

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Artur Ferrari Fernandes**

**ESTUDO DE CASO DE ACESSO AO SISTEMA INTERLIGADO  
NACIONAL DE UMA USINA EÓLICA**

**FLORIANÓPOLIS**

**2023**

ARTUR FERRARI FERNANDES

ESTUDO DE CASO DE ACESSO AO SISTEMA  
INTERLIGADO NACIONAL DE UMA USINA EÓLICA

**Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.**

Orientador: Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Dr.

Coorientadora: Ariene Prado Pavan, Eng.

Florianópolis, Junho de 2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Fernandes, Artur Ferrari

Estudo de caso de acesso ao sistema interligado nacional de uma usina eólica / Artur Ferrari Fernandes ; orientador, Antonio Felipe da Cunha de Aquino, coorientadora, Ariene Prado Pavan, 2023.

87 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2023.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Solicitação de Acesso. 3. Usina Eólica. 4. Estudos Elétricos. 5. Sistema Interligado Nacional. I. Aquino, Antonio Felipe da Cunha de. II. Pavan, Ariene Prado. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

ARTUR FERRARI FERNANDES

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para a obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

---

Prof. Miguel Moreto, Dr.  
Coordenador do Curso de Graduação em  
Engenharia Elétrica

**Banca Examinadora:**

---

Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Dr.  
Orientador  
Universidade Federal de Santa Catarina

---

Prof. Miguel Moreto, Dr.  
Universidade Federal de Santa Catarina

---

Anderson Rotay Gaspar, Eng.  
Operador Nacional do Sistema Elétrico

Florianópolis, 28 de Junho de 2023

*Em um mundo onde você pode ser qualquer coisa,  
agradeço àqueles que foram gentis.*



# Agradecimentos

Agradeço aos meus pais, José e Vera, meus grandes exemplos de vida. Minha irmã, Vitória, por todo apoio e incentivo, e toda minha família; devo a eles toda minha formação acadêmica e pessoal. Agradeço pelas oportunidades, ensinamentos, risadas e todo carinho, amo vocês.

Agradeço também a todos os meus amigos que criei durante a vida, aos que fazem parte da minha vida desde os tempos escolares, aos que criei na faculdade e aos que a vida, de uma maneira ou outra, colocou no meu caminho, de alguma maneira me fizeram ser quem eu sou.

Agradeço as instituições e associações da universidade, atléticas, centros acadêmicos, coordenações e a própria Universidade, todas me ensinaram lições de vida. A todos os colegas de trabalho, os que são hoje e o que já foram, sempre se dispuseram em me ajudar e tornar o ambiente sempre melhor.

Ao professor Antonio Aquino e Ariene Pavan pelo acompanhamento e orientação ao longo da realização do trabalho.

Agradeço, *im memoriam*, os meus avós: de alguma forma, acredito eu, estão lendo isso.

Há mais coisas boas em você do que você sabe. Alguma coragem e alguma sabedoria, misturadas na medida certa. Se mais de nós déssemos mais valor a comida, bebida e música do que a tesouros, o mundo seria mais alegre.





*Victory after all, I suppose!...  
Well, it seems a very gloomy business.  
- The Hobbit*



# Resumo

Essa dissertação apresenta um estudo de caso sobre o acesso de uma usina eólica ao Sistema Interligado Nacional (SIN). O trabalho aborda conceitos relativos às fontes de geração baseadas em inversores, ilustrando a alta penetração dessas no cenário brasileiro e suas implicações no sistema elétrico. Entra-se no âmbito das necessidades técnicas e regulatórias, descrevendo os passos para a realização de uma solicitação de acesso à Rede Básica, desde as disposições iniciais até o envio do pedido ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Os estudos elétricos são descritos no contexto dos requisitos para acesso de novas usinas no sistema, assim como exemplificados no estudo de caso de uma usina eólica. Por fim, apresenta-se os resultados desses estudos e suas conclusões a respeito do processo como um todo.

**Palavras-chave:** Solicitação de acesso; Usina Eólica; Estudos elétricos; Fontes baseadas em inversor; Inverter Based Generation (IBG).



# Abstract

This work presents a case study on the access of a wind power plant to the Brazilian Interconnected Power System (BIPS). The work addresses concepts related to inverter-based generation and illustrates the high penetration of this type of source in the Brazilian scenario and its implications for the power system. It goes into the scope of technical and regulatory requirements, explaining the steps for making a request for access to the Grid, from the initial provisions until the request is sent to the Brazilian System Operator (ONS). The electrical studies are described in the context of the requirements for access of new power plants in the system, as well as exemplified in the case study of a wind power plant. Finally, the results of these studies and their conclusions about the process as a whole are presented.

**Keywords:** Access Request; Wind Power plant; Electrical studies; Inverter-based sources(IBR).



# Lista de ilustrações

Figura 1 – Geração de eletricidade renovável por fonte (não combustível) (GWh).	26
Figura 2 – Geração média de energia elétrica (MWmed) em 2022. . . . .	27
Figura 3 – Evolução da Transmissão 1960-2027 . . . . .	33
Figura 4 – Diagrama Unifilar da Conexão dos parques eólicos no SIN. . . . .	44
Figura 5 – Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora . . . . .	52
Figura 6 – Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto de conexão. . . . .	52
Figura 7 – Exemplar simplificado dos parques eólicos no SIN. . . . .	53
Figura 8 – Ângulo das máquinas em relação a UHE I. Solteira (em graus) - Contingência 1 Leve . . . . .	62
Figura 9 – Tensões nas subestações (pu) - Contingência 1 Leve . . . . .	63
Figura 10 – Frequência das máquinas (Hz) - Contingência 1 Leve . . . . .	63
Figura 11 – Geração de Potência ativa(MW) e reativa(Mvar) das Usina - Contingência 1 Leve . . . . .	64
Figura 12 – Ângulo das máquinas em relação a UHE I. Solteira (em graus) - Contingência 1 Média . . . . .	65
Figura 13 – Tensões nas subestações (pu) - Contingência 1 Média . . . . .	65
Figura 14 – Frequência das máquinas (Hz) - Contingência 1 Média . . . . .	66
Figura 15 – Potência ativa e reativa (MW e Mvar) - Contingência 1 Média . . . . .	66
Figura 16 – Ângulo das máquinas em relação a UHE I. Solteira (em graus) - Contingência 2 Leve . . . . .	77
Figura 17 – Tensões nas subestações (pu) - Contingência 2 Leve . . . . .	78
Figura 18 – Frequência das máquinas (Hz) - Contingência 2 Leve . . . . .	78
Figura 19 – Potência ativa e reativa (MW e Mvar) - Contingência 2 Leve . . . . .	79
Figura 20 – Ângulo das máquinas em relação a UHE I. Solteira (em graus) - Contingência 2 Média . . . . .	79
Figura 21 – Tensões nas subestações (pu) - Contingência 2 Média . . . . .	80
Figura 22 – Frequência das máquinas (Hz) - Contingência 2 Média . . . . .	80
Figura 23 – Geração de Potência ativa(MW) e reativa(Mvar) das Usina - Contingência 2 Média . . . . .	81
Figura 24 – Ângulo das máquinas em relação a UHE I. Solteira (em graus) - Contingência 3 Leve . . . . .	81
Figura 25 – Tensões nas subestações (pu) - Contingência 3 Leve . . . . .	82
Figura 26 – Frequência das máquinas (Hz) - Contingência 3 Leve . . . . .	82

Figura 27 – Geração de Potência ativa(MW) e reativa(Mvar) das Usina - Contingência 3 Leve . . . . .	83
Figura 28 – Ângulo das máquinas em relação a UHE I. Solteira (em graus) - Contingência 3 Média . . . . .	83
Figura 29 – Tensões nas subestações (pu) - Contingência 3 Média . . . . .	84
Figura 30 – Frequência das máquinas (Hz) - Contingência 3 Média . . . . .	84
Figura 31 – Geração de Potência ativa(MW) e reativa(Mvar) das Usina - Contingência 3 Média . . . . .	85



# Lista de tabelas

Tabela 1 – Legislação e Ato Autorizativo relacionados ao Tipo de Acessante . . . .	41
Tabela 2 – Potência instalada das Usinas Eólicas. . . . .	44
Tabela 3 – Lista de casos. . . . .	45
Tabela 4 – Contingências Avaliadas. . . . .	46
Tabela 5 – Tensão admissível entre fases a 60 Hz. . . . .	46
Tabela 6 – Perfil de Tensão do Sistema (pu) – Sem os Parques Eólicos . . . . .	47
Tabela 7 – Perfil de Tensão do Sistema (pu) – Com os Parques Eólicos . . . . .	48
Tabela 8 – Carregamentos de Linhas (MVA/V) – Sem os Parques Eólicos . . . . .	49
Tabela 9 – Carregamentos de Linhas (MVA/V) – Com os Parques Eólicos . . . . .	50
Tabela 10 – Geração de Reativos (Mvar) na Subestação 1 (-180 / 300 Mvar) – Sem os Parques Eólicos . . . . .	50
Tabela 11 – Geração de Reativos (Mvar) na Subestação 1 (-180 / 300 Mvar) – Com os Parques Eólicos . . . . .	51
Tabela 12 – Comparativo entre Carregamentos de Linhas (%) com e sem os Parques Eólicos . . . . .	51
Tabela 13 – Verificação do requisito de fator de potência capacitivo no ponto de conexão . . . . .	54
Tabela 14 – Verificação do requisito de fator de potência indutivo no ponto de conexão	55
Tabela 15 – Verificação do requisito de injeção/absorção de potência reativa nula no ponto de conexão, sem despacho de potência ativa . . . . .	55
Tabela 16 – Variação de tensão por desconexão no ponto de conexão (%) . . . . .	56
Tabela 17 – Níveis de Curto-Circuito nas Subestações - Corrente de Curto-Circuito Trifásico ( $3\phi$ ) Dezembro 2023 . . . . .	58
Tabela 18 – Níveis de Curto-Circuito nas Subestações - Corrente de Curto-Circuito Monofásico ( $1\phi$ ) Dezembro 2023 . . . . .	58
Tabela 19 – Níveis de Curto-Circuito nas Subestações - Corrente de Curto-Circuito Trifásico ( $3\phi$ ) Dezembro 2027 . . . . .	59
Tabela 20 – Níveis de Curto-Circuito nas Subestações - Corrente de Curto-Circuito Monofásico ( $1\phi$ ) Dezembro 2027 . . . . .	59
Tabela 21 – Tempos indicativos de eliminação de defeitos . . . . .	60
Tabela 22 – Níveis aceitáveis para oscilações de frequência em regime dinâmico . .	61
Tabela 23 – Lista de casos analisados nos estudos de estabilidade . . . . .	61
Tabela 24 – Contingências analisadas . . . . .	62



# Lista de abreviaturas e siglas

IEA	<i>International Energy Agency</i>
BIPS	<i>Brazilian Interconnected Power System</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
CIGRE	Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
IBR	<i>Inverter Based Resources</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
PAR	Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN
PEL	Plano da Operação Elétrica
GD	Geração Distribuída
DIT	Demais Instalações de Transmissão
ICG	Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
SGACESSO	Sistema de Gestão de Processos de Acesso ao Sistema Interligado Nacional
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
CCT	Contrato de Conexão às instalações de Transmissão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
PV	Efeito Fotovoltaico



# Lista de símbolos

GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
MWmed	Megawatt médio
MW	Megawatt
Mvar	Mega volt-ampere reativo
kA	Quiloampere
pu	Por unidade
kV	Quilovolt
MVA/V	Mega volt-ampère por Volt
Hz	Hertz



# Sumário

1	INTRODUÇÃO . . . . .	25
1.1	Objetivos . . . . .	28
1.1.1	Objetivo Geral . . . . .	28
1.1.2	Objetivos Específicos . . . . .	28
2	RECURSOS DE ENERGIA CONECTADOS POR CONVERSORES ELETRÔNICOS . . . . .	29
2.1	Geradores Baseados em Conversores Eletrônicos . . . . .	29
2.1.1	Energia Eólica . . . . .	30
2.1.2	Energia Fotovoltaica . . . . .	31
2.1.3	Incertezas dos Recursos Renováveis não convencionais . . . . .	32
2.1.4	Alta penetração de geração renovável não convencional em sistemas de potência . . . . .	32
2.2	Cenário Brasileiro . . . . .	34
2.2.1	Inércia . . . . .	34
2.2.2	Recursos do Sistema . . . . .	35
3	O PROCESSO DE ACESSO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL . . . . .	37
3.1	Disposições Gerais . . . . .	37
3.2	Procedimentos de Rede . . . . .	38
3.2.1	Casos de referência . . . . .	39
3.3	Etapas para o Acesso . . . . .	39
3.3.1	Cronograma e Localização . . . . .	40
3.3.2	Ato autorizativo . . . . .	40
3.3.3	Elaboração da Solicitação de Acesso . . . . .	40
3.3.3.1	Estudos de Integração . . . . .	40
3.3.4	Envio da Solicitação de Acesso . . . . .	41
4	ESTUDOS DE ACESSO: UM ESTUDO DE CASO PARA UMA USINA EÓLICA . . . . .	43
4.1	Características básicas do parque eólico . . . . .	43
4.2	Estudo de Fluxo de Potência . . . . .	45
4.2.1	Critérios para o estudo do sistema . . . . .	45
4.2.1.1	Dados e Premissas . . . . .	45
4.2.1.2	Nível de Tensão . . . . .	46

4.2.1.3	Contingências . . . . .	46
4.2.2	Resultados da análise em regime permanente . . . . .	47
4.2.2.1	Resultados do estudo com e sem o empreendimento . . . . .	47
4.2.3	Estudos para verificação do atendimento aos requisitos de fator de potência e potência reativa no ponto de conexão . . . . .	52
4.2.3.1	Fator de Potência Capacitivo no Ponto de conexão . . . . .	54
4.2.3.2	Fator de Potência Indutivo no Ponto de Conexão . . . . .	54
4.2.3.3	Injeção e/ou Absorção de potência reativa nula no Ponto de Conexão . . . . .	55
4.2.4	Estudos de Variação de Tensão . . . . .	56
4.3	Estudos de Curto-Circuito . . . . .	56
4.3.1	Resultados da análise de Curto-Circuito . . . . .	57
4.4	Estudos de Estabilidade Eletromecânica . . . . .	60
4.4.1	Critérios para estudos de estabilidade eletromecânica (ONS, 2022) . . . . .	60
4.4.2	Eventos Simulados . . . . .	61
4.4.2.1	Patamar de Carga Leve - Contingencia 1 . . . . .	62
4.4.2.2	Patamar de Carga Média - Contingencia 1 . . . . .	64
4.5	Estudos de Qualidade de Energia Elétrica . . . . .	67
4.6	Conclusões dos Estudos . . . . .	67
5	CONCLUSÃO . . . . .	69
5.1	Sugestão Para Trabalhos Futuros . . . . .	69
	REFERÊNCIAS . . . . .	71
	ANEXOS . . . . .	75
	ANEXO A – CURVAS REFERENTES ÀS SIMULAÇÕES DE TRAN- SITÓRIOS ELETROMÊCANICOS . . . . .	77



# 1 Introdução

Com o crescente aumento do consumo de energia elétrica no mundo, grande parte da economia mundial tenta diversificar sua matriz energética com energia proveniente de fontes renováveis. De fato, uma parcela considerável das fontes utilizadas até hoje são do tipo não renováveis, que costumam ser prejudiciais ao meio ambiente.

A matriz elétrica mundial está mudando rapidamente (MATIAS, 2021). Pelo lado da oferta, novas fontes renováveis de energia – principalmente a solar e a eólica – oferecem soluções mais limpas que os tradicionais combustíveis fósseis. Já economicamente atrativas, propiciam inovação e oportunidade competitiva a quem desenvolve e exporta tecnologias. Pelo lado da demanda, o transporte e os edifícios passam por uma verdadeira revolução, em que a eletricidade e a conectividade oferecem de forma mais eficiente os serviços finais, tais quais mobilidade, refrigeração de ambientes, iluminação e comunicação (GROGAN, 2022).

Essa transição da matriz elétrica mundial é impulsionada por diversos fatores, como preocupações ambientais, avanços tecnológicos e mudanças nas políticas energéticas. As fontes renováveis de energia, como a solar e a eólica, estão se tornando cada vez mais competitivas em termos de custo e eficiência. A queda nos custos dos painéis solares e das turbinas eólicas, juntamente com o aumento da capacidade de geração por essas fontes, tem impulsionado a adoção dessas tecnologias em todo o mundo. No entanto, é importante destacar que essa transição também apresenta desafios.

Dessa forma, os sistemas de energia em todo o mundo estão em transição para participações significativamente maiores de sistemas baseados em conversor (IBR, do inglês *Inverter Based Resources*). Os IBR e geradores síncronos têm características de desempenho dinâmico fundamentalmente diferentes (CALSAN, 2011), fazendo com que a dinâmica dos sistemas e suas respectivas necessidades técnicas sejam muito distintas (FINKLER, 2021). Essas especificidades ficarão mais evidentes à medida que o número de IBR aumentar no sistema de energia, causando alterações na força do sistema, na inércia, no amortecimento de oscilações eletromecânicas e nas correntes de curto-circuito (IEEE, 2021) .

A Figura 1 ilustra o crescimento da geração de energias renováveis no mundo. Percebe-se o aumento significativo do uso de energia baseada em conversores a partir da virada no milênio, destacando-se a eólica e a solar.

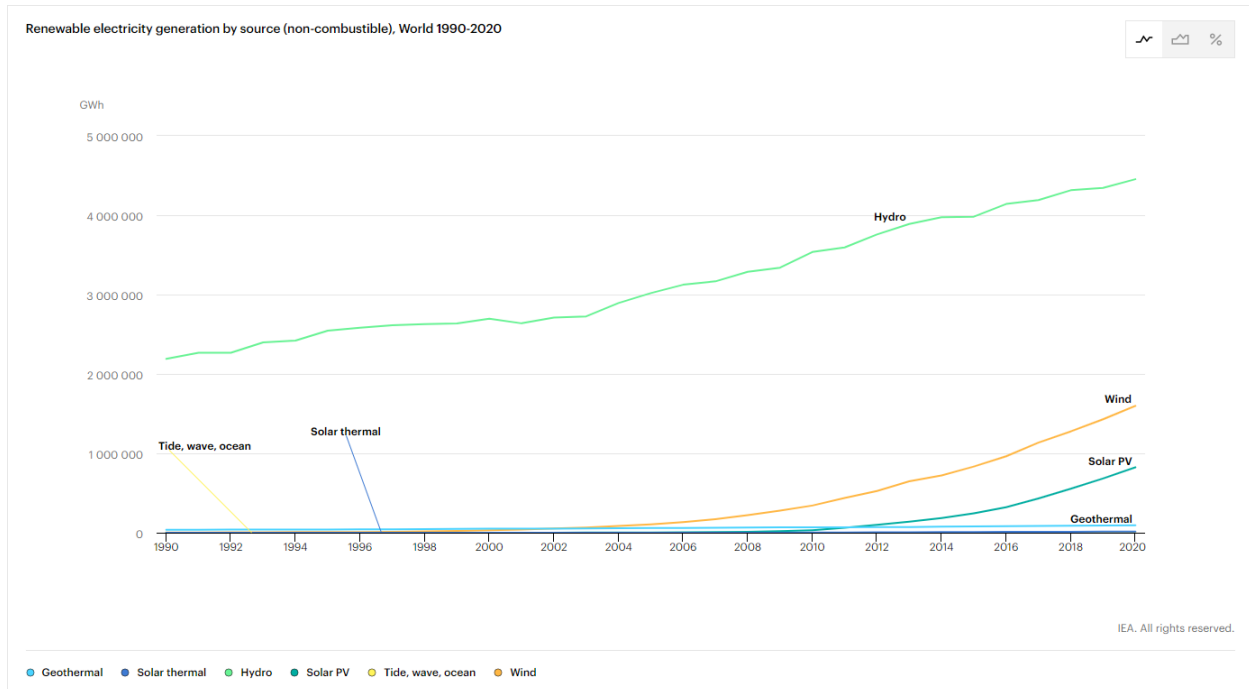


Figura 1 – Geração de eletricidade renovável por fonte (não combustível) (GWh).

Fonte: IEA

De acordo com dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Brasil tem uma potência instalada de 205 gigawatts (GW), sendo a matriz hídrica a principal fonte de energia, com 109 GW, representando 51% do total. Destacam-se fontes fotovoltaica e eólica que atingiram as marcas de 23,9 GW e 25,04 GW de potência instaladas, respectivamente (ABSOLAR, 2023). A grande participação das fontes fotovoltaicas é resultado da sua recente expansão, impulsionada, sobretudo pelo segmento de geração própria — também conhecido como geração distribuída (GD) — sistema de geração de energia elétrica instalado em telhados de casas, prédios, empresas e em terrenos.

O Brasil registra, até fevereiro de 2023, 890 parques eólicos instalados em 12 estados brasileiros, que beneficiam 108,7 milhões de habitantes (Agência Brasil, 2023). Desse total, 85% estão na Região Nordeste. De acordo com a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), até 2028 o Brasil terá 44,78 GW de capacidade instalada desse tipo de energia, cuja participação na matriz nacional atinge, atualmente, 13,2% (ABEEólica, 2023).

A interligação entre as regiões brasileiras é feita por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa malha de transmissão proporciona o intercâmbio de energia entre subsistemas, permitindo a obtenção de ganhos energéticos e a exploração das diversidades entre os tipos de fontes ao longo do ano. A Figura 2, mostra a geração média de energia elétrica no Brasil no ano de 2022.

