



INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE
PERNAMBUCO

Campus Garanhuns

Bacharelado em Engenharia Elétrica

DINILTON PESSOA DE ALBUQUERQUE NETO

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO NO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL: AUMENTO DA CAPACIDADE DE
TRANSFORMAÇÃO DA SUBESTAÇÃO BARREIRAS II**

Garanhuns

2022

DINILTON PESSOA DE ALBUQUERQUE NETO

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO NO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL: AUMENTO DA CAPACIDADE DE
TRANSFORMAÇÃO DA SUBESTAÇÃO BARREIRAS II**

Trabalho de conclusão de curso apresentada à
Coordenação de Engenharia Elétrica do Instituto
Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de
Pernambuco, como requisito para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Wilker Victor da Silva Azevêdo

Garanhuns

2022

A345p

Albuquerque Neto, Dinilton Pessoa de.

Planejamento da expansão da transmissão no sistema interligado nacional: aumento da capacidade de transformação da subestação Barreiras II / Dinilton Pessoa de Albuquerque Neto ; orientador Wilker Victor da Silva Azevêdo, 2022.

125 f. : il.

Orientador: Wilker Victor da Silva Azevêdo.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Instituto Federal de Pernambuco. Pró-Reitoria de Ensino. Diretoria de Ensino. Campus Garanhuns. Coordenação do Curso Superior em Engenharia. Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica, 2022.

1. Energia elétrica – Transmissão – Barreiras (BA). 2. Energia elétrica – Distribuição – Barreiras (BA) . 3. Sistemas integrados de serviços de eletricidade - Brasil . 4. Subestações elétricas – Barreiras (BA). I. Título.

CDD 621.319

Riane Melo de Freitas Alves – CRB4/1897

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO NO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL: AUMENTO DA CAPACIDADE DE
TRANSFORMAÇÃO DA SUBESTAÇÃO BARREIRAS II**

Trabalho aprovado. Garanhuns, 10/10/2022.

Prof. Me. Wilker Victor da Silva Azevêdo (orientador)

Prof. Me. José Carlos de Sá Júnior (examinador interno)

Prof.^a. Dr.^a. Yonatha Marques Pereira de Melo (UNIFESSPA, examinadora externa)

Eng. Me. Paulo Andrade Novaes (ONS, examinador externo)

Garanhuns

2022

Dedico este trabalho aos meus familiares, especialmente aos meus pais, Antônio e Danuzia, e a minha irmã, Deborah.

Também dedico a todas as pessoas que já passaram pela minha vida: pois aqueles que passam por nós não vão só – deixam um pouco de si, levam um pouco de nós.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao CEPEL pela disponibilização de licença acadêmica do ANAREDE, instrumento utilizado durante a graduação para realização de estudos e consolidação dos conhecimentos teóricos.

Ao Instituto Federal de Pernambuco – Campus Garanhuns pela formação de excelência, aos professores do Instituto que tanto contribuíram e continuam contribuindo para a evolução dos seus discentes.

Aos colegas do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) pelos conhecimentos compartilhados, pelo apoio, livros emprestados, artigos indicados, almoços coletivos, entre outros.

Agradeço, em especial, ao meu tutor e colegas de equipe no estágio no ONS: Eduardo Ledu, Robson Luis, Mariana Camurça e Rienzy de Azevedo. Agradeço, também, aos demais colegas que de alguma forma contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho, sobretudo Alonso Torres, pelas aulas de ANAREDE, caminhos e ferramentas.

Ao ONS pela oportunidade única de estagiar neste que é um dos Operadores de Sistema Elétrico mais complexos do mundo.

E em particular, agradeço à oportunidade que me foi dada através do ONS pela pessoa de Heloiza Helena Ximenes de Melo e Menezes.

Para além da curva da estrada
Talvez haja um poço, e talvez um castelo,
E talvez apenas a continuação da estrada.
Não sei, nem pergunto.
Enquanto vou na estrada antes da curva
Só olho para a estrada antes da curva,
Porque não posso ver senão a estrada antes da curva.
De nada me serviria estar olhando para outro lado
E para aquilo que não vejo.
Importemo-nos apenas com o lugar onde estamos.
Há beleza bastante em estar aqui e não noutra parte qualquer.
Se há alguém para além da curva da estrada,
Esses que se preocupem com o que há para além da curva da estrada.
Essa é que é a estrada para eles.
Se nós tivermos que chegar lá, quando lá chegarmos saberemos.
Por ora só sabemos que lá não estamos.
Aqui há só a estrada antes da curva, e antes da curva
Há a estrada sem curva nenhuma.

Fernando Pessoa

RESUMO

A Expansão da Transmissão de Energia Elétrica é um tema de suma importância para qualquer Sistema de Potência, no entanto esta característica se acentua para países com grande extensão territorial e cujos centros de produção não são próximos aos centros de consumo, como o Brasil. A expansão é fator estudado de forma recorrente pelos órgãos do setor elétrico – como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Tais estudos são necessários para avaliar os impactos da entrada de novos ativos como linhas de transmissão e equipamentos para transformação, que em sua maioria provêm melhorias para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). A condução de análises é subsidiada por recursos computacionais e procedimentos rígidos, auxiliando a compreensão dos resultados em ambientes de estudo, mantendo a devida aderência entre estes e a obtenção das expectativas de comportamento do sistema elétrico e, em decorrência, fornecendo subsídios à tomada de decisões para operação do SIN. No trabalho é estudado o caso da Integração ao SIN do 2º ATR 500/230 kV da SE Barreiras II, instalação localizada na Bahia, região com elevada carga do setor agrícola e, também, importante região de geração renovável para o Brasil. São realizadas simulações considerando diferentes patamares de carga e diferentes cenários, em operação normal e em contingência, comparando o comportamento do trecho do SIN estudado com relação ao fluxo de potência, carregamento dos equipamentos, recursos para controle de tensão, entre outros. Os estudos avaliam que a inclusão de um novo banco autotransformador contribuiu para o atendimento ao Critério N-1 (que considera que para perda de um equipamento qualquer, o sistema deve continuar íntegro), auxilia no controle de reativos (através do seu tap) e elimina a possibilidade de sobrecarga em cenário de elevada carga e baixa geração na região.

Palavras-chave: Planejamento da Expansão. Operação de Sistemas Elétricos. Fluxo de Potência. Contingências. Sistema Interligado Nacional.

ABSTRACT

The Expansion of Electric Energy Transmission is a topic of paramount importance for any Electrical Power System, being accentuated for countries with large territorial extension and whose production centers are not close to consumption centers, such as Brazil. This expansion is a factor studied on a recurring basis by agencies in the electricity sector – such as the *Empresa de Pesquisa Energética (EPE)* and the *Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)*. Such studies are necessary to assess the impacts of the entry of new assets such as transmission lines and equipment for transformation, which mostly provide improvements for the operation of the *Sistema Interligado Nacional (SIN)*. The conduction of analyzes is supported by computational resources and rigid procedures, helping to understand the results in study environments, maintaining the proper adherence between them and obtaining the expectations of behavior of the electrical system and, as a result, providing subsidies for decision making in the *SIN* operation.

In this work, the case of Integration to the SIN of the 2nd ATR 500/230 kV of the SE Barreiras II is studied, an installation located in Bahia, a region with a high load of the agricultural sector and, also, an important region of renewable generation for Brazil. In this study, simulations are performed considering different load levels and different scenarios, in normal and contingency operation, comparing the behavior of the studied *SIN* section in relation to power flow, equipment loading, voltage control resources, among others. The studies assess that the inclusion of a new autotransformer bank contributed to the fulfillment of Criterion N-1 (which considers that for any equipment to be lost, the system must remain intact), helps in the control of reagents (through its tap) and eliminates the possibility of overloading in a high load and low generation scenario in the region.

Keywords: Expansion Planning. Operation of Electrical Systems. Power Flow. contingencies. National Interconnected System.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Mapa do Sistema de Transmissão Brasileiro – Horizonte 2024.....	18
Figura 1.2 - Trecho do SIN no Estado da Bahia (SE Barreiras II) e adjacências.	20
Figura 1.3 - Intercâmbio de Energia Nordeste-Sudeste/Centro-Oeste (MWmed).	21
Figura 2.1 - Diagrama de blocos dos sistemas elétricos de potência.....	27
Figura 2.2 - Processo Institucional do Planejamento da Expansão da Transmissão.....	36
Figura 2.3 - Fluxograma para elaboração dos estudos para o PDET	38
Figura 2.4 - Transformador e autotransformador (N_1 e N_2 - número de espiras).	40
Figura 2.5 – Corrente de neutro e fluxo de terceiro harmônico (Trafo Y- Δ).....	41
Figura 2.6 - Diagrama esquemático de autotransformador 500/230/13,8 kV.	42
Figura 3.1 - Carga da SE Barreiras (dias 17, 18 e 19 de setembro de 2022).	45
Figura 3.2 - Evolução da área irrigada no Estado da Bahia (foco na região Oeste)..	45
Figura 3.3 - SE Bom Jesus da Lapa II e outras subestações próximas.	46
Figura 3.4 - Diagrama unifilar da Subestação Barreiras II (1 ATR).	48
Figura 3.5 - Detalhe do ATR1 na SE Barreiras II.	49
<i>Figura 3.6 - Diagrama unifilar da Subestação Barreiras II (2 ATR).</i>	<i>51</i>
Figura 3.7 - Interface inicial do ANAREDE.....	55
Figura 3.8 - Componentes que podem ser inseridos no programa.	56
Figura 3.9 - Parâmetros para adicionar uma barra C.A.....	56
Figura 3.10 – Cadastro dos Grupos Limite de Tensão (DGLT) no ANAREDE.....	58
Figura 3.11 - Parâmetros para inserir uma LT CA.....	58
Figura 3.12 – Representação de um autotransformador no ANAREDE.....	60
Figura 3.13 – Menu do ANAREDE para inclusão de componentes C.A.	61
Figura 3.14 – Forma para acesso aos relatórios e elementos para análise.	61
Figura 3.15 - Cálculo do fluxo de potência no ANAREDE: configuração e controle..	62
Figura 3.16 - Exemplo do modelo do arquivo de entrada (IEEE 14 barras).	63
Figura 3.17 - Tela do Gerenciador de Dados do ANAREDE.	63
Figura 3.18 - Acesso aos relatórios no ANAREDE.....	64
Figura 3.19 - SINTEGRE: Diretrizes para o Horizonte Quadrimestral.....	65
Figura 4.1 - Webmap EPE destacando a SE Barreiras II.....	67
Figura 4.2 - Mapa do Sistema de Transmissão Brasileiro – Horizonte 2024.....	67
Figura 4.3 – Diagrama Unifilar de parte do SIN.....	71
Figura 4.4 - Caso 1.2 (carga leve): 01 ATR em Barreiras II e geração plena.....	75
Figura 4.5 – Caso 1.1: Operação com 01 ATR em Carga Leve na SE Barreiras II: tensões e fluxo de potência.....	76
Figura 4.6 – Caso 1.1: Operação com 01 ATR em Carga Média na SE Barreiras II: tensões e fluxo de potência.....	77
Figura 4.7 – Caso 1.1: Operação com 01 ATR em Carga Pesada na SE Barreiras II: tensões e fluxo de potência.....	78
Figura 4.8 - Caso 1.1 (carga leve): 01 ATR em Barreiras II sem geração injetada na SE Barreiras.	79
Figura 4.9 - Caso 1.1 (carga leve) 01 ATR em Barreiras II sem geração e com carga elevada com destaque aos percentuais de carregamento dos equipamentos.....	80
Figura 4.10 - Caso 1.1 (carga leve) 01 ATR em Barreiras II sem geração e com carga do Primeiro Quadrimestre de 2023 com destaque aos percentuais de carregamento dos equipamentos.	81
Figura 4.11 – Caso 1.2: Operação com 02 ATRs em Carga Leve na SE Barreiras II: tensões e fluxo de potência.....	83

Figura 4.12 – Caso 1.2: Operação com 02 ATRs em Carga Média na SE Barreiras II: tensões e fluxo de potência.....	84
Figura 4.13 – Caso 1.2: Operação com 02 ATRs em Carga Pesada na SE Barreiras II: tensões e fluxo de potência.....	85
Figura 4.14 – Caso 2.1: Contingência da LT 230 kV BRD/TBV em carga pesada (sem mudança de tap).	86
Figura 4.15 – Caso 2.1.: Modificação do tap do ATR em operação para correção de sobretensão no barramento de 230 kV da SE Barreiras II (6315).....	87
Figura 4.16 – Caso 2.1: Contingência da LT 230 kV BRD/TBV em carga pesada (após a mudança de tap).	87
Figura 4.17 – Caso 2.1a: 01 ATR em Carga Leve na SE BRD e perda da LT 230 kV BRD/TBV: tensões e fluxo de potência.	88
Figura 4.18 – Caso 2.1b: Operação com 02 ATRs em Carga Leve na SE BRD e perda da LT230 kV BRD/TBV: tensões e fluxo de potência.	89
Figura 4.19 – Caso 2.2a: Operação com 01 ATR em Carga Leve na SE BRD e perda da LT230 kV BRD/RGD: tensões e fluxo de potência.....	91
Figura 4.20 – Caso 2.2b: Operação com 02 ATRs em Carga Leve na SE BRD e perda da LT230 kV BRD/RGD: tensões e fluxo de potência.....	92
Figura 4.21 – Caso 2.3a: Operação com 01 ATR em Carga Leve na SE BRD e perda da LT230 kV BRD/BRA: tensões e fluxo de potência.....	94
Figura 4.22 – Caso 2.3b: Operação com 02 ATRs em Carga Leve na SE BRD e perda da LT230 kV BRD/BRA: tensões e fluxo de potência.....	95
Figura 4.23 – Caso 3.1a: Operação com 01 ATR em Carga Leve na SE BRD e perda da LT 500 kV BRD/BRT: tensões e fluxo de potência.....	97
Figura 4.24 – Caso 3.1b: Operação com 02 ATRs em Carga Leve na SE BRD e perda da LT 500 kV BRD/BRT: tensões e fluxo de potência.....	98
Figura 4.25 - Operação com 02 ATRs em Carga Leve na SE BRD e perda da LT 500 kV BRD/GBD: destaque para o anel 500 kV BRT/BRD/GBD.....	99
Figura 4.26 – Caso 3.2a: Operação com 01 ATR em Carga Leve na SE BRD e perda da LT 500 kV BRD/GBD: tensões e fluxo de potência.	100
Figura 4.27 – Caso 3.2b: Operação com 02 ATRs em Carga Leve na SE BRD e perda da LT 500 kV BRD/GBD: tensões e fluxo de potência.	101
Figura 4.28 – Caso 4.1 (carga leve): Subtensão em Barreiras, Barreiras II e Rio Grande II.	102
Figura 4.29 – Caso 4.2: Contingência dupla LTs 500 kV Barreiras II / Rio das Éguas.	103
Figura 4.30 – Caso 4.2: Contingência dupla LTs 500 kV Barreiras II / Rio das Éguas com alteração de taps.	103
Figura 4.31 – Caso 5: Carga leve com terceiro banco autotransformador na SE Barreiras II.....	105

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Níveis de tensão admitidos.	54
Tabela 4.1 – Classificação dos tipos de barras do sistema.....	73
Tabela 4.2 - Capacidade das linhas de transmissão e autotransformadores.....	74
Tabela 4.3 - Recursos para controle de tensão.....	74
Tabela 4.4 - Sistema com 02 ATRs na SE Barreiras II	82
Tabela 4.5 - Tensão em RGD 230 kV para a perda da LT 230 kV BRD/RGD.	90
Tabela 4.6 - Comportamento de tensão das instalações Barreiras II e Rio Grande II para a perda da LT 230 kV BRD/BRA.....	93
Tabela 4.7 - Análise de perdas no escopo analisado.....	106

LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1 - Regiões geelétricas admitidas no PET/PELP	33
Quadro 4.1 – Cenários de Regime Permanente Avaliados.....	72
Quadro 0.1 - Resultados da simulação - 1 ATR Carga Leve - Pt. 1	113
Quadro 0.2 - Resultados da simulação - 1 ATR Carga Leve - Pt. 2.....	114
Quadro 0.3 - Resultados da simulação - 1 ATR Carga Média - Pt. 1	115
Quadro 0.4 - Resultados da simulação - 1 ATR Carga Média - Pt. 2.....	116
Quadro 0.5 - Resultados da simulação - 1 ATR Carga Pesada - Pt. 1.....	117
Quadro 0.6 - Resultados da simulação - 1 ATR Carga Pesada - Pt. 2.....	118
Quadro 0.7 - Resultados da simulação - 2 ATR Carga Leve - Pt. 1	119
Quadro 0.8 - Resultados da simulação - 2 ATR Carga Leve - Pt. 2.....	120
Quadro 0.9 - Resultados da simulação - 2 ATR Carga Média - Pt. 1	121
Quadro 0.10 - Resultados da simulação - 2 ATR Carga Média- Pt. 2.....	122
Quadro 0.11 - Resultados da simulação - 2 ATR Carga Pesada - Pt. 1.....	123
Quadro 0.12 - Resultados da simulação - 2 ATR Carga Pesada - Pt. 2.....	124

LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Norma Técnicas
ANAREDE	Programa de Análise de Redes
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATE XVI	Empresa Transmissora de Energia
ATR	Autotransformador
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CNI	Capacidade Nominal de Interrupção
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CPST	Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão
EOL	Central de Geração Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FURNAS	Eletróbás FURNAS (Centrais Elétricas)
GTD	Geração, Transmissão e Distribuição da Energia
MME	Ministério das Minas e Energia
N-1	Critério de Contingência Simples
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAR	Plano de Ampliação e Reforços
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PELP	Programa de Expansão de Longo Prazo
PET	Programa de Expansão da Transmissão
PMO	Programa Mensal de Operação Energética
PR	Procedimentos de Rede
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TAESA	Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.
TUST	Tarifas de Uso de Sistema de Transmissão
UFV	Usina Fotovoltaica

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Ampére
AC	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
GW	Gigawatt
km	Quilômetro
kV	Kilovolt
MW	Megawatt
MWmed	Megawatt médio
MWp	Megawatt pico
P_n	Potência ativa na barra “ n ”
PQ	Referência à barra de carga
PV	Referência à barra de tensão controlada
Q_n	Potência Reativa na barra “ n ”
V	Volt
var	volt-ampère-reativo (unidade de potência reativa)
V_n	Tensão na barra “ n ”
V_θ	Barra de referência (slack)
θ_{kn}	Ângulo da admitância entre as barras “ k ” e “ n ”
θ_n	Ângulo de defasagem na barra “ n ”
Y_{kn}	Admitância entre as barras “ k ” e “ n ”
W	Watt

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	16
1.1 Contextualização.....	17
1.2 Motivação.....	23
1.3 Objetivos	24
1.4 Estrutura do Texto.....	25
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	26
2.1. Sistemas Elétricos de Potência.....	26
2.2. Fluxo de Potência	28
2.3. Planejamento da Expansão da Transmissão	33
2.4. Insumos para o Planejamento da Transmissão	36
2.5. Autotransformadores.....	39
3. METODOLOGIA.....	43
3.1. Análises Preliminares.....	43
3.2. Área do SIN sob Estudo.....	44
3.3. Procedimentos de Rede.....	52
3.4. Programa ANAREDE	55
4. ESTUDO DE CASO: EXPANSÃO DA SUBESTAÇÃO BARREIRAS II.....	66
4.1. Outros Detalhes sobre a Necessidade de Expansão.....	66
4.2. Premissas e Critérios	68
4.3. Características dos Estudos e de Equipamentos.....	70
4.4. Simulações e Análise dos Resultados	75
4.4.1. Caso 1: Operação Regular	75
4.4.2. Caso 2: Análise de Contingências em 230 kV.....	86
4.4.3. Caso 3: Análise de Contingências em 500 kV.....	96
4.4.4. Caso 4: Análise de Contingências “N-2”	102
4.4.5. Sobre Implementações Futuras no SIN.....	104
4.4.6. Perdas na SE Barreiras II	106
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	107
Apêndice A – Alguns Resultados das Simulações.....	113
Anexo A – Placa de Autotransformador Monofásico 500/230/13,8 kV que forma o Banco 3x100 MVA da SE Barreiras II	125

1. Introdução

O Brasil é um país com dimensões continentais, com estados do tamanho de países europeus. Pelas suas características, foi concebido um modelo de Sistema de Transmissão constituído por uma grande malha: o Sistema Interligado Nacional (SIN). Nele, existem 169.914 km de linhas de transmissão e 177.122 MW de capacidade instalada de geração (ONS, 2022). Este sistema permite o intercâmbio de geração e carga entre as regiões, as quais são divididas em quatro no âmbito do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): nordeste, sul, sudeste/centro-oeste e norte.

A transmissão de energia e sua transformação em diversos níveis de tensão formam um dos pilares da dinâmica da energia elétrica. Através disto, é possível garantir que haja energia elétrica em um local sem geração fisicamente próxima e cuja distância é atendida por linhas de transmissão que podem apresentar milhares de quilômetros de comprimento. Centrais de geração (nuclear, eólica, hidrelétrica, termelétrica, dentre outras) se conectam a subestações com recursos de transformação e controle (transformadores e autotransformadores, bancos de capacitores, reatores, dentre outros), permitindo a transmissão de energia com perdas técnicas reduzidas, interligações regionais, operação flexível e atendimento a clientes em patamares de tensão variados. A exemplo, grandes centros industriais e populacionais do Brasil estão a milhares de quilômetros de aproveitamentos hidrelétricos na Amazônia (GOMES, 2012).

Para o pleno funcionamento do SIN, é imprescindível que haja uma forte malha de transmissão de energia com linhas, transformadores e outros ativos para escoamento dos centros de geração aos locais de consumo. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), há a dificuldade entre a coordenação da expansão dos sistemas de geração e transmissão: usinas renováveis de menor porte tem prazos de conclusão menores (3 anos) que os de linhas de transmissão (5 anos) (PDE, 2031). Dessa forma, o PDE analisa que pode haver problemas no sentido de que se gere mais energia do que se possa transmitir. De modo complementar, além da demanda por novas linhas de transmissão, o planejamento acena para um olhar dedicado à capacidade de transformação das subestações de energia, uma vez reconhecidos os limites operacionais dos equipamentos que compõem a configuração atual do sistema, eventuais disponibilidades das linhas de transmissão para escoamento e mudanças decorrentes de novos cenários operativos.

Desde 2013 a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) vem desenvolvendo estudos que dizem respeito à área de transmissão, no entanto eles se tornaram “obsoletos”, pois a quantidade de projetos em processo de acesso junto ao ONS foi maior que a esperada para os próximos anos (40 GW contra 180 GW). Assim, no ano de 2021 foram adotadas novas estratégias na definição do potencial de energia renovável a ser considerado nos estudos proativos de transmissão atualmente em andamento nas Regiões norte e nordeste (EPE, 2021).

A partir dos estudos, é esperado reduzir a incerteza quanto à necessidade de expansão de transmissão em determinados locais visto que novas análises de geração poderiam ser conduzidas, desfalcando a transmissão planejada e instalada em outra localidade. Logo, há a expectativa de que os novos estudos produzidos pela EPE consigam prever com maior exatidão a necessidade e prazo para expansão da transmissão, ao passo que demandas ao ONS incluem a realização de estudos pré-operacionais em regime permanente e de transitórios eletromagnéticos, os quais devem trazer respaldo à entrada em operação de novos empreendimentos.

1.1 Contextualização

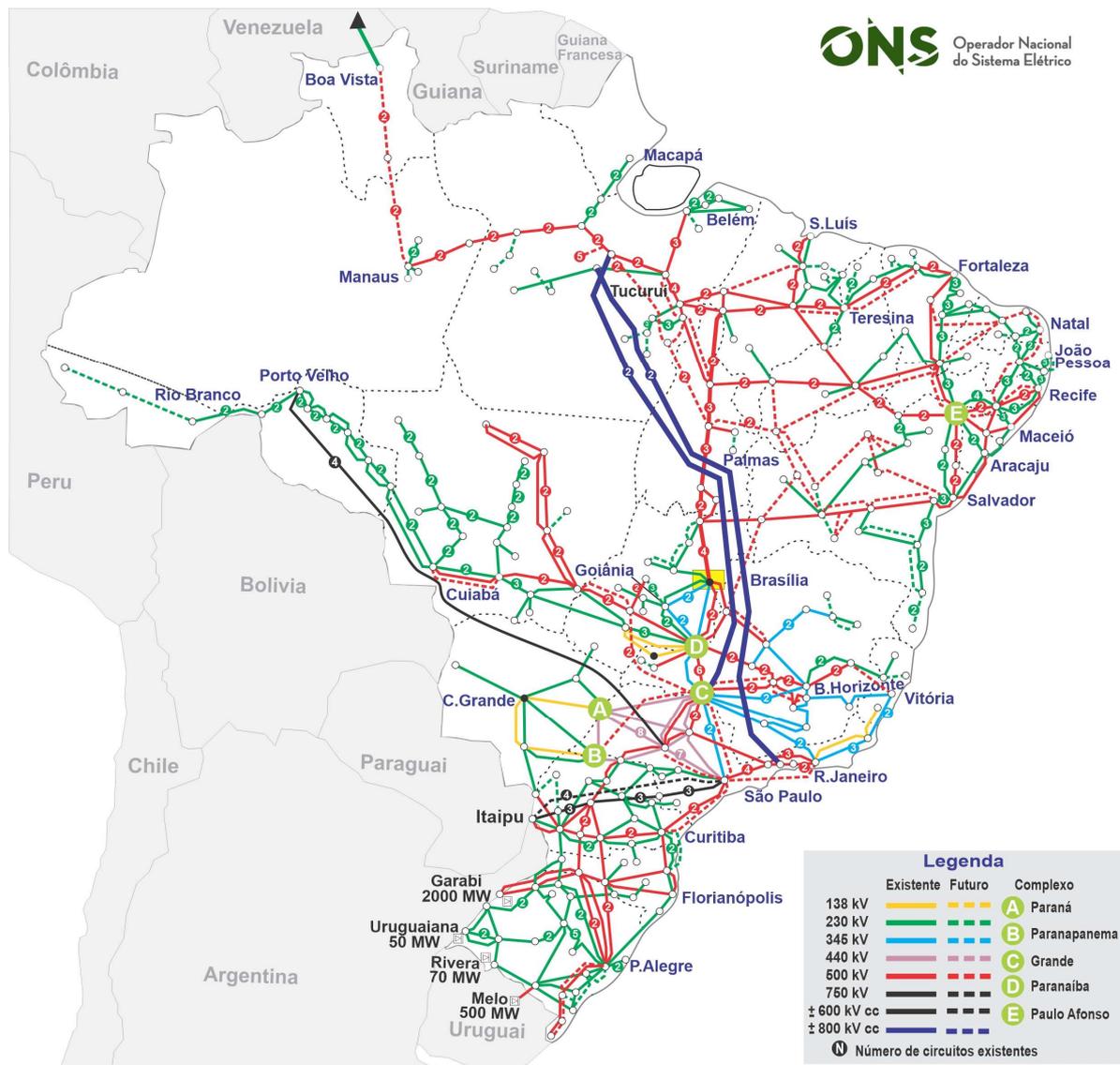
A malha de transmissão de energia elétrica da rede básica do Brasil compreende patamares de tensão diversificados em corrente alternada e contínua e, segundo o PDE 2026 (EPE, 2017c), tem como principais funções:

- Transmissão da energia gerada pelas usinas para os grandes centros de carga;
- Integração entre os diversos elementos do sistema elétrico para garantir estabilidade e confiabilidade da rede – por meio das ferramentas de controle de frequência e tensão, inclusive por desligamento de LTs, quando necessário;
- Interligação entre as bacias hidrográficas e regiões com características hidrológicas heterogêneas de modo a otimizar a geração hidrelétrica; e
- A integração energética com os países vizinhos.

A seguir é apresentado o Mapa do Sistema de Transmissão – Horizonte 2024 (Figura 1.1), em que se observam diversas linhas nos patamares de tensão da rede básica. Nela, é possível observar diversas faixas de tensão acompanhadas pelo ONS, desde 230 kV até 765 kV (AC), além de ± 600 kV e ± 800 kV (CC). Destaca-se que as LTs de 138 kV não fazem parte da rede básica, entretanto as que são mostradas na Figura 1.1 são acompanhadas pelo ONS por serem classificadas como rede complementar. Integrar a rede complementar significa que seus desligamentos afetam

a otimização energética do SIN e/ou afetam os parâmetros de avaliação do desempenho elétrico das instalações e dos equipamentos da Rede Básica que levam a condições operativas fora dos critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede (ONS, 2021b).

Figura 1.1 - Mapa do Sistema de Transmissão Brasileiro – Horizonte 2024.



Fonte: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>.

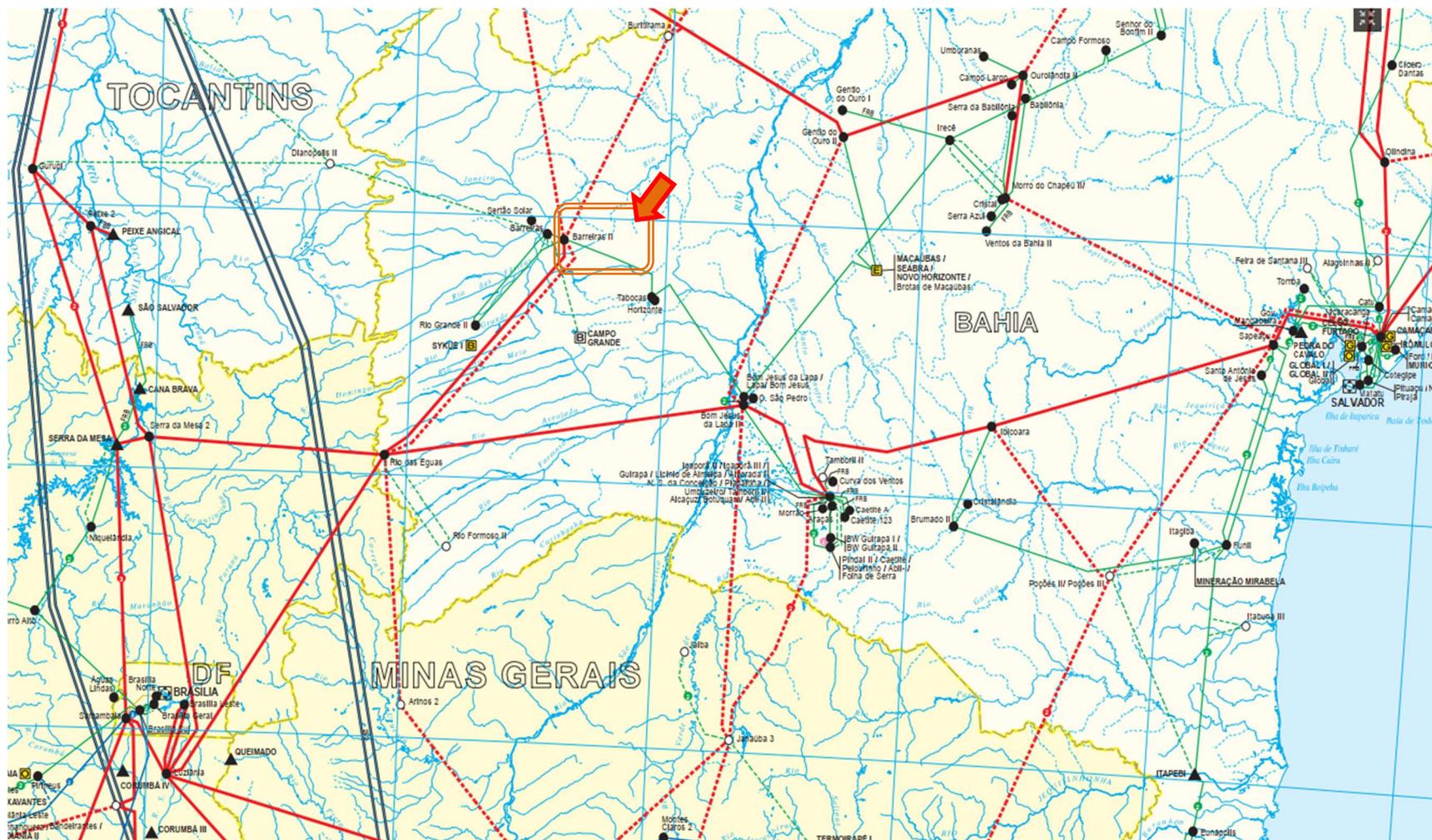
O Mapa apresentado congrega a ilustração de todas as Linhas de Transmissão que compõem a Rede Básica, além de pequena parte da Rede Complementar. Através dele podemos avaliar a abundante quantidade de linhas e subestações, sugerindo também vários transformadores e autotransformadores, a longa extensão de corredores de transmissão e a complexidade do SIN. Note a infraestrutura em 230 e 500 kV no Estado da Bahia, com previsão de diversas expansões futuras. Também

é possível observar que os subsistemas elétricos, Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul, são quase completamente interligados, com algumas exceções a exemplo de Roraima. Entretanto, para este caso, há projetos para a interligação de Roraima através do chamado “linhão”, que interligará Manaus (AM) a Boa Vista (RR) (EPE, 2022a).

A energia elétrica tem a característica de ser gerada e consumida praticamente no mesmo instante. Por este motivo, é necessário que haja o planejamento adequado de geração para a devida compatibilidade com o que será consumido. Segundo Nery (2012), o suprimento de energia é considerado satisfatório quando os parâmetros de potência máxima, de ponta, e potência média são atendidos. Como forma de otimizar o sistema, existem intercâmbios realizados entre as regiões do país: caso o Norte esteja produzindo mais do que consumindo, pode exportar para o nordeste através da interligação NNE (norte-nordeste). O mesmo ocorre da região nordeste para outras regiões eletroenergéticas do país, além das combinações inter-regionais.

Um relevante corredor de transmissão do SIN ocorre no trecho entre as subestações Bom Jesus da Lapa II (TAESA, 850 MW de capacidade, localizada na Bahia) e Serra da Mesa (FURNAS, 950 MW de capacidade, localizada em Goiás), na interligação entre duas regiões – nordeste e sudeste (Figura 1.2), onde também se encontra a SE Barreiras II (ATE XVI Transmissora de Energia, 600 MW de capacidade, localizada na Bahia). Próximo desta região ocorre a interligação através do trecho 500 kV Serra da Mesa e Serra da Mesa II. Por ser região de interligação, a LT Serra da Mesa II / Rio das Águas é uma das instalações que, por consequência, faz parte do escoamento de geração e fluxo entre regiões, compondo o FNESE (Fluxo nordeste/sudeste) e FSENE (Fluxo sudeste/nordeste).

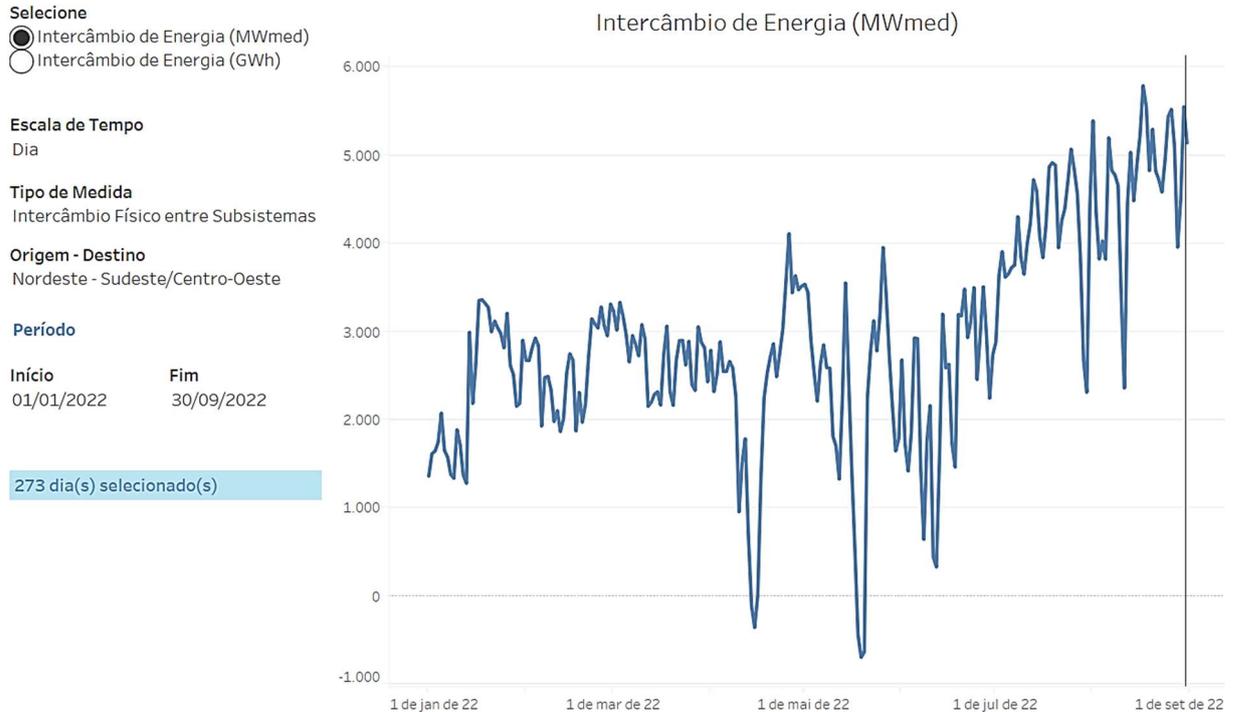
Figura 1.2 - Trecho do SIN no Estado da Bahia (SE Barreiras II) e adjacências.



Fonte: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas> (modificado).

No dia 17 de agosto de 2022 o intercâmbio de energia entre o nordeste e o sudeste/centro-oeste (MWmed) foi de 5.788 MWmed (Figura 1.3), valor recorde para o ano, enfatizando um olhar dedicado para a infraestrutura elétrica nas adjacências.

Figura 1.3 - Intercâmbio de Energia Nordeste-Sudeste/Centro-Oeste (MWmed).



Fonte: ONS (2022).

Esta dinâmica do sistema elétrico resulta na realização de Estudos de planejamento, dentro do horizonte do PDE, com base nas projeções de carga elétrica, no plano de expansão de referência de geração, e na evolução prevista para a topologia da rede elétrica (EPE, 2022d). Apesar de o Brasil dispor de diversos meios de geração de energia elétrica, o principal continua sendo o hidrelétrico, representando cerca de 62,5% da matriz de energia elétrica nacional (ONS, 2022). Entretanto, há alguns anos tem sido apontado que restrições ambientais impedem a construção de grandes reservatórios para geração de energia (NERY, 2012), sendo necessário expandir outras formas de geração, prever novas interligações, aumentar a capacidade das subestações, em que se acompanha a evolução da geração solar, além de termelétricas com possibilidade de integração futura às instalações do SIN como a recém-inaugurada Usina Jaguatirica II em Roraima (com capacidade prevista de 141 MW), usinas a fio d'água e parques eólicos (como o complexo eólico Ventos

de Santa Eugênia, localizado em Uibaí, Bahia, com capacidade de 519 MW, o qual, a título de comparação, corresponde a 20% da capacidade da UHE Paulo Afonso IV.

