



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

CLAUDIO LUIZ CORREIA DE FRANÇA JUNIOR

**AVALIAÇÃO DOS ESTUDOS ELÉTRICOS DA INTERLIGAÇÃO DE UM COMPLEXO
EÓLICO AO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

Recife
2024

CLAUDIO LUIZ CORREIA DE FRANÇA JUNIOR

**AVALIAÇÃO DOS ESTUDOS ELÉTRICOS DA INTERLIGAÇÃO DE UM
COMPLEXO ÉOLICO AO 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(a): Prof. Dr. Vicente Ribeiro Simoni

Recife
2024

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

França Junior, Claudio Luiz Correia de.

Avaliação dos Estudos Elétricos da Interligação de um
Complexo Eólico ao Sistema Interligado Nacional / Claudio Luiz
Correia de França Junior. - Recife, 2024.

80 p.

Orientador(a): Vicente Ribeiro Simoni

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) -
Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e
Geociências, Engenharia Elétrica - Bacharelado, 2024.

1. Fluxo de Potência. 2. Curto-circuito. 3. Energia renovável. 4.
Energia eólica. 5. Estudos Elétricos. I. Simoni, Vicente Ribeiro.
(Orientação). II. Título.

620 CDD (22.ed.)

CLAUDIO LUIZ CORREIA DE FRANÇA JUNIOR

**AVALIAÇÃO DOS ESTUDOS ELÉTRICOS DA INTERLIGAÇÃO DE UM
COMPLEXO ÉOLICO AO 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: 18/03/2024.

BANCA EXAMINADORA

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

Prof. MSc. Calebe Hermann de Oliveira Lima (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

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

Dedico este trabalho de conclusão de curso à mulher mais extraordinária que já conheci: minha querida mãe. Em meio a todas as adversidades da vida, ela não apenas me deu o dom da existência, mas também moldou meu caráter com amor incondicional, dedicação incansável e a melhor educação que alguém poderia desejar. Sua força e sabedoria foram luzes orientadoras em meu caminho acadêmico, e este trabalho é uma pequena homenagem ao seu esforço incansável para proporcionar as condições ideais para o meu crescimento.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, expresso minha profunda gratidão a Deus, que sempre me acompanhou em todas as adversidades da vida, oferecendo auxílio, consolo e bênçãos fundamentais.

Aos meus pais, meu sincero agradecimento por sempre incentivaram o meu melhor, dedicando todos os esforços para proporcionar o que havia de melhor ao seu alcance.

À minha família, manifesto meu reconhecimento pelo apoio constante, incentivo e conselhos em todos os passos da minha jornada, principalmente acadêmica.

Um agradecimento especial às minhas avós, Maria de Lourdes e Maria da Paz, que sempre me amaram incondicionalmente e apoiaram meus sonhos, contribuindo de todas as formas possíveis, sem medir esforços.

Ao Eng. Valter Mota, agradeço por seus conselhos e orientações valiosas para o meu futuro profissional. Suas conversas foram cruciais para que eu percebesse a grandiosidade da engenharia elétrica e da área de estudos elétricos.

Em especial, quero expressar minha gratidão a Bruna Magbis, que esteve ao meu lado durante toda a minha jornada acadêmica, desde a famosa rampa de geometria gráfica tridimensional. Seu apoio constante, paciência e estímulo foram os incentivos que impulsionaram meu progresso. Agradeço sinceramente por todo o apoio.

Aos colegas de trabalho Vinicius Sobral e Guilherme Araújo, agradeço a colaboração e companheirismo. E, de forma especial, aos colegas da ESC Antônio Mattos, Silas Gonzaga, Herbert Farias, João Pedro, Jean Melo e Lucas Belarmino agradeço por todos os ensinamentos e paciência. Meu crescimento profissional foi profundamente impactado pela contribuição de cada um de vocês.

Agradeço ao professor Dr. Vicente Simoni, pelos valiosos ensinamentos, paciência e pela significativa contribuição para a realização deste trabalho. Acima de tudo, sou grato por tornar cada aula uma oportunidade de aprofundar meu amor pelos estudos elétricos.

A vida me ensinou a nunca desistir nem ganhar, nem perder, mas
procurar evoluir.
(Charlie Brown Junior)

RESUMO

Atualmente, devido à crescente demanda de escoamento da potência gerada na região Nordeste, predominantemente proveniente de novas fontes de geração renovável, torna-se essencial conduzir estudos elétricos para compreender o impacto da integração dessa nova geração ao sistema elétrico. Neste trabalho, é abordada a implementação de uma fonte de energia renovável eólica para investigar os efeitos resultantes. A área de estudo abrange o sul da Bahia e norte de Minas Gerais, com foco na subestação (SE) 230 kV Gentio do Ouro II. Essa localização específica foi escolhida devido à sua significativa importância no cenário energético do Brasil, como demonstrado no capítulo 3, já que o estado da Bahia concentra a maior geração eólica do país.

A relevância dessa região para o sistema elétrico brasileiro torna-se evidente. Além da análise do impacto da conexão de uma nova geração ao sistema elétrico, este trabalho também incorpora um embasamento teórico. É feita uma revisão bibliográfica com o intuito de abordar os principais pontos de modelagem para análise de curto-circuito e fluxo de potência, sendo essencial para a integração do parque eólico e seus equipamentos ao sistema. É explicitado a diferente tipo de modelagem dos conversores atualmente utilizados para geração eólica, no *software* de análise de curto-circuito.

Ao término do estudo, foram executadas simulações envolvendo a implementação do complexo eólico, incluindo análise de fluxo de potência e curto-circuito. Objetivo é avaliar os efeitos da conexão ao sistema interligado nacional.

Palavras-chave: Fluxo de potência; curto-circuito; energia renovável; energia eólica; aerogerador; estudos elétricos.

ABSTRACT

Currently, due to the increasing demand for the power generated in the Northeast region, mainly derived from new renewable generation sources, it becomes essential to conduct electrical studies to understand the impact of integrating this new generation into the electrical system. In this word, we address the implementation of a wind renewable energy source to invstigate the resulting effects. The study area encompasses the southern part of Bahia and the northern region of Minas Gerais, with a focus on the 230 kV Gentio do Ouro II substation. This specific location was chosen due to its significant importance in Brazil's energy scenario, as indicated later in this word, given that the state of Bahia hosts the highest wind power generation in the country.

The relevance of this region to the Brazilian electrical system becomes evident. In addition to analyzing the impact of connecting new generation to the electrical system, this work also incorporates a theoretical foundation. A literature review is conducted to address the key modeling points for short-circuit and power flow analysis, crucial for integrating the wind farm and its equipment into the system. The different types of modeling for converters currently used in wind power generation are explained, using short-circuit analysis software.

At the end of the study, we conduct simulations involving the implementation of the wind complex, including power flow and short-circuit analysis. The goal is to assess the effects of connection to the national interconnected system.

Keywords: Power flow; short circuit; renewable energy; wind energy; wind turbine; electrical studies.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Convenção do sentido de corrente da barra K.....	20
Figura 2 - Modelagem π -nominal para linha de transmissão	22
Figura 3 - Modelagem impedância série para linha de transmissão.	22
Figura 4 - Equivalente para transformador.....	23
Figura 5 - Representação de geradores no ANAREDE.	25
Figura 6 - Representação de circuito de sequência positiva e negativa.....	27
Figura 7 - Trajeto de corrente de sequência zero.....	28
Figura 8 - Modelo transformador para análise de faltas.....	29
Figura 9 - Representação ligação estrela - delta.....	29
Figura 10 - Representação ligação estrela aterrada - estrela aterrada.	29
Figura 11 - Impedâncias de sequência zero e positiva para transformadores de três enrolamento.	30
Figura 12 - Modelagem transformador cinco enrolamentos.....	33
Figura 13 - Modelagem DFIG ANAFAS.	34
Figura 14 - Modelagem <i>full-converter</i> ANAFAS.	35
Figura 15 - Diagrama da Região de estudo.	37
Figura 16 - Região da localização da SE Gentio do Ouro II.....	38
Figura 17 - Região de estudo com destaque a SE Gentio do Ouro II.	39
Figura 18 - Representação da modelagem de transformador com 5 enrolamentos..	45
Figura 19 - Subestação Gentio do Ouro II com interligação do complexo eólico.	47
Figura 20 - Contingência ATR Gentio do Ouro II 500_230 kV, T1	67
Figura 21 - Contingência ATR Gentio do Ouro II 500_230 kV, T2	68
Figura 22 - LT 230 kV Brotas de Macaúbas - Bom Jesus da Lapa, C1.....	69
Figura 23 - LT 230 kV Brotas de Macaúbas - Gentio do Ouro II, C1.....	70
Figura 24 - LT 500 kV Buritirama - Gentio do Ouro II, C1	71
Figura 25 - LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ourolândia, C1.....	72
Figura 26 - LT 500 kV Gentio do Ouro II - Sol do Sertão, C1	73
Figura 27 - ATR Gentio do Ouro II 500_230 kV, T1	74
Figura 28 - ATR Gentio do Ouro II 500_230 kV, T2	75
Figura 29 - LT 230 kV Brotas de Macaúbas - Bom Jesus da Lapa, C1.....	76
Figura 30 - LT 230 kV Brotas de Macaúbas - Gentio do Ouro II, C1.....	77

Figura 31 - LT 500 kV Buritirama - Gentio do Ouro II, C1	78
Figura 32 - LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ourolândia, C1	79
Figura 33 - LT 500 kV Gentio do Ouro II - Sol do Sertão, C1	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dados do aerogerador do parque eólico.	43
Tabela 2 - Dados dos transformadores elevadores de 34,5 kV (Delta) / 0,72 (estrela aterrado) – 5,15 MVA	44
Tabela 3 - Dados dos transformadores elevadores 230 kV (estrela aterrado) / 34,5 (estrela aterrado) / 34,5 (estrela aterrado) / 13,8 (delta) / 13,8 (delta) - 330 MVA.....	44
Tabela 4 - Dados do transformador elevador 330/165/165 MVA	44
Tabela 5 - Parâmetros de sequência da LT SE Gentio do Ouro II - SE Coletora.....	45
Tabela 6 - Dados das impedâncias de RMT.	46
Tabela 7 - Faixa limite de tensão admissível entre fases a 60Hz.....	49
Tabela 8 - Contingências simuladas no cabo base.	49
Tabela 9 - Comparação de tensão para perda intempestiva do parque eólico cenário 1.	50
Tabela 10 - Comparação de tensão para perda intempestiva do parque eólico cenário 2.....	51
Tabela 11 - Níveis de curto-circuito sem o complexo eólico.....	53
Tabela 12 - Níveis de curto-circuito com o complexo eólico.....	54
Tabela 13 - Variação dos níveis de curto-circuito com e sem o complexo eólico.....	55
Tabela 14 - Relação entre os níveis de curto-circuito e capacidade de interrupção dos disjuntores.	57

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANAFAS	Análise de Falhas Simultâneas
ANAREDE	Análise de Redes Elétricas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CPST	Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
I_{km}	Corrente fluindo da barra k para barra m
I_{mk}	Corrente fluindo da barra m para barra k
$j b^{sh}_{km}$	Susceptância paralela entre as barras k e m
$j X_{km}$	Reatância entre as barras k e m
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P_k	Potência ativa na barra k
Q_k	Potência reativa na barra k
PAR	Plano de Ampliações e Reforços
PDE	Plano Decenal de Expansão
R_{km}	Resistência entre as barras k e m
SE	Subestação
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
V_k	Tensão na barra k
θ_k	Ângulo da tensão na barra k

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	MOTIVAÇÃO PARA O ESTUDO.....	15
1.2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	15
1.3	OBJETIVOS	16
1.3.1	Geral.....	16
1.3.2	Específico	17
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	17
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
2.1	ANÁLISE DE FLUXO DE POTÊNCIA	19
2.1.1	Modelagem de linha de transmissão	21
2.1.2	Modelagem de transformadores	23
2.1.3	Modelagem das centrais geradoras.....	24
2.2	ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO	25
2.2.1	Modelagem de linha de transmissão	26
2.2.2	Modelagem de transformadores	28
2.2.3	Modelagem de centrais geradoras	33
3	APRESENTAÇÃO DA REDE EM ESTUDO	36
4	ANÁLISES ELÉTRICAS	40
4.1	METODOLOGIA.....	40
4.2	PREMISSAS.....	41
4.2.1	Fluxo de potência	41
4.2.2	Curto-circuito	42
4.3	ANÁLISE DO EMPREENDIMENTO DE GERAÇÃO	43
4.4	PARÂMETROS DE REDE INTERNA	43
4.5	SIMULAÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA NO ANAREDE	48
4.5.1	Resultados obtidos na análise de fluxo de potência	52
4.6	SIMULAÇÃO DE CURTO-CIRCUITO NO ANAFAS.....	53
4.6.1	Resultados obtidos na análise de curto-circuito	55
5	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	60
	REFERÊNCIAS	62
	ANEXOS	63

1 INTRODUÇÃO

Durante os últimos anos, foi expressiva a quantidade de solicitações de conexão ao Sistema Interligado Nacional (SIN) de geradores fotovoltaicos e eólicos no Nordeste brasileiro. Um dos principais fatores para essa crescente solicitação é o alto nível de radiação solar e alto índice de ventos na região. Tais conexões foram realizadas de forma acelerada com passos muito à frente do planejado, havendo a necessidade de prever, por meio de simulações, todas as consequências à rede elétrica nacional.

Para realizar a conexão de geradores à rede básica é importante realizar estudos elétricos para avaliar os impactos causados pelos geradores acessantes na região. A fim de analisar os resultados obtidos, é importante apresentar comparações do momento anterior e posterior à conexão do gerador à rede elétrica.

Os resultados que são obtidos durante a realização dos estudos elétricos, compostos pelas análises de fluxo de potência e curto-circuito, são utilizados como indicadores para possíveis ampliações do sistema. Durante as simulações da inserção dos parques de geração aos casos fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

É importante salientar que, para as análises mencionadas acima, pode haver variações na inserção do equivalente do parque no mesmo Ponto de Acoplamento Comum (PAC), tais variações se dão devido os diferentes horizontes, e patamar de carga diferentes.

Tais variações para os horizontes diferentes são causadas pela quantidade de geração que necessita de escoamento ou até mesmo expansão da topologia da rede elétrica da região para atendimento de cargas específicas, conexão de novas subestações ou a necessidade de mais ramificações para aumento da confiabilidade do sistema. Segundo constatado em [1], estudos são realizados abordando algumas soluções planejadas para viabilizar o transporte das futuras quantidades de geração projetada na região Norte/Nordeste, além de garantir a segurança elétrica para suprir a demanda do SIN. Essas análises são feitas e publicadas pela Empresa de pesquisa Energética (EPE) que é uma empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME).

1.1 Motivação para o estudo

A procura para acesso ao SIN por meio de centrais geradoras independentes que provêm de energia renovável tem crescido nos últimos anos. No entanto, essa procura em um curto espaço de tempo vem causando esgotamento da capacidade de escoamento dos parques renováveis de geração e provocando sobrecargas em linhas de transmissão (LT) e transformadores em áreas elétricas do SIN.

A legislação vigente assegura aos agentes públicos e privados do setor elétrico o livre acesso à rede básica. O ONS conforme estabelecido na regulação do setor, tem a responsabilidade de realizar as avaliações de viabilidade sistêmica das solicitações de acesso às instalações de transmissão [2].

Portanto, é necessário realizar estudos elétricos por parte dos geradores acessantes, a fim de identificar as consequências da conexão da central geradora e permitir a avaliação de viabilidade por parte do ONS.

Análises de curto-circuito resultante da nova geração são necessários para observar se disjuntores das subestações foram superados após conexão do parque renovável. Além disso, a análise de fluxo de potência possibilita observar os valores de carregamentos das LT e transformadores nos quais o sistema está operando em regime normal e contingência (N-1), tanto com geração, quanto sem a central geradora acessante.

1.2 Revisão bibliográfica

Para o estudo de conexão de central geradora proposto por esse trabalho, é imprescindível realizar as análises de fluxo de potência e curto-circuito. Utilizando como base o conteúdo teórico apresentado nas bibliografias de [3]; [4].

Pode-se observar que o estudo aqui abordado de fluxo de potência em uma rede elétrica envolve a avaliação do estado da rede, baseando-se na teoria consolidada em [3], é realizada a distribuição dos fluxos e modelagem dos equipamentos a partir dos seus parâmetros, sendo assim, fundamental para compreender o funcionamento e a eficiência elétrica, pois possibilita o cálculo das perdas elétricas a partir dos fluxos observados.

O estudo de fluxo de carga para conexão de geradores a rede básica é necessário para quantificar, por exemplo, os montantes de potência que estão sendo escoados a partir do PAC. Além disso, também é preciso observar e monitorar possíveis sobrecargas e avaliar a regulação de tensão da rede em análise. Como observado em [3] as equações fundamentais do fluxo de carga são derivadas ao aplicar a conservação das potências ativas e reativas em cada nó da rede elétrica. Essas equações são essenciais para analisar e compreender o equilíbrio de potência em um sistema elétrico.

Os estudos de curto-circuito, por outro lado, são de grande importância para proteção dos barramentos das subestações que compõem o sistema, como observado em [4] tanto na operação quanto no planejamento a curto, médio e longo prazo, sendo essencial monitorar de forma sistemática o comportamento do sistema elétrico. Isso permite garantir o funcionamento adequado do sistema em diferentes horizontes e tomar as medidas necessárias para manter a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico.

De acordo com [4] observa-se que embora os defeitos sejam indesejáveis, é importante reconhecer que os curtos-circuitos podem acontecer em pontos aleatórios da rede elétrica. Se esses curtos-circuitos não forem eliminados rapidamente, há risco de danos significativos nos equipamentos que compõem o sistema elétrico. Por esse motivo, há grande importância na realização do estudo de curto-circuito.

1.3 Objetivos

1.3.1 Geral

O objetivo desse trabalho de conclusão de curso é analisar os resultados obtidos após a conexão da central geradora e realizar a avaliação se há alguma violação dos equipamentos do sistema após a entrada em operação.

1.3.2 Específico

Para o estudo de fluxo de potência há como objetivo específico observar os resultados obtidos a partir das simulações realizadas nos dois cenários e pontuar se houve violação do limite de carregamento dos equipamentos.

Para o estudo de curto-circuito é especificado a análise de curto-circuito antes e após a conexão da usina de geração e analisar o aumento da corrente de curto-circuito.

Sendo o foco do trabalho análise elétrica para usinas de geração eólica, destacam-se alguns aspectos específicos que aqui serão abordados durante o trabalho.

- Seleção dos horizontes de análise para fluxo de potência;
- Realizar análise de fluxo e potência por meio do programa computacional ANAREDE;
- Realizar análise de estudos de curto-circuito por meio do programa ANAFAS;
- Expor a utilização de ferramentas computacionais para estudos elétricos;
- Analisar o impacto da consequência da integração de geração centralizada eólica para os diferentes horizontes;
- Comparação entre os resultados obtidos nos diferentes horizontes de interligação.

1.4 Organização do Trabalho

No capítulo 2 é abordada a fundamentação teórica para os estudos de fluxo de potência e curto-circuito, com apresentação das principais equações e modelagens necessárias para a realização dos estudos.

No Capítulo 3 é apresentada a região do estudo, com os dados obtidos de pesquisa, informando sobre a atual busca por conexão na região do referido estudo.

Adicionalmente, é realizada uma análise da atual situação da região para os diferentes horizontes dos casos base de acesso do ONS.

No Capítulo 4 inicialmente é abordada a metodologia para a realização dos estudos. Também são tratadas todas as premissas que são solicitadas pelo ONS necessárias durante as simulações. Além disso, é apresentada metodologia utilizada para obtenção do equivalente da rede interna que são utilizados para inserção nos casos bases fornecidos pelo ONS. E para finalizar são feitas as simulações utilizando os programas já informados anteriormente, que são utilizados para obter as respostas de forma rápida e precisa.

No Capítulo 5, são feitas todas as considerações finais e conclusão do trabalho sobre a conexão de um parque eólico de 288 MW a rede básica.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo tem como objetivo ambientar toda a teoria para os estudos que são realizados neste trabalho. Abordando os principais conceitos das equações e fundamentos das análises que são necessárias.

2.1 Análise de Fluxo de Potência

A análise de fluxo de potência no atendimento das cargas requer o uso de ferramentas adequadas e confiáveis, especialmente em sistemas de grande porte [5]. Para alcançar esse objetivo, é realizada a modelagem estática do sistema nos estudos de fluxo de potência, onde não se considera o tempo, já que as variações são suficientemente lentas para permitir serem desconsiderados os efeitos transitórios.