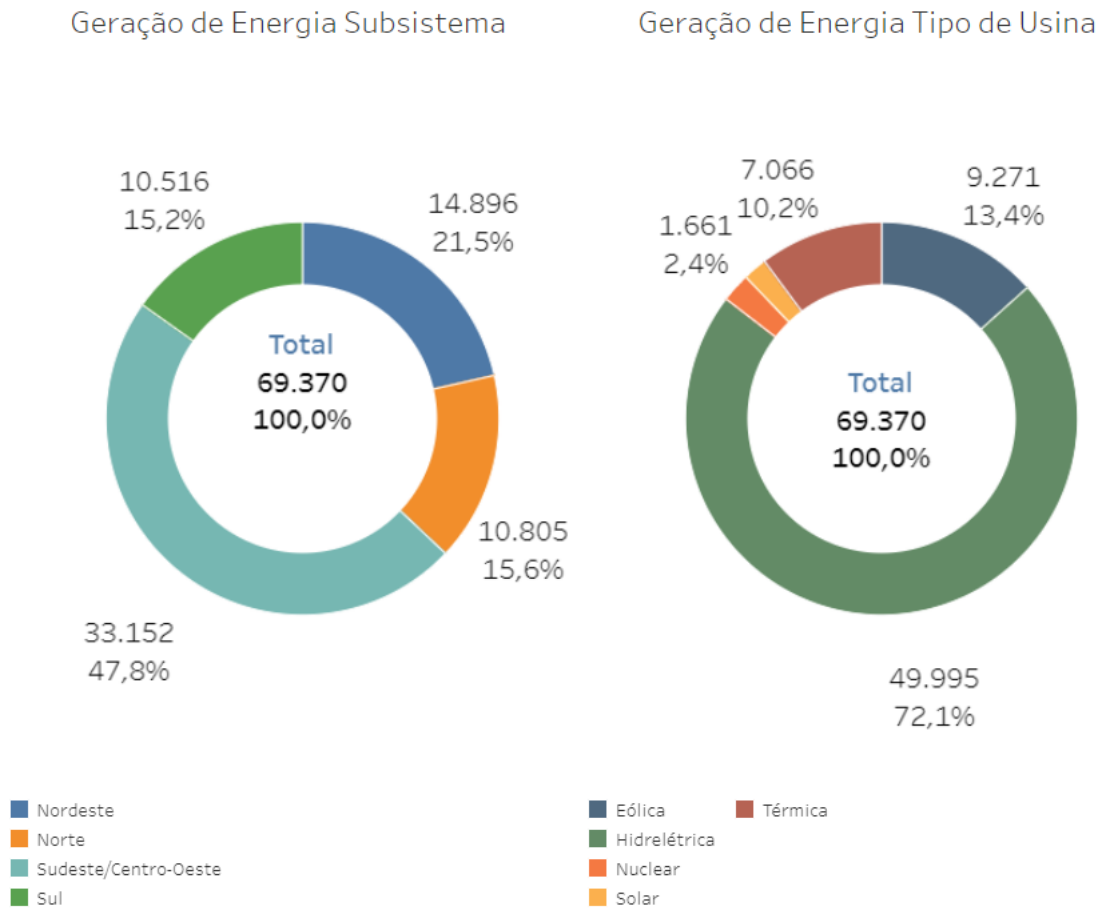


Figura 2 – Geração média de energia elétrica (MWmed) em 2022.

**Fonte:** Histórico de geração (ONS, 2022)

O processo de integração de instalações de geração é regido por Resoluções Normativas da Aneel (ANEEL, 2022) e estabelecido nos Procedimentos de Rede do ONS, os quais envolvem a execução de atividades sob responsabilidade do Operador e dos agentes responsáveis pelas instalações a serem integradas (ONS, 2021). O agente é responsável em prover as informações necessárias do empreendimento, assim como a realização dos estudos sistêmicos de integração das instalações. Esses estudos são de grande importância para o funcionamento adequado do sistema elétrico, garantindo, por fim, a sua segurança. Nesse contexto, esse trabalho visa explorar os aspectos principais do processo de acesso à rede de operação do SIN, com ênfase nos estudos elétricos de responsabilidade dos agentes de geração.

## 1.1 Objetivos

### 1.1.1 Objetivo Geral

Como objetivo geral, propõe-se explorar os procedimentos, as resoluções e as etapas da solicitação de acesso de uma usina do tipo IBR ao SIN, ilustradas por um estudo de caso da liberação de uma usina eólica para a operação integrada.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

A partir do objetivo geral traçado para este trabalho, menciona-se como objetivos específicos:

- Discorrer sobre os impactos da geração baseada em conversores nos sistemas de energia elétrica;
- Descrever como é realizada a solicitação de acesso de uma usina no SIN;
- Apresentar um estudo de caso, que abrange a solicitação de acesso de uma usina eólica, com base em seus estudos e dados.

## 2 Recursos de Energia Conectados por Conversores Eletrônicos

A transição energética é um processo complexo que busca a substituição gradual das fontes de energia não renováveis por fontes renováveis e limpas, adotando, para isso, o emprego de tecnologias e infraestruturas para a geração, armazenamento e distribuição de energia sustentável. Por esse motivo, cresce, nos sistemas de energia em todo o mundo, a utilização de sistemas baseados em conversores eletrônicos, que desempenham um papel fundamental na conversão eficiente e versátil de energia elétrica (GONÇALVES, 2015). Tal utilização é explorada na seção 2.1 deste capítulo, trazendo as principais fontes baseadas em Conversores e os impactos dessa transição. Já na segunda parte do capítulo, seção 2.2, é analisado o cenário brasileiro e suas peculiaridades em relação à essa mudança.

### 2.1 Geradores Baseados em Conversores Eletrônicos

Os conversores eletrônicos são uma tecnologia utilizada para interligar fontes de energia renováveis, como painéis solares ou turbinas eólicas, à rede elétrica. O conversor é um componente chave nessa conexão, pois converte energia elétrica em corrente contínua (CC) gerada pela fonte renovável em corrente alternada (CA) compatível com a rede. Nas eólicas, por exemplo, a conexão por conversores permite que a turbina eólica opere à velocidade variável.

Existem dois tipos básicos de conversores eletrônicos: conversores formadores de rede (GFM - *Grid Forming Inverters*) e conversores seguidores de rede (GFL - *Grid Following Inverters*). Os conversores formadores de rede são utilizados em sistemas fora da rede, nos quais a fonte de energia renovável não está conectada à rede, sendo função desses equipamentos a conversão de energia para uso no sistema local. Já os conversores seguidores de rede são responsáveis por converter a energia da fonte renovável, conectada à rede, e sincronizá-la com o sistema.

Os conversores seguidores de rede são projetados para trabalhar em harmonia com o sistema, garantindo que a energia gerada pela fonte renovável esteja na mesma frequência da rede. Esses equipamentos têm a capacidade de enviar dados para os operadores, permitindo o monitoramento em tempo real da produção da fonte de energia renovável.

Além disso, os conversores eletrônicos também desempenham um papel crítico na segurança e na proteção do sistema de energia renovável, na medida em que inclui recursos protetivos como proteção contra sobretensão, sobrecorrente e proteção térmica, bem como um sistema de monitoramento que pode detectar e diagnosticar falhas no sistema.

Destaca-se, nesses dispositivos, a capacidade de se desconectar do sistema na ocorrência de desligamentos, com objetivo de evitar reenergização indevida da rede, processo que pode ser perigoso para os trabalhadores e os equipamentos do sistema.

A geração conectada por conversor é uma tecnologia crucial na transição para um sistema de energia mais sustentável, pois permite a integração de fontes de energia renováveis na rede existente, fornecendo uma solução confiável e econômica para reduzir a dependência de combustíveis fósseis. Com o avanço contínuo da tecnologia de conversores, os IBR desempenham um papel cada vez mais importante no futuro da indústria de energia.

### 2.1.1 Energia Eólica

A energia eólica é uma forma de energia renovável que aproveita a energia do vento para gerar eletricidade, sendo uma das formas mais utilizadas de energia renovável e que está se tornando cada vez mais popular devido à sua natureza limpa e sustentável (CRESESB, 2017).

A unidades de geração eólica é o principal componente de um sistema de energia eólica. Consiste em um rotor, um gerador e uma torre. O rotor, normalmente composto por três pás, capta a energia cinética do vento e a converte em energia mecânica girando o eixo da turbina. Essa energia mecânica é, então, convertida em energia elétrica pelo gerador. A torre suporta a turbina e a eleva acima do solo para aproveitar as maiores velocidades do vento.

Os geradores eólicos podem ser classificados em três configurações mais utilizadas: gerador assíncrono conectado diretamente à rede, gerador assíncrono com dupla alimentação e gerador síncrono conectado por conversor. O primeiro, um dos aproveitamentos eólicos mais simples baseia-se na conexão direta de um gerador de indução à rede elétrica, porém com um elevado consumo de potência reativa (RANGEL, 2005). Já no gerador de indução duplamente alimentado, o rotor do gerador é bobinado e alimentado por um conversor trifásico na frequência correspondente ao escorregamento do rotor. Por fim, o gerador síncrono pode possuir frequência diferente da frequência da rede, devido ao acoplamento da máquina ao sistema se dar através de conversores.

As turbinas eólicas podem ser conectadas à rede elétrica, permitindo que elas entreguem energia ao sistema, ou podem ser utilizadas em sistemas autônomos para alimentar locais remotos ou carregar baterias para uso posterior.

A produção de energia de uma turbina eólica é determinada pela área de varredura do rotor da turbina, a velocidade do vento e a densidade do ar. A área de varredura é a área que as pás do rotor varrem à proporção que giram. Quanto maior o rotor, mais energia ele pode capturar. A velocidade do vento e a densidade do ar também afetam a

produção de energia, pois determinam a quantidade de vento disponível para girar o rotor.

A modelagem da turbina eólica, em geral, é feita por uma equação algébrica que relaciona a potência gerada à velocidade do vento, conforme apresentado na equação 2.1 (MANWELL, 2011).

$$P = \frac{1}{2} A \rho w^3 \quad (2.1)$$

sendo que  $P$  é a potência gerada pela turbina, em watts (W),  $A$  é a área incidente do vento, em metros quadrados ( $m^2$ ),  $\rho$  define a densidade do ar, em quilograma por metro cúbico ( $kg/m^3$ ), e  $w$  representa a velocidade do vento, em metros por segundo (m/s).

No geral, a energia eólica é uma forma limpa e sustentável de energia que tem o potencial de contribuir significativamente para atender às necessidades energéticas do mundo. Com os avanços da tecnologia, as turbinas eólicas estão se tornando mais eficientes, confiáveis e mais acessíveis, sendo uma opção cada vez mais atraente para a produção de energia em grande e pequena escala.

### 2.1.2 Energia Fotovoltaica

A energia solar é uma forma de energia renovável baseada na conversão da energia do sol em eletricidade. Tal processo é conhecido como efeito fotovoltaico (PV) e é obtido através do uso de células solares. Essas células são compostas de materiais semicondutores, como o silício, que são capazes de converter a energia do sol, em eletricidade em corrente contínua (CC) (CRESESEB, 2008).

Existem dois tipos principais de células solares: monocristalinas e policristalinas (MACHADO, 2015). As células monocristalinas são compostas de um único cristal de silício e são mais eficientes do que as células policristalinas, que são feitas de múltiplos cristais de silício.

As células solares são conectadas em série e paralelo para formar um painel solar, também conhecido como módulo fotovoltaico. A quantidade de eletricidade que um painel solar pode gerar depende do seu tamanho, da eficiência de suas células e da quantidade de radiação solar que recebe.

Os sistemas de energia solar podem ser instalados em pequena escala, como em um telhado residencial, ou em grande escala, como em uma fazenda solar, sendo capazes de gerar quantidades significativas de eletricidade, tornando-os uma valiosa fonte de energia renovável.

A energia solar tem várias vantagens sobre as formas tradicionais de geração de energia. Trata-se de uma fonte de energia limpa e renovável, que possui baixo custo de manutenção e longa vida útil, com painéis solares tendo duração de 25 a 30 anos.

No entanto, também possui algumas limitações, pois é dependente da radiação do sol para funcionar e das condições climáticas, tendo sua geração reduzida em dias de menor irradiação solar.

No geral, a energia solar é uma forma promissora de energia renovável e, com os avanços contínuos da tecnologia, espera-se que desempenhe um papel cada vez mais importante no *mix* de energia no futuro.

### 2.1.3 Incertezas dos Recursos Renováveis não convencionais

Uma das principais incertezas associadas à geração de energia renovável é a variabilidade temporal e espacial da produção de energia. A energia solar, por exemplo, depende da disponibilidade de luz solar, que pode variar ao longo do dia e ao longo do ano, e pode ser afetada por nuvens, poluição atmosférica, dentre outros fatores. Da mesma forma, a energia eólica depende da velocidade do vento, que pode variar significativamente ao longo do tempo e em diferentes locais (IEA, 2021).

Essa variabilidade na produção de energia renovável pode afetar a estabilidade do sistema elétrico e a qualidade do fornecimento de energia, especialmente em sistemas com alta penetração de fontes renováveis. Além disso, a incerteza na produção de energia pode afetar a previsão da demanda e, conseqüentemente, a operação dos sistemas elétricos, podendo levar a um aumento nos custos de operação e manutenção.

Em suma, embora a geração de energia renovável apresente algumas incertezas, é possível lidar com essas adversidades por meio de técnicas de previsão e, em alguns casos, de armazenamento de energia. Com a expansão contínua da geração de energia renovável, é importante investir em soluções para garantir a estabilidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

### 2.1.4 Alta penetração de geração renovável não convencional em sistemas de potência

A introdução de quantidades significativas de geração variável e incerta, como a fotovoltaica e a eólica, está mudando a forma como os sistemas de energia são planejados e operados. Conforme comentado anteriormente, os IBR e geradores síncronos - como os usados em usinas termelétricas e hidrelétricas - comportam-se de maneira diferente. As características desses dispositivos, que são os principais condutores das respostas dinâmicas, é fundamentalmente diferente. Os impactos do IBR no sistema tornam-se cada vez mais importantes quando os IBR compreendem uma porcentagem maior do *mix* de geração.

A Figura 3 demonstra a evolução do sistema de transmissão nacional ao longo das décadas.



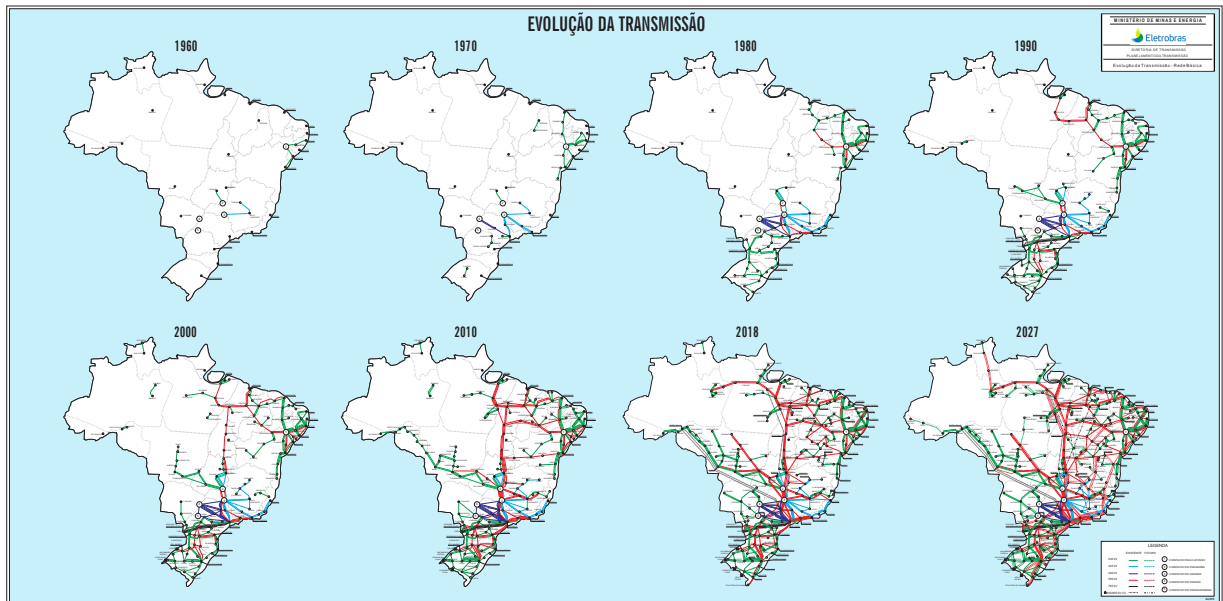


Figura 3 – Evolução da Transmissão 1960-2027

**Fonte:** Eletrobras

As mudanças nas características do sistema afetam o sistema de energia, resultando, por exemplo, na redução da inércia, na degradação do amortecimento das oscilações e na alteração da contribuição para curtos-circuitos. O processo de transição energética aponta que esses fenômenos provavelmente ocorrerão com mais frequência, os quais terão o potencial de impactar uma parte maior do sistema de energia. Isso poderia resultar em grandes interrupções de suprimentos, caso tais fenômenos não forem compreendidos e tratados preventivamente. Uma prova desse impacto generalizado é a crescente necessidade de ações remediadoras no sistema elétrico, incluindo a necessidade de instalação de dispositivos como compensadores síncronos ou ajuste do sistema de controle para evitar instabilidades (CUNHA, 2007).

As ferramentas convencionais de análise de estabilidade do sistema de energia elétrica geralmente não têm sido capazes de prever precisamente todos os fenômenos associados às IBR devido às simplificações inerentes a elas. A consequência dessa incapacidade de prever os problemas com antecedência suficiente proporcionam problemas que podem ser experimentados durante a operação real do sistema de energia, ponto em que é mais difícil de abordar e mais disruptivo e dispendioso para a parte conectada; ou seja, o operador do sistema ou proprietário da rede necessitará impor restrições para prevenir o impacto na estabilidade do sistema de energia ou usuários próximos da rede (GROGRAN, 2022).

A modelagem detalhada de todo o sistema, portanto, tem sido cada vez mais usada e necessária, em particular em países/regiões com maior penetração de IBR para resolver os problemas discutidos acima. Isso facilita o planejamento preciso do sistema de energia

de longo prazo, permitindo a identificação e resolução desses fenômenos emergentes antes que eles se manifestem na operação de sistemas de energia com significativamente maior penetração IBR. Por outro lado, impõe maiores dificuldades para a modelagem dos diversos componentes do sistema físico.

## 2.2 Cenário Brasileiro

Uma das principais atribuições do ONS é a de realizar estudos do sistema, visando quantificar os impactos nas instalações dos agentes do SIN, de forma a garantir a segurança e abastecimento contínuo em todo o território nacional. O desenvolvimento, implantação e entrega dos modelos de parques eólicos e fotovoltaicos para realização de estudos para solicitação de acesso fazem parte do processo de integração de novas instalações no sistema elétrico. Ressalta-se que ao entregar esses modelos ao ONS, esses podem ser disponibilizados a qualquer agente do setor elétrico, possibilitando a representação deste empreendimento em outros estudos futuros.

Para que um parque eólico ou fotovoltaico seja declarado apto para funcionamento, entre os diversos requisitos exigidos pelo ONS, é necessário que toda a planta do parque (rede interna), aerogeradores ou painéis fotovoltaicos (célula e conversor) e transformadores elevadores de conexão, sejam representados nas simulações realizadas pelo ONS. Para tanto, considera-se as informações e modelos enviados pelos agentes proprietários dos equipamentos que compõem as instalações da Rede de Operação.

A característica da geração solar e eólica no Brasil resulta em uma alta concentração de IBR em partes específicas do território. A geração eólica é caracterizada por uma grande representatividade em maior parte na região Nordeste e, em menor, no Sul do Brasil. As demais regiões praticamente não possuem geração eólica. Em relação à geração solar, a área com melhor captação de energia está em uma área entre as regiões Nordeste e Sudeste do país.

Em consonância com essas características, algumas particularidades locais apresentam desafios do ponto de visão de estudos elétricos do sistema. Abaixo são apresentados desafios enfrentados e que ainda estão presentes na integração da energia eólica e parques solares no sistema de transmissão brasileiro.

### 2.2.1 Inércia

A capacidade instalada eólica no Brasil, hoje, é superior a 25 GW (Agência Brasil, 2023). Considerando as diferenças geográficas, sazonais e de tipo de geração no país, o recurso de transferência de energia de uma região para outra é amplamente utilizado para atender a carga e otimizar os recursos de geração. No entanto, considerando a grande quantidade de geração renovável conectada por conversores, tanto na rede de

transmissão quanto na rede de distribuição, a estimativa precisa da inércia do sistema torna-se essencial para garantir uma operação segura. Nesse contexto, os IBR de última geração podem fornecer controle de frequência com desempenho superior à resposta de geradores síncronos convencionais devido a resposta mais rápida, desde que estejam associados a sistemas de armazenamento de energia. Controles muito agressivos podem, no entanto, introduzir oscilações de frequência em sistemas de baixa inércia, bem como outros tipos de instabilidade (SANTOS, 2019).

### 2.2.2 Recursos do Sistema

Atualmente, uma grande dificuldade na integração de novas fontes renováveis é o descompasso entre geração e reforço na transmissão. Com o desenvolvimento de tecnologias e logística, parques eólicos e solares são construídos e são capazes de entrar em operação muito rapidamente.

Com isso, a velocidade em que são integradas as usinas ultrapassa a atualização da estrutura de transmissão da rede, levando a um atraso na entrada em operação de linhas de transmissão e outros equipamentos para transportar esta geração. Isso acaba causando problemas na operação e, em alguns casos, até restrição de geração para evitar a superação de equipamentos e garantir a segurança sistêmica. Além disso, o atraso na rede de transmissão significa que não é possível maximizar a transferência de energia entre regiões, aumentando, assim, os custos associados.

O caráter indicativo da expansão da geração impõe à transmissão o papel de proporcionar, além das condições adequadas de confiabilidade da operação e do suprimento elétrico, a flexibilidade de acomodar diferentes estratégias de implantação dos diversos tipos de fontes de geração planejadas a serem contratadas nos leilões de energia (EPE, 2017).

A realidade dos prazos crescentes de implantação das instalações de transmissão, devido a dificuldades de diversas naturezas, faz com que se tenha que adotar no planejamento a postura de antecipar a recomendação dos reforços estruturantes do sistema interligado, visando evitar os descompassos entre geração e transmissão.