Sendo garantida a geração, é necessário que existam meios para transportar a energia produzida aos centros consumidores – neste ponto entra a transmissão de energia elétrica. Para garantir que estejam alinhadas – geração e transmissão – deve ser avaliada a demanda por transformadores e autotransformadores, bem como são realizados estudos de longo prazo, estimando potencial de geração em leitos de rios, locais com alta incidência solar e com boa qualidade de ventos, além de características de escoamento dos ativos pertencentes ao SIN.

A margem de transmissão e capacidade de transformação das subestações é requisito essencial para análise de segurança operativa. Apesar disso, há fortes críticas por uma maior segurança energética uma vez que as licitações de geração buscam o valor da melhor oferta e nas de transmissão, definidas sem a necessária sincronia no tempo e espaço com a geração, são práticas competitivas pela melhor tarifa. Além disso, devem ser reconhecidas novas realidades para interação do planejamento com a operação em virtude das fontes renováveis (DAVID *et al.*, 2019).

Para zelar pelo equilíbrio de oferta e demanda elétrica do Brasil, compete ao Ministério de Minas e Energia, sob decreto 4.261, de 6 de junho de 2002, obrigações para estabelecer sistema de alerta sobre insuficiência de oferta de energia elétrica, além de propor ao CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) um programa de ação para reduzir os riscos de insuficiência elétrica a níveis aceitáveis, entre outras obrigações. Em síntese, é reconhecida a complexidade da operação do sistema elétrico brasileiro, sendo papel da transmissão a interligação entre os pontos de geração e de consumo. No caso do SIN, essa afirmação significa percorrer grandes distâncias, sujeitas às condições mais adversas: climáticas, territoriais e ambientais.

Uma característica adicional importante do SIN é a predominância de diversos patamares de tensão neste processo de escoamento geração-carga, atendido por subestações elevadoras e abaixadoras, havendo recursos de regulação, compensação e controle, constatando-se uma infraestrutura de transformadores e autotransformadores em diversos pontos da rede elétrica. Também é verificada a implantação de novos empreendimentos para atender à ampliação da geração e criar alternativas à operação. Nisto, são necessários esclarecimentos sobre o desempenho do sistema elétrico quando da expectativa de entrada de ativos, subsídio essencial para integração destes às instalações do sistema interligado.

Desdobramentos das considerações apresentadas incluem a elaboração de instruções para operação (articuladas ao planejamento), a avaliação de impactos ao fluxo de potência (perdas, escoamento da geração, capacidade das linhas de transmissão, níveis de tensão), o redimensionamento de limites operacionais de transformação das subestações, a verificação do nível de carregamento das linhas de transmissão, bem como a operação durante cenários de contingências, em que parte destes estudos será abordado neste trabalho.

1.2 Motivação

Enquanto entidades e empresas como Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) e EPE fazem estudos de planejamento, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) está mais perto do produto: articulando planejamento e operação, regulando e garantindo a operação segura do sistema desde sua construção até o período em que ocorre a integração ao SIN. Para isto, diversos estudos são previstos, elaborados em vários horizontes temporais, e culminam em seguida na tomada de decisão para integração de blocos de geração, linhas e transformadores, além de instruções para operação segura do SIN.

Alinhada ao contexto mencionado, a motivação principal do trabalho ocorre a partir do desenvolvimento de experiências durante estágio no ONS, concatenando estas com os conhecimentos construídos através de iniciação científica voluntária no IFPE e em atividades de caráter disciplinar na ênfase de Eletrotécnica do Bacharelado em Engenharia Elétrica. De modo complementar, houve a construção de saberes sobre Fluxo de Potência, Equipamentos Elétricos, Operação e Análise de Contingências nos componentes curriculares (Análise de Sistemas Elétricos, Equipamentos e Subestações, Operação e Controle de Sistemas Elétricos), o desenvolvimento de habilidades quanto a recursos computacionais como o ANAREDE e conhecimentos sobre os Procedimentos de Rede. Estes foram enriquecidos com as experiências vivenciadas no cotidiano da operação do sistema elétrico brasileiro, sendo possível estruturar possibilidades de avaliação de estudos de planejamento em sinergia com um caso real associado à integração de um novo ativo ao SIN.

O trabalho congrega, deste modo, a avaliação de procedimentos relacionados aos estudos de planejamento da expansão dos sistemas de transmissão de energia elétrica no Brasil, com foco nos estudos de regime permanente (fluxo de carga e estudos de contingência). Em particular, almeja-se avaliar impactos e a adoção de

critérios no âmbito da inclusão de um novo Autotransformador (ATR) na Subestação Barreiras II, pertencente ao SIN, atendendo à expansão da geração eólica e fotovoltaica do Sudoeste da Bahia.

1.3 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é estudar os impactos da instalação de um novo banco autotransformador (ATR) na subestação Barreiras II do SIN e avaliar, em caráter pré-operacional, os impactos no fluxo de potência em regime permanente, além da combinação de cenários com a indisponibilidade de alguns ativos (ATRs e Linhas de Transmissão). Também é considerada a análise de contingências mediante aplicação do critério “N-1” na comparação de cenários com e sem a expansão da capacidade de transformação da subestação. Este critério faz parte da avaliação de confiabilidade, em que parte relevante dos sistemas elétricos de diversos países é construído e segundo o qual o sistema deve conseguir suportar a perda de um elemento sem que ocorra a interrupção do fornecimento de energia elétrica, violação de grandezas elétricas e sem atingir limites de sobrecarga de equipamentos¹.

Como objetivos específicos:

- Descrever o processo de planejamento e estudo da expansão da transmissão, abordando fatores como a necessidade/demanda, relatórios e dados;
- Especificar procedimentos de rede para integração de novas instalações e os impactos na operação do sistema elétrico;
- Discorrer sobre premissas e critérios para Estudos Elétricos no âmbito do SIN considerando os documentos normativos e a realização de simulações;
- Realizar estudo de fluxo de potência em diferentes patamares de carga (leve, média e pesada), avaliando-se condições de carregamento de linhas e equipamentos de transformação, níveis de tensão e perdas no cenário base e após a inclusão de um novo ATR na SE Barreiras II;
- Analisar comparativamente o desempenho do sistema de potência mediante contingências simples (N-1), avaliando-se impactos da inclusão do novo ATR na SE Barreiras II;
- Avaliar um cenário de contingência dupla (N-2) e outro relativo à implementação futura.

¹ Outras informações sobre o critério “N-1” acessar: <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/qualidade-do-suprimento>.

1.4 Estrutura do Texto

O trabalho está dividido da seguinte forma:

- Capítulo 1: Introdução
- Capítulo 2: Fundamentação Teórica
 - Serão apresentados conceitos sobre Sistemas Elétricos e Fluxo de Potência, posteriormente abordando procedimentos para expansão da transmissão, esclarecendo regras e normativas que direcionam os estudos;
 - Serão abordados estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), os quais discorrem sobre a previsão da necessidade de Expandir a Transmissão em horizontes de curto, médio e longo prazo;
 - Além dos pontos supracitados, será feita uma análise de conceitos sobre autotransformadores.
- Capítulo 3: Metodologia
 - Será indicado o roteiro metodológico do trabalho, premissas e critérios para estudos elétricos, além de apresentados detalhes operativos sobre a regional objeto de análise, características da SE Barreiras II, a ferramenta computacional utilizada (ANAREDE) e a modelagem no programa. De maneira complementar, será feita uma apresentação dos Procedimentos de Rede relevantes para os estudos elétricos.
- Capítulo 4: Estudo de Caso – Expansão da Subestação Barreiras II
 - Será apresentado o caso da expansão da Subestação de Barreiras II, localizada em município homônimo no Estado da Bahia. Esta subestação não atendia ao critério N-1 quando da contingência do seu autotransformador único, ocasionando graves problemas de subtensão e atuação de sistemas de corte de carga em subestações próximas. Após estudos da EPE, foi sugerida a expansão dessa transformação com vistas a garantir confiabilidade e eficiência do sistema;
 - Estudos de fluxo de potência serão indicados considerando diversos patamares de carga e geração e de análise de contingências.
- Capítulo 5: Considerações finais.
 - Será apresentada uma síntese dos principais resultados, do percurso para realização do trabalho e aspectos para avaliação futura.

2. Fundamentação Teórica

Neste capítulo, inicialmente, será abordada a conceituação de Sistemas Elétricos de Potência e Fluxo de Potência. Posteriormente, serão apresentados aspectos da Gestão e Expansão da Transmissão de Energia Elétrica, abordando desde como é feita a gestão até os estudos que preveem necessidade de expansão, contextualizando aqueles que serão foco principal do trabalho. Também será debatido o contexto dos autotransformadores (ATRs) para ampliação da capacidade de transformação das subestações.

Introdutoriamente, a expansão deve sempre buscar soluções cujo custo seja o menor para a melhor qualidade e robustez possível. Para tanto, deve ser admitida a tríade (GOMES, 2012):

1. Escoamento da geração – atendimento às demandas de geração, que vêm crescendo, sobretudo, com a expansão de energias renováveis;
2. Atendimento à carga – ponto final do sistema de Geração, Transmissão e Distribuição (GTD);
3. Livre acesso dos agentes do mercado à rede – com foco na competição na geração e comercialização de energia elétrica.

O planejamento da expansão é dividido em Horizontes, os quais se dividem em longo (acima de 10 anos), médio (5 a 10 anos) e curto prazo (até 5 anos). Em cada um dos horizontes, diferentes órgãos se responsabilizam pelos estudos. A preparação da base de dados, as simulações em regime permanente e transitório, além dos estudos complementares integram o escopo geral do planejamento. Aqueles estudos de longo e médio prazo são desenvolvidos pela EPE, enquanto os de curto prazo são desenvolvidos pelo ONS. Na expansão do SIN, novos autotransformadores (ATRs) têm sido incluídos na região eletroenergética do Nordeste, sendo parte essencial dos objetivos específicos do trabalho avaliar seus impactos ao Sistema Elétrico.

2.1. Sistemas Elétricos de Potência

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) têm a função de fornecer energia elétrica aos usuários no instante em que for solicitada (KAGAN, OLIVEIRA e ROBBA, 2010). Assim, o sistema tem função de produtor e de distribuidor, pois transforma determinado tipo de energia em energia elétrica e a distribui para alimentar cargas.

Dado o perfil de perdas ôhmicas, uma característica fundamental dos SEPs é a utilização de tensão de transmissão para levar grandes montantes de energia desde

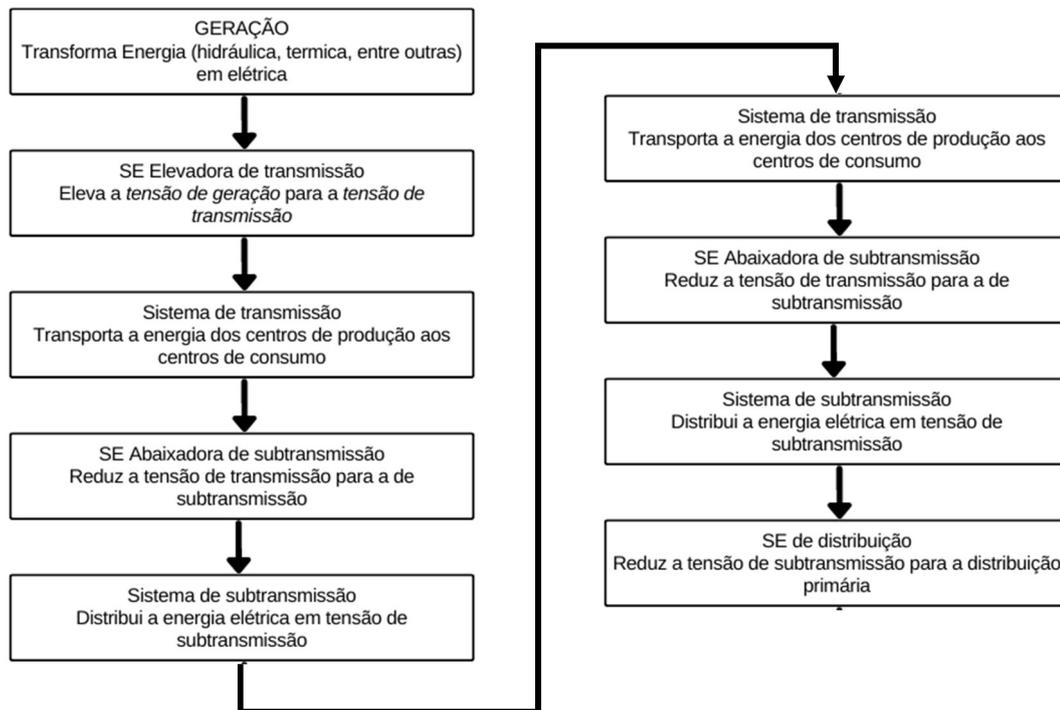
centrais produtoras (como hidrelétricas), que costumam ficar distantes de centros consumidores. Maiores tensões resultam em menores perdas ôhmicas e, portanto, utilizam-se de transformadores e autotransformadores para elevar o nível de tensão gerada (10 a 30 kV em hidrelétricas) a níveis geralmente acima de 230 kV.

Dessa forma, segundo Kagan, Oliveira e Robba (2010), os sistemas podem ser subdivididos em três grandes blocos:

- Geração: converte alguma forma de energia em energia elétrica;
- Transmissão: transporta a energia dos centros de produção aos de consumo;
- Distribuição: distribui a energia a grandes, médios e pequenos consumidores.

No fluxograma da Figura 2.1, adaptado de Kagan, Oliveira e Robba (2010), são ilustradas as etapas que envolvem o comportamento de um SEP.

Figura 2.1 - Diagrama de blocos dos sistemas elétricos de potência.



Fonte: adaptado de KAGAN, OLIVEIRA e ROBBA (2010).

Dois importantes aspectos devem ser admitidos neste âmbito: a importância e perfil das transformações pelas subestações (no SIN notamos várias tensões – 230, 440, 500, 525, 765 kV; sua interface com geração, carga e serviços auxiliares das subestações) e a solução do problema do fluxo de potência, este tratado a seguir.

2.2. Fluxo de Potência

Os fundamentos do estudo de Fluxo de Potência têm sido implementados através de ferramentas largamente utilizadas nos estudos elétricos, pois determinam como se comportam a geração e carga nos sistemas elétricos: por onde flui a potência para as cargas, o carregamento dos equipamentos, níveis de tensão e as perdas associadas. Estes são utilizados como ponto de partida para análise de alternativas para expansão da transmissão além de serem associadas a análises ambientais, curto-circuito, dinâmica, energização e rejeição de carga (JOAQUIM, 2022).

2.2.1. Elementos Investigados e Classificação das Barras

O fluxo de potência consiste também na investigação de como se comportam as tensões e seus módulos, dada certa geração e configuração de carga aplicadas – a exemplo dos patamares de carga (leve, média, pesada, entre outras) utilizados nos estudos da EPE e ONS. Quando invariáveis, define-se o sistema como operando em regime permanente (MOURA, MOURA e ROCHA, 2018). Em síntese, a análise do fluxo de potência significa calcular como se comportam os elementos em um dado sistema elétrico. Os principais resultados obtidos são:

1. Dados de barra: tensão e módulo em cada barra;
2. Fluxo: fluxo de potência ativa e reativa nas linhas que interligam as barras;
3. Perdas: perdas ativas e reativas nos elementos (gerador, barra, linha, carga);
4. Geração: dados de geração, quando houver, em dado barramento, injeção de potência ativa e reativa;
5. Reativos: comportamento de equipamentos como compensadores, capacitores e reatores e seus consumos/injeção de potência na rede.

É necessário, para isso, desenvolver o equacionamento básico e estabelecer as noções fundamentais do fluxo de potência, em que a formulação do problema é feita por meio de equações algébricas que dependem de quatro variáveis, são elas:

- $V_n =$ Módulo da tensão da barra n
- $\theta_n =$ Ângulo de tensão da barra n
- $P_n =$ Potência ativa na barra n
- $Q_n =$ Potência reativa na barra n

Dada uma barra que compõe um sistema, duas variáveis são conhecidas e duas são incógnitas, as quais devem ser fornecidas de modo a satisfazer o sistema.

Os tipos de barras consoante à aplicação do método descrito são:

- PQ: barramentos de carga. Possuem potências ativa (P) e reativa (Q) conhecidas, tensão (V) e ângulo (θ) como incógnitas.
- PV: barramentos controlados. Possuem potência ativa (P) e tensão (V) conhecidas, potência reativa (Q) e ângulo (θ) como incógnitas.
- V θ : barramentos de referência (*slack*). Possuem módulo nulo ($\theta = 0$) e tensão (V) conhecidas (normalmente 1 p.u.), potência ativa (P) e potência reativa (Q) e como incógnitas. Os barramentos *slack* também são chamados de barramentos de folga, pois se comportam de modo a assumir a diferença de potência ativa e reativa entre geração e cargas/perdas do sistema, para manter a tensão em valor especificado (MOHAN, 2016).

Esta classificação é essencial na especificação do referido método e está diretamente vinculada às características dos barramentos e subestações, dos recursos de geração e controle e das cargas.

2.2.2. O Método Numérico de Newton-Raphson

A análise robusta do problema do fluxo de potência presume a aplicação de métodos numéricos para solução das equações que definem o sistema elétrico. Um dos mais importantes, o qual orienta a concepção de diversos programas, é o método de Newton-Raphson. Para iniciar o equacionamento deste método iterativo, iremos considerar duas funções f_1 e f_2 de duas incógnitas x_1 e x_2 , assim:

$$f_1(x_1, x_2) = C_1 \quad (2.1)$$

$$f_2(x_1, x_2) = C_2 \quad (2.2)$$

onde C_1 e C_2 são duas constantes conhecidas.

Considerando:

- $x_1^{(0)}$ e $x_2^{(0)}$ estimativas iniciais das soluções das equações 2.1 e 2.2;
- $\Delta x_1^{(0)}$ e $\Delta x_2^{(0)}$ valores dos quais as estimativas iniciais diferem da solução correta, temos:

$$f_1\left(x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}\right) = C_1 \quad (2.3)$$

$$f_2(x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}) = C_2 \quad (2.4)$$

E expandindo o lado esquerdo das equações (2.3) e (2.4), obtemos:

$$\begin{aligned} f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) + \Delta x_1^{(0)} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \Big|_{x_1^{(0)}, x_2^{(0)}} + \Delta x_2^{(0)} \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \Big|_{x_1^{(0)}, x_2^{(0)}} + \text{termos de ordem superior} \\ = C_1 \end{aligned} \quad (2.5)$$

$$\begin{aligned} f_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) + \Delta x_1^{(0)} \frac{\partial f_2}{\partial x_1} \Big|_{x_1^{(0)}, x_2^{(0)}} + \Delta x_2^{(0)} \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \Big|_{x_1^{(0)}, x_2^{(0)}} + \text{termos de ordem superior} \\ = C_2 \end{aligned} \quad (2.6)$$

Desprezando os termos de derivada superior à primeira ordem e escrevendo na forma matricial, temos:

$$\begin{bmatrix} C_1 - f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) \\ C_2 - f_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \end{bmatrix}_{x_1^{(0)}, x_2^{(0)}} x \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Onde as derivadas são calculadas em $x_1^{(0)}$ e $x_2^{(0)}$.

Reescrevendo a equação (2.7), temos:

$$\begin{bmatrix} \Delta C_1^{(0)} \\ \Delta C_2^{(0)} \end{bmatrix} = [J]^{(0)} x \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Onde $[J]^{(0)}$ é chamada de Matriz Jacobiana.

A equação matricial (2.8) fornece como solução $\Delta x_1^{(0)}$ e $\Delta x_2^{(0)}$, ou seja:

$$\begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \end{bmatrix} = \{[J]^{(0)}\}^{-1} x \begin{bmatrix} \Delta C_1^{(0)} \\ \Delta C_2^{(0)} \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Assim, uma estimativa da solução é:

$$1^{\text{a}} \text{ iteração de } x_1: x_1^{(1)} = x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)} \quad (2.10)$$

$$1^{\text{a}} \text{ iteração de } x_2: x_2^{(1)} = x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)} \quad (2.11)$$

Agora vamos observar a aplicação do método numérico em tela ao SEP.

2.2.3. Formulação do Problema no SEP

Para conduzir a análise do processo de resolução do fluxo de potência, admita-se uma k -ésima e uma n -ésima barras, em que:

$$V_k = |V_k| \angle \delta_k \quad (2.12)$$

$$V_n = |V_n| \angle \delta_n \quad (2.13)$$

$$Y_{kn} = |Y_{kn}| \angle \delta_{kn} \quad (2.14)$$

O termo Y_{kn} representa a admitância entre as barras k e n e está associado à matriz admitância de barras $[Y_{bus}]$. Considerando um sistema com “ n ” barras:

$$[Y_{bus}] = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1k} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2k} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Y_{k1} & Y_{k2} & \cdots & Y_{kk} & \cdots & Y_{kn} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{nk} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Esta matriz tem um perfil simétrico e normalmente esparsa face o grande número de elementos nulos fora da diagonal principal. Além disso, o algoritmo construtivo através de plataformas computacionais presume que os elementos da diagonal $[Y_{nn}]$ são formados pela soma das admitâncias próprias (conectadas à barra) e os elementos que se encontram fora desta diagonal resultam dos valores opostos ao da soma das admitâncias entre as barras.

Considerando a injeção de correntes (I_k) nos nós/barras das subestações:

$$I_k = \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \quad (2.15)$$

Do ponto de vista da potência ($P_k; Q_k$) e tensão na barra “ k ”, a corrente é dada por:

$$I_k = \frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} \quad (2.16)$$

Por meio da igualdade entre (2.15) e (2.16), e escrevendo na forma polar:

$$\frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} = \sum_{n=1}^N |Y_{kn} V_n| \angle(\theta_{kn} + \delta_n) \quad (2.17)$$

Desenvolvendo:

$$P_k - jQ_k = \sum_{n=1}^N |V_k V_n Y_{kn}| \angle(\theta_{kn} + \delta_n - \delta_k) \quad (2.18)$$

Separando as componentes real e imaginária da potência total:

$$P_k = \sum_{n=1}^N |V_k V_n Y_{kn}| \cos(\theta_{kn} + \delta_n - \delta_k) \quad (2.19)$$

$$Q_k = \sum_{n=1}^N |V_k V_n Y_{kn}| \sin(\theta_{kn} + \delta_n - \delta_k) \quad (2.20)$$

Em que:

- V_k e V_n são, respectivamente, as tensões nas barras k e n .
- Y_{kn} é a admitância entre as barras k e n .
- θ_{kn} é o ângulo da admitância Y_{kn} .
- δ_n e δ_k significam, respectivamente, o ângulo da tensão em n e em k .

A matriz Jacobiana é dada por:

$$\mathbf{J} = \begin{array}{c} \begin{array}{ccc|ccc} & \mathbf{J1} & & & \mathbf{J2} & \\ \hline \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_N} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial V_N} \\ \vdots & & & \vdots & & \\ \frac{\partial P_N}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_N}{\partial \delta_N} & \frac{\partial P_N}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_N}{\partial V_N} \\ \hline \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_N} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial V_N} \\ \vdots & & & \vdots & & \\ \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_N} & \frac{\partial Q_N}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial V_N} \\ \hline & \mathbf{J3} & & & \mathbf{J4} & \end{array} \\ (2.21) \end{array}$$

A partir da expansão da série de Taylor e desprezando termos de ordem superior, tem-se para a i -ésima iteração:

$$\mathbf{J}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(i)} \\ \Delta V^{(i)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(i)} \\ \Delta V^{(i)} \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

De onde se chega ao resultado na iteração subsequente " $i+1$ ":

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta^{(i+1)} \\ \Delta V^{(i+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^{(i)} \\ V^{(i)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(i)} \\ \Delta V^{(i)} \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

Uma vez determinadas as tensões e sabendo-se a matriz de admitância do SEP, rotinas aplicam técnicas convencionais para obtenção do fluxo de ativos e reativos nas linhas, transformadores, demanda de geração e compensação, além de perdas elétricas. No caso das barras de tensão controlada, a amplitude da tensão é conhecida e a função que depende da potência reativa não é necessária, embora seja calculada ao fim de cada iteração com o intuito de observar eventual atendimento ou superação dos limites de reativos da barra. A tensão na equação 2.23, para a barra PV, pode então ser omitida no cálculo iterativo. Caso, para este caso, o limite da potência reativa seja superada (capacidade dos geradores, potência indicada pelos recursos de controle e compensação como bancos de capacitores e reatores), ela pode ser convertida para barra de carga. O cadastro da potência base no SEP e das impedâncias dos equipamentos, além da classificação dos barramentos ocorre em

cartões de entrada ou seções no menu *interface* nas plataformas computacionais para correta solução.

Uma vez identificados os principais procedimentos que subsidiam a formulação do problema, é preciso compreender a expansão da transmissão e como as análises e relatórios de conjuntura implicam na necessidade de estudos de regime permanente, fornecendo ainda dados que alimentam o cálculo de fluxo de potência.

2.3. Planejamento da Expansão da Transmissão

O planejamento realizado pela EPE ocorre através de um processo contínuo. O principal produto elaborado para os estudos de transmissão é o Programa de Expansão da Transmissão (PET). Ele tem caráter determinativo sobre ações de 06 anos à frente do ano em curso e apresenta duas publicações a cada ciclo anual². Nele são indicadas todas as obras de expansão do SIN não autorizadas ou licitadas, subsidiando obras futuras a serem outorgadas pela ANEEL. Com este documento, é normalmente publicado o Programa de Expansão de Longo Prazo (PELP). Este último, diferente do PET, expõe uma natureza indicativa, e abrange instalações recomendadas para operar no sétimo ano posterior ao ano em curso. O PDE, por sua vez, diferente destes, inclui também obras já autorizadas e licitadas.

Quatro regiões geoeletricas são admitidas neste contexto (Quadro 2.1). Na versão do primeiro ciclo de 2022 do PET/PELP, por exemplo, com estudos concluídos até junho/2022, foi incluída a ampliação dos limites de intercâmbio entre as Regiões norte/nordeste e sudeste/centro-oeste (EPE-DEE-RE-18/2022), realizados para viabilizar a integração de quantitativo expressivo de fontes energéticas na Região norte/nordeste (EPE, 2022a).

Quadro 2.1 - Regiões geoeletricas admitidas no PET/PELP

Regiões	Estados
Norte	Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará, Roraima e Tocantins
Nordeste	Alagoas, Bahia, Ceará, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio Grande do Norte, Sergipe
Sudeste/Centro-Oeste	Acre, Distrito Federal, Espírito Santo, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Rondônia e São Paulo
Sul	Paraná, Rio Grande do Sul e Santa Catarina

Fonte: EPE (2022a)

² Outras informações: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/programa-de-expansao-da-transmissao-plano-de-expansao-de-longo-prazo-pet-pelp>

O investimento total previsto no ciclo referenciado anteriormente é de pouco mais de R\$ 100 bilhões, de modo que, deste montante, foi verificado que mais de 70% devem ser aplicados visando atender investimentos de obras planejadas para o escoamento da geração, eventualmente envolvendo a ampliação das interligações, em que o submercado do nordeste deve receber algo próximo de R\$ 30 bilhões (EPE, 2022a). Chama atenção neste ciclo os investimentos (R\$ 8,7 bilhões) para o novo bipolo em corrente contínua (CC) \pm 800 kV Graça Aranha (Maranhão) – Silvânia (Goiás), localizados nas regiões geoeletricas norte e sudeste/centro-oeste, mas que impactam a região geoeletrica do nordeste. Esta implementação tem sido foco de especialistas de planejamento e operação face expectativa de entrada entre 2028 e 2029, sendo mais um elo em alta tensão corrente contínua (CCAT) no Brasil, o qual deve permitir a redução de sobrecargas no sistema CA existente na região nordeste, flexibilizando o escoamento da geração distribuída (TARANTO *et al.*, 2022). Nota-se, ainda, uma manutenção dos investimentos para transformação no sistema elétrico que envolve o Estado da Bahia, com novos investimentos previstos na ordem de R\$ 11 bilhões, focalizando sobretudo um aumento da margem de escoamento da geração renovável da área sul da região Nordeste e atendimento ao mercado consumidor do Oeste da Bahia.

Dada a demanda por mudanças na infraestrutura elétrica do SIN, após a criação do PET/PELP, são produzidos, conforme necessidade, os relatórios mais aprofundados com relação a expansões específicas. Os relatórios são:

- Relatório R1 – Viabilidade Técnico-Econômica e Socioambiental;
- Relatório R2 – Detalhamento da Alternativa de Referência;
- Relatório R3 – Caracterização e Análise Socioambiental;
- Relatório R4 – Características Técnicas Básicas das Instalações Novas e Existentes;
- Relatório R5 – Estimativas de Custo Fundiários.

As análises resultantes de R1 indicam alternativas, estabelecem características básicas, expectativas de custo, estando em consonância com os procedimentos de rede e critérios gerais de planejamento. As análises de fluxo de potência em patamares representativos de carga, considerando cenários de operação normal e em emergência devem integrar esta etapa. Nisto, identificam-se carregamentos de linhas de transmissão e transformadores, perfis de tensão, perdas elétricas, dentre outros aspectos decorrentes de estudos de regime permanente como Estabilidade de

Tensão para verificação de margem, e compensação reativa com indicação de necessidade, tipo e montante. Também são conduzidos, nesta etapa, estudos de regime transitório como energização de equipamentos, religamento, rejeição de carga e avaliação de Tensão de Restabelecimento Transitória (TRT).

Detalhamentos de alternativa de referência estão no R2, com particularidades tais como otimização de linhas de transmissão em relação a condutores, faixas de passagem, desdobramentos socioambientais e fundiários. Constata-se também requisitos para manobras, orientações sobre a representação de equipamentos para simulações, procedimentos determinísticos e estatísticos (EPE, 2018a).

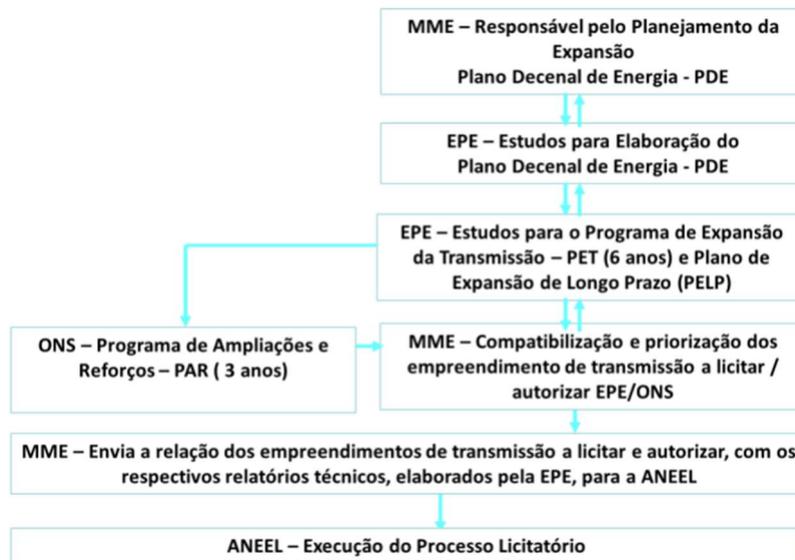
No Relatório R3 serão encontradas análises locais que permitem avaliar a exequibilidade do empreendimento (EPE, 2005) como: recursos hídricos e minerais, climatologia, caracterização do meio biótico, infraestrutura viária e elétrica, perfil da população (dinâmica, economia, educação, conflitos), diretrizes para o caso de linhas de transmissão. Esta é uma análise que subsidia muitos estudos, sobretudo com relação aos corredores de Linhas de Transmissão e sua matriz de impactos ambientais (PEREIRA, 2014). Consta nas diretrizes de elaboração de relatórios técnicos que, em se tratando de ampliações de subestações já existentes, esta fase é consideravelmente simplificada ou mesmo desnecessária (EPE, 2005).

Características para operar apropriadamente empreendimentos, perfil das adjacências, instalações e requisitos são expostos no relatório R4, enquanto a estimativa dos custos fundiários referentes à região onde a nova instalação será implantada está contemplada em R5.

No ciclo do planejamento da transmissão, enquanto a EPE produz o PET/PELP, o ONS detém a responsabilidade de elaborar o Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR), que também funciona de maneira contínua assim como os produtos elaborados pela EPE. Nele são incluídas as propostas de ampliação e reforços para a rede básica, de modo a garantir qualidade no fornecimento e segurança na operação do Sistema Interligado Nacional (EPE, 2017b).

Em síntese, o Processo Institucional do Planejamento da Expansão da Transmissão pode ser sintetizado na Figura 2.2:

Figura 2.2 - Processo Institucional do Planejamento da Expansão da Transmissão.



Fonte: Mello (2022).

O PAR visa adequar a cronologia do plano de expansão proposto pela EPE, considerando informações adicionais: solicitações de acesso, ampliações, reforços e melhorias, bem como variações nas previsões de carga, além de procurar eliminar possíveis restrições ou estrangulamentos de transmissão observados na operação em tempo real, realizada pelo ONS (ONS, 2021a). Neste cenário de expansão, um importante desdobramento ocorre na compreensão dos insumos do planejamento.

2.4. Insumos para o Planejamento da Transmissão

Subsidiando os agentes de mercado em relação às informações sobre a rede básica (rede com tensão ≥ 230 kV), proporcionando competitividade na geração e comercialização da energia elétrica, dados preliminares devem ser trazidos, de modo que servirão de base para os estudos de planejamento. As projeções de carga, o plano referencial da geração e a expansão de transformadores, linhas, além de outros recursos são insumos para elaborar o planejamento da expansão da transmissão.

2.4.1. Previsão de Carga

Aspecto dos mais importantes para a previsão da necessidade da transmissão, vai de encontro com os limites de carregamento dos equipamentos de transmissão já existentes (linhas de transmissão, transformadores, entre outros). A Previsão de Carga é um estudo realizado com vistas a estimar o crescimento de carga em todos

os subsistemas do SIN. Elaborado em conjunto pelos órgãos ONS, EPE e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), compõe o Plano Anual de Operação Energética, sendo o mais recente o 2022-2026, divulgado em dezembro de 2021 (EPE, 2022d).

A Previsão é elaborada considerando a conjuntura econômica e comportamento da carga no ano corrente, além de insumos produzidos pelos três órgãos: Resenhas Mensais do Mercado de Energia Elétrica da EPE, os Boletins de Carga Mensais do ONS e os InfoMercados Mensais da CCEE (EPE, 2021). As atuais projeções de carga são de crescimento de 1,3% em 2022, 2,2% em 2023, 2,3% em 2024, 2,5% em 2025 e 2,5% em 2026, totalizando uma média de 81.032 MW durante o ano de 2026 contra 70.948 MW em 2022.

2.4.2. Plano Referencial de Geração

A geração é o aspecto mais importante na necessidade da expansão da transmissão, devido à necessidade de escoamento considerando os diversos cenários possíveis no SIN: nordeste exportador, por exemplo, em máximo de geração eólica e hidráulica e baixo consumo. Em 2021 foi enfrentado o cenário de escassez hídrica, sendo registrada a afluência mais crítica dos últimos 91 anos no período de outubro de 2020 a setembro de 2021 (EPE, 2021). Por este motivo, o PDE aborda a necessidade de diversificação da matriz de geração brasileira, expandindo energias renováveis complementadas pela geração despachável.

2.4.3. Informações sobre Transmissão no PDE

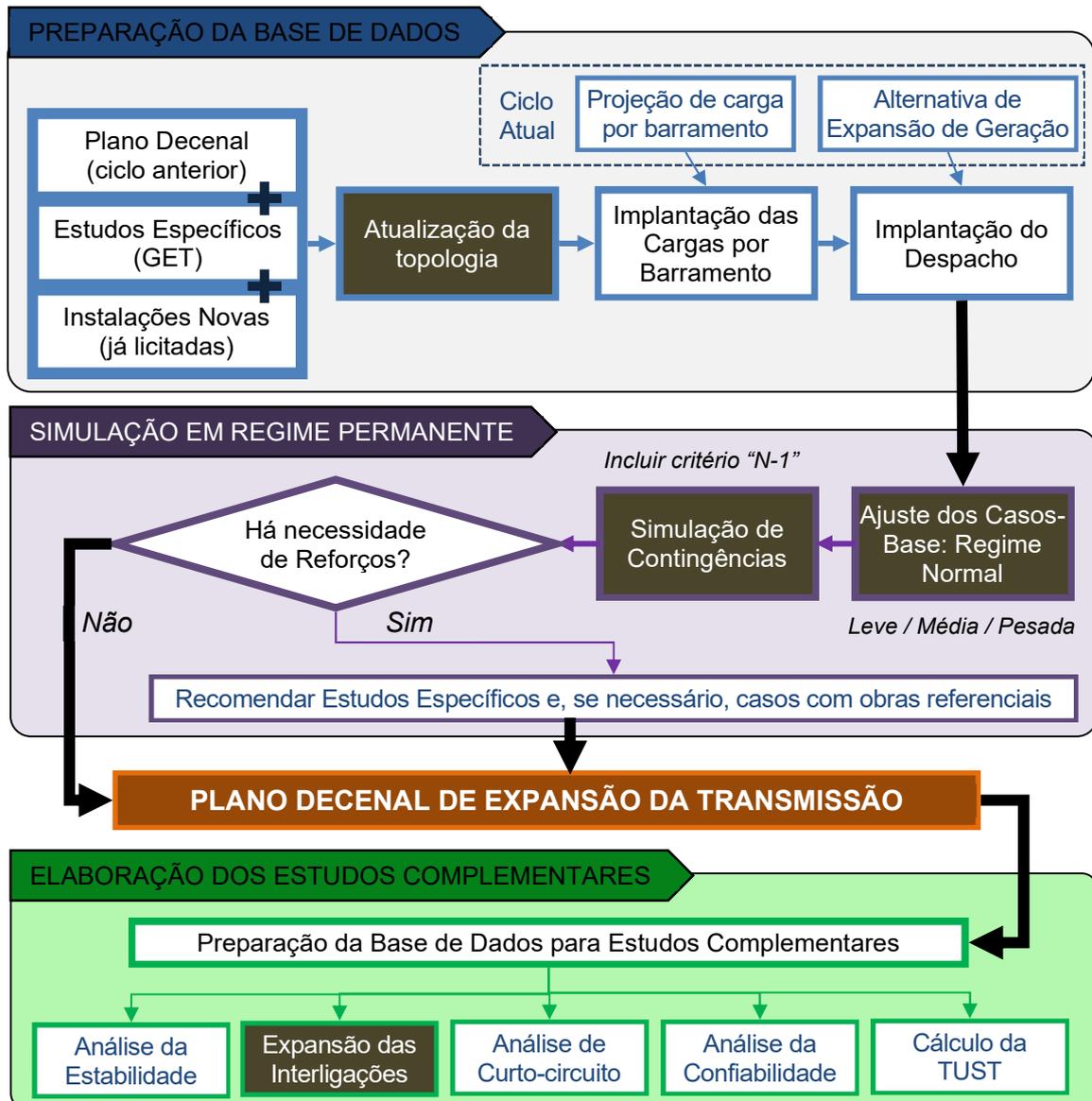
O PDE, conforme já comentado, é um estudo produzido anualmente que vislumbra um horizonte de dez anos à frente. A cada ano que é reproduzido, o ano anterior é descartado e substituído por um ano a mais no horizonte (em 2022 produz-se o 2022-2031, em 2023 será produzido o 2023-2032). O PDE pretende indicar perspectivas de expansão do setor de energia no horizonte proposto, realizando projeções para a energia elétrica, seu mercado e a rede de transmissão.

