



## COMPORTAMENTO DOS GERADORES EÓLICOS SÍNCRONOS COM CONVERSORES DIANTE DE CURTO-CIRCUITOS NO SISTEMA

Joana Magda Vaz da Silva Reis

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

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Rio de Janeiro  
Outubro de 2013

COMPORTAMENTO DOS GERADORES EÓLICOS SÍNCRONOS COM  
CONVERSORES DIANTE DE CURTO-CIRCUITOS NO SISTEMA

Joana Magda Vaz da Silva Reis

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

Examinada por:

---

Prof. Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D.Sc.

---

Prof<sup>a</sup>. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

---

Prof. Sergio Gomes Junior, D.Sc.

---

Prof. Paulo Márcio da Silveira, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

OUTUBRO DE 2013

Reis, Joana Magda Vaz da Silva

Comportamento dos Geradores Eólicos Síncronos com Conversores diante de Curto-Circuitos no Sistema/ Joana Magda Vaz da Silva Reis – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2013.

XVI, 152 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2013.

Referencias Bibliográficas: p. 150 - 152

1. Eólica 2. Gerador Síncrono com Conversor 3. Curto-Circuito 4. Sistema Interligado Nacional. I. Oliveira, Sebastião Ércules Melo de. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

A Deus que sempre está ao meu lado me dando energia  
para realizar meus objetivos.

## AGRADECIMENTOS

Ao meu marido Felipe Moss pelo companheirismo e carinho nas horas mais difíceis, assim como a paciência e o apoio dado durante a elaboração da dissertação.

Aos meus pais, Maria da Graça e Sidonio Reis, e aos meus irmãos, Candida Reis, Silvia Vaz e Sidonio Júnior, pelo amor e alegria que me passam.

Ao meu orientador, Sebastião Ércules Melo de Oliveira, pelo valioso conhecimento passado na preparação da dissertação e nas disciplinas ministradas, pelo apoio prestado e o grande e incansável incentivo em todos os momentos em que trabalhamos juntos.

À minha orientadora, Carmen Lucia Tancredo Borges, pelas sugestões realizadas e valiosa presença em minha formação acadêmica, me proporcionando importantes conhecimentos para a vida profissional.

Ao professor Sergio Gomes Junior que foi meu professor na graduação, na UFF, e ao professor Paulo Márcio da Silveira por se disponibilizarem a participar da Banca Examinadora.

Ao ONS pelo incentivo de realização do mestrado, me proporcionando meios e confiança para a execução do mesmo.

Aos meus colegas de trabalho do CEPTEL, Sérgio Porto e Juan Rossi, pelas reuniões e debates realizados sobre o tema. Suas participações foram fundamentais para a elaboração da dissertação. Aos meus colegas de trabalho do ONS, Vinícius Pineschi e Romaika Acerbi, pelos importantes debates e trocas de informações, assim como o apoio recebido.

Aos meus amigos Marcella Lanzetti e Maurício Leonardo pelo carinho, apoio e por me apoiarem sempre. À minha amiga Vanessa Stephan por sua companhia no mestrado, tornando-o mais agradável e leve.

Aos professores da UFRJ pela importante formação acadêmica que adquiri no mestrado.

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

## COMPORTAMENTO DOS GERADORES EÓLICOS SÍNCRONOS COM CONVERSORES DIANTE DE CURTO-CIRCUITOS NO SISTEMA

Joana Magda Vaz da Silva Reis

Outubro/2013

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho tem como objetivo apresentar a análise realizada para avaliar o comportamento do aerogerador síncrono com conversor diante de curto-circuitos no sistema elétrico, de acordo com os requisitos de suportabilidade dos aerogeradores a subtensões decorrentes de faltas na rede elétrica – *fault ride-through*, definidos nos procedimentos de rede do Sistema Elétrico Brasileiro.

Este tipo de configuração requer uma modelagem distinta do gerador síncrono convencional, já que o mesmo não é conectado diretamente a rede, mas sim a um conversor CA-CC-CA que controla a corrente de curto-circuito injetada na rede durante o defeito.

Para as análises foram utilizadas oscilografias de perturbações ocorridas próximas a usinas eólicas, tanto na alta quanto na baixa tensão, e realizados estudos de curto-circuito para reproduzir as perturbações em análise e verificar a injeção de corrente do aerogerador síncrono com conversor durante o defeito, comparando-os com os dados reais disponíveis.

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

PERFORMANCE OF THE SYNCHRONOUS WIND GENERATORS WITH FULL-CAPACITY CONVERTER IN THE ELECTRICAL SYSTEM DURING SHORT-CIRCUIT

Joana Magda Vaz da Silva Reis

October/2013

Advisor: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Department: Electrical Engineering

This study aims to present the analysis performed to assess the behavior of the synchronous wind generators with full-capacity converter owing short-circuit in the electrical system, in accordance with the fault ride-through definite in the grid code of the Brazil.

This type of configuration requires a model distinct from conventional synchronous generator, since it is not connected directly to the network, but in the converter AC-DC-AC that controls short-circuit current injected into the network during the fault.

This paper uses disturbance data occurred near wind farms both in high and in low voltage and performs studies of short-circuit to reproduce the perturbation analysis and verify the injection current of the synchronous wind generators with full-capacity converter during the fault, comparing it with real data available.

## SUMÁRIO

|  |    |
|--|----|
| CAPÍTULO I INTRODUÇÃO.....   | 1  |
| I.1 Revisão Bibliográfica .....  | 2  |
| I.2 Objetivo .....   | 8  |
| I.3 Estrutura do Texto .....   | 9  |
| CAPÍTULO II SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....   | 11 |
| II.1 Descrição do Setor Elétrico Brasileiro .....  | 11 |
| II.2 Fontes de Energia no Brasil.....  | 14 |
| II.3 PROINFA .....   | 15 |
| II.4 Energia Eólica.....   | 17 |
| I.4.1 Aspectos ambientais ligados à operação de usinas eólicas .....                                   | 19 |
| I.4.2 Energia Eólica no Brasil.....  | 22 |
| I.4.3 Energia Eólica no Mundo.....   | 31 |
| I.4.4 Expansão Offshore .....  | 33 |
| CAPÍTULO III TURBINAS EÓLICAS .....  | 35 |
| III.1 Tipo de Conexão do Gerador Eólico .....  | 36 |
| III.2 Turbinas com Eixo Horizontal e Vertical.....   | 36 |
| III.3 Turbinas com Controle de Potência – <i>Stall</i> e <i>Pitch</i> .....                            | 40 |
| III.4 Turbinas com Velocidade Fixa e Variável .....  | 41 |
| III.5 Configuração do Sistema de Conversão de Energia Eólica .....                                     | 45 |
| CAPÍTULO IV GERADOR EÓLICO SÍNCRONO COM CONVERSOR .....  | 53 |
| IV.1 Gerador Síncrono.....   | 53 |
| IV.1.1 Geradores Síncronos com Rotor Bobinado - WRSG .....   | 55 |
| IV.1.2 Geradores Síncronos de Imã Permanente – PMSG.....   | 57 |
| IV.2 Comportamento do Gerador Síncrono no Período de Curto-Circuito.....                               | 57 |
| IV.3 Gerador Eólico Síncrono com Conversor.....  | 60 |
| IV.3.1 Configuração Utilizando Conversor de Plena Capacidade – <i>Full-Capacity Back-to-Back</i> ..... | 61 |
| IV.3.2 Configuração Utilizando Retificadores de Diodo e Conversores CC/CC.....                         | 64 |
| IV.3.3 Configuração Utilizando Conversores Distribuídos para Geradores de Múltiplos Enrolamentos ..... | 68 |



|   |  |     |
|---|--|-----|
| IV.4  | Comportamento do Gerador Síncrono com Conversor no Período de Curto-Circuito .....   | 72  |
| IV.5  | <i>Fault Ride-Through</i> .....  | 74  |
| IV.6  | Procedimentos de Rede do Brasil.....   | 76  |
| IV.7  | Pesquisas Bibliográficas sobre o Comportamento da Configuração <i>Full-Converter</i> frente a Curto-Circuitos no Sistema ..... | 77  |
| CAPÍTULO V RESULTADOS DE SIMULAÇÃO E ANÁLISE..... |  | 82  |
| V.1   | Modelagem do Gerador Síncrono com Conversor no ANAFAS/SAPRE .....  | 82  |
| V.2   | Análises de Dados Reais .....  | 85  |
| CAPÍTULO VI CONCLUSÕES.....                       |  | 145 |
| VI.1  | Sugestões de Trabalhos Futuros .....   | 148 |
| BIBLIOGRAFIA.....                                 |  | 150 |

## ÍNDICE DE FIGURAS

|   |    |
|---|----|
| Figura I-1 – Configurações de Turbinas Eólicas, [10] .....  | 4  |
| Figura II-1 – Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro, [1].....                                      | 13 |
| Figura II-2 – Oferta interna de Energia Elétrica por fonte – 2011, [2].....                                       | 14 |
| Figura II-3 – Balanço do Programa de Fontes Alternativas de Energia Elétrica .....                                | 17 |
| Figura II-4 – Central Eólica Mucuri (Fortaleza – CE), [4].....  | 25 |
| Figura II-5 – Usinas Eólicas com Despacho Centralizado pelo ONS em maio de 2013, [25]<br>.....                    | 26 |
| Figura II-6 – Usinas Eólicas não Despachadas pelo ONS em maio de 2013, [25] .....                                 | 26 |
| Figura II-7 – Usinas Eólicas em Operação no ano de 2012, [3].....   | 28 |
| Figura II-8 – Usinas Eólicas em Construção no ano de 2012, [3].....   | 28 |
| Figura II-9 – Usinas Eólicas Outorgadas no ano de 2012, [3] .....   | 29 |
| Figura II-10 – Investimentos de Energia Eólica no Brasil, [3].....  | 30 |
| Figura II-11 – Capacidade instalada global anual em 2012, [10].....   | 32 |
| Figura II-12 – Capacidade instalada dos dez maiores países que investem em energia eólica,<br>[10] .....          | 33 |
| Figura II-13 – Parque Eólico <i>offshore</i> Middelgrunden na Dinamarca, [5] .....                                | 34 |
| Figura III-1 – Turbina Eólica com Eixo Horizontal – HAWT, [10] .....  | 37 |
| Figura III-2 – Turbina Eólica com Eixo Vertical – VAWT, [10].....   | 38 |
| Figura III-3 – Curva característica de Potência ativa x Velocidade para turbinas com<br>velocidade fixa.....      | 44 |
| Figura III-4 – Curva característica de Potência ativa x Velocidade para turbinas com<br>velocidade variável ..... | 44 |
| Figura III-5 – SCEE com velocidade fixa, sem conversor [10] .....   | 46 |
| Figura III-6 – SCEE com velocidade variável, com resistência de rotor variável [10].....                          | 49 |
| Figura III-7 – SCEE com velocidade variável e conversor parcial de frequência, DFIG [10]<br>.....                 | 50 |
| Figura III-8 – SCEE com velocidade variável e conversor total de frequência, [10].....                            | 51 |
| Figura IV-1 – Gerador Síncrono com polos lisos.....   | 54 |
| Figura IV-2 – Gerador Síncrono com polos salientes .....  | 55 |
| Figura IV-3 – Rotor de Gerador Síncrono para Aplicação em Sistemas Eólicos, [12].....                             | 56 |

|  |    |
|--|----|
| Figura IV-4 – Correntes simétrica, Assimétrica e Componente DC, [23] .....   | 59 |
| Figura IV-5 – Envoltória da Corrente de Curto-Circuito, [24] .....   | 59 |
| Figura IV-6 – Conversores <i>Two-Level VSC</i> e <i>Three-Level NPC</i> , [10].....  | 62 |
| Figura IV-7 – Conversor PWM, [10] .....  | 63 |
| Figura IV-8 – Conversor utilizando diodo e conversor de impulso, [10] .....  | 64 |
| Figura IV-9 – Conversor utilizando diodo e dois canais de conversor de impulso, [10] .....                                       | 65 |
| Figura IV-10 – Gerador de seis fases com conversor de impulso multicanal, [10] .....   | 66 |
| Figura IV-11 – Conversor utilizando diodo e conversor de impulso de três níveis, [10] ....                                       | 66 |
| Figura IV-12 – Conversor utilizando diodo, conversor de impulso de três níveis e inversor<br><i>Three-Level NPC</i> , [10] ..... | 67 |
| Figura IV-13 – Conversor utilizando diodo e conversor <i>buck</i> , [10].....  | 68 |
| Figura IV-14 – Configuração com gerador síncrono de múltiplos enrolamentos, [10] .....   | 70 |
| Figura IV-15 – Configuração do gerador síncrono com conjuntos de enrolamentos<br>trifásicos, [10].....                           | 70 |
| Figura IV-16 – Configuração com múltiplos geradores e conversor de energia distribuído,<br>[10] .....                            | 71 |
| Figura IV-17 – TransmissionCode 2007 (Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim<br>VDEW), [26] .....                           | 75 |
| Figura IV-18 – Gráfico Tensão nos terminais dos aerogeradores x Tempo, [13].....   | 76 |
| Figura IV-19 – Diagrama do Sistema de Simulação, [17] .....  | 79 |
| Figura IV-20 – Diagrama do Sistema de Simulação, [19] .....  | 80 |
| Figura V-1 – Representação do Gerador Síncrono com Conversor como fonte de corrente  | 83 |
| Figura V-2 – Diagrama da Perturbação do Caso 1 .....   | 86 |
| Figura V-3 – Tensão e Corrente da LT 230 kV Barra 4 – Barra 1 .....  | 88 |
| Figura V-4 – Pontos de Medição Analisados .....  | 89 |
| Figura V-5 – Tensão e Corrente da LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5A C1 .....   | 90 |
| Figura V-6 – Correntes das LTs 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5B C2 e Barra 5 – UEE I<br>Barra 5C C3 .....                        | 91 |
| Figura V-7 – Diagrama Fasorial da Tensão no Instante Pré-Falta da LT 34,5 kV Barra 5 –<br>UEE I Barra 5A C1 .....                | 92 |