Para isso, a EPE (Empresa de Pesquisa Energética) recomenda os serviços ancilares, serviços complementares ao fornecimento de energia elétrica que visam garantir a confiabilidade, qualidade e segurança do sistema elétrico. Esses serviços têm a função de equilibrar a oferta e a demanda de energia, mantendo a estabilidade do sistema elétrico em diferentes condições operacionais (EPE, 2023).

Os serviços ancilares incluem diversas atividades e funções, tais como a regulação de frequência e tensão, resposta à demanda, reserva de potência e coordenação e controle da operação do sistema elétrico. Esses serviços são essenciais para manter a estabilidade

do sistema elétrico e garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores, mesmo diante de variações na demanda ou eventos imprevistos.

## 3 O Processo de Acesso às Instalações de Transmissão do Sistema Interligado Nacional

O ONS, tem entre uma de suas atribuições a responsabilidade de realizar as avaliações de viabilidade sistêmica das solicitações de acesso às instalações de transmissão. Por sua vez, os acessantes devem submeter as suas solicitações ao ONS acompanhadas dos dados e informações para tanto requeridas, algumas de cunho obrigatório, assim como dos correspondentes estudos de integração necessários para a avaliação do Operador (ONS, 2022).

### 3.1 Disposições Gerais

A resolução n° 1017 da ANEEL (ANEEL, 2022) e o Decreto n° 2655/2018 (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 1998), dispõem que o ONS tem as seguintes atribuições no contexto do acesso ao sistema de transmissão:

- Propor instruções e procedimentos para solicitações do uso do sistema de transmissão;
- Efetuar as avaliações de viabilidades técnicas dos acessos, com todas as suas informações;
- Elaborar, junto ao crescimento do SIN, estudos de avaliação técnica e econômica do sistema, seus reforços locais, decorrentes das solicitações de acesso, e da Rede Básica;
- Estabelecer as responsabilidades do acesso ao sistema, sua regulamentação e segurança;
- Efetivar os contratos do uso do sistema e retificar para conhecimento da ANEEL.

As instalações de transmissão outorgadas à concessionária pública integrantes do SIN podem ser classificadas em Rede Básica ou Demais Instalações de Transmissão (DIT). Podem, também, ser reconhecidas como instalações destinadas a interligações internacionais ou Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG). Dentre tais instalações de transmissão, são considerados como acessantes as concessionárias ou permissionárias de distribuição, agentes registrados na ANEEL, importadores de energia autorizados e os consumidores livres.

Os Procedimentos de Rede estabelecem as instruções e os processos para a viabilização do acesso às instalações de transmissão, compreendendo a conexão e o seu uso. A consulta de acesso, que trata da descrição das etapas do processo de acesso - embora formal - é opcional, podendo ser utilizada pelo acessante como um primeiro contato com o Operador, obtendo informações iniciais sobre o processo de acesso e apresentação do seu empreendimento. Pode, também, ser utilizada para consolidar a documentação, as informações, os estudos e os dados necessários à formalização da solicitação de acesso.

Logo, tendo a solicitação de acesso, que é enviada via sistema próprio do ONS, formaliza-se o processo de conexão ao SIN para viabilizá-lo e iniciá-lo. Nesse trabalho, será explorado o acesso permanente, o qual pode ser solicitado por todos os acessantes já citados.

## 3.2 Procedimentos de Rede

O ONS propõe regras para as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica integrantes do SIN, por meio dos Procedimentos de Rede. Em particular os Procedimentos de Rede estabelecem os requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão, com o propósito de :

- Balizar ações do ONS;
- Fornecer informações necessárias para a elaboração do projeto do ponto de conexão e das instalações de transmissão;
- Fornecer aos usuários já conectados às instalações, sob responsabilidade de agente de transmissão, informações necessárias para atualização do projeto do ponto de conexão e das instalações de transmissão;
- Descrever a metodologia a ser seguida na elaboração dos estudos elétricos.

Nos Procedimentos de Rede estão descritos desde o relacionamento com os agentes, critérios para estudos, requisitos mínimos de desempenho até o processo para administração dos contratos. No que contemplam a solicitação de acesso, foca-se em quatro submódulos principais, sendo três provenientes do Módulo 2 - Critérios e Requisitos e um do Módulo 7 - Integração de Instalações:

- Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos;
- Submódulo 2.9 - Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica;

- Submódulo 2.10 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão;
- Submódulo 7.1 - Acesso às instalações de transmissão.

No que se diz respeito aos três primeiros submódulos, esses não só exemplificam as premissas e critérios gerais e específicos, mas também os estudos e as diretrizes necessárias para elaboração de um parecer de acesso, atendendo aos requisitos mínimos para a conexão de centrais geradoras. Já no submódulo 7.1, são descritas as instruções e os processos para a viabilização do acesso às instalações de transmissão, consultas de acesso, documentos equivalentes, pareceres técnicos e até procedimentos de desconexão ou reconexão de empreendimentos no sistema, respeitando todas as informações necessárias para essas solicitações.

### 3.2.1 Casos de referência

Os casos de referência são elaborados a partir de dois principais estudos do ONS, o Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN (PAR) e o Plano de Operação Elétrica (PEL). Esses servem para avaliar as condições de atendimento ao consumo de energia elétrica do ponto de vista do desempenho da rede elétrica e da segurança elétrica do suprimento.

Os estudos são desenvolvidos com o objetivo de avaliar o desempenho das interligações regionais, decorrente de restrições na transmissão e o atendimento às áreas elétricas do SIN. Para isso, consideram os recursos de geração disponíveis e a rede de transmissão existente, e levam em conta a previsão de carga e o cronograma para a entrada em operação de novos equipamentos de transmissão e geração programados para um horizonte de análise. Com os estudos de horizontes futuros, há a possibilidade de prever impactos no sistema de energia, simular possíveis perdas e adições de linhas e/ou usinas, assim, é possível simular condições futuras. Com essa possibilidade, a realização dos estudos elétricos são viáveis, tendo, dessa forma, a situação do sistema elétrico no futuro e podendo prever as condições com a presença de empreendimentos futuros. Comumente fornecido pelo próprio Operador, esses casos são disponíveis ao público no canal de relacionamento entre o ONS e os agentes.

## 3.3 Etapas para o Acesso

O desenvolvimento de projetos para implantação e exploração de usinas geradoras requer uma solicitação de acesso, que deve ser composta pela descrição da solicitação junto aos documentos autorizativos, os dados e informações sobre a conexão, sobre o empreendimento e sobre o acessante, e, por fim, os estudos de integração do empreendimento ao sistema de transmissão.

### 3.3.1 Cronograma e Localização

A primeira etapa do processo da solicitação de acesso da usina é estabelecer um cronograma de entrada da operação do empreendimento, ou seja, o mês e o ano da entrada de operação do empreendimento. Esta definição é importante para que o acessante possa realizar as análises de alternativas de conexão no sistema de transmissão para o horizonte adequado. Além disso, a localização do ponto de conexão do empreendimento deve ser selecionada. Para isso, devem ser realizados todos os estudos sob a ótica do critério de mínimo custo global, com o qual será selecionada a alternativa de conexão de menor custo de investimento nas instalações de conexão e na rede pública, considerando os custos de perdas elétricas.

### 3.3.2 Ato autorizativo

Após definir o ponto de conexão, o solicitante deve requerer a autorização para implantar seu empreendimento e conectar-se ao sistema de transmissão. Para cada tipo de usina há uma legislação específica e instituição responsável pelo processo autorizativo, conforme exemplificado na Tabela 1. No caso de centrais geradoras solares fotovoltaicas, eólicas e termelétricas, a Resolução Normativa nº 876/2020 da ANEEL estabelece a regulamentação para esses tipos de empreendimentos. Portanto, é necessário que o solicitante faça contato com a ANEEL para requerer ou atualizar a autorização correspondente.

### 3.3.3 Elaboração da Solicitação de Acesso

Após a definição do cronograma do empreendimento e com a definição do ponto de conexão, inicia-se o processo de envio dos documentos para o ONS, conforme abordado a seguir.

#### 3.3.3.1 Estudos de Integração

Nos estudos de integração do empreendimento ao sistema de transmissão, Rede Básica ou DIT, são utilizados dados públicos fornecidos pelo ONS, provenientes dos estudos do PAR ou PEL, atualizados anualmente. Dessa forma, utiliza-se o caso com a data mais condizente com o cronograma já proposto pelo acessante.

Os estudos necessários para conclusão dessa parte do parecer de acesso são:

- Análise de fluxo de potência;
- Análise de curto-circuito;
- Análise da estabilidade eletromecânica;
- Qualidade de Energia Elétrica.



Tabela 1 – Legislação e Ato Autorizativo relacionados ao Tipo de Acessante

Tipo	Legislação	Instituição	Ato Autorizativo
Consumidor livre ou autoprodutor com carga maior que a sua geração	Decreto Presidencial 5.597/2005 e Resolução Normativa ANEEL nº 722/2016	MME*(1ª fase) e ANEEL**(2ª fase)	Portaria do MME e Resolução Autorizativa da ANEEL
Central geradora termelétrica ou auto produtor com geração maior que a sua carga	Resolução Normativa ANEEL nº 876/2020	ANEEL	Resolução Autorizativa da ANEEL
Central geradora solar fotovoltaica			
Central geradora eólica			
Pequena Central Hidrelétrica (PCH)			
Aproveitamento hidrelétrico de 1 a 50 MW, sem característica de PCH			Resolução Normativa ANEEL nº 412/2010
Usina Hidrelétrica	Lei nº 9.427/1996, dentre outras		Contrato de Concessão

\*Antes da formalização da solicitação de acesso no ONS.

\*\*Após a emissão do Parecer de Acesso pelo ONS.

**Fonte:** ONS, 2022

Para usinas convencionais que utilizam máquinas síncronas, como centrais geradoras hidrelétricas e termelétricas, as três primeiras análises mencionados anteriormente são requisitos para fazer a solicitação de acesso. No entanto, para as usinas conectada por conversor, como usinas eólicas e fotovoltaicas, além das análises de fluxo de potência, curto-circuito e estabilidade eletromecânica, o Operador também requer um estudo de qualidade de energia elétrica (QEE).

### 3.3.4 Envio da Solicitação de Acesso

Após a realização dos estudos indicados, obtenção das autorizações necessárias e do restante dos requisitos apresentados nesse trabalho, tais documentos devem ser submetidos no Sistema de Gestão de Processos de Acesso ao Sistema Interligado Nacional (SGACESSO). Após o envio, com a identificação necessária, o ONS inicia o processo de admissibilidade, no qual verifica o atendimento aos dados, informações, documentos e

estudos necessários à solicitação de acesso para o recebimento dessa e realiza análises de viabilidade técnica da entrada do empreendimento. Sendo assim, caso não haja nenhuma questão impeditiva, o Parecer de Acesso é emitido pelo Operador e, assim, o solicitante não só estará apto para celebrar o contrato de uso do sistema de transmissão (CUST), que estabelece os termos e condições técnicas e comerciais para a prestação dos serviços de transmissão, com o ONS, mas também, o contrato de conexão às instalações de transmissão (CCT), que estabelece os termos e condições para a conexão dos usuários às instalações de transmissão, a ser celebrado entre a transmissora e cada usuário.

## 4 Estudos de Acesso: um estudo de caso para uma Usina Eólica

Nesse capítulo será abordado o desenvolvimento de estudos para um caso real de implantação de um parque eólico localizado na região Sul do Brasil. São apresentados resultados dos estudos elétricos necessários para a solicitação de acesso do empreendimento contemplando as análises de regime permanente, curto-circuito, estabilidade eletromecânica e o conjunto de estudos de qualidade de energia exigidos pelo ONS. Tais estudos têm o intuito de verificar os impactos da conexão destes novos parques eólicos na rede elétrica.

As análises em regime permanente - fluxo de potência - visam avaliar o desempenho do sistema antes e após a implantação dos parques eólicos, no que se refere ao perfil de tensão, carregamentos das linhas e transformadores, e geração de potência reativa.

As análises de estabilidade eletromecânica buscam avaliar o comportamento dos parques eólicos, bem como das unidades geradoras da área de interesse, diante da ocorrência de perturbações no sistema, sendo que o principal ponto a ser verificado é a manutenção do sincronismo das máquinas síncronas.

Já o estudo de curto-circuito visa observar as variações dos níveis de curto-circuito nas barras vizinhas ao ponto de conexão, para que não haja problemas de superação de equipamentos por conta da entrada em operação do empreendimento eólico.

Por fim, o estudo de qualidade de energia busca apresentar as informações básicas e as análises do desempenho de qualidade de energia elétrica relativas a integração do complexo eólico ao SIN, bem como indicar as condições para entrada em operação desse empreendimento (ONS, 2022).

### 4.1 Características básicas do parque eólico

A capacidade instalada total do empreendimento é de 302,4 MW, distribuídos em 3 centrais geradoras, denominadas Usina Eólica 1, Usina Eólica 2 e Usina Eólica 3. O cronograma de implantação do empreendimento prevê a entrada em operação das primeiras máquinas em janeiro de 2024. A conclusão do processo de implantação está prevista para novembro de 2024. Na Tabela 2, é retratada a divisão da Usina Eólica, entre seus 3 subsistemas, com a quantidade de aerogeradores e a potência total em cada subsistema.

Tabela 2 – Potência instalada das Usinas Eólicas.

Central Geradora	Número de Areogeradores	Potência (MW)
Usina Eólica 1	24	100,8
Usina Eólica 2	25	105,0
Usina Eólica 3	23	96,6
Total	72	302,4

A conexão desse complexo eólico ao sistema elétrico se dará por meio de duas subestações coletoras 230/34,5 kV. As Usinas Eólicas se conectarão ao SIN, na Subestação 1, através de uma linha 230 kV de 30 km.

Os aerogeradores a serem implantados nos parques eólicos em estudo são máquinas síncronas de velocidade variável (geradores de ímã permanente), conectados através de conversores eletrônicos, com potência de 4,2 MW. Na Figura 4 é apresentado o diagrama unifilar da conexão do parque eólico com o SIN, no qual os alimentadores de 34,5 kV para conexão do aerogeradores são representados, no diagrama, por circuitos equivalentes.

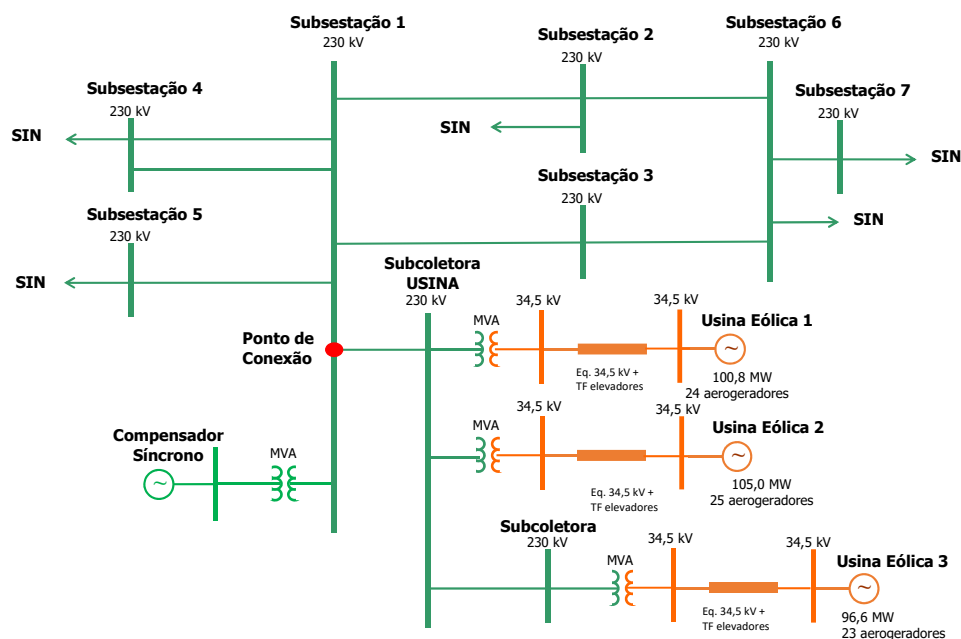


Figura 4 – Diagrama Unifilar da Conexão dos parques eólicos no SIN.

Fonte: De autoria própria.

## 4.2 Estudo de Fluxo de Potência

Os estudos devem abranger as condições operativas normais, mas também análises em condições de indisponibilidade, isto é, contingências de linhas de transmissão, transformadores e outros equipamentos do sistema elétrico. O objetivo é definir as ações necessárias para a operação do SIN sem violação das condições operativas dos limites de tensão e carregamento.

### 4.2.1 Critérios para o estudo do sistema

#### 4.2.1.1 Dados e Premissas

A base de dados utilizada nos estudos se origina dos casos de fluxo de potência de referência do PAR/PEL 2023-2027 disponibilizados pelo ONS, conforme a Tabela 3.

Tabela 3 – Lista de casos.

Patamar de Carga	Cenário
Média	Verão 2023/2024 Verão 2027/2028
Leve	Inverno 2024

As análises de fluxo de potência foram realizadas em duas condições operacionais distintas:

- Sem a presença dos Parques Eólicos;
- Com os Parques Eólicos compondo o sistema.

Para todos os casos avaliados, manteve-se o fator de potência unitário no ponto de conexão dos parques eólicos. Esta premissa confere caráter conservador aos resultados, uma vez que os parques dispõem de recursos para ajuste da potência reativa absorvida/gerada pelos aerogeradores. As avaliações foram realizadas para condição normal de operação e para indisponibilidade simples (critério n-1). As contingências foram selecionados com base na proximidade elétrica ao ponto de conexão e na experiência dos analistas envolvidos nos estudos. As contingências simuladas estão apresentadas na Tabela 4, considerando designações genéricas para as subestações e linhas de transmissão.

Tabela 4 – Contingências Avaliadas.

Contingências	Abreviatura
LT 230 kV Subestação 1 – Subestação 2	SB1 – SB2
LT 230 kV Subestação 1 – Subestação 3	SB1 – SB3
LT 230 kV Subestação 1 – Subestação 4	SB1 – SB4
LT 230 kV Subestação 1 – Subestação 5	SB1 – SB5
LT 230 kV Subestação 2 – Subestação 6	SB2 – SB6
LT 230 kV Subestação 6 – Subestação 3	SB6 – SB3
LT 230 kV Subestação 6 – Subestação 7	SB6 – SB7
LT 230 kV Usina Eólica – Subestação 1	USN – SB1

#### 4.2.1.2 Nível de Tensão

Para a operação segura do SIN, são estabelecidas faixas de tensão admissíveis. Dessa maneira, para estudos elétricos, o ONS observa e admite as tensões apresentadas na Tabela 5, tanto em condições normais quanto em operação em contingência. Ressalta-se que os valores de tensão, em kV, são os eficazes; e os valores por unidade (pu) tem como base a tensão nominal de operação.

Tabela 5 – Tensão admissível entre fases a 60 Hz.

Tensão nominal de Operação	Condição operativa normal		Condição operativa sob contingências	
	(kV)	(pu)	(kV)	(pu)
230	218 a 242	0,95 a 1,05	207 a 242	0,90 a 1,05
440	418 a 460	0,95 a 1,05	396 a 460	0,90 a 1,046
525	500 a 550	0,95 a 1,048	475 a 550	0,90 a 1,048
765	690 a 800	0,90 a 1,046	690 a 800	0,90 a 1,046

**Fonte:** ONS - Procedimentos de Rede: Submódulo 2.3

#### 4.2.1.3 Contingências

O desempenho do SIN deve ser tal que não haja violação dos critérios de rede e não haja necessidade de corte de carga provocado pela ocorrência de emergência no sistema. Essas contingências podem ser classificadas em simples (critério n-1), duplas e múltiplas (ONS, 2022). As ocorrências simples serão as abordadas nesse trabalho, visto que, segundo os Procedimentos de Rede já citados, os circuitos analisados no empreendimento não compartilham estruturas ou mesma faixa de passagem, além de não atravessarem regiões de onde possam ocorrer fenômenos naturais disruptivos às linhas de transmissão, situação que exigiriam a análise de contingências duplas. Desta forma, o sistema deve ser projetado para que, na perda de somente um circuito, não hajam prejuízos para o sistema.

### 4.2.2 Resultados da análise em regime permanente

As análises em regime permanente visam avaliar o desempenho do sistema antes e após a implantação dos parques eólicos, sendo observados principalmente os níveis de tensão das subestações, bem como os carregamentos nas linhas e transformadores da área de influência destes parques.

#### 4.2.2.1 Resultados do estudo com e sem o empreendimento

Nesse tópico apresenta-se a situação do sistema na região, antes e depois da integração do empreendimento. O objetivo é verificar problemas já existentes ou restrições na rede no período que antecede a entrada de operação dos parques eólicos e a situação do sistema elétrico depois da entrada do parque eólico .

Nas Tabelas 6 e 7 apresenta-se o perfil de tensão do sistema em condições normais e durante contingências. Entre essas, a primeira tabela representa o sistema sem a inserção dos parques e a segunda representa com a presença das usinas.

