



AVALIAÇÃO DA UTILIZAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA NO PROCESSO DE RECOMPOSIÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Natália de Castro Maciel

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Rio de Janeiro
Janeiro de 2021

AVALIAÇÃO DA UTILIZAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA NO PROCESSO DE
RECOMPOSIÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Natália de Castro Maciel

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Aprovada por: Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

Dr. Nelson Martins, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

JANEIRO DE 2021

Maciel, Natália de Castro

Avaliação da Utilização da Geração Eólica no Processo de Recomposição do Sistema Interligado Nacional / Natália de Castro Maciel. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2021.

XIX, 163 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2021.

Referências Bibliográficas: p. 157-163.

1. Recomposição. 2. Parques eólicos. 3. SIN. I. Taranto, Glauco Nery. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

“Portanto, meus amados irmãos, mantenham-se firmes, e que nada os abale. Sejam sempre dedicados à obra do Senhor, pois vocês sabem que, no Senhor, o trabalho de vocês não será inútil.”

1 Coríntios 15:58

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer a Deus, por ter me sustentado não apenas durante a execução deste mestrado, mas em toda a minha vida e em todas as etapas dela. Nos momentos ruins, enxugando minhas lágrimas e me dando forças e, nos momentos bons, me fazendo lembrar de ser grata por tudo e tanto que tenho.

Em segundo lugar, gostaria de agradecer a minha família, por todo o apoio e suporte que me deu ao longo da vida, sendo este emocional, financeiro e familiar. Agradeço aos meus pais, Antônio Augusto e Maria Cristina, os quais fizeram de tudo para que eu pudesse estudar e ter boas oportunidades de aprendizado, me criaram com princípios e me ensinaram o que é ter caráter e valores. Agradeço a minha avó Matilde por todo o amor e carinho com os quais me criou. Você é meu maior exemplo profissional, de caráter, de perseverança e de esforço. Eu te amo, vó! Ao meu avô Lamércio, por todo amor e preocupação, por me levar a diversas aulas e por ser o grande patriarca da nossa família, sempre disposto a ajudar e sempre se preocupando com todos! Aos meus avós Raimunda e Cristóvão (*in memoriam*) por todo o carinho que me deram e por todos os momentos de cuidado, que Deus guarde e proteja todos eles! Gostaria de agradecer ainda as minhas tias, Mércia e Márcia, por terem cuidado de mim desde que nasci, com muito zelo e amor, e por, até hoje, se preocuparem tanto comigo! Eu amo vocês e vocês são pessoas, profissionais e mães exemplares! Aos meus primos, Davi, Isabelle e Raphael, por serem paz, alegria e renovação durante os meus muitos momentos de estudo. Gostaria de agradecer a minha tia Vannilda, por ter estudado tanto comigo e por ter me ensinado português em todas as etapas da minha vida, dando aulas particulares e frequentes. Obrigada pelo carinho! Agradeço também ao meu tio Laírton, por ter sido um exemplo para mim na profissão e ter me ajudado tanto durante a carreira profissional. Quando criança e ia para Recife, sempre nos recepcionou (a família toda) com muito carinho, cuidado e disponibilidade. Obrigada, tio!

Em terceiro lugar, agradeço ao meu marido, Marcelo, pelo suporte e companheirismo em uma das etapas mais difíceis da minha vida. Você viu todos os meus lados e mesmo assim me amou e me apoiou durante tempos tão duros. Obrigada! Amo você! Gostaria de agradecer a minha sogra, Rosemary e ao meu sogro, Antônio, por todo o cuidado que tiveram comigo quando me mudei para o Rio de Janeiro, por me acolherem tão bem, por

se preocuparem e por me ajudarem em tudo o que precisei. Vocês são maravilhosos e são muito especiais para mim! Espero poder cuidar de vocês o tanto que cuidaram de mim. Agradeço a minha cunhada, Priscilla, pelos momentos de incentivo e pelos momentos de conversas de cozinha, essenciais para me fazer espairecer um pouco. Além disso, agradeço pelo meu sobrinho Lucca, que é motivo de alegria diária.

Em quarto lugar, gostaria de agradecer à COPPE e aos amigos que fiz durante o mestrado. Durante o mestrado e as matérias cursadas, pude compreender melhor muitas coisas da engenharia elétrica, relacionadas aos sistemas de potência e análises e quanto a utilização de recursos de eletrônica de potência. As aulas e os colegas, além de despertarem interesse e representarem uma parceria na busca pelo conhecimento, me permitiram abrir os olhos e me desenvolverem em tantos aspectos que não tinham sido bem compreendidos durante a graduação. Um agradecimento especial aos colegas Bruno Bayo, Lígia Rolim, Myriam Gerk, Bruno Laurindo, Leonardo Silva, Tiago Pinheiro, Thomas Farias, Lucas Gomes, Lúcio Mascarenhas, Jhomolos e Caroline Almeida, pelos momentos de estudo, trabalhos, trocas de conhecimento e pelas discussões técnicas. Aos professores, gostaria de agradecer todos os ensinamentos, em especial ao Aredes, ao Glauco e à Tatiana.

Ao meu orientador, gostaria de agradecer a oportunidade de realizar este trabalho, o apoio e a avaliação dos resultados obtidos. Ao idealizador e mentor deste trabalho, Antônio Guarini, gostaria de agradecer todos os momentos de ensinamento, a repetição da teoria e do foco a ser analisado, a paciência e o auxílio sempre, tirando dúvidas, ensinando e ajudando em todos os momentos deste trabalho. Muito obrigada por me ensinar desde as coisas mais simples da teoria aos momentos de discussão de resultados, por acreditar em mim, por se dedicar, por me inserir na área de recomposição e por me incentivar e cobrar a cada dia. Obrigada por ler e reler este trabalho, sempre dando sugestões de melhoria de texto, apresentação de resultados e novas análises. Obrigada pela oportunidade de aprender com você um pouco de tudo o que você construiu durante anos, e espero que este trabalho seja o primeiro de muitos com você! Que este trabalho espelhe o cuidado e empenho que você tem ao sempre ensinar os mais novos na profissão e ao desempenhar o seu trabalho como engenheiro eletricista.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

AVALIAÇÃO DA UTILIZAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA NO PROCESSO DE RECOMPOSIÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Natália de Castro Maciel

Janeiro/2021

Orientador: Glauco Nery Taranto

Programa: Engenharia Elétrica

A crescente integração de fontes renováveis como eólica e fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, conhecidas como *inverter-based technologies*, gerou a necessidade de alteração dos Procedimentos de Rede (PR) do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), no que diz respeito aos requisitos mínimos para utilização dessas tecnologias no sistema. O enfoque deste trabalho reside na contribuição da fonte de geração eólica quando da recomposição do sistema após um blecaute parcial ou total. Um ponto fundamental para o restabelecimento do sistema após um blecaute é a reconexão das cargas da maneira mais rápida e segura possível, retornando às condições normais de operação. Dito isso, o objetivo deste trabalho é definir as condições mínimas para a sincronização de um conjunto de geração eólica no processo de recomposição do SIN, para diversas tecnologias de geradores instalados na região Nordeste e, dessa forma, tentar antecipar a entrada de geração eólica na fase coordenada de recomposição, com o intuito de agilizar o atendimento da recomposição plena das cargas da região Nordeste, quando de uma perturbação total ou parcial. Pretende-se avaliar a capacidade dos aerogeradores na manutenção do perfil de tensão, a sua permanência no sistema mesmo quando há variações de tensão (dentro de faixas pré-definidas) e a contribuição dinâmica para o sistema pela conexão das diferentes tecnologias à rede.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

THE USE OF WIND POWER FARM IN THE BRAZILIAN INTERCONNECTED
POWER SYSTEM RESTORATION PROCESS

Natália de Castro Maciel

January/2021

Advisor: Glauco Nery Taranto

Department: Electrical Engineering

The constantly growing penetration of inverter-based renewable energy sources, such as wind and solar, at Brazil's energy matrix, made the National System Operator's (ONS) to revisit its grid codes, when considering the minimum requirements to use these technologies at the interconnected system. The main objective of this work is to evaluate how the wind generation could contribute during the system restoration process after a partial or total blackout. One of the key principles of the electrical grid restoration after a blackout is the fastest and safest load reconnection. Therefore, it is of tremendous importance to define the minimum conditions that allows the connection of wind generation during the so-called coordinate phase of the Brazilian Restoration Process, considering the different technologies available and installed at the Northeastern Region of the country. The anticipation of the wind generation at the coordinated phase of the restoration process will permit a faster load pick up after a total or partial grid disturbance. The present work intends to evaluate the wind generators capacity in maintaining the grid voltage level, the dynamic contribution of existing different generators technologies and their behaviour during voltage transients.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	MOTIVAÇÃO DO TRABALHO	1
1.1.1	<i>A Penetração de Novas Fontes na Matriz Brasileira e a Energia Eólica</i>	<i>2</i>
1.2	OBJETIVO DO TRABALHO	7
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	7
2	ASPECTOS TEÓRICOS	9
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	9
2.2	A FILOSOFIA DE RECOMPOSIÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL.....	9
2.2.1	<i>A Recomposição Fluente.....</i>	<i>10</i>
2.2.2	<i>A Recomposição Coordenada</i>	<i>11</i>
2.3	ESTUDOS ELÉTRICOS REALIZADOS PARA DEFINIÇÃO DE CORREDORES DE RECOMPOSIÇÃO DO SIN E PROGRAMAS UTILIZADOS	11
2.3.1	<i>Estudos de Regime Permanente</i>	<i>12</i>
2.3.2	<i>Estudos de Transitórios Eletromecânicos.....</i>	<i>14</i>
2.3.3	<i>Estudos de Transitórios Eletromagnéticos</i>	<i>16</i>
2.4	INTRODUÇÃO SOBRE AEROGERADORES E MODELOS DE MÁQUINAS ..	18
2.4.1	<i>As Máquinas Elétricas</i>	<i>18</i>
2.4.2	<i>A Importância dos Modelos de Aerogeradores</i>	<i>20</i>
2.4.3	<i>Formas de Conexão dos Aerogeradores à Rede Elétrica</i>	<i>21</i>
2.4.4	<i>Tecnologia do Gerador.....</i>	<i>22</i>
2.4.5	<i>Mecanismos de Controle de Potência.....</i>	<i>26</i>
2.5	A GERAÇÃO EÓLICA NO BRASIL E A EVOLUÇÃO DE SUA CAPACIDADE INSTALADA.....	32
2.5.1	<i>A Rede Elétrica do Nordeste e a Penetração de Eólicas</i>	<i>34</i>
2.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	36
3	METODOLOGIA	37
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	37
3.2	ESTUDOS DE REGIME PERMANENTE: A MONTAGEM DO CORREDOR DE RECOMPOSIÇÃO	37
3.3	ESTUDOS DE REGIME DINÂMICO: TRANSITÓRIOS ELETROMECAÑICOS	43
3.3.1	<i>Estudos de Tomada + Rejeição de Carga e Estudos de Rejeição de Geração ..</i>	<i>43</i>
3.3.2	<i>Estudos de Fechamento de Anel e de Paralelo entre duas Áreas</i>	<i>45</i>
3.4	ESTUDOS DE TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS.....	48
3.5	O USO DE PARQUES EÓLICOS NA RECOMPOSIÇÃO DO SIN	53
3.5.1	<i>Definição de uma Configuração Mínima de Forma a Assegurar a Entrada de uma Fonte de Geração Eólica no Processo de Recomposição do SIN.....</i>	<i>54</i>

3.5.2	<i>A Geração Eólica e sua Intermitência</i>	58
3.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	60
4	RESULTADOS	62
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	62
4.2	ÁREAS DE RECOMPOSIÇÃO FLUENTE IMPLEMENTADAS NA REGIÃO NORDESTE DO SIN.....	62
4.2.1	<i>Recomposição Fluente da Área Luiz Gonzaga – Áreas Norte / Leste</i>	64
4.2.2	<i>Área Luiz Gonzaga de Recomposição Fluente: Fechamento do Anel de 500 kV entre Ceará Mirim II - João Câmara III - Açú III – Quixadá</i>	76
4.2.3	<i>Recomposição Fluente da Área Xingó</i>	81
4.2.4	<i>Recomposição Coordenada: Fechamento do Paralelo entre as Áreas de Recomposição Fluente Luiz Gonzaga e Xingó</i>	87
4.2.5	<i>Recomposição Coordenada: Exemplo de Estudo de Fechamento de Paralelo entre Áreas</i>	91
4.2.6	<i>A Inserção da Geração Eólica nos Casos de Recomposição Vigentes</i>	93
4.3	ANÁLISE DE POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO DOS CASOS SIMULADOS NO ANAFAS	95
4.3.1	<i>Caso I: Determinação das Potências de Curto-Circuito</i>	97
4.3.2	<i>Caso II: Determinação das Potências de Curto-Circuito</i>	97
4.3.3	<i>Caso III: Determinação das Potências de Curto-Circuito</i>	97
4.4	ANÁLISE DE INÉRCIA DOS CASOS SIMULADOS	98
4.4.1	<i>Caso I: Determinação da Inércia Equivalente</i>	100
4.4.2	<i>Caso II: Determinação da Inércia Equivalente</i>	100
4.4.3	<i>Caso III: Determinação da Inércia Equivalente</i>	101
4.4.4	<i>Conclusões quanto à Inércia Equivalente dos Casos Simulados</i>	101
4.5	ESTUDOS DINÂMICOS CONSIDERANDO O CASO INICIAL: UHE LUIZ GONZAGA COM 3 UG + PARQUES EÓLICOS + TOMADA ADICIONAL DE CARGA 101	
4.6	ESTUDOS DINÂMICOS CONSIDERANDO O CASO I: UHE LUIZ GONZAGA COM 4 UG + PARQUES EÓLICOS	104
4.6.1	<i>Estudo de Tomada e Rejeição de Carga</i>	104
4.6.2	<i>Estudo de Tomada de Carga e Rejeição de Geração</i>	111
4.7	ESTUDOS DINÂMICOS CONSIDERANDO O CASO II: UHE LUIZ GONZAGA COM 4 UG + ANEL 500 kV + PARQUES EÓLICOS	116
4.7.1	<i>Estudo de Tomada e Rejeição de Carga</i>	116
4.7.2	<i>Estudo de Tomada do Carga e Rejeição de Geração</i>	120
4.8	ESTUDOS DINÂMICOS CONSIDERANDO O CASO III: UHE LUIZ GONZAGA COM 4 UG + ANEL 500 kV + UHE XINGÓ COM 3 UG + PARALELO ENTRE ÁREAS + PARQUES EÓLICOS	125
4.8.1	<i>Estudo de Tomada e Rejeição de Carga</i>	126
4.8.2	<i>Estudo de Tomada de Carga e Rejeição de Geração</i>	130
4.8.3	<i>A Geração Eólica e os Requisitos Mínimos de Operação e Resposta Definidos Atualmente no Submódulo 3.6 dos Procedimento de Rede</i>	134

4.8.4	<i>Definição de uma Configuração Mínima de Forma a Assegurar a Entrada de uma Fonte de Geração Eólica no Processo de Recomposição do SIN</i>	136
4.9	CONSIDERAÇÕES FINAIS	150
5	CONCLUSÕES	152
5.1	PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS	156
	REFERÊNCIAS	157

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Expansão Indicativa de Referência das fontes de geração de energia elétrica considerando horizonte decenal.	4
Figura 2 - Capacidade Instalada no SIN ao final de maio de 2019.	4
Figura 3 – Valores limite de frequência aceitáveis para oscilações em estudos dinâmicos para recomposição.....	15
Figura 4 - Valores limite aceitáveis para oscilações de tensão em estudos dinâmicos para recomposição.....	16
Figura 5 - Modelo de Gerador de Velocidade Fixa com conexão direta à rede elétrica.	21
Figura 6 - Modelo de Gerador com conexão à rede elétrica por meio de conversores de potência.	22
Figura 7 - Gerador de Indução do Tipo Gaiola de Esquilo (Velocidade Fixa).	23
Figura 8 - Gerador de Indução do Tipo Rotor Bobinado e resistência de rotor variável.	23
Figura 9 - Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG).	25
Figura 10 - Gerador Síncrono com velocidade variável e conectado por conversores de potência à rede (full converter).....	26
Figura 11 - Exemplo do comportamento do controle de estol.	27
Figura 12 - Exemplo do comportamento do controle de ângulo de passo.	27
Figura 13 - Evolução da Geração Eólica no Sistema Interligado Nacional (SIN).	33
Figura 14 - A Evolução da Capacidade Instalada de geração Eólica no Brasil.....	34
Figura 15 - Balanço Energético da Região Nordeste do Brasil.....	35
Figura 16 - Exemplo de passo de um corredor de recomposição por meio do código DAVR. ..	41
Figura 17 - Exemplo de como deve ser o preenchimento da tabela de análise de variação da potência elétrica das unidades geradoras.	48
Figura 18 - Exemplo de manobra de energização de uma linha de transmissão considerando resistor de pré-inserção.....	49
Figura 19 - Exemplo de curva de suportabilidade fornecida por um fabricante.	51
Figura 20 - Tabela referência para realização de análise de suportabilidade de equipamentos contida no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS.....	51
Figura 21 – Valores de especificações de transformadores da CHESF para sobretensões admissíveis na energização de transformadores e autotransformadores.	52
Figura 22 - Área Luiz Gonzaga: recomposição fluente com possibilidade de conexão de parques eólicos a partir da SE João Câmara II 230 kV.	55
Figura 23 - Detalhe da Conexão de Parques Eólicos Instalados a partir da SE João Câmara II 230 kV.....	55
Figura 24 - Área de recomposição fluente Luiz Gonzaga com possibilidade de conexão de parques eólicos a partir do setor de 230 kV da SE João Câmara II e/ou do setor de 500 kV da SE João Câmara III.	56
Figura 25 - Detalhe da Conexão de Parques Eólicos Instalados a partir do 500 kV da 57	57
Figura 26 - Área de recomposição Luiz Gonzaga e Xingó conectadas em paralelo, com possibilidade de conexão de parques eólicos a partir do 230 kV da SE João Câmara II e/ou do 500 kV da SE João Câmara III.....	58
Figura 27 - Geração verificada em dois parques conectados a partir do 500 kV da SE João Câmara III.	59
Figura 28 - Geração verificada em dois parques conectados a partir do 230 kV da SE João Câmara II.....	59
Figura 29 - Áreas de recomposição fluente do Nordeste do Brasil e montante de carga recomposto em cada uma delas.....	63
Figura 30 - Áreas geo-elétricas da região Nordeste do Brasil.....	63
Figura 31 - Configuração da Recomposição Fluente da Área Luiz Gonzaga (Áreas Norte / Leste).....	64
Figura 32 - Comportamento da frequência nas unidades geradoras da UHE Luiz Gonzaga quando da tomada de 100 MW no setor de 69 kV da SE Natal II e posterior rejeição.....	71

Figura 33 – Tensão na UHE Luiz Gonzaga quando da tomada de 100 MW na SE Natal II e posterior rejeição.	72
Figura 34 – Potência mecânica e potência elétrica de uma das unidades geradoras da UHE Luiz Gonzaga quando da tomada de 100 MW na SE Natal II e posterior rejeição.	72
Figura 35 – Potência reativa de duas das unidades geradoras da UHE Luiz Gonzaga quando da tomada de 100 MW na SE Natal II e posterior rejeição.	73
Figura 36 – Caso exemplo: configuração utilizada na simulação no ATPDraw para avaliação da energização em vazio do primeiro ATR 500/230/13,8 kV da SE Ceará-Mirim II.	74
Figura 37 - Valores de tensões no barramento 500 kV da SE Ceará-Mirim II, quando da energização em vazio do primeiro ATR 500/230/13,8 kV da SE Ceará-Mirim II, considerando características da rede citadas.	74
Figura 38 - Corrente de inrush nos enrolamentos 500 kV do transformador que está sendo energizado na SE Ceará-Mirim II.	75
Figura 39 - Corrente instantânea de neutro nos enrolamentos 500 kV do transformador que está sendo energizado na SE Ceará-Mirim II.	75
Figura 40 - Valor RMS da corrente de neutro nos enrolamentos 500 kV do transformador que está sendo energizado na SE Ceará-Mirim II.	76
Figura 41 - Energia absorvida pelos para-raios de alta (500 kV) do transformador que está sendo energizado na SE Ceará-Mirim II.	76
Figura 42 - Configuração da Recomposição Fluente da Área Luiz Gonzaga (Áreas Norte/Leste) considerando o trecho da energização do tronco de 500 kV entre Ceará Mirim II - João Câmara III - Açú III - Quixadá.	77
Figura 43 - Diagrama exemplo para o fechamento do tronco de 500 kV entre Ceará Mirim II - João Câmara III - Açú III - Quixadá, fechando o anel da área Luiz Gonzaga na SE Quixadá. ..	79
Figura 44 - Resultado da variação de potência elétrica das unidades geradoras na simulação dinâmica do fechamento do anel da área Luiz Gonzaga na SE Quixadá.	79
Figura 45 - Variação do ângulo das unidades geradoras 1 e 2 na simulação dinâmica do fechamento do anel da área Luiz Gonzaga no 500 kV da SE Quixadá.	80
Figura 46 – Defasagem angular entre os polos do disjuntor da SE Quixadá 500 kV no instante do fechamento do anel.	80
Figura 47 – Tensão nos terminais de fechamento do anel, ou seja, SE Quixadá e Açú II.	81
Figura 48 - Configuração da Recomposição Fluente da Área Xingó.	82
Figura 49 - Área de recomposição fluente Luiz Gonzaga com possibilidade de conexão de parques eólicos a partir do 230 kV da SE João Câmara II e/ou do 500 kV da SE João Câmara III.	91
Figura 50 - Diagrama exemplo para o fechamento do paralelo entre as áreas fluente de Luiz Gonzaga e de Xingó.	92
Figura 51 - Resultado da variação de potência elétrica das unidades geradoras na simulação dinâmica do fechamento do paralelo entre as áreas Luiz Gonzaga e Xingó.	92
Figura 52 – Parques eólicos nas SE João Câmara II e João Câmara III.	93
Figura 53 - Resultado 1: Tomada e rejeição de carga - UHE Luiz Gonzaga com 3 UG e sem parques eólicos conectados.	103
Figura 54 - Resultado 2: Tomada e rejeição de carga - UHE Luiz Gonzaga com 3 UG e com parques eólicos conectados.	103
Figura 55 – Caso I: Tomada e rejeição de carga sem parques eólicos conectados.	105
Figura 56 – Caso I: Tomada e rejeição de carga com parques eólicos conectados a partir da SE João Câmara II.	105
Figura 57 – Caso I: Comportamento da tensão da UHE Luiz Gonzaga na tomada e rejeição de carga.	106
Figura 58 - Caso I: Comportamento da potência elétrica da UHE Luiz Gonzaga na tomada e rejeição de carga.	107
Figura 59 - Caso I: Comportamento da potência reativa da UHE Luiz Gonzaga na tomada e rejeição de carga.	108
Figura 60 - Caso I: Corrente de campo de 1 UG da UHE Luiz Gonzaga na tomada e rejeição de carga.	108

Figura 61 – Caso I: Tensão na UEE Modelo durante a tomada e rejeição de carga:	109
Figura 62 - Caso I: Tensão na UEE Santa Clara durante a tomada e rejeição de carga:	110
Figura 63 - Caso I: Tensão na UEE União dos Ventos durante a tomada e rejeição de carga:	110
Figura 64 – Caso I: Tomada de carga e rejeição de geração.	111
Figura 65 - Caso I: Comportamento da tensão da UHE Luiz Gonzaga na tomada de carga e rejeição de geração.	112
Figura 66 - Caso I: Comportamento da potência elétrica da UHE Luiz Gonzaga na tomada de carga e rejeição de geração.	113
Figura 67 - Caso I: Comportamento da potência reativa da UHE Luiz Gonzaga na tomada de carga e rejeição de geração.	113
Figura 68 - Caso I: Comportamento da tensão da UEE Modelo na tomada de carga e rejeição de geração.	114
Figura 69 - Caso I: Comportamento da tensão da UEE Santa Clara na tomada de carga e rejeição de geração.	115
Figura 70 - Caso I: Comportamento da tensão da UEE União dos Ventos na tomada de carga e rejeição de geração.	115
Figura 71 – Caso II: Tomada e rejeição de carga.	116
Figura 72 – Caso II: Comportamento da tensão da UHE Luiz Gonzaga na tomada e rejeição de carga.	117
Figura 73 – Caso II: Comportamento da potência ativa da UHE Luiz Gonzaga na tomada e rejeição de carga.	118
Figura 74 – Caso II: Comportamento da potência reativa da UHE Luiz Gonzaga na tomada e rejeição de carga.	118
Figura 75 – Caso II: Comportamento da tensão da UEE Renascença (conectada na SE João Câmara III) na tomada e rejeição de carga.	119
Figura 76 - Caso II: Comportamento da tensão da UEE Macacos (conectada na SE João Câmara III) na tomada e rejeição de carga.	119
Figura 77 - Caso II: Comportamento da tensão da UEE Santa Clara (conectada na SE João Câmara II) na tomada e rejeição de carga.	120
Figura 78 – Caso II: Tomada de carga e rejeição de geração.	121
Figura 79 - Caso II: Comportamento da tensão da UHE Luiz Gonzaga na tomada de carga e rejeição de geração.	122
Figura 80 - Caso II: Comportamento da potência ativa da UHE Luiz Gonzaga na tomada de carga e rejeição de geração.	123
Figura 81 - Caso II: Comportamento da potência reativa da UHE Luiz Gonzaga na tomada de carga e rejeição de geração.	123
Figura 82 - Caso II: Comportamento da tensão da UEE Asa Branca na tomada de carga e rejeição de geração.	124
Figura 83 - Caso II: Comportamento da tensão da UEE Baixa do Feijão na tomada de carga e rejeição de geração.	124
Figura 84 - Caso II: Comportamento da tensão da UEE União dos Ventos na tomada de carga e rejeição de geração.	125
Figura 85 – Caso III: Tomada e rejeição de carga.	126
Figura 86 - Caso III: Comportamento da tensão nas UHE Luiz Gonzaga e Xingó durante a tomada e rejeição de carga.	127
Figura 87 - Caso III: Comportamento da potência elétrica e mecânica em uma das UG da UHE Luiz Gonzaga durante a tomada e rejeição de carga.	128
Figura 88 - Caso III: Comportamento da potência elétrica e mecânica em uma das UG da UHE Xingó durante a tomada e rejeição de carga.	128
Figura 89 - Caso III: Comportamento das tensões terminais nos parques eólicos utilizados durante a tomada e rejeição de carga.	129
Figura 90 - Caso III: Comportamento das potências ativas fornecidas pelos parques eólicos utilizados durante a tomada e rejeição de carga.	129
Figura 91 – Caso III: Tomada de carga e rejeição de geração.	130

Figura 92 – Caso III: Comportamento da tensão nas UHE Luiz Gonzaga e Xingó durante a tomada de carga e rejeição de geração.	131
Figura 93 - Caso III: Comportamento da potência elétrica e mecânica em uma das UG da UHE Luiz Gonzaga durante a tomada de carga e rejeição de geração.	132
Figura 94 - Caso III: Comportamento da potência elétrica e mecânica em uma das UG da UHE Xingó durante a tomada de carga e rejeição de geração.	132
Figura 95 - Caso III: Comportamento das tensões terminais nos parques eólicos utilizados durante a tomada de carga e rejeição de geração.	133
Figura 96 - Caso III: Comportamento das potências ativas fornecidas pelos parques eólicos utilizados durante a tomada de carga e rejeição de geração.	133
Figura 97 - Requisitos de suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas nos terminais de conexão das centrais de geração eólica ou solar à rede elétrica.	135
Figura 98 – Caso III: Tomada de carga e rejeição de geração com os parques eólicos conectados do tipo DFIG.	137
Figura 99 - Caso III: Comportamento da tensão das usinas hidráulicas quando da tomada de carga e rejeição de geração com os parques eólicos conectados do tipo DFIG.	138
Figura 100 - Caso III: Comportamento das potências ativas fornecidas pelos parques eólicos do tipo DFIG utilizados quando da tomada de carga e rejeição de geração.	139
Figura 101 - Caso III: Tomada de carga e rejeição de geração com os parques eólicos conectados do tipo full converter.	140
Figura 102 - Caso III: Comportamento da tensão das usinas hidráulicas quando da tomada de carga e rejeição de geração com os parques eólicos conectados do tipo full converter.	141
Figura 103 - Caso III: Comportamento das potências ativas fornecidas pelos parques eólicos do tipo full converter utilizados quando da tomada de carga e rejeição de geração.	141
Figura 104 - Caso III: Tomada de carga e rejeição de geração com os parques eólicos conectados tendo inércia sintética.	142
Figura 105 - Caso III: Comportamento da tensão das usinas hidráulicas quando da tomada de carga e rejeição de geração com os parques eólicos conectados tendo inércia sintética.	143
Figura 106 - Caso III: P MEC e PELE de uma UG da UHE Luiz Gonzaga quando da tomada de carga e rejeição de geração com os parques eólicos conectados tendo inércia sintética.	144
Figura 107 - Caso III: P MEC e PELE de uma UG da UHE Xingó quando da tomada de carga e rejeição de geração com os parques eólicos conectados tendo inércia sintética.	144
Figura 108 - Caso III: Comportamento das tensões terminais dos parques eólicos com inércia sintética utilizados quando da tomada de carga e rejeição de geração.	145
Figura 109 - Caso III: Comportamento das potências ativas fornecidas pelos parques eólicos com inércia sintética utilizados quando da tomada de carga e rejeição de geração.	146
Figura 110 – Caso III sem o tronco de 500 kV: Comportamento da frequência.	147
Figura 111- Caso III sem o tronco de 500 kV: Comportamento da tensão nas barras analisadas.	148
Figura 112 - Caso III com o tronco de 500 kV: Comportamento da frequência.	149
Figura 113 - Caso III com o tronco de 500 kV: Comportamento da tensão nas barras analisadas.	149

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dados dos limites de tensão adotados em estudos de regime permanente de recomposição da região Nordeste, conforme solicitação da CHESF.	13
Tabela 2 - Parques eólicos conectados a partir da SE João Câmara II 230 kV.	29
Tabela 3 - Parques eólicos conectados a partir da SE João Câmara III 500 kV.	32
Tabela 4 – Caso I: Potências de curto-circuito obtidas utilizando o programa ANAFAS.	97
Tabela 5 – Caso II: Potências de curto-circuito obtidas utilizando o programa ANAFAS.	97
Tabela 6 – Caso III: Potências de curto-circuito obtidas utilizando o programa ANAFAS.	98
Tabela 7 – Quantidade de UG das UHE Luiz Gonzaga e Xingó utilizadas nos estudos para avaliação da inserção da geração eólica no processo de recomposição.	99
Tabela 8 - Características dos estudos realizados no Caso I.	100
Tabela 9 - Características do estudo realizado no Caso II.	100
Tabela 10 - Características do estudo realizado no Caso III.	101
Tabela 11 - Resultado compilado das análises de potência de curto-circuito e inércia equivalente das configurações propostas nos Casos I, II e III deste trabalho.	153

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANAFAS	Análise de Falhas Simultâneas
ANAREDE	Análise de Redes
ANATEM	Análise de Transitórios Eletromecânicos
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATP	<i>Alternative Transient Program</i>
ATR	Autotransformador
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CDU	Controle Definido pelo Usuário
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
DFIG	<i>Doubly-Fed Induction Generator</i>
DRILL	Treinamento de Simulação para Recomposição do Sistema
DTC	<i>Direct Torque Control</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
ICG	Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IO	Instrução de Operação
LEN	Leilão de Energia Nova
LER	Leilão de Energia de Reserva
LFA	Leilão de Fontes Alternativas
LT	Linha de Transmissão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PR	Procedimentos de Rede
PROINFA	Programa de Incentivo às Fonte Alternativa de Energia Elétrica
PSS	<i>Power System Stabilizer</i>
REIDI	Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
RMS	<i>Root Mean Square</i>
Sc _c	Potência de Curto-Circuito
SCR	<i>Short Circuit Ratio</i>
SE	Subestação
SIN	Sistema Interligado Nacional
TEM	Transitórios Eletromagnéticos
TR	Transformador
UEE	Usina de Energia Eólica

UG Unidade Geradora
VSC *Voltage Source Converter*

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO

A busca por fontes de energia renováveis e pela redução das emissões de carbono tem norteado as políticas energéticas da maioria dos países do mundo [1], incluindo o Brasil. Há constante procura por novas fontes de geração de energia, a exemplo da energia geotérmica e maré-motriz, assim como melhoria e expansão de fontes que tem se consolidado no setor, como a eólica e a fotovoltaica. A penetração de carros elétricos, assim como a mobilidade elétrica de maneira geral, com outros veículos, também tem sido bastante discutida e difundida. Dessa forma, percebe-se como estão sempre em voga e recorrentes todos os temas que giram em torno da melhoria dos serviços prestados e da maior eficiência das fontes energéticas.

Em se tratando do Brasil, o enfoque será nas fontes de geração de energia elétrica. A crescente integração de fontes renováveis como eólica e solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira e na Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN), conhecidas como *inverter-based technologies*, aliada a maior utilização de elos *High Voltage Direct Current* (HVDC) para transporte de grandes blocos de energia, culminou com a necessidade de alteração dos Procedimentos de Rede (PR) do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), no que diz respeito aos requisitos mínimos para utilização dessas tecnologias no sistema [1, 2]. Em virtude da tecnologia utilizada, há necessidade de averiguar como esses parques podem auxiliar no controle de tensão da rede interligada, na manutenção do perfil de frequência e no processo de recomposição do SIN, por exemplo, além de verificar o comportamento dessas fontes quando dos diversos eventos aos quais a rede elétrica está submetida.

O enfoque do trabalho reside na contribuição das fontes renováveis, principalmente a eólica, quando da recomposição do sistema após um blecaute parcial ou total. Poder-se-ia avaliar três pontos principais dessa tecnologia quando da conexão e resposta dinâmica dos aerogeradores: a capacidade da manutenção do perfil de tensão, a permanência no sistema mesmo quando há variações de tensão (dentro de faixas pré-definidas), situações de *fault ride through*, e a contribuição dinâmica para o sistema da conexão dessas

tecnologias à rede [3]. Um ponto fundamental para o restabelecimento do sistema após um blecaute é a reconexão das cargas da maneira mais rápida e segura possível, retornando às condições normais de operação. O custo da interrupção de energia pesa para o gerador e para o consumidor e, como nenhuma rede elétrica é imune a blecautes, por menor que sejam as chances da ocorrência de blecautes, o sistema deve estar preparado para o restabelecimento das cargas no menor tempo possível, possibilitando o retorno às condições normais de operação [4].

1.1.1 A Penetração de Novas Fontes na Matriz Brasileira e a Energia Eólica

A matriz eletroenergética brasileira é composta prioritariamente por fonte de geração hidrelétrica, seguida pela fonte térmica. A participação da geração elétrica pelo uso da água ainda é a mais significativa no país, contudo, o desenvolvimento da tecnologia de geradores eólicos e a maior competitividade dessa fonte permitiu uma penetração rápida e elevada desse tipo de geração na matriz brasileira nos últimos anos [5]. Em áreas como o submercado Nordeste do país, a geração eólica já é capaz de suprir a carga total da região, batendo recordes seguidos.

Essa penetração da fonte eólica no Brasil começou no início dos anos 2000, com a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) no ano de 2002. Por meio do PROINFA, foram definidos preços mais atrativos e diferenciados para contratação de energia eólica e para outras fontes de geração renováveis e alternativas, ou seja, foi fornecido um subsídio para incentivar a disseminação dessas tecnologias no país. Já no ano de 2007, 5 anos depois da implantação do PROINFA, começou-se a realizar leilões específicos para fontes alternativas de energia que destinavam parte do mercado para contratação destas, tais como o Leilão de Fontes Alternativas (LFA) e o Leilão de Energia de Reserva (LER). A partir de 2011, a energia eólica passou a ser negociada em Leilões de Energia Nova (LEN), competindo então com projetos de hidrelétricas e térmicas, motivada pela aproximação de seu preço da geração hidrelétrica [6].

Alguns fatores determinantes para a inserção e tomada de espaço da geração eólica na matriz eletroenergética brasileira consistem na desoneração de tributos federais sob a receita de projetos recentes, possível pela implantação do Regime Especial de Incentivos

para o Desenvolvimento da Infraestrutura (Reidi), pela redução do imposto sobre circulação de mercadorias e serviços (ICMS) sob produtos e equipamentos produzidos em território nacional, que ocorreu em alguns estados do Brasil; no subsídio na utilização das redes de transmissão e distribuição por meio de descontos aplicados na tarifa de uso; na possibilidade de enquadrar os projetos em um regime de tributação de lucro presumido, no lugar do de lucro real tipicamente aplicado em outros projetos; e nas condições diferenciadas, com relação ao credenciamento, para financiamento de projetos de energia eólica junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES). Além disso, vem havendo uma constante evolução na avaliação de projetos eólicos e nas condições dos empréstimos do BNDES para o investimento nesse setor, a exemplo do prazo de amortização, do prazo de carência e do sistema de amortização, possibilitando a adequação às características dos empreendimentos eólicos [6, 7].

Essa evolução em relação aos investimentos para essa fonte de energia elétrica aliada ao desenvolvimento das tecnologias para a fabricação das pás, geradores e para conexão dos parques à rede elétrica com a maior participação de diversos fabricantes e a produção nacional de componentes possibilitaram que a opção eólica se apresentasse como uma fonte de geração extremamente competitiva, além de limpa e renovável, quando comparada as outras tecnologias candidatas à expansão do setor de geração. Por isso, o plano indicativo decenal de expansão do setor elétrico brasileiro, PDE 2027, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), mantém a sinalização para um desenvolvimento contínuo e harmoniosos com o panorama industrial do Brasil dos aproveitamentos eólicos, conforme apresentado na Figura 1 [8].

A questão de fontes de geração de energia como a eólica e fotovoltaica, denominadas *inverter-based generation*, reside não apenas na variabilidade da geração, mas também na manutenção da inércia e do perfil de tensão quando ocorrem distúrbios na rede elétrica, permitindo que haja suporte para manter a estabilidade após o distúrbio e não ocasionar eventos com desligamentos em cascata. Dito isso, a ampliação maciça da participação de geração eólica e fotovoltaica na oferta de energia leva a desafios relacionados à expansão de potência complementar oriunda de outras fontes, térmica ou hidráulica, atuando como *backup* dessas fontes intermitentes, sendo necessária devido à limitação das primeiras no atendimento aos requisitos de potência fornecida e em virtude da variabilidade da

produção. Na Figura 2 pode-se ter uma ideia da capacidade instalada por fonte no SIN, verificada em maio de 2019 [9].

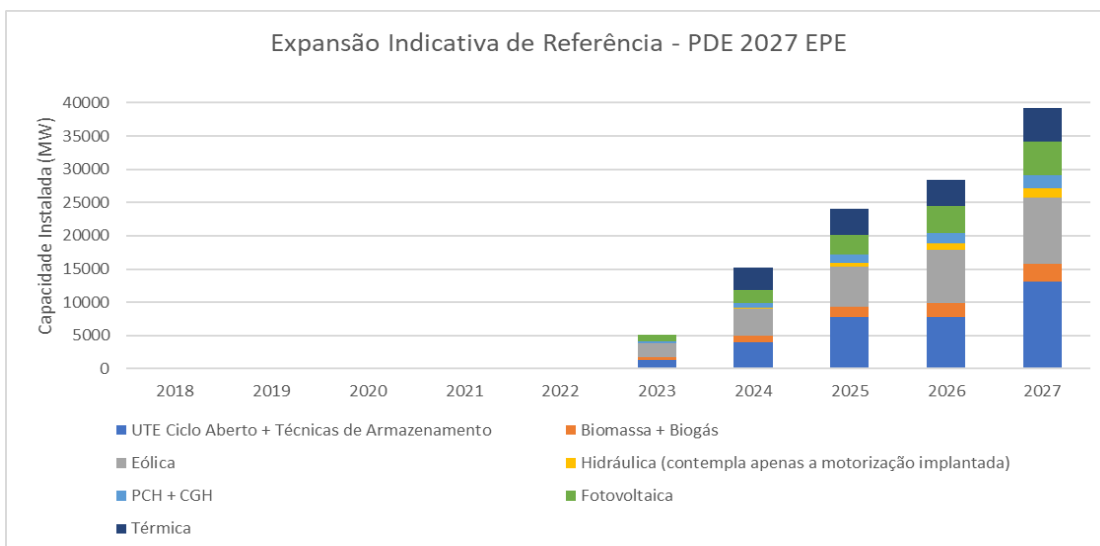


Figura 1 - Expansão Indicativa de Referência das fontes de geração de energia elétrica considerando horizonte decenal.

FONTE: PDE 2027 – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA.

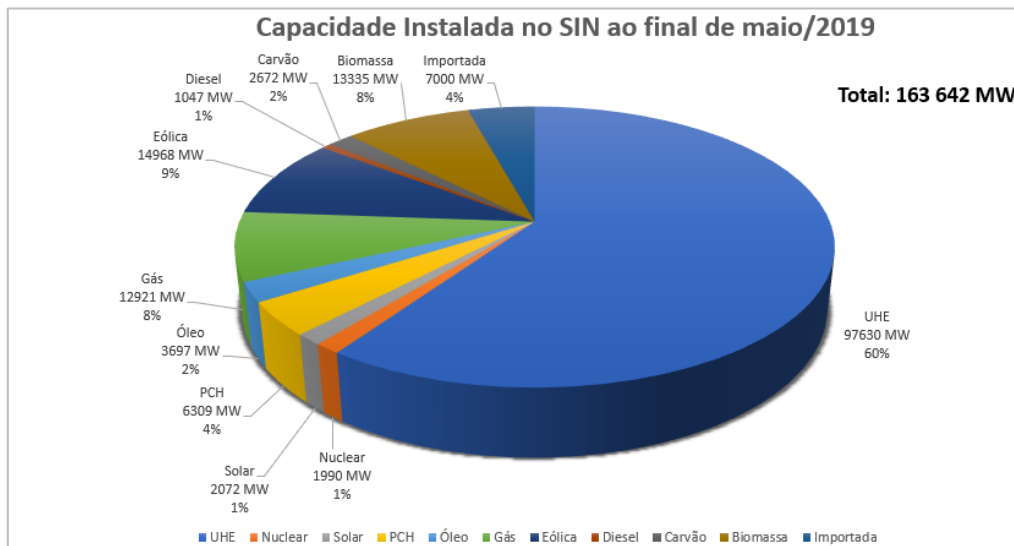


Figura 2 - Capacidade Instalada no SIN ao final de maio de 2019.

FONTE: PDE 2029 – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA.

Dando enfoque à geração eólica, foco deste trabalho, a tecnologia de conversores e conexão à rede dos parques eólicos têm permitido maior controle no fornecimento de potência reativa e ativa, além de incorporar a capacidade de *fault ride through*, ou seja,

continuar operando por curtos períodos em que haja o afundamento de tensão na rede, seja por um distúrbio ou pela entrada de um grande bloco de carga. Além disso, está sendo incorporada a inércia sintética, que permite que o comportamento dos aerogeradores seja composto de resposta inercial, possibilitando resposta dinâmica diante de distúrbios e permitindo o auxílio para a manutenção da estabilidade do sistema [10]

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável por coordenar, planejar a operação e operar as instalações de geração e transmissão de energia elétrica de todo o Sistema Interligado Nacional (SIN), atuando sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Considerando o seu papel no setor elétrico brasileiro, o ONS tem adotado medidas para adequar a operação à entrada dessas novas fontes de geração, as quais possuem menor controlabilidade e menor previsibilidade de geração, atualmente, também chamadas de não-despacháveis. Um exemplo da força tarefa do ONS é a elaboração de procedimento de rede que contemple os requisitos mínimos para a entrada de centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas na rede básica ou conectadas pelas instalações de transmissão de interesse exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG), a exemplo do Submódulo 3.6 [11]. Além disso, os requisitos de qualidade de energia elétrica e dos indicadores de medição de qualidade constantes no Submódulo 2.8 [12] também estão sendo utilizados para a entrada de novos empreendimentos de fontes de geração do tipo *inverter-based*.

Resumidamente pode-se ver a penetração de fontes de geração eólica e solar no Brasil crescendo cada vez mais, e com a perspectiva de maior penetração futura, conforme mostram os estudos prospectivos da EPE. Além disso, há também a movimentação de outras áreas do setor elétrico para possibilitar essas mudanças, como a parte de tecnologia e os estudos e avaliações de diversos operadores do mundo.

O Brasil possui a grande vantagem de ter um grande parque hidráulico, mas as inconstâncias hídricas recorrentes são um alerta para a mudança do enfoque nas fontes de geração de energia elétrica, de maneira que possibilite a participação aderente das novas fontes no suprimento de serviços ancilares e na manutenção da inércia da rede elétrica. Há uma necessidade de os geradores eólicos e/ou inversores serem capazes de participar do controle de tensão em redes fracas de forma eficiente, mesmo quando há pouca ou nenhuma produção de potência ativa. A rede deve estar preparada para lidar com uma

quantidade maior de perda de geração, por exemplo, quando o vento em uma determinada área reduz de forma muito rápida, tendo, portanto, reserva girante que possibilite assumir rapidamente essa geração variável.

Além dos requisitos de participação em controle de tensão, resposta a variações de tensão na rede (*fault ride through*) e auxílio da manutenção da inércia do sistema com sistemas de inércia sintética, por exemplo, os parques eólicos também precisam dos requisitos mínimos para participar do processo de recomposição do sistema elétrico brasileiro. A recomposição do sistema elétrico é necessária após desligamento de parte da rede elétrica ou após algum desligamento em cascata, tendo por objetivo o rápido e eficiente retorno das cargas, de maneira a maximizar a rapidez da tomada dos blocos de carga e o retorno à configuração de operação normal do sistema elétrico. No Brasil, a recomposição se inicia nos chamados corredores de recomposição: áreas geo-elétricas definidas previamente por meio de estudos e que possuem como fonte de *blackstart* uma usina hidrelétrica, hoje na maioria dos casos [3]. Com a penetração de eólicas cada vez maior no SIN, espera-se que esses parques eólicos possam ser utilizados para auxiliar no processo de recomposição e, futuramente, na falta de uma fonte hidrelétrica de *blackstart*, para a partida do restabelecimento das cargas aliada ao desenvolvimento das tecnologias das usinas eólicas, inclusive possibilitando um corredor de recomposição partindo de uma fonte eólica.

No Relatório Técnico ONS DGL REL 004/2018 intitulado “Análise da Perturbação do dia 21/03/2018 às 15h48min, envolvendo o Bipolo de Corrente Contínua Xingu/Estreito, com Consequências para os Estados do Sul, Sudeste, Centro Oeste, Norte e Nordeste” consta como recomendação para o ONS a avaliação da inclusão de eólicas no procedimento coordenado após o fechamento do paralelo entre duas áreas de recomposição fluente, com vista a agilizar o restabelecimento das demais cargas da região.

Esse cenário é o motivador deste trabalho: utilização de fontes de geração eólica para agilizar a tomada de carga durante a recomposição, partindo de um corredor que parte de uma fonte de geração hidrelétrica.

1.2 OBJETIVO DO TRABALHO

O objetivo deste trabalho é definir as condições mínimas para o sincronismo de parques de geração eólica no processo de recomposição do SIN, para diversas tecnologias de geradores instalados na região Nordeste e, dessa forma, tentar antecipar a entrada desses parques eólicos na fase coordenada de recomposição, com o intuito de agilizar o atendimento da recomposição plena das cargas da região Nordeste, quando de uma perturbação total ou parcial.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O Capítulo 1 deste trabalho aborda o contexto e o desenvolvimento da geração eólica no Brasil, permitindo o entendimento de como essa fonte de energia elétrica renovável, variável, a depender do vento, e não despachável teve uma penetração tão grande, principalmente no Nordeste do país. Apresenta-se a importância que esse tipo de geração ganhou na matriz eletroenergética brasileira, conquistando seu espaço na competitividade de projetos e o desenvolvimento da tecnologia dos aerogeradores em virtude das necessidades da rede elétrica.

O Capítulo 2 abordará os aspectos teóricos relativos aos estudos realizados no presente trabalho, tratando da recomposição do SIN e de como funciona o processo adotado pelo ONS para a definição de novos corredores de recomposição ou para novas alternativas em corredores já existentes. Além disso, será abordada a penetração de geração eólica no país, destacando os aspectos da operação atual dos parques eólicos existentes e externalizando suas peculiaridades.

O Capítulo 3 apresentará a metodologia utilizada para a elaboração das análises e o que foi avaliado em cada etapa da elaboração do corredor de recomposição proposto, ou seja, abordará a descrição do estudo em regime permanente no qual será analisado o perfil de tensão nas barras após a energização de cada novo trecho. Abordará também os estudos dinâmicos para tomada e rejeição de carga e para rejeição de geração, assim como para fechamento de paralelo e anel entre duas áreas de recomposição. Como complemento serão descritos as filosofias e os critérios para análise dos estudos eletromagnéticos de

energização de linhas de transmissão e transformadores necessários para a definição dos corredores de recomposição.

O Capítulo 4 abordará os resultados e análises do comportamento em regime e dinâmico dos casos estudados, levando em consideração a inércia e a potência de curto-circuito em cada uma das configurações mínima de rede de recomposição. Os resultados obtidos serão apresentados e discutidos considerando as premissas para a escolha dos três casos estudados, incluindo a evolução da topologia entre cada um deles.

O Capítulo 5 apresentará como conclusão a melhor configuração mínima de rede de recomposição, com base nos estudos de comportamento dinâmico, na potência de curto-circuito e na inércia de cada uma das três configurações analisadas. Nesse capítulo serão mencionadas propostas de avaliações futuras, bem como a elaboração de procedimentos operativos.

2 ASPECTOS TEÓRICOS

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O sistema elétrico brasileiro possui dimensões continentais. Além disso, como toda a rede elétrica, está sujeito às intempéries. A configuração da malha elétrica atualmente é projetada e operada para que o sistema suporte perturbações em situações do critério N - 1, ou seja, caso haja a contingência de um equipamento qualquer.

2.2 A FILOSOFIA DE RECOMPOSIÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

A energia elétrica é, atualmente, um bem fundamental para a sociedade. A maioria dos processos ou de atividades cotidianas utilizam a energia elétrica e, dessa forma, esse bem e como ele é gerado, transmitido e distribuído aos diversos consumidores é tão importante. A maior vantagem da energia elétrica em relação aos outros tipos de energia (rotacional, potencial, química, térmica, etc) é a sua facilidade de transporte. Ainda assim, em virtude das dimensões da malha elétrica, das distâncias entre a geração e os centros de carga, além das características inerentes do sistema elétrico, este possui riscos de distúrbios de diferentes níveis de severidade. A severidade é determinada pela capacidade do distúrbio de levar a consequências mais localizadas ou de levar a desdobramentos dessas consequências [3]. A sequência de vários distúrbios simples aliada à indisponibilidade programada de equipamentos leva à degradação da rede elétrica, com consequente redução da sua robustez, podendo implicar em possíveis blecautes [13]. O blecaute é definido por interrupção de cargas e pode ter efeitos mais generalizados ou mais restritos. Em qualquer um dos casos, contudo, há necessidade de recomposição das cargas, lembrando que a rapidez e a eficiência são características fundamentais para esse processo [14].

O sistema elétrico não é imune a falhas, ou seja, ao desligamento intempestivo de uma linha de transmissão ou de um gerador e os posteriores efeitos que essas ocorrências possam levar. Algumas dessas falhas não ocasionam efeitos no funcionamento geral da rede elétrica, já outras podem levar a desligamentos em cascata de equipamentos e interrupções de carga. Esses desdobramentos têm implicações sociais, políticas e

econômicas, uma vez que afetam o suprimento de energia aos consumidores. Dessa forma, há uma importância recorrente na necessidade de aumentar a rapidez na retomada de carga e no processo denominado recomposição do sistema.

O processo de recomposição é definido como a sequência de passos necessária para reenergizar trechos e áreas da rede elétrica, de forma a restabelecer as cargas, atentando para os níveis de tensão e para a manutenção da frequência da rede, de forma rápida e eficiente.

O principal objetivo é recompor toda a rede elétrica de tensão igual ou superior a 230 kV, pertencente ao SIN, entre 2 e 3 horas. O tempo de recomposição das cargas depende fundamentalmente do *blackstart* das usinas de autorrestabelecimento dos corredores de recomposição fluente, e considera-se que essa fase tenha atingido o seu final quando o percentual de carga recomposta para este corredor seja de 85% (na região Nordeste este percentual foi considerado de 80%). A recomposição do sistema é realizada em duas fases conhecidas: a recomposição fluente e a recomposição coordenada [4].

2.2.1 A Recomposição Fluente

Nessa etapa da recomposição, procedimentos pré-estabelecidos em instruções de operação elaborados com a participação do ONS e dos agentes pautam as ações tomadas pelos operadores das instalações ou Centros de Operação dos agentes envolvidos. Essa etapa, como o próprio nome sugere, permite a fluência da recomposição por meio de restabelecimento da tensão em diversos corredores de forma simultânea e o restabelecimento de cargas de centros importantes, possibilitando a independência e a maior agilidade dos processos e minimizando a necessidade de coordenação e de comunicação dos Centros de Operação dos agentes com os Centros de Operação Regionais do ONS. O princípio primordial dessa etapa é a recomposição de áreas ge-elétricas previamente definidas, feita utilizando os procedimentos operacionais e compatibilizando a carga e a geração disponível por meio de uma configuração mínima da rede, visando evitar desvios de tensão e frequência e atuações indevidas das proteções. Essa configuração mínima da rede é conhecida como o corredor de recomposição, contendo uma ou mais usinas de autorrestabelecimento e possibilitando a recomposição das cargas consideradas prioritárias rapidamente e de maneira segura. Cabe ressaltar que

nessa fase o sistema está radial e eletricamente fraco ainda, sujeito às intempéries de eventos na rede elétrica [3, 15, 16].

2.2.2 A Recomposição Coordenada

A fase de recomposição coordenada consiste na atuação dos operadores dos Centros de Operação Nacional e Regionais do ONS em conjunto com os Centros de Operação dos agentes, pautando as ações que devem ser tomadas em procedimentos e estudos pré-estabelecidos e implantados, repassando os comandos aos Centros de Operações dos agentes envolvidos. A etapa coordenada só pode ser iniciada quando do término da etapa fluente e após a verificação da estabilidade de tensão e de frequência das áreas geo-elétricas formadas. Nessa etapa fica clara a importância dos treinamentos existentes nos Centros de Operação do ONS, chamados de DRILL e que tem por finalidade treinar os operadores das salas de operação para diversos eventos que possam ocorrer durante o processo de restabelecimento do sistema. Nessa etapa da recomposição há uma tomada gradativa de carga respeitando a disponibilidade de geração e da transmissão, sendo necessário o controle adequado da tensão, da frequência do sistema e do carregamento dos componentes da rede. A fase coordenada é iniciada após a comunicação dos Centros de Operação dos agentes de que houve a conclusão das fases fluentes de suas áreas. Nessa etapa há a execução de ações de grande importância e singulares no processo de recomposição, como a energização de circuitos paralelos dos corredores e a interligação de áreas geo-elétricas por meio de fechamento de paralelos ou anéis entre as ilhas recompostas, sempre tendo a preocupação da manutenção e verificação da estabilidade, tanto de tensão como dinâmica, e do perfil de frequência das áreas, como do ângulo de fechamento dos paralelos [4, 17, 18].

2.3 ESTUDOS ELÉTRICOS REALIZADOS PARA DEFINIÇÃO DE CORREDORES DE RECOMPOSIÇÃO DO SIN E PROGRAMAS UTILIZADOS

Os planos de recomposição do sistema devem ser detalhados e precisos, contendo os corredores já pré-definidos, ressaltando a importância de haver uma metodologia preferencial e, sempre que possível, alternativas para indisponibilidade de equipamentos, para a recomposição das áreas geo-elétricas existentes. Deve-se avaliar, portanto, diversas possibilidades de configuração para definição do corredor de recomposição, sendo

necessários estudos de regime permanente, estudos de transitórios eletromecânicos e de transitórios eletromagnéticos [19].

2.3.1 Estudos de Regime Permanente

Os estudos de regime permanente são realizados atualmente utilizando o programa ANAREDE, do CEPTEL [20], no qual foram desenvolvidas facilidades para a realização dos estudos de recomposição do sistema [21]. Os estudos de fluxo de potência visam analisar as condições do sistema nas diversas etapas do processo de recomposição garantindo a utilização dos equipamentos dentro dos seus limites operativos, pautando a decisão de dar continuidade aos estudos de recomposição para um determinado corredor [14, 15, 17].

Esses estudos são realizados para a avaliação do perfil de tensão da configuração mínima da rede a formar o corredor. Em se tratando dessa análise, deve-se avaliar a margem para tomada de carga, definida como a diferença entre o ponto de máxima carga (potência ativa máxima) e a carga associada ao ponto de operação avaliado. A quantidade de unidades geradoras (UG) necessárias para a configuração mínima é definida utilizando a curva de capacidade de cada unidade de cada usina hidráulica. Além de avaliar o perfil de tensão, os estudos de regime permanente são realizados para verificar os carregamentos em equipamentos, como linhas de transmissão e transformadores.

Ainda em regime permanente, há a necessidade dos estudos de fornecimento de potência reativa na configuração mínima da rede, avaliando a capacidade das unidades geradoras do sistema em condições pré-manobras e pós-manobras. Essa avaliação é feita pela análise da curva QV (potência reativa x tensão), a qual fornece a margem de carga disponível, medindo a capacidade de cada barra do sistema em prover potência reativa. Inicialmente, a única fonte de potência reativa são as fontes geradoras do corredor, posteriormente culminando com a necessidade de conexão de reatores para controle do perfil de tensão nas barras conectadas.

Os estudos de fluxo de potência consistem no passo inicial para a avaliação de um corredor de recomposição e são neles que há a determinação da disponibilidade de geração, sendo essa calculada como $P_{disp} = 0,8 * P_{nom} * (n-1)$, supondo a

indisponibilidade de 1 máquina, ou seja, (n-1) máquinas. A quantidade mínima de unidades geradoras necessárias é definida de acordo com a necessidade de suprimento de potência reativa, em virtude da energização do corredor em vazio-[4, 15, 17].

Nos estudos de recomposição, as cargas devem obedecer aos modelos definidos em critérios de estudos, sendo estes apresentados no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS. Normalmente, em se tratando dos estudos de recomposição, a faixa de fator de potência utilizada para as cargas restabelecidas a partir dos corredores varia entre 0,85 e 0,95, a depender da existência ou não de compensação local por meio de banco de capacitores [16].

As tensões aceitáveis a serem atingidas em estudos de recomposição, tanto para a fase fluente como para a fase coordenada, devem respeitar as restrições dos equipamentos fornecidas pelos agentes. Quando não há essas informações, deve-se utilizar a tabela que define nível de tensão e faixas aceitáveis constante do Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS [19]. No caso dos estudos das áreas de recomposição do Nordeste, mais especificamente das Áreas Luiz Gonzaga e Xingó, os limites de tensão adotados, a depender da faixa de tensão, são os apresentados na Tabela 1 [23].

Tabela 1 - Dados dos limites de tensão adotados em estudos de regime permanente de recomposição da região Nordeste, conforme solicitação da CHESF.

Tensão	Fase Fluente (%)		Fase Coordenada (%)	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
138 kV	90	105	90	105
230 kV	90	105	90	105
345 kV ¹	90	110	90	110
440 kV ²	90	110	90	110
500 kV	90	110	90	110
525 kV	90	105	90	105
765 kV	90	104,5	90	104,5

¹ No 345 kV, Furnas só aceita até 105% de variação máxima na tensão, tanto na fase fluente, como na coordenada.

² No 440 kV, a ISA-CTEEP só aceita até 105% de variação máxima na tensão na fase coordenada.

FONTE: REL DPL 289/2019.

2.3.2 Estudos de Transitórios Eletromecânicos

Os estudos de transitórios eletromecânicos são realizados nas configurações de rede candidatas a corredores de recomposição, após a passagem prévia dessas opções pelos estudos de regime permanente. Essas análises são feitas utilizando o programa ANATEM, do CEPTEL [24], e permitem a utilização de modelos padrões de geradores e controles ou a definição desses pelo usuário, por meio dos controladores definidos pelo usuário (CDU).

Em estudos de operação normal da rede elétrica, quando há avaliação da estabilidade dinâmica, normalmente é para se verificar a manutenção ou perda de estabilidade após situações de curto-circuito. Em estudos de recomposição normalmente não se considera as ocorrências de curto-circuito, sendo mais realista as considerações de tomada de carga, de rejeição de carga, de rejeição de geração e de desligamentos de linhas de transmissão para se avaliar a estabilidade dinâmica das configurações mínimas de rede para a composição dos corredores, avaliando a frequência, as tensões dinâmicas e a autoexcitação para definir a configuração mínima de unidades geradoras [15, 19].

