macapá



Fonte: Elaboração própria do autor.

Em condição íntegra, a partir da execução do fluxo de potência no ANAREDE, observa-se que chegam nos três transformadores da SE Macapá $3 \times 81,5 \text{ MW} = 244,5 \text{ MW}$ de potência ativa líquida e $3 \times 25,4 \text{ Mvar} = 76,2 \text{ Mvar}$ de potência reativa líquida no lado de 69 kV da SE Macapá. Desse modo, o fator de potência considerado para as análises da ocorrência será o mesmo encontrado na Equação (4.1): Os dados de carregamento gerados pelo ANAREDE podem ser vistos na Tabela 2, correspondente à simulação da Figura 14.

Tabela 2, correspondente à simulação da Figura 14.

$$\cos(\varphi) = \cos \left[\tan^{-1} \left(\frac{76,2}{244,5} \right) \right] = 0,9547 \quad (4.1)$$

Os dados de carregamento gerados pelo ANAREDE podem ser vistos na Tabela 2, correspondente à simulação da Figura 14.

Tabela 2 - Dados de carregamento dos transformadores da SE Macapá em sua total disponibilidade

Código	Carga Nominal (MVA)	Carga Emergência (MVA)	Carregamento (MVA)	Porcentagem do Carregamento (%)
04T1	150	180	87,1	58,1%
04T2	150	180	87,1	58,1%
04T3	150	180	87,1	58,1%

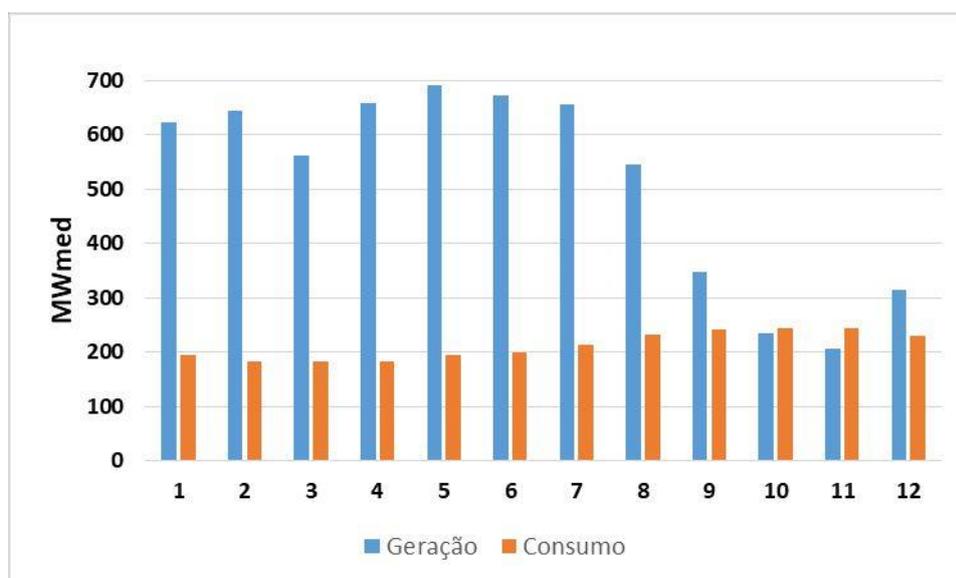
Fonte: Elaboração própria do autor.

Para o caso 1, é possível observar que, na condição íntegra da SE Macapá, os transformadores operam com aproximadamente 58% de sua capacidade nominal. Essa margem operacional permite maior flexibilidade para atender a variações de carga e mitiga possíveis sobrecargas em situações de contingência.

Conforme mencionado anteriormente no Capítulo 3, antes da interligação ao Sistema Interligado Nacional (SIN), a maior parte da demanda de energia elétrica do estado do Amapá era atendida pelas usinas UHE Coaracy Nunes e UTE Santana, com sucessivos aumentos de capacidade para acompanhar o crescimento da demanda local.

Com a interligação do estado ao SIN em 2014, novas hidrelétricas entraram em operação no Amapá: Santo Antônio do Jari (393 MW), Ferreira Gomes (252 MW) e Cachoeira Caldeirão (219 MW). Essas usinas, com uma capacidade total de 942 MW, foram projetadas principalmente para exportar energia, considerando que a demanda estadual é de cerca de 250 MW, conforme Figura 15.

Figura 15 - Geração e consumo de energia no Amapá (médias mensais) para o ano de 2019



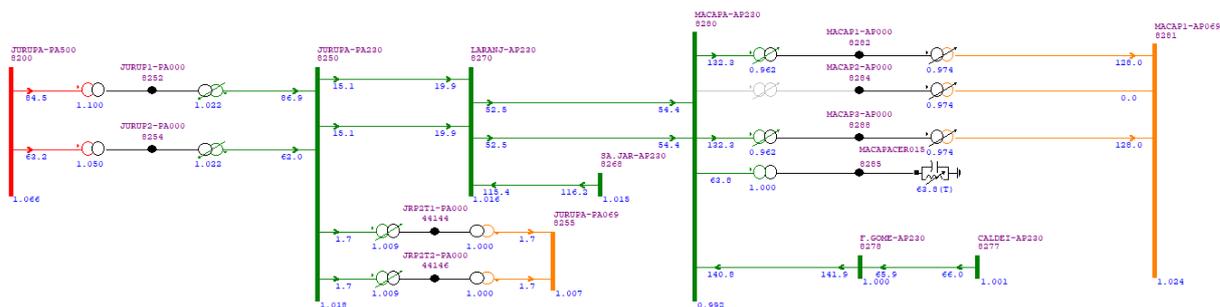
Fonte: CCEE [45].

Esse contraste entre geração e demanda de energia no estado do Amapá reforça que a geração dessas hidrelétricas é, em grande parte, destinada à exportação, sendo escoada por linhas de transmissão de 230 kV na maior parte do ano. Essa configuração impossibilitou a contribuição para o fornecimento de energia local após a ocorrência na subestação Macapá [45].

4.3.1.1 Caso 1 – Contingência do transformador TR2

Essa contingência explora a perda de um dos transformadores da SE Macapá. Como os três transformadores da SE Macapá são iguais, não há impacto de maior carregamento seja qual for o elemento de transformação escolhido para a simulação. O transformador escolhido para a análise da contingência foi o TR2 230/69/13,8 kV, mesmo elemento que estava indisponível quando da ocorrência em novembro de 2020. Os dados de carregamento gerados pelo ANAREDE podem ser vistos na Tabela 3. O diagrama correspondente a simulação pode ser observado na Figura 16.

Figura 16 - Simulação da perda do transformador 04T2 na SE Macapá



Fonte: Elaboração própria do autor.

Tabela 3 - Dados de carregamento dos transformadores da SE Macapá (Condição N-1)

Código	Carga Nominal (MVA)	Carga Emergência (MVA)	Carregamento (MVA)	Porcentagem do Carregamento (%)
04T1	150	180	132,3	88,2%
04T2	150	180	Indisponível	Indisponível
04T3	150	180	132,3	88,2%

Fonte: Elaboração própria do autor.

A ausência do TR2 reduziu a capacidade do sistema de operar em N-1, aumentando a suscetibilidade do sistema a eventos de sobrecarga em caso de contingências. No entanto, a partir da simulação do fluxo de potência, observa-se que mesmo com um dos transformadores indisponível, a SE Macapá mantém o atendimento as cargas a partir dos dois elementos transformadores remanescentes, atendendo ao critério de confiabilidade N-1.

É evidente a capacidade de enfrentamento do SIN, de modo que mesmo com a operação reduzida, os elementos remanescentes da SE Macapá operam sem sobrecarga. Se considerado o critério de sobrecarga, a operação em N-1 atua com capacidade operativa de 360 MVA ($120\% \times 150 \text{ MVA}$).

Isso evidencia que o sistema mantém uma boa margem operacional, mesmo operando conforme o critério N-1. No entanto, nessa condição a principal responsável pelo atendimento a demanda de energia elétrica do estado – SE Macapá – não está disposta de nenhuma redundância, sendo que a falha em qualquer elemento de

transformação remanescente vai ocasionar a interrupção do fornecimento de energia. Esta situação será analisada no Caso 2.

4.3.2 Caso 2 – Simulação do sistema no momento da ocorrência em novembro de 2020 na SE Macapá

Esse caso retrata a condição da SE Macapá no momento da ocorrência do dia 03 de novembro de 2020. O atendimento a demanda de energia elétrica do estado do Amapá, suprido principalmente pela SE Macapá e pela UHE Coaracy Nunes, não atendia ao critério de segurança N-1 por parte da SE Macapá, com o TR2 indisponível desde dezembro de 2019 e sem previsão de retorno para operação. Dessa forma, a capacidade de transformação, antes de 450 MVA, na verdade era de 300 MVA, visto que o limite de 20% de sobrecarga adicional é por apenas 4 horas [53], sendo que o TR2 estava indisponível há quase um ano.

