

DETALHAMENTO DAS ETAPAS, REQUISITOS E ESTUDOS NECESSÁRIOS PARA O ACESSO DE FAZENDAS EÓLICAS AO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Vinicius Maia de Jesus

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA
ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovada por:


Prof. Robson Francisco da Silva Dias, D. Sc.
(Orientador)


Antonio Felipe da Cunha de Aquino, D. Sc.
(Co-orientador)


Prof. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

SETEMBRO DE 2012

Índice de Figuras

Figura 1: Evolução anual da geração eólica nos países membros da IEA Wind [1].....	1
Figura 2: Previsão de potência instalada de geração eólica [2].....	2
Figura 3: Etapas do processo de acesso de fazendas eólicas	5
Figura 4: Condição de funcionamento dos aerogeradores em casos de afundamento de tensão [6].....	10
Figura 5: Critério de seleção para verificação detalhada de disjuntores [6].....	18
Figura 6: Representação do modelo para cálculo do reator equivalente.....	19
Figura 7: Modelo dinâmico dos geradores de indução [18]	23
Figura 8: Limitação da corrente de campo e da tensão de armadura em geradores síncronos de polos lisos [6]	34
Figura 9: Indicação da região de alta probabilidade de sucesso de extinção de arco secundário [6]	35
Figura 10: Curva indicativa de tempo morto para extinção de arco secundário [6]	35
Figura 11: Diagrama unifilar de regime permanente da região onde é instalada a usina	41
Figura 12: Dados de entrada da barra da nova usina eólica	43
Figura 13: Dados de entrada da linha que liga a nova usina ao ponto de conexão com a rede	43
Figura 14: Monitoração das tensões para a contingência 7	46
Figura 15: Gráfico PxV da barra 9998 para dez variações sucessivas de 10% de potência ativa	47
Figura 16: Gráfico QxV da barra 9998 para dez variações sucessivas de 10% de potência ativa	47
Figura 17: Gráfico PxV da barra 9998 para dez variações sucessivas de 10% de potência reativa.....	48
Figura 18: Gráfico QxV da barra 9998 para dez variações sucessivas de 10% de potência reativa	48
Figura 19: Diagrama unifilar da rede elétrica referente à base de dados de curto-círcuito.....	50
Figura 20: Inclusão das novas barras à rede elétrica	51
Figura 21: Inclusão dos novos transformadores à rede elétrica.....	51
Figura 22: Inclusão do conjunto de aerogeradores na barra 9998	52
Figura 23: Relatório do estudo de evolução dos níveis de curto-círcito	53
Figura 24: Diagrama unifilar da rede equivalente a ser utilizada em simulação dinâmica.....	55
Figura 25: Leitura do modelo eletrodinâmico do aerogerador	57
Figura 26: Modelagem do aerogerador como carga dinâmica	57
Figura 27: Associação dos dados contidos no arquivo E82.cdu à barra 9998	57
Figura 28: Entrada de dados das contingências.....	58
Figura 29: Inclusão dos dados referentes à simulação de “ <i>fault-ride through</i> ”	59
Figura 30: Tensões nas barras da nova usina e no ponto de conexão comum após a ocorrência de curto-círcuito monofásico na barra 6331 e abertura da linha entre as barras 6331 e 6311.....	59
Figura 31: Casos mais graves de variação de fluxos de potência ativa ocorridos durante a simulação de curto-círcuito monofásico na barra 6331 com a consequente abertura do circuito entre as barras 6331 e 6311	60
Figura 32: Maior variação de fluxo de potência reativa ocorrida no caso de curto-círcuito monofásico na barra 6331 com a consequente abertura do circuito entre as barras 6331 e 6311	60
Figura 33: Gráfico da frequência em função do tempo para todas as barras monitoradas no caso de curto-círcuito monofásico na barra 6331 seguido de abertura do circuito entre as barras 6331 e 6311	61
Figura 34: Análise de “ <i>fault-ride through</i> ” na barra da nova usina eólica.....	61
Figura 35: Circuito equivalente utilizado para simulações de transitórios eletromagnéticos	63
Figura 36: Sequência de eventos para religamento monopolar.....	64
Figura 37: Sequência de eventos para religamento tripolar	64
Figura 38: Tensão nas três fases da barra 7200 durante simulação de religamento monopolar após curto-círcuito na barra 7200	65
Figura 39: Tensão nas três fases da barra 7204 durante simulação de religamento monopolar após curto-círcuito na barra 7200	66
Figura 40: Gráfico da tensão nas três fases da barra 7200 durante simulação de religamento tripolar após curto-círcuito na barra 7200	66
Figura 41: Gráfico da tensão nas três fases da barra 7204 durante simulação de religamento tripolar após curto-círcuito na barra 7200	66

Figura 42: Gráfico da tensão nas três fases da barra 9998 durante simulação de religamento monopolar após curto-círcuito na barra 7200	67
Figura 43: Gráfico da tensão nas três fases da barra 9998 durante simulação de religamento tripolar após curto-círcuito na barra 7200	67
Figura 44: Dados do comando DGERAIS, com dados gerais sobre a rede	68
Figura 45: Dados do comando DBAR, referentes às barras do sistema	69
Figura 46: Dados do comando DGBT, referentes aos grupos base de tensão	69
Figura 47: Dados do comando DMAQ, referentes às fontes existentes na rede	69
Figura 48: Dados do comando DSRC, referentes à fonte harmônica do sistema	70
Figura 49: Dados do comando DLIN, referentes às linhas de transmissão da rede	70
Figura 50: Dados do comando DTR2, referentes aos transformadores de dois enrolamentos	71
Figura 51: Dados do comando DEQP, referentes aos equipamentos representados por circuitos RLC	71
Figura 52: Resposta em frequência do módulo das impedâncias próprias das barras da fazenda eólica	73
Figura 53: Resposta em frequência da impedância própria da barra 7180	73
Figura 54: Resposta em frequência da impedância própria da barra 7193	74
Figura 55: Caixa de diálogo do HarmZs onde consta o THD (em %) das barras do sistema	74
Figura 56: Conteúdo harmônico da tensão na barra 9998	75
Figura 57: Conteúdo harmônico da tensão na barra 7193	75

Índice de tabelas

Tabela 1: Níveis de tensão de acordo com a condição operativa [6]	14
Tabela 2: Limites de carregamento para capacitores série [6].....	14
Tabela 3: Tempos indicados para eliminação de defeitos [6]	25
Tabela 4: Sobretensões permitidas em transformadores e autotransformadores [6]	33
Tabela 5: Sobretensões máximas permitidas aos reatores <i>shunt</i> [6].....	33
Tabela 6: Valores limite de THD de tensão, segundo o ONS	38
Tabela 7: Relação de barras detalhadas para fins de estudos de fluxo de potência.....	42
Tabela 8: Relação de linhas e transformadores detalhados nos estudos de fluxo de potência	42
Tabela 9: Lista de contingências para simulação de fluxo de potência	44
Tabela 10: Resumo do fluxo de potência para as barras representadas na Figura 12	44
Tabela 11: Resumo da monitoração de tensão da análise de contingências do fluxo de potência	45
Tabela 12: Resumo da monitoração de fluxos na análise de contingências do fluxo de potência.....	46
Tabela 13: Relação de barras detalhadas para fins de estudos de curto-circuito.....	51
Tabela 14: Nível de curto-circuito nas barras da nova usina eólica até o ponto de conexão	53
Tabela 15: Relatório de impedâncias de barra obtido para determinar os reatores equivalentes	56
Tabela 16: Ponto de operação utilizado na simulação de transitórios eletromagnéticos	65

Sumário

ÍNDICE DE FIGURAS	I
ÍNDICE DE TABELAS	III
1) INTRODUÇÃO	1
2) ETAPAS E REQUISITOS PARA O ACESSO DE FAZENDAS EÓLICAS.....	5
2.1) CONSULTA DE ACESSO	5
2.2) SOLICITAÇÃO DE ACESSO	6
2.3) REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA CENTRAIS EÓLICAS	6
2.3.1) Operação em regime de frequência não nominal.....	8
2.3.2) Geração/absorção de potência reativa.....	8
2.3.3) Operação em regime de tensão não nominal	8
2.3.4) Participação em Sistemas Especiais de Proteção (SEP)	8
2.3.5) Potência ativa de saída.....	9
2.3.6) Variação da tensão em regime permanente	9
2.3.7) Instabilidade de tensão.....	10
2.3.8) Afundamento de tensão (<i>fault ride-through</i>)	10
2.3.9) Requisitos específicos para os sistemas de proteção e de registro de perturbação dos geradores	10
2.3.10) Requisitos para tomada de carga	11
3) ESTUDOS ESPECÍFICOS PARA ACESSO DE FAZENDAS EÓLICAS.....	12
3.1) ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA	12
3.1.1) Objetivo	12
3.1.2) Metodologia.....	12
3.1.3) Modelo.....	13
3.1.4) Critérios a serem observados e seus limites.....	13
3.1.4.1) Níveis de tensão	14
3.1.4.2) Limites para controle de potência reativa.....	14
3.1.4.3) Limites de carregamento para capacitores série	14
3.1.4.4) Limites de carregamento de linhas de transmissão, transformadores e autotransformadores	15
3.2) ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO	15
3.2.1) Objetivo	15
3.2.2) Metodologia.....	16
3.2.3) Modelo.....	19
3.3) ESTUDOS DE ESTABILIDADE ELETROMECÂNICA	20
3.3.1) Objetivos.....	20
3.3.2) Metodologia.....	20
3.3.3) Modelo.....	21
3.3.4) Critérios e limites a serem atendidos	24
3.3.4.1) Limites de tensão	24
3.3.4.2) Limites de carregamento de capacitores série, linhas de transmissão, transformadores e autotransformadores	24
3.3.4.3) Tempo de eliminação de faltas	25
3.3.4.4) <i>By-pass</i> de capacitores-série	25
3.4) ESTUDOS DE TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS.....	25
3.4.1) Objetivo	25
3.4.2) Metodologia.....	26
3.4.2.1) Energização de linhas de transmissão	27
3.4.2.2) Energização de transformadores	27
3.4.2.3) Energização de banco de capacitores em derivação	27
3.4.2.4) Religamento tripolar	28
3.4.2.5) Religamento monopolar.....	28
3.4.2.6) Rejeição de carga	29
3.4.2.7) Tensão de Restabelecimento Transitória	30
3.4.3) Modelo.....	31
3.4.4) Critérios de suportabilidade de equipamentos	32
3.4.4.1) Para-raios	32
3.4.4.2) Transformadores e autotransformadores	33
3.4.4.3) Reatores shunt.....	33

3.4.4.4) Banco de capacitores shunt e série (fixo ou controlado)	34
3.4.4.5) Disjuntores	34
3.4.4.6) Linhas de transmissão	34
3.4.4.7) Geradores síncronos	34
3.4.4.8) Extinção de arco secundário.....	34
3.5) ESTUDOS DE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA.....	36
3.5.1) Objetivos.....	36
3.5.2) Metodologia.....	36
3.5.3) Modelo.....	37
3.5.4) Critérios e limites a serem atendidos	37
4) SIMULAÇÕES E RESULTADOS	40
4.1) PROJETO DO PARQUE EÓLICO.....	40
4.2) SIMULAÇÕES DE FLUXO DE POTÊNCIA	41
4.2.1) Procedimentos	41
4.2.2) Resultados do fluxo de potência	44
4.2.3) Fluxo de potência continuado	47
4.3) SIMULAÇÕES DE CURTO-CIRCUITO	49
4.3.1) Evolução dos níveis de curto-circuito.....	52
4.3.2) Estudo de superação de disjuntores	54
4.3.3) Determinação de equivalentes de rede.....	54
4.3.4) Cálculo de reator equivalente	55
4.4) SIMULAÇÕES DE ESTABILIDADE ELETROMECÂNICA.....	56
4.4.1) Procedimentos	56
4.4.2) Resultados da simulação de estabilidade eletromecânica	59
4.5) SIMULAÇÃO DE TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS	62
4.5.1) Resultados de transitórios eletromagnéticos	65
4.6) SIMULAÇÃO DE DISTORÇÃO HARMÔNICA DA REDE.....	68
4.6.1) Procedimentos	68
4.6.2) Resultados do estudo de distorção harmônica	72
4.6.2.1) Resposta em frequência da impedância	72
4.6.2.2) Distorção harmônica de tensão	74
5) CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	77
6) BIBLIOGRAFIA	80

1) Introdução

Atualmente existe no mundo uma grande preocupação com a preservação dos ambientes naturais. Com esse intuito, novas tecnologias têm sido desenvolvidas e aplicadas nos mais diversos setores. No mercado de energia elétrica, essa preocupação impulsionou o desenvolvimento de fontes renováveis de energia, em contraposição às fontes convencionais de energia.

As fontes renováveis têm como característica principal o aproveitamento de recursos disponíveis na natureza para produção de energia elétrica, gerando o mínimo de impacto ambiental possível. Nesse sentido podemos citar como principais exemplos de fontes renováveis as energias solar, eólica, biomassa e das marés. Com base nessa definição, as hidrelétricas também poderiam ser consideradas fontes renováveis, pois utilizam a água como insumo. Porém são consideradas como fontes convencionais, devido à sua larga utilização no Brasil e aos impactos associados à construção de barragens.

Dentre as fontes renováveis, a eólica é a que tem se mostrado com maior potencial de aplicação em grande escala. Na prática, isso pode ser comprovado analisando-se a evolução da utilização de energia eólica no mundo. A Figura 1, referente à energia eólica, mostra a evolução anual da energia total produzida nos países membros da IEA Wind (International Energy Agency Wind), dentre os quais figuram China, Estados Unidos, Alemanha e Espanha, atualmente os maiores produtores de energia eólica no mundo [1].

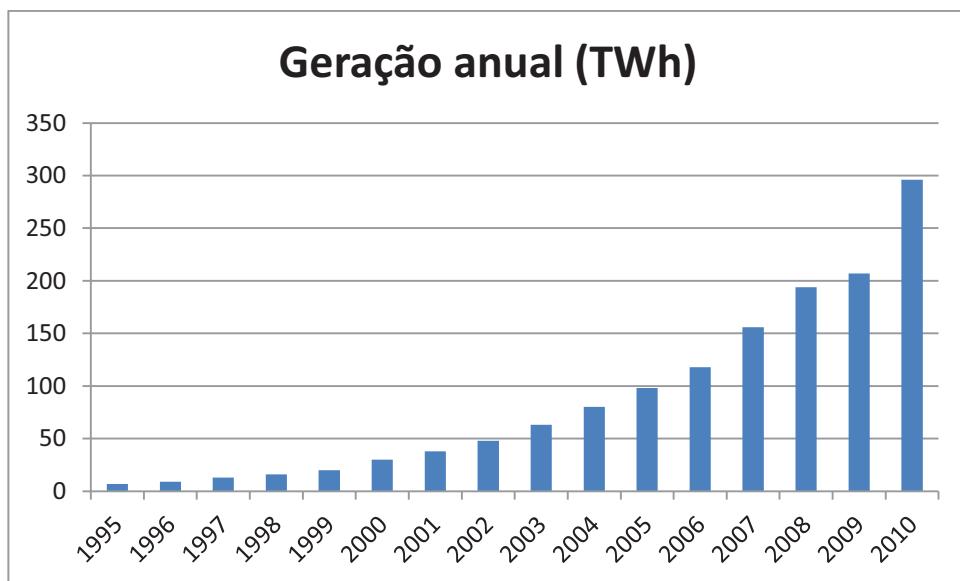


Figura 1: Evolução anual da geração eólica nos países membros da IEA Wind [1]

O Brasil também tem seguido essa tendência, haja vista os investimentos que têm sido feitos nessa área. Segundo dados do ONS, em 2011 o país produziu mais de 1900 GWh de energia com suas usinas eólicas, quase quatro vezes mais que em 2007, quando o país produziu pouco mais de 550 GWh. De acordo com o último Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2019 – divulgado pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética), a previsão é que a potência eólica instalada mais que quadruplique em dez anos, como pode ser verificado na Figura 2.



Figura 2: Previsão de potência instalada de geração eólica [2].

Com o aumento da quantidade de usinas eólicas instaladas, crescem também as preocupações no nível de normatização e padronização de equipamentos e procedimentos, a fim de facilitar a comunicação entre os diferentes agentes e viabilizar a expansão responsável de seu uso. Sendo assim, órgãos e entidades competentes devem se esforçar para propor diretrizes a serem obedecidas por fabricantes, empresas geradoras, etc.

Um reflexo desse esforço são as atualizações continuamente realizadas nos últimos anos nos Procedimentos de Redes – conjunto de documentos normativos criados e disponibilizados pelo ONS com o objetivo de garantir a excelência da operação do SIN (Sistema Interligado Nacional) e estabelecer responsabilidades sobre os agentes do setor elétrico brasileiro – em que já foram incluídas informações específicas a respeito de parques eólicos. Notadamente constam nesses documentos recomendações e requisitos para que empresas geradoras possam proceder com o acesso de fazendas eólicas, ou seja, a ligação de usinas no SIN.

Essas atualizações são importantíssimas, visto que quando uma empresa pretende construir uma usina – eólica ou não – e interligá-la ao sistema elétrico brasileiro, ela deve demonstrar que seu projeto não comprometerá aspectos da rede, tais como: segurança sistêmica, qualidade de energia elétrica, confiabilidade, entre outros.

Entretanto, por possuir participação ainda muito pequena na produção de energia elétrica no Brasil, com poucas usinas instaladas se comparadas com hidrelétricas e termelétricas, ainda há muita informação não consolidada com relação à geração eólica. Mesmo os Procedimentos de Rede sendo uma valiosa fonte de informações para acesso de fazendas eólicas, as instruções vigentes são pouco detalhadas em relação a alguns aspectos de caráter técnico. Na prática, faz-se muito importante a interação entre o agente acessante e o ONS para o sucesso da implantação de tais usinas.

Nesse sentido, este trabalho busca ampliar e organizar as informações existentes nos Procedimentos de Rede, no que diz respeito ao acesso de fazendas eólicas ao SIN, com o objetivo de se tornar uma referência inicial consistente para aqueles interessados em estudar como se dá o processo de conexão de um parque eólico à rede elétrica brasileira.

Este documento visa esclarecer desde as instruções da etapa de solicitação de acesso, até o detalhamento dos estudos específicos necessários para que seja permitido o acesso, descrevendo os modelos e as metodologias utilizados, além de especificar os requisitos técnicos mínimos que o projeto do parque deve atender.

Por fim, é apresentado um caso exemplo em que são realizados estudos de fluxo de potência, curto-circuito, estabilidade eletromecânica, transitórios eletromagnéticos e distorção harmônica, utilizando, sempre que necessário, os *softwares* devidamente indicados pelo ONS. Esses estudos são considerados os principais a serem conduzidos na fase de acesso de parques eólicos e constam no escopo deste trabalho como um exemplo simplificado dos estudos originais.

As simulações aqui realizadas têm por objetivo apenas indicar os dados necessários para sua implementação e quais os principais resultados obtidos, relacionando-os com os requisitos determinados pelo ONS. Nesse sentido, os estudos aqui realizados servem apenas como exemplos, não representando um modelo oficial a ser seguido.

O presente texto está estruturado em cinco capítulos. O primeiro é o capítulo introdutório. O segundo possui uma descrição simplificada da fase de solicitação de acesso de fazendas eólicas, assim como expõe os requisitos técnicos mínimos a serem atendidos e os métodos para garantir-los. O terceiro descreve os principais estudos específicos de acesso a

serem realizados, explicitando objetivos, metodologia, modelos e os critérios envolvidos. O quarto capítulo relata as simulações implementadas, a partir de um caso fictício de implantação de uma fazenda eólica. São descritos os dados de projeto e da rede elétrica e são apresentados os resultados obtidos, seguidos de uma análise. Por fim, o quinto e último capítulo é composto pela conclusão e sugestões para trabalhos futuros.

2) Etapas e requisitos para o acesso de fazendas eólicas

O acesso ao SIN é um direito garantido aos agentes de geração de energia. Contudo, o serviço prestado não deve alterar a qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores finais, nem interferir no desempenho do sistema. Por isso existem critérios e procedimentos a serem seguidos pelos acessantes, para que o Operador possa avaliar o impacto da nova usina no sistema elétrico desde a fase de acesso à rede básica¹, cujo conceito é definido pela ANEEL como toda subestação ou linha de transmissão conectada em tensões iguais ou superiores a 230 kV ou em tensões inferiores, desde que sejam consideradas pelo ONS como relevantes para a operação da rede. O fluxograma da Figura 3 ilustra as etapas do processo de acesso de fazendas eólicas:

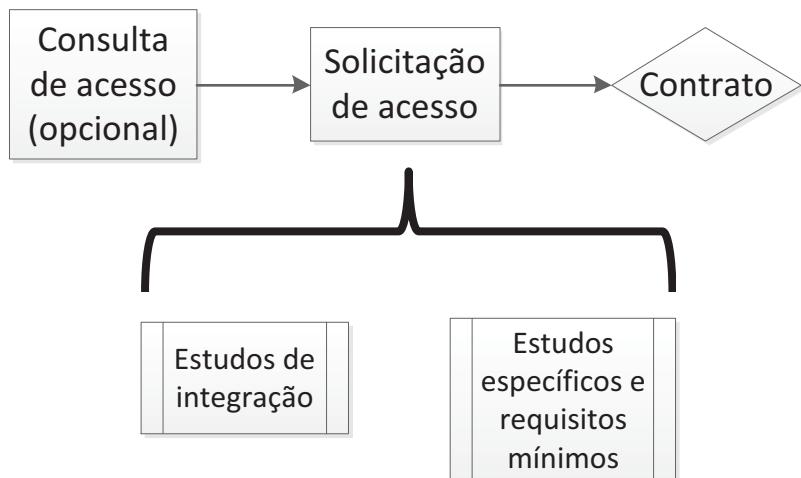


Figura 3: Etapas do processo de acesso de fazendas eólicas

2.1) Consulta de acesso

A primeira etapa é a consulta de acesso. Essa etapa é opcional e tem como objetivo informar ao acessante como se dá o processo de acesso à rede básica. Caso seja dispensada, o acessante deve proceder diretamente à etapa de solicitação de acesso.

Durante a consulta de acesso, o ONS deve informar o agente gerador sobre quais são as etapas a seguir, explicar que estudos devem ser realizados – indicando, quando pertinente, onde obter os dados do SIN – e orientá-lo em seus estudos técnico-econômicos.

O agente de transmissão deve fornecer, se necessário, informações detalhadas da rede de transmissão próxima ao ponto de conexão das novas instalações.

¹ A definição deste e de outros termos técnicos contidos neste documento pode ser encontrada em [3]

Por último, o acessante deve ceder ao ONS informações básicas a respeito de seu empreendimento, além de providenciar os estudos específicos que são explicados com maior detalhamento no capítulo 3 deste trabalho.

2.2) Solicitação de acesso

A solicitação de acesso é a etapa obrigatória deste processo. Deve ser encaminhada ao ONS ou ao agente de transmissão envolvido, e nela devem constar os estudos de integração referentes ao ponto de conexão, conforme estabelecido no ato autorizativo, documento que define as condições em que a comercialização de energia elétrica deve ser realizada.

Após o encaminhamento da solicitação, o Operador deve analisar sua viabilidade técnica e verificar sua conformidade com a legislação vigente. Nesta etapa, o Operador analisa também a necessidade de ampliações ou reforços na rede adjacente à instalação, para, ao final, emitir um parecer de acesso.

Este parecer precede à celebração de contratos e tem por objetivo estabelecer as condições de acesso, além de garantir a prioridade no atendimento ao acessante por um prazo de noventa dias. Este prazo se refere ao tempo que o acessante possui para celebrar o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), de acordo com os processos administrativos definidos pelo ONS.

Em seguida, o agente gerador deve providenciar os estudos específicos, seguindo as diretrizes e critérios estabelecidos pelos Procedimentos de Rede e respeitando os requisitos mínimos para centrais eólicas. Estes estudos são avaliados pelo ONS, que pode propor alterações, a fim de garantir desempenho satisfatório do sistema elétrico.

Com relação à implantação da conexão, deve-se especificar detalhadamente os equipamentos, elaborar projeto executivo da conexão e encaminhá-lo ao agente de transmissão responsável, para sua análise e aprovação.

Posteriormente, dá-se início às obras civis, com a supervisão do agente de transmissão envolvido, necessitando de sua aprovação e do ONS, ao final das mesmas, para a entrada em operação da fazenda eólica.

2.3) Requisitos técnicos mínimos para centrais eólicas

A proposição de requisitos mínimos a serem satisfeitos antes da entrada em operação de usinas eólicas tem como objetivo garantir o desempenho da rede básica. Além disso, os requisitos mínimos tem como objetivo auxiliar o acessante na correta elaboração do projeto da

usina eólica e das instalações do ponto de conexão. Ademais, o atendimento desses requisitos, reduz a necessidade de recomendação de ampliações e reforços, por parte do ONS, não eliminando, no entanto, essa possibilidade.

Os requisitos abordados neste subitem estão relacionados, em sua maioria, a características dos sistemas de proteção e às capacidades nominais dos aerogeradores, assim como a condições operativas do parque eólico. São abordadas as seguintes questões: operação em regime de frequência não nominal, geração/absorção de potência reativa, operação em regime de tensão não nominal, participação em SEP (Sistemas Especiais de Proteção), potência ativa de saída, variação de tensão em regime permanente, instabilidade de tensão e capacidade de suportar afundamentos de tensão (*fault ride-through*).

A análise referente aos estudos de fluxo de potência, curto-circuito, estabilidade eletromecânica, transitórios eletromagnéticos e de qualidade de energia elétrica, apesar de ser parte integrante dos requisitos mínimos, é tratada em capítulo posterior devido à densidade e ao grau de complexidade das informações relacionadas ao tema.

A necessidade de cumprimento dos requisitos descritos nesse subitem depende antes de tudo da modalidade de operação da usina, dividida em três tipos, segundo classificação do ONS:

- a) Tipo I: Programação e despacho centralizados;
- b) Tipo II: Programação centralizada e despacho não centralizado;
- c) Tipo III: Programação e despacho não centralizados.

Usinas com programação centralizada possuem programas de geração definidos pelo ONS, através de bases mensais, semanais e diárias. Caso contrário, o ONS não define o programa de geração da usina. Da mesma forma, usinas com despacho centralizado possuem o despacho coordenado em tempo real pelo ONS, caso contrário, o ONS não possui controle sobre o despacho da usina.

Usinas do tipo I devem atender a todos os requisitos citados no presente subitem deste documento. Usinas do tipo II e III, conectadas a redes de transmissão em tensões superiores a 69 kV devem, obrigatoriamente, atender aos requisitos relativos à operação em regime de frequência não nominal e afundamentos de tensão devido a defeitos em linhas de transmissão (*fault ride-through*). Quanto aos outros critérios, fica a cargo do ONS a decisão sobre seus cumprimentos para usinas com potência nominal maior que 30 MW ou grupos de usinas em uma mesma área geográfica com potência nominal maior que 50 MW. A seguir são descritos os limites a serem respeitados.