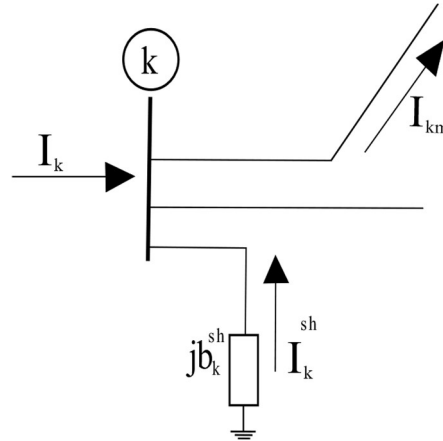
As equações fundamentais do fluxo de carga são obtidas aplicando o princípio de conservação das potências ativa e reativa em cada nó da rede. Em outras palavras, a potência líquida injetada em um nó deve ser igual à soma das potências que fluem pelos componentes internos que têm esse nó com um dos seus terminais [3]. Considerando a parte interna do sistema, temos os componentes como linha de transmissão (LT), transformadores, reatores, entre outros. Além disso, os geradores e cargas são considerados como a parte externa do sistema.

Assim, a estruturação do problema envolve os sistemas de equações relacionados às leis de Kirchhoff e as restrições que limitam a operação da rede e de seus componentes. Nas análises serão utilizadas quatro variáveis fundamentais, que são: potência ativa (P), potência reativa (Q), magnitude de tensão (V) e ângulo de tensão (θ). Além disso, é feita a modelagem elétrica dos barramentos da rede, os quais são classificados em três tipos, barra de referência ($V\theta$), é utilizada como referência angular e para fechar o balanço de potência; barra de potência ativa e tensão constante (PV), muito utilizadas como barra de geração; barra de potência ativa e reativa constante (PQ), normalmente utilizada como barra de carga. [3]

O problema de fluxo de potência pode ser formulado por um sistema de equações e inequações algébricas não-lineares, como visto anteriormente, relacionadas às leis de Kirchhoff e a um conjunto de restrições operacionais da rede

elétrica. A formulação mais simples envolve a associação das variáveis já mencionadas: P , Q , V e θ ; sendo duas delas fornecidas e duas como incógnitas. Dessa forma, podemos definir o tipo de barra por meio das variáveis fornecidas.

Figura 1 - Convenção do sentido de corrente da barra K.



Fonte: O autor (2024), adaptada de [3]

As equações fundamentais do problema de fluxo de carga são compostas por duas equações para cada tipo de barra. Observa-se que cada uma dessas equações expressa o princípio de conservação das potências ativas ou reativas, onde as potências injetadas na barra são iguais às que deixam a barra por meio de algum elemento interno da rede. As equações matemáticas que definem as potências são apresentadas em (2.1) e (2.2). A convenção adotada é que a injeção de potência tem sinal positivo, enquanto a potência que sai da barra possui sinal negativo. Porém, o fluxo nos ramos é positivo quando sai da barra e negativo quando entra.

Os sentidos das correntes são convencionados igual ao das potências. Corrente injetada na barra têm sinal positivo e corrente que sai da barra sinal negativo, as quais podem ser observadas na Figura 1.

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (2.1)$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (2.2)$$

Onde,

$k = 1, \dots, NB$, sendo NB o número da rede

Ω_k – conjunto das barras vizinhas da barra k

V_k, V_m - magnitudes das tensões das barras terminais do ramo $k - m$

θ_k, θ_m - ângulos das tensões das barras terminais do ramo $k - m$

P_{km} - fluxo de potência ativa no ramo $k - m$

Q_{km} - fluxo de potência reativa no ramo $k - m$

Q_k^{sh} - componente da injeção de potência reativa devida ao elemento shunt da barra k ($Q_k^{sh} = b_k^{sh} V_k^2$, sendo b_k^{sh} a susceptância shunt ligada à barra k)

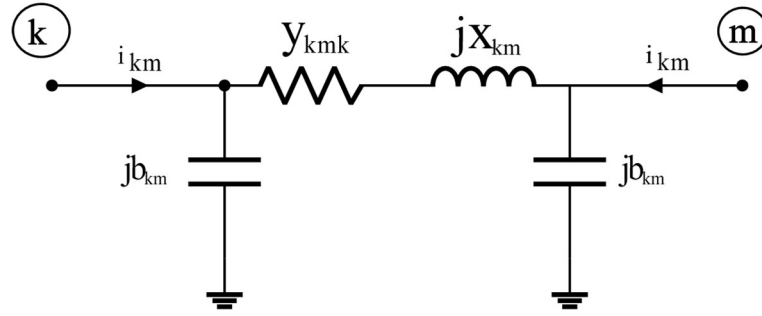
Fonte: [3]

2.1.1 Modelagem de linha de transmissão

As LTs desempenham um papel fundamental na condução eficiente do fluxo de potência, garantindo o escoamento da energia gerada para atender às demandas da carga. O projeto de uma LT envolve cálculos elétricos e mecânicos [5], considerando aspectos elétricos, como o nível de tensão, e aspectos construtivos, como o comprimento. Neste capítulo, o foco é nos aspectos elétricos fundamentais dos parâmetros das LTs, que correspondem às suas características elétricas.

No dimensionamento das LTs, utiliza-se a classificação em relação ao comprimento, que podem ser especificadas em curtas, médias e longas. Linhas curtas são aquelas com até 80 km, linhas médias têm extensão entre 80 km e 250 km, enquanto linhas longas abrangem distâncias acima de 250 km [6].

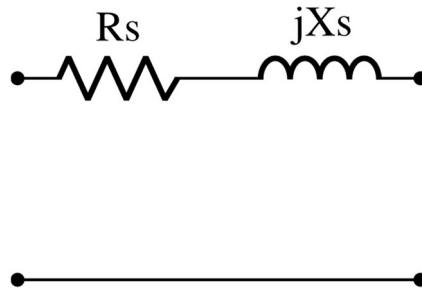
Em LTs médias, é adotado o modelo π -nominal, que consiste a impedância série e inclusão de admitâncias shunts em cada terminal da LT, esse modelo é visualizado na Figura 2.

Figura 2 - Modelagem π -nominal para linha de transmissão

Fonte: O autor (2024), adaptada de [3]

Para LTs curtas, são desconsideradas as admitâncias em paralelo, onde resulta no modelo de impedância série ($R_s + jX_s$) a qual pode ser visto na Figura 3.

Figura 3 - Modelagem impedância série para linha de transmissão.



Fonte: O autor (2023), adaptada de [6]

Em relação às LTs longas, adota-se o modelo π – *nominal*, semelhante ao usado em linhas médias, porém é aplicada correções matemáticas para obter o modelo π – *equivalente*. A principal distinção entre os dois modelos é que π – *equivalente* considera os parâmetros em função do comprimento da linha, através de correção matemática, enquanto o modelo π – *nominal* a modelagem dos parâmetros é de forma concentrada [6].

Na Figura 1, nota-se a presença da corrente I_{km} representada em (2.3), que é resultante de componentes série e *shunt*. Seu cálculo é realizado a partir das tensões terminais E_k e E_m representadas em (2.4), utilizando-se também os parâmetros do modelo equivalente π – *equivalente*.

$$I_{km} = y_{km}(E_k - E_m) + jb_{km}^{sh}E_k \quad (2.3)$$

Os quais

$$E_k = V_k e^{j\theta_k}; E_m = V_m e^{j\theta_m} \quad (2.4)$$

2.1.2 Modelagem de transformadores

Com a intenção de elevar o nível de tensão da geração para reduzir as perdas por efeito Joule com a transmissão de energia e diminuir o nível de tensão para fornecimento de energias às cargas, é aplicado um dos elementos mais importantes para o sistema elétrico, que são os transformadores. Sua modelagem, em estudos de fluxo e potência, é feita somente com a representação de uma impedância, as quais representam os enrolamentos e fluxo de dispersão no primário e secundário.

A modelagem de transformadores (em fase e defasadores) é principalmente composta por admitâncias série y_{km} e um transformador ideal, com relação de transformação $1:t$. No caso de um transformador em-fase, t é um valor numérico real, enquanto para o defasador, t é um número complexo $t = ae^{j\theta}$ [3].

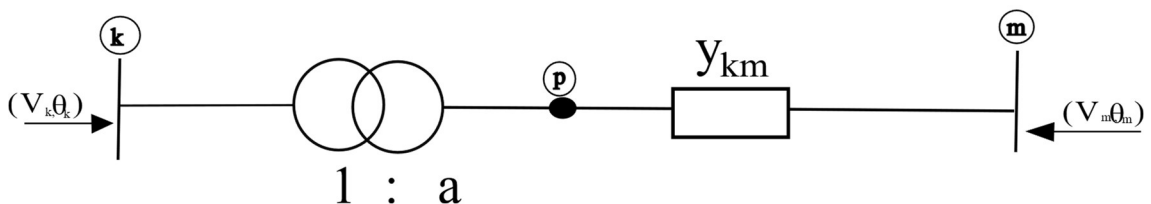
Observa-se na Figura 4 a representação da modelagem para o transformador em fase. Para este tipo de transformador, temos que a relação entre as tensões nos terminais é dada por

$$\frac{V_p}{V_k} = a \quad (2.5)$$

Sendo $\theta_k = \theta_p$

$$\frac{E_p}{E_k} = \frac{V_p e^{j\theta_p}}{V_k e^{j\theta_k}} = a \quad (2.6)$$

Figura 4 - Equivalente para transformador.



Fonte: O autor, adaptado [3]

Na circunstância que o transformador representado entre k – p na Figura 4 é ideal, considera-se então que não há dissipação de potência, as potências complexas de entrada e saída são iguais.

A potência complexa é definida pela equação a seguir.

$$S_{km}^* = E_k^* \cdot I_{km} = P_{km} - jQ_{km} \quad (2.7)$$

Determinando assim, as potências ativas e reativas:

$$P_{km} = (a_{km}V_k)^2 g_{km} - (a_{km}V_k)V_m g_{km} \cos(\theta_{km}) - (a_{km}V_k)V_m b_{km} \sin(\theta_{km}) \quad (2.8)$$

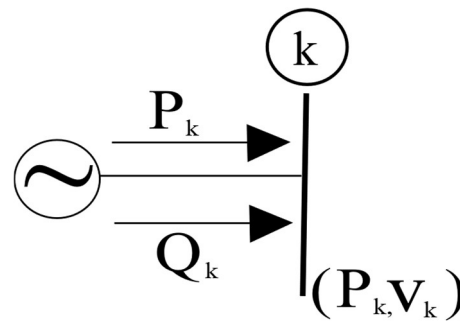
$$Q_{km} = -(a_{km}V_k)^2 b_{km} + (a_{km}V_k)V_m b_{km} \cos(\theta_{km}) - (a_{km}V_k)V_m g_{km} \sin(\theta_{km}) \quad (2.9)$$

2.1.3 Modelagem das centrais geradoras

A modelagem precisa das fontes de geração no SIN é crucial para as análises de fluxo de potência, uma vez que essas representações refletem diretamente a produção de energia destinada à transmissão. A representação das centrais geradoras envolve a definição da potência ativa e reativa a ser injetada no sistema elétrico, dessa forma, representando um papel de grande importância na análise do sistema energético. Para melhor entendimento do fluxo de carga, há necessidade de esclarecer que a representação das barras de conexão da geração é classificada como PV (Potência e tensão constante) ou Vθ (Tensão e ângulo constantes).

O presente estudo tem seu foco voltado para fontes renováveis, sendo abordada especificamente a modelagem para as fontes solares e eólicas. A modelagem das fontes renováveis é realizada considerando apenas a potência ativa fornecida por cada inversor ou aerogerador, bem como a potência reativa que pode ser fornecida ou consumida, dependendo da configuração do sistema. Na Figura 5, é apresentada a modelagem para as centrais geradoras.

Figura 5 - Representação de geradores no ANAREDE.



Fonte: O autor (2024)

2.2 Análise de curto-circuito

Devido ao aumento contínuo na geração de energia, tanto de fontes renováveis como não renováveis, a rede básica tem se tornado cada vez mais interconectada, estabelecendo conexões entre diferentes regiões do país. Devido à expansão contínua do SIN, torna-se imperativo manter um monitoramento detalhado das análises de curto-circuito, com ênfase especial no exame das correntes e níveis de falta em um sistema elétrico.

O curto-circuito pode ser classificado como um evento abrupto na rede, caracterizado pela ocorrência de uma corrente anormal devido à diminuição da impedância após o contato entre pontos com diferentes potenciais elétricos.

Os estudos de curto-circuito necessitam analisar tanto as faltas equilibradas quanto as desequilibradas, como as faltas monofásicas e bifásicas. Isso difere das análises de fluxo de potência, que considera estado estacionário e, portanto, utilizam apenas as componentes de sequência positiva da modelagem.

Para realizar o estudo de curto-circuito de forma precisa, é essencial recorrer à teoria das componentes simétricas, a qual converte um sistema trifásico desequilibrado em sistemas de sequência equilibrada. Dessa forma, a modelagem eficaz requer a incorporação das impedâncias de sequência (positiva, negativa e zero) para cada componente do sistema como observado em [7].

É importante destacar que, para o estudo de curto-circuito, é uma das principais premissas a obtenção das correntes máximas de curto-circuito. Para alcançar esse objetivo, é necessário considerar o sistema em regime subtransitório ($X''d$) na

disposição definida para o período analisado, considerando todos os elementos do sistema operacionais [8].

É fundamental representar as reatâncias de sequência positiva e zero das unidades geradores e dos compensadores síncronos por meio de seus valores subtransitórios saturados [8].

2.2.1 Modelagem de linha de transmissão

Conforme discutido na subseção anterior, existem diferentes modelagens de LTs, que variam de acordo com o comprimento. Segundo [4] as linhas podem ser classificadas como curtas, médias ou longas, dependendo do nível de tensão e do comprimento. As LTs são componentes suscetíveis a exibir impedância significativas em comparação aos demais componentes do sistema, e, em certos casos, podem atuar como limitadores do curto-circuito.

A representação da LT envolve a modelagem das suas impedâncias de sequência positiva, negativa e zero. Essas características são fundamentais para a análise de curto-circuito do sistema elétrico. Na qual a impedância de sequência positiva representa o valor comumente conhecido de impedância da LT.

É importante mencionar que existem vários métodos específicos em obtenção da impedância da linha. A qual pode ser determinada por meio de cálculos ou ensaios específicos [4].

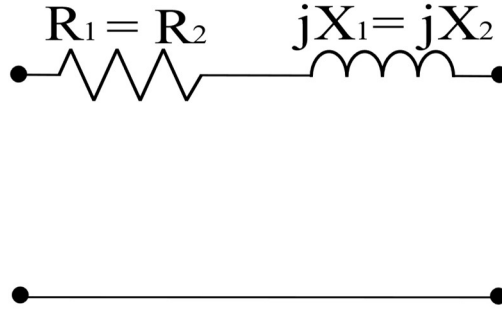
Para o ensaio de determinação da impedância, são aplicadas tensões trifásicas equilibradas na entrada da linha, enquanto a sua saída é curto-circuitada. A partir desse procedimento, é possível obter a impedância de sequência positiva utilizando (2.10).

$$Z_1 = \frac{E_{a1}}{I_{a1}} \quad (2.10)$$

Sabe-se que, uma das características importante da LT é ser um elemento estático do sistema elétrico, sendo seu funcionamento idêntico para qualquer sequência de fase balanceada em regime permanente. Portanto, a impedância por fase de sequência negativa é igual à de sequência positiva [4]. Observa-se na Figura

6 a representação da impedância para sequência positiva e negativa, sendo que R_1 e X_1 são de sequência positiva e R_2 e X_2 de sequência negativa.

Figura 6 - Representação de circuito de sequência positiva e negativa.



Fonte: O autor (2024)

A obtenção analítica da impedância de sequência zero pode ser realizada seguindo a abordagem apresentada em [9], no qual se destaca que a impedância de sequência zero é influenciada pela resistividade média do solo sob a linha, a altura média da linha em relação ao solo, a frequência elétrica do sistema de energia e as características do condutor da linha.

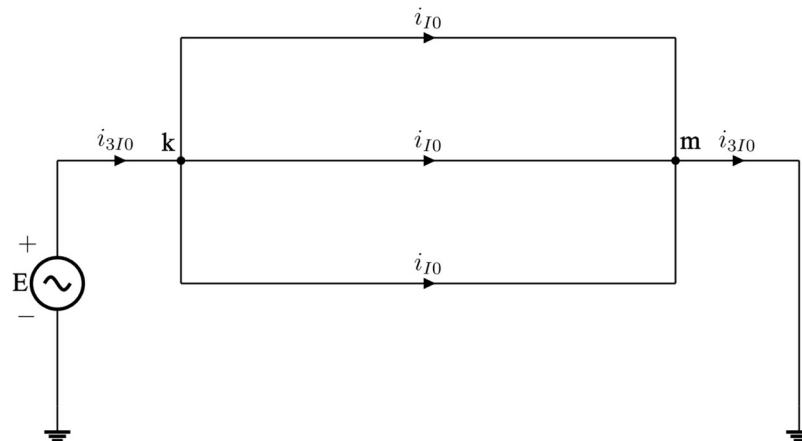
Nas configurações de circuitos trifásicos, as correntes de sequência zero são uniformes em cada fase, como pode ser observado na Figura 7, e elas são compelidas a retornar através de rotas alternativas, distintas dos condutores principais da linha. Essas rotas alternativas podem incluir cabos para-raios ou mesmo o solo sob o trajeto da linha [4]. Obtém-se o valor da impedância zero pela seguinte (2.11).

$$Z_0 = \frac{E}{I_0} \quad (2.11)$$

Além disso, é viável determinar o valor da impedância de sequência zero por meio de medições, levando em conta a resistividade do solo [4]. Também, há possibilidade estimar a impedância de sequência zero obedecendo a equação (2.12).

$$2Z_1 \leq Z_0 \leq 6Z_1 \quad (2.12)$$

Figura 7 - Trajeto de corrente de sequência zero.



Fonte: O autor (2024)

2.2.2 Modelagem de transformadores

Os transformadores de potência são equipamentos cruciais na composição do sistema elétrico, pois desempenham importante papel na conexão de diferentes níveis de tensão. Quanto ao seu comportamento em situações de falta, são modelados por meio das impedâncias equivalentes de sequência [4].

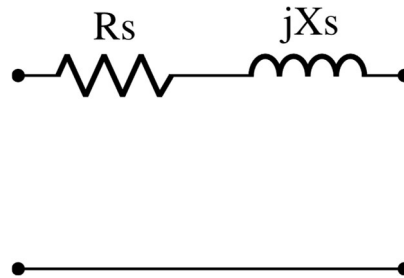
Entre os principais aspectos a considerar no estudo de curto-circuito, encontra-se o uso das componentes de sequência, como já visto anteriormente. Contudo, no caso do transformador, é necessário também avaliar o tipo de ligação e as características construtivas do enrolamento, pois essas alterações impactam nas configurações de sequência zero, o que apresenta alteração na alocação da impedância de sequência zero.

Devido ao fato de que a corrente originada por uma falha tem um valor substancialmente maior em comparação com a corrente de magnetização do transformador, torna-se viável ignorá-la durante as análises de falha, o que permite simplificar o modelo para incluir apenas resistência e reatância série, como vista na Figura 8.

Sobre os aspectos construtivos dos transformadores e os tipos de ligação que podem alterar as configurações de sequência zero, é relevante compreender a construção do núcleo que pode ser do tipo envolvido ou envolvente. Essas opções

diferem principalmente em características de custo, qualidade de acoplamento, eficiência e robustez.

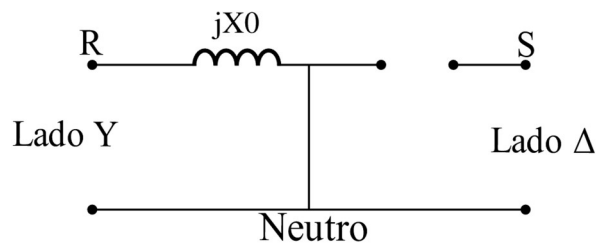
Figura 8 - Modelo transformador para análise de faltas.



Fonte: O autor (2024)

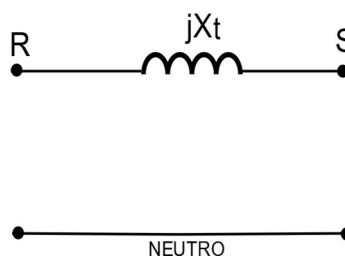
As configurações de ligação com maior frequência que são encontradas no SIN, são as ligações estrela aterrada – delta ($Y_n - \Delta$) e estrela aterrada – estrela aterrada ($Y_n - Y_n$). Além do SIN, essas ligações são bastante utilizadas em níveis de tensão para o atendimento às cargas. Nas Figura 9 e Figura 10, podem ser observados os circuitos equivalentes para esses dois tipos de ligações.

Figura 9 - Representação ligação estrela - delta.



Fonte: O autor (2024)

Figura 10 - Representação ligação estrela aterrada - estrela aterrada.