Tabela 6 – Perfil de Tensão do Sistema (pu) – Sem os Parques Eólicos

Cenários	Subestações 230 kV	Cond. Normal	Contingências						
			SB1-SB2	SB1-SB3	SB1-SB4	SB1-SB5	SB2-SB6	SB6-SB3	SB6-SB7
Média – Verão – 2023/2024	Subestação 1	1,017	1,009	1,016	1,011	1,013	1,013	1,016	1,012
	Subestação 2	1,020	1,004	1,016	1,015	1,014	1,014	1,017	1,016
	Subestação 3	1,017	1,009	1,016	1,012	1,012	1,012	1,016	1,012
	Subestação 4	1,027	1,023	1,026	1,021	1,025	1,025	1,026	1,025
	Subestação 5	1,018	1,009	1,016	1,015	1,015	1,015	1,017	1,015
	Subestação 6	1,016	1,008	1,014	1,011	1,010	1,010	1,005	1,009
	Subestação 7	1,028	1,027	1,028	1,027	1,027	1,027	1,027	1,027
Leve – Inverno – 2024	Subestação 1	0,988	0,978	0,983	0,979	0,980	0,987	0,983	0,982
	Subestação 2	1,005	1,000	1,003	0,999	0,998	1,014	1,005	1,000
	Subestação 3	0,989	0,980	1,009	0,980	0,981	0,987	0,983	0,982
	Subestação 4	1,020	1,017	1,019	1,018	1,017	1,021	1,019	1,018
	Subestação 5	0,997	0,993	0,995	0,992	0,988	1,000	0,995	0,993
	Subestação 6	0,991	0,982	1,007	0,983	0,984	0,986	1,000	0,981
	Subestação 7	1,010	1,009	1,012	1,009	1,009	1,009	1,011	1,010
Média – Verão – 2027/2028	Subestação 1	1,002	0,990	0,996	0,992	0,992	1,000	0,996	0,994
	Subestação 2	1,016	1,008	1,013	1,009	1,007	1,024	1,015	1,010
	Subestação 3	1,002	0,991	1,019	0,993	0,993	1,000	0,996	0,994
	Subestação 4	1,022	1,017	1,020	1,017	1,018	1,023	1,020	1,019
	Subestação 5	1,005	0,999	1,002	1,000	0,993	1,008	1,003	1,000
	Subestação 6	1,004	0,993	1,017	0,995	0,995	1,000	1,010	0,993
	Subestação 7	1,020	1,019	1,021	1,019	1,019	1,020	1,021	1,020

Tabela 7 – Perfil de Tensão do Sistema (pu) – Com os Parques Eólicos

Cenários	Subestações 230 kV	Cond. Normal	Contingências							
			SB1-SB2	SB1-SB3	SB1-SB4	SB1-SB5	SB2-SB6	SB6-SB3	SB6-SB7	USN-SB1
Média – Verão – 2023/2024	Subestação 1	1,023	1,013	1,023	1,016	1,009	1,017	1,017	1,016	1,017
	Subestação 2	1,024	1,005	1,024	1,018	1,008	1,018	1,018	1,018	1,020
	Subestação 3	1,023	1,012	1,021	1,016	1,009	1,017	1,017	1,015	1,017
	Subestação 4	1,030	1,024	1,030	1,023	1,024	1,028	1,027	1,027	1,027
	Subestação 5	1,023	1,011	1,023	1,018	1,002	1,019	1,018	1,019	1,018
	Subestação 6	1,021	1,010	1,019	1,014	1,008	1,014	1,006	1,012	1,016
	Subestação 7	1,028	1,026	1,028	1,027	1,026	1,027	1,027	1,027	1,028
	Usina	1,028	1,018	1,028	1,021	1,015	1,023	1,023	1,022	-
Leve – Inverno – 2024	Subestação 1	0,989	0,978	0,986	0,979	0,980	0,988	0,980	0,980	0,988
	Subestação 2	1,004	0,996	1,006	0,995	0,994	1,013	1,001	0,995	1,005
	Subestação 3	0,990	0,980	1,010	0,980	0,981	0,988	0,980	0,980	0,989
	Subestação 4	1,019	1,014	1,018	1,014	1,014	1,019	1,014	1,014	1,021
	Subestação 5	0,994	0,989	0,995	0,988	0,984	0,998	0,991	0,987	0,997
	Subestação 6	0,991	0,981	1,008	0,982	0,982	0,987	0,997	0,979	0,991
	Subestação 7	1,009	1,007	1,011	1,007	1,007	1,008	1,011	1,010	1,010
	Usina	0,995	0,984	0,992	0,985	0,986	0,993	0,986	0,985	-
Média – Verão – 2027/2028	Subestação 1	1,005	0,990	1,001	0,993	0,993	1,003	0,993	0,992	1,028
	Subestação 2	1,016	1,004	1,017	1,006	1,004	1,024	1,011	1,005	1,028
	Subestação 3	1,005	0,991	1,021	0,994	0,994	1,003	0,993	0,992	1,027
	Subestação 4	1,021	1,015	1,020	1,014	1,015	1,021	1,016	1,015	1,023
	Subestação 5	1,003	0,995	1,003	0,996	0,989	1,006	0,998	0,995	1,031
	Subestação 6	1,006	0,992	1,019	0,995	0,995	1,001	1,007	0,991	1,025
	Subestação 7	1,020	1,018	1,022	1,018	1,018	1,019	1,021	1,020	1,028
	Usina	1,010	0,996	1,007	0,998	0,999	1,008	0,999	0,998	-

Da comparação dos resultados apresentados nas tabelas 6 e 7, observa-se que são pequenos os efeitos da integração do parque eólico e, assim, não foram detectados violações nos níveis de tensão das subestações. A maior variação, de 1,3%, foi observada na Subestação 5 na contingência da LT entre as Subestações 1 e 5.

Na Tabela 8 e Tabela 9 são apresentados os carregamentos das linhas de transmissão da área de interesse, também em condição normal de operação e em situações de emergências antes e após a inserção dos parques eólicos.



Tabela 8 – Carregamentos de Linhas (MVA/V) – Sem os Parques Eólicos

Cenários	Linhas 230 kV	Limite MVA (N/E)	Cond. Normal	Contigências						
				SB1-SB2	SB1-SB3	SB1-SB4	SB1-SB5	SB2-SB6	SB6-SB3	SB6-SB7
Média – Verão – 2023/2024	SUB1 - SUB2	550/667	66	0	27	70	69	82	88	66
	SUB1 - SUB3	550/667	103	77	0	99	100	135	158	102
	SUB1 - SUB4	550/667	2x40	2x47	2x35	1x43	2x45	2x43	2x46	2x41
	SUB1 - SUB5	550/667	41	48	38	44	0	44	47	42
	SUB2 - SUB6	270/341	34	56	96	35	36	0	1	32
	SUB6 - SUB3	382/382	55	83	158	60	60	27	0	62
	SUB6 - SUB7	270/341	21	26	43	24	27	25	35	0
Leve – Inverno – 2024	SUB1 - SUB2	550/667	59	0	49	67	67	77	73	60
	SUB1 - SUB3	550/667	133	119	0	125	125	153	164	132
	SUB1 - SUB4	550/667	2x44	2x50	2x29	1x57	2x49	2x46	2x49	2x45
	SUB1 - SUB5	550/667	42	52	31	49	0	48	49	43
	SUB2 - SUB6	270/341	38	50	106	41	41	0	19	40
	SUB6 - SUB3	382/382	41	60	160	53	51	11	0	32
	SUB6 - SUB7	270/341	26	31	53	31	31	29	22	0
Média – Verão – 2027/2028	SUB1 - SUB2	550/667	66	0	23	70	70	83	88	65
	SUB1 - SUB3	550/667	103	77	0	99	101	137	157	99
	SUB1 - SUB4	550/667	2x31	2x39	2x24	1x33	2x38	2x35	2x37	2x32
	SUB1 - SUB5	550/667	43	50	39	46	0	47	47	44
	SUB2 - SUB6	270/341	34	58	97	36	37	0	3	33
	SUB6 - SUB3	382/382	55	83	159	59	59	30	0	65
	SUB6 - SUB7	270/341	16	21	39	18	24	19	36	0

Tabela 9 – Carregamentos de Linhas (MVA/V) – Com os Parques Eólicos

Cenários	Linhas 230 kV	Limite MVA (N/E)	Cond. Normal	Contingências							
				SB1-SB2	SB1-SB3	SB1-SB4	SB1-SB5	SB2-SB6	SB6-SB3	SB6-SB7	USN-SB1
Média – Verão – 2023/2024	SUB1-SUB2	550/667	114	0	107	129	136	141	175	124	66
	SUB1-SUB3	550/667	14	36	0	5	6	64	158	69	103
	SUB1-SUB4	550/667	2x78	2x94	2x76	1x101	2x90	2x84	2x101	2x92	2x40
	SUB1-SUB5	550/667	75	100	72	86	0	84	103	86	41
	SUB2-SUB6	270/341	53	94	62	60	65	0	34	65	34
	SUB6-SUB3	382/382	143	194	158	163	165	96	0	94	55
	SUB6-SUB7	270/341	67	78	72	80	78	76	29	0	21
Leve – Inverno – 2024	SUB1-SUB2	550/667	100	0	87	119	127	127	152	111	59
	SUB1-SUB3	550/667	46	29	0	31	29	80	164	97	133
	SUB1-SUB4	550/667	2x93	2x107	2x86	1x125	2x106	2x97	2x114	2x109	2x44
	SUB1-SUB5	550/667	84	109	77	100	0	93	111	98	42
	SUB2-SUB6	270/341	54	86	72	63	68	0	32	68	38
	SUB6-SUB3	382/382	125	168	159	152	153	83	0	67	41
	SUB6-SUB7	270/341	75	85	86	92	88	82	33	0	26
Média – Verão – 2027/2028	SUB1-SUB2	550/667	113	0	106	128	137	141	174	123	72
	SUB1-SUB3	550/667	20	39	0	11	8	68	156	67	102
	SUB1-SUB4	550/667	2x72	2x89	2x69	1x95	2x85	2x78	2x95	2x85	2x40
	SUB1-SUB5	550/667	74	100	70	85	0	84	102	85	43
	SUB2-SUB6	270/341	53	96	63	60	66	0	32	65	33
	SUB6-SUB3	382/382	141	194	157	161	164	95	0	96	57
	SUB6-SUB7	270/341	61	72	68	73	73	70	25	0	22

Conforme indicado nas Tabelas 8 e 9, não foram encontradas violações nos carregamentos de linhas e transformadores, mesmo quando considerada a integração dos parques eólicos a serem implantados na região de estudo, em todos os cenários analisados.

E por fim, na Tabela 10 e Tabela 11, são apresentadas a geração/absorção de potência reativa nos compensadores síncronos da Subestação 1, em todas as condições simuladas.

Tabela 10 – Geração de Reativos (Mvar) na Subestação 1 (-180 / 300 Mvar) – Sem os Parques Eólicos

Cenários	Cond. Normal	Contingências						
		SB1-SB2	SB1-SB3	SB1-SB4	SB1-SB5	SB2-SB6	SB6-SB3	SB6-SB7
Média – Verão – 2023/2024	-56,5	-36,1	-53,6	-41,6	-26,9	-45,2	-52,9	-44,1
Leve – Inverno – 2024	-89,5	-67,5	-78,6	-69,7	-71,4	-86,8	-77,8	-75,7
Média – Verão – 2027/2028	-25,8	-11,7	-26,4	-18,0	-3,9	-17,8	-25,7	-19,5

Tabela 11 – Geração de Reativos (Mvar) na Subestação 1 (-180 / 300 Mvar) – Com os Parques Eólicos

Cenários	Cond. Normal	Contingências						
		SB1-SB2	SB1-SB3	SB1-SB4	SB1-SB5	SB2-SB6	SB6-SB3	SB6-SB7
Média – Verão – 2023/2024	-69,5	-44,5	-70,4	-51,9	-36,4	-56,3	-56,1	-53,4
Leve – Inverno – 2024	-92,4	-67,6	-85,8	-69,0	-71,6	-89,3	-71,5	-70,6
Média – Verão – 2027/2028	-36,4	-18,8	-40,3	-27,0	-11,8	-27,0	-29,9	-28,4

A Tabela 12 ilustra um comparativo dos carregamentos das linhas da região, antes e depois da entrada em operação dos Parques Eólicos, de forma a resumir os resultados já apresentados nas tabelas anteriores.

Tabela 12 – Comparativo entre Carregamentos de Linhas (%) com e sem os Parques Eólicos

Linhas 230 kV	Média – Verão 2023/2024			Leve - Inverno 2024			Média – Verão 2027/2028		
	Antes	Após	Var.	Antes	Após	Var.	Antes	Após	Var.
SUB1-SUB2	12,2%	20,7%	8,6%	10,7%	18,2%	7,5%	12,0%	20,6%	8,6%
SUB1-SUB3	18,7%	2,7%	-16,0%	24,2%	8,4%	-15,8%	18,7%	3,6%	-15,1%
SUB1-SUB4	5,1%	13,3%	8,2%	9,6%	17,8%	8,2%	3,6%	12,6%	8,9%
SUB1-SUB5	7,5%	13,6%	6,2%	7,6%	15,3%	7,6%	7,8%	13,5%	5,6%
SUB2-SUB6	12,6%	19,6%	7,0%	14,1%	20,0%	5,9%	13,0%	20,0%	7,0%
SUB6-SUB3	14,4%	37,4%	23,0%	10,7%	32,7%	22,0%	14,4%	36,9%	22,5%
SUB6-SUB7	7,8%	24,4%	16,7%	9,6%	27,8%	18,2%	5,9%	22,2%	16,3%

Observa-se, nas Tabelas 10 e 11 a necessidade de absorção de potência reativa pelos Compensadores Síncronos da Subestação 1, em todas as situações avaliadas (condição normal e contingências), considerando ou não a presença dos parques eólicos.

Quando comparado os casos nos quais os parques eólicos estão ou não presentes, mostrado na Tabela 12, observa-se que os elementos que sofrem maiores variações de carregamento (acima de 10%) são as LT 230 kV Subestação 1 – Subestação 3, LT 230 kV Subestação 6 – Subestação 3 e LT 230 kV Subestação 6 – Subestação 7, em todos os casos simulados. Não houve violação de limites de carregamento, mesmo nos casos que apresentaram as maiores variações.

### 4.2.3 Estudos para verificação do atendimento aos requisitos de fator de potência e potência reativa no ponto de conexão

Os limites de geração e absorção de potência reativa e de tensão terminal no ponto de conexão das centrais eólicas são estabelecidos no Submódulo 2.10 (dos Procedimentos de Rede) – Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. Os requisitos estabelecem que a central geradora, no ponto de conexão, deve propiciar os recursos necessários para operar com o fator de potência, indutivo ou capacitivo, dentro dos limites apresentados na Figura 5 e na Figura 6.

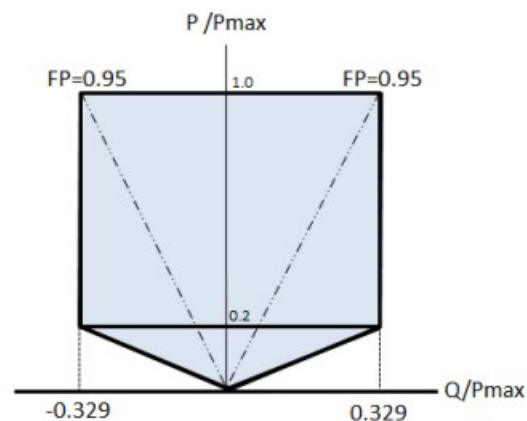


Figura 5 – Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora

**Fonte:** ONS - Procedimentos de Rede: Submódulo 2.10 - Item 5.2.2

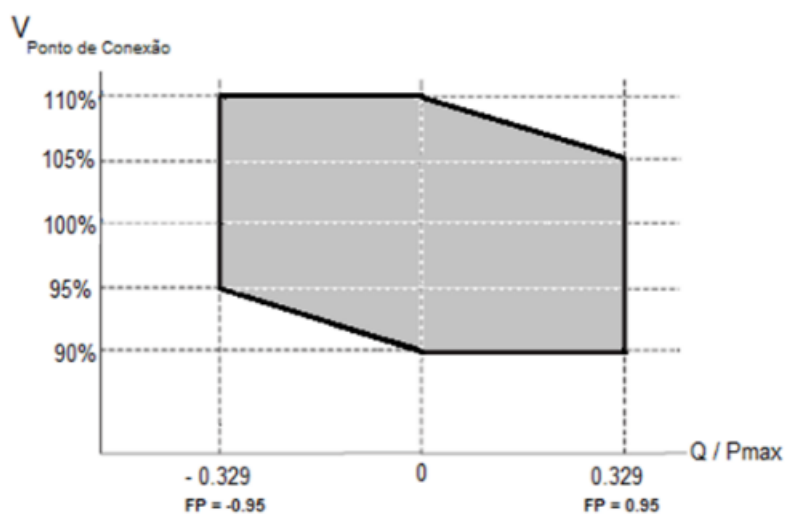


Figura 6 – Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto de conexão.

**Fonte:** ONS - Procedimentos de Rede: Submódulo 2.10 - Item 5.2.5

Nas condições em que os geradores não estejam produzindo potência ativa, a central de geração eólica ou fotovoltaica deve ter recursos de controle para disponibilizar ao SIN sua capacidade de geração/absorção de potência reativa, observando o requisito de propiciar injeção/absorção nula no ponto de conexão, como indicado na Figura 5.

Ressalta-se que os recursos de potência reativa da central geradoras devem viabilizar a operação em três modos de controle distintos: controle de tensão, controle de potência reativa e controle de fator de potência. O controle normal é o modo de controle de tensão no barramento coletor dos aerogeradores, visando contribuir com a manutenção do perfil de tensão do sistema dentro das faixas aceitáveis em condições normais ou de emergência. Em função das necessidades do sistema, a central geradora pode ser solicitada pelo ONS a operar no modo de controle de potência reativa ou no modo de controle de fator de potência no seu ponto de conexão.

Os aerogeradores tem a capacidade de gerar e absorver potência reativa, respeitada a curva de capacidade. A faixa de potência reativa associada a cada aerogerador é de -1380 kvar a 1380 kvar para geração de potência ativa até 4200 kW. A mesma faixa de potência reativa está disponível para a operação dos aerogeradores em potencia ativa nula.

A seguir são apresentados os resultados para o estudo relacionado ao atendimento dos requisitos de fator de potência no ponto de conexão. Na Figura 7 estão ilustrados os elementos das instalações, a Subestação 1 (ponto de conexão) e as barras e equivalentes das Usina Eólicas 1, 2 e 3. Embora o diagrama da Figura 7 represente a rede de 34,5 kV de forma equivalente, os estudos para a verificação dos requisitos de fator potência contemplaram a modelagem detalhada do parque com a representação individualizada de cada aerogerador.

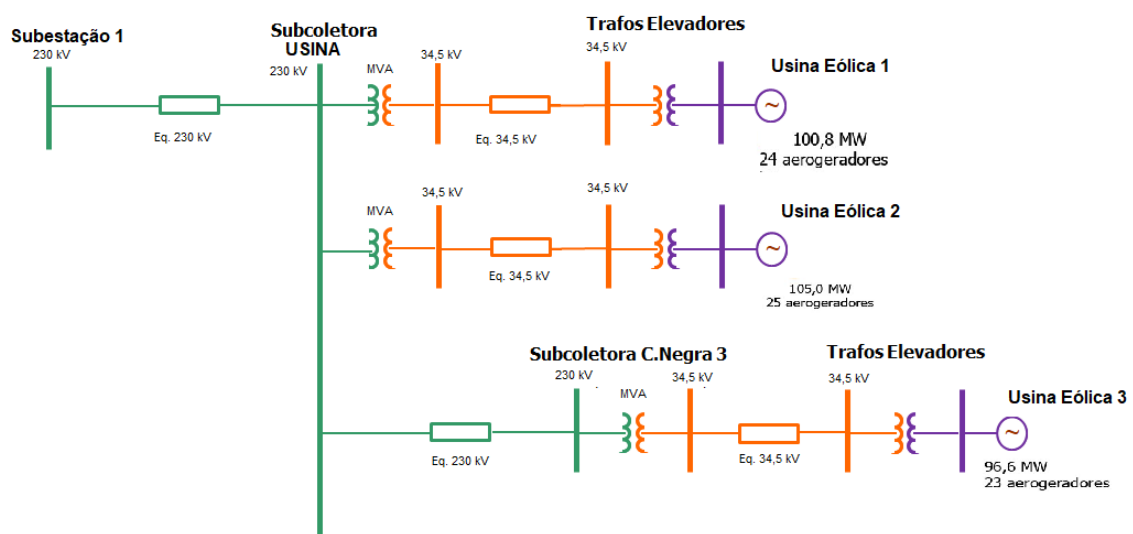


Figura 7 – Exemplar simplificado dos parques eólicos no SIN.

Fonte: De autoria própria.

#### 4.2.3.1 Fator de Potência Capacitivo no Ponto de conexão

Na Tabela 13 são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência correspondentes à condição em que aerogeradores estão gerando potência ativa nominal e fornecendo potência reativa máxima (fator de potência de 0,95), considerando ainda a tensão de 0,900 pu no ponto de conexão. Ressalta-se que a condição de tensão examinada (0,90) é a mais crítica para este caso e resulta em resultados conservadores.

Como resultado, tem-se um fator de potência de 0,98 capacitivo no barramento de 230 kV da Subestação 1 (Barra 1), devido aos limites de capacidade dos aerogeradores, as máquinas só conseguem gerar 1,38 Mvar de potência reativa, apresentando, assim, um deficit de 35 Mvar para atendimento pleno ao requisito de fornecimento de potência reativa da central geradora no ponto de conexão. Faz-se necessário, portanto, a instalação de um banco de capacitores para atendimento do requisito. Vale ressaltar que caso haja necessidade de instalação de filtros para harmônicos, esses podem suprir parte da potência reativa necessária para o atendimento do requisito do fator de potência.

Tabela 13 – Verificação do requisito de fator de potência capacitivo no ponto de conexão

Barra	Conexão com a barra	Tensão (pu)	Potência Reativa (Mvar)	Potência Reativa por máquina (Mvar)	Potência Ativa (MW)
Subestação 1	USINA	0,900	-61,6		-293,9
USINA	EOL 1		-22,1		-99
	EOL 2	0,921	-31,3		-102,3
	Subcoletora		-24,2		-94,6
EOL 1	USINA	0,999	33,12	1,38	100,8
EOL 2	USINA	0,997	34,5	1,38	105,0
EOL 3	Subcoletora	1,003	31,74	1,38	96,6
Subcoletora	USINA	0,924	-23,9		-94,7

#### 4.2.3.2 Fator de Potência Indutivo no Ponto de Conexão

Na Tabela 14, são apresentados os resultados da simulação de fluxo de potência correspondente à condição em que os aerogeradores estão gerando potência ativa nominal e absorvendo potência reativa suficiente para prover fator de potência de 0,95 indutivo no ponto de conexão. Considera-se, neste caso, tensão de 1,100 pu no barramento de 230 kV da Subestação 1(Barra 1). Ressalta-se que a condição de tensão examinada (1,100) é a mais crítica para este caso e sucedendo em resultados conservadores, pois a tensão operativa máxima para sistemas de 230 kV é de 1,05 pu. Conforme verificado, o requisito de absorção de potência reativa da central geradora no ponto de conexão é atendido sem necessidade da instalação de equipamentos adicionais.