2.3.1) Operação em regime de frequência não nominal

O sistema de controle e os aerogeradores devem ser especificados para correta operação nas seguintes condições:

- Entre 58,5 e 61,5 Hz sem a atuação dos relés de subfrequência e sobre-frequência temporizados.
- Entre 56,5 e 63 Hz sem a atuação dos relés de subfrequência e sobre-frequência instantâneos.
- Abaixo de 58,5 ou acima de 61,5 Hz por até 10 segundos, podendo esse intervalo de tempo ser alterado de acordo com os resultados dos estudos de estabilidade eletromecânica.

2.3.2) Geração/absorção de potência reativa

O parque eólico deverá ser capaz de, no ponto de conexão, fornecer fator de potência indutivo ou capacitivo mínimo de 0,95 em qualquer situação de geração de potência ativa. Caso a usina eólica não esteja produzindo potência ativa, o fluxo de potência reativa no ponto de conexão também deverá ser nulo.

O cumprimento desse critério resulta na participação da usina eólica no controle de tensão da rede, no sentido de que o ONS pode solicitar alteração do ponto de operação para injetar ou absorver potência reativa da rede.

Ademais, o controle de fator de potência aqui descrito se refere apenas aos recursos oferecidos pelas próprias máquinas e à instalação de compensação *shunt* fixa ou variável na usina, não de filtros ativos.

2.3.3) Operação em regime de tensão não nominal

A usina deverá estar apta a operar no seguinte intervalo de tensão nominal:

- Entre 0,9 e 1,1 p.u., sem a atuação dos relés de subtensão e sobretensão temporizados.
- Entre 0,85 e 0,9 p.u. por até 5 segundos.

Com isso, mesmo em casos em que haja violação de tensão, evita-se a perda da geração, conferindo tempo ao Operador para tomada de medidas operativas.

2.3.4) Participação em Sistemas Especiais de Proteção (SEP)

Os aerogeradores devem possuir controle de passo (*pitch*) e/ou de *stall*, a fim de controlar a potência de saída, ou mesmo, para possibilitar a desconexão automática dos geradores. Isso minimiza riscos ao equipamento em casos de distúrbios na rede, como, por exemplo, sobre-frequência em caso de ilhamento.

Aerogeradores providos com controle de passo são capazes de girar as pás em torno de seu próprio eixo. Dessa forma, quando a potência nominal é atingida, o ângulo de passo é ajustado, de forma a reduzir as forças atuantes, impedindo que potência nominal seja ultrapassada [4] [5].

Por outro lado, as pás das turbinas eólicas providas com controle de *stall* não são capazes de girar em torno de seu próprio eixo, ou seja, o ângulo de passo é fixo. Nesse caso, esse ângulo é escolhido de tal forma que quando a velocidade do vento ultrapassa a velocidade nominal da turbina, o perfil de escoamento de ar em torno da pá é descolado de sua superfície. Assim sendo, surge um turbilhonamento que impede o crescimento da potência extraída pela turbina [4] [5].

Além desses controles, outros tipos de SEP poderão ser sugeridos pelo ONS, com base nos estudos de estabilidade eletromecânica.

2.3.5) Potência ativa de saída

Para operação com tensão no intervalo de 0,9 a 1,1 p.u. aplicam-se as seguintes determinações:

- Para frequências entre 58,5 e 60,0 Hz não é permitida redução da potência disponível.
- Para frequências entre 57,0 e 58,5 Hz é permitida redução de até 10% da potência de saída.

Ambas são válidas para condições de regime permanente quase-estáticas – em que as variações de frequência e tensão devem ser menores ou iguais à 0,5%/min e 5%/min, respectivamente.

Essa medida garante a presença dos geradores em situações de subfrequência, minimizando a ocorrência de possíveis cortes de carga.

2.3.6) Variação da tensão em regime permanente

Em casos de manobra da usina eólica, não poderá haver variação de tensão superior a 5% no ponto de conexão. Essa condição é analisada em simulações de fluxo de potência e deve ser considerada a perda não simultânea de cada equipamento manobrável existente no parque ou proximidades (por exemplo, banco de capacitores, reatores, etc.).

2.3.7) Instabilidade de tensão

Esse quesito visa a obtenção de curvas P x V e Q x V das usinas eólicas, determinadas a partir de variações de carga em barras pré-definidas. A escolha dessas barras está relacionada ao nível de influência das mesmas sobre a barra de geração em análise.

Esse estudo pode ser realizado a partir da execução da ferramenta de fluxo de potência continuado no *software* de análise de fluxo de carga ANAREDE. Além disso, a partir dos resultados dessa avaliação é analisada a necessidade de instalação de equipamentos para controle de tensão.

2.3.8) Afundamento de tensão (*fault ride-through*)

Em situações de afundamento de uma ou mais fases no ponto de conexão da central eólica, a mesma deve permanecer em operação caso a tensão nos terminais dos aerogeradores esteja na região acima da curva indicada na Figura 4.

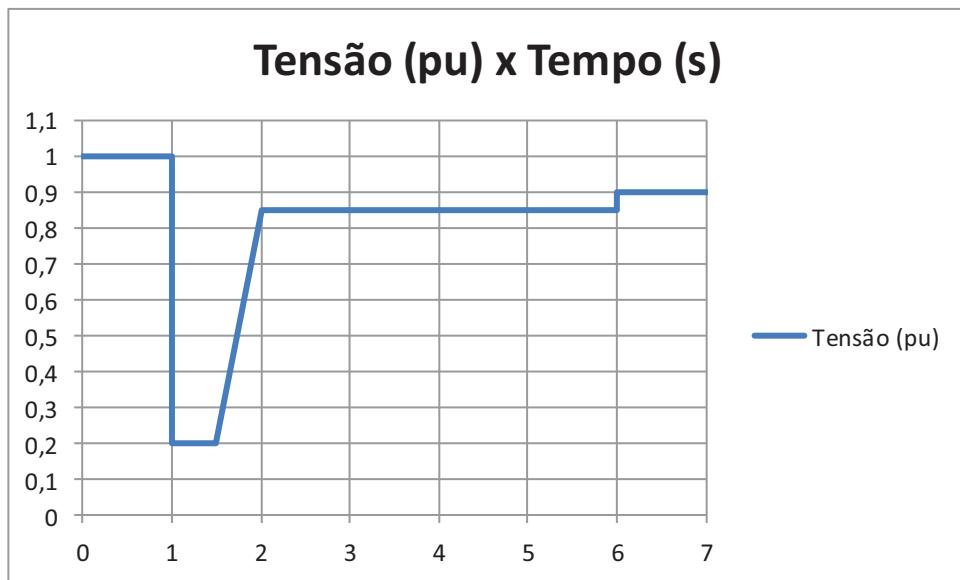


Figura 4: Condição de funcionamento dos aerogeradores em casos de afundamento de tensão [6]

Esse critério deve ser analisado em simulações de estabilidade eletromecânica, podendo ser incluído no escopo do referido estudo.

2.3.9) Requisitos específicos para os sistemas de proteção e de registro de perturbação dos geradores

Os requisitos mínimos do sistema de proteção dos aerogeradores são os mesmos dos geradores hidráulicos e térmicos. Além da proteção intrínseca recomendada pelo fabricante, os aerogeradores devem ser dotados de dois sistemas de proteção: unitária e de retaguarda.

A proteção unitária deve ser capaz de eliminar todas as faltas, incluindo a abertura dos disjuntores do gerador, em, no máximo, 100 ms para centrais que acessem a rede básica em nível de tensão superior a 230 kV. Para aquelas que acessam a rede em barramentos com tensão menor ou igual a 230 kV este tempo aumenta para 150 ms. Esta proteção é responsável pela detecção e eliminação de faltas internas do gerador.

A proteção de retaguarda, responsável por proteger o gerador em caso de faltas fase-fase ou de fase para a terra, deve funcionar de forma coordenada com a proteção de outros equipamentos no seu entorno.

O sistema de registro de perturbações pode ser integrado ao sistema de proteção dos aerogeradores. Sua função é reunir dados de grandezas analógicas, como as correntes e tensões das três fases. Igualmente deve armazenar a corrente de neutro ou tensão de neutro, para geradores aterrados, respectivamente, por baixa e alta impedâncias.

Além disso, as seguintes grandezas digitais também devem ser monitoradas: desligamentos por proteção intrínseca, unitária, de retaguarda e outras utilizadas.

É importante ressaltar que os oscilogramas devem estar disponíveis para consulta do ONS, em caso de solicitação. Em todos os casos é recomendada a utilização do *software* SINAPE, desenvolvido pelo CEPEL, para aquisição, armazenamento e tratamento digital desses dados.

2.3.10) Requisitos para tomada de carga

Em fazendas eólicas, a análise desse quesito está relacionada à alta variabilidade do vento. O controle de pás dos aerogeradores deve ser capaz de impedir que variações repentinas impliquem em tomadas de carga em níveis desproporcionais.

Atualmente, não existe um critério estabelecido pelo ONS que defina a faixa de valores de tomada de carga permitida para aerogeradores. Portanto, a avaliação deste item não é obrigatória.

Contudo, caso seja necessário avaliá-lo, deve ser realizada uma simulação em *softwares* como ATP ou PSCAD, considerando alguns perfis de vento mais críticos, a fim de se obter as variações de potência ativa da usina. Cabe ao ONS avaliar a conformidade e o impacto desses resultados na rede elétrica. Por não haver um critério definido por parte do ONS, este requisito não é simulado neste trabalho.

3) Estudos específicos para acesso de fazendas eólicas

Neste capítulo são descritos os estudos específicos a serem realizados na fase de acesso de uma usina geradora. Esses estudos visam avaliar os impactos decorrentes da instalação de uma usina no sistema interligado e são de responsabilidade do acessante. Tais estudos possuem natureza mais simplificada, se comparados com outros estudos realizados pelo ONS (pré-operacionais, ampliações e reforços, etc.).

Especificamente para o caso de centrais eólicas, existem quatro tipos de estudos fundamentais a serem realizados: fluxo de potência, curto-circuito, estabilidade eletromecânica e distorção harmônica, sendo este último uma parcela dos estudos de qualidade de energia elétrica. Contudo, apesar de não ser obrigatório na fase de acesso, o estudo de transitórios eletromagnéticos também é considerado nesse capítulo, pois, como é mostrado adiante, esse estudo fornece informações importantes para o dimensionamento e operação da usina eólica.

3.1) Estudos de fluxo de potência

3.1.1) Objetivo

O estudo de fluxo de potência (ou fluxo de carga) determina a condição operativa em regime permanente de um sistema elétrico. Mais especificamente, é capaz de calcular as tensões fasoriais e injeções de potência ativa e reativa nos barramentos, assim como o carregamento de linhas, transformadores e outros equipamentos, dado uma determinada configuração de rede [7].

3.1.2) Metodologia

Para fins de acesso de usinas eólicas às instalações do SIN, o estudo de fluxo de carga a ser conduzido deve necessariamente avaliar diferentes condições de geração e de carga, além de realizar uma análise de contingências. Os perfis de carga a serem adotados são: pesada, média, leve e mínima. Por outro lado, não há uma relação pré-determinada de perfis de geração que devem ser testados. A única exigência é que estejam previstas simulações considerando-se os limites de geração da nova usina. Entretanto, cabe ao agente gerador identificar outros cenários relevantes, sendo possível realizar alterações nos despachos de usinas próximas para verificar o efeito da entrada em operação da fazenda eólica.

Em relação à análise de contingências, deve ser respeitado o critério n-1. Segundo este critério, o sistema elétrico deve ser capaz de operar em estado seguro, mesmo que haja a perda de um elemento da rede (linha, transformador, gerador, etc.). Consequentemente, para fins de acesso, o estudo de fluxo de potência deve contemplar contingências simples – quando há perda de um único elemento por vez – para linhas, transformadores, geradores, elos de corrente contínua e equipamentos de controle de tensão (reatores, capacitores, compensadores síncrono e estático) ligados à rede, a fim de verificar a possibilidade de ocorrência de violações no sistema. Vale ressaltar que nem todas as contingências simples precisam ser analisadas. Devido à natureza simplificada dos estudos de acesso, é suficiente analisar contingências de elementos que pertençam à mesma área da usina a ser instalada ou que estejam eletricamente próximos.

Não é necessário analisar contingências múltiplas (quando há perda simultânea de mais de um elemento).

3.1.3) Modelo

A usina eólica deve ser modelada como uma barra PQ com geração ou como uma barra PV. Além disso, é necessário conhecer sua tensão base, suas capacidades máxima e mínima de potência ativa, assim como as potências reativas máximas e mínimos permitidas da barra da usina. O despacho de potência ativa e reativa da usina dependerá dos perfis de geração citados anteriormente.

O modelo da rede é fornecido pelo ONS em arquivos compatíveis com o programa ANAREDE, contendo as representações dos outros elementos (geradores, linhas, transformadores, cargas, bancos *shunt* e outros). É importante utilizar o arquivo correspondente ao horizonte de entrada em operação da nova usina, tendo em vista que o ONS divulga dados referentes ao planejamento da rede com uma antecedência de até três anos.

Mais informações a respeito de modelos para simulações de fluxo de potência podem ser encontradas em [7], [8] e [9].

3.1.4) Critérios a serem observados e seus limites

A seguir, conforme consta nos Procedimentos de Rede do ONS, estão listados os critérios a serem observados nesse estudo, definindo seus limites e, por conseguinte, os

parâmetros a serem respeitados para manter o sistema em estado seguro. Nos casos em que sejam identificadas violações, devem ser previstas alterações que as eliminem.

3.1.4.1) Níveis de tensão

De acordo com a Tabela 1, os níveis de tensão permitidos são definidos de acordo com a tensão operativa nominal e a condição de operação (normal ou emergencial).

Tabela 1: Níveis de tensão de acordo com a condição operativa [6]

Tensão nominal de operação (kV)	Operação normal		Operação em emergência	
	(kV)	(pu)	(kV)	(pu)
< 230	-	0,95 a 1,05	-	0,90 a 1,05
230	218 a 242	0,95 a 1,05	207 a 242	0,90 a 1,05
345	328 a 362	0,95 a 1,05	311 a 362	0,90 a 1,05
440	418 a 460	0,95 a 1,046	396 a 460	0,90 a 1,046
500	500 a 550	1,00 a 1,10	475 a 550	0,95 a 1,10
525	500 a 550	0,95 a 1,05	475 a 550	0,90 a 1,05
765	690 a 800	0,90 a 1,046	690 a 800	0,90 a 1,046

3.1.4.2) Limites para controle de potência reativa

Os limites de geração e absorção de potência reativa, assim como de tensão terminal, são definidos pelas curvas de capacidade dos geradores e compensadores síncronos. No caso em que essas informações não estejam disponíveis, a central eólica deve ser capaz de fornecer no ponto de conexão fator de potência mínimo de 0,95 capacitivo e 0,95 indutivo, sempre que houver despacho de potência ativa.

3.1.4.3) Limites de carregamento para capacitores série

Os capacitores série (fixos ou variáveis) só podem ser submetidos à sobrecarga indicada pelos respectivos fabricantes. Entretanto, caso essas informações não estejam disponíveis, devem ser respeitados os limites indicados na Tabela 2, baseada na norma IEC 60143-1 e em editais de licitação de serviço público de transmissão.

Tabela 2: Limites de carregamento para capacitores série [6]

Sobrecarga em relação à corrente nominal (%)	Tempo (min)	Intervalo entre sobrecargas (h)
10	240	12
35	30	6
50	10	2

3.1.4.4) Limites de carregamento de linhas de transmissão, transformadores e autotransformadores

No caso de linhas de transmissão, transformadores e autotransformadores devem ser respeitadas as capacidades operativas indicadas nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST.

3.2) Estudos de curto-círcuito

3.2.1) Objetivo

Este estudo tem por objetivo analisar o nível de curto-círcuito – em kA – na barra em que é instalado o parque eólico e naquelas que constituem seu entorno. Não há uma definição formal de quais barras do entorno da usina devem ser analisadas. Contudo, é uma boa prática considerar pelo menos a segunda vizinhança do ponto de conexão.

A partir dos níveis de curto-círcuito, torna-se possível avaliar o impacto da entrada em operação da usina eólica, por meio da análise de evolução desses níveis. Além disso, este estudo fornece dados para o dimensionamento de disjuntores da usina, assim como permite a análise da conformidade dos disjuntores existentes nesse trecho da rede quanto à suas capacidades de interrupção de corrente simétrica - definida como a maior corrente que um disjuntor pode interromper sem que haja prejuízos ao equipamento [10]. Vale ressaltar que o termo “simétrico” refere-se à corrente em regime permanente, desprezando-se, portanto, sua componente de corrente contínua.

Essa análise é realizada por meio do estudo de superação de disjuntores, baseado na razão X/R das barras curto-circuitadas. Esse fator representa a razão entre as componentes indutiva e resistiva da impedância equivalente da rede, vista da barra em curto, e indica, basicamente, o nível de assimetria da corrente de defeito.

Portanto o estudo de curto-círcuito fornece dados para o dimensionamento elétrico e mecânico de novos disjuntores, bem como de chaves seccionadoras, linhas de transmissão, transformadores, sistemas de aterramento, dentre outros. Além disso, contribui para a coordenação, o ajuste e a especificação do sistema de proteção (transformadores de corrente, bobinas de bloqueio e outros equipamentos).

Provê ainda subsídios para o cálculo de equivalentes de rede, fundamental nos estudos de estabilidade eletromecânica e transitórios eletromagnéticos, e para o cálculo de reatores equivalentes, artifício utilizado para a representação de defeitos desequilibrados em estudos

de estabilidade eletromecânica realizados no *software* ANATEM. O conceito de reator equivalente será explicado na seção 3.2.2.

3.2.2) Metodologia

O desenvolvimento do estudo de curto-círcuito para acesso de fazendas eólicas pode ser dividido em quatro partes:

- i) Determinação do nível de curto-círcuito das barras do sistema;
- ii) Evolução do nível de curto-círcuito nestas barras;
- iii) Estudo de superação de disjuntores (apenas se necessário);
- iv) Cálculo do equivalente de rede;
- v) Cálculo do reator equivalente das barras selecionadas.

O *software* recomendado para realizar essas simulações é o ANAFAS (Análise de Faltas Simultâneas) desenvolvido pelo CEPEL. Este programa tem como objetivo principal a determinação dos níveis de curto-círcuito nas barras selecionadas. Porém, possui uma série de outras funcionalidades úteis para este estudo, como a evolução nos níveis de curto-círcuito, cálculo de equivalentes de redes, de reator equivalente e estudo de superação de disjuntores.

Nessa simulação devem ser considerados apenas dois tipos de defeito: curto-círcuito monofásico (fase-terra) e trifásico (simétrico). Em nenhum dos casos se analisam contingências associadas aos defeitos.

Na etapa de determinação do nível de curto-círcuito e de sua evolução, são analisadas duas configurações de rede: com e sem a presença da nova fazenda eólica. Os resultados obtidos em cada uma dessas situações são comparados, obtendo-se, então, a variação percentual dos níveis de curto-círcuito para as barras desejadas.

Caso algum barramento apresente variações críticas em suas correntes de curto-círcuito, é preciso realizar o estudo de superação de disjuntores. Entretanto, essa etapa não é usual em estudos de acesso, só se fazendo necessário em casos raros. Em todo caso, é apresentada uma descrição do método em que consiste este procedimento.

De posse dos dados dos disjuntores instalados, compara-se, para cada barra, seu nível de curto-círcuito com o menor valor de capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores ligados à mesma. Caso a corrente esteja entre 90 e 100% de sua capacidade, o equipamento é caracterizado como em estado de alerta. Caso a corrente atinja 100% - ou mais - de sua capacidade, diz-se que o disjuntor está em estado superado e torna-se necessária a realização de um estudo mais detalhado, com o objetivo de determinar com maior precisão a corrente

que passa pelo mesmo. Esse estudo chama-se *line-out* [6], porém não cabe detalhá-lo neste trabalho.

Conforme citado anteriormente, na análise de superação de disjuntores é levada em consideração a relação X/R da barra. Esse fator está diretamente relacionado à taxa de decaimento da corrente. Quanto maior essa relação, maior a amplitude da corrente subtransitória e mais lento é o seu decaimento, o que pode levar um disjuntor à superação [11]. Isso se torna ainda mais relevante quanto menor for o tempo de atuação do disjuntor.

Há, contudo, casos em que mesmo não estando em estado de alerta ou superado, é necessário avaliar tanto a capacidade de interrupção assimétrica quanto à tensão de restabelecimento transitória (TRT) de um disjuntor, definida como “a tensão que surge entre os contatos de um disjuntor após a interrupção da corrente de curto” [12]. Isso se deve ao fato de que por mais que não haja superação da capacidade de interrupção simétrica é possível que haja superação da capacidade de interrupção assimétrica ou da TRT. Existe um critério estabelecido pelo ONS que define quais disjuntores devem ser submetidos a essa análise detalhada. Essa seleção depende do valor máximo de corrente de curto-circuito (I_{cc}), da capacidade de interrupção nominal do disjuntor (I_{ccn}) e de sua constante de tempo (τ), medida em milisegundos. A Figura 5 ilustra esse critério. Nela pode-se notar que disjuntores em circuitos com constantes de tempo maiores que 120 ms não precisam ser detalhados, caso contrário, é preciso comparar a capacidade de interrupção nominal com o valor máximo da corrente de defeito.

O valor de τ se relaciona diretamente com a relação X/R a partir da equação (3.1):

$$\tau = \frac{\frac{X}{R}}{2 \times \pi \times f} \quad (3.1)$$

onde $f = 60$ Hz é a frequência de operação da rede elétrica.

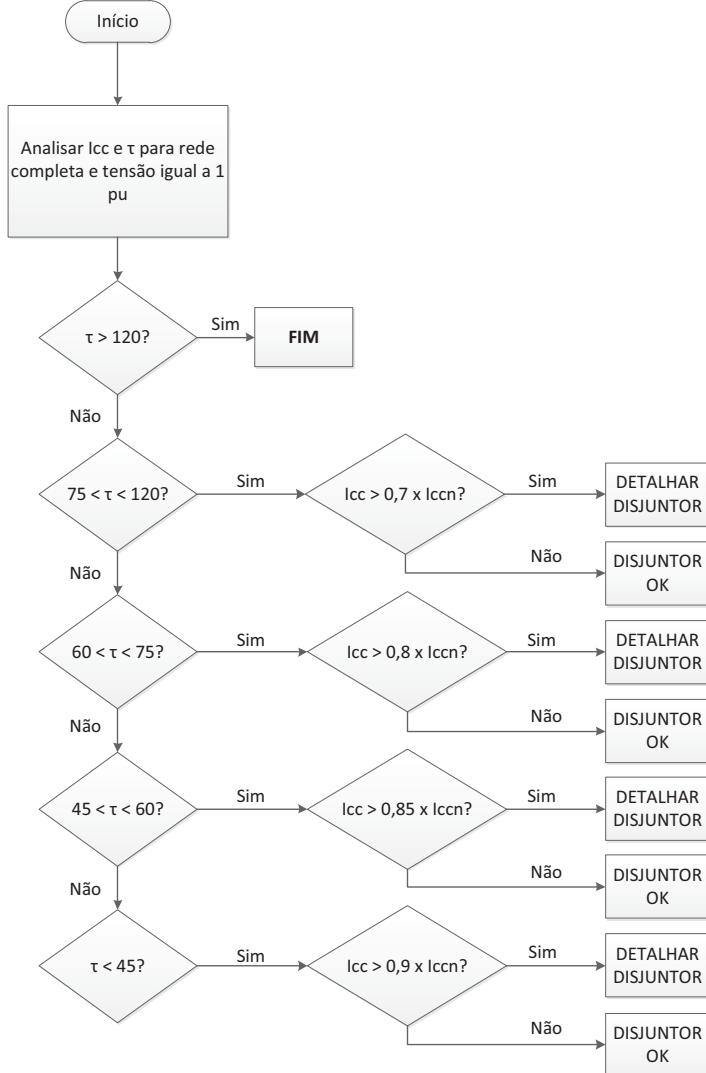


Figura 5: Critério de seleção para verificação detalhada de disjuntores [6]

Outro objeto de análise nos estudos de curto-circuito é o cálculo de reatores equivalentes. Esse método consiste em calcular a reatância que precisa ser colocada em série com o equivalente Thévenin de sequência positiva da rede com o intuito de simular o efeito de um curto-circuito monofásico. Isto é especialmente útil nos estudos de estabilidade eletromecânica, uma vez que nesse estudo só há representação de sequência positiva – pois a rede é considerada trifásica balanceada. Sendo assim não é possível simular um defeito monofásico diretamente nesse modelo, já que a falta fase-terra determina uma configuração de rede intrinsecamente desbalanceada [13].

A Figura 6 representa o circuito resultante da adição do reator equivalente, onde Z_0 , Z_1 e Z_2 são, respectivamente, as reatâncias de sequência zero, positiva e negativa da rede. Pode-se notar que a reatância a ser adicionada corresponde à soma de Z_0 e Z_2 , sendo que apenas a primeira precisa ser calculada, pois Z_2 pode ser considerada igual a Z_1 .

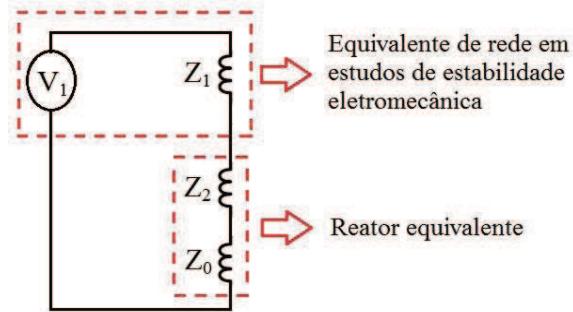


Figura 6: Representação do modelo para cálculo do reator equivalente

A ferramenta de cálculo de reator equivalente do ANAFAS fornece o negativo do valor, em MVAr, do reator a ser adicionado nos estudos de estabilidade eletromecânica na coluna “B(%)” da seção “Reator de curto” do relatório gerado. Para transformá-lo na impedância a ser adicionada deve-se utilizar a equação (3.2):

$$X_{reator} = \frac{V^2}{Q} \quad (3.2)$$

Em que

X_{reator} : reatância a ser adicionada no estudo de estabilidade eletromecânica

V : tensão nominal da barra em que o reator equivalente será adicionado

Q : valor da potência reativa do reator equivalente, obtida do ANAFAS.

Vale ressaltar que a equação 3.2 fornece o valor da reatância indutiva em ohms, sendo necessário transformar este valor para p.u. para utilizá-lo nos estudos de estabilidade eletromecânica.