Os estudos de rejeição de carga (*load shedding simulation*) são considerados eventos severos e prováveis de ocorrerem em etapas de recomposição do sistema. A partir deles, avalia-se o montante de carga a ser tomado, em patamares, que possibilita um comportamento dinamicamente mais suave. No momento da rejeição de carga, há uma redução abrupta do consumo total de potência e até que o controle das máquinas atue, há mais potência mecânica sendo injetada do que potência elétrica sendo entregue à rede, causando um desbalanço de potência e resultando em uma potência acelerante ($P_{ac} = P_m - P_e$) [13, 16]. Ainda, após uma ocorrência de rejeição de carga, pode haver uma tendência de elevação descontrolada da tensão terminal das máquinas síncronas em função de seus parâmetros elétricos e dos reguladores de velocidade e tensão. Essa tendência pode levar a eventos de autoexcitação das máquinas, os quais também podem ocorrer a depender da configuração e características da rede e dos montantes de rejeição de carga aos quais as máquinas podem estar sujeitas.

Os estudos de transitórios eletromecânicos, portanto, são necessários para validarem se as manobras simuladas nos estudos de fluxo de potência não levam a nenhuma

instabilidade dinâmica, visando a análise do comportamento do sistema em relação a oscilações de frequência e de tensão durante manobras de energização de linhas de transmissão, transformadores e reatores *shunt*, e em casos de tomada e rejeição de carga, sendo os dois últimos utilizados para controle do perfil de tensão da rede que está sendo recomposta. Nessa etapa avalia-se o comportamento dos reguladores de tensão e de velocidade das unidades geradoras das usinas e, quando do fechamento de anéis e de paralelos, há a avaliação dos esforços torcionais nas máquinas e da suportabilidade de sobretensões dinâmicas do sistema [14, 17].

No caso dos estudos de estabilidade eletromecânica para avaliação de corredores de recomposição, as sobretensões decorrentes de eventos de rejeição de carga são limitadas a valores máximos definidos no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS, assim como há níveis aceitáveis para as oscilações de frequência [19], conforme Figura 3 e Figura 4. Deve-se lembrar que os agentes geradores envolvidos podem dar informações que permitam ampliar ou reduzir esses limites máximo e mínimo de frequência pré-definidos para as unidades geradoras. Dito isso, os valores de sobretensão oriundos de uma rejeição de carga levam à limitação do montante máximo de tomada de carga, para evitar nova sequência de desligamentos em uma rede ainda fraca (baixo nível de curto-circuito) após uma rejeição de carga.

USINA	FREQUÊNCIA (Hz)			
	FASE FLUENTE		FASE COORDENADA	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Hidroelétrica	56	66	57	63
Termoelétrica	Não se aplica			

Figura 3 – Valores limite de frequência aceitáveis para oscilações em estudos dinâmicos para recomposição.

FONTE: Submódulo 23.3, tabela 8 do item 12.3, dos Procedimentos de Rede do ONS.

Tensão nominal de operação	TENSÃO DINÂMICA			
	Mínimo		Máximo	
(kV)	(kV)	(pu)	(kV)	(pu)
< 138	—	0,85	—	1,25
138	117	0,85	173	1,25
230	195	0,85	288	1,25
345	293	0,85	430	1,25
440	374	0,85	550	1,25
500	450	0,90	655	1,30
525	450	0,85	655	1,25
765	650	0,85	956	1,25

ou 5% abaixo do ajuste da proteção de sobretensão temporizada

Figura 4 - Valores limite aceitáveis para oscilações de tensão em estudos dinâmicos para recomposição.

FONTE: Submódulo 23.3, tabela 9 do item 12.3, dos Procedimentos de Rede do ONS.

O intervalo de tempo entre as tomadas de carga também é parâmetro relevante nos estudos de recomposição, principalmente na fase fluente. Outro ponto importante é a estabilização da tensão e da frequência, que é possível graças aos reguladores de tensão e velocidade das unidades geradoras da usina de autorrestabelecimento da área geo-elétrica em estudo.

A depender da configuração do sistema em recomposição, pode haver necessidade de definir valores limites de fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão quando a rede ainda está reduzida, em função das condições do próprio processo de recomposição. A utilização de valores limites para os fluxos é importante para evitar situações de tomada de carga que possam levar a situações de colapso de tensão no sistema. Dessa forma, também faz parte do estudo em regime e do estudo dinâmico nos estudos de recomposição a determinação de valores máximos de carga e conseqüente fluxo nas linhas que não devem ser ultrapassados quando são definidos procedimentos alternativos de recomposição.

2.3.3 Estudos de Transitórios Eletromagnéticos

A energização de equipamentos elétricos tais como linhas de transmissão, banco de reatores e capacitores geram oscilações de tensão bruscas, além de efeitos de ressonância na rede oriundos da energização de transformadores, eventos que devem ser avaliados quando há o estudo de energização desses equipamentos. Além dessas situações que

geram transitórios, há os oriundos de distúrbios elétricos como descargas atmosféricas, levando a variações bruscas de tensão e frequência, situações de rejeição de carga ou de geração, entre outras [4, 15].

Nos estudos de recomposição, utiliza-se o programa ATP para a avaliação dos transitórios eletromagnéticos e os principais pontos a serem analisados são os relacionados à energização de equipamentos (por exemplo, a avaliação do efeito capacitivo de uma LT energizada a vazio), aos efeitos eletromagnéticos de rejeição de carga e de fechamento de anéis ou paralelos. Os estudos de transitórios eletromagnéticos são realizados para definir os valores máximos de tensão em cada equipamento, de maneira a não sensibilizar proteções de sobretensão e de não violar os limites nominais dos equipamentos. O impacto de fechamento de um anel reside na diferença do ângulo de tensão de fechamento entre os dois pontos a serem conectados. Quando esse fechamento é feito em casos com uma grande diferença no referido ângulo, pode haver impacto em chaves, redução dos ciclos de vida das carcaças dos geradores e até mesmo levar à instabilidade dinâmica do sistema, devido a acelerações dinâmicas que podem ocorrer [15, 16, 25].

Há também a necessidade de avaliar a rejeição de carga do ponto de vista de transitórios eletromagnéticos, em virtude de a atuação incorreta de proteções de sobretensão causar novos desligamentos que atrasam o processo de recomposição e da necessidade de avaliar os valores de tensão capazes de sensibilizar os para-raios. A atuação incorreta dos para-raios pode causar a danificação do equipamento e até levar à indisponibilidade do equipamento que ele protege, tornando o processo de recomposição ainda mais crítico [4, 15, 25].

Como os estudos de transitórios eletromagnéticos exigem a avaliação em horizonte temporal bem inferior ao necessário em estudos de transitórios eletromecânicos, caracterizando eventos bem mais rápidos, deve-se lembrar da necessidade de compatibilização das bases e modelos utilizados para os sistemas analisados e modelados nos diferentes programas, lembrando da necessidade de verificação da funcionalidade e adequabilidade dos equivalentes utilizados, de forma a compatibilizar as respostas verificadas aos diversos fenômenos analisados [4, 15].

2.4 INTRODUÇÃO SOBRE AEROGERADORES E MODELOS DE MÁQUINAS

Um dos maiores problemas da energia elétrica, hoje, consiste na dificuldade do seu armazenamento. Há frentes de pesquisa e trabalhos para inserir sistemas de armazenamento de energia utilizando diversas tecnologias, contudo a eficiência e o custo ainda não as tornam suficientemente concorrentes com outras medidas implantadas no sistema elétrico. Dito isso, tem-se que a geração de energia deve ser sempre balanceada com a necessidade requerida pela carga, ou seja, deve haver um balanço constante entre carga-geração. Esse balanço constante é necessário para manutenção do perfil de frequência da rede elétrica. Em um sistema de energia elétrica, há constante necessidade de manter o perfil de tensão em determinados limites, assim como o perfil de frequência [26]. Essas duas grandezas são constantemente monitoradas no SIN pelo ONS [27].

2.4.1 As Máquinas Elétricas

Na natureza, a energia não se cria e nem se perde, ela apenas se transforma de uma forma para outra. Dessa maneira, quando se está produzindo energia elétrica, na verdade, se está convertendo outros tipos de energia em energia elétrica. Fontes como hidrelétricas, térmicas e eólicas utilizam a energia potencial de uma queda d'água que é convertida em energia cinética, a energia cinética de massas de ar aquecidas, gases ou vapores d'água, associada à queima de combustível e a energia cinética promovida pela passagem dos ventos, respectivamente, para gerar energia elétrica. Dessa forma, percebe-se que há sempre a energia mecânica presente nesses processos e, dito isso, lembra-se das máquinas elétricas [28].

As máquinas elétricas convertem algum tipo de energia em energia elétrica e podem ser classificadas como estáticas ou rotativas. No grupo das máquinas estáticas encontra-se o transformador, o qual converte energia elétrica em energia magnética e, novamente em energia elétrica, não possuindo partes móveis. Já no grupo das máquinas rotativas, que são o enfoque deste trabalho, são encontrados os motores e os geradores, os quais possuem partes girantes em relação a partes que se encontram em repouso. Os motores convertem energia elétrica em energia cinética, já os geradores são responsáveis por converterem energia cinética em energia elétrica. Afunilando mais ainda o escopo, dentro

dos geradores elétricos existem dois tipos principais, os quais se diferenciam principalmente pelo tipo de comportamento: síncronos e assíncronos. Os geradores de indução são classificados como geradores assíncronos [28].

Nos geradores síncronos, a frequência da corrente elétrica gerada relaciona-se diretamente com sua frequência de rotação. Dessa forma, diz-se que o gerador está sincronizado. A grande vantagem desses geradores é que a frequência da corrente gerada, corrente alternada, se mantém fixa independentemente do montante de carga alimentado [29]. Além disso, os geradores síncronos são considerados mais eficientes do que os geradores assíncronos quando utilizados em larga escala, justificando sua preferência em usinas hidrelétricas. Quando há a conexão de um gerador síncrono a uma rede elétrica onde há outros geradores interligados, o controle da potência reativa se dará pela excitação de campo, podendo esta, eventualmente, também controlar a tensão terminal da máquina e a tensão local. Duas desvantagens dos geradores síncronos são a maior necessidade de manutenção, por serem de construção mais complexa do que os geradores assíncronos, com mais contatos mecânicos, e a necessidade de corrente contínua para alimentar o enrolamento de campo, no rotor [29].

Os geradores assíncronos possuem esse nome pois, para que haja a conversão da energia mecânica em elétrica, o rotor deve girar acima da frequência de sincronismo, o que é considerada uma desvantagem do uso desse tipo de gerador. Essa operação é diferente de quando essa máquina elétrica está operando como motor, caso em que o rotor deve girar abaixo da frequência de sincronismo. Essas duas situações mostram que há sempre o chamado escorregamento [30]. Uma das desvantagens do gerador de indução reside na sua operação, a qual requer a autoexcitação, o que torna necessário a conexão de um capacitor aos seus terminais. Outra desvantagem é que o gerador assíncrono para de gerar energia imediatamente uma vez que a carga alimentada por ele exceda a sua capacidade [30].

As principais vantagens do gerador assíncrono quando comparado ao gerador síncrono são a simplicidade da sua construção e a sua robustez. Como não há contatos mecânicos no rotor, o gerador de indução requer menor quantidade de manutenções e sofre menor desgaste [29]. A independência da frequência de sincronismo da rede com a velocidade do rotor torna esse gerador muito comum em plantas eólicas [31].

2.4.2 A Importância dos Modelos de Aero geradores

A avaliação do comportamento e da contribuição dos parques eólicos ao realizar estudos elétricos depende, além das características físicas do aerogerador, do funcionamento das tecnologias, das lógicas de controle dos mesmos e do tipo de conexão que esses geradores têm com a rede elétrica. Como já exposto neste trabalho, a integração das usinas eólicas ao SIN já faz parte da realidade de operação do ONS, tendo apresentado crescente e constante aumento na participação do abastecimento da carga principal da região Nordeste. Dessa forma, além da importância de estudos para avaliar o comportamento dessa fonte durante perturbações, deve-se também verificar a sua possibilidade de controle de tensão e de frequência e sua contribuição quando de situações de recomposição do sistema em virtude das características específicas dessa nova tecnologia. Muito embora não faça parte do escopo deste trabalho, essa avaliação e preocupação também deve ser levantada para parques fotovoltaicos, os quais também apresentam características particulares. Toda essa preocupação também é relevante em se tratando da necessidade de avaliação de todos esses eventos para assim determinar as alterações de requisitos mínimos constante dos Procedimentos de Rede do ONS para a fonte de geração eólica [11].

A elaboração de todos esses estudos elétricos que precisam ser realizados e analisados culmina com a necessidade da correta modelagem dos aerogeradores e de seus controles, ressaltando a importância de que esses retratem a maior proximidade com a realidade possível, tanto do comportamento para os diversos estudos como do tipo e ponto de conexão na rede elétrica.

Durante o comissionamento, realizam-se testes reais nos modos de controle de potência reativa dos aerogeradores, quais sejam: controle de tensão, controle de fator de potência e controle de potência reativa, devendo ser adotado como condição normal de operação o controle da tensão, por exemplo, sendo a tensão nos barramentos de 34,5 kV da SE União dos Ventos a referência do controle. Após este comissionamento, o agente deve fornecer ao ONS, em até 30 dias após o término dos testes destes aerogeradores, o relatório de comissionamento, incluindo a confirmação dos modelos e parâmetros ajustados, as faixas operativas e os resultados dos testes de desempenho. Estes modelos e parâmetros ajustados e as faixas operativas são os que estão no formato em CDU do

ANATEM. Em seguida, abordar-se-á a classificação das usinas eólicas de acordo com alguns parâmetros [31].

2.4.3 Formas de Conexão dos Aero geradores à Rede Elétrica

O gerador eólico pode ser conectado à rede elétrica de duas maneiras: por meio de conexão direta ou por meio de conversores eletrônicos [31].

2.4.3.1 Conexão Direta

Essa conexão é rígida à rede elétrica, possibilitando apenas pequenas variações na velocidade de rotação do eixo mecânico do gerador, e assim, essas variações de velocidade do vento são transmitidas à rede elétrica. Essa configuração é realizada com o uso de geradores assíncronos, um multiplicador de velocidade e bancos de capacitores que são capazes de fornecer a excitação da máquina de indução, conforme Figura 5 [32, 33].

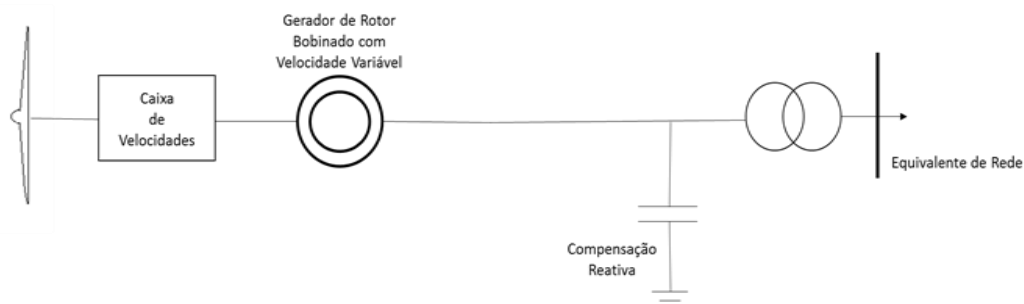


Figura 5 - Modelo de Gerador de Velocidade Fixa com conexão direta à rede elétrica.

2.4.3.2 Conexão por meio de Conversores de Potência

Esse tipo de conexão possibilita uma grande variação da velocidade de rotação do eixo do gerador (rotor), além de possibilitar regulação do fator de potência pelo controle da potência ativa injetada na rede. Na conexão com conversores eletrônicos, Figura 6, pode-se utilizar tanto geradores síncronos como assíncronos, em virtude do desacoplamento elétrico decorrente da conversão CC-CA. Além disso, essa conexão permite maior flexibilidade no conjunto mecânico do gerador, permitindo a absorção dos picos de potência e das variações mecânicas bruscas, possibilitando a excursão na curva de operação do gerador por meio de acelerações ou desacelerações do conjunto rotor/estator

e assim não há transferência dessas flutuações à rede elétrica. Em virtude da conversão CC-CA há, contudo, a inserção de componentes harmônicas na rede elétrica, as quais precisam ser tratadas. Em virtude dessa maior flexibilidade, esse tipo de conexão é o mais adotado nos parques eólicos do sistema brasileiro [32, 33].

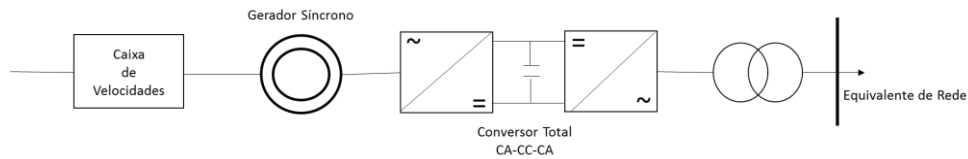


Figura 6 - Modelo de Gerador com conexão à rede elétrica por meio de conversores de potência.

2.4.4 Tecnologia do Gerador

Em se tratando da tecnologia do gerador, atualmente, os eólicos podem ser classificados em 4 grupos: indução gaiola de esquilo, indução de rotor bobinado e com resistência de rotor variável, indução duplamente alimentado (DFIG) e síncrono com velocidade variável conectado por meio de conversores de potência (*full converter*) [32, 33, 34, 35, 36].

2.4.4.1 Gerador de indução do tipo gaiola de esquilo

A configuração do gerador de indução do tipo gaiola de esquilo apresenta algumas vantagens, como a possibilidade de conexão direta à rede elétrica de alimentação, o seu baixo custo e a facilidade de manutenção do equipamento. A grande desvantagem em sua utilização nos sistemas eólicos é a falta de possibilidade de regulação de tensão e frequência, além de ter sua operação possível apenas na velocidade fixada pela frequência da rede elétrica. Uma das maneiras de contornar essa falta de flexibilidade é a utilização de conversores CA-CA (conversor *back-to-back*), possibilitando o controle de potência do gerador e sua operação em velocidade variável. A necessidade de aplicação de técnicas de controle e de processamento da potência total do gerador por parte do conversor encarecem o custo do sistema de geração descrito. Esse tipo de gerador, apresentado na Figura 7, é comumente utilizado em parques eólicos de potência mais baixa e para situações de geração descentralizada e mais próxima de centros de carga, o que também apresenta vantagens em relação à redução das perdas da transmissão, possibilitando também maior confiabilidade à região [32, 34, 36].

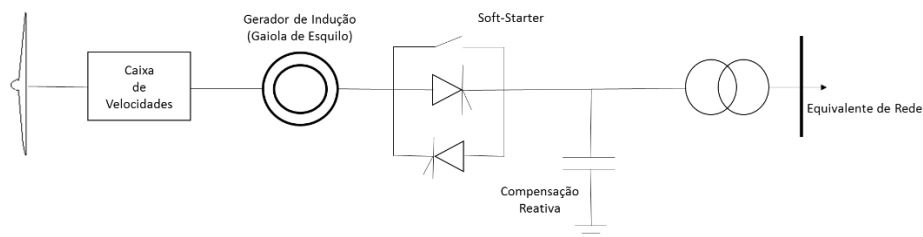


Figura 7 - Gerador de Indução do Tipo Gaiola de Esquilo (Velocidade Fixa).

2.4.4.2 Gerador de indução do tipo rotor bobinado e resistência de rotor variável

A configuração do gerador de indução de rotor bobinado com a resistência de rotor variável permite a operação da turbina eólica com velocidade variável, utilizando um controle de passo (*pitch*) que pode ser realizado opticamente. Apesar da atuação em velocidade variável, essa deve estar limitada e entre faixas previamente estabelecidas. Nessa configuração, Figura 8, o enrolamento do rotor é conectado em série com uma resistência externa, a qual pode ser controlada opticamente, por exemplo, eliminando assim a necessidade de anéis de escorregamento. A possibilidade de variação da resistência do rotor permite o controle da potência de saída do sistema e o escorregamento, sendo a faixa de controle dinâmico das velocidades normalmente 0 – 10% superior à velocidade síncrona do rotor. Uma conexão mais suave com a rede pode ser feita por meio de *soft-starter*, contudo há também necessidade de compensação da potência reativa [32, 34, 36].

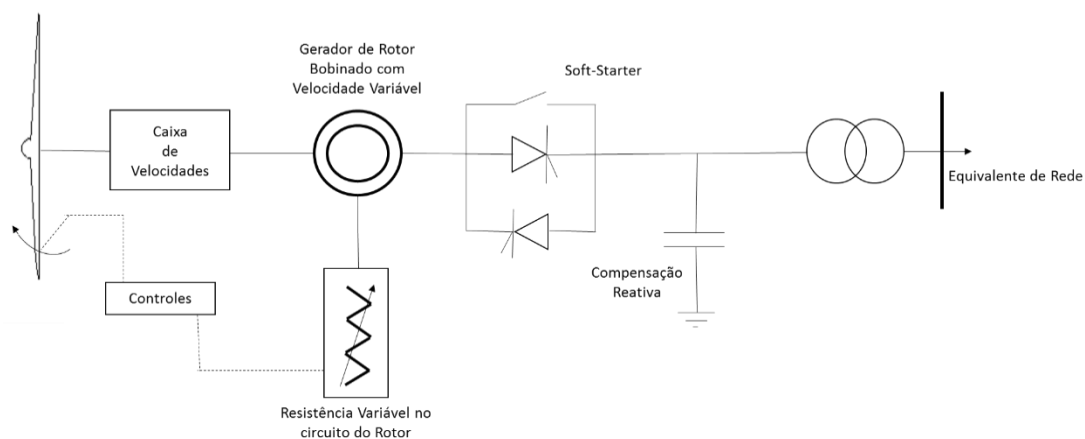


Figura 8 - Gerador de Indução do Tipo Rotor Bobinado e resistência de rotor variável.

2.4.4.3 Gerador de indução duplamente alimentado (DFIG)

Esse modelo de gerador já está consolidado dentre os vários tipos de geradores utilizados em sistemas de geração eólica de média e alta potência. O modelo DFIG utiliza escovas, contudo, apesar disso apresenta um conversor de tamanho reduzido conectado ao circuito do rotor, possibilitando a operação em velocidade variável. Em virtude da utilização de eletrônica de potência, há necessidade de técnicas de controle para sincronismo com a rede e, para adequação de sua operação em várias faixas de velocidade, possibilitando o maior aproveitamento e a máxima geração de potência, como o controle vetorial ou o controle direto de torque (DTC). A tecnologia DFIG é a mais comum em parques eólicos de alta potência instalada.

Na configuração DFIG, Figura 9, o eixo do rotor é acoplado à turbina por meio de um multiplicador de velocidade (*gearbox*), o qual realiza a amplificação da velocidade da turbina (para casos de baixa velocidade) de maneira a atingir a maior velocidade de operação. O circuito do rotor é conectado à rede elétrica por meio de conversor bidirecional em potência, acoplado por barramento CC, e o circuito do estator é conectado diretamente à rede elétrica, possuindo frequência e tensão fixas. A velocidade de operação do gerador determina o sentido do fluxo de potência no circuito do rotor, ou seja, em velocidades inferiores a velocidade síncrona, ele consome potência, e em velocidades superiores à síncrona, o circuito do rotor fornece potência à rede elétrica que o alimenta. Um dos conversores é conectado no lado do rotor e outro no lado da rede, sendo o primeiro responsável pelo controle da potência ativa e reativa no estator, realizado por meio do circuito do rotor, e o segundo tem a função de manter a tensão CC constante entre os conversores, independente do sentido do fluxo de potência no circuito do rotor [33, 34, 36].

A vantagem do DFIG quando comparado a outros motores de indução é a possibilidade de compensação de potência reativa e a possibilidade de conexão suave à rede elétrica. A desvantagem reside na maior necessidade de manutenção no conjunto de engrenagens, devido ao maior esforço rotacional requerido do rotor, e na capacidade reduzida dessa configuração de suportar distúrbios provenientes da rede elétrica, se comparado ao modelo *full converter* [33, 34, 36].

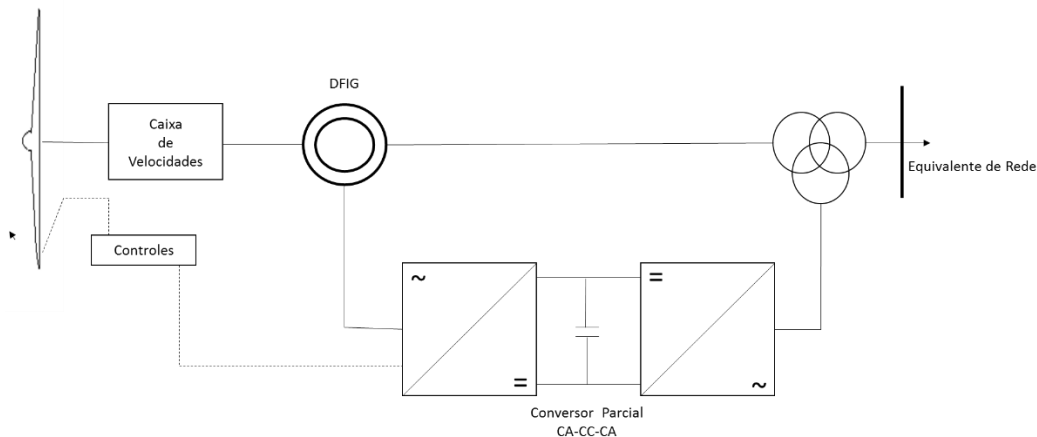


Figura 9 - Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG).

2.4.4.4 Gerador síncrono com velocidade variável e conectado por conversores de potência (*full converter*)

A configuração com velocidade variável permite flexibilidade na utilização da turbina eólica e possui controle de passo, sendo a conexão do gerador feita por meio de um conversor de potência que realiza a compensação da potência reativa e permite a conexão suave com a rede, possibilitando a excursão nas diversas faixas de velocidade. A excitação do gerador pode ser feita por meio de ímãs permanentes ou por um gerador de indução do tipo gaiola de esquilo.

Como o conversor é responsável pelo controle de velocidade de rotação do rotor através do controle da frequência das tensões nele, há um total controle da faixa de velocidade de operação, com variação de 0 a 100% da velocidade síncrona. Sua desvantagem é o fato de ter maior perda de potência nos dispositivos de eletrônica de potência quando comparado ao modelo DFIG [33, 34, 36].

O gerador *full converter*, Figura 10, pode ser excitado eletricamente e o elevado número de polos e o grande diâmetro do gerador permitem sua conexão direta ao rotor eólico. Como não há necessidade da caixa multiplicadora de velocidade, há uma maior confiabilidade do conjunto rotor-gerador, e a não utilização de anéis deslizantes permite menores perdas térmicas devido à ausência das perdas de campo.

Como esse modelo possui um gerador síncrono, há a desvantagem do alto custo da máquina em virtude dos ímãs permanentes, da desmagnetização desses ímãs em virtude

de picos de corrente ou curtos-circuitos e pelo fato dos conversores precisarem processar a potência total do gerador [33, 34, 36].

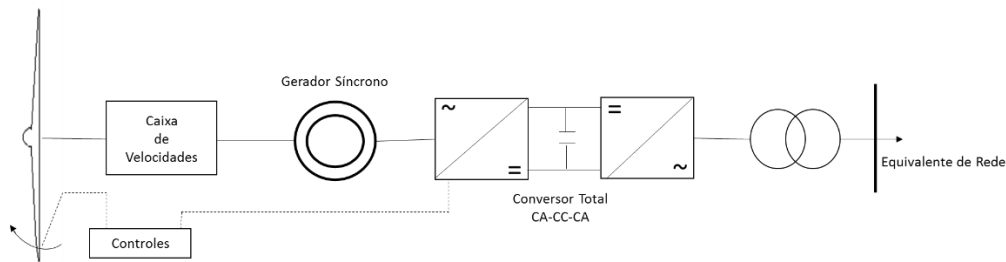


Figura 10 - Gerador Síncrono com velocidade variável e conectado por conversores de potência à rede (*full converter*).

2.4.5 Mecanismos de Controle de Potência

As turbinas eólicas podem ser classificadas pela capacidade de controle da potência fornecida e pelo modo como elas fazem isso, como estol (*stall*) ou de passo (*pitch*). O controle da potência é importante devido necessidade da turbina de suportar a variação de velocidade do vento nas pás, em virtude da otimização do seu projeto aerodinâmico. As pás da turbina, em funcionamento normal, são capazes de suportar velocidades de vento entre 3 e 15 m/s, considerada a faixa de velocidade capaz de permitir o fornecimento de potência nominal. Em velocidades superiores, para evitar danos às turbinas, deve-se utilizar o controle aerodinâmico de potência da turbina, e existem dois métodos largamente utilizados para isso. O método estol atua desenhando o perfil das pás de forma que elas entrem em perda aerodinâmica, já o controle de passo, como o próprio nome sugere, varia o passo das pás do rotor. O aumento do tamanho das máquinas deu lugar a substituição do controle estol simples pelo controle de passo, o que oferece maior flexibilidade na operação das turbinas [32, 36].

O controle de *stall* é passivo, reagindo à velocidade do vento. Nele a posição das pás do rotor é fixa em seu ângulo de passo, não podendo girar em torno do seu eixo longitudinal. A escolha do ângulo de passo é feita de forma que o escoamento em torno do perfil da pá descola de sua superfície quando exposto a velocidades superiores do que a nominal. O exemplo do comportamento do controle de estol sob a potência entregue pela turbina pode ser visto na Figura 11 [32, 37].

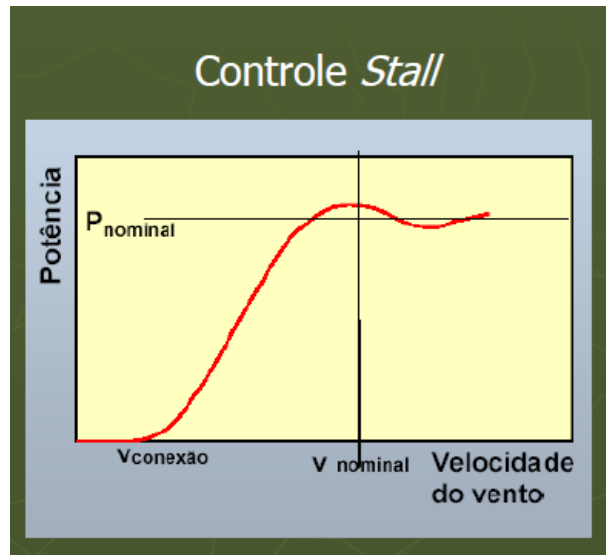


Figura 11 - Exemplo do comportamento do controle de estol.

Já o controle de passo é um sistema ativo, e por isso necessita de uma informação externa vinda do controlador do sistema. Nele, sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, as pás do rotor giram em torno do seu eixo longitudinal, mudando assim seu ângulo de passo e reduzindo a extração de potência. O comportamento do controle de *pitch* é exemplificado pela Figura 12 [32, 37].

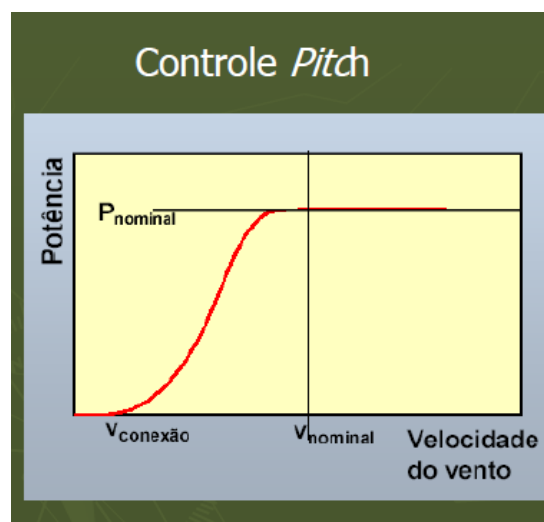


Figura 12 - Exemplo do comportamento do controle de ângulo de passo.

No atual cenário de participação da fonte eólica na matriz energética brasileira, tem-se que a alta penetração se deu com diferentes tecnologias, de diferentes fabricantes, uma vez que não havia, ainda, requisitos mínimos que definissem faixas de desempenho

aceitáveis e a participação dessa fonte em processos diários da operação elétrica: como o controle de tensão, de frequência e a manutenção da inércia do sistema.

Dessa forma, realizou-se um levantamento das tecnologias dos geradores eólicos dos parques conectados ao SIN a partir das SE João Câmara III 500 kV e SE João Câmara II 230 kV, Tabela 2 e Tabela 3, respectivamente, visando apresentar os diferentes modelos existentes e os tipos de controle de cada parque. Assim, foi possível decidir quais dos parques devem e podem ser conectados para a etapa adicional de tomada de carga utilizando a fonte eólica.

Subestação	Conjunto Eólico	Parques	Quantidade de Unidades Geradoras	Fabricante	Tipo	Capacidade Instalada por UG	Capacidade Instalada Total	Barra ANAREDE	Controles
João Câmara II	Morro dos Ventos II	Morro dos Ventos I	18	GE	DFIG	1,6	28,8	6160	<i>Pitch control, wind inertia, controle de pot. reativa, controle de tensão, controle de pot. ativa</i>
		Morro dos Ventos III	18				28,8		
		Morro dos Ventos IV	18				28,8		
		Morro dos Ventos VI	18				28,8		
		Morro dos Ventos IX	19				30,4		
João Câmara II	Morro dos Ventos	Aventura I	12	Enercon	MS Full Converter	2,35	28,2	6644	Controle de parque (FCU) ¹ , operação durante faltas: ZPM ² (Zero Power Mode), PAM ³ (Phase Angle Mode), PQM ⁴ (PQ Mode), controle de pot. reativa
João Câmara II	Modelo	Modelo I	13	Siemens	MI Full Converter	2,35	30,55	6215	-
		Modelo II	11				25,85		
João Câmara II	Santa Clara	Eurus VI	4	Enercon	MS Full Converter	2	8	6145	Controle FCU (Farm Control Unit), operação em
		Santa Clara I	15				30		

¹ Controle de Parque (FCU): Esse modo de controle combina o controle de potência ativa e de potência reativa do parque eólico para auxiliar no controle da tensão da rede. Quando utilizado esse controle, a contribuição dos parques eólicos para a estabilidade de tensão para um determinado ponto de referência pode ser controlada de um centro de operação, por isso o nome controle de parque.

² ZPM: Modo de operação em que o gerador não contribui com corrente para o curto, toda a potência gerada é dissipada no conversor.

³ PAM: Modo de operação para o controle de potência ativa após uma falta por meio de *set* do ângulo.

⁴ PQM: Modo de operação em que o gerador supre a maior exigência de potência reativa do sistema, seguindo o diagrama PQ da configuração de operação escolhida (descrição no catálogo do fabricante).

Subestação	Conjunto Eólico	Parques	Quantidade de Unidades Geradoras	Fabricante	Tipo	Capacidade Instalada por UG	Capacidade Instalada Total	Barra ANAREDE	Controles
		Santa Clara II	15				30		faltas: ZPM (Zero Power Mode), PAM (Phase Angle Mode), PQM (PQ Mode)
		Santa Clara III	15				30		
		Santa Clara IV	15				30		
		Santa Clara V	15				30		
		Santa Clara VI	15				30		
João Câmara II	União dos Ventos	U. dos Ventos I	14	GE	DFIG	1,6	22,4	6214	Pitch control, controle de pot. reativa, wind inertia, controle de tensão, controle de frequência, controle de potência ativa (APC)
		U. dos Ventos II	14				22,4		
		U. dos Ventos III	14				22,4		
		U. dos Ventos IV	7				11,2		
		U. dos Ventos V	15				24		
		U. dos Ventos VI	8				12,8		
		U. dos Ventos VII	9				20,48		
João Câmara II	União dos Ventos	U. dos Ventos VIII	9	GE	DFIG	1,6	20,48	6213	Pitch control, controle de pot. reativa, wind inertia, controle de tensão, controle de frequência, controle de potência ativa (APC)
		U. dos Ventos IX	7				11,2		
		U. dos Ventos X	9				20,48		
João Câmara II	União dos Ventos	U. dos Ventos 12	12	Gamesa	DFIG	2,1	25,2	6619	Controle de potência reativa, controle de tensão, controle considerando curva tensão x pot. reativa, controle de fator de potência, regulação de frequência, inertia emulador
		U. dos Ventos 13	9				18,9		
		U. dos Ventos 14	10				21		

Tabela 2 - Parques eólicos conectados a partir da SE João Câmara II 230 kV.

Subestação	Conjunto Eólico	Parques	Quantidade de Unidades Geradoras	Fabricante	Tipo	Capacidade Instalada por UG	Capacidade Instalada Total	Barra ANAREDE	Controles
João Câmara III	Morro dos Ventos II	Eurus I	4	GE	DFIG	1,5	6	6136	Controle de pot. reativa, <i>wind inertia</i> , controle de pot. ativa
		Eurus III	4				6		
		Eurus I	15	GE	DFIG	1,6	24	6138	
		Eurus II	15				24		
		Eurus III	15				24		
		Morro dos Ventos II	18	GE	DIFG	1,6	28,8	6127	
João Câmara III	Asa Branca	Asa Branca IV	20	GE	DFIG	1,6	32	6165	Controle de pot. reativa, <i>wind inertia</i>
		Asa Branca V	20				32		
		Asa Branca VI	20				32		
		Asa Branca VII	20				32		
		Asa Branca VIII	20				32		
João Câmara III	Renascença	Renascença I	15	Vestas	DFIG	2	30	6164	Controle de pot. reativa, controle de fator de potência
		Renascença II	15				30		
		Renascença III	15				30		
		Renascença IV	15				30		
		Ventos São Miguel	15				30		
João Câmara III	Brisa Potiguar	Eurus IV	10	Alstom	DFIG	2,7	27	6776	<i>Pitch control</i> , controle de tensão pelo conversor do rotor, controle de parque
		Asa Branca I	10				27		
		Asa Branca II	10				27		
		Asa Branca III	10				27		
		Ventos de São Uriel	6				8,7		
		Ventos de Santa Helena	11				29,7		
		Santa Maria (SM)	11				29,7		
João Câmara III	Macacos	Macacos	9	Siemens	MI Full Converter	2,3	20,7	6167	<i>Pitch control</i> , operação em velocidade variável
		Pedra Preta	9				20,7		
		Pedra Branca	9				20,7		
		Juremas	7				16,1		
João Câmara III	Olho D'Água	Farol	10	Vestas	DFIG	2	20	6775	Controle de pot. reativa, controle de fator de potência
		Dreen Olho D'Água	15				30		
		Dreen S. B. Norte	15				30		
		Dreen Boa Vista	7				14		
João Câmara III	Renascença V	Eurus II	15	Vestas	DFIG	2	30	6763	Controle de pot. reativa, controle de fator de potência
		Renascença V	15				30		

Subestação	Conjunto Eólico	Parques	Quantidade de Unidades Geradoras	Fabricante	Tipo	Capacidade Instalada por UG	Capacidade Instalada Total	Barra ANAREDE	Controles
João Câmara III	Campo dos Ventos	Campo dos Ventos II	15	Enercon	MS Full Converter	2	30	6166	Controle FCU, operação em faltas: ZPM (Zero Power Mode), PAM (Phase Angle Mode), PQM (PQ Mode)
João Câmara III	Campo dos Ventos	Campo dos Ventos I	12	Gamesa	DFIG	2,1	25,2	6166	Controle FCU, operação em faltas: ZPM (Zero Power Mode), PAM (Phase Angle Mode), PQM (PQ Mode)
		Campo dos Ventos III	12				25,2		
		Campo dos Ventos V	12				25,2		
João Câmara III	Baixa do Feijão	Aroeira	14	Enercon	MS Full Converter	2,35	32,9	6742	Operação em faltas: ZPM (Zero Power Mode), PAM (Phase Angle Mode), PQM (PQ Mode), QUM1 e QUM2 (pot. reativa)
		Jericó	14				32,9		
		Umbuzeiros	14				32,9		
João Câmara III	Baixa do Feijão	Baixa do Feijão I	15	Gamesa	DFIG	2	30	6129	Regulação dinâmica da potência ativa e reativa quando há afundamentos de tensão no sistema (<i>ride through</i>) e <i>pitch control</i>
		Baixa do Feijão II	15				30		
		Baixa do Feijão III	15				30		
		Baixa do Feijão IV	15				30		
João Câmara III	Cabeço Preto	Boa Esperança	14	Vestas	DFIG	2,2	30,8	5127	<i>Pitch control</i> , controle de pot. ativa, controle de pot. reativa, controle de tensão, controle de velocidade, controle para maximizar a potência gerada (<i>overboost control</i>), <i>voltage ride through</i>
		Cabeço Vermelho II (limitada a 16 MW)	8			2,2	17,6		

Subestação	Conjunto Eólico	Parques	Quantidade de Unidades Geradoras	Fabricante	Tipo	Capacidade Instalada por UG	Capacidade Instalada Total	Barra ANAREDE	Controles
		Cabeço Vermelho I	13			2	26		
João Câmara III	Cabeço Preto II	Cabeço Preto III	13	Vestas	DFIG	2	26	6052	Controle de pot. ativa, controle de pot. reativa, controle de fator de potência
		Cabeço Preto V	13				26		
		Cabeço Preto VI	9				18		
João Câmara III	Bloco Sul	Santa Mônica	14	Gamesa	DFIG	2,1	29,4	5124	Modelo fora de simulação/em análise
		Santa Úrsula	13				27,3		
		V. São Martinho	7				14,7		

Tabela 3 - Parques eólicos conectados a partir da SE João Câmara III 500 kV.

2.5 A GERAÇÃO EÓLICA NO BRASIL E A EVOLUÇÃO DE SUA CAPACIDADE INSTALADA

Como mencionado no capítulo 1 deste trabalho e como apresentado nos dados prospectivos do relatório decenal emitido pela EPE, já houve uma crescente expansão das fontes eólica e fotovoltaica, as quais continuam apresentando tendência de maior participação na matriz eletroenergética brasileira, ainda mais com a maior competitividade das mesmas. Com esse crescimento da penetração há também novos desafios para o ONS e para os fabricantes dessas tecnologias [10]:

- Desenvolvimento e melhoria de ferramentas de previsão de vento e irradiação solar considerando um curtíssimo horizonte temporal, ou seja, ao longo de um dia, permitindo a previsibilidade da geração dessas fontes;
- Planejamento da operação de curto, médio e longo prazo considerando a utilização dessas fontes na geração semanal e mensal em detrimento de outras fontes a exemplo de hidráulica e térmica;
- Definição de requisitos técnicos mínimos para possibilitar a conexão dessas fontes à rede elétrica de maneira que haja um desempenho dinâmico satisfatório quando de distúrbios no sistema;

- Disponibilização de recursos na rede elétrica que permitam a conexão e a transmissão da geração proveniente dessas novas fontes de maneira segura ao sistema elétrico, permitindo a redução dos impactos da perda de um valor elevado de geração em um curto intervalo de tempo;
- Gerenciamento dos requisitos para os serviços ancilares prestados e da reserva operativa necessária para garantir o funcionamento adequado no parque de geração que vem se formando;
- Tecnologia para controle rápido e eficaz da potência reativa proveniente da geração pelas fontes eólica e fotovoltaica.

O crescimento rápido da penetração da geração eólica no Brasil concentra-se principalmente nas regiões Nordeste e Sul do país, como pode ser visto nas Figura 13 e Figura 14. Atualmente o Brasil ocupa o 9º lugar mundial quando se trata de capacidade de geração eólica instalada.

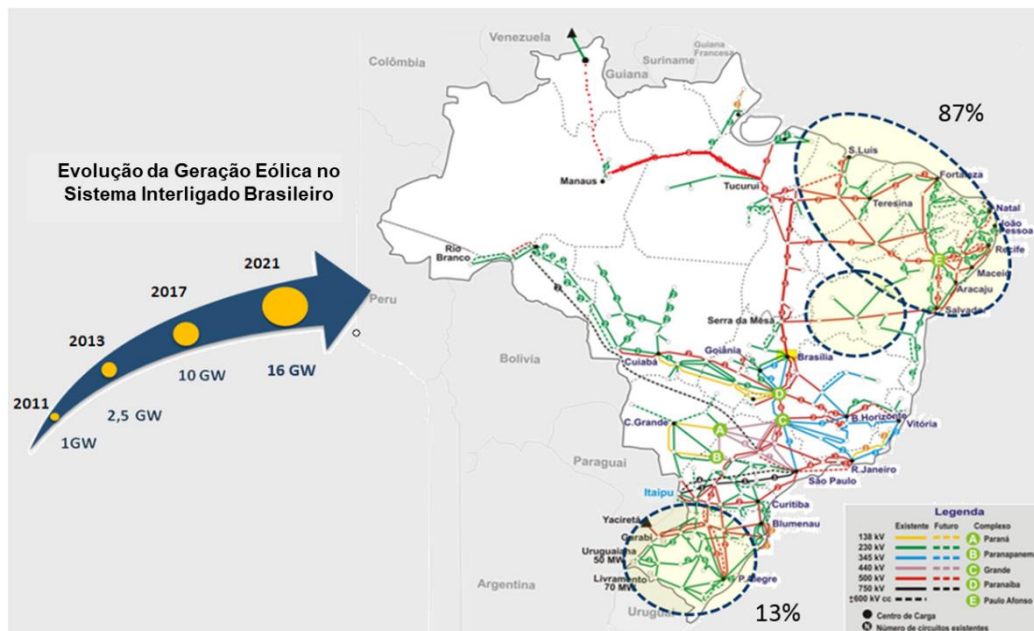


Figura 13 - Evolução da Geração Eólica no Sistema Interligado Nacional (SIN).

FONTE: Arteiro, F. J. de Oliveira. Energias Renováveis: Desafios da Operação do Sistema Interligado Nacional, Conferência Ibero-Brasileira de Energia, CONIBEN, 2019.

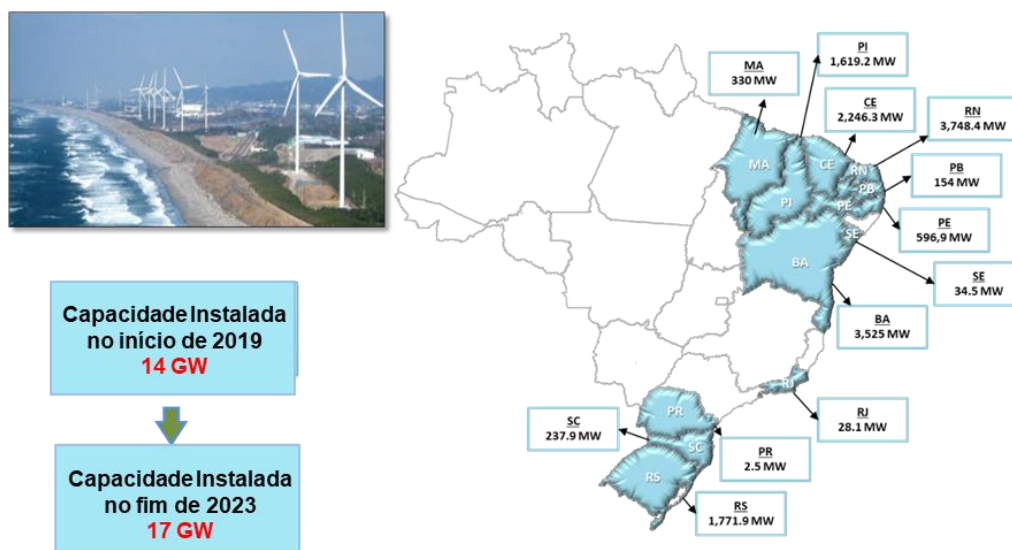


Figura 14 - A Evolução da Capacidade Instalada de geração Eólica no Brasil.

FONTE: Arteiro, F. J. de Oliveira. Energias Renováveis: Desafios da Operação do Sistema Interligado Nacional, Conferência Ibero-Brasileira de Energia, CONIBEN, 2019.

2.5.1 A Rede Elétrica do Nordeste e a Penetração de Eólicas

O aumento da penetração da geração eólica no Nordeste provoca maior variação dos fluxos de potência, tanto em valores absolutos como temporalmente, suscitando na necessidade de reforços e adaptações das redes de transmissão de energia elétrica. Além disso, tipicamente, a malha elétrica da região Nordeste é caracterizada por uma baixa relação de curto-circuito (SCR) e por uma baixa inércia, implicando na necessidade dos reforços previamente citados para permitir o correto funcionamento dos aerogeradores.

A região Nordeste passou por crises hídricas severas nos últimos anos, acarretando a redução da quantidade de unidades geradoras hidráulicas conectadas à rede elétrica. Essa redução levou à fragilidade do desempenho dinâmico da região, principalmente em ocorrências mais severas. Atualmente, percebe-se uma recuperação dos reservatórios e dos níveis de armazenamento na região e, em condições hídricas normais, a quantidade de unidades geradoras sincronizadas corresponde a uma maior inércia equivalente. Nessa condição há uma melhor resposta dinâmica em casos de ilhamento da área Nordeste, reduzindo situações de desligamentos em cascata.

Nesse contexto, é preciso também que a tecnologia dos aerogeradores e dos sistemas de corrente contínua utilizados para o acoplamento deles à rede elétrica possibilitem a

participação eficiente no controle de tensão em redes fracas, em casos em que haja baixa ou nenhuma produção de potência ativa. As tecnologias de controle existentes nas turbinas eólicas de modelo DFIG e *full converter* devem ser utilizadas nesse sentido, permitindo a operação segura do sistema em diferentes momentos de geração.

Com as condições para tornar a matriz energética limpa e as restrições ambientais na construção de novas usinas hidrelétricas com reservatórios, as fontes eólica e fotovoltaica se tornaram a alternativa para atender as necessidades energéticas dos países. Na Figura 15 tem-se o balanço energético da região Nordeste do Brasil, mostrando a crescente participação da geração eólica na matriz energética dessa região.

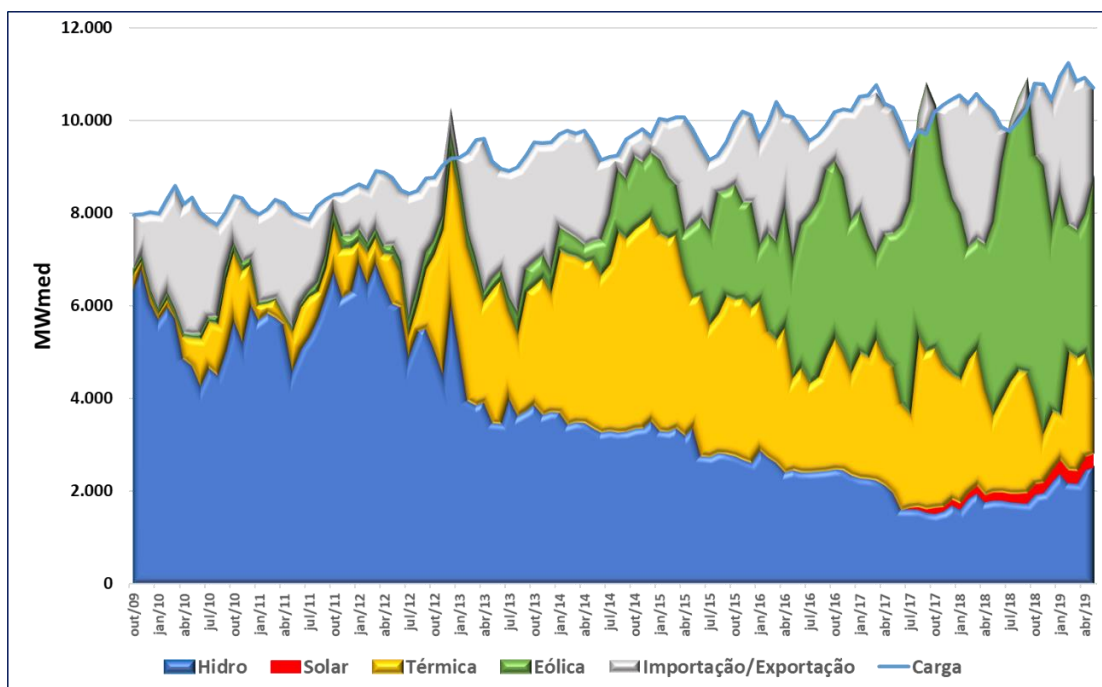


Figura 15 - Balanço Energético da Região Nordeste do Brasil.

FONTE: Arteiro, F. J. de Oliveira. Energias Renováveis: Desafios da Operação do Sistema Interligado Nacional, Conferência Ibero-Brasileira de Energia, CONIBEN, 2019.

Como dito anteriormente, a variabilidade e a difícil previsibilidade da geração eólica afetam toda a cadeia da operação do SIN, desde o planejamento ao tempo real, incorrendo em grandes desafios para o ONS. A rede elétrica e o despacho de energia diário devem comportar reduções bruscas de geração, a depender da característica dos ventos.

Atualmente, os aerogeradores não contribuem para a reserva girante do sistema, ou seja, toda a energia disponível é gerada. Além disso, eles não contribuem ainda para a inércia do sistema, situação que vem mudando gradativamente com a possibilidade de utilizar a inércia sintética, provendo essas plantas de resposta inercial. Considerando a integração dessas plantas no SIN, pode-se apontar também a necessidade de melhoria no controle centralizado dos parques, possibilitando um bom controle pelos centros de operação.

Os requisitos mínimos para conexão de plantas eólicas à rede definidos atualmente pelo ONS requerem a garantia de que haja participação no controle de tensão e frequência do sistema por essas plantas, além de que haja suportabilidade aos impactos na rede elétrica, considerando os padrões e os limites estabelecidos [16]. Esses requisitos devem ser submetidos a revisões constantes, contemplando atualizações e complementações em virtude dos avanços das tecnologias.

2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram abordados tópicos teóricos importantes para os estudos realizados ao longo deste trabalho. Os conceitos apresentados serão utilizados para analisar os resultados obtidos e para propor alterações nos casos do estudo, de forma a verificar os efeitos nas respostas em regime e dinâmica observadas.

É importante ressaltar que a penetração da geração eólica na matriz eletroenergética brasileira requer a inovação de alguns processos já existentes na operação atual do SIN, além de requerer novos esforços para detalhar os requisitos mínimos necessários para que essa fonte de geração possa ter pleno uso na matriz de geração atual.

3 METODOLOGIA

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Conforme explicado no capítulo 2, a recomposição consiste em uma sequência de processos necessários para restabelecimento das instalações elétricas e das cargas, após um blecaute parcial ou total de uma certa área elétrica. O corredor de recomposição é o nome dado para essa sequência de passos pré-definidos em normas de operação, oriundos de estudos elétricos previamente realizados.

Os estudos de regime permanente são realizados para verificar o perfil de tensão da rede elétrica que está sendo energizada no processo, verificando os momentos de tomada de carga e a energização de linhas de transmissão, por exemplo. Já os estudos dinâmicos permitem avaliar as condições de frequência, tensão e os montantes de potência ativa e reativa nas barras de geração, verificando o comportamento nas tomadas de carga e rejeição e na rejeição de unidades geradoras, ou até mesmo em caso de contingência de uma linha de transmissão da malha do corredor.

3.2 ESTUDOS DE REGIME PERMANENTE: A MONTAGEM DO CORREDOR DE RECOMPOSIÇÃO

A definição dos passos de um corredor de recomposição requer o estudo de regime permanente, o qual consiste, primeiramente, na montagem da base de dados para a simulação do corredor de recomposição. Como a definição dos passos necessários no corredor de recomposição resultam em normas operativas a serem implantadas na sala de controle, eles constituem um produto a ser utilizado na operação em tempo real. Contudo, dado o caráter de estudo e investigação, a definição de corredores de recomposição e a alteração desses é realizada na área de planejamento, consistindo em um tipo de estudo especial do setor elétrico. O reestudo de um corredor de recomposição é necessário quando há inserção de um novo equipamento na rede elétrica, assim como a elaboração de um novo corredor de recomposição é feita quando há necessidade de uma alternativa para o corredor principal ou devido à entrada de novas usinas com capacidade de *blackstart* em alguma região do sistema. Dito isso, tem-se que os estudos são intimamente relacionados ao planejamento e a entrada ou não de novas instalações ou equipamentos.

A base de dados utilizada no ANAREDE, para os estudos em regime, parte do horizonte quadrimestral das obras previstas para entrarem na rede elétrica. A montagem da base para partida do estudo considera que a recomposição é iniciada em uma situação de blecaute, ou seja, os equipamentos partem de um estado inicial desligado, tendo a energização de cada um deles realizada passo a passo, seguindo uma sequência que será definida de acordo com os parâmetros limites do sistema relacionados à tensão e ao montante de potência ativa e reativa. Dessa forma, partindo de um caso base do quadrimestral, um arquivo .SAV⁵, escolhe-se qual dos patamares de carga será o original para o início do estudo. Como o que se quer são as características elétricas dos equipamentos, os tipos de barra, a modelagem da rede em si, e não serão utilizados dados de carga e de tensão do caso original, uma vez que a carga será definida pelos montantes de carga a serem tomados e o valor das tensões será resultado da energização dos equipamentos, pouco importa o patamar de carga utilizado. Por motivo de critério de segurança, partir-se-á de um caso de patamar de carga pesada.

Depois de inicializado o arquivo base no ANAREDE, deve-se salvá-lo como um arquivo .pwf⁶, o qual conterá todos os dados de barra, linha e equipamentos da rede elétrica, assim como os dados de área e de agentes, por exemplo. Uma vez aberto esse arquivo no editor de texto do CEPTEL, deverão ser feitas as seguintes modificações com o intuito de desligar todos os equipamentos e deixar o caso pronto para o estudo de recomposição:

1. Na parte de dados de barra CA do arquivo (DBAR) deve-se desligar todas as barras da rede, alterando o estado (parâmetro E) delas para D. Pode-se fazer isso ativando o modo coluna no editor, selecionando a coluna inteira e digitando 'D';
2. Posteriormente, deve-se deletar todos os dados entre a coluna intitulada A (ângulo da barra) e Sh (dado de *shunt*) de todas as linhas. Dessa forma serão deletados os

⁵ O arquivo *savecase*, cuja extensão é .sav, consiste em um arquivo histórico de casos base utilizados na simulação em regime permanente no programa ANAREDE, o qual utiliza o método de Newton-Raphson para resolução do problema do fluxo de potência. Esse arquivo .sav contém a configuração da rede elétrica simulada, parâmetros de linhas de transmissão, transformadores e geradores, e cada caso salvo é convergido em um ponto de operação do sistema.

⁶ O arquivo de extensão .pwf mencionado é um arquivo texto, em formato cartão, que contém os dados da rede elétrica a ser simulada, como os parâmetros de linhas de transmissão, transformadores e geradores. Além disso, para o caso da simulação de corredores de recomposição, é carregado posteriormente outro arquivo .pwf no qual estão os passos a serem iterados no corredor de recomposição com o código de execução DAVR.

- valores de potência ativa e reativa de cada barra, os dados de carga de cada barra, entre outros;
3. Depois, deve-se alterar o valor de tensão de todas as barras para 1 pu, ou seja, alterar a coluna V para 1000;
 4. No código de execução DLIN há os dados de circuitos CA e de transformadores e, portanto, para desligar esses equipamentos deve-se alterar o estado (parâmetro E) deles para D como foi feito em DBAR;
 5. Os códigos DCSC e DBSH (*shunt* de barra) devem ser comentados, uma vez que os dados a serem mantidos são apenas os contidos em DSHL, que representam os dados shunt dos circuitos CA, ou seja, os *shunt* de linhas;
 6. Os dados de geração e de carga também devem ser comentados, uma vez que para o caso de recomposição os montantes de carga e geração são definidos passo a passo, durante as tomadas de carga e as energizações;
 7. Os códigos de execução DCER (dados de compensadores estáticos), DCTR (dados complementares de transformadores) e DGLT (dados de grupos de limites de tensão) também devem ser comentados;
 8. O código DARE é importante por conter os dados do agente responsável pela área e é utilizado para a leitura dos dados de intercâmbio de potência ativa entre as áreas;
 9. O último item da base de dados que deve ser mantido é o DGBT (dados de grupo base de tensão de barras CA), os demais códigos de execução podem ser todos comentados e, assim, possui-se a base pronta para o estudo de recomposição.

Após a adequação da base de dados, segue-se para a montagem do arquivo .pwf adicionável, o qual conterá os passos da recomposição a serem realizados no modo recomposição do ANAREDE e as informações de modificação em barras, linhas, bancos de capacitores e reatores, além das informações de geração individualizada e de carga individualizada.