Tabela 14 – Verificação do requisito de fator de potência indutivo no ponto de conexão

Barra	Conexão com a barra	Tensão (pu)	Potência Reativa (Mvar)	Potência Reativa por máquina (Mvar)	Potência Ativa (MW)
Subestação 1	USINA	1,100	96,6		-294,6
USINA	EOL 1	1,087	34,3		-99
	EOL 2		26,3		-102,5
	Subcoletora		29,1		-94,6
EOL 1	USINA	1,010	-24	-1	100,8
EOL 2	USINA	1,005	-25	-1	105,0
EOL 3	Subcoletora	1,087	-23,0	-1	-94,7
Subcoletora	USINA	1,013	29,9		96,6

## 4.2.3.3 Injeção e/ou Absorção de potência reativa nula no Ponto de Conexão

Na Tabela 15 são apresentados os dados do fluxo de potência correspondentes à condição em que os aerogeradores não estão produzindo potência ativa (ventos com velocidade inferior à velocidade mínima para funcionamento da turbina). Levando em conta os dados da tabela é visto que os aerogeradores estão absorvendo potência reativa suficiente para anular a injeção no ponto de conexão, considerando a tensão de 1,000 pu no barramento de 230 kV da Subestação 1(Barra 1). Ressalta-se que a condição de tensão examinada (1,100) é a mais crítica para este caso e resultando em resultados conservadores, pois a tensão operativa máxima para sistemas de 230 kV é de 1,05 pu. Assim, o requisito de injeção/absorção de potência reativa nula no ponto de conexão, considerando despacho de potência ativa nula nos aerogeradores, é atendido sem necessidade da instalação de equipamentos de compensação.

Tabela 15 – Verificação do requisito de injeção/absorção de potência reativa nula no ponto de conexão, sem despacho de potência ativa

Barra	Conexão com a barra	Tensão (pu)	Potência Reativa (Mvar)	Potência Reativa por máquina (Mvar)	Potência Ativa (MW)
Subestação 1	USINA	1,000	8,7		0
USINA	EOL 1	0,999	7,5		0
	EOL USINA		-2,5		0
	Subcoletora		3,7		0
EOL 1	USINA	0,992	-14,4	-0,6	0
EOL 2	USINA	1,001	-14	-0,6	0
EOL 3	Subcoletora	0,999	-13,8	-0,6	0
Subcoletora	USINA	0,994	4,7		0

#### 4.2.4 Estudos de Variação de Tensão

A ocorrência de contingências produz variações na tensão do sistema elétrico. O desligamento intempestivo da usina, por exemplo, pode resultar em variações de tensão proibitivas no sistema elétrico. Dessa forma, o Operador exige que, na hipótese do desligamento total da usina, não ocorram variações de tensão superiores a 5% da tensão nominal de operação nas barras de Rede Básica em que haja acesso de agentes de distribuição ou de consumidores.

As análises a seguir têm o objetivo de apresentar as variações de tensão no barramento de 230 kV da Subestação 1, provocadas pela desconexão total dos parques eólicos previstos para se integrarem nesta subestação, gerando previamente à plena potência (302,4 MW). Os resultados apresentados na Tabela 16 representam as condições de regime permanente após a desconexão dos parques (desligamento da LT 230 kV Usina – Subestação 1), sem atuação dos controles do OLTC (*On-load tap changer*, em inglês), para todo o horizonte de análise, com fator de potência unitário no ponto de conexão.

Tabela 16 – Variação de tensão por desconexão no ponto de conexão (%)

Cenários	Tensão p.u.		
	Antes	Pós-desconexão	Variação (%)
Média Verão 2023/2024	1,023	1,015	-0,8
Leve Inverno 2024	0,989	0,988	-0,1
Média Verão 2027/2028	1,036	1,024	-1,2

Diante dos resultados, considerando o Complexo Eólico gerando à plena potência (302,4 MW) e com fator de potência unitário no ponto de conexão, verifica-se que não ocorrem variações de tensão superiores a 5% no barramento de 230 kV da Subestação 1, após a desconexão total da geração.

### 4.3 Estudos de Curto-Circuito

Um estudo de curto-circuito é uma análise do sistema elétrico que determina os valores de corrente que fluem durante uma falha elétrica. A comparação dos resultados com as especificações dos equipamentos é o primeiro passo para garantir que o sistema de energia esteja protegido com segurança.

Uma vez que a corrente de curto-circuito é conhecida, um estudo de coordenação de proteção é necessário para determinar as características e configurações ideais dos dispositivos de proteção do sistema de energia.



Os estudos de curto-circuito fornecem subsídios para cálculos de equivalentes da rede; para o dimensionamento elétrico e mecânico de disjuntores, chaves seccionadoras, barramentos, linhas de transmissão, transformadores, aterramento de instalações e outros equipamentos; para a especificação de transformadores de corrente, bobinas de bloqueio e sistemas de proteção; e para os estudos relativos ao ajuste e coordenação da proteção.

Em particular, os estudos apresentados nesta seção determinam os níveis de curto-circuito monofásico, trifásico e bifásico-terra, e a relação X/R para as barras da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão (DIT). O objetivo desta etapa é verificar a possível superação de equipamentos diante da entrada em operação dos parques eólicos em estudo. A Base de Dados utilizada consiste em uma base de dados evolutiva com os equipamentos que efetivamente estão disponíveis para operação e cujos parâmetros são informados pelos agentes.

### 4.3.1 Resultados da análise de Curto-Circuito

A seguir estão apresentadas as correntes de curto-circuito máximas nos barramentos das subestações da região de interesse, no período anterior e posterior à entrada em operação dos parques eólicos.

Nas simulações de curto-circuito, os aerogeradores foram representados de forma equivalente por meio do modelo específico (DEOL) para representação de usinas eólicas no programa ANAFAS. Optou-se por considerar a tensão mínima ( $V_{min}$ ) do modelo DEOL igual a zero, ou seja, o aerogerador não é desconectado em nenhuma condição nas simulações, conduzindo a resultados conservadores em relação à contribuição para o curto-circuito.

Na Tabela 17, 18, 19 e 20 são apresentados os níveis das correntes de curto-circuito máximas nos barramentos das subestações da região de interesse, no período anterior e posterior à entrada em operação dos parques eólicos.

Tabela 17 – Níveis de Curto-Circuito nas Subestações - Corrente de Curto-Circuito Trifásico ( $3\phi$ ) Dezembro 2023

Subestação	Barramento (kV)	Capacidade dos Disjuntores (kA)	Configuração Dezembro 2023		
			Antes da entrada dos Parques Icc (kA)	Após a entrada dos Parques Icc (kA)	Variação (%)
SUB 2	230	25	5,91	6,16	4,2
	69	20	7,82	7,84	0,3
SUB 7	230	40	7,68	7,69	0,13
	69	31,5	6,95	6,95	0,0
SUB 6	230	40	6,94	7,62	9,8
	69	31,5	5,04	5,05	0,2
SUB 1	230	40	8,58	9,72	13,3
SUB 5	230	40	6,2	6,36	2,6
SUB 4	230	25	9,75	9,96	2,2
	69	N.D.	12,27	12,27	0,0

N.D. – Não disponível

Tabela 18 – Níveis de Curto-Circuito nas Subestações - Corrente de Curto-Circuito Monofásico ( $1\phi$ ) Dezembro 2023

Subestação	Barramento (kV)	Capacidade dos Disjuntores (kA)	Configuração Dezembro 2023		
			Antes da entrada dos Parques Icc (kA)	Após a entrada dos Parques Icc (kA)	Variação (%)
SUB 2	230	25	6,07	6,09	0,3
	69	20	10,48	10,48	0,0
SUB 7	230	40	7,11	7,11	0,0
	69	31,5	9,14	9,14	0,0
SUB 6	230	40	6,5	6,61	1,7
	69	31,5	6,52	6,52	0,0
SUB 1	230	40	9,46	10,13	7,1
SUB 5	230	40	6,15	6,15	0,0
SUB 4	230	25	9,32	9,32	0,0
	69	N.D.	16,02	16,02	0,00

N.D. – Não disponível

Tabela 19 – Níveis de Curto-Circuito nas Subestações - Corrente de Curto-Circuito Trifásico ( $3\phi$ ) Dezembro 2027

Subestação	Barramento (kV)	Capacidade dos Disjuntores (kA)	Configuração Dezembro 2027		
			Antes da entrada dos Parques Icc (kA)	Após a entrada dos Parques Icc (kA)	Variação (%)
SUB 2	230	25	5,92	6,16	4,1
	69	20	7,82	7,85	0,4
SUB 7	230	40	7,69	7,7	0,1
	69	31,5	6,96	6,96	0,0
SUB 6	230	40	6,94	7,62	9,8
	69	31,5	5,04	5,05	0,2
SUB 1	230	40	8,59	9,72	13,2
SUB 5	230	40	6,21	6,36	2,4
SUB 4	230	25	9,77	9,97	2,0
	69	N.D.	12,27	12,27	0,0

N.D. – Não disponível

Tabela 20 – Níveis de Curto-Circuito nas Subestações - Corrente de Curto-Circuito Monofásico ( $1\phi$ ) Dezembro 2027

Subestação	Barramento (kV)	Capacidade dos Disjuntores (kA)	Configuração Dezembro 2027		
			Antes da entrada dos Parques Icc (kA)	Após a entrada dos Parques Icc (kA)	Variação (%)
SUB 2	230	25	6,08	6,09	0,2
	69	20	10,48	10,48	0,0
SUB 7	230	40	7,12	7,12	0,0
	69	31,5	9,14	9,14	0,0
SUB 6	230	40	6,5	6,61	1,7
	69	31,5	6,52	6,52	0,0
SUB 1	230	40	9,46	10,13	7,1
SUB 5	230	40	6,15	6,15	0,0
SUB 4	230	25	9,32	9,33	0,1
	69	N.D.	16,02	16,02	0,0

N.D. – Não disponível

Diante dos resultados apresentados, observa-se que as variações dos níveis de curto-circuito nas barras vizinhas ao ponto de conexão (Subestação 1) foram relativamente baixos. As maiores variações (13,3%) foram observadas na SUB1, na condição de curto-circuito trifásico no caso de Dezembro 2023. Não são esperados problemas de superação de equipamentos por corrente de curto-circuito simétrica na entrada de operação dos parques eólicos.

As solicitações de curto-circuito nos barramentos das subestações da região foram inferiores a capacidade de interrupção dos disjuntores de menor capacidade. Embora não

estejam disponíveis informações sobre todas as capacidades de disjuntores, as variações dos níveis de curto circuito desses casos foram praticamente nulas.

## 4.4 Estudos de Estabilidade Eletromecânica

Os estudos de estabilidade eletromecânica examinam a capacidade de um sistema elétrico alcançar um novo ponto de operação quando da ocorrência de distúrbios. Neste sentido, podem indicar a necessidade do emprego e/ou do ajuste das proteções para perda de sincronismo, no intuito de promover o bloqueio ou a permissão de atuação seletiva dos equipamentos de manobra. Desse modo, minimizam-se os reflexos de distúrbios sobre o sistema que provoquem colapso de tensão ou instabilidade entre as áreas decorrentes da perda parcial ou total de interligações elétricas. As condições de carga, geração e configuração do sistema a serem utilizadas como condições iniciais nos casos de análise de estabilidade eletromecânica devem ser aquelas que caracterizem condições normais.

Na modelagem do sistema devem ser representados elementos cujas as malhas de controle atuam com constantes de tempo compatíveis com as dinâmicas associadas aos fenômenos eletromecânicos.

Os tempos indicativos de eliminação do defeito são apresentados na Tabela 21 e tem como base critérios preconizados pelos Procedimentos de Rede.

Tabela 21 – Tempos indicativos de eliminação de defeitos

Tensão nominal de operação (kV)	Tempo de eliminação (ms)	
	Sem falha do disjuntor	Com falha do disjuntor
525	100	250
230	150	500
138	150	500

**Fonte:** ONS - Procedimentos de Rede: Submódulo 2.3

### 4.4.1 Critérios para estudos de estabilidade eletromecânica (ONS, 2022)

Para o estudo, a resposta do sistema de potência deve ser transitória e dinamicamente estável. Assim, em qualquer condição de carga, o sistema deve permanecer estável para aberturas intempestivas com ou sem aplicação de curtos-circuitos monofásicos (maior probabilidade de ocorrência) sem religamento, ainda que haja perda de algum dos elementos do sistema de transmissão, inclusive transformadores.

No caso das contingências simples, que provocam aberturas de parte ou da totalidade das interligações elétricas entre as áreas do SIN, os subsistemas resultantes dessas desinterligação devem se manter estáveis. Além disso, o sistema não deve estar sujeito a riscos de sobrecargas inadmissíveis em equipamentos, violação de faixas de tensão ou desligamentos indesejáveis dos elementos da rede ou da carga.

Para avaliação da estabilidade eletromecânica, a tensão mínima na primeira oscilação pós-distúrbio não pode ser inferior a 60% da tensão nominal de operação e a tensão mínima nas demais oscilações pós-distúrbio não pode ser inferior a 80% da tensão nominal. Já a máxima variação de tensão entre o instante inicial e final da simulação dinâmica deve ser inferior a 10% da tensão. Por fim, a amplitude máxima das oscilações de tensão eficaz pico a pico deve ser de 2% em valor absoluto, após 10 segundos da eliminação do distúrbio.

As tensões nos barramentos devem permanecer dentro dos limites pré estabelecidos, tanto em condições normais de operação quanto em estado de emergência. A variação permitida tem como base a tensão nominal de operação e frequência operacional. Na Tabela 5, dos estudos de Regime Permanente, explicita-se os limites de tensão nos barramentos que devem ser obedecidos.

Além disso, a frequência nos barramentos deve obedecer certos limites descritos na Tabela 22.

Tabela 22 – Níveis aceitáveis para oscilações de frequência em regime dinâmico

Frequência Nominal (Hz)	Limites de Frequência (Hz)		Observações
	Mínimo	Máximo	
60	57	63	Limites associados a presença de máquinas térmicas.
	56	66	Limites associados a presença de usinas hidrelétricas.
	56	63	Limites associados a presença de usinas eólicas e fotovoltaicas.

**Fonte:** ONS - Procedimentos de Rede: Submódulo 2.3

#### 4.4.2 Eventos Simulados

Para a realização das análises de estabilidade, utilizaram-se os casos de fluxo de potência dos estudos de regime permanente, sendo selecionados os cenários da Tabela 23, utilizados como condições iniciais.

Tabela 23 – Lista de casos analisados nos estudos de estabilidade

Patamar de Carga	Cenário
Leve	2024 – Inverno
Média	2027/2028 – Verão

Assim como nos estudos de Fluxo de Potência, os dados utilizados para o estudos de estabilidade eletromecânica, compostos por dados de geradores e controladores do sistema brasileiro, são disponibilizados pelo ONS. Essa base de dados foi complementada com os modelos de simulação dos aerogeradores fornecidos pelo fabricante no formato do programa ANATEM.

Os aerogeradores a serem implantados no empreendimento utilizam máquinas síncronas (geradores de ímã permanente). O modelo dos aerogeradores foi fornecido no formato do programa ANATEM pelo próprio fabricante, no formato “.cdu”.

Foram analisados eventos de curto-circuito monofásico seguido de abertura permanente de linhas de transmissão, selecionados a partir das contingências avaliadas no estudo de regime permanente. Para faltas no sistema de 230 kV adotou-se um tempo de 150 ms de duração até a eliminação do defeito, conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede .

Tabela 24 – Contingências analisadas

Contingência	Curto em	Abertura	Referência
1	Subestação 1 230kV	Subestação 1 - Subestação 2	SUB 1 - SUB 2
2	Subestação 1 230kV	Subestação 1 - Subestação 3	SUB 1 - SUB 3
3	Subestação 2 230 kV	Subestação 2 - Subestação 6	SUB 2 - SUB 6

A seguir serão apresentadas as curvas referentes às simulações da contingência 1 para ambos os patamares de carga. Os resultados das demais contingências analisadas estão no Anexo A.

#### 4.4.2.1 Patamar de Carga Leve - Contingencia 1

Na Figura 8 é comparado o ângulo (em graus) das máquinas síncronas eletricamente mais próximas ao novo empreendimento em relação a Usina Hidrelétrica Ilha Solteira.

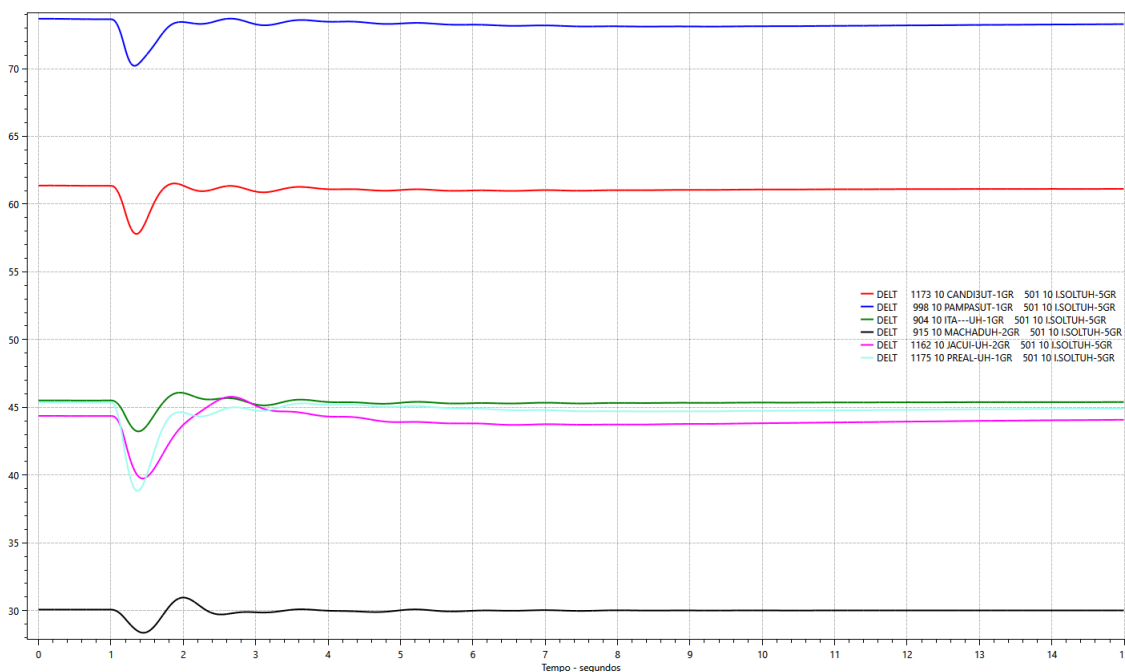


Figura 8 – Ângulo das máquinas em relação a UHE I. Solteira (em graus) - Contingência 1 Leve

Na Figura 9 apresenta-se a tensão (pu) das Subestações relevantes na área de interesse.

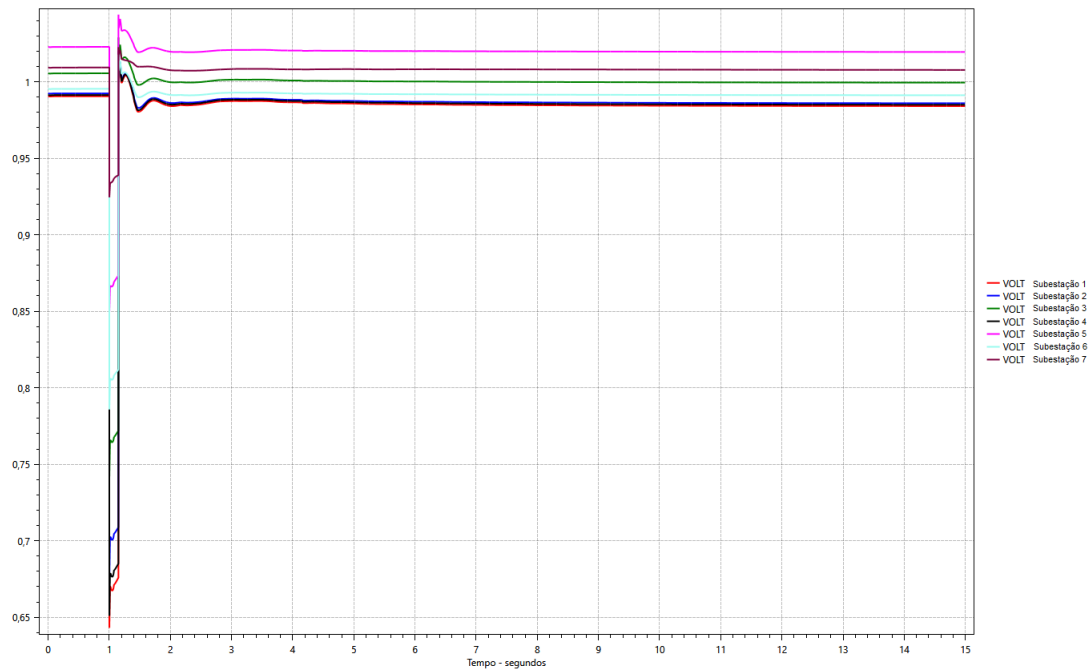


Figura 9 – Tensões nas subestações (pu) - Contingência 1 Leve

A Figura 10 apresenta a variação na frequência (Hz) de algumas máquinas de interesse do sistema elétrico.