O curto-circuito interno no TR1 e as condições climáticas adversas foram os gatilhos para a exposição da vulnerabilidade do sistema. A falha do TR1 230/69/13,8 kV caracterizou o sistema em estado operativo N-2 e, com a capacidade operativa de apenas 180 MVA, agravando fortemente a vulnerabilidade já existente do sistema.

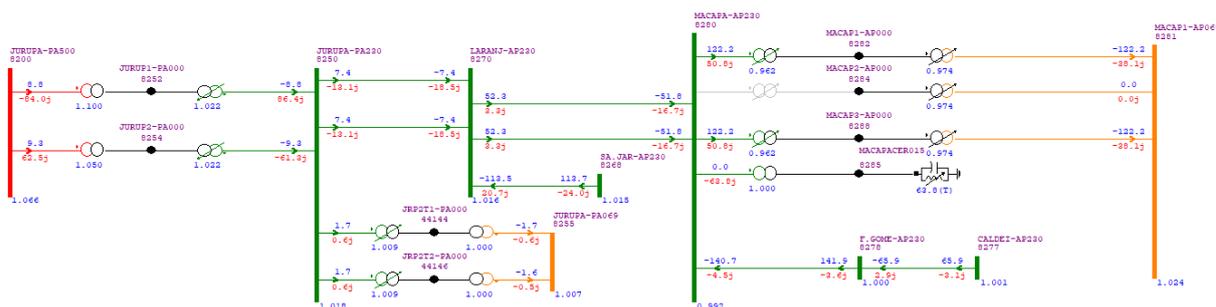
O impacto direto foi o corte de 95% da carga do estado – interrupção de 256 MW de potência ativa e de 79,78 Mvar de potência reativa – evidenciando a alta criticidade dos equipamentos da SE Macapá para a estabilidade do sistema local. Além disso, a unidade geradora UG01 da UHE Coaracy Nunes estava em processo de manutenção no momento da falha do TR1, o que reduzia a capacidade de geração disponível naquele momento, conforme já apresentado na Seção 4.3.

O cálculo da potência reativa está esclarecido a partir da Equação 4.2. São considerados os carregamentos obtidos por meio da simulação no ANAREDE e observados na Figura 17. Os dados acerca do carregamento em MVA dos

transformadores, no momento anterior a falha do TR1 são os mesmos obtidos no Caso 1, conforme a Tabela 3.

$$Q = P \cdot \tan(\varphi) = 256 \cdot \tan\left[\tan^{-1}\left(\frac{76,2}{244,5}\right)\right] = 79,78 \text{ Mvar} \quad (4.2)$$

Figura 17 - Simulação da SE Macapá no momento anterior à ocorrência em 03/11/2020



Fonte: Elaboração própria do autor.

4.3.2.1 Caso 2 – Contingência do transformador TR1

Essa contingência explora a perda do TR1, que levou o sistema do Amapá a condição operativa N-2 e capacidade de transformação de 180 MVA. De posse dos valores de potência ativa e reativa líquida no momento da interrupção, a Tabela 4

apresenta o patamar de carga obtido na simulação de fluxo de potência com o caso ajustado para o momento da interrupção.

Tabela 4 - Distribuição de cargas no sistema elétrico do Amapá no momento anterior à ocorrência do dia 03/11/2020

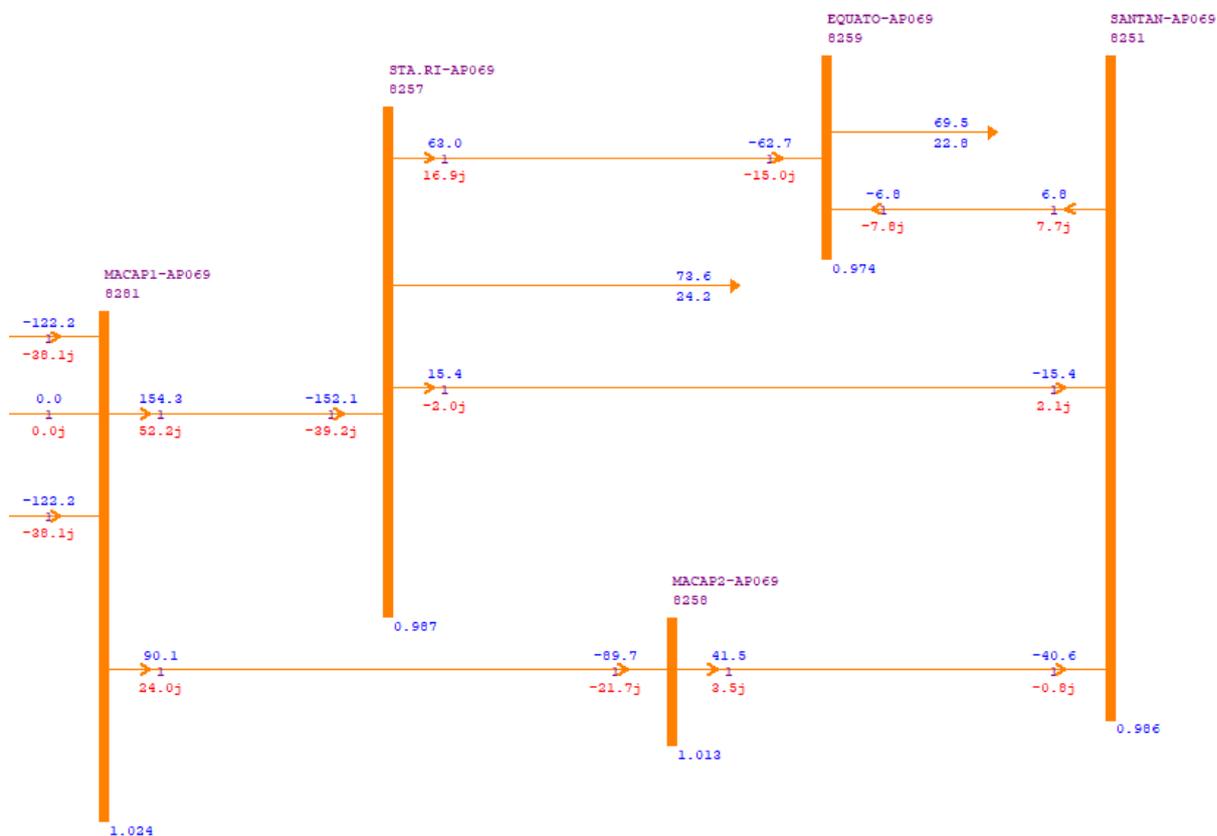
Nº da Barra	Nome da Barra	Nível de tensão	P (MW)	Q (Mvar)
8063	LRJ.AP-AP069	69 kV	15,7	7,7
8064	LRJ.PA-AP069		8,9	1,5
8251	SANTAN-AP069		33,8	11,1
8255	JURUPA-PA069		3,4	1,1
8257	STA.RI-AP069		73,6	24,2
8258	MACAP2-AP069		48,2	18,2
8259	EQUATO-AP069		69,5	22,8
8272	COANUN-AP138	138 kV	21,2	7,6
8274	SANTAN-AP138		17,1	5,6
TOTAL			291,4	99,8

Fonte: Elaboração própria do autor.

Apesar dos valores de potência obtidos serem um pouco maiores quando comparados com os dados reais da ocorrência, os valores apresentados na Tabela 4 têm valores próximos e foram considerados para as análises do presente trabalho. A

modelagem no ANAREDE da conexão das barras adjacentes ao barramento de 69 kV da SE Macapá pode ser vista na Figura 18.

Figura 18 - Barras adjacentes ao barramento de 69 kV da SE Macapá



Fonte: Elaboração própria do autor.