3.2.3) Modelo

Pode-se considerar que a rede esteja operando em regime subtransitório ou transitório, dependendo do nível de tensão. Essa escolha está relacionada ao período em que os disjuntores da transmissão devem atuar. Isso significa que para níveis de tensão menores, em que o tempo de abertura dos disjuntores é maior que para tensões maiores, pode ser exigido o uso de reatâncias transitórias. Em todo caso, os geradores e compensadores síncronos devem ser representados por uma força eletromotriz seguida de sua reatância – transitória ou subtransitória – saturada de sequência positiva ou zero [6]. No ANAFAS, geradores eólicos síncronos devem ser representados por meio do bloco de dados “DEOL”. A representação de DFIGs é igual à representação de geradores síncronos convencionais, ou seja, por meio do bloco de dados “DCIR”, especificando o tipo de circuito como gerador. Considera-se o *flat-start* como condição inicial da rede, ou seja, o módulo das tensões igual a 1 pu e os ângulos iguais a zero.

As linhas de transmissão não devem ter suas resistências desprezadas, pois depende destas a obtenção da relação X/R.

Atualmente, os transformadores são representados apenas por suas reatâncias. Entretanto, está sendo estudada a contribuição de sua parte resistiva no cálculo da relação X/R da rede, a fim de se avaliar a necessidade de sua representação no estudo.

Os efeitos dos conversores estáticos (STATCOM, SVC, etc.) e elos de corrente contínua na corrente de curto-círcuito podem ser desprezados.

3.3) Estudos de estabilidade eletromecânica

3.3.1) Objetivos

A estabilidade eletromecânica de um sistema de potência pode ser definida, de uma maneira geral, como sua capacidade de manter o equilíbrio em condições normais de operação ou de restabelecê-lo em caso de perturbação da rede. Portanto, o estudo de estabilidade eletromecânica de um sistema elétrico tem por finalidade analisar o comportamento do sistema após a ocorrência de distúrbios, responsáveis por tirá-lo de seu ponto de operação. Esses distúrbios – que podem ser um curto-círcuito ou a perda de um ou mais elementos do sistema – são responsáveis por fazer com que as máquinas rotativas entrem em movimento oscilatório, sofrendo acelerações e desacelerações, podendo ou não se estabilizar em torno de um novo ponto de operação. Caso a estabilidade não seja alcançada, há perda de sincronismo e a rede entra em colapso, sendo necessárias medidas corretivas para restabelecer o sincronismo [14].

Essa análise deve observar, principalmente, o comportamento da tensão e da frequência no tempo para as barras sob análise. A escolha das barras analisadas segue o mesmo critério de seleção dos estudos de curto-círcuito. Como complemento, também pode ser examinado a evolução temporal do deslocamento angular entre o ângulo do rotor do aerogerador e o eixo síncrono.

É possível ainda, a partir desse estudo, verificar a necessidade de instalação de novos SEP, para os casos em que os sistemas de proteção dos equipamentos não impeçam a ocorrência de violações.

3.3.2) Metodologia

As condições iniciais desse estudo são referentes à solução do fluxo de potência para a rede básica operando com patamares de carga leve, média e pesada. Com relação aos

despachos de geração, assim como em estudos de fluxo de potência, há apenas a recomendação de se testar os limites de geração, restando ao agente gerador definir outros cenários relevantes a serem simulados.

Posteriormente, é realizada a análise de contingências, visando observar o efeito da abertura repentina de elementos do sistema. Para cada caso deve ser considerada a ocorrência ou não de curto-círcuito monofásico. Somente esse tipo de defeito precisa ser estudado, por ser o de maior incidência no sistema elétrico brasileiro [13].

A seleção das contingências deve seguir o critério n-1, descrito na seção 3.1.2, onde é citada a necessidade de se avaliar apenas as contingências simples referentes à perda de elementos na mesma área em que o parque eólico é instalado.

3.3.3) Modelo

O modelo eletromecânico do SIN é fornecido pelo ONS e consta em sua base de dados na internet em arquivos cujo formato é compatível com o *software* ANATEM, desenvolvido pelo CEPEL.

A turbina eólica pode ser representada como a composição de um modelo elétrico, um modelo mecânico, um modelo aerodinâmico e um sistema de controle geral [15] [16].

Um dos problemas da modelagem dinâmica de uma fazenda eólica reside na dificuldade encontrada até hoje em se obter um modelo genérico do sistema, que não exponha informações sigilosas do fabricante.

Felizmente, avanços nesse sentido vem ocorrendo, visto que alguns fabricantes já disponibilizam junto à base de dados do ONS os arquivos ANATEM referentes a alguns de seus modelos de aerogerador. Esses modelos, de uma forma geral, são completos, abrangendo as partes mecânica, aerodinâmica, elétrica e de controle da turbina.

Nesses arquivos apenas o modelo elétrico é implementado utilizando-se elementos pré-definidos da biblioteca do ANATEM. Os outros três são implementados via controladores definidos pelo usuário (CDUs). Atualmente, os fabricantes que disponibilizam esses arquivos são: Enercon, ImpsaVensys, Suzlon e Vestas.

Quando o modelo de turbina adquirido não consta nessa base de dados, cabe ao acessante providenciar sua implementação, podendo recorrer ao fabricante para que este forneça os dados necessários ou mesmo produza um modelo completo.

Os modelos elétricos de aerogeradores presentes na biblioteca do ANATEM correspondem a três tipos principais utilizados em projetos eólicos, a partir dos quais se pode

chegar aos outros, executando pequenas variações [8] [9] [17] [18]. São eles: gerador de indução convencional diretamente conectado à rede, gerador de indução com rotor duplamente alimentado – em inglês, DFIG (*Doubly Fed Induction Generator*) - e gerador síncrono conectado à rede por conversores de tensão. Esses modelos estão descritos em [18] e [19].

Os dois últimos correspondem à quase totalidade dos projetos de grandes parques eólicos, visto que a utilização de conversores eletrônicos minimiza possíveis problemas em termos de estabilidade do sistema. Por outro lado, os geradores de indução diretamente conectados à rede são aerogeradores mais simples, geralmente sem controle de velocidade, sendo mais utilizados em instalações autônomas de energia eólica. Portanto, esse modelo não apresenta interesse de estudo ao presente trabalho.

No caso do DFIG, um conversor VSC (*Voltage Sourced Converter*) em configuração *back-to-back* alimenta o rotor para controle da máquina. Dessa forma pode ser controlada a velocidade da turbina, e, consequentemente, suas potências ativa e reativa, fazendo com que a máquina opere de forma similar a um gerador síncrono [18]. Como vantagem, pode-se citar o fato de que apenas uma fração da potência gerada pelo aerogerador passa pelo conversor eletrônico, diminuindo seu custo.

O modelo dinâmico do DFIG implementado no ANATEM está ilustrado na Figura 7. Para o gerador de indução diretamente conectado à rede as regiões em verde, vermelho e azul são desprezadas.

Na Figura 7:

- “V” representa a tensão;
- I representa a corrente;
- L é a indutância;
- os índices “d” e “q” representam, respectivamente, grandezas dos eixos direto e em quadratura;
- os índices “s” e “r” representam, respectivamente, grandezas estatóricas e rotóricas;
- os índices “R” e “I” representam as componentes real e imaginária;
- grandezas seguidas de apóstrofe representam valores transitórios;
- s é o escorregamento da máquina;
- ω é a frequência angular da rede;
- T'_0 é a constante de tempo.

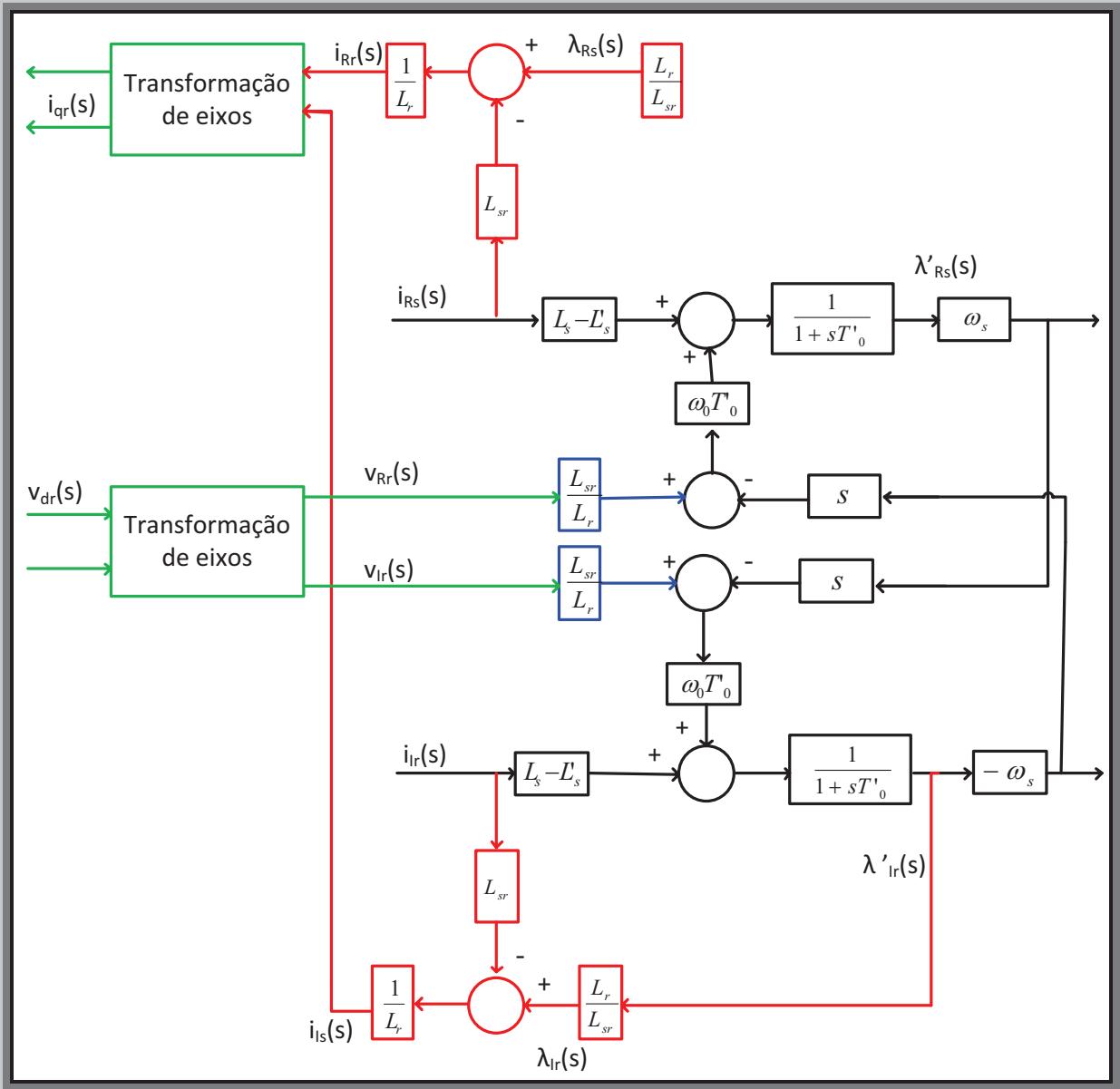


Figura 7: Modelo dinâmico dos geradores de indução [18]

Com relação ao gerador síncrono ligado à rede através de conversores eletrônicos, sua principal vantagem é o desacoplamento de frequência em relação à rede. Isso significa que o gerador pode operar com velocidade diferente da velocidade síncrona, pois é o elo CC o responsável por manter a frequência da rede a 60 Hz. Entretanto, sua maior desvantagem é a necessidade de um conversor eletrônico com capacidade igual ou superior à capacidade nominal do gerador, uma vez que toda a potência flui pelo conversor.

Quanto à representação da variação das cargas com a tensão, na falta dessas informações, deve-se considerar, para a parte ativa, o modelo com 50% de potência constante

e 50% de impedância constante. Para a parte reativa, a carga deve ser representada com impedância 100% constante.

3.3.4) Critérios e limites a serem atendidos

Conforme citado anteriormente, em estudos de estabilidade eletromecânica o critério n-1 também deve ser atendido, ou seja, a rede deve ter a capacidade de se manter estável mesmo que um elemento qualquer do sistema seja retirado.

Além da não perder a estabilidade, um distúrbio não deve submeter os equipamentos a sobrecargas que os danifiquem, nem gerar violações de faixas de tensão ou desligamentos em cascata de elementos da rede.

A seguir estão os critérios e limites definidos pelo ONS, com relação à tensão, ao carregamento de capacitores série, linhas de transmissão, transformadores e autotransformadores e ao tempo de eliminação de faltas.

3.3.4.1) Limites de tensão

A primeira oscilação da tensão após a ocorrência do distúrbio não pode ser inferior a 60% da tensão nominal de operação em todos os níveis de tensão, exceto para 500kV, onde esse valor é de 63%. Nas oscilações seguintes o valor mínimo é de 84% para 500kV e 80% para os outros níveis de tensão.

Além disso, a variação entre as tensões em regime permanente não pode exceder 10% da tensão nominal de operação. Essa relação está expressa na equação (3.3), onde $V_{inicial}$, V_{final} e V_{nop} são, respectivamente, os valores eficazes das tensões de regime antes e após o distúrbio e da tensão nominal de operação da barra:

$$V_{final} \geq V_{inicial} - 0,1 \times V_{nop} \quad (3.3)$$

Por último, o valor pico a pico absoluto da oscilação da tensão eficaz não deve ser maior do que 2%, 10 segundos após a eliminação do distúrbio.

3.3.4.2) Limites de carregamento de capacitores série, linhas de transmissão, transformadores e autotransformadores

Os limites de carregamento desses equipamentos são os mesmos apresentados no estudo de fluxo de potência, cujas descrições constam nos itens 3.1.4.4 e 3.1.4.5 deste trabalho.

3.3.4.3) Tempo de eliminação de faltas

Na falta de maiores informações por parte dos agentes de transmissão a respeito do tempo de eliminação do defeito para as contingências com ocorrência de curto-círcuito, devem ser respeitados os valores indicados na Tabela 3. Os dispositivos de proteção de banco de capacitores série só poderão atuar caso o tempo de eliminação da falta seja superior ao tempo máximo indicado sem falha no disjuntor.

Tabela 3: Tempos indicados para eliminação de defeitos [6]

Tensão nominal de operação (kV)	Tempo de eliminação (ms)	
	Sem falha no disjuntor	Com falha no disjuntor
765	80	200
525 e 500	100	250
440	100	250
345	100	400
230	150	500
138	150	500
Sem teleproteção	138	450
	88	450
	69	800
		1000

3.3.4.4) By-pass de capacitores-série

A princípio, não se deve considerar a atuação da proteção de capacitores-série em casos de defeitos externos, a menos que o tempo de eliminação da falta seja superior ao tempo máximo de eliminação sem falha do disjuntor (Tabela 3).

Para casos de *by-pass* de capacitores-série as informações a respeito da proteção dos mesmos devem ser consideradas. Ainda nessa situação, os capacitores devem ser representados da seguinte forma: reatância nula quando há *by-pass* monofásico com defeito monofásico ou em caso de *by-pass* trifásico; e 2/3 da reatância quando há *by-pass* monofásico sem defeito monofásico.

3.4) Estudos de transitórios eletromagnéticos

3.4.1) Objetivo

Os estudos de transitórios eletromagnéticos têm por objetivo avaliar os níveis de sobretensão e sobrecorrente a que os equipamentos do sistema elétrico são submetidos quando há uma perturbação na rede. Esses resultados são importantes não apenas para garantir a integridade dos equipamentos, mas também para que sejam evitadas atuações indesejadas dos

sistemas de proteção, fornecendo dados para seu ajuste. Podemos citar como principais causas de fenômenos transitórios os curto-circuitos, chaveamentos, descargas elétricas, rejeições de carga, entre outros. Esses fenômenos podem ser classificados, conforme seu grau de amortecimento e duração, em temporário, manobra e atmosférico. Nesse estudo são analisadas apenas as manobras, que se caracterizam por uma maior amplitude e duração intermediária em relação aos outros tipos de fenômenos. Podem ainda ser classificados em internos (rejeição de carga, por exemplo) ou externos (descargas, curtos-circuitos, etc.) de acordo com sua origem.

Vale lembrar que, em alguns casos, como religamento – monopolar e tripolar – de linhas de transmissão a energia dissipada nos para-raios também deve ser analisada.

Deve ser ressaltado ainda que, segundo o ONS em seus Procedimentos de Rede, esse estudo não é considerado obrigatório na fase de acesso. Entretanto esse estudo pode fornecer informações importantes para o dimensionamento de equipamentos, como disjuntores e chaves de aterramento.

3.4.2) Metodologia

Basicamente, devem ser avaliados dois tipos de estudos de manobras em equipamentos: estatístico e determinístico. Estudos estatísticos são aqueles que devem ser realizados “considerando as características probabilísticas dos equipamentos de manobra” [6], por exemplo, diferentes instantes de abertura ou fechamento de um disjuntor. Nesse contexto devem ser realizados estudos de energização de linhas de transmissão, energização de transformadores, energização de bancos de capacitores em derivação, religamento tripolar e religamento monopolar. Esses estudos devem envolver, ao menos, duzentos casos diferentes, a fim de se garantir sua validade estatística.

Por outro lado, estudos determinísticos são aqueles em que as grandezas transitórias são obtidas com base em dados previamente definidos dos equipamentos em manobra. Em termos de acesso de parques eólicos, existe o interesse em estudar casos de rejeição de carga, extinção de arco secundário no religamento monopolar, tensão de restabelecimento transitória, estudos de manobra de correntes induzidas por chaves de aterramento de linhas de transmissão (quando há necessidade) e os casos dos estudos estatísticos que apresentarem os resultados mais severos.

Em todas as diferentes análises realizadas a tensão de pré-manobra deve corresponder à solução do caso base de fluxo de potência ou ao valor definido nos estudos de estabilidade eletromecânica.

3.4.2.1) Energização de linhas de transmissão

Na análise de energização de linhas, devem ser realizadas simulações com e sem a aplicação de curto-círcuito monofásico em ambos os terminais e no meio da linha. Este procedimento deve ser feito para o caso mais severo encontrado no estudo probabilístico. Além disso, devem ser simulados casos com e sem derivação *shunt*, caso existam. Em todo caso, devem ser desligados somente os reatores manobráveis.

3.4.2.2) Energização de transformadores

Deve-se considerar uma das fases com o máximo fluxo magnético residual do transformador e o fechamento do disjuntor no instante em que o fluxo magnético tiver polaridade inversa ao fluxo residual. O valor máximo deste deve ser obtido, preferencialmente, a partir de relatórios de ensaios do fabricante. Na falta desta informação, admite-se a adoção de valor típico encontrado na literatura.

Para o caso de subestações em que haja mais de um transformador, devem ser realizadas duas análises para cada um: considerando o outro já energizado e em vazio.

3.4.2.3) Energização de banco de capacitores em derivação

Ao analisar-se a energização de bancos de capacitores, para cada simulação estatística devem ser realizadas duas simulações determinísticas, uma para detalhamento das máximas tensões e outra para máximas correntes.

Além disso, devem ser analisadas as sobretensões nos terminais remotos das linhas de transmissão radialmente conectadas ao banco de capacitores desde que estejam levemente carregadas ou que sejam terminadas por transformador levemente carregado.

Para barramentos em que haja mais de um banco de capacitores, devem ser analisadas as hipóteses de energização em configuração *back to back*, em que quando um capacitor é chaveado já existe outro energizado na mesma barra. Esse procedimento serve para quantificar as sobretensões e sobrecorrentes que possam vir a acontecer em bancos de outros barramentos, devido às condições ressonantes da rede.

3.4.2.4) Religamento tripolar

O religamento tripolar é o mais seguro, uma vez que, ao abrir as três fases, garante a extinção do defeito. Entretanto, caso a usina geradora seja conectada à rede elétrica por uma única linha de transmissão, a abertura do disjuntor resultaria na perda da geração. Nesses casos, pode-se considerar a utilização de religamento monopolar.

As simulações de religamento tripolar devem atender a algumas condições gerais, por exemplo: devem ser simulados religamentos com e sem sucesso, considerando e retirando reatores *shunt* existentes na linha (somente os manobráveis) e devem ser realizadas simulações determinísticas para o caso mais severo (com representação dos para-raios).

Além das considerações gerais, o seguinte procedimento específico deve ser seguido:

- a) Aplicação de curto-círcuito monofásico em um dos terminais da linha de transmissão;
- b) Realizar a abertura tripolar no terminal da linha mais próximo ao defeito;
- c) Realizar a abertura no terminal oposto da linha, respeitando o tempo de transferência de disparo;
- d) Reinserir os capacitores série da linha, caso existam;
- e) Após o tempo morto, religar um dos terminais da linha, respeitando o procedimento de energização de linhas descrito no item 3.4.2.1. O tempo morto é o intervalo de tempo entre a abertura de um disjuntor e seu fechamento, em caso de curto-círcuito.

O tempo morto a ser considerado no religamento tripolar depende da simulação de estabilidade eletromecânica, podendo variar de 500 ms até 10 s. O religamento tripolar lento é uma prática adotada há alguns anos no ONS e que vem demonstrando bons resultados, no sentido de que, em muitos casos, religamentos rápidos sem sucesso são convertidos em religamentos com sucesso quando o tempo morto é aumentado. Isso se deve principalmente à natureza temporária da causa da maioria dos defeitos na rede elétrica brasileira [20].

Caso a linha possua compensação série, devem ser utilizados os dados do equipamento. Na falta desses dados, os capacitores do lado mais próximo do defeito devem ser *by-passados*.

3.4.2.5) Religamento monopolar

No religamento monopolar, apenas a fase sob defeito é aberta. Isso diminui a probabilidade de extinção do mesmo, mas permite o escoamento do fluxo de potência pelas fases sãs da linha. Pela proximidade da fase curto-circuitada com as outras fases, podem surgir tensões e correntes induzidas, que podem resultar no aparecimento de um arco secundário. Esta situação deve ser analisada e os critérios para tal avaliação são descritos mais adiante.

O religamento monopolar, deve atender às mesmas condições gerais do religamento tripolar (descrito no item anterior), acrescido do fato que durante o tempo morto, as correntes de neutro existentes no entorno da manobra devem ser obtidas e quantificadas. Neste caso, utiliza-se como padrão um tempo morto de 500 ms. Só pode ser usado um valor maior, nos casos em que seja comprovado, através de critério descrito no item 3.4.4.8 deste trabalho, a impossibilidade de utilização do valor padrão.

O procedimento específico de manobras de religamento monopolar é o mesmo do item anterior, com a diferença de que neste caso a abertura realizada é monopolar – apenas a fase com defeito é desconectada.

3.4.2.6) Rejeição de carga

A rejeição de carga está relacionada à potência que uma linha de transmissão deixa de transmitir quando sai de operação. Esses estudos visam à identificação dos casos de sobretensão mais severos no barramento em que ocorre a rejeição, assim como a análise de sobretensões e energia dissipada em para-raios.

Os casos devem ser simulados para a ocorrência ou não de curtos-circuitos monofásicos nos barramentos em que haja rejeição. As faltas devem ser simuladas tanto antes quanto depois da rejeição, pois um dos terminais da linha continuará energizado, podendo provocar sobretensões. Além disso, nos casos em que ocorre o curto-círcuito, admite-se a atuação do sistema de proteção contra sobretensões. Assim como em casos anteriores, deve haver simulações considerando a compensação shunt e outra desconsiderando os reatores manobráveis.

A rede deve ser representada de forma que a linha de transmissão (ou transformador) esteja operando em seu limite de estabilidade (para linhas longas) ou com carregamento máximo (linhas curtas) de fluxos de potência ativa e reativa, sendo que este fluxo injetado deve alimentar as cargas rejeitadas. Além disso, deve ser considerada em configuração completa, em contingência (segundo critério n-1) e em recomposição (após distúrbio).

Com relação à abertura de linhas, devem ser consideradas aberturas simples e duplas, de acordo com a subestação em questão.

No caso de rejeição por abertura de transformador, a mesma deve ser representada tanto no lado de alta como no de baixa tensão.

A duração da simulação deve corresponder, pelo menos, à soma dos tempos de atuação total da proteção, de abertura do disjuntor, assim como da abertura do terminal remoto da linha por transferência de disparo da proteção.

3.4.2.7) Tensão de Restabelecimento Transitória

As análises de tensão de restabelecimento transitória são posteriores ao estudo de superação de disjuntores. Como foi dito anteriormente, isso é necessário, pois um disjuntor pode apresentar superação quanto à TRT, mesmo não havendo superação da capacidade de interrupção de corrente simétrica. No caso específico de estudos de acesso, essa avaliação é importante para a especificação dos disjuntores das centrais geradoras, pois estes deverão ser projetados para suportar as sobretensões indicadas nas curvas obtidas, referentes à sobretensões nos terminais do disjuntor.

Em todas as situações desse estudo, o equivalente de rede deve ser obtido a partir dos estudos de curto-círcuito, considerando a linha em que ocorre a falta isolada do restante do sistema. Não se considera a condição de polo preso do disjuntor, quando se considera que um polo do disjuntor não opera durante a abertura do mesmo, podendo induzir tensões nas fases contíguas [12].

No que diz respeito a estudos de abertura de falta, existem algumas considerações quanto à modelagem dos elementos do circuito: as linhas de transmissão devem ser representadas por parâmetros distribuídos sem dependência com a frequência, enquanto nos transformadores e reatores podem ser desprezadas as perdas no ferro, a saturação, a correção da corrente de curto-círcuito com a frequência e as capacitâncias internas.

A fim de se representar as frequências naturais de oscilação dos transformadores (monofásicos e trifásicos) e dos reatores, devem-se considerar, quando disponível, as capacitâncias para terra e entre os enrolamentos – no caso dos transformadores – e uma capacitância equivalente em paralelo com a reatância indutiva, para os reatores.

Consideram-se os efeitos das capacitâncias concentradas dos elementos ligados a ambos os barramentos dos terminais do disjuntor, por exemplo, filtros e transformadores de instrumentos.

Além disso, não se representam as cargas, nem o arco elétrico do disjuntor.

As faltas a serem simuladas no terminal do disjuntor são: trifásica não aterrada, trifásica aterrada e monofásica.

Deve ser considerada ainda a ocorrência de defeito quilométrico, em que o curto-círcuto ocorre próximo à subestação. Nesse caso, o ponto de aplicação da falta é aquele cuja corrente vale aproximadamente 90% da corrente de falta na barra terminal correspondente. Para disjuntores a ar comprimido ou óleo, utilizam-se, respectivamente, os valores de 75% e 60% da corrente [6].

Ao analisar a abertura de linha em vazio, deve-se observar a possível influência de componentes ligados à mesma no escoamento de sua carga residual. Isso ocorre notadamente quando há transformadores de potencial (TPs) indutivos ou reatores shunt conectados à linha.

Além disso, a condição de potência de curto-círcuito reduzida na subestação deve ser analisada, para o caso de abertura de bancos de capacitores, a fim de observar a máxima influência dos mesmos no pico da TRT capacitativa.

Finalmente, na situação de manobra em discordância de fases, o objetivo é determinar a máxima tensão solicitada através do polo do disjuntor. Devem ser observados os limites normalizados para a classe de tensão correspondente.

3.4.3) Modelo

Para simulações de transitórios eletromagnéticos, o ONS recomenda a utilização do *software* ATP. Para modelagem da rede elétrica, é praxe detalhar pelo menos duas barras além do ponto de conexão e representar o restante por um equivalente de Thévenin.