|  |     |
|--|-----|
| Figura V-8 – Diagrama Fasorial da Corrente no Instante Pré-Falta da LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5A C1.....  | 92  |
| Figura V-9 – Diagrama Fasorial da Corrente no Instante de Defeito da LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5A C1..... | 93  |
| Figura V-10 – Tensão e Corrente da LT 34,5 kV Barra 6 - UEE II Barra 6A C1 .....                                 | 97  |
| Figura V-11 – Correntes das LTs 34,5 kV Barra 6 – UEE II Barra 6B C2 e Barra 6 – UEE II Barra 6C C3 .....        | 98  |
| Figura V-12 – Tensão e Corrente da LT 34,5 kV Barra 7 – UEE III Barra 7A C1 .....                                | 99  |
| Figura V-13 – Correntes das LTs 34,5 kV Barra 7 – UEE III Barra 7B C2 e Barra 7 – UEE III Barra 7C C3.....       | 100 |
| Figura V-14 – Curto- Circuito Monofásico na LT 230 kV Livramento 2 – Alegrete 2 (Diagrama Completo).....         | 104 |
| Figura V-15 – Curto- Circuito Monofásico na LT 230 kV Livramento 2 – Alegrete 2.....                             | 105 |
| Figura V-16 – Contribuição dos Aerogeradores AG 7 à 11 .....   | 106 |
| Figura V-17 – Contribuição dos Aerogeradores AG 12 à 15.....   | 107 |
| Figura V-18 – Diagrama da Perturbação do Caso 2.....   | 108 |
| Figura V-19 – Ponto de Medição Analisado .....   | 110 |
| Figura V-20 – Tensão e Corrente da LT 230 kV Barra 12 – Barra 15.....  | 111 |
| Figura V-21 – Diagrama Fasorial da Corrente no Momento do Defeito, LT 230 kV Barra 14 – Barra 12 C1.....         | 114 |
| Figura V-22 – Curto- Circuito Monofásico na LT 230 kV Gravataí – Fibraplac C1.....                               | 116 |
| Figura V-23 – LT 230 kV Barra 12 – Barra 14 C1 .....   | 117 |
| Figura V-24 – Contribuição de Corrente de Curto-Circuito das UEE I e II.....                                     | 118 |
| Figura V-25 – Contribuição de Corrente de Curto-Circuito das UEE III .....                                       | 119 |
| Figura V-26 – Contribuição de Corrente de Curto-Circuito das UEE IV e V.....                                     | 120 |
| Figura V-27 – Contribuição de Corrente de Curto-Circuito das UEE VI.....   | 121 |
| Figura V-28 – Diagrama Unifilar da Área da Perturbação do Caso 2.....  | 123 |
| Figura V-29 – Tensão e Corrente da LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5A C1 .....                                  | 126 |
| Figura V-30 – Correntes das LTs 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5B C2 e Barra 5 – UEE I Barra 5C C3.....           | 127 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura V-31 – Diagrama Fasorial da Corrente no Instante Pré-Falta, na LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5B C2..... | 130 |
| Figura V-32 – Diagrama Fasorial da Corrente Durante o Defeito, na LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5B C2.....     | 131 |
| Figura V-33 – Diagrama Fasorial da Tensão no Momento de defeito, no Barramento 2 ..                               | 132 |
| Figura V-34 – Diagrama Fasorial da Tensão no Momento de defeito, no Barramento 3 ..                               | 133 |
| Figura V-35 – Tensão e Corrente da LT 34,5 kV Barra 6 - UEE II Barra 6A C1 .....                                  | 133 |
| Figura V-36 – Correntes das LTs 34,5 kV Barra 6 – UEE II Barra 6B C2 e Barra 6 – UEE II Barra 6C.....             | 134 |
| Figura V-37 – Tensão e Corrente da LT 34,5 kV Barra 7 – UEE III Barra 7A C1 .....                                 | 135 |
| Figura V-38 – Correntes das LTs 34,5 kV Barra 7 – UEE III Barra 7B C2 e Barra 7 – UEE III Barra 7C C3.....        | 136 |
| Figura V-39 – Curto- Circuito Monofásico na LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5A C1 .....                          | 142 |
| Figura V-40 – Contribuição das UEE I e II.....  | 143 |
| Figura V-41 – Contribuição da UEE III.....  | 144 |
| Figura VI-1 – Gráfico Tensão nos terminais dos aerogeradores x Tempo, [13].....                                   | 147 |

## ÍNDICE DE TABELAS

|  |     |
|--|-----|
| Tabela II-1– Máxima geração Eólica Horária Integralizada, [25].....  | 27  |
| Tabela III-1– Comparativo entre as turbinas eólicas com eixo horizontal e vertical .....                             | 39  |
| Tabela III-2– Comparativo entre as turbinas com velocidade fixa e variável, [10] .....                               | 43  |
| Tabela V-1– Dados de Tensão e Corrente de fase da LT 34,5 Barra 5 – UEE I Barra 5A C1<br>.....                       | 95  |
| Tabela V-2– Dados de Tensão e Corrente de sequência positiva LT 34,5 Barra 5 – UEE I<br>Barra 5A C1.....             | 96  |
| Tabela V-3– Dados de Tensão e Corrente da LT 230 kV Barra 14 – Barra 12 C1.....                                      | 113 |
| Tabela V-4– Comparativo dos Níveis de Curto-Circuito.....  | 122 |
| Tabela V-5– Dados de Tensão e Corrente das fases e sequência positiva da LT 34,5 Barra 5<br>– UEE I Barra 5B C2..... | 128 |
| Tabela V-6– Dados de Tensão e Corrente das fases e sequência positiva da LT 34,5 Barra 6<br>– UEE I Barra 6A C1..... | 138 |

## ÍNDICE DE ABREVIATURAS

|           |   |
|-----------|---|
| ANEEL     | Agência Nacional de Energia Elétrica;       |
| ACR       | Ambiente de Contratação Regulada;           |
| ACL       | Ambiente de Contratação Livre;              |
| ONS       | Operador Nacional do Sistema Elétrico;      |
| MAE       | Mercado Atacadista de Energia;              |
| DNAEE     | Departamento de Águas e Energia Elétrica;   |
| MME       | Ministério de Minas e Energia;              |
| GCOI      | Grupo de Controle das Operações Integradas; |
| SIN       | Sistema Interligado Nacional;               |
| CCEE      | Câmara Comercialização de Energia Elétrica; |
| EPE       | Empresa de Pesquisa Energética;             |
| CNPE      | Conselho Nacional de Política Energética;   |
| CMSE      | Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico;  |
| OIE       | Oferta Interna de Energia;                  |
| PROINFA   | Fontes Alternativas de Energia Elétrica;    |
| PCH       | Pequenas Centrais Hidrelétricas;            |
| UEE       | Usina de Energia Eólica;                    |
| SIN       | Sistema Elétrico Interligado Nacional;      |
| ABEEólica | Associação Brasileira da Energia Eólica;    |
| GWEC      | Global Wind Energy Council;                 |
| EWEA      | European Wind Energy Association;           |
| CEPEL     | Centro de Pesquisas de Energia Elétrica;    |

|      |   |
|------|---|
| MDL  | Mecanismo de Desenvolvimento Limpo;   |
| AG   | Aerogerador;  |
| HAWT | Turbinas Eólicas com Eixo Horizontal ( <i>Horizontal Axis Wind Turbine</i> );             |
| VAWT | Turbinas Eólicas com Eixo Vertical ( <i>Vertical Axis Wind Turbine</i> );                 |
| SCEE | Sistema de Conversão de Energia Eólica;   |
| DFIG | Máquina de Indução Duplamente Alimentada ( <i>Doubly Fed Induction Generator</i> );       |
| WRSG | Geradores Síncronos com Rotor Bobinado ( <i>Wound-Rotor Synchronous Generators</i> );     |
| PMSG | Geradores Síncronos de Imã Permanente ( <i>Permanent-Magnet Synchronous Generators</i> ); |



## CAPÍTULO I INTRODUÇÃO

A energia eólica tem passado por um crescimento exponencial e virtuoso no Brasil. O regime de favoráveis ventos brasileiros, superior ao da Europa e dos Estados Unidos, a evolução tecnológica da indústria eólica, o financiamento público a juros baixos e um sistema extremamente competitivo de contratação de energia levaram à redução dos preços da energia eólica no mercado brasileiro, tornando o país bastante atrativo para o investimento nesta tecnologia.

O grande incentivador da produção de energia eólica no país foi o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA – que foi instituído com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fonte eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas – PCH – no Sistema Elétrico Interligado Nacional – SIN. Menos de uma década após a criação do PROINFA, que lançou em 2004 as bases do mercado eólico nacional, a energia gerada a partir dos ventos ultrapassou a marca dos 2 GW no ano de 2012 [3].

O progresso da tecnologia eólica experimentado nos últimos anos superou as expectativas, levando à redução de custos para níveis comparáveis, em muitos casos, com os dos métodos convencionais de geração de energia elétrica. Como resultado, as turbinas eólicas estão participando ativamente na produção de energia eólica de vários países ao redor do mundo, como no Brasil. Entretanto, este desenvolvimento suscita uma série de desafios em matéria de operação estável da rede, qualidade de energia e de comportamento do sistema diante de situações de defeitos.

A incorporação da energia eólica, de forma significativa, em um sistema de energia elétrica pode afetar a operação do sistema. No passado, os requisitos para turbinas eólicas estavam focados principalmente na proteção do equipamento, de forma que, em caso de faltas na rede, não era considerado o impacto que o aerogerador – AG – poderia ter sobre o sistema de energia, existindo regras para a desconexão. No entanto, com o aumento do nível de injeção de energia eólica, a perda de uma parte considerável de MW dos geradores eólicos em caso de falha na rede tornou-se inaceitável, já que a estabilidade do sistema de potência pode ser afetada negativamente. Para garantir a estabilidade do sistema elétrico, os

operadores de sistemas elétricos em muitos países definiram os requisitos mínimos de conexão à rede para geradores eólicos, também conhecidos como *grid code* (ou procedimentos de rede, como denominado no Brasil). [14]

Os requisitos de suportabilidade dos aerogeradores a subtensões decorrentes de faltas na rede elétrica – *fault ride-through* – são os motivos de análise deste trabalho. Nos procedimentos de rede, estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, Submódulo 3.6 – Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão, revisão 1.1, esta capacidade é especificada por um perfil de tensão que as turbinas eólicas devem suportar e permanecer conectadas à rede, mesmo que as quedas de tensão atinjam valores muito baixos [13].

## I.1 Revisão Bibliográfica

Para a execução desta dissertação foi realizada uma importante pesquisa bibliográfica do tema de análise. A seguir são citados, em ordem cronológica, os artigos examinados sobre gerador eólico síncrono com conversor diante de curto-circuitos no sistema, apresentando suas ideias principais e as pesquisas realizadas, com a finalidade de contextualizar o tema.

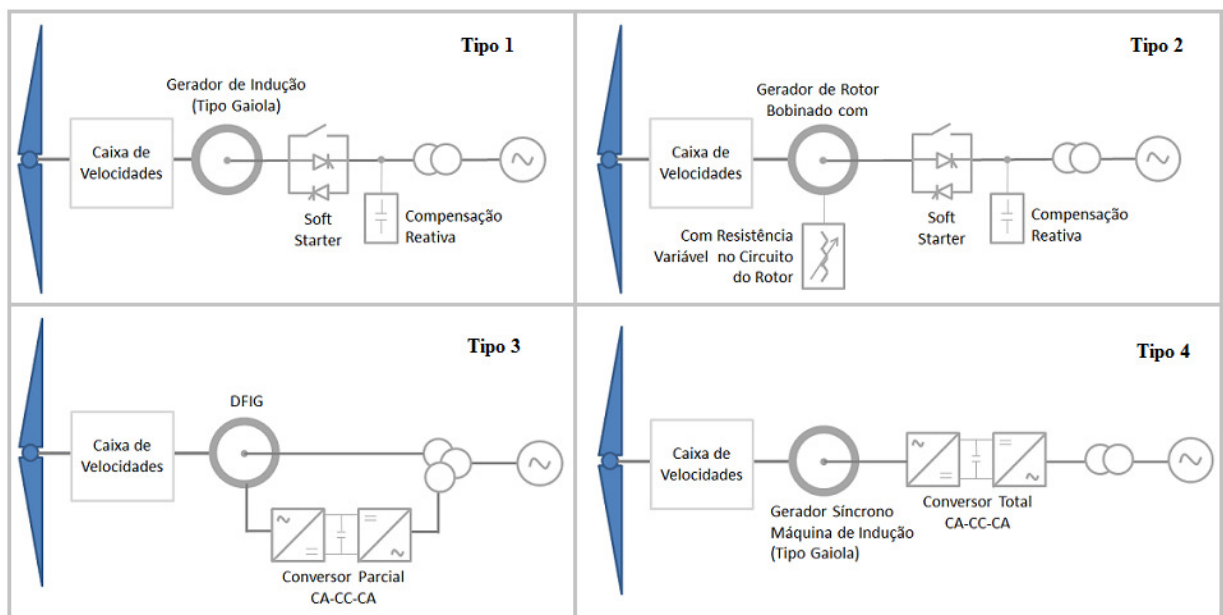
Em [14], de autoria de Massino Valentini e outros, publicado em 2008, os autores discutem o comportamento do aerogerador síncrono com conversor, diante de curto-circuitos. Uma modelagem computacional de turbinas eólicas com conversores para o cálculo de curto-circuito é apresentada para o estado estacionário, com o objetivo de ser comparada e validada com resultados obtidos para uma turbina eólica real, 3,6 MW, velocidade variável, em operação comercial, desenvolvida pela Siemens Wind Power. A rotina computacional fornece um algoritmo geral, sem detalhes específicos da estratégia de controle aplicada à turbina eólica, tornando a rotina genérica e independente do tipo de turbina e fabricante. A mesma foi ajustada de acordo com o que é considerado no *grid code* Alemão. Na investigação, o autor analisa apenas o curto-circuito equilibrado, trifásico. Embora este não seja o defeito mais comum na rede elétrica, foi o único a ser considerado no artigo, porque, segundo o autor (1), é muitas vezes a condição de falta mais grave, e (2)

é frequentemente assumido que faltas podem evoluir para um curto-circuito trifásico. Algumas discrepâncias foram encontradas quando se compara o modelo computacional desenvolvido com o modelo específico fornecido pelo fabricante. Entretanto, o autor afirma que o modelo foi implementado com sucesso, as discrepâncias são aceitáveis, pois as mesmas existem devido a utilização de um modelo geral e à não inclusão de detalhes específicos de controle do conversor.

No artigo [15], de autoria de Sergio Porto Roméro e outros, publicado em 2009, os autores discutem a representação de geradores eólicos síncronos com conversores de frequência por fontes de corrente controladas em um programa de cálculo de curto-circuitos. É abordado que este tipo de turbina eólica necessita de uma modelagem especial em programas de curto-circuito, pois seu controle costuma fazer com que o gerador contribua para um curto como uma fonte de corrente e não como uma fonte de tensão. O artigo apresenta a modelagem do equipamento com comportamento mais próximo do real, ou seja, representando-os durante os curto-circuitos por fontes de corrente controladas. O método proposto foi aplicado a uma configuração real do sistema brasileiro. No caso analisado, o pequeno porte das usinas eólicas analisadas (150 MW) em relação ao nível de curto do ponto de conexão ( $\approx 2800$  MVA) fez com que houvesse pouca influência no nível de curto-circuito desta barra e em suas vizinhas. Assim, neste caso, a representação da geração eólica poderia ter sido desconsiderada sem maiores prejuízos. Entretanto, o autor informa que caso a potência instalada nos parques fosse maior, talvez sua influência nos níveis de curto devesse ser incorporada. Na medida em que se disponha de informações com detalhes de controle de modelos específicos, esquemas particulares podem ser implementados e testados, incluindo a comparação de resultados com os obtidos em simulações dinâmicas.

Em [16], de autoria de Reigh A. Walling e Michael L. Reichard, publicado em 2009, os autores apresentam os 4 (quatro) tipos de geradores que estão sendo utilizados comumente na indústria de geradores de turbinas eólicas, assim como seu comportamento diante de curto-circuitos. São apresentados os seguintes geradores: (1) gerador de indução gaiola de esquilo, (2) gerador de indução de rotor bobinado com resistência de rotor variável, (3) gerador de indução duplamente alimentado e (4) gerador com conversor completo de frequência com velocidade variável (*full-capacity*), conforme mostrado na

Figura I-1. Para os tipos (1) e (2) os autores destacam que o comportamento dos geradores eólicos é semelhante ao do motor de indução, enquanto que, para os tipos (3) e (4), a magnitude da corrente produzida no momento de defeito é geralmente pequena comparada à dos geradores síncronos convencionais conectados à rede. A representação para análise de curto-circuito dos modelos de geradores (3) e (4) requer algumas modificações em relação às modelagens normalmente aplicadas aos geradores síncronos convencionais.