Após carregar a base de dados que será utilizada no caso em estudo no ANAREDE, carrega-se o .pwf adicionável que contém os passos a serem executados para energização dos elementos do corredor de recomposição, a partir do código de execução DAVR. Esses dois passos são realizados por meio da adição de um arquivo .pwf no ANAREDE e, posteriormente, o estudo de recomposição pode ser rodado passo a passo, por meio de

alguns passos ou de todos os passos consecutivamente, a depender da escolha feita no próprio ANAREDE. Uma das formas de executar o estudo de recomposição no programa de fluxo de potência é por meio da aba análise, selecionando posteriormente a “avaliação do corredor de recomposição” e a outra maneira é por meio do botão com um R maiúsculo, ao lado do botão de fluxo de potência, na barra de ferramentas do programa ANAREDE, sendo que esta última opção simula passo a passo conforme definido no arquivo .pwf adicionável. A seguir serão apresentadas cada etapa do processo de montagem desse arquivo .pwf.

Inicialmente, a manipulação dos dados de barra (DBAR), permite:

- Modificar um dado já existente;
- Ligar barras de geração. Deve-se lembrar que o caso é inicializado com a usina energizada;
- Alterar os tipos de barra de 1 para 2, possibilitando a definição de qual usina/barra atuará como referência do sistema;
- Utilizar o nome da usina terminando em **IGR**, possibilitando que, quando haja a necessidade de inserção de mais unidades geradoras, o ANAREDE altere o nome da barra automaticamente no programa.

Os próximos dados a serem alterados no arquivo são os dados de linha (DLIN). A manipulação desses dados permite:

- Modificar um dado já existente;
- Alterar valores de *tape*, *tape* mínimo e *tape* máximo, de forma a permitir que sejam os mesmos valores (o *tape* permanecerá fixo);
- Retirar os números de *steps* e a barra controlada do caso, nos casos em que o *tape* passou a ser fixo.

Os dados de geração devem ser preenchidos por meio do código de execução DGEI e são retirados dos arquivos **BNT1.dat** e da base de dados **BD mmaa.blk**. Já os dados de carga devem ser preenchidos utilizando o código de execução DCAI e são informados pelo agente. Os estudos de recomposição são feitos com a modelagem da carga P constante,

para serem mais conservadores. Nos casos em que houver necessidade, pode-se modelar a carga com uma parcela da potência ativa como Z constante.

Outro código importante a ser utilizado no arquivo .pwf adicionável é o DBSH, que contém os dados dos bancos *shunt* manobráveis existentes na área do estudo. Os dados desses bancos são copiados do arquivo .pwf base de dados, comentados, e são colados no arquivo .pwf adicionável do caso em estudo, descomentados e com o estado operativo como desligado.

Os passos da recomposição são descritos por meio do código DAVR e um exemplo de como esse código é utilizado e preenchido está apresentando na Figura 16.

```
( TOMADA DE 25MW DE CARGA EM MILAGRES
(No) O ( Identificacao )
 526 TOMADA DE 25MW DE CARGA EM MILAGRES
(Tip O (Nfr) (Nto) Nc (Ext) (G) E Uop
CARG 5413 1 L 5
FTRE
```

Figura 16 - Exemplo de passo de um corredor de recomposição por meio do código DAVR.

No preenchimento existe o campo para o número do passo, o nome do passo, o tipo de equipamento sinalizando a ação que será executada naquele passo, número da barra **de e para**, grupo (normalmente utilizado para carga e geração), estado operativo do elemento e quantidade de unidades em operação daquele elemento. Cada passo é encerrado com o código **FTRE**. O manual do ANAREDE explica o que deve ser preenchido a depender do passo que se quer executar, sendo algumas das opções possíveis:

- Inserção de geração, modificação de dados de geração;
- Inserção de barra CA, possibilidade de alteração de tensão em barras;
- Inserção de circuito CA e transformadores;
- Inserção de carga individualizada (lembrando que o dado já está no código DCAI, aqui é executada a ação em relação à carga, como a inserção de blocos de carga);
- Ajuste de tapes em transformadores;
- Ajustes ou inserção de reatores de barra e elementos *shunt* de barra;

- Ajustes ou inserção de elementos *shunt* de linha (lembrando que o dado já está no código DSHL, aqui é executada a ação de ligar o reator de linha quando este estiver desligado);
- Ajustes ou inserção de compensadores estáticos de potência reativa;
- Inserção de motores de indução;
- Inserção de elos de corrente contínua.

Outro passo muito importante para a análise dos corredores de recomposição em regime permanente é a criação de barras fictícias, as quais são mais utilizadas para permitir a verificação das tensões terminais quando da energização de uma linha em apenas um terminal, possibilitando tabelar a tensão na extremidade aberta de linhas antes de fechamento de paralelos entre áreas ou anéis. A barra fictícia normalmente utiliza o mesmo número da barra original da extremidade aberta, precedida por um 9. Além disso, o trecho de linha entre a barra fictícia e a barra original deve ser modelo com baixíssima impedância, pois na verdade representa um curto-circuito, sendo apenas uma forma de driblar o programa para uma análise específica.

Como última ferramenta normalmente utilizada no estudo em regime para avaliação dos corredores de recomposição, tem-se a utilização de tabeladores. Os tabeladores permitem uma análise mais ágil e dinâmica das tensões e, para criar o filtro para tabelar as tensões, utiliza-se o código DBTB.

Em se tratando da avaliação dinâmica, inicialmente, será avaliada a tomada e rejeição de carga adicional, 110 MW, considerando 3 UG em Luiz Gonzaga, incluindo ou não os parques eólicos.

Após esse estudo, será acrescentada uma UG em Luiz Gonzaga, para possibilitar a condição do corredor de recomposição original quando for simulado o caso com rejeição de geração proveniente dessa usina. Com o caso contendo 4 UG sincronizadas na UHE Luiz Gonzaga, serão avaliados os estudos de tomada adicional de carga, rejeição de carga e rejeição de geração para um caso com eólicas e para outro caso sem a inserção de eólicas.

3.3 ESTUDOS DE REGIME DINÂMICO: TRANSITÓRIOS ELETROMECAÑICOS

No presente trabalho serão realizados alguns estudos no intuito de avaliar a resposta dinâmica da rede elétrica de recomposição frente a alguns eventos, tais como de tomada e rejeição de carga e de rejeição de geração. Ainda, quando há a conexão entre áreas, são simulados estudos dinâmicos de fechamento de paralelo e de fechamento em anel. Esses estudos serão descritos e exemplificados a seguir.

3.3.1 Estudos de Tomada + Rejeição de Carga e Estudos de Rejeição de Geração

Após os passos listados como os casos a serem simulados e a definição em regime permanente do corredor de recomposição serão realizados os estudos dinâmicos de tomada e rejeição de carga. Considerando 4 unidades geradoras na UHE Luiz Gonzaga, primeiramente, considerar-se-á apenas a fonte hidráulica para a tomada da carga adicional e, no segundo estudo, serão inseridos os parques eólicos, considerando o fator de capacidade, de forma que a geração desses supra o montante de carga adicional.

Deve-se lembrar que, durante a definição dos passos do corredor de recomposição, foram avaliadas as condições em regime permanente das tomadas adicionais de carga propostas. Assim sendo, os estudos de regime dinâmico possibilitarão avaliar o efeito dinâmico da tomada de carga proposta, ou seja, parte-se do caso com os passos anteriores propostos, mas sem as etapas das cargas adicionais. A geração eólica já estará conectada na rede utilizada para o estudo dinâmico. A tomada de carga adicional contará com 3 passos para os 3 primeiros casos simulados:

- Adição de 20 MW no 69 kV da SE Extremoz II;
- Adição de 30 MW no 69 kV da SE Natal III;
- Adição de 60 MW no 69 kV da SE Natal II.

Normalmente, o restabelecimento das cargas de forma fluente requer que os montantes de carga disponíveis sejam divididos em blocos menores, para que seja possível preservar

os níveis de tensão do sistema dentro dos limites aceitáveis. Associada à adição da parcela ativa da carga, haverá também o montante da parcela reativa e, para o estudo de recomposição da área em questão apresentada, o fator de potência adotado é 0,95. Dessa forma, a disponibilidade da carga está diretamente condicionada à possibilidade do suporte de potência reativa a ser fornecido pelo sistema para a parcela reativa da carga, considerando o fator de potência mencionado. Visando garantir a potência ativa a ser disponibilizada ao valor definido de fator de potência, deverá ser realizada a compensação local através de banco de capacitores, em caso de necessidade, pelo agente responsável pela carga.

Além disso, o intervalo entre as tomadas de carga simuladas será de 100 segundos, lembrando que, conforme critério de estudos de recomposição [21], o intervalo proposto varia a depender da característica das tomadas de carga. Após passado pouco mais de 2 minutos das tomadas de carga, será realizado o estudo de rejeição de carga. No mesmo instante, será rejeitado todo o bloco de carga adicional, ou seja, 110 MW.

Os parâmetros e critérios utilizados para análise são pautados pelo Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede, como já mencionado anteriormente. Dessa forma, tem-se que, durante os estudos dinâmicos:

- As oscilações de frequência devem ficar entre 56 e 66 Hz (hidroelétricas);
- As tensões podem variar entre 85 e 125% da tensão nominal (ou 5% abaixo do valor de ajuste da proteção de sobretensão).

Em se tratando do agente CHESF, é importante esclarecer que os ajustes da proteção de sobretensão temporizada estão em 120% da tensão nominal, valor de ajuste esse que será utilizado como limite máximo da variação da tensão para os estudos realizados neste trabalho.

Outra parte importante da análise reside na verificação da curva de capacidade das unidades geradoras, a depender da tensão terminal da barra de geração, para verificar os limites de geração ou absorção de potência reativa das unidades geradoras. Apesar dessa análise ser realizada utilizando o programa ANAREDE, ou seja, durante o estudo de

regime permanente, seu resultado é importante para entender os comportamentos dinâmicos porventura verificados.

O caso do estudo de rejeição de geração será realizado após a tomada adicional de carga, de forma a verificar como a geração eólica se comporta quando da perda de um bloco de geração hidráulica, no que se refere ao perfil de frequência e de tensão da rede. Assim como a rejeição de carga, pouco depois de 2 minutos, será simulada a rejeição de 1 unidade geradora da UHE Luiz Gonzaga.

Os estudos explicitados aqui serão realizados nos 3 casos expostos no item 4.2 do capítulo 4, e os resultados serão analisados.

3.3.2 Estudos de Fechamento de Anel e de Paralelo entre duas Áreas

O Caso II, proposto no item 3.4.1 deste trabalho, requer o fechamento de um anel de 500 kV, e o Caso III requer o fechamento do paralelo entre duas áreas de recomposição fluente. Essas duas etapas são realizadas apenas em fases coordenadas da recomposição. Dessa forma, o estudo de fechamento de anel e de paralelo, no que se refere à análise de transitórios eletromecânicos, também será abordado neste trabalho.

As manobras de fechamento de disjuntores requerem que sejam verificadas condições prévias que devem ser executadas conforme definição apresentada nas instruções específicas. As faixas de tensão e frequência aceitáveis são definidas conforme critérios explicitados no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS. Nos estudos de regime dinâmico, admite-se os seguintes valores transitórios de frequência [19]:

- Na fase fluente, a frequência pode variar entre 56 e 66 Hz, para casos com hidrelétricas como fonte de *blackstart*, e não há limites aplicáveis para os casos de termelétricas;
- Na fase coordenada, tanto para fonte hidrelétrica como termelétrica, a frequência pode variar entre 57 e 63 Hz;

- Os valores de excursão apresentados previamente são apenas de referência, podendo ser mais restritivos a depender do agente proprietário dos equipamentos da área estudada.

Os estudos dinâmicos são realizados para determinar as condições de fechamento de paralelo e anel, quais sejam: diferença de tensão, angular e de frequência entre as barras envolvidas. Os valores de referência adotados para essas condições são [16]:

- ✓ Máxima diferença de frequência igual a 0,2 Hz;
- ✓ Máxima diferença de tensão igual a 10% da tensão nominal de operação;
- ✓ Máxima defasagem angular igual a 10 graus (nos estudos busca-se maximizar essa defasagem).

Essas condições são definidas para limitar as variações de potência acelerante das unidades geradoras aos critérios especificados, evitando, assim, esforços torcionais nas unidades geradoras superiores aos permitidos pelos fabricantes dos equipamentos. A variação percentual da potência ativa (ΔP) é calculada como:

$$\Delta P = P_{\text{ele}(t = 0^-)} - P_{\text{ele}(t = 0^+)},$$

em que:

$P_{\text{ele}(t = 0^-)}$ é a potência ativa gerada imediatamente antes do fechamento do anel;

$P_{\text{ele}(t = 0^+)}$ é a potência ativa gerada imediatamente depois do fechamento do anel.

Essa variação de potência ativa do gerador permite avaliar a solicitação sobre cada unidade geradora, e essa deverá ser inferior a 50% da potência aparente nominal de cada uma delas.

Considerando duas áreas fluentes A e B, tem-se que a realização do estudo de fechamento de paralelo e/ou anel segue alguns passos prévios de preparação no programa ANAREDE:

- ✓ Carregamento da base de dados .pwf;

- ✓ Adição do *deck* da área A;
- ✓ Adição do *deck* da área B;
- ✓ Execução de todos os passos da recomposição;
- ✓ Após execução do último passo da recomposição, deve-se criar uma barra fictícia no ponto de conexão entre as áreas. Esse caso é o que será utilizado para a simulação do fechamento de paralelo e/ou anel;
- ✓ Ajuste da defasagem angular, utilizando o ângulo da usina de uma das ilhas (área A ou área B) entre os terminais da linha de transmissão que será utilizada para o fechamento de paralelo e/ou anel.

No caso de fechamento de anel e havendo apenas uma área de recomposição, a barra fictícia deve ser inserida após execução do último passo do corredor, entre as barras que ocorrerá o fechamento do anel.

No estudo dinâmico, também existem alguns passos que devem ser seguidos:

- ✓ Preparação do arquivo .stb, utilizando os arquivos necessários;
- ✓ Conferência do arquivo DMAQ, garantindo que os dados de modelos dos PSS foram retirados;
- ✓ Montagem do arquivo de plotagem (DPLT.dat) contendo dados de tensão e ângulo nas barras CA da rede, frequência das máquinas, potência ativa, potência reativa, potência acelerante e ângulo da tensão na extremidade especificada de linhas CA;
- ✓ Verificação de atendimento das condições especificadas nas IO, a exemplo de tensões pré-manobras, quantidade de reatores e ajustes de potência reativa;
- ✓ No arquivo .stb, no campo DEVT, deve-se inserir o código da manobra de fechamento, energizando o link entre a subestação e a barra fictícia criada.

Na análise dos resultados no estudo no ANATEM, deve-se verificar os gráficos plotados, conferindo se no instante de fechamento do paralelo e/ou anel, os valores de Δf e $\Delta \delta$ estavam dentro dos valores de referência. No intuito de verificar se a variação da potência elétrica das UG foi menor do que 50%, conforme critério de estudo, é interessante criar uma tabela em Excel no formato apresentado na Figura 17.

Barra	Nome	UGs	MVA	PACE	$\Delta PELE$ (%)
nº da barra	nome da barra	nº de UGs na barra (arquivo DMAQ)	Dado no arquivo BLT	Dados da plotagem/gráfico (DPLOT)	(PACE)/(MVA*UGs)

Figura 17 - Exemplo de como deve ser o preenchimento da tabela de análise de variação da potência elétrica das unidades geradoras.

Caso haja violação do limite máximo de variação da potência elétrica, deve-se reduzir a defasagem angular entre os terminais da linha de transmissão, até que se atenda o critério de estudo.

No capítulo 4, que aborda os resultados do trabalho, serão apresentados os estudos realizados para o fechamento do anel de 500 kV e o fechamento do paralelo entre as áreas de recomposição fluente Xingó e Luiz Gonzaga.

3.4 ESTUDOS DE TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS

No processo de recomposição há a necessidade de manobras de linhas de transmissão e transformadores, considerando ou não a energização de reatores. Essas manobras são de energização de equipamentos e precisam de uma análise de transitórios eletromagnéticos para avaliar os níveis de sobretensões que podem ser atingidos. No intervalo transitório (escala de milissegundos) dos eventos deve-se considerar o efeito das ondas trafegantes, o qual pode provocar sobretensões temporárias. Em se tratando das simulações realizadas para análise desse fenômeno e no intuito de buscar a maximização das sobretensões pelo efeito de sobreposição das ondas eletromagnéticas, utiliza-se a manobra estatística, na qual são processadas 200 energizações cujo instante de fechamento dos disjuntores é determinado estatisticamente (seguindo uma distribuição normal, ou seja, gaussiana). Ainda devem ser realizadas simulações determinísticas considerando a condição mais crítica de manobra (no caso, fechamento) da linha de transmissão.

A rede de recomposição consiste numa topologia de configuração mínima da rede elétrica e, normalmente, apresenta uma baixa potência de curto-circuito. Dessa forma, para garantir a integridade dos equipamentos a serem energizados e dos seus equipamentos vizinhos, é necessária a realização dos estudos de transitórios eletromagnéticos, os quais

são normalmente realizados utilizando o *software* ATP/ATPDraw. No regime permanente, há a definição das tensões máximas aceitáveis para cada nível de tensão, sendo essas expressas no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede. Em instalações de 500 kV, caso não haja nenhuma restrição própria do agente, a tensão eficaz máxima aceitável em regime é 550 kV, no caso do 230 kV, a tensão eficaz máxima aceitável em regime é 242 kV.

No âmbito das manobras de energização de linhas de transmissão, pode-se utilizar o esquema apresentado na Figura 18 para descrever o processo.

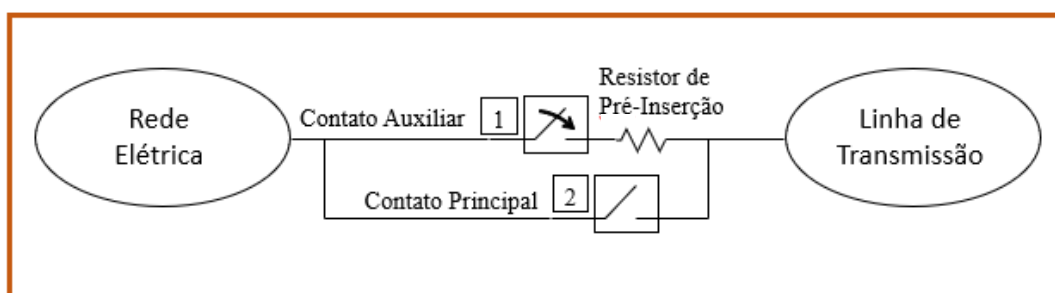


Figura 18 - Exemplo de manobra de energização de uma linha de transmissão considerando resistor de pré-inserção.

Como mencionado anteriormente, o processo de manobra estatística deve ser realizado para verificar o valor máximo de tensão ao qual será submetido o equipamento energizado e os situados nas suas proximidades. O fechamento do contato principal, apresentando na Figura 18 como chave 2, deve ser dependente do fechamento do contato auxiliar (chave 1) e deve ocorrer após o tempo de inserção do resistor de pré-inserção. Esse resistor é utilizado com o intuito de reduzir a amplitude das sobretensões transitórias geradas nas manobras de chaveamento das linhas de transmissão e são instalados em paralelo com as câmaras dos disjuntores, sendo um resistor por câmara [38].

Partindo da rede de recomposição completa, ou seja, com as unidades geradoras, linhas, transformadores, montante de carga e reatores utilizados e tomando por base as diretrizes para os estudos de transitórios eletromagnéticos do Submódulo 23.3 dos Procedimentos

de Rede do ONS, deve-se utilizar a modelagem no ATP para simular as manobras com e sem a aplicação de curto-circuito fase-terra no terminal remoto da linha de transmissão.

Na energização de transformadores deve-se identificar as solicitações de tensão e correntes em virtude das manobras, visando preservar o equipamento e seu bom funcionamento. Os transformadores são compostos por um núcleo ferromagnético, o qual possui comportamento não linear e que, quando é magnetizado, produz correntes com um conteúdo harmônico de baixa ordem que é amortecido ao longo do tempo. Essas correntes são conhecidas como correntes de *inrush* e podem atingir um valor de pico de quase 20 vezes o valor da corrente nominal [39]. As simulações estatísticas para energização de transformadores também são realizadas com 200 energizações com os tempos de fechamento de disjuntores definidos estatisticamente (seguindo uma distribuição normal, ou seja, gaussiana), contudo, não é considerada a inserção de resistor de pré-inserção e não são considerados dispositivos sincronizadores.

Tanto na energização de linhas de transmissão como na energização de transformadores deve-se atentar para o montante de energia absorvido pelos para-raios, visando sempre a manutenção da integridade dos equipamentos terminais. Um dos requisitos é que o valor de tensão transitória não seja superior ao nível de isolamento dos equipamentos nos casos de duração inferior a 10 ciclos da frequência fundamental, adotando-se uma margem de segurança de 15%.

Considerando os estudos de energização de transformadores, é importante que a modelagem do equipamento seja suficientemente detalhada de forma que produza características de saturação e os parâmetros de sequência positiva e de sequência zero. Quando há mais de um transformador na subestação, deve-se analisar a manobra de energização de cada transformador considerando outro transformador energizado e em carga e com outro transformador energizado em vazio.

Há necessidade também de fazer a avaliação de suportabilidade dos equipamentos. Tomando como exemplo o transformador, para que não haja perda de vida útil do equipamento, a curva de suportabilidade às sobre-excitações no núcleo apresentada pelos fabricantes tem no eixo ordenado a tensão eficaz (pu)/frequência(pu) e na abcissa é representada a duração máxima permitida para a sobre-excitação, conforme Figura 19.

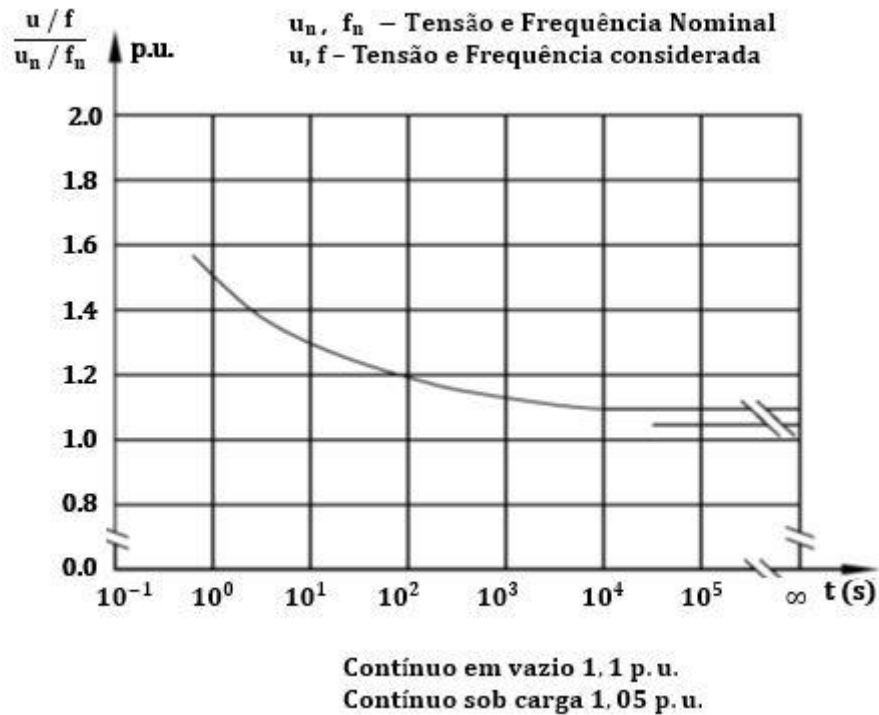


Figura 19 - Exemplo de curva de suportabilidade fornecida por um fabricante.

No Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS há uma tabela que deve ser utilizada para avaliação de suportabilidade de transformadores e autotransformadores quando o agente não fornece a curva de suportabilidade do equipamento disponibilizada pelo fabricante, a qual está apresentada na Figura 20.

Tensão (pu) ⁽¹⁾	Tempo (s)
2,0	0,1667 (10 ciclos)
1,82	0,3333 (20 ciclos)
1,50	1,667 (100 ciclos)
1,40	3,6
1,35	10
1,25	20
1,20	60
1,15	480
1,10	regime

(1) Valores em pu tendo por base a tensão da derivação (valor eficaz de tensão pelo qual o tape é designado na tabela de derivação do transformador).

Figura 20 - Tabela referência para realização de análise de suportabilidade de equipamentos contida no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS.

Os ajustes de proteção e os valores máximos de sobrecorrente verificados devem ser analisados e avaliados pelo agente proprietário dos equipamentos.

Os estudos realizados neste trabalho são pautados na região Nordeste do Brasil e a maioria dos equipamentos pertencem ao agente CHESF. Em se tratando de transformadores, nos estudos de suportabilidade, as sobretensões transitórias máximas admitidas nos barramentos da CHESF e, nos demais equipamentos conectados a ele, são baseadas nas curvas tensão x tempo desses equipamentos. Quando essas curvas não são disponibilizadas, utiliza-se os valores de sobretensão definidos no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede. Quando os valores são muito elevados e/ou sustentados, contudo, utiliza-se os valores das especificações de transformadores da CHESF apresentados na Figura 21.

Valores de sobretensões admissíveis para transformadores e autotransformadores

Sobretensão (pu)	Tempo
1,80	10 ciclos (base de 60 Hz)
1,65	20 ciclos (base de 60 Hz)
1,50	1,0 segundo
1,10	Regime permanente, em vazio

Figura 21 – Valores de especificações de transformadores da CHESF para sobretensões admissíveis na energização de transformadores e autotransformadores.

O foco deste trabalho não foi pautado na realização dos estudos de transitórios eletromagnéticos. Dessa forma, no capítulo 4, não serão apresentados resultados de estudos realizados para a análise de transitórios eletromagnéticos em corredores de recomposição.

Os estudos para definir ajustes de proteção e verificação do comportamento harmônico no ponto de conexão dos parques eólicos não serão contemplados neste trabalho.

Deve-se lembrar que os estudos de proteção e os valores de sobrecorrente verificados nos estudos de transitórios eletromagnéticos devem ser analisados e aceitos pelos agentes proprietários dos equipamentos avaliados.

Da mesma forma que adotado para inserção de Elos HVDC no processo de recomposição do SIN, também será recomendado para o uso de eólicas no processo de recomposição que os requisitos de performance harmônica podem ser flexibilizados.

3.5 O USO DE PARQUES EÓLICOS NA RECOMPOSIÇÃO DO SIN

Considerando todo o contexto da penetração de eólicas no sistema elétrico brasileiro e como já foi exposto no decorrer deste trabalho, os objetivos principais dos estudos realizados e apresentados a seguir são:

- a) Definir as condições mínimas para sincronizar um conjunto de geração eólica no processo de recomposição do SIN, considerando o comportamento das diversas tecnologias de geradores instalados nos parques eólicos da região Nordeste do país;
- b) Com isso, permitir a antecipação da entrada de um conjunto eólico na fase coordenada da recomposição, visando agilizar a recomposição plena das cargas da região Nordeste quando de um desligamento parcial ou total.

Visando atender esses objetivos, tem-se algumas premissas básicas a serem consideradas quando da entrada de conjuntos eólicos no processo de recomposição do SIN:

- Definição da mínima Área de Recomposição (considerando fechamento de paralelo entre áreas de recomposição fluente e, caso necessário, fechamento de anéis), a qual poderá ser interligada à subestação de corrente alternada (CA) do conjunto de geração eólica, conhecida como ponto de acoplamento comum (PAC);
- Determinação da potência de curto-circuito no ponto de acoplamento comum, ou seja, na subestação CA da rede básica à qual está conectado o conjunto eólico a ser inserido;

- Determinação da inércia equivalente da mínima Área de Recomposição na qual será conectado o complexo eólico;
- Análise, no âmbito de estudos dinâmicos, da resposta do parque eólico quando da tomada e da rejeição de carga e de desligamento de unidade geradora, para definição da mínima configuração de rede de recomposição;
- Avaliação da necessidade de instalação de compensadores síncronos (CS), tendo em mente que, sempre que possível, deve-se buscar aumentar a potência de curto-circuito na subestação que será conectado o conjunto eólico (ex: 1000 MVA pode ser alcançado com a instalação de 1 CS de 300 Mvar). Espera-se que, durante a análise do planejamento elétrico de médio prazo, antes do processo de licitação de expansão da rede, seja definida a necessidade de compensadores síncronos considerando a configuração mínima, a fim de garantir a entrada de uma fonte variável no processo de recomposição do SIN, melhorar a potência de curto-circuito e a inércia equivalente no ponto de conexão da subestação CA onde o conjunto eólico será conectado.

3.5.1 Definição de uma Configuração Mínima de Forma a Assegurar a Entrada de uma Fonte de Geração Eólica no Processo de Recomposição do SIN

Neste trabalho serão considerados três cenários para a inserção de geração eólica no processo de recomposição do SIN. As respostas de cada um deles serão avaliadas pelos estudos de regime permanente e, principalmente, nos estudos de estabilidade eletromecânica:

- I. Conexão dos parques eólicos apenas a partir da SE João Câmara II 230 kV e após o término do processo de recomposição fluente da Área Luiz Gonzaga, como mostra a Figura 22.

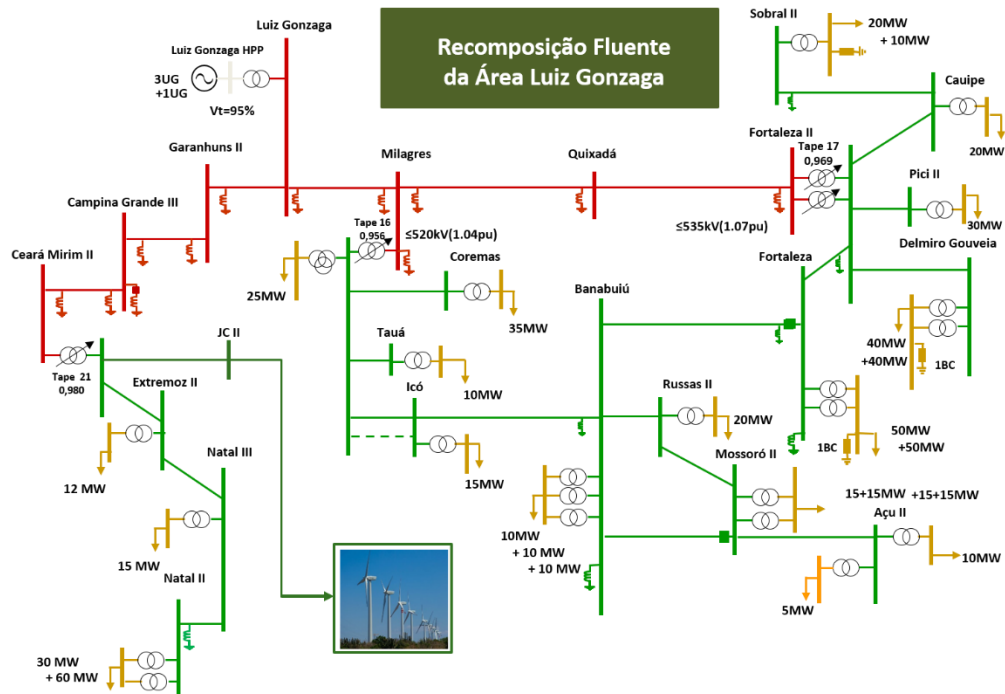


Figura 22 - Área Luiz Gonzaga: recomposição fluente com possibilidade de conexão de parques eólicos a partir da SE João Câmara II 230 kV.

A Figura 23 apresenta o detalhamento da conexão dos parques eólicos instalados a partir da SE João Câmara II 230 kV.

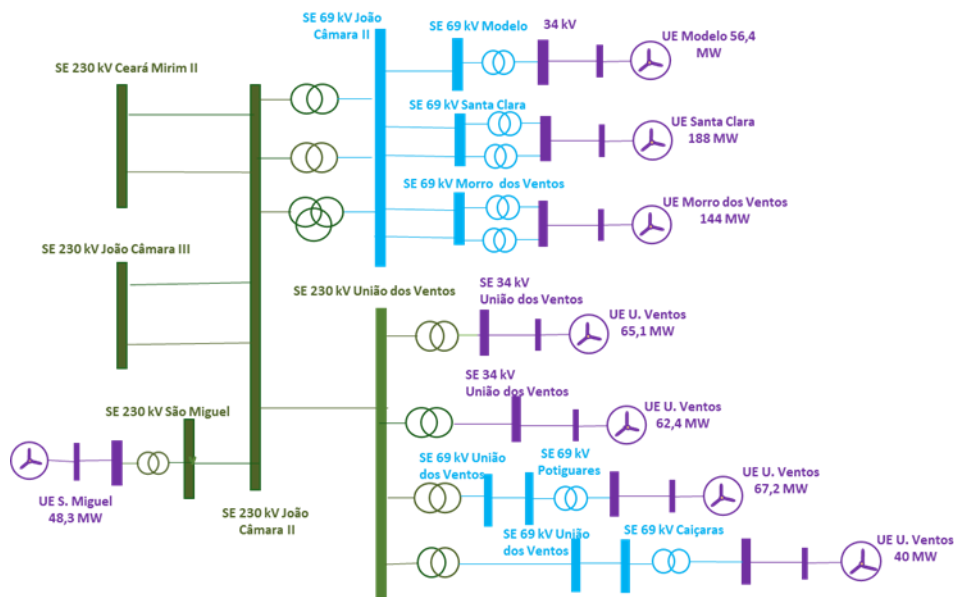


Figura 23 - Detalhe da Conexão de Parques Eólicos Instalados a partir da SE João Câmara II 230 kV.

II. Conexão dos parques eólicos a partir do setor de 500 kV da SE João Câmara III e/ou do setor de 230 kV da SE João Câmara II após o processo de recomposição fluente da Área Luiz Gonzaga e após a energização do tronco de 500 kV entre Ceará Mirim II - João Câmara III - Açú III - Quixadá, fechando o anel na área Luiz Gonzaga na SE Quixadá 500 kV, como mostra a Figura 24. Para a energização deste tronco de 500 kV, é necessário o sincronismo de mais uma unidade geradora, totalizando quatro unidades geradoras sincronizadas na UHE Luiz Gonzaga. A necessidade desta quarta unidade está associada a estudos de transitórios eletromagnéticos para energização deste tronco de 500 kV.

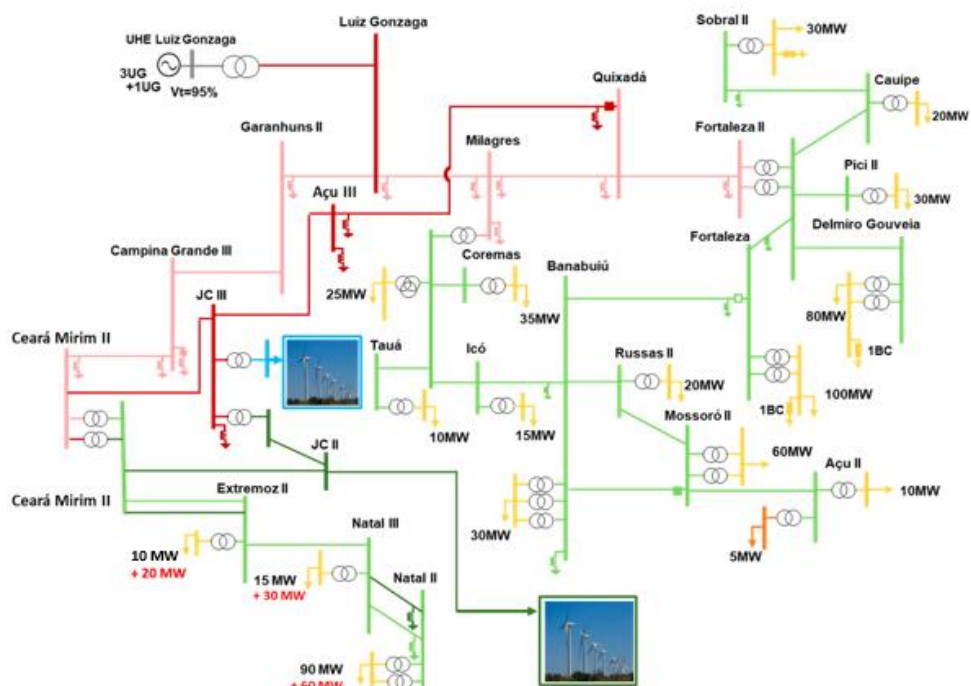


Figura 24 - Área de recomposição fluente Luiz Gonzaga com possibilidade de conexão de parques eólicos a partir do setor de 230 kV da SE João Câmara II e/ou do setor de 500 kV da SE João Câmara III.

A Figura 25 apresenta o detalhamento da conexão dos parques eólicos instalados a partir do 500 kV da SE João Câmara III.

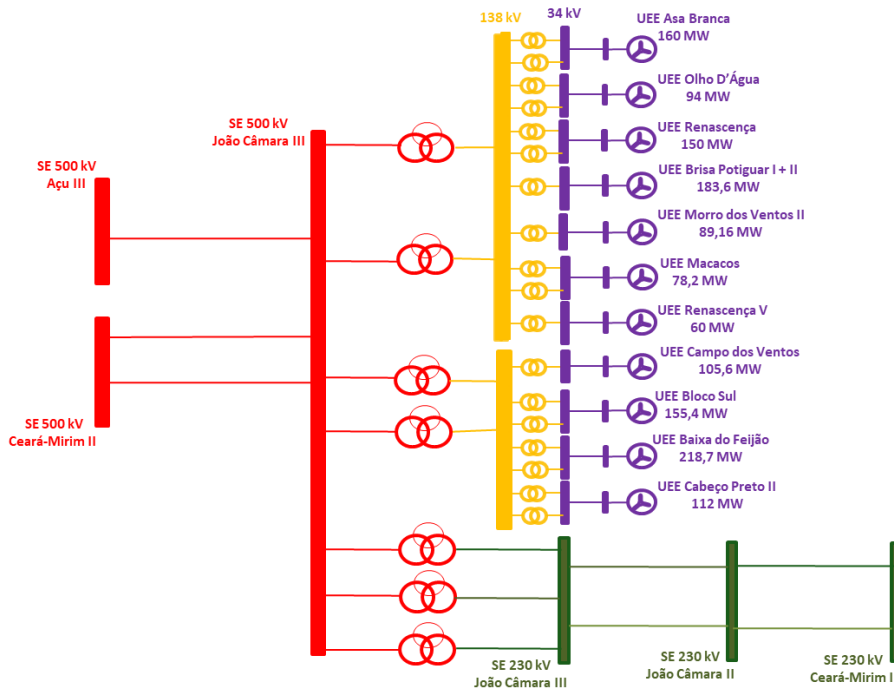


Figura 25 - Detalhe da Conexão de Parques Eólicos Instalados a partir do 500 kV da SE João Câmara III.

Observe que, nessa configuração, é possível conectar ao SIN os parques eólicos existentes na SE João Câmara II e/ou na SE João Câmara III, de acordo com a Figura 24 e a Figura 25.

- III.** Após o término da recomposição das Áreas Luiz Gonzaga e Xingó, o paralelo dessas duas áreas será fechado na SE Angelim II 500 kV. Em seguida, será energizado o transformador de 500/230 kV de Campina Grande III e a linha de transmissão de 230 kV entre as subestações Campina Grande III e Campina Grande II, para permitir o fechamento do anel dessas duas áreas no 230 kV da subestação Campina Grande II, de acordo com a Figura 26.

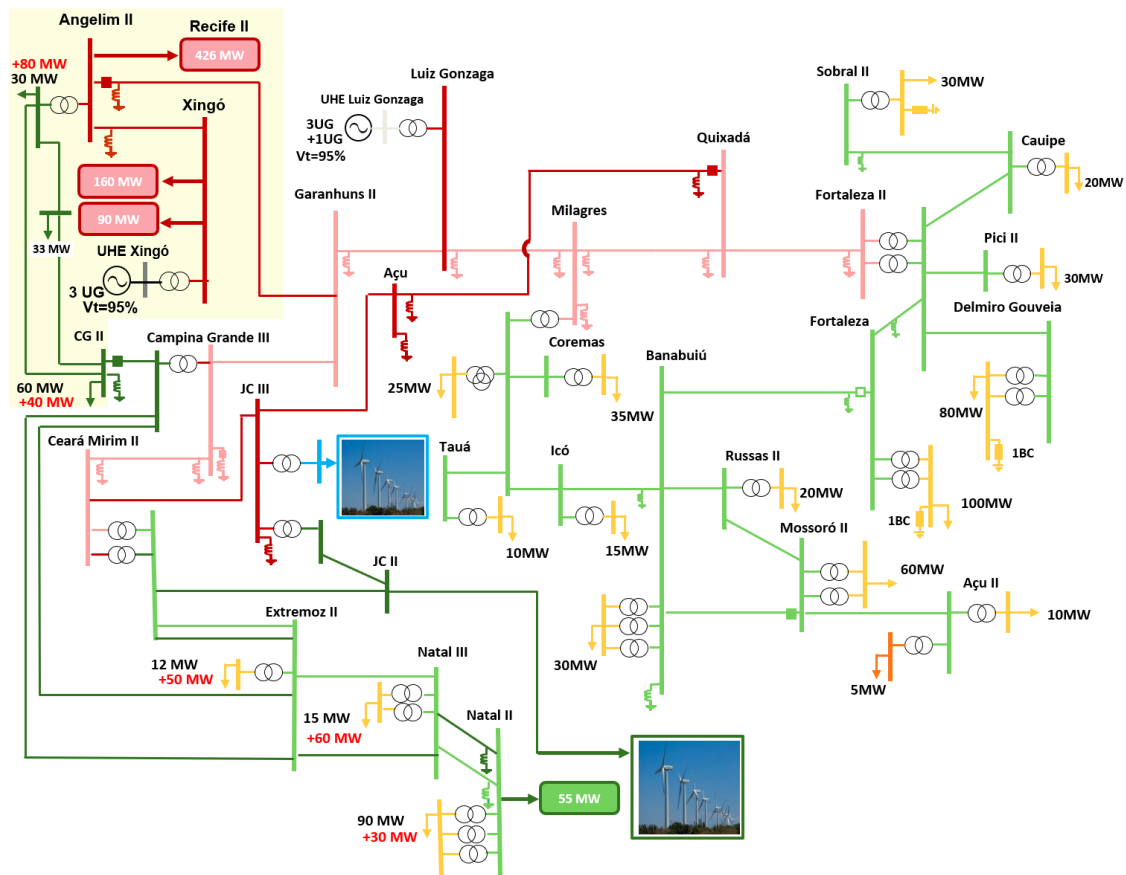


Figura 26 - Área de recomposição Luiz Gonzaga e Xingó conectadas em paralelo, com possibilidade de conexão de parques eólicos a partir do 230 kV da SE João Câmara II e/ou do 500 kV da SE João Câmara III.

3.5.2 A Geração Eólica e sua Intermitência

Uma das dificuldades da energia eólica consiste na intermitência de geração em função dos ventos. Com a penetração cada vez maior dessa fonte na matriz eletroenergética brasileira, o ONS desenvolveu e vem aperfeiçoando ferramenta de previsão da geração eólica, principalmente para auxiliar na programação e no planejamento. Algumas análises já foram realizadas para verificar o comportamento dessa geração em função de diferentes condições climáticas e para verificar o comportamento ao longo do ano, verificando possíveis sazonalidades. Atualmente, a capacidade instalada total na SE João Câmara III é de aproximadamente 1400 MW, e na SE João Câmara II é de 670 MW. As Figura 27 e Figura 28 apresentam a geração verificada de 4 parques eólicos, ao longo do ano 2019, utilizados nos estudos deste trabalho, sendo dois conectados a partir do 500 kV da SE João Câmara III e os outros dois conectados a partir do 230 kV da SE João Câmara II.

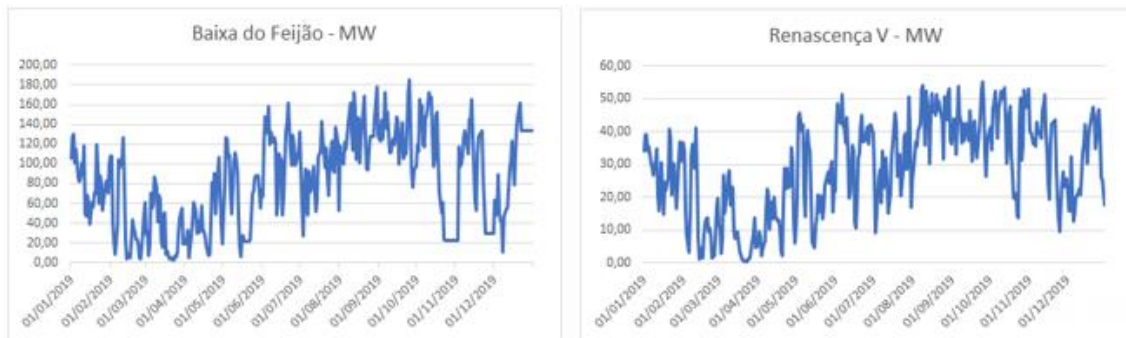


Figura 27 - Geração verificada em dois parques conectados a partir do 500 kV da SE João Câmara III.

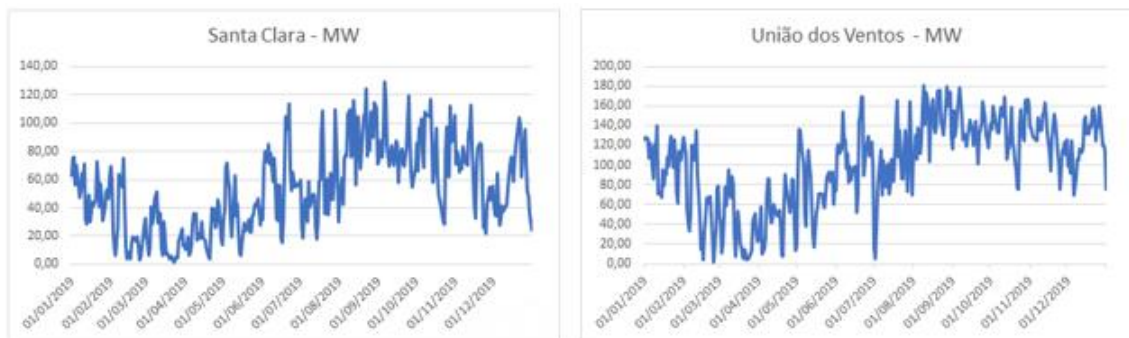


Figura 28 - Geração verificada em dois parques conectados a partir do 230 kV da SE João Câmara II.

Percebe-se que há realmente uma variabilidade da geração eólica no Nordeste do Brasil, principalmente ao longo do ano. Há também a variabilidade intradiária, que é a mais difícil de se prever atualmente. A geração eólica, no Nordeste, é mais elevada entre início de agosto e final de novembro, mostrando a possibilidade de complementariedade entre ela e a geração hidrelétrica, uma vez que o maior potencial eólico ocorre durante o chamado período seco.

Mensalmente, é emitido um Boletim da Operação Eólica pelo ONS, o qual contém dados da evolução da capacidade instalada no país, os recordes de geração, a geração máxima histórica e no mês, o desvio entre a geração prevista e a geração verificada, uma relação das novas usinas, listagem das usinas eólicas que operam na modalidade conjunto e um comparativo do fator de capacidade por usina. Em se tratando do fator de capacidade, tem-se o previsto e o verificado. O fator de capacidade previsto consiste na relação entre a garantia física atribuída à usina e sua potência instalada, calculado em porcentagem. Já o fator de capacidade verificado é a relação entre a média da geração verificada em determinado período e a potência instalada, também calculado em porcentagem [40].

Em dezembro de 2019, a geração eólica média no estado do Rio Grande do Norte, no qual as subestações João Câmara II e João Câmara III estão localizadas, foi de 1838,27 MWmed, enquanto o fator de capacidade chegou a 46,43% [41].

A definição de uma área geo-elétrica e de um corredor de recomposição leva em consideração a disponibilidade da geração. Uma vez que há uma disponibilidade variável de geração eólica ao longo do ano, para poder incorporar esse tipo de fonte ao processo de recomposição do sistema, é importante então considerar um fator de capacidade médio verificado ao longo do ano. Considerando vários parques do Nordeste que são conectados das subestações escolhidas para inserção de geração eólica nos estudos apresentados neste trabalho e as observações realizadas pela área de estudos do ONS ao longo dos anos 2018 e 2019, tem-se que um fator de capacidade médio de 46% é uma boa estimativa para os parques eólicos ao longo do ano. Dessa forma, esse é o valor do fator de capacidade que será utilizado para, a partir de um montante de geração calculado como necessário para suprir a carga adicional, definir a quantidade de parques eólicos capazes de suprir essa energia de maneira firme.

3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram abordados os estudos quando estão sendo avaliadas as configurações e os passos para definição dos corredores de recomposição. Houve a apresentação dos corredores de recomposição adotados atualmente na área Norte/Leste da região Nordeste, utilizando a UHE Luiz Gonzaga, e na área Leste, utilizando a UHE Xingó. Além disso, foram apresentadas as diretrizes utilizadas em cada estudo necessário quando se trata da avaliação de corredores de recomposição: regime permanente, transitórios eletromecânicos e transitórios eletromagnéticos.

Também pôde ser apresentado cada caso proposto para avaliar a inserção da geração eólica no processo de recomposição já existente na região Nordeste, exemplificando o potencial eólico da SE João Câmara II e da SE João Câmara III e abordando a questão da variabilidade da geração eólica, uma vez que para a inclusão no processo de recomposição deve-se poder contar com um montante fixo de geração disponível em qualquer momento do ano que ocorra o blecaute. Além disso, apresentou-se como foi realizada a adequação

e montagem dos casos para cada estudo realizado, considerando os passos necessários para garantir a utilização da geração eólica na fase coordenada da recomposição.

Por último, foram apresentadas e ressaltadas as diretrizes para obtenção e análises dos resultados que serão apresentados no capítulo 4, para os 3 cenários propostos, e explicitados os critérios e parâmetros a serem utilizados nas avaliações realizadas no próximo capítulo deste trabalho.

4 RESULTADOS

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O objetivo principal deste trabalho é definir as condições mínimas e a área mínima de recomposição que possibilite a inserção da geração eólica durante o processo de recomposição do SIN, com o intuito de acelerar o restabelecimento de cargas na região Nordeste do país após uma perturbação parcial ou total.

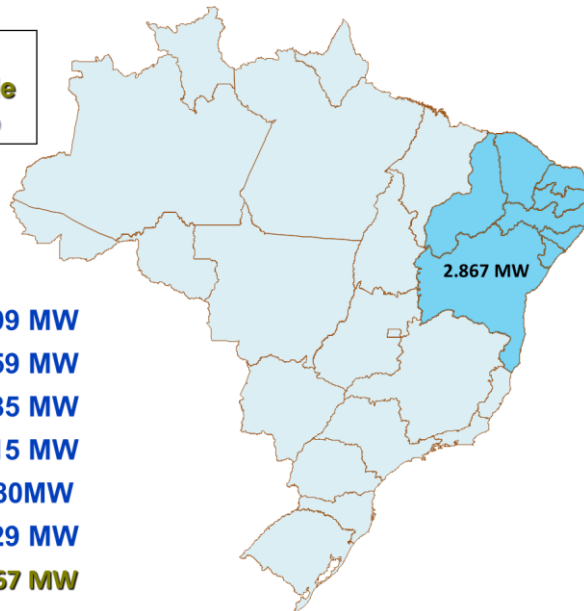
Dessa forma, neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos utilizando cada um dos três casos propostos no capítulo 3. Além disso, serão avaliadas algumas hipóteses iniciais e adicionais, sempre com o embasamento para justificar a análise e os resultados apresentados.

4.2 ÁREAS DE RECOMPOSIÇÃO FLUENTE IMPLEMENTADAS NA REGIÃO NORDESTE DO SIN

A região Nordeste do país possui 5 grandes áreas geo-elétricas utilizadas como corredores de recomposição para o restabelecimento das cargas da região após um blecaute, como mostrado na Figura 29 [40]. Duas delas foram apresentadas previamente: a área fluente de Luiz Gonzaga e a área fluente de Xingó.

A título de informação, são apresentadas na Figura 30 as áreas de recomposição fluente atualmente existente na região Nordeste do Brasil, com o montante de carga que é restabelecido por cada uma delas. Estas 5 áreas recompõem, na fase fluente, 23% de toda a carga desta região.

5 Áreas de Recomposição Fluente na Região Nordeste que representa 23% de 12,500 MW do total da carga da Região



- Área Xingó ⇒ 799 MW
- Área Paulo Afonso IV ⇒ 759 MW
- Área Luiz Gonzaga (Norte) ⇒ 585 MW
- Área Sobradinho (Sudoeste) ⇒ 215 MW
- Área Sobradinho (Oeste) ⇒ 280MW
- Área Itapebi ⇒ 229 MW
- TOTAL de CARGA RECOMPOSTA ⇒ 2867 MW**

Figura 29 - Áreas de recomposição fluente do Nordeste do Brasil e montante de carga recomposto em cada uma delas.

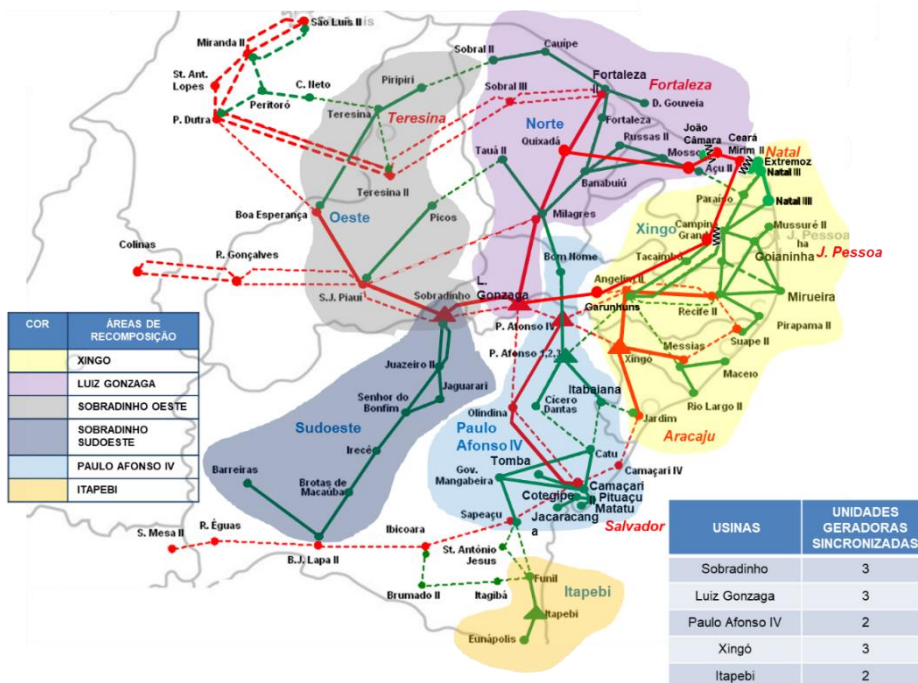


Figura 30 - Áreas geo-elétricas da região Nordeste do Brasil.

O enfoque deste trabalho reside nas áreas geo-elétricas de recomposição fluente Luiz Gonzaga e Xingó. Primeiramente serão analisados os corredores de recomposição atualmente utilizados para o restabelecimento destas duas áreas, que tem início com o

blackstart das UHE Luiz Gonzaga e Xingó, respectivamente. Em seguida, será apresentado o fechamento de paralelo entre as áreas Xingó e Luiz Gonzaga, fazendo parte do processo de recomposição coordenada da região Nordeste. Por último, serão analisados os casos propostos no capítulo 3 com inserção de geração eólica, além de alguns casos adicionais.

4.2.1 Recomposição Fluente da Área Luiz Gonzaga – Áreas Norte / Leste

A Figura 31 apresenta o diagrama unifilar da recomposição fluente da Área Luiz Gonzaga [23].

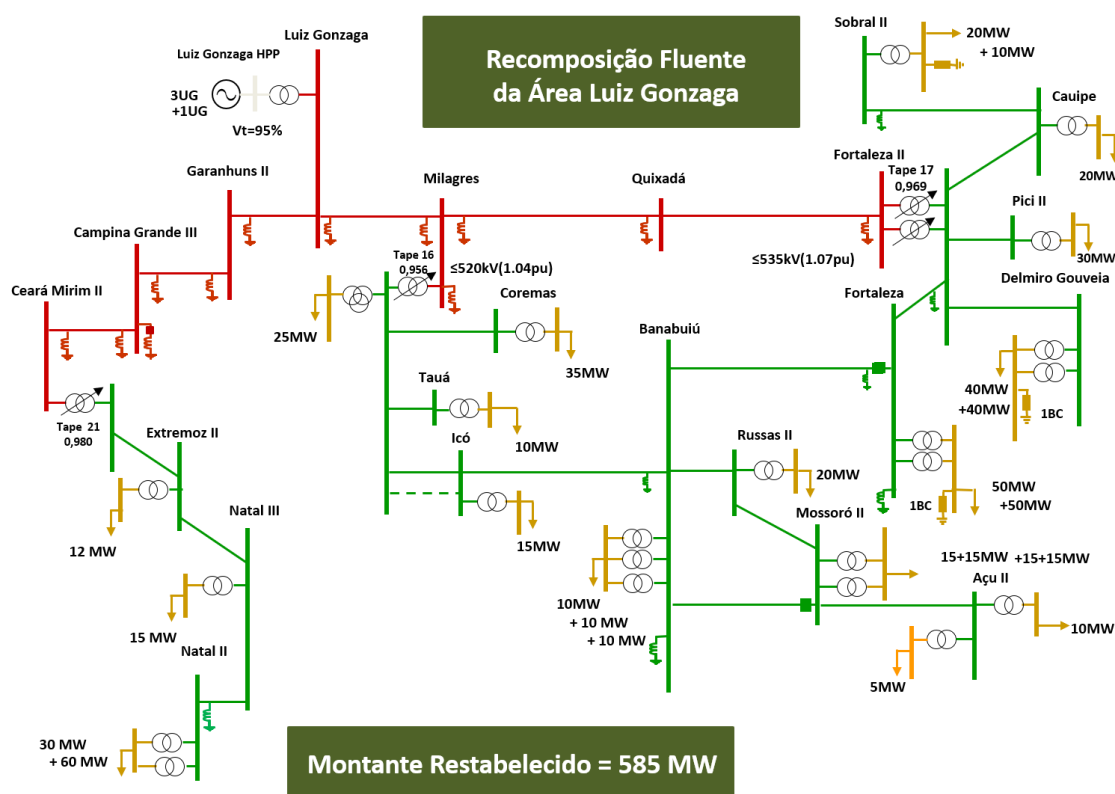


Figura 31 - Configuração da Recomposição Fluente da Área Luiz Gonzaga (Áreas Norte / Leste).