Um dos escopos do PDE se refere a informações sobre transmissão (PDET). Nestes estudos são utilizados dados de carga e geração previstos para avaliação da necessidade de expansão: ou de atendimento à carga ou de escoamento de geração. Dessa forma, unindo as informações, dispõe-se de um novo cenário do SIN. Como resultados, são produzidos e disponibilizados a infraestrutura de dados de fluxo de

potência em três patamares de carga (leve, média, pesada) e dois cenários de geração (horizonte decenal), sob uso pelos agentes para estudos de investimentos.

Para auxiliar no entendimento dos processos adotados pela EPE, na Figura 2.3 é apresentado um fluxograma que exemplifica desde a preparação da base de dados à simulação em regime permanente, bem como alguns estudos complementares.

Figura 2.3 - Fluxograma para elaboração dos estudos para o PDET



Fonte: GOMES (2012), modificado.

Os estudos desenvolvidos neste trabalho são postos em destaque, em que será considerada a atualização topológica, análise dos casos-base em regime permanente senoidal para estudos de fluxo de potência, análise de contingências considerando o critério N-1 e impactos decorrentes da expansão de algumas interligações.

No plano de expansão, inicialmente, é gerado um diagnóstico avaliando patamares de carga e cenários de geração, tanto em condições normais quanto atendendo ao critério N-1. Posteriormente, são elaborados os relatórios R1 (viabilidade técnico-econômica) de forma comparativa e análise socioambiental preliminar. Para além de R1, em empreendimentos de caráter licitatório, é necessária a elaboração dos demais relatórios (R2, R3, R4, R5), os quais atendem as “Diretrizes para a Elaboração dos Relatórios Técnicos para a Licitação de Novas Obras da Rede Básica” (EPE, 2020).

Na preparação da base de dados, os insumos iniciais são: o plano decenal do ciclo anterior, os estudos específicos dos GTs de Transmissão Regionais (GET), e instalações novas já licitadas. A partir daí, é realizada a atualização da topologia (supondo necessidade de novas instalações, por exemplo), implantação das cargas por barramento e do despacho de geração, ambos considerando o ciclo atual do PDE. Em seguida são realizadas as simulações em regime permanente.

A priori, os casos são ajustados de acordo com novas topologias, obras, carga e geração. Logo após, há a simulação de contingências – buscando evidenciar os piores casos em cada um dos patamares de carga versus despacho de geração. Conforme a demanda, recomenda-se ou não Estudos Específicos que compõem o Plano de Expansão. Por fim, é conduzida a Elaboração dos Estudos Complementares, além de que são construídos demais relatórios necessários – estabilidade, expansão de interligações, curtos-circuitos, confiabilidade e TUST. No caso das interligações, se dá em face da conexão de subestações, estudando-se as possibilidades de expansão. Esta ocorre, em muitos cenários, pela ampliação da capacidade de transformação das subestações, por vezes mediante inclusão de novos autotransformadores.

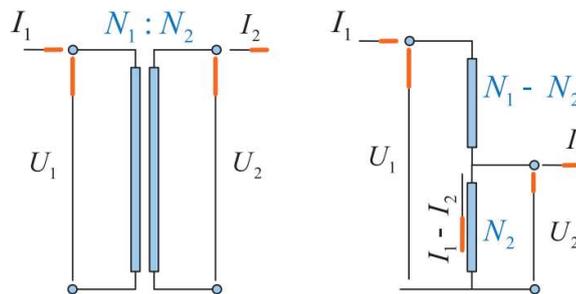
2.5. Autotransformadores

Comumente transformadores são construídos com dois ou três enrolamentos, caracterizando-os como enrolamento primário, secundário e terciário. Existem, entretanto, transformadores com apenas um enrolamento ou com um enrolamento principal e outro menor com acoplamento eletromagnético. No primeiro, o enrolamento primário é fisicamente conectado ao secundário, sem isolamento entre eles. No segundo, existe um enrolamento que representa o terciário. Estes são chamados de autotransformadores, como o utilizado na SE Barreiras II. Enquanto nos transformadores a energia é transferida através de transformação eletromagnética,

nos autotransformadores, parte é transferida por condução elétrica efetiva e outra por transformação eletromagnética.

Na Figura 2.4 são ilustradas diferenças analítica entre um transformador e em um autotransformador (FRONTIN, 2013), sendo a potência nominal (S_1) de um autotransformador monofásico dada por tensão (U_1) x corrente (I_1): $S_1 = U_1 I_1$ e, para o autotransformador, a potência (S_p) transferida (primário > secundário): $S_p = (U_1 - U_2) I_1$.

Figura 2.4 - Transformador e autotransformador (N_1 e N_2 - número de espiras).



Fonte: FRONTIN (2013).

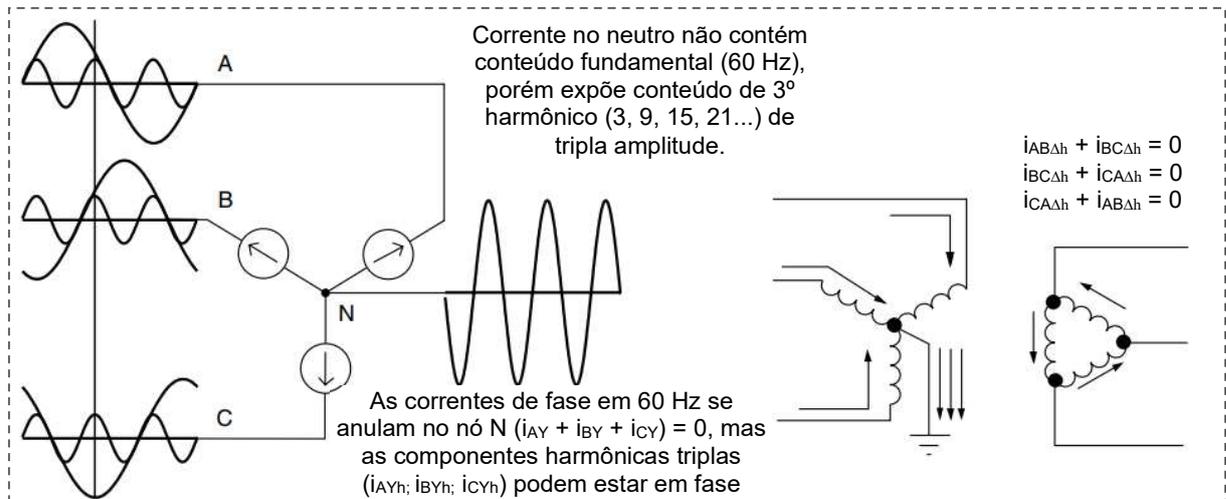
A partir do exposto, obtém-se que a relação entre potência própria do autotransformador e potência nominal é dada por:

$$K_{as} = \frac{S_p}{S_1} = \frac{(U_1 - U_2)}{U_1 I_1} = 1 - \frac{U_2}{U_1} = 1 - \frac{N_2}{N_1} \quad (2.24)$$

Autotransformadores trifásicos podem ser obtidos mediante esquemas de ligação com ATRs monofásicos. Estes equipamentos têm sido foco de diversos estudos em âmbito nacional, além de que integram várias subestações do SIN. Alguns equipamentos trifásicos com três conjuntos de terminais trazem naqueles de baixa tensão uma conexão em delta (Δ) com tensão 13,8 kV, patamar comum para alimentar redes de distribuição ou serviços auxiliares em subestações de energia.

Outro fator importante, sobretudo quando da detecção da transformação Y- Δ ocorre porque tal escolha impacta correntes harmônicas de terceira ordem ($h = 3, 9, 15, 21\dots$) geradas por cargas monofásicas não lineares (Figura 2.5). O enrolamento delta fornece equilíbrio para que as correntes possam fluir, mas as componentes harmônicas ficam presas no delta ($i_{AB\Delta h}, i_{BC\Delta h}, i_{CA\Delta h}$) e não aparecem nas correntes de linha neste lado porque se anulam nos nós elétricos. Estas correntes podem provocar sobretensões no neutro, sendo suscetíveis a sobreaquecimento (DUGAN *et al.*, 2004).

Figura 2.5 – Corrente de neutro e fluxo de terceiro harmônico (Trafo Y-Δ).



Fonte: DUGAN *et al.* (2004), modificado.

Para o correto dimensionamento de um autotransformador em um sistema de potência, devem ser avaliados os requisitos técnicos e físicos, além de realizadas cuidadosas simulações envolvendo a interação deste com o sistema em diversas condições de operação. Frontin (2013) acena para os seguintes estudos:

- Curtos-circuitos no sistema (primário, secundário, terciário);
- Desequilíbrios de cargas;
- Sobretensões temporárias de baixa frequência, incluindo ferroresonância;
- Sobretensões transitórias associadas a surtos atmosféricos e manobras (em particular associadas a reatores alimentados pelo terciário) etc.

Quanto aos dados indicados pelos fabricantes, as principais características de transformadores e autotransformadores são:

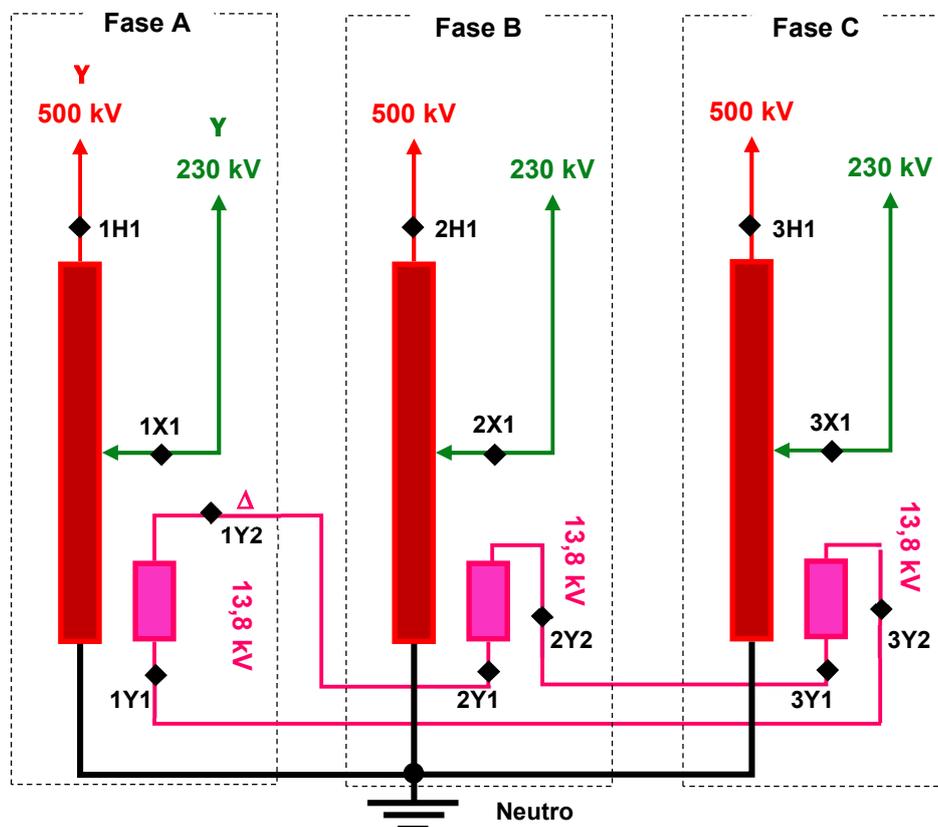
- Relação de transformação;
- Ligação (indicando também se é trifásico ou não);
- Potência nominal (MVA - 3ϕ);
- Corrente de magnetização (%);
- Potência base e impedâncias:
 - MVA base;
 - Z_{p-s} ; Z_{p-t} ; Z_{s-t} .

Além destes, o comportamento de transformadores ou autotransformadores também são avaliados a partir de curvas, como a curva de saturação (plotagem da tensão de excitação x corrente de excitação), e a curva de suportabilidade a

sobretensões transitórias (sobretensão x tempo), muito requeridos em estudos de transitórios eletromagnéticos.

Sob a perspectiva de avaliação em regime permanente senoidal, o fluxo de potência pelo equipamento deve ser analisado considerando sua potência nominal, assim como o perfil das tensões em seus terminais e as perdas associadas. Avaliar sua atuação individual ou configurações em paralelo com outros ATRs também pode ser um cenário imposto por expansão do sistema de potência decorrente de reforços. O diagrama da Figura 2.6 representa o esquema de um autotransformador com conexões Y-Y- Δ e tensões 500Y/230Y/13,8 kV Δ .

Figura 2.6 - Diagrama esquemático de autotransformador 500/230/13,8 kV.



Fonte: próprio autor.

Este enrolamento terciário, de potência reduzida, em geral é utilizado como alimentação de cargas de serviços auxiliares ou equipamentos de potência reativa em subestações de sistemas de transmissão de energia elétrica.

Uma vez apresentado o SEP, a formulação do fluxo de carga, o planejamento da expansão e seus insumos, além de características dos ATRs, será tratada a Metodologia para consecução dos objetivos planejados.

3. Metodologia

Neste capítulo serão apresentados os estudos que congregam o roteiro metodológico para análise da expansão da capacidade de transformação da SE Barreiras II do Sistema Interligado Nacional (SIN), evidenciando o escopo principal do trabalho. Em síntese, se percorre a seguinte estrutura: (3.1) *Análises Preliminares* provenientes dos Relatórios sistêmicos; (2) Estudo da *área do Sistema Interligado Nacional sob estudo*, evidenciando a evolução da SE Barreiras II e o contexto dos autotransformadores; (3) *Apreciação dos Procedimentos de Rede*, elencando requisitos, premissas e os estudos pré-operacionais; (4) Estudo do *Programa ANAREDE*, rotinas e procedimentos para cálculo de Fluxo de Potência e Análise de Contingências, além do levantamento de aspectos sobre modelagem do SEP.

3.1. Análises Preliminares

Previamente, foram consultados os relatórios “Rs”, Notas Técnicas e insumos (carga, geração, transmissão) associados com o aumento da capacidade da SE Barreiras II. O mapa do SIN foi analisado para favorecer ambientação dos estudos, assim como na exploração inicial dos arquivos-base, atividades associadas também ao desenvolvimento de estágio profissional no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e ao contato com profissionais e equipes de diversos setores da empresa.

A apropriação de conhecimentos sobre simulação computacional iniciou em algumas disciplinas acadêmicas do bacharelado em Engenharia Elétrica do IFPE (Campus Garanhuns), notadamente nos componentes: Laboratório de Sistemas Elétricos, Análise de Sistemas Elétricos, Operação e Controle de Sistemas Elétricos; sendo aperfeiçoada mediante participação em curso no ONS e durante as atividades na Gerência de Procedimentos Operativos.

Após os processos licitatórios de leilão de novos empreendimentos, que não serão detalhados aqui, as empresas vencedoras devem solicitar ao ONS os estudos pré-operacionais para sua integração à Rede de Operação – ou Rede Básica, que corresponde, simplificadamente, às faixas de tensão iguais ou superiores a 230 kV. Para realizar os estudos pré-operacionais, o ONS solicita dados de cada um dos empreendimentos e parte para simulação e análise do sistema.

Nesse processo de modelagem e simulação, são realizados estudos que contemplam os itens a seguir.

- i. Estudos de regime permanente;
- ii. Estudos de estabilidade eletromecânica;
- iii. Estudos de transitórios eletromagnéticos;
- iv. Estudos de curto-circuito;
- v. Verificação da conformidade de controles sistêmicos;
- vi. Verificação da conformidade da proteção sistêmica;
- vii. Concepção de novos Sistemas Especiais de Proteção e verificação da conformidade e revisão de existentes;
- viii. Estudos adicionais (descritos no submódulo 7.4.)

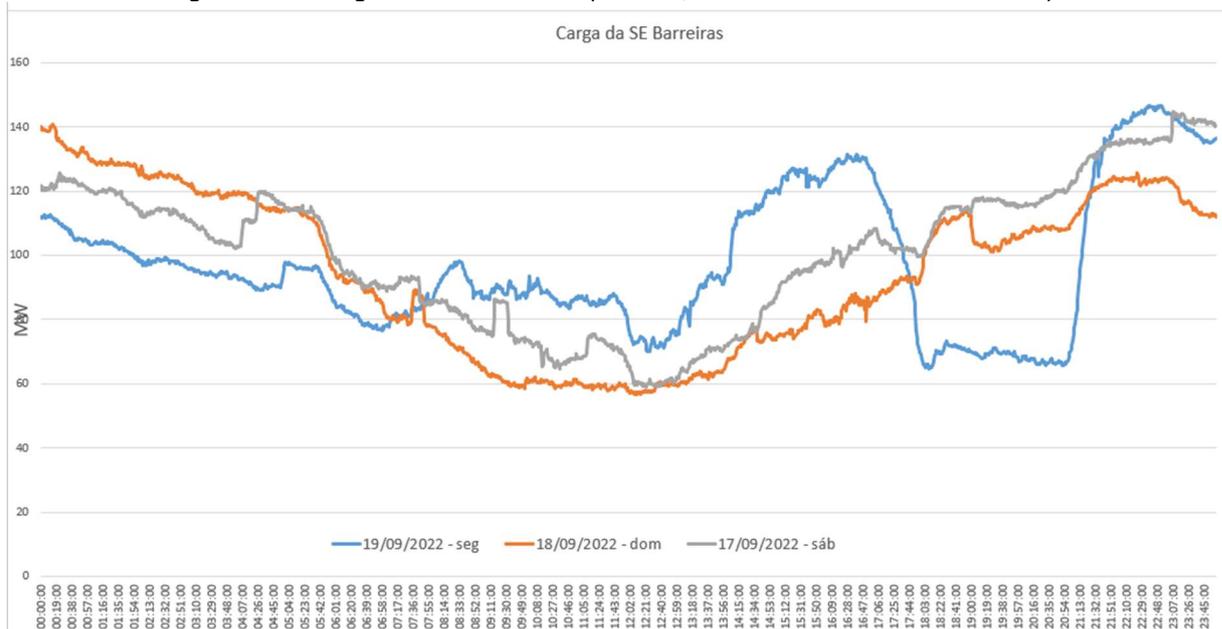
Outras informações estão descritas no *Módulo 7 dos Procedimentos de Rede: Integração de Instalações*, em particular do *Submódulo 7.4: Estudos pré-operacionais de integração de instalações da Rede de Operação*. Após a elaboração dos estudos, o ONS disponibiliza o Estudo Pré-Operacional para os agentes de operação, contendo informações dos estudos e demais providências necessárias. Neste trabalho, o foco ocorre na construção de casos e análises de regime permanente.

3.2. Área do SIN sob Estudo

3.2.1. Relatórios e Configuração Inicial

A Figura 3.1. traz o comportamento de carga nos dias 17, 18 e 19 de setembro de 2022. Nela, nota-se um comportamento atípico para a maioria das Subestações: em horário de ponta a carga é a mínima diária na segunda-feira, enquanto as máximas demandas ocorrem durante a noite e madrugada deste dia. Isto deve-se ao fato de a região ser rica em agricultura. Entretanto, para os dias de sábado e domingo, por razões tarifárias das distribuidoras que não cobram adicional em determinados horários nestes dias (ao contrário do caso dos dias úteis), a carga atinge valores mínimos no final da manhã e início da tarde (por volta das 12h), horário pouco propício à irrigação, ao passo que no restante do dia a carga se mantém elevada. Ainda, há a peculiaridade da Usina Fotovoltaica Solar do Sertão Barreiras, conectada à SE Barreiras através de um transformador em 69 kV, e cuja geração não coincide com a maior demanda de potência naquela região (maior demanda em carga leve).

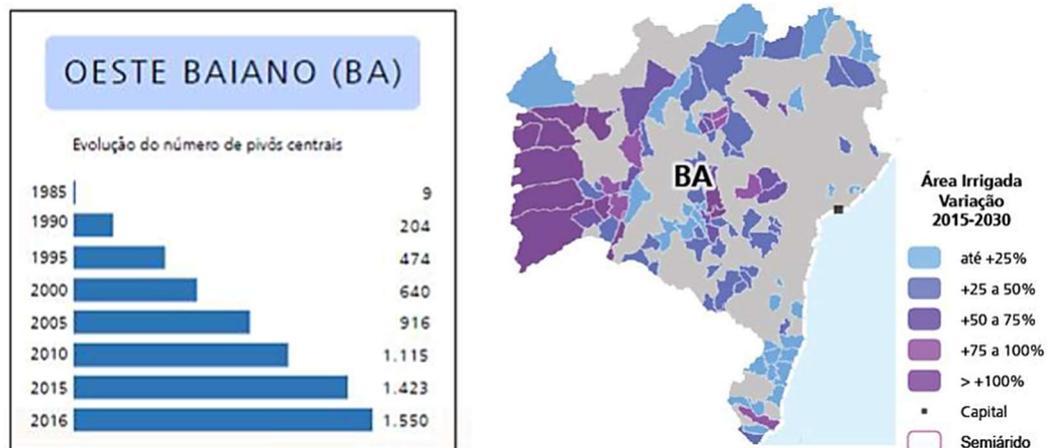
Figura 3.1 - Carga da SE Barreiras (dias 17, 18 e 19 de setembro de 2022).



Fonte: ONS.

O Oeste Baiano é uma mesorregião da Bahia que abrange 24 municípios e 650.000 habitantes. O município de Barreiras, o mais populoso, contém cerca de 155.000 habitantes. Região banhada por uma rica bacia hidrográfica, unida a características geográficas de terreno e índices pluviométricos favoráveis ao cultivo (Figura 3.2), possui como principal atividade econômica a agricultura, contando com grãos como soja, café e milho, além de algodão. Por essa característica de irrigação, possui alta demanda de energia elétrica (EPE, 2019).

Figura 3.2 - Evolução da área irrigada no Estado da Bahia (foco na região Oeste).



Fonte: EPE, 2019.

No Relatório R4 foram trazidos detalhes, há alguns anos, sobre a implantação da Subestação Barreiras II 500/230-13,8 kV, localizada no município de Barreiras,

processo que se concatena com os recentes investimentos para aumento da sua capacidade de transformação e que também prevê interligações novas para a SE Barreiras II (linha de transmissão, ao norte, para Buritirama e Gilbués II e, ao sul, duplicação do circuito para Rio das Éguas).

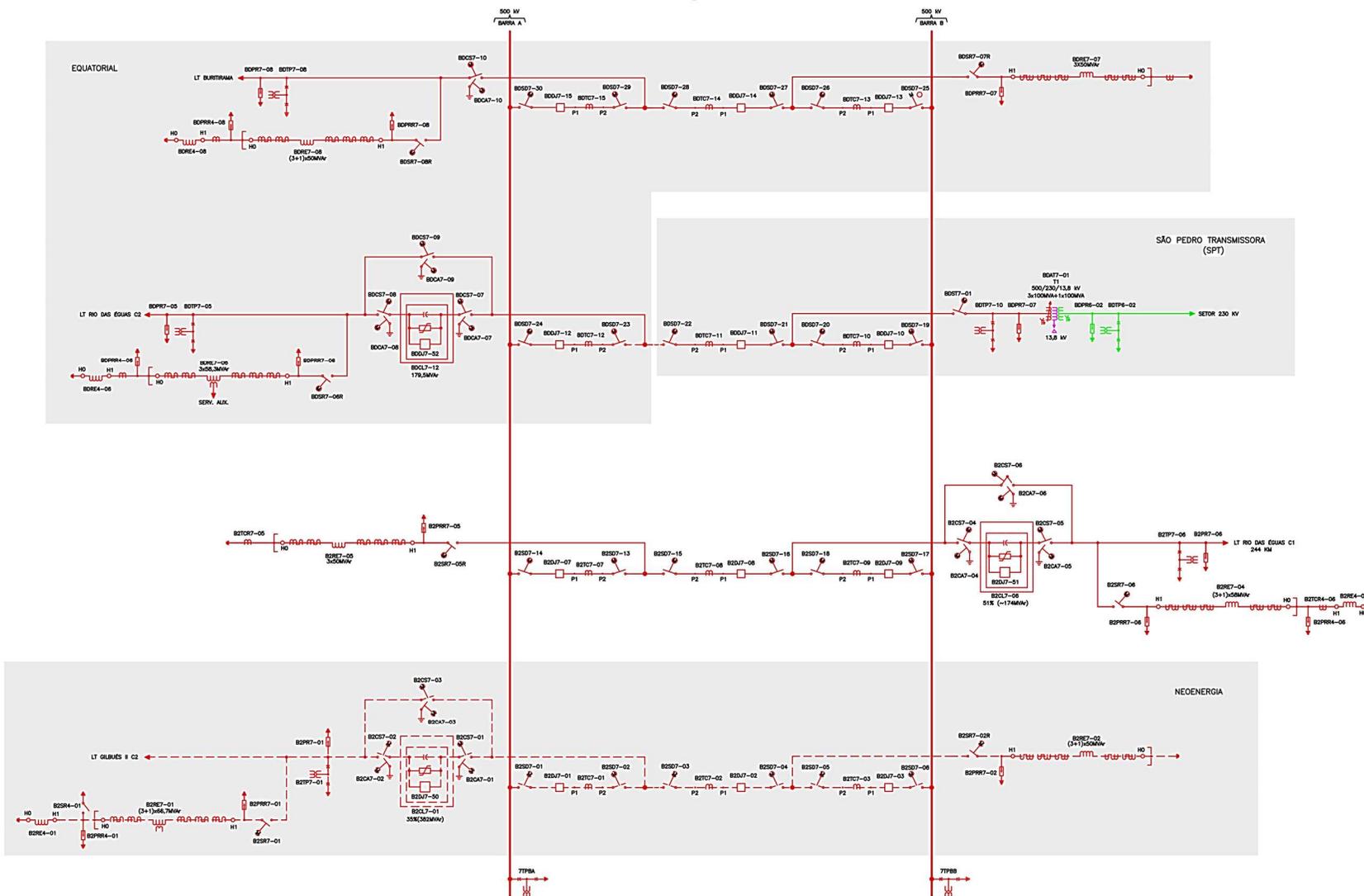
A ampliação da transformação na subestação Barreiras II é um exemplo de estrangulamento de transmissão, pois houve expansão de geração e carga na região do sudoeste baiano resultando na necessidade de reforços. O documento que trata da expansão da transformação na SE Barreiras II é a Nota Técnica 035/2018 “Expansão da SE 500/230 kV Barreiras II” (EPE, 2018b).

O diagrama unifilar da Subestação Barreiras II na condição de ampliação dos circuitos de transmissão, porém na situação em que havia apenas um autotransformador 500/230-13,8 kV, com destaque ao setor de 500 kV, é apresentado na Figura 3.3. No diagrama são expostas todas as conexões e equipamentos que fazem parte da instalação sem a expansão da capacidade de transformação da subestação. Como pode ser observado, na Subestação de Barreiras II estão conectadas as seguintes linhas de transmissão:

- i. LT 500 kV Barreiras II / Buritirama;
- ii. LT 500 kV Barreiras II / Gilbués II;
- iii. LT 500 kV Barreiras II / Rio das Éguas – C1 e C2;
- iv. LT 230 kV Barreiras II / Barreiras;
- v. LT 230 kV Barreiras II / Tabocas do Brejo Velho
- vi. LT 230 kV Barreiras II / Rio Grande II.

Foram apresentadas no diagrama da Figura 3.3 todas as Linhas de Transmissão desta regional, enquanto apenas as LTs de 500 kV são postas em destaque na Figura 3.4. Além das linhas de transmissão, a subestação Barreiras II conta com reatores de linha (como os reatores na LT 500 kV Barreiras II/Gilbués II, de 66,7Mvar – 3+1), reatores de barra (B2RE7-02 e B2RE7-05, de 150 Mvar cada um), barra dupla com disjuntor e meio, entre outros equipamentos.

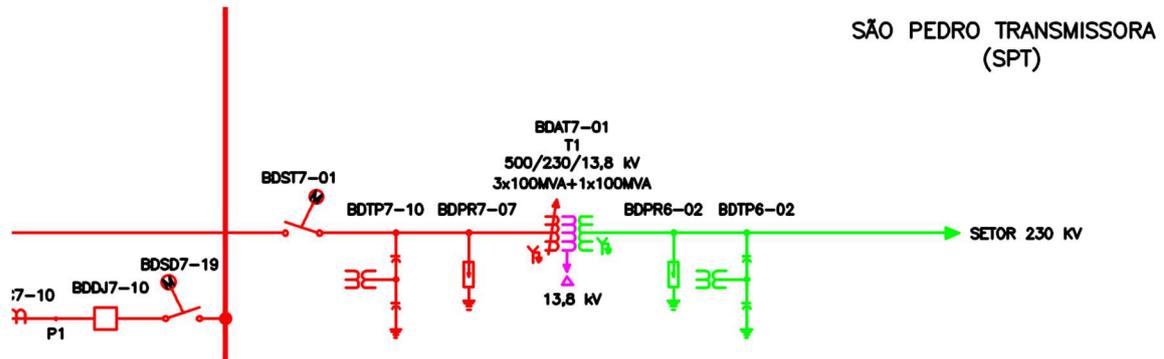
Figura 3.4 - Diagrama unifilar da Subestação Barreiras II (1 ATR).



Fonte: Parnaíba Transmissora de Energia S.A.

O autotransformador único em operação no cenário base, mostrado em detalhes na Figura 3.5, é de 300 MVA, composto por 3x100 MVA mais um monofásico de reserva com capacidade de 100 MVA. As tensões de transformação são 500/230/13,8 kV, sendo o 13,8 kV, conectado em delta (Δ), utilizado para alimentar o serviço auxiliar.

Figura 3.5 - Detalhe do ATR1 na SE Barreiras II.



Fonte: Parnaíba Transmissora de Energia S.A.

Preocupações na operação desta região são frequentes face cenários avaliativos de subtensão e rejeição de carga, requerendo visão de longo prazo (EPE, 2020), subsidiando estudos conduzidos pelo trabalho na investigação de cenários.

3.2.2. Histórico e Evolução da Subestação Barreiras II

A SE Barreiras II foi inicialmente estudada em 2012, quando a EPE indicou que o SIN apresentaria dificuldades em atender cargas da regional Barreiras, suprido à época “apenas pelo elo singelo, em 230 kV, Bom Jesus da Lapa / Barreiras” (EPE, 2019). O estudo de 2012 recomendou, para 2014, o novo ponto de suprimento denominado SE 230/138 kV Rio Grande II – 1 x 100 MVA, no município de São Desidério, da LT 230 kV Barreiras/Barreiras II – Rio Grande II, da LT 230 kV Barreiras – Barreiras II e do banco de autotransformadores 500/230 kV – 1 x 300 MVA na SE Barreiras II. Rio Grande II assumiria parte das cargas de Barreiras II (EPE, 2012). Contudo, uma paralisação na obra da SE Barreiras II implicou em atraso na sua implementação, entrando em operação apenas em maio de 2017 (EPE, 2019).

A fim de evitar a restrição de geração e corte de carga em regime permanente provocados pela não entrada em operação da SE Barreiras II, a Parnaíba

Transmissora foi autorizada por meio da Resolução Autorizativa 6.030/2016³ da ANEEL, a implantar o empreendimento.

No referido autotransformador da SE Barreiras II, a transformação é feita através de um banco trifásico, ou seja, três autotransformadores monofásicos integrando um equipamento trifásico, configuração também prevista com o cenário com dois ATRs ($|3+1|$ x 100 MVA - três autotransformadores de 100 MVA cada + um monofásico de 100 MVA reserva, totalizando 600 MVA de transformação). Tal aplicação é mais comum, sendo aplicado também em outras subestações do SIN.

Cada ATR possui um comutador de carga no lado de 500 kV com 33 posições de TAP (4,6875 kV por posição), permitindo uma variação de tensão de 0,85 a 1,15 p.u. Cada um possui uma capacidade de emergência de 120% em até 4 horas. O diagrama unifilar do regional havendo apenas o 1º ATR foi apresentado na Figura 3.4 e aquele após a implantação do 2º ATR está apresentado na Figura 3.6.

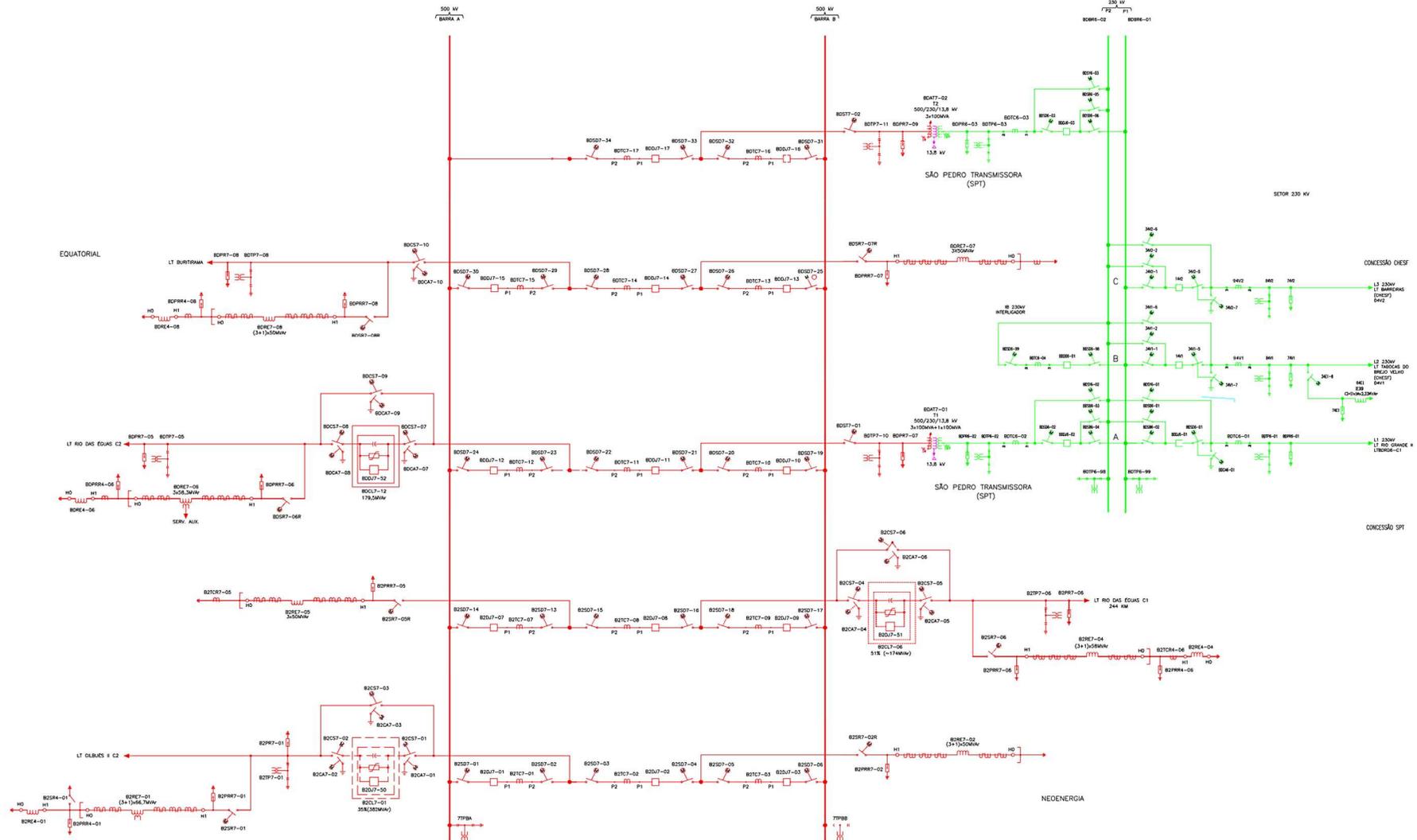
Adicionalmente, nota-se que, em 230 kV, a SE Barreiras II apresenta conexões, através de linhas de transmissão, com as subestações Tabocas do Brejo Velho, Barreiras e Rio Grande II enquanto em 500 kV as conexões ocorrem para Buritirama, Gilbués II e Rio das Éguas. A configuração de barras no setor de 500 kV é do tipo disjuntor e meio. No setor de 230 kV, por sua vez, devido ao arranjo tipo barra dupla a quatro chaves, a subdivisão ocorre por meio de:

- Barra 1 (ou 2):
 - ATR 500/230 kV – 300 MVA (T1 ou T2);
 - LT 230 kV Barreiras II – Barreiras.
- Barra 2 (ou 1):
 - ATR 500/230 kV – 300 MVA (T1 ou T2);
 - LT 230 kV Barreiras II – Rio Grande II;
 - LT 230 kV Barreiras II – Tabocas do Brejo Velho.

Em trabalhos futuros produzidos pela EPE, já é sugerida a expansão para um terceiro banco de autotransformadores para a SE Barreiras II no ano de 2027 ou para o ano de 2033, a depender da alternativa proposta escolhida (EPE, 2020). Tais estudos e alternativas consideram o elevado crescimento de cargas projetado, de modo atender ao critério “N-1” e evitar o despacho de geração térmica.

³ Disponível no Diário Oficial da União Nº 175, 12/09/2016: <https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/servlet/INPDFViewer?journal=1&pagina=96&data=12/09/2016&captchafield=firstAccess> (Acesso em 10/09/2022)

Figura 3.6 - Diagrama unifilar da Subestação Barreiras II (2 ATR).



Fonte: Parnaíba Transmissora de Energia S.A.

As principais características de cada autotransformador da SE Barreiras II são indicadas na folha de dados no Anexo A - Placa dos autotransformadores 500/230/13,8 kV – 3x100 MVA da SE Barreiras II. Ainda, um olhar sistêmico para os estudos resulta na necessidade de entender os Procedimentos de Rede do ONS.

3.3. Procedimentos de Rede

Os Procedimentos de Rede (PR) são, conceitualmente, regras propostas pelo ONS para as atividades de controle da geração e da transmissão que integram o SIN. São organizados em documentos que propõem padronizar desde os estudos elétricos até a operação final do sistema elétrico. São divididos em 9 módulos, dentre os quais um será abordado com maior ênfase neste trabalho.