**Figura I-1 – Configurações de Turbinas Eólicas, [10]**

No artigo [17], de autoria de Jorge Martínez e outros, publicado em 2010, os autores também discutem os 4 (quatro) tipos de geradores de turbinas eólicas, os mesmo abordados no artigo [16], fazendo uma comparação e análise dos diferentes tipos de configurações durante defeitos no sistema, assim como dos efeitos consequentes sobre as proteções da subestação. Os autores realizaram simulações no PSCAD/EMTDC. Além disso, uma comparação dessas tecnologias de turbinas eólicas com uma central elétrica convencional (gerador síncrono) foi incluída no trabalho. O artigo aborda as dificuldades que os relés de distância e de sobrecorrente apresentam quando são utilizados em usinas de energia eólica. Considerando que a contribuição de curto-circuito de usinas de energia que utilizam

geradores síncronos pode ser calculada com base apenas nos parâmetros da máquina, para os geradores dos tipos (2), (3) e (4) o circuito ligado ao rotor ou estator e o controle do conversor influenciam fortemente o comportamento da corrente durante o defeito, mesmo nos casos (2) e (3), em que os conversores representam apenas uma pequena fração da energia total processada. Isto mostra a necessidade de um processo de normalização para a representação de todas as tecnologias de geradores de turbinas eólicas durante faltas e a importância de coletar dados corretos para estudos de curto-circuito.

No artigo [18], de autoria de Byeong-Mun Song e outros, publicado em 2011, são realizadas análises de faltas de tensão no conversor conectado à rede de um sistema de geração de energia eólica de 3 MW, utilizando um simulador digital em tempo real – RTDS. Várias técnicas de interface de rede de energia têm sido desenvolvidas e aperfeiçoadas para atender as exigências de confiabilidade da rede e da qualidade de energia nos sistemas de distribuição de energia. Para a interligação eficaz entre o sistema de geração de energia eólica e a rede elétrica, é necessário que o conversor de potência tenha a capacidade de suportar afundamentos de tensão, apoiando a estabilidade e segurança do sistema. Assim, o autor descreve simulações de faltas de tensão, com o objetivo de analisar a suportabilidade do conversor à quedas de tensão durante distúrbios transitórios. Na modelagem foram considerados os modelos de controle do conversor. Foram aplicadas faltas no sistema e consideradas condições típicas de afundamento de tensão.

Em [19], dos autores R. J. Nelson e H. Ma, publicado em 2011, é analisado também o comportamento do gerador eólico com conversor de plena capacidade (*full-capacity*) para estudos de curto-circuito. O autor descreve o comportamento do gerador síncrono convencional durante a falta, destacando os três períodos de tempo para a corrente de defeito: o período subtransitório, que abrange os primeiros ciclos após o início da falta, o transitório, compreendendo o período de alguns poucos segundos também desde a falta até a sua transição para o terceiro período, o estado estacionário. Entretanto, em turbinas eólicas com conversor de plena capacidade, onde a máquina está isolada do sistema por um conversor completo CA-CC-CA, estas três delimitações de tempo não existem. Existe uma sobrecorrente transitória, imediatamente após o início da falta, seguida por uma transição muito rápida para a condição de estado estacionário, sendo esta uma resposta programada do conversor. E ao contrário das máquinas síncronas convencionais ligadas diretamente à

rede CA, para as quais uma representação de sequências positiva, negativa e zero pode ser utilizada, para este tipo de geração com conversor CA-CC-CA não há qualquer vantagem na utilização de tal representação. O documento descreve algumas das características das turbinas eólicas de conversor de plena capacidade e algumas simulações realizadas com um programa de curto-circuito. Na análise são considerados defeitos equilibrados e desequilibrados.

Em [20], do autor Eduard Muljadi e outros, artigo publicado em 2011, é discutida a corrente de contribuição de curto-circuito para diferentes geradores de turbinas eólicas. São apresentadas as mesmas 4 (quatro) configurações expostas no artigo [16] e as faltas são aplicadas nos terminais dos geradores eólicos. Para os tipos 1, 2 e 3, como esperado, a maior contribuição é para o defeito trifásico. O autor destaca que embora este tipo de falta seja a de menor probabilidade de ocorrência, o planejamento utiliza este tipo de falta para especificar disjuntores, entre outros equipamentos. Já o defeito monofásico é o mais provável de ocorrer na rede de energia. Apesar das contribuições de curto-circuito serem menores para este tipo de falta, a mesma deve ser considerada no planejamento elétrico para determinar a configuração de mínima corrente de defeito para os ajustes das proteções. Conforme destacado no artigo, as configurações de geradores de turbinas eólicas tipos 1 e 2 têm um comportamento muito similar. Pelo fato de uma resistência adicional de rotor ser utilizada no tipo 2, a contribuição para a corrente total de curto-circuito pode ser menor, pois a resistência adicional do rotor reduz a corrente de defeito. Para o tipo 3, embora haja um conversor de potência, a controlabilidade deste conversor de energia é significativamente comprometida durante um evento de falta, especialmente quando a falta ocorre na proximidade dos terminais do gerador. Para uma falta distante, na linha de transmissão, a tensão no terminal remanescente pode ser suficiente para permitir um controle ativo de corrente de falta pelo conversor de energia. No entanto, para um evento de falta próxima ao gerador, a condição de corrente máxima pode ser tão elevada como ocorre no gerador de indução gaiola de esquilo (tipo 1). Já para a configuração tipo 4, o gerador e a rede estão separados por um conversor de potência. O conversor de potência é limitado pela capacidade de transporte de corrente do semicondutor de potência utilizado. Assim, a contribuição de defeito para este tipo de gerador de turbina eólica é limitada a 110% da corrente nominal, valor assumido para a corrente de sobrecarga temporária.

No artigo [21], de autoria de Markus Fischer e Ângelo Mendonça, publicado em 2012, é descrito o projeto elétrico básico de turbinas eólicas com geradores de velocidade variável e conversor completo de frequência, da ENERCON, e como os mesmos geradores podem ser representados nos cálculos de curto-circuitos em estado estacionário. Os cálculos no estado estacionário são utilizados como base para a especificação de equipamentos elétricos e dimensionamento dos dispositivos de proteção. Os autores também destacam que este tipo de gerador não pode ser modelado nos estudos de curto-circuito como geradores síncronos convencionais, pois o gerador é totalmente desassociado do sistema de potência por um conversor completo de frequência, conforme já mencionado nos artigos citados acima. Uma vez que a corrente que um gerador ENERCON injeta durante uma condição de subtensão depende de muitos fatores, o artigo focou em um cenário de pior condição. Foi considerada a injeção de corrente máxima, para um ângulo de fase de  $90^\circ$ . Foram realizados dois tipos de análise, defeitos trifásicos e monofásicos. Utilizando valores numéricos nas equações apresentadas pelos autores para o cálculo de curto-circuito, a natureza iterativa dos cálculos foi ilustrada. Finalmente, foi discutido como um software disponível comercialmente, tal como o PSS, pode ser usado para análise das faltas propostas. Destaca-se que para um gerador ENERCON, tipo (4), em funcionamento normal, bem como durante o funcionamento no modo *Under Voltage Ride Through* – UVRT – (subtensões decorrentes de faltas na rede elétrica), a corrente é suposta sempre simétrica e injeta uma corrente apenas de sequência positiva na rede. Além disto, é apresentado no artigo que a corrente no período inicial é igual a do estado estacionário, ou seja, não há corrente de pico no instante inicial do defeito.

Para a elaboração da dissertação foi realizada a pesquisa bibliográfica com o objetivo de aprofundar e amadurecer o tema escolhido, observando-se os estudos já realizados em diversos países e as respostas encontradas em relação ao tema e à contribuição de corrente de curto-circuito para geradores de turbina eólicas, para servir de referencial [10] para as conclusões obtidas nas análises das oscilografias do sistema e das simulações realizadas no presente trabalho.

## I.2 Objetivo

Com o grande incentivo e investimento de geração eólica no Brasil, vários questionamentos surgiram em relação a sua influência na operação do SIN. Por se tratar de uma tecnologia nova no país, diversos estudos e avaliações estão sendo realizadas com o objetivo de equacionar dúvidas que geram em torno de seu comportamento diante de defeitos no sistema, estabilidade do sistema e qualidade de energia. Também encontra-se certa dificuldade na obtenção de dados dos conversores junto aos fabricantes de turbinas eólicas, dificultando o detalhamento de dados necessários para a execução dos estudos elétricos realizados.

Em consequência, surgiu a necessidade de avaliar, no presente trabalho, o comportamento dos aerogeradores síncronos com conversores, frente a curto-circuitos no sistema, analisando-se seu real impacto no SIN, de acordo com os requisitos de suportabilidade dos aerogeradores a subtensões decorrentes de faltas na rede elétrica – *fault ride-through*, e a qualidade da informação que tem-se disponível atualmente sobre as turbinas eólicas, assim como as modelagens para simulação. Esta avaliação é de suma importância para a operação e planejamento do SIN, pois a partir das análises de comportamento dos aerogeradores diante de defeitos no sistema é possível validar estudos que estão sendo realizados atualmente no setor elétrico brasileiro, conforme definidos no Submódulo 3.6 do ONS, tais como: (1) cálculos de curto-circuito, (2) levantamento da capacidade, bobinas de bloqueio e malhas de terra e (3) adequação dos sistemas de proteção e controle relacionados à integração da central geradora e revisão dos ajustes relativos à central geradora.

Optou-se pela análise dos dados reais de operação do sistema e das oscilografias de centrais eólicas, avaliando-se o comportamento dos aerogeradores em condições reais de falta do sistema, observando-se sua corrente de contribuição, assim como as correntes de sequências presentes no defeito e quais seus valores em relação à corrente nominal, em qual determinado nível de tensão o conversor é desligado (não contribui), o comportamento do fator de potência no curto-circuito e seu tempo de contribuição. O objetivo principal é observar se a contribuição deste tipo de aerogerador durante curto-circuitos é muito ou



pouco significativa para o sistema. Para comparação e validação foram realizados estudos de curto-circuito, utilizando os programas ANAFAS e SAPRE (do CEPREL), com o objetivo de reproduzir as condições das perturbações registradas nas oscilografias analisadas.

Para as análises realizadas no trabalho foram selecionadas oscilografias de centrais eólicas que possuem aerogeradores síncronos com conversores e que estão localizadas próximas aos pontos de curto-circuito ocorridos no sistema. As perturbações selecionadas ocorreram durante os anos de 2012 e o atual 2013. Foram utilizados nas simulações de análise de falta os casos de curto-circuito disponibilizados pelo ONS.

### I.3 Estrutura do Texto

Para apresentar e analisar todos os aspectos abordados acima, a dissertação foi organizada de maneira a considerar as seguintes etapas:

No capítulo 2 são apresentados conceitos gerais, descrevendo a organização do setor elétrico brasileiro, as fontes de energia utilizadas no país, o programa PROINFA, o grande incentivador da fonte de energia eólica no Brasil, aspectos ambientais relacionados à energia eólica e a participação desta fonte no Brasil e no mundo, assim como sua expansão *offshore*.

O capítulo 3 é dedicado às centrais eólicas, primeiro detalhando a evolução da geração eólica no mundo, com sua capacidade instalada e taxa de crescimento, segundo apresentando detalhes de tecnologia utilizada nas turbinas eólicas, tipo de conexão, tipos de eixos (vertical e horizontal), controle de potência (*stall* e *pitch*), velocidade fixa e variável e por último as possíveis configurações dos sistemas de conversão de energia eólica.

O capítulo 4 é dedicado ao gerador síncrono com conversor, o tipo de aerogerador escolhido como tema da dissertação. São apresentados os 2 (dois) diferentes tipos de geradores síncronos, de rotor bobinado e de ímã permanente, assim como os diferentes tipos de configurações de conversores, (1) conversor de plena capacidade, *full-capacity back-to-back*, (2) configuração utilizando retificadores de diodo e conversores CC/CC e (3) configuração utilizando conversores distribuídos para geradores de múltiplos enrolamentos.

Neste mesmo capítulo é discutido também o comportamento dos geradores síncronos, sem e com conversores (para usinas hidráulicas e eólicas, respectivamente), durante o período de defeito. Para os geradores síncronos com conversores, são apresentados resultados de algumas pesquisas bibliográficas realizadas do tema (com resultados de simulações). E, por fim, os requisitos *fault-ride through* e os procedimentos de rede do Brasil que tratam este assunto são mencionados.

No capítulo 5 é apresentada a modelagem utilizada para os geradores eólicos síncronos com conversor nos programas ANAFAS/SAPRE, assim como o resultado de análise dos dados reais, oscilografias de centrais eólicas frente a curto-circuitos no sistema e os resultados das simulações realizadas para fins de comparação.

Por último, o capítulo 6 é destinado às conclusões da dissertação e sugestão de trabalhos para pesquisa futura.

## CAPÍTULO II SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

### II.1 Descrição do Setor Elétrico Brasileiro

O modelo institucional do setor de energia elétrica brasileiro passou por duas grandes mudanças desde a década de 90. A primeira envolveu a privatização das companhias operadoras e teve início com a Lei nº 9.427, de dezembro de 1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – e determinou que a exploração dos potenciais hidráulicos fosse concedida por meio de concorrência ou leilão, em que o maior valor oferecido por outorga (Uso do Bem Público) determinaria o vencedor. A segunda ocorreu em 2004, com a introdução do Novo Modelo do Setor Elétrico, que teve como objetivos principais:

- Garantir a segurança no suprimento;
- Promover a modicidade tarifária;
- Promover a inserção social, em particular pelos programas de universalização (como Luz para Todos).

Sua implantação marcou a retomada da responsabilidade do planejamento do setor de energia elétrica do Estado.

Uma das principais alterações promovidas em 2004 foi a substituição do critério utilizado para concessão de novos empreendimentos de geração. Passou a vencer os leilões o investidor que oferecesse o menor preço para a venda da produção das futuras usinas. Além disso, o novo modelo instituiu dois ambientes para a celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada – ACR –, exclusivo para geradoras e distribuidoras, e o Ambiente de Contratação Livre – ACL –, do qual participam geradoras, comercializadoras, importadores, exportadores e consumidores livres.

A nova estrutura assenta-se sobre muitos dos pilares construídos nos anos 90, quando o setor passou por um movimento de liberalização, depois de mais de 50 anos de controle estatal. Até então, a maioria das atividades eram estritamente regulamentadas e as

companhias operadoras controladas pelo estado (federal e estadual) e verticalizadas (atuavam em geração, transmissão e distribuição).

A reforma exigiu a cisão das companhias em geradoras, transmissoras e distribuidoras. As atividades de transmissão e distribuição continuam totalmente regulamentadas. Mas a produção das geradoras passou a ser negociada no mercado livre – ambiente no qual as partes compradora e vendedora acertam entre si as condições através de contratos bilaterais.