A primeira dificuldade na modelagem reside no fato do Operador não fornecer a representação do SIN em arquivos com formato adequado para esse estudo. As barras da rede devem ser adicionadas manualmente ao programa a partir do diagrama de impedâncias do SIN (disponibilizado pelo ONS) e do equivalente Thévenin obtido do programa de análise de curto-círcuito. Uma alternativa é buscar arquivos do SIN compatíveis com o ATP no site da EPE (Empresa de Pesquisa Energética), que disponibiliza diversos estudos envolvendo o sistema interligado, inclusive estudos de transitórios eletromagnéticos. Deve-se, apenas, verificar se tal arquivo é atual.

Outra diferença em relação aos estudos anteriores é que não são utilizados componentes simétricas, sendo preciso transformá-los em parâmetros de fase.

Com relação à representação da fazenda eólica, seus barramentos, transformadores e aerogeradores são os elementos fundamentais. Pode-se usar o conceito de gerador equivalente, em que todos os aerogeradores e suas respectivas linhas podem ser representados por um único gerador e uma única linha, cujas capacidades nominais são iguais à soma das capacidades individuais dos equipamentos. Além disso, para simular a turbina eólica é preciso representar o perfil de vento, o modelo mecânico, o modelo elétrico, os controladores (controle de *stall* ou de passo) e o conversor estático [21]. Entretanto, para análise do fenômeno transitório, não seria necessário investir em dinâmicas lentas, como as que envolvem o comportamento mecânico do aerogerador.

Apesar da relativa dificuldade em se obter o arquivo ATP do SIN, o maior problema, no tocante a modelagem, é o aerogerador. Assim como no modelo eletromecânico, ainda não há uma representação genérica confiável do mesmo, em que não sejam expostas informações de propriedade do fabricante. Nos estudos de transitórios eletromagnéticos, porém, a situação é ainda pior, pois, ao contrário do eletromecânico, ainda não há modelos de aerogeradores disponibilizados pelos próprios fabricantes. Esforços no sentido de disponibilizar esses modelos têm sido feitos, a partir da interação entre o ONS e alguns fabricantes de geradores eólicos, mas ainda não foram divulgados resultados concretos.

Como solução, atualmente os geradores eólicos são modelados simplesmente como uma fonte de corrente. Em alguns casos essa representação pode não ser suficiente, comprometendo a validade da simulação.

3.4.4) Critérios de suportabilidade de equipamentos

Nesta seção são descritos os limites de solicitação dos equipamentos durante sua operação. Os resultados das simulações referentes a este estudo devem respeitar estes limites e critérios. O não atendimento desses limites e critérios implica na necessidade de alteração do projeto da usina eólica.

São relatadas aqui as condições para os seguintes equipamentos: para-raios, transformadores, autotransformadores, reatores shunt, banco de capacitores shunt e série, disjuntores máquinas síncronas e linhas de transmissão. Além desses, são abordados, igualmente, critérios a respeito de extinção de arco secundário, comum em casos de religamento monopolar, em que pode haver indução das fases energizadas na fase sob defeito, de forma a alimentá-lo, criando o que se define como arco secundário.

3.4.4.1) Para-raios

Este critério é relevante para os casos de fazendas eólicas que possuam linhas de uso exclusivo, em que haja necessidade de instalação de para-raios.

Para para-raios convencionais (com ou sem *gap* ativo) só são permitidas manobras que resultem em sua operação, caso a energia por eles dissipada não ultrapasse valores garantidos pelos fabricantes. Para-raios com *gap* ativo são adequados em níveis de tensão elevados, em que os centelhadores dos para-raios alongam o arco através do *gap*, com o auxílio de um campo magnético [22].

No caso de utilização de para-raios de óxido metálico deve-se obter a curva característica V x I – referente ao nível de tensão correspondente – diretamente a partir de

catálogos de fabricantes. Em caso de manobra, deve ser utilizada a curva V x I mínima garantida pelo fabricante, a fim de maximizar a energia absorvida pelo equipamento.

3.4.4.2) Transformadores e autotransformadores

Os limites de sobretensão a 60 Hz para transformadores e autotransformadores em vazio não deve superar os valores indicados na Tabela 4.

Tabela 4: Sobretensões permitidas em transformadores e autotransformadores [6]

Tensão (pu)	Tempo (s)
2	0,1667
1,82	0,3333
1,5	1,667
1,4	3,6
1,35	10
1,25	20
1,2	60
1,15	480
1,1	Regime

Para tempos correspondentes a menos de 10 ciclos da frequência fundamental, as sobretensões não podem exceder o nível de isolamento do equipamento em 15%.

3.4.4.3) Reatores shunt

Durante as manobras realizadas, os reatores *shunt* não podem operar com sobretensões que excedam os valores indicados na Tabela 5 para os vários níveis de tensão:

Tabela 5: Sobretensões máximas permitidas aos reatores *shunt* [6]

Níveis de tensão (kV)			Tempo (s)
230	345, 440 e 525	500	
Tensão (pu)			
2	2	2,1	0,1667
1,82	1,82	1,91	0,3333
1,5	1,5	1,57	1,667
1,4	1,4	1,47	3,6
-	1,15	1,2	3600
1,1	1,1	1,15	regime

Assim como para transformadores, nos primeiros dez ciclos as sobretensões não devem superar o nível de isolamento dos reatores em 15%.

3.4.4.4) Banco de capacitores shunt e série (fixo ou controlado)

Não se deve exceder os valores máximos indicados pelo fabricante para dissipação de energia.

3.4.4.5) Disjuntores

A especificação dos disjuntores deve se basear na observação das TRTs obtidas nas simulações. Além disso, devem ser levados em consideração a capacidade de interrupção simétrica e o grau de assimetria da corrente de curto-círcuito (ambos referentes aos estudos de curto-círcuito).

3.4.4.6) Linhas de transmissão

Para definição do seu nível básico de isolamento, deverá ser considerado um valor superior ao pico de tensão transitória para qualquer ponto da linha.

3.4.4.7) Geradores síncronos

As sobretensões dos aerogeradores (caso sejam síncronos) são limitadas por outros equipamentos mais restritivos, tais como transformadores e para-raios e, portanto, seus limites não são considerados.

Contudo, em casos de sobrecarga, as correntes de armadura e tensão de campo devem ser limitadas conforme o gráfico ilustrado na Figura 8.

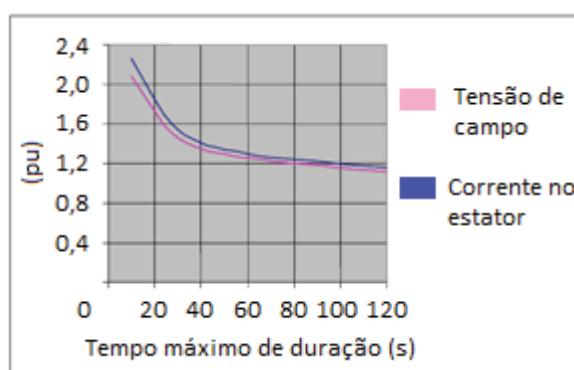


Figura 8: Limitação da corrente de campo e da tensão de armadura em geradores síncronos de polos lisos

[6]

3.4.4.8) Extinção de arco secundário

Para casos de religamento monopolar deve-se procurar manter o tempo morto inferior a 500 ms. Somente quando se é demonstrada sua inviabilidade, por meio de estudos técnicos, permite-se a adoção de valor superior a 500 ms. Além disso, devem ser avaliados os impactos dinâmicos na rede, devido ao aumento do tempo morto.

Para valores inferiores a 500 ms, o sucesso da extinção do arco secundário depende do último pico de corrente desse arco (I_a) e do primeiro pico de tensão de restabelecimento transitória (V_p). Considera-se que a manobra obteve sucesso, se o par ordenado (V_p , I_a) estiver no interior da curva representada na Figura 9.

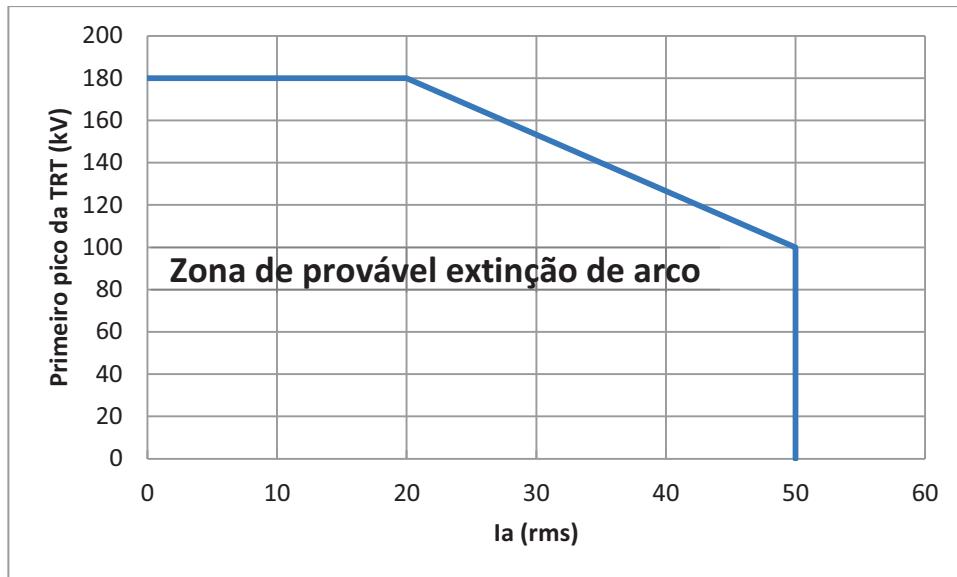


Figura 9: Indicação da região de alta probabilidade de sucesso de extinção de arco secundário [6]

Em caso de utilização de tempo morto maior que 500 ms, deve-se utilizar “uma curva de referência, obtida experimentalmente, que relaciona o tempo morto necessário para a extinção do arco secundário com o valor do último pico da corrente de arco” [6]. Essa curva está mostrada na Figura 10.

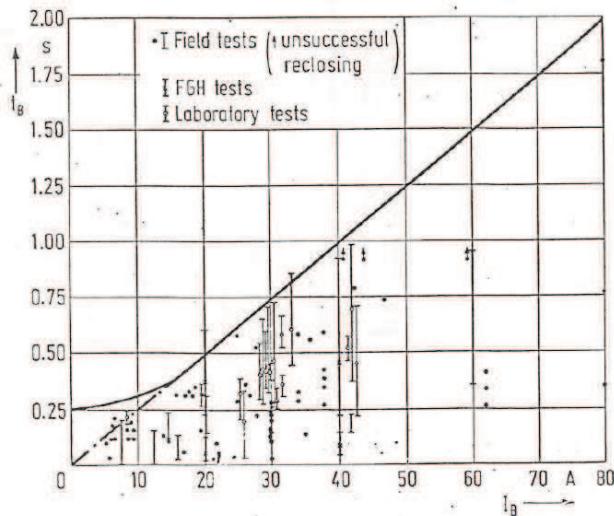


Figura 10: Curva indicativa de tempo morto para extinção de arco secundário [6]

Essa figura sugere o tempo morto para o qual ainda se obtém uma probabilidade aceitável de extinção do arco secundário, de acordo com a corrente. Deve-se utilizar tempo morto inferior a 1,25 s (correspondente a uma corrente de 50 A). Entretanto, caso não seja

possível obter corrente de arco de até 50 A em menos de 1,25 s, deve-se utilizar como tempo morto o tempo correspondente ao valor eficaz da corrente.

3.5) Estudos de qualidade de energia elétrica

Os estudos de qualidade de energia elétrica englobam estudos de distorção harmônica, flutuação de tensão e desequilíbrio de tensão. Para estudos de acesso de fazendas eólicas, o mais importante é o estudo de distorção harmônica, portanto este é o único descrito nesta seção.

3.5.1) Objetivos

Este estudo tem por objetivo determinar possíveis pontos de ressonância na rede, a partir de sua modelagem em frequência e da resposta em frequência das impedâncias próprias dos barramentos indicados. Além disso, é possível determinar o valor da distorção harmônica total (THD, em inglês *Total Harmonic Distortion*) das tensões nos barramentos pertencentes à usina eólica e sua vizinhança.

Em função dos resultados obtidos e quando necessário, é possível também projetar filtros e sistemas de compensação estática para a rede, de forma a atender os requisitos mínimos indicados pelo Operador.

3.5.2) Metodologia

Essa análise pode ser realizada tanto no domínio do tempo, como no domínio da frequência, além da rede poder ser representada de forma monofásica ou trifásica.

O *software* recomendado pelo ONS para execução das simulações é o HarmZs, desenvolvido pelo CEPEL. Em geral, a partir deste programa realizam-se estudos trifásicos no domínio da frequência e, por se tratar de um processo iterativo, pode-se assumir o *flat-start* como condição inicial. A desvantagem deste processo é a possibilidade de não se obter a convergência desejada. Para realizar as simulações no domínio do tempo é recomendado utilizar a mesma modelagem das simulações de transitórios eletromagnéticos e fazer uso das rotinas de FFT (*Fast Fourier Transform*) para obter a decomposição harmônica das tensões e correntes.

Neste estudo devem-se determinar as impedâncias harmônicas da rede elétrica vistas do ponto de conexão comum, para perfis de carga leve, média e pesada. Além disso, deve-se considerar o critério n-1, simulando a perda não simultânea de determinados elementos. Dessa

forma é possível obter os valores máximo e mínimo da impedância harmônica para as barras contidas na vizinhança da fazenda eólica.

Além disso, devem ser calculadas as correntes harmônicas causadas pela presença de cargas não lineares, desequilíbrio de impedâncias, relações de transformação, presença de sequência negativa, chaveamento de pontes retificadoras, entre outros.

3.5.3) Modelo

Caso se utilize o HarmZs como *software* de simulação, a forma mais indicada para representar a rede é a partir de arquivos históricos do programa de fluxo de potência, assim como os dados de máquinas do arquivo de estabilidade eletromecânica.

Outra solução possível é utilizar a rede equivalente obtida dos estudos de curto-circuito. Nesse caso, devem ser fornecidos os parâmetros de sequência positiva dos elementos (LTs, transformadores, reatores, etc.) na frequência fundamental.

No caso específico de linhas de transmissão, as mesmas podem ser modeladas a partir de seus parâmetros distribuídos, caso estejam disponíveis dados referentes à sua geometria.

A usina eólica é representada como uma única fonte de corrente harmônica, equivalente ao paralelo de todos os aerogeradores. As informações a respeito da injeção de harmônicos dos aerogeradores estão disponíveis em tabelas fornecidas pelos próprios fabricantes.

3.5.4) Critérios e limites a serem atendidos

Conforme citado no item 3.5.1, o indicador de distorção harmônica é o THD, definido de acordo com a equação (3.4).

$$THD = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_n^2} \quad (3.4)$$

Em que V_n representa a razão percentual entre o módulo da componente harmônica de ordem n e o módulo da componente fundamental da tensão. No caso dos critérios do ONS, o limite superior do somatório é igual a 50, limitando a avaliação ao 50º harmônico de tensão.

Os limites do THD variam conforme o nível de tensão e a ordem do harmônico, de acordo com a Tabela 6.

Tabela 6: Valores limite de THD de tensão, segundo o ONS

$V < 69 \text{ kV}$				$V \geq 69 \text{ kV}$			
Pares		Ímpares		Pares		Ímpares	
Ordem	THD (%)	Ordem	THD (%)	Ordem	THD (%)	Ordem	THD (%)
2, 4, 6	2	3, 5, 7	5	2, 4, 6	1	3, 5, 7	2
8 a 50	1	9, 11, 13	3	8 a 50	0,5	9, 11, 13	1,5
		15 a 25	2			15 a 25	1
		27 a 49	1			27 a 49	0,5

4) Simulações e resultados

Neste capítulo são realizadas simulações com o intuito de ilustrar como devem ser conduzidos os estudos de acesso de uma fazenda eólica. Os dados de projeto do parque eólico são típicos e servem para exemplificar como é feito o tratamento e análise dos resultados nos programas utilizados.

As simulações executadas são referentes aos estudos de fluxo de potência, curto-circuito, estabilidade eletromecânica, transitórios eletromagnéticos e distorção harmônica. Os *softwares* utilizados são, respectivamente: ANAREDE, ANAFAS, ANATEM, PSCAD e HarmZs. A escolha desses *softwares* não é obrigatória, apenas recomendada pelo ONS (com exceção dos estudos de transitórios eletromagnéticos, em que o ONS recomenda a utilização do ATP). Essas simulações são referentes aos estudos mínimos exigidos pelo Operador. No entanto, eventualmente pode ser necessária a realização de outros tipos de simulação, ou mesmo de um detalhamento maior desses mesmos estudos, dependendo da especificidade do empreendimento.

Como as simulações aqui apresentadas possuem apenas caráter didático e ilustrativo, e pela dificuldade na obtenção de dados, algumas aproximações são consideradas. Contudo, sempre que isso acontecer é informado o motivo para tal decisão e o procedimento correto a ser seguido.

Apesar da necessidade em um estudo real de acesso da investigação de todos os cenários indicados ao longo do capítulo 3, neste capítulo somente é considerado o perfil de carga pesada, uma vez que a simulação de todos os perfis tornaria este tutorial mais cansativo e nada acrescentaria em termos didáticos.

4.1) Projeto do parque eólico

Neste estudo, consideraremos a hipótese de solicitação de acesso de uma fazenda eólica a ser instalada na cidade de Senhor do Bonfim, sudoeste da Bahia, região nordeste do Brasil, com perspectiva de entrada em operação no final de 2013. A usina é composta de 25 aerogeradores modelo E82, fabricado pela empresa Enercon. Esse aerogerador é constituído de uma turbina axialmente ligada a um gerador síncrono de velocidade variável, com capacidade nominal de geração de 2 MW (totalizando 50 MW no parque gerador). Cada aerogerador opera com tensão nominal de 400 V. A conexão do aerogerador ao sistema elétrico é realizada através de conversor eletrônico, dimensionado para escoamento da potência nominal da máquina.

O grupo gerador está ligado por uma linha a uma primeira subestação (SE) elevadora, onde há um transformador trifásico (estrela-estrela aterrado), 50 MVA, 0,4/13,8kV, $X=10\%$). Desse ponto sai uma linha até uma segunda SE elevadora, equipada com um transformador trifásico (estrela-estrela aterrado, 50 MVA, 13.8/230kV, $X=10\%$), de onde sai uma linha até o ponto de conexão com a rede, localizado na SE de Senhor do Bonfim II.

4.2)Simulações de fluxo de potência

4.2.1) Procedimentos

A partir dos arquivos no formato do programa ANAREDE, disponíveis no endereço eletrônico do ONS, obtém-se a modelagem em regime permanente da rede elétrica para o perfil de carga desejado (pesada) e referente ao horizonte previsto (dezembro de 2013).

A Figura 11 apresenta o diagrama unifilar da região onde é construída a usina, detalhando a rede apenas até o segundo barramento após o ponto de conexão.

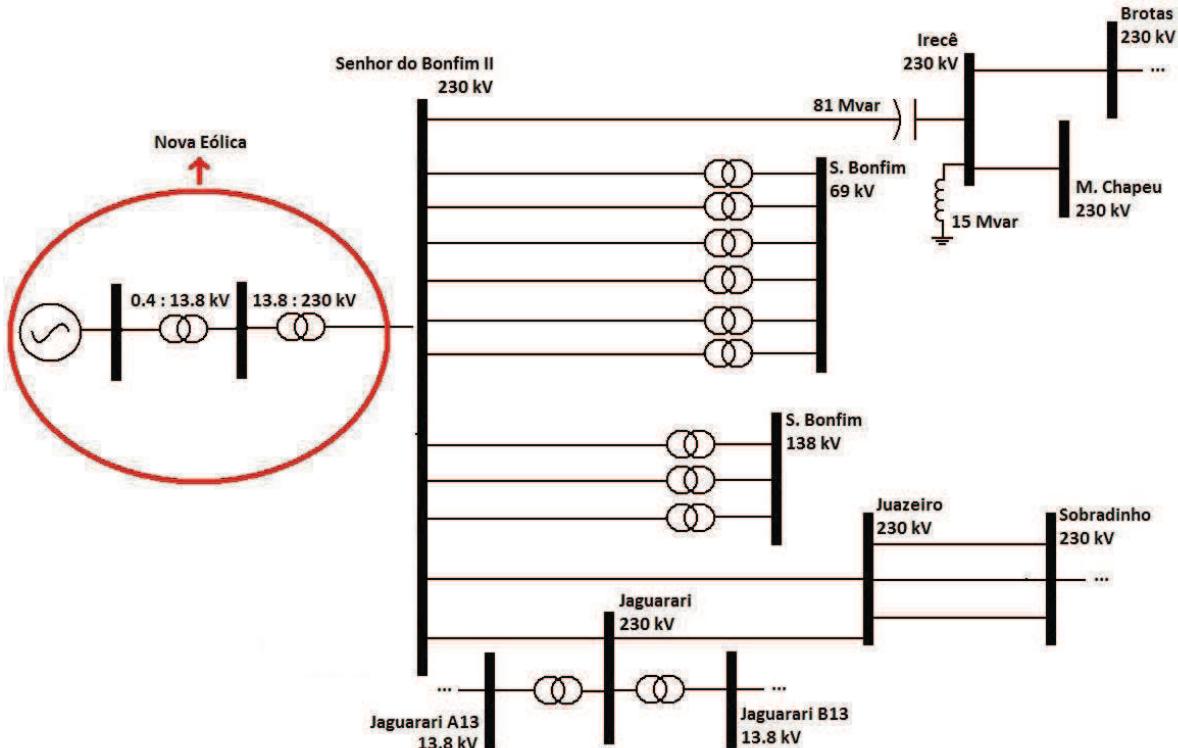


Figura 11: Diagrama unifilar de regime permanente da região onde é instalada a usina

A nomenclatura e a numeração dos barramentos representados na Figura 11 estão dispostas na

Tabela 7.

Tabela 7: Relação de barras detalhadas para fins de estudos de fluxo de potência

Número da barra	Nome da barra	Nível de tensão (kV)
6291	M.CHAPEU-230	230
6301	SOBRAD.--230	230
6311	JUAZEIRO-230	230
6321	JAGUARARI230	230
6322	JAGUARARIA13	13,8
6327	JAGUARARIB13	13,8
6331	SBF-----230	230
6332	S.BONFIM-138	138
6333	S.BONFIM-069	69
6334	BROTAS---230	230
6341	IRECE----230	230
9998	NovaEolicaNE	0,4
9999	NovaEol-13.8	13,8

A relação de linhas e transformadores da Figura 11 está representada na Tabela 8.

Tabela 8: Relação de linhas e transformadores detalhados nos estudos de fluxo de potência

Linhas			Transformadores		
De	Para	Quantidade	De	Para	Quantidade
6331	6341	1	6331	6332	3
6311	6331	1	6331	6333	6
6321	6331	1	6321	6322	1
6311	6321	1	6321	6327	1
6311	6301	3	9999	6331	1
6341	6334	1	9998	9999	1
6341	6291	1			

Portanto, para representar a fazenda eólica são criadas duas novas barras (sendo uma com geração), cujos dados de entrada referentes ao código DBAR estão apresentados na Figura 12.

(Num)	OETGb	(nome)	G1	(V)	(A)	(Pg)	(Qg)	(Qn)	(Qm)	(Bc)	(P1)	(Q1)	(Sh)	Are	(Vf)	M(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
9998	L	2NovaEolicaNE	2			50.0	0.							531000											
9999	1	LNovaEol-13.8	2			0.	0.							531000											

Figura 12: Dados de entrada da barra da nova usina eólica

Para modelar corretamente os aerogeradores, foi criado um novo grupo base de tensão (grupo 2), com valor igual a 400 V.

Os dois transformadores utilizados para conexão à rede tem seus dados de entrada referentes ao código de execução DLIN mostrados na Figura 13 (já considerando a mudança para a potência base de 100 MVA):

(De)	d	0	d(Pa)	NcEP	(R%)	(X%)	(Mvar)	(Tap)	(Tmn)	(Tmx)	(Phs)	(Bc)	(Cn)	(Ce)	Ns	(Cq)	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
9998		9999	1			20.			1.				50	80	80											
9999		6331	1			20.			1.				50	80	80											

Figura 13: Dados de entrada da linha que liga a nova usina ao ponto de conexão com a rede

Em seguida, podemos criar a lista de contingências da simulação, considerando apenas as perdas dos elementos representados na Figura 11, ou seja, até a segunda vizinhança do ponto de conexão:

- Desligamento não simultâneo das treze barras representadas. Deve-se tomar cuidado com o desligamento de barras que impliquem no desligamento de outras barras, configurando situação de contingência múltipla, em que não há necessidade de avaliação.
- Perda não simultânea dos sete circuitos ligados às barras da nova usina (6331, 9999 e 9998). Vale ressaltar que contingências referentes a circuitos idênticos são simulados apenas uma vez. Por exemplo, a perda de qualquer linha entre as barras 6331 e 6333 é considerada como uma única contingência.

A Tabela 9 resume a lista de contingências criada, cujas prioridades foram definidas de acordo com o seguinte critério: contingências diretamente associadas às barras na usina eólica possuem prioridade 1, enquanto que aquelas referentes à primeira vizinhança da usina possuem prioridade 2. A classificação das contingências em níveis de prioridade servem apenas para ilustrar essa ferramenta disponível no ANAREDE, que pode ser útil no caso de uma análise real. Entretanto, nesta simulação, a definição das prioridades não possui exclusividade de se analisar todos as contingências citadas.

Tabela 9: Lista de contingências para simulação de fluxo de potência

Desligamento de Barras			Desligamento de Circuitos			
Contingência	Barra	Prioridade	Contingência	De	Para	Prioridade
1	9998	1	14	9998	9999	1
2	9999	1	15	9999	6331	1
3	6331	1	16	6331	6332	1
4	6291	2	17	6331	6333	1
5	6301	2	18	6331	6311	1
6	6311	2	19	6331	6321	1
7	6321	2	20	6331	6341	1
8	6322	2				
9	6327	2				
10	6332	2				
11	6333	2				
12	6334	2				
13	6341	2				

4.2.2) Resultados do fluxo de potência

Os valores das tensões das barras da Figura 11 resultantes do fluxo de potência são mostrados na Tabela 10.

Tabela 10: Resumo do fluxo de potência para as barras representadas na Figura 12

Barra	Tensão (pu)
9999	0,957
9998	0,951
6341	0,997
6334	1,012
6333	1,004
6332	1,002
6331	0,974
6327	0,994
6322	0,994
6321	0,987
6311	1,001
6301	1,014
6291	1,003

Pode-se notar que os níveis de tensão para operação normal, conforme dispostos na Tabela 1, são respeitados.