3.3.1. O Módulo 2 e a Definição das Redes

O módulo 2 dos Procedimentos de Rede é intitulado “Critérios e Requisitos”, sendo dividido em 16 submódulos:

- 2.1 - Definição das redes do Sistema Interligado Nacional
- 2.2 - Definição das instalações estratégicas
- 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos
- 2.4 - Critérios para estudos energéticos e hidrológicos
- 2.5 - Critérios para Operação
- 2.6 - Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos
- 2.7 - Requisitos mínimos para linhas de transmissão
- 2.8 - Requisitos mínimos para elos em corrente contínua
- 2.9 - Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica
- 2.10 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão
- 2.11 - Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção
- 2.12 - Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação
- 2.13 - Requisitos mínimos para Sistemas de Medição Sincronizada de Fasores
- 2.14 - Requisitos mínimos para o Sistema de Medição para Faturamento
- 2.15 - Requisitos mínimos para telecomunicações
- 2.16 - Requisitos operacionais para centros de operação e instalações da Rede de Operação

Do Submódulo 2.1 é considerada a definição das redes (complementar, de operação, de supervisão, de simulação):

- *Rede Complementar* – se localiza fora dos limites da rede básica⁴ e é composta por instalações cujos desligamentos afetam a otimização energética do SIN e/ou afetam os parâmetros de avaliação do desempenho elétrico das instalações e dos equipamentos da Rede Básica que levem a condições operativas fora dos critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede;
- *Rede de Operação* – é composta pela Rede Básica, instalações de transmissão destinadas às interligações internacionais, conectadas à Rede Básica; Rede Complementar e usinas despachadas centralizadamente.
- *Rede de Supervisão* - é composta pela Rede de Operação e outras instalações, cuja monitoração por meio do sistema de supervisão é necessária para que o ONS cumpra as suas responsabilidades de coordenação e controle do SIN.
- *Rede de Simulação* - é composta pela Rede de Supervisão e outras instalações que necessitam ser representadas nos programas de simulação para garantir que os estudos elétricos desenvolvidos pelo ONS, apresentem resultados que reproduzam com precisão adequada os fenômenos que ocorrem no SIN. As instalações que não forem consideradas necessárias para os estudos elétricos, segundo avaliação do ONS com participação dos agentes, não serão agregadas à Rede de Simulação.

Nos estudos a serem apresentados, embora alguns diagramas unifilares devam representar, prioritariamente, apenas parte da região eletroenergética sob estudo, foi admitido o arquivo base completo do Sistema Interligado Nacional obtido através do banco de dados do ONS com a *rede de simulação* representada.

3.3.2. Submódulo 2.3: Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos

O submódulo 2.3. dos Procedimentos de Rede traz premissas, critérios e a metodologia para estudos elétricos referentes à Rede de Simulação que subsidiam diversos processos. Entre eles, o Plano de Operação de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL), análise de projetos básicos, estudos pré-operacionais de instalações a serem interligadas ao SIN, entre outros.

⁴ Instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional - SIN, sob concessão das transmissoras, definida segundo critérios do Módulo 2 (https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221005_2.pdf).

Quanto a este submódulo, no que concerne aos estudos de fluxo de potência, são conduzidos para analisar o comportamento da rede em regime permanente, com análises envolvendo nível de tensão nos barramentos, carregamento das linhas de transmissão, transformadores e autotransformadores, pré-especificadas condições de carga e despacho correspondente de geração. A representação dos demais componentes (a 60Hz) é compatível com o escopo dos estudos.

Quanto às premissas gerais regidas pelo submódulo, foram consideradas:

- i. Em regime permanente, as cargas devem ser representadas com 100% de potência constante para as partes ativa e reativa.
- ii. Os limites de carregamento das linhas de transmissão, transformadores e autotransformadores existentes são os estabelecidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST).
- iii. A ferramenta computacional utilizada nesses estudos foi o ANAREDE, a qual apresenta modelagem para análise de redes em regime permanente.

Quanto à análise de contingências, admitiu-se avaliar cada cenário de modo que o desempenho do SEP deve ser tal que não haja violação e não haja necessidade de corte de carga provocado pela ocorrência de contingências simples (critério “N-1”).

Em relação aos níveis de tensão, a faixa de valores admissíveis a ser observada nos estudos elétricos para tensões entre fases a 60 Hz, admitindo as condições operativas normal e sob contingências encontra-se na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Níveis de tensão admitidos.

Tensão Nominal de Operação (kV)	Condição Operativa Normal		Condição Operativa sob Contingências	
	(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 560	1,00 a 1,10	475 a 550	0,95 a 1,10
525	500 a 560	0,95 a 1,048	475 a 550	0,90 a 1,048
765	690 a 800	0,90 a 1,046	690 a 800	0,90 a 1,046

Fonte: Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede (ONS - Modificado).

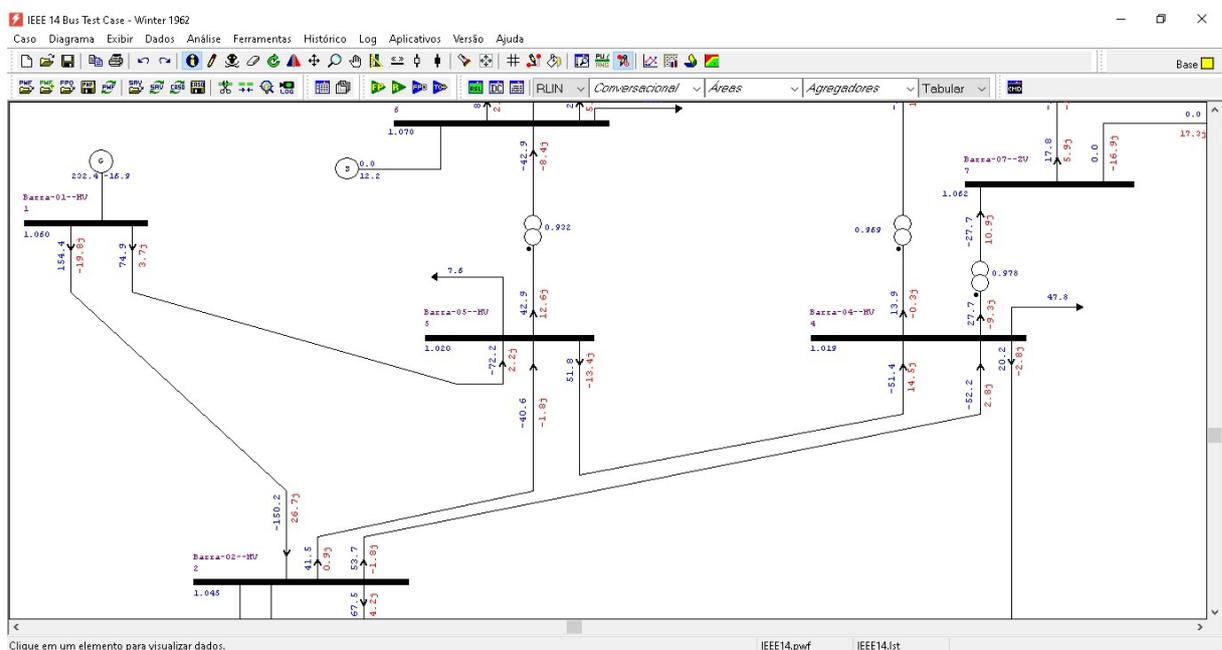
No percurso se faz também fundamental descrever detalhes sobre a ferramenta computacional de suporte para estruturar resultados para as condições de avaliação, algo a ser tratado na próxima seção.

3.4. Programa ANAREDE

Para dar suporte aos estudos elétricos de todo o planejamento são utilizadas diversas ferramentas computacionais. Os estudos aqui conduzidos terão como base o programa ANAREDE. Este se refere ao Programa de Análise de Redes produzido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), sendo um conjunto de aplicações computacionais visando tornar disponível às empresas do setor novas técnicas, algoritmos e métodos eficientes, adequados à realização de estudos nas áreas de operação e de planejamento de sistemas elétricos de potência (CEPEL, 2021). No programa é possível realizar estudos de fluxo de potência e fluxo de potência continuado, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão, análise de corredores de recomposição, equivalente de redes, entre outros.

O programa permite realizar simulações de fluxo de potência, tanto na forma de arquivos de entrada com cartões de cadastro de dados quanto na construção e visualização de resultados na interface gráfica. A tela inicial é apresentada na Figura 3.7 expondo parte do diagrama de um dos casos que serve de base para diversos estudos intitulado “IEEE 14 Bus Test Case”:

Figura 3.7 - Interface inicial do ANAREDE.



Fonte: próprio autor.

Os elementos que podem ser inseridos e a simbologia considerada no ANAREDE são detalhados na Figura 3.8. Características de alguns deles serão discutidas.

Figura 3.8 - Componentes que podem ser inseridos no programa.

Símbolo	Função	Símbolo	Função	Símbolo	Função
	Barra CA		Motor		LT CC
	LT CA		Injeção		Retificar
	Carga		Compensador estático		Inversor
	Carga individualizada		Usina		Terminal
	Shunt de barra		Transformador		Ponto de quebra
	Banco shunt		Shunt de linha		Texto livre
	Gerador		Compensador série		
	Gerador individualizado		Barra CC		

Fonte: Silva (2016).

O primeiro elemento, Barra CA, é um elemento de geração ou de carga. Na inclusão de componentes, é fundamental observar a configuração da subestação, de modo a incluir todas as barras a partir de segmentações e níveis de tensão existentes. A tela de inserção deste é a seguinte (Figura 3.9):

Figura 3.9 - Parâmetros para adicionar uma barra C.A.

Dados de Barra CA (DBAR)

Número: <input type="text" value="1"/>	Nome: <input type="text" value="2"/>	Tensão: <input type="text" value="3"/> p.u.	Ângulo: <input type="text" value="4"/> graus
Tipo: <input type="text" value="5"/>	VDef: <input type="text" value="6"/> p.u.	Grupo Limite de Tensão: <input type="text" value="7"/>	Grupo Base de Tensão: <input type="text" value="8"/> kV
Área: <input type="text" value="9"/>	Barra Controlada: <input type="text" value="10"/> <input type="checkbox"/> Controle Local	Modo de Visualização: <input type="text" value="11"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Ligado
Carga Ativa: <input type="text" value="12"/> MW	Geração Ativa: <input type="text" value="14"/> MW	Geração Reativa Mínima: <input type="text" value="16"/> Mvar	Shunt Equivalente: <input type="text" value="18"/> Mvar
Carga Reativa: <input type="text" value="13"/> Mvar	Geração Reativa: <input type="text" value="15"/> Mvar	Geração Reativa Máxima: <input type="text" value="17"/> Mvar	Individualizado (DBSH): <input type="text"/> Mvar
Carga Individualizada (DCAL) Ativa: <input type="text"/> MW	Carga Individualizada (DCAL) Reativa: <input type="text"/> Mvar	<input type="checkbox"/> Limites Abertos	

Agregadores

Primeira Vizinhança

Número: <input type="text"/>	Nome: <input type="text"/>	<input type="button" value="Mostrar"/>	<input type="button" value="Trocar"/>
------------------------------	----------------------------	--	---------------------------------------

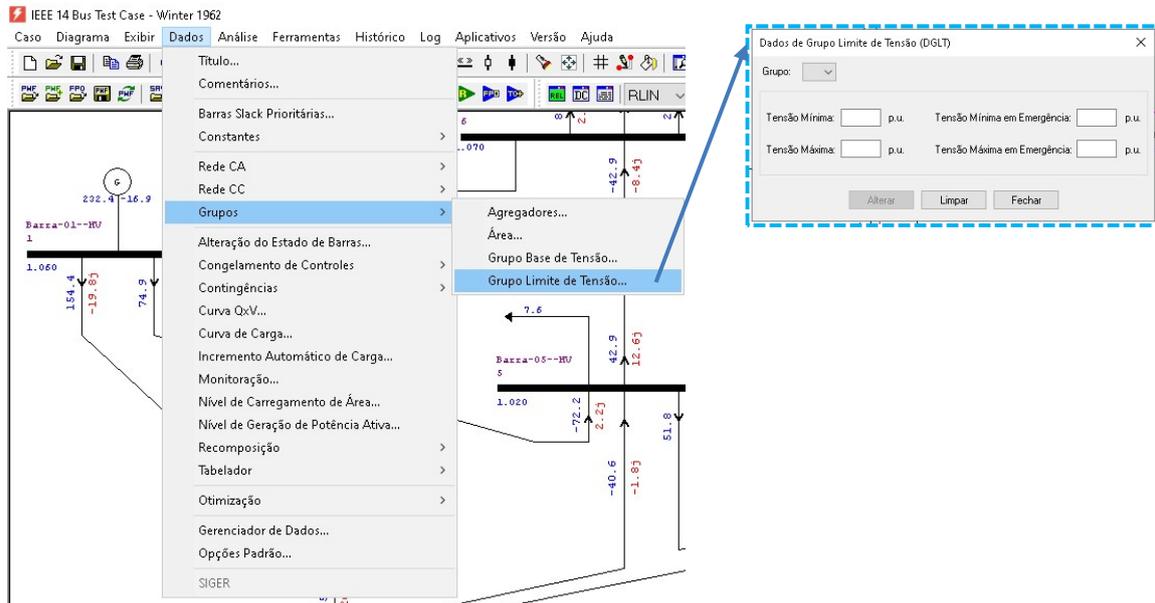
Fonte: próprio autor.

Os parâmetros enumerados são indicados na descrição a seguir, proveniente do manual do programa, de Silva (2016) e com outras informações adicionais:

- 1) Número: referência numérica da barra a ser incluída;
- 2) Nome: referência de nomenclatura da barra a ser incluída;
- 3) Tensão: referência do módulo da tensão em p.u., a qual serve como condição inicial para o processo iterativo;
- 4) Ângulo: valor de ângulo da tensão em graus;
- 5) Tipo: deve-se selecionar o tipo da barra, dentre as especificadas na seção 2.2 – slack ($V\theta$), de tensão controlada PV ou barra de carga PQ;
- 6) VDef: referência do valor de tensão de definição de cargas funcionais, em que a carga é uma função da tensão.
- 7) Grupo limite de tensão: referência de valores de máxima e mínima tensão (em p.u.) para fins de monitoramento. É possível definir os intervalos ao acessar o menu Dados / Grupos / Grupos de limite de tensão (Figura 3.9), sendo feito cadastro daquilo que é prescrito nos Procedimentos de Rede;
- 8) Grupo base de tensão: define os valores de tensão base (V_b) na barra: 13,8 kV, 230kV, 500 kV, dentre outros. É possível editar os valores de base de tensão acessando o menu Dados / Grupos / Grupos bases de tensão;
- 9) Área: seleção da área em que a barra está inserida. Para sistemas de maior porte é possível estabelecer áreas consoante a regionais ou subsistemas, por exemplo.
- 10) Barra controlada: destinada as barras do tipo PV e referência, as quais podem ter os níveis de tensão controlada pela injeção de reativos;
- 11) Modo de visualização: utilizado para a visualização da barra sendo o modo normal ou midpoint (representado por um ponto). Este item possibilita também a opção de ligar ou desligar a barra ao clicar no marcador “Ligado”;
- 12) Carga ativa: carga ativa conectada a barra, em MW;
- 13) Carga reativa: carga reativa conectada a barra, em MVAR;
- 14) Geração ativa: potência ativa injetada na barra, em MW;
- 15) Geração reativa: potência reativa injetada na barra, em MVAR;
- 16) Geração reativa mínima: valor mínimo de geração reativa, em MVAR;
- 17) Geração reativa máxima: valor máximo de geração reativa, em MVAR;
- 18) Shunt equivalente: valor de impedância equivalente conectado a barra, em MVAR.

Alguns dos elementos no cadastro de Barra CA são de preenchimento obrigatório: 1, 2, 3, 4, 5, 9, 12, 13, 14 e 15.

Figura 3.10 – Cadastro dos Grupos Limite de Tensão (DGLT) no ANAREDE.



Fonte: próprio autor.

O segundo elemento, para cadastro de Linha de Transmissão CA ou transformadores (DLIN), é preenchido da seguinte maneira:

Figura 3.11 - Parâmetros para inserir uma LT CA

The image shows the 'Dados de Circuito CA (DLIN)' dialog box. It contains the following fields and values:

- Circuito:** Barra De: 1, Barra Para: 2, Número: 3. Nome: (empty). Ligado.
- Barra Proprietária:** De, Para. Valor: 15.
- Barra Controlada:** Direção De, Direção Para. Valor: 16. Ligado.
- Capacidade:** Normal: 4 MVA, Emergência: 5 MVA, Equipamento: 6 MVA.
- Resistência:** 7 %
- Realância:** 8 %
- Susceptância:** 9 Mvar
- Tap:** Especificado: 10, Mínimo: 11, Máximo: 12, Defasamento: 13 graus, Steps: 14. Controle Congelado.
- Tensão Barra:** (empty) p.u.
- Tensão Especificada:** (empty)
- Shunt Equivalente:** Injeção De: (empty) Mvar, Injeção Para: (empty) Mvar.
- Shunt Individualizado (DBSH):** Injeção De: (empty) Mvar, Injeção Para: (empty) Mvar.

Buttons at the bottom: Inserir, Alterar, Remover, Limpar, Fechar.

Fonte: próprio autor.

Cada indicador numérico é reportado pelo seguinte preenchimento:

- 1) Barra de: número da barra de uma das extremidades do circuito como definido no campo Número do Código de Execução DBAR;
- 2) Barra para: número da barra da outra extremidade do circuito como definido no campo Número do Código de Execução DBAR;
- 3) Número: número do circuito entre as barras, útil para distinguir equipamentos conectados em paralelo entre duas barras;
- 4) Capacidade normal: capacidade de carregamento do circuito em condições normais para fins de monitoração de fluxo, em MVA;
- 5) Capacidade de emergência: capacidade de carregamento do circuito em condições de emergência para fins de monitoração de fluxo, em MVA;
- 6) Capacidade do equipamento: capacidade de carregamento do equipamento com menor capacidade de carregamento conectado ao circuito;
- 7) Resistência: valor da resistência do circuito, em %. Para transformadores este valor corresponde ao valor da resistência para o tap nominal;
- 8) Reatância: valor da reatância do circuito, em %. Para transformadores este valor corresponde ao valor da reatância para o tap nominal;
- 9) Susceptância: valor total da susceptância shunt do circuito, em Mvar;
- 10) TAP especificado: valor do tap referido à barra definida no campo “Barra de”, em p.u., para os transformadores de tap fixo ou, uma estimativa deste valor para os transformadores com variação automática de tap (LTC);
- 11) TAP mínimo: valor mínimo que o tap pode assumir, em p.u., para transformadores com variação automática de tap;
- 12) TAP máximo: valor máximo que o tap pode assumir, em p.u., para transformadores com variação automática de tap;
- 13) Defasamento: valor do ângulo de defasamento, em graus, para transformadores defasadores. O defasamento angular especificado é aplicado em relação ao ângulo da barra definido no campo “Barra de”;
- 14) *Steps*: número de posições do transformador de tap variável, incluindo o tap mínimo e o tap máximo;
- 15) Barra proprietária: utilizada para SEP de grande porte, a qual seja necessária a divisão entre áreas, este campo determina a quais das áreas pertence a LT;
- 16) Barra controlada: no caso de circuitos tipo transformador com variação automática de tap, este campo é destinado ao número da barra cuja magnitude

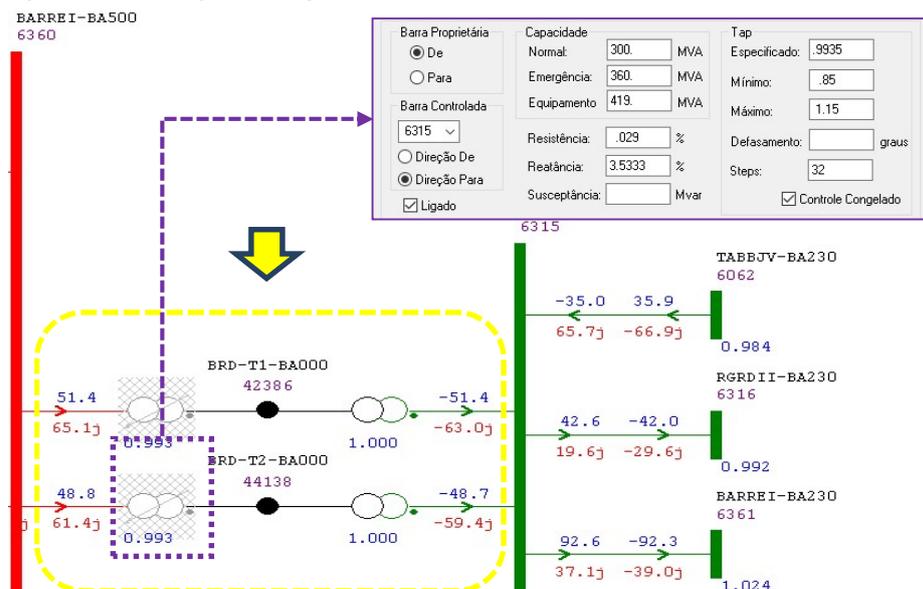
da tensão deve ser controlada. Se a barra controlada não for uma das barras definidas nos campos Da Barra ou Para Barra, deve ser associado um sinal ao número desta barra que determine a direção do movimento do tap no sentido de aumentar a magnitude da tensão da barra controlada. Em geral, barras situadas no lado do tap (Da Barra), recebem um sinal positivo e, barras situadas no lado contrário do tap (Para Barra), recebem um sinal negativo;

- 17) Controle Congelado: congela a variação automática do TAP do transformador com variação automática sob carga.

Da mesma forma do barramento, alguns parâmetros são de preenchimento obrigatório, como é o caso dos parâmetros 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 e 9.

A inclusão de autotransformadores de três enrolamentos pode ser feita mediante segmentação do equipamento considerando suas transformações (*Midpoint*) em alta tensão, como pode ser observado na Figura 3.12, além de incluído o trecho de baixa tensão (13,8 kV), incluído no programa, porém não representado no diagrama. O número de posições de tap variável é cadastrado apenas no lado de alta tensão (500 kV), onde a chave está efetivamente instalada, porém note que há a indicação da barra controlada (6315 no caso), que se refere ao lado de 230 kV. A capacidade em condições Normais e de Emergência do ATR deve ser indicada para os dois equipamentos adjacentes.

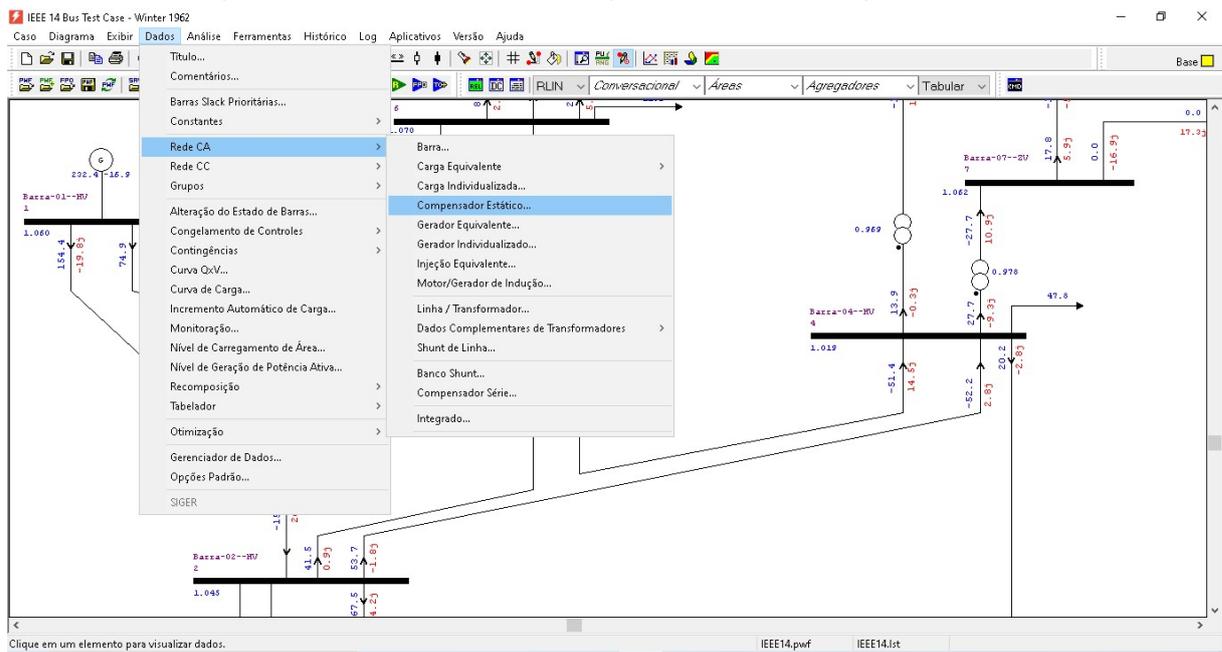
Figura 3.12 – Representação de um autotransformador no ANAREDE.



Fonte: próprio autor.

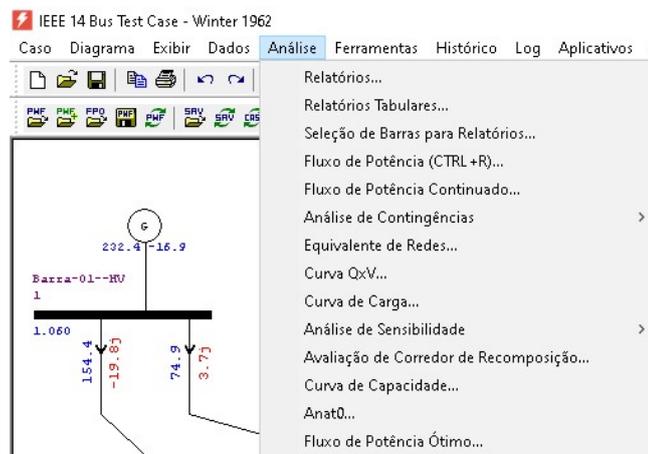
No caso da inclusão de barramentos (DBAR), para adição de carga ou geração podem ser utilizadas os campos 12 e 13 para carga e 14 e 15 para geração, da tela de adição de barra. Posteriormente, é possível representar graficamente as cargas e gerações. Compensadores, equivalentes, shunts de linha, dentre outros componentes podem ser incluídos por meio da interface gráfica (Figura 3.13) ou arquivo de entrada. No menu gráfico também é possível consultar os resultados (Figura 3.14).

Figura 3.13 – Menu do ANAREDE para inclusão de componentes C.A.



Fonte: próprio autor.

Figura 3.14 – Forma para acesso aos relatórios e elementos para análise.



Fonte: próprio autor.

Parâmetros e opções relativas ao estudo de fluxo de potência podem ser acessados por meio da sequência na interface: Análise > Fluxo de Potência (EXLFL)

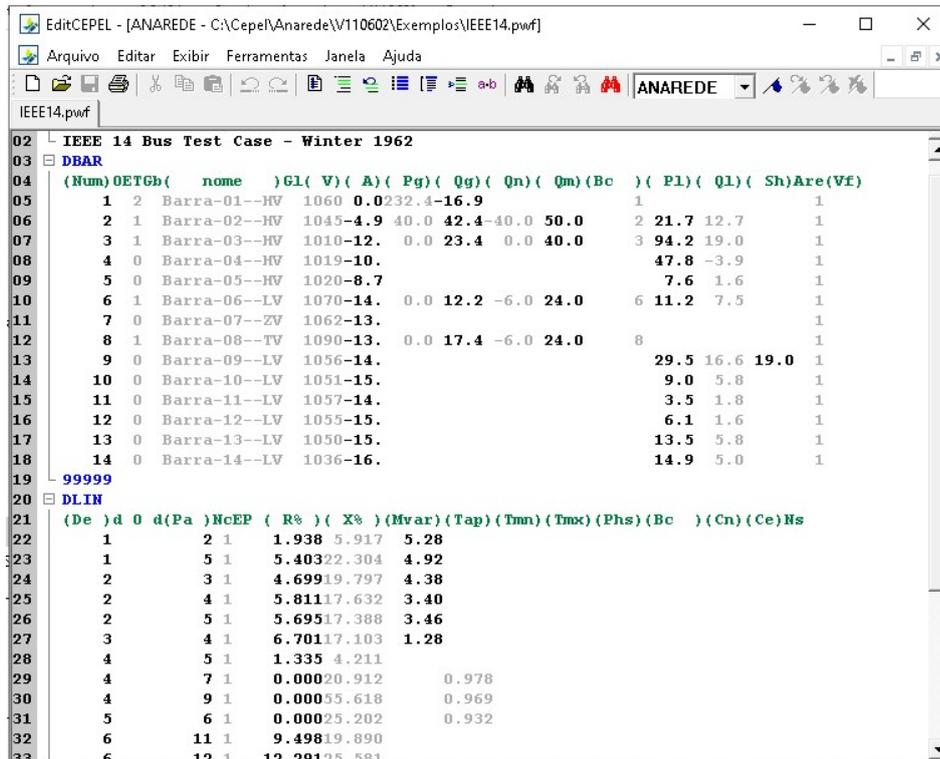
(Figura 3.15). A opção Flat Start (FLAT) considera, por exemplo, que a condição inicial de tensão e ângulo nas barras é $1\angle 0^0$ pu. Também é possível ativar os controles (Geração Reativa, Limite de Tensão, Tap do Transformador, dentre outros) através de seleção das caixas correspondentes neste *menu*. Essa opção, em específico, é aplicada em sistemas de pequeno porte ou sistemas-teste. Para o Sistema Interligado Nacional esta opção não é aplicada devido à dificuldade de convergência, dadas as características dos métodos numéricos aplicados para o desenvolvimento do Fluxo de Potência.

Figura 3.15 - Cálculo do fluxo de potência no ANAREDE: configuração e controle.

Fonte: próprio autor.

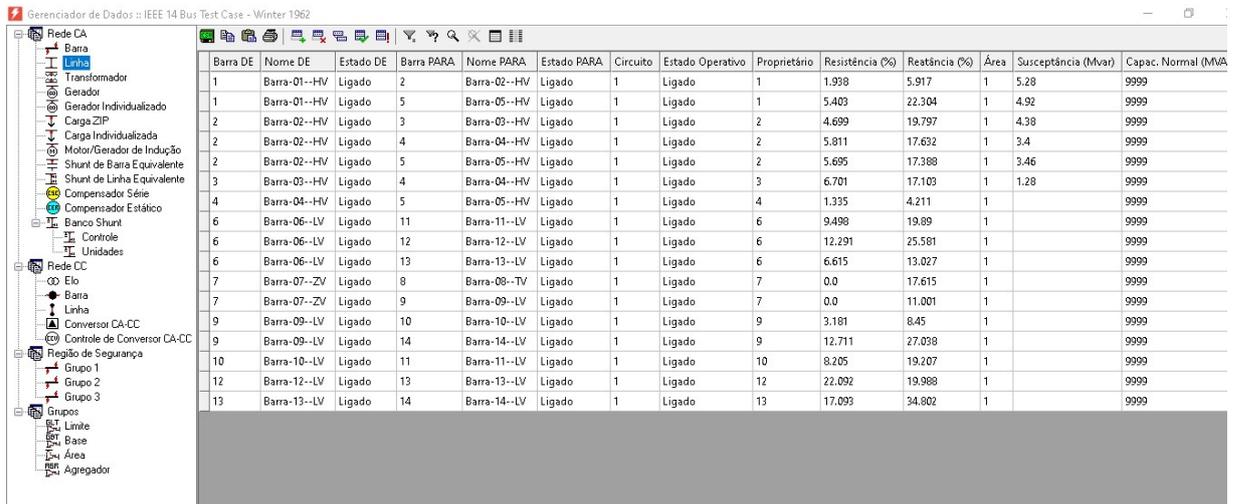
A base de dados pode ser acessada ou construída também considerando os arquivos de entrada, visualizado a seguir por meio do recurso auxiliar EditCEPEL (Figura 3.16) assim como um olhar amplo e modificações realizadas através do uso do Gerenciador de dados (Figura 3.17) na interface do programa.

Figura 3.16 - Exemplo do modelo do arquivo de entrada (IEEE 14 barras).



Fonte: próprio autor.

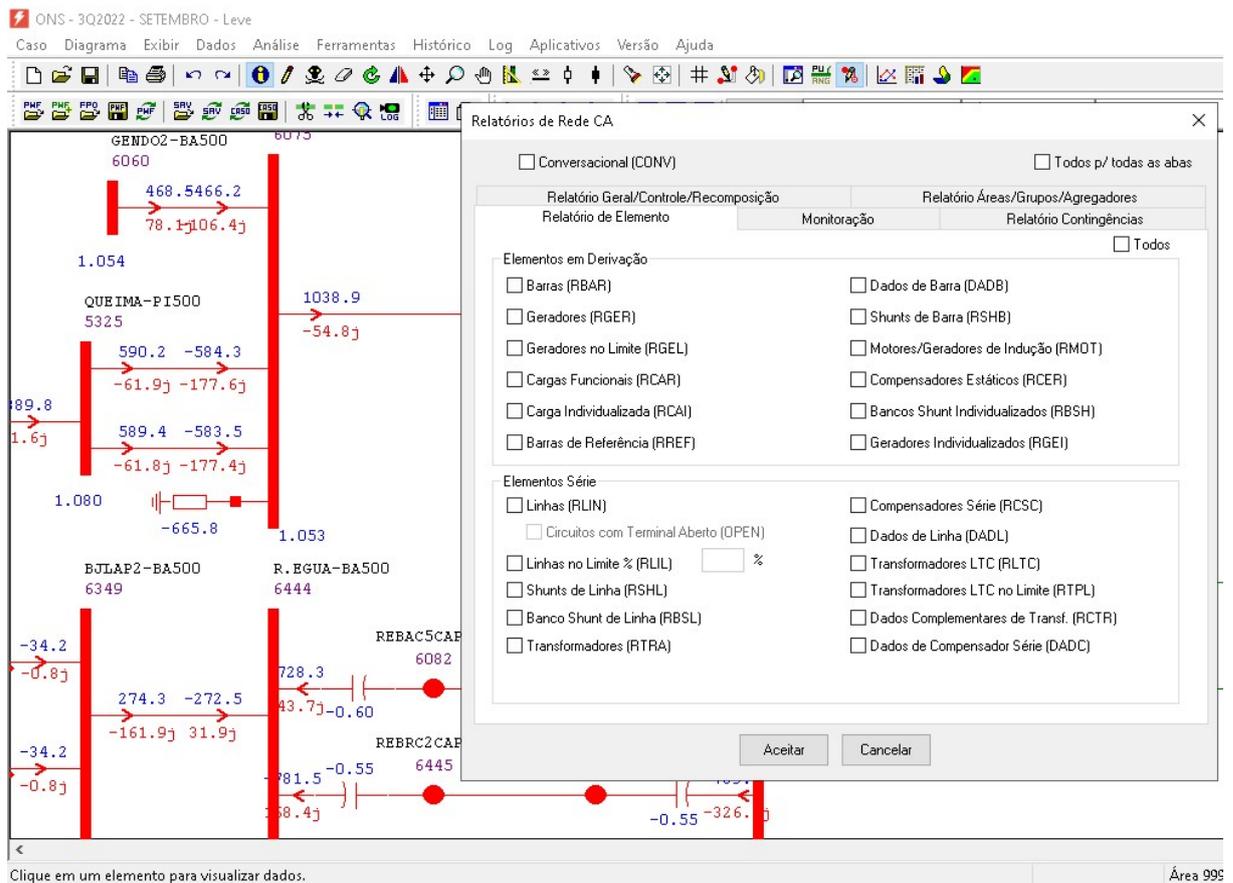
Figura 3.17 - Tela do Gerenciador de Dados do ANAREDE.



Fonte: próprio autor.

Relatórios diversos podem ser consultados através do acesso: Análise > Relatórios. Disto, surgirá tela correspondente para seleção, pelo usuário, das informações desejadas (Figura 3.18).

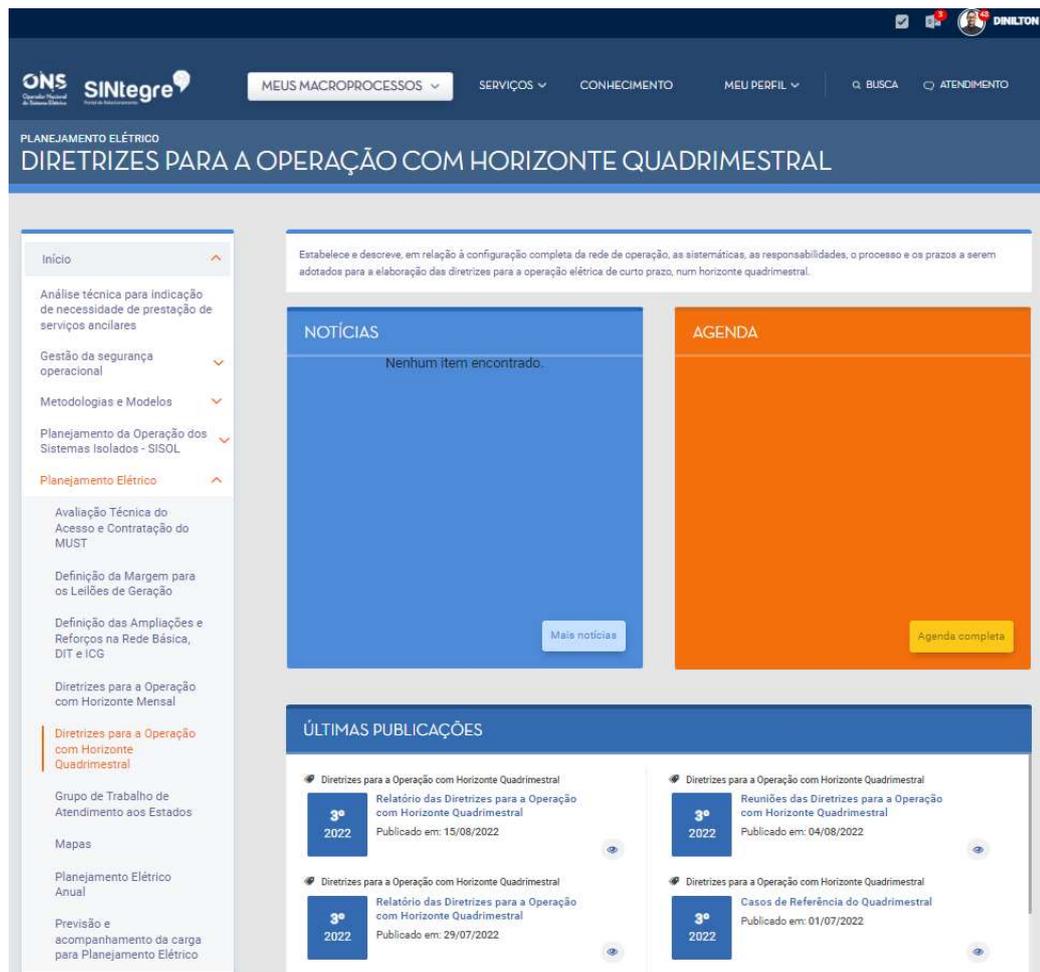
Figura 3.18 - Acesso aos relatórios no ANAREDE.



Fonte: próprio autor.

Foram admitidos dados de geração e carga atualizados, e utilizados alguns arquivos de Referência para o Estudo Quadrimestral do ONS (SINTEGRE, 2022). Em especial, foi utilizado o arquivo que compõe as Diretrizes para a Operação com Horizonte Quadrimestral, denominado o arquivo “3Q2022”, que corresponde ao terceiro e último quadrimestre do ano corrente. Dentro desse arquivo “.sav”, que é um arquivo histórico do ANAREDE, são inseridas informações de previsões de carga e geração do SIN. A tela do site do SINTEGRE é visualizada na Figura 3.19.