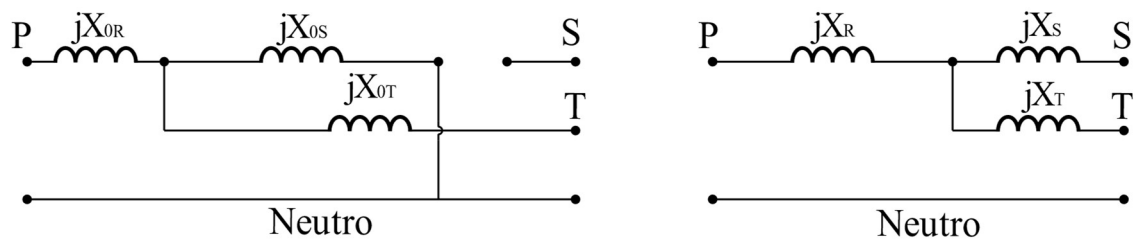


Fonte: O autor (2024)

Além das ligações enrolamentos. Com a adição desse terceiro enrolamento, obtêm-se uma configuração que inclui um nível de média tensão, o que difere do modelo padrão dos transformadores usuais, que normalmente proporcionam apenas os níveis de alta e baixa tensão. Dessa forma, nos transformadores com terciário, é possível ter os seguintes níveis de tensão: alta, média e baixa.

O modelo desenvolvido para o equivalente dos transformadores com terciário pode ser observado na Figura 11, na qual são representadas as impedâncias de sequência positiva e sequência zero utilizando a ligação estrela aterrada -estrela aterrada – delta (YnynD). Esse modelo é fundamental para as análises de curto-circuito e para a compreensão do comportamento do transformador perante diferentes situações de falta.

Figura 11 - Impedâncias de sequência zero e positiva para transformadores de três enrolamentos.



Fonte: O autor (2024), adaptado de [4].

Não tão comum, o modelo de transformadores com cinco enrolamentos, mas necessário abordar sobre para o desenvolvimento deste trabalho. Segundo [10] em um transformador de cinco enrolamentos, há dez impedâncias de curto-circuito mensuráveis entre os enrolamentos, tomadas duas a duas com os outros enrolamentos abertos. Portanto, um circuito equivalente para um transformador de cinco enrolamentos, com a corrente de excitação desprezada, deve ter cinco terminais e dez impedâncias independentes do ramo. Observa-se na Figura 12, a representação das impedâncias $Z_1, Z_2, Z_3, Z_4, Z_5, Z_6, Z_7, Z_8, Z_9$ e Z_{10} . São formuladas dez equações relacionando as dez impedâncias de curto-circuito do transformador que são $Z_{12}, Z_{13}, Z_{14}, Z_{15}, Z_{23}, Z_{24}, Z_{25}, Z_{34}, Z_{35},$ e Z_{45} , além de Z_t que é observado em (2.23).

$$Z_{12} = Z_1 + Z_2 + \frac{Z_6}{Z_t}(Z_7 + Z_8 + Z_9 + Z_{10}) \quad (2.13)$$

$$Z_{13} = Z_1 + Z_3 + \frac{Z_6 + Z_7}{Z_t}(Z_8 + Z_9 + Z_{10}) \quad (2.14)$$

$$Z_{14} = Z_1 + Z_4 + \frac{Z_9 + Z_{10}}{Z_t}(Z_6 + Z_7 + 8) \quad (2.15)$$

$$Z_{15} = Z_1 + Z_5 + \frac{Z_{10}}{Z_t}(Z_6 + Z_7 + Z_8 + Z_{10}) \quad (2.16)$$

$$Z_{23} = Z_2 + Z_3 + \frac{Z_7}{Z_t}(Z_6 + Z_8 + Z_9 + Z_{10}) \quad (2.17)$$

$$Z_{24} = Z_2 + Z_4 + \frac{Z_7 + Z_8}{Z_t}(Z_6 + Z_9 + Z_{10}) \quad (2.18)$$

$$Z_{25} = Z_2 + Z_5 + \frac{Z_6 + Z_{10}}{Z_t}(Z_7 + Z_8 + Z_9) \quad (2.19)$$

$$Z_{34} = Z_3 + Z_4 + \frac{Z_8}{Z_t}(Z_6 + Z_7 + Z_9 + Z_{10}) \quad (2.20)$$

$$Z_{35} = Z_3 + Z_5 + \frac{Z_8 + Z_9}{Z_t}(Z_6 + Z_7 + Z_{10}) \quad (2.21)$$

$$Z_{45} = Z_4 + Z_5 + \frac{Z_9}{Z_t}(Z_6 + Z_7 + Z_8 + Z_{10}) \quad (2.22)$$

$$Z_t = Z_6 + Z_7 + Z_8 + Z_9 + Z_{10} \quad (2.23)$$

Como observa-se em [10], sabe-se que a Solução simultânea das equações acima fornece as dez impedâncias do circuito equivalente em termos das impedâncias de curto-circuito do transformador. A resolução é mais facilmente realizada por meio de adições e subtrações das dez equações iniciais para obter novas equações.

$$L = Z_{13} + Z_{24} - Z_{14} - Z_{23} \quad (2.24)$$

$$M = Z_{14} + Z_{25} - Z_{15} - Z_{24} \quad (2.25)$$

$$P = Z_{24} + Z_{35} - Z_{34} - Z_{25} \quad (2.26)$$

$$Q = Z_{13} + Z_{25} - Z_{12} - Z_{35} \quad (2.27)$$

$$S = Z_{14} + Z_{35} - Z_{13} - Z_{45} \quad (2.28)$$

$$K = Z_{12} + Z_{23} - Z_{13} \quad (2.29)$$

$$N = Z_{12} + Z_{15} - Z_{25} \quad (2.30)$$

$$O = Z_{23} + Z_{34} - Z_{24} \quad (2.31)$$

$$R = Z_{34} + Z_{45} - Z_{35} \quad (2.32)$$

$$T = Z_{15} + Z_{45} - Z_{14} \quad (2.33)$$

A partir das equações acima, para obter os valores de $Z_1, Z_2, Z_3, Z_4, Z_5, Z_6, Z_7, Z_8, Z_9$ e Z_{10} da Figura 12, faz-se:

$$Z_6 = \frac{L}{2} \left(\frac{MQ}{PS} + \frac{Q}{S} + 1 \right) + \frac{M}{2} \left(1 + \frac{Q}{P} \right) \quad (2.34)$$

$$Z_7 = \frac{P}{M} Z_6 \quad (2.35)$$

$$Z_8 = \frac{PS}{MQ} Z_6 \quad (2.36)$$

$$Z_9 = \frac{PS}{LQ} Z_6 \quad (2.37)$$

$$Z_{10} = \frac{S}{L} Z_6 \quad (2.38)$$

$$Z_1 = \frac{N}{2} - \frac{Z_6 Z_{10}}{Z_t} \quad (2.39)$$

$$Z_2 = \frac{K}{2} - \frac{Z_6 Z_7}{Z_t} \quad (2.40)$$

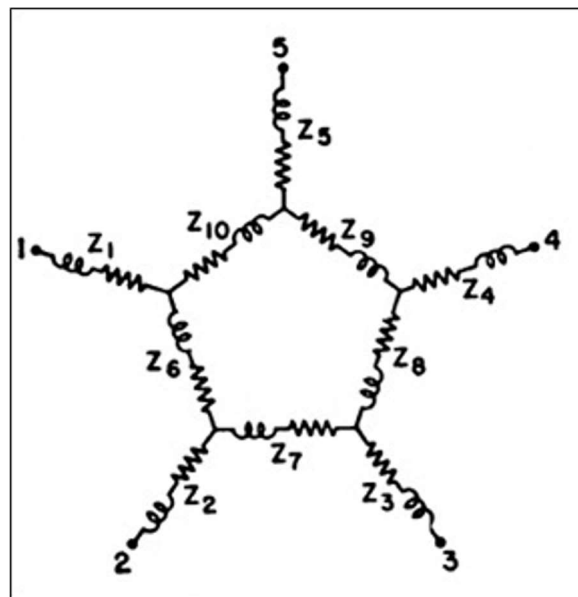
$$Z_3 = \frac{O}{2} - \frac{Z_7 Z_8}{Z_t} \quad (2.41)$$

$$Z_4 = \frac{R}{2} - \frac{Z_8 Z_9}{Z_t} \quad (2.42)$$

$$Z_5 = \frac{T}{2} - \frac{Z_9 Z_{10}}{Z_t} \quad (2.43)$$

Em [10] é visto que as impedâncias do circuito equivalente mostrado na Figura 12 são apresentadas nas equações (2.34) até (2.43) em termos de constantes determinadas a partir das impedâncias de curto-circuito do transformador, conforme definido em (2.13) até (2.33). As conexões de transformação são representadas por Z_1, Z_2, Z_3, Z_4 e Z_5 como pode-se observar em Figura 12.

Figura 12 - Modelagem transformador cinco enrolamentos.



Fonte: [8]

2.2.3 Modelagem de centrais geradoras

É imprescindível abordar a modelagem das centrais geradoras, pois durante uma falta ocorre uma injeção de corrente de curto-circuito com elevada magnitude [4]. Neste capítulo, o enfoque estará na modelagem das centrais geradoras de energia

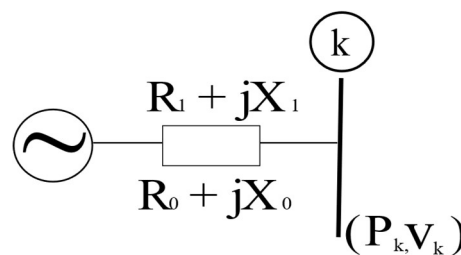
solar e eólica, tendo em vista que o trabalho é direcionado para fontes de geração renovável.

Durante uma falta no sistema, identificam-se três períodos distintos: subtransitório, transitório e regime permanente. É no período subtransitório que ocorre a maior contribuição de corrente de curto-circuito. Assim, a modelagem dos geradores é realizada considerando a impedância subtransitória.

Atualmente, existem diversos tipos de aerogeradores que empregam distintas tecnologias. Na região nordeste, os parques eólicos em operação predominantemente compostos por aerogeradores do tipo *full-converter* e *Doubly-Fed Induction Generator* (DFIG). A característica diferencial entre estes dois modelos reside no fato de que o modelo DFIG possui o estator da máquina diretamente conectado à rede, enquanto o rotor é conectado por meio de um conversor, representando em média 30% da potência total do aerogerador. Por outro lado, o modelo full-converter conecta-se à rede por meio de um conversor com a mesma potência do aerogerador.

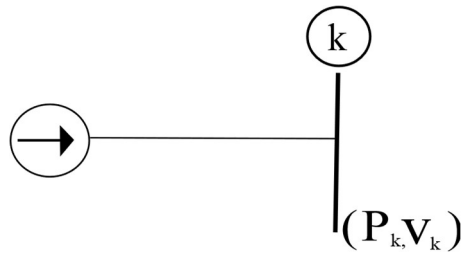
A Figura 13 e Figura 14 apresentam a modelagem do DFIG e full-converter no ANAFAS, respectivamente. Para representar o DFIG no ANAFAS, é adotada uma fonte de tensão associada à impedância subtransitória [11]. Enquanto para a modelagem do full-converter, é utilizada uma fonte de corrente controlável conectada diretamente à rede

Figura 13 - Modelagem DFIG ANAFAS.



Fonte: O autor (2024)

Figura 14 - Modelagem *full-converter* ANAFAS.



Fonte: O autor (2024)

3 APRESENTAÇÃO DA REDE EM ESTUDO

A região em que será instalado o complexo eólico, descrito nos próximos capítulos, é o sul da Bahia. Este local apresenta um considerável potencial de geração eólica, destacando-se por suas características topográficas, sazonalidade e climas propícios. De acordo com [12], a Bahia lidera a geração eólica no Brasil, contribuindo com mais de 30% de toda a produção nacional dessa fonte de energia. No último ano (2023) foi registrado um recorde, com a inauguração de 50 usinas de energia eólica, representando um marco histórico no investimento iniciado em 2012.

Atualmente, devido à alta demanda de escoamento da potência gerada entre o sul da Bahia e o Norte de Minas, o governo percebeu a necessidade de reforço nessa região. Dessa forma, um leilão foi promovido para atender a essa demanda específica, considerando a sobrecarga do sistema.

Conforme informações em [13], o leilão de transmissão 1/2023, realizado em 30/06 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e pelo Ministério de Minas e Energia (MME), ofertou 9 lotes. Dentre eles, o Lote 1 abrange linhas de transmissão com extensão de 1.116 km nos estados da Bahia e de Minas Gerais. O Lote 2 envolve a construção de linhas de transmissão com 1.614 km nos estados da Bahia e de Minas Gerais. O Lote 5 inclui 1.006 km em linhas de transmissão nos estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo. Assim, observa-se que, dos 9 lotes, 3 particularmente abrangem a região da Bahia e Minas Gerais.

Assim, torna-se evidente a relevância dessa região para o sistema elétrico brasileiro. A seguir na Figura 15, apresenta-se a topologia da região, destacando os barramentos das principais subestações que compõem a área mencionada anteriormente onde são observados dois cenários, sem o complexo eólico com destaque ao barramento da SE Gentio do Ouro II e outro cenário com destaque à usina eólica. Além disso, observa-se na Figura 16 e Figura 17 o mapa da região utilizados e divulgados pelas principais empresas do sistema elétrico brasileiro ONS e EPE. Destaca-se também nos mapas a SE Gentio do Ouro II, é possível observar também algumas informações de gerações próximas, corroborando ainda mais sobre a grande importância dessa região em estudo no âmbito de geração para o SIN.

Figura 15 - Diagrama da Região de estudo.

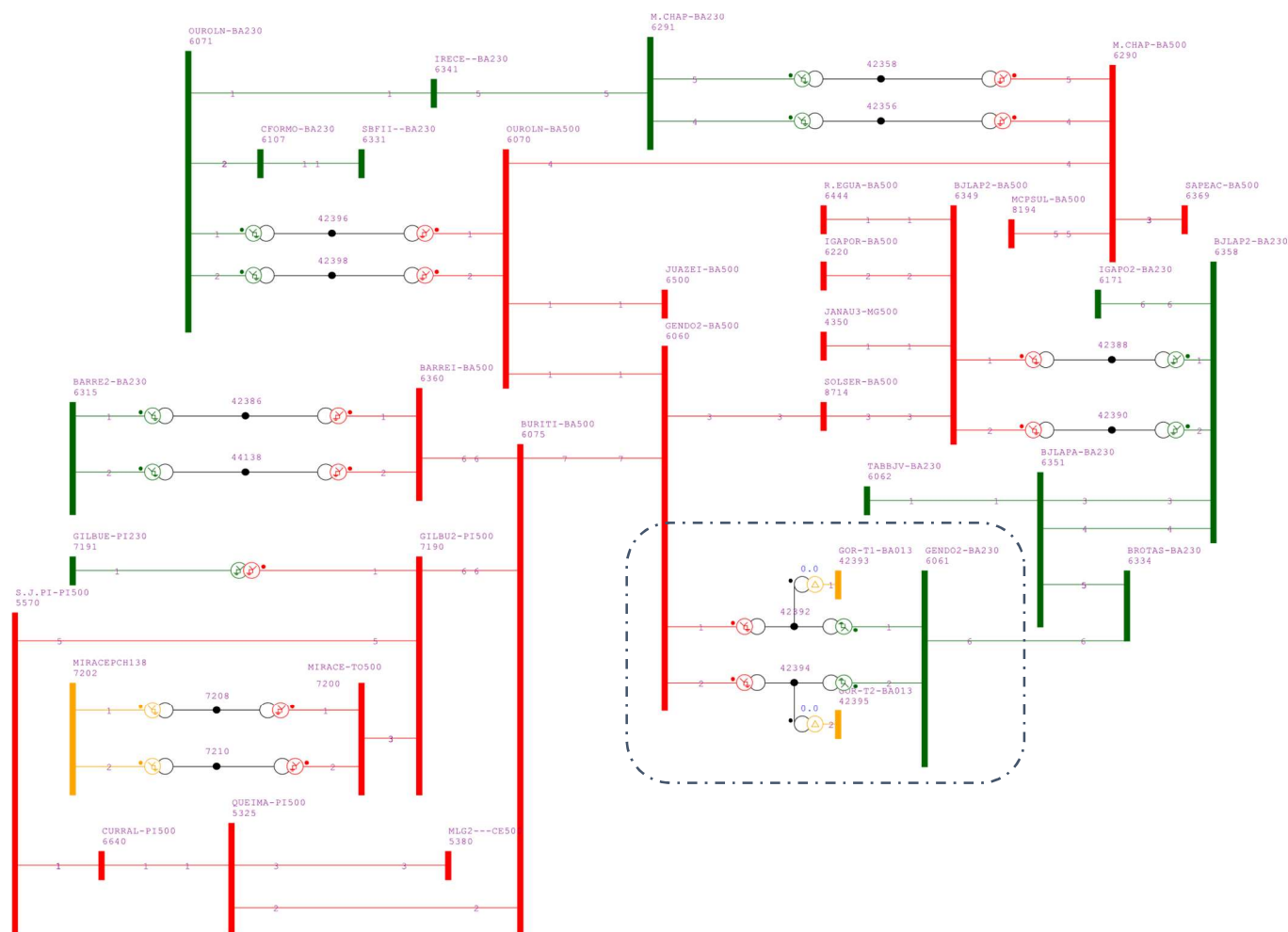
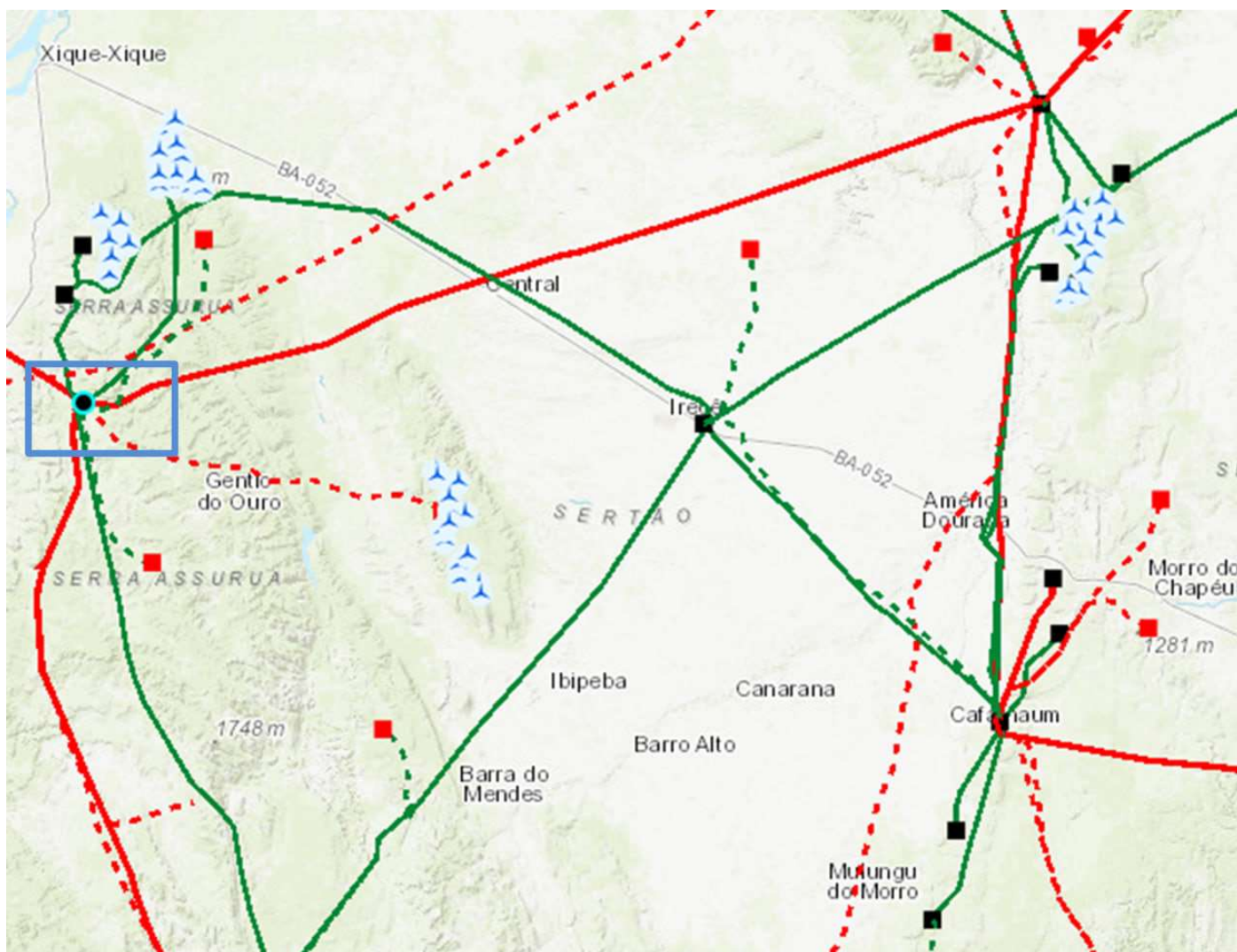
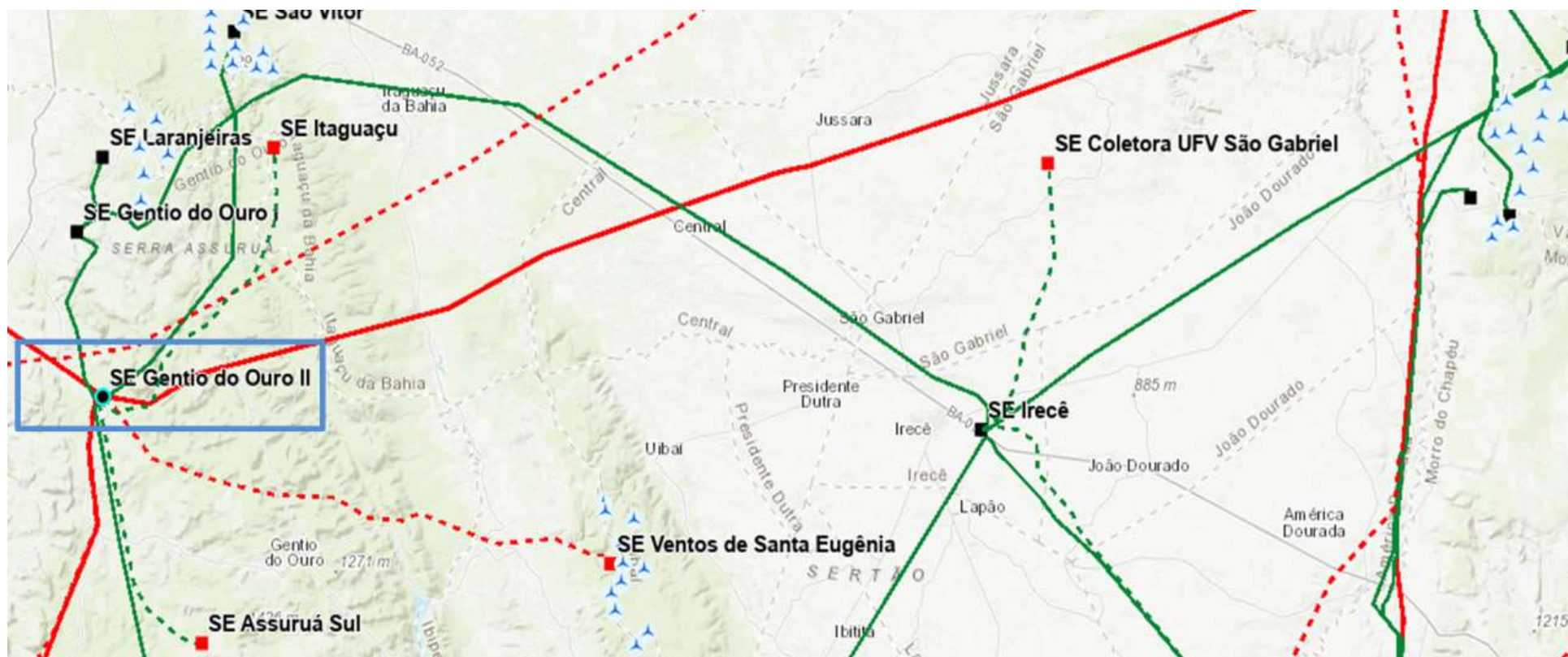