Como o sistema que atendia o estado do Amapá operava há quase um ano sem a garantia do critério de confiabilidade N-1, a perda do TR1 devido ao curto-circuito

Tabela 5 - Dados de carregamento dos transformadores da SE Macapá após restabelecimento das cargas (condição N-1)

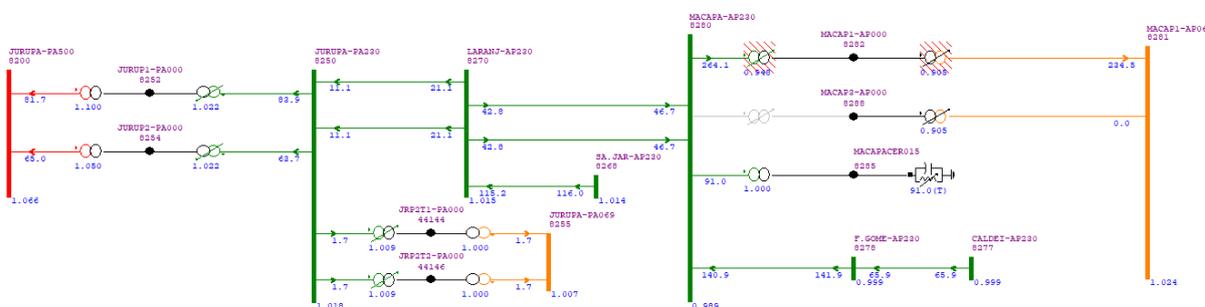
Código	Carga Nominal (MVA)	Carga Emergência (MVA)	Carregamento (MVA)	Porcentagem do Carregamento (%)
TR 230/69/13,8 kV 100 MVA	100	120	94,8	94,8%
04T3	150	180	148,2	98,8%

Fonte: Elaboração própria do autor.

4.3.3.1 Caso 3 – Contingência do transformador TR3

Essa contingência explora a perda do TR3, sendo a pior situação de sobrecarga que o sistema do Amapá pode ser exposto para a configuração tratada no Caso 3. A condição operativa N-2 gera sobrecarga de aproximadamente 2,65 pu no transformador remanescente de 100 MVA. A modelagem do fluxo de potência, em MVA, pode ser vista na **Figura 21**.

Figura 21 – Simulação da perda do TR3 após o restabelecimento das cargas na SE Macapá (contingência N-2)



Fonte: Elaboração própria do autor.

Anteriormente a entrada em operação do transformador de 100 MVA oriundo da SE Laranjal, o TR3 passou por novos desligamentos causando corte de 183 MW de energia elétrica no estado – cerca de 70% da carga – devido ao desligamento automático da UHE Coaracy Nunes e no lado de distribuição do TR3. Isso evidencia a vulnerabilidade desta condição operativa, com pouca margem de transformação e flexibilidade operativa. A resposta limitada e a dependência da UHE Coaracy Nunes como única fonte mostram a baixa resiliência e a dificuldade do sistema em lidar com

eventos em cascata. No Caso 4, serão tratadas as condições operativas da SE Macapá após as soluções previstas e discutidas na Seção 4.4.

4.4 ANÁLISE DA SOLUÇÃO INDICADA APÓS A OCORRÊNCIA NO AMAPÁ EM 2020

Após as múltiplas contingências ocorridas em 03 de novembro de 2020, que comprometeram o fornecimento de energia elétrica para 14 cidades do estado do Amapá, foi instituído, em 04 de novembro de 2020, um Gabinete de Crise. Composto por órgãos que integram o SEB, conforme detalhado na Seção 4.3, o Gabinete teve como objetivos principais o restabelecimento do suprimento energético às cidades afetadas, a identificação de medidas para prevenir novas interrupções e a análise de alternativas para reforçar a confiabilidade do sistema elétrico no estado do Amapá [49].

Nesse contexto, a EPE, por meio da Resolução nº 25/2020/PR/EPE, de 9 de novembro de 2020, criou o Grupo de Trabalho Amapá (GT Amapá) para apoiar, sob a ótica do planejamento de geração e transmissão, decisões estratégicas visando o médio e longo prazos. Em 26 de novembro de 2020, a EPE apresentou ao MME a Nota Técnica EPE/PR/03/2020 “*Mapeamento de possibilidades para o aumento da segurança do fornecimento de energia elétrica a Macapá e localidades interligadas*” [45], que mapeou alternativas preliminares para reforçar a segurança do suprimento, considerando custo, prazo de implementação e impactos técnicos.

Com base nos resultados, o MME definiu diretrizes para a expansão da transmissão, incluindo a implantação de uma nova subestação em Macapá conectada a diferentes pontos da rede [49]. Essa medida busca reduzir vulnerabilidades e aumentar a confiabilidade do atendimento, considerando as particularidades logísticas e o sistema de transmissão com características radiais do subsistema Norte.

Com base na nota técnica da EPE, em abril de 2021 foi publicado o relatório R1, intitulado “*Solução estrutural para aumento da confiabilidade do atendimento a Macapá*” [49]. O documento apresenta a análise técnico-econômica e socioambiental de alternativas relacionadas ao processo de reforço no atendimento ao sistema elétrico do Amapá.

A avaliação do sistema responsável pelo suprimento de energia elétrica a capital do Amapá e parte do estado se mostrou satisfatório até o ano de 2025, atendendo aos critérios de carregamento e tensão estabelecidos tanto para condição normal de

operação, como para contingências simples de elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.

No entanto, considerando critérios de análise mais exigentes, como o cenário de contingência dupla das LT 230 kV Laranjal do Jari – Macapá C1 e C2, nos patamares de carga média ou pesada do período da baixa hidraulicidade da região Norte (geração Norte Seco), foi identificada a possibilidade de interrupção parcial ou total no atendimento à demanda de energia elétrica.

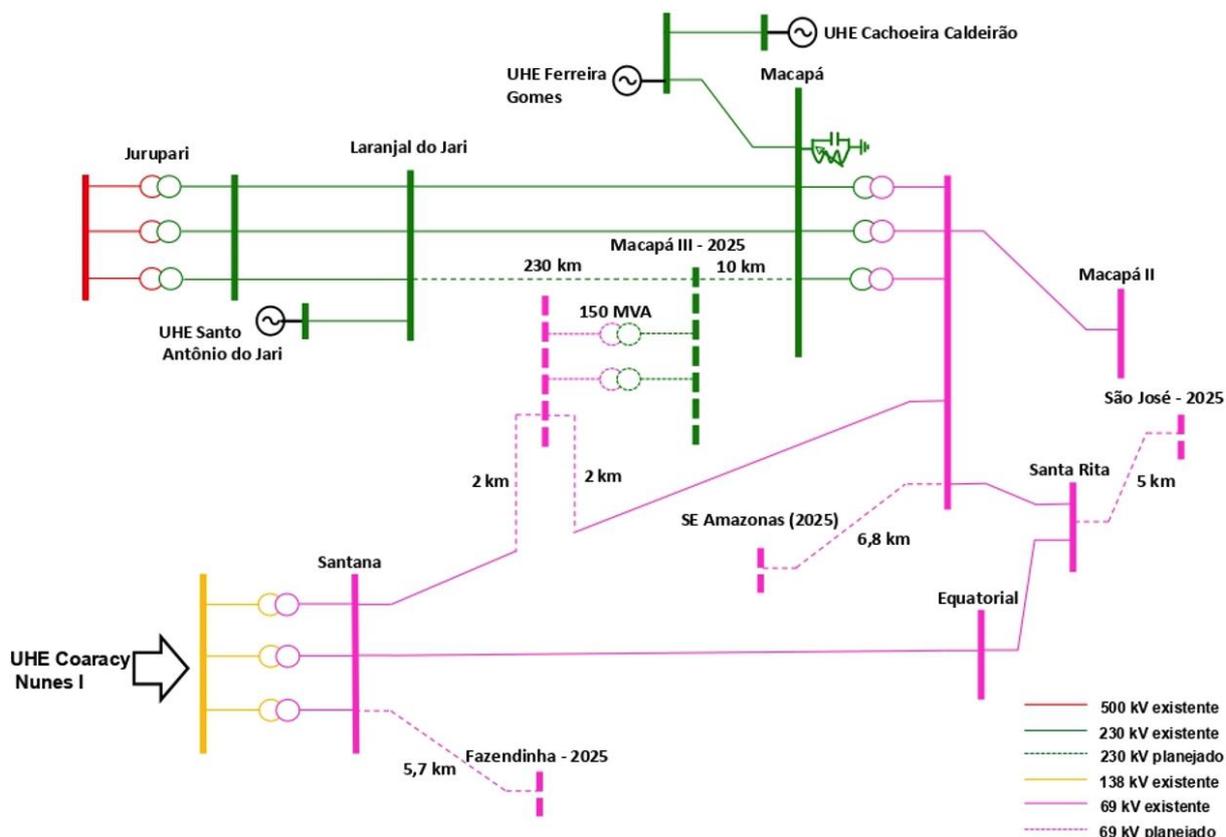
Para mitigar essa possibilidade – garantindo o pleno atendimento à demanda mesmo durante sua ocorrência, independentemente do patamar de carga e do cenário de geração – e, ao mesmo tempo, aumentar a robustez e a flexibilidade operativa no suprimento de energia elétrica a Macapá e ao estado do Amapá, a alternativa detalhada no estudo da EPE considerou a característica radial do sistema local, bem como as premissas estabelecidas pelo MME em [49], que incluem:

1. Implantação de um segundo Ponto de Suprimento de Rede Básica 230/69 kV em Macapá, denominado SE Macapá III;
2. Conexão em 230 kV da futura SE Macapá III a duas subestações de Rede Básica.