Os resultados obtidos da análise de contingências são agrupados em ordem decrescente de índice de severidade (IS), cujo valor é definido para cada tipo de monitoração. As fórmulas utilizadas pelo ANAREDE para determinação do IS de cada contingência são apresentadas nas expressões (4.1) e (4.2), correspondentes, respectivamente, a violações de fluxo e de tensão:

$$IS_{tensão} = \sum_{i=1}^n (V_i - V_i^{max})^2 \times 10^4 \quad \text{ou} \quad (4.1)$$

$$IS_{tensão} = \sum_{i=1}^n (V_i - V_i^{min})^2 \times 10^4$$

$$IS_{fluxo} = \sum_{i=1}^n \frac{S_i^2}{(S_i^{nom})^2} \quad (4.2)$$

Em que

V_i é a tensão na barra i

V_i^{max} é a tensão máxima permitida na barra i

V_i^{min} é a tensão mínima permitida na barra i

S_i é o fluxo de potência através do circuito i

S_i^{nom} é a capacidade nominal do circuito i

Apresenta-se, a seguir, um resumo dos resultados obtidos nas simulações das contingências, em que foram monitoradas as tensões das barras e os fluxos dos circuitos.

No resumo da Tabela 11 são mostrados apenas os casos em que há violação de tensão.

Tabela 11: Resumo da monitoração de tensão da análise de contingências do fluxo de potência

Monitoração de tensão		
Contingência	Violações	Severidade
7	4	34,3
19	2	8,5
12	2	8,1
13	2	4,6
10	1	3,2
18	2	2,9
4	2	1,3
16	1	0,1

No resumo da Tabela 12 são apresentados apenas os casos em que há violação de fluxos.

Tabela 12: Resumo da monitoração de fluxos na análise de contingências do fluxo de potência

Monitoração de fluxos		
Contingência	Violações	Severidade
7	2	2,4
19	2	2,3
12	2	2,3
13	2	2,3
18	2	2,3
4	2	2,3
16	2	2,2
17	2	2,2
9	2	2,2
8	2	2,2
20	2	2,2
11	2	2,1
10	2	2

A análise detalhada das violações de tensão da contingência 7 (desligamento da barra 6321), cujo índice de severidade foi o maior, pode ser visualizada na Figura 14:

MONITORACAO DE TENSAO SELECIONADA								
NUM.	BARRA NOME	TENSAO			VIOLACAO (PU)	SHUNTBAR (Mvar)	SHUNTLIN (Mvar)	SEVERIDADE
		ARE	MIN	MOD.				
6333	S.BONFIM-069	53	0.975	0.963	1.025	-0.012		**
6331	SBF-----230	53	0.950	0.934	1.050	-0.016		**
9999	NovaEol-13.8	53	0.950	0.914	1.050	-0.036		****
9998	NovaEolicaNE	53	0.950	0.908	1.050	-0.042		*****
----- IND SEVER.		34.3 -----						

Figura 14: Monitoração das tensões para a contingência 7

Conforme pode ser visto, as violações mais graves de tensão ocorrem nas barras da nova usina eólica. Entretanto, ao comparar esse resultado com o critério da Tabela 1, que mostra que para tensões de 230 kV são permitidas tensões acima de 0,9 pu, em situações de emergência, pode-se afirmar que não há violação dos limites impostos. Além disso, em nenhum caso foi observada variação maior ou igual a 5% nas tensões das barras, conforme exige o critério descrito no item 2.3.6.

4.2.3) Fluxo de potência continuado

Dentre as barras ilustradas na Figura 11, as que possuem carga são: 6321, 6332 e 6333. Neste item, portanto, é investigada a variação de tensão nas barras da vizinhança da fazenda eólica em função de incrementos não simultâneos nas potências ativa e reativa das barras de carga.

São realizadas duas simulações distintas, uma para variações de potência ativa e outra para variações de potência reativa. Em cada simulação, são executados dez fluxos de carga sucessivos, com incremento constante de potência igual a 10%.

A Figura 15 e a Figura 16 mostram, respectivamente, os gráficos $P \times V$ e $Q \times V$ para a barra 9998 (parque eólico) para variações na potência ativa:

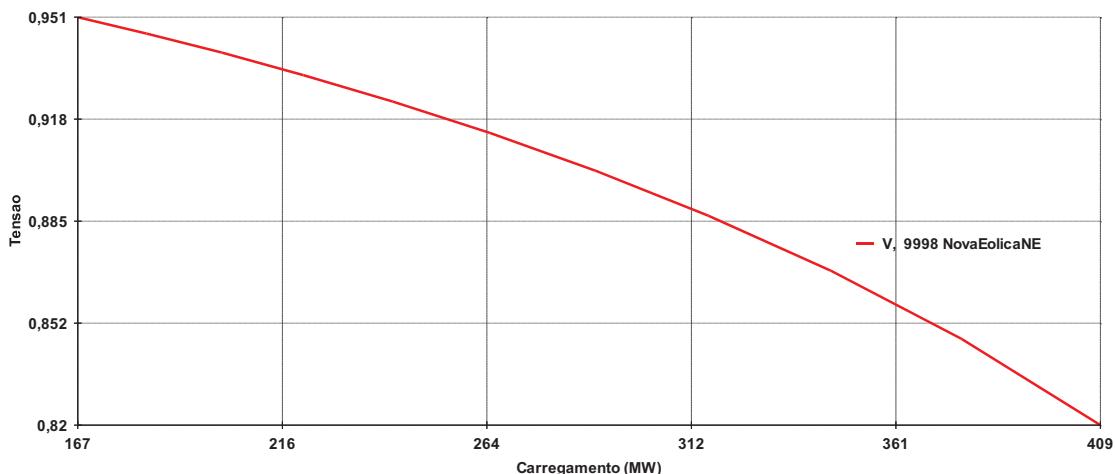


Figura 15: Gráfico PxV da barra 9998 para dez variações sucessivas de 10% de potência ativa

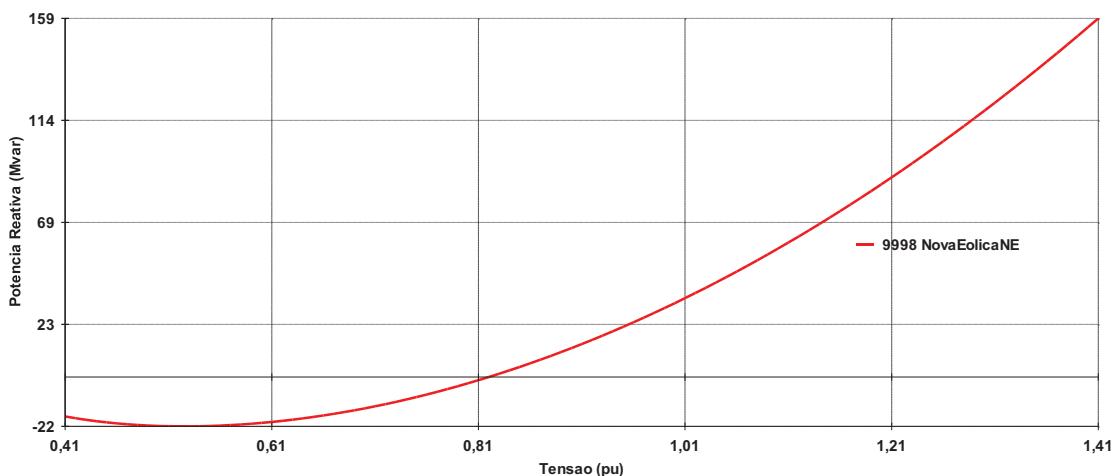


Figura 16: Gráfico QxV da barra 9998 para dez variações sucessivas de 10% de potência ativa

A Figura 17 e a Figura 18 mostram, respectivamente, os gráficos $P \times V$ e $Q \times V$ da barra 9998 para variações na potência reativa:

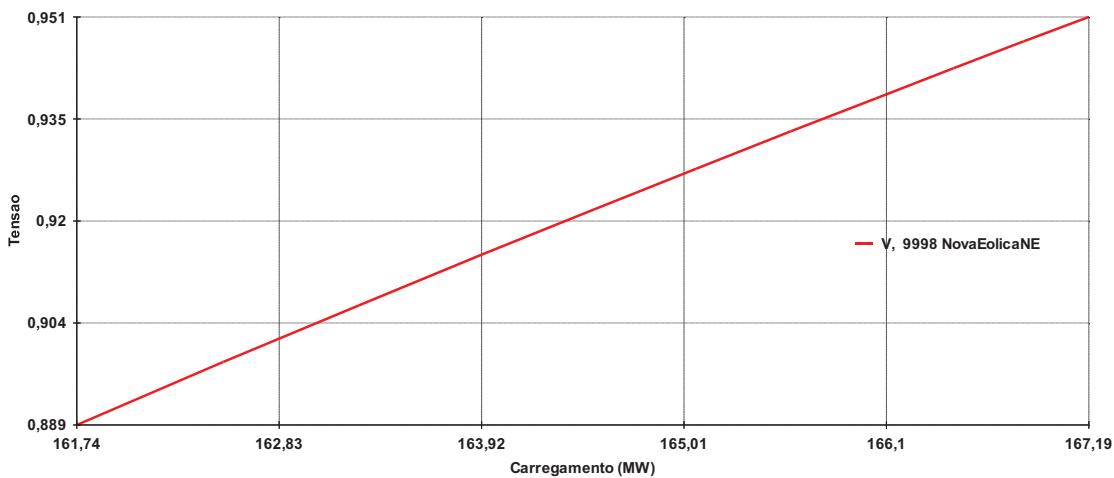


Figura 17: Gráfico PxV da barra 9998 para dez variações sucessivas de 10% de potência reativa

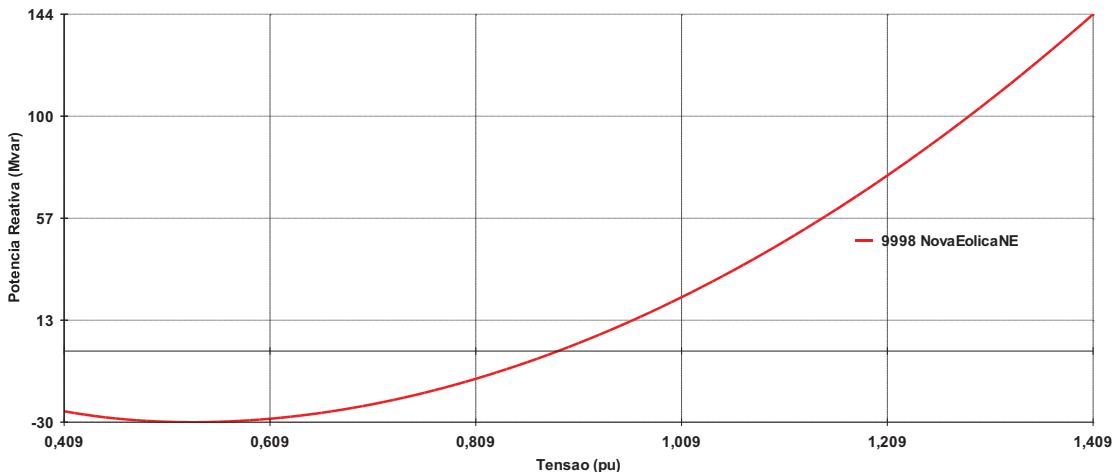


Figura 18: Gráfico QxV da barra 9998 para dez variações sucessivas de 10% de potência reativa

Os gráficos mostrados nas Figuras 15 a 18 devem ser submetidos à avaliação do ONS, a fim de verificar a necessidade de instalação de controles de tensão na fazenda eólica, conforme recomendação descrita no item 2.3.7.

A partir de uma análise preliminar, pode-se notar na Figura 15, por exemplo, que por estar atuando próximo ao limite inferior de tensão (0,95 pu) um pequeno acréscimo de carga já causa violação. Entretanto, nota-se também que é preciso um aumento de mais de 60% no carregamento para se atingir o patamar de tensão de 0,9 pu, acima do qual não deve haver atuação dos relés de subtensão temporizados, conforme citado no item 2.3.3.

A variação das cargas para simulação de fluxo de potência continuado, a princípio, não é estabelecida pelo ONS, ficando a critério do acessante analisar o perfil que variação que mais lhe convém. Uma alternativa à simulação realizada neste documento é a variação

simultânea das potências ativa e reativa das cargas da rede, mantendo constante o fator de potência.

4.3) Simulações de curto-circuito

As simulações de curto-circuito não consideram o carregamento inicial da rede. Isso significa que as tensões internas aos geradores são iguais a 1 p.u. e seus ângulos valem zero grau. Acessando a base de dados de curto-circuito do ONS, é possível obter um arquivo em formato ANAFAS, com a configuração da rede correspondente ao horizonte indicado (dezembro/2013).

Nesse exemplo, a comparação entre a Figura 11 e a Figura 19, que representam, respectivamente, a rede obtida da base de dados de fluxo de potência e da base de dados de curto-circuito, mostra que existem diferenças entre ambas. Na Figura 19 há algumas barras e reatores que não estão representados na Figura 11. Essas diferenças existem porque as bases de dados de regime permanente e de curto-circuito do ONS têm objetivos distintos e foram criadas e são atualizadas por diferentes equipes de profissionais.

O que deve ficar claro é que, independente de possíveis diferenças, a base de dados do ONS é a fonte oficial para obtenção de dados do SIN. No caso de haver diferenças significativas entre arquivos de bases de dados correspondentes, o usuário deve consultar o ONS, a fim de obter informações mais precisas, tornando a base de dados utilizada o mais verossímil possível.

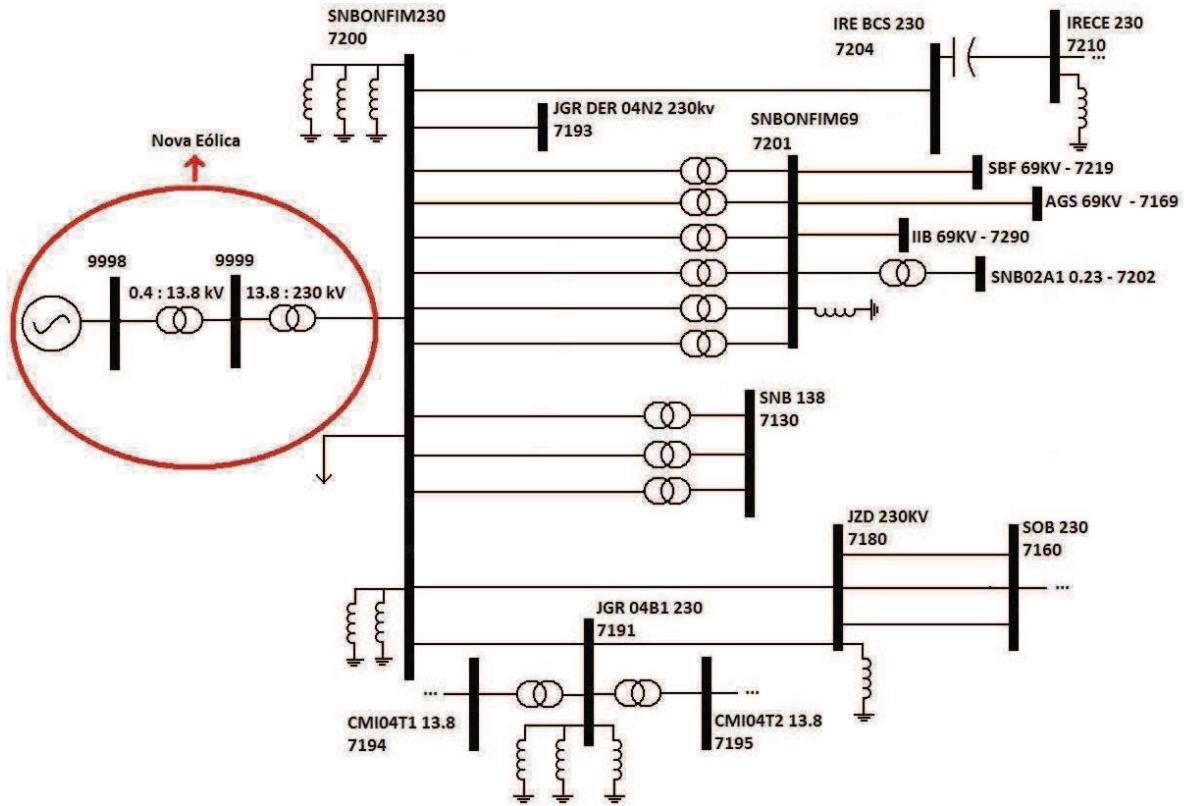


Figura 19: Diagrama unifilar da rede elétrica referente à base de dados de curto-circuito

Na Tabela 13 são mostrados os nomes e a numeração das barras até a segunda vizinhança do ponto de conexão, tais como constam nos arquivos do ONS, para o estudo de curto-circuito.

Tabela 13: Relação de barras detalhadas para fins de estudos de curto-circuito

Número da barra	Nome da barra	Nível de tensão (kV)
7130	SNB 138	138
7160	SOB 230	230
7169	AGS 69KV	69
7180	JZD 230kV	230
7191	JGR 04B1 230	230
7193	JGR DER 04N2 230kv	230
7194	CMI04T1 13.8	13.8
7195	CMI04T2 13.8	13.8
7200	SNBONFIM 230	230
7201	SNBONFIM 69	69
7202	SNB02A1 0.23	0.23
7204	IRE BCS 230	230
7210	IRECE 230	230
7219	SBF 69KV	69
7290	IIB 69KV	69
9998	NovaEolicaNE	0.4
9999	NovaEol-13.8	13.8

As modificações adicionais na base de dados de curto-circuito, referentes à nova usina eólica, estão expostas na Figura 20, na Figura 21 e na Figura 22, sabendo-se que a potência base é mantida igual a 100 MVA:

DBAR	VBAS	DISJUN	DDMMAAAADDMMAAAA	IA	SA
(NB CEM BN					
(-----	-----	-----	-----	-----	-----
9998 NovaEolicaNE	0.4			21	
9999 NovaEol-13.8	13.8			21	

Figura 20: Inclusão das novas barras à rede elétrica

DCIR	TB	TCIA	DEF	KM
(BF CE BT NCT R1 X1 R0 X0 CN				
(-----	-----	-----	-----	-----
9998 9999 1 20 9999 9999E0L001			21	
9999 7200 1 20 9999 9999E0L002			21	

Figura 21: Inclusão dos novos transformadores à rede elétrica

DEOL	(NB	CE	NG	P_inic	I_max	V_min	FP_CCNNNNNN	NunNop	FP_pre	AAA	SA
	(=====		=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====
9998			1	1.0	1600	0.15	0.95	25	25	1	21

Figura 22: Inclusão do conjunto de aerogeradores na barra 9998

4.3.1) Evolução dos níveis de curto-circuito

A primeira parte da simulação consiste em realizar um “estudo macro orientado a ponto de falta”, que é um tipo de estudo realizado pelo ANAFAS em que se pode escolher entre a aplicação de curtos-circuitos em barras e/ou em pontos intermediários de circuitos. Além disso, pode-se escolher o tipo de defeito a ser aplicado em um determinado conjunto de barras. Neste caso exemplo, são aplicados defeitos monofásicos e trifásicos não simultâneos às barras do sistema apresentado na Figura 19, antes e após a inclusão da nova usina, a fim de se determinar seus níveis de curto-circuito. Nenhuma falta simulada é acompanhada de contingência (desligamento ou abertura de circuito).

O procedimento descrito a seguir deve ser repetido tanto para o arquivo original como para o arquivo modificado com os dados das barras da usina eólica.

- i. Carregar o arquivo ANAFAS com os dados do sistema.
- ii. Definir o tipo de estudo e especificar as barras em que os curtos-circuitos são aplicados (referentes à Tabela 13), podendo ou não salvar essas barras em um arquivo de extensão PFT (arquivo de pontos de falta).
- iii. Determinar o grau de visualização de barras de contribuição, ou seja, quantas barras depois da barra sob defeito terão suas contribuições determinadas (é considerado zero, uma vez que neste estudo só estamos interessados no nível de curto-circuito das barras).
- iv. Criar um arquivo de saída (extensão .tab) e escolher o formato do relatório (tabela).

A Tabela 14 mostra os níveis de curto-circuito monofásico e trifásico obtidos para as barras da nova usina e do ponto de conexão, em que I_a representa a corrente de curto-circuito monofásico na fase A e I_l representa a componente de sequência positiva da corrente de curto-circuito trifásico. Esses dados são importantes para o dimensionamento de equipamentos como disjuntores, por exemplo.

Tabela 14: Nível de curto-circuito nas barras da nova usina eólica até o ponto de conexão

Barra	$I_a(A)$	$I_1(A)$
7200	3928	3419
9998	119918	305344
9999	6635	15336

Em seguida, realiza-se o estudo de evolução dos níveis de curto-circuito, cujos dados de entrada são as duas tabelas com os dados de curto-circuito das barras selecionadas, obtidas conforme o procedimento descrito anteriormente. Os resultados são impressos em um relatório em que constam apenas as evoluções das barras com variação maior que um valor pré-determinado pelo usuário, além da relação de barras exclusivas de uma ou outra configuração.

Os resultados obtidos neste exemplo estão mostrados na Figura 23 em que foi solicitado o registro apenas das barras com variação de nível de curto-circuito maior que 1%.

RELATORIO DE EVOLUCAO DE NIVEIS DE CURTO-CIRCUITO EM BARRAS (TOL. = 1%)							
IDENTIFICACAO		CONFIGURACAO 1		CONFIGURACAO 2		EVOLUCAO (%)	
NUM.	NOME	3F(kA)	FT(kA)	3F(kA)	FT(kA)	3F	FT
7169	AGS 69KV	2.79		2.82		1.03	
CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica ANAFAS - Programa de Análise de Faltas Simultâneas							
Pag. 1							
NAO HA CIRCUITOS COM EVOLUCAO DE NIVEL DE CONTRIBUICAO ACIMA DE 1% !!!							
NAO HA BARRAS EXCLUSIVAS DA CONFIGURACAO 1							
CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica ANAFAS - Programa de Análise de Faltas Simultâneas							
Pag. 1							
RELATORIO DE BARRAS EXCLUSIVAS DA CONFIGURACAO 2							
IDENTIFICACAO		IDENTIFICACAO		IDENTIFICACAO		IDENTIFICACAO	
NUM.	NOME	NUM.	NOME	NUM.	NOME	NUM.	NOME
9998	NovaEolicaNE	9999	NovaEol-13.8				
CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica ANAFAS - Programa de Análise de Faltas Simultâneas							
Pag. 1							
NAO HA CONTRIBUICOES EXCLUSIVAS DA CONFIGURACAO 1							
CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica ANAFAS - Programa de Análise de Faltas Simultâneas							
Pag. 1							
NAO HA CONTRIBUICOES EXCLUSIVAS DA CONFIGURACAO 2							

Figura 23: Relatório do estudo de evolução dos níveis de curto-circuito

Conforme pode ser observado, a instalação da nova usina eólica nessa região, não impactou significativamente o nível de curto-círcuito das barras pré-existentes.

4.3.2) Estudo de superação de disjuntores

Este estudo só é necessário caso a variação do nível de curto-círcuito de alguma barra seja considerada crítica. Na maioria dos casos é dispensável, assim como no caso-exemplo deste trabalho.

4.3.3) Determinação de equivalentes de rede

Para a determinação do equivalente de rede neste estudo foram retidas as barras listadas na Tabela 13. A escolha das barras que constam na rede equivalente segue o padrão de manter as barras pertencentes até a segunda vizinhança do ponto de conexão. Além disso, os seguintes parâmetros também foram definidos:

- Impedância máxima para criação de circuitos equivalentes: 99 p.u. Este parâmetro determina o valor de impedância a partir do qual não devem ser criadas ligações equivalentes. Ou seja, é o valor de impedância a partir do qual o circuito é desprezado;
- Reter grupos acoplados que seriam partidos. Ativando essa opção, o programa mantém barras terminais não contidas na lista de barras retidas, mas cujas linhas estejam acopladas a outras de dentro da região retida.
- Reter circuitos *shunt* em barras de fronteira.

Na Figura 24 é mostrado o diagrama unifilar dessa rede, que será utilizada na simulação de transitórios eletromagnéticos.

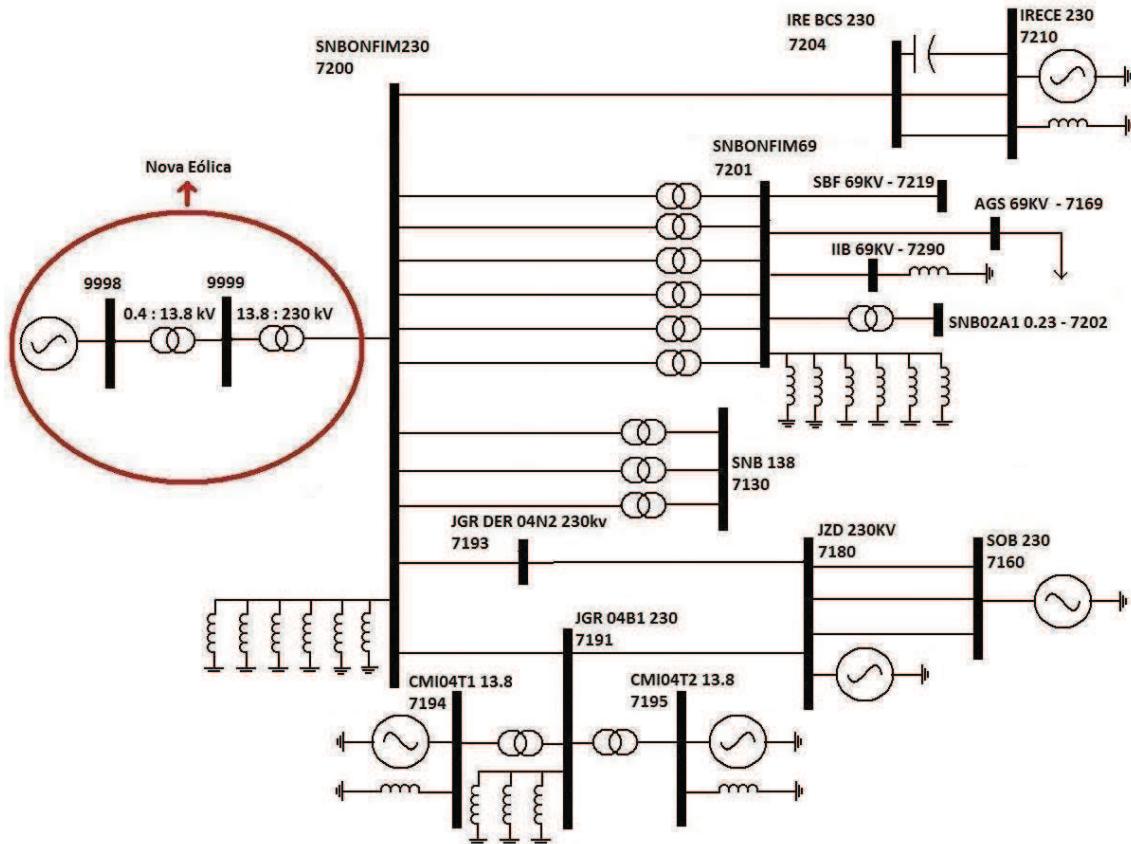


Figura 24: Diagrama unifilar da rede equivalente a ser utilizada em simulação dinâmica.