Figura 16 - Região da localização da SE Gentio do Ouro II.



Fonte: EPE (<https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>)

Figura 17 - Região de estudo com destaque a SE Gentio do Ouro II.



Fonte: EPE (<https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>)

4 ANÁLISES ELÉTRICAS

Neste capítulo, serão destacadas as análises a serem conduzidas com base na teoria abordada. O propósito deste trabalho é evidenciar as análises elétricas fundamentais para a integração de geração ao SIN.

Em seguida, serão expostos os resultados derivados das simulações, os quais influenciarão as decisões relacionadas à implementação da geração.

Os estudos apresentados, seguem metodologia conforme os Procedimentos de Rede do ONS, as simulações são realizadas nos programas do CEPEL, utilizando os casos disponibilizados pelo ONS e seguindo suas premissas e diretrizes para os estudos elétricos.

4.1 Metodologia

As seguintes simulações de fluxo de potência e curto-circuito serão conduzidas seguindo os procedimentos que atendem às especificações solicitadas pelo ONS, visando a obtenção dos dados necessários para avaliar a viabilidade da inserção do parque ao SIN.

Inicialmente, realiza-se a modelagem do parque com os parâmetros da rede interna para representar a potência de escoamento, necessária para a análise de fluxo, e a contribuição da corrente de curto-circuito, essencial para a análise de curto-circuito. Todo o processo de modelagem, incluindo a modelagem das centrais geradores, transformadores e LT, segue a metodologia apresentada no parágrafo 2.

Após a modelagem correta, procede-se à integração do parque ao PAC nos casos bases fornecidos pelo ONS. Primeiramente, é necessário escolher um horizonte de entrada (ano de operação do parque), seguindo pela conexão da central geradora ao SIN.

Na simulação de fluxo de potência, são realizados procedimentos para obter o carregamento dos equipamentos em regime normal de operação. Dessa forma, a análise de fluxo de potência busca observar os efeitos de carregamento nos equipamentos, tanto presentes quanto futuros, após a entrada em operação da nova central geradora. Durante a simulação de fluxo, destaca-se a importância da análise

de perda intempestiva, que simula um corte repentino de toda a geração, avaliando a variação de tensão resultante na região, a qual não deve exceder 5%. Além disso, são realizadas simulações de contingência (N-1) que simulam a operação do sistema com a perda de um equipamento de transmissão, seja uma LT ou um transformador de potência. Assim, por meio da análise de contingência, verifica-se se ocorrerá sobrecarga em outros equipamentos após a perda de um equipamento de transmissão. Essa análise é conduzida tanto com o parque quanto sem, visando observar se a entrada em operação do parque está causando sobrecargas.

Na simulação de curto-circuito, são realizados procedimentos para obter a elevação do curto-circuito nos barramentos vizinhos ao PAC. É feito o levantamento de curto-circuito monofásico e trifásico antes e após a inserção do parque, permitindo a comparação da porcentagem de aumento em cada um dos barramentos. Além disso, é conduzida uma análise para determinar se a corrente superou o disjuntor em cada barramento. Caso haja superação, é necessário realizar um estudo aprofundado de todos os elementos naquela barra para decidir se a substituição do disjuntor é necessária devido a superação por corrente de curto-circuito.

4.2 Premissas

As premissas para estudos elétricos são validadas a partir do Submódulo 2.3 do ONS, o qual informa que as premissas e critérios derivam da experiência adquirida nos estudos elétricos conduzidos pelo ONS e são continuamente revisados, expandidos e ajustados conforme o avanço das técnicas de planejamento, projeto e operação do sistema, bem como a evolução topológica do SIN [8].

4.2.1 Fluxo de potência

Para os estudos de fluxo de potência, segundo [8] em regime permanente, é necessário representar as cargas com potência constante de 100% tanto para a parte ativa quanto para a reativa. Além disso, de acordo com [8] os limites de carga das linhas de transmissão, transformadores e autotransformadores já instalados são estabelecidos conforme Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST).

Consta também em [8] que os estudos de fluxo de potência devem englobar não apenas a condição operacional normal, mas também a análise de contingência envolvendo linhas de transmissão, transformadores e outros equipamentos que integram o sistema elétrico. Tendo como propósito estabelecer medidas necessárias para garantir a operação do SIN sem ultrapassar os limites preestabelecidos de tensão e carregamento.

4.2.2 Curto-circuito

Para os estudos de curto-circuito, a análise da variação nos níveis de curto-circuito (monofásico e trifásico) requer uma comparação quantitativa entre a configuração do sistema sem a geração que se conectará na nova topologia e a inclusão da nova geração. O nível de curto-circuito na barra deve ser confrontado com o valor da capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores do barramento, considerando curtos monofásicos e trifásicos. Neste estudo apenas é observado os valores dos curto-circuito monofásico e trifásico pois representam as condições mais severas para avaliação de curto-circuito.

Segundo [8] com o intuito de determinar a corrente máxima de curto-circuito, é necessário considerar o sistema em regime subtransitário ($X''d$) na configuração estabelecida para o horizonte de estudo, com todos os componentes operacionais, denominada usualmente de configuração de curto-circuito máximo. As usinas eólicas devem ser incorporadas nos estudos de curto-circuito, levando em consideração a tecnologia empregada nos aerogeradores e os valores das contribuições correspondentes aos curtos-circuitos. Para avaliar a capacidade dos disjuntores em forma preliminar, os estudos devem ser conduzidos em relação à corrente de interrupção simétrica. Caso haja superação do disjuntor de menor capacidade simétrica conectado ao barramento em análise, estudos detalhados são realizados para identificar a real condição dos disjuntores quanto a corrente passante.

4.3 Análise do empreendimento de geração

O parque eólico objetivo de análise está localizado no estado da Bahia e irá ser conectado no barramento de 230 kV da SE Gentio do Ouro II. Com uma capacidade total instalada de 288 MW, este empreendimento é composto por 64 aerogeradores, sendo que cada aerogerador possui uma potência de 4,5 MW Vestas V150 como observado em [14]. A Tabela 1 apresenta detalhes sobre o número de aerogeradores e suas potências nominais que constituem o projeto.

Tabela 1 - Dados do aerogerador do parque eólico.

Aerogerador	Potência (MW)	Tensão (V)	Corrente Nominal (A)
Vestas V150	4,5	720	3600

4.4 Parâmetros de rede interna

Os parâmetros da rede interna desempenham um papel crucial ao permitir a modelagem computacional com a inclusão do parque de geração eólica nos casos base, necessários para os estudos de curto-circuito e fluxo de potência fornecidos pelo ONS.

A estrutura da rede interna é composta pela linha de transmissão, que estabelece a ligação da subestação coletora do parque eólico até a barra de conexão ao SIN. Além disso, inclui transformadores de alta e média tensão, responsáveis por elevar a tensão de geração, proporcionando a conexão efetiva ao sistema, e pelos aerogeradores. Essa configuração é essencial para assegurar uma representação adequada e precisa da geração eólica nos cenários analisados nos estudos conduzidos pelo ONS.

A Tabela 2, Tabela 3 e Tabela 4 descrevem as características de cada um dos equipamentos que formam a rede interna da usina eólica.

Tabela 2 - Dados dos transformadores elevadores de 34,5 kV (Delta) / 0,72 (estrela aterrado) – 5,15 MVA

Potência (MVA)	Ligação	Impedância (base 100 MVA)
5,15	Dyn1	$Z_1 = 15,53 + j 191,61 \%$
		$Z_0 = 13,59 + j 160,58 \%$

Tabela 3 - Dados dos transformadores elevadores 230 kV (estrela aterrado) / 34,5 (estrela aterrado) / 34,5 (estrela aterrado) / 13,8 (delta) / 13,8 (delta) - 330 MVA

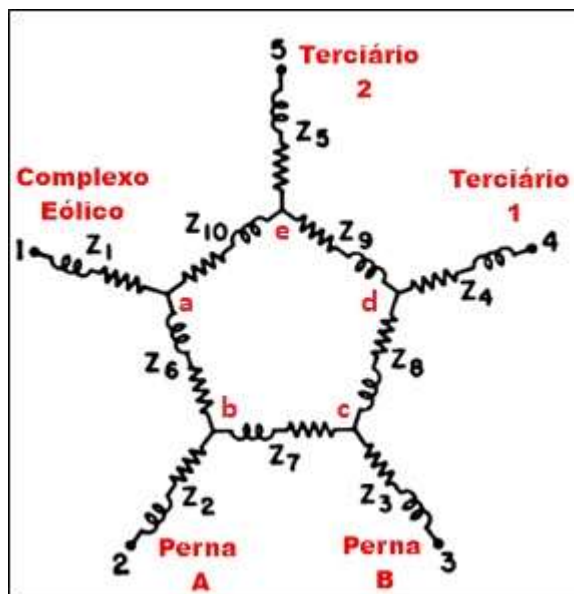
Potência (MVA)	Ligação	Impedância (base 100 MVA)
330/165-165	Ynyn0yn0d1d1	$AT - BT1 = j 8,08 \%$
		$AT - BT2 = j 8,07 \%$
		$BT1 - BT2 = j 14,95 \%$
		$BT1 - TER = j 31,78 \%$
		$BT2 - TER = j 31,78 \%$
		$TER - TER = j 94,62 \%$

Na Tabela 3, observa-se que os valores de impedância fornecidas ainda estão na base própria do transformador elevador. Nesse contexto, é implementada uma modelagem específica para transformadores de 5 enrolamentos.

Tabela 4 - Dados do transformador elevador 330/165/165 MVA

Enrolamentos	Impedância (base 100 MVA)
Z1	$0,0306 + j -191,115 \%$
Z2	$0,0003 + j 7,483 \%$
Z3	$0,0003 + j 7,475 \%$
Z4	$0,0009 + j 47,316 \%$
Z5	$0,0009 + j 47,259 \%$
Z6	$j 304,340 \%$
Z7	$- j 0,008 \%$
Z8	$- j 22,401 \%$
Z9	$j 0,054 \%$
Z10	$j 540,396 \%$

Figura 18 - Representação da modelagem de transformador com 5 enrolamentos.



Fonte: [8]

A modelagem para transformadores de 5 enrolamentos é feita a partir de metodologia apresentada em [10] e visto no parágrafo 2.2.2.

A Figura 18, apresenta modelagem resultante do transformador de 5 enrolamentos, destinado às simulações de fluxo e curto. Os valores de impedâncias estão detalhados na Tabela 4, onde as impedâncias estão expressas na base de 100 MVA. É relevante destacar que, para o aterramento da ligação dos enrolamentos em 34,5 kV, estão conectados resistores de aterramento que limitam a corrente a 1000 A. Uma resistência de aterramento de 167% (base de 100 MVA) é empregada nesse processo.

Tabela 5 - Parâmetros de sequência da LT SE Gentio do Ouro II - SE Coletora.

Circuito PI Nominal		
Extensão (km)	Impedância (base 100 MVA)	Susceptância (μ S)
28,3	$Z_1 = 0,0956 + j 1,4684 \%$	169,2660
	$Z_0 = 1,4315 + j 4,6836 \%$	

Os valores de impedância para os diversos arranjos de condutores na rede de média tensão (RMT) são apresentados na Tabela 6. A modelagem é derivada dos

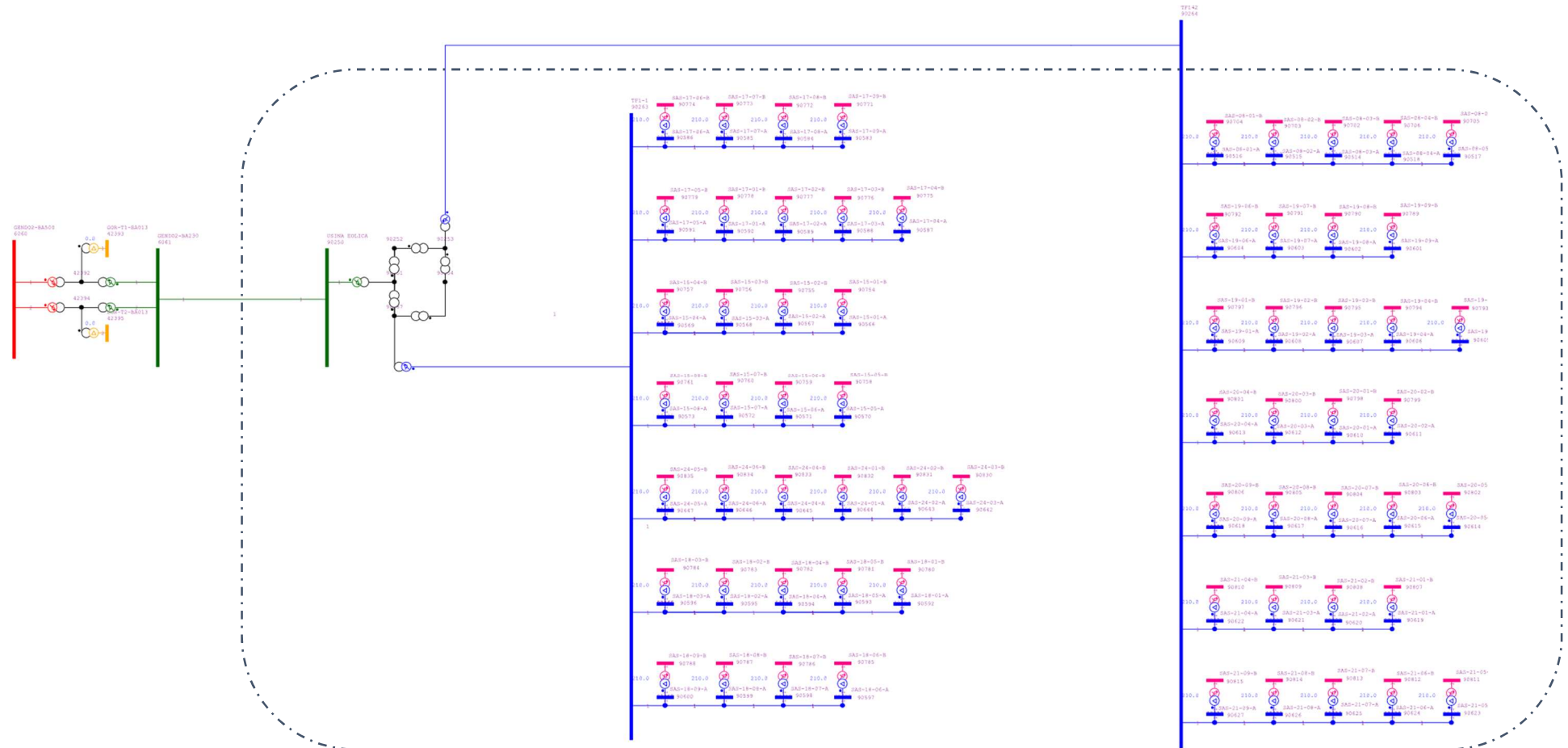
valores em ohm/km fornecidos para cada cabo, seguida da multiplicação desses valores pela respectiva distância dos trechos.

Tabela 6 - Dados das impedâncias de RMT.

Modelo do condutor	Impedância (Ω/km)
1x3xCA Columbine 1351,5 MCM	$Z_1 = 0,045 + j 0,359$
	$Z_0 = 0,221 + j 2,104$
1x3xCA Magnolia 954 MCM	$Z_1 = 0,061 + j 0,373$
	$Z_0 = 0,238 + j 2,118$
1x3xCA Orchid 636 MCM	$Z_1 = 0,090 + j 0,388$
	$Z_0 = 0,267 + j 2,134$
1x3xCA Petunia 750 MCM	$Z_1 = 0,077 + j 0,382$
	$Z_0 = 0,253 + j 2,127$
1x3xCA Tulip 336,4 MCM	$Z_1 = 0,169 + j 0,414$
	$Z_0 = 0,345 + j 2,159$
1x3 XLPE 90 (120 mm ²)	$Z_1 = 0,318 + j 0,162$
1x3 XLPE 90 (120 mm ²)	$Z_0 = 0,956 + j 0,484$
1x3 XLPE 90 (95 mm ²)	$Z_1 = 0,411 + j 0,157$
	$Z_0 = 1,233 + j 0,471$
2x3xCA Orchid 636 MCM	$Z_1 = 0,046 + j 0,259$
	$Z_0 = 0,222 + j 2,008$
2x3xCA Petunia 750 MCM	$Z_1 = 0,039 + j 0,256$
	$Z_0 = 0,215 + j 2,005$
2x3xCA Tulip 336,4 MCM	$Z_1 = 0,085 + j 0,272$
	$Z_0 = 0,262 + j 2,022$

Observa-se a seguir na Figura 19 a modelagem da rede interna do parque com interligação a subestação Gentio do Ouro II através da linha de transmissão. Além disso, pode-se observar a modelagem do transformador de cinco enrolamentos e dos transformadores dos aerogeradores, além de toda as conexões internas dos aerogeradores até a subestação coletora.

Figura 19 - Subestação Gentio do Ouro II com interligação do complexo eólico.



Fonte: O autor (2024)

4.5 Simulação de fluxo de potência no ANAREDE

A simulação de fluxo de potência foi realizada no software ANAREDE Versão 11.7.0, desenvolvido pelo CEPEL [15]. O procedimento adotado está de acordo com as diretrizes mencionadas anteriormente neste trabalho, em conformidade com os padrões de rede estabelecido pelo ONS.