Além disso, foram constituídas na década de 90 novas entidades para atuar no novo ambiente institucional: além da ANEEL, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e o Mercado Atacadista de Energia – MAE. A ANEEL sucedeu o departamento de Águas e Energia Elétrica – DNAEE –, uma autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia – MME. Como agência reguladora, em síntese tem por objetivo atuar de forma a garantir, por meio da regulamentação e fiscalização, a operação de todos os agentes em um ambiente de equilíbrio que permita, às companhias, a obtenção de resultados sólidos ao longo do tempo e, ao consumidor, a modicidade tarifária.

O ONS, entidade autônoma que substituiu o GCOI – Grupo de Controle das Operações Integradas –, subordinado à Eletrobrás, é responsável pela coordenação da operação das usinas e redes de transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN. Para tanto, realiza estudos e projeções com base em dados históricos, presentes e futuros, da oferta de energia elétrica e do mercado consumidor. Para decidir quais usinas devem ser despachadas, opera o Newave, programa computacional, que com base em projeções, elabora cenários para a oferta de energia elétrica.

Com a implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico, em 2004, o Governo Federal, por meio das leis nº 10.847/2004 e 10.848/2004, manteve a formulação de políticas para o setor de energia elétrica com atribuição do Poder Executivo Federal, por meio do MME e com aconselhamento do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE – e do Congresso Nacional. Os instrumentos legais criaram novos agentes. Um deles é a Empresa de Pesquisa Energética – EPE –, vinculada ao MME e cuja função é realizar os estudos necessários ao planejamento da expansão do sistema elétrico. Outro é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE –, que abriga a negociação da energia do

mercado livre e também utiliza, assim como o ONS, o programa Newave para definir os preços a serem praticados nas operações de curto prazo do mercado livre.

O MAE, cuja constituição foi diretamente relacionada à criação do mercado livre, em 2004, com a implantação do novo modelo foi substituído pela CCEE.

O Novo Modelo do Setor Elétrico preservou a ANEEL, agência reguladora, e o ONS, responsável por coordenar e supervisionar a operação centralizada do sistema interligado brasileiro. Para acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e segurança do suprimento eletro-energético em todo o território nacional, além de sugerir as ações necessárias, foi instituído o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE–, também ligado ao MME.

O modelo implantado em 2004 restringiu, mas não extinguiu o mercado livre que em 2008 respondia por cerca de 30% da energia elétrica negociada no país. Além disso, manteve inalteradas, porém, em permanente processo de aperfeiçoamento, as bases regulatórias da distribuição e transmissão.

A Figura II-1 a seguir reproduz a atual estrutura institucional do setor elétrico brasileiro.

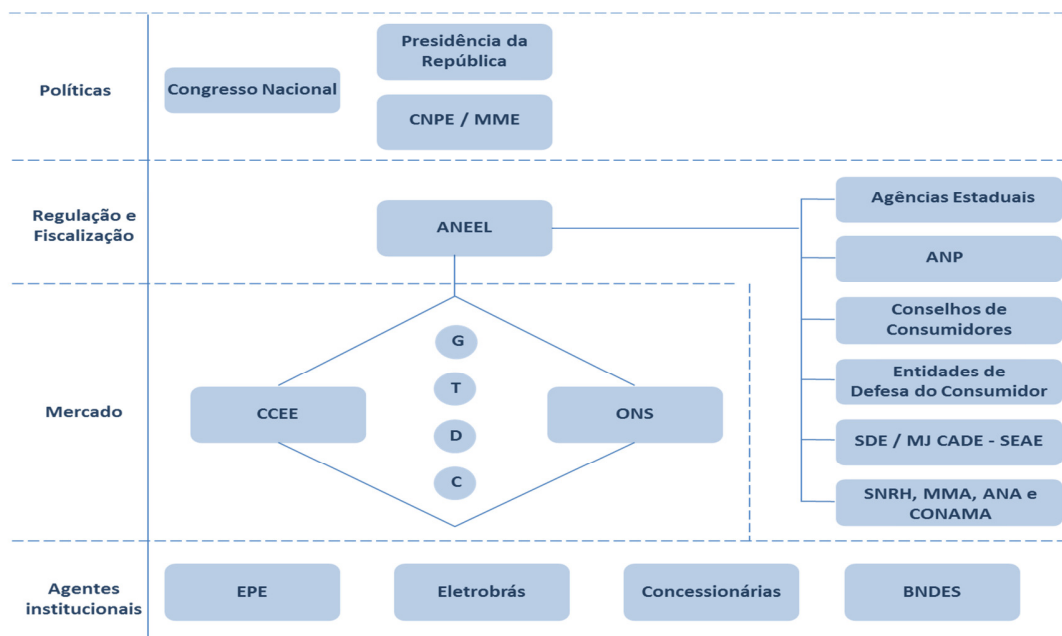
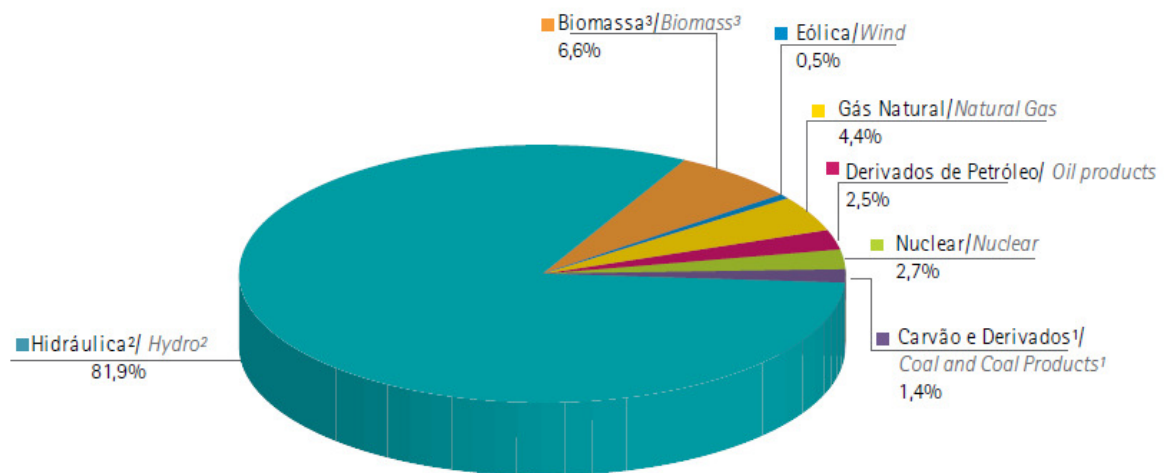


Figura II-1 – Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro, [1]

## II.2 Fontes de Energia no Brasil

O setor elétrico brasileiro está em permanente evolução, fruto tanto de mudanças legais e normativas quanto do avanço tecnológico. A energia elétrica gerada no país é predominante de fonte hídrica. A Figura II-2 apresenta o gráfico com a estrutura de oferta interna de eletricidade no Brasil, no ano de 2011, obtida de [2].



Notas/ Notes:

<sup>1</sup> Inclui gás de coqueria/ Includes coke oven gas

<sup>2</sup> Inclui importação de eletricidade/ Includes electricity imports

<sup>3</sup> Inclui lenha, bagaço de cana, licxívia e outras recuperações/ Includes firewood, sugarcane bagasse, black-liquor and other primary sources

**Figura II-2 – Oferta interna de Energia Elétrica por fonte – 2011, [2]**

Hoje o Brasil já apresenta uma matriz de geração elétrica de origem predominante renovável e persiste na busca da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Em 2008 realizou o primeiro leilão de biomassa, energia gerada pela queima do bagaço de cana-de-açúcar. Já em 2009 foi realizado o primeiro leilão de energia eólica, energia gerada pelo vento.

Numa escala ainda reduzida e experimental, têm sido criados incentivos à produção de energia pela queima do lixo urbano e pela utilização do metano associado a dejetos de

suínos. Ambos os projetos apontam o caminho da correta sustentabilidade ambiental, ao unir a despoluição das cidades e dos rios à geração de energia elétrica.

O equilíbrio entre oferta e demanda não é alcançado apenas aumentando a oferta. É possível, desejável também atuar pelo lado da demanda. Nesse sentido, é de grande relevância a busca da eficiência energética.

### II.3 PROINFA

As fontes renováveis de energia terão participações cada vez mais relevantes na matriz energética global nas próximas décadas. A crescente preocupação com as questões ambientais e o consenso mundial sobre a promoção do desenvolvimento em bases sustentáveis vêm estimulando a realização de pesquisas de desenvolvimento tecnológico que vislumbram a incorporação dos efeitos da aprendizagem e a consequente redução dos custos de geração dessas tecnologias.

O debate sobre o aumento da segurança no fornecimento de energia, impulsionado pelos efeitos de ordem ambiental e social da redução da dependência de combustíveis fósseis, contribui para o interesse mundial por soluções sustentáveis por meio da geração de energia oriunda de fontes limpas e renováveis. Nessa agenda, o Brasil ocupa posição destacada em função de sua liderança nas principais frentes de negociação e da significativa participação das fontes renováveis na sua matriz energética.

O Brasil apresenta situação privilegiada em termos de utilização de fontes renováveis de energia. No país, 43,9% da Oferta Interna de Energia – OIE – é renovável, enquanto a média mundial é de 14% e nos países desenvolvidos de apenas 6% [2]. A OIE, também denominada de matriz energética, representa toda a energia disponibilizada para ser transformada, distribuída e consumida nos processos produtivos do País.

O desenvolvimento dessas fontes ingressa em uma nova etapa no país com a implantação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA –, criado no âmbito do MME pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003. A iniciativa, de caráter estrutural,

vai alavancar os ganhos de escala, a aprendizagem tecnológica, a competitividade industrial nos mercados internos e externos e, sobretudo, a identificação e a apropriação dos benefícios técnicos, ambientais e socioeconômicos na definição da competitividade econômico-energética de projetos de geração que utilizem fontes limpas e sustentáveis.

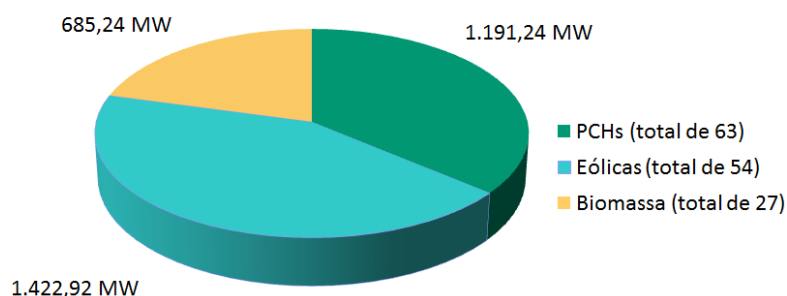
O PROINFA, conforme descrito no Decreto nº 5.025, de 2004, foi instituído com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas – PCH – no Sistema Elétrico Interligado Nacional – SIN. De acordo com a Lei n.º 11.943, de 28 de maio de 2009, o prazo para o início de funcionamento desses empreendimentos encerrou-se em 30 de dezembro de 2010.

O programa teve como objetivo promover a diversificação da Matriz Energética Brasileira, buscando alternativas para aumentar a segurança no abastecimento da energia elétrica, além de permitir a valorização das características e potencialidades regionais e locais.

Coube ao MME, definir as diretrizes, elaborar o planejamento do programa e definir o valor econômico de cada fonte, e à Eletrobrás, o papel de agente executora, com a celebração de contratos de compra e venda de energia. Foi estabelecido que o valor pago pela energia elétrica adquirida, além dos custos administrativos, financeiros e encargos tributários incorridos pela Eletrobrás na contratação desses empreendimentos, fossem rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo SIN, com exceção dos consumidores classificados na Subclasse Residencial Baixa Renda – consumo igual ou inferior a 80 kWh/mês.

O Programa previu a implantação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada, sendo 1.191,24 MW provenientes de 63 PCH, 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas, e 685,24 MW de 27 usinas a base de biomassa, como apresentado na Figura II-3. Toda essa energia tem garantia de contratação por 20 anos pela Eletrobrás [2].





**Figura II-3 – Balanço do Programa de Fontes Alternativas de Energia Elétrica**

O PROINFA é um programa pioneiro que incentivou essas fontes, em especial a energia eólica. A energia eólica representa 43% do Programa.

O grande desafio estabelecido pelo Programa foi o índice de 60% de nacionalização de empreendimentos, que teve o objetivo principal de fomentar a indústria de base dessas fontes. Considerando-se como fator de desenvolvimento o domínio da cadeia produtiva, o PROINFA coaduna com outras ações do governo que resultam no fortalecimento da indústria brasileira de geração de energia elétrica.

#### II.4 Energia Eólica

A energia eólica, produzida a partir da energia dos ventos, é abundante, renovável, limpa e disponível em diversos lugares. Essa energia é gerada por meio de aerogeradores, nos quais a força dos ventos é captada por hélices ligadas a uma turbina que aciona um gerador elétrico. A energia disponível para conversão é função da densidade do ar, da área coberta pela rotação das pás (hélices) e da velocidade do vento.

A avaliação técnica do potencial eólico exige um estudo detalhado do comportamento dos ventos. Os outros dados fundamentais para a determinação do potencial eólico de uma dada região são a velocidade e a direção do vento. Para obter esses dados, é necessário também analisar os fatores que influenciam o regime dos ventos na localidade

do empreendimento. Entre eles pode-se citar o relevo, a rugosidade do solo e outros obstáculos distribuídos ao longo da região.

Para que a energia eólica seja tecnicamente aproveitável, é necessário que sua densidade seja maior ou igual a  $500 \text{ W/m}^2$ , a uma altura de 50 m, o que requer uma velocidade mínima do vento de 7 a 8 m/s [7]. Segundo a Organização Mundial de Meteorologia, o vento apresenta velocidade média igual ou superior a 7 m/s, a uma altura de 50 m, em apenas 13% da superfície terrestre. Essa proporção varia muito entre regiões e continentes, chegando a 32% na Europa Ocidental [8].

A utilização dessa fonte para geração de energia elétrica, em escala comercial, começou na década de 1970, quando se acentuou a crise internacional de petróleo. Os EUA e alguns países da Europa se interessaram pelo desenvolvimento de fontes alternativas para a produção de energia elétrica, buscando diminuir a dependência do petróleo e do carvão.

Quanto à aplicação desse tipo de energia no Brasil, pode-se dizer que as grandes centrais eólicas podem ser conectadas à rede elétrica uma vez que possuem um grande potencial para atender o SIN. As pequenas centrais, por sua vez, são destinadas ao suprimento de eletricidade a comunidades ou sistemas isolados, contribuindo para o processo de universalização do atendimento de energia. A instalação das centrais eólicas pode ser feita em terra firme – *on-shore* – ou no mar – *off-shore*.

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, elaborado pelo CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – mostra um potencial bruto de 143,5 GW, o que torna a energia eólica uma alternativa importante para a diversidade do “*mix*” de geração de eletricidade no País. O maior potencial foi identificado na região litoral do Nordeste e no Sul e Sudeste. O potencial de energia anual para o Nordeste é de cerca de 144,29 TWh/ano; para a região Sudeste, de 54,93 TWh/ano; e, na região Sul, 41,11 TWh/ano [9].

Ainda que a principal referência do potencial eólico no Brasil, o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, não apresente avaliações a respeito da potencialidade energética dos ventos na plataforma continental do vasto litoral brasileiro, que tem nada menos que 7.367 km de extensão e conta com o avançado desenvolvimento de tecnologias *off-shore* em função do desenvolvimento e capacitação para a prospecção e produção de petróleo e gás natural neste ambiente, esta alternativa não pode ser ignorada e esta via deve ainda ser

cuidadosamente avaliada, tendo em vista que esses projetos apresentam um maior volume específico de energia elétrica gerada ao beneficiarem-se da constância dos regimes de vento no oceano [9].