4.3.4) Cálculo de reator equivalente

O cálculo de reator equivalente, conforme explicado no item 3.2.2, é um artifício necessário para a simulação de defeitos monofásicos em simulações de estabilidade eletromecânica.

O procedimento para cálculo do reator equivalente das barras do sistema, consiste em:

- i. Carregar o arquivo ANAFAS com os dados da rede elétrica;
- ii. Na tela de manipulação de dados, selecionar “Consultar/Imprimir Dados do Sistema;
- iii. Selecionar “Gravação em arquivo”, indicando nome e local de armazenamento;
- iv. No relatório de dados, selecionar “Calculados” e, logo após, “Impedâncias de Barra”;
- v. Selecionar as barras (interativamente ou por meio de arquivo);
- vi. Na tela “Unidades”, escolher a primeira opção: “Admitância (G+jB)”.

O reator equivalente – em MVAr – de cada barra corresponde ao negativo do valor apresentado na coluna B(%) correspondente a “Reator de Curto” no relatório gerado. A

Tabela 15 indica os valores encontrados no relatório gerado nesta simulação, cuja coluna em realce corresponde ao negativo do valor do reator equivalente de cada barra.

Tabela 15: Relatório de impedâncias de barra obtido para determinar os reatores equivalentes

Identificação		Sequência Positiva		Sequência zero		Reator de curto	
NUM.	NOME	G(%)	B(%)	G(%)	B(%)	G(%)	B(%)
7130	SNB 138	87.40	-834.21	45.73	-1108.99	36.86	-476.55
7160	SOB 230	239.26	-6018.14	248.91	-8455.32	124.69	-3515.86
7169	AGS 69KV	122.30	-310.74	23.50	-125.20	21.80	-89.94
7180	JZD 230kV	372.16	-3330.54	301.53	-4381.45	176.29	-1893.04
7191	JGR 04B1 230	202.97	-1620.55	138.59	-1720.21	86.39	-834.86
7193	JGR DER 04N2 230kv	215.47	-1353.91	160.76	-991.51	92.08	-572.36
7194	CMI04T1 13.8	15.38	-704.24	1.77	-1381.30	6.95	-466.48
7195	CMJ04T2 13.8	15.38	-704.24	1.77	-1382.20	6.95	-466.58
7200	SNBONFIM 230	207.31	-1345.99	121.74	-2218.05	97.48	-839.58
7201	SNBONFIM 69	66.03	-751.21	7.34	-326.20	9.61	-227.64
7202	SNB02A1 0.23	0.00	-1.93	0.00	0.00	0.00	0.00
7204	IRE BCS 230	155.31	-1283.41	191.39	-2306.11	88.55	-824.81
7210	IRECE 230	155.47	-1284.23	192.07	-2310.80	88.72	-825.74
7219	SBF 69KV	68.77	-738.20	8.68	-317.52	10.45	-222.22
7290	IIB 69KV	66.19	-117.97	11.41	-145.96	21.50	-68.70
9998	NovaEolicaNE	205.10	-1338.95	24.45	-24.97	23.58	-24.23
9999	NovaEol-13.8	206.20	-1342.46	47.81	-49.84	44.52	-47.68

4.4) Simulações de estabilidade eletromecânica

4.4.1) Procedimentos

Para realização das simulações de estabilidade eletromecânica, primeiramente é preciso obter os arquivos ANATEM na base de dados do ONS, referentes ao período de entrada em operação da usina eólica. Em seguida, deve-se realizar as alterações no arquivo histórico do programa de fluxo de potência de forma a adicionar os dados dos aerogeradores (mesmas alterações da simulação de fluxo de potência). As simulações devem ser realizadas ao menos para perfis de carga leve, média e pesada, porém aqui só são mostradas as simulações para carga pesada.

No caso do modelo escolhido neste trabalho, há um arquivo na base de dados com as instruções para realizar as modificações necessárias. Para modelos em que essas instruções não estejam disponíveis, é necessário modelar o aerogerador a partir de informações do fabricante, ou requisitar que o mesmo o faça.

No presente trabalho foi escolhido o modelo E82 da Enercon, cujos dados foram obtidos do arquivo Enercon.cdu e salvos no arquivo E82.cdu para ser utilizado na simulação.

Esse modelo deve ser representado como uma carga negativa no programa de fluxo de carga e como uma carga dinâmica no programa de estabilidade eletromecânica.

A Figura 25 e a Figura 26 ilustram as modificações referentes à inclusão da fazenda eólica no arquivo NOV2011P.stb.

```
(=====
( ASSOCIAÇÃO DE ARQUIVO COM MODELOS DE REGULADORES (ANATEM)
(=====
(
ULOG
3
E82.CDU
ARQM
```

Figura 25: Leitura do modelo eletrodinâmico do aerogerador

```
(=====
( DADOS DE CARGA DINÂMICA - GERAÇÃO EÓLICA
(=====
DLDN
( Nb) Gr (FP%) (FQ%) ( Mc ) u
 9998    1 100.    0. 90014u
```

Figura 26: Modelagem do aerogerador como carga dinâmica

A Figura 27 mostra a alteração a ser feita no arquivo DLOC.dat, para que os dados do arquivo E82.cdu sejam incluídos à modelagem da barra 9998:

```
( LOCAIS REMOTOS DE MEDICAO
( -----
(
DLOC
( Local de Medicao da usina eólica no CDU
(Lc) (Tipo) ( El ) ( Pa)Nc( Ex)Gr(B1)
1001 BARRAC 9998
(
```

Figura 27: Associação dos dados contidos no arquivo E82.cdu à barra 9998

As contingências a serem simuladas são a abertura não simultânea dos seis circuitos de linha de transmissão e dos quatro transformadores mostrados na Tabela 8, com e sem a ocorrência prévia de curto-círcuito monofásico, totalizando 20 casos. São excetuados os

circuitos entre as barras 6341 e 6291; 6321 e 6322; e 6321 e 6327, que não constam no arquivo da base de dados de estabilidade eletromecânica.

Para simular curtos-circuitos monofásicos no ANATEM, deve-se utilizar o evento APCB (aplicação de curto-círcito em barra) e adicionar uma reatância de defeito (X_c) de valor igual ao reator equivalente calculado pelo programa de curto-círcito (valores na Tabela 15).

O tempo de abertura dos disjuntores deve ser obtido diretamente com os agentes, porém, na falta dessa informação, consideram-se os valores dispostos na Tabela 3.

Neste trabalho, utilizou-se como simplificação o tempo total de simulação igual a 8 segundos, aplicação do defeito aos 3 s (quando há) e abertura do circuito em 3.2 s para todos os casos. Esse tempo de 200 ms considerado para abertura do disjuntor representa uma informação fictícia obtida dos agentes de transmissão, porém da mesma ordem de grandeza dos valores da Tabela 3. A Figura 28 mostra a lista de contingências resultante, conforme utilizada na simulação.

DEVT	IMPR	(Tp)	(Tempo)	(El)	(Pa)	Nc	(Ex)	(%)	(ABS)	Gr	Und	(Bl)	P	(Rc)	(Xc)	(Bc)	(Defas)
(APCB		3	9999												2.03		
(APCB		3	9998												4.03		
(APCB		3	6341												0.12		
(APCB		3	6333												0.44		
(APCB		3	6332												0.21		
(APCB		3	6331												0.12		
(APCB		3	6321												0.12		
(APCB		3	6311												0.05		
(APCB		3	6301												0.03		
(
(ABCI		3.2	9998	9999	1												
(ABCI		3.2	9999	6331	1												
(ABCI		3.2	6331	6341	1												
(ABCI		3.2	6311	6331	1												
(ABCI		3.2	6321	6331	1												
(ABCI		3.2	6311	6321	1												
(ABCI		3.2	6311	6301	1												
(ABCI		3.2	6341	6351	1												
(ABCI		3.2	6331	6332	1												
(ABCI		3.2	6331	6333	1												
(

Figura 28: Entrada de dados das contingências

Após a análise de contingências, foi realizada a simulação de “*fault ride through*”, em que o gerador eólico deve manter-se operando caso sua tensão esteja em um patamar superior à tensão mostrada na Figura 4. O curto-círcuito possui a mesma duração dos defeitos simulados anteriormente nos estudos de estabilidade eletromecânica, pois esse valor depende da proteção dos aerogeradores e foi definido como sendo igual a 200 ms. Entretanto o tempo de simulação considerado nesse caso é igual a 6 segundos. Conforme pode ser visto na Figura 29, foram incluídas duas linhas de comando no código DEVT, em que são definidos eventos (incluindo contingências) que ocorrem na simulação.

(FAULT-RIDE THROUGH		
APCB	1	9999
RMCB	1.2	9999

2.03

Figura 29: Inclusão dos dados referentes à simulação de “fault-ride through”

Em todos os casos foram selecionados para monitoração o módulo e ângulo das tensões, frequência, fluxo de potências ativa e reativa e cargas ativa e reativa das barras e circuitos da Figura 11.

4.4.2) Resultados da simulação de estabilidade eletromecânica

Dos casos avaliados, o que causou maior impacto na rede foi a ocorrência de curto-círcuito monofásico na barra 6331 com a consequente abertura da linha entre as barras 6331 (Senhor do Bonfim 230kV) e 6311 (Juazeiro 230kV).

A Figura 30 mostra as tensões nas barras da usina eólica para o caso de maior impacto. Pode-se notar que durante a primeira oscilação a tensão das barras da fazenda eólica não se reduz a um patamar menor que 0,6 pu, sendo, portanto, respeitados os limites de tensão propostos em 3.3.4.1.

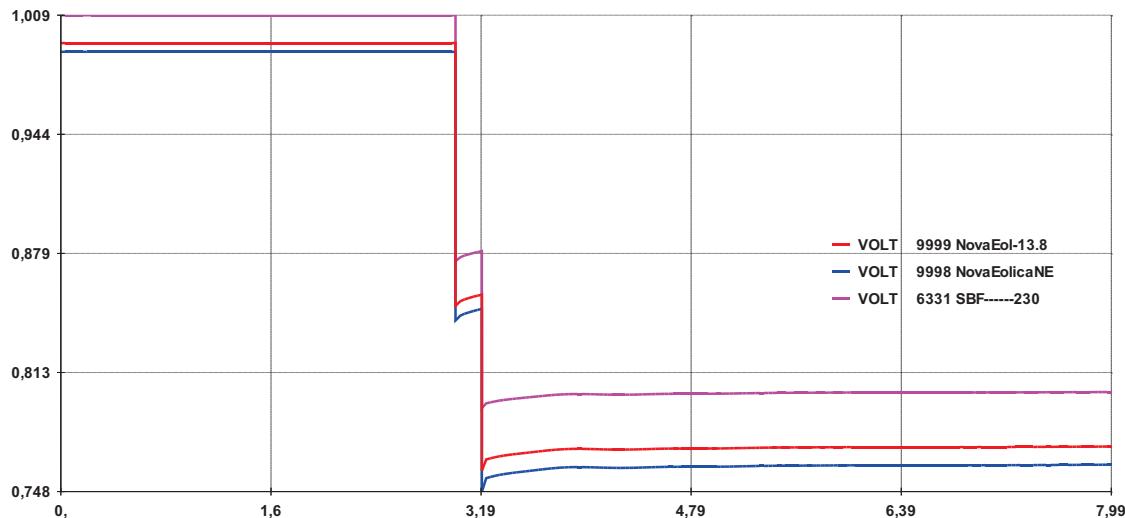


Figura 30: Tensões nas barras da nova usina e no ponto de conexão comum após a ocorrência de curto-círcuito monofásico na barra 6331 e abertura da linha entre as barras 6331 e 6311

Com relação ao carregamento de linhas e transformadores, a maior variação de fluxo ativo e de fluxo reativo também ocorreram no caso de curto-círcuito monofásico na barra 6331 com a consequente abertura do circuito entre as barras 6331 e 6311. A maior variação de fluxo ativo ocorreu nos circuitos entre as barras 6321-6331 e 6311-6321, conforme ilustra a Figura 31, enquanto a maior variação de fluxo reativo está representada na Figura 32, e corresponde ao circuito entre as barras 6311-6321. Contudo, segundo informações contidas na

base de dados de estabilidade eletromecânica do ONS, esses circuitos possuem capacidade nominal de transmissão igual a 251 MVA cada, não havendo, portanto, violação dos limites impostos no item 3.3.4.2.

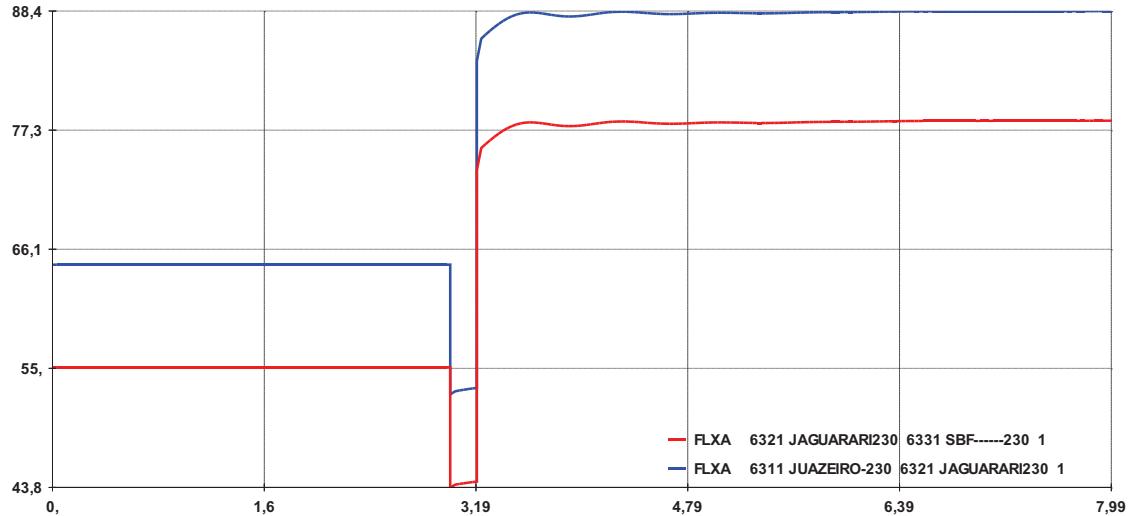


Figura 31: Casos mais graves de variação de fluxos de potência ativa ocorridos durante a simulação de curto-circuito monofásico na barra 6331 com a consequente abertura do circuito entre as barras 6331 e 6311

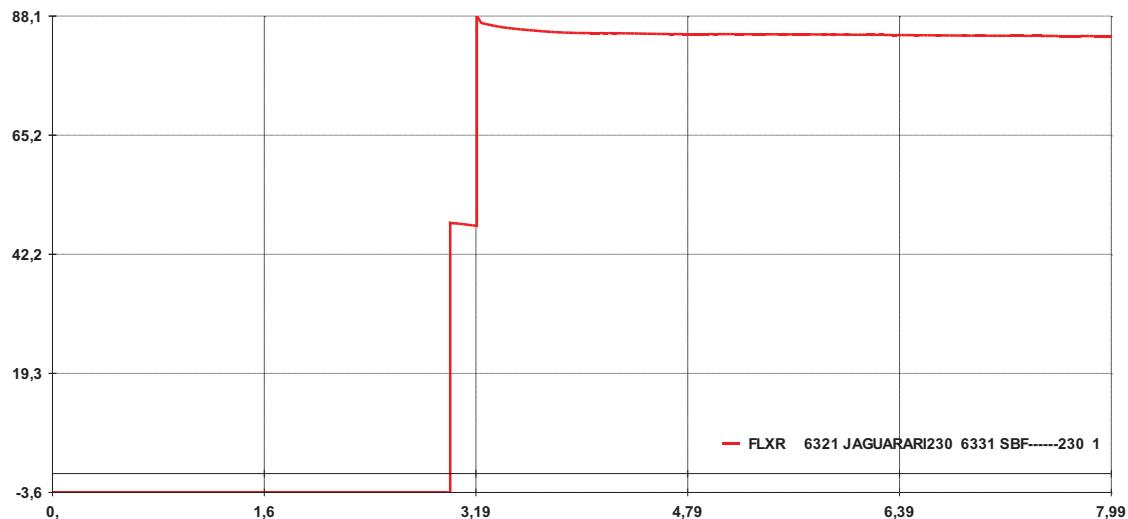


Figura 32: Maior variação de fluxo de potência reativa ocorrida no caso de curto-circuito monofásico na barra 6331 com a consequente abertura do circuito entre as barras 6331 e 6311

A Figura 33 mostra o gráfico da frequência das barras em função do tempo, em que se pode concluir que não há impacto considerável na frequência da rede.

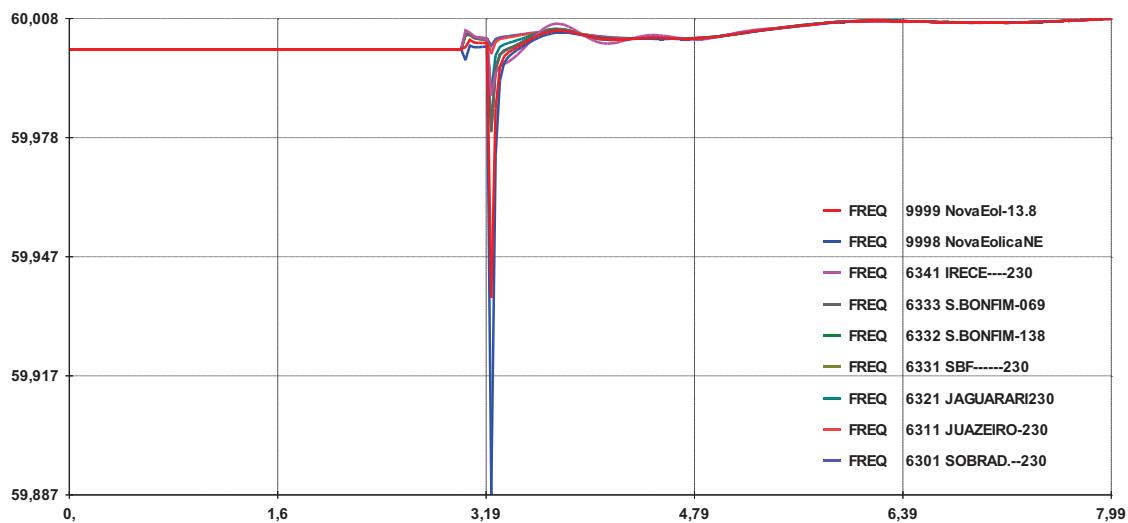


Figura 33: Gráfico da frequência em função do tempo para todas as barras monitoradas no caso de curto-círcuito monofásico na barra 6331 seguido de abertura do circuito entre as barras 6331 e 6311

O resultado da simulação de “*fault-ride through*” está representado na Figura 34, indicando recuperação imediata do nível de tensão da usina quando o defeito é extinto. A comparação deste resultado com o critério exposto na Figura 4 mostra que a tensão da usina eólica se mantém todo o tempo em um patamar que a obriga a permanecer conectada em casos de afundamento de tensão. Contudo, para concluir se a usina se mantém ou não ligada é preciso modelar a proteção dos aerogeradores – o que não foi feito neste estudo – além de analisar o gráfico da potência gerada.

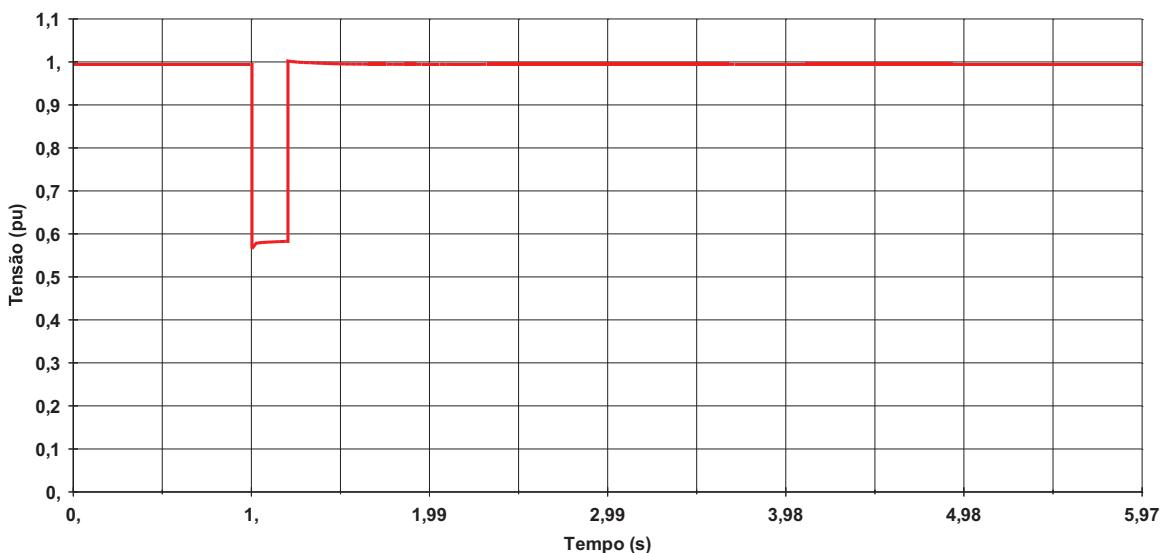


Figura 34: Análise de “*fault-ride through*” na barra da nova usina eólica

4.5) Simulação de transitórios eletromagnéticos

Atualmente, as simulações de transitórios eletromagnéticos não são obrigatorias nos estudos de acesso de usinas eólicas, pois a representação de aerogeradores nesses *softwares* ainda não está consolidada. Devido a isso, seus resultados podem apresentar distorções quando comparados com situações reais.

Portanto, ao se decidir pela execução deste estudo, há que se ter em mente suas limitações, compreendendo que os valores obtidos são referentes a uma análise preliminar, exigindo um estudo mais detalhado em etapas futuras do processo de acesso de fazendas eólicas.

O *software* a ser utilizado neste trabalho é o PSCAD, diferente da recomendação do ONS de se utilizar o ATP. No caso específico de estudos de transitórios, a escolha de um programa diferente do recomendado não interfere significativamente no processo de realização do estudo, uma vez que não há uma base de dados pré-existente no formato de nenhum programa específico.

Neste trabalho é exposto um estudo simplificado, tendo como base a rede equivalente obtida nos estudos de curto-circuito e ilustrada na Figura 24. A configuração da rede, dados de circuito e máquinas constam no arquivo de dados da rede equivalente, assim como o comprimento de algumas linhas de transmissão. Caso este último parâmetro não se encontre disponível, é possível obtê-lo a partir dos diagramas de impedância disponibilizados pelo ONS ou diretamente com os agentes de transmissão.

A fazenda eólica foi modelada como uma fonte de corrente, não sendo representados os perfis de vento, modelo mecânico, controladores e conversores. Para representação das linhas foi escolhido o modelo de linha curta, pois todas as linhas – com exceção de uma – possui comprimento menor que 100 km, mesmo sabendo que o mesmo se limita a simulações a 60 Hz. Caso haja necessidade de maior precisão nos resultados é preciso buscar informações a respeito da geometria das linhas e utilizar modelos que levam em consideração a variação dos parâmetros unitários com a frequência. Com relação aos transformadores, foram desconsideradas as perdas no cobre. Foi considerada a situação da rede sem carregamento, não sendo representados os reatores shunt e cargas nas barras.

Devido ao caráter ilustrativo deste capítulo e a não obrigatoriedade da realização deste estudo na fase de acesso de fazendas eólicas, dos casos descritos no item 3.4.2 somente são simulados religamentos (monopolar e tripolar) com sucesso no circuito entre as barras 7200 e 7204, decorrentes da aplicação de curto-circuito fase-terra. São avaliadas as sobretensões em

todas as barras representadas na rede equivalente. O circuito resultante está mostrado na Figura 35.

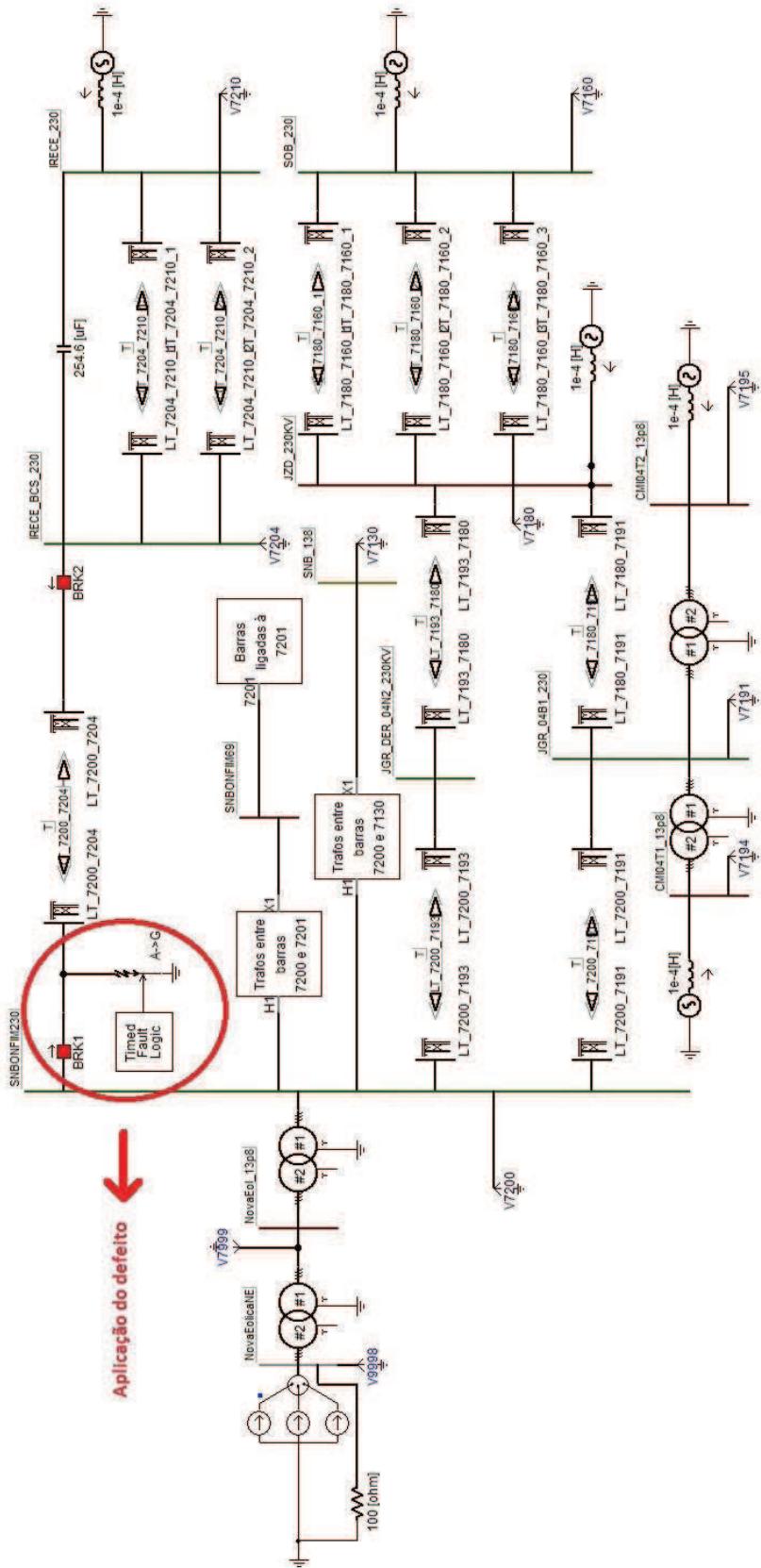


Figura 35: Circuito equivalente utilizado para simulações de transitórios eletromagnéticos

Os disjuntores representados na Figura 35 devem ser utilizados somente para simulação de religamento tripolar, devendo ser substituídos por elementos monopolares quando da realização de simulação de religamento monopolar.