A alternativa de expansão analisada contempla a conexão em 230 kV da futura SE Macapá III às subestações Laranjal do Jari (por meio da LT Laranjal do Jari – Macapá III C1, com cerca de 230 km de extensão) e Macapá (LT Macapá – Macapá III C1, com cerca de 10 km), seccionando o circuito existente entre essas SEs anteriormente. Além disso, a futura SE Macapá III 230/69 kV será conectada ao sistema de distribuição da CEA através do seccionamento da linha de distribuição Santana – Macapá C1 em 69 kV, o que demandará cerca de 4 km de novas linhas e a adequação das entradas de linha na SE Santana.

A expansão inclui a implantação da SE Macapá III 230/69 kV e a construção de três novas subestações 69/13,8 kV em Macapá (SE Fazendinha, SE São José e SE Amazonas), previstas para 2025, com o objetivo de atender ao crescimento da demanda e eliminar restrições operativas atuais na rede de distribuição. A configuração do sistema elétrico de atendimento à capital do Amapá pode ser visualizada no esquemático presente na Figura 22.

Figura 22 - Alternativa recomendada



Fonte: EPE [49].

O custo total estimado para as obras é de aproximadamente R\$ 496 milhões, sendo R\$ 321 milhões para a Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, e R\$ 175 milhões para o nível de distribuição. Essa divisão reflete os investimentos necessários para aumentar a confiabilidade no suprimento de energia elétrica ao estado do Amapá [45].

Segundo o relatório, as análises de curto-circuito demonstraram que não há risco de superação dos limites dos disjuntores, mesmo após a implantação dos reforços recomendados. Da mesma forma, as simulações de energização e rejeição das linhas Laranjal do Jari – Macapá III e Macapá – Macapá III, bem como da transformação 230/69 kV na SE Macapá III, atenderam aos critérios de planejamento sem violações.

Ainda, é destacado que a fim de evitar sobretensões durante a energização e rejeição da LT 230 kV Laranjal do Jari – Macapá III, foram projetadas compensações reativas fixas de 25 Mvar em cada terminal, além de reatores de neutro de 400 Ω para mitigar ressonâncias e garantir a extinção de arco secundário.

Por fim, a EPE afirma que será realizada uma avaliação complementar do desempenho dinâmico do sistema considerando as expansões propostas, especialmente a possibilidade de implementação do terceiro circuito entre as subestações Macapá e Laranjal do Jari, a fim de reforçar a confiabilidade do atendimento energético à região.

Na subseção seguinte é analisado o Caso 4. Este caso fornece informações essenciais para a compreensão do desempenho da SE Macapá em resposta às solicitações de fluxo de potência após o processo de expansão necessário para o suprimento das cargas e escoamento da geração hidráulica do Amapá.

4.4.1 Caso 4 – Simulação da rede expandida após a ocorrência

O Caso 4 retrata a condição da SE Macapá posteriormente à expansão da rede, ou seja, com os reforços já implementados. O suprimento das cargas da capital e estado do Amapá mantém-se realizado pela SE Macapá, com capacidade de transformação de 450 MVA a partir de três transformadores de 150 MVA, e pela UHE Coaracy Nunes.

No entanto, o processo de expansão inclui a implantação da SE Macapá III 230/69 kV e a construção de três novas subestações 69/13,8 kV em Macapá (SE Fazendinha, SE São José e SE Amazonas), previstas para 2025, com o objetivo de atender ao crescimento da demanda e eliminar restrições operativas atuais na rede de distribuição. A modelagem de fluxo de potência para a rede expandida pode ser vista na Figura 23.

Em condições normais, os transformadores da SE Macapá são os principais responsáveis pelo atendimento às cargas do sistema de 69 kV do Amapá. O fluxo de potência é predominante do sistema de 230 kV para o de 69 kV, com a SE Macapá III desempenhando o papel de reserva de capacidade de transformação. É possível notar, além disso, que o carregamento nos transformadores da SE Macapá são semelhantes a rede do caso 1.

No entanto, a rede do caso 4 reflete a distribuição das cargas do sistema Amapá com a demanda prevista para 2027, conforme indicado na Tabela 6. Os dados de carregamento gerados pelo ANAREDE podem ser vistos na Tabela 7, correspondente à simulação da Figura 23.

Tabela 6 - Distribuição de cargas no sistema elétrico do Amapá após expansão prevista

Nº da Barra	Nome da Barra	Nível de tensão	P (MW)	Q (Mvar)
8063	LRJ.AP-AP069	69 kV	17,5	8,6
8064	LRJ.PA-AP069		4,4	1,5
8251	SANTAN-AP069		44,5	14,6
8255	JURUPA-PA069		4,6	0,9
8257	STA.RI-AP069		82,3	27,1
8258	MACAP2-AP069		53,9	20,3
8259	EQUATO-AP069		91,1	30
8272	COANUN-AP138	138 kV	29,3	9,6
8274	SANTAN-AP138		19,1	6,3
TOTAL			346,7	118,9

Fonte: Elaboração própria do autor.

Tabela 7 - Dados de carregamento dos Transformadores da SE Macapá após expansão da rede

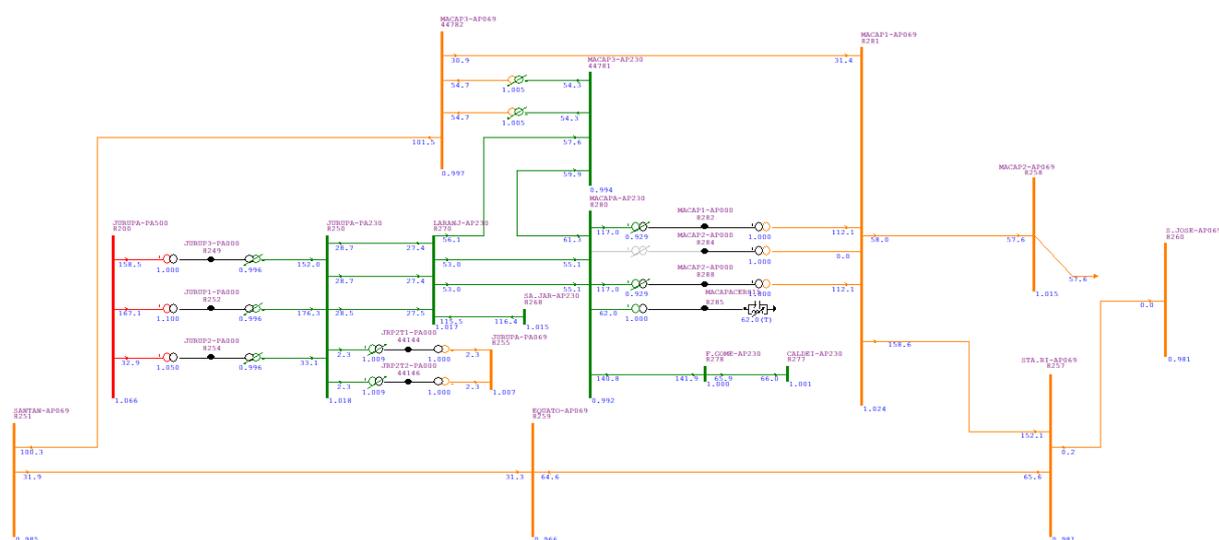
Código	Carga Nominal (MVA)	Carga Emergência (MVA)	Carregamento (MVA)	Porcentagem do Carregamento (%)
04T1	150	180	80,6	53,7%
04T2	150	180	80,6	53,7%
04T3	150	180	80,6	53,7%

Fonte: Elaboração própria do autor.

4.4.2 Caso 4 – Condição N-1: Transformador 04T2 em manutenção

Esta condição operativa aborda a contingência do TR2. A partir desta contingência, será analisado o atendimento ao critério de confiabilidade N-1, além de retratar as condições de atendimento da demanda do estado do Amapá no momento da ocorrência do dia 03 de novembro de 2020, porém com a rede e demanda expandidas. A modelagem de fluxo de potência para a condição N-1 do Caso 4 pode ser vista na Figura 24.