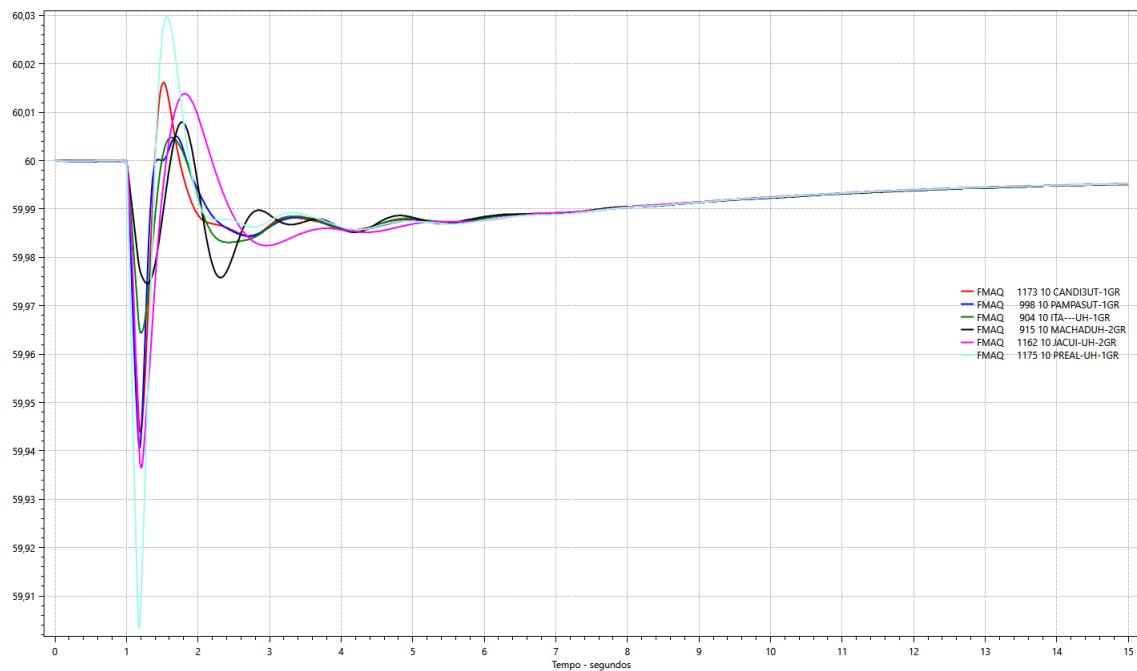


Figura 10 – Frequência das máquinas (Hz) - Contingência 1 Leve

A Figura 11 apresenta a potência ativa (MW) e reativa (Mvar) da Usina Eólica estudada.

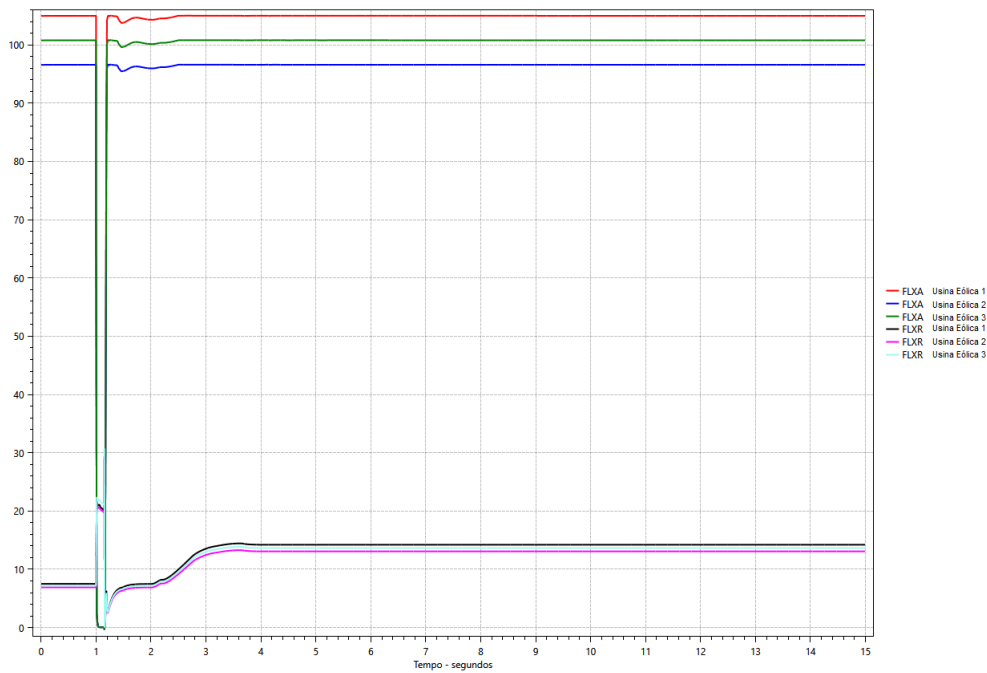


Figura 11 – Geração de Potência ativa(MW) e reativa(Mvar) das Usina - Contingência 1 Leve

#### 4.4.2.2 Patamar de Carga Média - Contingencia 1

A Figura 12, Figura 13, Figura 14 e Figura 15, assim como explicado na Subseção anterior, representam o ângulo das máquinas, as tensões das subestações, a variação na frequência e a potência ativa e reativa, respectivamente.



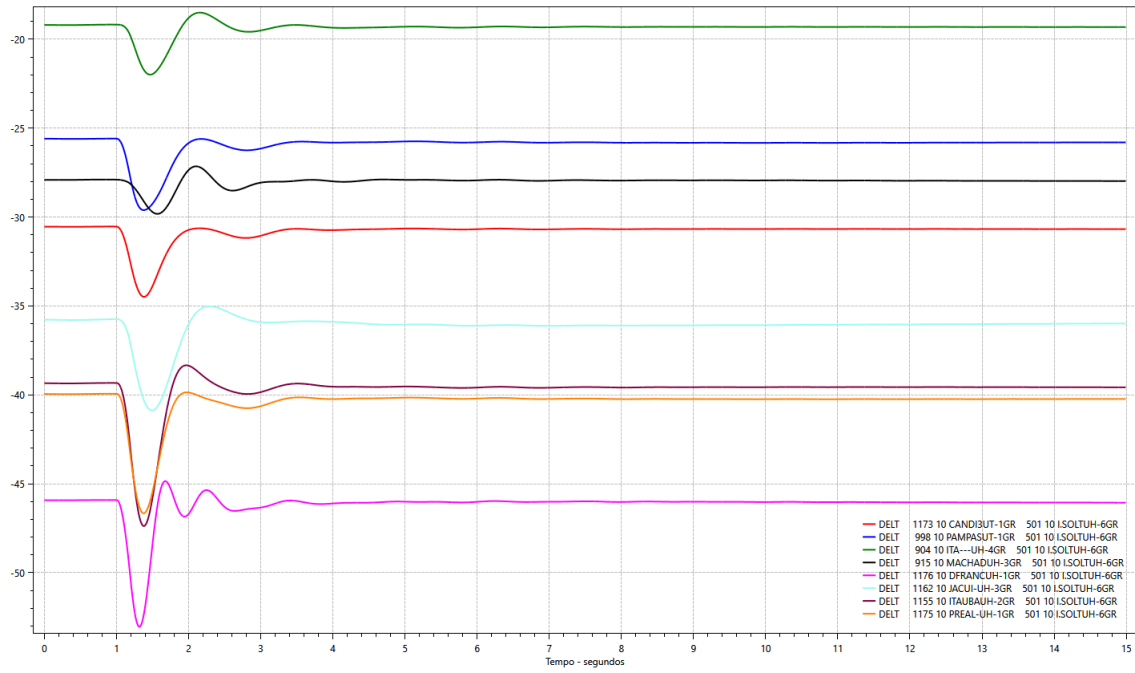


Figura 12 – Ângulo das máquinas em relação a UHE I. Solteira (em graus) - Contingência 1 Média

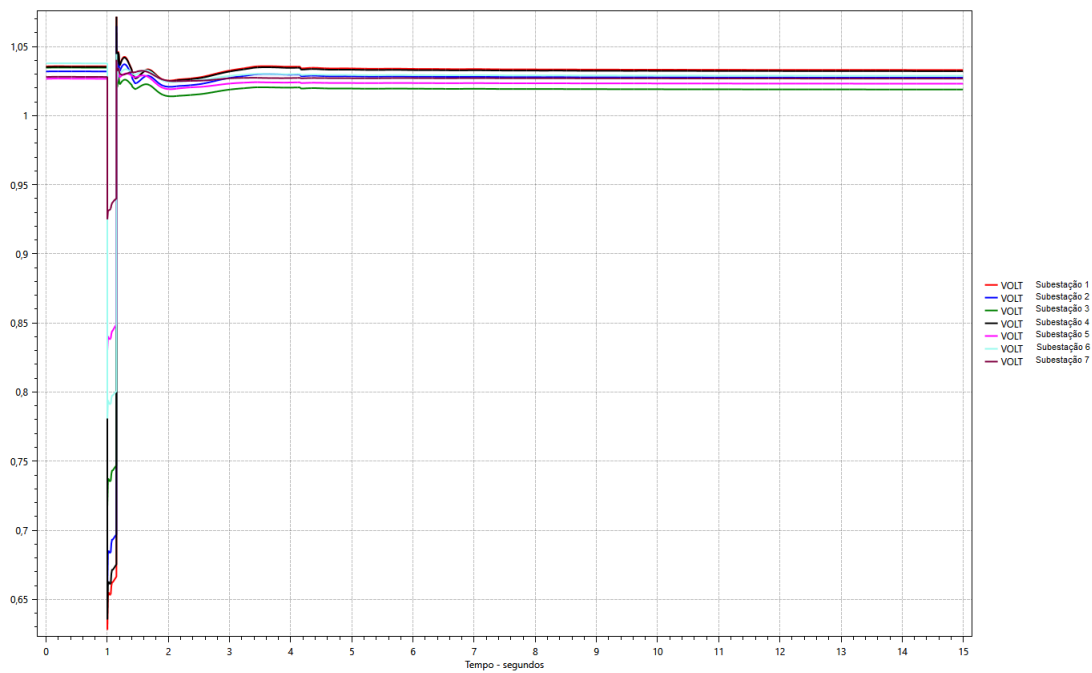


Figura 13 – Tensões nas subestações (pu) - Contingência 1 Média

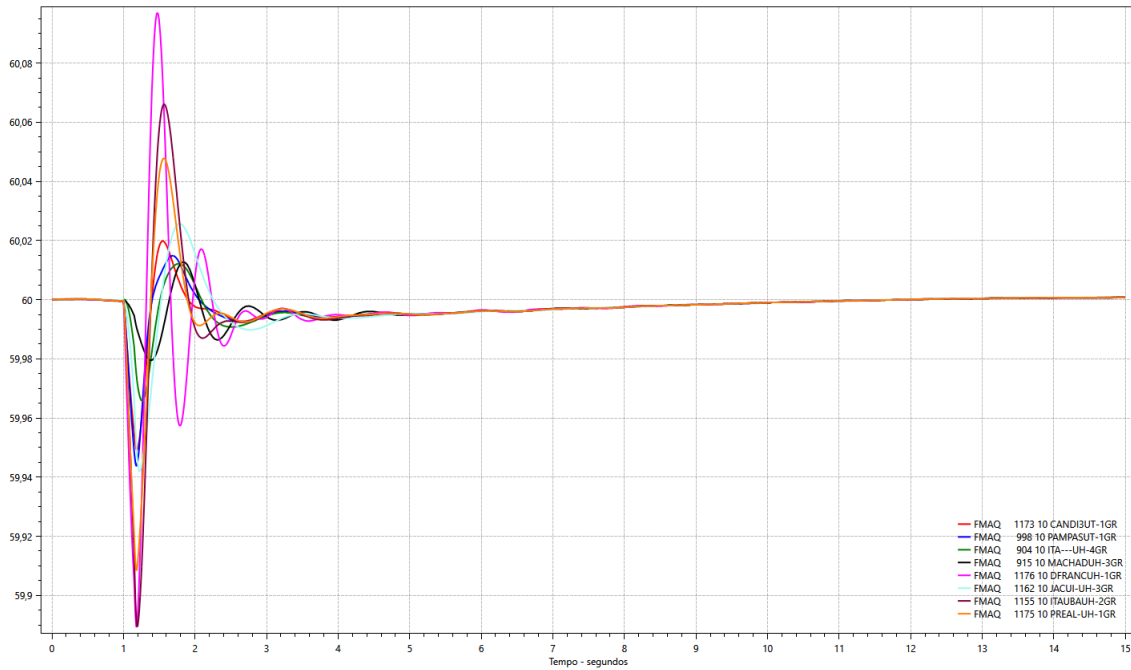


Figura 14 – Frequência das máquinas (Hz) - Contingência 1 Média

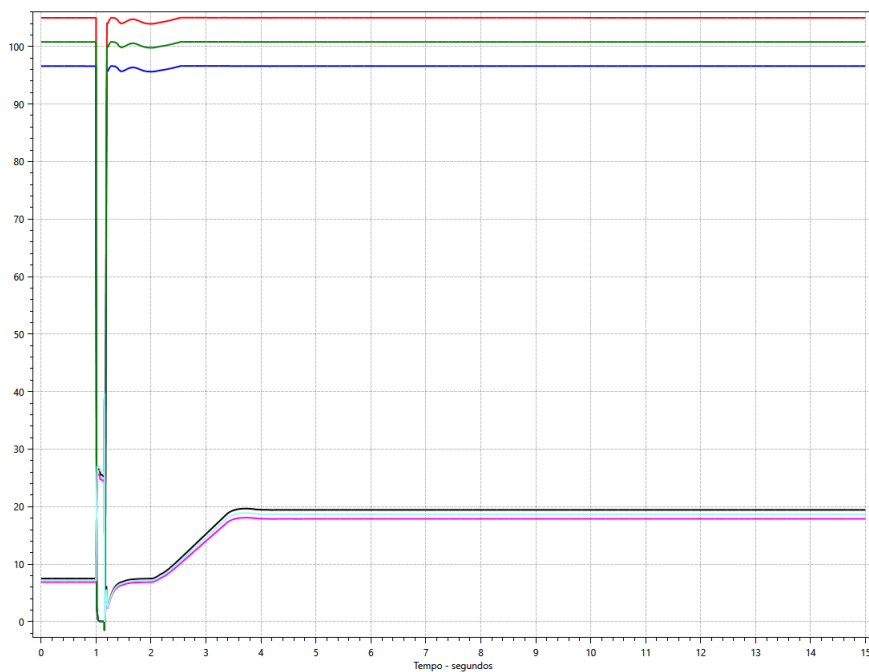


Figura 15 – Potência ativa e reativa (MW e Mvar) - Contingência 1 Média

Por meio dos gráficos exibidos, percebe-se que a potência reativa injetada pelos aerogeradores aumentou após a contingência, em função da queda de tensão e pelo fato dos aerogeradores estarem no modo de controle de tensão. Esta modalidade de controle é recomendado pelo ONS nos Procedimentos de Rede.

Com os resultados apresentados, constata-se que o sistema é estável diante de todas as contingências simuladas, apresentando bom comportamento com relação ao amortecimento nas respostas, com recuperação satisfatória da potência elétrica após as contingências, para todos os cenários analisados.

## 4.5 Estudos de Qualidade de Energia Elétrica

Os estudos de Qualidade de Energia Elétrica não fizeram parte do escopo deste trabalho. Não obstante, serão aqui indicados para que o leitor disponha de uma visão geral dos estudos de acesso.

Esses estudos tem como objetivo verificar o atendimento aos requisitos dos Procedimentos de Rede de instalações que contenham elementos cujas características não lineares ou especiais possam vir a ocasionar distorções relativas à Qualidade de Energia Elétrica (QEE) na Rede Básica.

Dentro disso, os requisitos mínimos para atuação dos parques eólicos na região são definidos por indicadores de qualidade de energia elétrica (ONS, 2022), sendo eles:

- Indicadores de continuidade de serviço;
- Indicadores de frequência;
- Indicadores de tensão de atendimento em regime permanente;
- Indicadores de desempenho da flutuação, desequilíbrio e distorção harmônica de tensão;
- Indicadores de Variação de Tensão de Curta Duração.

Com esses indicadores é possível realizar as análises do desempenho de qualidade de energia elétrica relativas à integração de empreendimentos ao SIN, bem como indicar as condições para entrada em operação desses complexos.

## 4.6 Conclusões dos Estudos

Com base nos estudos realizados neste trabalho, com a integração do empreendimento da Usina Eólica de 302,4 MW na barra da Subestação 1, conclui-se que:

Quanto aos estudos de regime permanente, durante o período analisado, não foram encontradas violações nos níveis de tensão das subestações, tanto em condições normais como em condições de contingência simples (n-1), considerando a presença ou ausência dos parques eólicos em todos os cenários analisados. Adicionalmente, não foram detectadas

sobrecargas inadmissíveis em relação aos carregamentos de linhas e transformadores da região do sistema, em todos os cenários estudados.

Adicionalmente, observa-se que os parques atendem plenamente aos requisitos de fator de potência indutivo ( $FP = 0,95$  com potência ativa nominal) e injeção/absorção de potência reativa nula no ponto de conexão (com potência ativa nula). Já o requisito de fator de potência capacitivo no ponto de conexão é atendido de forma parcial ( $FP = 0,98$  com potência ativa nominal), havendo um déficit de aproximadamente 35 Mvar para atendimento pleno deste requisito. Apesar do atendimento parcial ao requisito de fator de potência capacitivo no ponto de conexão e a necessidade de instalação de um banco de capacitores, é possível verificar pelas análises de regime permanente, que o sistema elétrico da região apresenta recursos suficientes para o controle de tensão do sistema.

No que tange os estudos de variação de tensão, mostra-se que a desconexão total e simultânea de todos os parques eólicos conectados no barramento da Subestação 1 não provoca variações de tensão superiores a 5% na Rede Básica, quando os parques estão operando a plena potência e com fator de potência unitário no ponto de conexão.

No Estudo de Curto-Circuito, as solicitações de curto-circuito nos barramentos das subestações da região, provocadas pela conexão dos parques eólicos, são inferiores à capacidade de interrupção dos disjuntores das subestações, não sendo verificado indicativo de superação de equipamentos nas subestações da área em estudo.

Na estabilidade eletromecânica do sistema, o SIN apresenta-se estável diante de todas as contingências simuladas, apresentando bom comportamento com relação ao amortecimento nas respostas, para todos os cenários analisados, com a existência dos parques eólicos. Verificou-se ainda que todos os critérios relativos às tensões nas barras (sobretensões dinâmicas, tensão pós-distúrbio e variações de tensão), bem como os critérios referentes à frequência das máquinas, foram atendidos.

## 5 Conclusão

Este trabalho buscou relacionar as etapas necessárias para uma solicitação de acesso de um parque eólico, ou seja, o documento que atesta a viabilidade sistêmica da conexão do empreendimento no ponto pleiteado. Foram apresentados os requisitos necessários para adquirir o parecer de acesso, passando pelas disposições gerais, informações básicas, os passos para cadastrar e admitir o empreendimento pelo ONS, com suas respectivas autorizações perante os órgãos necessários.

Dentro dos requisitos para o parecer, demonstrou-se a necessidade de estudos elétricos: Estudo de Fluxo de Potência, Estudo de Curto- Circuito, Estudo de Estabilidade Eletromecânica e o Estudo de Qualidade de Energia. Para os três primeiros tipos de estudos, caracterizados como estudos à frequência fundamental, foram explanadas as premissas, os critérios e as metodologias associados, e também os requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. Estes estudos foram tratados no estudo de caso, apresentando os dados, casos e resultados reais de um empreendimento eólico localizado no Sul do país.

Os objetivos propostos para o presente trabalho foram atingidos. A disponibilidade de materiais abrangentes sobre o tema, na forma como este trabalho se propôs a apresentá-las, é, de certa forma, restrita aos acessantes e ao ONS. Apesar de existirem muitas referências na internet, em geral seu conteúdo trata de segmentos específicos do assunto. A concatenação em sequência lógica e acessível para exposição nesta obra provou ser um grande desafio.

### 5.1 Sugestão Para Trabalhos Futuros

Para trabalhos futuros, sugere-se a abordagem mais aprofundada dos tópicos relacionados à alta penetração de geração baseada em conversores, visto que é uma grande vertente vigente das novas solicitações de acesso. Além disso, recomenda-se um estudo completo de Qualidade de Energia, por meio de um trabalho que aborde exclusivamente este tema.



# Referências

- MATIAS, Lindemberg Samuel de Brito. Evolução da matriz elétrica brasileira e os impactos em decorrência da integração das fontes eólica e solar em larga escala. 2021. Citado na página 25.
- GROGRAN, S. Electromagnetic transient simulation models for large-scale system impact studies in power systems having a high penetration of inverter-connected generation. 2022. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 33.
- CALSAN, Marcelo. Análise de desempenho dinâmico de sistemas de excitação para geradores síncronos em plantas de geração distribuída. Universidade de Campinas-UNICAMP. 2011. Citado na página 25.
- FINKLER, Alcedir Luis et al. A necessidade de regulamento de interconexão para microgeração por máquinas síncronas e assíncronas. Revista de Ciência e Inovação, v. 6, n. 1, 2021. Citado na página 25.
- MATEVOSYAN, Julia et al. A future with inverter-based resources: Finding strength from traditional weakness. IEEE Power and Energy Magazine, 2021. Acesso em: 20 mar. 2023. Citado na página 25.
- IEA. Renewable electricity generation by source (non-combustible), World 1990-2020. 2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=RenewGenBySource>> Acesso em: 19 jan. 2023. Citado na página 26.
- ABSOLAR. Energia solar supera eólica e vira 2<sup>a</sup> maior fonte do país. 2023. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/noticia/energia-solar-supera-eolica-e-vira-2a-maior-fonte-do-pais-veja-desafios-para-2023/>> Acesso em: 18 jan. 2023. Citado na página 26.
- AGÊNCIA BRASIL. Capacidade de geração de energia eólica deve bater recorde neste ano. 2023. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2023-04/capacidade-de-geracao-de-energia-eolica-deve-bater-recorde-neste-ano>> Acesso em: 25 maio 2023. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 34.
- ABEEólica. Associação Brasileira De Energia Eólica E Novas Tecnologias Onshore Offshore. Annual Wind Energy Report. 2021. Citado na página 26.
- ONS. Histórico de geração. 2022. Disponível em: <[https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao\\_energia.aspx](https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx)> Acesso em: 19 jan. 2023. Citado na página 27.