Como procedimento padrão para o estudo de fluxo de potência o ONS orienta que para a realização dos estudos de acesso às instalações de transmissão das regiões norte e nordeste deverão ser analisados os cenários nordestes exportador cargas médias e leve para o horizonte previsto de acesso da geração. Considerar 100% da potência contratada na subestação a ser acessada e realizar as devidas adequações no caso base disponibilizado de modo a retratar a configuração de transmissão e geração prevista para a data de entrada do empreendimento.

Os casos e cenários de intercâmbio com as premissas gerais e de análise de acesso no horizonte 2024, dessa forma, tem-se:

- Cenário 1: Nordeste Exportador 2024/2025, patamar de carga média;
- Cenário 2: Nordeste Exportador 2024/2025, patamar de carga leve.

As análises conduzidas no estudo de fluxo de potência têm como objetivo avaliar o impacto na rede básica de contingência relacionadas as LT e transformadores nas proximidades do PAC. Caso sejam identificadas violações nos limites de tensão e carregamento, tanto em regime normal quanto de emergência durante as contingências simples, procede-se a uma verificação detalhada para determinar se a entrada em operação do complexo eólico é a causa das violações em cada situação. Além disso, é realizado uma avaliação do impacto nas tensões da rede básica em decorrência da perda intempestiva do parque eólico.

Essa avaliação é conduzida considerando o ajuste dos taps dos transformadores da região fixos, e busca-se avaliar se a diferença nas tensões antes e depois da perda intempestiva se ultrapassar 5% de variação de tensão. Este critério é essencial para compreender o potencial impacto da súbita perda do complexo eólico nas condições elétrica da rede básica.

Na Tabela 7, observa-se a faixa dos limites de tensão considerados para cada nível de tensão, tais limites são definidos pelo ONS nos procedimentos de rede [2].

Tabela 7 - Faixa limite de tensão admissível entre fases a 60Hz

Tensão nominal das barras	Condição Normal		Condição operativa sob contingência	
(kV)	(kV)	(pu)	(kV)	(pu)
< 230	-	0,95 a 1,05	-	0,90 a 1,05
230	218 a 242	0,95 a 1,05	207 a 242	0,90 a 1,05
345	328 a 362	0,95 a 1,05	311 a 362	0,90 a 1,05
440	418 a 460	0,95 a 1,046	396 a 460	0,90 a 1,046
500	500 a 550	1,00 a 1,10	475 a 550	0,95 a 1,10
525	500 a 550	0,95 a 1,048	475 a 550	0,90 a 1,048
765	690 a 800	0,90 a 1,046	690 a 880	0,90 a 1,046

Fonte: ONS, 2022

Também é informado em [2] que os limites de tensão nas barras da rede básica, relacionados ao acesso de agentes de distribuição ou consumidores, podem ser ajustados para atender às suas exigências. Contudo, é fundamental garantir o respeito dos limites específicos dos equipamentos, especialmente no que diz respeito à não ultrapassagem dos limites superiores das faixas admissíveis. Isso é essencial para preservar o desempenho do SIN e requer a aprovação do agente de transmissão envolvido.

Na Tabela 8 são listadas as contingências que serão simuladas nos casos base para os dois cenários, permitindo a verificação da ocorrência ou não de violações nos limites de operação dos equipamentos da rede básica. Destaca-se a primeira coluna da tabela, identificando a numeração sequencial das contingências. É relevante observar que a condição de emergência adotada, conforme estabelecido nos procedimentos de rede [2], é de N-1. Portanto, das contingências listadas, cada uma será aplicada individualmente, seguindo o procedimento sequencial.

Tabela 8 - Contingências simuladas no cabo base.

Nº de identificação	Equipamento
1	LT 230 kV Ouroândia - Campo Formoso, C2
2	LT 230 kV Irecê – Ouroândia, C1
3	ATR Ouroândia 500/230 kV, T1

Nº de identificação	Equipamento
4	ATR Ouroândia 500/230 kV, T2
5	LT 230 kV Morro do Chapéu II – Irecê, C1
6	LT 230 kV Morro do Chapéu II – Irecê, C2
7	ATR Morro do Chapéu II 500/230 kV, T1
8	LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu, C1
9	LT 500 kV Ouroândia – Morro do Chapéu II, C1
10	LT 500 kV Juazeiro- Ouroândia, C1
11	LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ouroândia, C1
12	LT 500 kV Gentio do Ouro II – Sol do Sertão, C1
13	LT 500 kV Buritirama – Gentio do Ouro II, C1
14	ATR Gentio do Ouro II 500/230 kV, T1
15	ATR Gentio do Ouro II 500/230 kV, T2
16	LT 230 kV Brotas de Macaúbas – Gentio do Ouro II, C1
17	LT 230 kV Brotas de Macaúbas – Bom Jesus da Lapa, C1
18	LT 230 kV Bom Jesus da Lapa – Bom Jesus da Lapa II, C1
19	ATR Bom Jesus da Lapa II 500/230 kV, T1
20	LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Janaúba III, C1

A Tabela 9 exibe as comparações das tensões nos barramentos adjacentes à SE Gentio do Ouro II 500 kV para o cenário Nordeste Exportador 2024/2025, carga média. Essa análise é realizada tanto em regime normal quanto na perda intempestiva do complexo eólico, especificamente na perda da LT 230 kV SE Coletora – Gentio do Ouro II C1. Dessa forma, é possível observar o perfil de tensão tanto no caso base quanto na ocorrência da perda intempestiva do empreendimento.

Tabela 9 - Comparação de tensão para perda intempestiva do parque eólico cenário 1.

Nome da Barra	Regime Normal (pu)	Perda Intempestiva (pu)	ΔV (%)
Janaúba III 500 kV	1,109	1,114	0,50%
Queimada Nova II 500 kV	1,048	1,050	0,20%
Milagres II 500 kV	1,050	1,051	0,10%
São João do Piauí 500 kV	1,080	1,082	0,20%
Gentio do Ouro II 500 kV	1,062	1,062	0,00%
Gentio do Ouro II 230 kV	0,981	0,978	-0,30%
Ouroândia 500 kV	1,090	1,091	0,10%
Ouroândia 230 kV	0,995	0,996	0,10%
Buritirama 500 kV	1,063	1,066	0,30%
Campo Formoso 230 kV	1,013	1,014	0,10%
Igaporã II 230 kV	0,998	1,002	0,40%
Igaporã II 500 kV	1,097	1,102	0,50%
Morro do Chapéu II 500 kV	1,068	1,070	0,20%
Morro do Chapéu II 230 kV	0,998	1,000	0,20%
Barreiras II 230 kV	1,010	1,015	0,50%
Brotas de Macaúbas 230 kV	1,014	1,015	0,10%

Nome da Barra	Regime Normal (pu)	Perda Intempestiva (pu)	ΔV (%)
Irecê 230 kV	1,001	1,002	0,10%
Bom Jesus da Lapa II 500 kV	1,071	1,077	0,60%
Bom Jesus da Lapa 230 kV	0,983	0,987	0,40%
Bom Jesus da Lapa II 230 kV	0,982	0,987	0,50%
Barreiras II 500 kV	1,068	1,073	0,50%
Sapeaçu 500 kV	1,004	1,010	0,60%
Rio das Éguas 500 kV	1,068	1,074	0,60%
Juazeiro III 500 kV	1,093	1,094	0,10%
Curral Novo do Piauí 500 kV	1,059	1,060	0,10%
Gilbués II 500 kV	1,066	1,070	0,40%
Gilbués II 230 kV	1,007	1,011	0,40%
Miracema 500 kV	1,071	1,074	0,30%
Sol do Sertão 500 kV	1,070	1,074	0,40%

A Tabela 10 exibe as comparações das tensões nos barramentos adjacentes à SE Gentio do Ouro II 500 kV para o cenário Nordeste Exportador 2024/2025, carga média.

Tabela 10 - Comparação de tensão para perda intempestiva do parque eólico cenário 2.

Nome da Barra	Regime Normal (pu)	Perda Intempestiva (pu)	ΔV (%)
Janaúba III 500 kV	1,126	1,132	0,60%
Queimada Nova II 500 kV	1,071	1,072	0,10%
Milagres II 500 kV	1,048	1,049	0,10%
São João do Piauí 500 kV	1,082	1,084	0,20%
Gentio do Ouro II 500 kV	1,102	1,101	-0,10%
Gentio do Ouro II 230 kV	0,972	0,967	-0,50%
Ourolândia 500 kV	1,098	1,098	0,00%
Ourolândia 230 kV	1,016	1,016	0,00%
Buritirama 500 kV	1,094	1,096	0,20%
Campo Formoso 230 kV	1,028	1,029	0,10%
Igaporã II 230 kV	0,985	0,988	0,30%
Igaporã II 500 kV	1,113	1,118	0,50%
Morro do Chapéu II 500 kV	1,078	1,079	0,10%
Morro do Chapéu II 230 kV	0,980	0,982	0,20%
Barreiras II 230 kV	1,013	1,017	0,40%
Brotas de Macaúbas 230 kV	1,008	1,007	-0,10%
Irecê 230 kV	0,993	0,993	0,00%
Bom Jesus da Lapa II 500 kV	1,104	1,107	0,30%
Bom Jesus da Lapa 230 kV	0,987	0,989	0,20%
Bom Jesus da Lapa II 230 kV	0,985	0,988	0,30%
Barreiras II 500 kV	1,099	1,104	0,50%
Sapeaçu 500 kV	1,001	1,005	0,40%
Rio das Éguas 500 kV	1,092	1,097	0,50%

Nome da Barra	Regime Normal (pu)	Perda Intempestiva (pu)	ΔV (%)
Juazeiro III 500 kV	1,092	1,093	0,10%
Curral Novo do Piauí 500 kV	1,074	1,075	0,10%
Gilbués II 500 kV	1,104	1,108	0,40%
Gilbués II 230 kV	1,021	1,025	0,40%
Miracema 500 kV	1,079	1,082	0,30%
Sol do Sertão 500 kV	1,106	1,108	0,20%

Observa-se na Tabela 9 e Tabela 10 que não há sobretensão superior a 5%. Dessa forma, não há impactos significativos da total perda do complexo eólico ao barramento de 230 kV Gentio do Ouro 2 pertencente ao SIN.

Nas simulações das contingências descritas na Tabela 8, realizadas para os cenários 1 e 2, com despacho nominal para o parque eólico, não foram identificadas violações de carregamento nas contingências.

4.5.1 Resultados obtidos na análise de fluxo de potência

Considerando os cenários Nordeste Exportador 2024/2025, tanto no patamar de carga média quanto no de carga leve em condições normais de operação, com e sem o complexo eólico, não são observadas violações dos limites de capacidade de longa duração nos elementos da Rede Básica. Podem ser observadas as simulações das principais contingências no Anexo C.

Além disso, ao avaliar as condições sob contingência (N-1), não foram identificadas violações existentes, tão pouco intensificação com a entrada do parque eólico. Nos cenários 1 e 2, a obtenção de solução numérica para todas as contingências listadas na Tabela 8 foi possível devido ao controle de tensão na região por meio de elementos reativos.

A simulação de perda intempestiva do complexo eólico, ocorrida pelo desligamento da LT 230 kV SE Coletora – Gentio do Ouro II C1, resulta em uma perda de geração de 288 MW. Contudo, essa perda não provoca variação superior a 5% nos cenários 1 e 2, apresentando resultados satisfatórios para integração ao sistema.

Com base nos resultados apresentados, conclui-se que a integração do complexo eólico à rede básica, especialmente no barramento de 230 kV da SE Gentio

do Ouro II, não acarretava variações superiores a 5% em caso de perda intempestiva, e não há violações dos limites de capacidade em curta duração na Rede Básica

4.6 Simulação de curto-circuito no ANAFAS

A simulação de curto-circuito foi realizada no programa computacional ANAFAS Versão 7.6.2, desenvolvido pelo CEPEL [11]. O procedimento adotado está alinhado com as diretrizes mencionadas anteriormente neste trabalho, em conformidade com os padrões de rede estabelecidos pelo ONS. A base de dados utilizada foi a BR2412PF, fornecida pelo ONS e a mais atualizada para o horizonte 2024 até a data de realização deste trabalho.

A simulação abrange os níveis de curto-circuito fase-terra e trifásico nos barramentos mais significativos na vizinhança elétrica da subestação Gentio do Ouro II (GDO). Esta análise é realizada tanto antes quanto após a entrada em operação do complexo eólico. Os parâmetros essenciais para análise decorrente da execução dos curtos-circuitos incluem: níveis de curto-circuito, variações nos módulos desses níveis e a capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores dos barramentos. Adicionalmente, é importante ressaltar que, em determinadas situações, torna-se inviável obter os valores de interrupção simétrica dos disjuntores dos barramentos. Dessa forma, por experiência prévia em análise do sistema elétrico brasileiro, serão definidos para esses casos valores típicos. Os dados citados são fundamentais para a comparação entre os níveis de curto-circuito e as capacidades simétricas de interrupção dos disjuntores em relação às barras vizinhas a barra de conexão (barra de GDO).

Apresentam-se a seguir as simulações dos estudos de curto-circuito. Os valores de curto fase-terra e trifásico, sem e com a presença da usina eólica conectada à rede básica por meio do barramento em 230 kV da SE GDO.

Tabela 11 - Níveis de curto-circuito sem o complexo eólico.

Barras do SIN	Curto-circuito sem complexo eólico			
	Curto Fase-Terra		Curto trifásico	
	I _{cc} (kA)	X/R	I _{cc} (kA)	X/R
Janaúba III 500 kV	17,74	12,2	20,51	14,41

Barras do SIN	Curto-circuito sem complexo eólico			
	Curto Fase-Terra		Curto trifásico	
	Icc (kA)	X/R	Icc (kA)	X/R
Queimada Nova II 500 kV	11,69	7,82	16,73	14,59
Milagres II 500 kV	18,80	10,74	22,24	12,32
São João do Piauí 500 kV	15,12	6,83	27,94	9,76
Gentio do Ouro II 500 kV	12,31	10,23	16,26	15,79
Gentio do Ouro II 230 kV	18,78	13,48	20,46	14,4
Ourolândia 500 kV	11,34	7,64	16,69	14,56
Ourolândia 230 kV	20,50	9,35	22,23	12,32
Buritirama 500 kV	9,55	6,8	27,91	9,76
Campo Formoso 230 kV	5,40	7,46	15,02	15,05
Igaporã II 230 kV	25,84	14,1	19,50	21,56
Igaporã II 500 kV	15,04	11,37	17,04	14,56
Morro do Chapéu II 500 kV	11,71	13,06	26,98	16,39
Morro do Chapéu II 230 kV	22,97	13,56	17,00	13,61
Barreiras II 230 kV	12,90	11,11	5,27	6,68
Brotas de Macaúbas 230 kV	4,36	4,61	26,16	16,37
Irecê 230 kV	11,04	7,03	17,56	14,82
Bom Jesus da Lapa II 500 kV	12,56	10,54	12,87	14,67
Bom Jesus da Lapa 230 kV	17,65	13,23	23,93	15,52
Bom Jesus da Lapa II 230 kV	18,61	14,78	14,32	14,51
Barreiras II 500 kV	11,37	6,98	5,94	5,76
Sapeaçu 500 kV	16,11	8,52	14,25	9,28
Rio das Éguas 500 kV	12,39	6,72	15,90	13,91
Juazeiro III 500 kV	18,36	9,57	17,31	13,76
Curral Novo do Piauí 500 kV	12,83	9,7	18,14	15,35
Gilbués II 500 kV	11,11	7,58	21,32	8,99
Gilbués II 230 kV	5,17	25,85	18,40	14,99
Miracema 500 kV	22,08	9,46	23,10	9,61
Sol do Sertão 500 kV	5,90	5,25	23,33	12,24

Na Tabela 12 é realizado o levantamento com a conexão da geração eólica. Observa-se que agora há a barra do complexo eólico, com valores de níveis de curto.

Tabela 12 - Níveis de curto-circuito com o complexo eólico.

Barras do SIN	Curto-circuito com complexo eólico			
	Curto Fase-Terra		Curto trifásico	
	Icc (kA)	X/R	Icc (kA)	X/R
Janaúba III 500 kV	17,74	12,2	20,46	14,4
Queimada Nova II 500 kV	11,69	7,82	16,69	14,56
Milagres II 500 kV	18,8	10,74	22,23	12,32
São João do Piauí 500 kV	15,12	6,83	27,91	9,76
Gentio do Ouro II 500 kV	12,34	10,23	15,31	15,05
Gentio do Ouro II 230 kV	18,95	13,48	20,22	21,56
Ourolândia 500 kV	11,34	7,64	17,08	14,56
Ourolândia 230 kV	20,5	9,35	27,01	16,39
Buritirama 500 kV	9,55	6,8	17,03	13,61

Barras do SIN	Curto-circuito com complexo eólico			
	Curto Fase-Terra		Curto trifásico	
	I _{cc} (kA)	X/R	I _{cc} (kA)	X/R
Campo Formoso 230 kV	5,4	7,46	5,27	6,68
Igaporã II 230 kV	25,84	14,1	26,16	16,37
Igaporã II 500 kV	15,04	11,37	17,56	14,82
Morro do Chapéu II 500 kV	11,71	13,06	12,88	14,67
Morro do Chapéu II 230 kV	22,97	13,56	23,94	15,52
Barreiras II 230 kV	12,9	11,11	14,32	14,51
Brotas de Macaúbas 230 kV	4,36	4,61	5,94	5,76
Irecê 230 kV	11,04	7,03	14,25	9,28
Bom Jesus da Lapa II 500 kV	12,56	10,54	15,93	13,91
Bom Jesus da Lapa 230 kV	17,65	13,23	17,32	13,76
Bom Jesus da Lapa II 230 kV	18,61	14,78	18,14	15,35
Barreiras II 500 kV	11,37	6,98	21,33	8,99
Sapeaçu 500 kV	16,11	8,52	18,4	14,99
Rio das Éguas 500 kV	12,39	6,72	23,11	9,61
Juazeiro III 500 kV	18,36	9,57	23,33	12,24
Curral Novo do Piauí 500 kV	12,83	9,7	17,7	13,61
Gilbués II 500 kV	11,11	7,58	17,6	9,04
Gilbués II 230 kV	5,17	25,85	4,81	31,62
Miracema 500 kV	22,08	9,46	30,58	9,68
Sol do Sertão 500 kV	5,9	5,25	11,94	14,38
Complexo Eólico 230 kV	6,51	6,08	9,8	17,85

4.6.1 Resultados obtidos na análise de curto-circuito

A Tabela 13 apresenta a comparação dos maiores valores de corrente de curto-circuito entre o cenário sem o complexo eólico e o cenário com a presença do complexo.

Tabela 13 - Variação dos níveis de curto-circuito com e sem o complexo eólico.