Figura 24 - Simulação da perda do transformador 04T2 na SE Macapá para a rede e carga expandidas (condição N-1)



Fonte: Elaboração própria do autor.

Como resultado da modelagem, é possível notar que houve a inversão no fluxo de potência no 69 kV entre as SEs Macapá e Macapá III, bem como o maior carregamento dos transformadores 230/69 kV da SE Macapá III (cerca de 37% da capacidade nominal). A SE Macapá III, que em condições normais de operação (Figura 23) estava importando potência da SE Macapá, agora passa a exportar potência para a SE Macapá.

Isso evidencia o pleno funcionamento da SE Macapá III como reserva de capacidade de transformação da SE Macapá. A nova subestação foi projetada para assumir a carga em situações de vulnerabilidade, de modo a garantir a continuidade

do fornecimento de energia elétrica. Os dados de carregamento gerados pelo ANAREDE podem ser vistos na Tabela 8, correspondente à simulação da Figura 24.

Tabela 8 - Dados de carregamento dos transformadores da SE Macapá para a rede e carga expandidas (contingência N-1)

Código	Carga Nominal (MVA)	Carga Emergência (MVA)	Carregamento (MVA)	Porcentagem do Carregamento (%)
04T1	150	180	116	77,3%
04T2	150	180	Indisponível	Indisponível
04T3	150	180	116	77,3%

Fonte: Elaboração própria do autor.

Tabela 9 - Dados de carregamento dos transformadores da SE Macapá III para a rede e carga expandidas (contingência N-1)

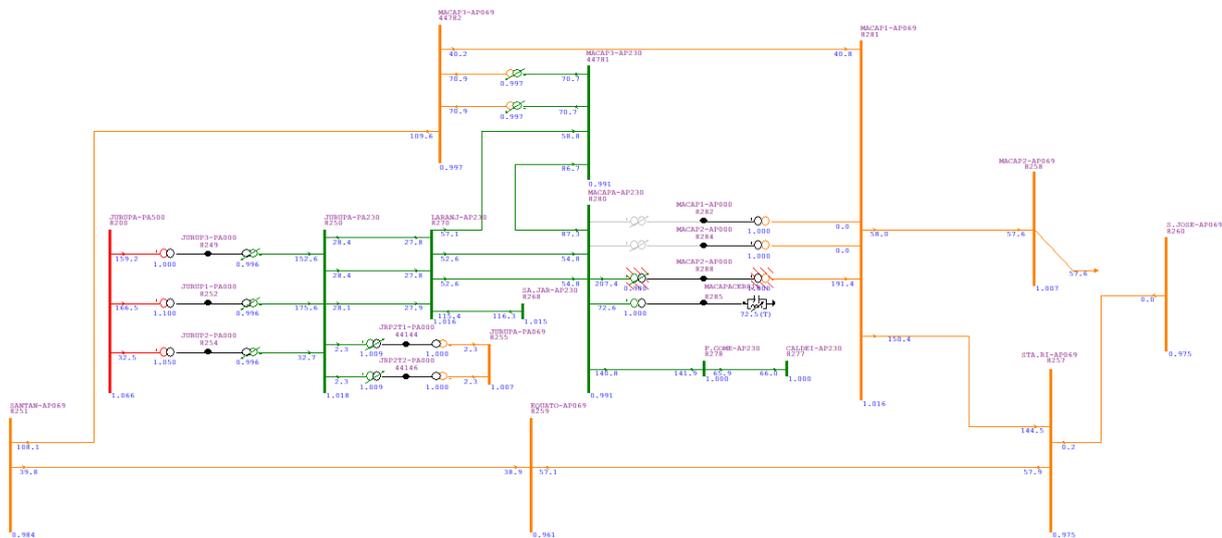
Código	Carga Nominal (MVA)	Carga Emergência (MVA)	Carregamento (MVA)	Porcentagem do Carregamento (%)
04T1	150	180	54,7	36,5%
04T2	150	180	54,7	36,5%

Fonte: Elaboração própria do autor.

4.4.3 Caso 4 – Condição N-2: Contingência do transformador TR1

Essa contingência explora a perda do TR1, no momento em que a SE Macapá já estava em condição operativa N-1 (TR2 em manutenção). A partir desta contingência, será analisado o sistema Amapá na condição operativa N-2, de modo que retrate as condições de atendimento da demanda do estado do Amapá no instante após a ocorrência do dia 03 de novembro de 2020, porém com a rede e demanda expandidas. Os dados de carregamento gerados pelo ANAREDE podem ser vistos na Tabela 10. A modelagem de fluxo de potência, em MVA, para a condição N-2 do caso 4 pode ser observada na Figura 25.

Figura 25 - Simulação da perda do transformador 04T1 na SE Macapá para a rede e carga expandidas (condição N-2)



Fonte: Elaboração própria do autor.

Tabela 10 - Dados de carregamento dos transformadores da SE Macapá para a rede e carga expandidas (contingência N-2)

Código	Carga Nominal (MVA)	Carga Emergência (MVA)	Carregamento (MVA)	Porcentagem do Carregamento (%)
04T1	150	180	Indisponível	Indisponível
04T2	150	180	Indisponível	Indisponível
04T3	150	180	207,4	138,3%

Fonte: Elaboração própria do autor.

Tabela 11 - Dados de carregamento dos transformadores da SE Macapá III para a rede e carga expandidas (contingência N-2)

Código	Carga Nominal (MVA)	Carga Emergência (MVA)	Carregamento (MVA)	Porcentagem do Carregamento (%)
04T1	150	180	70,9	47,3%
04T2	150	180	70,9	47,3%

Fonte: Elaboração própria do autor.

Como resultado da modelagem, é possível notar que, semelhante ao estado operativo N-1, no momento da falha do segundo transformador também há a inversão no fluxo de potência no 69 kV entre as SEs Macapá e Macapá III, bem como o maior carregamento dos transformadores 230/69 kV da SE Macapá III (cerca de 47% da capacidade nominal).

A inversão no fluxo de potência demonstra que a SE Macapá III assume a carga do sistema Amapá em situações críticas, de modo que mantém a distribuição destas de forma equilibrada, mesmo em condição operativa N-2. Dessa forma, as cargas no sistema de 69 kV continuam sendo atendidas sem interrupções. A expansão da rede mitiga parte do risco relacionado à falta de redundância, mas a análise de contingência N-2 demonstra que ainda há vulnerabilidades significativas devido à redistribuição do fluxo de potência.

O fluxo de potência que passa pelo lado de 230 kV do TR3 é de 276,7 MVA para o Caso 2 – Contingência do transformador TR1. Foi constatado que esse valor corresponde a aproximadamente 1,85 pu da capacidade nominal do transformador. Conforme observado na Figura 25, que explora a mesma contingência, mas com a

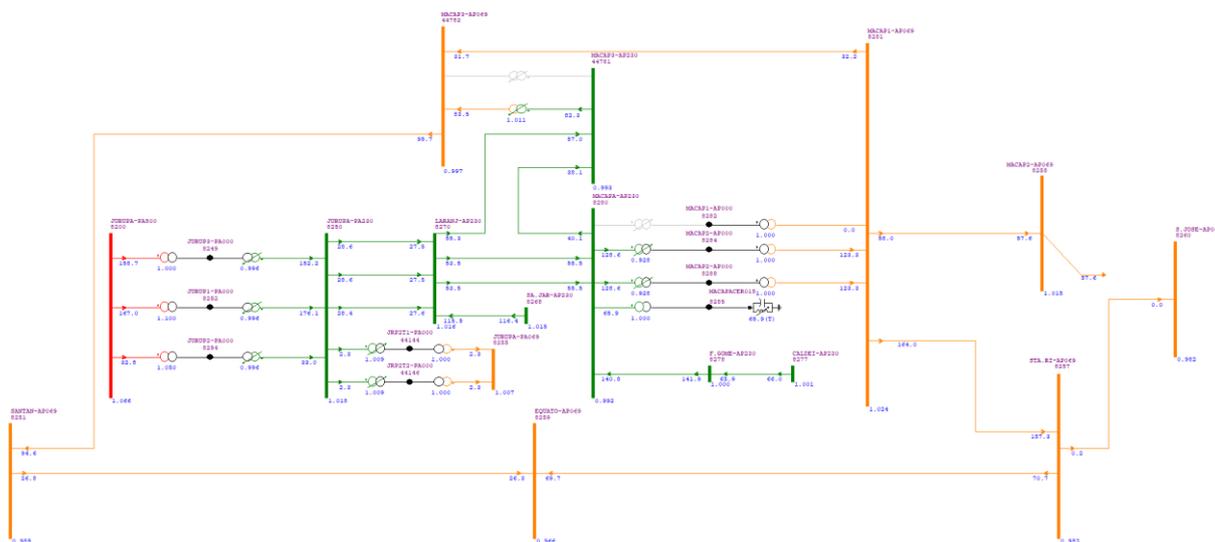
rede e demanda expandidas, a nova SE Macapá III alivia a sobrecarga na SE Macapá, de modo que o fluxo de potência que passa pelo lado de 230 kV do TR3 agora é de 207,4 MVA, aproximadamente 1,38 pu da sua capacidade nominal.