Para o procedimento de recomposição fluente da Área Luiz Gonzaga da região Nordeste e o tronco associado da região Nordeste, estando a UHE Luiz Gonzaga com três unidades geradoras sincronizadas e atendendo as cargas prioritárias das regiões metropolitanas de Fortaleza e de Natal, foi adotada a seguinte seqüência no estudo com tomadas de carga [23]:

- **Passo 01:** Partir uma unidade geradora da UHE Luiz Gonzaga com tensão terminal de 15,2 kV (95,0% da sua tensão nominal de 16,0 kV), sincronizar mais duas (2) unidades geradoras, totalizando três (3), e energizar seu transformador elevador 16,0/500 kV, com tape 1,025. Uma vez que haja tensão proveniente da usina, ligar o disjuntor correspondente, energizando o barramento de 500 kV;
- **Passo 02:** Energizar a LT 500 kV Luiz Gonzaga - Milagres com os reatores de linha 05E3 e 05E4 previamente conectados, na SE Luiz Gonzaga, e 05E1, na SE Milagres, de 100 Mvar cada, na base de 500 kV;
- **Passo 03:** Energizar o reator de barra 05E2 de 100 Mvar, na base de 500 kV, da SE Milagres;
- **Passo 04:** Energizar a LT 500 kV Quixadá - Milagres com os reatores de linha 05E3 e 05E1 previamente conectados, de 150 Mvar cada, na base de 500 kV;
- **Passo 05:** Energizar a LT 500 kV Fortaleza II - Quixadá com o reator de linha 05E1 previamente conectado, de 150 Mvar, na base de 500 kV;
- **Passo 06:** Energizar o primeiro autotransformador 500/230 kV da SE Fortaleza II, com tape fixo na posição 17 (0,969 pu);
- **Passo 07:** Energizar o circuito 1 da LT 230 kV Delmiro Gouveia - Fortaleza II;
- **Passo 08:** Energizar o circuito 1 da LT 230 kV Fortaleza II - Fortaleza;
- **Passo 09:** Energizar o primeiro transformador 230/69 kV da SE Delmiro Gouveia, com tape na posição nominal;
- **Passo 10:** Restabelecer um primeiro bloco de até **40 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Delmiro Gouveia;
- **Passo 11:** Energizar o primeiro transformador 230/69 kV da SE Fortaleza, com tape na posição nominal;
- **Passo 12:** Restabelecer um primeiro bloco de até **50 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Fortaleza;
- **Passo 13:** Energizar o primeiro transformador de Milagres 500/230 kV com tape na posição 16 (0,956);

- **Passo 14:** Energizar o primeiro transformador de 230/69 kV da SE Milagres, com o tape na posição nominal;
- **Passo 15:** Restabelecer um montante de carga de até **25 MW** no 69 kV da SE Milagres;
- **Passo 16:** Energizar a LT 230 kV Coremas - Milagres;
- **Passo 17:** Energizar um dos transformadores 230/69 kV da SE Coremas, com tape fixo na posição nominal;
- **Passo 18:** Restabelecer um primeiro bloco de até **35 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Coremas;
- **Passo 19:** Energizar a LT 230 kV Milagres - Tauá II;
- **Passo 20:** Energizar o transformador 230/69 kV da SE Tauá II, com tape fixo na posição nominal;
- **Passo 21:** Restabelecer um montante de até **10 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Tauá II;
- **Passo 22:** Energizar a LT 230 kV Milagres - Icó - Banabuiú com reator de linha 04E2 de 10 Mvar previamente conectado e energização do reator de barra 04E4 de 20 Mvar na SE Banabuiú;
- **Passo 23:** Energizar a LT 500 kV Garanhuns II - Luiz Gonzaga com o reator de linha 05E1 de 150 Mvar previamente conectado, enviando tensão para a SE Garanhuns II;
- **Passo 24:** Energizar o transformador 230/69 kV de Icó, com tape fixo na posição nominal;
- **Passo 25:** Restabelecer um montante de até **15 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Icó;
- **Passo 26:** Energizar o primeiro transformador 230/69 kV de Banabuiú, com tape fixo na posição nominal;
- **Passo 27:** Restabelecer um primeiro bloco de carga de até **10 MW** a partir do 69 kV da SE Banabuiú;

- **Passo 28:** Energizar o segundo transformador 230/69 kV de Delmiro Gouveia, com tape fixo na posição nominal e energizar um banco capacitor 02H1, 02H2, 02H3 ou 02H4 de 24,4 Mvar no 69 kV dessa SE;
- **Passo 29:** Restabelecer um montante de até **40 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Delmiro Gouveia, **totalizando 80 MW** de carga;
- **Passo 30:** Energizar o segundo transformador 230/69 kV de Fortaleza e energizar um banco capacitor 02H1, 02H2, 02H3 ou 02H4 de 20,3 Mvar no 69 kV dessa SE;
- **Passo 31:** Restabelecer um segundo bloco de até **50 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Fortaleza, **totalizando 100 MW** de carga;
- **Passo 32:** Energizar a LT 500 kV Campina Grande III - Garanhuns II com os reatores de linha 05E2 e 05E3 de 100 Mvar previamente conectados e conectar o reator de barra da SE Campina Grande III, 05E2 de 150 Mvar;
- **Passo 33:** Energizar o segundo autotransformador 500/230 kV da SE Fortaleza II, com tape fixo na posição 17 (0,969 pu);
- **Passo 34:** Energização do circuito 1 da LT 230 kV Fortaleza II – Cauípe;
- **Passo 35:** Energização do circuito 1 da LT 230 kV Fortaleza II - Pici II;
- **Passo 36:** Energizar a LT 500 kV Campina Grande III - Ceará Mirim III;
- **Passo 37:** Energizar um dos transformadores 230/69 kV da SE Cauípe, com tape fixo na posição nominal;
- **Passo 38:** Restabelecer um montante de carga de até **20 MW** a partir do 69 kV da SE Cauípe;
- **Passo 39:** Energizar o primeiro transformador 230/69 kV da SE Pici II, com tape fixo na posição nominal;
- **Passo 40:** Restabelecer um montante de carga de **30 MW** a partir do 69 kV da SE Pici II;
- **Passo 41:** Energizar a LT 230 kV Cauípe - Sobral II;
- **Passo 42:** Energizar o primeiro transformador 230/69 kV de Sobral II, com tape fixo na posição nominal;

- **Passo 43:** Restabelecer um primeiro bloco de carga de **20 MW** a partir do 69 kV da SE Sobral;
- **Passo 44:** Restabelecer um segundo bloco de carga de **10 MW** a partir do 69 kV da SE Sobral;
- **Passo 45:** Energizar a LT 230 kV Banabuiú - Fortaleza, enviando tensão para a SE Banabuiú;
- **Passo 46:** Fechamento de anel na SE Fortaleza II;
- **Passo 47:** Energizar o segundo transformador 230/69 kV de Banabuiú, com tape fixo na posição nominal;
- **Passo 48:** Restabelecer um segundo bloco de carga de até **10 MW** a partir do 69 kV da SE Banabuiú, **totalizando 20 MW**;
- **Passo 49:** Energizar a LT 230 kV Banabuiú - Russas II, enviando tensão para a SE Russas I;
- **Passo 50:** Energizar o primeiro transformador 230/69 kV de Russas II, com tape fixo na posição nominal;
- **Passo 51:** Restabelecer um primeiro bloco de carga de **20 MW** a partir do 69 kV da SE Russas II;
- **Passo 52:** Energizar a LT 230 kV Mossoró II - Russas II, enviando tensão para a SE Mossoró II;
- **Passo 53:** Energizar o primeiro transformador 230/69 kV de Mossoró II, com tape fixo na posição nominal;
- **Passo 54:** Restabelecer um primeiro bloco de carga de **15 MW** a partir do 69 kV da SE Mossoró II;
- **Passo 55:** Restabelecer um segundo bloco de carga de **15 MW** a partir do 69 kV da SE Mossoró II, **totalizando 30 MW**;
- **Passo 56:** Energizar o primeiro transformador 500/230 kV de Ceará Mirim III, com tape fixo na posição 21 (0,980);
- **Passo 57:** Energizar a LT 230 kV Ceará Mirim III - Extremoz II, enviando tensão para a SE Extremoz II;

- **Passo 58:** Energizar o primeiro transformador 230/69 kV de Extremoz II, com tape fixo na posição nominal e restabelecer um bloco de carga de até **12 MW**;
- **Passo 59:** Energizar a LT 230 kV Extremoz II - Natal III, enviado tensão para a SE Natal III;
- **Passo 60:** Energizar o terceiro transformador 230/69 kV de Banabuiú, com tape fixo na posição nominal;
- **Passo 61:** Restabelecer um terceiro bloco de carga de até **10 MW** a partir do 69 kV da SE Banabuiú, **totalizando 30 MW**;
- **Passo 62:** Energizar a LT 230 kV Banabuiú - Mossoró II, mantendo o terminal aberto na SE Mossoró II;
- **Passo 63:** Fechamento de anel no 230 kV da SE Mossoró II;
- **Passo 64:** Energizar o segundo transformador 230/69 kV de Mossoró II, com tape fixo na posição nominal;
- **Passo 65:** Restabelecer um terceiro bloco de carga de **15 MW** a partir do 69 kV da SE Mossoró II, **totalizando 45 MW**;
- **Passo 66:** Restabelecer um quarto bloco de carga de **15 MW** a partir do 69 kV da SE Mossoró II, **totalizando 60 MW**;
- **Passo 67:** Energizar a LT 230 kV Açú II - Mossoró, enviando tensão para a SE Açú II;
- **Passo 68:** Energizar o primeiro transformador 230/69 kV de Açú II, com tape fixo na posição nominal;
- **Passo 69:** Restabelecer um primeiro bloco de carga de **10 MW** a partir do 69 kV da SE Açú II;
- **Passo 70:** Energizar o primeiro transformador 230/138 kV de Açú II, com tape fixo na posição nominal;
- **Passo 71:** Restabelecer um bloco de carga de **5 MW** a partir do 138 kV da SE Açú II;
- **Passo 72:** Energizar o primeiro transformador 230/69 kV de Natal III, com tape fixo na posição nominal;

- **Passo 73:** Restabelecer um primeiro bloco de carga de **15 MW** a partir do 69 kV da SE Natal III;
- **Passo 74:** Energizar a LT 230 kV Natal III - Natal II, enviando tensão para a SE Natal II;
- **Passo 75:** Energizar o primeiro transformador 230/69 kV da SE Natal II, com tape fixo na posição nominal;
- **Passo 76:** Restabelecer um primeiro bloco de carga de **30 MW** a partir do 69 kV da SE Natal II;
- **Passo 77:** Energizar o segundo transformador 230/69 kV da SE Natal II, com tape fixo na posição nominal;
- **Passo 78:** Restabelecer um segundo bloco de carga de **30 MW** a partir do 69 kV da SE Natal II, **totalizando 60 MW**;
- **Passo 79:** Restabelecer um terceiro bloco de carga de **15 MW** a partir do 69 kV da SE Natal II, **totalizando 75 MW**;
- **Passo 80:** Restabelecer um quarto bloco de carga de **15 MW** a partir do 69 kV da SE Natal II, **totalizando 90 MW**.

O montante de carga total recomposto a partir dessa área é de 585 MW.

4.2.1.1 Estudos realizados para a definição e montagem dos corredores de recomposição: Estudo de Tomada de Carga

Conforme apresentado no item 3.3.1 deste trabalho, na seção de Metodologia, os estudos dinâmicos são utilizados para verificar o comportamento das unidades geradoras, tensão e fluxos nas linhas energizadas quando são realizados certos passos que precisam ser analisados dinamicamente, por exemplo. Além disso, são realizados os estudos dinâmicos para análise da tomada e rejeição de carga e, com o intuito de exemplificar esses últimos, apresenta-se na Figura 32 o comportamento da frequência nas unidades geradoras da UHE Luiz Gonzaga no caso de um estudo do restabelecimento do primeiro montante de carga (100 MW) concentrado no setor de 69 kV da SE Natal II, com posterior rejeição desse montante de carga.

Pode-se verificar, na Figura 32, que após a tomada de carga na SE Natal II, a frequência nas unidades geradoras da UHE Luiz Gonzaga não extrapola os limites definidos para a frequência dinâmica, ou seja, é superior ao mínimo (56 Hz) e inferior ao máximo (66 Hz).

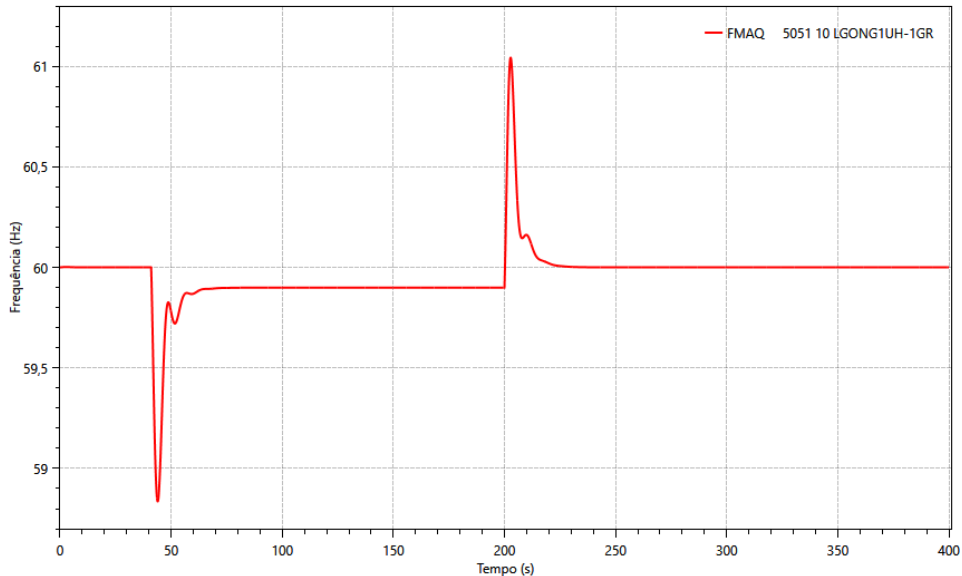


Figura 32 - Comportamento da frequência nas unidades geradoras da UHE Luiz Gonzaga quando da tomada de 100 MW no setor de 69 kV da SE Natal II e posterior rejeição.

Deve-se lembrar que para a análise completa do evento é importante verificar o perfil de tensão na barra de geração, a potência mecânica, a potência ativa e a potência reativa da máquina. Nas Figura 33, Figura 34 e Figura 35 pode-se verificar a tensão na UHE Luiz Gonzaga, a potência mecânica e elétrica de uma unidade geradora da usina e a potência reativa fornecida por essa mesma unidade geradora durante os eventos de tomada e rejeição de carga, respectivamente.

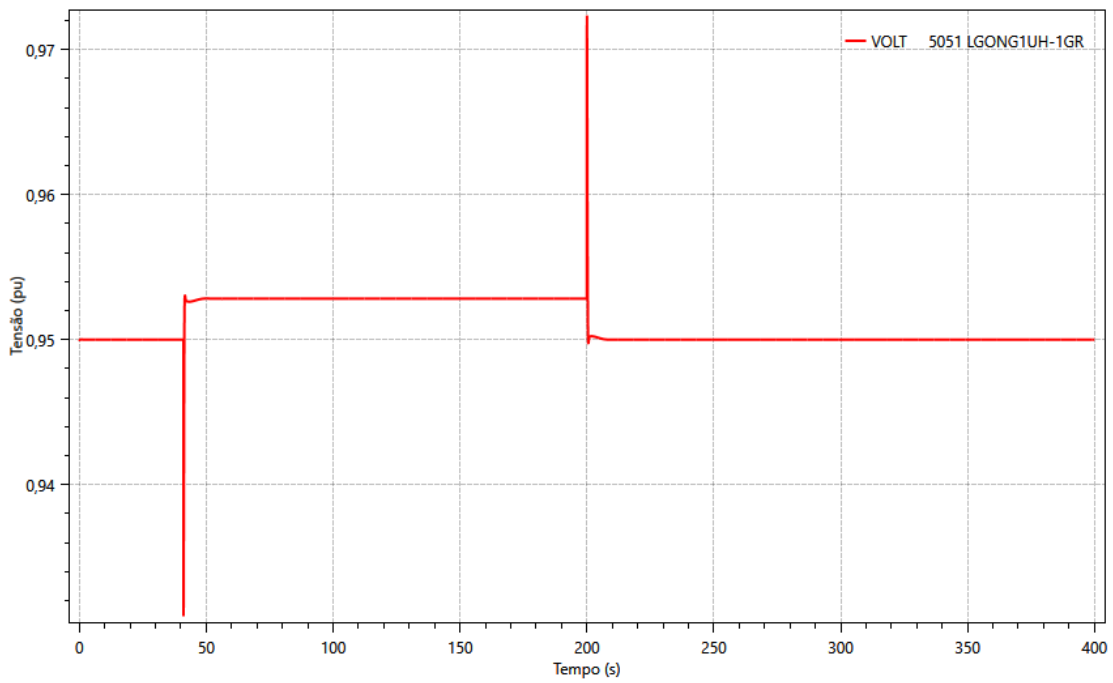


Figura 33 – Tensão na UHE Luiz Gonzaga quando da tomada de 100 MW na SE Natal II e posterior rejeição.

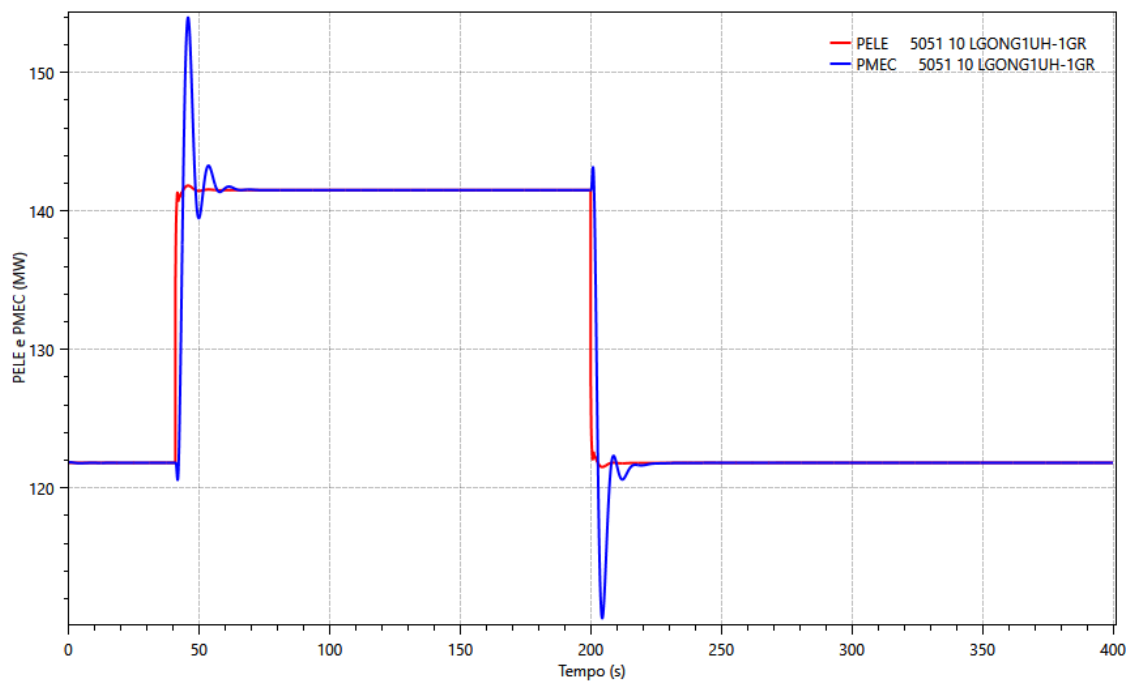


Figura 34 – Potência mecânica e potência elétrica de uma das unidades geradoras da UHE Luiz Gonzaga quando da tomada de 100 MW na SE Natal II e posterior rejeição.

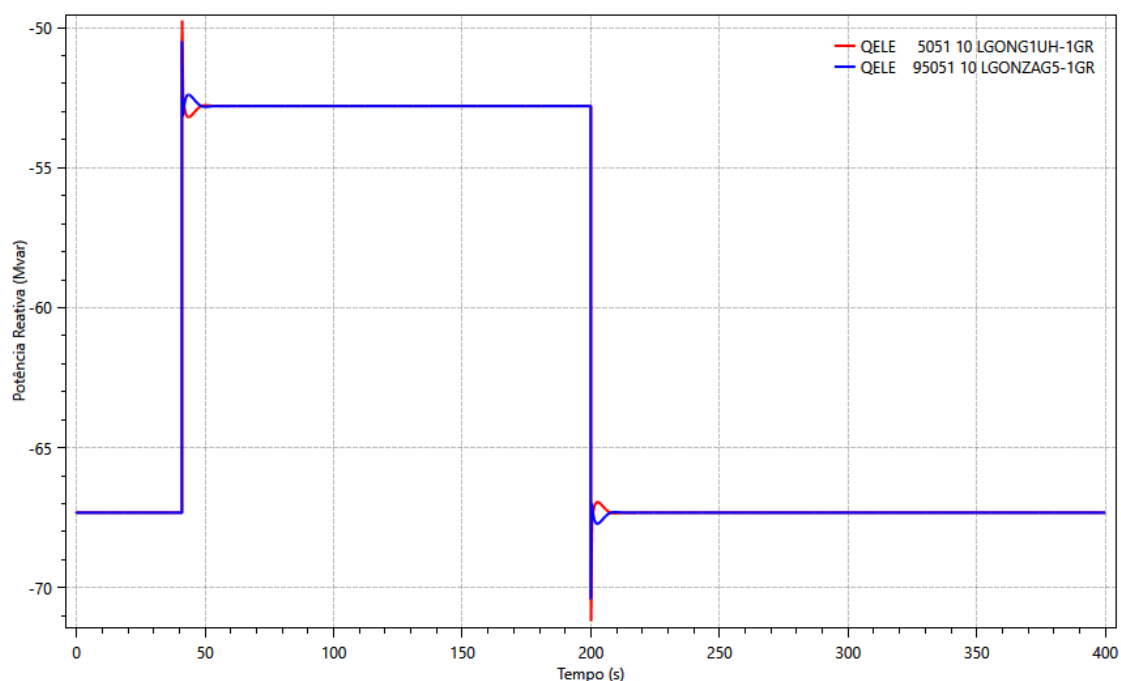


Figura 35 – Potência reativa de duas das unidades geradoras da UHE Luiz Gonzaga quando da tomada de 100 MW na SE Natal II e posterior rejeição.

Analisando os resultados expostos, pode-se verificar que a tomada de 100 MW no 69 kV da SE Natal II e sua posterior rejeição apresentou resultados satisfatórios para as variáveis verificadas.

4.2.1.2 Estudos realizados para a definição e montagem dos corredores de recomposição: Estudo de Transitórios Eletromagnéticos

Muito embora os estudos de transitórios eletromagnéticos não sejam foco de execução neste trabalho, eles também fazem parte dos estudos de análise de corredores de recomposição. Portanto, no intuito de apresentar um exemplo de resultado de estudo realizado na definição do corredor de recomposição de Luiz Gonzaga [42], um dos casos de corredor fluente utilizado neste trabalho, apresenta-se o diagrama montado no *ATPDraw* para avaliação da energização em vazio do primeiro ATR 500/230/13,8 kV da SE Ceará-Mirim II na Figura 36. A análise de transitórios eletromagnéticos da energização desse transformador foi parte importante do estudo de definição do corredor de recomposição da UHE Luiz Gonzaga.

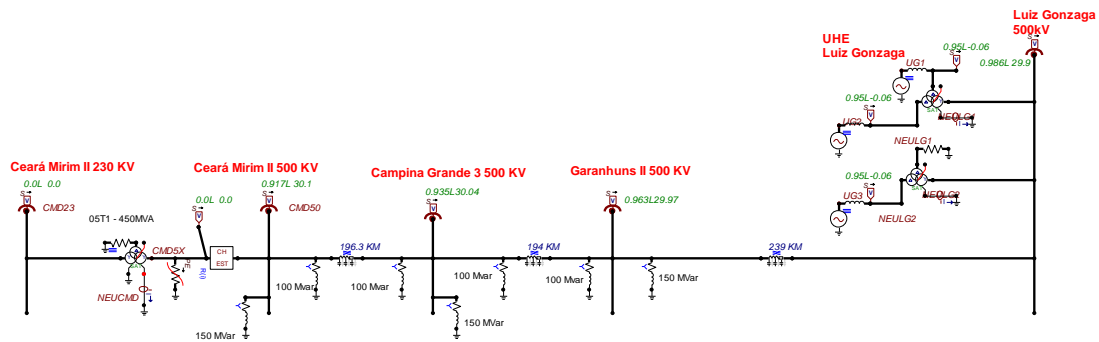


Figura 36 – Caso exemplo: configuração utilizada na simulação no ATPDraw para avaliação da energização em vazio do primeiro ATR 500/230/13,8 kV da SE Ceará-Mirim II.

Na Figura 37 apresenta-se as tensões no barramento de 500 kV da SE Ceará-Mirim II (condição mais crítica de energização), considerando a configuração do caso apresentado na Figura 36, no qual a UHE Luiz Gonzaga está com 3 UG, há a indisponibilidade da LT 500 kV Luiz Gonzaga – Milagres e há o acréscimo de um reator de barra de 150 Mvar na SE Ceará-Mirim II. Na Figura 37 também estão representados os limites inferior e superior aceitáveis para as sobretensões determinados no Submódulo 23.3 (na cor rosa e na cor vinho) e os limites de sobretensão determinados pela CHESF para os seus equipamentos (cinza e azul claro) [42, 43].

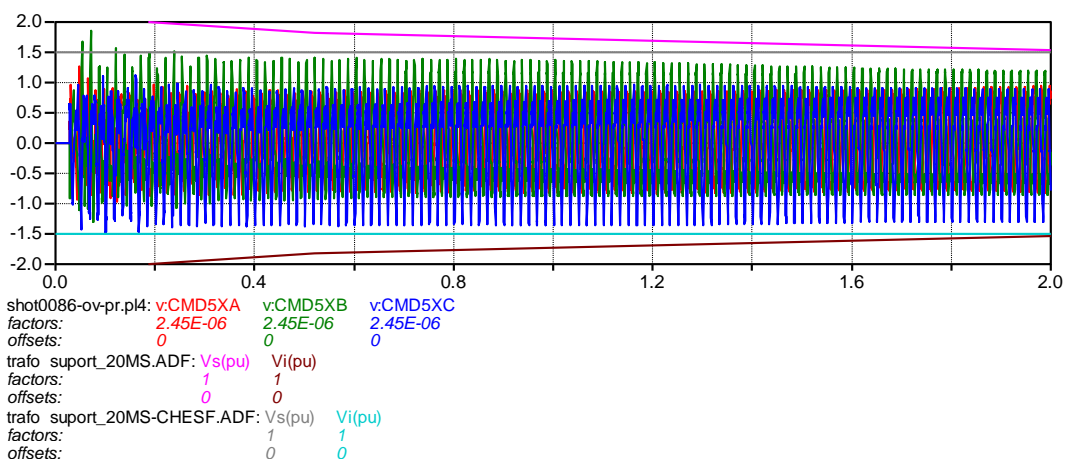


Figura 37 - Valores de tensões no barramento 500 kV da SE Ceará-Mirim II, quando da energização em vazio do primeiro ATR 500/230/13,8 kV da SE Ceará-Mirim II, considerando características da rede citadas.

Percebe-se que os valores das tensões verificados na Figura 37 estão dentro dos limites definidos para as análises de sobretensão, atingindo valores elevados, porém apresentando comportamento bem amortecido. Dessa forma, é permitido energizar o primeiro ATR 500/230/13,8 kV da SE Ceará-Mirim II a vazio com tensão pré-manobra de até 0,92 pu [43].

Nas Figura 38, Figura 39 e Figura 40 pode-se verificar a corrente de *inrush*, a corrente instantânea de neutro e a corrente RMS de neutro nos enrolamentos 500 kV do transformador que está sendo energizado na SE Ceará-Mirim II. Essas correntes apresentaram valores baixos e comportamento bem amortecido [43].

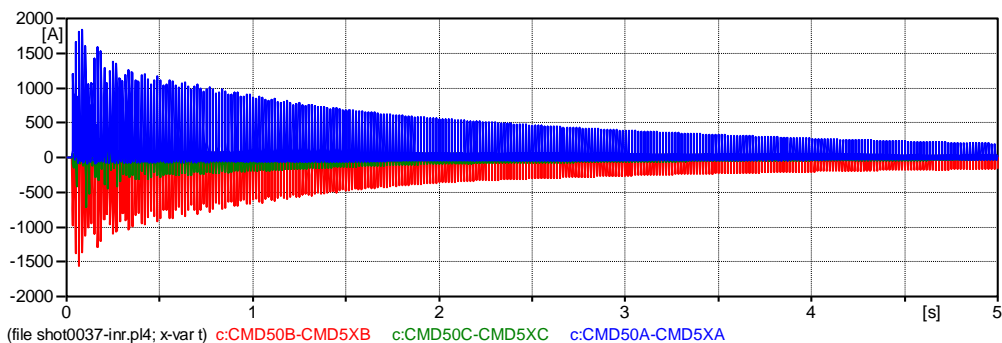


Figura 38 - Corrente de *inrush* nos enrolamentos 500 kV do transformador que está sendo energizado na SE Ceará-Mirim II.

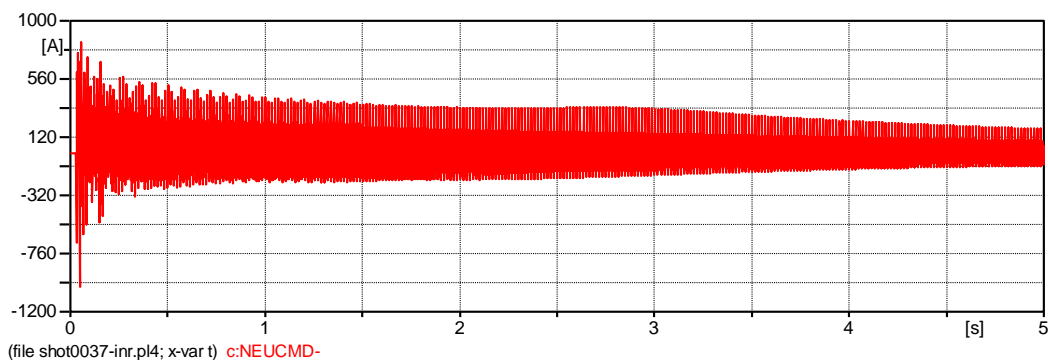


Figura 39 - Corrente instantânea de neutro nos enrolamentos 500 kV do transformador que está sendo energizado na SE Ceará-Mirim II.

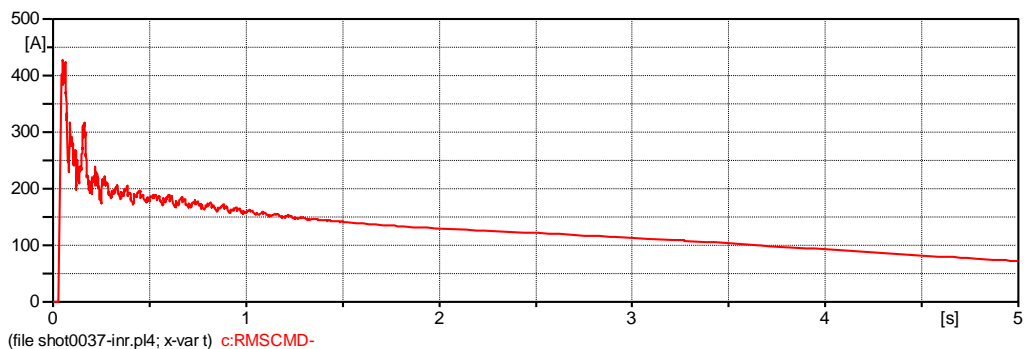


Figura 40 - Valor RMS da corrente de neutro nos enrolamentos 500 kV do transformador que está sendo energizado na SE Ceará-Mirim II.

A capacidade nominal dos para-raios do lado de 500 kV do ATR 500/230/13,8 kV da SE Ceará-Mirim II é de 13 kJ/kV para uma tensão nominal de 420 kV. Na Figura 41 pode-se observar que a energia absorvida por esses para-raios foi bem abaixo da capacidade nominal mencionada dos mesmos [43].

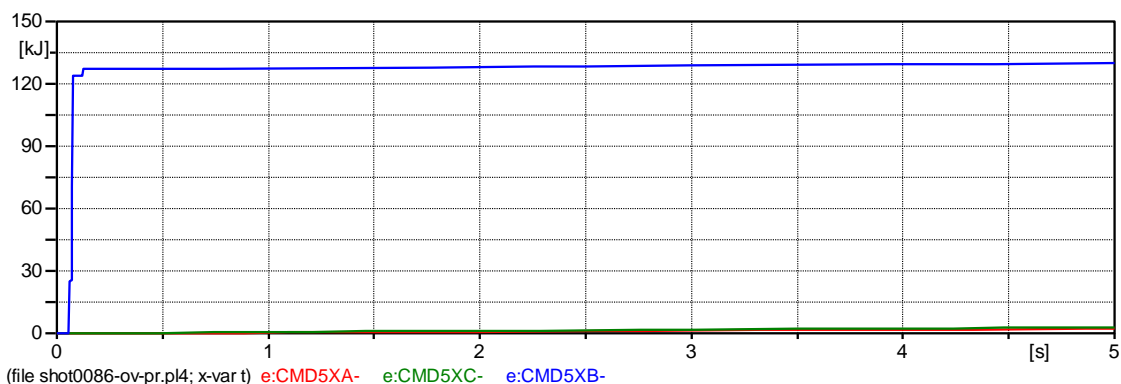


Figura 41 - Energia absorvida pelos para-raios de alta (500 kV) do transformador que está sendo energizado na SE Ceará-Mirim II.

4.2.2 Área Luiz Gonzaga de Recomposição Fluente: Fechamento do Anel de 500 kV entre Ceará Mirim II - João Câmara III - Açú III – Quixadá

A Figura 42 apresenta o diagrama unifilar da recomposição fluente da Área Luiz Gonzaga [23], o trecho da energização do tronco de 500 kV entre Ceará Mirim II - João Câmara III - Açú III - Quixadá e o fechamento de anel no 500 kV da SE Quixadá.

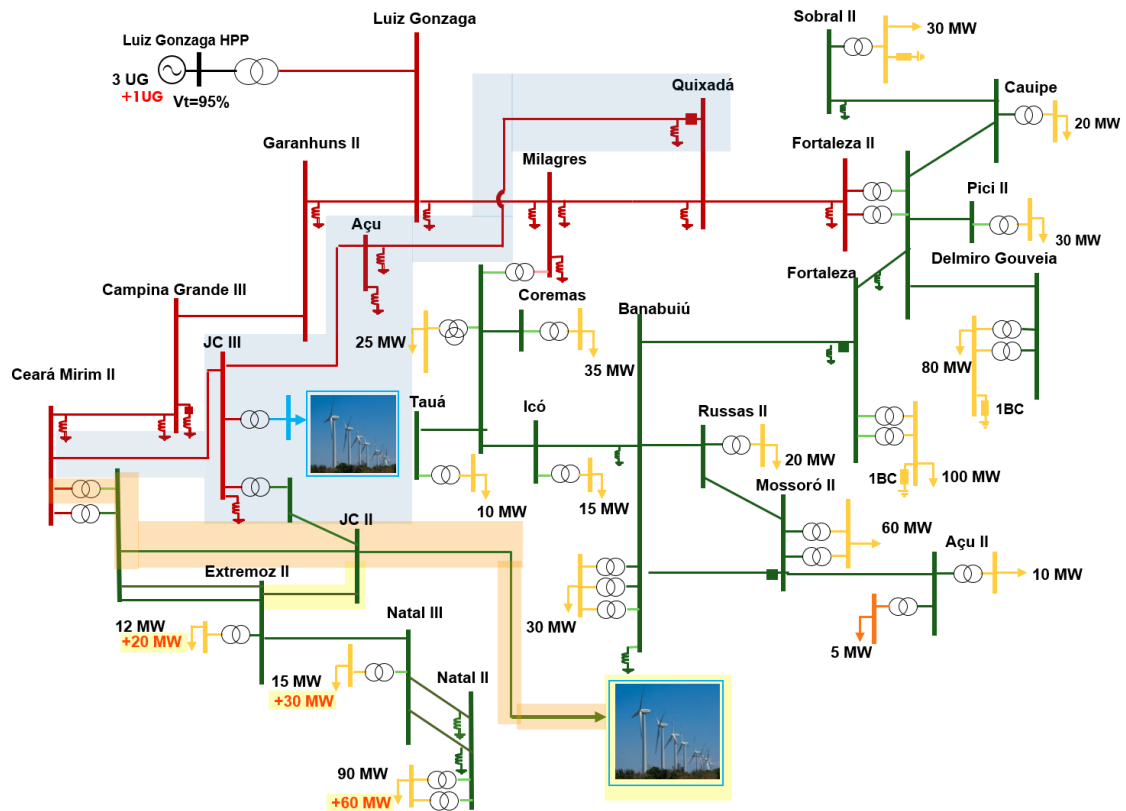


Figura 42 - Configuração da Recomposição Fluente da Área Luiz Gonzaga (Áreas Norte/Leste) considerando o trecho da energização do tronco de 500 kV entre Ceará Mirim II - João Câmara III - Açú III - Quixadá.

O fechamento do anel de 500 kV confere mais robustez à configuração do corredor fluente de Luiz Gonzaga, agregando maior potência de curto-circuito. A configuração apresentada parte da do item 4.2.1 deste trabalho e possui alguns procedimentos adicionais, permitindo a conexão de parques eólicos também a partir do 500 kV da SE João Câmara III. Foi adotada a seguinte seqüência no estudo com tomadas de carga e posterior rejeição:

- **Passo 01:** Sincronizar a quarta (4ª) unidade geradora na UHE Luiz Gonzaga, com tensão terminal de 15,2 kV (95,0% da sua tensão nominal de 16,0 kV), e energizar seu transformador elevador 16,0/500 kV, com tape 1,025;
- **Passo 02:** Energizar a LT 500 kV Ceará-Mirim II – João Câmara III e energizar o reator de barra 500 kV na SE João Câmara III;
- **Passo 03:** Energizar a LT 500 kV João Câmara III – Açú III e energizar o reator de barra 500 kV na SE Açú III;

- **Passo 04:** Fechar o anel na SE Quixadá, energizando a LT 500 kV Açú III – Quixadá com seus reatores de linha nas duas extremidades conectados;
- **Passo 05:** Energizar o 1º transformador 500/138 kV da SE João Câmara III;
- **Passo 06: Inserção dos parques eólicos a partir do 138 kV da SE João Câmara III (esse passo irá variar a depender do parque eólico a ser inserido em cada caso estudado);**
- **Passo 07:** Energizar o 1º transformador 500/230 kV da SE João Câmara III;
- **Passo 08:** Energizar a LT 230 kV João Câmara III – João Câmara II, fechando o anel na SE João Câmara II.

Nessa configuração, a geração eólica pode ser adicionada tanto a partir do 230 kV da SE João Câmara II (configuração do item 4.2.1) como a partir do 500 kV da SE João Câmara III.

4.2.2.1 Estudos realizados para a definição e montagem dos corredores de recomposição: Estudo de Transitórios Eletromecânicos

Nesses estudos são avaliadas as condições da manobra, tais como tensão, diferença angular entre os terminais do disjuntor e impacto nas unidades geradoras no instante do fechamento do anel, além das questões relacionadas à estabilidade do sistema como oscilações de tensão e frequência das máquinas. Como exemplo de um caso de estudo de fechamento de anel, tem-se na Figura 43 o diagrama utilizado para simular o fechamento do tronco de 500 kV entre Ceará Mirim II - João Câmara III - Açú III - Quixadá, possibilitando fechar o anel da área Luiz Gonzaga na SE Quixadá. No diagrama está representado o ponto de conexão do anel já fechado e o ponto do link fictício criado para simular o fechamento, em conjunto com a barra fictícia criada (barra modificada).

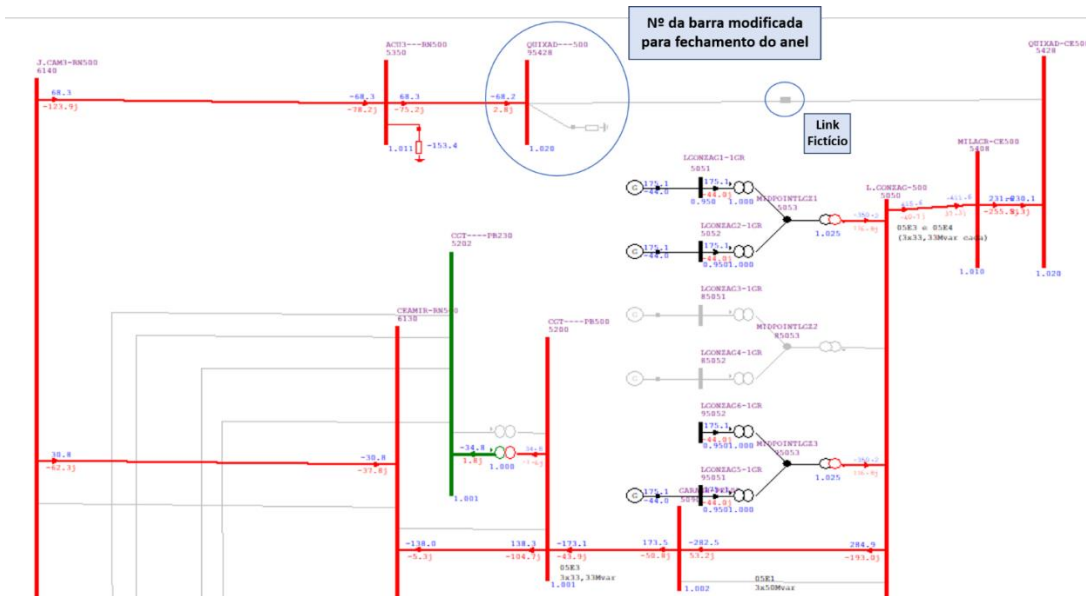


Figura 43 - Diagrama exemplo para o fechamento do tronco de 500 kV entre Ceará Mirim II - João Câmara III - Açú III - Quixadá, fechando o anel da área Luiz Gonzaga na SE Quixadá.

Na Figura 44 tem-se o resultado da simulação dinâmica do fechamento de anel representado na Figura 43. Além disso, na imagem foi colocada a tabela para avaliação da variação da potência elétrica nas unidades geradoras das usinas consideradas.

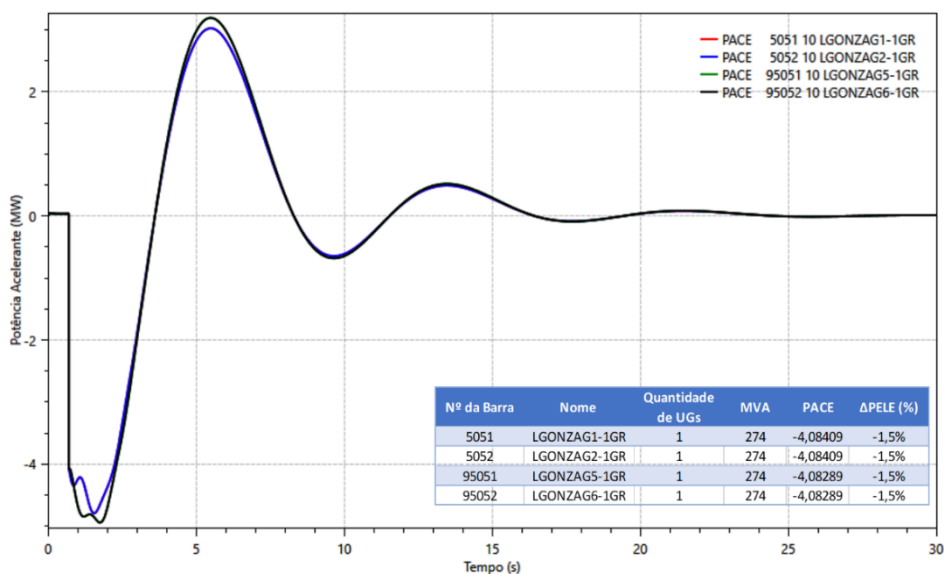


Figura 44 - Resultado da variação de potência elétrica das unidades geradoras na simulação dinâmica do fechamento do anel da área Luiz Gonzaga na SE Quixadá.

Nas Figura 45 e Figura 47 são apresentados o comportamento do ângulo das unidades geradoras 1 e 2 da UHE Luiz Gonzaga em radianos e da defasagem angular entre os polos do disjuntor da SE Quixadá 500 kV no instante do fechamento do anel, respectivamente.

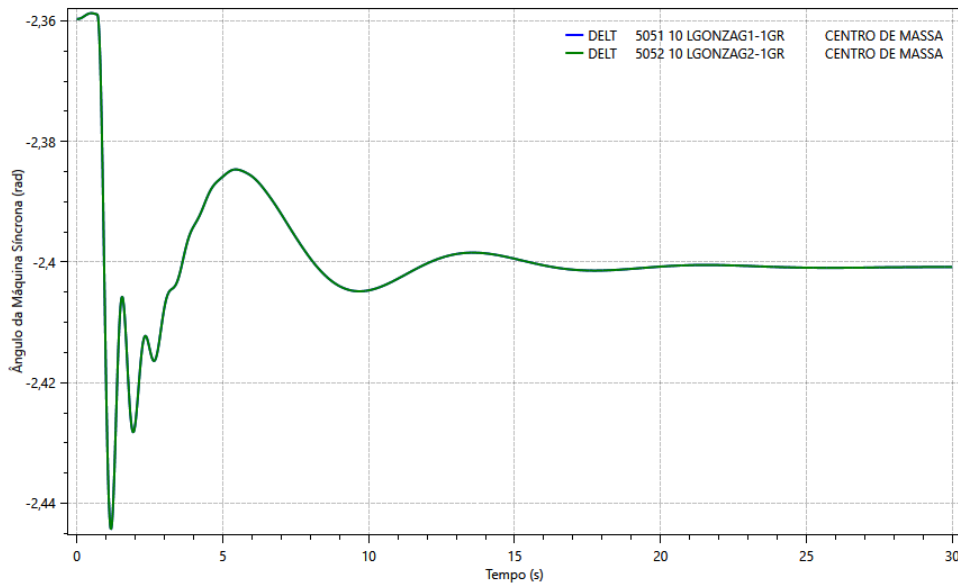


Figura 45 - Variação do ângulo das unidades geradoras 1 e 2 na simulação dinâmica do fechamento do anel da área Luiz Gonzaga no 500 kV da SE Quixadá.

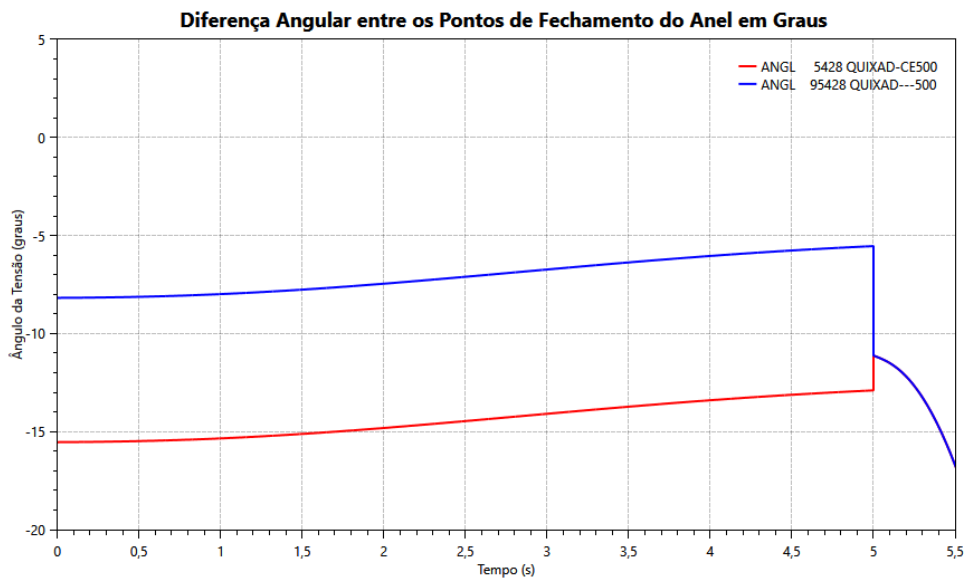


Figura 46 – Defasagem angular entre os polos do disjuntor da SE Quixadá 500 kV no instante do fechamento do anel.

A defasagem angular entre os polos do disjuntor da SE Quixadá 500 kV, no instante do fechamento do anel, era de cerca de $7,4^\circ$.

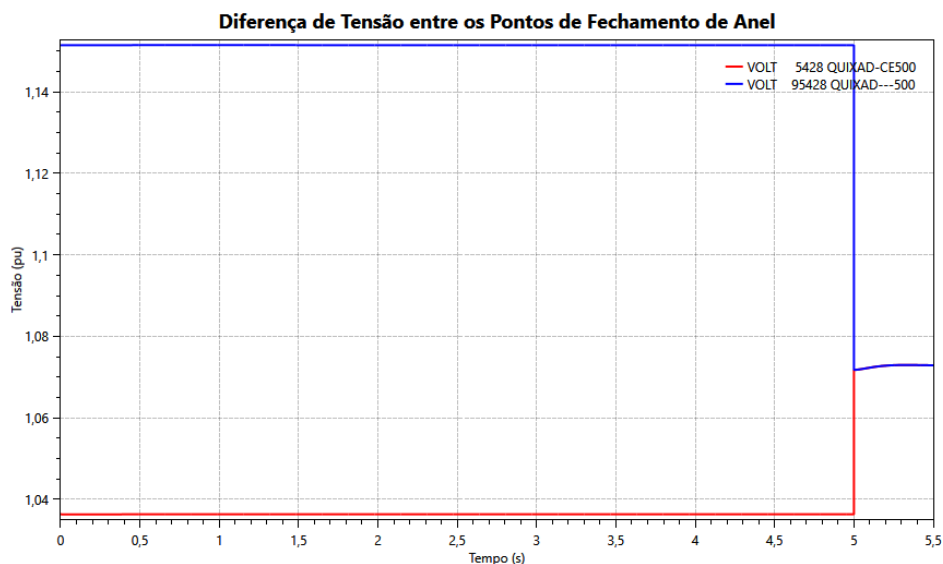


Figura 47 – Tensão nos terminais de fechamento do anel, ou seja, SE Quixadá e Açú II.

Conforme pode-se ver na Figura 47, a diferença de tensão entre os terminais de fechamento do anel era de 0,1 pu.

Verifica-se, então, que a manobra de fechamento de anel não apresenta riscos para as unidades geradoras, uma vez que as variações instantâneas de potência elétrica se encontram dentro do critério estabelecido de 50% da potência aparente nominal da respectiva unidade geradora.

4.2.3 Recomposição Fluente da Área Xingó

A Figura 48 apresenta o diagrama unifilar da recomposição fluente da Área Xingó [44]. O procedimento de recomposição da Área Xingó da região Nordeste e o tronco associado da região Nordeste, considera, inicialmente, duas unidades geradoras sincronizadas na UHE Xingó, atendendo as cargas prioritárias das regiões metropolitanas de Recife e de João Pessoa. A partir do sincronismo da terceira unidade geradora, passa-se a atender as cargas prioritárias das regiões metropolitanas de Maceió e de Aracaju.

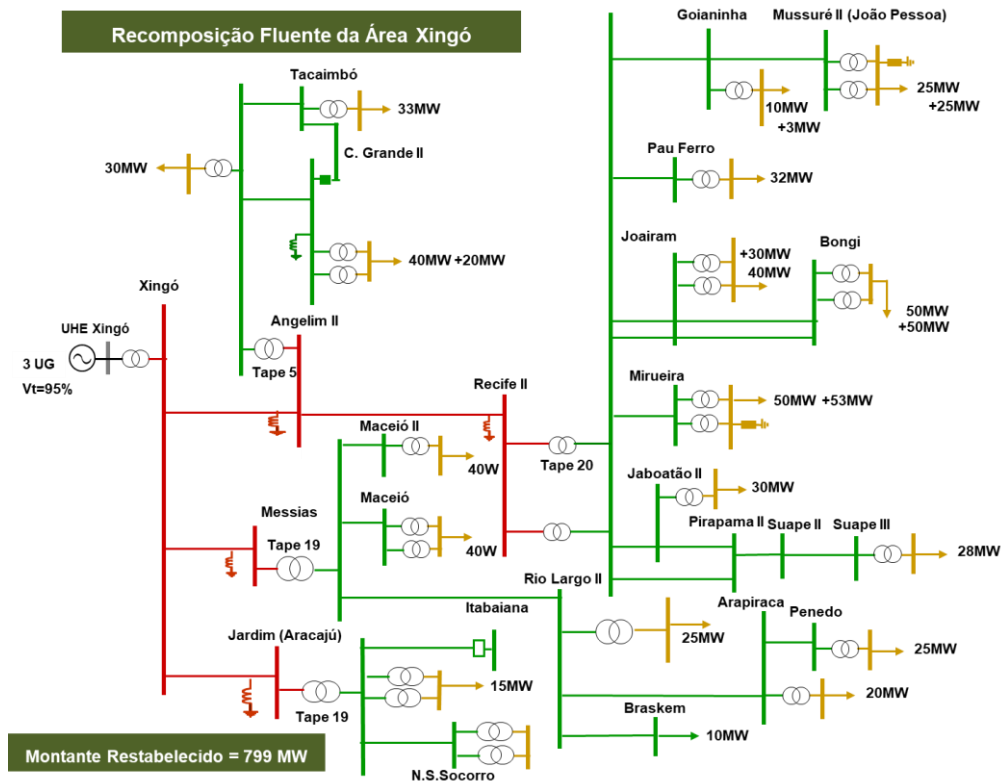


Figura 48 - Configuração da Recomposição Fluente da Área Xingó.

A seguir será apresentada a sequência adotada para definir o procedimento dessa área de recomposição [44]:

- **Passo 01:** UHE Xingó com duas unidades geradoras sincronizadas e tensão terminal em 17,1 kV (95% de sua tensão nominal de 18 kV), energizando o barramento de 500 kV em 487 kV (tape fixo do transformador elevador em 1,025pu);
- **Passo 02:** Energização da LT 500 kV Xingó - Angelim II C1(V1), com reator de linha de 150 Mvar previamente conectado na SE Angelim II;
- **Passo 03:** Energização do reator de barra de 150 Mvar previamente conectado no 500 kV da SE Angelim II;
- **Passo 04:** Energização da LT 500 kV Angelim II - Recife II C2(L9), com reator de linha de 100 Mvar previamente conectado na SE Recife II;
- **Passo 05:** Energização de um autotransformador 500/230 kV da SE Recife II, com tape na posição 20 (1,006pu);
- **Passo 06:** Energização de um circuito da LT 230 kV Recife II - Joairam C1(V1), ou C2(V2) ou C3(V3);

- **Passo 07:** Energização de um circuito da LT 230 kV Joairam – Bongi;
- **Passo 08:** Energização em vazio expressa da LT 230 kV Recife II - Pirapama II (04C1);
- **Passo 09:** Energização de um transformador 230/69 kV da SE Bongi, com tape na posição nominal;
- **Passo 10:** Tomada do primeiro bloco de até **50 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Bongi;
- **Passo 11:** Energização de um dos transformadores 230/69 kV da SE Joairam, com tape na posição nominal;
- **Passo 12:** Tomada do primeiro bloco de até **40 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Joairam;
- **Passo 13:** Energização de um dos transformadores 230/69 kV da SE Jaboatão II, com tape na posição nominal;
- **Passo 14:** Tomada do primeiro bloco de **30 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Jaboatão II;
- **Passo 15:** Energização do segundo transformador 230/69 kV da SE Jaboatão II, com tape na posição nominal;
- **Passo 16:** Energização de um autotransformador 500/230 kV da SE Angelim II, com tape na posição 5 (0,995pu);
- **Passo 17:** Energização de um transformador 230/69 kV da SE Angelim, com tape na posição nominal;
- **Passo 18:** Tomada de até **30 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Angelim;
- **Passo 19:** Desenergização do reator de barra de 150 Mvar previamente conectado no 500 kV da SE Angelim II;
- **Passo 20:** Energização de um segundo circuito da LT 230 kV Recife II - Joairam;
- **Passo 21:** Energização de um segundo transformador 230/69 kV da SE Joairam, com tape na posição nominal;
- **Passo 22:** Tomada do segundo bloco de até **30 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Joairam, totalizando **70 MW**;

- **Passo 23:** Energização de um segundo circuito da LT 230 kV Joairam – Bongi;
- **Passo 24:** Energização de um segundo transformador 230/69 kV da SE Bongi, com tape na posição nominal;
- **Passo 25:** Tomada do segundo bloco de **50 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Bongi, totalizando o restabelecimento de **100 MW** dessa subestação;
- **Passo 26:** Energização do segundo circuito da LT 230 kV Recife II – Pirapama II;
- **Passo 27:** Energização de um circuito da LT 230 kV Pirapama II - Suape III e energização de um dos transformadores 230/69 kV da SE Suape III, com tape na posição nominal;
- **Passo 28:** Tomada de até **28 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Suape III;
- **Passo 29:** Energização de um circuito da LT 230 kV Recife II – Mirueira;
- **Passo 30:** Energização de um transformador 230/69 kV da SE Mirueira, com tape na posição nominal;
- **Passo 31:** Tomada de até **50 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Mirueira;
- **Passo 32:** Energização de um segundo transformador 230/69 kV da SE Mirueira, com tape na posição nominal;
- **Passo 33:** Energização de um banco de capacitores de 20,3 Mvar na barra de 69kV da SE Mirueira;
- **Passo 34:** Tomada do segundo bloco de **53 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Mirueira, totalizando o restabelecimento de **103 MW** dessa subestação;
- **Passo 35:** Energização de um circuito da LT 230 kV Recife II – Goianinha;
- **Passo 36:** Energização de um circuito da LT 230 kV Goianinha - Mussuré II;
- **Passo 37:** Energização de um dos transformadores 230/69 kV da SE Mussuré II, com tape na posição nominal;
- **Passo 38:** Tomada de até **25 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Mussuré II;
- **Passo 39:** Energização de um banco de capacitores de 21,2 Mvar na barra de 69kV da SE Mussuré II;
- **Passo 40:** Tomada do segundo bloco de **25 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Mussuré II, totalizando o restabelecimento de **50 MW** dessa subestação;

- **Passo 41:** Energização de um segundo transformador 230/69 kV da SE Mussuré II, com tape na posição nominal;
- **Passo 42:** Energização de um transformador 230/69 kV da SE Goianinha, com tape na posição nominal;
- **Passo 43:** Tomada de até **10 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Goianinha;
- **Passo 44:** Energização do segundo transformador 230/69 kV da SE Goianinha, com tape na posição nominal;
- **Passo 45:** Tomada do segundo bloco de carga de até **3 MW** a partir do 69 kV da SE Goianinha, totalizando **13 MW**;
- **Passo 46:** Energização de um segundo autotransformador 500/230 kV da SE Recife II, com tape na posição 20 (1,006pu), equiparado ao ATR em operação e com fluxo superior a 250 MW nesse ATR;
- **Passo 47:** Energização de um circuito da LT 230 kV Recife II - Pau Ferro;
- **Passo 48:** Energização de um transformador 230/69 kV da SE Pau Ferro, com tape na posição nominal;
- **Passo 49:** Tomada de até **32 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Pau Ferro;
- **Passo 50:** Energização da LT 230 kV Angelim – Campina Grande II, com o reator de 10 Mvar previamente conectado na barra de 230 kV da SE Campina Grande II;
- **Passo 51:** Energização de um transformador 230/69 kV da SE Campina Grande II, com tape na posição nominal;
- **Passo 52:** Tomada de até **40 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Campina Grande II;
- **Passo 53:** Energização da LT 230 kV Angelim – Tacaimbó;
- **Passo 54:** Energização de um transformador 230/69 kV da SE Tacaimbó, com tape na posição nominal;
- **Passo 55:** Tomada de até **33 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Tacaimbó;
- **Passo 56:** Energização da LT 230 kV Tacaimbó – Campina Grande II;
- **Passo 57:** Energização de um segundo transformador 230/69 kV da SE Campina Grande II, com tape na posição nominal;

- **Passo 58:** Tomada do segundo bloco de **20 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Campina Grande II, totalizando o restabelecimento de **60 MW** nessa subestação;
- **Passo 59:** Sincronismo da terceira unidade geradora da UHE Xingó, com tensão terminal em 17,1 kV (95% de sua tensão nominal de 18 kV);
- **Passo 60:** Energização da LT 500 kV Xingó - Messias, com reator de linha de 150 Mvar previamente conectado;
- **Passo 61:** Energização de um autotransformador 500/230 kV da SE Messias, com tape na posição 19 (0,993pu);
- **Passo 62:** Energização de um circuito da LT 230 kV Messias – Maceió;
- **Passo 63:** Energização de um circuito da LT 230 kV Messias - Rio Largo II;
- **Passo 64:** Energização de um transformador 230/69 kV da SE Maceió, com tape na posição nominal;
- **Passo 65:** Tomada de **até 40 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Maceió;
- **Passo 66:** Energização da LT 230 kV Messias - Maceió II;
- **Passo 67:** Energização do transformador 230/69 kV da SE Maceió II, com tape na posição nominal;
- **Passo 68:** Tomada de **até 40 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Maceió II;
- **Passo 69:** Energização de um transformador 230/69 kV da SE Rio Largo II, com tape na posição nominal;
- **Passo 70:** Tomada de **até 25 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Rio Largo II;
- **Passo 71:** Energização da LT 230 kV Rio Largo II – Arapiraca III;
- **Passo 72:** Energização de um transformador 230/69 kV da SE Arapiraca III, com tape na posição nominal;
- **Passo 73:** Tomada de **até 20 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Arapiraca III;
- **Passo 74:** Energização da LT 230 kV Arapiraca III - Penedo;
- **Passo 75:** Energização de um transformador 230/69 kV da SE Penedo, com tape na posição nominal;

- **Passo 76:** Tomada de até **25 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Penedo;
- **Passo 77:** Energização da LT 230 kV Rio Largo II – Braskem;
- **Passo 78:** Tomada de até **10 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Braskem;
- **Passo 79:** Energização da LT 500 kV Xingó - Jardim, com reator de linha de 100 Mvar previamente conectado;
- **Passo 80:** Energização do autotransformador 500/230 kV da SE Jardim, com tape na posição 19 (0,993pu);
- **Passo 81:** Energização de um dos transformadores 230/69 kV da SE Jardim, com tape na posição nominal;
- **Passo 82:** Tomada de até **15 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Jardim;
- **Passo 83:** Energizar em vazio a LT 230 kV Jardim - Nossa Senhora do Socorro C1 ou C2;
- **Passo 84:** Energização de um dos transformadores 230/69 kV da SE Nossa Senhora do Socorro, com tape na posição nominal;
- **Passo 85:** Tomada de até **30 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Nossa Senhora do Socorro;
- **Passo 86:** Energização do segundo transformador 230/69 kV da SE Nossa Senhora do Socorro, com tape na posição nominal;
- **Passo 87:** Tomada do segundo bloco de **45 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Nossa Senhora do Socorro, totalizando **75 MW** nessa subestação;
- **Passo 88:** Energização de um circuito da LT 230 kV Jardim - Itabaiana.