- ANEEL. Resolução Normativa ANEEL N<sup>o</sup> 1.029. 2022. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221029.pdf>> Acessado em: 27 maio 2023. Citado na página 27.
- ONS. Procedimentos de Rede. 2021. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>> Acessado em: 15 jan. 2023. Citado na página 27.
- MANWELL, James F.; MCGOWAN, Jon G.; ROGERS, Anthony L. Wind energy explained: theory, design and application. John Wiley Sons, 2010. Citado na página 31.
- GONÇALVES, Bernardo Blazuti Barreto. A transição energética na Alemanha. 2015. Citado na página 29.
- DUTRA, R. Cresesb (org.). Energia eólica: princípios e tecnologia. [S. L.]: [S. N.], 2008. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial\\_eolica\\_2008\\_ebook.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_eolica_2008_ebook.pdf)> Acessado em: 27 de jan. 2023. Citado na página 30.
- RANGEL, Ricardo Diniz et al. Modelagem de geração eólica em programas de fluxo de potência e de análise de estabilidade eletromecânica. XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2005. Citado na página 30.
- CRESESB. Energia Solar Fotovoltaica. 2008. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com\\_content&cid=tutorial\\_solar](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=tutorial_solar)> Citado na página 31.
- MACHADO, Carolina T.; MIRANDA, Fabio S. Energia Solar Fotovoltaica: uma breve revisão. Revista virtual de química, 2015. Citado na página 31.
- IEA, International Energy Agency. 2021. Renewable Energy Market Update - Outlook for 2021 and 2022. [www.iea.org/t38;c](http://www.iea.org/t38;c) Citado na página 32.
- ELETROBRAS. Evolução da Transmissão - Rede Básica - Horizonte 2027. 2022. Disponível em: <<https://eletrobras.com/pt/Paginas/Sistema-Eletrico-Brasileiro.aspx>> Acessado em: 23 de jan. 2023. Citado na página 33.
- DA CUNHA, Dilmar Gonçalves. Modelo de manutenção integrada para equipamentos de sistemas elétricos e ferramentas computacionais de suporte. 2007. Citado na página 33.
- SANTOS, Camila Jéssica Sampaio dos et al. Amortecimento de oscilações eletromecânicas em um sistema carga-frequência utilizando Tabu Search. 2019. Citado na página 35.
- EPE. Plano Decenal De Expansão De Energia 2026. Vigência: 2017. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>> Acessado em: 30 de jan. 2023. Citado na página 35.



EPE. Nota Técnica. Serviços Ancilares sob a ótica de Planejamento da Expansão. 2021. Citado na página 35.

ONS. Procedimentos de Rede. Submódulo 2.10. Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão. Vigência: 03/10/2022. Acessado em: 20 de jan. 2023. Citado na página 52.

ONS. ACESSO EM 10 PASSOS. 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/Paginas/aceso-conexao/default.aspx>> Acessado em: 23 de jan. 2023. Citado na página 37.

ANEEL. Resolução Normativa ANEEL N<sup>o</sup> 1.017, DE 19 DE ABRIL DE 2022. 2022. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221017.html>> Acessado em: 23 de jan. 2023. Citado na página 37.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Decreto N<sup>o</sup> 2.655, DE 2 DE JULHO DE 1998. 1998. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/d2655.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2655.htm)> Acessado em: 23 de jan. 2023. Citado na página 37.

ONS. Legislação e Ato Autorizativo relacionados ao Tipo de Acessante. 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/Paginas/aceso-conexao/passo-03.aspx>> Acessado em: 23 de jan. 2023. Citado na página 41.

ONS. Procedimentos de Rede. Submódulo 2.3. Premissas, Critérios e Metodologia para Estudos Elétricos - Critérios. Vigência: 03/10/2022. Acessado em: 20 de jan. 2023. Citado 2 vezes nas páginas 46 e 62.

ONS. Procedimentos de Rede. Submódulo 2.3. Premissas, Critérios e Metodologia para Estudos Elétricos - Metodologias. Vigência: 03/10/2022. Acessado em: 20 de jan. 2023. Citado na página 43.

ONS. Procedimentos de Rede. Submódulo 2.9. Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica. Vigência: 03/10/2022. Acessado em: 24 de mar. 2023. Citado na página 67.



# Anexos



# ANEXO A – Curvas Referentes às Simulações de Transitórios Eletromecânicos

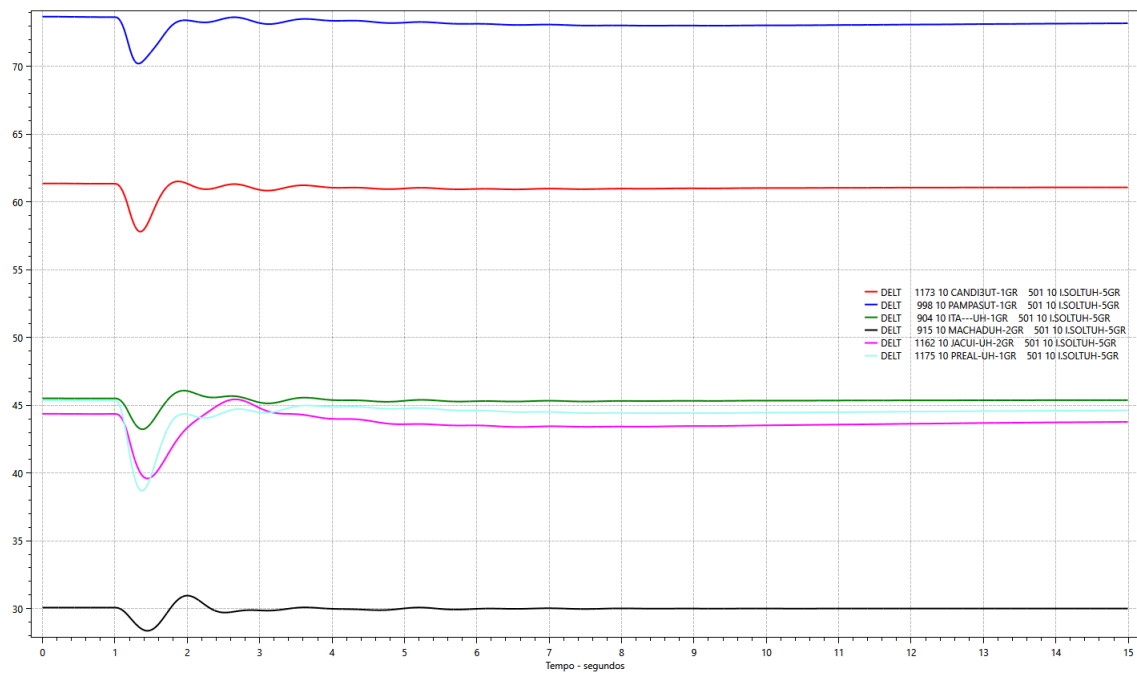


Figura 16 – Ângulo das máquinas em relação a UHE I. Solteira (em graus) - Contingência 2 Leve

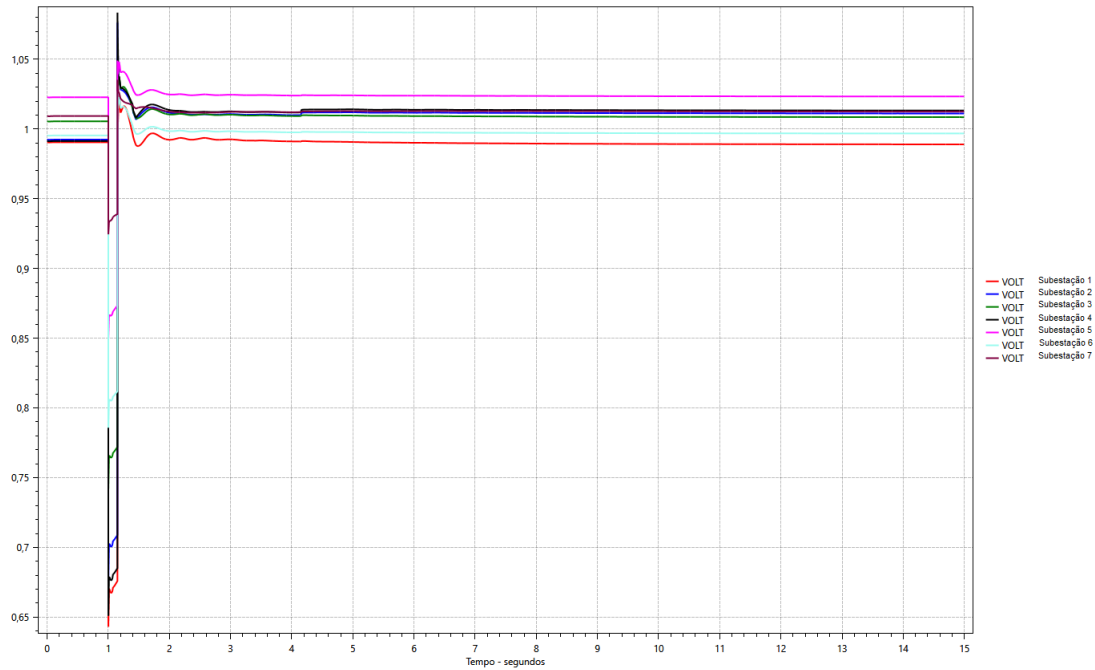


Figura 17 – Tensões nas subestações (pu) - Contingência 2 Leve

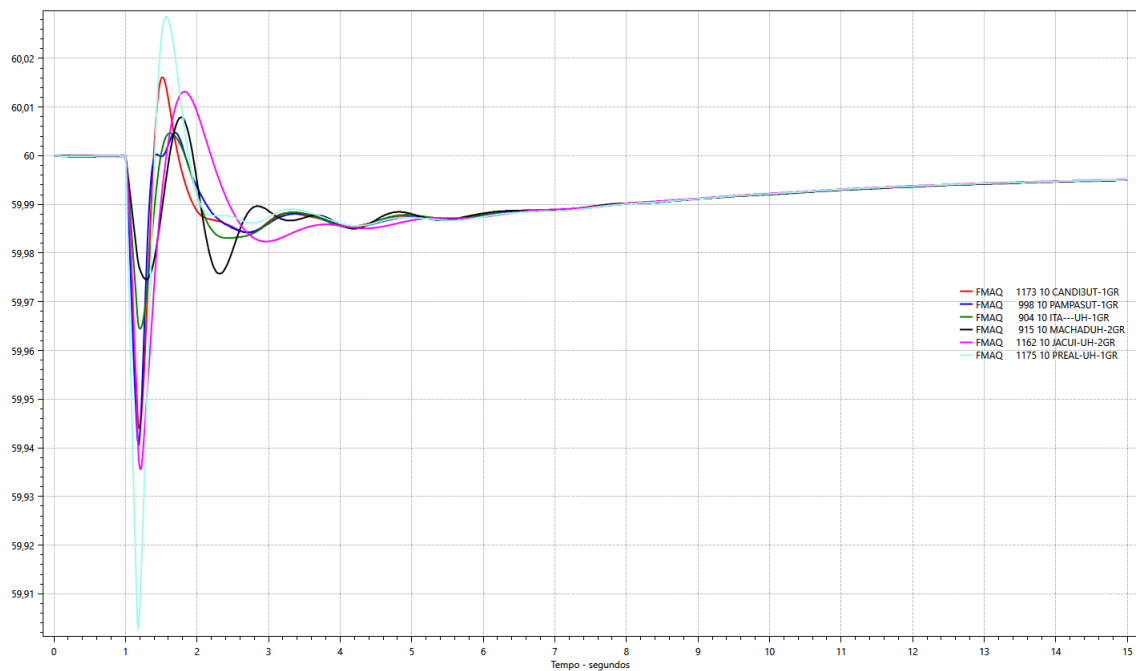


Figura 18 – Frequência das máquinas (Hz) - Contingência 2 Leve

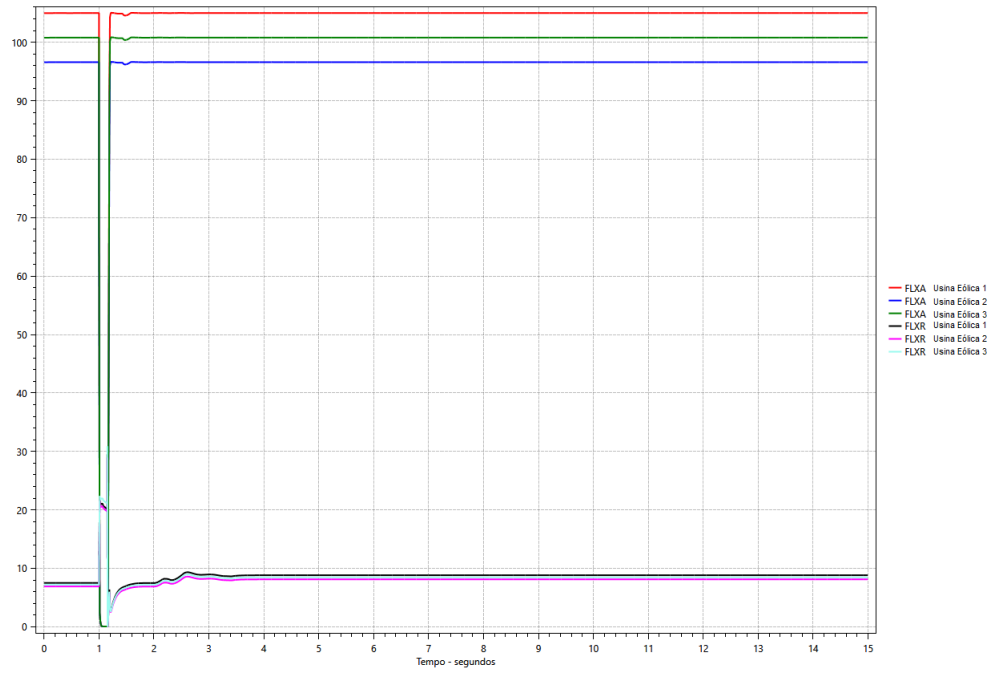


Figura 19 – Potência ativa e reativa (MW e Mvar) - Contingência 2 Leve

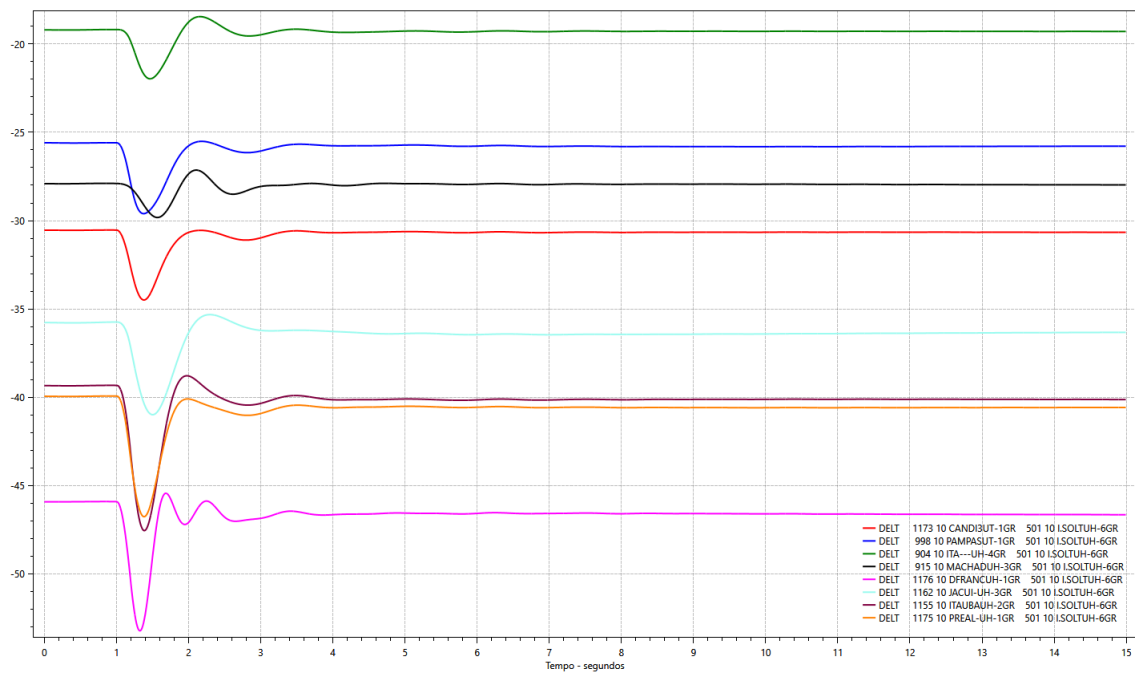


Figura 20 – Ângulo das máquinas em relação a UHE I. Solteira (em graus) - Contingência 2 Média

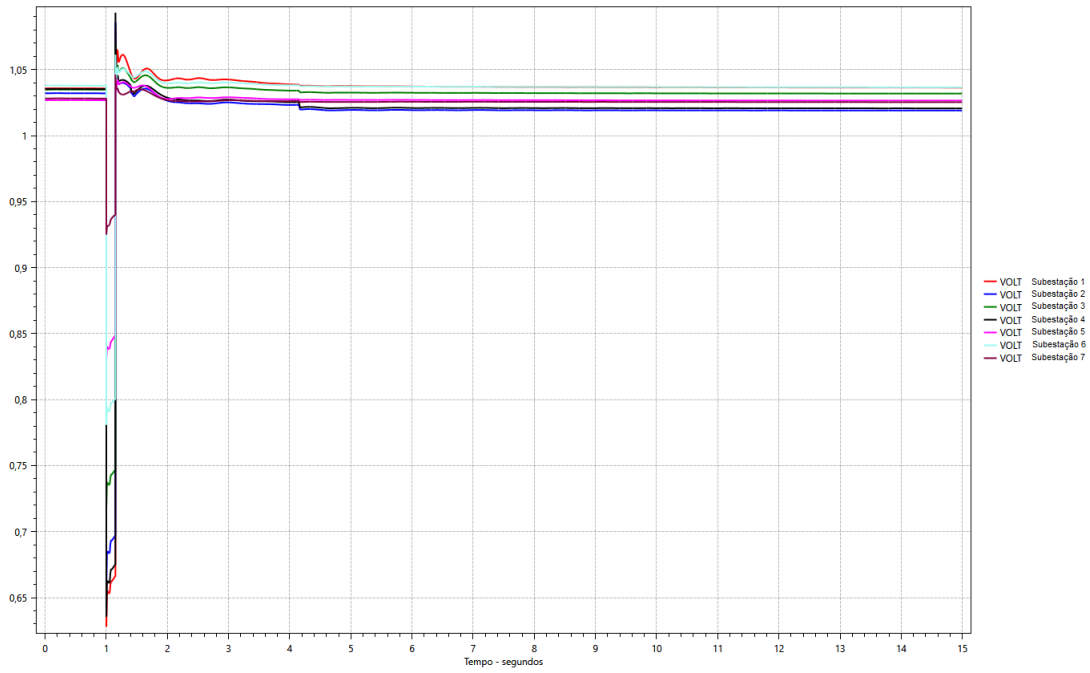


Figura 21 – Tensões nas subestações (pu) - Contingência 2 Média

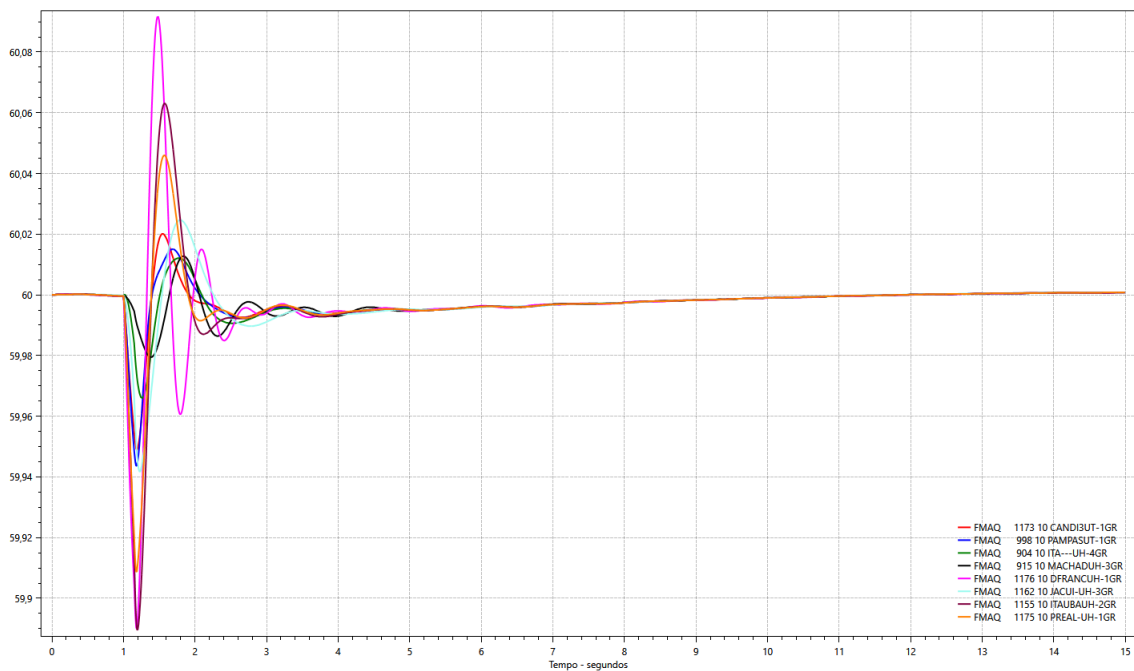


Figura 22 – Frequência das máquinas (Hz) - Contingência 2 Média



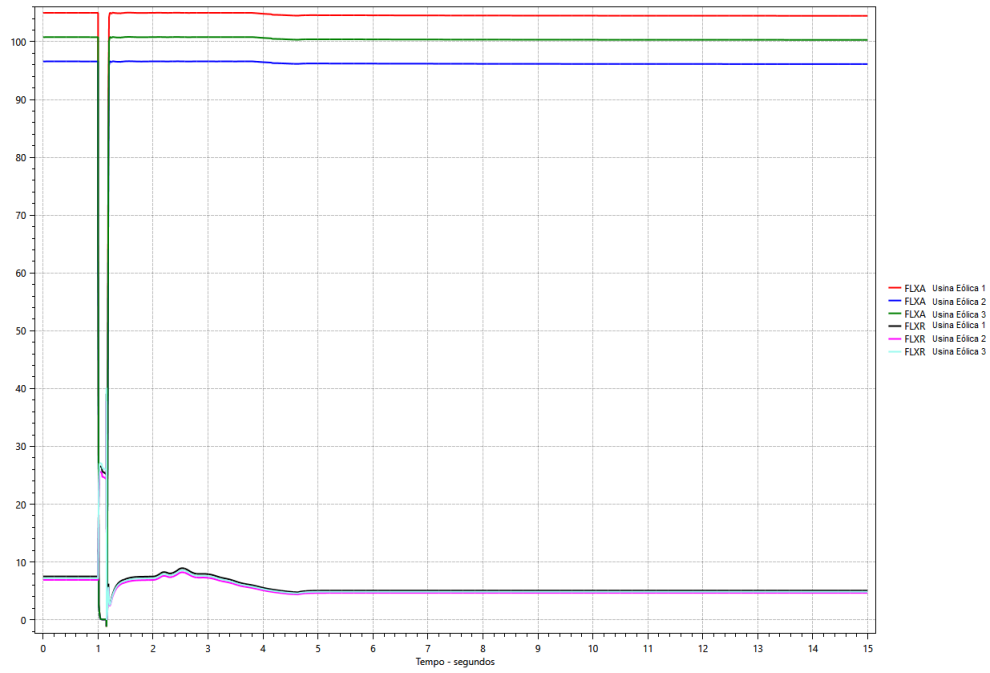


Figura 23 – Geração de Potência ativa(MW) e reativa(Mvar) das Usina - Contingência 2 Média