Barras do SIN	Tipo de Curto-circuito	Níveis de Curto-circuito – ICC		Variação do ICC	
		Sem Eólica	Com Eólica	kA	%
Janaúba III 500 kV	trifásico	20,46	20,46	0,00	0,00
	fase-terra	17,74	17,74	0,00	0,00
Queimada Nova II 500 kV	trifásico	16,69	16,69	0,00	0,00
	fase-terra	11,69	11,69	0,00	0,00
Milagres II 500 kV	trifásico	22,23	22,23	0,00	0,00
	fase-terra	18,80	18,80	0,00	0,00
São João do Piauí 500 kV	trifásico	27,91	27,91	0,00	0,00
	fase-terra	15,12	15,12	0,00	0,00
Gentio do Ouro II 500 kV	trifásico	15,02	15,31	0,30	1,93
	fase-terra	12,31	12,34	0,03	0,24

Barras do SIN	Tipo de Curto-circuito	Níveis de Curto-circuito – ICC		Variação do ICC	
		Sem Eólica	Com Eólica	kA	%
Gentio do Ouro II 230 kV	trifásico	19,50	20,22	0,72	3,69
	fase-terra	18,78	18,95	0,17	0,91
Ourolândia 500 kV	trifásico	17,04	17,08	0,04	0,23
	fase-terra	11,34	11,34	0,00	0,00
Ourolândia 230 kV	trifásico	26,98	27,01	0,03	0,11
	fase-terra	20,50	20,50	0,00	0,00
Buritirama 500 kV	trifásico	17,00	17,03	0,03	0,18
	fase-terra	9,55	9,55	0,00	0,00
Campo Formoso 230 kV	trifásico	5,27	5,27	0,00	0,00
	fase-terra	5,40	5,40	0,00	0,00
Igaporã II 230 kV	trifásico	26,16	26,16	0,00	0,00
	fase-terra	25,84	25,84	0,00	0,00
Igaporã II 500 kV	trifásico	17,56	17,56	0,00	0,00
	fase-terra	15,04	15,04	0,00	0,00
Morro do Chapéu II 500 kV	trifásico	12,87	12,88	0,01	0,08
	fase-terra	11,71	11,71	0,00	0,00
Morro do Chapéu II 230 kV	trifásico	23,93	23,94	0,01	0,04
	fase-terra	22,97	22,97	0,00	0,00
Barreiras II 230 kV	trifásico	14,32	14,32	0,00	0,00
	fase-terra	12,90	12,90	0,00	0,00
Brotas de Macaúbas 230 kV	trifásico	5,94	5,94	0,00	0,00
	fase-terra	4,36	4,36	0,00	0,00
Irecê 230 kV	trifásico	14,25	14,25	0,00	0,00
	fase-terra	11,04	11,04	0,00	0,00
Bom Jesus da Lapa II 500 kV	trifásico	15,90	15,93	0,03	0,19
	fase-terra	12,56	12,56	0,00	0,00
Bom Jesus da Lapa 230 kV	trifásico	17,31	17,32	0,01	0,06
	fase-terra	17,65	17,65	0,00	0,00
Bom Jesus da Lapa II 230 kV	trifásico	18,14	18,14	0,00	0,00
	fase-terra	18,61	18,61	0,00	0,00
Barreiras II 500 kV	trifásico	21,32	21,33	0,01	0,05
	fase-terra	11,37	11,37	0,00	0,00
Sapeaçu 500 kV	trifásico	18,40	18,40	0,00	0,00
	fase-terra	16,11	16,11	0,00	0,00
Rio das Éguas 500 kV	trifásico	23,10	23,11	0,01	0,04
	fase-terra	12,39	12,39	0,00	0,00
Juazeiro III 500 kV	trifásico	23,33	23,33	0,00	0,00
	fase-terra	18,36	18,36	0,00	0,00
Curral Novo do Piauí 500 kV	trifásico	17,70	17,70	0,00	0,00
	fase-terra	12,83	12,83	0,00	0,00
Gilbués II 500 kV	trifásico	17,59	17,60	0,01	0,06
	fase-terra	11,11	11,11	0,00	0,00
Gilbués II 230 kV	trifásico	4,81	4,81	0,00	0,00
	fase-terra	5,17	5,17	0,00	0,00
Miracema 500 kV	trifásico	30,58	30,58	0,00	0,00
	fase-terra	22,08	22,08	0,00	0,00
Sol do Sertão 500 kV	trifásico	11,87	11,94	0,07	0,59
	fase-terra	5,90	5,90	0,00	0,00

Barras do SIN	Tipo de Curto-circuito	Níveis de Curto-circuito – ICC		Variação do ICC	
		Sem Eólica	Com Eólica	kA	%
Complexo Eólico	trifásico	0,00	9,80	0,00	-
	fase-terra	0,00	6,51	0,00	-

Com a operação do complexo eólico, observam-se as maiores variações nos valores de corrente de curto-circuito. Para as barras do SIN, destaca-se uma variação de 0,72 kA no curto-circuito trifásico no barramento de 230 kV de Gentio do Ouro II, e uma variação de 0,17 kA para curto fase-terra também no barramento de 230 kV de Gentio do Ouro II.

Na Tabela 14, são apresentados os valores da capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores dos barramentos, juntamente com a relação entre os níveis de curto-circuito e a capacidade de interrupção dos disjuntores das barras adjacentes ao barramento de conexão da usina eólica, além da porcentagem da capacidade de interrupção do disjuntor para comparação do cenário pré e pós conexão da usina eólica.

Tabela 14 - Relação entre os níveis de curto-circuito e capacidade de interrupção dos disjuntores.

Barras do SIN	Tipo de Curto-circuito	Capacidade de interrupção Simétrica ICCS (kA)	ICC/ICCS (%)	
			Sem Eólica	Com Eólica
Janaúba III 500 kV	trifásico	50,0	40,92	40,92
	fase-terra		35,48	35,48
Queimada Nova II 500 kV	trifásico	50,0	33,38	33,38
	fase-terra		23,38	23,38
Milagres II 500 kV	trifásico	50,0	44,46	44,46
	fase-terra		37,60	37,60
São João do Piauí 500 kV	trifásico	40,0	69,78	69,78
	fase-terra		37,80	37,80
Gentio do Ouro II 500 kV	trifásico	50,0	30,04	30,62
	fase-terra		24,62	24,68
Gentio do Ouro II 230 kV	trifásico	40,0	48,75	50,55
	fase-terra		46,95	47,38
Ourolândia 500 kV	trifásico	50,0	34,08	34,16
	fase-terra		22,68	22,68
Ourolândia 230 kV	trifásico	40,0	67,45	67,53
	fase-terra		51,25	51,25

Barras do SIN	Tipo de Curto-circuito	Capacidade de interrupção Simétrica ICCS (kA)	ICC/ICCS (%)	
			Sem Eólica	Com Eólica
Buritirama 500 kV	trifásico	50,0	34,00	34,06
	fase-terra		19,10	19,10
Campo Formoso 230 kV	trifásico	40,0	13,18	13,18
	fase-terra		13,50	13,50
Igarorã II 230 kV	trifásico	40,0	65,40	65,40
	fase-terra		64,60	64,60
Igarorã II 500 kV	trifásico	50,0	35,12	35,12
	fase-terra		30,08	30,08
Morro do Chapéu II 500 kV	trifásico	50,0	25,74	25,76
	fase-terra		23,42	23,42
Morro do Chapéu II 230 kV	trifásico	40,0	59,83	59,85
	fase-terra		57,43	57,43
Barreiras II 230 kV	trifásico	40,0	35,80	35,80
	fase-terra		32,25	32,25
Brotas de Macaúbas 230 kV	trifásico	40,0	14,85	14,85
	fase-terra		10,90	10,90
Irecê 230 kV	trifásico	26,3	54,18	54,18
	fase-terra		41,98	41,98
Bom Jesus da Lapa II 500 kV	trifásico	40,0	39,75	39,83
	fase-terra		31,40	31,40
Bom Jesus da Lapa 230 kV	trifásico	31,5	54,95	54,98
	fase-terra		56,03	56,03
Bom Jesus da Lapa II 230 kV	trifásico	40,0	45,35	45,35
	fase-terra		46,53	46,53
Barreiras II 500 kV	trifásico	50,0	42,64	42,66
	fase-terra		22,74	22,74
Sapeaçu 500 kV	trifásico	40,0	46,00	46,00
	fase-terra		40,28	40,28
Rio das Éguas 500 kV	trifásico	40,0	57,75	57,78
	fase-terra		30,98	30,98
Juazeiro III 500 kV	trifásico	50,0	46,66	46,66
	fase-terra		36,72	36,72
Curral Novo do Piauí 500 kV	trifásico	50,0	35,40	35,40
	fase-terra		25,66	25,66
Gilbués II 500 kV	trifásico	50,0	35,18	35,20
	fase-terra		22,22	22,22
Gilbués II 230 kV	trifásico	40,0	12,03	12,03
	fase-terra		12,93	12,93
Miracema 500 kV	trifásico	40,0	76,45	76,45
	fase-terra		55,20	55,20
Sol do Sertão 500 kV	trifásico	50,0	29,68	29,85
	fase-terra		14,75	14,75

Assim, no startup do complexo eólico não resulta na ultrapassagem da capacidade mínima de interrupção simétrica dos barramentos da rede básica.

A partir dos resultados apresentados, conclui-se que a integração do complexo eólico à rede básica, especificamente no barramento de 230 kV da SE Gentio do Ouro II, não ocasiona aumento significativo nos níveis de curto-circuito nas subestações analisadas. Além disso, durante operação da usina eólica, as maiores variações nos valores de corrente de curto-circuito para as barras do SIN são observadas. Destaca-se uma variação de 0,72 kA no curto-circuito trifásico no barramento de 230 kV da SE Gentio do Ouro II e uma variação de 0,17 kA no curto fase-terra também no barramento de 230 kV da SE Gentio do Ouro II.

5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

O SIN representa uma abrangente estrutura de transmissão e geração de energia, destacando-se pela significativa produção hídrica proveniente de suas hidrelétricas. Esse sistema atende quatro grandes subsistemas: Centro-Oeste, Nordeste, Sudeste e Sul, Além de uma parta da região Norte [15]. Nesse contexto é evidente que diferentes subsistemas apresentarão distintas respostas à inserção de geração.

No presente estudo, foram utilizados os casos de fluxo de potência do ONS, cenários 1 e 2 para analisar a inserção do complexo eólico, uma vez que a região em que o complexo está situado, conforme descrito no parágrafo 3, integra o subsistema Nordeste. Assim, destaca-se a importância de selecionar o caso base apropriado no software ANAREDE para garantir uma análise precisa do fluxo de potência durante a integração de geração.

Adicionalmente, devido à crescente demanda de expansão do sistema elétrico, percebe-se que diferentes casos base utilizados nos estudos elétricos resultam em variações nos valores das simulações mencionadas. Essas variações são atribuídas à introdução de elementos de transmissão adicionais, capazes de modificar resultados finais, como o aumento do nível de curto-circuito em uma barra após adição de um equipamento, ou a redução de sobrecarga em uma LT ao incorporar uma nova LT. Embora tais alterações aprimorem a confiabilidade do sistema, elas também influenciam nos resultados dos estudos de integração no mesmo PAC, com variação do horizonte de acesso.

Em relação aos resultados da análise, destaca-se que a entrada em operação do complexo eólico não provoca variações superiores a 5% nas simulações de perda intempestiva de geração. Durante as simulações de contingência N-1, não foram observadas sobrecargas nos equipamentos que compõem a região de transmissão em análise. Adicionalmente, a entrada em operação da usina eólica não resulta em superação da capacidade de interrupção simétrica mínima nas barras da Rede Básica, e a integração ao PAC no barramento 230 kV Gentio do Ouro II não ocasiona elevação significativa nos níveis de curto-circuito nas subestações analisadas.

É evidente que a rede elétrica brasileira passa por constantes modificações para diversas horizontes, desde a entrada em operação de centrais geradores até a incorporação de novos equipamentos para garantir a correta operação do SIN.

Podendo este trabalho servir de inspiração para futuros trabalhos na área de estudos elétricos, as sugestões futuras são:

- Utilizar o software ATP para realizar simulação de energização dos equipamentos da SE Coletora.
- Implementação do complexo de geração em diversos horizontes de acesso e comparar os resultados obtidos com a expansão que houve na área de estudo.
- Realizar estudo de curto-circuito e fluxo de potência para fonte de geração solar.
- Conduzir estudo de proteção e ajustes utilizando o software ANAFAS

REFERÊNCIAS

1. EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Brasília, 2022.
2. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos (Critérios) - Submódulo 2.3**. Rio de Janeiro, 2022b.
3. MONTICELLI, A. J, **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 1983.
4. KINDERMANN, G. **Curto-Circuito**. 2. Ed. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997.
5. ZANETTA, C. L. **Transitórios eletromagnéticos em sistemas de potência**. São Paulo: Edsup, 2003.
6. GLOVER, J. Duncan. **Power System Analysis & Design**. São Paulo: Cengage Learning, 2008.
7. ANDERSON, P. M. **Analysis of fault power system**. Iowa State University Press, 1973.
8. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos (Metodologia) - Submódulo 2.3**. Rio de Janeiro, 2021a
9. CARSON, John R. **Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return**. Bell System Technical Journal. Vol 5, pp. 539-554, 1926.
10. CLARKE, Edith. **Circuit Analysis of A-C Power Systems – Volume II**. General Electric Company, 1960.
11. CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **ANAFAS - Análise de Falhas Simultâneas: Manual do usuário**. Versão 7.5. 2021a.
12. Revista Mineração Bahia mantém liderança na geração de energia eólica no país. Disponível em: <<https://revistamineracao.com.br/2024/01/2022/bahia-mantem-lideranca-geracao-energia-eolica-pais/#:~:text=Com%2050%20novas%20usinas%20inauguradas,o%20setor%20de%20energias%20renov%c3%Alveis>>. Acesso em 03 de fevereiro de 2024
13. PPI (Programa de Parcerias de Investimentos). 1º Leilão de Instalações de Transmissão de Energia Elétrica de 2023. Disponível em: <<https://www.ppi.gov.br/projetos/1o-leilao-de-instalacoes-de-transmissao-de-energia-eletrica-de-2023/>>. Acesso em 03 de fevereiro de 2024
14. Vestas. V150-4.5 MW - Products - 4 MW platform. Disponível em: <https://www.vestas.com/en/products/4-mw-platform/v150-4-5-mw>. Acesso em 03 de fevereiro de 2024
15. CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **ANAREDE - Análise de Sistemas Elétricos de Potência em Regime Permanente: Manual do Usuário**. Versão 11.5. 2021b.
16. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. O que é o SIN. Disponível em <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em 03 de fevereiro de 2024
17. GREENWOOD, A. **Electrical transients in power systems**. 2. ed. Tortola: British Virgin Islands, 1990.

IDENTIFICAÇÃO		T R I F Á S I C O				M O N O F Á S I C O				B I F Á S I C O - T E R R A					
NUM.	NOME	VBAS	MOD(ka)	ANG(gr)	X/R	ASSM(ka)	MOD(ka)	ANG(gr)	X/R	ASSM(ka)	MOD(ka)	ANG(gr)	X/R	ASSM(ka)	F
X----	X-----	X-----	X-----	X-----	X-----	X-----	X-----	X-----	X-----	X-----	X-----	X-----	X-----	X-----	X-X
4350	JANAU3-MG500	500.0	20.46	-85.31	14.40	47.39	17.74	-85.17	12.20	42.74	19.26	154.29	13.22	45.48	B
5325	QUEIÇA-PI500	500.0	16.69	-86.19	14.56	41.86	11.69	-82.67	7.82	27.47	15.27	166.47	12.01	37.90	B
5380	MLG2--CE500	500.0	22.23	-86.64	12.32	52.81	18.80	-84.70	10.74	45.93	20.54	157.44	11.58	49.68	B
5570	S.J.PI-PI500	500.0	27.91	-84.92*	9.76	64.79	15.12	-81.67*	6.83	34.73	23.90	171.65*	9.06	56.16	B
6060	GENDO2-BA500	500.0	15.02	-86.74	15.05	36.64	12.31	-84.37	10.23	29.89	13.92	159.25	12.75	34.17	B
6061	GENDO2-BA230	230.0	19.50	-87.96	21.56	49.74	18.78	-85.72	13.48	47.08	19.57	152.89	16.50	49.50	B
6062	TABB3V-BA230	230.0	5.07	-82.20	5.90	10.48	5.30	-82.29	6.85	11.79	5.87	47.93	6.68	12.47	C
6070	OUROLN-BA500	500.0	17.04	-87.06	14.56	40.59	11.34	-82.58	7.64	26.39	15.11	164.53	11.66	36.17	B
6071	OUROLN-BA230	230.0	26.98	-87.56	16.39	65.18	20.50	-83.93	9.35	49.22	24.55	160.12	12.93	59.71	B
6075	BURITI-BA500	500.0	17.00	-86.23	13.61	40.86	9.55	-81.60	6.80	21.85	14.60	169.71	11.44	35.43	B
6107	CFORMO-BA230	230.0	5.27	-82.44	6.68	11.77	5.40	-82.45	7.46	12.61	5.49	42.45	7.16	12.53	C
6171	IGAPO2-BA230	230.0	26.16	-86.97	16.37	64.79	25.84	-85.86	14.10	64.42	26.16	152.06	15.05	65.07	B
6220	IGAPO-BA500	500.0	17.56	-86.55	14.82	42.53	15.04	-84.86	11.37	36.58	16.45	157.97	13.18	40.17	B
6290	M.CHAP-BA500	500.0	12.87	-86.71	14.67	31.09	11.71	-85.67	13.06	29.21	12.44	153.37	13.80	30.45	B
6291	M.CHAP-BA230	230.0	23.93	-87.18	15.52	58.08	22.97	-85.84	13.56	57.51	23.83	150.40	14.31	58.58	B
6315	BARRE2-BA230	230.0	14.32	-86.99	14.51	35.39	12.90	-84.83	11.11	31.67	13.80	156.85	12.80	34.11	B
6331	SBFII--BA230	230.0	6.73	-83.53	6.24	13.62	6.11	-82.55	6.88	13.67	6.79	44.95	6.73	14.43	C
6334	BROTAS-BA230	230.0	5.94	-81.42	5.76	12.56	4.36	-77.96	4.61	9.17	5.38	166.77	5.33	11.42	B
6341	IRECE--BA230	230.0	14.25	-84.41	9.28	33.05	11.04	-81.95	7.03	25.40	13.02	163.33	8.37	30.34	B
6349	BJLAP2-BA500	500.0	15.90	-86.31	13.91	37.99	12.56	-84.50	10.54	30.32	14.43	160.42	12.47	34.94	B
6351	BJLAPA-BA230	230.0	17.31	-87.49	13.76	41.46	17.65	-85.69	13.23	43.46	17.93	148.74	13.42	43.30	B
6358	BJLAP2-BA230	230.0	18.14	-87.39	15.35	43.84	18.61	-86.14	14.78	46.30	18.87	147.94	14.97	46.02	B
6360	BARREI-BA500	500.0	21.32	-84.85*	8.99	48.15	11.37	-81.83*	6.98	26.11	17.77	171.63*	8.53	41.09	B
6369	SAPEAC-BA500	500.0	18.40	-86.16	14.99	46.78	16.11	-83.26	8.52	38.35	18.00	160.44	11.71	44.67	B
6444	R.EGUA-BA500	500.0	23.10	-85.31*	9.61	53.00	12.39	-81.49*	6.72	28.29	19.39	171.72*	8.91	45.39	B
6500	JUAZEI-BA500	500.0	23.33	-86.03	12.24	56.01	18.36	-84.04	9.57	44.39	21.30	161.25	11.15	51.62	B
6640	CURRAL-PI500	500.0	17.70	-86.12	13.61	43.85	12.83	-84.09	9.70	31.11	16.03	165.09	12.27	39.76	B
7190	GILBU2-PI500	500.0	17.59	-84.48*	9.04	40.23	11.11	-82.48*	7.58	25.85	15.23	168.59*	8.65	35.39	B
7191	GILBUE-PI230	230.0	4.81	-88.14	31.62	12.88	5.17	-87.74	25.85	13.69	5.05	148.32	27.87	13.44	B
7200	MIRACE-T0500	500.0	30.58	-84.18*	9.68	73.70	22.08	-83.93*	9.46	53.48	27.58	167.34*	9.62	66.80	B
7202	MIRACEPH3138	138.0	13.29	-87.03	19.42	34.69	16.07	-87.40	22.28	42.35	15.48	43.99	21.81	40.74	C
8194	MCPSUL-BA500	500.0	9.58	-86.50	14.57	23.28	8.43	-86.40	15.75	21.47	9.08	31.76	15.09	22.53	C
8714	SOLSER-BA500	500.0	11.87	-86.33	14.38	28.63	5.90	-79.15	5.25	12.78	10.41	172.01	11.39	24.96	B
42393	GOR-T1-BA013	13.8	15.51	-89.86	401.47	43.69	0.00	0.00	1.00	0.00	13.43	-179.86	401.47	37.83	B
42395	GOR-T2-BA013	13.8	15.78	-89.85	378.44	44.44	0.00	0.00	1.00	0.00	13.66	-179.85	378.44	38.49	B
X-----	X-----	X-----	X-----	X-----	X-----	X-----	X-----	X-----	X-----	X-----	X-----	X-----	X-----	X-----	X-X

ANEXO B – RESULTADO DA SIMULAÇÃO DE CURTO-CIRCUITO COM O PARQUE EÓLICO

[illegible]