O montante de carga total recomposto a partir dessa área é de 799 MW.

4.2.4 Recomposição Coordenada: Fechamento do Paralelo entre as Áreas de Recomposição Fluente Luiz Gonzaga e Xingó

Nesta etapa, para atender cargas adicionais na Área Leste, foi estabelecida a seguinte sequência de eventos [45]:

- **Passo 01:** Energização da LT 500 kV Garanhuns II – Angelim II fechando o paralelo entre as Áreas Luiz Gonzaga e Xingó na SE Angelim II.
 - ✓ Fase fluente de recomposição das Áreas Luiz Gonzaga e Xingó concluída, ou seja, atendimento a aproximadamente 80% da tomada de carga prevista na fase fluente de cada área;
 - ✓ No mínimo 3 UG sincronizadas e em operação na UHE Luiz Gonzaga;
 - ✓ No mínimo 3 UG sincronizadas e em operação na UHE Xingó;
 - ✓ Tensão no 500 kV da SE Garanhuns inferior ou igual a **525 kV**;
 - ✓ Reator de linha 500 kV (150 Mvar) E2 da SE Angelim II isolado.

Após o fechamento do paralelo entre as Áreas Luiz Gonzaga e Xingó, a UHE Xingó é responsável pelo controle de frequência e o PSS das duas usinas deve ser ligado antes dos passos seguintes.

- **Passo 02:** Energização do autotransformador 500/230 kV T1 da SE Campina Grande III com tape fixo na posição 21 (0,98 pu);
- **Passo 03:** Energização em vazio do primeiro circuito da LT 230 kV Campina Grande III - Campina Grande II;
- **Passo 04:** Fechamento de anel dessa LT (500/230 kV) na SE Campina Grande II;
- **Passo 05:** Energização do terceiro transformador 230/69 kV da SE Campina Grande II, com tape na posição nominal;
- **Passo 06:** Restabelecimento do **terceiro bloco de 30 MW** de carga adicional a partir da barra do 69 kV da SE Campina Grande II;
- **Passo 07:** Energização da segunda LT 500 kV Garanhuns II - Luiz Gonzaga;
- **Passo 08:** Sincronismo da quarta unidade geradora da UHE Luiz Gonzaga e elevação de geração da UHE Luiz Gonzaga de 594,6 MW para 700 MW;
- **Passo 09:** Energização da LT 230 kV Campina Grande II - Coteminas;
- **Passo 10:** Restabelecimento do **primeiro bloco de 10 MW** de carga do Consumidor Industrial Coteminas;
- **Passo 11:** Energização em vazio da LT 230 kV Campina Grande III – Extremoz II;

- **Passo 12:** Fechamento de anel dessa LT na SE Extremoz II;
- **Passo 13:** Restabelecimento do **segundo bloco de 20 MW** de carga adicional a partir da barra 69 kV da SE Extremoz II;
- **Passo 14:** Energização do segundo autotransformador 500/230 kV da SE Ceará-Mirim II com o tape na mesma posição do ATR em operação;
- **Passo 15:** Energização do segundo circuito da LT 230 kV Ceará-Mirim II - Extremoz II, fechando em anel na SE Extremoz II;
- **Passo 16:** Energização do segundo transformador 230/69 kV da SE Extremoz II;
- **Passo 17:** Restabelecimento do **terceiro bloco de carga de 30 MW** a partir do 69 kV da SE Extremoz II;
- **Passo 18:** Energização em vazio da LT 230 kV Campina Grande III – Extremoz II e da LT 230 kV Extremoz II - Natal III de maneira expressa;
- **Passo 19:** Fechamento de anel dessa LT na SE Natal III;
- **Passo 20:** Energização do segundo transformador 230/69 kV da SE Natal III;
- **Passo 21:** Restabelecimento do **segundo bloco de carga de 30 MW** a partir do 69 kV da SE Natal III;
- **Passo 22:** Energização do segundo circuito da LT 230 kV Natal II - Natal III, fechando em anel;
- **Passo 23:** Energização do terceiro transformador 230/69 kV da SE Natal II;
- **Passo 24:** Restabelecimento do **quarto bloco de carga de 30 MW** a partir do 69 kV da SE Natal II;
- **Passo 25:** Restabelecimento do **terceiro bloco de carga de 30 MW** a partir do 69 kV da SE Natal III;
- **Passo 26:** Elevar a geração em 120 MW na UHE Luiz Gonzaga totalizando 820 MW;
- **Passo 27:** Energização da primeira LT 230 kV Paraíso - Natal II;
- **Passo 28:** Energização do primeiro transformador 230/138 kV da SE Paraíso;
- **Passo 29:** Restabelecimento do **primeiro bloco de carga de 15 MW** a partir do 138 kV da SE Paraíso;

- **Passo 30:** Restabelecimento do **segundo bloco de carga de 10 MW** a partir do 138 kV da SE Paraíso;
- **Passo 31:** Energização da primeira LT 230 kV Paraíso - Lagoa Nova II;
- **Passo 32:** Energização da primeira LT 230 kV Lagoa Nova II - C. Novos II;
- **Passo 33:** Energização do primeiro transformador 230/138 kV da SE C. Novos II;
- **Passo 34:** Restabelecimento do **primeiro bloco de carga de 15 MW** a partir do 138 kV da SE C. Novos II;
- **Passo 35: Elevação da geração em 15 MW na UHE Luiz Gonzaga, totalizando 835 MW;**
- **Passo 36:** Energização do segundo circuito da LT 230 kV Campina Grande III - Campina Grande II;
- **Passo 37:** Energização em vazio da LT 230 kV Campina Grande II - Paraíso;
- **Passo 38:** Fechamento dessa LT em anel na SE Paraíso;
- **Passo 39:** Restabelecimento do **terceiro bloco de carga de 15 MW** a partir do 138 kV da SE Paraíso;
- **Passo 40:** Energização do primeiro circuito da LT 500 kV Ceará-Mirim II - João Câmara III;
- **Passo 41:** Energização de um reator de barra da SE 500 kV João Câmara III;
- **Passo 42:** Energização da LT 500 kV João Câmara III - Açú III juntamente com o reator de barra da SE 500 kV Açú III;
- **Passo 43:** Energização da LT 500 kV Açú III - Quixadá em vazio;
- **Passo 44:** Fechamento dessa LT em anel na SE 500 kV Quixadá.

A Figura 49 apresenta o fechamento do paralelo entre as áreas Xingó e Luiz Gonzaga, com as etapas adicionais elencadas anteriormente. A análise da conexão dos parques eólicos, igualmente ao Caso de Estudo II, será feita para verificar o efeito de tomada de carga adicional e rejeição de carga. Outra possibilidade que pode ser avaliada é a conexão de outros parques eólicos localizados próximos à SE 230 kV Campina Grande II, se necessário.

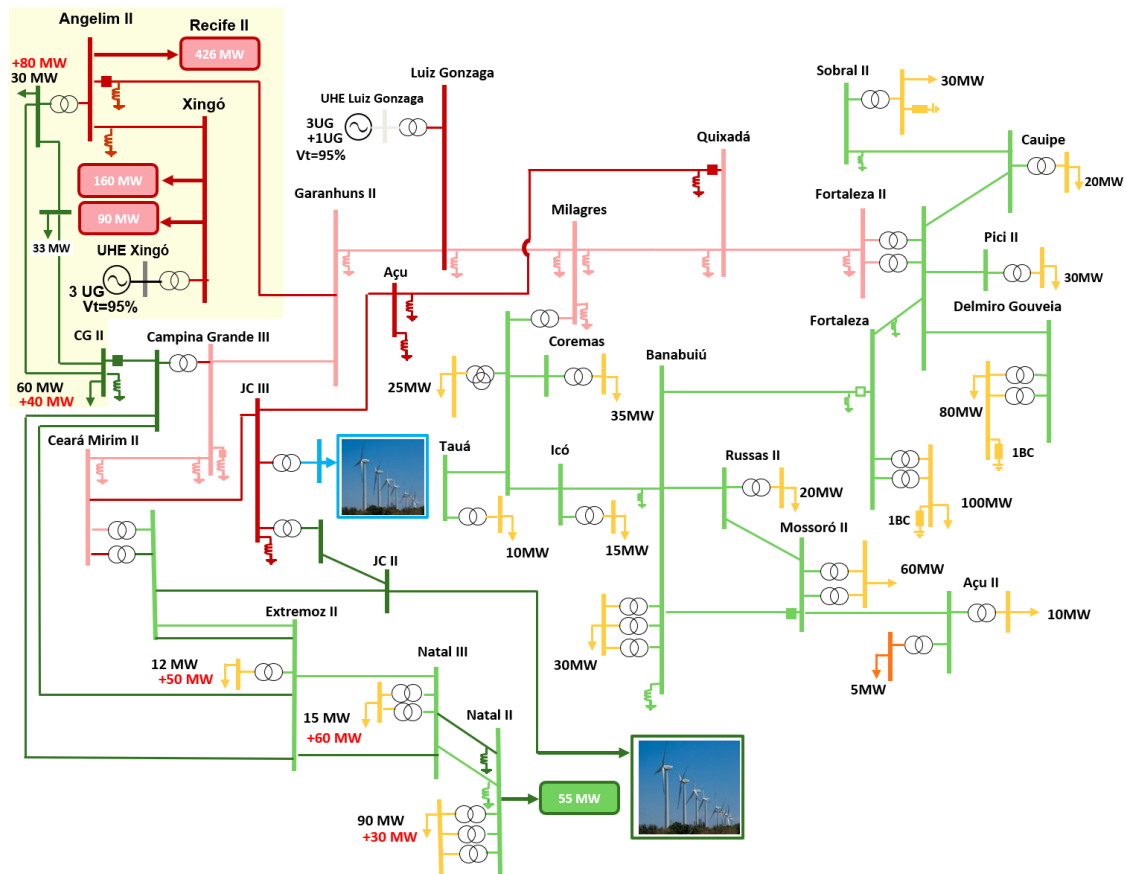


Figura 49 - Área de recomposição fluente Luiz Gonzaga com possibilidade de conexão de parques eólicos a partir do 230 kV da SE João Câmara II e/ou do 500 kV da SE João Câmara III.

4.2.5 Recomposição Coordenada: Exemplo de Estudo de Fechamento de Paralelo entre Áreas

Como exemplo de um caso de estudo de fechamento de paralelo, tem-se na Figura 50 o diagrama utilizado para simular o fechamento do paralelo entre duas áreas de recomposição fluente: a área Luiz Gonzaga e a área Xingó.

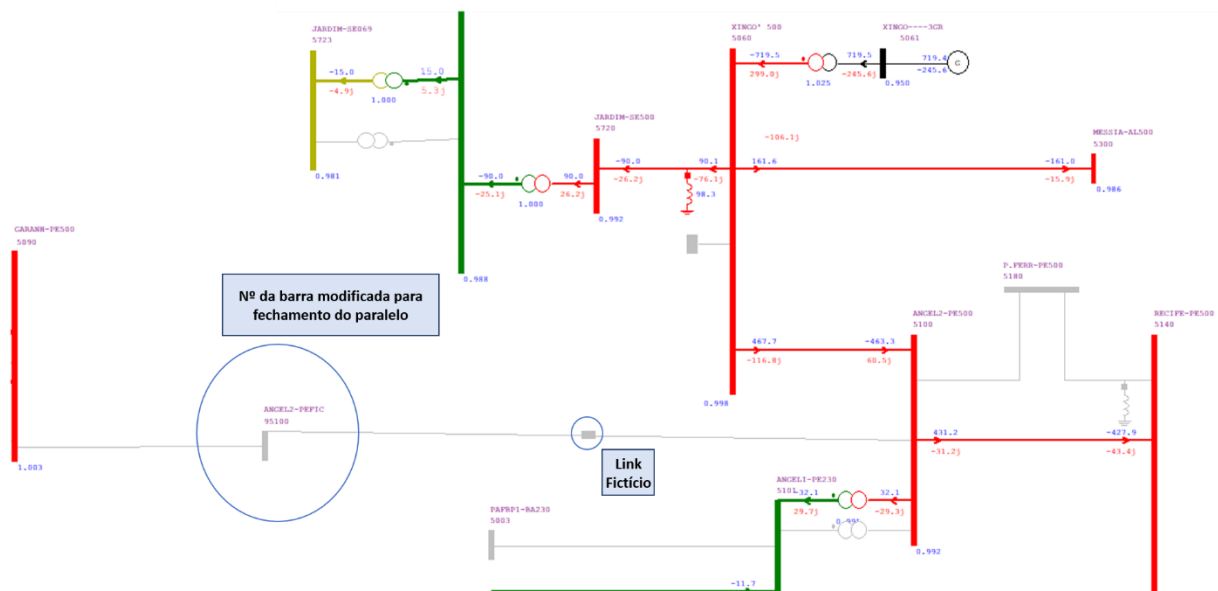


Figura 50 - Diagrama exemplo para o fechamento do paralelo entre as áreas fluente de Luiz Gonzaga e de Xingó.

Na Figura 51 tem-se o resultado da simulação dinâmica do fechamento de anel representado na Figura 50. Além disso, na imagem foi colocada a tabela para avaliação da variação da potência elétrica nas unidades geradoras das usinas consideradas.

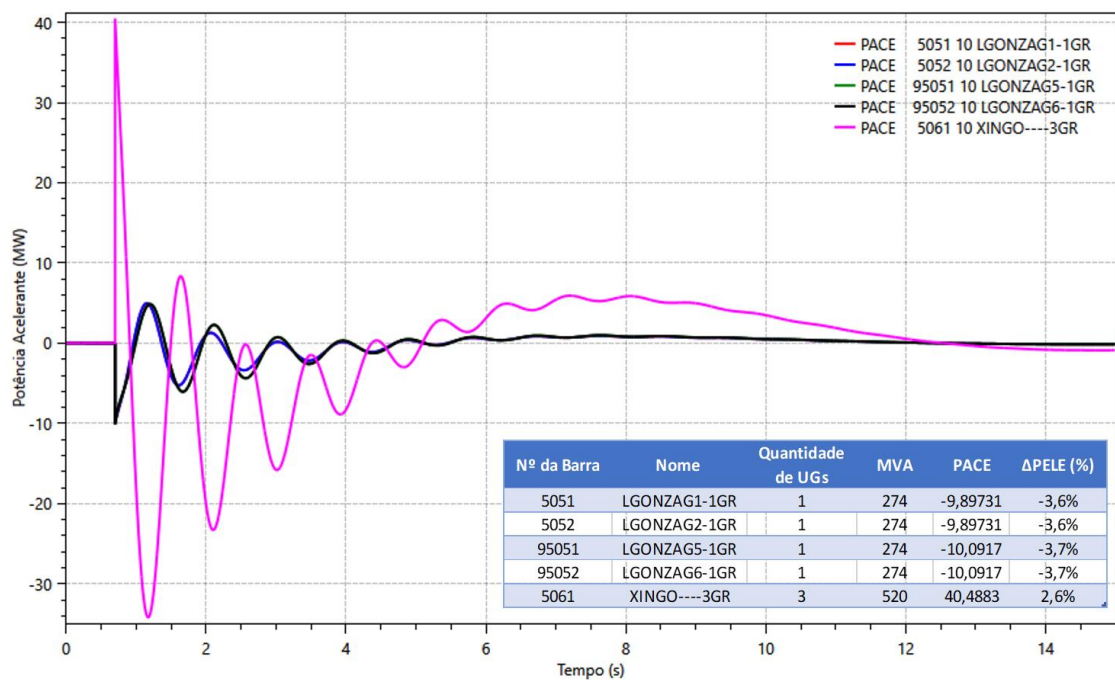


Figura 51 - Resultado da variação de potência elétrica das unidades geradoras na simulação dinâmica do fechamento do paralelo entre as áreas Luiz Gonzaga e Xingó.

Deve-se lembrar de conferir no caso do ANATEM (gráfico gerado ou arquivo .out) se os valores de Δf e $\Delta \delta$ eram os desejados no instante do fechamento do paralelo ou do anel, a depender da situação simulada. Como o resultado da variação de potência nas unidades geradoras foi inferior a 50% e as oscilações da potência em todas as usinas foram bem amortecidas nos dois casos apresentados, os ajustes de tensão e ângulo simulados serão os utilizados nas instruções de operação para o fechamento em questão.

4.2.6 A Inserção da Geração Eólica nos Casos de Recomposição Vigentes

O montante de geração eólica disponível para conexão nas SE João Câmara III e João Câmara II é da ordem de 2,1 GW, proveniente de diferentes parques eólicos, com tecnologias de diferentes fabricantes, conforme Figura 52. Esses motivos, aliados à localização elétrica na rede e à proximidade a alguns centros de carga principais da região Nordeste, justificam a escolha pela inserção de geração eólica nesse ponto de conexão.

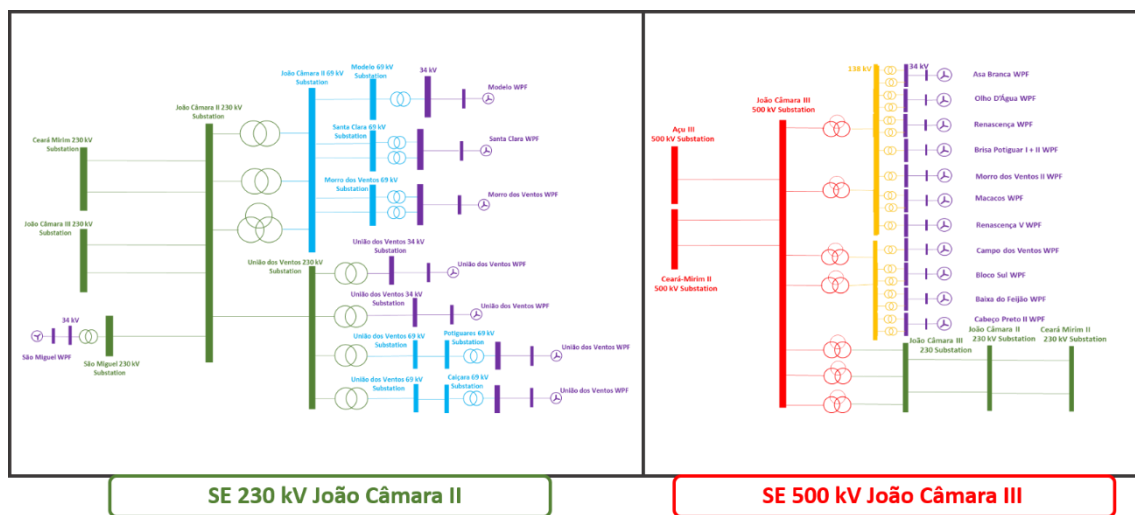


Figura 52 – Parques eólicos nas SE João Câmara II e João Câmara III.

Resumidamente, os estudos e as análises a serem realizadas neste trabalho tomarão como base a inserção de geração eólica como suporte ao processo de recomposição, considerando as seguintes premissas:

- O corredor de recomposição não será iniciado com a fonte eólica, principalmente em virtude do nível de curto-circuito da região e devido aos atuais parques eólicos no Brasil não terem capacidade de *blackstart*, ou seja, a geração eólica presente no SIN não opera no modo formador de rede (do inglês *grid-forming resource*), e

sim no modo seguidor de rede (do inglês *grid-following resource*) [22]. Além disso, os corredores de recomposição no Brasil são tipicamente iniciados com a fonte hidrelétrica, sendo as fontes alternativas utilizadas para acelerar o processo de recomposição;

- A inserção dos parques eólicos ocorrerá para possibilitar a tomada mais rápida da carga, levando à aceleração do processo de recomposição e a uma possibilidade de restabelecer um montante de carga adicional;
- Haverá a avaliação em regime permanente e em regime dinâmico dos passos adicionais propostos para os casos de recomposição já vigentes.

Tomando por base o corredor de recomposição descrito no item 4.2.1, referente à Área Luiz Gonzaga, os seguintes passos adicionais serão implementados, dando início à fase coordenada da recomposição, permitindo a conexão dos parques eólicos a partir do 230 kV da SE João Câmara II:

- **Passo 01:** Energizar o segundo circuito da LT 500 kV Luiz Gonzaga – Garanhuns II;
- **Passo 02:** Energizar o segundo circuito da LT 500 kV Campina Grande III – Ceará-Mirim II;
- **Passo 03:** Energizar o segundo transformador TR 500/230 kV da SE Ceará-Mirim II, com tape na posição nominal;
- **Passo 04:** Energizar a LT 230 kV Ceará-Mirim II – João Câmara II, enviando tensão para a SE João Câmara II;
- **Passo 05:** Energizar os setores de 69 kV e 13,8 kV da SE João Câmara II, enviando tensão proveniente da SE João Câmara II;
- **Passo 06: Inserção dos parques eólicos (esse passo irá variar a depender do parque eólico a ser inserido em cada caso estudado);**
- **Passo 07:** Energizar o segundo circuito da LT 230 kV Ceará-Mirim II – João Câmara II;
- **Passo 08:** Energizar o segundo circuito da LT 230 kV Ceará Mirim II – Extremoz II;
- **Passo 09:** Energizar o segundo transformador TR 230/69 kV da SE Extremoz II, com tape na posição normal;
- **Passo 10:** Restabelecer um segundo bloco de **20 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Extremoz II;

- **Passo 11:** Energizar o segundo circuito da LT 230 kV Extremoz II – Natal III;
- **Passo 12:** Energizar o segundo transformador TR 230/69 kV da SE Natal III, com tape na posição normal;
- **Passo 13:** Restabelecer um quarto bloco de **60 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Natal III;
- **Passo 14:** Energizar o segundo circuito da LT 230 kV Natal III – Natal II;
- **Passo 15:** Energizar o terceiro transformador TR 230/69 kV da SE Natal II, com tape na posição normal;
- **Passo 16:** Restabelecer um segundo bloco de **30 MW** de carga a partir do 69 kV da SE Natal II.

O montante de carga adicional restabelecido é de 110 MW.

Vale salientar que para qualquer configuração mínima a conexão de parques eólicas ocorreria de maneira coordenada, ou seja, na fase coordenada do processo de recomposição.

4.3 ANÁLISE DE POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO DOS CASOS SIMULADOS NO ANAFAS

Além das análises de regime permanente e estudos dinâmicos realizados, há também a necessidade da avaliação da potência de curto-circuito analisada no ponto de conexão dos parques eólicos em cada caso de estudo proposto, assim como verificação da inércia em cada configuração de rede simulada.

Dessa forma, foram realizados estudos para verificar o nível de curto-circuito a partir do 230 kV da SE João Câmara II e a partir do 500 kV da SE João Câmara III, os denominados pontos de conexão comum (PCC) nos casos estudados, ou seja, os pontos de conexão dos parques eólicos à rede básica.

No intuito de avaliar o nível de curto-circuito em cada um dos casos de estudo propostos, utilizou-se o programa ANAFAS [46], versão V7.2.7.

Uma vez que as bases do programa ANAREDE e do programa ANAFAS são diferentes, a utilização do programa ANAFAS para verificar o nível de curto-circuito requer, primeiramente, a conversão da rede representada no ANAREDE por meio do aplicativo ANAANA. Dessa forma, todos os casos de estudo foram convertidos por meio da representação ANA (com carregamento pré-falta) da rede, para a base de estudo do ANAFAS. Na representação ANA tem-se as tensões pré-falta nas barras modeladas, as cargas, as posições de tape que não se encontravam na posição nominal, as capacitâncias das LT (*line charging*), equipamentos *shunt*, a defasagem de transformadores e os geradores eólicos de tecnologia *full converter* modelados como fonte de corrente controlável, por exemplo. A modelagem para o programa ANAFAS representa uma situação estática da rede, não contendo uma modelagem dinâmica de geradores e máquinas. Quando da utilização do aplicativo ANAANA para a conversão do caso .pwf de rede para o caso utilizado no programa ANAFAS, a depender do tipo de modelagem escolhida, deve-se selecionar a conversão ou não de certos parâmetros [46].

Em relação especificamente à representação da geração eólica no programa ANAFAS, tem-se que os geradores eólicos do tipo DFIG são representados por uma fonte de tensão atrás de uma impedância e os do tipo *full converter*, como dito anteriormente, são representados por uma fonte de corrente de sequência positiva. O principal motivo dessa diferença na modelagem é a conexão desses dois tipos de geradores à rede elétrica, uma vez que a tecnologia DFIG consiste em uma máquina de indução que tem o rotor alimentado por um conversor conectado à rede, enquanto na *full converter* toda a potência da máquina passa pelo conversor que a conecta à rede elétrica.

Nos casos utilizados neste trabalho, na representação ANA, considerou-se o valor da reatância subtransitória de eixo direto X_d'' , a inclusão da resistência dos geradores e a conversão dos elementos *shunt* de linha. Nessa representação não foi selecionada a conversão dos motores de indução, uma vez que na rede de recomposição simulada não há nenhum. Além disso, como o objetivo deste trabalho era avaliar a potência de curto-circuito nos pontos de conexão dos parques eólicos em cada uma das configurações propostas, não foi considerada a contribuição dos geradores eólicos no cálculo. Dessa forma, todos os geradores eólicos foram representados como fonte de tensão com uma impedância muito grande.

4.3.1 Caso I: Determinação das Potências de Curto-Circuito

Partindo da rede representada no Caso I estudado, ou seja, partindo do caso inicial de recomposição da área Luiz Gonzaga e adicionando a rede de 230 kV até à subestação 230 kV João Câmara II, com a inclusão dos parques eólicos, e considerando 3 ou 4 unidades geradoras na UHE Luiz Gonzaga, tem-se, conforme Tabela 4:

Programa	Representação	CASO I – 3 UG em Luiz Gonzaga		CASO I – 4 UG em Luiz Gonzaga	
		Scc Barra 5050	Scc Barra 6141	Scc Barra 5050	Scc Barra 6141
ANAFAS	ANA	940,1 MVA	301,4 MVA	1598,8 MVA	394,9 MVA

Tabela 4 – Caso I: Potências de curto-circuito obtidas utilizando o programa ANAFAS.

A barra 5050 é a barra de 500 kV da UHE Luiz Gonzaga e a barra 6141 é a barra de 230 kV da SE João Câmara II.

4.3.2 Caso II: Determinação das Potências de Curto-Circuito

Partindo da rede representada no Caso II estudado, o qual considera a energização do tronco de 500 kV entre Ceará Mirim II - João Câmara III - Açú III - Quixadá, fechando o anel na área Luiz Gonzaga no 500 kV da SE Quixadá, tem-se uma rede mais robusta do que a proposta no Caso I. Com a energização do tronco de 500 kV, agora é possível adicionar parques eólicos a partir da SE João Câmara III também. Com a inclusão dos parques eólicos e considerando 4 unidades geradoras na UHE Luiz Gonzaga, tem-se:

Programa	Representação	CASO II – 4 UG em Luiz Gonzaga		
		Scc Barra 5050	Scc Barra 6141	Scc Barra 6140
ANAFAS	ANA	1133,4 MVA	424,7 MVA	444,9 MVA

Tabela 5 – Caso II: Potências de curto-circuito obtidas utilizando o programa ANAFAS.

4.3.3 Caso III: Determinação das Potências de Curto-Circuito

Partindo da rede representada no Caso III estudado, que consiste no fechamento do paralelo entre duas áreas de recomposição, a área Luiz Gonzaga e a área Xingó, em adição

à condição da rede proposta no Caso de Estudo II, com o anel de 500 kV fechado, é possível a inserção de geração eólica tanto a partir do 500 kV da SE João Câmara III como a partir do 230 kV da SE João Câmara II. Nessa configuração, que possui 3 UG na UHE Xingó e 4 UG na UHE Luiz Gonzaga, tem-se os resultados apresentados na Tabela 6. Conforme esperado, no Caso III as potências de curto-circuito aumentam consideravelmente, facilitando a inserção da geração eólica no processo de recomposição.

Programa	Representação	CASO III – 4 UG em Luiz Gonzaga + 3 UG em Xingó		
		Scc Barra 5050	Scc Barra 6141	Scc Barra 6140
ANAFAS	ANA	3059,7 MVA	1134,8 MVA	1278,5 MVA

Tabela 6 – Caso III: Potências de curto-circuito obtidas utilizando o programa ANAFAS.

4.4 ANÁLISE DE INÉRCIA DOS CASOS SIMULADOS

A análise da inércia dos casos simulados, assim como a análise da potência de curto-circuito, é importante para definir a robustez da configuração da rede elétrica em cada um dos casos estudados.

A inércia é uma propriedade muito importante de sistemas em movimento como um todo, sendo também importante em sistemas girantes, como é o caso das máquinas rotativas do sistema elétrico, e são relevantes para garantir a estabilidade de frequência. A inércia age como uma força conservadora do sistema, de maneira a garantir a estabilidade do mesmo, ou seja, para um maior desvio entre a potência mecânica e a potência elétrica em uma unidade geradora (consequentemente maior potência acelerante), quanto maior a inércia, menor será a taxa de variação de desvio da frequência verificada nessa máquina em relação ao sistema.

Com a maior penetração da geração conectada à rede via inversores, há uma maior preocupação com a estabilidade de frequência do sistema, uma vez que esta geração perde a resposta inercial intrínseca das máquinas síncronas. Atualmente, alguns dos parques eólicos já possuem a chamada inércia sintética, que é um emulador da resposta inercial verificada em máquinas síncronas e, alguns dos parques que estão conectados a partir do 500 kV da SE João Câmara III e a partir do 230 kV da SE João Câmara II apresentados neste trabalho possuem essa função de controle. As unidades geradoras hidráulicas

possuem uma constante de inércia, assim como as unidades geradoras térmicas. A constante de inércia de uma máquina representa a quantidade de tempo que ela consegue fornecer a sua potência nominal exclusivamente pela sua energia cinética armazenada, ou seja, a constante de inércia é calculada como sendo a energia cinética armazenada na massa girante do conjunto turbina-gerador dividida pela potência base da máquina.

Neste trabalho, será calculada a inércia em cada um dos casos estudados. O cálculo da inércia precisa da constante de inércia das unidades geradoras hidráulicas utilizadas nos casos, da quantidade de unidades geradoras e da potência nominal de cada unidade geradora utilizada. Na Tabela 7 são apresentadas essas características para as UHE Luiz Gonzaga e Xingó.

Usina	Nº de UG	Potência Nominal (por UG)	H (por UG)
UHE Luiz Gonzaga	3 ou 4	274 MW	3 x (3,85 s)
			3 x (4,06 s)
UHE Xingó	3	527 MW	6 x (4,5 s)

Tabela 7 – Quantidade de UG das UHE Luiz Gonzaga e Xingó utilizadas nos estudos para avaliação da inserção da geração eólica no processo de recomposição.

Na UHE Luiz Gonzaga há um total de 6 unidades geradoras, assim como na UHE Xingó. Contudo, na UHE Luiz Gonzaga as UG 1, 2 e 3 apresentam características de regulador de tensão, regulador de velocidade e constante de inércia diferentes das UG 4, 5 e 6, e por isso foram colocados os valores diferentes das constantes de inércia. No caso em que são utilizadas 3 UG da UHE Luiz Gonzaga, 2 das UG são do grupo de 1 a 3 e 1 delas é do grupo de 4 a 6. No caso com 4 UG na UHE Luiz Gonzaga, há 2 de cada grupo.

O cálculo da energia cinética será realizado utilizando a seguinte fórmula, para cada usina utilizada no estudo:

$$\sum \text{Energia Cinética} = \text{Nº de UG} \times \text{H (por UG da usina)} \times \text{Potência Nominal (Snom)}$$

A inércia equivalente de cada caso de estudo, será calculada como sendo:

$$H_{eq} = \frac{\sum \text{Energia Cinética}}{\sum \text{Carga Recomposta}}$$

Os resultados obtidos em cada um dos casos de estudo realizados neste trabalho serão apresentados a seguir.

4.4.1 Caso I: Determinação da Inércia Equivalente

Nº de UG Hidráulicas na UHE Luiz Gonzaga	Σ Carga	Σ Energia Cinética na velocidade nominal	Inércia Equivalente normalizada pela carga recomposta (Heq)
3	695 MW (585 MW + 110 MW de carga adicional)	3222,24 MW (2x3,85x274 + 1x4.06x274)	4,6 [s]
4	695 MW (585 MW + 110 MW de carga adicional)	4334,68 MW (2x3,85x274 + 2x4.06x274)	6,2 [s]

Tabela 8 - Características dos estudos realizados no Caso I.

4.4.2 Caso II: Determinação da Inércia Equivalente

Nº de UG Hidráulicas na UHE Luiz Gonzaga	Σ Carga	Σ Energia Cinética na velocidade nominal	Inércia Equivalente normalizada pela Carga Recomposta (Heq)
4	695 MW (585 MW + 110 MW de carga adicional)	4334,68 MW (2x3,85x274 + 2x4.06x274)	6,2 [s]

Tabela 9 - Características do estudo realizado no Caso II.

4.4.3 Caso III: Determinação da Inércia Equivalente

Nº de UG Hidráulicas	Σ Carga	Σ Energia Cinética na velocidade nominal	Inércia Equivalente normalizada pela Carga Recompоста (Heq)
4 na UHE L. Gonzaga + 3 na UHE Xingó	1699 MW (585 MW + 799 MW + 315 MW de carga)	11354,68 MW (2x3,85x274 + 2x4.06x274 + 3x4,5x520)	6,7 [s]

Tabela 10 - Características do estudo realizado no Caso III.

4.4.4 Conclusões quanto à Inércia Equivalente dos Casos Simulados

Após realizados os cálculos da inércia equivalente para cada um dos casos estudados, verificou-se, como era esperado, que a configuração que apresentou a maior constante de inércia foi a do Caso III. Essa configuração também foi a que apresentou a maior potência de curto-circuito.

Na configuração do Caso III foi fechado o paralelo entre duas áreas de recomposição (Xingó e Luiz Gonzaga), agregando inércia das usinas hidráulicas à rede, totalizando 7 unidades geradoras sincronizadas. Além disso, o fechamento do paralelo e o fechamento do anel no 500 kV (que já havia sido realizado no Caso II), permitiram maior robustez à malha proposta.

4.5 ESTUDOS DINÂMICOS CONSIDERANDO O CASO INICIAL: UHE LUIZ GONZAGA COM 3 UG + PARQUES EÓLICOS + TOMADA ADICIONAL DE CARGA

A diretriz de recomposição atualmente utilizada na região Nordeste, referente à Área Luiz Gonzaga, está descrita no capítulo 3 de metodologia. O primeiro caso de estudo parte da condição final desse corredor de recomposição, tendo, portanto, 3 UG sincronizadas na UHE Luiz Gonzaga e 585 MW de carga recompоста. Os estudos realizados foram feitos

com os programas ANAREDE, V11.2.0 de abril 2019, e ANATEM, V11.9.0 de maio 2020, do CEPEL.

Nesse Estudo de Caso I, foram feitos dois estudos em cenários diferentes. Em cada um foi avaliado o perfil das tensões em regime quando da tomada de carga adicional e o perfil de frequência da área de recomposição e da tensão na barra da UHE Luiz Gonzaga:

1. Carga adicional total de 110 MW distribuída como 60 MW na SE Natal III, 30 MW na SE Natal II e 20 MW na SE Extremoz II, considerando apenas a geração hidráulica da UHE Luiz Gonzaga.
2. Carga adicional total de 110 MW distribuída como 60 MW da SE Natal III, 30 MW na SE Natal II e 20 MW na SE Extremoz II, incluindo 3 parques eólicos como geração adicional à geração hidráulica.

Vale salientar que para qualquer configuração mínima a conexão de parques eólicas ocorreria de maneira coordenada, ou seja, na fase coordenada do processo de recomposição.

A UHE Luiz Gonzaga possui 6 unidades geradoras, das quais as UG 1, 2 e 3 possuem um modelo de regulador de tensão e de velocidade, e as UG 4, 5 e 6 possuem outro modelo. Os resultados da frequência da UHE Luiz Gonzaga obtidos em cada um dos casos acima estudados são os apontados nas Figura 53 e Figura 54, respectivamente.

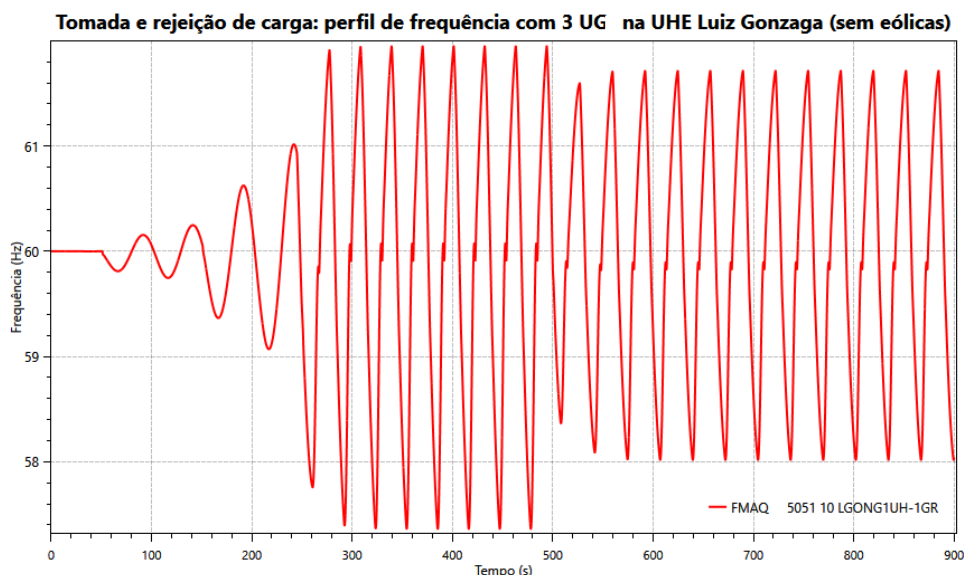


Figura 53 - Resultado 1: Tomada e rejeição de carga - UHE Luiz Gonzaga com 3 UG e sem parques eólicos conectados.

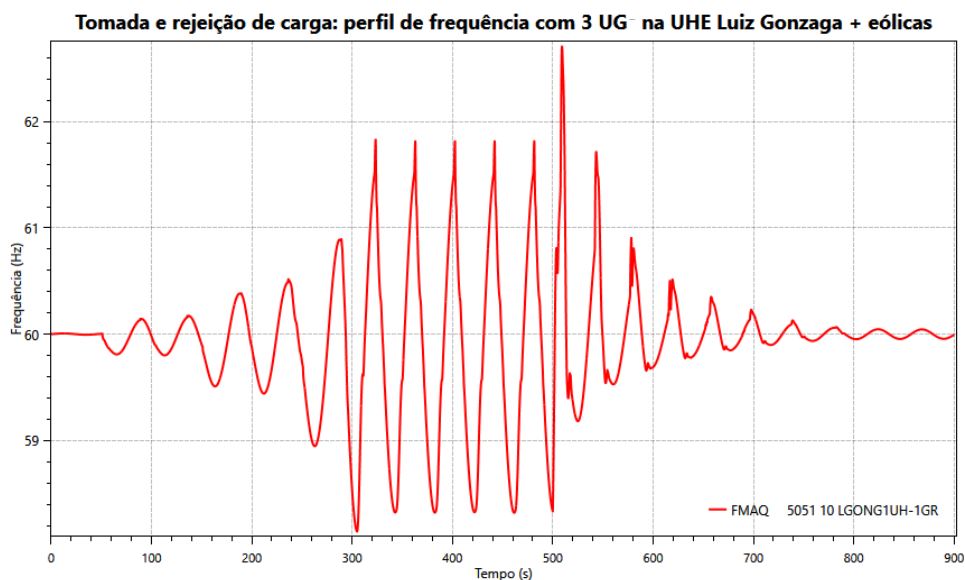


Figura 54 - Resultado 2: Tomada e rejeição de carga - UHE Luiz Gonzaga com 3 UG e com parques eólicos conectados.

Analisando os resultados obtidos pode-se perceber que nenhum dos dois casos apresentou um resultado estável. Apesar dos valores de frequência atingidos não serem superiores aos definidos como limites para os estudos dinâmicos de recomposição da fase coordenada, conforme Submódulo 23.3, percebe-se que em ambos a resposta oscilatória se mantém, mudando apenas o *range* da oscilação. Houve perda de estabilidade por

ausência de torque de amortecimento, resultando, portanto, em uma instabilidade oscilatória.

Considerando os resultados expostos, fez-se necessário a inserção da 4ª máquina na UHE Luiz Gonzaga, para que pudessem ser realizadas as análises propostas. Além disso, outro fator motivador da necessidade de utilização da 4ª máquina é a questão da simulação de rejeição de geração. Como no caso da recomposição fluente da Área Luiz Gonzaga a quantidade mínima de unidades geradoras sincronizadas na UHE Luiz Gonzaga tem que ser 3 UG, sem carga adicional, para que os passos apresentados sejam seguidos e haja tomada de carga, não se pode avaliar a perda de uma unidade geradora, pois o requisito de transitórios eletromagnéticos (TEM) para a rede existente não seria atendido, implicando no desligamento de todo este corredor de recomposição fluente.

4.6 ESTUDOS DINÂMICOS CONSIDERANDO O CASO I: UHE LUIZ GONZAGA COM 4 UG + PARQUES EÓLICOS

4.6.1 Estudo de Tomada e Rejeição de Carga

No Estudo de Caso I foram simulados os mesmos cenários descritos anteriormente, com a diferença de que agora houve a inserção da 4ª unidade geradora na UHE Luiz Gonzaga. Na Figura 55, tem-se o perfil da frequência na UHE Luiz Gonzaga durante a tomada e rejeição de carga sem a inserção de eólicas e, na Figura 56, tem-se o comportamento da frequência durante da tomada e rejeição de carga com a inserção de eólicas.

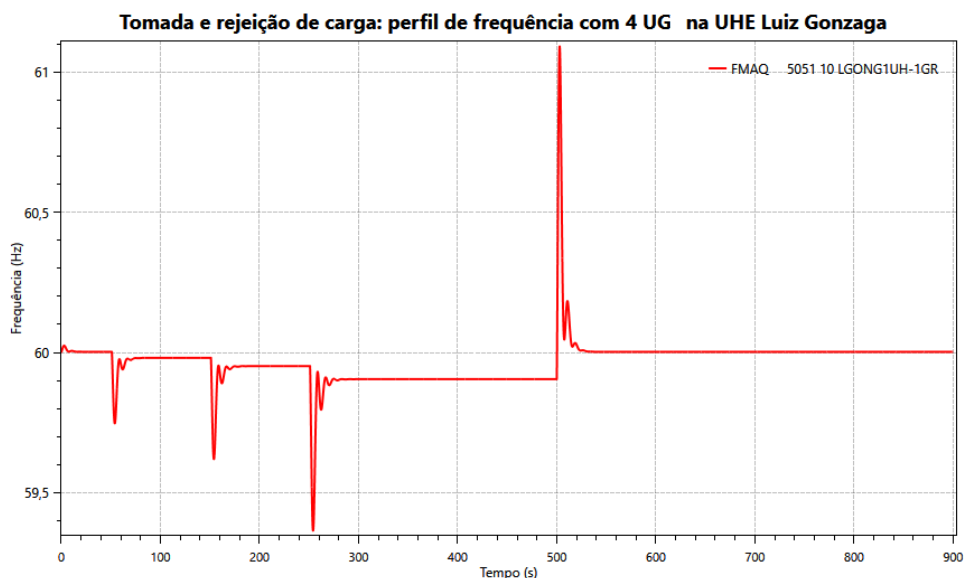


Figura 55 – Caso I: Tomada e rejeição de carga sem parques eólicos conectados.

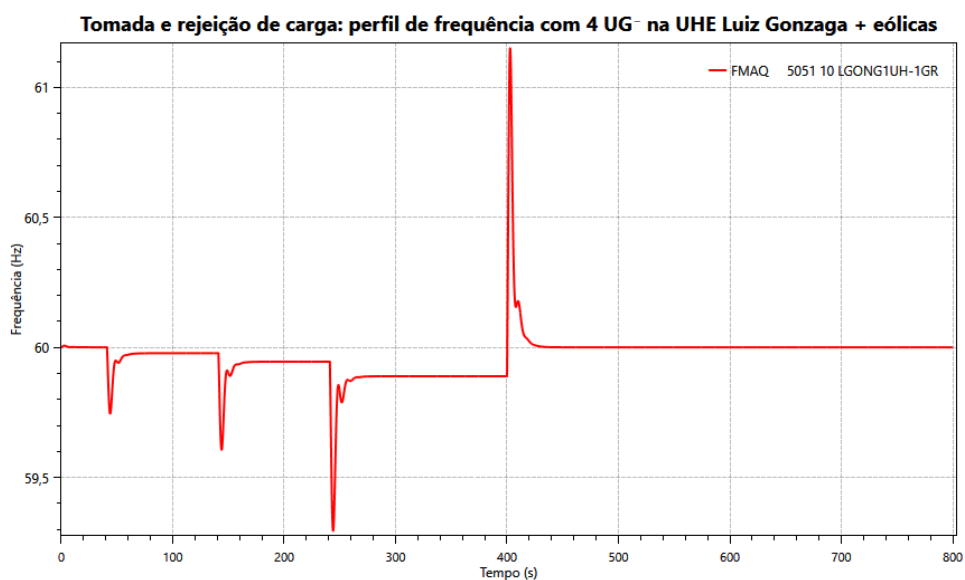


Figura 56 – Caso I: Tomada e rejeição de carga com parques eólicos conectados a partir da SE João Câmara II.

Analisando os resultados de frequência apresentados, percebe-se que a frequência consegue retornar à estabilidade após os eventos de tomada e rejeição de carga. Além disso, as oscilações verificadas atingem valores um pouco maiores que 61 Hz e um pouco menores que 59,5 Hz, estando, portanto, dentro da faixa de excursão permitida para oscilações dinâmicas em estudos de recomposição, ou seja, entre 57 e 63 Hz, conforme o Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede. Comparando-se o caso sem usinas eólicas

e o caso com usinas eólicas, percebe-se que com a inserção das usinas eólicas o valor de frequência atingido nas oscilações é superior ao valor atingido na configuração sem eólicas, contudo, há maior amortecimento das oscilações quando está retornando ao 60 Hz.

Na Figura 57 é possível ver o perfil de tensão de uma máquina da UHE Luiz Gonzaga. Percebe-se que a oscilação da tensão ficou dentro da faixa permitida para análises dinâmicas em estudos de recomposição.

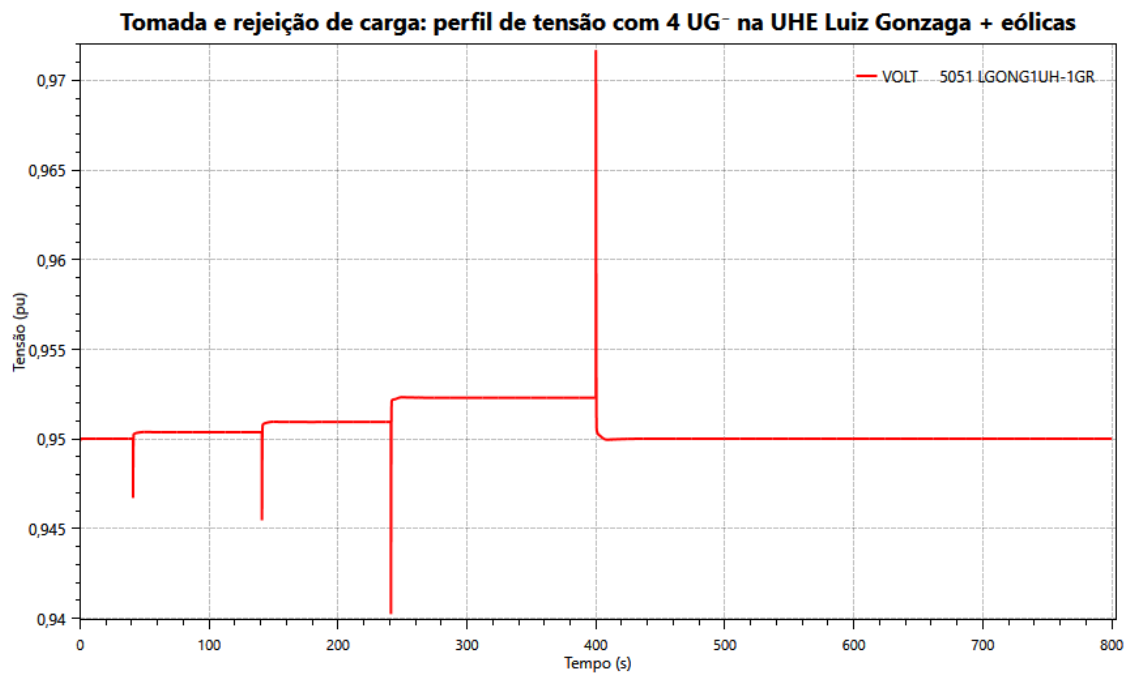


Figura 57 – Caso I: Comportamento da tensão da UHE Luiz Gonzaga na tomada e rejeição de carga.

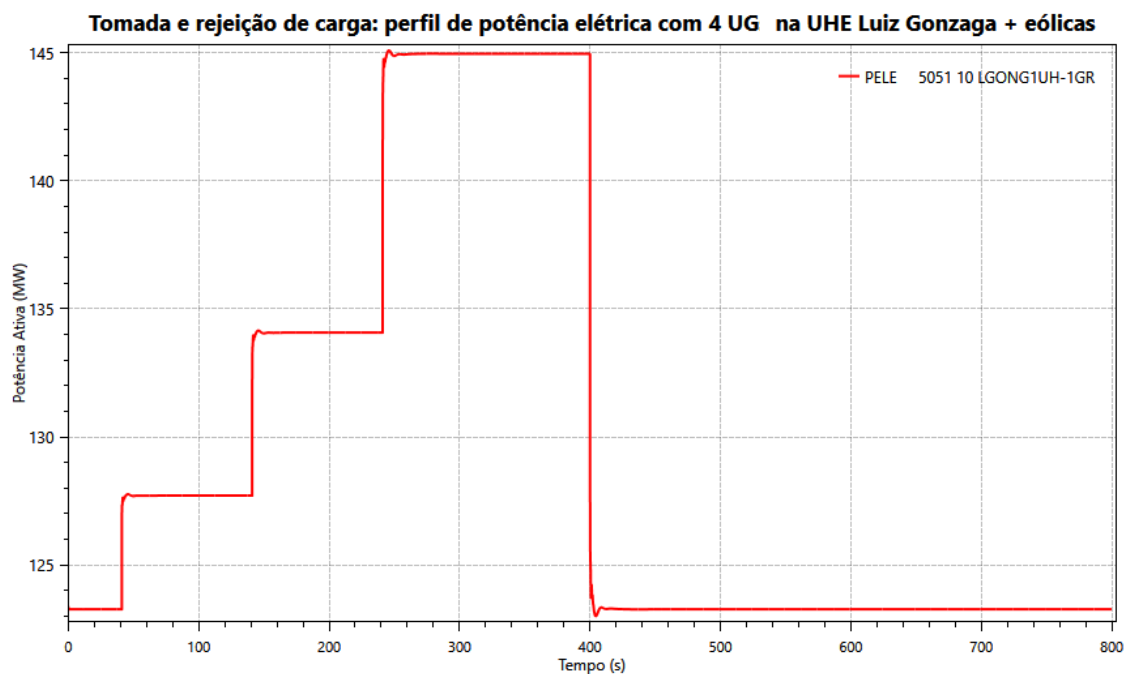


Figura 58 - Caso I: Comportamento da potência elétrica da UHE Luiz Gonzaga na tomada e rejeição de carga.

As Figura 58 e Figura 59 apresentam a potência ativa e reativa fornecida por uma unidade geradora da UHE Luiz Gonzaga, respectivamente, durante a tomada e rejeição de carga. Percebe-se que a máquina responde ao aumento da carga realizado em 3 blocos e a posterior rejeição desse montante de carga, retornando ao fornecimento de potência original.

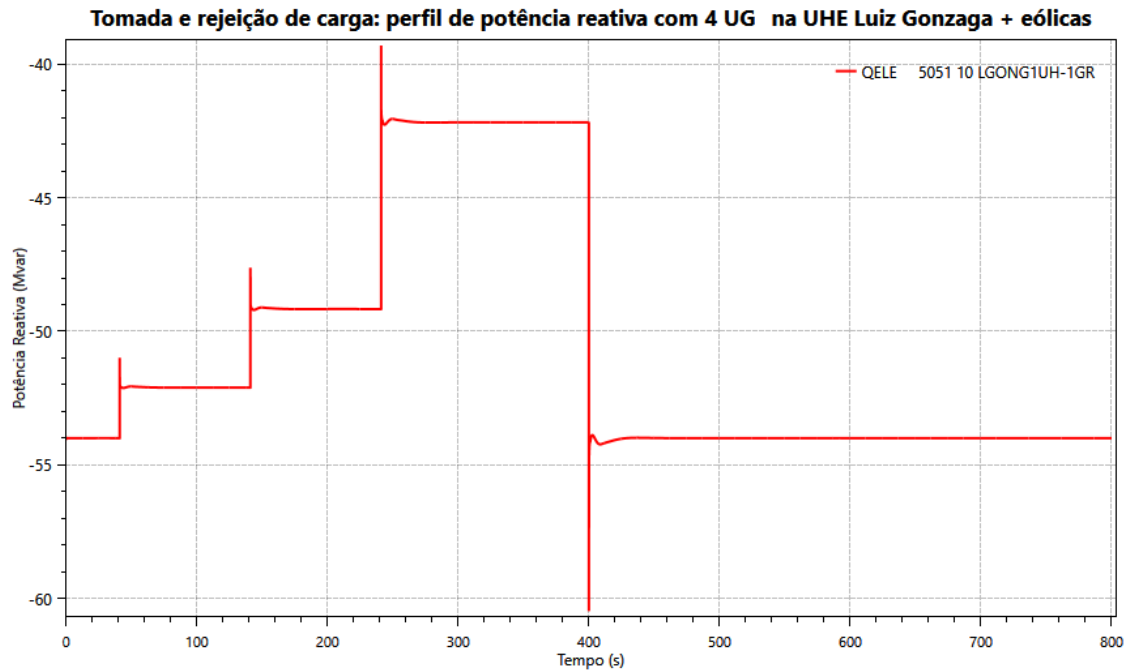


Figura 59 - Caso I: Comportamento da potência reativa da UHE Luiz Gonzaga na tomada e rejeição de carga.

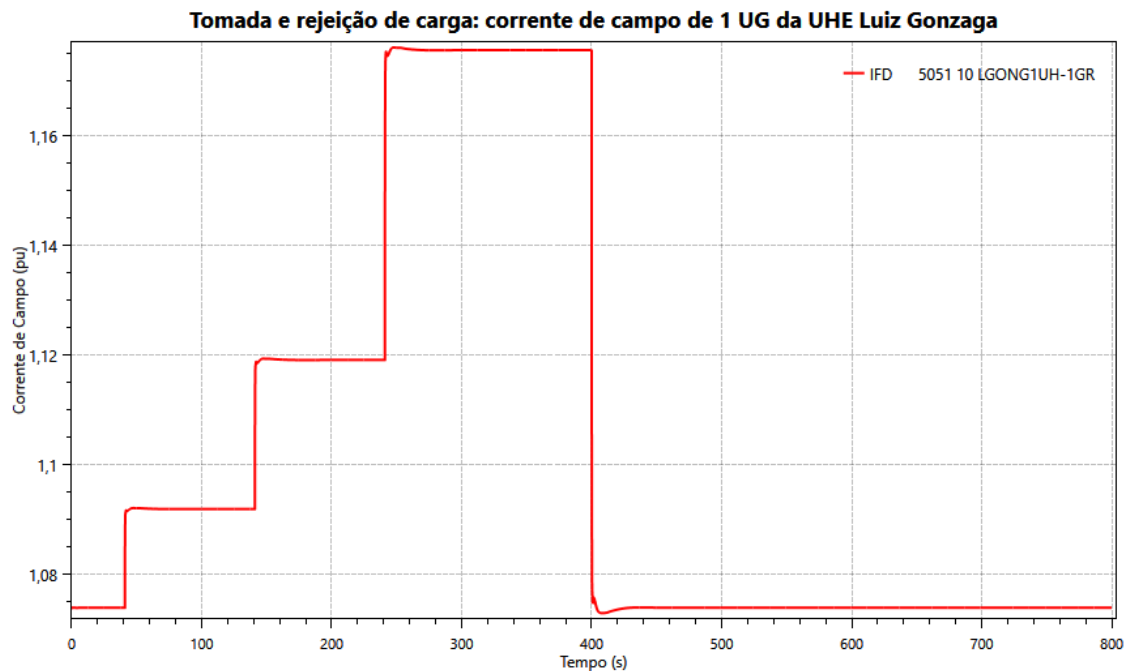


Figura 60 - Caso I: Corrente de campo de 1 UG da UHE Luiz Gonzaga na tomada e rejeição de carga.

Na Figura 60 tem-se a corrente de campo de uma das unidades geradoras da UHE Luiz Gonzaga. Percebe-se comportamento semelhante ao da potência, como era esperado, com

a elevação a cada tomada de carga e posterior redução ao valor original após a rejeição do montante de carga adicional considerado.

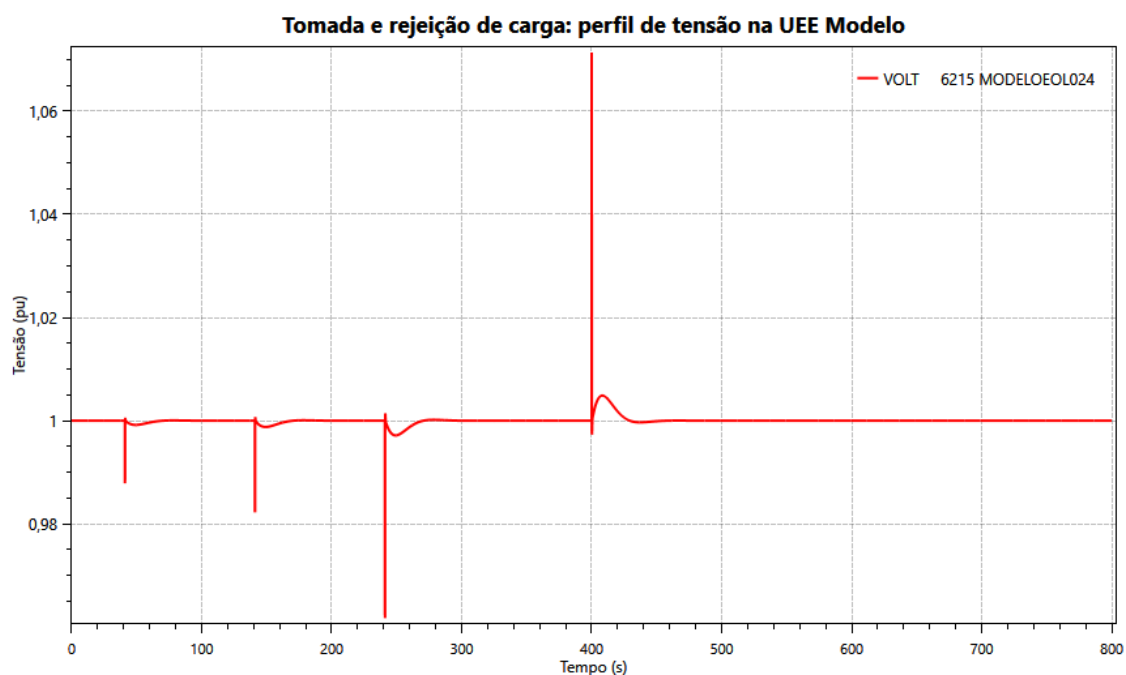


Figura 61 – Caso I: Tensão na UEE Modelo durante a tomada e rejeição de carga:

As Figura 61, Figura 62 e Figura 63 apresentam o comportamento da tensão nos 3 parques eólicos conectados no Estudo de Caso I realizado. Os 3 parques escolhidos se conectam à rede básica por meio do 230 kV da SE João Câmara II, sendo eles a UEE Modelo, a UEE Santa Clara e a UEE União dos Ventos. Analisando os gráficos de tensão, pode-se verificar que os parques eólicos Modelo e União dos Ventos tendem a manter a tensão durante as tomadas de carga e na rejeição de carga. Já o parque eólico Santa Clara sofre redução de tensão a cada bloco de carga tomado, voltando ao valor inicial no evento de rejeição de carga. O comportamento da UEE Modelo (*full converter* da Siemens) dá-se pela existência do controle de *pitch*, o qual é construído para extrair a maior potência ativa da turbina eólica em uma operação de velocidade variável, proporcionando a tensão e a frequência constantes. Já o comportamento da UEE União dos Ventos (DFIG da GE) é justificado pelo controle de tensão estar ativo no modelo utilizado para realização dos estudos.