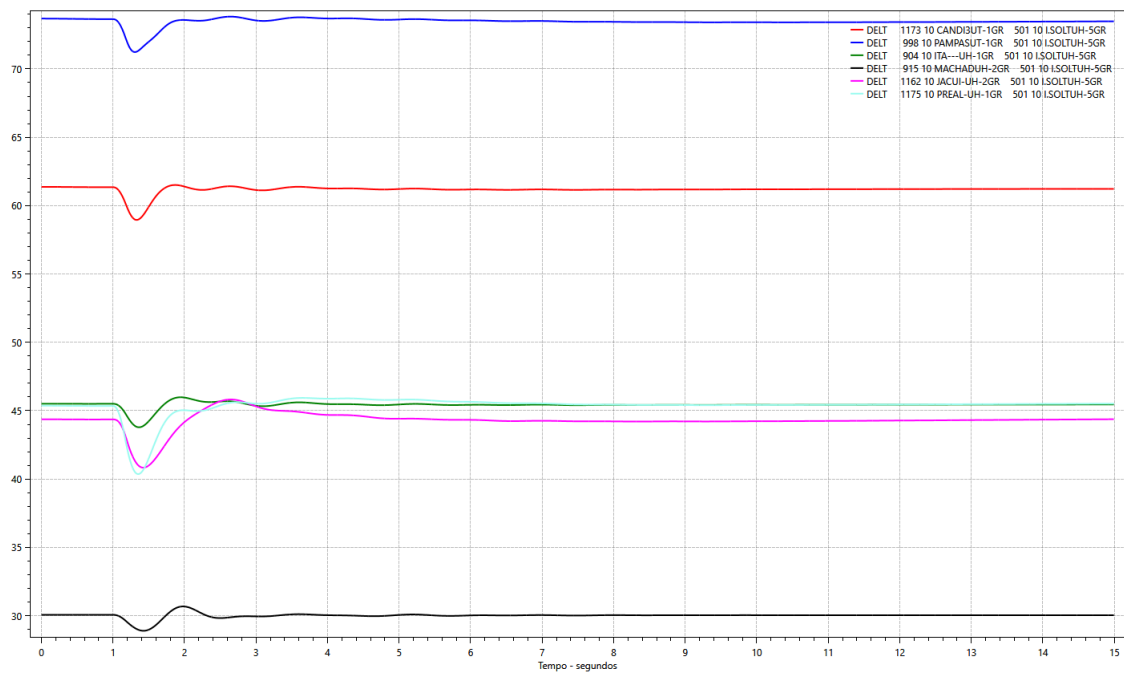


Figura 24 – Ângulo das máquinas em relação a UHE I. Solteira (em graus) - Contingência 3 Leve

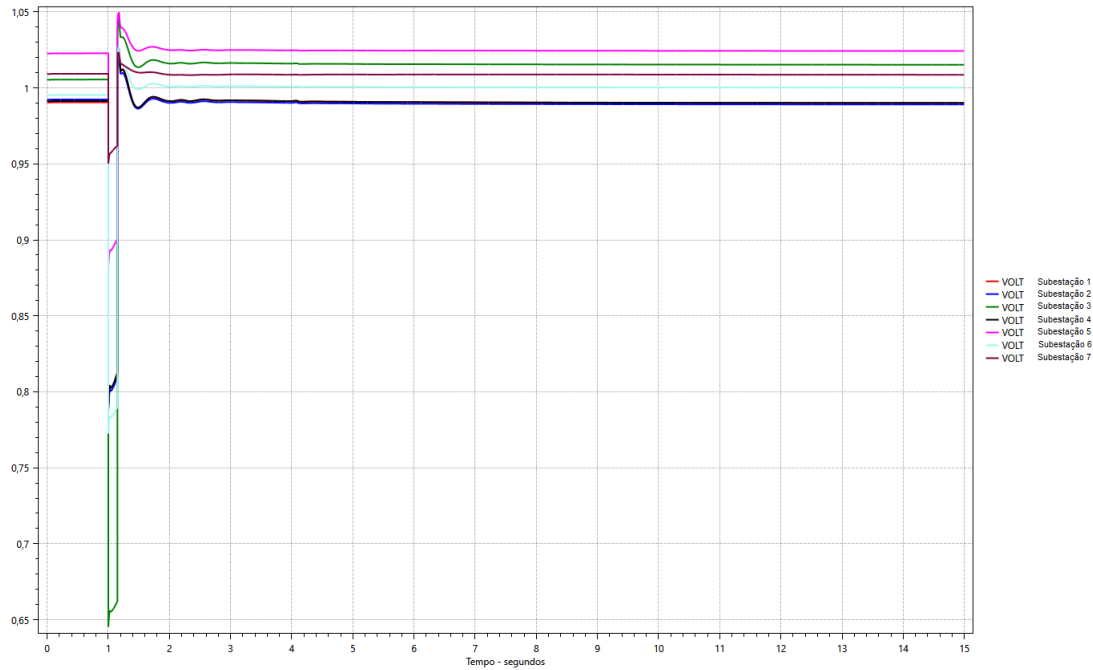


Figura 25 – Tensões nas subestações (pu) - Contingência 3 Leve

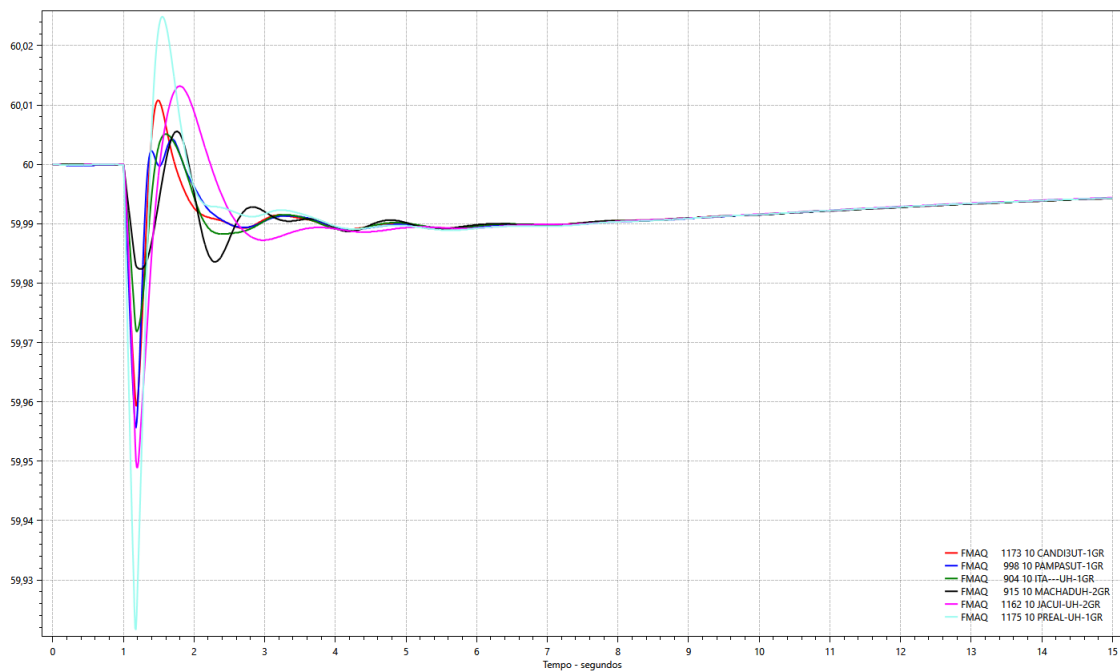


Figura 26 – Frequência das máquinas (Hz) - Contingência 3 Leve

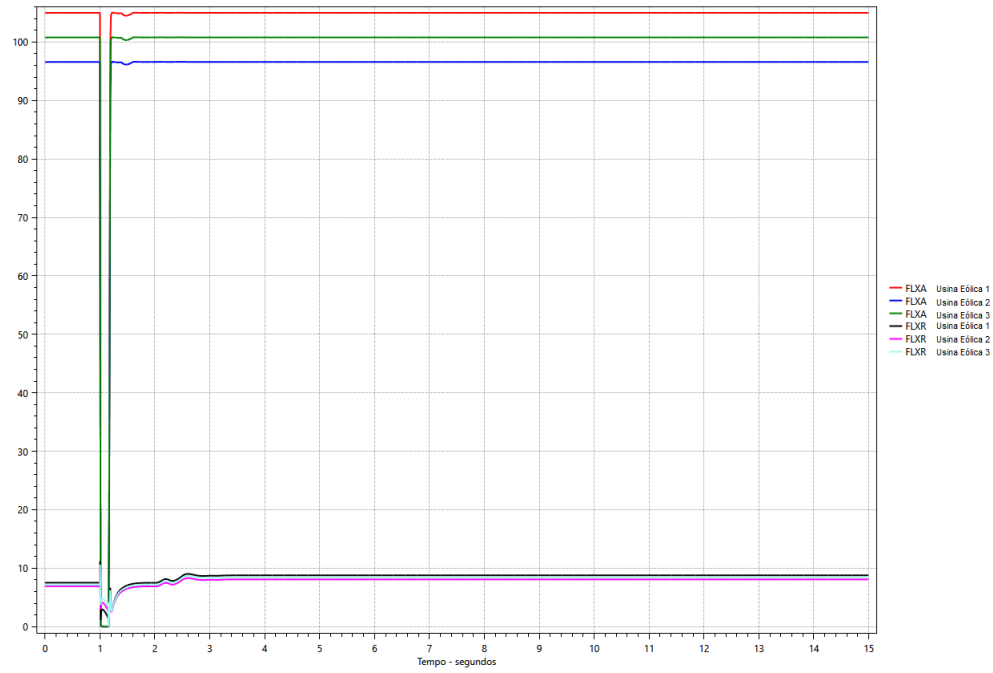


Figura 27 – Geração de Potência ativa(MW) e reativa(Mvar) das Usina - Contingência 3 Leve

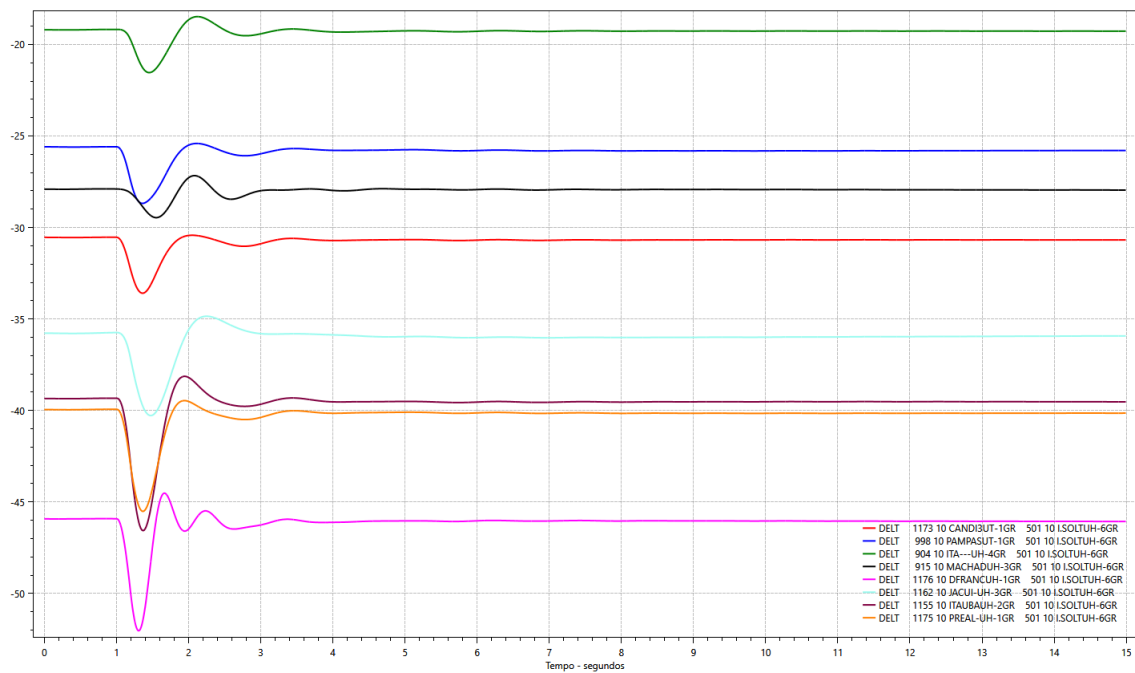


Figura 28 – Ângulo das máquinas em relação a UHE I. Solteira (em graus) - Contingência 3 Média

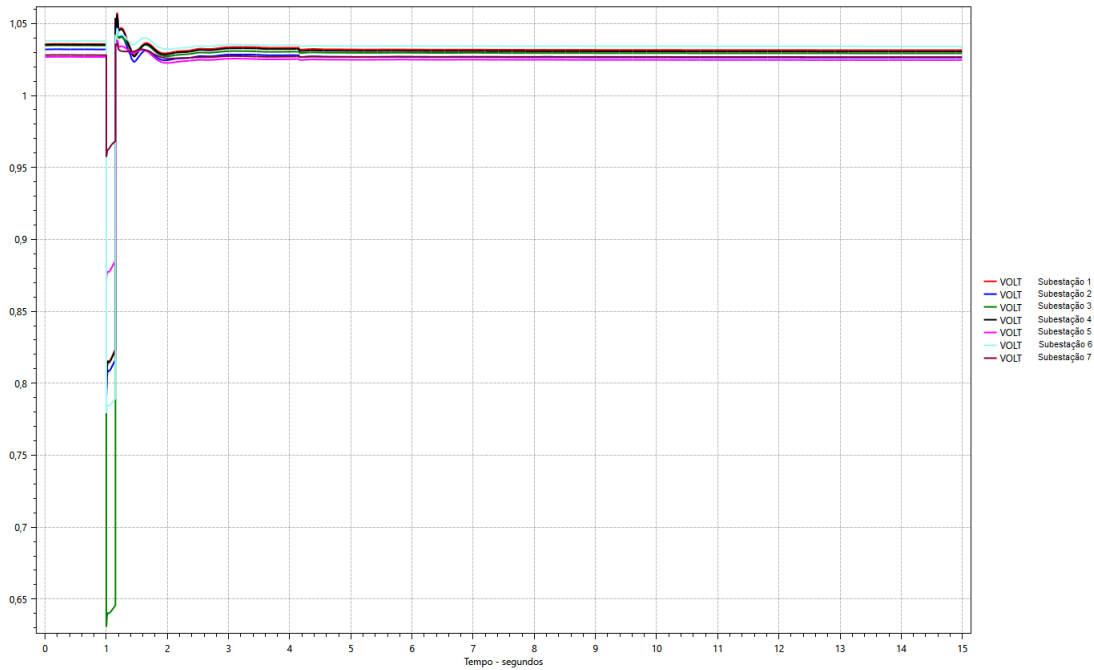


Figura 29 – Tensões nas subestações (pu) - Contingência 3 Média

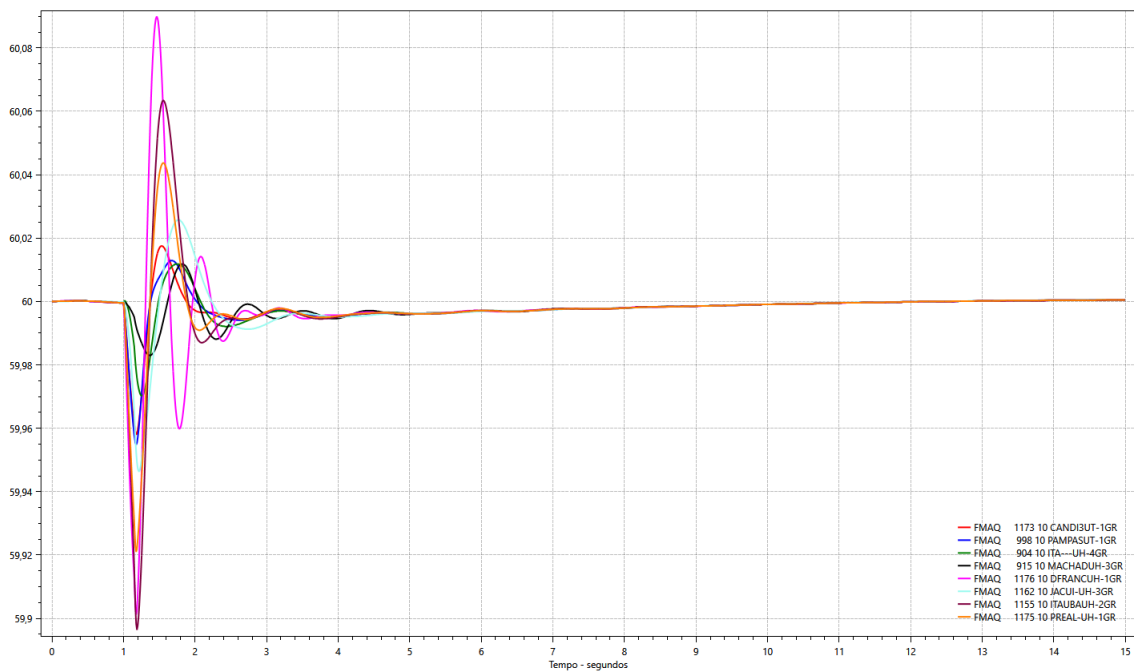


Figura 30 – Frequência das máquinas (Hz) - Contingência 3 Média

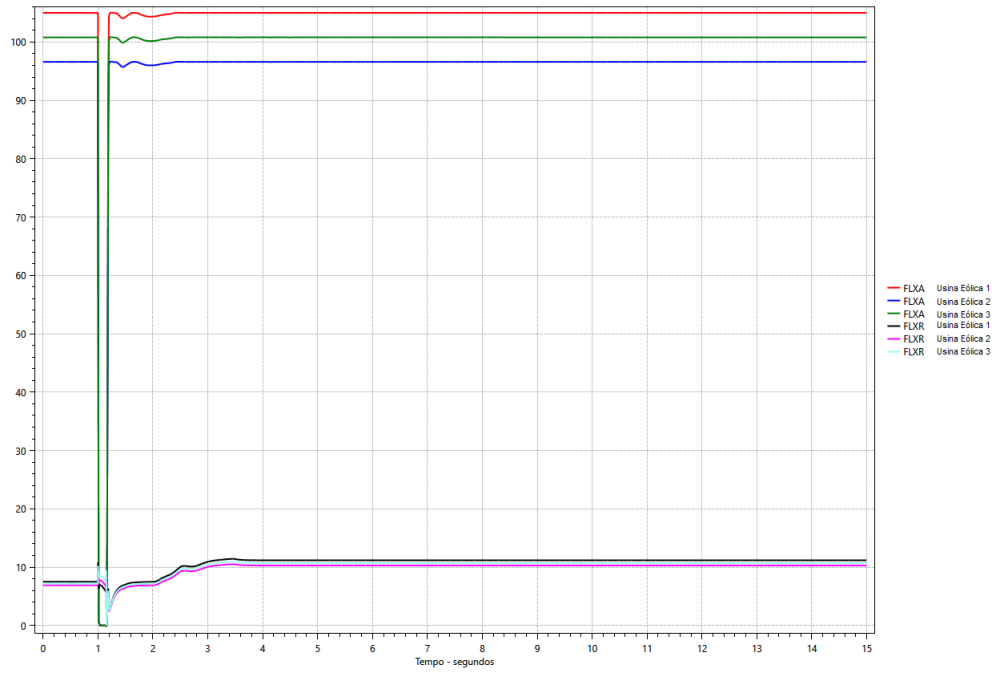


Figura 31 – Geração de Potência ativa(MW) e reativa(Mvar) das Usina - Contingência 3 Média