ANEXO C – PRINCIPAIS CONTINGÊNCIAS APLICADAS PRÓXIMA AO PAC CENÁRIO NORDESTE EXPORTADOR LEVE

Figura 20 - Contingência ATR Gentio do Ouro II 500_230 kV, T1

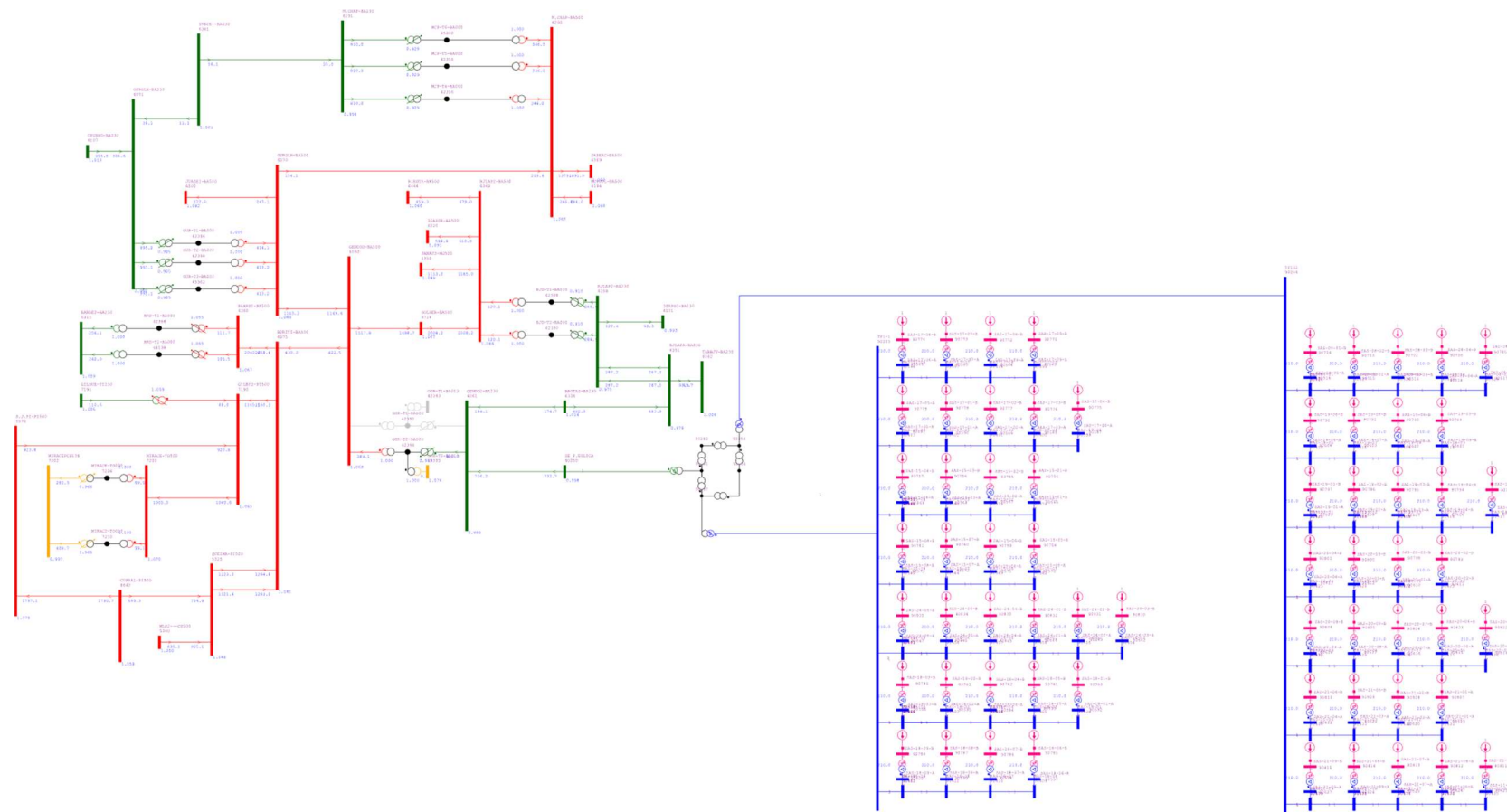


Figura 21 - Contingência ATR Gentio do Ouro II 500_230 kV, T2

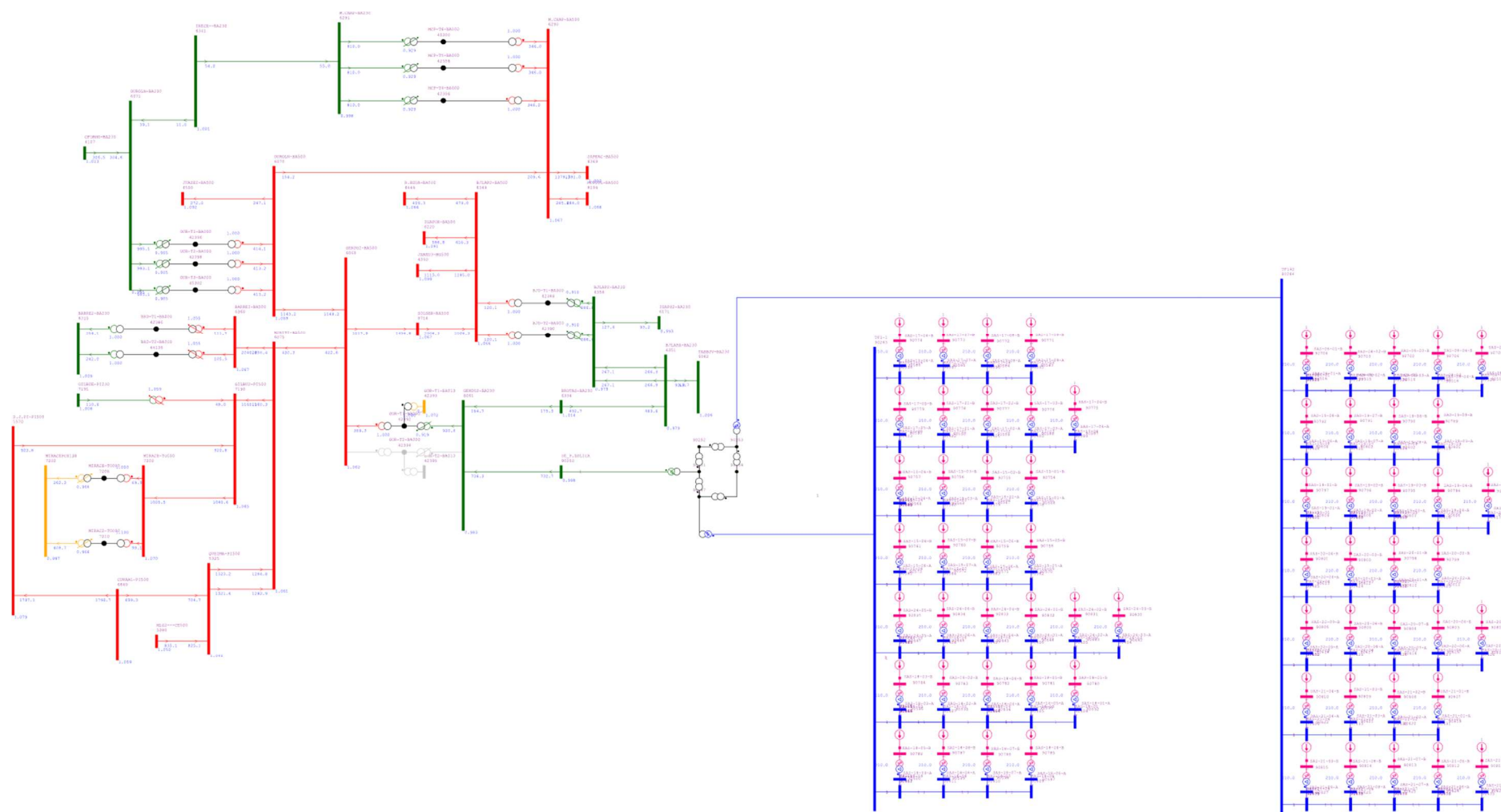


Figura 22 - LT 230 kV Brotas de Macaúbas - Bom Jesus da Lapa, C1

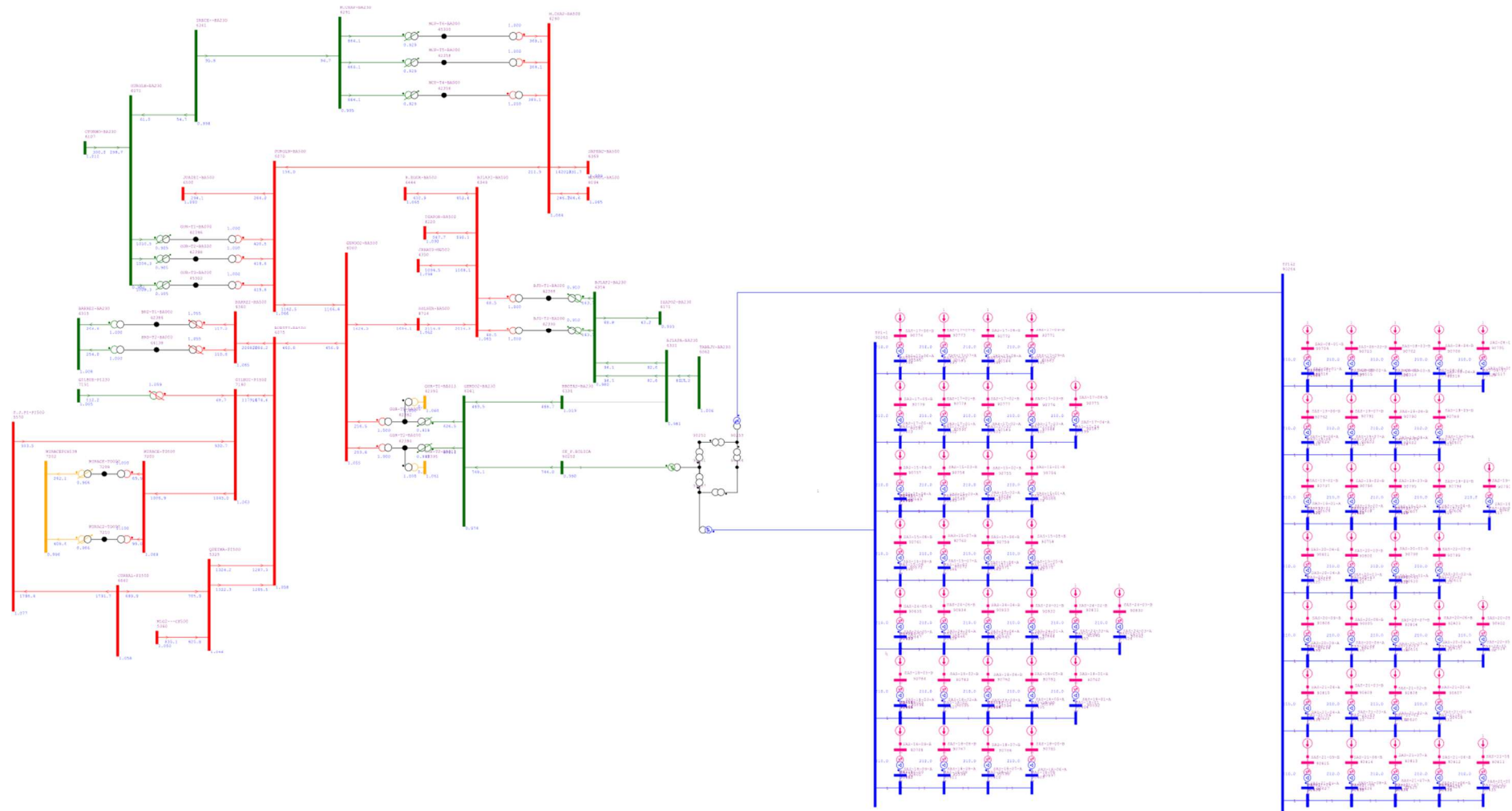


Figura 23 - LT 230 kV Brotas de Macaúbas - Gentio do Ouro II, C1

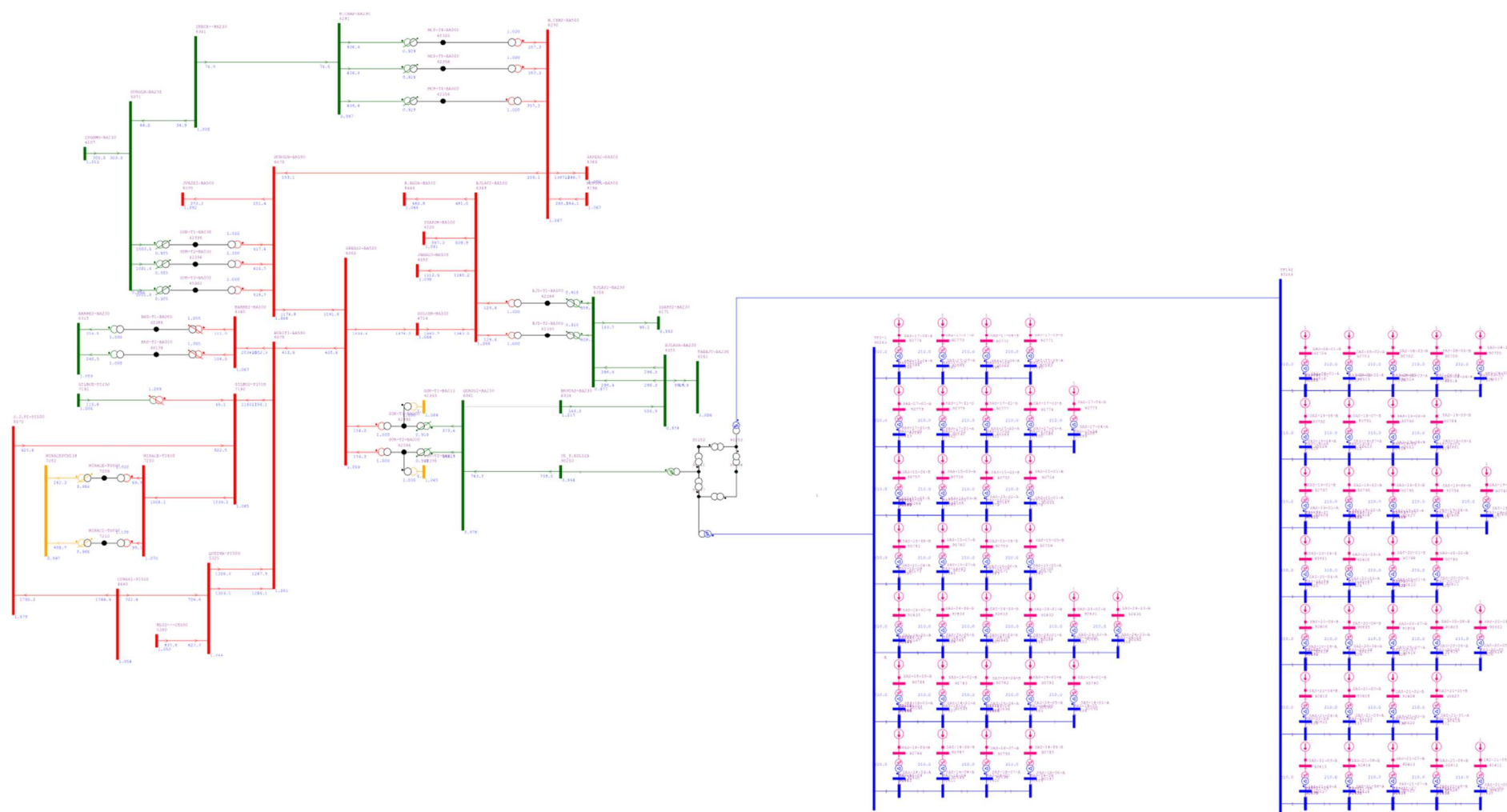


Figura 24 - LT 500 kV Buritirama - Gentio do Ouro II, C1

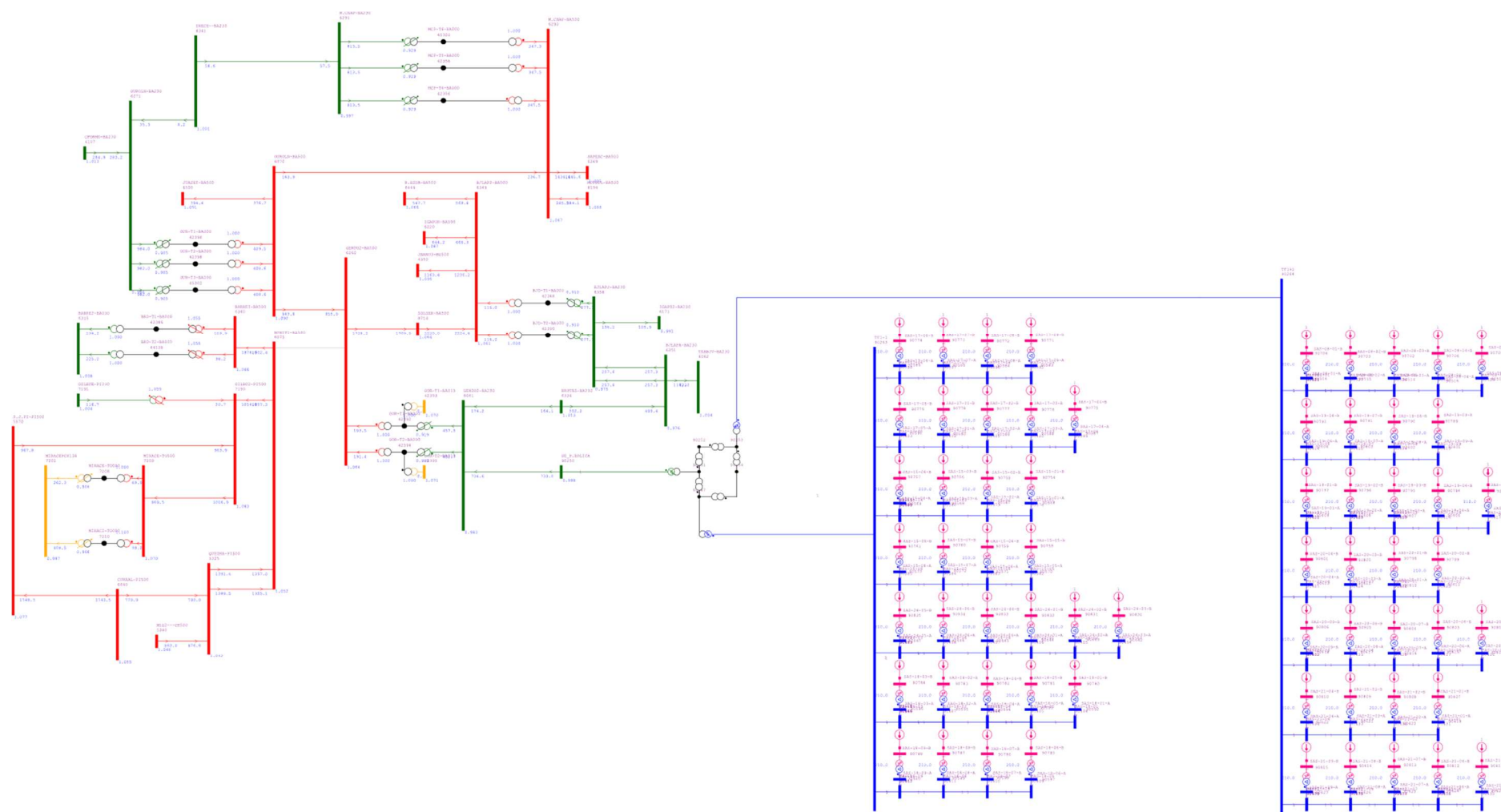
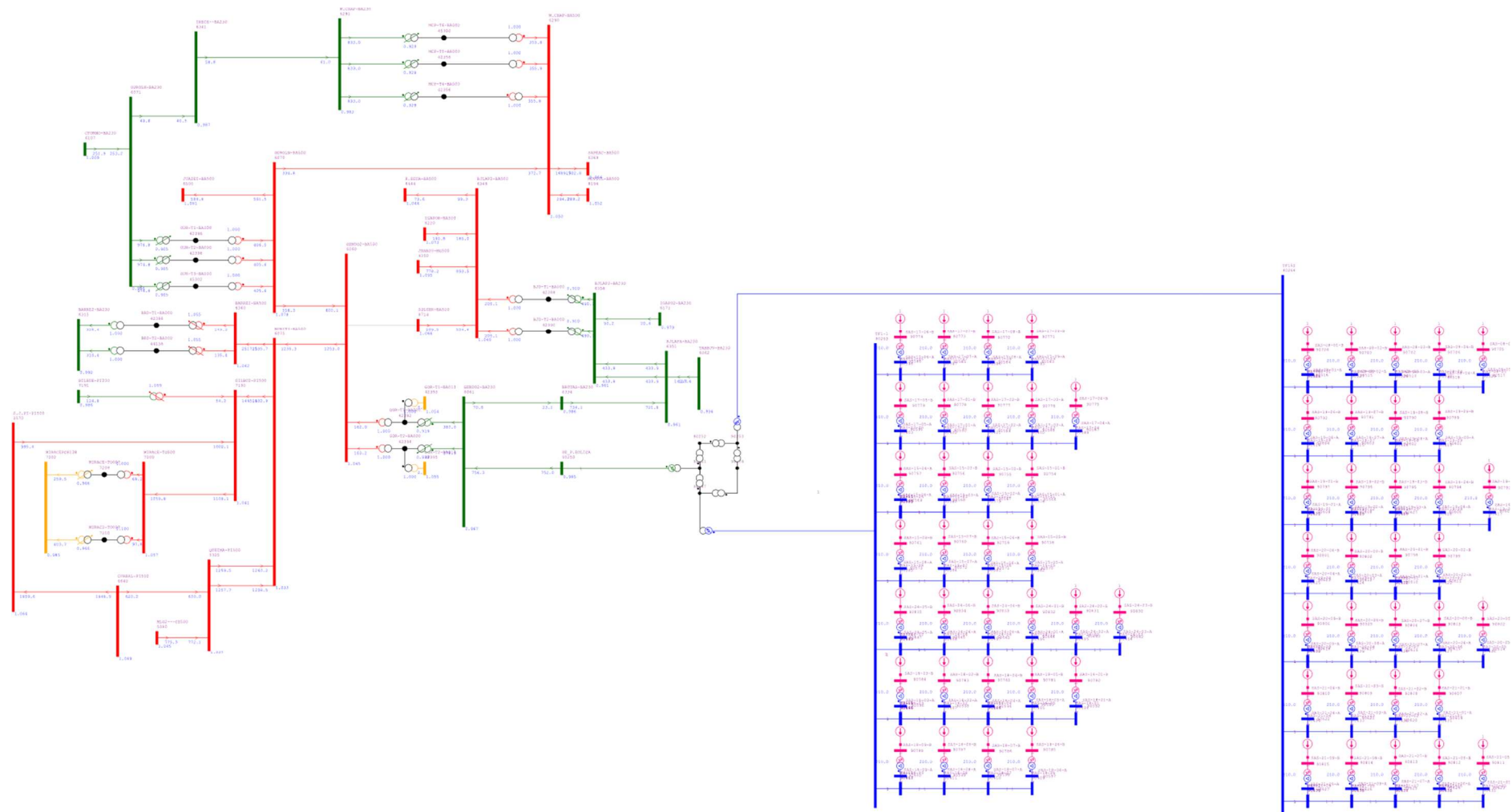