As aplicações mais favoráveis desta fonte energética no Brasil estão na integração ao sistema interligado de grandes blocos de geração nos sítios de maior potencial. Em certas regiões, como por exemplo, a região Nordeste, no Vale do São Francisco, pode ser observada uma situação de conveniente complementaridade da geração eólica com o regime hídrico, seja no período estacional ou na geração de ponta do sistema – ou seja, o perfil de ventos observados no período seco do sistema elétrico brasileiro mostra maior capacidade de geração de eletricidade justamente no momento em que a afluência hidrológica nos reservatórios hidrelétricos se reduz. Por outro lado, no período úmido do sistema elétrico brasileiro, caracterizado pelo maior enchimento destes reservatórios, o potencial de geração eólica de eletricidade se mostra menor. Assim, a energia eólica se mostra como uma interessante fonte de alternativa limpa de complementaridade no sistema elétrico nacional.

Embora se insira dentro do contexto mundial de incentivo por tecnologias de geração elétrica menos agressivas ao meio ambiente, como qualquer outra tecnologia de geração de energia, a utilização dos ventos para a produção de energia elétrica também acarreta em alguns impactos negativos, como interferências eletromagnéticas, impacto visual, ruído, ou danos à fauna, por exemplo. Atualmente, essas ocorrências já podem ser minimizadas e até mesmo eliminadas por meio de planejamento adequado, treinamento e capacitação de técnicos, e empregos de inovações tecnológicas.

#### I.4.1 Aspectos ambientais ligados à operação de usinas eólicas

##### Emissão de gases poluentes

O Brasil, por possuir uma matriz de geração elétrica composta predominantemente por fontes renováveis, principalmente de origem hidráulica, apresenta grandes vantagens no que se refere à emissão evitada de CO<sub>2</sub>.

Além do aspecto de diversificação da matriz energética, outra possibilidade atraente para empreendimentos baseados no aproveitamento da energia eólica inclui a comercialização do CO<sub>2</sub> evitado por meio dos certificados de redução de emissão de carbono no âmbito do Protocolo de Kyoto. Os países desenvolvidos, para alcançarem suas metas poderão se utilizar dos "mecanismos de flexibilidade", dentre os quais ressalta-se o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL. O MDL permite que países desenvolvidos, por meio da implantação de projetos energéticos em países em desenvolvimento, alcancem suas metas de redução da emissão de CO<sub>2</sub> ou outros gases de efeito estufa. O MDL é um mecanismo disseminador de tecnologia com grande potencial de expansão, o qual poderá incentivar o setor privado a investir em projetos energéticos no âmbito das energias renováveis, entre elas a energia eólica.

Das tecnologias disponíveis com emissão de CO<sub>2</sub> abaixo do nível da energia eólica, somente as grandes hidrelétricas são hoje comercialmente competitivas. Entretanto, a utilização de grandes hidrelétricas tem sido discutida em países como Canadá e o Brasil – dois países que apresentam grandes plantas hidrelétricas instaladas cada vez mais longes dos centros de carga –, onde a decomposição da vegetação submersa nos grandes reservatórios produz uma quantidade substancial de metano, que registra um potencial de aquecimento 50 vezes maior que o CO<sub>2</sub>.

Embora as emissões de CO<sub>2</sub> decorrentes das grandes barragens não se dêem no mesmo patamar das emissões de CO<sub>2</sub> originadas da queima de combustíveis fósseis em usinas termelétricas, gases como CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O, oriundas da decomposição do material orgânico, possuem, respectivamente, um potencial de aquecimento global 56 e 280 vezes maior que o CO<sub>2</sub>, para um horizonte de 20 anos [8].

#### O uso do solo e a adequação da topografia

A reação visual às estruturas eólicas é pessoal. Trata-se de um efeito que deve ser levado em consideração, na medida em que o aumento do rendimento das turbinas eólicas vem acompanhado pelo aumento em suas dimensões e na altura das torres. Como consequência o espaço requerido entre as turbinas torna-se maior, diminuindo, portanto, a

densidade na área da fazenda eólica, o que possibilita o aproveitamento do solo para usos alternativos no entorno do empreendimento.

Dentre as diferenças de percepção destes empreendimentos, a turbina eólica pode ser vista como um símbolo de energia limpa e bem-vinda, ou, negativamente, como uma alteração de paisagem. A forma de percepção das áreas afetadas visualmente pelos parques eólicos também depende da relação que essas populações têm com o meio ambiente. Acrescenta-se que os benefícios econômicos gerados pela implantação das fazendas eólicas muitas vezes são cruciais para amenizar atitudes potenciais ou percepções negativas em relação à tecnologia [8].

A paisagem modificada pelas fazendas eólicas traz outra possibilidade: a de atrair turistas, o que é um fator de geração de emprego e renda.

#### Impacto sobre a fauna

Um dos aspectos a ser enfatizado diz respeito à localização dos parques eólicos em áreas situadas em rotas de migração de aves. O comportamento das aves e as taxas de mortalidade tendem a ser específicos para cada espécie e cada lugar.

Ao analisar os estudos sobre os impactos da fauna alada, observa-se que os parques eólicos podem trazer impactos negativos para algumas espécies. Entretanto, esses impactos podem ser reduzidos a um nível tolerável por meio do planejamento do futuro da geração eólica, considerando aspectos de conservação da natureza como “evitar a instalação de parques eólicos em áreas importantes de habitat; evitar áreas de corredor de migração; adotar arranjo adequado das turbinas no parque eólico; usar torres de tipo apropriado (tubulares); e utilizar sistemas de transmissão subterrâneos” [8].

O ruído é outro fator que merece ser mencionado, devido não só à perturbação que causa aos habitantes das áreas onde se localizam os empreendimentos eólicos, como também à fauna local, como, por exemplo, a sua interferência no processo reprodutivo das tartarugas.

### Outros aspectos ambientais

O impacto sobre o solo ocorre de maneira pontual na área de instalação da base de concreto onde a turbina é instalada. Vários testes de compactação do solo são feitos para avaliação das condições de instalação de cada turbina. Por não haver uso de combustíveis fósseis, o risco de contaminação do solo por resíduo líquido devido à operação e manutenção de parques eólicos é reduzido ou quase nulo. Esta característica elimina também os riscos de contaminação do lençol freático [8].

É importante lembrar que a taxa de contaminação do solo de uma turbina eólica está restrita à pequena área referente à construção da base de concreto para a sustentação de toda a máquina. A área em torno da base de concreto fica totalmente disponível para o aproveitamento agrícola ou pecuário e a vegetação em torno da turbina eólica pode ser mantida intacta.

#### I.4.2 Energia Eólica no Brasil

A energia eólica entrou na matriz energética brasileira há 20 anos, com a instalação de uma pequena turbina de 75 kW na Ilha de Fernando de Noronha (PE). A iniciativa foi do Grupo de Energia Eólica da Universidade Federal de Pernambuco – UFPE – e da Companhia Energética de Pernambuco – CELPE –, com financiamento do instituto de pesquisa dinamarquês FOLKCENTER [3].

Outras iniciativas pioneiras e isoladas foram feitas durante toda a década de 1990 e no início dos anos 2000. Mas, até o lançamento do PROINFA, em 2004, havia menos de 50 MW instalados no Brasil. O primeiro GW instalado chegou apenas em abril de 2011, sete anos após a instauração do PROINFA e quase uma década depois da primeira turbina de Fernando de Noronha. O fato inédito coube ao parque eólico Elebrás Cideira 1, de 70 MW, da EDP, localizado em Tramandaí (RS).

A energia eólica tem experimentado um crescimento exponencial e virtuoso no Brasil. O primeiro leilão de energia eólica, realizado em 2009, firmou o potencial da tecnologia de geração eólica na matriz elétrica nacional, e mostrou a sua competitividade. Daí em diante, houve maior eficiência dos projetos, com uma cadeia de suprimentos

desenvolvida. De 2009 a 2011, nos 6 (seis) leilões onde a fonte eólica participou, foram contratados 6,8 GW em novos projetos. Tais projetos elevarão o volume de instalações de energia eólica no país para mais de 8,2 GW até 2016, 5,5 vezes maior do que a capacidade atual, e atrairá mais de 20 bilhões de dólares em investimento [3].

Nos últimos 8 (oito) anos, os parques eólicos saíram da obscuridade para uma posição de destaque não só no país, como no resto do mundo. No palco nacional, bateu sucessivos recordes de preço e se tornou dominante nos leilões de energia, criando uma cadeia de fornecedores que movimenta R\$ 3 bilhões anualmente.

O mercado eólico brasileiro tem a missão de comprovar as enormes expectativas geradas em seu curto período de existência, colocando de pé o primeiro grande pacote de projetos negociados em leilão. A expectativa do mercado eólico no Brasil é grande em todo o mundo, já que a energia eólica nas concorrências nacionais é mais barata do que a de qualquer outro país.

A energia eólica vendida no Brasil é atualmente a mais barata do mundo. Esse fenômeno é a combinação dos cenários internacional e nacional. No mundo, os grandes responsáveis foram a alta oferta de equipamentos e o baixo investimento, por conta da crise econômica. No Brasil, o regime de ventos brasileiros favorável, superior ao da Europa e dos Estados Unidos, a evolução tecnologia da indústria eólica, o financiamento público a juros baixos e um sistema extremamente competitivo de contratação de energia levaram à redução dos preços eólicos.

Esses fatores foram bem utilizados pelos agentes do setor que agiram de forma rápida e conseguiram aproveitar ao máximo as vantagens disponíveis. Em apenas 4 (quatro) anos, a energia eólica deixou de ser considerada cara, dentre as fontes de energia utilizadas no país, para dominar os leilões e se tornar a segunda energia mais barata, atrás apenas das hidrelétricas de grande porte.

Menos de uma década após a criação do PROINFA que lançou em 2004 as bases do mercado eólico nacional, a energia gerada a partir dos ventos ultrapassou a marca dos 2 GW no ano de 2012 [3].

Diante da crise internacional, o Brasil tem sido o único *locus* de investimento para esse setor, uma vez que Europa e EUA reduziram e, em alguns casos, cortaram seus

investimentos em fontes renováveis subsidiadas. Esses fatores fazem com que a competição se torne ainda mais acirrada, de forma que os investidores, para ganhar mercado, tendem a aceitar uma remuneração menor para entrar no Brasil. Considerando que as características dos ventos brasileiros são muito favoráveis ao bom desempenho dos parques, o modelo de leilão, as condições de financiamento e a garantia de um contrato de 20 anos permitem uma remuneração razoável para sustentar os projetos.

Do ponto de vista socioeconômico, aspectos relevantes como a geração de empregos e renda em regiões carentes demonstram um papel relevante dos impactos positivos decorrentes da geração eólica. O pagamento referente aos arrendamentos é feito diretamente aos proprietários das áreas, representando geração e injeção de renda por, no mínimo, 20 anos em regiões que, em sua maioria, são bastante carentes, com economias estagnadas, inclusive no semiárido brasileiro. Outros benefícios das atividades são a infraestrutura derivada da construção e operação e a diversidade das atividades econômicas regionais.

Os próximos anos serão fundamentais para a sustentabilidade do setor, consolidando a indústria e assegurando o domínio tecnológico desta fonte de geração de energia. O crescimento da indústria de energia eólica brasileira traz também muitos desafios associados como a logística do transporte interno de equipamentos e de transmissão, a escassez de mão de obra e aspectos ambientais.

O país terá que superar obstáculos, como a infraestrutura logística nacional que é uma das maiores preocupações de empreendedores e fornecedores do setor elétrico brasileiro. Faltam estradas, portos e escolta para o transporte de grandes equipamentos usados na construção dos parques eólicos.

Outros entraves são a falta de mão de obra, dificuldades no processo de licenciamento, financiamento e conexão ao sistema elétrico. Usinas dependentes de subestações e estações coletoras para se conectar à rede, devem ter suas datas de entrada em operação adiadas, por conta dos atrasos nas obras. Mesmo assim, boa parte dos parques devem ser construídos dentro do prazo previsto em contrato.

O Nordeste concentra o maior número de parques eólicos e volume de capacidade instalada entre as regiões do país, representando aproximadamente cerca de 60% da energia



dos ventos instalada no país. A Figura II-4 apresenta a central eólica Mucuripe em Fortaleza, no Ceará. A região Sul é a segunda colocada do ranking nacional por região, com aproximadamente 38% do total instalado no Brasil. O Sudeste é representado pelo Rio de Janeiro, que tem apenas uma usina eólica, Gargaú, localizada em São Francisco do Itabapoana, região norte do estado fluminense, com 28 MW, somente 2% de toda energia eólica do país [3].



**Figura II-4 – Central Eólica Mucuripe (Fortaleza – CE), [4]**

A potência instalada e a geração verificada nas usinas eólicas no Brasil com programa e despacho centralizado pelo ONS são apresentadas na Figura II-5 e as usinas não despachadas pelo ONS são apresentadas na Figura II-6. Dentre os estados brasileiros, o que apresenta maior capacidade instalada é o estado do Ceará, próximo de 450 MW instalados.

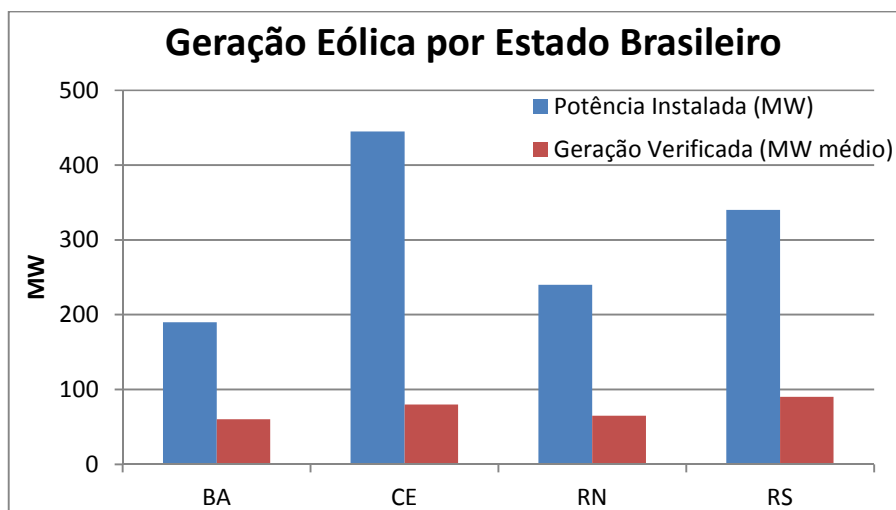


Figura II-5 – Usinas Eólicas com Despacho Centralizado pelo ONS em maio de 2013, [25]

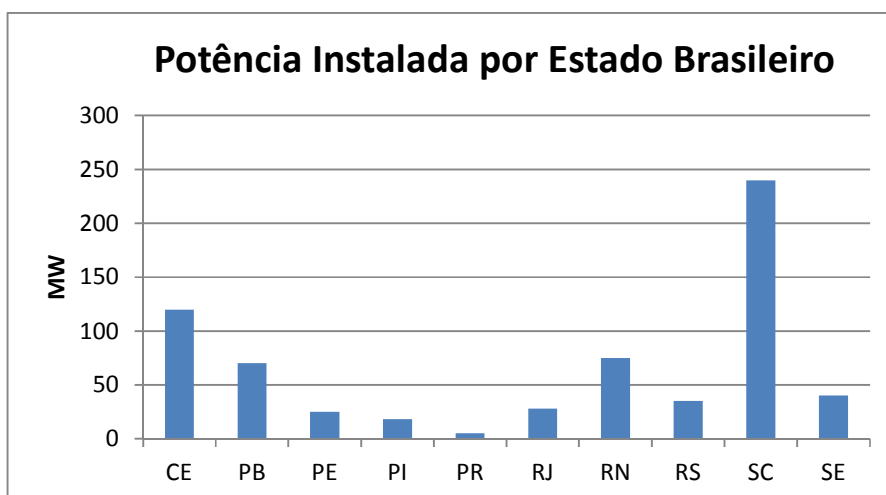


Figura II-6 – Usinas Eólicas não Despachadas pelo ONS em maio de 2013, [25]

Na Tabela II-1 são apresentados os maiores valores verificados de geração eólica (integralização horária), a partir dos quais se evidencia que, nas usinas da região Nordeste, os melhores resultados ocorrem, com mais frequência, nos meses de setembro a novembro (na primavera).