No entanto, conforme abordado no item 4.3, os elementos transformadores admitem sobrecarga de 140% da potência nominal por até 30 minutos em um ciclo diário, sem comprometer a expectativa de vida útil estabelecida pelas normas. Assim, aliada a flexibilidade operacional proporcionada pela SE Macapá III, a solução de eventuais falhas na SE Macapá torna-se mais eficiente, facilitando a manutenção e operação em diferentes condições de carga e geração.

4.4.4 Caso 5 – Condição N-2: Contingência de um transformador da SE Macapá e da SE Macapá III

O Caso 5 explora contingências de transformadores em diferentes subestações. Essa contingência explora a perda do TR1 da SE Macapá e do TR1 da nova SE Macapá III. A ideia é analisar possíveis vulnerabilidades existentes na nova configuração do sistema Amapá na indisponibilidade dos principais elementos que o compõem. Os dados de carregamento gerados pelo ANAREDE para os elementos transformadores da SE Macapá e SE Macapá III podem ser vistos nas Tabela 12 e Tabela 13, respectivamente. A modelagem de fluxo de potência para a condição N-2 do Caso 5 pode ser observada na Figura 26.

Figura 26 - Simulação da perda do transformador 04T1 da SE Macapá e do transformador 04T1 da SE Macapá III (condição N-2)



Fonte: Elaboração própria do autor.

Tabela 12 - Dados de carregamento dos transformadores da SE Macapá para a perda do transformador 04T1 da SE Macapá e do transformador 04T1 da SE Macapá III (contingência N-2)

Código	Carga Nominal (MVA)	Carga Emergência (MVA)	Carregamento (MVA)	Porcentagem do Carregamento (%)
04T1	150	180	Indisponível	Indisponível
04T2	150	180	128,6	85,5%
04T3	150	180	128,6	85,5%

Fonte: Elaboração própria do autor.

Tabela 13 - Dados de carregamento dos transformadores da SE Macapá III para a perda do transformador 04T1 da SE Macapá e do transformador 04T1 da SE Macapá III (contingência N-2)

Código	Carga Nominal (MVA)	Carga Emergência (MVA)	Carregamento (MVA)	Porcentagem do Carregamento (%)
04T1	150	180	Indisponível	Indisponível
04T2	150	180	83,5	55,6%

Fonte: Elaboração própria do autor.

A partir da modelagem do Caso 5, observa-se que o sistema mantém o atendimento íntegro das cargas por meio da redistribuição do fluxo de potência pelos elementos remanescentes. Apesar da perda de dois transformadores de relevância para o funcionamento do sistema estarem indisponíveis, os transformadores remanescentes estão operando dentro da capacidade nominal.

Isso evidencia a confiabilidade aumentada a partir da solução indicada para o atendimento das cargas do sistema Amapá, sendo capaz de atender a demanda nesta condição N-2. No entanto, apesar da solução atual atender bem às demandas operativas, a análise contínua de contingências deve ser aprofundada para garantir robustez a longo prazo.

Tabela 14 - Dados de carregamento dos transformadores da SE Macapá para a perda do transformador 04T1 da SE Macapá, do transformador 04T1 da SE Macapá III e do circuito Macapá – Macapá III 69 kV (contingência N-3)

Código	Carga Nominal (MVA)	Carga Emergência (MVA)	Carregamento (MVA)	Porcentagem do Carregamento (%)
04T1	150	180	Indisponível	Indisponível
04T2	150	180	116,3	77,5%
04T3	150	180	116,3	77,5%

Fonte: Elaboração própria do autor.

Tabela 15 - Dados de carregamento dos transformadores da SE Macapá III para a perda do transformador 04T1 da SE Macapá, do transformador 04T1 da SE Macapá III e do circuito Macapá – Macapá III 69 kV (contingência N-3)

Código	Carga Nominal (MVA)	Carga Emergência (MVA)	Carregamento (MVA)	Porcentagem do Carregamento (%)
04T1	150	180	Indisponível	Indisponível
04T2	150	180	93,8	62,5%

Fonte: Elaboração própria do autor.

Com a contingência N-3, o transformador remanescente da SE Macapá III assume maior carga quando comparado ao caso N-2 analisado na Seção 4.4.4, transferindo mais potência para o 69 kV da SE Macapá III. De maneira geral, o suporte oferecido pela conexão entre Macapá III e Macapá I permitiu minimizar a perda de suprimento, além da redistribuição por meio da interligação entre a SE Macapá III e a SE Santa Rita, auxiliando na manutenção do fornecimento à rede de 69 kV.

A partir da modelagem do Caso 6, observa-se que o sistema proposto como solução para o atendimento das cargas do sistema Amapá é capaz de operar mesmo com o estado operativo N-3, de modo que demonstra a confiabilidade elevada da estrutura atual do sistema. Mesmo com a indisponibilidade de três elementos, os equipamentos remanescentes não operam acima dos limites de segurança, o que indica que estão adequados como redundância para o sistema.

Essa configuração expõe a confiabilidade operacional da SE Macapá no suprimento da demanda atual da rede. Conforme indicado no trabalho [20] e detalhado na Seção 2.2, a Tabela 16 apresenta os índices de vulnerabilidade associados à nova

configuração do sistema Amapá, considerando as ameaças, as consequências, a capacidade de enfrentamento do sistema no entorno da SE Macapá, bem como as consequências para a sociedade. Esses índices foram elaborados com base na análise dos principais fatos relacionados ao item 4.4 e na discussão apresentada.

Tabela 16 - Indicadores de vulnerabilidade do sistema elétrico do Amapá em 2027

SISTEMA VULNERÁVEL			
AMEAÇAS	VULNERABILIDADE		CONSEQUÊNCIAS PARA A SOCIEDADE
	SUSCETIBILIDADE	CAPACIDADE DE ENFRENTAMENTO	
RISCOS NATURAIS	ASPECTOS TÉCNICOS	ASPECTOS TÉCNICOS	CRITICIDADE
<p>METEOROLÓGICOS Alto índice pluviométrico e elevada umidade, características do clima da região (Equatorial)</p>	<p>ESTRESSE OPERACIONAL Embora o sistema tenha apresentado boa resiliência frente aos casos analisados, recomenda-se a avaliação de cenários envolvendo os circuitos em 69 kV às unidades geradoras.</p>	<p>REDUNDÂNCIAS A implementação de novos equipamentos e linhas de transmissão planejadas até 2027, como o circuito adicional da LT 230 kV Jurupari – Laranjal do Jari e outros reforços na SE Macapá, aumenta a confiabilidade do sistema para cenários de operação normal e contingências simples (N-1) e múltiplas (N-2 e N-3).</p>	<p>CONSEQUÊNCIAS ECONÔMICAS E SOCIAIS Indústrias e comércio podem operar com menos interrupções, melhorando a produtividade e o crescimento econômico. Além disso, o fornecimento de energia de modo mais estável proporciona maior segurança energética para serviços essenciais, como hospitais, escolas e saneamento básico. Além disso, a integração reforçada com o SIN diminuiu a dependência de usinas térmicas a óleo diesel, resultando em menores custos na conta de energia para os consumidores finais.</p> <p>VIDA E SAÚDE A partir do evento ocorrido em 03/11/2020 no Amapá, o abastecimento de água potável, a compra e o armazenamento de alimentos, os serviços de telefonia e internet e os equipamentos essenciais em hospitais e unidades de saúde foram interrompidos ou afetados por vários dias. No entanto, esses serviços contam com maior confiabilidade no atendimento à demanda de energia elétrica a partir da solução proposta para o ponto de conexão do Amapá no SIN.</p>
<p>CONDIÇÕES OPERACIONAIS</p>			
<p>DEMANDA Conforme observado no caso 4, para a indisponibilidade de dois transformadores da SE Macapá, seria necessário manter o sistema para evitar a interrupção do fornecimento, visto que os elementos transformadores admitem sobrecarga de 140% da potência nominal por até 30 minutos em um ciclo diário, sem comprometer a expectativa de vida útil estabelecida pelas normas.</p>			

Fonte: Elaboração própria do autor.