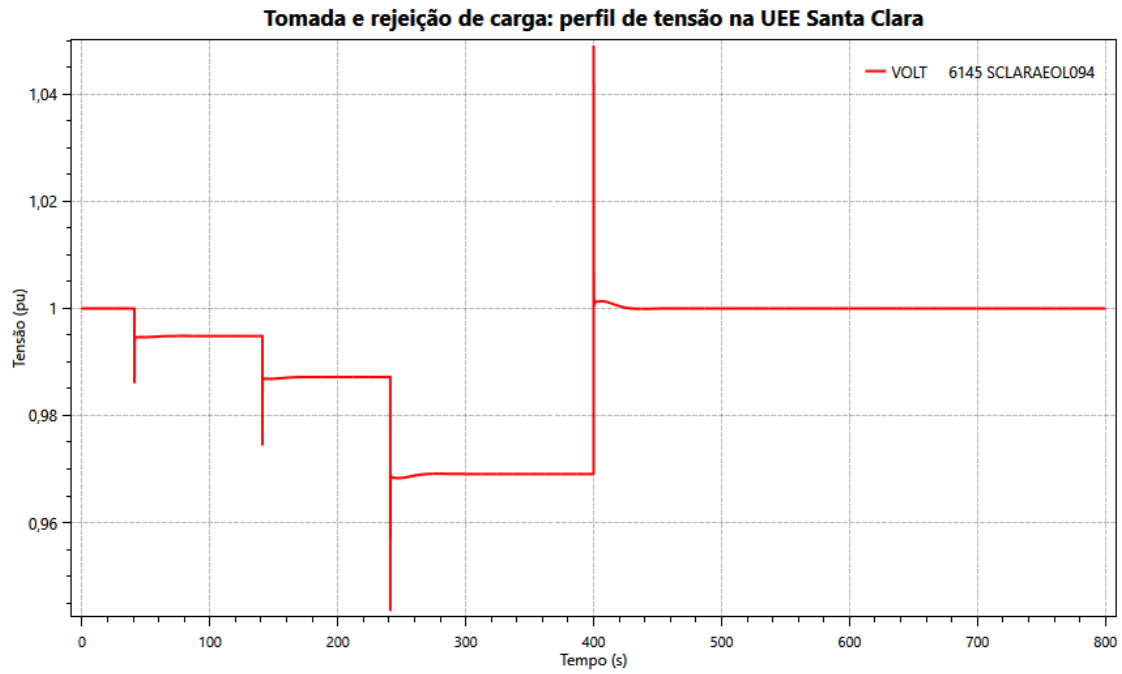


Figura 62 - Caso I: Tensão na UEE Santa Clara durante a tomada e rejeição de carga:

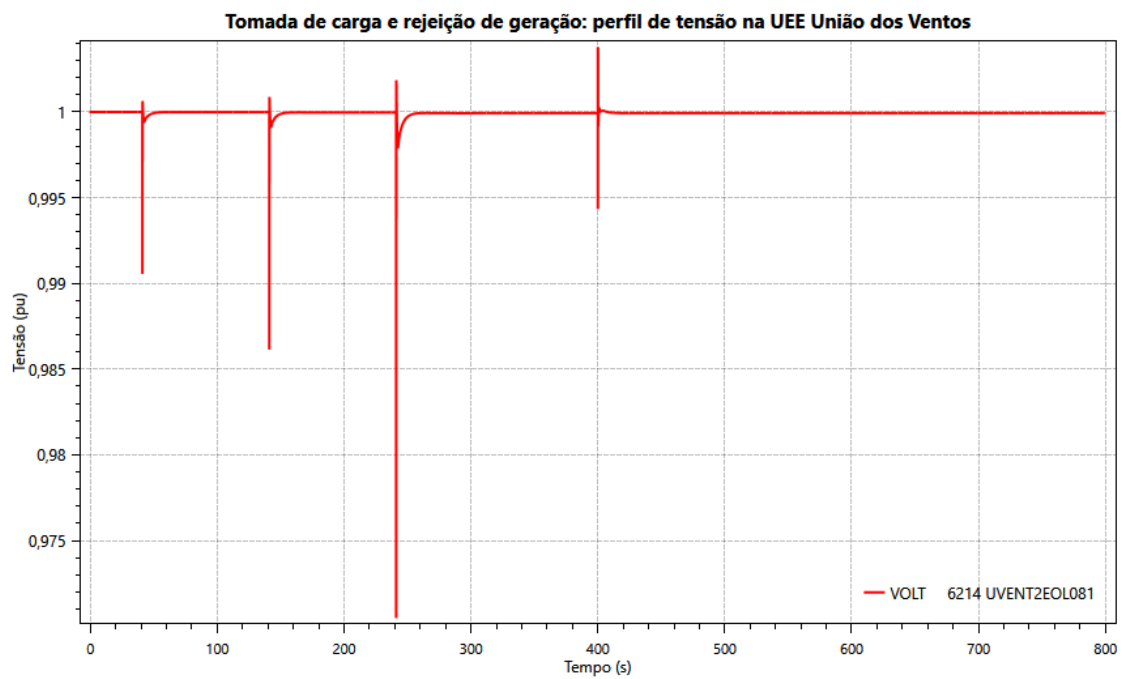


Figura 63 - Caso I: Tensão na UEE União dos Ventos durante a tomada e rejeição de carga:

4.6.2 Estudo de Tomada de Carga e Rejeição de Geração

Considerando a rede do Caso I, ou seja, UHE Luiz Gonzaga com 4 UG, inserção do 230 kV da SE João Câmara II e de parques eólicos conectados a partir desta subestação, foram realizados os estudos de tomada de carga e posterior rejeição de 1 unidade geradora hidráulica, no caso, da UHE Luiz Gonzaga. Na Figura 64 é apresentado o comportamento da frequência durante os eventos mencionados (3 tomadas de carga e rejeição de 1 unidade geradora).

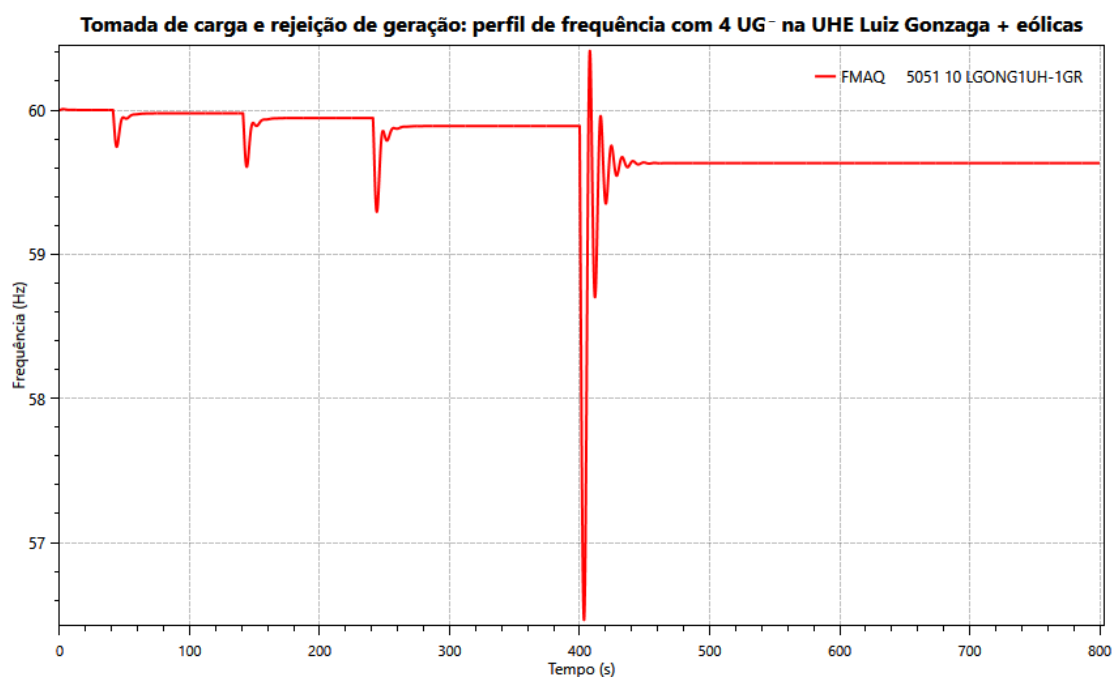


Figura 64 – Caso I: Tomada de carga e rejeição de geração.

Conforme pode-se verificar no resultado da frequência, durante a rejeição de geração ela atinge 56,4 Hz de valor mínimo e 60,4 Hz de valor máximo, estando, portanto, fora da faixa aceitável para geradores hidráulicos, entre 57 e 63 Hz, considerando estudos dinâmicos na fase coordenada da recomposição conforme o Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede. Entretanto, como a usina hidrelétrica suporta 56 Hz, deve ser discutida essa condição com o agente proprietário da usina. Percebe-se também que, após a rejeição da geração, a frequência oscila mais até estabilizar quando comparada ao evento de rejeição de carga.

A Figura 65 apresenta a tensão na UHE Luiz Gonzaga durante os eventos de tomada de carga e rejeição de geração. Percebe-se que a oscilação da tensão ficou dentro da faixa permitida para análises dinâmicas em estudos de recomposição.

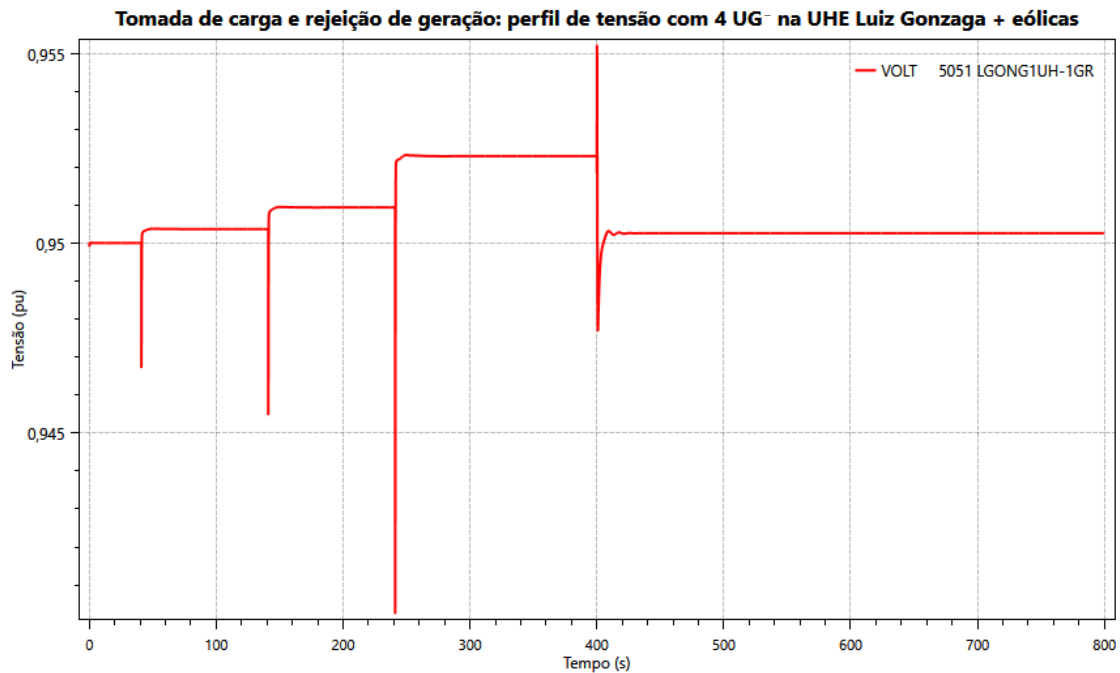


Figura 65 - Caso I: Comportamento da tensão da UHE Luiz Gonzaga na tomada de carga e rejeição de geração.

As Figura 66 e Figura 67 mostram o comportamento da potência elétrica ativa e reativa de uma unidade geradora da UHE Luiz Gonzaga, respectivamente. A potência elétrica aumenta a cada tomada de carga e, quando da rejeição de uma máquina hidráulica, a potência ativa eleva-se, na tentativa de manter o suprimento necessário à carga. Já a potência reativa decresce, ficando em valor superior ao inicial.

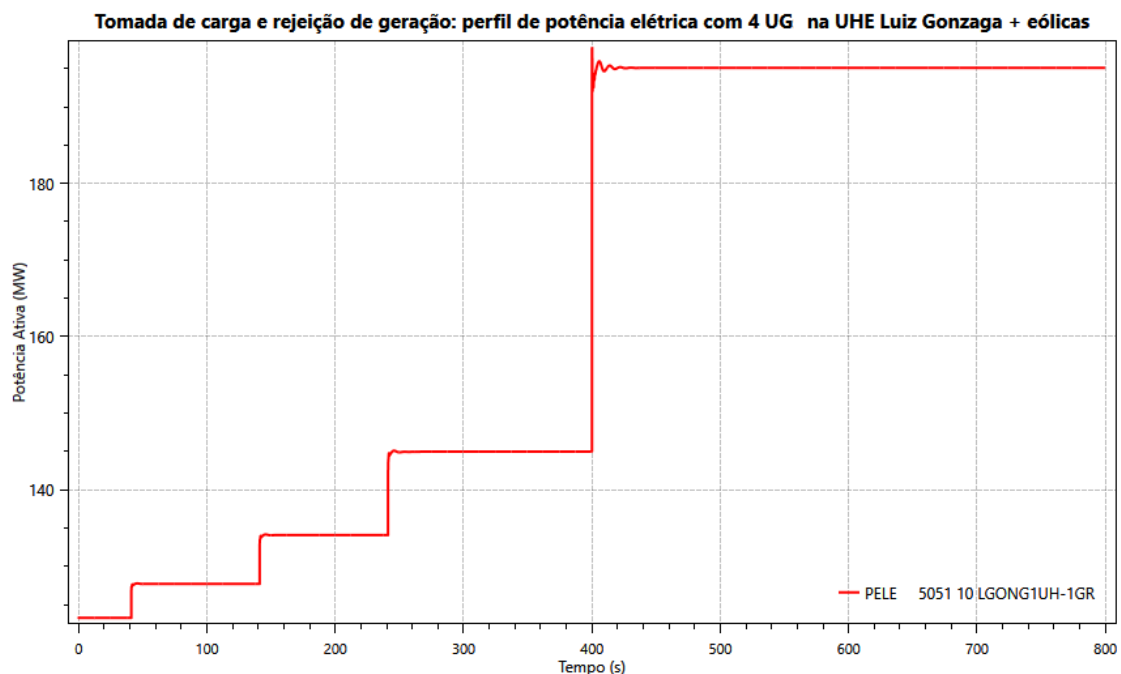


Figura 66 - Caso I: Comportamento da potência elétrica da UHE Luiz Gonzaga na tomada de carga e rejeição de geração.

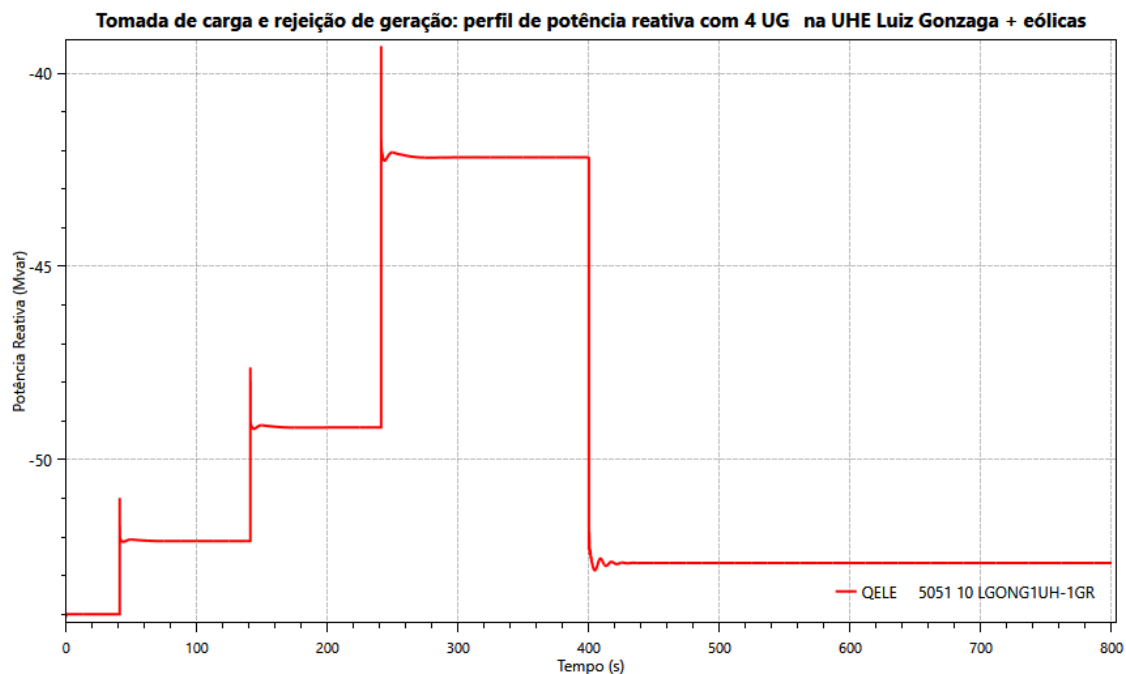


Figura 67 - Caso I: Comportamento da potência reativa da UHE Luiz Gonzaga na tomada de carga e rejeição de geração.

As Figura 68, Figura 69 e Figura 70 apresentam o comportamento de tensão dos 3 parques eólicos utilizados nesse estudos, todos eles conectados à rede básica por meio do 230 kV

da SE João Câmara II. O total de potência fornecida por esses parques é equivalente ao montante de carga adicional tomada, ou seja, é 110 MW.

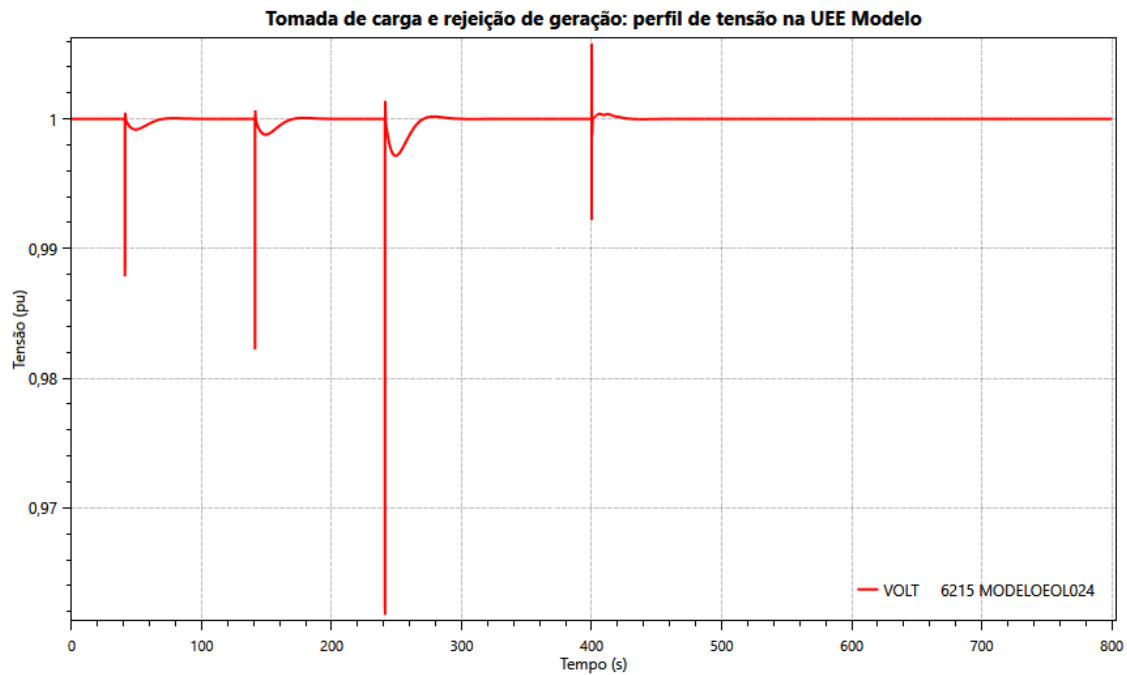


Figura 68 - Caso I: Comportamento da tensão da UEE Modelo na tomada de carga e rejeição de geração.

Analisando as Figura 68 e Figura 70, percebe-se que a tensão nas Usinas Eólicas Modelo e União dos Ventos, apesar de sentir os eventos da variação da carga, tendem a retornar ao seu valor original, ou seja, há um controle da tensão terminal do parque eólico. Já a Usina Eólica Santa Clara, Figura 69, responde ativamente aos eventos de tomada de carga, com o afundamento de tensão. Como explicado anteriormente, o comportamento da UEE Modelo (*full converter* da Siemens) dá-se pela existência do controle de *pitch*, o qual é construído para extrair a maior potência ativa da turbina eólica em uma operação de velocidade variável, proporcionando a tensão e a frequência constantes. Já o comportamento da UEE União dos Ventos (DFIG da GE) é justificado pelo controle de tensão estar ativo no modelo utilizado para realização dos estudos.

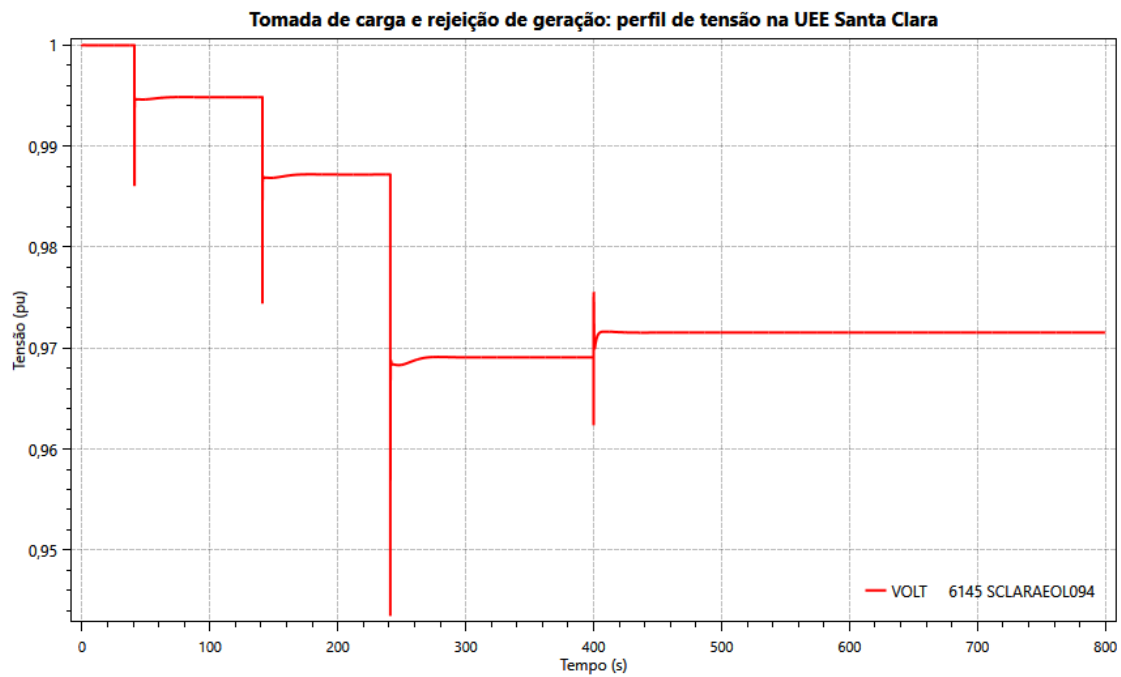


Figura 69 - Caso I: Comportamento da tensão da UEE Santa Clara na tomada de carga e rejeição de geração.

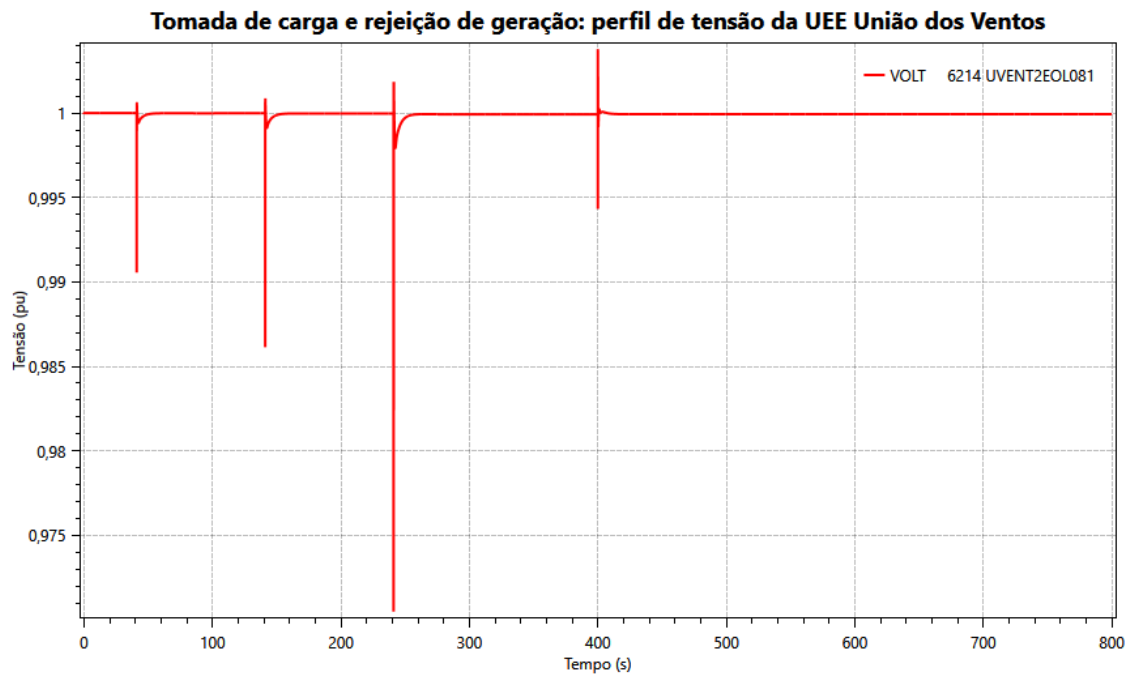


Figura 70 - Caso I: Comportamento da tensão da UEE União dos Ventos na tomada de carga e rejeição de geração.

4.7 ESTUDOS DINÂMICOS CONSIDERANDO O CASO II: UHE LUIZ GONZAGA COM 4 UG + ANEL 500 kV + PARQUES EÓLICOS

Uma vez que, com a SE João Câmara II e as usinas eólicas adicionadas, o estudo de rejeição de geração apresentou valores fora dos critérios definidos para análises dinâmicas em estudos de corredores de recomposição, foi feita uma alteração da malha elétrica do corredor, de forma a tornar a rede de recomposição mais robusta. Parte-se então para o Estudo de Caso II, o qual considera a energização do tronco de 500 kV entre Ceará Mirim II - João Câmara III - Açú III - Quixadá, fechando o anel na área Luiz Gonzaga no 500 kV da SE Quixadá. Com a energização do tronco de 500 kV, agora é possível adicionar parques eólicos a partir da SE João Câmara III. Dessa forma, utilizando a nova configuração de rede, apresenta-se a seguir os resultados da avaliação dinâmica dos eventos de tomada e rejeição de carga e de tomada de carga e rejeição de geração.

4.7.1 Estudo de Tomada e Rejeição de Carga

Na Figura 71 tem-se o resultado do comportamento da frequência no sistema e na UHE Luiz Gonzaga (usina responsável pela referência de frequência na rede estudada).

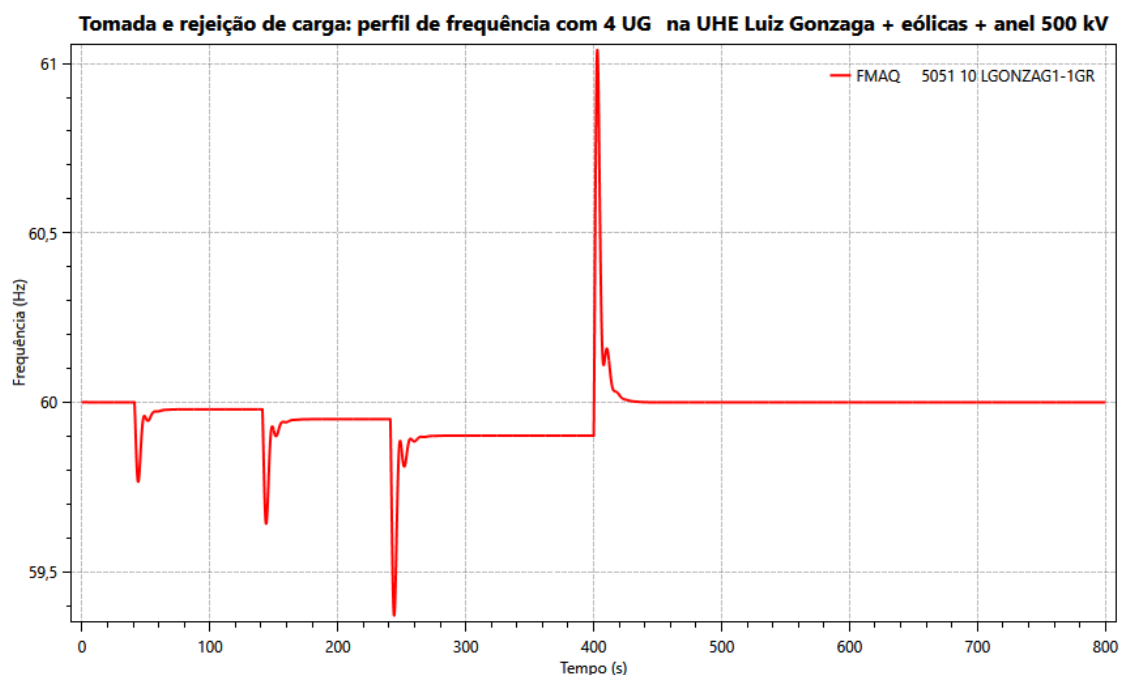


Figura 71 – Caso II: Tomada e rejeição de carga.

A energização do tronco de 500 kV conferiu maior robustez à rede elétrica de recomposição proposta, aumentando assim a potência de curto-circuito no ponto de conexão dos parques eólicos a partir do 230 kV da SE João Câmara II, por exemplo. Percebe-se que os afundamentos da frequência nos eventos de tomada de carga atingem valores um pouco inferiores do que os obtidos no Caso I, assim como o valor máximo atingido pela frequência quando da rejeição da carga. O perfil de frequência se mantém dentro dos limites definidos para estudos dinâmicos de corredores de recomposição na fase coordenada.

Na Figura 72 observa-se o comportamento da tensão terminal da unidade geradora durante as tomadas de carga e posterior rejeição da carga adicional. Pode-se perceber que o comportamento da tensão fica dentro dos limites definidos para estudos dinâmicos em análise de corredores de recomposição.

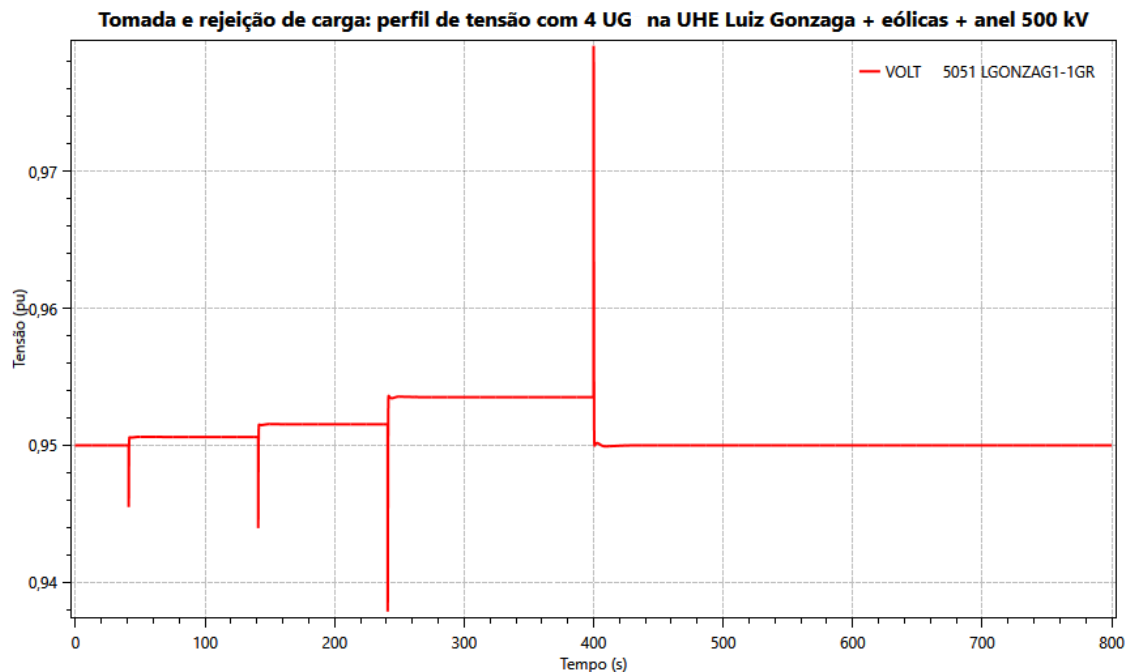


Figura 72 – Caso II: Comportamento da tensão da UHE Luiz Gonzaga na tomada e rejeição de carga.

As Figura 73 e Figura 74 mostram o comportamento da potência elétrica de uma das unidades geradoras da UHE Luiz Gonzaga durante os eventos de tomada de carga e rejeição do montante adicional de carga utilizado. Percebe-se que tanto a parcela de

potência ativa como a parcela de potência reativa respondem à elevação da carga e a posterior redução dela, retornando aos valores iniciais.

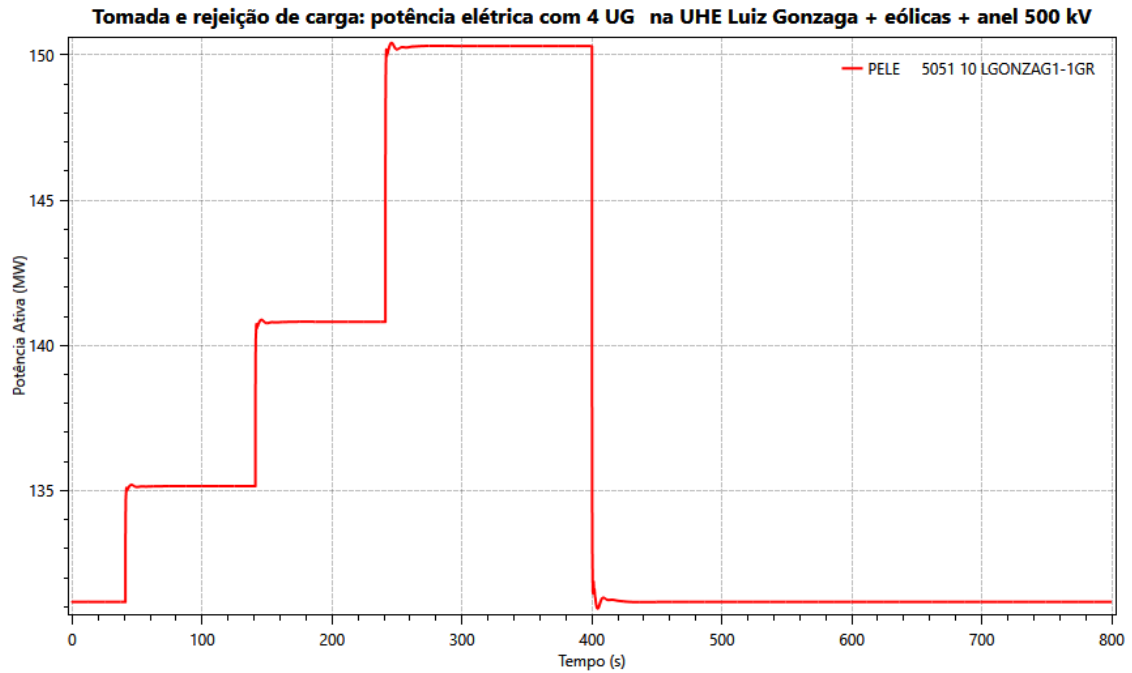


Figura 73 – Caso II: Comportamento da potência ativa da UHE Luiz Gonzaga na tomada e rejeição de carga.

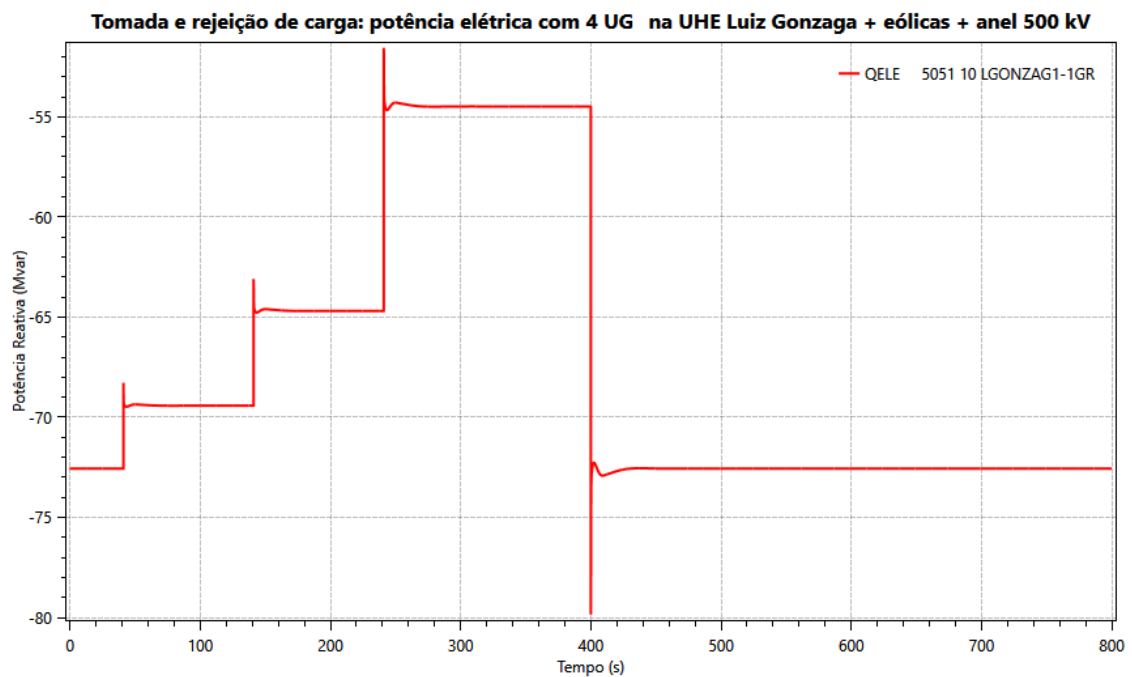


Figura 74 – Caso II: Comportamento da potência reativa da UHE Luiz Gonzaga na tomada e rejeição de carga.

As Figura 75, Figura 76 e Figura 77 apresentam o comportamento da tensão terminal dos parques eólicos utilizados. No estudo de tomada e rejeição de carga, já com o tronco 500 kV energizado, foi possível utilizar parques eólicos conectados a partir do 500 kV da SE João Câmara III como a partir do 230 kV da SE João Câmara II.

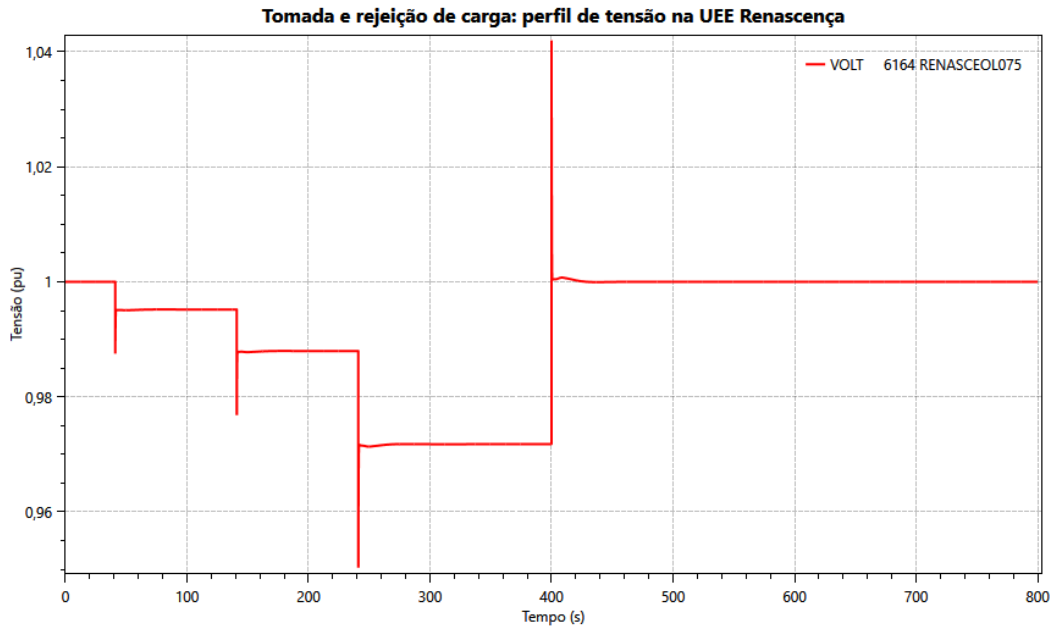


Figura 75 – Caso II: Comportamento da tensão da UEE Renascença (conectada na SE João Câmara III) na tomada e rejeição de carga.

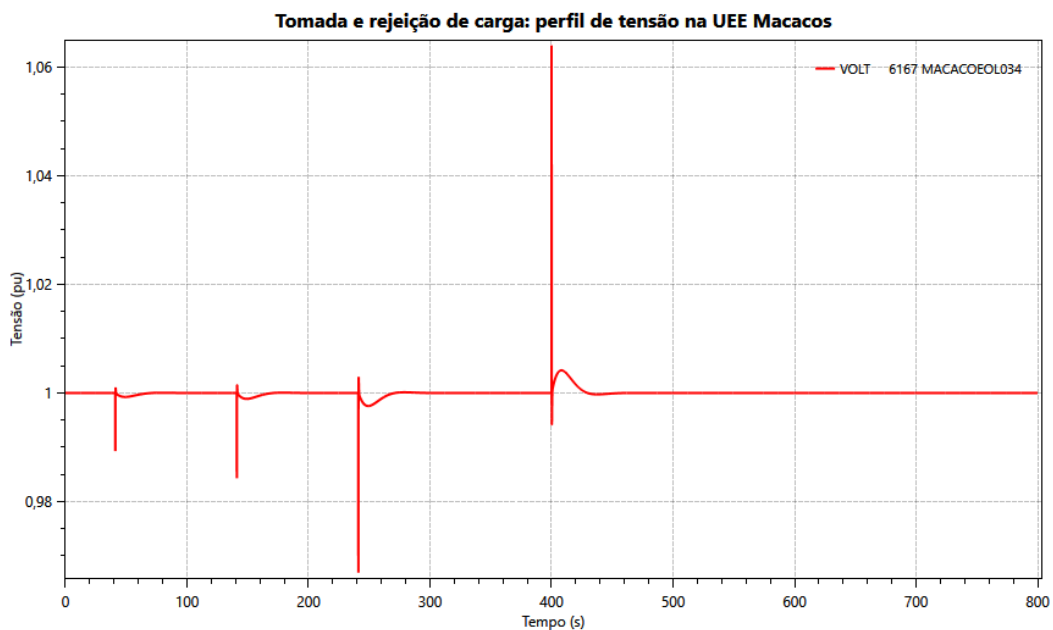


Figura 76 - Caso II: Comportamento da tensão da UEE Macacos (conectada na SE João Câmara III) na tomada e rejeição de carga.

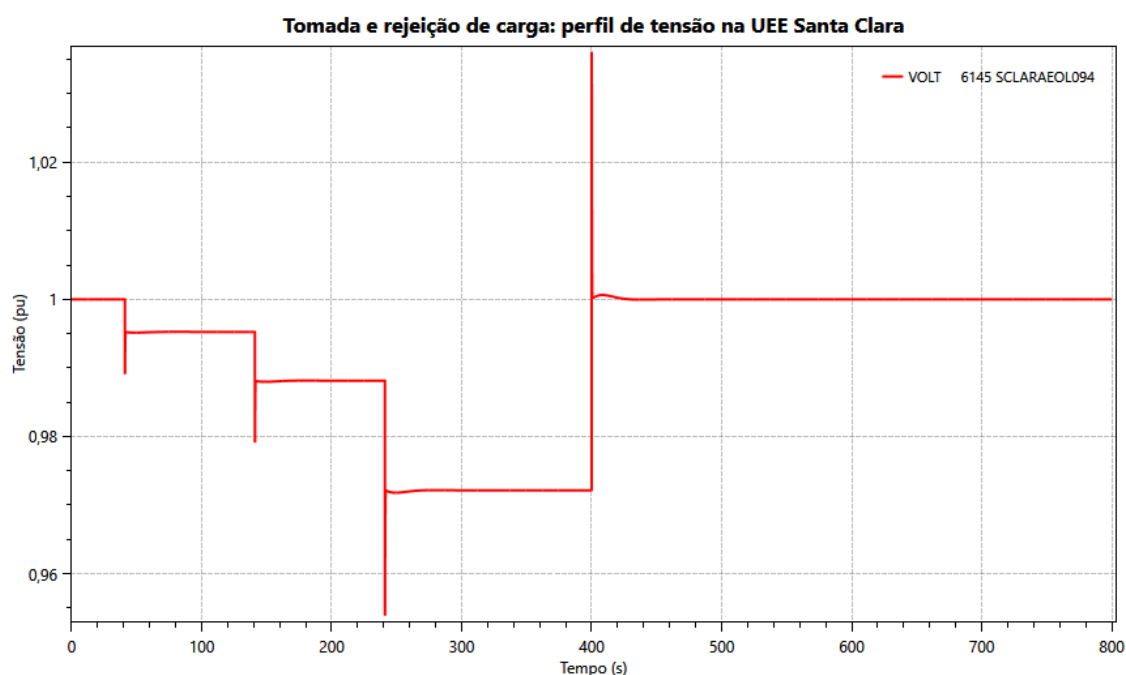


Figura 77 - Caso II: Comportamento da tensão da UEE Santa Clara (conectada na SE João Câmara II) na tomada e rejeição de carga.

Analisando os resultados de comportamento de tensão dos parques eólicos, percebe-se que a tensão terminal dos parques eólicos Renascença e Santa Clara afunda a cada tomada de carga e volta ao seu valor inicial de 1 pu. Já a tensão terminal da UEE Macacos, apesar de responder aos eventos de tomada e rejeição de carga com oscilação da tensão, tende a manter a sua tensão terminal no mesmo valor, ou seja, há um controle da tensão terminal de forma a mantê-la. Essa operação da UEE Macacos (*full converter* da Siemens) dá-se pela existência do controle de *pitch*, o qual, conforme mencionado anteriormente, é projetado para fornecer tensão e frequência constantes e maximizar a geração de potência da turbina eólica.

4.7.2 Estudo de Tomada do Carga e Rejeição de Geração

Utilizando a mesma configuração de rede do estudo de tomada e rejeição de carga do item 4.7.1, ou seja, considerando a energização do tronco 500 kV, foi realizada a avaliação das tomadas de carga adicional com a posterior rejeição de uma unidade geradora da UHE Luiz Gonzaga.

Na Figura 78, tem-se o comportamento da frequência durante os eventos de tomada de carga e posterior evento de rejeição de geração. Em comparação ao estudo para avaliar os mesmos eventos considerando a rede de 230 kV até a SE João Câmara II e parques eólicos conectados, pode-se perceber que houve um afundamento menor na frequência em virtude da inserção do tronco de 500 kV. A robustez adicional da rede possibilitou menor oscilação na frequência, atingindo valor mínimo de 56,73 Hz e máximo de 59,96 Hz. A frequência na qual o sistema se estabiliza após os eventos é 59,64 Hz. Este resultado, contudo, ainda não apresenta resultados satisfatórios conforme critérios estabelecidos no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede, no que se refere aos estudos dinâmicos na fase coordenada de recomposição. Entretanto, como a usina hidrelétrica suporta 56 Hz, deve ser discutida essa condição com o agente proprietário da usina.

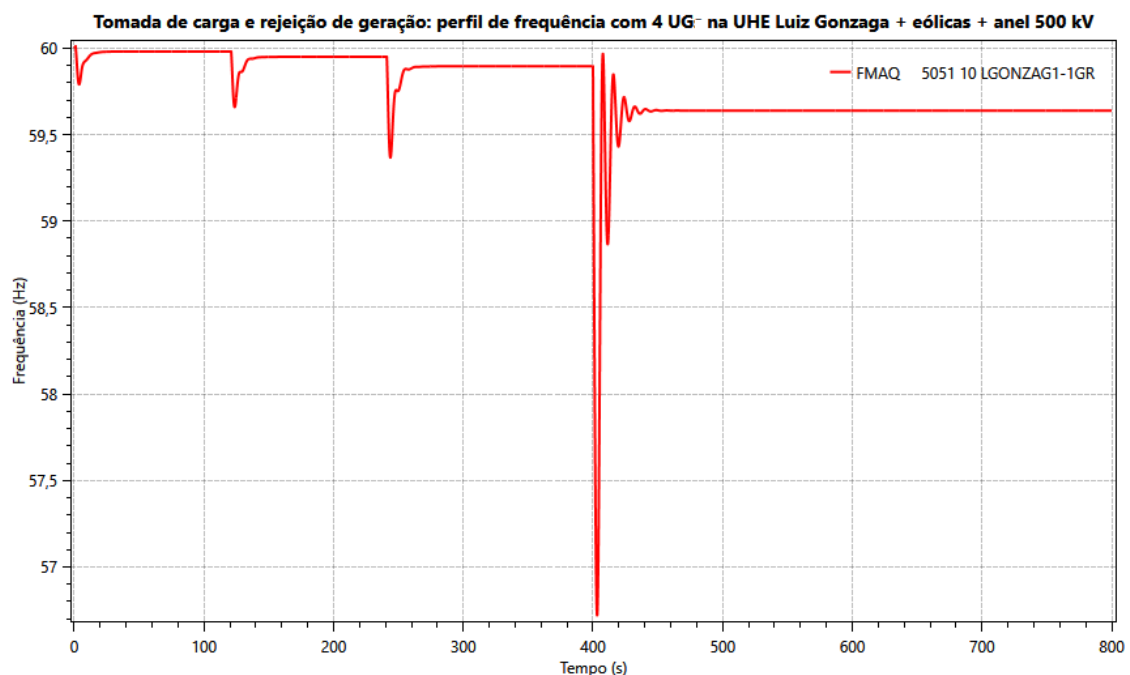


Figura 78 – Caso II: Tomada de carga e rejeição de geração.

A Figura 79 apresenta o perfil de tensão durante os eventos de tomada de carga e posterior rejeição de 1 unidade geradora da UHE Luiz Gonzaga. Verifica-se que as tensões na barra de Luiz Gonzaga ficam entre 0,965 pu e 0,94 pu, ou seja, estão dentro do intervalo de limites definido no Submódulo 23.3 para o tipo de estudo realizado.

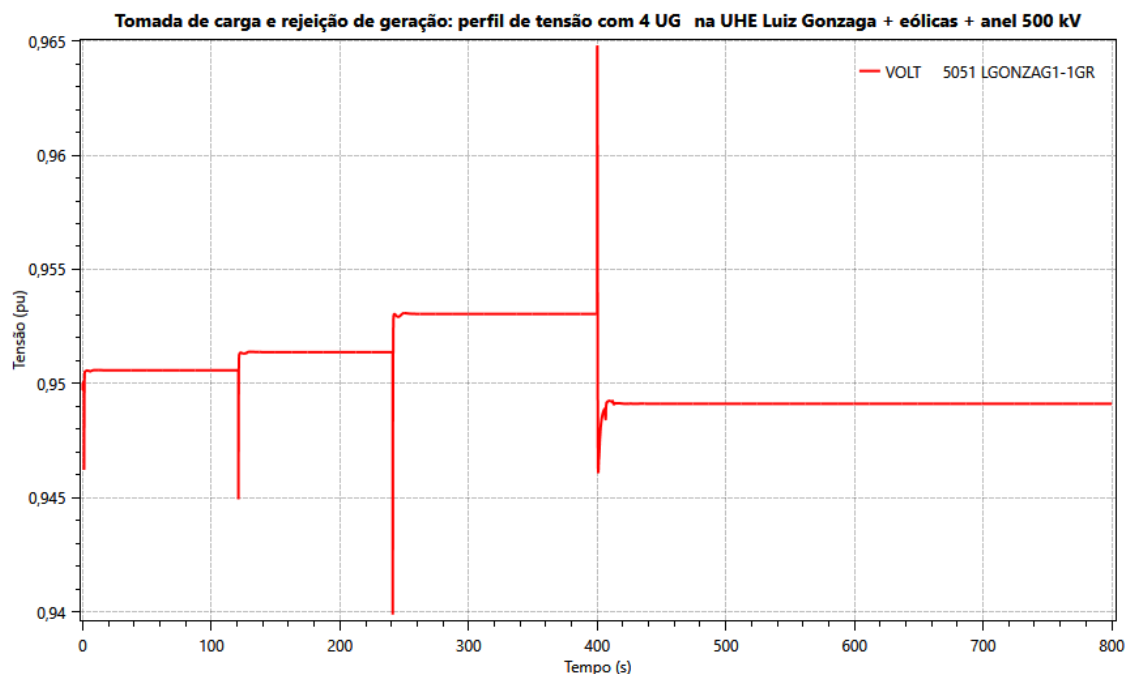


Figura 79 - Caso II: Comportamento da tensão da UHE Luiz Gonzaga na tomada de carga e rejeição de geração.

Nas Figura 80 e Figura 81 estão representadas as curvas de comportamento da potência elétrica de uma das unidades geradoras da UHE Luiz Gonzaga, sendo a primeira a potência ativa e a segunda a potência reativa. Percebe-se a resposta das duas parcelas da potência elétrica, sofrendo elevação a cada tomada de carga. Quando do evento de rejeição de geração, a potência ativa aumenta, suprimindo parte da geração que antes era suprida pela máquina que foi rejeitada e há um aumento da absorção de potência reativa em cada uma das unidades geradoras hidráulicas remanescentes. Deve-se lembrar que tanto parte da potência ativa como parte da potência reativa da carga são atendidas pela geração eólica inserida.

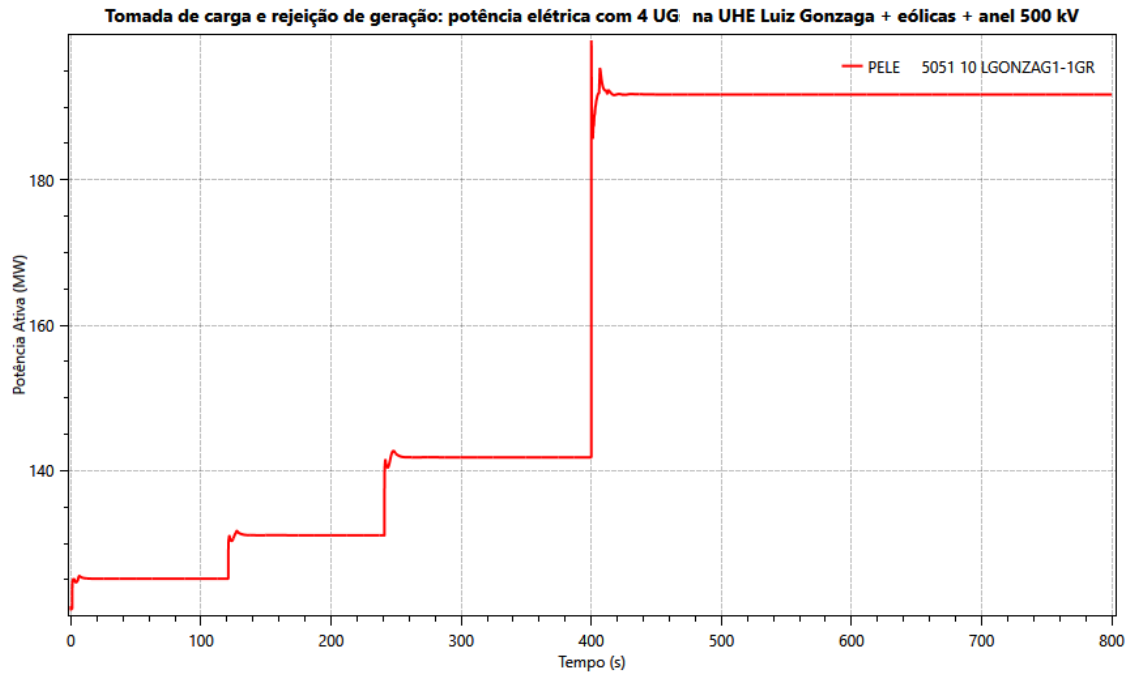


Figura 80 - Caso II: Comportamento da potência ativa da UHE Luiz Gonzaga na tomada de carga e rejeição de geração.

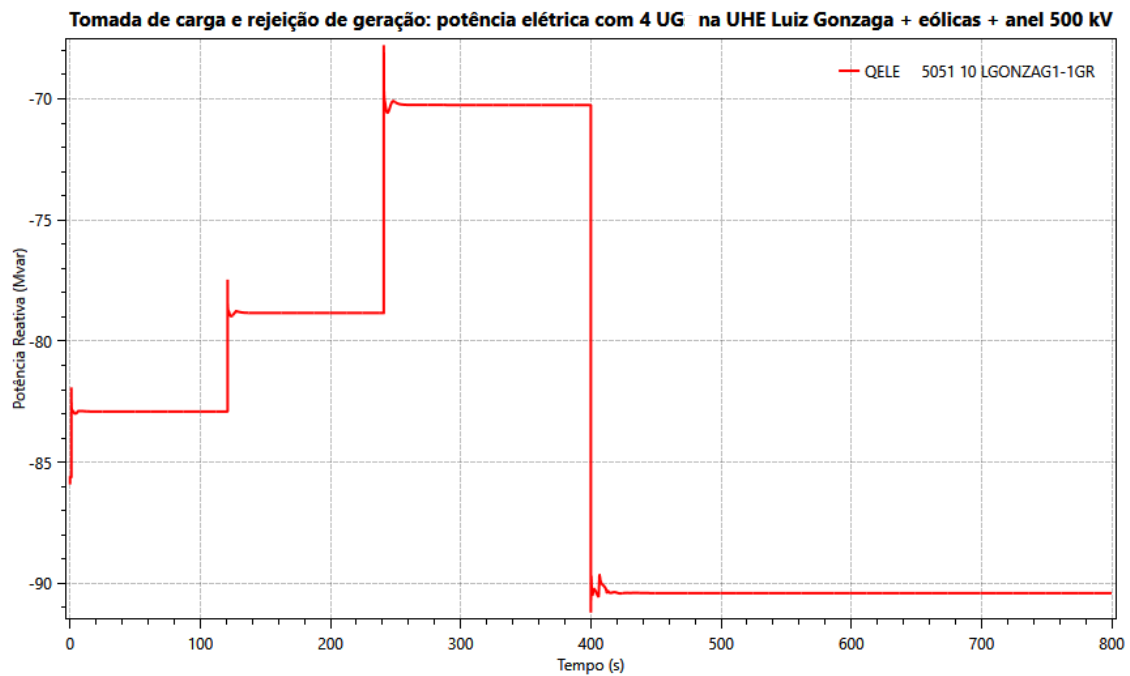


Figura 81 - Caso II: Comportamento da potência reativa da UHE Luiz Gonzaga na tomada de carga e rejeição de geração.

As Figura 82, Figura 83 e Figura 84 apresentam o comportamento da tensão nos parques eólicos inseridos nesse caso, quais sejam: UEE Asa Branca, UEE Baixa do Feijão e UEE União dos Ventos.