Tabela II-1– Máxima geração Eólica Horária Integralizada, [25]

| Geração Eólica Máxima |                  |                       |            |         |                |
|-----------------------|------------------|-----------------------|------------|---------|----------------|
| Usina Eólica          |                  | Potência Nominal (MW) | Data       | Horário | Geração Máxima |
| Nordeste              | Rio do Fogo      | 49.3                  | 17/09/2011 | 13:00   | 49             |
|                       | Praia Formosa    | 104.4                 | 11/12/2010 | 16:00   | 103            |
|                       | Icaraizinho      | 54.6                  | 16/09/2010 | 16:00   | 54             |
|                       | Bons Ventos      | 50                    | 16/09/2011 | 22:00   | 51             |
|                       | Praia do Morgado | 28.8                  | 24/09/2012 | 14:00   | 29             |
|                       | Canoa Quebrada   | 57                    | 30/09/2011 | 21:00   | 59             |
|                       | Volta do Rio     | 42                    | 27/06/2011 | 11:00   | 40             |
|                       | Enacel           | 31.5                  | 08/09/2011 | 21:00   | 32             |
|                       | Alegria I        | 51                    | 18/09/2012 | 18:00   | 63             |
|                       | Alegria II       | 100.65                | 15/03/2013 | 17:00   | 96             |
|                       | Mangue Seco 1    | 26                    | 06/06/2012 | 21:00   | 26             |
|                       | Mangue Seco 2    | 26                    | 08/02/2012 | 18:00   | 26             |
|                       | Mangue Seco 3    | 26                    | 06/06/2012 | 22:00   | 26             |
|                       | Mangue Seco 5    | 26                    | 24/09/2012 | 01:00   | 26             |
|                       | Macaubas         | 35.06                 | 25/08/2012 | 13:00   | 30             |
|                       | Seabra           | 35.06                 | 02/12/2012 | 04:00   | 28             |
|                       | Novo Horizonte   | 35.06                 | 12/09/2012 | 01:00   | 28             |
|                       | Pedra Branca     | 30                    | 17/05/2013 | 00:00   | 27             |
|                       | S. P. do Lago    | 30                    | 21/04/2013 | 23:00   | 26             |
|                       | Sete Gemaleiras  | 30                    | 23/04/2013 | 10:00   | 27             |
| Sul                   | Osório           | 50                    | 29/05/2007 | 09:00   | 50             |
|                       | Índios           | 50                    | 29/05/2007 | 11:00   | 50             |
|                       | Sangradouro      | 50                    | 09/06/2012 | 21:00   | 51             |
|                       | Sangradouro 3    | 24                    | 23/07/2012 | 08:00   | 24             |
|                       | Cidreira         | 70                    | 07/08/2012 | 23:00   | 71             |
|                       | Cerro Chato I    | 30                    | 10/04/2013 | -       | 30.6           |
|                       | Cerro Chato II   | 30                    | 07/02/2012 | -       | 30             |
|                       | Cerro Chato III  | 30                    | 06/08/2011 | 22:00   | 30             |

Os gráficos abaixo apresentam a participação dos estados brasileiros no mercado eólico, separados por usinas em operação na Figura II-7, em construção na Figura II-8 e outorgadas na Figura II-9.

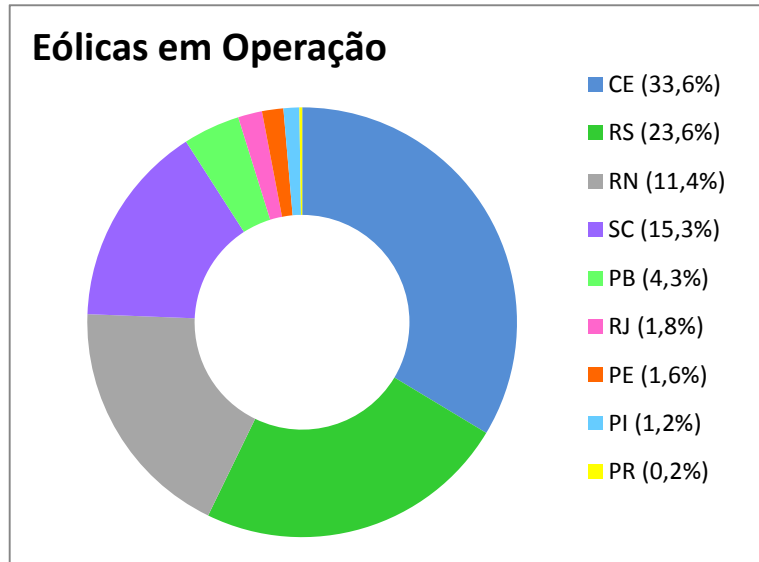


Figura II-7 – Usinas Eólicas em Operação no ano de 2012, [3]

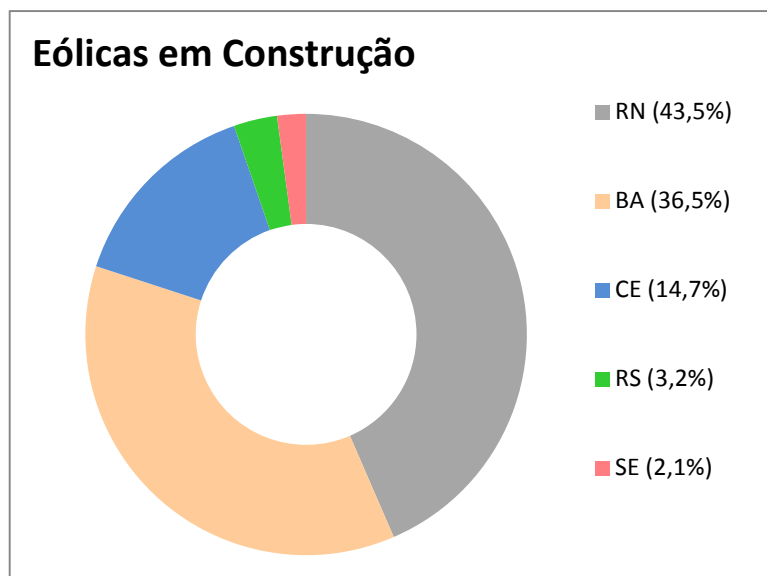


Figura II-8 – Usinas Eólicas em Construção no ano de 2012, [3]

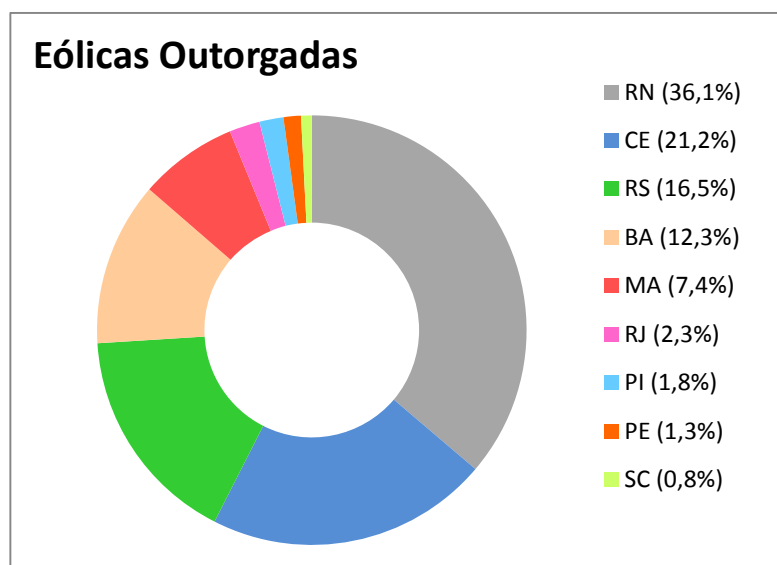


Figura II-9 – Usinas Eólicas Outorgadas no ano de 2012, [3]

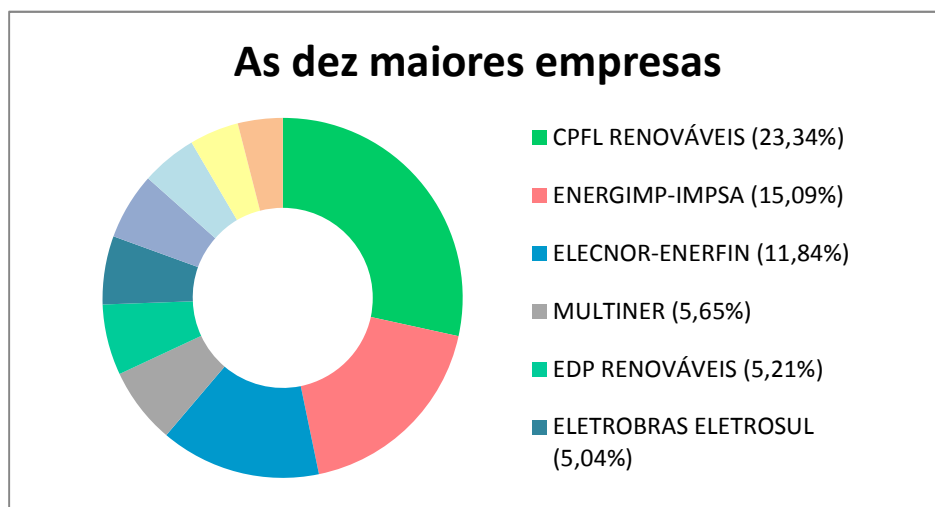
Escondidos atrás de grandes consórcios, os maiores empreendedores eólicos brasileiros ainda são aqueles que conseguiram fazer parte do PROINFA, responsável pela maioria dos projetos em operação no Brasil. A principal mudança em relação aos investimentos originais do programa federal é a presença da CPFL Renováveis, criada somente em 2011 pela CPFL Energia, em *joint venture* com a empresa ERSA.

Com pouco tempo de vida, a CPFL Renováveis despontou no cenário eólico como a empresa com maior volume de MW instalados no início de 2012, devido a uma política agressiva de aquisições. A companhia soma 375,5 MW de potência, o que representa 23,3% do total instalado no Brasil [3].

A ENERGIMP, uma das grandes vendedoras de energia no PROINFA, aparece em segundo lugar, com 242,8 MW, o que corresponde a 15,1% do total eólico instalado no país. A empresa espanhola ELECNOR/ENERFIN vem na terceira posição, com 190,5 MW, representando 11,8% das usinas eólicas em operação.

Na

Figura II-10 é apresentada a relação das 10 maiores empresas que investiram na geração de energia eólica no Brasil.



**Figura II-10 – Investimentos de Energia Eólica no Brasil, [3]**

Fabricantes, pesquisadores e entidades de classe do setor de energia eólica brasileiro têm como foco a adaptação das tecnologias existentes – a maior parte importada da Europa e Estados Unidos – à realidade do Brasil. E para viabilizar esse processo é necessário um melhor entendimento da dinâmica dos ventos brasileiros. A partir daí será possível desenvolver novos formatos de pás, torres eólicas, rotores de maior diâmetro, novos tipos de resinas para fabricação de pás, entre outras soluções que estão diretamente ligadas ao comportamento do ar no país.

A melhora da qualidade de medição dos ventos possibilitará também a inserção da energia eólica no mercado livre, ainda um entrave devido a intermitência da geração a partir dessa fonte.

Apesar de lacunas, avanços tecnológicos vêm ocorrendo. Em 2004, quando foi lançado o PROINFA, a altura das torres era de cerca de 50 m e o potencial eólico brasileiro não passava de 143 GW. Hoje as torres possuem, em média, 100 m e o potencial do país supera os 300 GW.

Nos últimos anos, também se obteve melhor conhecimento sobre as características dos ventos brasileiros, o que elevou a produtividade dos aerogeradores. Em 2004, essa taxa era de 32%, hoje, está entre 45% e 50%.

Em termos de indústrias, até meados de 2008 havia uma única empresa fabricante de aerogeradores no Brasil. Hoje são 7 (sete) fábricas de aerogeradores em operação, duas em construção, e ainda outras fábricas planejadas ou em estudo. A produção de equipamentos eólicos vai exceder o consumo interno, tornando o país um potencial exportador de aerogeradores e, portanto, um mercado central na América Latina.

Segundo a Associação Brasileira da Energia Eólica – ABEEólica, hoje existem mais de 12 mil postos de trabalho para a fabricação de aerogeradores. Até 2020, a perspectiva é de geração de mais de 280 mil empregos diretos e indiretos [3].

#### I.4.3 Energia Eólica no Mundo

A capacidade instalada da energia eólica tem sido progressivamente crescente ao longo das duas últimas décadas. A Figura II-11 a seguir apresenta sua evolução de 1996 até 2012. Observa-se que a capacidade instalada global da energia eólica teve um crescimento exponencial, de aproximadamente 6 GW em 1996 para 282 GW em 2012. A indústria eólica obteve um crescimento em média de 20%, desde 2000 e a expectativa é que esta tendência continue nos próximos anos. Este crescimento tem sido estimulado devido aos constantes aumentos de custos das fontes clássicas de energia, o custo mais reduzido das turbinas eólicas, programas de incentivos do governo e a opção pela utilização de fontes limpas de energia.

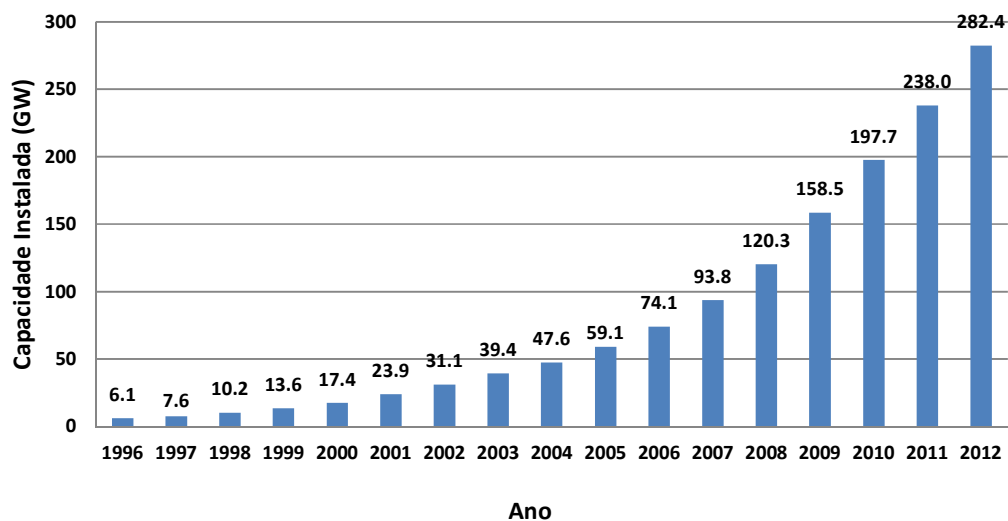


Figura II-11 – Capacidade instalada global anual em 2012, [10]

A Figura II-12 mostra a capacidade acumulada instalada de energia eólica nos 10 maiores países do mundo, que investem nesta fonte de energia, no ano de 2012. Embora a Europa sempre tenha se mantido com a maior produtora de energia eólica, observa-se que a China e os Estados Unidos superaram a Alemanha, que foi líder durante anos, na produção de energia eólica. A China teve um adicional de 21,2% e Estados Unidos de 27,9% em sua capacidade instalada, enquanto a Alemanha teve um adicional de 7,8%.