O tempo de simulação é de três segundos, sendo que o defeito monofásico é aplicado no instante $t = 0,5$ s, com duração de 0,5 s. O tempo de operação dos disjuntores é considerado igual a seis ciclos (0,1 s) e o tempo morto igual a 1 s durante o religamento tripolar e 0,5 s durante o religamento monopolar. Além disso, o intervalo de transferência de disparo é considerado igual a 0,05 s (aproximadamente três ciclos). Este intervalo é o tempo que demora para o disjuntor do terminal oposto ao que ocorre o defeito operar.

A Figura 36 resume a sequência de eventos para a simulação de religamento monopolar.

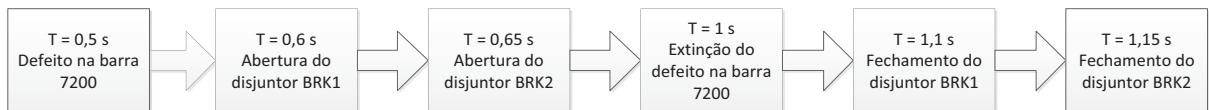


Figura 36: Sequência de eventos para religamento monopolar

A Figura 37 resume a sequência de eventos para a simulação de religamento tripolar.

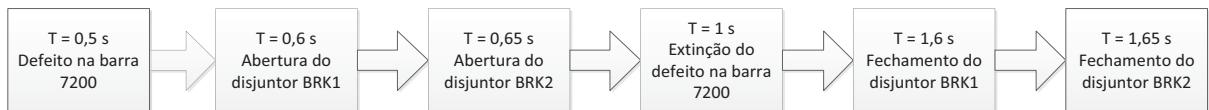


Figura 37: Sequência de eventos para religamento tripolar

O ponto de operação utilizado é baseado no resultado das simulações de fluxo de potência. As barras que não constam neste último (7169, 7193, 7202, 7204 e 7290) têm o valor de sua tensão ajustados de acordo com o valor da tensão nas barras vizinhas, respeitando apenas o sentido do fluxo de potência ativa e reativa na rede. Um resumo do módulo e fase das tensões das barras é apresentado na Tabela 16.

Tabela 16: Ponto de operação utilizado na simulação de transitórios eletromagnéticos

Barra	Nome	Tensão (pu)	Ângulo (°)
7130	SNB 138	1,002	20
7160	SOB 230	1,014	32,9
7169	AGS 69KV	1,01	20
7180	JZD 230KV	1,001	29,1
7191	JGR 04B1 230	0,987	25,3
7193	JGR DER 04N2 230KV	1,01	20
7194	CMI04T1 13.8	0,994	25,3
7195	CMI04T2 13.8	0,994	25,3
7200	SNBONFIM 230	0,974	22,4
7201	SNBONFIM 69	1,004	20,4
7202	SNB02A1 0.23	1,01	20
7204	IRE BCS 230	0,99	18
7210	IRECE 230	0,997	15,3
7219	SBF 69KV	1,004	20,4
7290	IIB 69KV	1,01	20
9998	NovaEolicaNE	0,951	34,9
9999	Novaeol-13.8	0,957	28,5

4.5.1) Resultados de transitórios eletromagnéticos

A partir do religamento monopolar, foram obtidos os gráficos das tensões nas três fases das barras 7200 e 7204, mostrados, respectivamente, na Figura 38 e na Figura 39.

Nota-se que nesse caso, a barra 7200 estará sujeita a sobretensões da ordem de 300 kV fase-neutro (valor de pico) – o que equivale a aproximadamente 1,6 pu (valor eficaz) – enquanto a barra 7204 não apresenta sobretensões.

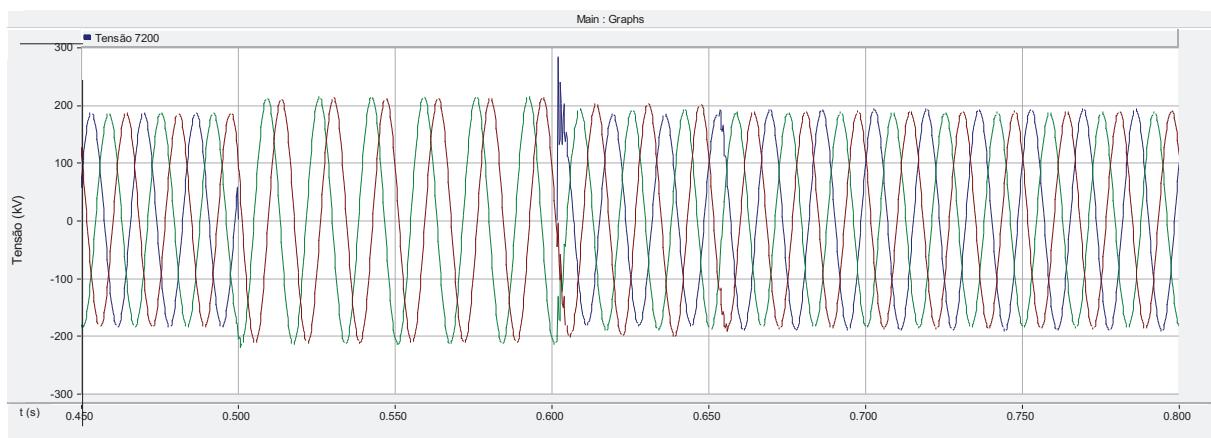


Figura 38: Tensão nas três fases da barra 7200 durante simulação de religamento monopolar após curto-circuito na barra 7200

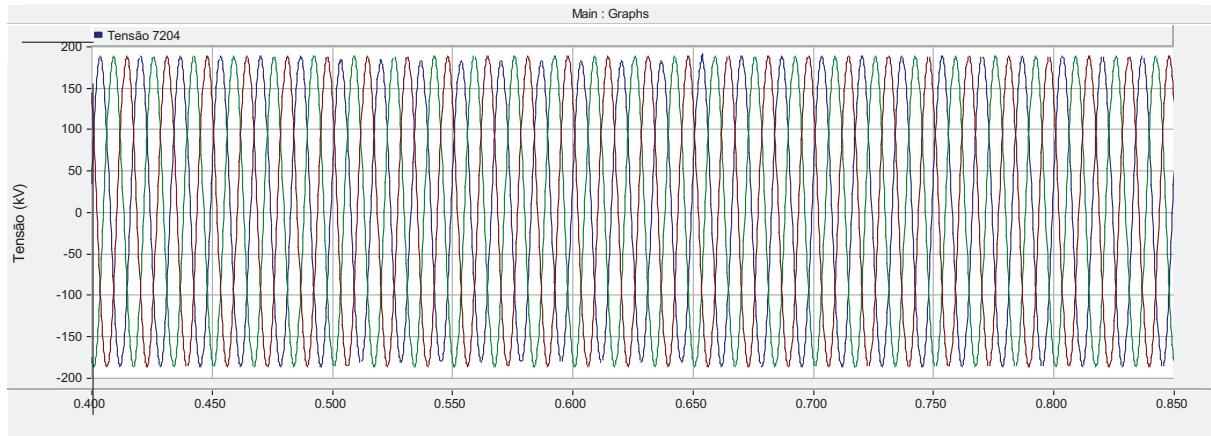


Figura 39: Tensão nas três fases da barra 7204 durante simulação de religamento monopolar após curto-círcuito na barra 7200

Com relação ao religamento tripolar, os gráficos das tensões nas três fases das barras 7200 e 7204 estão representados, respectivamente, na Figura 40 e na Figura 41 e indicam o mesmo nível de sobretensão do religamento monopolar.

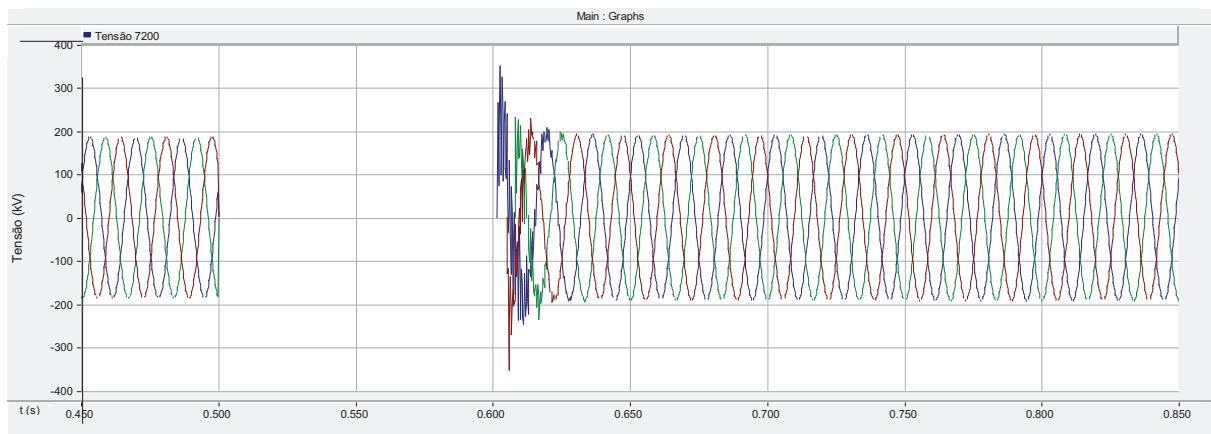


Figura 40: Gráfico da tensão nas três fases da barra 7200 durante simulação de religamento tripolar após curto-círcuito na barra 7200

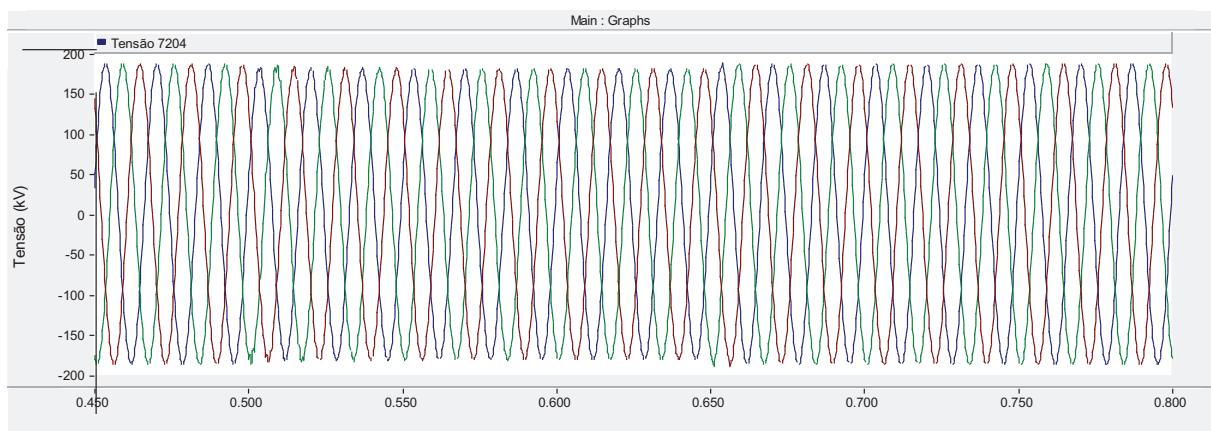


Figura 41: Gráfico da tensão nas três fases da barra 7204 durante simulação de religamento tripolar após curto-círcuito na barra 7200

As sobretensões a que são submetidos os aerogeradores podem ser vistas na Figura 42 e na Figura 43 correspondentes, respectivamente, aos religamentos monopolar e tripolar. Em ambas as situações pode-se perceber que os aerogeradores devem suportar sobretensões da ordem de 400 volts fase-neutro, aproximadamente 1,2 pu (valor eficaz).

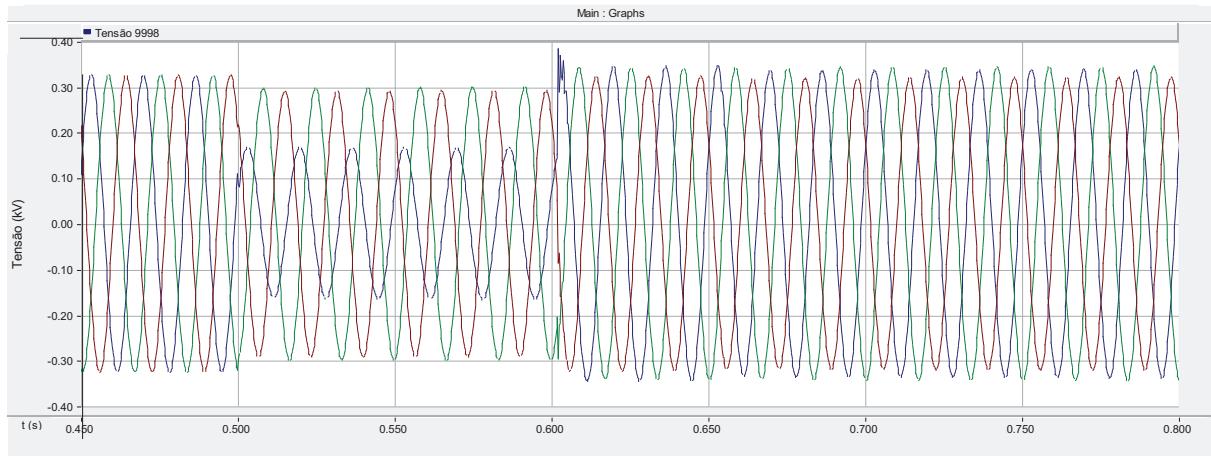


Figura 42: Gráfico da tensão nas três fases da barra 9998 durante simulação de religamento monopolar após curto-circuito na barra 7200

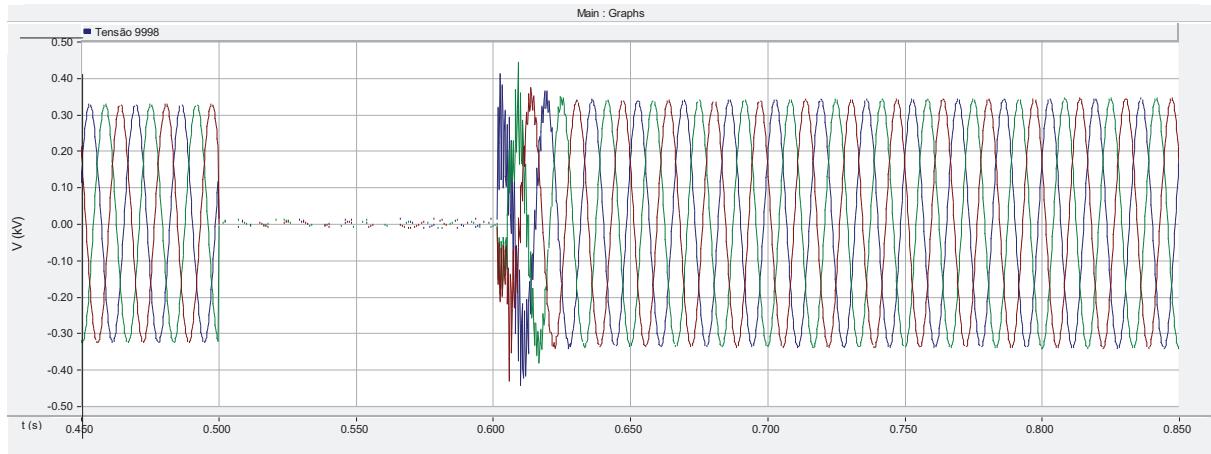


Figura 43: Gráfico da tensão nas três fases da barra 9998 durante simulação de religamento tripolar após curto-circuito na barra 7200

Além desses resultados, o estudo completo deve abranger simulações de energização de linhas de transmissão, transformadores e capacitores em derivação, assim como simulações de rejeição de carga e de tensão de restabelecimento transitória.

4.6) Simulação de distorção harmônica da rede

4.6.1) Procedimentos

Esta simulação é obrigatória para acesso de usinas eólicas, devido à utilização de conversores estáticos que podem introduzir harmônicos na rede elétrica adjacente. O *software* utilizado é o HarmZs, conforme sugere o ONS.

Neste exemplo a fonte primária de dados é o equivalente de rede obtido dos estudos de curto-circuito.

A partir do mesmo é possível obter dados de sequência positiva dos elementos do sistema equivalente: geradores, linhas de transmissão, transformadores e reatores.

Para análise de distorção harmônica das tensões nas barras, a fazenda eólica foi modelada como uma fonte de corrente harmônica, cujos parâmetros de injeção de correntes harmônicas utilizados são fictícios. Essa representação abrange a injeção harmônica do gerador como um todo (máquina e conversores associados). No caso de um estudo real, a injeção de harmônicos do aerogerador deve ser obtida com o fabricante, conforme citado no item 3.5.3.

As Figuras 44 a 51 mostram o código do arquivo criado para o carregamento da rede pelo programa.

De acordo com a Figura 44, dentre outras coisas fixou-se a frequência em 60 Hz, a potência base em 100 MVA, além de definir que os dados são mostrados em pu e as barras identificadas por seus números.

```
DGERAIS
  FREQUENCIA 60.0
  SBASE      100.0
  DADOS      PU
  INTERFACE   PU
  METODOLOGIA YS
  TITULO     HARMONICOS
 >IDBARRA   NUMERO
FIM
%
```

Figura 44: Dados do comando DGERAIS, com dados gerais sobre a rede

A Figura 45 mostra as linhas de comando para definição das barras do sistema, fornecendo numeração, nome, módulo e ângulo da tensão, grupo base de tensão e área.

DBAR						
%	Num	Nome	Tensao	Angulo	GrupoBase	Area
7130		"SNB 138"	138	0	5	1
7160		"SOB 230"	230	0	5	1
7169		"AGS 69KV"	69	0	4	1
7180		"JZD 230KV"	230	0	6	1
7191		"JGR 04B1 230"	230	0	6	1
7193		"JGR DER 04N2 230KV"	230	0	6	1
7194		"CMI04T1 13.8"	13.8	0	3	1
7195		"CMI04T2 13.8"	13.8	0	3	1
7200		"SNBONFIM 230"	230	0	6	1
7201		"SNBONFIM 69"	69	0	4	1
7202		"SNB02A1 0.23"	0.23	0	1	1
7204		"IRE BCS 230"	230	0	6	1
7210		"IRECE 230"	230	0	6	1
7219		"SBF 69KV"	69	0	4	1
7290		"IIB 69 KV"	69	0	4	1
9998		"NovaEolicaNE"	0.4	0	2	1
9999		"NovaEol-13.8"	13.8	0	3	1

FIM

Figura 45: Dados do comando DBAR, referentes às barras do sistema

Na Figura 46 está definido o comando DGBT, em que são definidos os grupos base de tensão, em kV.

DGBT	
1	0.23
2	0.4
3	13.8
4	69.0
5	138.0
6	230.0

FIM

Figura 46: Dados do comando DGBT, referentes aos grupos base de tensão

Na Figura 47 são mostrados o conjunto de dados do código DMAQ, indicando a numeração, estado operativo, resistência de armadura, reatância sub-transitória de eixo direto e a potência nominal das fontes de tensão. Na falta de maiores informações, a potência nominal de todas as máquinas foi considerada igual à potência base da rede.

DMAQ						
%	Barra	Est	Resistencia	Reatancia	SBase	Identificador
	7160	1	5.695e-006	0.0001871	100	0
	7180	1	0.00037584	0.3819	100	0
	7194	1	0.0001	0.3226	100	0
	7195	1	0.0001	0.3226	100	0
	7210	1	0.0001057	0.0010357	100	0

FIM

Figura 47: Dados do comando DMAQ, referentes às fontes existentes na rede

A Figura 48 mostra que na barra 9998 (geração eólica) há uma fonte de corrente com as seguintes injeções de correntes harmônicas: 0,5% de 5º; 0,3% de 7º; 0,2% de 11º e 0,1% de 13º harmônico.

DSRC					
%DE	PARA	TIPO	IDENTIFICADOR	ESTADO	
9998	0	I	1	1	
%FREQ	MOD	ANG			
300	0.005	0			
420	0.003	0			
660	0.002	0			
780	0.001	0			
FIMP					
FIM					

Figura 48: Dados do comando DSRC, referentes à fonte harmônica do sistema

A Figura 49 ilustra os dados das linhas de transmissão, em que cada linha de comando possui nove dados: terminal “DE”, terminal “PARA”, número de identificação do circuito, resistência longitudinal (pu/km), reatância longitudinal (pu/km), capacidade transversal (pu/km), comprimento (km) e número de circuitos pis com que a linha é modelada.

DLIN		De	Para	Circ	Est	Resistencia	Reatancia	Suscep/Capac	Comprimento	PI	Identificador
7160		7180	1	1		0.0078	0.04	0.0001	70	0	0
7160		7180	2	1		0.0078	0.04	0.0001	70	0	0
7160		7180	3	1		0.0078	0.04	0.0001	70	0	0
7180		7193	1	1		0.0141	0.0728	0.0001	100	0	0
7193		7200	1	1		0.0129	0.0662	0.0001	100	0	0
7204		7200	1	1		0.0385	0.2082	0.0001	250	0	0
7169		7201	1	1		0.1082	0.1584	0.000000001	10	0	0
7204		7210	1	1		0	0.0001	0.000000001	20	0	0
7201		7219	1	1		0.0009	0.0022	0.000000001	10	0	0
7201		7290	1	1		0.3501	0.5126	0.000000001	10	0	0
7200		7191	1	1		0.0158	0.0817	0.0001	100	0	0
7180		7191	1	1		0.0146	0.0751	0.0001	100	0	0
FIM											

Figura 49: Dados do comando DLIN, referentes às linhas de transmissão da rede

Os comprimentos utilizados são os mesmos da simulação de transitórios eletromagnéticos e são valores aproximados, obtidos por meio de mapas disponibilizados pelo ONS em seu endereço eletrônico [23].

Além disso, o valor zero na última coluna indica que é considerada a correção hiperbólica para as linhas de transmissão, isto é, modelo de linha longa.

A Figura 50 mostra os seguintes dados dos transformadores de dois enrolamentos: barra “DE”, tensão do enrolamento primário, ângulo do enrolamento primário, barra “PARA”, tensão do enrolamento secundário, ângulo do enrolamento secundário, resistência de curto-circuito, reatância de curto-circuito, potência nominal do transformador, identificador de circuitos e estado operativo.

```

DTR2
9998 1 0 9999 1 0 0 0.2 100.0 1 1
9999 1 0 7200 1 0 0 0.2 100.0 1 1
7191 1 0 7194 1 0 0 0.1844 100.0 1 1
7191 1 0 7195 1 0 0 0.1844 100.0 1 1
7200 1 0 7201 1 0 0 0.6195 100.0 1 1
7200 1 0 7201 1 0 0 0.6195 100.0 2 1
7200 1 0 7201 1 0 0.2142 0.1323 100.0 3 1
7200 1 0 7201 1 0 0 0.1311 100.0 4 1
7200 1 0 7201 1 0 0 0.1311 100.0 5 1
7200 1 0 7201 1 0 0 0.1311 100.0 6 1
7201 1 0 7202 1 0 0 51.7333 100.0 1 1
7200 1 0 7130 1 0 0.249 0.0920 100.0 1 1
7200 1 0 7130 1 0 0.249 0.0920 100.0 2 1
7200 1 0 7130 1 0 0.249 0.0920 100.0 3 1
FIM
%

```

Figura 50: Dados do comando DTR2, referentes aos transformadores de dois enrolamentos

Na falta de maiores informações a respeito, a potência nominal dos trafos foi considerada igual à potência base do sistema. Sendo assim, as reatâncias (em pu) também se encontram na base de potência da rede.

A Figura 51 ilustra os dados do código DEQP, última etapa para representar a rede equivalente. Em cada linha constam os seguintes dados: barra “DE”, barra “PARA”, identificador de circuitos, estado operativo, resistência, reatância, capacitância e o tipo de ligação (série ou paralelo). Neste código estão inclusos todos os reatores presentes na rede.

```

DEQP
%
7191 0 1 1 0 0.1844 0 S
7191 0 2 1 0 0.1844 0 S
7191 0 3 1 0 0.1844 0 S
7194 0 1 1 0 2.0102 0 S
7195 0 1 1 0 1.9747 0 S
7200 0 1 1 0 0.6195 0 S
7200 0 2 1 0 0.6195 0 S
7200 0 3 1 0 0.1240 0 S
7200 0 4 1 0 0.1286 0 S
7200 0 5 1 0 0.1286 0 S
7200 0 6 1 0 0.1286 0 S
7201 0 1 1 0 0.4379 0 S
7201 0 2 1 0 0.4379 0 S
7201 0 3 1 0 1.9576 0 S
7210 0 1 1 0 6.6700 0 S
7290 0 1 1 0 0.0099689 0 S
7201 0 4 1 0 18.4462 0 S
7201 0 5 1 0 18.4462 0 S
7201 0 6 1 0 18.4462 0 S
7169 0 1 1 0 16.7174 0 S
FIM
%

```

Figura 51: Dados do comando DEQP, referentes aos equipamentos representados por circuitos RLC

4.6.2) Resultados do estudo de distorção harmônica

Os resultados deste estudo estão divididos em duas partes: resposta em frequência e distorção harmônica de tensão (*Total Harmonic Distortion*).

4.6.2.1) Resposta em frequência da impedância

A partir do carregamento do caso-base, obteve-se a resposta em frequência da rede para valores entre 1 e 10.000 Hz, com passo de 1 Hz. Não há uma recomendação expressa sobre essa faixa de frequência, ficando a critério do acessante a definição da faixa de valores que o mesmo utilizará em seu estudo.

O HarmZs é um programa que calcula diversos tipos de funções de transferência a partir dos dados de entrada descritos na seção 4.6.1. É possível escolher qual é o numerador (sinal de saída) e o denominador (sinal de entrada) da função de transferência, dentre as tensões e correntes das barras da rede. Sendo assim é possível obter funções de transferência adimensionais (tensão sobre tensão ou corrente sobre corrente), com unidade de admitância (corrente sobre tensão) e de impedância (tensão sobre corrente).

Para obtenção do gráfico da variação do módulo da impedância própria das barras com a frequência, a entrada da função de transferência foi definida como fonte de corrente e a saída como fonte de tensão.