Figura 3.19 - SINTEGRE: Diretrizes para o Horizonte Quadrimestral



The screenshot displays the SINTEGRE web application interface. At the top, there is a navigation bar with the ONS logo, the SINTEGRE logo, and several menu items: 'MEUS MACROPROCESSOS', 'SERVIÇOS', 'CONHECIMENTO', 'MEU PERFIL', 'BUSCA', and 'ATENDIMENTO'. Below the navigation bar, the page title is 'PLANEJAMENTO ELÉTRICO DIRETRIZES PARA A OPERAÇÃO COM HORIZONTE QUADRIMESTRAL'. On the left side, there is a vertical navigation menu with various options, including 'Planejamento Elétrico' which is currently selected. The main content area is divided into several sections: a descriptive text block, a 'NOTÍCIAS' section (currently empty with a 'Mais notícias' button), an 'AGENDA' section (currently empty with an 'Agenda completa' button), and a 'ÚLTIMAS PUBLICAÇÕES' section. The 'ÚLTIMAS PUBLICAÇÕES' section displays four recent publications, each with a date and a '2022' label.

Fonte: próprio autor.

Uma vez reconhecidos recursos, formas de cadastro de equipamentos, configurações consoantes aos fundamentos sobre fluxo de potência, para o presente trabalho foi avaliado o contexto do planejamento da expansão da SE Barreiras II, apresentado em detalhes no próximo capítulo.

4. Estudo de Caso: Expansão da Subestação Barreiras II

Foram analisados os relatórios R1 e R4, relativos ao planejamento da expansão com vistas aos estudos de regime permanente, estruturando informações sobre geração, carga, novos ativos e aspectos gerais sobre a infraestrutura elétrica da região sob estudo. Dados foram obtidos a partir de diagramas e de relatórios das empresas envolvidas no planejamento, além de realizada consulta e modificação, segundo estudos analisados, do arquivo base de simulação do ANAREDE utilizado pelo ONS.

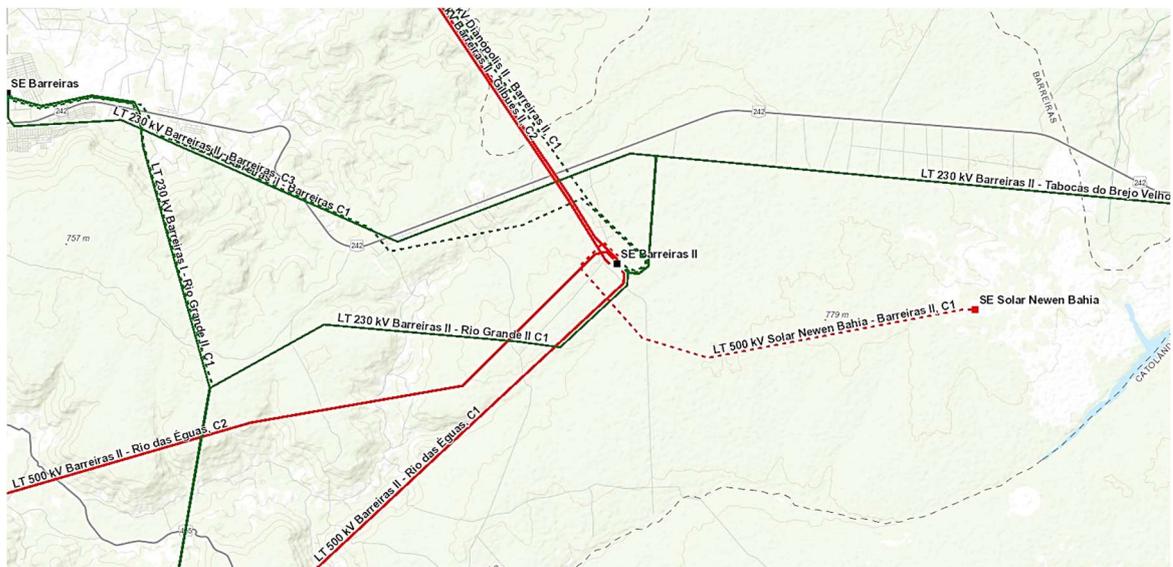
Linhas de transmissão, transformadores e autotransformadores foram observados sob a perspectiva de integração regional, além de coletados e avaliados dados de geração e carga (projeções em diversos patamares), vislumbrando olhar sobre fluxo de potência, capacidade dos equipamentos e limiares tangíveis regidos pelos Procedimentos de Rede.

4.1. Outros Detalhes sobre a Necessidade de Expansão

Quando da existência de apenas um ATR na SE Barreiras II (BRD), havia possibilidade de sobrecarga neste ativo caso contingências nas adjacências acontecessem. Paralelamente, a contingência do ATR provocava subtensões nos barramentos de 230 kV das subestações de Barreiras II, Tabocas do Brejo Velho, Rio Grande II, Barreiras e Horizonte MP (eólica conectada à Tabocas do Brejo Velho). Desencadeia-se, por consequência, a atuação de Sistemas Especiais de Proteção de subtensão na SE Barreiras 138 kV e 69 kV e na SE Rio Grande II 138 kV, provocando corte de carga, uma das últimas estratégias para controle na operação do Sistemas Interligado Nacional. Além desses fatores, há planejada a inserção de uma usina fotovoltaica (2.013 MWp) nesta regional, denominada Solar Newen Bahia, ilustrado na Figura 4.1.

Por esses fatores, houve o “Estudo para a Expansão da Transmissão – Análise Técnico-Econômica de Alternativas (Relatório R1): Estudo para escoamento do potencial de geração e suprimento da região de Dianópolis (TO)”. Ele apresentou, inicialmente, a necessidade da implantação do 2º banco de autotransformadores 500/230 kV na SE Barreiras II (EPE, 2017). Paralelamente, foi indicada através da Nota Técnica 035/2018 “Expansão da SE 500/230 kV Barreiras II” (EPE, 2018) a necessidade de expansão da capacidade de transformação da SE Barreiras II. Esta expansão foi atendida durante o leilão Nº 002/2013-ANEEL.

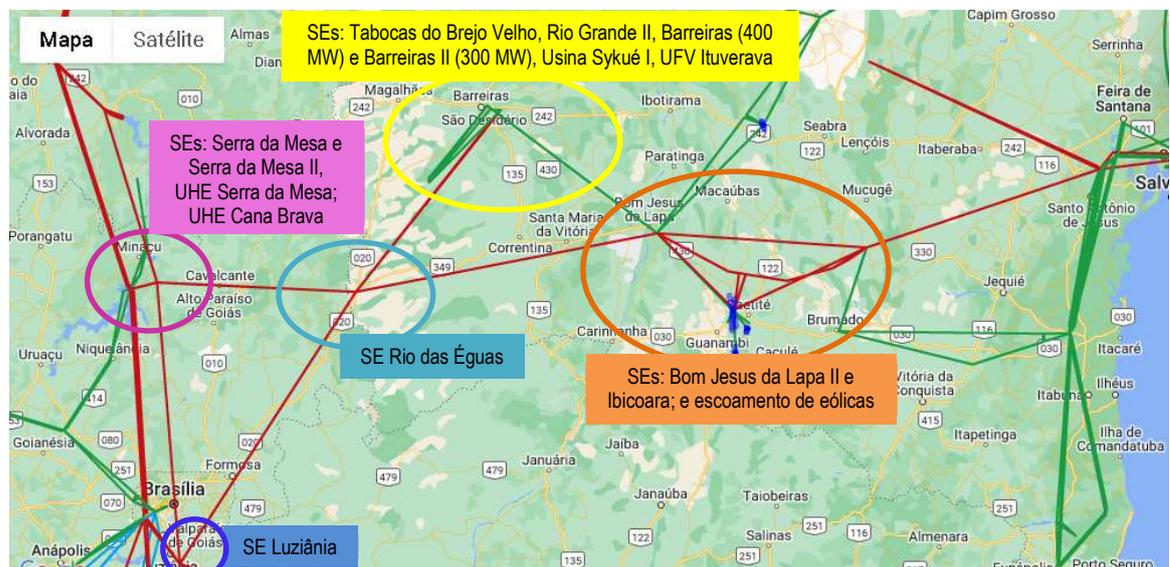
Figura 4.1 - Webmap EPE destacando a SE Barreiras II.



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

Um olhar sistêmico do mapa permite avaliar a importância da regional Barreiras no contexto do SIN, reconhecidos corredores de escoamento de geração importantes, além de interligação através da SE Rio das Éguas para Serra da Mesa, ponto de conexão do sistema Norte-Nordeste com o Centro-Oeste/Sul/Sudeste (Figura 4.2).

Figura 4.2 - Mapa do Sistema de Transmissão Brasileiro – Horizonte 2024.



Fonte: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas> (modificado).

A Usina Fotovoltaica (UFV) Ituverava ou Conjunto Fotovoltaico Ituverava (ONS, 2021f), a exemplo, escoar parte de sua geração através da SE Tabocas do Brejo Velho, sendo esta interligada à Barreiras II. Ela se caracteriza como a maior usina do tipo na América Latina, com capacidade instalada na ordem de 200 MW.

Os estudos de planejamento a serem apresentados, dentro do horizonte do PDE, têm base nas projeções de carga elétrica, no plano de expansão de referência de geração, e na evolução prevista para a topologia da rede elétrica (EPE, 2021), em que são necessários estudos de regime permanente.

4.2. Premissas e Critérios

O ONS propõe regras para atividades que fazem referência a coordenação e controle da operação do SIN, conforme a Lei nº 9.648, de 17 de maio de 1998¹. Especificamente o “Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos” apresenta as regras para a atividade de estudos elétricos, como fluxo de potência, estudos de confiabilidade e estudos de qualidade de energia.

Nos estudos de Fluxo de Potência, os seguintes itens podem ser destacados do documento “Metodologia” do Submódulo 2.3:

- I. O sistema deve ser analisado para condições de carga e geração pertinentes ao objetivo da avaliação, entre pesada, média, leve e mínima;
- II. O nível de detalhamento da representação do sistema de transmissão deve ser compatível com o escopo dos estudos;
- III. Os dados necessários são fornecidos pelo ONS ou informados pelos agentes e consolidados pelo ONS;
- IV. A ferramenta computacional destinada a este fim é o ANAREDE, cuja denominação de referência é “Modelo para análise de redes em regime permanente”, de propriedade do CEPEL.

Já sobre os Critérios abordados no Submódulo 2.3, destacam-se as seguintes premissas gerais:

- I. Em regime permanente, as cargas devem ser representadas com 100% de potência constante para as partes ativa e reativa. Entretanto, podem ser representadas com percentuais variáveis de potência (P), impedância (Z) e corrente (I) constantes, para se adequarem aos objetivos específicos de cada estudo;
- II. Os limites de carregamento das linhas de transmissão, transformadores e autotransformadores existentes são os estabelecidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST);

A respeito das “Premissas para estudos de sistemas de corrente alternada (CA)”, temos:

- I. Os estudos de fluxo de potência devem abranger, além da condição operativa normal, a análise de contingências de linhas de transmissão, transformadores e outros equipamentos;
- II. O desempenho deve ser verificado em análise de contingências nas seguintes situações:
 - a. Imediatamente após os desligamentos causados pela contingência, considerando atuação de regulação de tensão;
 - b. Após atuação dos *taps* de transformadores com LTC automático;
 - c. Após execução de medidas operativas que dependem de ação humana (chaveamentos, alterações de tensão em unidades geradoras, redespachos, remanejamento de carga etc.).
- III. Contingências simples são simuladas com perda de um único elemento do sistema;
- IV. Devem ser consideradas contingências duplas quando circuitos de transmissão da Rede de Operação compartilham estrutura e/ou quando atravessam regiões onde haja ocorrência de fenômenos naturais.

Dos “Critérios para estudos de sistema de corrente alternada (CA)”, são apresentados critérios de contingência, níveis de tensão, limites para controle de potência reativa, limites de carregamento de capacitores série e limite de carregamento de novos equipamentos. Serão apontados os relevantes ao presente estudo:

- I. Contingências: O desempenho do sistema deve ser tal que não haja violação dos critérios estabelecidos neste submódulo e não haja necessidade de corte de carga provocado pela ocorrência de contingências simples (critério N-1);
- II. Contingências duplas: o ONS estabelece o conjunto de contingências duplas (conforme as características do circuito);
- III. Níveis de tensão: as faixas de tensões admitidas consideram as condições operativas de caráter normal e sob contingências. Os valores podem ser consultados na Tabela 3.1;
- IV. Limites para controle de potência reativa: os limites de geração e absorção de potência reativa e de tensão terminal considerados nos estudos são definidos pelas curvas de capacidade das unidades geradoras e dos

compensadores síncronos (inclusas nos arquivos de simulação fornecidos pelo ONS, como os utilizados neste trabalho);

V. Limites de carregamento de capacitores série: só podem ser submetidos a sobrecargas no máximo iguais àquelas garantidas pelos fabricantes e informadas pelos agentes;

VI. Limites de carregamento de novos equipamentos: para novas linhas de transmissão, transformadores e autotransformadores a serem incorporados ao SIN, devem ser utilizadas as capacidades operativas de longa e de curta duração definidas no processo de outorga.

No “Submódulo 2.5 - Critérios para Operação”, há a hierarquia dos recursos para controle de tensão na Rede de Operação, listada abaixo:

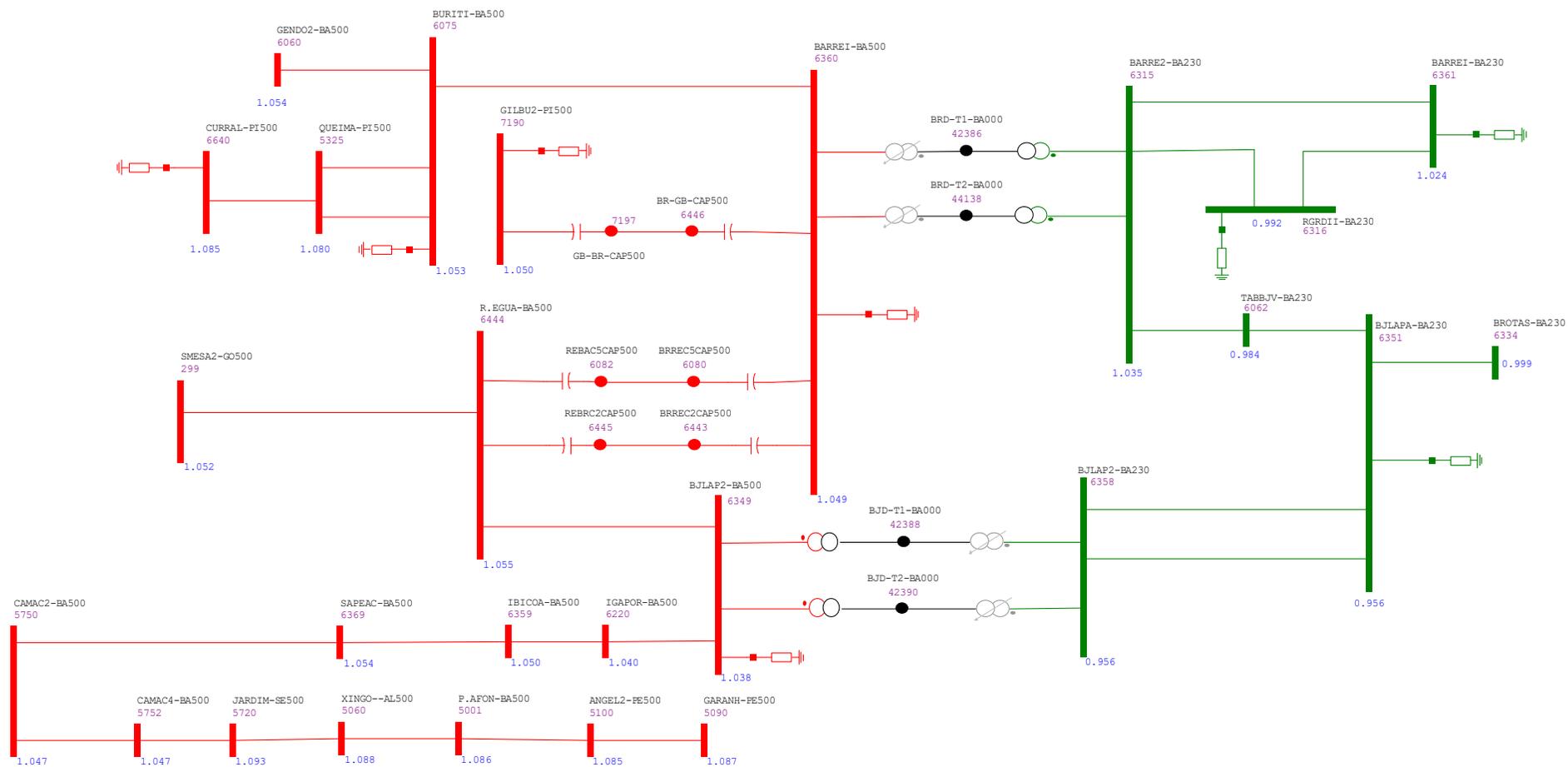
- I.** Reatores de barra manobráveis;
- II.** Bancos de capacitores;
- III.** Excitação das unidades geradoras;
- IV.** Compensadores síncronos e estáticos;
- V.** Reatores de linha manobráveis;
- VI.** Comutadores sob carga de transformadores e de reguladores série; e
- VII.** Manobras de linhas de transmissão.

4.3. Características dos Estudos e de Equipamentos

Os estudos que serão tratados são de regime permanente, admitindo o fluxo de potência, contingências e carregamentos antes e após a entrada do segundo autotransformador na SE Barreiras II. Para avaliar o impacto da entrada do novo banco de autotransformadores, serão analisados ativos interligados à SE Barreiras II, em que serão detalhadas algumas características para ambientação à regional.

No diagrama unifilar construído no ANAREDE (Figura 4.3) é possível observar parte do SIN, focalizando a região sob estudo no cenário com dois (02) ATRs em Barreiras II (ATRs entre as barras 6360 | Barreiras II 500 kV e 6315 | Barreiras II 230 kV). Em 230 kV a SE Barreiras II está conectada à SE Barreiras (representada no diagrama da Figura 4.3 pela barra de alta tensão 6361 daquela subestação). A SE Barreiras possui dois bancos de transformadores (cada um com um par de transformadores), os quais reduzem a tensão de 230 kV para 69 kV e 138 kV, alimentando cargas e provendo interligações nestes patamares de tensão para a região e adjacentes. Especialmente para consumidores agrícolas da região.

Figura 4.3 – Diagrama Unifilar de parte do SIN.



Fonte: próprio autor.

O barramento de 230 kV da SE Barreiras II está conectado por meio de linha de transmissão para a SE Rio Grande II (6316); também ocorre conexão em 230 kV da SE Rio Grande II com a SE Barreiras (de onde escoar geração da UFV Sertão Solar Barreiras – 117 MWp). Outra linha em 230 kV conecta a SE Barreiras II à SE Tabocas do Brejo Velho (6062), por sua vez conectada à SE Bom Jesus da Lapa (6351).

Duas linhas de transmissão em 230 kV interligam as SEs Bom Jesus da Lapa e Bom Jesus da Lapa 2 (6351-6358). O barramento de alta tensão em 500 kV da SE Bom Jesus da Lapa 2 (6349), por sua vez, está conectado à SE Rio das Éguas (6444) por meio de uma linha de transmissão. Com a representação de duas linhas com compensação série entre a SE Rio das Éguas e Barreiras II (6444 - 6360) é possível verificar um arranjo em anel integrado em 230 e 500 kV neste trecho do SIN.

Interligações de elevado fluxo de potência estão adicionalmente representadas entre a SE Barreiras II e Buritirama 500 kV (6075) e de Barreiras II para Gilbués 2 (7190). Outras subestações, neste trecho, foram incluídas no diagrama devido a sua finalidade no escoamento de energia eólica das usinas do leste da Região Nordeste: Buritirama (6075), Gentio do Ouro (6060), Queimada Nova II (5325) e Curral Novo do Piauí II (6640).

A interligação entre Rio das Éguas (6444) e Serra da Mesa 2 (299) foi representada no diagrama unifilar devido à sua importância no escoamento de geração e fluxo entre regiões, integrando o FNESE (Fluxo Nordeste/Sudeste) e o FSENE (Fluxo Sudeste/Nordeste). Simbolicamente, para fins de percepção das conexões geoeletricas do oeste baiano até o Agreste Meridional pernambucano (cuja energia eólica vem se expandindo), foi representada a interligação de Bom Jesus da Lapa 2 até o barramento de 500 kV da Subestação Garanhuns II (5090).

Neste trecho do SIN, os casos que serão tratados estão listados no Quadro 4.1:

Quadro 4.1 – Cenários de Regime Permanente Avaliados.

Cenário	Caso	Descrição
1. Operação Regular	1.1	Sistema com um (01) ATR (Carga leve, média e pesada)
	1.2	Sistema com segundo ATR (Carga leve, média e pesada)
2. Contingências em linhas de 230 kV	2.1	Perda da LT 230 kV Barreiras II / Tabocas do Brejo Velho
	2.2	Perda da LT 230 kV Barreiras II / Rio Grande II
	2.3	Perda da LT 230 kV Barreiras II / Barreiras
3. Contingências em linhas de 500 kV	3.1	Perda da LT 500 kV Barreiras II / Buritirama
	3.2	Perda da LT 500 kV Barreiras II / Gilbués II
4. Contingência “N-2”	4.1	Perda dos ATRs de Barreiras II
	4.2	Perda das LTs 500 kV Barreiras II / Rio das Éguas
5. Implementações sob Planejamento	5.1	Implantação do 3º ATR na SE Barreiras II

Fonte: próprio autor.

As principais variáveis a serem monitoradas serão o carregamento dos ATRs da SE Barreiras II, tensões nos barramentos das subestações eletricamente mais próximas da regional, além das perdas técnicas e perfil do fluxo de potência nas linhas e outros ativos. Os compensadores *shunt* das subestações estão representados no diagrama unifilar de modo também a orientar a avaliação mais precisa cenários e alternativas de adequação. Características de algumas barras estão na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Classificação dos tipos de barras do sistema.

Número	Tipo	Tensão Base (kV)	Nome Barra	Limite Tensão (p.u.)	VDef (p.u.)
299	0 - PQ	500	SMESA2-GO500	1,000-1,100	1,000
5001	0 - PQ	500	P.AFON-BA500	1,000-1,100	1,071
5060	0 - PQ	500	XINGO--AL500	1,000-1,100	1,072
5100	0 - PQ	500	ANGEL2-PE500	1,000-1,100	1,068
5325	0 - PQ	500	QUEIMA-PI500	1,000-1,100	1,000
5720	0 - PQ	500	JARDIM-SE500	1,000-1,100	1,060
5750	0 - PQ	500	CAMAC2-BA500	1,000-1,100	0,959
5752	0 - PQ	500	CAMAC4-BA500	1,000-1,100	1,000
6060	0 - PQ	500	GENDO2-BA500	1,000-1,100	1,000
6062	0 - PQ	230	TABBJV-BA230	0,950-1,050	1,034
6075	0 - PQ	500	BURITI-BA500	1,000-1,100	1,000
6220	0 - PQ	500	IGAPOR-BA500	1,000-1,100	1,000
6315	0 - PQ	500	IGAPOR-BA500	1,000-1,100	1,000
6316	0 - PQ	230	RGRDII-BA230	0,950-1,050	1,000
6334	0 - PQ	230	BROTAS-BA230	0,950-1,050	1,000
6349	0 - PQ	500	BJLAP2-BA500	1,000-1,100	1,027
6351	0 - PQ	230	BJLAPA-BA230	0,950-1,050	1,043
6358	0 - PQ	230	BJLAP2-BA230	0,950-1,050	1,041
6359	0 - PQ	500	IBICOA-BA500	1,000-1,100	1,021
6360	0 - PQ	500	BARREI-BA500	1,000-1,100	1,000
6361	0 - PQ	230	BARREI-BA230	0,950-1,050	1,034
6369	0 - PQ	500	SAPEAC-BA500	1,000-1,100	1,000
6444	0 - PQ	500	R.EGUA-BA500	1,000-1,100	1,042
6640	0 - PQ	500	CURRAL-PI500	1,000-1,100	1,000
7190	0 - PQ	500	GILBU2-PI500	1,000-1,100	1,000

Fonte: próprio autor.

Uma barra PV nesta regional se refere à Usina Fotovoltaica Ituverava, a qual escoar sua geração por Tabocas do Brejo Velho 230 kV (6062). Usinas Fotovoltaicas com barra do tipo PV em Bom Jesus da Lapa estão conectadas à subestação homônima em 230 kV (6251). Outras barras de tensão controlada próximas desta regional se localizam interligadas à subestação de Gentio do Ouro 2, onde estão usinas eólicas e fotovoltaicas (UFV Sol do Sertão, EOL Laranjeiras). Também são constatadas barras PV no complexo eólico de Brotas de Macaúbas, o qual escoar por

meio da linha de transmissão em 230 kV Brotas (6334) - Bom Jesus da Lapa (6351). Ainda, existem outras barras deste tipo em subestações conectadas à SE Curral Novo do Piauí II (EOLs Chapada I, Chapada II e Chapada III).

Outro dado a ser monitorado no estudo de fluxo de potência é a capacidade dos ativos. Na Tabela 4.2, a seguir, são apresentadas as capacidades das linhas de transmissão e transformadores avaliados em mais detalhes na regional.

Tabela 4.2 - Capacidade das linhas de transmissão e autotransformadores.

Equipamento	Circuito	Nível de Tensão (kV)	Capacidade (A)	Capacidade (MVA)
LT Barreiras II / Barreiras	Único	230	631	251
LT Barreiras II / Buritirama	Único	500	2.880	2.494
LT Barreiras II / Gilbués II	Único	500	3.375	2.923
LT Barreiras II / Rio das Éguas	1	500	2.880	2.494
	2	500	2.002	1.733
LT Barreiras II / Tabocas B. Velho	Único	230	631	251
LT Bom J. Lapa / Brotas de Macaúbas	Único	230	631	251
LT Bom J. Lapa / Bom J. Lapa II	1	230	2.000	796
	2	230	2.000	796
LT Buritirama / Gentio do Ouro II	Único	500	3.420	2.962
LT Buritirama / Queimada Nova II	Único	500	2.880	2.494
LT Curral N. Piauí / Queimada Nova II	Único	500	2.880	2.494
LT Rio das Éguas / Bom J. Lapa II	Único	500	2.300	1.992
LT Rio das Éguas / Serra da Mesa II	Único	500	2.300	1.992
LT Tabocas do B. Velho / Bom J. Lapa	Único	230	631	251
Autotransformador Barreiras II	ATR 01	500	346	300
	ATR 02	500	346	300
Autotransformador Bom J. Lapa II	ATR 01	500	346	300
	ATR 02	500	346	300

Fonte: ONS.

A fim de manter adequados os níveis de tensão nas barras, com vistas a atender requisitos da carga, os centros de operação sob coordenação do ONS utilizam de diversos recursos para controle de tensão. Além de comutadores sob carga de transformadores, de ATRs e bancos de capacitores, outros recursos para controle de tensão disponíveis no escopo do sistema são apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Recursos para controle de tensão.

De	Para	Barra De	Barra Para	Tipo	Qty	Reatância (%)	Potência Indiv. (Mvar)
6075	-	Buritirama 500 kV	-	Reator	3	-	-200
6360	-	Barreiras 500 kV	-	Reator	3	-	-150
6360	6444	Barreiras 500 kV	R. Éguas 500 kV	Comp. Série	1	-0,598	-
6360	6444	Barreiras 500 kV	R. Éguas 500 kV	Comp. Série	1	-0,594	-

Fonte: próprio autor.

Uma vez apresentadas características dos estudos e de equipamentos, destaca-se que o cenário base avaliado (despacho de geração / carga) se refere ao 3º quadrimestre de 2022.

4.4. Simulações e Análise dos Resultados

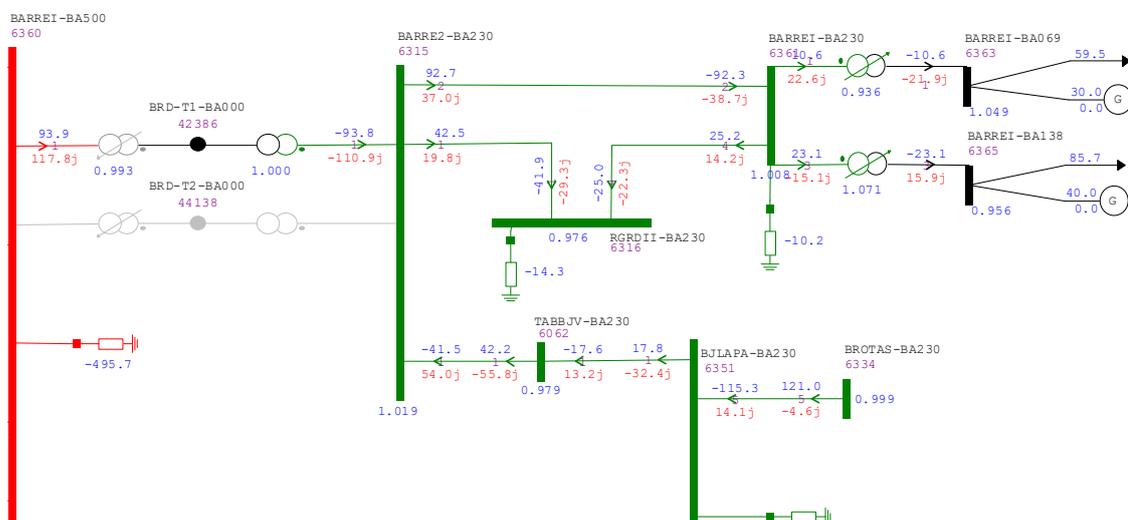
A análise de Fluxo de Potência contemplou o sistema com operação regular (variando as condições de ATRs na SE Barreiras II), além da apreciação dos impactos de contingências em LTs de 230 KV e de 500 kV. Por fim, serão apresentados cenários de contingências duplas e de planejamento futuro da expansão para esta regional.

4.4.1. Caso 1: Operação Regular

4.4.1.1. Caso 1.1: Sistema com 01 ATR na SE Barreiras II

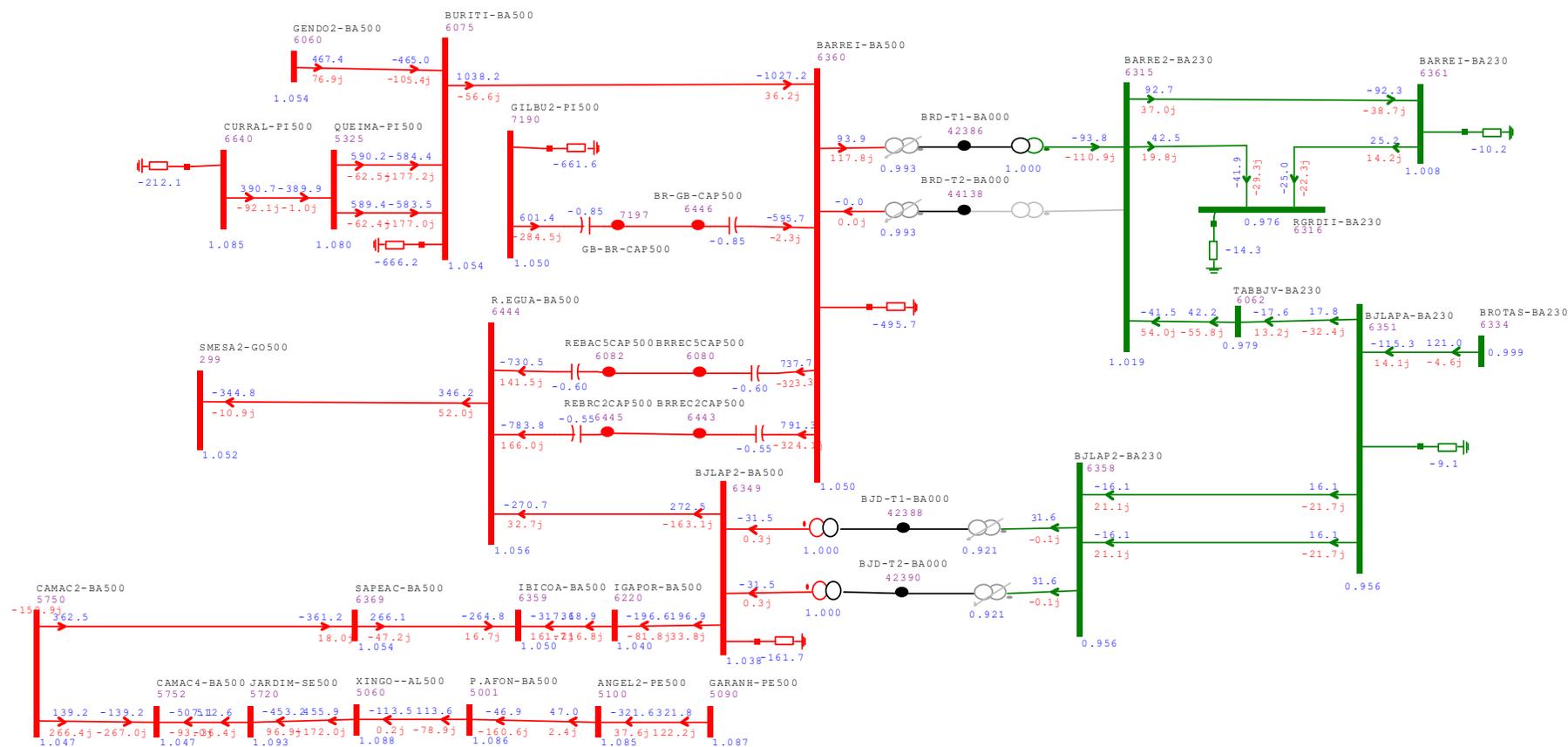
Os cenários envolvendo um ATR em operação em Barreiras II podem ser considerados sensíveis do ponto de vista da operação, pois para baixa geração distribuída na SE Barreiras com altos patamares de carga, podem ocorrer carregamentos elevados no ATR. Na Figura 4.4. é exposto parte do sistema com um ATR em operação e geração plena através de Barreiras 230 kV (6361) enquanto nas Figuras 4.5 a 4.7 desempenho completo da regional nas três condições de carga. Na Figura 4.4 são representadas as cargas e gerações nos barramentos de 69 e 138 kV em Barreiras. Os resultados presumem o uso do conjunto de dados do Quadrimestral 3Q2022 do ONS (SINTEGRE, 2022), relativos ao mês de setembro.

Figura 4.4 - Caso 1.2 (carga leve): 01 ATR em Barreiras II e geração plena.



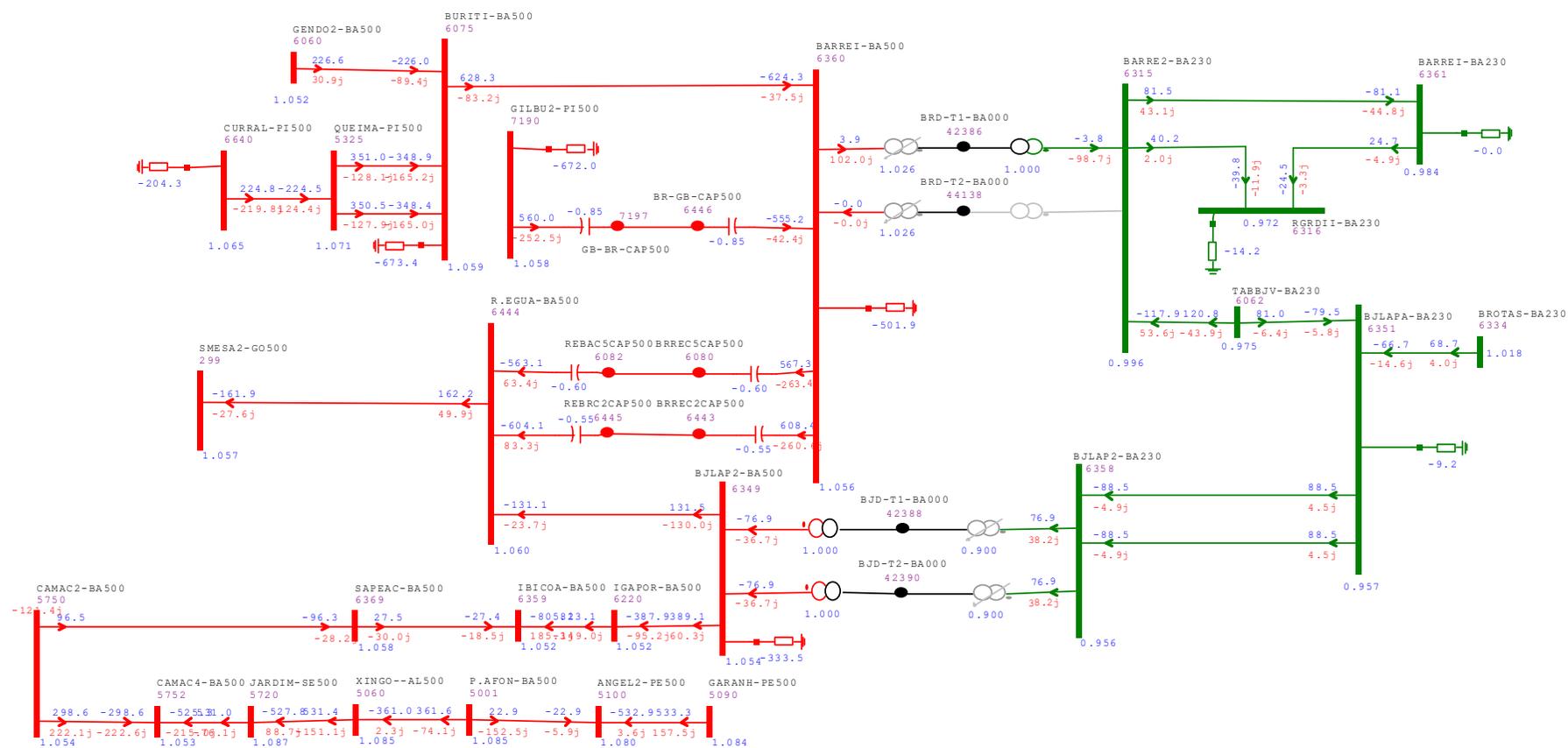
Fonte: próprio autor.

Figura 4.5 – Caso 1.1: Operação com 01 ATR em Carga Leve na SE Barreiras II: tensões e fluxo de potência.



Fonte: próprio autor.

Figura 4.6 – Caso 1.1: Operação com 01 ATR em Carga Média na SE Barreiras II: tensões e fluxo de potência.