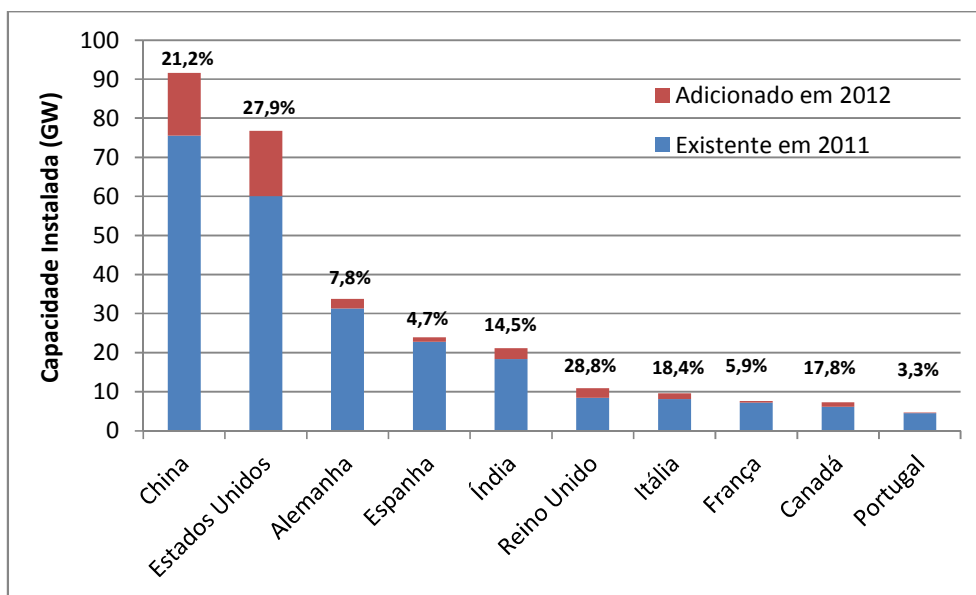


Figura II-12 – Capacidade instalada dos dez maiores países que investem em energia eólica, [10]

A energia dos ventos já é responsável por 3% da eletricidade produzida globalmente, uma diferença marcante em relação ao cenário de uma década atrás, [3]. Em 2001, o total instalado era de apenas 23,9 mil MW, número onze vezes inferior aos cerca de 282,4 GW de dezembro de 2012.

#### I.4.4 Expansão Offshore

A expansão do segmento eólico *offshore* se mantém mais lenta que a do *onshore*, com as dificuldades técnicas e custos intimidando seu crescimento. Projetos *offshore* custam, em média, duas a três vezes mais, o que explica sua reduzida participação no sistema de geração. Dos pouco mais de 41 GW acrescidos à capacidade instalada no mundo em 2011, apenas 965,6 MW são *offshore*.

Na União Européia, onde está a maior concentração dessas usinas, quase 10% dos 9,6 GW instalados em 2011 são *offshore*. Foram 235 novos geradores conectados no sistema elétrico, capazes de gerar 866 MW. A região passou a contar com 1.371 unidades *offshore*, com capacidade total de 3,8 GW. A meta é alcançar 40 GW até o fim da década.

Ao todo, o mundo conta com um pouco mais de 4.000 GW de capacidade em plantas *offshore*. A Grã-Bretanha tem o maior número de aerogeradores, com valor nominal de geração de 2.094 MW, seguida da Dinamarca (401 unidades, com capacidade total de 857,3 MW) e Holanda (128 unidades, com capacidade total instalada de 246,8 MW). O maior parque *offshore* do mundo – Walney Wind Farm, com 367 MW – foi inaugurado em fevereiro de 2012 na costa da Inglaterra. O Brasil que está entre os dez maiores produtores de energia eólica, ainda não considerou necessário estender investimentos a esse segmento. Segundo a ABEEólica, os custos são altos e o país tem ainda muito potencial *onshore* para aproveitamento [3].

A despeito das dificuldades associadas aos projetos *offshore*, especialmente os rigores climáticos, ele vêm ganhando importância em vários países. Projetos *offshore* têm a vantagem de poderem ser executados em maior escala, com aerogeradores de grande porte e melhor retorno produtivo. A China, o único país fora da Europa com instalações desse tipo, terminou 2011 com 258,4 MW instalados. Ao final da década, os parques *offshore* no mundo deverão contar com uma capacidade instalada em torno de 75 GW.



**Figura II-13 – Parque Eólico *offshore* Middelgrunden na Dinamarca, [5]**

## CAPÍTULO III TURBINAS EÓLICAS

Do ponto de vista formal, uma turbina eólica é constituída unicamente pelo rotor – pás e respectivas ligações mecânicas – de um sistema de conversão de energia do vento em energia elétrica. No entanto, a denominação anglo-saxônica *wind turbines* associa não só este componente básico, mas todo o sistema de conversão, desde as pás até a saída do gerador elétrico, incluindo mesmo os sistemas de conversão de frequência, quando existentes. Deste modo, as turbinas eólicas são as unidades fundamentais de uma central eólica e podem ser associadas a noção de “grupo gerador” de uma central convencional. Cada unidade (turbina eólica) é composta, basicamente, por um gerador elétrico ligado ao rotor da turbina – o qual converte a energia cinética do vento em energia mecânica –, um sistema de transmissão, um multiplicador de velocidades em sistemas convencionais, um sistema de controle, um sistema local de compensação de energia reativa, um transformador elevador e um sistema de proteção elétrica.

A energia captada do vento pela lâmina e convertida em energia mecânica é calculada pela seguinte fórmula:

$$P_M = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 C_p \quad (3.1)$$

Onde o fluxo de ar de densidade  $\rho$  (em  $\text{kg/m}^3$ ), movendo-se a uma velocidade  $v_w$  ( $\text{m/s}$ ), perpendicular a uma seção transversal de área  $A$  de um cilindro varrido pelas hélices da turbina gera a potência  $P_M$  e  $C_p$  é o coeficiente de potência da turbina que está relacionado com as características aerodinâmicas da lâmina. A potência gerada pela turbina eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento. Desta forma, as variações de geração de potência eólica podem ser muito grandes.

O coeficiente  $C_p$  tem um valor máximo teórico de 0,59 de acordo com o limite de Betz. Com a tecnologia atual, o coeficiente de potência de uma turbina moderna normalmente varia entre 0,2 a 0,5, sendo uma função da velocidade de rotação e do número de pás.

### III.1 Tipo de Conexão do Gerador Eólico

Existem duas formas fundamentais de conexão elétrica do gerador eólico:

- Conexão direta
- Conexão através de conversores eletrônicos de frequência

A conexão direta caracteriza-se atualmente pelo uso de geradores assíncronos (máquinas de indução), multiplicador de velocidade e bancos de capacitores para excitação básica da máquina.

A conexão direta se caracteriza como uma conexão rígida com a rede elétrica, pois somente uma reduzida variação na velocidade de rotação do eixo mecânico é permitida. Nesta forma de conexão, grande parte das flutuações do vento no rotor é transmitida à rede elétrica. No Brasil este tipo de configuração não é muito adotado.

As conexões com conversores eletrônicos de potência, ou usualmente chamados de conversores de frequência, permitem uma ampla variação da velocidade no rotor, bem como uma regulação do fator de potência, podendo o gerador ser assíncrono ou síncrono. Também possuem uma maior flexibilidade no sistema mecânico, diferencial esse que permite a aceleração do conjunto rotor/gerador com absorção dos picos de potência e variações bruscas do conjugado que, caso contrário, seriam diretamente transmitidas à rede elétrica. Em contrapartida, esses conversores são fontes de emissão de componentes harmônicas de correntes. Estas configurações são as mais utilizadas no Brasil.

### III.2 Turbinas com Eixo Horizontal e Vertical

Outra divisão importante é entre turbinas eólicas com eixo horizontal – HAWT (*Horizontal Axis Wind Turbine*) e com eixo vertical – VAWT (*Vertical Axis Wind Turbine*). As HAWT têm dominado o panorama da produção de energia elétrica eólica. As VAWT de grandes dimensões conseguiram apenas alguns desenvolvimentos acadêmicos, principalmente o desenvolvimento da VAWT Darrieus.

Na HAWT a direção do eixo giratório é paralela à terra, como pode ser observada na Figura III-1. As pás de rotação do rotor giram num plano perpendicular à direção principal do vento e ficam em uma altura elevada, de modo a obter espaço para sua rotação, além de alcançar melhores condições de vento.



**Figura III-1 – Turbina Eólica com Eixo Horizontal – HAWT, [10]**

Já nas VAWT a direção de seu eixo giratório é perpendicular à terra. Suas pás giram num plano paralelo à direção do vento, como apresentada na Figura III-2.



**Figura III-2 – Turbina Eólica com Eixo Vertical – VAWT, [10]**

Atualmente, existe uma mudança de atitude em relação às VAWT, principalmente na microprodução onde estas parecem trazer mais vantagens, pois são de fácil manutenção, produzem menor ruído e não necessitam de alinhamento com o vento. As VAWT estão em vantagem no caso de ambientes urbanos ou locais com condições atmosféricas intensas. Dispensam sistemas de alinhamento com o vento, diminuindo os custos de produção, transporte, montagem e manutenção. No caso das HAWT, há energia que não é aproveitada durante o alinhamento da turbina com o vento e, no caso de sistemas de alinhamento ativos, existe consumo de energia. As VAWT necessitam normalmente de sistema de arranque. O alinhamento vertical do eixo das VAWT permite a localização do gerador a alturas mais baixas ou, inclusive, no chão, diminuindo custos de instalação e manutenção, diminuindo as tensões no poste e permitindo o desenvolvimento de geradores de grandes dimensões e peso.

As pás das VAWT Giromill são mais fáceis de fabricar e transportar relativamente às pás de HAWT ou VAWT Darrieus que têm curvatura e perfil variável. No entanto, as HAWT necessitam de menor volume de pás que as VAWT, para a mesma potência. No caso das HAWT, a gravidade produz tensões periódicas na pá. Nas VAWTs, também existem tensões periódicas, mas de natureza aerodinâmica. Estas cargas cíclicas levam ao agravamento de possíveis condições de fadiga. A potência produzida por uma HAWT é constante para um dado vento  $V_{\infty}$  constante, mas é periódico para uma VAWT, afetando a fadiga de componentes e a qualidade da energia elétrica produzida.

A diferença entre o coeficiente de potência  $C_p$  das HAWT comerciais atuais e as VAWT – Darrieus ou Giromill – é de cerca de 25% – consoante o coeficiente de velocidade periférica  $\lambda$  e as turbinas consideradas. Logo, as HAWT possuem maior eficiência de conversão de energia eólica.

As VAWT produzem, em geral, menos ruído pela utilização de  $\lambda$  menores e pela colocação do gerador mais perto do solo. A utilização de  $\lambda$  menores torna as VAWT menos perigosas para aves. A

Tabela III-1 a seguir resume as principais características de cada tipo de turbina.

**Tabela III-1– Comparativo entre as turbinas eólicas com eixo horizontal e vertical**

| <b>HAWT</b>  |   |
|--|---|
| <b>Vantagens</b>   | <b>Desvantagens</b>   |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Maior eficiência de conversão de energia eólica.</li> <li>• Como são normalmente colocadas em alturas maiores, são expostas a ventos mais intensos.</li> <li>• Necessitam de pouca área no solo.</li> <li>• Cargas aerodinâmicas aproximadamente regulares para uma velocidade do vento <math>V_\infty</math> e regime de funcionamento constante.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Maior custo de instalação. A turbina é colocada a uma altura considerável, exigindo uma maior resistência estrutural do poste e dificultando a manutenção.</li> <li>• Requer sistema de alinhamento com o vento.</li> <li>• O movimento das pás e do rotor funcionam como um giroscópio gigante exercendo grandes forças no caso de mudança de direção do vento.</li> <li>• Sistema normalmente mais ruidoso por implicar um maior <math>\lambda</math> e pela origem do ruído estar em maior altura.</li> </ul> |
| <b>VAWT</b>  |   |
| <b>Vantagens</b>   | <b>Desvantagens</b>   |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Não necessita de alinhamento com o vento.</li> <li>• Componentes, como, por exemplo, o gerador, mais próximos do solo, facilitando a montagem e manutenção e exigindo uma menor resistência</li> <li>• estrutural do poste.</li> <li>• Normalmente menos ruidoso por ter um</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Menor eficiência de conversão de energia eólica.</li> <li>• A colocação a baixa altitude não permite aproveitar ventos muito intensos.</li> <li>• Cargas aerodinâmicas cíclicas, induzindo fadiga ou mesmo destruição (embora tal também aconteça nas HAWT, mas de forma mais limitada e</li> </ul>  |

|   |   |
|---|---|
| <p>menor <math>\lambda</math> e pela origem do ruído estar próxima do solo.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•</li> </ul> | <p>controlável).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Maior área de pás (uma componente normalmente cara) que nas HAWT, para a mesma potência.</li> </ul> |
|---|---|

### III.3 Turbinas com Controle de Potência – *Stall e Pitch*

Outro modo de classificar as turbinas eólicas é pela sua capacidade de controlar a potência fornecida. As pás da turbina são aerodinamicamente otimizadas para capturar a potência máxima com o vento em funcionamento normal, ou seja, com uma velocidade do vento na faixa de 3 a 15 m/s. Para velocidades de ventos maiores que o valor nominal, aproximadamente entre 15 e 25 m/s, é necessária a utilização do controle aerodinâmico de potência da turbina, a fim de evitar danos para a turbina devido à velocidade elevada de vento.

Há diferentes meios para controlar as forças aerodinâmicas exercidas sobre as pás da turbina. Os métodos mais utilizados são o *stall* – desenhando o perfil das pás de modo a que entrem em perda aerodinâmica – e o *pitch* – variando o passo das pás do rotor.

O método de controle mais simples é o *passive stall*, em que as lâminas da turbina são concebidas de tal modo que quando a velocidade do vento excede a velocidade nominal de vento, cerca de 15 m/s, a turbulência do ar é gerada sobre a superfície da lâmina que não está voltada para o vento. A turbulência reduz a força de elevação sobre a lâmina, o que resulta numa redução da energia capturada, o que evita danos à turbina. Dado que não existem atuadores mecânicos, sensores ou controladores, o controle de energia tipo *passive stall* é robusto e de baixo custo. A principal desvantagem deste método é a redução da eficiência de conversão de energia a baixas velocidades de vento. O controle *passive stall* é normalmente utilizado em sistemas de conversão de energia eólica de médio e pequeno porte.