5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

A severidade do apagão no Amapá em 2020, bem como dos eventos envolvendo múltiplas contingências citados durante o trabalho, ressaltam a importância de garantir a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica no Brasil. Para isso, este trabalho teve como objetivo geral a análise de interrupções causadas por múltiplas contingências utilizando o problema de fluxo de potência e indicadores de vulnerabilidade. Através do detalhamento e simulação do sistema Amapá antes e após a ocorrência ao decorrer do Capítulo 4, o objetivo geral foi atendido.

Para atender ao objetivo geral, foi utilizado o programa ANAREDE, que é o software indicado pelo operador para a realização de análises de SEP em regime permanente. A partir das simulações realizadas com o programa, foi possível identificar comportamentos críticos do sistema detalhado em cenários de contingências N-2 e N-3. Com isso, foi possível observar a resposta da rede a essas condições severas e demonstrar a importância da análise de vulnerabilidade para subsidiar o planejamento do SEB, sobretudo em regiões com características singulares, como a região Norte do país.

A partir dos resultados das simulações e dos indicadores de vulnerabilidade, ficou evidenciado que o emprego dessa abordagem oferece uma base sólida para identificar possíveis melhorias operacionais para os pontos críticos do sistema. A partir dessa abordagem, foi feita a análise de um recente caso de múltipla contingência no SIN, outro objetivo específico do trabalho. Estas análises são necessárias para aumentar a resiliência do SIN e mitigar riscos de grandes interrupções no fornecimento de energia.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Como propostas de continuidade, futuros trabalhos podem abranger as seguintes sugestões relacionadas ao desenvolvimento obtido neste trabalho:

- Realizar análises dinâmicas para avaliar o comportamento da rede em situações transitórias, visando compreender seu impacto na estabilidade do sistema;
- Analisar os pontos não contemplados pela solução proposta para o sistema Amapá, buscando aprimoramentos e novas abordagens para a mitigação de vulnerabilidade;
- Expandir a aplicação dos indicadores de vulnerabilidade para sistemas de distribuição de energia, considerando o impacto em áreas remotas e em consumidores finais;
- Integrar técnicas de inteligência artificial para identificar, de forma otimizada, os componentes mais vulneráveis do SIN, aprimorando a segurança e a confiabilidade do sistema.

REFERÊNCIAS

1. ONS. **Boletim Técnico 2024-2028**. Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. [S.l.], p. 3. 2023.
2. ONS. Sobre o SIN - O que é o SIN. **Site do Operador Nacional do Sistema Elétrico**, 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 18 Maio 2024.
3. ONS. Sobre o ONS - O que é o ONS. **Site do Operador Nacional do Sistema Elétrico**, 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>>. Acesso em: 18 Maio 2024.
4. EPE. Quem Somos. **Site da Empresa de Pesquisa Energética**, 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos>>. Acesso em: 18 Maio 2024.
5. ONS. **Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos (Critérios) - Submódulo 2.3**. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro, p. 5/79. 2022b.
6. BUSBY, J. W. Cascading risks: Understanding the 2021 winter blackout in Texas. **Energy Research & Social Science**, Texas, 6 Maio 2021. Volume 77.
7. THE 11 Biggest Blackouts Of All Time. **The Blackout Report**, 2020. Disponível em: <<https://www.theblackoutreport.co.uk/2020/12/07/11-biggest-blackouts/>>. Acesso em: 29 Maio 2024.
8. ONS. ONS atualiza informações sobre as ações para manter a segurança energética no Rio Grande do Sul. **ONS - Notícias**, 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/noticias/details.aspx?i=10282>>. Acesso em: 17 Maio 2024.
9. ONS. **Análise da Perturbação do dia 03/11/2020 às 20h48min com início nos transformadores de 230/69/13,8 kV da SE Macapá, com desligamento da UHE Coaracy Nunes e do sistema Amapá**. Operador Nacional do Sistema Elétrico. [S.l.], p. 86. 2020.
10. ONS. Nota à Imprensa – Ocorrência em Manaus 14.04.2024 – Cargas Recompostas. **Site do Operador Nacional do Sistema Elétrico**, 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/noticias/details.aspx?i=10217>>. Acesso em: 20 Maio 2024.
11. ONS. **Submódulo 5.6 - Operação em contingência**. Operador Nacional do Sistema Elétrico. [S.l.], p. 4. 2020.
12. ONS. Conexão ONS: Serviços Ancilares (Sistema Especial de Proteção). **Site do Operador Nacional do Sistema Elétrico**, 2024. Disponível em: <<http://bit.ly/3XRvwn0>>. Acesso em: 29 Setembro 2024.
13. CMSE. **Resolução nº 01**. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE. [S.l.], 2005.
14. ONS. **Submódulo 3.1 - Planejamento da operação elétrica de médio prazo**. Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro. [S.l.], p. 37. 2023.
15. ONS. **Submódulo 3.4 - Planejamento da operação elétrica com horizonte quadrimestral**. Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro. [S.l.], p. 8. 2020.

16. MOURA, M. J. D. C. et al. Embedding resilience in the design of the electricity supply for industrial clients. **PloS one**, 30 Novembro 2017.
17. TURNQUIST, ; VUGRIN, E. Design for resilience in infrastructure distribution networks. **SpringerLink**, 12 Janeiro 2013. 104-120.
18. D. N. T. et al. A Severity Risk Index for High Impact Low Probability Events in Transmission Systems Due to Extreme Weather. **IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)**, Ljubljana, Outubro 2016. 1-6.
19. ABEDIA, A.; GAUDARD, L.; ROMERIO, F. Review of major approaches to analyze vulnerability in power system. **ScienceDirect**, v. 183, p. 153-172, Março 2019.
20. HOFMANN, M.; KJØLLE, G. H.; GJERDE, O. **Development of Indicators to Monitor Vulnerabilities in Power Systems**. Development of Indicators to Monitor Vulnerabilities in Power Systems. [S.l.]: Curran Associates, Inc. 2012. p. 5859 - 5868.
21. AKDENIZ, E.; BAGRIYANIK, M. A Knowledge Based Decision Support Algorithm for Power Transmission System Vulnerability Impact Reducion. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 78, p. 436-444, Dezembro 2015.
22. REIS, E. Análise de fragilidade de sistemas de transmissão de energia elétrica através do cálculo de centralidades. **Universidade do Vale do Rio dos Sinos - UNISINOS**, São Leopoldo, 18 Janeiro 2015. 80.
23. DONDE, V. Identification of severe multiple contingencies in electric power networks. 2005. **IEEE**, California, 01 jul. 2005. 59-66.
24. BISWAS, R. A Graph Theoretic Approach to Power System. **IEEE Xplore**, Março 2021. 923-935.
25. CORREA, G. Structural vulnerability in transmission systems: Cases of Colombia and Spain. **ScienceDirect**, 1 Outubro 2013. 408-418.
26. SALAMI, Y. Multiple Contingency Analysis of Power Systems, Canadá, Outubro 2017. 1-110.
27. ZHANG, H. Identifying critical risks of cascading failures in power systems. **The Institution of Engineering and Technology**, Singapura, 16 Maio 2019. 2438-2445.
28. MOHAMMED, A. Q. Multi Contingency Analysis In Power System Using Fast Decoupled Load Flow. **Przeglad Elektrotechniczny**, v. 2023, n. 12, 2023. ISSN 0033-2097.
29. ZHANG, H. Model and Data Driven Machine Learning Approach for Analyzing the Vulnerability to Cascading Outages With Random Initial States in Power Systems. **IEEE Xplore**, Outubro 2023. 2581-2593.
30. ZHANG, Z. Preventive control of successive failures in extreme weather for power system resilience enhancement. **IET - The Institution of Engineering and Technology**, China, 24 Maio 2022. 3245-3255.
31. KAMALI, S.; AMRAEE, T.; FOTUHI-FIRUZABAD, M. Controlled Islanding for Enhancing Grid Resilience Against Power System Blackout. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 36, n. 4, p. 2386-2396, Agosto 2021.
32. MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher Ltda, 1983.