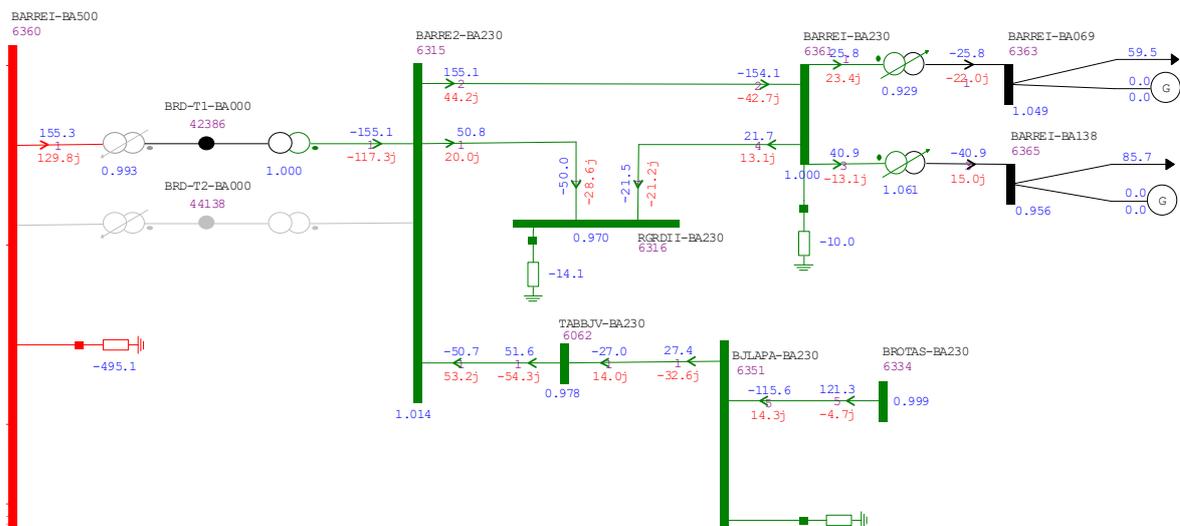
Fonte: próprio autor

Uma primeira percepção sistêmica é a importância do barramento de 500 kV da subestação Barreiras II (6360) nesta fronteira da Interligação Nordeste-Sudeste. Nota-se o elevado fluxo de potência em todos os cenários no circuito de 500 kV proveniente de Gentio do Ouro 2 (6060) e Queimada Nova II (5325) em direção à LT Buritirama (6075) > Barreiras (6360) > Rio das Éguas (6444), em que boa parte escoar para a subestação Arinos 2 em Minas Gerais, além de exportar para a SE Serra da Mesa 2 (299), neste último caso em cenários de carga leve e média. Também pode haver inversão do fluxo entre Rio das Éguas (6444) e Bom Jesus da Lapa II (6349).

Quanto ao ATR da SE Barreiras II, constata-se que opera com 50% da sua capacidade (em torno de 150 MVA) nos cenários de carga leve e pesada e geração plena escoando de Barreiras I (6361). Observa-se também, em carga leve e média, que há um elevado fluxo de reativos pelo ATR, tendo como resultado impactos na variação de tensão entre as barras adjacentes de 230 e 500 kV, isto esperado uma vez que, pela matriz Jacobiana, nota-se a sensibilidade entre variação de reativos e a tensão: $\partial Q/\partial V$. A tensão verificada em Barreiras II 500 kV (6360) foi de 1,050 pu, em torno de 5% de diferença para Barreiras II 230 kV (6315), cujo valor se estabeleceu em 0,996 pu.

Avaliando sensibilidade, ao reduzimos a geração dos valores originais injetados na SE Barreiras (6361) para zero, há elevação do carregamento do ATR de Barreiras II, resultando em mais de 60% de carregamento, conforme visualizado na Figura 4.8.

Figura 4.8 - Caso 1.1 (carga leve): 01 ATR em Barreiras II sem geração injetada na SE Barreiras.

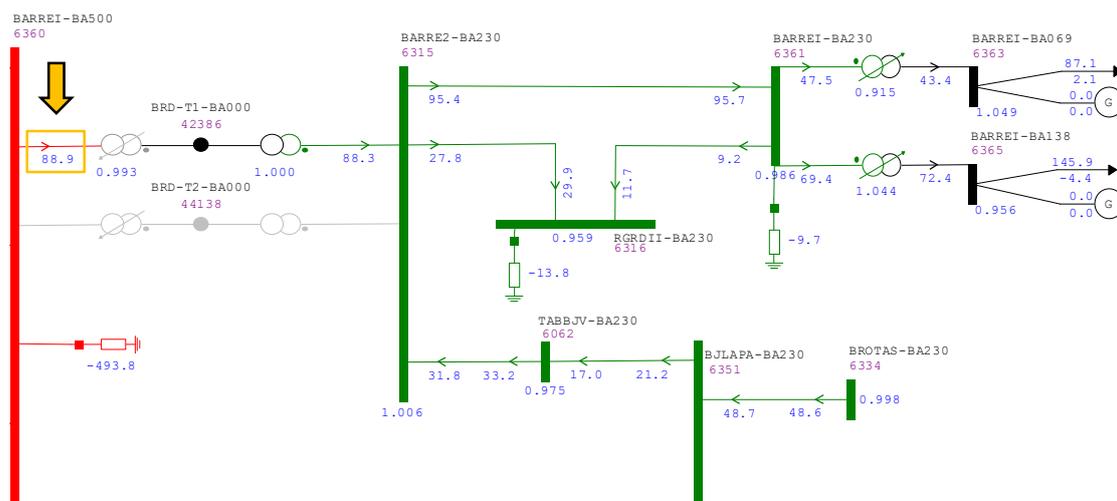


Fonte: próprio autor.

Este carregamento corresponde a 155,3 MW e 129,8 Mvar, do barramento 500 kV Barreiras II (6360) para o primário do ATR em operação. Aumentos de carga também resultam em maior carregamento no equipamento. Há um impacto notório da geração em Barreiras para contribuir para a operação da regional, porém está restrito sobretudo ao cenário de carga média devido ao tipo de fonte (fotovoltaica). Não havendo esta geração, o sistema se torna muito sensível às variações de carga, incluindo o barramento de 230 kV da SE Rio Grande II (6316).

Segundo dados de Máxima Não-Coincidente⁵, alimentadores dispostos na subestação Barreiras podem demandar 87,1 MW para a barra de 69 kV e 145,9 MW para o barramento de 138 kV. Isto implica que, quando aplicados à simulação, resultam em alto carregamento no ATR, na ordem de 88,9% da sua capacidade (Figura 4.9).

Figura 4.9 - Caso 1.1 (carga leve) 01 ATR em Barreiras II sem geração e com carga elevada com destaque aos percentuais de carregamento dos equipamentos.



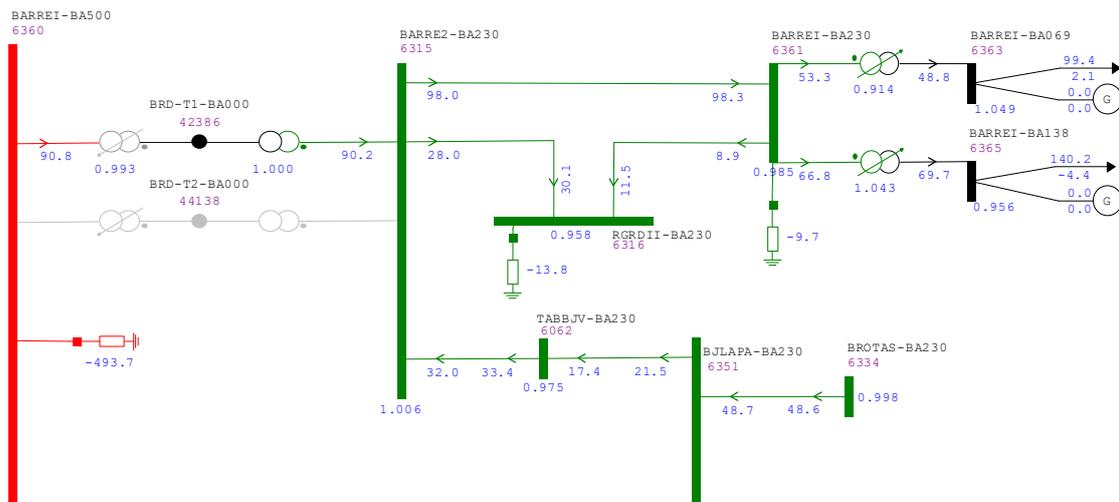
Fonte: próprio autor.

Ampliando a análise e utilizando a previsão de carga para o Primeiro Quadrimestre de 2023, temos cargas esperadas de Máxima Não-Coincidente de 99,4 MW e 140,2 MW para o 69 e 138 kV, respectivamente. A utilização desses dados na simulação, prevendo a manutenção da operação de 01 ATR em Barreiras II, desconsiderando demais alterações/reforços em outros pontos do sistema, resulta em um carregamento de 90,8%, apresentado na Figura 4.10.

⁵ Dado um determinado grupo de cargas, a Carga Máxima Não-Coincidente é a soma de todas as demandas máximas individuais sem restrição simultânea de tempo.

Esta condição, portanto, a qual contribui ainda para a redução da tensão no barramento de 230 kV na subestação em Rio Grande II, é fator primordial que constitui a tomada de decisão para a necessidade da expansão da capacidade de transformação da Subestação Barreiras II, consoante com as previsões da EPE relativas à expansão de geração na região e ao atendimento do Critério N-1.

Figura 4.10 - Caso 1.1 (carga leve) 01 ATR em Barreiras II sem geração e com carga do Primeiro Quadrimestre de 2023 com destaque aos percentuais de carregamento dos equipamentos.



Fonte: próprio autor.

A preocupação com a redução da geração conectada à SE Barreiras se dá pela característica do comportamento de carga nesta subestação: ela é intensificada em horários de baixa ou nenhuma geração fotovoltaica, sendo predominante a UFV Sertão Solar (117 MWp). Além desta, compõem a geração conectada à SE Barreiras duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs): Correntina e Alto Fêmeas.

4.4.1.2. Caso 1.2: Sistema com 02 ATRs na SE Barreiras II

Para a condição com os dois autotransformadores em operação na Subestação Barreiras II (Figuras 4.11 a 4.13) não são esperadas condições adversas. Submetendo o cenário às mesmas condições de carga e geração do Caso 1.1, os carregamentos dos ATRs com esta alteração topológica se mantêm em níveis aceitáveis para a operação.

Na Tabela 4.5 são expostos alguns valores obtidos nas simulações. Podemos observar que, para o caso de Geração Nula e Carga Máxima em Barreiras, temos carregamentos da ordem de 51% para um dos autotransformadores. Este caso

demonstra que o reforço eliminou a possibilidade de sobrecarga no equipamento ativo em condição normal de operação.

Tabela 4.4 - Sistema com 02 ATRs na SE Barreiras II

Condição	Autotransformador	Carregamento (%)	Fluxo Potência Ativa (MW)	Fluxo Potência Reativa (Mvar)
Original	ATR 01	27,1	75,5	39,9
	ATR 02	25,6	71,5	37,6
Geração Nula em Barreiras	ATR 01	37,4	108,9	45,5
	ATR 02	35,3	103,0	42,7
Geração Nula e Carga Máxima em Barreiras	ATR 01	51,0	150,7	56,1
	ATR 02	48,2	142,6	52,6

Fonte: próprio autor.

Nota-se um restabelecimento da tensão no barramento da SE Rio Grande II (6316), o qual se aproxima do valor nominal, com variação de 0,986 (em carga leve) a 1,023 pu (em carga pesada).

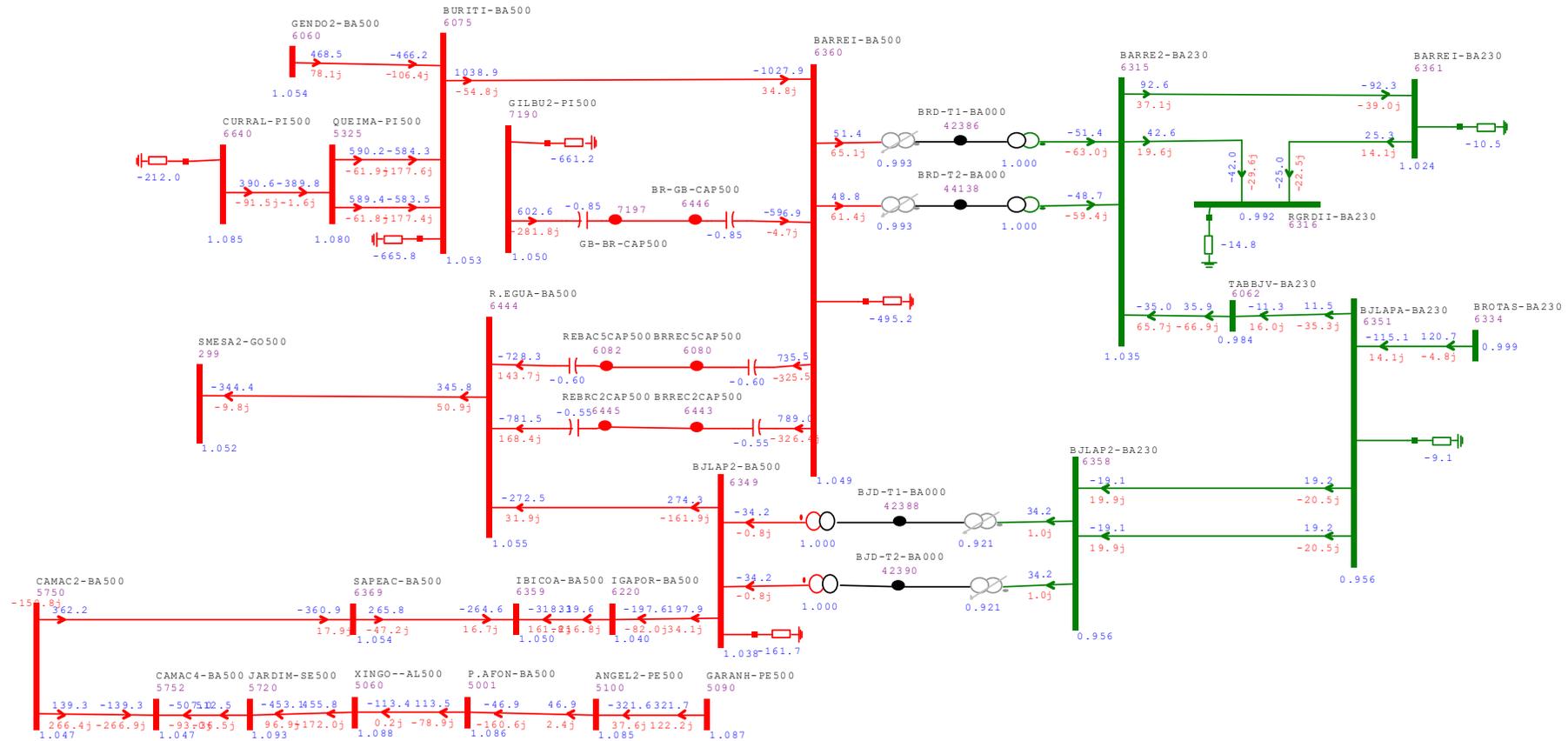
4.4.1.3. Síntese dos Resultados em Operação Regular

Conforme visto ao longo Caso 1.1, podemos identificar a relevância do ATR da subestação de Barreiras II para a operação do SIN. Podem ocorrer graves problemas de subtensão provocando corte de carga, efeito indesejado por todos os órgãos do setor elétrico, principalmente na indisponibilidade do ATR único.

Quando apenas um autotransformador se encontra em operação, são identificadas situações em que a confiabilidade pode ser comprometida, tendo em vista os elevados carregamentos previstos em determinadas ocasiões para o ATR em operação. Além disso, o Critério N-1 é, por definição, a garantia de não interrupção do fornecimento elétrico na perda de qualquer elemento. Quando da ocorrência de contingências no ATR em operação, o fornecimento elétrico seria prejudicado. Sendo, portanto, essencial a entrada do segundo banco autotransformador.

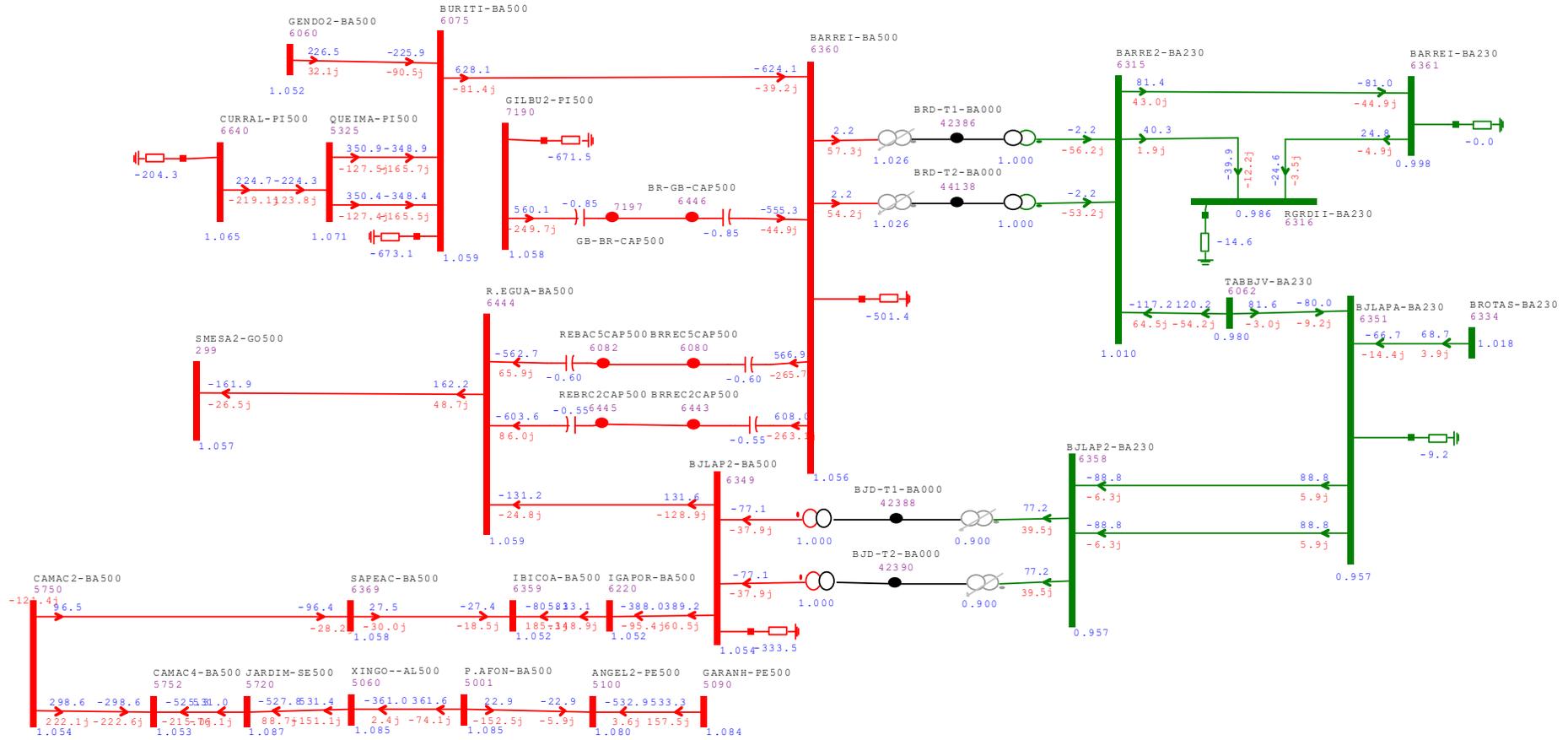
Além de evitar problemas com subtensão na SE Rio Grande II, a entrada do 2º ATR em Barreiras II permite uma divisão da potência pelos dois equipamentos de transformação, reduz a impedância neste trecho, aumenta a confiabilidade, modificando os patamares do fluxo de ativos e reativos, o que pode implicar também em uma revisão dos esquemas de proteção, da avaliação da Capacidade Nominal de Interrupção (CNI) dos disjuntores de linhas de transmissão eletricamente próximas.

Figura 4.11 – Caso 1.2: Operação com 02 ATRs em Carga Leve na SE Barreiras II: tensões e fluxo de potência.



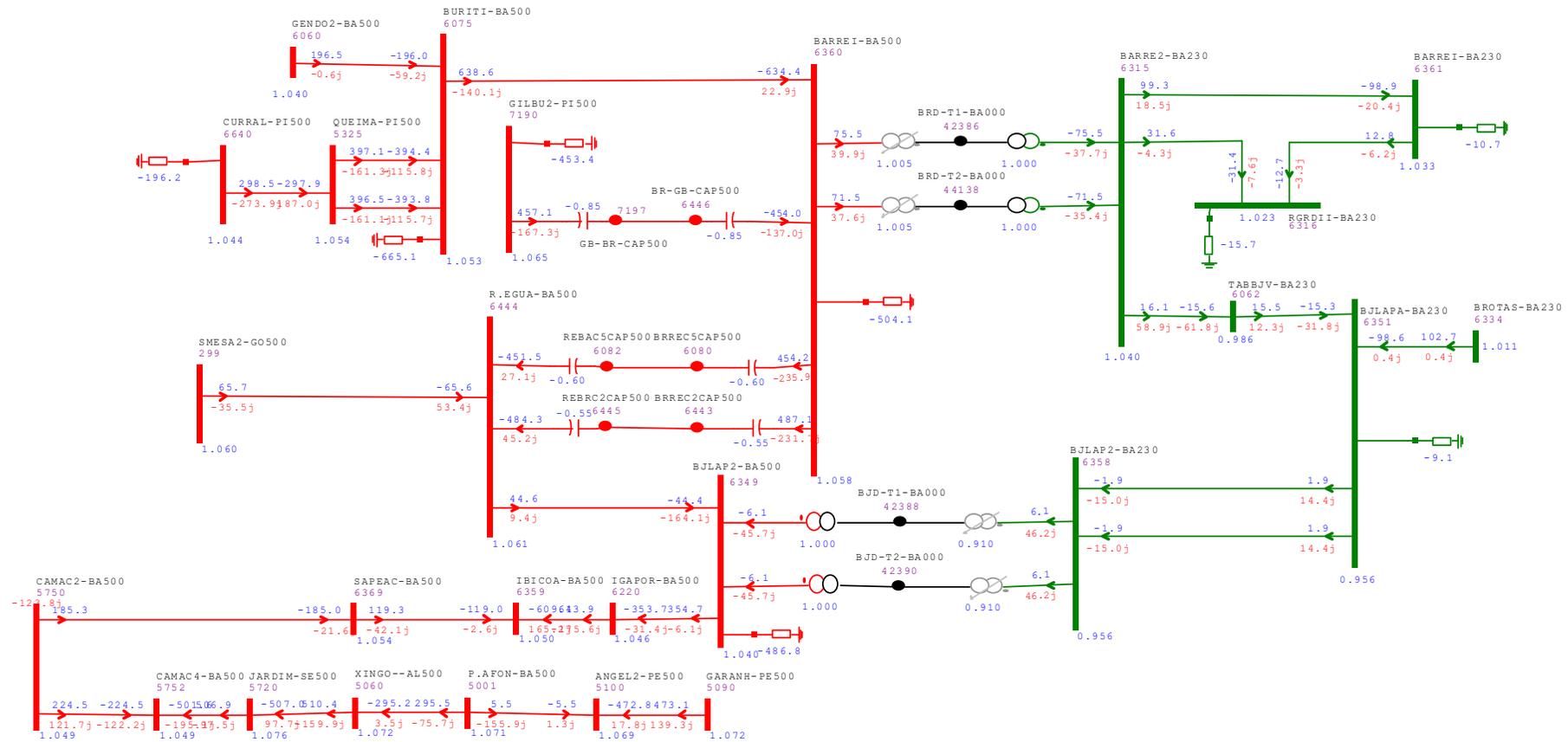
Fonte: próprio autor.

Figura 4.12 – Caso 1.2: Operação com 02 ATRs em Carga Média na SE Barreiras II: tensões e fluxo de potência.



Fonte: próprio autor.

Figura 4.13 – Caso 1.2: Operação com 02 ATRs em Carga Pesada na SE Barreiras II: tensões e fluxo de potência.



Fonte: próprio autor.

4.4.2. Caso 2: Análise de Contingências em 230 kV

Para realizar uma análise de diversos cenários de contingências, foram realizadas simulações visando entender o comportamento do fluxo de potência durante perdas de determinados ativos. Considerando o cenário com o reforço do segundo autotransformador, as situações de 1 ATR em funcionamento e contingência de qualquer LT em conjunto é considerado “Rede Alterada”. Não sendo, portanto, objeto de estudo de contingências – exceto casos que afetem grandes quantidades de carga. Abaixo são listadas as contingências que foram estudadas em 230 kV, objeto da presente seção.

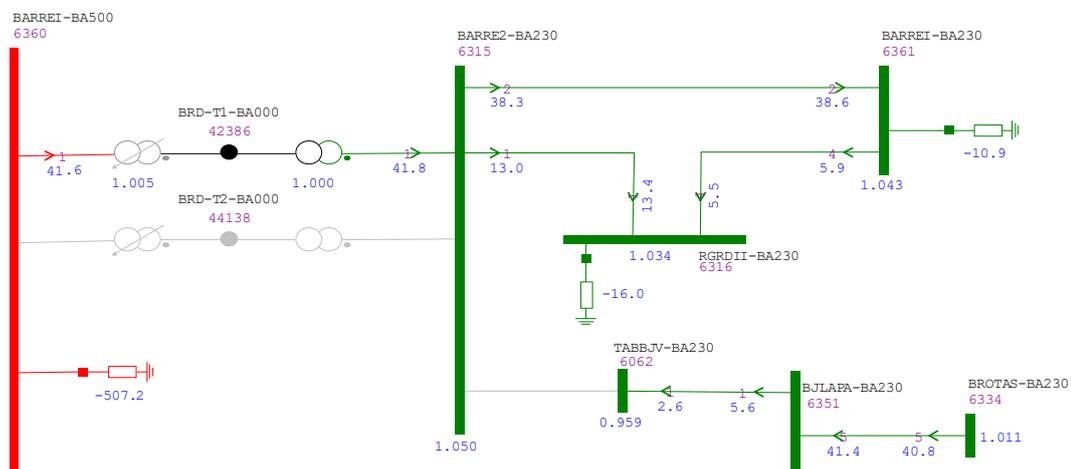
1. Perda da LT 230 kV Barreiras II / Tabocas do Brejo Velho:
 - a. Caso com 1 ATR;
 - b. Caso com 2 ATRs.
2. Perda da LT 230 kV Barreiras II / Rio Grande II:
 - a. Caso com 1 ATR;
 - b. Caso com 2 ATRs.
3. Perda da LT 230 kV Barreiras II / Barreiras:
 - a. Caso com 1 ATR;
 - b. Caso com 2 ATRs.

Todas as contingências indicadas foram analisadas para o caso de carga pesada.

4.4.2.1. Caso 2.1: Perda da LT 230 kV Barreiras II / Tabocas do Brejo Velho

Para a perda da LT 230 kV Barreiras II / Tabocas do Brejo Velho, considerando as condições de 1 e 2 ATRs em operação no patamar de carga leve e média, não temos efeitos graves ao sistema. Entretanto, para o cenário considerando carga pesada, o barramento de 230 kV da SE Barreiras II (6315) atinge o limite superior da faixa de tensão operativa (1,050 p.u.), conforme visualizado na Figura 4.14.

Figura 4.14 – Caso 2.1: Contingência da LT 230 kV BRD/TBV em carga pesada (sem mudança de tap).



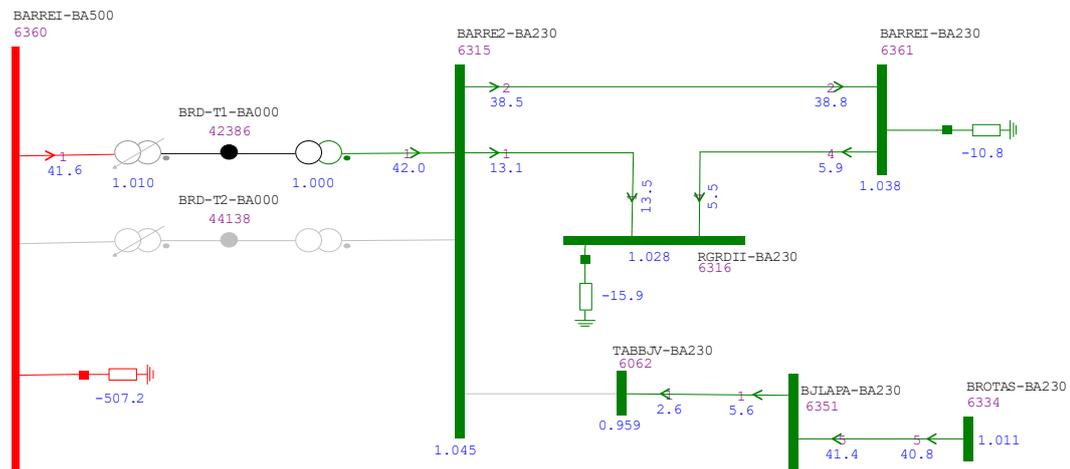
Fonte: próprio autor.

A sobretensão pode ser corrigida alterando o tap do ATR de 1.005 para 1.010 (Figura 4.15.), cujo resultado no fluxo de potência pode ser visualizado na Figura 4.16.

Figura 4.15 – Caso 2.1.: Modificação do tap do ATR em operação para correção de sobretensão no barramento de 230 kV da SE Barreiras II (6315).

Fonte: próprio autor.

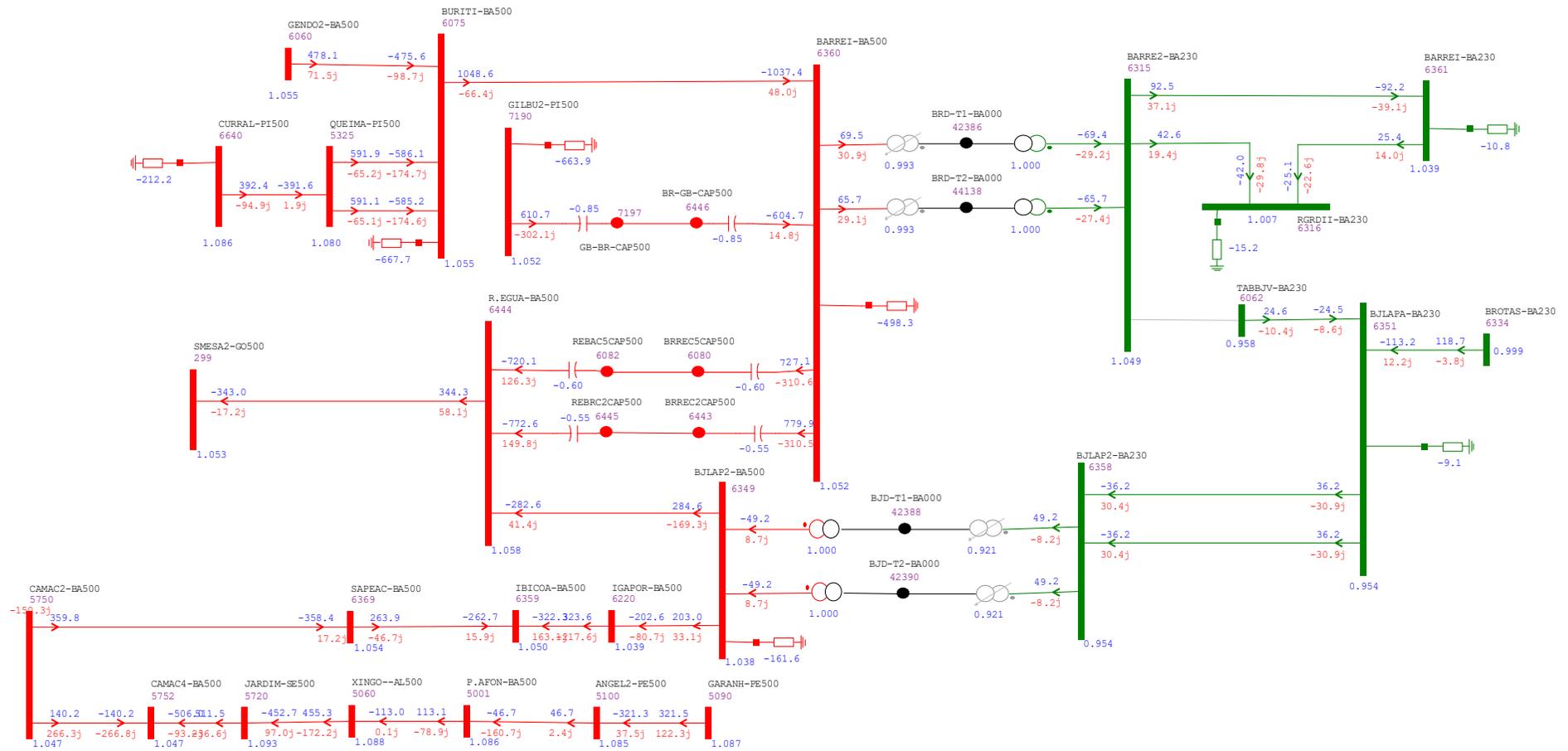
Figura 4.16 – Caso 2.1: Contingência da LT 230 kV BRD/TBV em carga pesada (após a mudança de tap).



Fonte: próprio autor.

Diagramas completos dos casos 2.1a e 2.1b em carga leve são expostos (Figuras 4.17 e 4.18). Com a saída da linha, a presença do 2º ATR permite a operação com níveis de tensão mais altos à jusante da SE Barreiras (no sentido de Rio Grande II e Barreiras). O cenário também implica em um fluxo de potência maior por Bom Jesus da Lapa em relação ao cenário em que não há contingência da linha de transmissão.

Figura 4.18 – Caso 2.1b: Operação com 02 ATRs em Carga Leve na SE BRD e perda da LT230 kV BRD/TBV: tensões e fluxo de potência.



Fonte: próprio autor.

Comparando os casos das Figuras 4.17 e 4.18 constata-se tensão maior em Barreiras II 230 kV (6315) quando da presença do 2º ATR. O destaque aos casos de carga leve do SIN ocorre devido ao perfil de carga elevada nestas subestações na regional onde se localiza Barreiras.

4.4.2.2. Caso 2.2: Perda da LT 230 kV Barreiras II / Rio Grande II

Para este cenário, temos situações nas quais ocorrem subtensões na SE Rio Grande II. Porém, para algumas delas, a retirada de operação do reator manobrável da instalação resolve. Em outras, a retirada do reator em conjunto com alterações do *tap* do(s) autotransformador(es) em operação soluciona o problema de tensão. Os resultados de tensão para a SE Rio Grande II podem ser visualizados na Tabela 4.5.

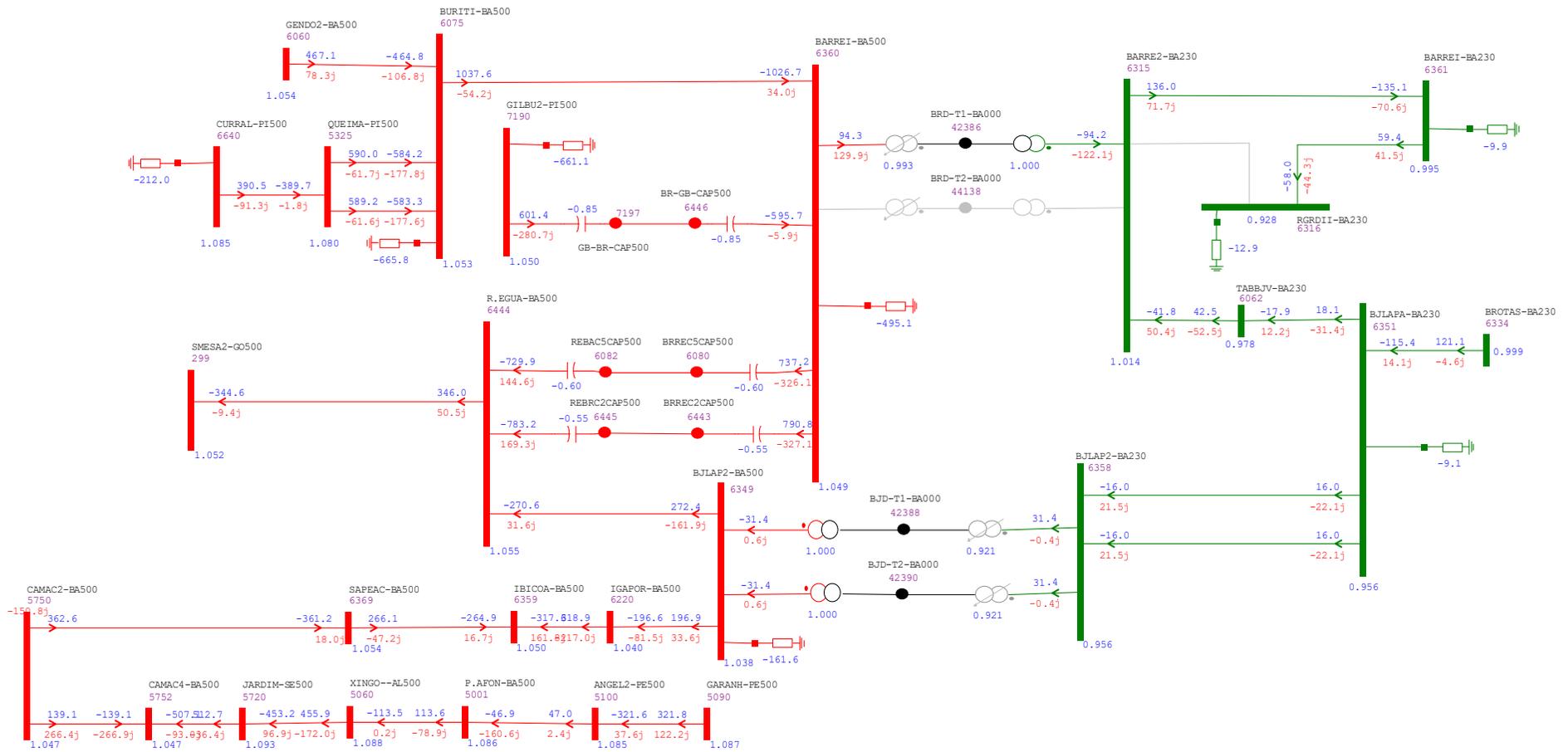
Tabela 4.5 - Tensão em RGD 230 kV para a perda da LT 230 kV BRD/RGD.

Condição	Tensão (p.u.)
Carga leve - 01 ATR em operação	0,928
Carga leve - 02 ATRs em operação	0,942
Carga média - 01 ATR em operação	0,938
Carga média - 02 ATRs em operação	0,954
Carga pesada - 01 ATR em operação	1,002
Carga pesada - 02 ATRs em operação	0,990

Fonte: próprio autor.