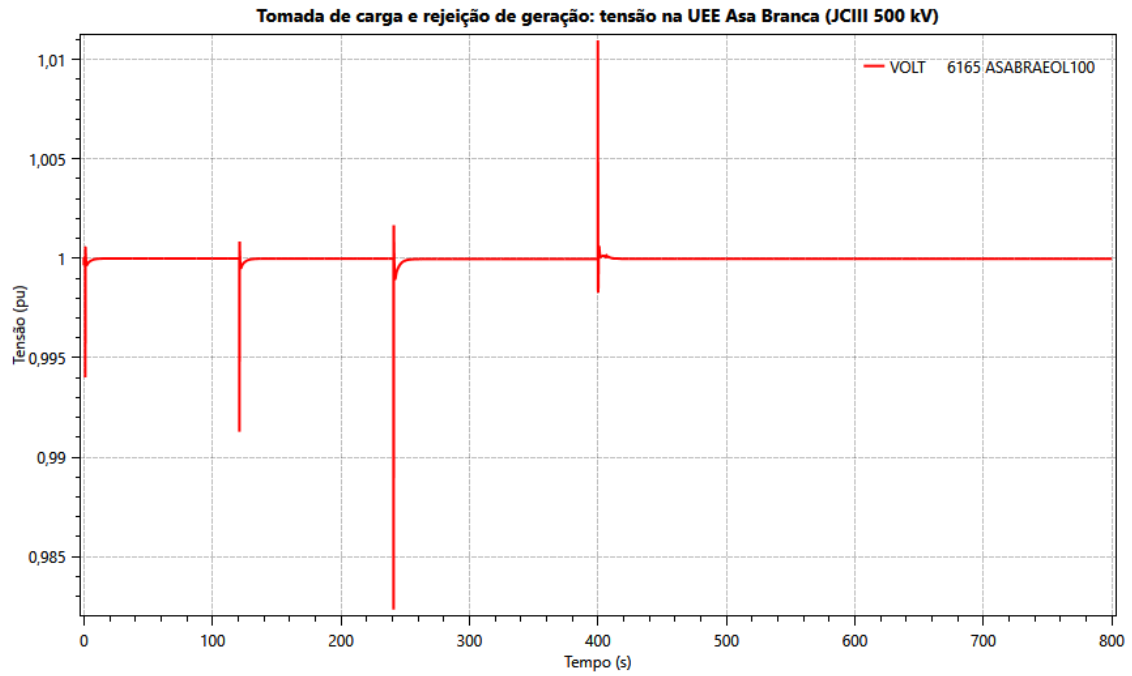


Figura 82 - Caso II: Comportamento da tensão da UEE Asa Branca na tomada de carga e rejeição de geração.

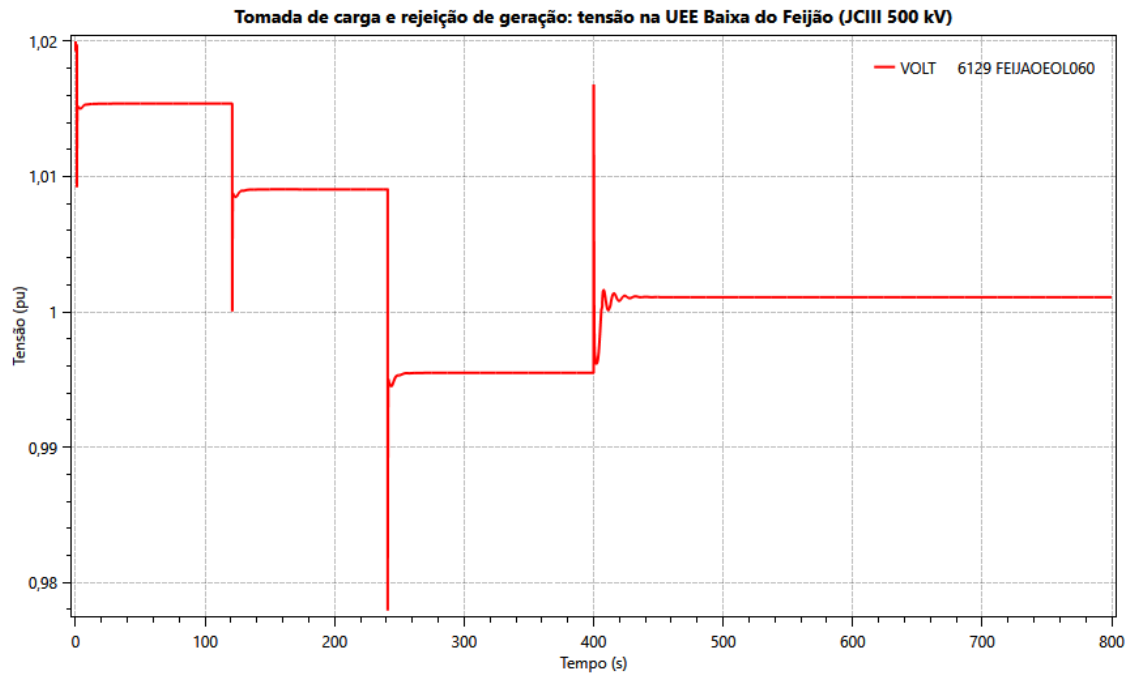


Figura 83 - Caso II: Comportamento da tensão da UEE Baixa do Feijão na tomada de carga e rejeição de geração.

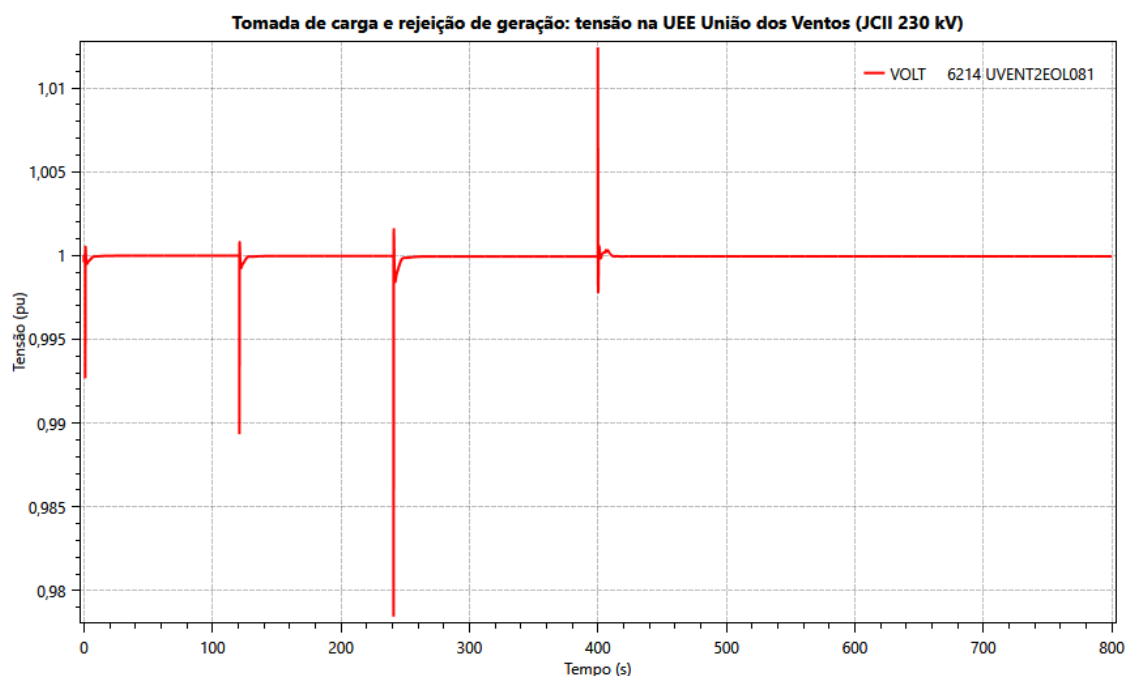


Figura 84 - Caso II: Comportamento da tensão da UEE União dos Ventos na tomada de carga e rejeição de geração.

Analisando o comportamento da tensão terminal dos parques eólicos conectados tanto por meio do 230 kV da SE João Câmara II como por meio do 500 kV da SE João Câmara III, tem-se que os parques Asa Branca e União dos Ventos mantêm o valor de tensão terminal de 1 pu a cada evento, enquanto a tensão do parque eólico Baixa do Feijão responde aos eventos de tomada de carga e rejeição da unidade geradora na UHE Luiz Gonzaga. O comportamento das UEE Asa Branca (DFIG da GE) e União dos Ventos (DFIG da GE), pode ser explicado pelo controle de tensão estar ativo no modelo utilizado no estudo para esses dois parques.

4.8 ESTUDOS DINÂMICOS CONSIDERANDO O CASO III: UHE LUIZ GONZAGA COM 4 UG + ANEL 500 kV + UHE XINGÓ COM 3 UG + PARALELO ENTRE ÁREAS + PARQUES EÓLICOS

O Caso de Estudo III consiste no fechamento do paralelo entre duas áreas de recomposição, a área Luiz Gonzaga e a área Xingó, em adição à condição da rede proposta no Caso de Estudo II, com o anel de 500 kV fechado e permitindo inserção de geração eólica tanto por meio do 500 kV da SE João Câmara III como por meio do 230 kV da SE João Câmara II.

4.8.1 Estudo de Tomada e Rejeição de Carga

O comportamento da frequência nas UHE Luiz Gonzaga e Xingó durante a tomada e rejeição de carga realizada no Caso III pode ser visto na Figura 85.

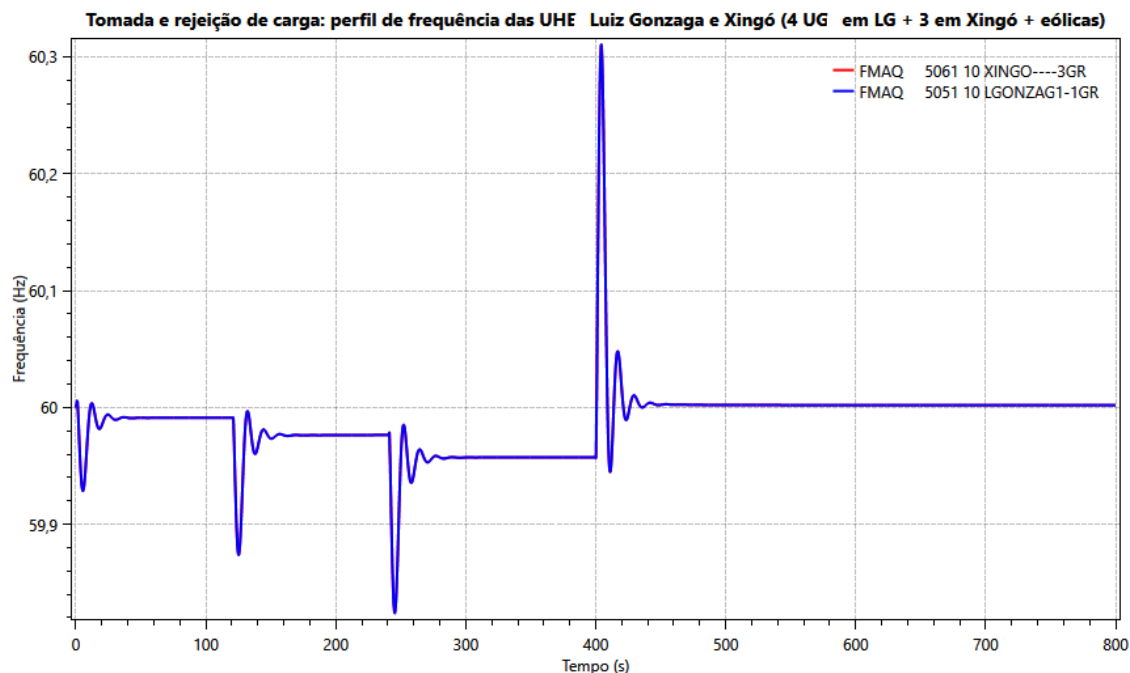


Figura 85 – Caso III: Tomada e rejeição de carga.

Pode-se verificar que o comportamento da frequência para os eventos de tomada de carga e posterior rejeição dessa carga apresenta valores dentro das faixas definidas nos procedimentos de rede para eventos dinâmicos durante a recomposição. O maior valor da frequência atingido é 60,31 Hz e o menor é 59,83 Hz. Após a rejeição da carga, há oscilações bem amortecidas e a frequência retorna rapidamente para o valor inicial de 60 Hz.

A Figura 86 apresenta o comportamento da tensão nas usinas hidrelétricas Luiz Gonzaga e Xingó durante os eventos de tomada e rejeição de carga considerando a configuração em que há o fechamento do paralelo entre essas duas áreas de recomposição.

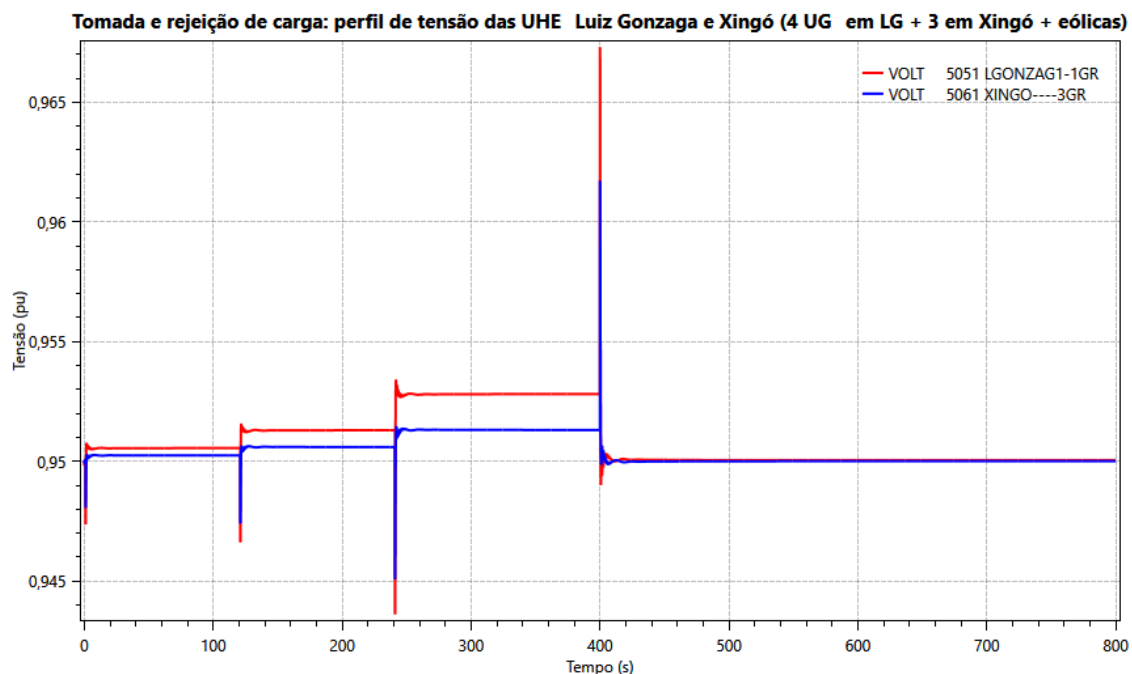


Figura 86 - Caso III: Comportamento da tensão nas UHE Luiz Gonzaga e Xingó durante a tomada e rejeição de carga.

Pode-se verificar que a tensão terminal em ambas as usinas hidráulicas apresenta pouca excursão em seus valores, estando sempre dentro da faixa aceitável para variação. Percebe-se que as usinas respondem às tomadas de carga e depois voltam ao nível de tensão inicial quando ocorre a rejeição da carga adicional.

As Figura 87 e Figura 88 mostram o comportamento da potência elétrica e da potência mecânica das UHE Luiz Gonzaga e Xingó durante os eventos de tomada e rejeição de carga.

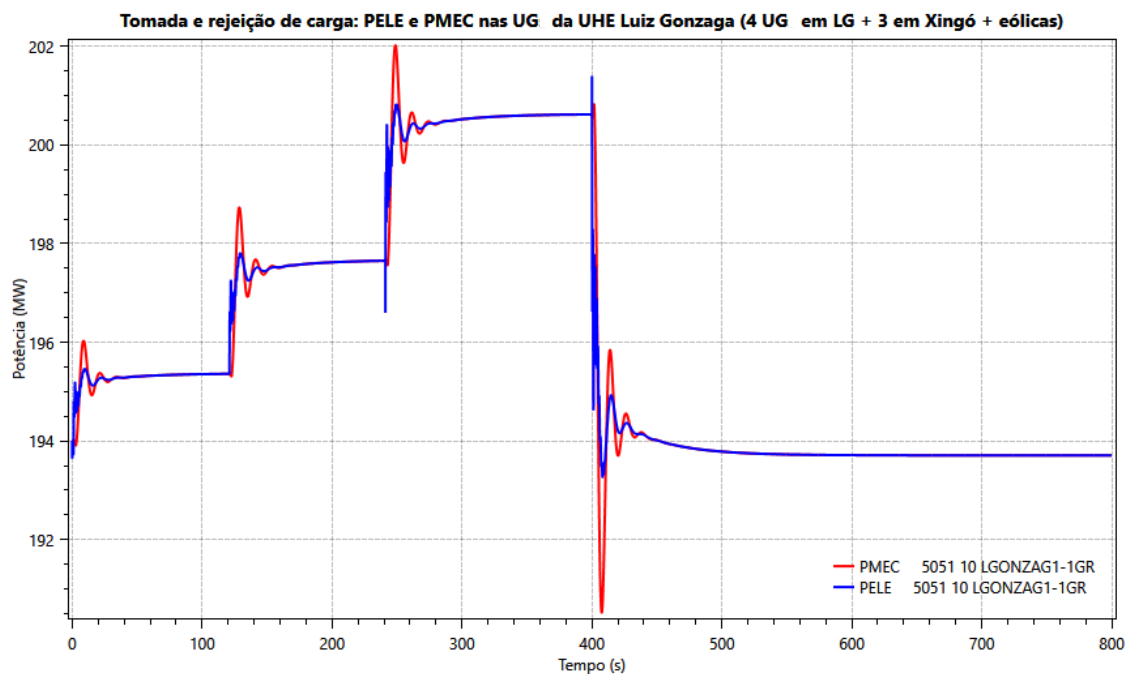


Figura 87 - Caso III: Comportamento da potência elétrica e mecânica em uma das UG da UHE Luiz Gonzaga durante a tomada e rejeição de carga.

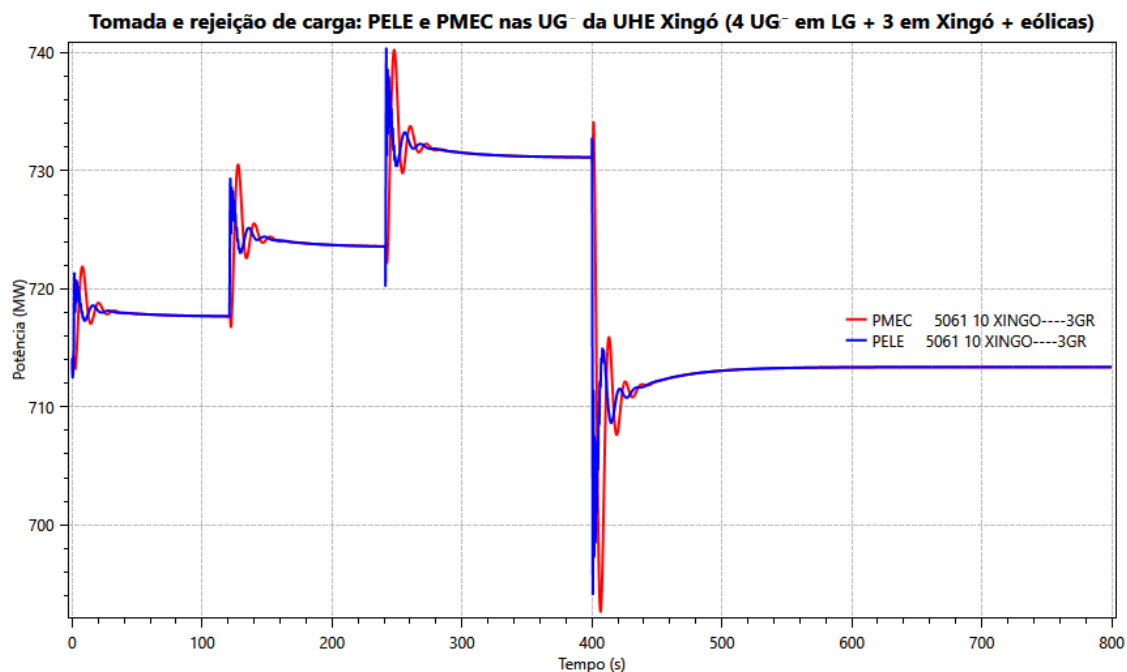


Figura 88 - Caso III: Comportamento da potência elétrica e mecânica em uma das UG da UHE Xingó durante a tomada e rejeição de carga.

Nas Figura 89 e Figura 90 são apresentados o comportamento da tensão terminal dos parques eólicos utilizados e a potência ativa fornecida por cada um deles durante os eventos de tomada de carga e posterior rejeição, respectivamente.

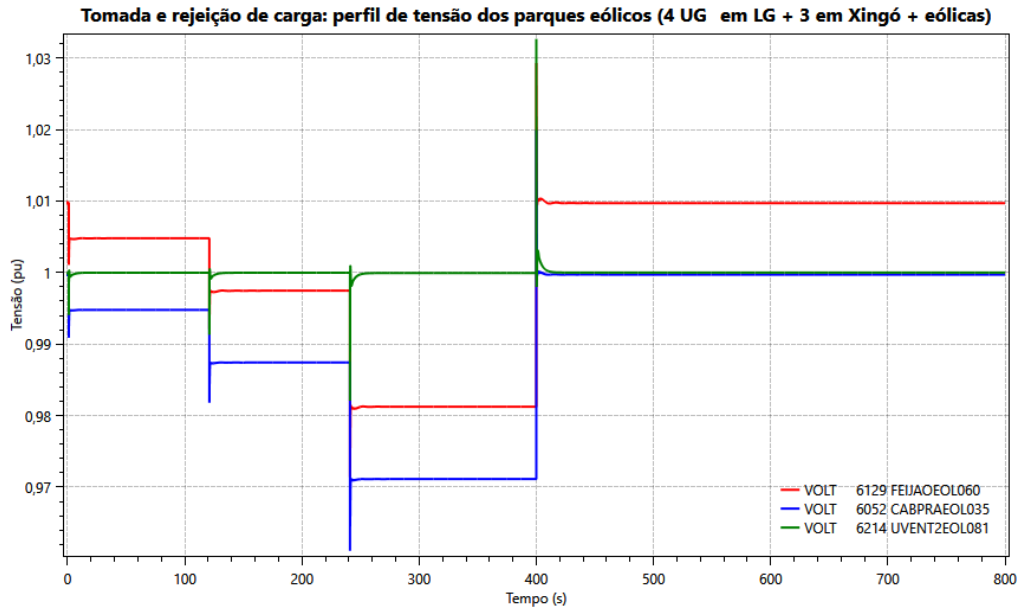


Figura 89 - Caso III: Comportamento das tensões terminais nos parques eólicos utilizados durante a tomada e rejeição de carga.

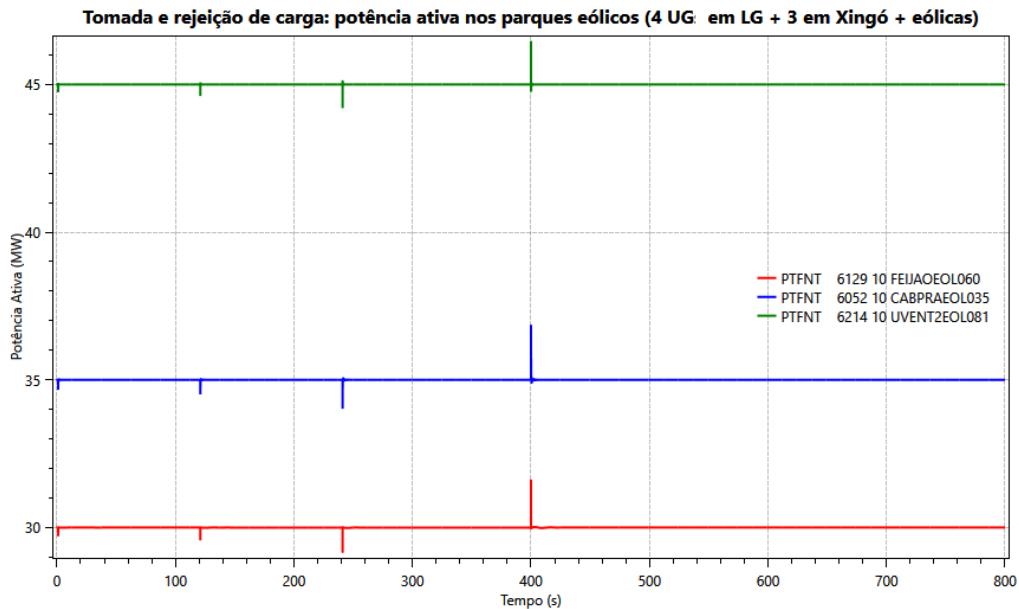


Figura 90 - Caso III: Comportamento das potências ativas fornecidas pelos parques eólicos utilizados durante a tomada e rejeição de carga.

Como pode-se ver na Figura 89, a tensão terminal do parque União dos Ventos (controle de tensão ativo no modelo simulado) se mantém constante durante os eventos e a dos parques Baixa do Feijão e Cabeço Preto respondem às tomadas de carga, retornando ao seu valor inicial após a rejeição. Já na Figura 90, pode-se observar que todos os parques mantêm o seu fornecimento de potência ativa ao sistema, independentemente dos eventos.

4.8.2 Estudo de Tomada de Carga e Rejeição de Geração

Ainda considerando a configuração mínima definida no Caso III, foi realizado o estudo de tomada de carga adicional, em três blocos e em três locais diferentes, e a rejeição de uma unidade geradora da UHE Luiz Gonzaga. A Figura 91 contém o comportamento da frequência após os eventos mencionados.

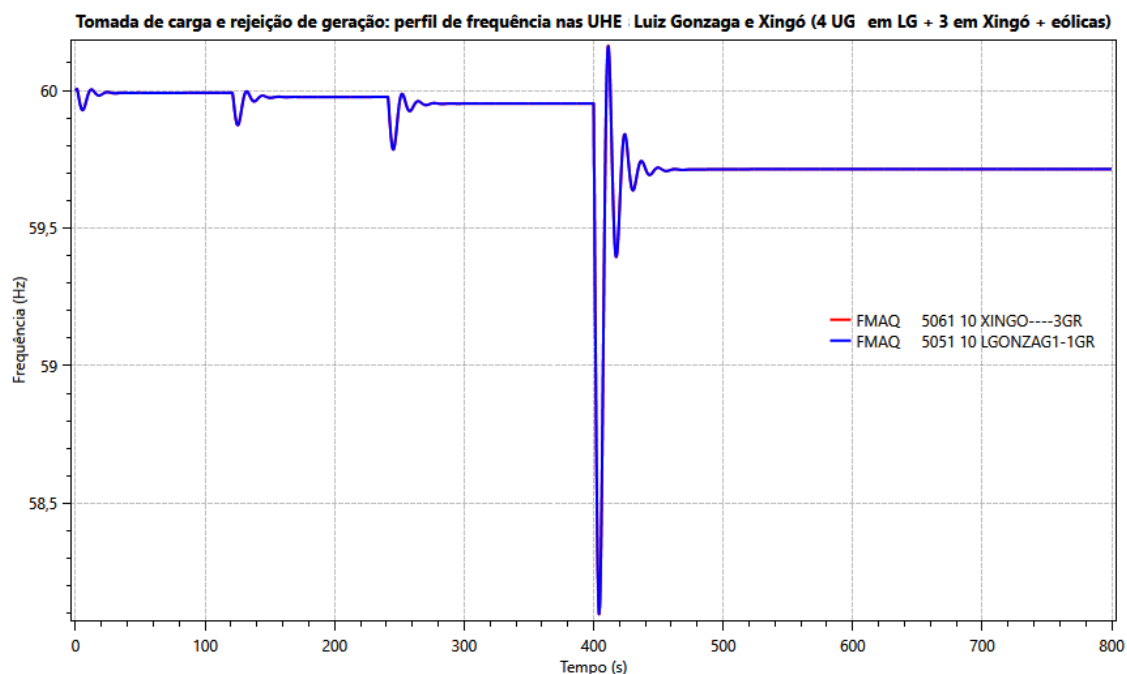


Figura 91 – Caso III: Tomada de carga e rejeição de geração.

Como pode-se perceber, há uma melhoria na resposta da frequência para os eventos de tomada de carga e rejeição de uma unidade geradora da UHE Luiz Gonzaga, quando comparada aos resultados obtidos considerando as outras configurações de rede (Caso I e Caso II). A frequência atingiu um valor máximo de 60,16 Hz e um valor mínimo de 58,1 Hz. Essa melhoria na resposta da frequência pode ser explicada pela robustez dessa configuração e pela maior inércia do sistema (há um total de 7 unidades geradoras hidráulicas conectadas). A análise da robustez da rede foi feita nos itens 4.6 e 4.7, nos quais foram avaliadas a potência de curto-circuito e a inércia equivalente para cada uma das configurações de rede propostas. De qualquer forma, é possível perceber que essa configuração é a menos radial das três, já possui um fechamento de anel de 500 kV e um fechamento de paralelo entre áreas. Nessa configuração, os limites determinados no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede para estudos dinâmicos de corredores de

recomposição são atendidos. Diante do exposto, essa é a configuração definida como mínima para a inserção de eólicas no processo de recomposição.

Na Figura 92 tem-se o comportamento da tensão terminal nas UHE Luiz Gonzaga e Xingó durante os eventos. Pode-se verificar que há pouca variação nos valores de tensão verificados (dentro das faixas definidas nos Procedimentos de Rede) e que, quando há o evento de rejeição de uma unidade geradora, a tensão oscila, mas possui um bom amortecimento, ficando em um novo valor de tensão em regime.

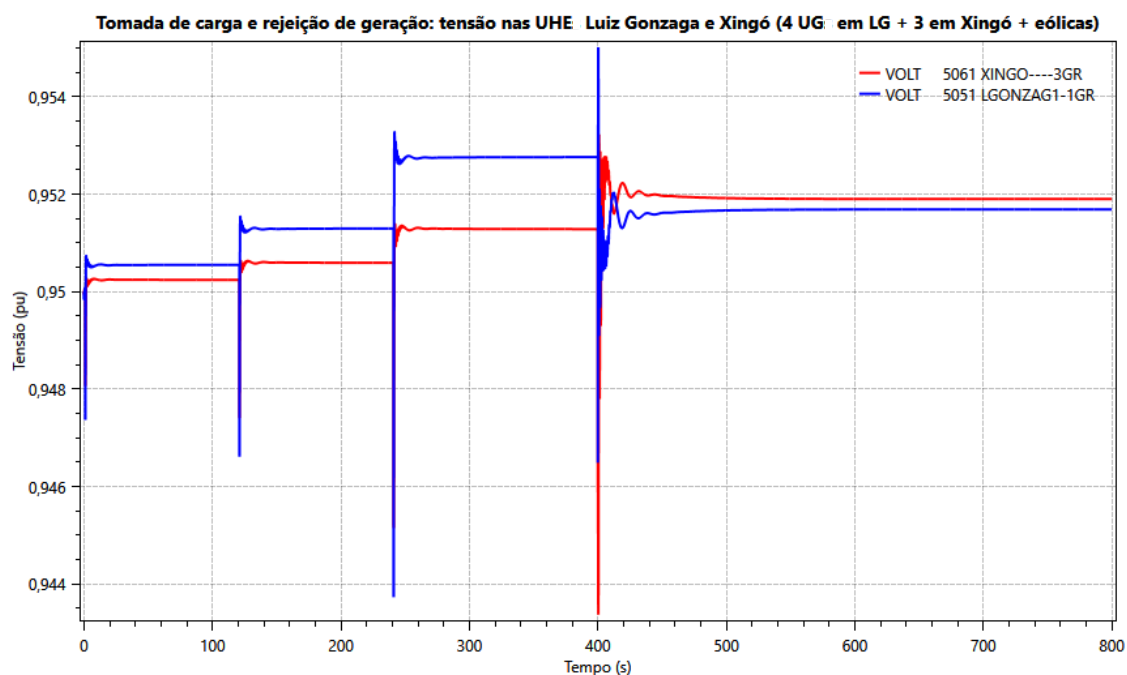


Figura 92 – Caso III: Comportamento da tensão nas UHE Luiz Gonzaga e Xingó durante a tomada de carga e rejeição de geração.

Nas Figura 93 e Figura 94 estão representadas as curvas de potência mecânica e de potência elétrica de uma das unidades geradoras da UHE Luiz Gonzaga e em uma das unidades geradoras da UHE Xingó.

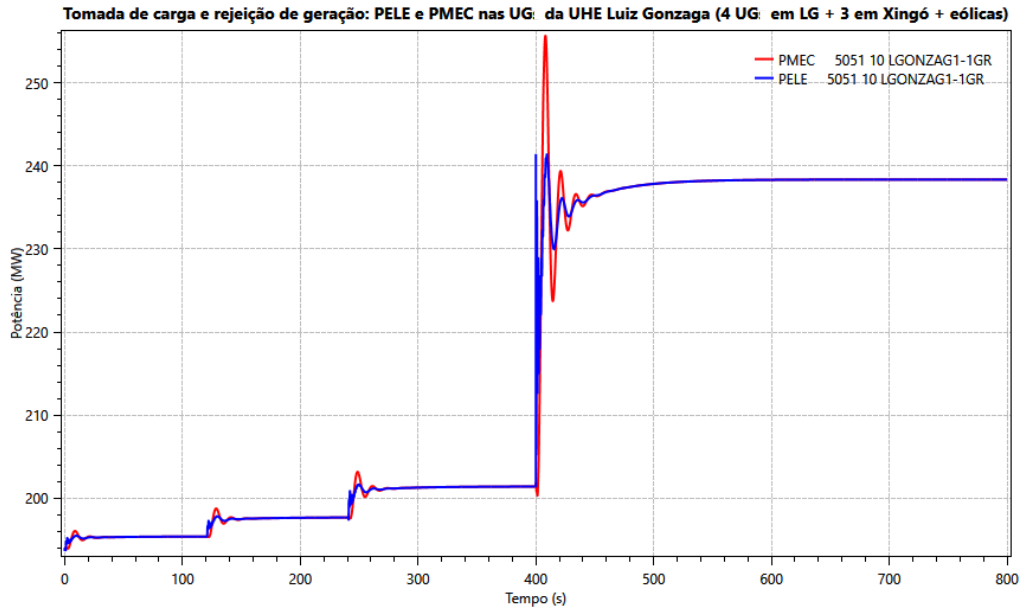


Figura 93 - Caso III: Comportamento da potência elétrica e mecânica em uma das UG da UHE Luiz Gonzaga durante a tomada de carga e rejeição de geração.

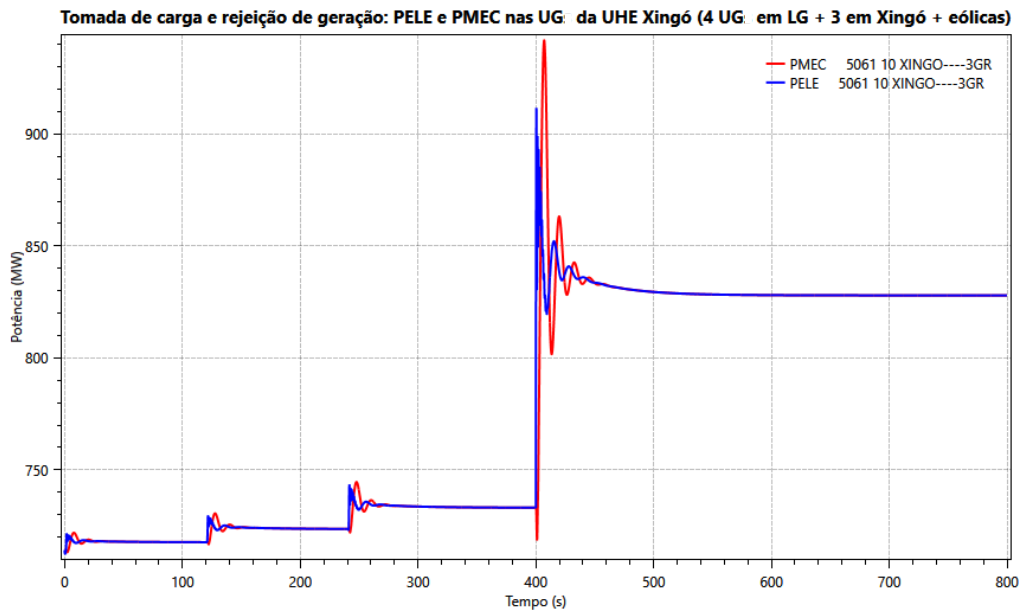


Figura 94 - Caso III: Comportamento da potência elétrica e mecânica em uma das UG da UHE Xingó durante a tomada de carga e rejeição de geração.

Nas Figura 95 e Figura 96 são apresentadas a tensão terminal dos parques eólicos utilizados e a potência ativa fornecida por cada um deles durante os eventos simulados, respectivamente.

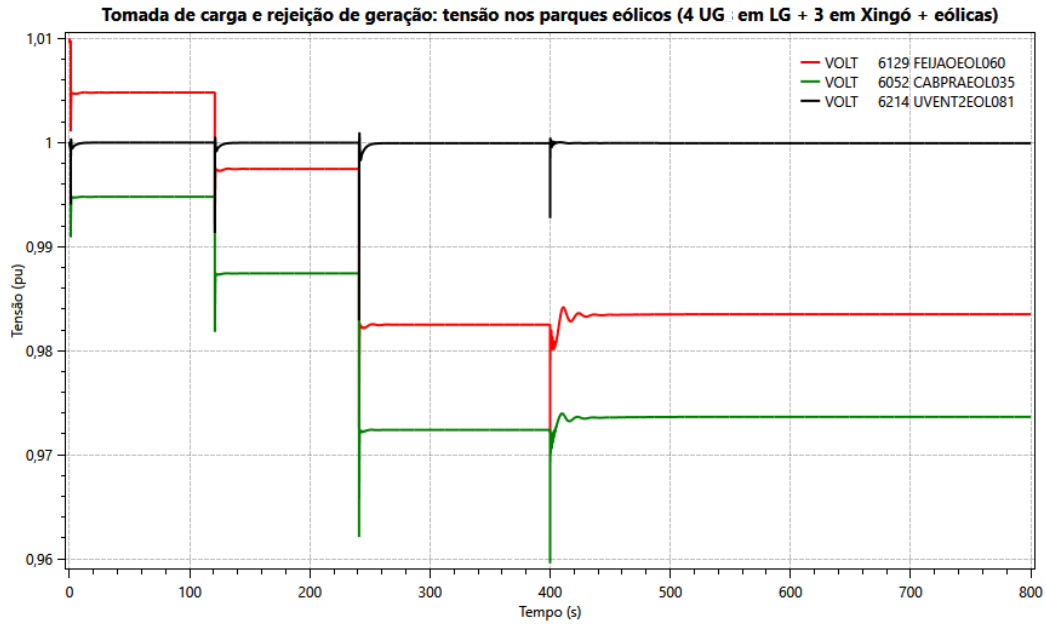


Figura 95 - Caso III: Comportamento das tensões terminais nos parques eólicos utilizados durante a tomada de carga e rejeição de geração.

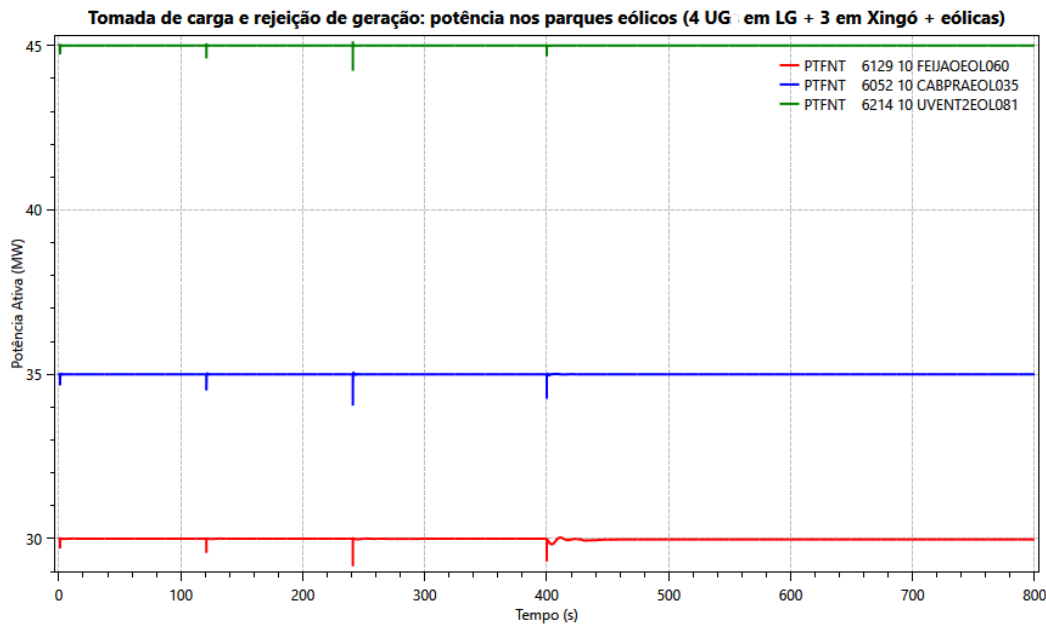


Figura 96 - Caso III: Comportamento das potências ativas fornecidas pelos parques eólicos utilizados durante a tomada de carga e rejeição de geração.

Conforme esperado e já verificado no resultado do estudo de tomada e rejeição de carga, apenas a UEE União dos Ventos mantém a tensão terminal durante os eventos (controle ativado para manutenção da tensão terminal). Já os outros parques eólicos utilizados respondem aos eventos de tomada de carga e posterior rejeição de uma unidade geradora

hidráulica. Como pode-se ver na Figura 96, todos os parques eólicos mantêm o fornecimento de potência ativa definido durante os eventos.

4.8.3 A Geração Eólica e os Requisitos Mínimos de Operação e Resposta Definidos Atualmente no Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede

Após a verificação do comportamento do perfil de frequência e tensão nas usinas hidrelétricas consideradas nos 3 casos de estudo apresentados considerando a tomada e rejeição de carga e a tomada de carga e rejeição de geração, levando em conta a potência mecânica e elétrica (ativa e reativa) nas UHE Luiz Gonzaga e Xingó e o comportamento de tensão e potência ativa e reativa dos parques eólicos utilizados em cada caso, será realizada uma avaliação mais pontual do comportamento dos parques eólicos no que tange as diferentes tecnologias, os diferentes fabricantes e os diferentes controles disponíveis nos parques instalados na região Rio Grande do Norte.

Importante ressaltar, para a análise do comportamento dos parques eólicos, alguns aspectos principais requeridos no Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede do ONS [11]:

- a) Operação em condições de frequência não-nominal
 - Permitida a desconexão instantânea quando a frequência estiver abaixo de 56 Hz ou acima de 63 Hz;
 - Operação por, no mínimo, 20 segundos quando a frequência estiver abaixo de 58,5 Hz;
 - Operação por, no mínimo, 10 segundos quando a frequência estiver acima de 62,5 Hz;
 - Operação por tempo ilimitado quando a frequência estiver entre 58,5 e 62,5 Hz.

- b) Operação em condições de tensão não-nominal
 - Operação contínua quando a tensão estiver entre 0,9 e 1,1 pu;
 - Operação por, no mínimo, 5 segundos quando a tensão estiver entre 0,85 e 0,90 pu;

- Operação por, no mínimo, 2,5 segundos quando a tensão estiver entre 1,1 e 1,2 pu;
- Em toda a faixa operativa de tensões, deve-se manter o fator de potência 0,95 indutivo ou capacitivo no ponto de conexão.

A Figura 97 foi extraída do Submódulo 3.6 e representa graficamente as faixas descritas, cujo cumprimento é requerido para a operação dos parques eólicos em condições de tensão não nominal, ou seja, consistem nos requisitos de suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas (*fault ride through*).

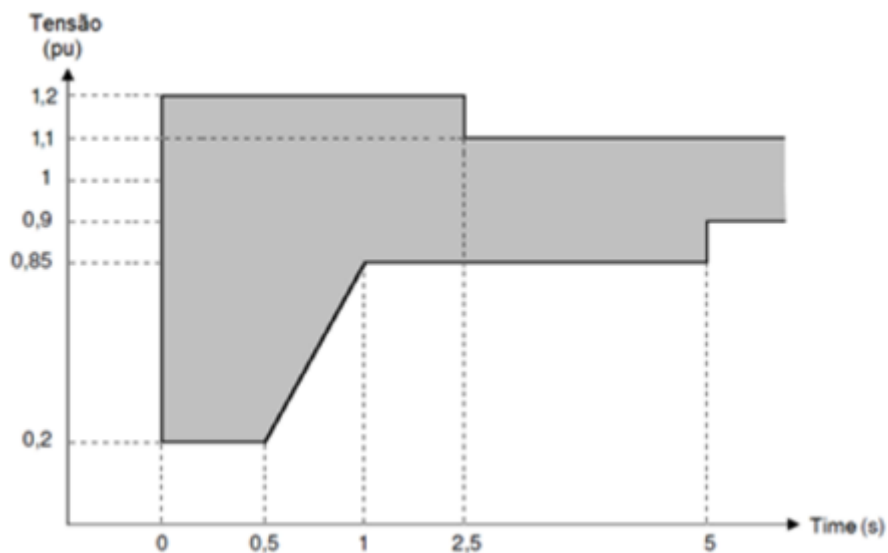


Figura 97 - Requisitos de suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas nos terminais de conexão das centrais de geração eólica ou solar à rede elétrica.

FONTE: Submódulo 3.6, figura 5 do item 8.7.1 dos Procedimentos de Rede do ONS.

c) Controle de potência reativa no ponto de conexão comum

- Quando os aerogeradores não estiverem fornecendo potência ativa, mesmo assim eles devem ser capazes de absorver ou gerar potência reativa ao SIN, por meio de atuação dos seus recursos de controle, cumprindo o requisito mínimo de absorção ou rejeição nula no ponto de conexão, ou seja, ele mesmo deve ter recursos para controlar a sua potência reativa de forma a não onerar o sistema de transmissão ao qual ele foi conectado;

- Visando atender ao requisito de injeção/absorção nula no ponto de conexão, o parque eólico pode utilizar o recurso *WindFREE*⁷;
- O elemento de geração deve fornecer os recursos necessários para operação com fator de potência indutivo ou capacitivo no seu ponto de conexão, obedecendo a faixa de excursão determinada no Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede.

Esses requisitos mínimos foram definidos com o objetivo de minimizar o desligamento de aerogeradores ou inversores por subfrequência ou sobrefrequência quando há possibilidade de recuperação da frequência utilizando a capacidade de regulação do próprio sistema e/ou quando ocorrem variações normais de tensão na rede. Deve-se lembrar, contudo, que a definição desses requisitos é relativamente recente e não era vigente quando da implantação de alguns parques eólicos mais antigos instalados na rede elétrica. Dessa forma, as características mínimas de operação eram definidas pelo projeto básico dos parques eólicos.

4.8.4 Definição de uma Configuração Mínima de Forma a Assegurar a Entrada de uma Fonte de Geração Eólica no Processo de Recomposição do SIN

Tomando por base os resultados obtidos neste capítulo, tem-se que a configuração mínima que possibilita a utilização da fonte de geração eólica no processo de recomposição é a definida após o fechamento do paralelo entre as áreas de Luiz Gonzaga e Xingó, ou seja, a configuração utilizada no Caso III. Dessa forma, utilizando essa configuração, foram realizados alguns estudos adicionais com o intuito de analisar o desempenho dos parques eólicos:

- Utilização de 3 parques eólicos com o mesmo modelo de gerador, no caso, DFIG, mas de fabricantes diferentes;

⁷ O recurso *WindFREE* é um mecanismo de controle de potência reativa que permite uma regulação rápida e suave da tensão no ponto de conexão do parque eólico, por meio do fornecimento de potência reativa mesmo quando não há geração de potência ativa pelas turbinas eólicas. Esse tipo de controle provê diversos benefícios na conexão de parques eólicos de maior capacidade e que se conectam em pontos remotos da rede elétrica, por meio de conexões eletricamente fracas ou em pontos da rede que são próximos a centros de carga pesada e que possuem comportamento altamente variável.

- Utilização de 3 parques eólicos com o mesmo modelo de gerador, no caso, *full converter*, mas de fabricantes diferentes;
- Utilização apenas de parques que possuem controle de inércia sintética;
- Aumento da carga suprida por geração eólica.

A seguir, serão apresentados os resultados do comportamento da frequência da rede e das tensões nas usinas hidrelétricas e nos parques eólicos, após a tomada de carga e posterior rejeição de 1 (uma) unidade geradora hidrelétrica.

4.8.4.1 Utilização de 3 parques eólicos do tipo DFIG e de fabricantes diferentes

A Figura 98 mostra o comportamento da frequência durante os eventos de tomada de carga e posterior rejeição de uma unidade geradora da UHE Luiz Gonzaga em um caso em que os parques eólicos utilizados possuem geradores de diferentes fabricantes, mas todos são da tecnologia DFIG.

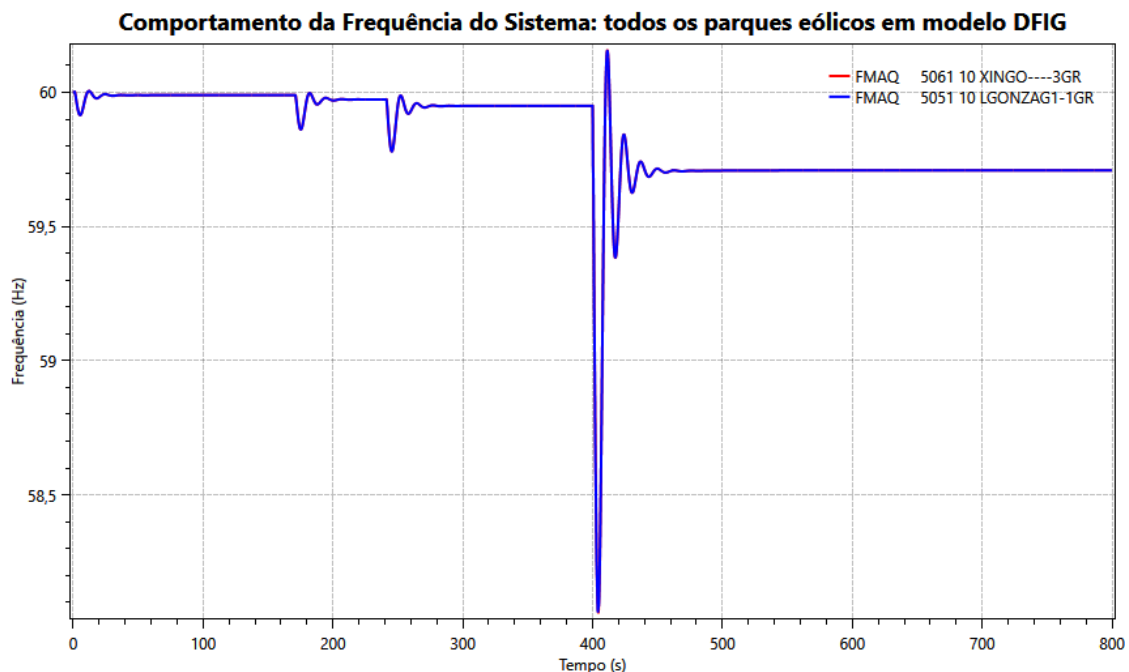


Figura 98 – Caso III: Tomada de carga e rejeição de geração com os parques eólicos conectados do tipo DFIG.

Percebe-se que a utilização de apenas geradores da tecnologia DFIG não leva a alterações significativas no comportamento da frequência durante os eventos de tomada de carga e rejeição de geração, quando o resultado é comparado ao obtido no Caso III.

Na Figura 99 tem-se o comportamento da tensão terminal das unidades geradoras hidráulicas utilizadas neste estudo, ou seja, das UHE Luiz Gonzaga e Xingó, quando todos os geradores eólicos dos parques utilizados são do tipo DFIG. O comportamento da tensão foi bem similar ao obtido no Caso III. Já na Figura 100 foram plotadas as curvas da potência ativa fornecida pelos parques eólicos utilizados: Renasença, Baixa do Feijão e Cabeço Preto. As usinas eólicas mantêm o seu fornecimento de potência constante durante todos os eventos simulados.

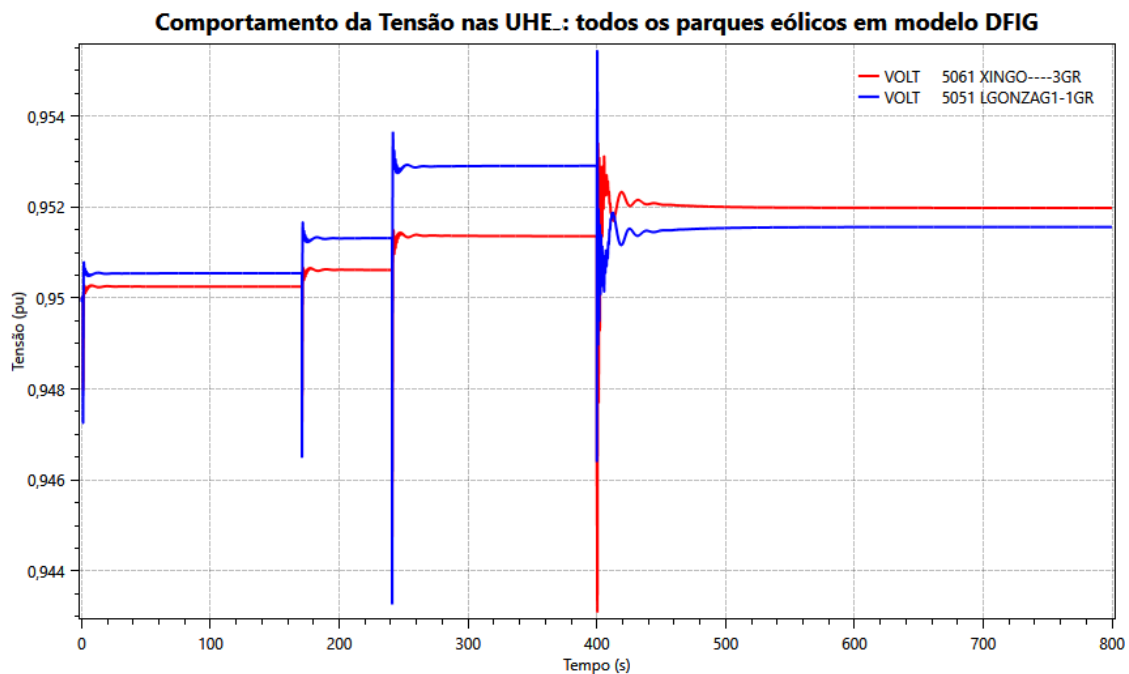


Figura 99 - Caso III: Comportamento da tensão das usinas hidráulicas quando da tomada de carga e rejeição de geração com os parques eólicos conectados do tipo DFIG.

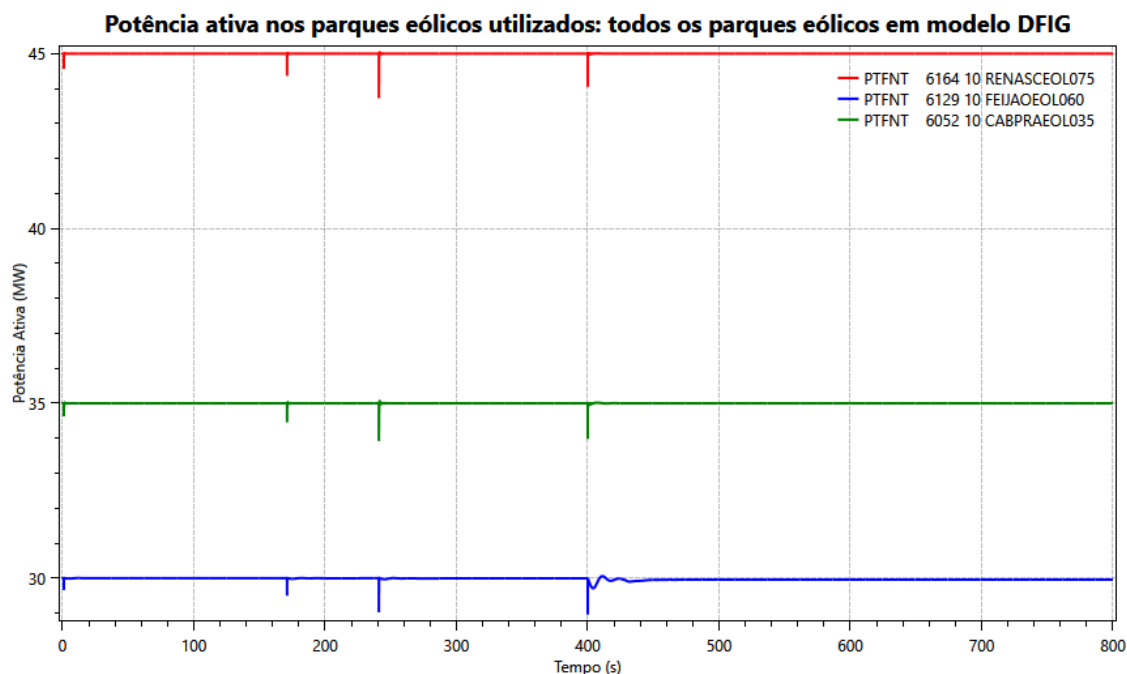


Figura 100 - Caso III: Comportamento das potências ativas fornecidas pelos parques eólicos do tipo DFIG utilizados quando da tomada de carga e rejeição de geração.

4.8.4.2 Utilização de 3 parques eólicos do tipo *full converter* e de fabricantes diferentes

A Figura 101 mostra o comportamento da frequência durante os eventos de tomada de carga e posterior rejeição de uma unidade geradora da UHE Luiz Gonzaga em um caso em que os parques eólicos utilizados possuem geradores de diferentes fabricantes, mas todos são da tecnologia *full converter*.

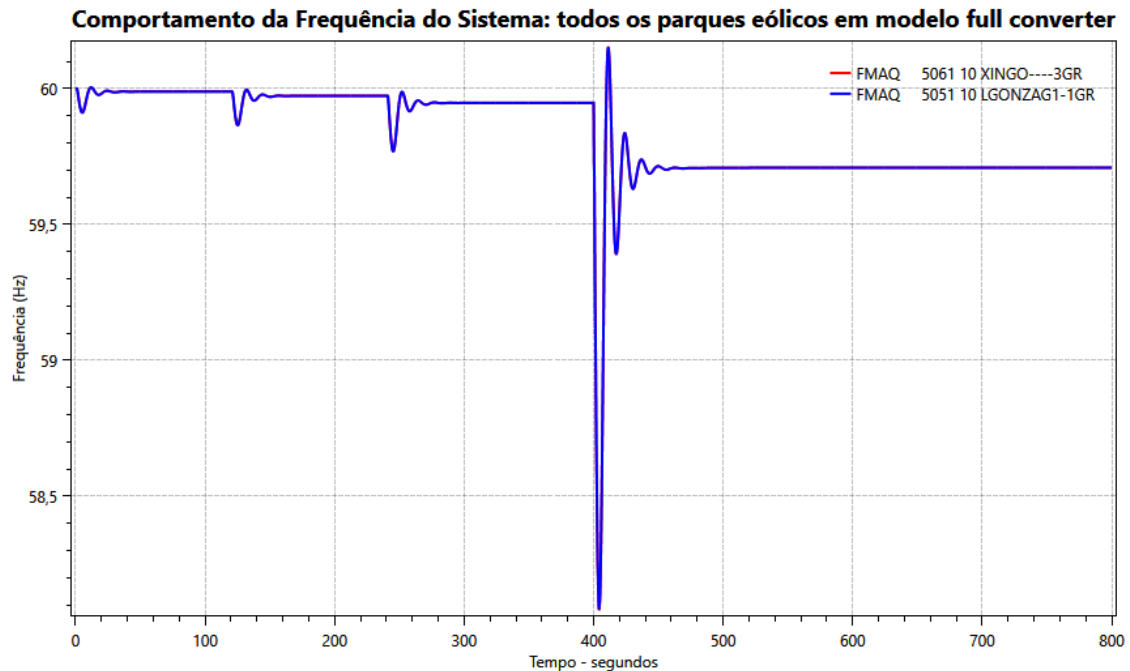


Figura 101 - Caso III: Tomada de carga e rejeição de geração com os parques eólicos conectados do tipo *full converter*.

Assim como no caso do item 4.8.4.1, em que todos os geradores eólicos utilizados eram do tipo DFIG, o comportamento da frequência não apresentou grandes variações em relação ao resultado obtido na simulação do Caso III. O resultado obtido com todos os geradores eólicos sendo *full converter* foi o mesmo resultado do caso com todos os geradores eólicos com modelo DFIG.

Na Figura 102 está representado o comportamento da tensão terminal nas UHE Luiz Gonzaga e Xingó. Pode-se verificar que o resultado é o mesmo do obtido no Caso III e no caso do item 4.8.4.1.