A Figura 52 mostra os resultados obtidos nas barras da usina eólica até o ponto de conexão comum, em que a característica linear observado pode ser explicada pelo fato da usina ter sido modelada por meio de reatâncias indutivas. Observa-se também as frequências de ressonância que dependem das características da rede.

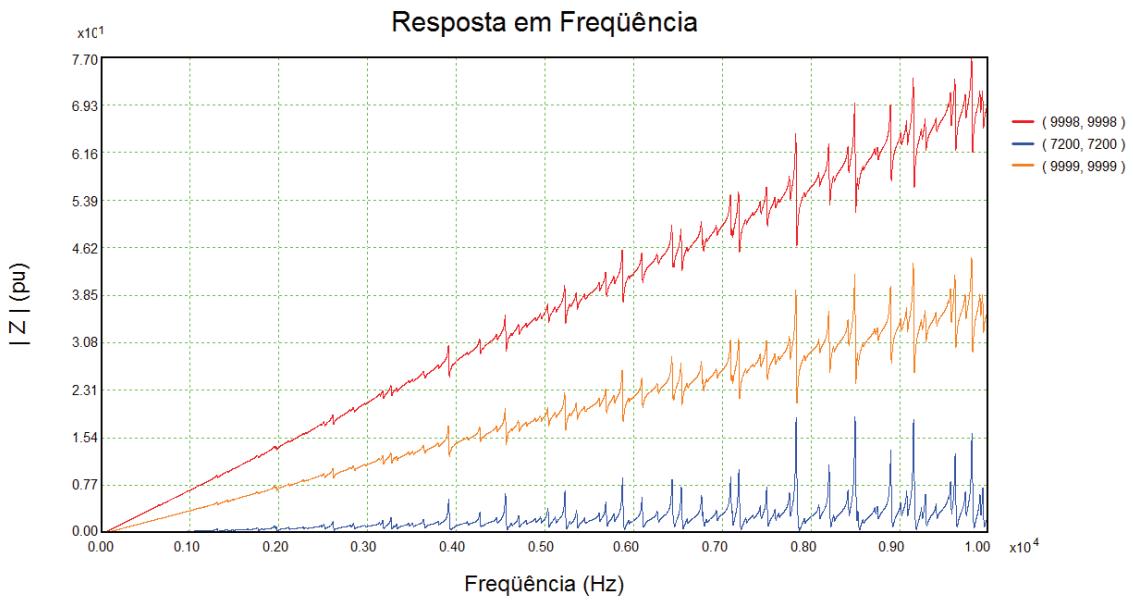


Figura 52: Resposta em frequência do módulo das impedâncias próprias das barras da fazenda eólica

Além das barras do parque eólico, são mostrados respectivamente nas Figuras 53 e 54 as impedâncias próprias das barras 7180 e 7193, em que aparecem os resultados mais críticos.

Os picos das figuras indicam possíveis ressonâncias, ou seja, pontos em que podem surgir sobretensões elevadas em presença de correntes de tais frequências.

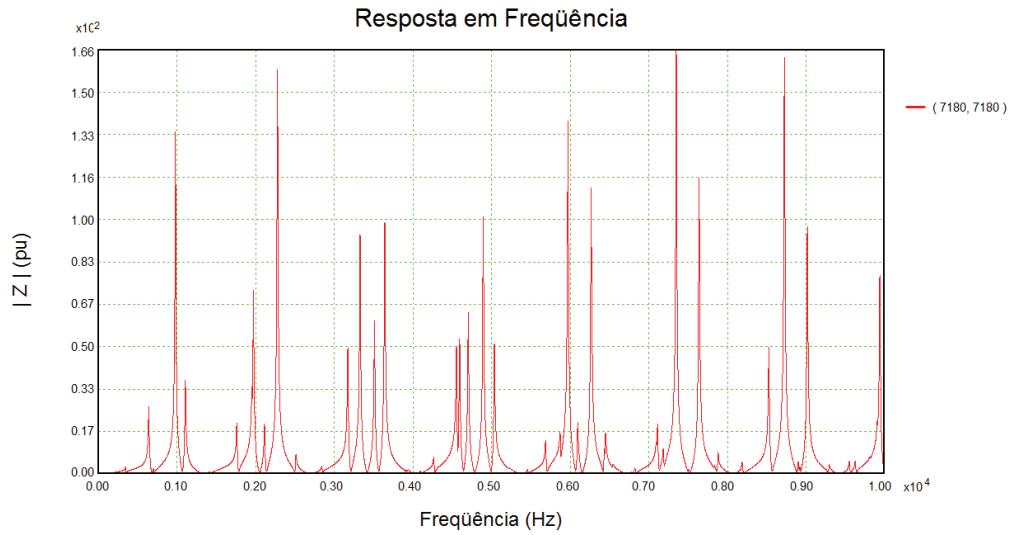


Figura 53: Resposta em frequência da impedância própria da barra 7180

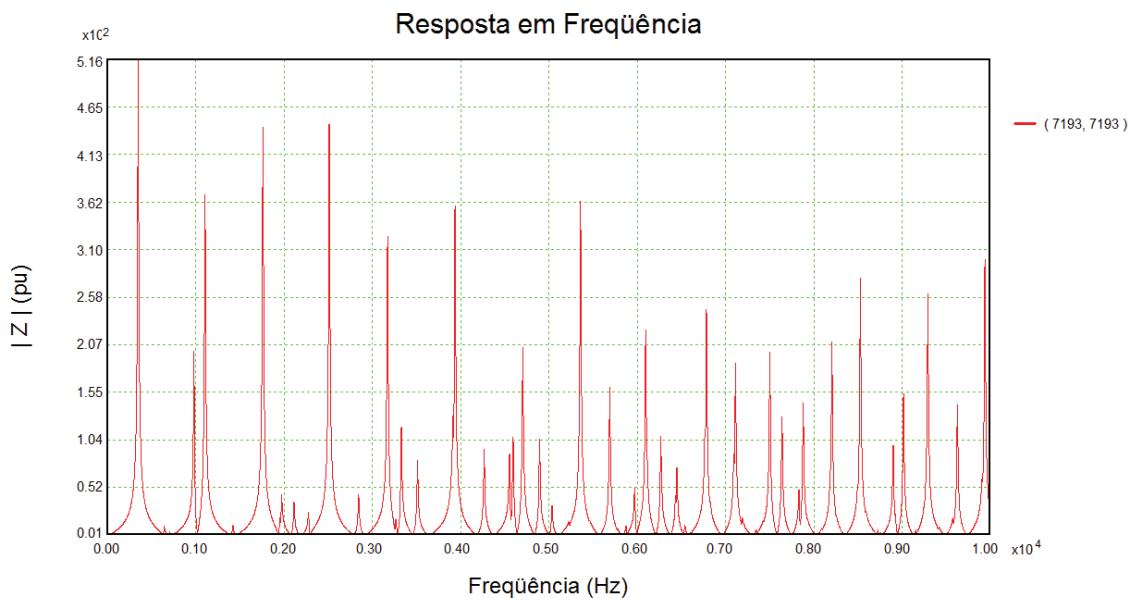


Figura 54: Resposta em frequência da impedância própria da barra 7193

4.6.2.2) Distorção harmônica de tensão

Na Figura 55 pode-se ver os valores calculados do THD (coluna DHT) em porcentagem para todas as barras do sistema em questão:

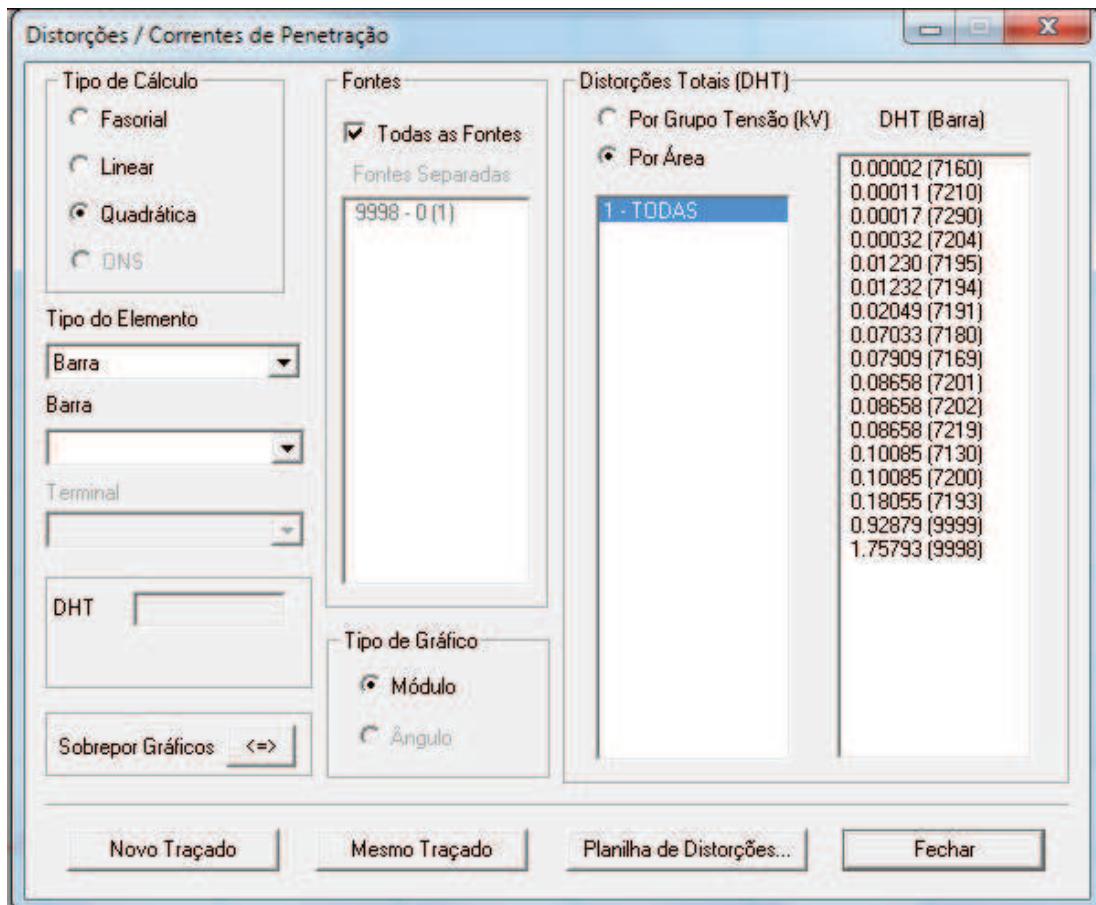


Figura 55: Caixa de diálogo do HarmZs onde consta o THD (em %) das barras do sistema

Na Figura 55, a escolha da fórmula quadrática garante a utilização da equação (3.4) para o cálculo do THD pelo programa.

Na Figura 56 está o detalhamento do conteúdo harmônico da tensão na barra 9998, em que está inserida a fonte de corrente harmônica.

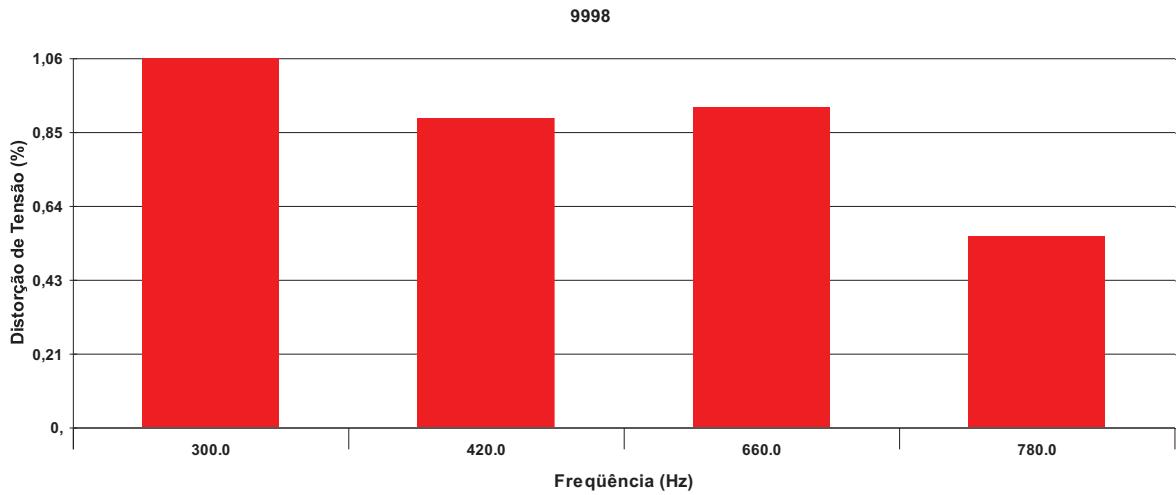


Figura 56: Conteúdo harmônico da tensão na barra 9998

Apenas para ilustração, a Figura 57 mostra o histograma do conteúdo harmônico da barra 7193, cujo THD calculado foi o maior (excetuando-se as barras da usina eólica). É possível notar que nesse caso os limites estabelecidos no item 3.5.4 foram respeitados, ou seja, para 300 e 420 Hz (5º e 7º harmônicos, respectivamente) o THD é inferior a 2% e para 660 e 780 Hz (11º e 13º harmônicos, respectivamente) o THD é inferior a 1,5%.

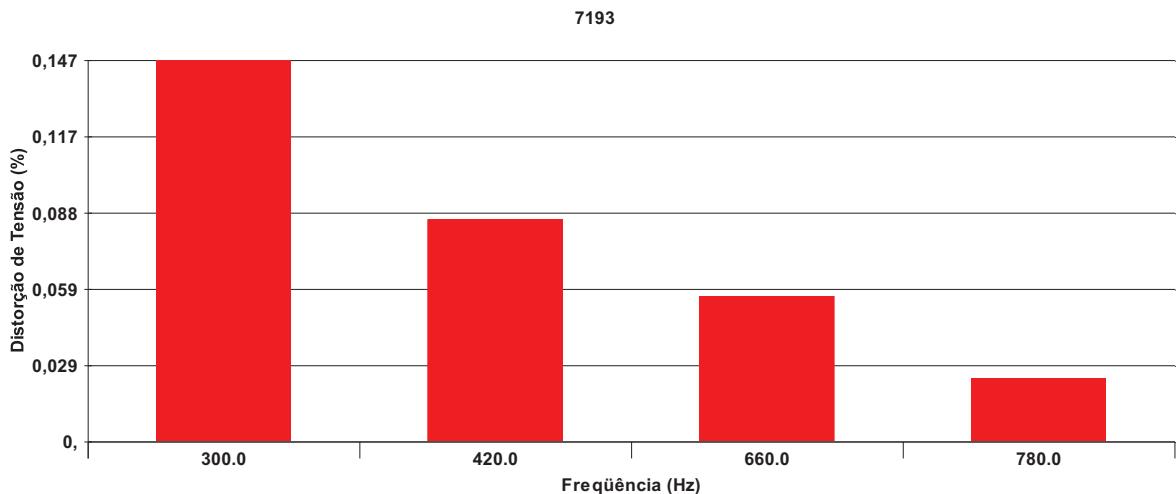


Figura 57: Conteúdo harmônico da tensão na barra 7193

As cinco simulações mostradas neste capítulo compõem o conjunto de estudos necessários para o acesso de fazendas eólicas ao SIN, sendo que a simulação de transitórios eletromagnéticos é considerada opcional pelo ONS.

Todos os resultados precisam ser validados pelo ONS, porém no exemplo descrito nesse documento os resultados dos estudos de fluxo de potência, curto-circuito, estabilidade eletromecânica, transitórios eletromagnéticos e distorção harmônica estão dentro dos limites exigidos pelo Operador. Caso os resultados não sejam aceitos pelo Operador, o acessante deverá refazer o estudo, indicando as alterações de projeto, devendo, ao final, submeter novamente o documento à avaliação do ONS.

5) Conclusões e trabalhos futuros

Neste trabalho está apontada a importância que a geração eólica vem ganhando no cenário internacional, em contraponto às fontes convencionais de energia elétrica. No contexto nacional, está evidenciado o incremento nos investimentos nessa tecnologia nos últimos anos, com a entrada em operação de novos empreendimentos e leilões.

Tendo em vista a necessidade de padronização dos procedimentos relacionados a esse tipo de geração, o ONS incorporou em seus Procedimentos de Rede diretrizes e orientações a respeito de usinas eólicas. No caso específico de acesso de tais usinas, o documento do ONS reúne informações sobre exigências e etapas a serem cumpridas pelo acessante, porém as informações são descentralizadas, o que torna sua compreensão um pouco difícil.

Daí a premência, portanto, de detalhamento e complementação das informações contidas nos Procedimentos de Rede, buscando concatenar as informações a fim de auxiliar os interessados na compreensão dos passos mais importantes para obter o acesso de fazendas eólicas ao SIN.

São basicamente três as etapas a se seguir: consulta de acesso, solicitação de acesso e desenvolvimento de estudos específicos. A primeira – opcional – serve como uma primeira aproximação entre o acessante e o Operador, com o objetivo de informar sobre as etapas do processo e orientar sobre a realização dos estudos. A segunda é a solicitação formal do acesso, acompanhada de estudos de integração no ponto de conexão comum, que deve ser encaminhado ao ONS ou ao agente de transmissão envolvido, para análise de viabilidade técnica.

Em seguida, devem ser conduzidos os estudos específicos, a fim de avaliar o impacto da entrada em operação da usina eólica no SIN. Aspectos da rede que devem ser preservados são, fundamentalmente, a segurança sistêmica, a confiabilidade e a qualidade de energia elétrica.

Dentre os estudos a serem realizados, podemos citar: fluxo de carga, curto-circuito, estabilidade eletromecânica, distorção harmônica e transitórios eletromagnéticos, sendo que apenas o último não é obrigatório na fase de solicitação de acesso.

Vale ressaltar que além de seguir as recomendações para realização dos estudos específicos, deve-se atentar para os requisitos técnicos mínimos exigidos (que podem ou não ser incluídos em um dos estudos).

De uma maneira geral, pode-se dizer que o estudo de fluxo de carga busca determinar a tensão (módulo e ângulo) da fazenda eólica em condições normais de operação e sob

contingência, bem como a influência da usina nas barras do SIN, a fim de se avaliar sua conformidade com relação às faixas de tensão permitidas, carregamento de equipamentos e circuitos, dentre outros.

O estudo de curto-círcuito visa, principalmente, a determinação da evolução dos níveis de curto-círcuito do sistema, relativos à configuração original e à inclusão do parque eólico. Além disso, neste estudo é possível realizar estudos de superação de disjuntores (somente quando necessário), cálculo de rede equivalente (a ser utilizada nas simulações de transitórios eletromagnéticos) e reator equivalente (para simular faltas monofásicas no ANATEM).

O estudo de estabilidade eletromecânica visa observar o comportamento do sistema após grandes distúrbios, capazes de tirá-lo de seu ponto de operação. Basicamente, os gráficos temporais da tensão, frequência e fluxos de potência nas barras e circuitos da rede são analisados e comparados a critérios pré-definidos. Além disso, é analisada a suportabilidade a afundamentos de tensão (*fault-ride through*).

Os estudos de transitórios eletromagnéticos não são obrigatórios na fase de acesso, mas podem auxiliar o acessante no dimensionamento de seu empreendimento. Fornece informações importantes a respeito de sobretensões e sobrecorrentes a que os barramentos podem ser submetidos, auxiliando, por exemplo, no dimensionamento de equipamentos como para-raios, disjuntores e chaves seccionadoras.

O estudo de distorção harmônica é parte de um conjunto de estudos denominado “estudos de qualidade de energia elétrica”, composto ainda por estudos de flutuação e desequilíbrio de tensão. Entretanto, é o único obrigatório no caso de acesso de fazendas eólicas. A partir desse estudo, é possível obter a resposta em frequência da impedância das barras do sistema e o THD das tensões. Esses dados são importantes para a avaliação da necessidade de instalação de filtros, a fim de diminuir a propagação de harmônicos pela rede ou para reduzir efeitos de ressonância a altas frequências.

Os *softwares* recomendados pelo ONS para as simulações são: ANAREDE, ANAFAS, ANATEM, HarmZs e ATP. A utilização de outros *softwares* é permitida, todavia caberá ao acessante a compatibilização dos dados disponibilizados pelo ONS com tais programas.

Especificamente no caso do ATP, sua substituição não acarreta dificuldades ao acessante pelo fato de não haver uma base de dados disponível com arquivos no formato deste programa. Neste trabalho foi utilizado o *software* PSCAD para simulações de transitórios eletromagnéticos. Este mesmo *software* também pode ser utilizado para simulações de distorção harmônica, com a desvantagem de não ser capaz de carregar arquivos no formato

ANAREDE e ANATEM, como o HarmZs. Nesse caso, o mais indicado é utilizar a rede equivalente obtida dos estudos de curto-círcito e também utilizada nos estudos de transitórios eletromagnéticos.

No Capítulo 4, há um exemplo de estudos específicos de um empreendimento fictício a ser instalado no sudoeste da Bahia em dezembro de 2013. Os quatro estudos obrigatórios foram realizados de forma integral, enquanto o estudo de transitórios eletromagnéticos (opcional) foi simplificado. Todos os resultados obtidos foram expostos e analisados.

Contudo, este trabalho ainda indicou algumas limitações existentes nessa área, que podem ser estudadas no futuro. A primeira diz respeito a um modelo genérico confiável de usina eólica para estudos de estabilidade eletromecânica, pois apesar de já haver modelos de geradores eólicos (síncrono e de indução) integrados à biblioteca de programas como o ANATEM, a modelagem da turbina e dos conversores ainda é realizada individualmente pelo usuário.

A disponibilização por parte dos fabricantes de modelos eletromecânicos de seus aerogeradores, conforme já é feito atualmente por alguns, pode ser uma solução frente à dificuldade atual para se obter um modelo genérico. Entretanto, deveria ser estendido a todos os fabricantes de turbinas eólicas.

Problema ainda mais grave ocorre nos estudos de transitórios eletromagnéticos, pois a representação da usina como uma fonte de corrente, como sugere atualmente o ONS, frequentemente leva a resultados incompatíveis com a realidade. Portanto, também seria interessante pesquisar como representar os principais componentes da usina eólica (turbina, gerador e conversor) nesse tipo de simulação.

Por fim, pode-se dizer que este trabalho traz uma abordagem prática e bem explicativa do processo de acesso de fazendas eólicas. A partir deste documento, é possível entender os procedimentos e cumprir as exigências do ONS. Possui um caráter informativo e serve, portanto, como material de consulta para os diferentes atores envolvidos no setor de energia eólica.

6) Bibliografia

- [1] IEA Wind (2010). 2010 Annual Report. Disponível em http://www.ieawind.org/index_page_postings/IEA%20Wind%202010%20AR_cover.pdf, acessado em 10/09/2012.
- [2] EPE (2010). Plano Decenal de Expansão de Energia 2019. Disponível em http://www.epe.gov.br/PDEE/20101129_1.pdf, acessado em 10/09/2012.
- [3] Procedimentos de Rede do ONS – Módulo 20, 2011.
- [4] DUTRA, R. (2008). Energias eólica: princípios e tecnologia.
- [5] MACHADO, R. R. (2006). Introdução à Metodologia para o Projeto Técnico de um Parque Eólico, UFRJ, Dez/2006.
- [6] Procedimentos de Rede do ONS – Módulo 3, Submódulos 2.8, 18.2 e 23.3, 2011.
- [7] STEVENSON, W. D.; GRAINGER, J. J. (1994). Power System Analysis. McGraw-Hill, 1994.
- [8] IEEE Task Force (1995). Standard load models for power flow and dynamics performance simulation. *IEEE Transactions on power systems*, Vol. 10, Nº3, Ago/1995.
- [9] KAZACHKOV, Y.; VOELZKE, R. (2005). Modeling wind farms for power system load flow and stability studies. *Power Tech, 2005 IEEE Russia*, pp 1-8, 2005.
- [10] ROYBAL, D.D. (2004). Circuit breaker interrupting capacity and short-time current ratings. *Pulp and paper industry technical conference*, pp 130 – 134, 2004.
- [11] FERREIRA, C. S.; BORGES, C. L. T. (2007). Solução do problema de superação de disjuntores pela alocação ótima de dispositivos limitadores de corrente de curto-circuito utilizando algoritmos genéricos. *SBA Controle & Automação*, v. 18, nº4, Natal, Out/Dez 2007.
- [12] JUNIOR, L. C. Z. (2003). Transitórios eletromagnéticos em sistemas de potência. EdUSP, 2003.
- [13] AQUINO, A. F. da C.; Benedito, A. S. da S.; MASSAUD, A. G.; OLIVEIRA, S. E. M. (2010). Um critério para estudos de estabilidade transitória frente a curtos-circuitos monofásicos, na ausência de informações sobre a rede de sequência zero. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, Maio 2010, Belém.
- [14] KUNDUR, P. (1993). Power System Stability and Control. McGraw-Hill, 1^a edição, 1993.

- [15] SORENSEN, P.; HANSEN, A .D.; JANOSI L.; BECH J.; BAK-JENSEN B. (2001). Simulation of interaction between wind farm and power system. Risø National Laboratory. Risø-R -1281.
- [16] HANSEN, A. D.; SORENSEN, P.; BLAABJERG, F.; BECHO, J. (2002). Dynamic modeling of wind farm grid interaction. *Wind Engineering*, v. 26, nº4, pp 191-208, 2002.
- [17] NANDIGAM, K.; CHOWDHURY, B. H. (2004). Power flow and stability models for induction generators used in wind turbines. *Power Engineering Society General Meeting*, pp 2012 – 2016, Jun/2004, Denver – CO, EUA.
- [18] RANGEL, R. D.; FERRAZ, J. C. R.; JUNIOR, S.G.; HENRIQUES, R. M. (2005). Modelagem de geração eólica em programas de fluxo de potência e de análise de estabilidade eletromecânica. *XVIII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 16 a 21/10/2005, Curitiba – PR, Brasil.
- [19] RANGEL, R. D.; FERRAZ, J. C. R.; JUNIOR, S.G. (2006). Modelagem de aerogeradores baseados em máquinas síncronas de velocidade variável em programas de análise de estabilidade eletromecânica. *X SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, 21 a 25/05/2006, Florianópolis – SC, Brasil.
- [20] AQUINO, A. F. da C.; MASSAUD, A. G.; GONÇALVES, D. do N. (2009). Utilização do religamento automático tripolar lento em linhas de transmissão do SIN – Sistema Interligado Nacional: uma experiência bem sucedida. *XX SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 22 a 25/11/2009, Recife.
- [21] GUIMARÃES, A. C. S. L.; FREIRE, A. R. F.; COSTA, J. M. S. C.; MEDEIROS R. K. D. M.; BARROS, S. A. (2007). Análise da entrada em operação de uma usina eólica no nordeste, utilizando modelo de transitórios eletromagnéticos no ATP. *XIX SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Out/2007, Rio de Janeiro.
- [22] D’AJUZ, A., RESENDE, F. M., CARVALHO, F. M. S. et al. (1985). Equipamentos Elétricos, FURNAS, Rio de Janeiro, 1985.
- [23] www.ons.org.br, acessado em 10/09/2012.