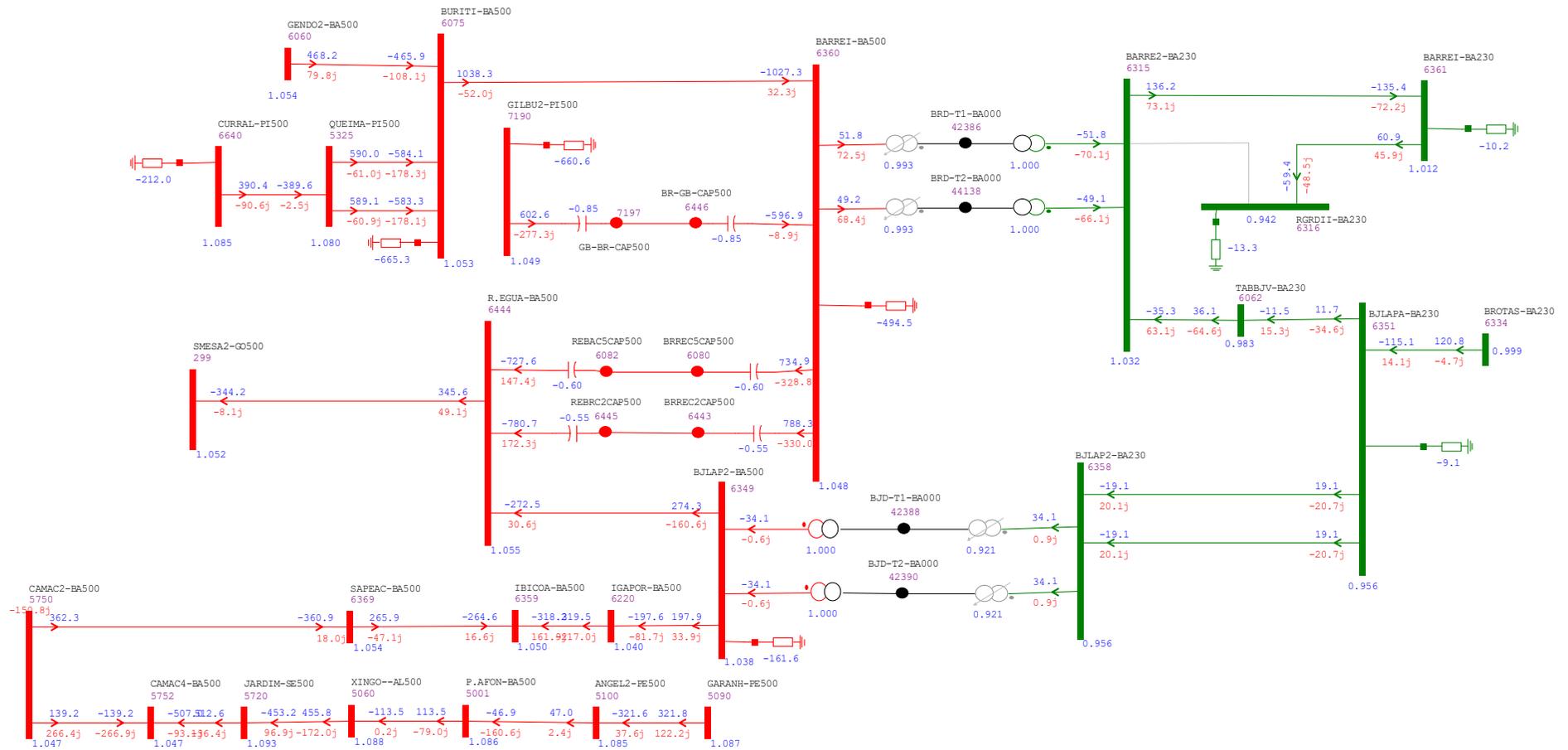
Os três primeiros cenários, cujos valores foram destacados na cor vermelha, são cenários em que ocorrem subtensões admissíveis, onde a utilização dos recursos para controle de tensão melhora os perfis atingidos. Nota-se, ainda, que para nenhum dos casos da Tabela 4.5 temos situações que infringem os limites aceitáveis de tensão (0,90 p.u. para contingências em 230 kV). Isso se deve, principalmente, ao fato de que a subestação de Rio Grande II é sensível à condição de carga do SIN, contudo não havendo correspondência direta com o perfil de carga do SIN com o desta subestação, expondo a seguinte particularidade: a carga na SE Rio Grande II, para os patamares leve, média e pesada são, respectivamente, 35,0 MW, 27,2 MW e 17,6 MW. Note que, para o regional de Barreiras, temos um perfil de carga diferente. Enquanto a nomenclatura dos patamares de carga considera apenas os horários para definir, esta não se reflete em algumas situações, como a presente, por ter grande influência de grandes consumidores agrícolas – que consomem mais em horário fora de ponta.

Figura 4.19 – Caso 2.2a: Operação com 01 ATR em Carga Leve na SE BRD e perda da LT230 kV BRD/RGD: tensões e fluxo de potência.



Fonte: próprio autor.

Figura 4.20 – Caso 2.2b: Operação com 02 ATRs em Carga Leve na SE BRD e perda da LT230 kV BRD/RGD: tensões e fluxo de potência.



Fonte: próprio autor.

4.4.2.3. Caso 2.3: Perda da LT 230 kV Barreiras II / Barreiras

Para a perda da LT 230 kV Barreiras II / Barreiras, considerando as condições de 1 e 2 ATR em operação no patamar de carga leve, média e pesada, temos cenários onde ocorrem subtensões, como podemos ver na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 - Comportamento de tensão das instalações Barreiras II e Rio Grande II para a perda da LT 230 kV BRD/BRA.

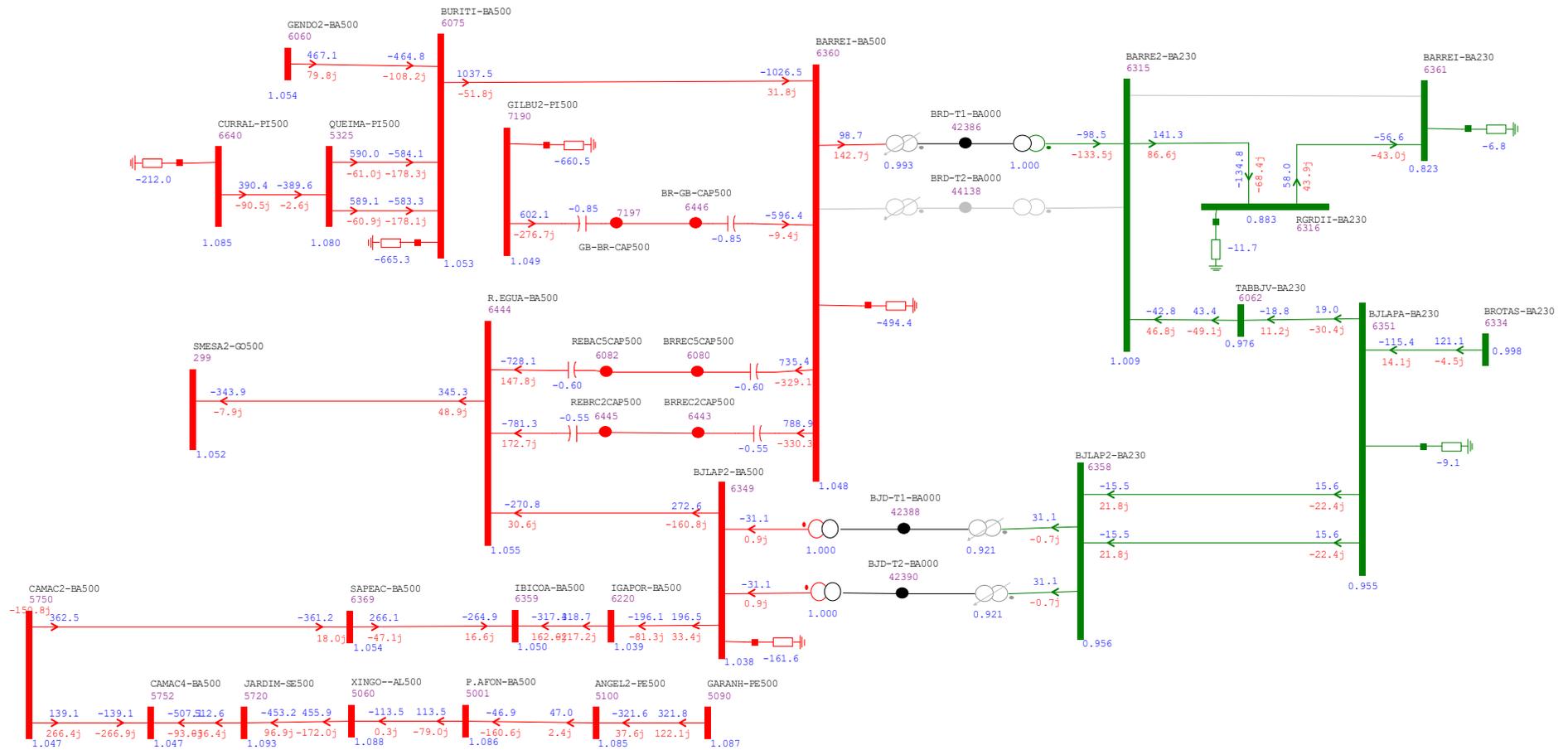
Condição	Instalação	Tensão (p.u.)
Carga leve	SE Rio Grande II (6316)	0,883
01 ATR em operação	SE Barreiras (6361)	0,823
Carga leve	SE Rio Grande II (6316)	0,907
02 ATRs em operação	SE Barreiras (6361)	0,857
Carga média	SE Rio Grande II (6316)	0,867
01 ATR em operação	SE Barreiras (6361)	0,783
Carga média	SE Rio Grande II (6316)	0,888
02 ATRs em operação	SE Barreiras (6361)	0,813
Carga pesada	SE Rio Grande II (6316)	0,942
01 ATR em operação	SE Barreiras (6361)	0,899
Carga pesada	SE Barreiras (6361)	0,915
02 ATRs em operação		

Fonte: próprio autor.

Para todas as situações, a utilização dos recursos de controle de tensão da região resolve os níveis de tensão das subestações. Para o caso de carga pesada com 2 autotransformadores em operação, somente a utilização dos reatores dispostos nas SEs Barreiras e Rio Grande II, conforme realizado nos demais casos de subtensão, já soluciona o problema de subtensão.

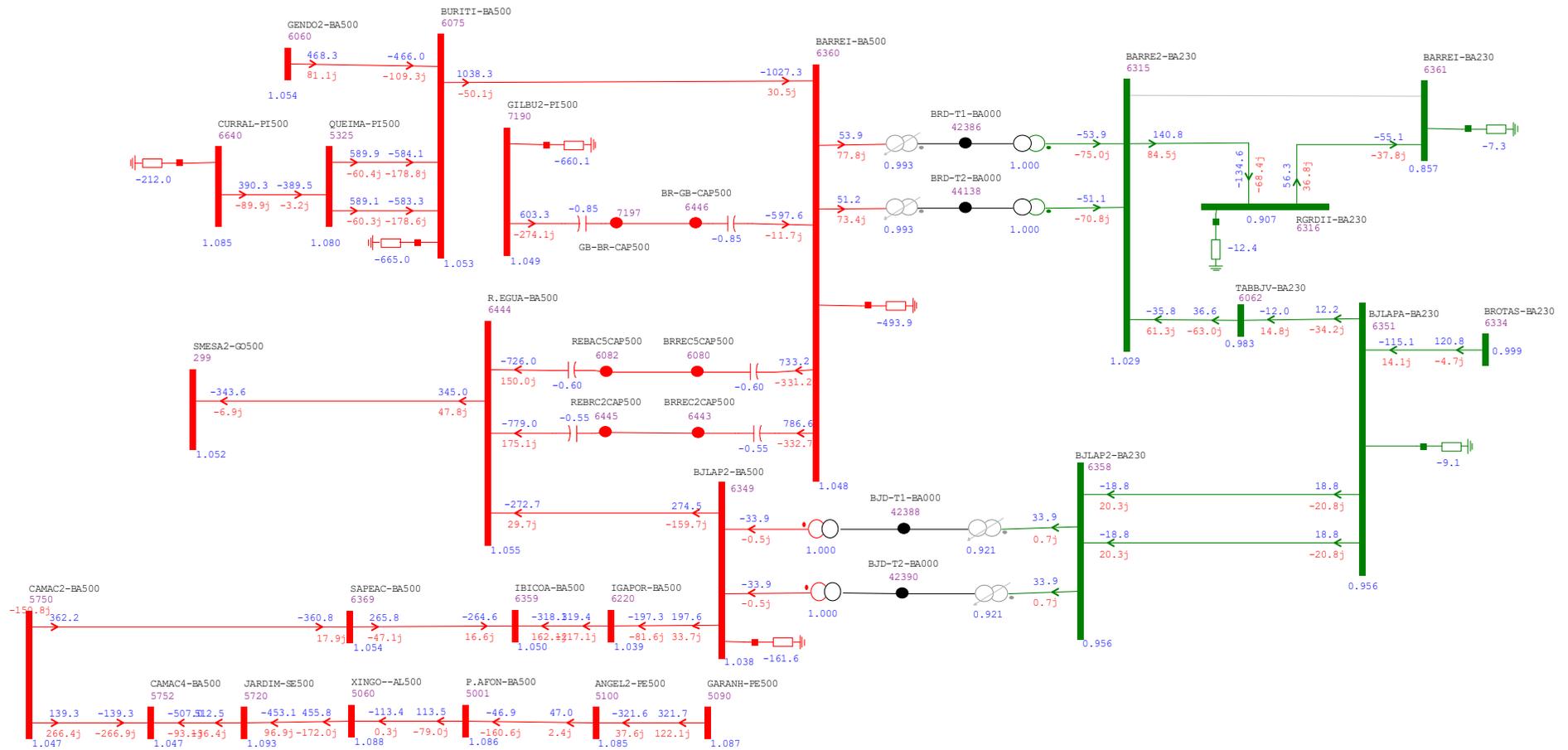
Em nenhum dos cenários são esperados fluxos de potência ou carregamentos acima dos níveis aceitáveis.

Figura 4.21 – Caso 2.3a: Operação com 01 ATR em Carga Leve na SE BRD e perda da LT230 kV BRD/BRA: tensões e fluxo de potência.



Fonte: próprio autor.

Figura 4.22 – Caso 2.3b: Operação com 02 ATRs em Carga Leve na SE BRD e perda da LT230 kV BRD/BRA: tensões e fluxo de potência.



Fonte: próprio autor.

4.4.3. Caso 3: Análise de Contingências em 500 kV

Abaixo são listadas as contingências que foram estudadas em 500 kV, objeto de estudo da presente seção.

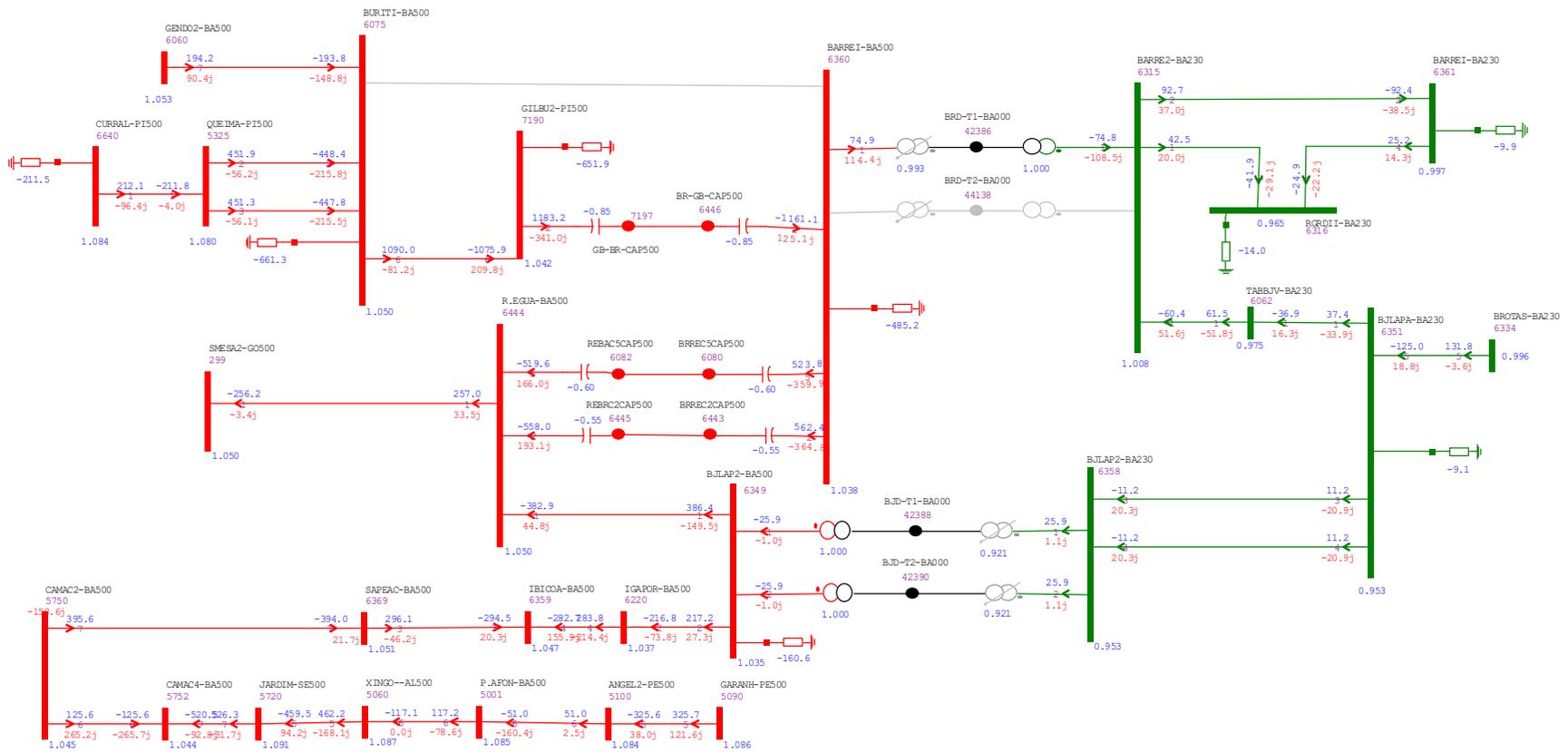
1. Perda da LT 500 kV Barreiras II / Buritirama:
 - a. Caso com 1 ATR;
 - b. Caso com 2 ATR.
2. Perda da LT 500 kV Barreiras II / Gilbués II:
 - a. Caso com 1 ATR;
 - b. Caso com 2 ATR.

4.4.3.1. Caso 3.1: Perda da LT 500 kV Barreiras II / Buritirama

A LT 500 kV Barreiras II / Buritirama é uma linha com elevada capacidade de transmissão, de 2.494 MVA. No cenário de carga leve em operação normal, esta transporta 1.038,9 MW de potência ativa. No entanto, para quaisquer um dos cenários aplicados, de um ou dois transformadores em operação, para todos os patamares de carga, não é esperada nenhuma violação ou carregamento elevado nos equipamentos do escopo do trabalho.

Isso se deve ao fato, principalmente, da existência de uma LT 500 kV que interliga as subestações de Buritirama à Gilbués II. Esta linha garante o fluxo de potência entre a subestação de Barreiras II e Buritirama, que em todos os patamares de carga é da SE Buritirama para Barreiras II.

Figura 4.23 – Caso 3.1a: Operação com 01 ATR em Carga Leve na SE BRD e perda da LT 500 kV BRD/BRT: tensões e fluxo de potência.



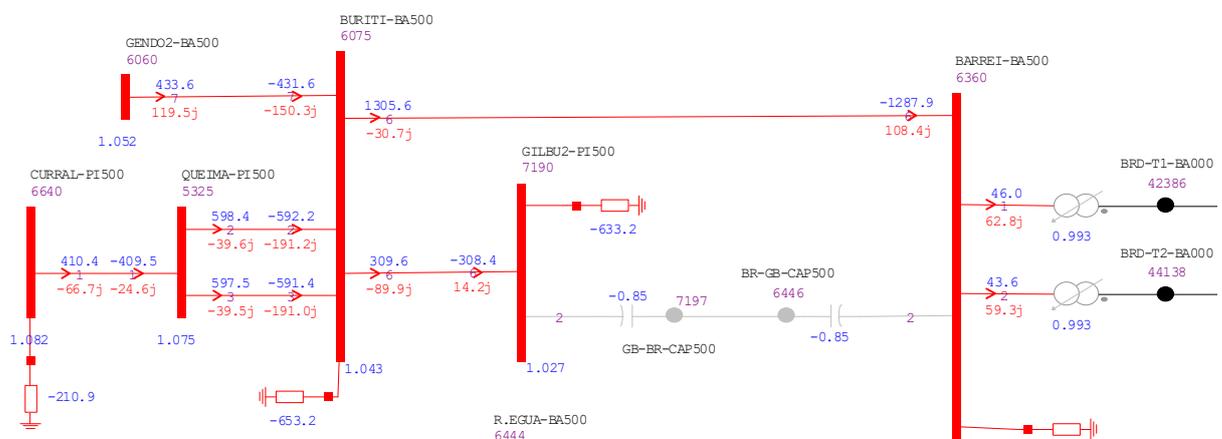
Fonte: próprio autor.

4.4.3.2. Caso 3.2: Perda da LT 500 kV Barreiras II / Gilbués II

Assim como no caso 3.1., a perda da LT 500 kV BRD/GBD não causa grandes impactos à rede. Por existir um robusto anel em 500 kV entre as três subestações, as perdas não-simultâneas das linhas causam pouco impacto à operação do sistema.

Na Figura 4.26 é ilustrado o caso leve com dois autotransformadores em operação, com destaque para a LT 500 kV Buritirama / Gilbués II.

Figura 4.25 - Operação com 02 ATRs em Carga Leve na SE BRD e perda da LT 500 kV BRD/GBD: destaque para o anel 500 kV BRT/BRD/GBD.



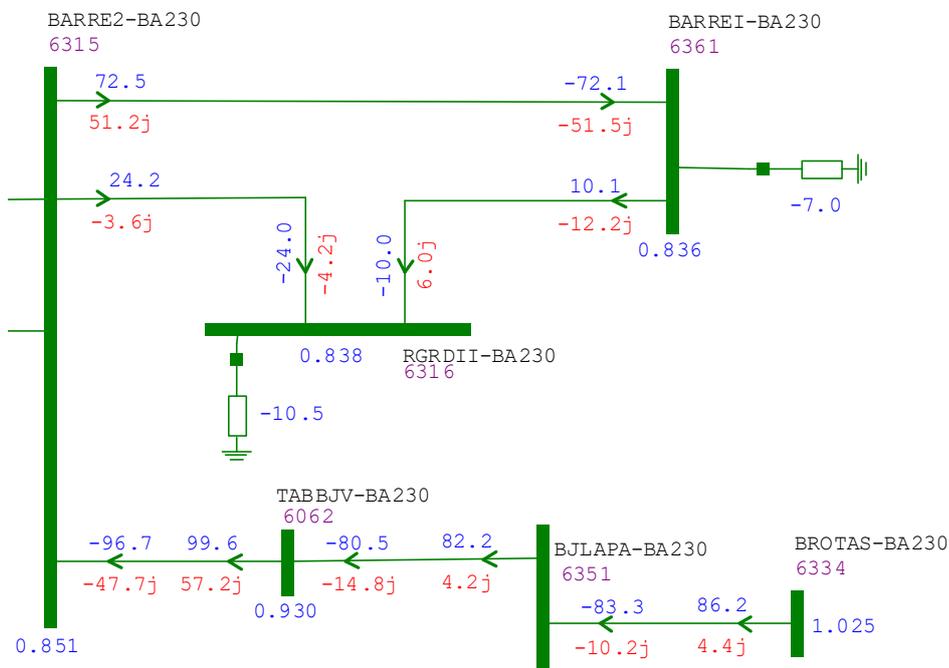
Fonte: próprio autor.

4.4.4. Caso 4: Análise de Contingências “N-2”

4.4.4.1. Caso 4.1: Perda dos ATRs de Barreiras II

Este cenário pode ser considerado como decorrente de problemas de implementação dos autotransformadores ou perda simultânea (inspirado no cenário da SE Laranjeiras no Amapá), os quais viessem acarretar a necessidade de operar o SIN sem ATRs na SE Barreiras II no terceiro quadrimestre de 2022 ou mesmo uma condição de contingência “N-2” comparada ao caso com dois ATRs na subestação, resultando em subtensão (Figura 4.28).

Figura 4.28 – Caso 4.1 (carga leve): Subtensão em Barreiras, Barreiras II e Rio Grande II.



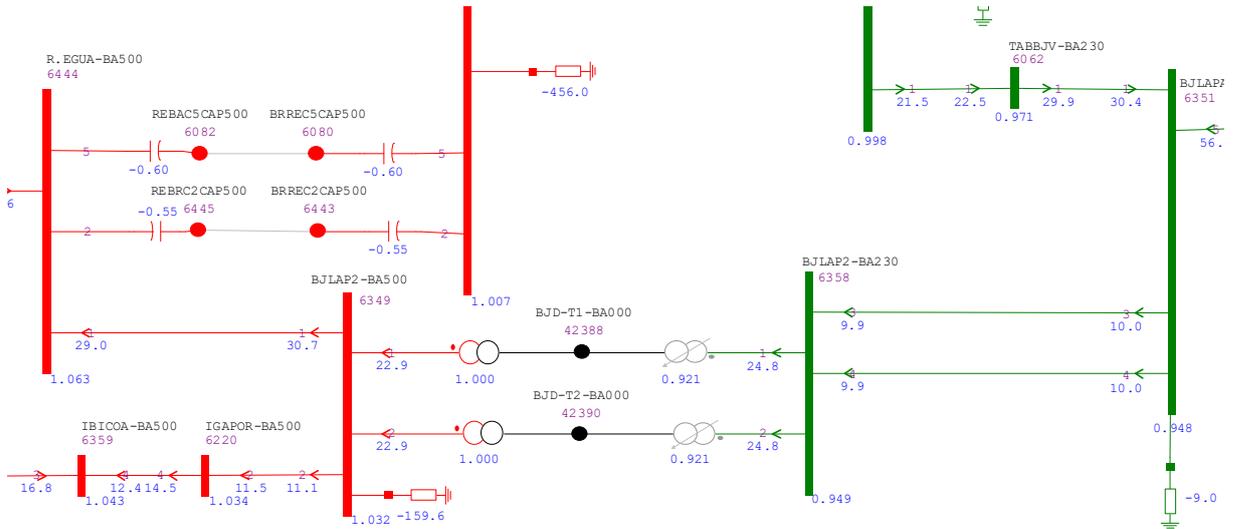
Fonte: próprio autor.

Tal como reportado em condições de anos anteriores do SIN (ONS, 2021e), foi verificada a condição de que, para qualquer patamar de carga – leve, média ou pesada, este cenário resultaria na atuação do Sistema Especial de Proteção de subtensão em 230 kV e esquemas de corte de carga devido aos níveis observados nos barramentos de Barreiras II (6315), Barreiras (6361) e Rio Grande II (6316).

4.4.4.2. Caso 4.2: Perda do circuito duplo LTs 500 kV Barreiras II / Rio das Éguas

A perda das LTs 500 kV BRD/RDE ocasionam subtensão nas barras Bom Jesus da Lapa (6351) e Bom Jesus da Lapa II (6358), apenas no cenário de carga leve do SIN (elevada carga naquela regional), ilustrada na Figura 4.29.

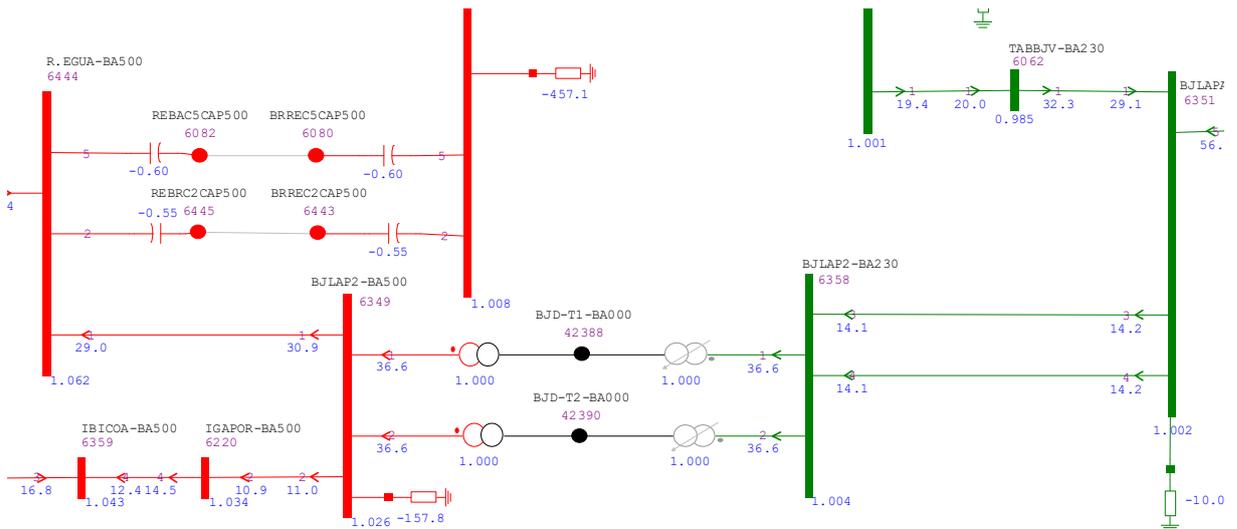
Figura 4.29 – Caso 4.2: Contingência dupla LTs 500 kV Barreiras II / Rio das Éguas.



Fonte: próprio autor.

Estas subtensões podem ser solucionadas através da utilização dos taps dos autotransformadores presentes na SE Bom Jesus da Lapa II. A alteração dos taps da posição original, 0.921, para as posições 1.000 acarretam resultados satisfatórios, mostrados na Figura 4.30. O reator da SE Bom Jesus da Lapa (6351) foi mantido em operação para auxiliar no controle de reativos.

Figura 4.30 – Caso 4.2: Contingência dupla LTs 500 kV Barreiras II / Rio das Éguas com alteração de taps.



Fonte: próprio autor.

4.4.5. Sobre Implementações Futuras no SIN

4.4.5.1. Caso 5: Implantação do 3º ATR na SE Barreiras II

No documento Relatório R1 referente ao Estudo de Atendimento à Região de Barreiras, de setembro de 2020, é sugerido o terceiro banco de autotransformadores para a Subestação de Barreiras II. Este documento, que trata do atendimento à região de Barreiras (BA), traz três alternativas para as previsões de carga e geração feitas (EPE, 2020).

Para as três alternativas indicadas no estudo é apontada a necessidade deste terceiro banco ATR. Entretanto, devido às características de cada alternativa, são diferentes os anos que a EPE indica a necessidade de implantação do banco, ou para o ano de 2027 ou para 2033. A inserção de um novo banco autotransformador na SE Barreiras II reforça ainda mais o sistema, assegurando os critérios de confiabilidade para o SIN. Utilizando os parâmetros do primeiro ATR, foi incluído no ANAREDE o terceiro banco autotransformador, ilustrado na Figura 4.31.

Uma das situações que acontecem enquanto dois autotransformadores estão em operação são da contingência da LT Barreiras II / Rio Grande II, que provoca subtensão nesta última. A influência do 3º ATR nesta contingência é pequena: enquanto para 2 ATRs em operação a tensão em Rio Grande II (6316) é de 0,942, quando temos 3 ATRs em operação a tensão é de 0,944. Em ambos os casos, em patamar de carga leve do SIN, o desligamento do reator presente em Rio Grande II resolve a subtensão.

4.4.6. Perdas na SE Barreiras II

As perdas do sistema podem ser avaliadas na tabela a seguir. A análise considerou todos os equipamentos dentro do escopo observado nos diagramas expostos: barramentos, reatores, capacitores série, linhas de transmissão e autotransformadores. As tensões expostas são no barramento de 500 kV da SE Barreiras II (6360).

Tabela 4.7 - Análise de perdas no escopo analisado.

Carga	Perdas (MW)	Tensão (p.u.)
0 ATR Leve	117,6	1,056
0 ATR Média	81,1	1,062
0 ATR Pesada	86,3	1,063
1 ATR Leve	113,1	1,050
1 ATR Média	79,3	1,059
1 ATR Pesada	82,2	1,059
2 ATR Leve	113,2	1,049
2 ATR Média	79,3	1,056
2 ATR Pesada	82,3	1,058

Fonte: próprio autor.

Observa-se que a entrada de um autotransformador reduz as perdas em 3,8% para o caso de carga leve, eleva em 1,36% para carga média e reduz 4,75% para carga pesada, admitindo as características do fluxo de potência da região.

5. Considerações Finais

O desenvolvimento de estudos elétricos segue as regras propostas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, através dos Procedimentos de Rede. Tais estudos são essenciais para a adequada escolha de alternativas de Expansão da Transmissão com vista ao melhor desempenho do sistema ao menor custo possível, garantindo confiabilidade e eficiência aos consumidores.

Através dos estudos, verificou-se que o descompasso entre geração e carga conectada à Subestação Barreiras ocasionou elevada demanda de fluxo através do ATR da subestação Barreiras II, contribuiu para a redução da tensão na SE Rio Grande II e resultou na implantação de um segundo ATR 230/500 kV em Barreiras II.

A expansão da transformação da Subestação de Barreiras II por meio do 2º ATR é uma forma de recapacitar o sistema e atender ao critério N-1, quando da contingência de um dos autotransformadores em operação, evitando graves problemas de subtensões e atuação de Sistemas Especiais de Proteção de corte de carga nas subestações de Barreiras e de Rio Grande II.

Contingências nas linhas de transmissão em 230 e 500 kV na região implicam em cenários que demandam ajustes às condições operativas, as quais se constatou que podem ser realizadas por meio de ajustes no tap de ATRs e da manobra de reatores. Em decorrência das simulações, foi possível constatar também uma melhora no atendimento às cargas do Oeste da Bahia em operação normal, além da eliminação de possibilidade de subtensões em subestações próximas. Esse resultado mostra que a expansão da transformação da Subestação de Barreiras II é essencial para garantir os principais objetivos dos órgãos envolvidos: garantir confiabilidade e eficiência no fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

Apesar dos resultados demonstrarem que houve uma melhora no atendimento à geração e carga da região, para além do segundo banco de autotransformadores também já é indicada a necessidade de expansão para um terceiro banco. Aqui foram feitas análises iniciais deste Estudo, apontando maior confiabilidade, porém sem impactos relevantes aos patamares de tensão e perdas, em que devem ser concatenado seu estudo com outras obras sob análise (novas linhas, bancos de capacitores). Para todos os casos, um olhar especial deve ser destinado aos cenários de carga leve, média e pesada do SIN admitindo as particularidades das cargas no oeste baiano, as quais não apresentam nas subestações o mesmo perfil correspondente às nomenclaturas dos patamares de carga adotadas nos estudos

elétricos desenvolvidos pela EPE e outros órgãos, sendo também muito afetados pela geração renovável naquela regional.

É sugerido, como trabalho futuro, a ampliação dos estudos inerentes ao impacto do terceiro banco autotransformador, expandindo as análises de operação normal e em contingência, acompanhando relatórios sistêmicos que apontem outros reforços antes desta implementação ou concomitante a ela. Ademais, também é proposto o estudo de implementação de circuitos adicionais para as contingências simples que acarretam problemas de subtensão e acionamento de Sistemas Especiais de Proteção – como a LT 230 kV Barreiras II / Barreiras, que mesmo em cenário de operação normal (dois autotransformadores em operação) ocasiona um cenário de operação complicado. Outra perspectiva, dado este perfil especial de carga, é dedicar-se à análise de Estabilidade de Tensão, avaliando efeitos das peculiaridades das cargas com o despacho das energias renováveis nas principais subestações da regional.

REFERÊNCIAS

Cepel. **Manual do Usuário**. Programa de Análise de Redes, V11.05.05, 2021.

DAVID, Vinícius R. **Complexidades da Operação do SIN e seus Impactos no Planejamento da Expansão**. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belo Horizonte, nov. 2019.

DUGAN, R.C.; McGRANAGHAN, M.F.; SANTOSO, S.; BEATY, H.W.; **Electrical Power Systems Quality**. 2ed. McGraw-Hill, 2004. 525p. EPE [Empresa de Pesquisa Energética] **2ª Reunião do GET Norte AM-AP-RR-PA-MA-TO**. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética: MME/EPE, 2022a. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 19/08/2022.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] **Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica**. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética: MME/EPE, 2005. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 29/08/2022.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] **Estudos para a Expansão da Transmissão. Análise Técnico-Econômica e Socioambiental de Alternativas Relatório R1: Estudo de Atendimento à Região de Barreiras**. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética: MME/EPE, 2020. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 18/08/2022.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] **Estudos para a Expansão da Transmissão. Análise Técnico-Econômica e Socioambiental de Alternativas Relatório R1: Estudo de Suprimento à Região Oeste da Bahia**. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética: MME/EPE, 2012. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 05/09/2022.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] **Estudos para a Expansão da Transmissão. Análise Técnico-Econômica e Socioambiental de Alternativas Relatório R1: Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 3: Área Leste**. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética: MME/EPE, 2022b. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 16/08/2022.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] **Estudos para a Expansão da Transmissão. Análise Técnico-Econômica e Socioambiental de Alternativas Relatório R1: Estudo de Atendimento à Região Oeste da Bahia**. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética: MME/EPE, 2019. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 05/09/2022.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] **Estudos para a Expansão da Transmissão. Análise Técnico-Econômica e Socioambiental de Alternativas Relatório R1: Estudo para escoamento do potencial de geração e suprimento da região de Dianópolis**. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética: MME/EPE, 2017a. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 08/08/2022.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] **ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO**: DETALHAMENTO DA ALTERNATIVA DE REFERÊNCIA: RELATÓRIO R2 – Expansão do sistema de transmissão para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética: MME/EPE, 2018a. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 29/08/2022.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] **ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO**: Recomendação de Reforços para Mitigar Atrasos de Instalações de Transmissão Concedidas. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética: MME/EPE, 2017b. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 29/08/2022.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] Nota Técnica 035/2018 “**Expansão da SE 500/230 kV Barreiras II**”. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética: MME/EPE, 2018b. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 18/03/2022.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] PET/PELP. **Programa de Expansão da Transmissão/ Plano de Expansão de Longo Prazo**. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética: MME/EPE, 2022c. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 16/08/2022.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] **Planejamento Anual da Operação Energética 2022-2026**. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética: MME/EPE, 2022d. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 31/08/2022.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] **Plano decenal de expansão de energia 2026**. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética: MME/EPE, 2017c. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 11/03/2022.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] **Plano decenal de expansão de energia 2031**. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética: MME/EPE, 2021. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 11/03/2022.

FRONTIN, Sergio O. **Equipamentos de Alta Tensão**: Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas. Brasília: Teixeira, 2013. 934 p.

GOMES, Roberto (org.). **A Gestão do Sistema de Transmissão do Brasil**. Rio de Janeiro: Editora FGV, 2012.

JOAQUIM, Jonas Pacheco. **Avaliação do Processo de Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil**: Caso de Estudo Nordeste. Florianópolis, 2022.

KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos César Barioni de; ROBBA, Ernesto João. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Editora Blucher, 2010.

LEITE, J. H. A. **Aplicação de Sistemas de Armazenamento de Energia para Melhorar na Margem de Estabilidade e Suporte na Regulação de Frequência em Sistemas Elétricos de Potência de Baixa Inércia e Grande Inserção de Geração Eólica.** [s.l.: s.n.].

MELLO, João Carlos de Oliveira; NEVES, Evelina; BRASIL, Dalton de Oliveira Camponês; PRANDINI, Thais; NERY, Eduardo. **Avaliação do modelo de expansão da transmissão de energia elétrica adotado no Brasil desafios e oportunidades de aprimoramento.** Brazilian Journal of Development, Curitiba, 2022.

MOHAN, Ned. **Sistemas Elétricos de Potência: Curso Introductório.** 1ed. Rio de Janeiro: LTC, 2016. 424 p.

MOURA, Ailson P. de; MOURA, Adriano Aron F. de; ROCHA, Ednardo P. da; **Análise de Fluxo de Carga em Sistemas de Potência.** 1 ed. São Paulo: Artliber, 2018. 312 p.