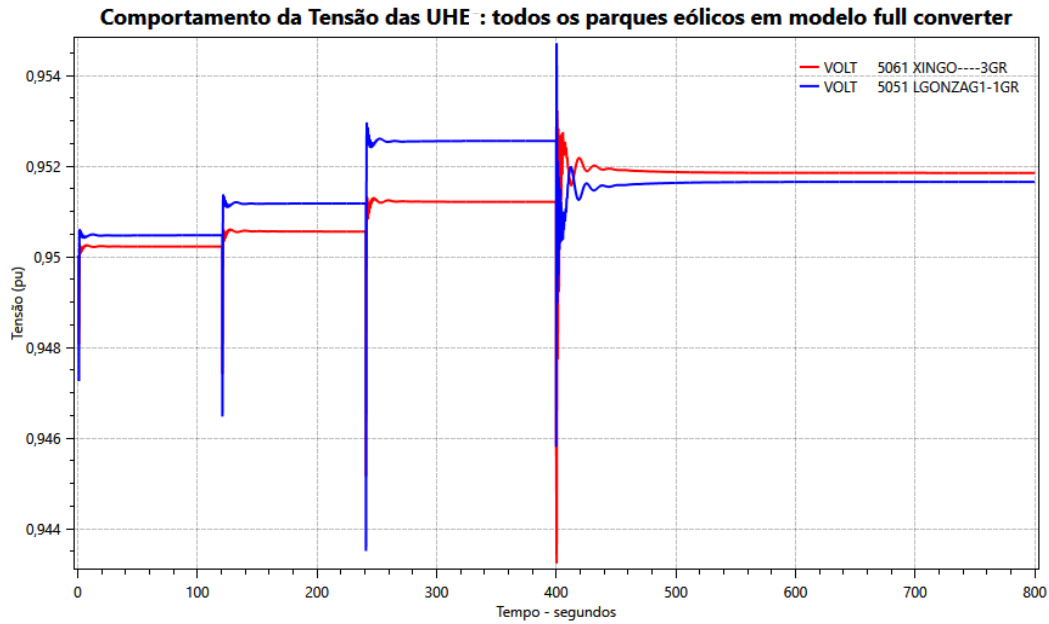


Figura 102 - Caso III: Comportamento da tensão das usinas hidráulicas quando da tomada de carga e rejeição de geração com os parques eólicos conectados do tipo *full converter*.

A Figura 103 apresenta a contribuição de potência ativa de cada parque eólico utilizado neste estudo.

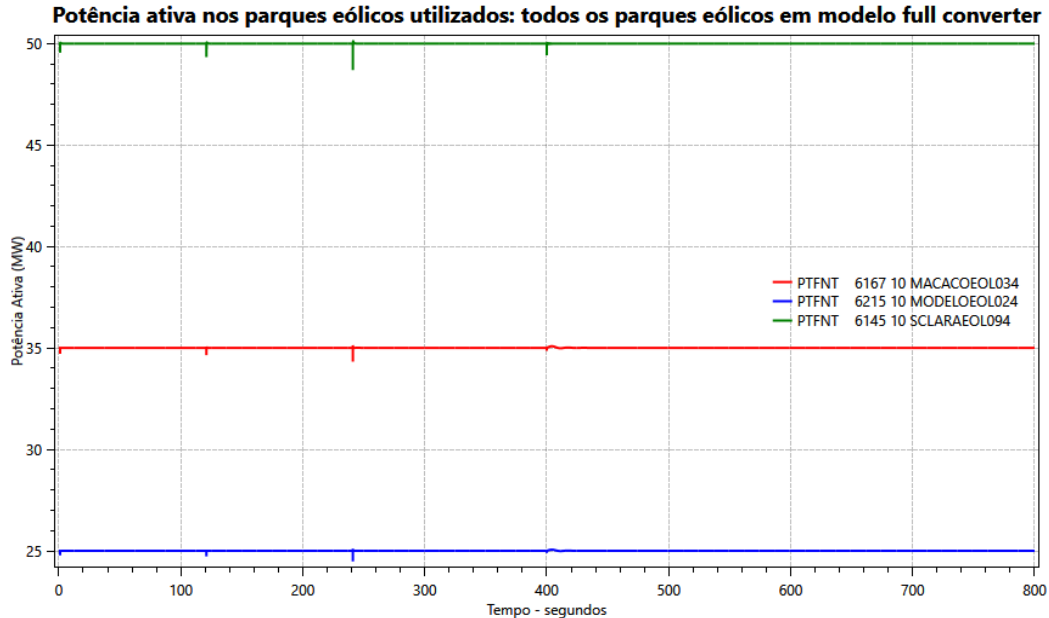


Figura 103 - Caso III: Comportamento das potências ativas fornecidas pelos parques eólicos do tipo *full converter* utilizados quando da tomada de carga e rejeição de geração.

Como pode-se observar, os parques utilizados (UEE Macacos, UEE Modelo e UEE Santa Clara) mantêm o fornecimento de potência ativa durante todos os eventos simulados.

4.8.4.3 Utilização apenas de parques eólicos que possuem inércia sintética

A Figura 104 mostra o comportamento da frequência durante os eventos de tomada de carga e posterior rejeição de uma unidade geradora da UHE Luiz Gonzaga em um caso em que os parques eólicos utilizados possuem inércia sintética.

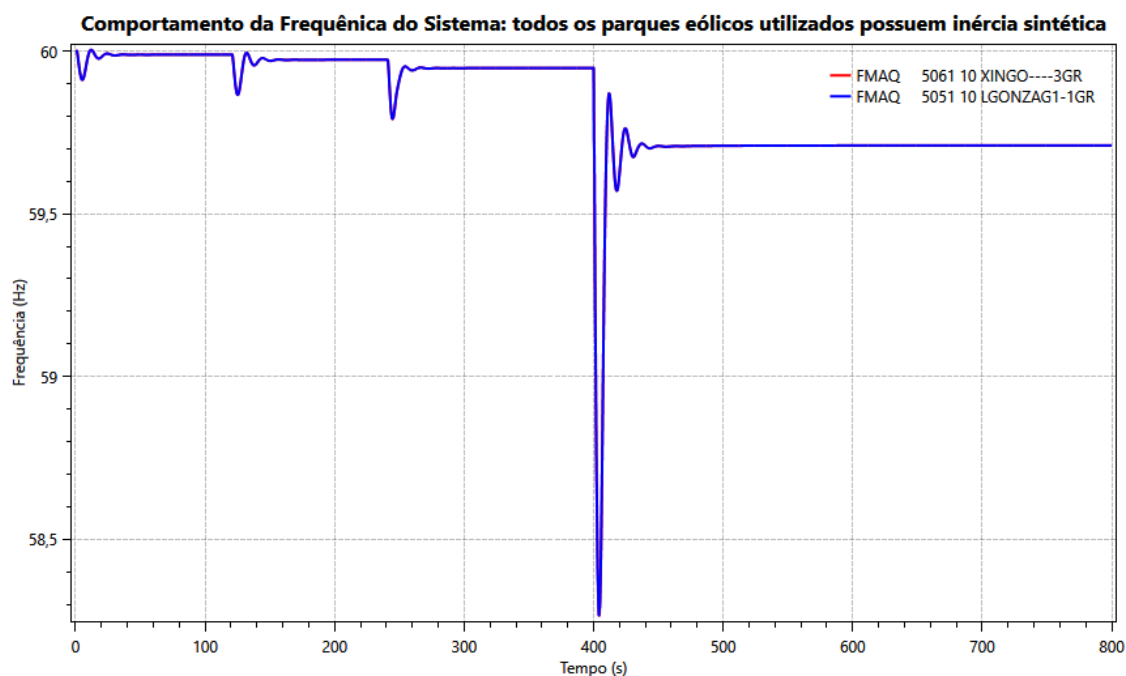


Figura 104 - Caso III: Tomada de carga e rejeição de geração com os parques eólicos conectados tendo inércia sintética.

Analisando o resultado obtido na Figura 104, pode-se observar que houve uma melhora na resposta da frequência com a inserção da inércia sintética no que diz respeito aos valores máximos e mínimo de frequência atingidos nas excursões e no amortecimento das oscilações. Após o evento de rejeição da UG da UHE Luiz Gonzaga, o valor mínimo de frequência atingido foi de 58,27 Hz e o máximo de 59,87 Hz. Os valores atingidos nas oscilações são menores e a quantidade de oscilações também diminuiu no evento de rejeição de uma unidade geradora hidráulica.

Na Figura 105 estão representadas as curvas das tensões verificadas nas UHE Luiz Gonzaga e Xingó durante os eventos. Houve uma melhora mínima no amortecimento das oscilações na tensão após o evento de rejeição de uma unidade geradora da UHE Luiz

Gonzaga, em comparação ao resultado obtido no Caso III, com a introdução da inércia sintética em todos os parques geradores conectados.

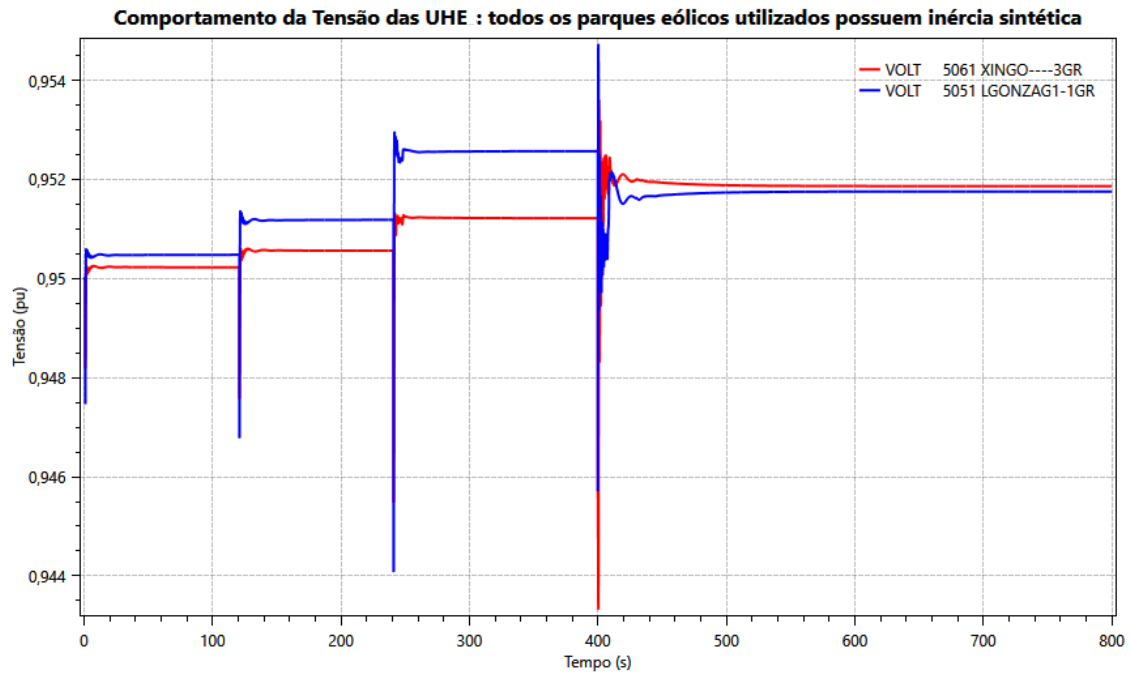


Figura 105 - Caso III: Comportamento da tensão das usinas hidráulicas quando da tomada de carga e rejeição de geração com os parques eólicos conectados tendo inércia sintética.

As Figura 106 e Figura 107 apresentam o comportamento da potência elétrica e da potência mecânica em uma unidade geradora das UHE Luiz Gonzaga e Xingó, respectivamente. Houve uma redução dos valores máximo e mínimo de oscilação das potências elétrica e mecânicas das unidades geradoras, assim como também houve um maior amortecimento das oscilações verificadas em cada evento simulado.

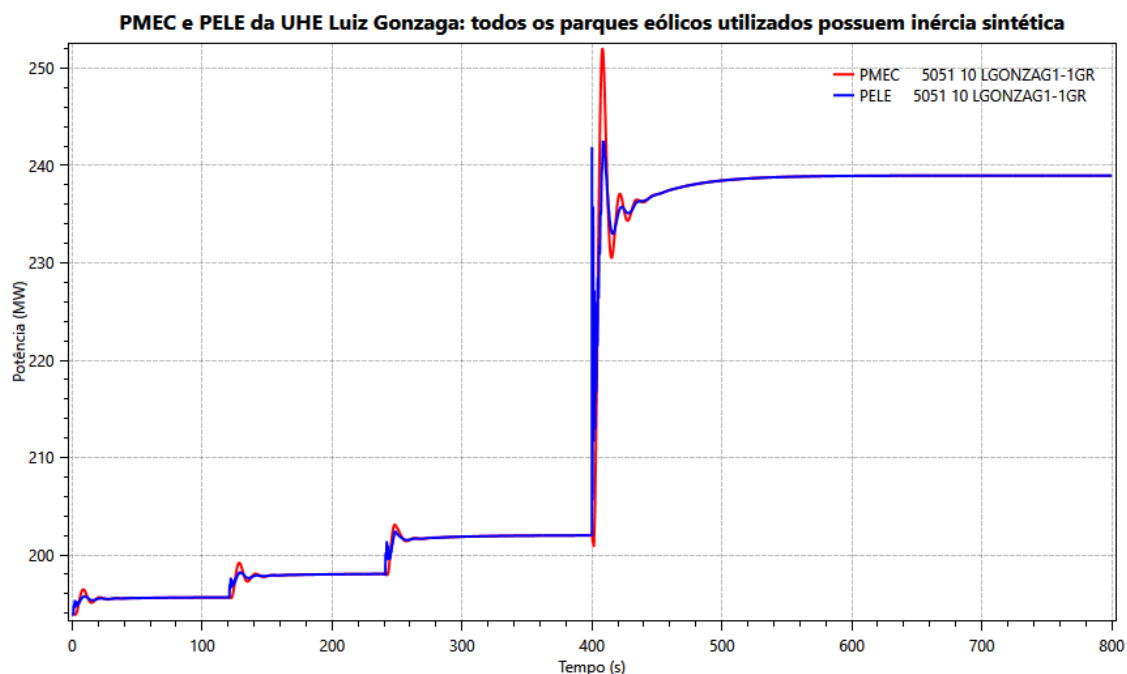


Figura 106 - Caso III: PMECE e PELE de uma UG da UHE Luiz Gonzaga quando da tomada de carga e rejeição de geração com os parques eólicos conectados tendo inércia sintética.

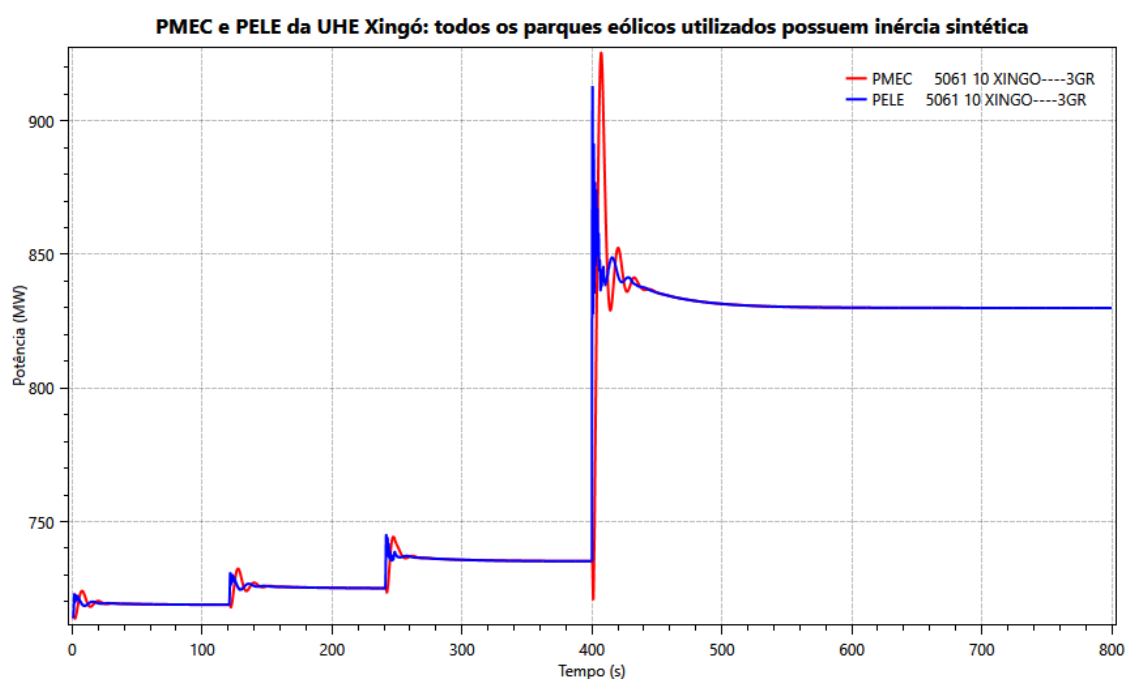


Figura 107 - Caso III: PMECE e PELE de uma UG da UHE Xingó quando da tomada de carga e rejeição de geração com os parques eólicos conectados tendo inércia sintética.

Na Figura 108 são representadas as tensões terminais verificadas nos parques eólicos utilizados. Foram utilizados 4 parques eólicos e não apenas 3 por conta da modelagem

utilizada no parque Euros e Morro dos Ventos e do limite de geração que esses parques poderiam fornecer. Percebe-se que as tensões dos 4 parques utilizados se mantiveram constante durante todos os eventos, apesar das oscilações, todas se mantiveram em 1 pu.

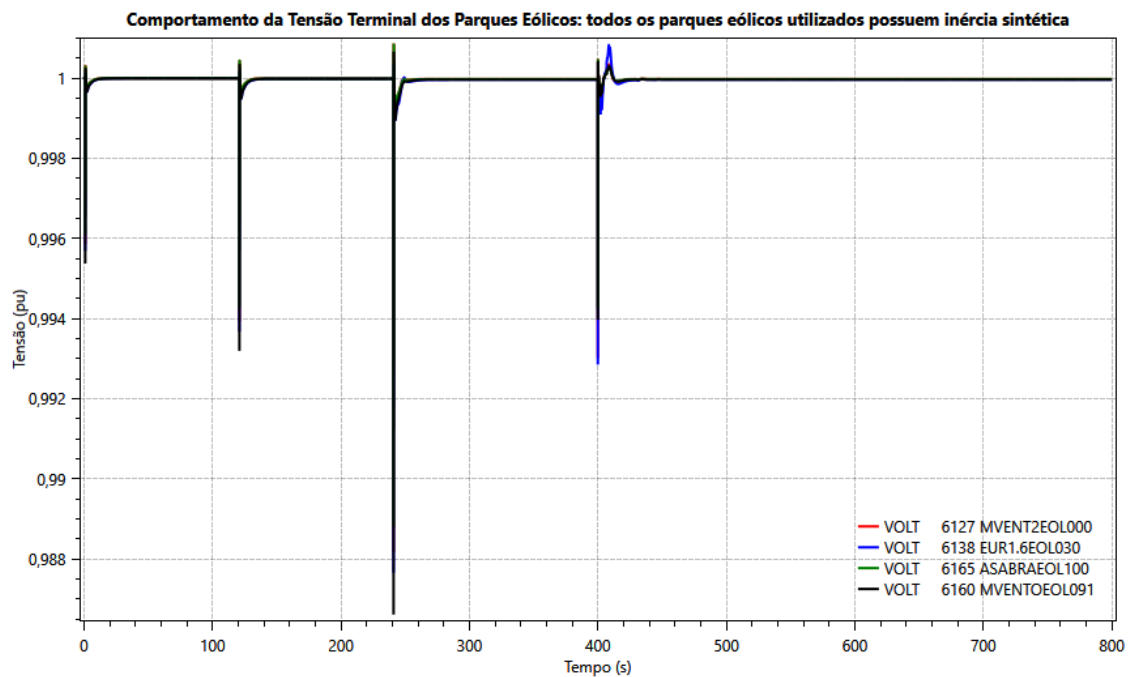


Figura 108 - Caso III: Comportamento das tensões terminais dos parques eólicos com inércia sintética utilizados quando da tomada de carga e rejeição de geração.

Na Figura 109 pode-se ver o comportamento da potência ativa de todos os parques eólicos conectados e as oscilações de potência verificadas em alguns dos eventos simulados. Pode-se perceber que a oscilação verificada era maior a depender do montante de potência ativa fornecida por cada parque. Houve, contudo, manutenção da potência ativa fornecida por todos os parques eólicos utilizados durante toda a simulação.

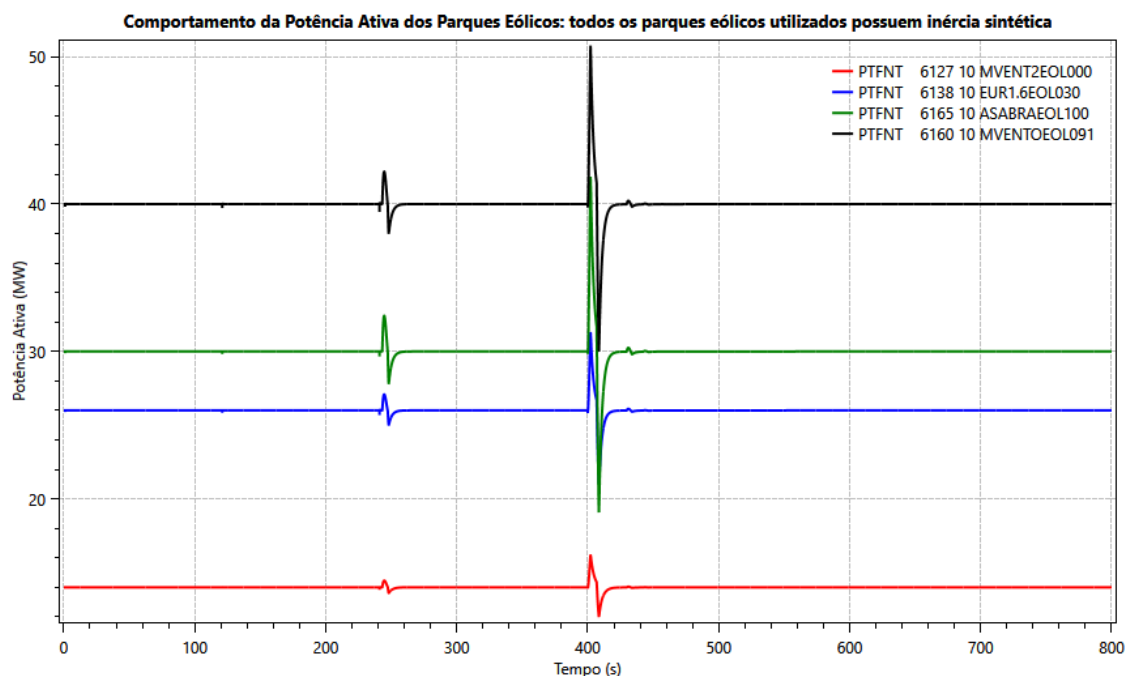


Figura 109 - Caso III: Comportamento das potências ativas fornecidas pelos parques eólicos com inércia sintética utilizados quando da tomada de carga e rejeição de geração.

Foi simulado um caso teste com apenas dois parques eólicos que possuíssem inércia sintética de maneira que eles dois fossem capazes de fornecer os 110 MW necessários de geração eólica. Verificou-se que não houve mudança do comportamento da frequência do sistema, não tendo diferença do resultado apresentado no item 4.8.4.3. Dessa forma, pelo que se pode notar dos resultados apresentados e face ao montante de potência ativa alocada no parque eólico durante a fase de entrada dele na configuração mínima de rede de recomposição, o uso da inércia sintética não apresentou resultados significativos.

4.8.4.4 Aumento da carga suprida por geração eólica

Na configuração em que há o fechamento do paralelo entre as Áreas Luiz Gonzaga e Xingó, utilizada no Caso III, há um total de carga suprida por geração eólica de 110 MW. Dito isso, o intuito do estudo realizado neste item é avaliar o comportamento em regime e dinâmico quando há um aumento da geração eólica para suprir a carga.

Dessa forma, foram consideradas duas configurações tendo o Caso III como origem: a primeira sem a energização do tronco de 500 kV entre Ceará Mirim II - João Câmara III

- Açu III - Quixadá, fechando o anel na SE Quixadá, e a segunda com a energização desse tronco de 500 kV e o fechamento desse anel. Como foi verificado durante a execução das análises, a configuração do Caso III permite uma maior tomada de carga adicional, totalizando 315 MW. Assim, nos casos simulados houve uma tomada de carga adicional de 315 MW, sendo que 292 MW dessa carga foi suprida por geração eólica conectada exclusivamente a partir do 230 kV da SE João Câmara II. Os casos apresentaram resultados satisfatórios nos estudos em regime, considerando os limites de tensão aceitáveis em cada passo de energização do corredor de recomposição. Os eventos que serão simulados dinamicamente serão: 1) rejeição das eólicas conectadas; 2) reconexão das eólicas; e 3) rejeição de carga das SE Natal II, Natal III, Paraíso e C. Novos II, totalizando 250 MW. A desconexão das eólicas foi feita com o desligamento dos circuitos pelos quais os parques estão conectados ao SIN e a posterior reconexão desses parques foi realizada com a energização das LT previamente desligadas, por meio do fechamento delas na simulação utilizando o ANATEM. Deve-se lembrar que, após o fechamento de paralelo entre as Áreas de Recomposição Fluente Xingó e Luiz Gonzaga e antes da tomada de carga após essa configuração, são ligados os PSS das duas usinas e o controle de frequência da área é realizado pela UHE Xingó. Os resultados serão apresentados a seguir.

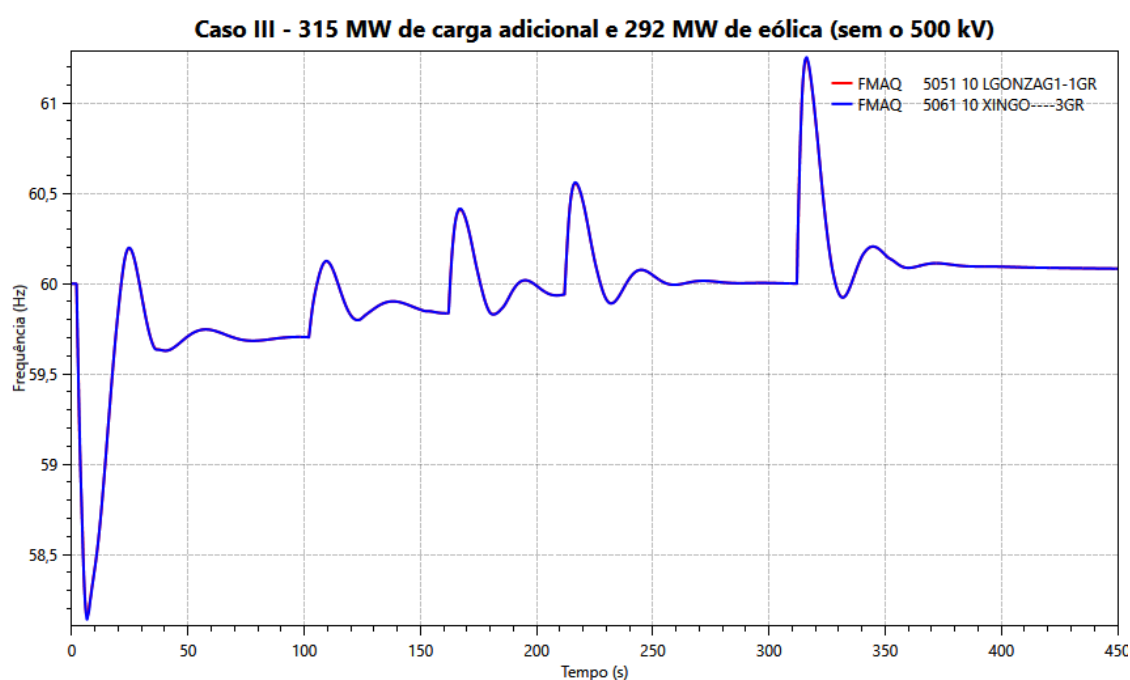


Figura 110 – Caso III sem o tronco de 500 kV: Comportamento da frequência.

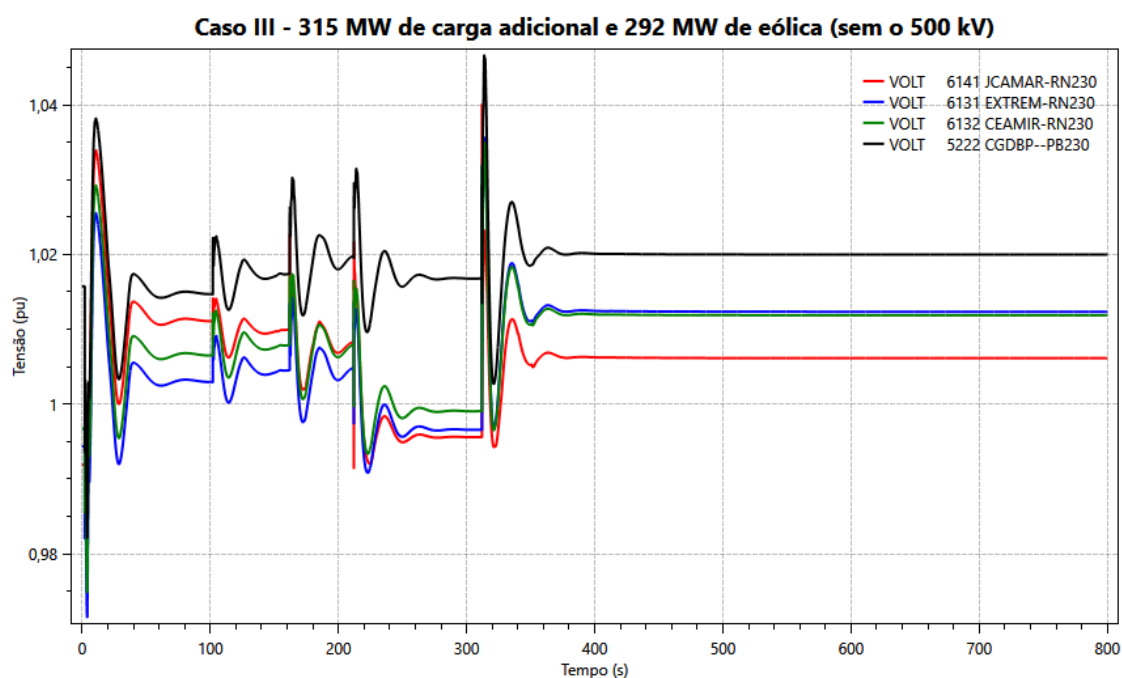


Figura 111- Caso III sem o tronco de 500 kV: Comportamento da tensão nas barras analisadas.

Na Figura 110 pode-se ver o comportamento da frequência quando da rejeição de 292 MW de geração eólica, atingindo valor mínimo de 58,15 Hz, seguida pela reconexão, em três intervalos diferentes, das eólicas que haviam sido desconectadas e, finalmente, pela rejeição de carga ocasionada por uma perda da SE Natal III durante o processo de tomada de carga (antes do fechamento da LT 230 kV Paraíso – Campina Grande II). Verificou-se que a frequência máxima atingida na rejeição de carga foi de 61,25 Hz e que o comportamento da frequência apresentou valores dentro das faixas aceitáveis. Na Figura 110 percebe-se que a frequência não volta para o 60 Hz após o primeiro e o último evento, apesar de estar em valor bem próximo, comportamento este decorrente do estatismo das máquinas.

Na Figura 111 tem-se comportamento da tensão em algumas barras de 230 kV do sistema, sendo que o comportamento também foi satisfatório.

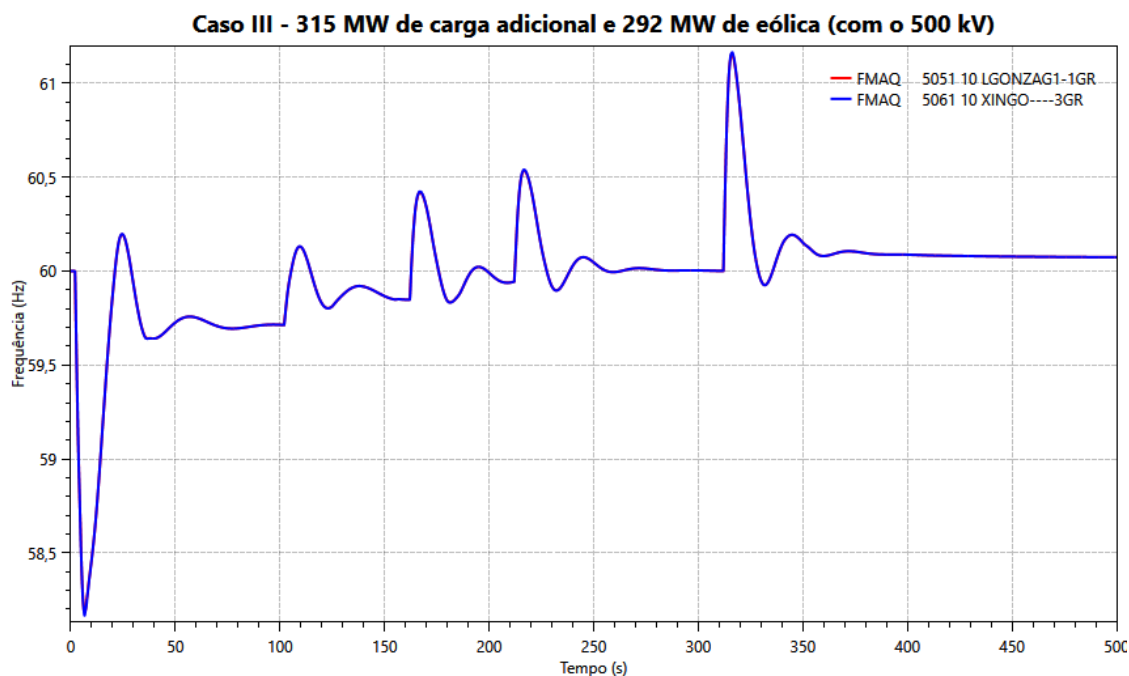


Figura 112 - Caso III com o tronco de 500 kV: Comportamento da frequência.

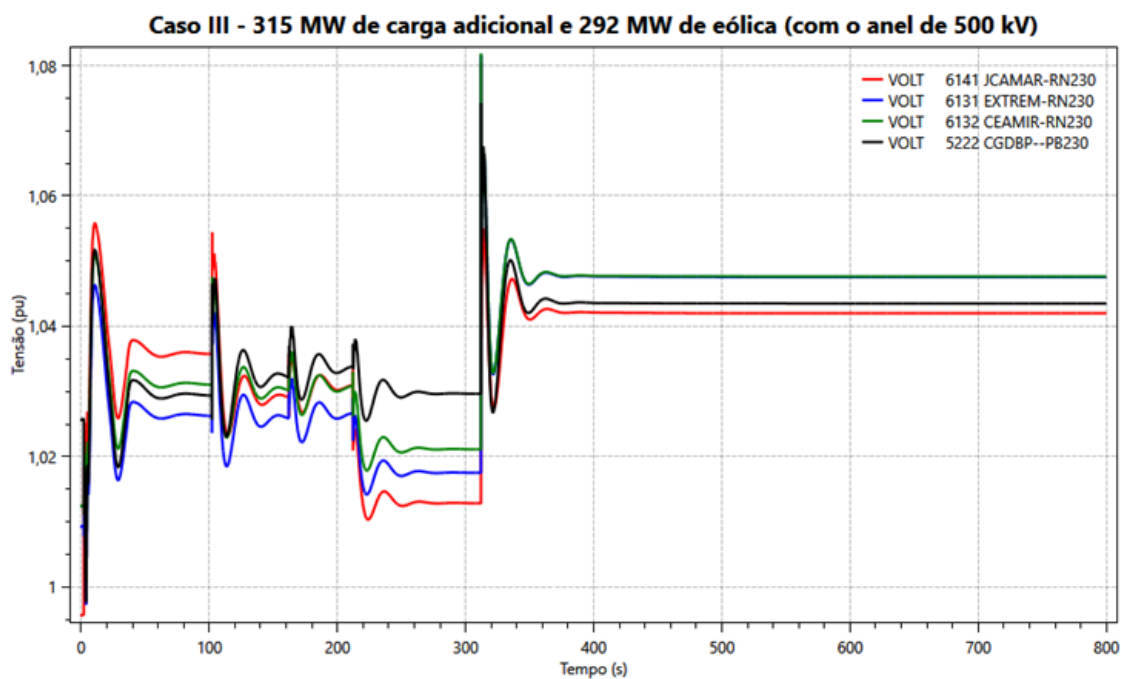


Figura 113 - Caso III com o tronco de 500 kV: Comportamento da tensão nas barras analisadas.

O segundo caso simulado considera o tronco de 500 kV entre Ceará Mirim II - João Câmara III - Açú III – Quixadá energizado e o anel de 500 kV fechado na SE Quixadá.

Na Figura 112 pode-se ver o comportamento da frequência quando da rejeição de 292 MW de geração eólica, atingindo valor mínimo de 58,2 Hz, seguida pela reconexão, em três intervalos diferentes, das eólicas que haviam sido desconectadas e, finalmente, pela rejeição de carga ocasionada por uma perda da SE Natal III durante o processo de tomada de carga (antes do fechamento da LT 230 kV Paraíso – Campina Grande II). Verificou-se que a frequência máxima atingida na rejeição de carga, com essa configuração mais robusta, foi de 61,15 Hz.

Na Figura 113 tem-se comportamento da tensão em algumas barras de 230 kV e de 500 kV do sistema, sendo que o comportamento também foi satisfatório.

Diante dos resultados dinâmicos das duas configurações utilizadas, com e sem o tronco de 500 kV, conclui-se que não há necessidade de energizar esse tronco de 500 kV para posteriormente inserir a geração eólica, mesmo com um montante maior de carga adicional atendido por ela, respeitando o valor máximo que pode ser gerado pelos parques eólicos conectados a partir do 230 kV da SE João Câmara II. Dessa forma, a configuração do Caso III sem a energização do tronco de 500 kV é suficiente e apresenta resultados, dinâmicos e em regime, satisfatórios. Tem-se, portanto, que a geração eólica conectada a partir do 500 kV da SE João Câmara III só será utilizada em caso de necessidade de suprimento de carga adicional na SE Fortaleza II.

4.9 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O enfoque deste trabalho reside na identificação de como os recursos alternativos de geração de energia (eólica, fotovoltaica, biomassa, PCH, etc) podem auxiliar no processo de recomposição do sistema, mais especificamente quanto à integração da fonte eólica. As áreas geo-elétricas do estudo estavam relacionadas à área de recomposição fluente Xingó (Leste) e à área de recomposição fluente Luiz Gonzaga (Norte e Leste) e, partindo desses casos e corredores já existentes, considerando um montante de geração eólica e sua localização na rede elétrica do Nordeste do país, definiu-se os casos de estudo a serem avaliados.

O objetivo principal deste trabalho foi definir uma configuração mínima de forma a assegurar a entrada dessa fonte renovável no processo de recomposição do SIN. Considerando os resultados dinâmicos obtidos neste capítulo, os resultados de potência de curto-circuito nos pontos de conexão comum e os valores de inércia em cada uma das configurações de rede elétricas estudadas, tem-se que o Caso III (fechamento de paralelo e de anel das áreas Luiz Gonzaga e Xingó, totalizando 7 unidades geradoras hidráulicas sincronizadas) foi o que apresentou os melhores desempenhos e índices.

Dessa forma, partiu-se desse caso, estando ou não fechado o anel pelo tronco de 500 kV entre Ceará Mirim II - João Câmara III - Açú III - Quixadá no 500 kV da SE Quixadá, como configuração mínima necessária para a inserção de eólicas no processo de recomposição e foram estudadas condições adicionais para avaliar o desempenho dessa configuração.

De qualquer forma, a configuração com 7 unidades geradoras hidráulicas sincronizadas é a que representa maior robustez e melhor desempenho considerando os parâmetros de avaliação definidos para estudos dinâmicos e de recomposição no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede.

5 CONCLUSÕES

A fonte de geração eólica tem ganhado cada vez mais espaço na matriz de geração de energia elétrica, não apenas no Brasil, como no mundo. Essa penetração de uma fonte de energia renovável e limpa foi motivada pela busca da redução das emissões de carbono que vem norteadando diversos países e foi possível pela maior competitividade alcançada pelas tecnologias de turbinas eólicas no mercado. Muitos fabricantes estão desenvolvendo e melhorando os projetos de turbinas eólicas, a fim de que se possa garantir os requisitos mínimos dos chamados *grid codes*, os quais definem critérios, parâmetros e limites que devem ser atendidos para que os geradores eólicos se conectem à rede elétrica.

Os efeitos na operação das redes elétricas e da inserção de fontes variáveis de energia atingem desde o planejamento até à operação em tempo real. Há necessidade de melhoria em modelos de previsão de geração eólica e fotovoltaica, por exemplo, assim como há necessidade de verificar os impactos da inserção dessas fontes, bem como verificar se elas podem contribuir para auxiliar no controle de frequência e/ou tensão do sistema elétrico. Além disso, é necessário definir regulamentações específicas para a comercialização dessa energia, assim como definir medidas para realização de *constrained-off* dessa fonte intermitente quando for necessário. A utilização de uma fonte de *back-up*, como energia de base, e a programação de um montante de reserva girante também são pontos que devem ser considerados no dia a dia da operação do sistema.

A penetração dessas fontes de energia renováveis e variáveis é um caminho sem volta não apenas no Brasil, mas no mundo. Como escrito no início deste trabalho, o objetivo principal é avaliar como poderia ser realizada a utilização da fonte de geração eólica para auxiliar no processo de recomposição da região Nordeste do Brasil, no contexto do Sistema Interligado Nacional. As regiões Nordeste e Sul do país são as que apresentam um montante de geração eólica mais expressivo e, dentre elas, escolheu-se a região Nordeste para avaliação da inserção da geração eólica, de maneira a acelerar o processo de tomada de carga na fase coordenada da recomposição.

Visando cumprir o objetivo exposto, foi considerado como ponto de partida o caso do corredor de recomposição da Área Luiz Gonzaga, o qual conta com 3 unidades geradoras hidráulicas e é responsável pelo fornecimento de carga das áreas metropolitanas de

Fortaleza e Natal. Considerando esse cenário e partindo do final da recomposição fluente desse corredor, foram realizados três Casos de Estudo:

- I. Conexão dos parques eólicos apenas a partir do 230 kV da SE João Câmara II e após o término do processo de recomposição fluente da Área Luiz Gonzaga;
- II. Conexão dos parques eólicos a partir do 500 kV da SE João Câmara III e/ou do 230 kV da SE João Câmara II após o processo de recomposição fluente da Área Luiz Gonzaga e após a energização do tronco de 500 kV entre Ceará Mirim II - João Câmara III - Açú III - Quixadá, fechando o anel no 500 kV da SE Quixadá. Na energização deste tronco de 500 kV, para atender as condições de transitórios eletromagnéticos, é necessário o sincronismo de mais uma unidade geradora, totalizando quatro unidades geradoras sincronizadas, na UHE Luiz Gonzaga;
- III. Após o término da recomposição fluente das Áreas Luiz Gonzaga e Xingó, o paralelo dessas duas áreas é fechado no 500 kV da SE Angelim II. Em seguida, é energizado o transformador de 500/230 kV de Campina Grande III e a linha de transmissão de 230 kV entre as SE Campina Grande III e Campina Grande II, para permitir o fechamento do anel dessas duas áreas no 230 kV da SE Campina Grande II.

Os resultados obtidos da avaliação da potência de curto-circuito no ponto de conexão comum dos parques eólicos e da inércia equivalente calculada em cada configuração de rede avaliada nos casos estudados podem ser compilados na Tabela 11:

	Quantidade de UG Hidráulicas	Potência de Curto-Circuito		Inércia Equivalente
		JC II	JC III	
CASO I	3	301,4 MVA	-	4,6 [s]
	4	394,9 MVA	-	6,2 [s]
CASO II	4	424,7 MVA	444,9 MVA	6,2 [s]
CASO III	7	1134,8 MVA	1278,5 MVA	7,6 [s]

Tabela 11 - Resultado compilado das análises de potência de curto-circuito e inércia equivalente das configurações propostas nos Casos I, II e III deste trabalho.

Avaliando os resultados dos estudos de regime permanente e de transitórios eletromecânicos dos três casos apresentados, chegou-se à conclusão de que o caso mais robusto, após o fechamento de paralelo entre as duas áreas de recomposição fluente Luiz Gonzaga e Xingó no 500 kV da SE Angelim II seguido do fechamento do anel no 230 kV da SE Campina Grande II, foi o que apresentou o melhor desempenho dinâmico frente aos eventos de tomada e rejeição de carga e de tomada de carga e rejeição de geração, os maiores valores de inércia equivalente e de potência de curto-circuito. Dessa forma, conclui-se que essa é a configuração de rede mínima que permite a inserção da geração eólica no processo de recomposição, lembrando que a conexão de parques eólicos ocorreria de maneira coordenada, ou seja, na fase coordenada do processo de recomposição.

Os estudos para definir ajustes de proteção e verificação do comportamento harmônico no ponto de conexão dos parques eólicos não foram contemplados neste trabalho.

Deve-se lembrar que os estudos de proteção e os valores de sobrecorrente verificados nos estudos de transitórios eletromagnéticos devem ser analisados e aceitos pelos agentes proprietários dos equipamentos avaliados.

Da mesma forma que adotado para inserção de Elos HVDC no processo de recomposição do SIN, também será recomendado para o uso de eólicas no processo de recomposição que os requisitos de performance harmônica podem ser flexibilizados.

É importante ressaltar que essa configuração mínima permite restabelecer um maior montante de carga, podendo, inclusive, possibilitar o aumento do suprimento realizado por meio de geração eólica. Além disso, diante dos resultados obtidos, concluiu-se que o tronco de 500 kV entre Ceará Mirim II - João Câmara III - Açú III – Quixadá não precisa ser energizado e nem o fechamento do anel de 500 kV na SE Quixadá, o que permite agilidade na inserção das eólicas na SE João Câmara II. O importante nessa configuração é manter a quantidade de 7 (sete) unidades geradoras hidráulicas sincronizadas, para garantir a inércia equivalente e a potência de curto-circuito calculadas.

A inserção da geração eólica no processo de recomposição poderá contribuir com potência ativa e reativa em regime ou dinamicamente, potencialmente agilizando o

processo de recomposição, enquanto as unidades hidráulicas podem prover a inércia suficiente e a potência de curto-circuito necessária para a operação estável dos inversores desses parques. Em suma, antecipar a conexão da geração eólica no processo de recomposição pode auxiliar na maximização da reserva de operação primária provida pelas unidades hidráulicas ao mesmo tempo que minimiza o uso da sua energia gerada, o que é possível utilizando essas unidades para prover a potência necessária para as tomadas de carga e posteriormente inserindo a geração eólica para prover a potência ativa capaz de suprir essa carga tomada, preservando assim a reserva disponível pelas unidades hidráulicas a cada passo do processo de recomposição.

Quanto à tecnologia das usinas eólicas utilizadas, tem-se que, embora existam conjuntos que possuem uma resposta mais rápida que outros às solicitações do ONS, não há nenhuma priorização devido a este fato. Quando se restringe a análise aos conjuntos conectados a partir do 230k V da SE João Câmara II e do 500 kV da SE João Câmara III, todos os conjuntos eólicos respondem às solicitações de maneira parecida. Atualmente, a priorização que existe na utilização dos parques eólicos pode ocorrer por outro motivo, como por exemplo quando há necessidade de controle de carregamento em linhas de transmissão próximas e cuja geração possui influência nesse controle, ou seja, por restrição elétrica que exista em um ponto da rede. A diferença de sensibilidade entre os conjuntos no ponto em que é necessário o controle auxilia na definição da priorização de quais parques eólicos devem ser utilizados. Vale destacar que, diante dos resultados obtidos e face ao montante de potência ativa alocada no parque eólico durante a fase de entrada dele na configuração mínima de rede de recomposição, o uso da inércia sintética não apresentou resultados significativos.

Em resumo, a ideia é que, se a geração eólica estiver disponível, ela deve ser utilizada, sendo essa a configuração principal para a recomposição. Caso a geração eólica não esteja disponível, o corredor de recomposição seguirá da maneira definida atualmente, ou seja, pode-se prosseguir apenas com a geração hidráulica.

Como recomendações desse trabalho, deve-se ratificar a necessidade de avaliar o uso de compensadores síncronos, durante a fase de planejamento, de forma a permitir a conexão segura de fontes alternativas de energia em áreas do sistema com baixo nível de curto-circuito e inércia, e visando melhorar o desempenho do sistema. Nessa análise também

deve ser considerada a configuração mínima de recomposição. Ainda, sugere-se ao ONS a realização de estatística dos desligamentos dos parques eólicos, da mesma forma como é feita a Estatística de Desligamentos Forçados de Componentes da Rede Básica do SIN.

5.1 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho foram apresentados resultados interessantes no que diz respeito à utilização da geração eólica na fase coordenada na recomposição do SIN. Lembrando que o intuito do trabalho era definir uma configuração mínima para que a geração eólica pudesse ser conectada e possibilitasse uma maior celeridade no processo de recomposição, e não ter um corredor de recomposição iniciado com geração eólica.

Os estudos realizados neste trabalho focaram em apenas duas áreas de recomposição já existentes no Nordeste do Brasil, o que pode ser expandido para outras áreas de recomposição ou ter inclusive uma maior tomada de carga caso uma área de recomposição a mais seja adicionada à configuração mínima definida aqui.

Dessa maneira, como alguns trabalhos futuros, propõe-se:

- Utilizar a filosofia apresentada em outras áreas de recomposição do SIN que possuam geração eólica, seja do Nordeste ou do Sul do país;
- Sugerir a implementação do procedimento proposto neste trabalho nas Instruções de Operação do ONS referentes à recomposição da região Nordeste do Brasil;
- Utilizar o *pitch control* para verificar o comportamento dos geradores eólicos durante os eventos de tomada de carga, rejeição de carga e rejeição de geração;
- Verificar o comportamento da geração eólica em casos de contingência da rede mínima de recomposição;
- Verificar a possibilidade de utilização de uma unidade geradora hidráulica como síncrono, considerando a inserção da geração eólica. em casos que não seja possível sincronizar a quantidade de unidades geradoras síncronas proposta na configuração mínima definida.

REFERÊNCIAS

- [1] ABOLHOSSEINI, S., HESHMATI, A., ALTMANN, J., **The Effect of Renewable Energy Development on Carbon Emission Reduction: An Empirical Analysis for the EU-15 Countries**. Discussion Paper No. 7989, IZA, Bonn, Alemanha, 2014. Disponível em: <<http://ftp.iza.org/dp7989.pdf>>. Acesso em: 12 de julho de 2019.
- [2] GUARINI, A.P., **Uso de Elos de HVDC e de Renováveis na Recomposição do Sistema Interligado Nacional**. [Apresentado na Jornadas del Conocimiento ISA 2019, Medellin, Colombia, 2019].
- [3] GUARINI, A.P., ELOY, F.S., ALVES, F.R.M., “Brazilian Interconnected Power System – Criteria and Actions to Improve the Restoration Process.” **Biennial Cigré**, C2-104 Report, Paris, France, August 2018.
- [4] GOMES, P., GUARINI, A.P., “O Processo de Recomposição das Cargas após Grandes Perturbações: um processo de desenvolvimento continuado.” **XVIII SNPTEE**, Curitiba, PR, 16 a 21 de outubro de 2005.
- [5] TOLMASQUIM, M.T. (coordenador), **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. EPE, Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-172/Energia%20Renov%C3%A1vel%20-%20Online%2016maio2016.pdf>>. Acesso em: 15 de julho de 2019.
- [6] LAGE, E.S., PROCESSI, L.D. “Panorama do Setor de Energia Eólica”, **Revista do BNDES**, n. 39, pp. 183-205, Jun. 2013. Disponível em: <<https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/2926>>. Acesso em: 19 de julho de 2019.
- [7] DE GOUVÊA, R.L.P., DA SILVA, P.A. “Desenvolvimento do Setor Eólico no Brasil”, **Revista do BNDES** v. 25, n. 49, pp. 81-118, Jun. 2018. Disponível em: <[https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/16081/1/PRArt_Desenvolvimento%](https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/16081/1/PRArt_Desenvolvimento%20do%20Setor%20Eolico%20no%20Brasil.pdf)

[20do%20setor%20e%C3%B3lico%20no%20Brasil_compl.pdf](#)>. Acesso em: 19 de julho de 2019.

[8] BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027**. Brasília: MME/EPE, 2018. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027>>. Acesso em: 05 de agosto de 2019.

[9] BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Brasília: MME/EPE, 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>>. Acesso em: 05 de agosto de 2019.

[10] DE OLIVEIRA, F.J.A., **Energias Renováveis: Desafios da Operação do Sistema Interligado Nacional**. [Apresentado na Conferência Ibero-Brasileira de Energia: CONIBEN], Lisboa, Portugal, 2019.

[11] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Submódulo 3.6: Requisitos técnicos mínimos para a conexão à rede básica**. Procedimentos de Rede, revisão 2019.08, 2019. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 01 de outubro de 2019.

[12] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Submódulo 2.8: Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e de seus componentes**. Procedimentos de Rede, revisão 2016.12, 2017. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 01 de outubro de 2019.

[13] PESOTI, P.M., LORENCI, E.V., SOUZA, A. C. Z., et al. “Robustness Area Technique Developing Guidelines for Power System Restoration”, **Journal Energies**, v. 10, n. 1:99, Jan. 2017. Disponível em: <https://pure.strath.ac.uk/ws/portalfiles/portal/63494358/Pesoti_et al_Energies_2017_Ro

[bustness_area_techniques_developing_guidelines.pdf](#)>. Acesso em: 15 de agosto de 2019.

[14] ADIBI, M. M., **Power System Restoration: Methodologies & Implementation Strategies**. 1 ed. Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2000.

[15] GOMES, P., GUARINI, A.P., “Power Restoration Practices: The Brazilian Experience.” X SEPOPE, Florianópolis, SC, 21 a 25 de maio de 2006.

[16] CIGRE, **Technical Brochure 712: System Restoration Procedures and Practices**. In: WG#2 Enhanced Security, Subtopic “Electrical Power System Restoration” Report 2: Best Practices for Electric Power System Restoration, WG C2.23, 2017.

[17] CIGRE, **Technical Brochure 608: Lessons Learnt from Recent Emergencies and Blackout Incidents**. WG C2.21, 2015.

[18] GOMES, P., LIMA, A.C.S., GUARINI, A.P., “Guidelines for Power System Restoration in the Brazilian System”, **IEEE Transactions on Power Systems** v. 19, n. 2, pp. 1159-1164, May 2004. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/1295028/citations?tabFilter=papers#citations>>. Acesso em: 13 de agosto de 2019.

[19] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Submódulo 23.3: Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos**. Procedimentos de Rede, revisão 2018.08, 2018. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 02 de junho de 2019.

[20] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). **Análise de Redes Elétricas – ANAREDE (V11.2.00)**. Manual do Usuário, Abril de 2019.

- [21] GUARINI, A.P., DE SOUZA, L.M., HENRIQUES, R.M., et al., “Estudos Automatizados de Recomposição do Sistema Interligado Nacional Utilizando Novas Facilidades Computacionais no Programa ANAREDE.” **XIX SNPTEE**, Rio de Janeiro, RJ, 14 a 17 de outubro de 2007. Disponível em: <<https://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/03/ESTUDOS-AUTOMATIZADOS-DE-RECOMPOSIC%CC%A7A%CC%83O-DO-SISTEMA-INTERLIGADO-NACIONAL-UTILIZANDO-NOVAS-FACILIDADES-COMPUTACIONAIS-NO-PROGRAMA-ANAREDE.pdf>>. Acesso em: 13 de junho de 2019.
- [22] CIGRE, **Technical Brochure Draft: Power System Restoration Accounting For A Rapidly Changing Power System And Generation Mix**. WG C2.26, 2020.
- [23] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **ONS DPL-REL 0289/2018 – Estudos para Reavaliação da Recomposição Fluente da Área Luiz Gonzaga**. ONS, revisão nº 04, Nov. de 2019.
- [24] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). **Análise de Transitórios Eletromecânicos – ANATEM (V11.9.0)**. Manual do Usuário, Maio de 2020.
- [25] JUNIOR, L.C.Z., **Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Potência**. 1 ed. São Paulo, EDUSP, 2003.
- [26] GLOVER, J.D., SARMA, M.S., OVERBYE, T., **Power System Analysis and Design- SI Edition**. 5 ed. CL Engineering, 2011.
- [27] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Submódulo 10.7: Controle da Transmissão**. Procedimentos de Rede, revisão 2016.12, 2017. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes.>>. Acesso em: 20 de julho de 2019.
- [28] GROSS, C.A., **Electric Machines**. 1 ed. Boca Raton, CRC Press, 2006.

[29] FITZGERALD, A.E., JR, C.K., UMANS, S.D., **Electric Machinery**. 6 ed. New York, McGraw-Hill, 2005.

[30] FILHO, A.S., CARDOSO, J.G., “Energia eólica: tipos de geradores e conversores usados atualmente”. **Revista O Setor Elétrico - Espaço IEEE**, pp. 160-161, Maio de 2014. Disponível em: <<http://www.ieee.org.br/wp-content/uploads/2014/05/artigo-do-espaco-do-IEEE-maio-2014.pdf>>. Acesso em: 05 de junho de 2019.

[31] CHAPMAN, S. J., **Electric Machinery Fundamentals**. 5 ed. New York, McGraw-Hill, 2011.

[32] REIS, J.M.V.S., 2013, **Comportamento dos Geradores Eólicos Síncronos com Conversores diante de Curto-Circuito no Sistema**. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil. Disponível em: <<http://www.pee.ufrj.br/index.php/pt/producao-academica/dissertacoes-de-mestrado/2013-1/2013100301-2013100301/file>>. Acesso em: 07 de junho de 2019.

[33] VOLTOLINI, H., 2007, **Modelagem e Controle de Geradores de Indução Duplamente Alimentados com Aplicação em Sistemas Eólicos**. Tese de D.Sc., UFSC, Florianópolis, SC, Brasil. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/89942/240715.pdf?sequence=1&isAllowed=y>>. Acesso em: 08 de junho de 2019.

[34] GASPAR, A.R., MEDEIROS, A.G.M., ROCCA, A.D., et al., “Gestão e Modelagem das Usinas Eólicas e Fotovoltaicas no SIN sob o Ponto de Vista da Análise de Curto-Circuito.” **XIII STPC**, Brasília, DF, 23 a 27 de outubro 2016.

[35] ALBUQUERQUE A.N.C., GASPAR A.R., MEDEIROS A.D.R., et al., “Análise Comparativa entre a Representação Detalhada e Equivalente da Rede Interna de Parques Eólicos do SIN nas Análises de Fluxo de Potência e Transitórios Eletromecânicos.” **XIV SEPOPE**, Recife, PE, 30 de setembro a 03 de outubro de 2018.

[36] SINGH M., SANTOSO S., **Dynamic Models for Wind Turbines and Wind Power Plants**. Report NREL/SR-5500-52780, National Renewable Energy Laboratory (NREL),

Golden, CO, 2011. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/52780.pdf>>. Acesso em: 20 de maio de 2019.

[37] SUEMITSU, W.I., **COE 702 – Geração Eólica: parte 1**. [Apresentado em COE 702: Eletrônica de Potência em Sistemas de Geração Utilizando Energias Renováveis], Rio de Janeiro, Brasil, 2017.

[38] COLCLASER, R.G., WAGNER, C.L., CONOHUE, E.P. “Multi-step resistor control of switching surges”, **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** vol. PAS-88, pp. 1022-1028, July 1969.

[39] DE ARAÚJO, A.E.A., NEVES, W.L.A. **Cálculos de Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Energia**. 1 ed. Belo Horizonte, UFMG, 2008.

[40] GUARINI, A.P., MACIEL, N.C., TARANTO, G.N., “Brazilian Interconnected Power System – The Use of Wind Power Farms in the Restoration Process.” **Cigré e-Session 2020**, C2-C6-302 Report, August 2020.

[41] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS), **Boletim Mensal da Geração Eólica de Dezembro/2019**. ONS, Recife, PE, 2019. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim%20Mensal%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Eolica%202019-12.pdf>>. Acesso em: 15 de junho de 2019.

[42] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **ONS RE 03/0125/2016 – Estudos de Recomposição da Área Luiz Gonzaga para Atendimento das SE Natal II e Natal III pelo tronco de 500 kV Luiz Gonzaga – Garanhuns II – Campina Grande III – Ceará-Mirim II e Transformação 500/230 kV na SE Ceará-Mirim II**, ONS, Jul. 2017.

[43] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **ONS DPL-REL-0019/2019 – Estudos de Transitórios Eletromagnéticos - Recomposição Da Área Luiz Gonzaga para Atendimento à Capital Natal - RN pelo Tronco de 500 kV Luiz Gonzaga - Garanhuns II - Campina Grande III - Ceará Mirim II**, ONS, Março 2019.

[44] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **ONS DPL-REL-0296/2018 – Estudos para Reavaliação da Recomposição Fluente da Área Xingó.** ONS, Revisão nº 02, Jul. de 2019.

[45] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **ONS DPL-REL-0223/2019 - Estudos para Reavaliação da Recomposição Coordenada da Região Nordeste Volume 2: Estudos para Recomposição Coordenada Após o Fechamento do Paralelo das Áreas Luiz Gonzaga e Xingó.** ONS, Minuta, Out. de 2019.

[46] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). **Análise de Faltas – ANAFAS (V7.2.0).** Manual do Usuário, Dezembro de 2017.