Figura 26 - LT 500 kV Gentio do Ouro II - Sol do Sertão, C1



ANEXO D – PRINCIPAIS CONTINGÊNCIAS APLICADAS PRÓXIMA AO PAC CENÁRIO NORDESTE EXPORTADOR LEVE

Figura 27 - ATR Gentio do Ouro II 500_230 kV, T1

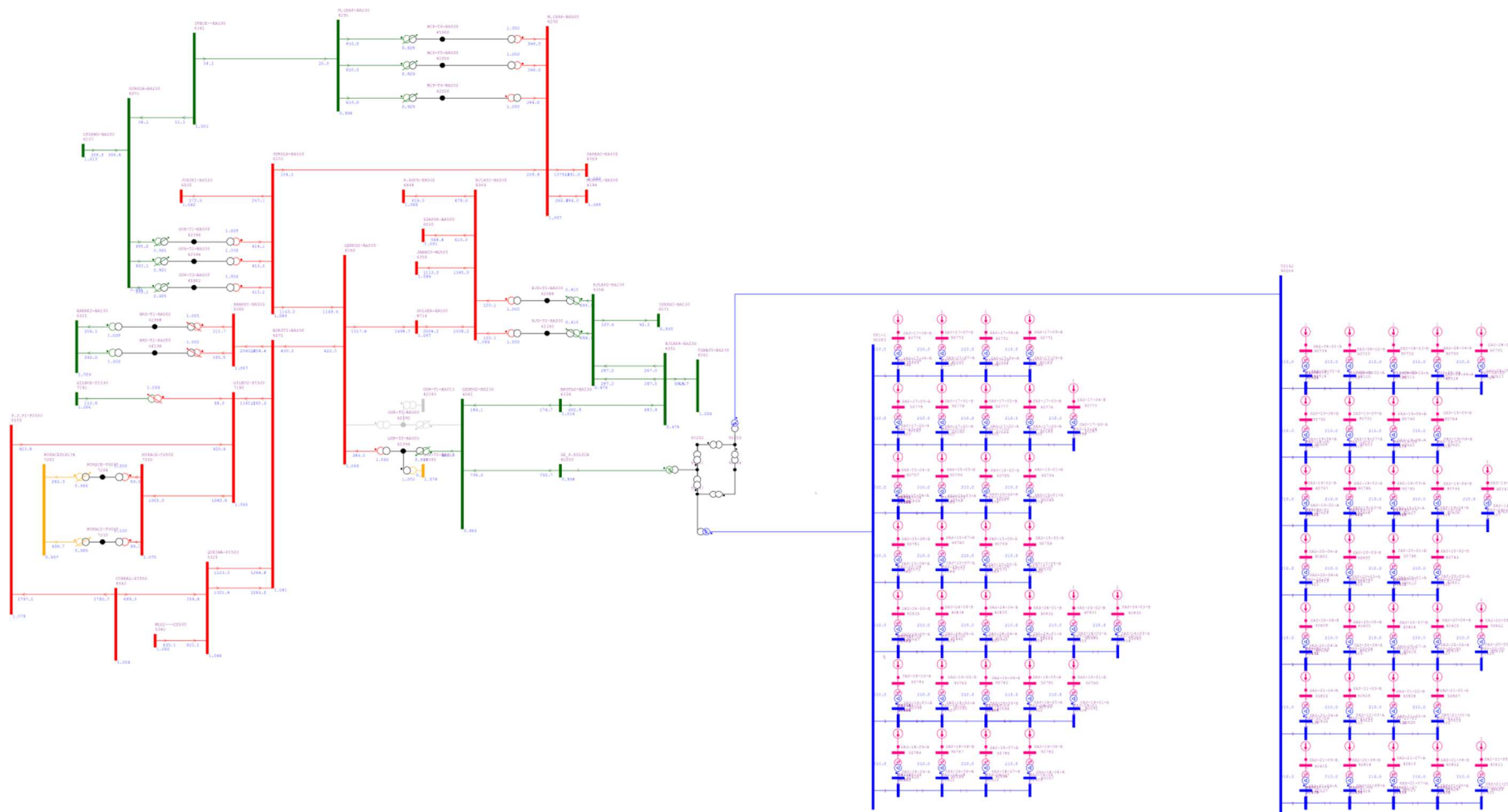


Figura 28 - ATR Gentio do Ouro II 500_230 kV, T2

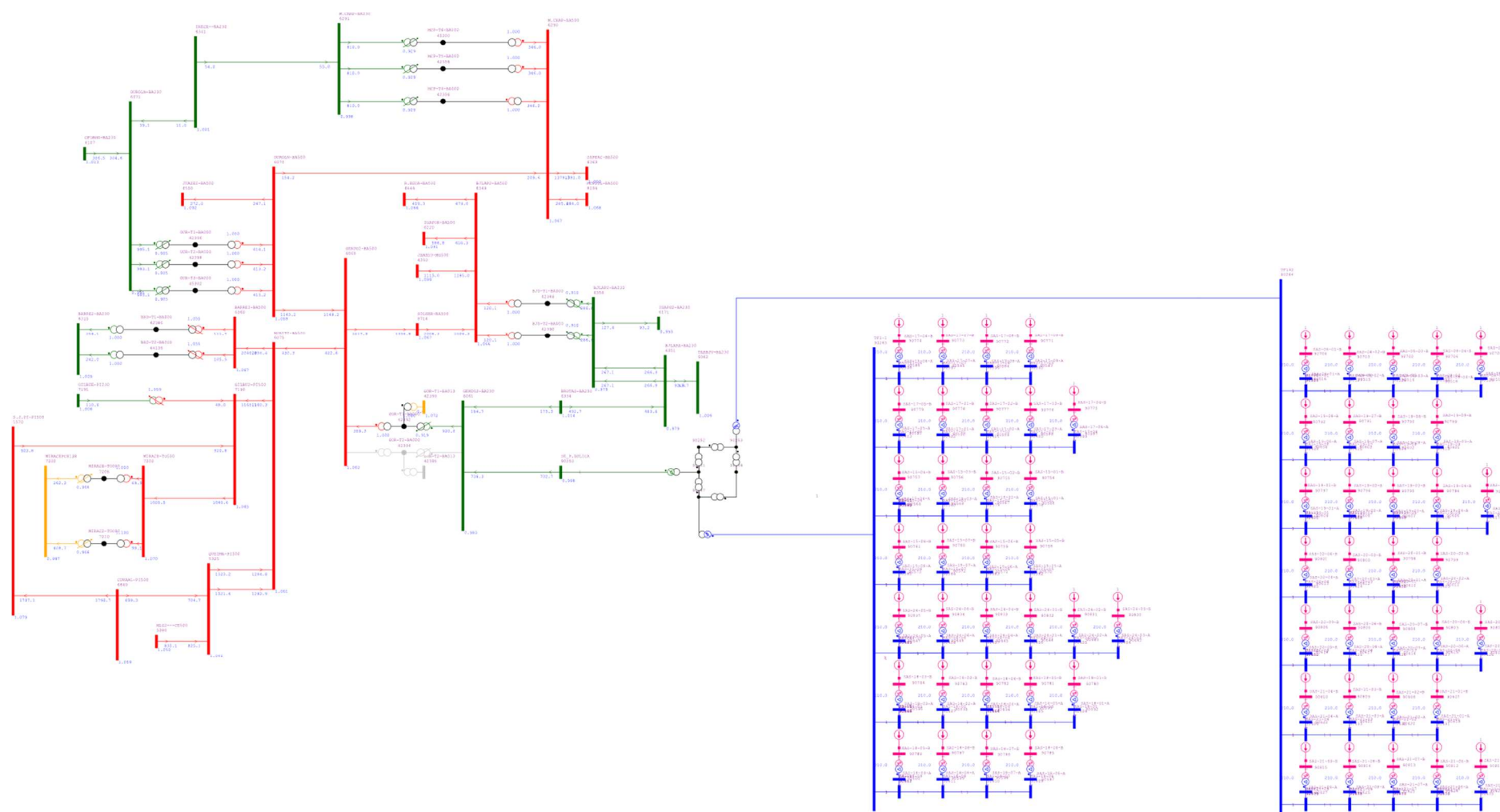


Figura 29 - LT 230 kV Brotas de Macaúbas - Bom Jesus da Lapa, C1

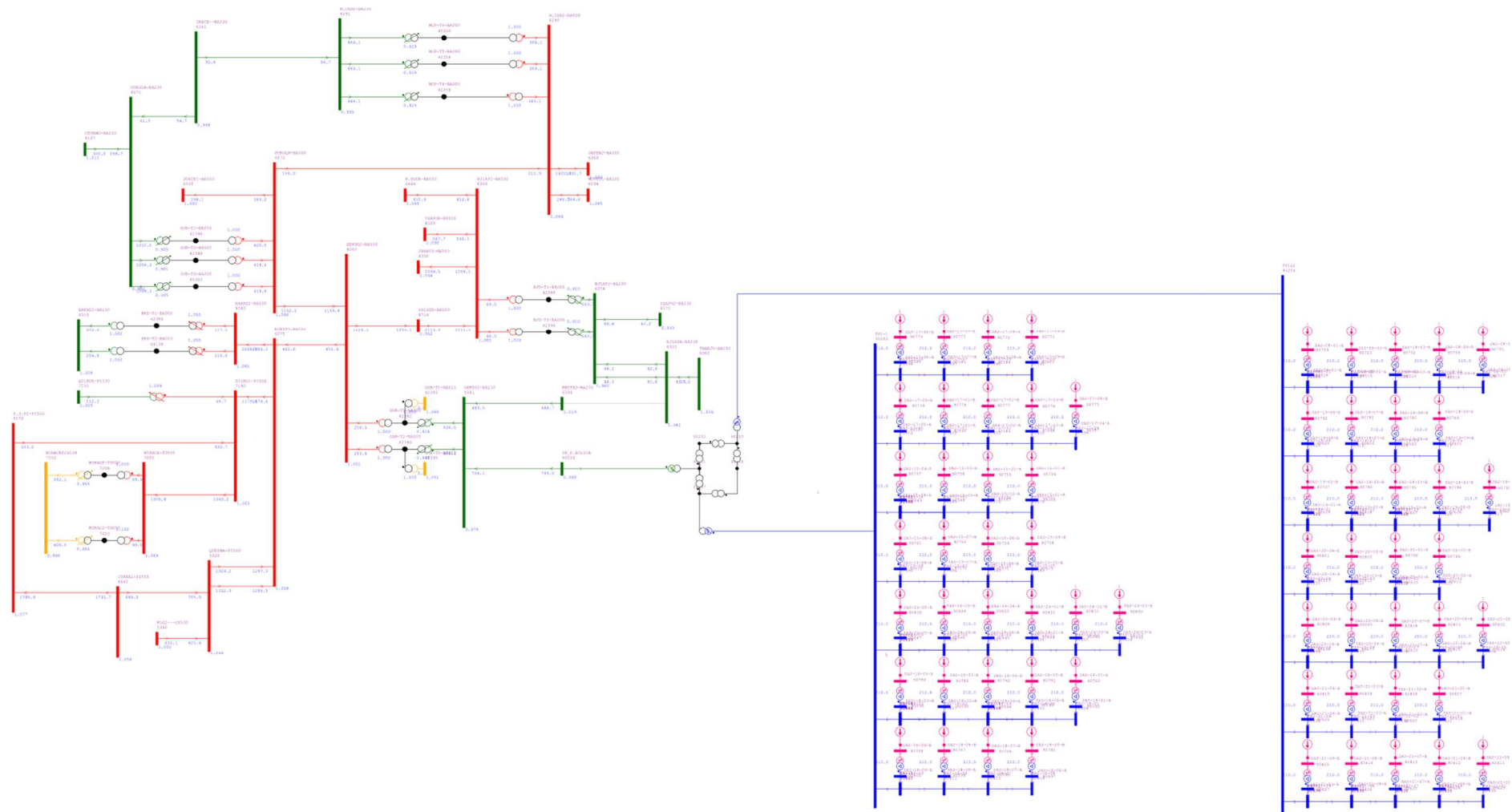


Figura 30 - LT 230 kV Brotas de Macaúbas - Gentio do Ouro II, C1

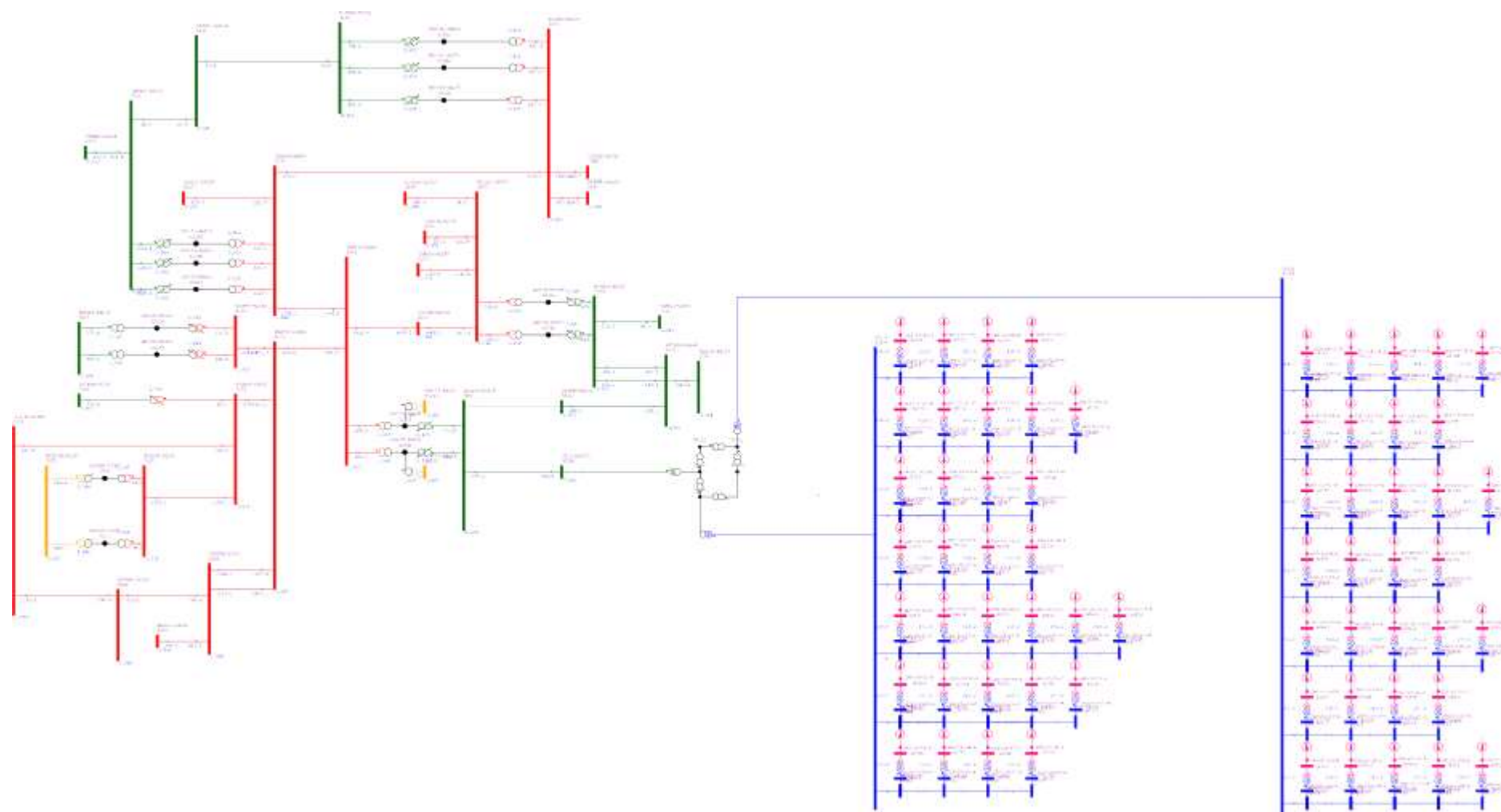


Figura 31 - LT 500 kV Buritirama - Gentio do Ouro II, C1

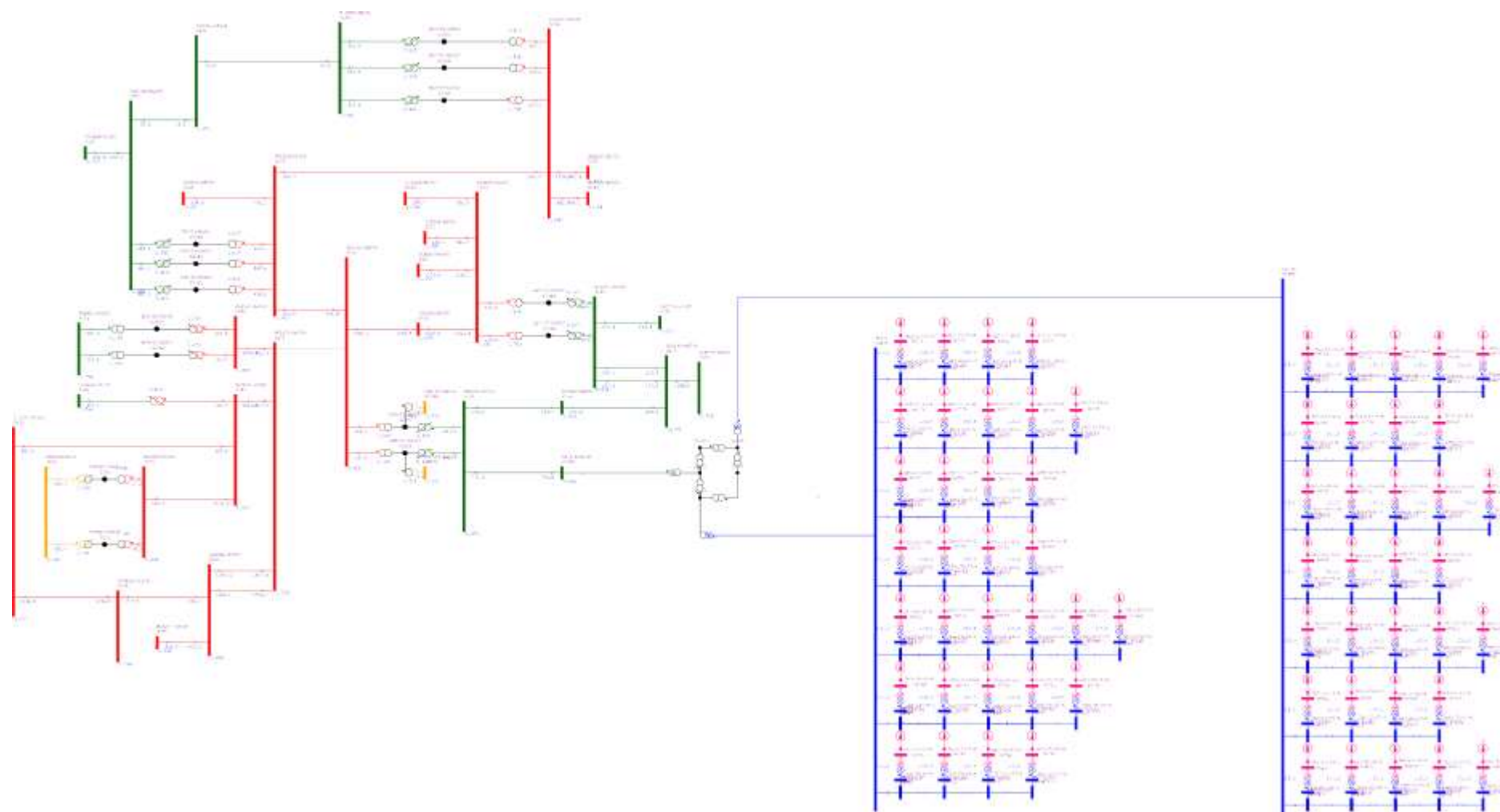


Figura 32 - LT 500 kV Gentio do Ouro II - Ourolândia, C1