NERY, Eduardo (org.). **Mercados e Regulação de Energia Elétrica.** Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2012.

ONS. **O Sistema em Números,** 2022. Disponível em: <http://www.ons.org.br/> Acesso em: 05/09/2022.

ONS. PAR/PEL. **Sumário Executivo do Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN,** 2021a. Disponível em: <http://www.ons.org.br/> Acesso em: 18/08/2022.

ONS. Procedimentos de Rede. Módulo 2, **Submódulo 2.1 - Definição das redes do Sistema Interligado Nacional,** 2021b. Disponível em: <http://www.ons.org.br/> Acesso em: 09/08/2022.

ONS. Procedimentos de Rede. Módulo 2, **Submódulo 2.1 - Definição das redes do Sistema Interligado Nacional,** 2021c. Disponível em: <http://www.ons.org.br/> Acesso em: 09/08/2022. Cepel. Manual do Usuário. Programa de Análise de Redes, V11.05.05, 2021.

ONS. Procedimentos de Rede. Módulo 2, **Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos,** 2021d. Disponível em: <http://www.ons.org.br/> Acesso em: 09/08/2022.

ONS. **Estudos Pré-Operacionais para Integração ao SIN do 2º ATR 500/230 kV da SE Barreiras II,** 2021e. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/> Acesso em: 21/09/2022.

PEREIRA, Anne Luise de Amorim Bonifácio. **Análise Crítica dos Impactos Ambientais Ocasionalmente pela Linha de Transmissão 500 kV Miracema – Sapeaçu e Subestações Associadas.** 2014. 124 f. TCC (Engenharia Ambiental), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

SILVA, Leonardo Notaroberto Custódio Leão Nunes. **Desenvolvimento de um Tutorial do Programa Anarede com Base em Configurações Típicas de**

Sistemas Elétricos de Potência. 2016. 144 f. TCC (Engenharia Elétrica), Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2016.

SINTEGRE, Planejamento Elétrico: **Diretrizes para a Operação com Horizonte Quadrimestral**, 2022. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/62>. Acesso em 05/09/2022.

Solar Newen pretende investir mais de R\$ 1 bi em usina. Canal Energia. 04/10/2021. Negócios e Empresas: Investimentos. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53189059/solar-newen-pretende-investir-mais-de-r-1-bi-em-usina>. Acesso em: 22/09/2022.

SOUZA, Wallison Alexandre Menezes. **Análise Técnica-Operacional da Subestação Sobral III.** 2017. 60 f. TCC (Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Ceará, Sobral, 2017.

TARANTO, G.N., et all. **Controle de Potência em Elos CCAT Inseridos no Sistema Elétrico para Integração da Energia Renovável no Brasil.** *In: XV Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, 15, 2022, Foz do Iguaçu (PR).

ZANETTA, Luiz Cera Jr. **Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência.** 1 ed. São Paulo: Editora Livraria da Física. 2006. 312 p.

APÊNDICE A – ALGUNS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

As primeiras simulações realizadas consideram o cenário preliminar em cargas leve, média e pesada, caso ilustrado na Figura 4.3 - Diagrama montado no Anarede (1 ATR), cujos resultados são apresentados abaixo:

Quadro 0.1 - Resultados da simulação - 1 ATR Carga Leve - Pt. 1

Nº	Barra	Nível	Tensão (p.u.)	Tensão (°)
299	Serra da Mesa 2	500 kV	1,052	11,40
5001	Paulo Afonso IV	500 kV	1,086	34,90
5060	Xingó	500 kV	1,088	34,50
5100	Angelim II	500 kV	1,085	35,50
5325	Queimada Nova II	500 kV	1,080	34,90
5720	Jardim	500 kV	1,093	30,20
5750	Camaçari II	500 kV	1,047	22,20
5752	Camaçari IV	500 kV	1,047	22,20
6060	Gentio do Ouro 2	500 kV	1,054	31,40
6062	Tabocas do Brejo Velho	230 kV	0,979	19,30
6075	Buritirama	500 kV	1,054	26,80
6220	Igaporã	500 kV	1,040	19,00
6315	Barreiras II	230 kV	1,017	16,50
6316	Rio Grande II	230 kV	0,974	14,40
6349	Bom Jesus da Lapa 2	500 kV	1,038	20,50
6358	Bom Jesus da Lapa 2	230 kV	0,956	20,90
6359	Ibicoara	500 kV	1,050	15,80
6360	Barreiras II	500 kV	1,050	18,30
6361	Barreiras	230 kV	1,006	15,60
6369	Sapeaçu	500 kV	1,054	19,70
6444	Rio das Éguas	500 kV	1,056	15,40
6640	Curral Novo do Piauí	500 kV	1,085	36,50
7190	Gilbués II	500 kV	1,050	20,50

Quadro 0.2 - Resultados da simulação - 1 ATR Carga Leve - Pt. 2

Nº De	Barra De	Nível	Nº Para	Barra Para	Fluxo (MW)	Fluxo (Mvar)	MVA/V_d	Carregamento (%)	Perda (MW)	Perda (Mvar)
5001	Paulo Afonso IV	500 kV	5100	Angelim II	-46,90	-160,60	154,10	7,10%	0,04	-158,22
5060	Xingó	500 kV	5001	Paulo Afonso IV	-113,50	0,20	104,40	4,80%	0,06	-78,75
5325	Queimada Nova II	500 kV	6640	Curral Novo do Piauí	-389,90	-0,90	361,00	14,50%	0,79	-93,10
5720	Jardim	500 kV	5060	Xingó	-897,60	171,50	836,40	19,25%	5,48	-174,12
5750	Camaçari II	500 kV	5752	Camaçari IV	139,10	266,40	287,10	13,10%	0,00	-0,52
5752	Camaçari IV	500 kV	5720	Jardim	-507,10	-93,00	492,50	22,50%	5,54	-129,46
6075	Buritirama	500 kV	5325	Queimada Nova II	-1167,90	-354,00	1158,20	23,20%	11,69	-479,06
6075	Buritirama	500 kV	6060	Gentio do Ouro 2	-464,90	-105,30	452,40	15,30%	2,34	-28,58
6220	Igaporã	500 kV	6359	Ibicoara	318,90	-216,80	370,90	18,60%	1,29	-55,17
6315	Barreiras II	230 kV	6062	Tabocas do Brejo Velho	-42,10	52,70	66,30	26,40%	0,74	-1,90
6315	Barreiras II	230 kV	6316	Rio Grande II	42,50	19,90	46,20	19,80%	0,63	-9,43
6315	Barreiras II	230 kV	6361	Barreiras	92,70	37,00	98,20	39,10%	0,37	-1,65
6349	Bom Jesus da Lapa 2	500 kV	6220	Igaporã	196,80	33,80	192,30	9,70%	0,31	-47,93
6359	Ibicoara	500 kV	6369	Sapeaçu	-264,90	16,80	252,70	12,70%	1,26	-30,49
6360	Barreiras II	500 kV	6075	Buritirama	-1027,10	36,30	979,20	39,30%	10,98	-20,41
6360	Barreiras II	500 kV	6444	Rio das Éguas	1514,70	-368,60	1463,90	42,20%	7,27	-61,62
6360	Barreiras II	500 kV	7190	Gilbués II	-601,3	250,7	633,6	29,30%	5,73	-34,12
6369	Sapeaçu	500 kV	5750	Camaçari II	-361,20	18,00	343,10	25,20%	1,35	-132,83
6444	Rio das Éguas	500 kV	299	Serra da Mesa 2	346,20	52,10	331,60	16,60%	1,40	41,11
6444	Rio das Éguas	500 kV	6349	Bom Jesus da Lapa 2	-270,50	32,80	258,10	13,00%	1,78	-130,34

Quadro 0.3 - Resultados da simulação - 1 ATR Carga Média - Pt. 1

Nº	Barra	Nível	Tensão (p.u.)	Tensão (°)
299	Serra da Mesa 2	500 kV	1,057	-9,80
5001	Paulo Afonso IV	500 kV	1,085	-0,70
5060	Xingó	500 kV	1,085	-1,90
5100	Angelim II	500 kV	1,080	-1,00
5325	Queimada Nova II	500 kV	1,071	4,20
5720	Jardim	500 kV	1,087	-7,00
5750	Camaçari II	500 kV	1,054	-15,30
5752	Camaçari IV	500 kV	1,053	-15,30
6060	Gentio do Ouro 2	500 kV	1,052	1,60
6062	Tabocas do Brejo Velho	230 kV	0,975	1,20
6075	Buritirama	500 kV	1,059	-0,60
6220	Igaporã	500 kV	1,052	-8,30
6315	Barreiras II	230 kV	0,996	-5,80
6316	Rio Grande II	230 kV	0,972	-8,10
6349	Bom Jesus da Lapa 2	500 kV	1,054	-5,50
6358	Bom Jesus da Lapa 2	230 kV	0,956	-4,60
6359	Ibicoara	500 kV	1,052	-16,30
6360	Barreiras II	500 kV	1,056	-5,70
6361	Barreiras	230 kV	0,984	-6,60
6369	Sapeaçu	500 kV	1,058	-15,90
6444	Rio das Éguas	500 kV	1,060	-7,90
6640	Curral Novo do Piauí	500 kV	1,065	5,20
7190	Gilbués II	500 kV	1,058	-3,70

Quadro 0.4 - Resultados da simulação - 1 ATR Carga Média - Pt. 2

Nº De	Barra De	Nível	Nº Para	Barra Para	Fluxo (MW)	Fluxo (Mvar)	MVA/V_d	Carregamento (%)	Perda (MW)	Perda (Mvar)
5001	Paulo Afonso IV	500 kV	5100	Angelim II	22,90	-152,50	142,20	6,60%	0,01	-158,3
5060	Xingó	500 kV	5001	Paulo Afonso IV	-361,00	2,30	332,60	15,40%	0,56	-71,7
5325	Queimada Nova II	500 kV	6640	Curral Novo do Piauí	-224,50	124,40	239,70	9,60%	0,30	-95,3
5720	Jardim	500 kV	5060	Xingó	-1045,50	155,90	972,60	22,35%	7,42	-148,6
5750	Camaçari II	500 kV	5752	Camaçari IV	298,60	222,10	353,20	16,20%	0,00	-0,5
5752	Camaçari IV	500 kV	5720	Jardim	-525,30	-215,00	538,80	24,60%	5,75	-291,1
6075	Buritirama	500 kV	5325	Queimada Nova II	-697,30	-330,20	728,30	14,60%	4,12	-586,3
6075	Buritirama	500 kV	6060	Gentio do Ouro 2	-226,00	-89,40	229,40	7,70%	0,58	-58,4
6220	Igaporã	500 kV	6359	Ibicoara	813,10	-149,00	785,80	39,40%	7,83	36,3
6315	Barreiras II	230 kV	6062	Tabocas do Brejo Velho	-117,90	53,60	130,00	51,80%	2,92	9,7
6315	Barreiras II	230 kV	6316	Rio Grande II	40,20	2,00	40,40	17,40%	0,41	-9,9
6315	Barreiras II	230 kV	6361	Barreiras	81,50	43,10	92,50	36,90%	0,33	-1,7
6349	Bom Jesus da Lapa 2	500 kV	6220	Igaporã	389,10	60,30	373,40	18,70%	1,16	-34,9
6359	Ibicoara	500 kV	6369	Sapeaçu	-27,40	-18,50	31,40	1,60%	0,02	-48,4
6360	Barreiras II	500 kV	6075	Buritirama	-624,30	-37,50	592,20	23,70%	3,97	-120,7
6360	Barreiras II	500 kV	6444	Rio das Éguas	1167,20	-182,20	1110,00	32,00%	4,20	-35,4
6360	Barreiras II	500 kV	7190	Gilbués II	-560,00	223,80	580,50	26,80%	4,81	-28,6
6369	Sapeaçu	500 kV	5750	Camaçari II	-96,30	-28,20	94,90	7,00%	0,11	-149,6
6444	Rio das Éguas	500 kV	299	Serra da Mesa 2	162,20	49,90	160,20	8,00%	0,31	22,2
6444	Rio das Éguas	500 kV	6349	Bom Jesus da Lapa 2	-131,10	-23,70	125,70	6,30%	0,40	-153,6

Quadro 0.5 - Resultados da simulação - 1 ATR Carga Pesada - Pt. 1

Nº	Barra	Nível	Tensão (p.u.)	Tensão (°)
299	Serra da Mesa 2	500 kV	1,060	-10,20
5001	Paulo Afonso IV	500 kV	1,071	-3,40
5060	Xingó	500 kV	1,072	-4,40
5100	Angelim II	500 kV	1,069	-3,40
5325	Queimada Nova II	500 kV	1,054	1,60
5720	Jardim	500 kV	1,076	-9,40
5750	Camaçari II	500 kV	1,049	-17,40
5752	Camaçari IV	500 kV	1,049	-17,40
6060	Gentio do Ouro 2	500 kV	1,040	-2,00
6062	Tabocas do Brejo Velho	230 kV	0,983	-11,60
6075	Buritirama	500 kV	1,053	-4,00
6220	Igaporã	500 kV	1,046	-14,40
6315	Barreiras II	230 kV	1,030	-11,70
6316	Rio Grande II	230 kV	1,013	-13,40
6349	Bom Jesus da Lapa 2	500 kV	1,040	-11,80
6358	Bom Jesus da Lapa 2	230 kV	0,956	-11,70
6359	Ibicoara	500 kV	1,050	-20,50
6360	Barreiras II	500 kV	1,059	-9,20
6361	Barreiras	230 kV	1,022	-12,70
6369	Sapeaçu	500 kV	1,054	-18,70
6444	Rio das Éguas	500 kV	1,062	-11,00
6640	Curral Novo do Piauí	500 kV	1,044	3,00
7190	Gilbués II	500 kV	1,065	-7,70

Quadro 0.6 - Resultados da simulação - 1 ATR Carga Pesada - Pt. 2

Nº De	Barra De	Nível	Nº Para	Barra Para	Fluxo (MW)	Fluxo (Mvar)	MVA/V_d	Carregamento (%)	Perda (MW)	Perda (Mvar)
5001	Paulo Afonso IV	500 kV	5100	Angelim II	5,50	-155,90	145,60	6,70%	0,00	-154,5
5060	Xingó	500 kV	5001	Paulo Afonso IV	-295,20	3,50	275,30	12,70%	0,39	-72,1
5325	Queimada Nova II	500 kV	6640	Curral Novo do Piauí	-297,80	187,30	333,80	13,40%	0,61	-86,8
5720	Jardim	500 kV	5060	Xingó	-1004,40	174,10	947,40	21,80%	7,04	-147,6
5750	Camaçari II	500 kV	5752	Camaçari IV	224,30	121,70	243,20	11,10%	0,00	-0,5
5752	Camaçari IV	500 kV	5720	Jardim	-501,80	-195,10	513,00	23,50%	5,27	-292,5
6075	Buritirama	500 kV	5325	Queimada Nova II	-787,90	-231,10	779,80	15,60%	5,39	-554,1
6075	Buritirama	500 kV	6060	Gentio do Ouro 2	-194,10	-58,70	192,60	6,50%	0,49	-59,9
6220	Igaporã	500 kV	6359	Ibicoara	613,00	-175,70	609,40	30,60%	4,51	-10,5
6315	Barreiras II	230 kV	6062	Tabocas do Brejo Velho	7,00	52,10	51,00	20,30%	0,42	-3,5
6315	Barreiras II	230 kV	6316	Rio Grande II	31,60	-4,20	30,90	13,30%	0,23	-11,5
6315	Barreiras II	230 kV	6361	Barreiras	99,30	18,60	98,10	39,10%	0,37	-1,7
6349	Bom Jesus da Lapa 2	500 kV	6220	Igaporã	353,30	-6,40	339,80	17,10%	1,01	-37,6
6359	Ibicoara	500 kV	6369	Sapeaçu	-119,40	-2,50	113,80	5,70%	0,26	-44,7
6360	Barreiras II	500 kV	6075	Buritirama	-632,90	23,40	598,20	24,00%	4,16	-117,4
6360	Barreiras II	500 kV	6444	Rio das Éguas	941,50	-93,10	889,50	25,65%	2,71	-22,7
6360	Barreiras II	500 kV	7190	Gilbués II	-455,2	150,5	455,8	21,10%	3,05	-17,6
6369	Sapeaçu	500 kV	5750	Camaçari II	-185,50	-21,40	177,10	13,00%	0,36	-145,3
6444	Rio das Éguas	500 kV	299	Serra da Mesa 2	-65,10	53,80	79,60	4,00%	0,05	17,8
6444	Rio das Éguas	500 kV	6349	Bom Jesus da Lapa 2	47,10	9,70	45,30	2,30%	0,13	-154,6

A segunda parte das simulações, considerando o cenário com dois ATRs nos patamares de carga leve, média e pesada, caso ilustrado na Figura 4.4 - Diagrama montado no Anarede (2 ATR), cujos resultados são apresentados abaixo:

Quadro 0.7 - Resultados da simulação - 2 ATR Carga Leve - Pt. 1

Nº	Barra	Nível	Tensão (p.u.)	Tensão (°)
299	Serra da Mesa 2	500 kV	1,052	11,40
5001	Paulo Afonso IV	500 kV	1,086	34,90
5060	Xingó	500 kV	1,088	35,50
5100	Angelim II	500 kV	1,085	35,50
5325	Queimada Nova II	500 kV	1,080	34,90
5720	Jardim	500 kV	1,090	30,20
5750	Camaçari II	500 kV	1,047	22,20
5752	Camaçari IV	500 kV	1,047	22,20
6060	Gentio do Ouro 2	500 kV	1,054	31,40
6062	Tabocas do Brejo Velho	230 kV	0,979	19,30
6075	Buritirama	500 kV	1,054	26,80
6220	Igaporã	500 kV	1,040	19,00
6315	Barreiras II	230 kV	1,017	16,50
6316	Rio Grande II	230 kV	0,974	14,40
6349	Bom Jesus da Lapa 2	500 kV	1,038	20,50
6358	Bom Jesus da Lapa 2	230 kV	0,959	20,90
6359	Ibicoara	500 kV	1,050	15,80
6360	Barreiras II	500 kV	1,050	18,30
6361	Barreiras	230 kV	1,006	15,60
6369	Sapeçu	500 kV	1,054	19,70
6444	Rio das Éguas	500 kV	1,056	15,40
6640	Curral Novo do Piauí	500 kV	1,085	36,50
7190	Gilbués II	500 kV	1,050	20,50

Quadro 0.8 - Resultados da simulação - 2 ATR Carga Leve - Pt. 2

Nº De	Barra De	Nível	Nº Para	Barra Para	Fluxo (MW)	Fluxo (Mvar)	MVA/V_d	Carregamento (%)	Perda (MW)	Perda (Mvar)
5001	Paulo Afonso IV	500 kV	5100	Angelim II	-46,90	-160,60	154,10	7,10%	0,04	-158,22
5060	Xingó	500 kV	5001	Paulo Afonso IV	-113,50	0,20	104,40	4,80%	0,06	-78,75
5325	Queimada Nova II	500 kV	6640	Curral Novo do Piauí	-389,90	-0,90	361,00	14,50%	0,79	-93,10
5720	Jardim	500 kV	5060	Xingó	-897,60	171,50	836,40	19,25%	5,48	-174,12
5750	Camaçari II	500 kV	5752	Camaçari IV	139,10	266,40	287,10	13,10%	0,00	-0,52
5752	Camaçari IV	500 kV	5720	Jardim	-507,10	-93,00	492,50	22,50%	5,54	-129,46
6075	Buritirama	500 kV	5325	Queimada Nova II	-1167,90	-354,00	1158,20	15,30%	11,69	-479,06
6075	Buritirama	500 kV	6060	Gentio do Ouro 2	-464,90	-105,30	452,40	23,20%	2,34	-28,58
6220	Igaporã	500 kV	6359	Ibicoara	318,90	-216,80	370,90	18,60%	1,29	-55,17
6315	Barreiras II	230 kV	6062	Tabocas do Brejo Velho	-42,10	52,70	66,30	26,40%	0,74	-1,90
6315	Barreiras II	230 kV	6316	Rio Grande II	42,50	19,90	46,20	19,80%	0,63	-9,43
6315	Barreiras II	230 kV	6361	Barreiras	92,70	37,00	98,20	39,10%	0,37	-1,65
6349	Bom Jesus da Lapa 2	500 kV	6220	Igaporã	196,80	33,80	192,30	9,70%	0,31	-47,93
6359	Ibicoara	500 kV	6369	Sapeaçu	-264,90	16,80	252,70	12,70%	1,26	-30,49
6360	Barreiras II	500 kV	6075	Buritirama	-1027,10	36,30	979,20	39,30%	10,98	-20,41
6360	Barreiras II	500 kV	6444	Rio das Éguas	1514,70	-368,60	1463,90	42,20%	7,27	-61,62
6360	Barreiras II	500 kV	7190	Gilbués II	601,30	250,70	633,60	29,30%	5,73	-34,12
6369	Sapeaçu	500 kV	5750	Camaçari II	-361,20	18,00	343,10	25,20%	1,35	-132,83
6444	Rio das Éguas	500 kV	299	Serra da Mesa 2	346,20	52,10	331,60	16,60%	1,40	41,11
6444	Rio das Éguas	500 kV	6349	Bom Jesus da Lapa 2	-270,50	32,80	258,10	13,00%	1,78	-130,34

Quadro 0.9 - Resultados da simulação - 2 ATR Carga Média - Pt. 1

Nº	Barra	Nível	Tensão (p.u.)	Tensão (°)
299	Serra da Mesa 2	500 kV	1,057	-9,80
5001	Paulo Afonso IV	500 kV	1,085	-0,70
5060	Xingó	500 kV	1,085	-1,90
5100	Angelim II	500 kV	1,080	-1,00
5325	Queimada Nova II	500 kV	1,071	4,20
5720	Jardim	500 kV	1,087	-7,00
5750	Camaçari II	500 kV	1,054	-15,30
5752	Camaçari IV	500 kV	1,053	-15,30
6060	Gentio do Ouro 2	500 kV	1,052	1,60
6062	Tabocas do Brejo Velho	230 kV	0,980	1,20
6075	Buritirama	500 kV	1,059	-0,60
6220	Igaporã	500 kV	1,052	-8,30
6315	Barreiras II	230 kV	1,010	-5,80
6316	Rio Grande II	230 kV	0,986	-8,00
6349	Bom Jesus da Lapa 2	500 kV	1,054	-5,50
6358	Bom Jesus da Lapa 2	230 kV	0,957	-4,60
6359	Ibicoara	500 kV	1,052	-16,30
6360	Barreiras II	500 kV	1,056	-5,70
6361	Barreiras	230 kV	0,998	-6,60
6369	Sapeçu	500 kV	1,058	-15,90
6444	Rio das Éguas	500 kV	1,059	-7,90
6640	Curral Novo do Piauí	500 kV	1,065	5,20
7190	Gilbués II	500 kV	1,058	-3,70

Quadro 0.10 - Resultados da simulação - 2 ATR Carga Média- Pt. 2

Nº De	Barra De	Nível	Nº Para	Barra Para	Fluxo (MW)	Fluxo (Mvar)	MVA/V_d	Carregamento (%)	Perda (MW)	Perda (Mvar)
5001	Paulo Afonso IV	500 kV	5100	Angelim II	22,90	-152,50	142,20	6,60%	0,01	-158,33
5060	Xingó	500 kV	5001	Paulo Afonso IV	-361,00	2,40	332,60	15,40%	0,56	-71,72
5325	Queimada Nova II	500 kV	6640	Curral Novo do Piauí	-224,30	123,80	239,30	9,60%	0,30	-95,33
5720	Jardim	500 kV	5060	Xingó	-1045,50	155,90	972,60	22,35%	7,42	-148,65
5750	Camaçari II	500 kV	5752	Camaçari IV	298,60	222,10	353,20	16,20%	0,00	-0,51
5752	Camaçari IV	500 kV	5720	Jardim	-525,30	-215,00	538,80	24,60%	5,76	-291,10
6075	Buritirama	500 kV	5325	Queimada Nova II	-348,90	-165,70	364,60	14,60%	2,06	-293,22
6075	Buritirama	500 kV	6060	Gentio do Ouro 2	-225,90	-90,50	229,80	7,80%	0,58	-58,38
6220	Igaporã	500 kV	6359	Ibicoara	813,10	-148,90	785,80	39,40%	7,83	36,32
6315	Barreiras II	230 kV	6062	Tabocas do Brejo Velho	-117,20	64,50	132,50	52,80%	3,03	10,25
6315	Barreiras II	230 kV	6316	Rio Grande II	40,30	1,90	39,90	17,10%	0,40	-10,28
6315	Barreiras II	230 kV	6361	Barreiras	81,40	43,00	91,10	36,30%	0,32	-1,86
6349	Bom Jesus da Lapa 2	500 kV	6220	Igaporã	389,20	60,50	373,50	18,80%	1,16	-34,91
6359	Ibicoara	500 kV	6369	Sapeaçu	-27,40	-18,50	31,40	1,60%	0,02	-48,45
6360	Barreiras II	500 kV	6075	Buritirama	-624,10	-39,20	592,40	23,80%	3,97	-120,65
6360	Barreiras II	500 kV	6444	Rio das Éguas	1166,30	-187,30	1110,20	32,00%	4,38	-35,45
6360	Barreiras II	500 kV	7190	Gilbués II	-560,1	221,2	579,6	26,80%	4,81	-28,56
6369	Sapeaçu	500 kV	5750	Camaçari II	-96,40	-28,20	94,90	7,00%	0,11	-149,67
6444	Rio das Éguas	500 kV	299	Serra da Mesa 2	162,20	48,70	159,90	8,00%	0,31	22,26
6444	Rio das Éguas	500 kV	6349	Bom Jesus da Lapa 2	-131,20	-24,80	126,00	6,30%	0,40	-153,64

Quadro 0.11 - Resultados da simulação - 2 ATR Carga Pesada - Pt. 1

Nº	Barra	Nível	Tensão (p.u.)	Tensão (°)
299	Serra da Mesa 2	500 kV	1,060	-10,20
5001	Paulo Afonso IV	500 kV	1,071	-3,40
5060	Xingó	500 kV	1,072	-4,40
5100	Angelim II	500 kV	1,069	-3,40
5325	Queimada Nova II	500 kV	1,054	1,60
5720	Jardim	500 kV	1,076	-9,40
5750	Camaçari II	500 kV	1,049	-17,40
5752	Camaçari IV	500 kV	1,049	-17,40
6060	Gentio do Ouro 2	500 kV	1,040	-2,00
6062	Tabocas do Brejo Velho	230 kV	0,986	-10,90
6075	Buritirama	500 kV	1,053	-4,00
6220	Igaporã	500 kV	1,046	-14,30
6315	Barreiras II	230 kV	1,040	-10,60
6316	Rio Grande II	230 kV	1,023	-12,20
6349	Bom Jesus da Lapa 2	500 kV	1,040	-11,70
6358	Bom Jesus da Lapa 2	230 kV	0,956	-11,70
6359	Ibicoara	500 kV	1,050	-20,50
6360	Barreiras II	500 kV	1,058	-9,30
6361	Barreiras	230 kV	1,032	-11,60
6369	Sapeaçu	500 kV	1,054	-18,70
6444	Rio das Éguas	500 kV	1,061	-11,00
6640	Curral Novo do Piauí	500 kV	1,044	3,00
7190	Gilbués II	500 kV	1,065	-7,70

Quadro 0.12 - Resultados da simulação - 2 ATR Carga Pesada - Pt. 2

Nº De	Barra De	Nível	Nº Para	Barra Para	Fluxo (MW)	Fluxo (Mvar)	MVA/V_d	Carregamento (%)	Perda (MW)	Perda (Mvar)
5001	Paulo Afonso IV	500 kV	5100	Angelim II	5,50	-155,90	145,60	6,70%	0,00	-154,5
5060	Xingó	500 kV	5001	Paulo Afonso IV	-295,20	3,50	275,30	12,70%	0,39	-72,1
5325	Queimada Nova II	500 kV	6640	Curral Novo do Piauí	-297,90	187,00	333,70	13,40%	0,61	-86,8
5720	Jardim	500 kV	5060	Xingó	-1004,20	174,10	947,20	21,80%	7,04	-147,7
5750	Camaçari II	500 kV	5752	Camaçari IV	224,50	121,70	243,40	11,10%	0,00	-0,5
5752	Camaçari IV	500 kV	5720	Jardim	-501,60	-195,10	512,90	23,50%	5,27	-292,6
6075	Buritirama	500 kV	5325	Queimada Nova II	-394,40	-115,80	390,40	15,70%	2,70	-277,1
6075	Buritirama	500 kV	6060	Gentio do Ouro 2	-196,00	-59,20	194,40	6,60%	0,50	-59,7
6220	Igaporã	500 kV	6359	Ibicoara	613,90	-175,60	610,30	30,60%	4,52	-10,3
6315	Barreiras II	230 kV	6062	Tabocas do Brejo Velho	16,10	58,90	58,70	23,40%	0,57	-2,8
6315	Barreiras II	230 kV	6316	Rio Grande II	31,60	-4,30	30,70	13,20%	0,23	-11,8
6315	Barreiras II	230 kV	6361	Barreiras	99,30	18,70	97,10	38,70%	0,36	-1,8
6349	Bom Jesus da Lapa 2	500 kV	6220	Igaporã	354,70	-6,10	341,10	17,10%	1,02	-37,5
6359	Ibicoara	500 kV	6369	Sapeaçu	-119,00	-2,60	113,40	5,70%	0,25	-44,7
6360	Barreiras II	500 kV	6075	Buritirama	-634,40	22,90	599,80	24,00%	4,18	-117,1
6360	Barreiras II	500 kV	6444	Rio das Éguas	935,80	-94,90	884,40	25,50%	2,84	-22,5
6360	Barreiras II	500 kV	7190	Gilbués II	-457,1	149,5	457,2	21,10%	3,08	-17,7
6369	Sapeaçu	500 kV	5750	Camaçari II	-185,00	-21,60	176,70	13,00%	0,36	-145,4
6444	Rio das Éguas	500 kV	299	Serra da Mesa 2	-65,60	53,30	79,70	4,00%	0,05	17,8
6444	Rio das Éguas	500 kV	6349	Bom Jesus da Lapa 2	44,60	9,40	42,90	2,20%	0,13	-154,7

ANEXO A – PLACA DE AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO 500/230/13,8 KV QUE FORMA O BANCO 3X100 MVA DA SE BARREIRAS II

SIEMENS

AUTOTRANSFORMADOR REGULADOR MONOFÁSICO

TIPO **NLFN 7857 + HLAK 5742** N.º DE FASES **1** FREQUÊNCIA **60 Hz** INSTALAÇÃO **EXTERIOR** NORMA **ABNT/NBR 5356**
 N.º DE SÉRIE _____ ANO DE FABRICAÇÃO _____ POLARIDADE **SUBTRATIVA** LIVRO DE INSTRUÇÕES **A7B10001375672**

ENROLAMENTO DE	POTÊNCIA NOMINAL (kVA)			TENSÃO NOMINAL (V)			CORRENTE NOMINAL (A)			TENSÃO SUPORTÁVEL IMPULSO ATMOSFÉRICO ONDA PLENA (KV CRISTA)	TENSÃO SUPORTÁVEL IMPULSO DE MANOBRA (KV CRISTA)	TENSÃO SUPORTÁVEL FREQUÊNCIA INDUSTRIAL (KV EFICAZ)	LONGA UI / U2
	ONAN	ONAF1	ONAF2	ONAN	ONAF1	ONAF2	ONAN	ONAF1	ONAF2	LINHA	NEUTRO	APLICADA	
ALTA TENSÃO-AT	60000	80000	100000	500000/√3	207,8	277,1	346,4	1550	110	1300	34	540/476	
BAIXA TENSÃO-BT	60000	80000	100000	230000/√3	451,8	602,5	753	850	—	750	—	249/220	
TERCIÁRIO-T	1200	1600	2000	13800	87,0	115,9	144,9	110	—	—	—	26/23	

ENROLAMENTO T (TERCIÁRIO) PREVISTO PARA CARGA MÁXIMA DE 2000 KVA (DIMENSIONADO P/ ESTABILIZAÇÃO, CIRCULAÇÃO DE HARMÔNICAS E SUPOORTABILIDADE A TRANSITÓRIOS E EFETOS DE CURTO-CIRCUITO).

IMPEDÂNCIA DE CURTO CIRCUITO	BASE (kVA)	RELAÇÃO (V)	Z (%)
100000	575000/√3	230000/√3	
100000	500000/√3	230000/√3	
100000	425000/√3	230000/√3	
60Hz	100000	575000/√3	13800
85 °C	100000	500000/√3	13800
100000	425000/√3	13800	
100000	230000/√3	13800	

MASSA TOTAL	95300	kg
MASSA DA PARTE ATIVA	50000	kg
MASSA DO TANQUE E ACESSÓRIOS	18050	kg
MASSA PARA TRANSPORTE SEM ÓLEO	61500	kg
MASSA DO ÓLEO	26850	kg
VOLUME DO ÓLEO (25 °C)	30125	L
TIPO DO ÓLEO	MINERAL NAFTÊNICO	
ALTURA PARA LEVANTAMENTO DA PARTE ATIVA	7,42	m

CORRENTE MÁXIMA DE CURTO CIRCUITO (kA)	TERMINAL	SIMÉTRICA		ASSIMÉTRICA
		CORRENTE	DURAÇÃO	
H1	3,0	2 (3)	7,5	
X1	7,2	2 (6)	18,7	
H0X0	4,4	2 (6)	11,4	
Y1,Y2	4,1	2 (6)	10,7	

NÍVEL DE ISOLAMENTO DAS BUCHAS (TENSÃO SUPORTÁVEL)			
TERMINAL	IMPULSO ATMOSFÉRICO ONDA PLENA (KV CRISTA)	IMPULSO DE MANOBRA (KV CRISTA)	FREQUÊNCIA INDUSTRIAL (KV EFICAZ)
H1	1800	1300	870
X1	1050	850	60
H0X0	150	—	60
Y1,Y2	150	—	60

ENROLAMENTO DE ALTA TENSÃO – AT			
TENSÃO (V)	CORRENTE (A)	COMPARADOR DE DERIVAÇÕES EM CARGA – CDC	
ONAN	ONAF1	ONAF2	POS. SEL.
575000/√3	180,7	241,0	301,2
570313/√3	182,2	243,0	303,7
565625/√3	183,7	245,0	306,2
560938/√3	185,3	247,0	308,8
556250/√3	186,8	249,1	311,4
551563/√3	188,4	251,2	314,0
546875/√3	190,0	253,4	316,7
542188/√3	191,7	255,6	319,5
537500/√3	193,3	257,8	322,2
532813/√3	195,0	260,1	325,1
528125/√3	196,8	262,4	328,0
523438/√3	198,5	264,7	330,9
518750/√3	200,3	267,1	333,9
514063/√3	202,2	269,5	336,9
509375/√3	204,0	272,0	340,0
504688/√3	205,9	274,6	343,2
500000/√3	207,8	277,1	346,4
500000/√3	207,8	277,1	346,4
500000/√3	207,8	277,1	346,4
495313/√3	209,8	279,5	349,7
490625/√3	211,8	282,4	353,0
485938/√3	213,9	285,1	356,4
481250/√3	215,9	287,9	359,9
476563/√3	218,1	290,8	363,4
471875/√3	220,2	293,6	367,1
467188/√3	222,4	296,6	370,7
462500/√3	224,7	299,6	374,5
457813/√3	227,0	302,7	378,3
453125/√3	229,3	305,8	382,2
448438/√3	231,7	309,0	386,2
443750/√3	234,2	312,3	390,3
439063/√3	236,7	315,6	394,5
434375/√3	239,2	319,0	398,7
429688/√3	241,9	322,5	403,1
425000/√3	244,5	326,0	407,5

TRANSFORMADORES DE CORRENTE TIPO BUCHA – IT = 1,5				USO	
REF.	BUCHA	EXATIDÃO	RELAÇÃO (A)	TERMINAIS	
TC10	H0X0	45VA 3,0	200-5	S1-S2	IMAGEM TÉRMICA
TC11	H1	45VA 3,0	450-5	S1-S2	IMAGEM TÉRMICA
TC12	X1	25VA 1,2	800-5	S1-S2	COMANDO CDC
TC20	H0X0	20VA 10P20	300-1	S2-S3	PROTEÇÃO
			400-1	S1-S5	
			500-1	S1-S5	
			600-1	S1-S5	
			800-1	S1-S5	
			1100-1	S2-S4	
			1200-1	S3-S5	
			1500-1	S2-S4	
			2000-1	S1-S5	
			2500-1	S1-S5	
TC21	H1	20VA 10P20	300-1	S2-S3	PROTEÇÃO
			400-1	S1-S5	
			500-1	S1-S5	
			600-1	S1-S5	
			800-1	S1-S5	
			1100-1	S2-S4	
			1200-1	S3-S5	
			1500-1	S2-S4	
			2000-1	S1-S5	
			2500-1	S1-S5	
TC22	X1	20VA 10P20	300-1	S2-S3	PROTEÇÃO
			400-1	S1-S5	
			500-1	S1-S5	
			600-1	S1-S5	
			800-1	S1-S5	
			1100-1	S2-S4	
			1200-1	S3-S5	
			1500-1	S2-S4	
			2000-1	S1-S5	
			2500-1	S1-S5	
TC23	Y1	20VA 10P20	300-1	S2-S3	PROTEÇÃO
			400-1	S1-S5	
			500-1	S1-S5	
			600-1	S1-S5	
			800-1	S1-S5	
			1100-1	S2-S4	
			1200-1	S3-S5	
			1500-1	S2-S4	
			2000-1	S1-S5	
			2500-1	S1-S5	

ADVERTÊNCIA
RISCO DE PERIGO LATENTE DEVIDO AO ESPAÇO CONFINADO. EM CASO DE NECESSIDADE DE INSPEÇÃO INTERNA, FAVOR CONSULTAR NR 33.

DISPOSIÇÃO DAS BUCHAS

ACIONAMENTO MOTORIZADO DO COMUTADOR DE DERIVAÇÕES EM CARGA.

DIAGRAMA FASORIAL DO BANCO – Y10N01

COMUTADOR DE DERIVAÇÕES EM CARGA – CDC

FABRICANTE: **MASCHINFABRIK REINHOLDSEN**

TIPO: **VM 1 651-245/D-18 35 3W**

N.º DE SÉRIE: _____

ACIONAMENTO: **E11005** ESQUEMA: _____

SIEMENS LTDA
AV. ENG. JOÃO FERNANDES GIMDES MOURA 1745 – JARDIM – SÃO PAULO
CNPJ 44.013.159/0001-31 – F. 407.057.544.110 – REGISTRO CREA-SP 0196358
INDÚSTRIA BRASILEIRA

T2484092

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO NO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL: AUMENTO DA CAPACIDADE DE
TRANSFORMAÇÃO DA SUBESTAÇÃO BARREIRAS II**

Prof. Me. Wilker Victor da Silva Azevêdo (orientador)

Prof. Me. José Carlos de Sá Júnior (examinador interno)

Prof.^a. Dr.^a. Yonatha Marques Pereira de Melo (UNIFESSPA, examinadora externa)

Eng. Me. Paulo Andrade Novaes (ONS, examinador externo)

Garanhuns

2022