33. GLOVER, J. D. **Power System Analysis & Design**. São Paulo: Cengage Learning, 2008.
34. ZANG, T. et al. Current Status and Perspective of Vulnerability Assessment of Cyber-Physical Power Systems Based on Complex Network Theory. **MDPI Open Access Journals**, China, v. 16, n. 18, Setembro 2023.
35. LI, Q. et al. An effective reliability evaluation method for power communication network based on community structure. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 56, n. 4, p. 4489-4500, 2019.
36. DOORMAN, G. L. et al. Vulnerability analysis of the Nordic power system. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 1, p. 402-210, Janeiro 2006.
37. TRAKAS, D. N. et al. A severity risk index for high impact low probability events in transmission systems due to extreme weather. **IEEE Explorer**, Ljubljana, Slovenia, p. 1-6, Outubro 2016.
38. FOUAD, A. A.; ZHOU, Q.; VITTAL, V. System Vulnerability as a Concept to Assess Power System Dynamic Security. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 2, p. 1009-1015, Maio 1994.
39. PROAG, V. The Concept of Vulnerability and Resilience. **International Conference on Building Resilience**, Salford Quays, p. 369-376, 2014.
40. ONS. Energia no Futuro - Transmissão. **Site do Operador Nacional do Sistema Elétrico**. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/transmissao/instalacoes>>. Acesso em: 07 Novembro 2024.
41. ONS. Qualidade do suprimento. **Site do Operador Nacional do Sistema Elétrico**, 2019. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/qualidade-do-suprimento>>. Acesso em: 05 Novembro 2024.
42. EPE. **Diagnóstico Regional da Rede Elétrica - PDE 2030**. Empresa de Pesquisa Energética. [S.l.], p. 58. 021.
43. ONS. Sobre o SIN: Sistemas Isolados. **Site do Operador Nacional do Sistema Elétrico**, 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>>. Acesso em: 24 Novembro 2024.
44. EPE. **Atendimento à Região Metropolitana de Manaus**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 24. 2008.
45. EPE. Mapeamento de possibilidades para o aumento da segurança do suprimento de energia elétrica a Macapá e localidades interligadas. **Site da Empresa de Pesquisa Energética**, 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/mapeamento-de-possibilidades-para-o-aumento-da-seguranca-do-suprimento-de-energia-eletrica-a-macapá-e-localidades-interligadas>>. Acesso em: 24 Novembro 2024.
46. G1. Cercado por rios e isolado por terra com o resto do Brasil: Amapá tem ponte incompleta há 23 anos com histórico de adiamentos. **Site do Portal de Notícias da Globo**, 2024. Disponível em: <<https://g1.globo.com/ap/amapa/noticia/2024/08/31/cercado-por-rios-e-isolado-por-terra-com-o-resto-do-brasil-amapa-tem-ponte-incompleta-ha-23-anos-com-historico-de-adiamentos.ghtml>>. Acesso em: 25 Novembro 2024.

47. ONS. O Sistema em Números. **Site do Operador Nacional do Sistema Elétrico**, 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 12 Dezembro 2024.
48. CCPE. “**Integração da Amazônia ao Sistema Interligado Nacional - Interligação Tucuruí - Macapá - Manaus - Relatório R1 - Estudos Elétricos e de Viabilidade Técnico-Econômica**”. Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos. [S.l.]. 2004.
49. EPE. **Solução Estrutural para aumento da confiabilidade do atendimento a Macapá**. Empresa de Pesquisa Energética. [S.l.], p. 73. 2024.
50. EPE. **Reavaliação do Sistema de Interligação do Estado do Amapá ao SIN em Função da Implantação de Novos Empreendimentos de Geração Hidrelétrica**. Empresa de Pesquisa Energética. [S.l.]. 2013.
51. CEPEL. ANAREDE: Análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente. **Site do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica**, 2024. Disponível em: <<https://www.cepel.br/produtos/anared-2/anarede/>>. Acesso em: 24 Dezembro 2024.
52. LIMA, W. C. Desenvolvimento de Metodologias de Equivalentes de Sistemas Elétricos para Aplicação em ANAREDE. **Universidade Federal de Pernambuco**, Recife, 24 maio 2022. 120.
53. ONS. Procedimentos de Rede - Submódulo 2.6: Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos. **Site do Operador Nacional do Sistema Elétrico**, 2022. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 29 Dezembro 2024.
54. ONS. **Relatório de Análise de Falha de Equipamento ou Linha de Transmissão - ONS RAF-0004/2020**. Operador Nacional do Sistema elétrico. Rio de Janeiro, p. 27. 2021.
55. G1. Apagão no Amapá: veja a cronologia da crise de energia elétrica. **Site do g1 - O portal de notícias da globo**, 2020. Disponível em: <<https://g1.globo.com/ap/amapa/noticia/2020/11/18/apagao-no-amapa-veja-a-cronologia-da-crise-de-energia-eletrica.ghtml>>. Acesso em: 26 Dezembro 2024.
56. ONS. **Relatório de Análise de Falha de Equipamento ou Linha de Transmissão - ONS RAF-0005/2020**. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro, p. 35. 2021.
57. ONS. NOTA 2 - OCORRÊNCIA NO AMAPÁ - 17.11.2020. **Site do Operador Nacional do Sistema Elétrico**, 2020. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/Nota-2-Ocorr%C3%Aancia-no-Amap%C3%A1-17-11-2020.aspx>>. Acesso em: 30 Dezembro 2024.
58. MME. Ações de acompanhamento do fornecimento de energia elétrica no Amapá (28/11). **gov.br**, 2020. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/acoes-de-acompanhamento-do-fornecimento-de-energia-eletrica-no-amapa-28-11>>. Acesso em: 30 Dezembro 2024.
59. MME. Ações de acompanhamento do fornecimento de energia elétrica no Amapá (02/12). **gov.br**, 2020. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/acoes-de-acompanhamento-do-fornecimento-de-energia-eletrica-no-amapa-02-12>>. Acesso em: 30 Dezembro 2024.

60. MME. 3º transformador é restabelecido no Amapá. **gov.br**, 2020. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/3o-transformador-e-restabelecido-no-amapa>>. Acesso em: 30 Dezembro 2024.
61. MME. Segundo transformador de Laranjal do Jari está disponível para operação no Amapá. **gov.br**, 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/segundo-transformador-de-laranjal-esta-disponivel-para-operacao-no-amapa>>. Acesso em: 30 Dezembro 2024.
62. ANEEL. ANEEL nega recurso da LMTE e mantém maior multa aplicada pela Agência por ocorrência no Amapá. **gov.br**, 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/aneel-nega-recurso-da-lmte-e-mantem-maior-multa-aplicada-pela-agencia-por-ocorrencia-no-amapa>>. Acesso em: 30 Dezembro 2024.
63. ABRATE. LMTE vai à justiça para suspender multa da ANEEL. **Site da Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica**, 2021. Disponível em: <<https://abrate.org.br/lmte-vai-a-justica-para-suspender-multa-da-aneel/>>. Acesso em: 30 Dezembro 2024.
64. ONS. Nota à imprensa - Auto de infração sobre a ocorrência no Amapá. **Site do Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro**, 2021. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20210524-nota-a-imprensa-auto-de-infracao-ocorrencia-amapa.aspx>>. Acesso em: 30 Dezembro 2024.
65. AP, G. Apagão no Amapá: Aneel analisa recurso e mantém multa de R\$ 5,7 milhões por falhas para o ONS. **g1**, 2022. Disponível em: <<https://g1.globo.com/ap/amapa/noticia/2022/12/01/apagao-no-amapa-aneel-analisa-recurso-e-mantem-multa-de-r-57-milhoes-por-falhas-para-o-ons.ghtml>>. Acesso em: 30 Dezembro 2024.
66. ONS. Ocorrência no estado do amapá - 13.01.2021. **Site do Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro**, 2021. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20210113_Ocorr%C3%AAncia-no-Estado-do-Amap%C3%A1-%E2%80%93-13-01-2021.aspx>. Acesso em: 30 Dezembro 2024.
67. ONS. Ocorrência no amapá - 08.04.2021. **Site do Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro**, 2021. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/Ocorr%C3%AAncia-no-Amapa-08-04-2021.aspx>>. Acesso em: 30 Dezembro 2024.
68. MME. **CMSE - Entrevista Coletiva - 07/12/2020**. [S.l.]: [s.n.]. 2020. p. 50.
69. FIGUEIREDO, F. G1 AP - Macapá. **Site do G1**, 2020. Disponível em: <<https://g1.globo.com/ap/amapa/noticia/2020/11/12/apagao-chega-ao-10o-dia-no-amapa-e-governo-anuncia-novos-horarios-de-rodizio.ghtml>>. Acesso em: 22 Janeiro 2025.
70. DA SILVA GROTT, P. B. et al. amapaense, Estudo sobre a relação entre o blecaute de 3 de novembro de 2020 e os casos de COVID-19 na população. **Research, Society and Development**, v. 11, n. 15, p. 13, Novembro 2022. ISSN 2525-3409.