O controle tipo *pitch* é normalmente utilizado para turbinas eólicas de grande porte. Durante a condição de operação normal de vento, com a velocidade do vento na faixa de 3



à 15 m/s, o ângulo de inclinação das pás é definido no seu valor ideal para capturar a potência máxima do vento. Quando a velocidade do vento se torna superior ao valor nominal, a lâmina vira-se contra a direção do vento para reduzir a energia capturada. As lâminas são giradas dentro do seu eixo longitudinal, mudando o ângulo de inclinação através de um dispositivo hidráulico ou eletromecânico localizado no rotor, ligado a um sistema de engrenagens, na base de cada pá. Como resultado, a energia capturada pela turbina é mantida próxima do valor nominal da turbina. Nos casos em que a velocidade do vento é superior ao limite de 25 m/s, as lâminas das pás são lançadas completamente contra o vento e, portanto, o vento não é capturado. Este método é eficaz para proteger a turbina e a estrutura de suporte de danos causados por fortes rajadas de vento. Quando as lâminas ficam totalmente contra o vento, o rotor é bloqueado por um freio mecânico, e a turbina estacionada. As maiores desvantagens do controle tipo *pitch* incluem a complexidade, o custo e as flutuações de energia durante fortes rajadas de vento.

Outro método de controle aerodinâmico é o controle *active stall*, que é essencialmente um mecanismo de controle de passo com a diferença de que o ângulo de ataque da lâmina está ligado ao vento, causando perda (turbulência), ao invés do vento ser desviado. O controle *active stall* é uma melhoria em relação ao controle *passive stall*, e pode melhorar a eficiência de conversão de energia a baixas velocidades de vento e limitar a potência máxima capturada em rajadas de vento. No entanto, similar ao controle *pitch*, este também é um sistema complexo. Métodos de controle *active stall* são normalmente utilizados em sistemas de conversão de energia eólica de médio à grande porte.

#### III.4 Turbinas com Velocidade Fixa e Variável

As turbinas eólicas também podem ser classificadas quanto ao tipo de velocidade, como de velocidade fixa ou variável.

Como o próprio nome diz as turbinas com velocidade fixa operam com velocidade quase constante, que é determinada pela relação de transmissão, frequência da rede e o número de pólos do gerador. Para este tipo de turbina, a máxima eficiência de conversão de energia é obtida apenas para uma determinada velocidade do vento, para outras velocidades

do vento a eficiência é degradada. A potência de saída gerada pela turbina é altamente flutuante para a rede elétrica, o que pode causar perturbações no sistema. A turbina com velocidade fixa é protegida pelo controle aerodinâmico das pás de possíveis danos causados pelas rajadas de vento. Este tipo de turbina requer um projeto mecânico robusto para absorver altas tensões mecânicas.

Por outro lado, as turbinas com velocidade variável possuem uma máxima eficiência de conversão de energia para uma vasta gama de velocidades de vento. A turbina pode ajustar continuamente sua velocidade de rotação de acordo com a velocidade do vento. Ao fazer isso, o índice de velocidade de ponta, que é a razão entre a velocidade de ponta da lâmina para a velocidade do vento, pode ser mantido em um valor ideal para atingir a máxima eficiência de conversão de energia em diferentes velocidades do vento. Para fazer com que a velocidade da turbina seja ajustável, o gerador da turbina eólica é normalmente conectado à rede elétrica através de um conversor. O conversor permite o controle da velocidade do gerador que está acoplado mecanicamente ao rotor (pás) da turbina eólica.

Com apresentado na Tabela III-2 as principais vantagens da turbina de velocidade variável incluem o aumento da produção de energia eólica, energia de melhor qualidade e a solicitação mecânica reduzida. Já as principais desvantagens são o aumento da produção de perdas de energia e o custo devido ao uso de conversores de potência. Entretanto, o custo adicional e as perdas de energia são compensadas pela maior produção de energia elétrica. Devido às razões acima, as turbinas de velocidade variável dominam o mercado atual.

**Tabela III-2– Comparativo entre as turbinas com velocidade fixa e variável, [10]**

| <b>Modo de Velocidade</b> | <b>Vantagens</b>  | <b>Desvantagens</b>   |
|---------------------------|---|---|
| Velocidade Fixa           | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Simples, robusto e confiável</li> <li>• Baixo custo e manutenção</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Relativamente baixa eficiência de conversão de energia</li> <li>• Alta tensão mecânica</li> <li>• Flutuações de potência para a rede elétrica</li> </ul> |
| Velocidade Variável       | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Alta eficiência na conversão de energia</li> <li>• Melhoria da qualidade de energia</li> <li>• Estresse mecânico reduzido</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Custos e perdas devido ao uso de conversores adicionais</li> <li>• Sistema de controle mais complexo</li> </ul>  |

O gráfico a seguir apresentam as curvas características de potência versus velocidade que ilustram bem as diferenças em termos de otimização da potência para turbinas que operam a velocidade fixa ou variável. Conforme ilustrado na Figura III-3, o gerador opera a uma velocidade constante que é determinada pela frequência da rede elétrica, pelo número de pólos e pela relação de transmissão, independente da velocidade de vento incidente. Neste caso, o gerador somente é capaz de atingir o ponto ótimo da curva quando a velocidade do vento é 11 m/s, causando uma perda de potência para velocidades diferentes. Quando o gerador é conectado ao sistema elétrico por meio de conversores de frequência, é possível realizar o controle de potência ativa e reativa, a turbina é capaz de atingir o ponto ótimo da curva para outras velocidades de vento, já que o gerador opera a frequência variável, resultando em maior eficiência energética, conforme apresentado na Figura III-4

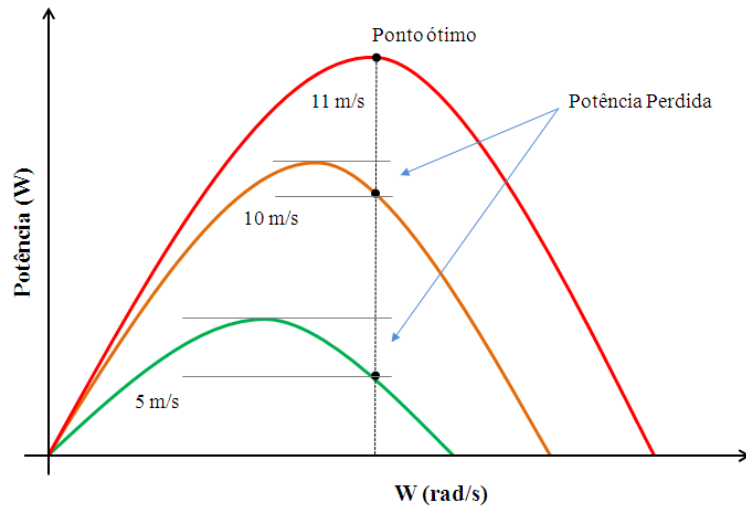


Figura III-3 – Curva característica de Potência ativa x Velocidade para turbinas com velocidade fixa

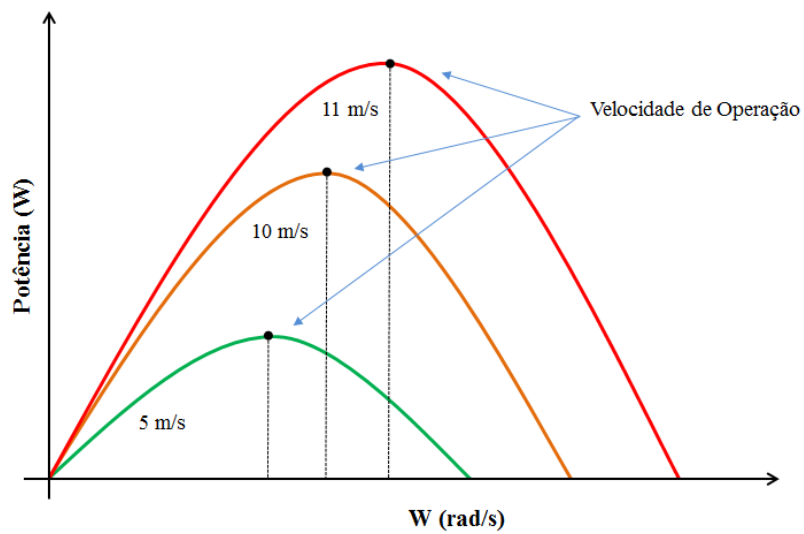


Figura III-4 – Curva característica de Potência ativa x Velocidade para turbinas com velocidade variável

Classificando as turbinas eólicas pela sua capacidade de controle de velocidade, estas podem ser divididas em quatro tipos predominantes, sendo:

- Tipo 1: Velocidade Fixa
- Tipo 2: Velocidade Variável Limitada
- Tipo 3: Velocidade Variável com Conversor Parcial de Frequência
- Tipo 4: Velocidade Variável com Conversor Completo de Frequência

### III.5 Configuração do Sistema de Conversão de Energia Eólica

O gerador e conversor de energia em um sistema de conversão de energia eólica são os dois principais componentes elétricos. Os diferentes projetos e combinações destes dois componentes geram uma ampla variedade de configurações de Sistema de Conversão de Energia Eólica – SCEE –, que podem ser classificados em três grupos: (a) Velocidade fixa sem interface de conversor de energia, (b) Utilizando conversores com capacidade reduzida, e (c) Plena capacidade de conversão.

#### Grupo A - Velocidade fixa sem interface de conversor de energia

##### Tipo 1: Velocidade Fixa sem Interface de Conversor de Energia

Uma configuração típica de uma interface de Sistema de Conversão de Energia Eólica sem conversor de energia está ilustrada na Figura III-5, em que o gerador está ligado à rede através de um transformador. O gerador de indução tipo gaiola é usado exclusivamente neste tipo de sistema e a sua velocidade de rotação é determinada pela frequência da rede e o número de pólos do enrolamento do estator. Para diferentes velocidades do vento, a velocidade do gerador varia dentro de 1% da sua velocidade nominal. A variação da velocidade do gerador é tão pequena que este sistema é muitas vezes conhecido como SCEE com velocidade fixa, tal como mencionado anterior.

Uma caixa de velocidades é normalmente necessária para igualar a diferença de velocidade entre a turbina e gerador de tal forma que o gerador pode fornecer sua potência nominal na velocidade de vento nominal. Esta configuração requer um *soft starter* para limitar altas correntes de ativação durante inicialização do sistema, de forma que o mesmo é ignorado depois que o sistema for iniciado. Durante a operação normal, o sistema não utiliza qualquer conversor de energia, o mesmo é operado a uma velocidade quase constante. Geradores de indução consomem substancial potência reativa. Portanto, A utilização de bancos de capacitores é geralmente necessária para compensar a energia reativa absorvida pelo gerador de indução, oriunda da rede.

Este sistema de energia eólica apresenta simplicidade, baixos custos de produção e manutenção e operação confiável. As principais desvantagens incluem: entrega da potência nominal à rede apenas em uma determinada velocidade do vento, levando a baixa eficiência de conversão de energia em outras velocidades de vento. A potência fornecida varia com a velocidade do vento, causando perturbações à rede. Apesar de suas desvantagens, esse SCEE ainda é amplamente aceito na indústria para baixas potências.

Este tipo de turbina pode utilizar controle de potência tipos *pitch* e *stall*.

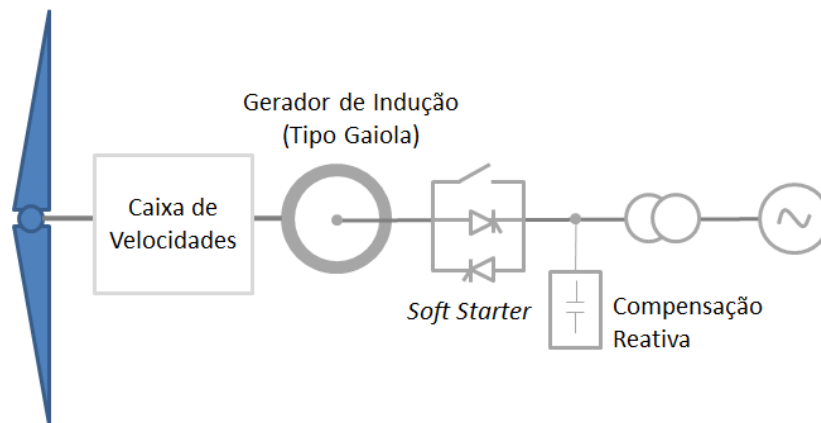


Figura III-5 – SCEE com velocidade fixa, sem conversor [10]

## Grupo B - Utilizando conversores com capacidade reduzida

Sistemas de Conversão de Energia Eólica utilizando interfaces com velocidade variável tem uma série de vantagens em relação aos sistemas de velocidade fixa. Este método aumenta a eficiência da conversão de energia e reduz a tensão mecânica provocada pelas rajadas de vento. A principal desvantagem dos controladores de velocidade variável é a necessidade de um conversor de energia na interface para controlar a velocidade do gerador, o que adiciona custo e complexidade ao sistema. Entretanto, o conversor se desacopla do gerador, o que permite o controle da potência ativa e da potência reativa do lado da rede.

Sistemas de conversão de velocidade variável podem ser ainda divididos em dois tipos, com base na classificação de potência do conversor em relação à potência total do sistema: *Reduced-Capacity Power Converter* e *Full-Capacity Power Converter*. Os sistemas de conversão de velocidade variável com *Reduced-Capacity Power Converter* só são viáveis com geradores de indução de rotor bobinado, uma vez que a operação de velocidade variável pode ser conseguida através do controle das correntes do rotor sem a necessidade de processar a energia total do sistema.

### Tipo 2: Velocidade Variável Limitada - com resistência do rotor variável

Esta configuração corresponde à turbina eólica de velocidade variável limitada, com resistência do rotor variável. A Figura III-6 mostra um diagrama típico do sistema de energia eólica com a máquina de indução de rotor bobinado e com resistência variável no circuito do rotor.

O gerador está ligado diretamente à rede e a compensação de energia reativa é efetuada por um banco de capacitores. Característica única deste conceito deve-se ao fato de existir uma resistência adicional no rotor. A mudança na resistência do rotor afeta a velocidade característica do gerador, permitindo uma operação de velocidade variável da turbina. A variação da resistência do rotor modifica a característica de velocidade-torque da

máquina, de tal modo que uma ampla gama de variação de velocidade é possível, em relação a uma máquina do Tipo 1.

Na configuração do Tipo 2 a resistência externa ligada ao circuito do rotor é controlada através de eletrônica de potência para permitir a variação rápida. Esta resistência pode ser ajustada por um conversor óptico montado no eixo do rotor. Assim, a resistência total do rotor pode ser controlada, permitindo controlar o escorregamento, e conseqüentemente a velocidade. A faixa de velocidade que pode ser controlada depende do tamanho da resistência variável do rotor. Tipicamente, a faixa de velocidades é 0 - 10% acima da velocidade de sincronismo.

Este tipo de configuração é controlada de uma maneira semelhante ao do Tipo 1. Na baixa velocidade do vento médio, o ângulo de inclinação é definido para o valor ótimo (por exemplo,  $0^\circ$ ) e a resistência externa é controlada para que seja mínima (por exemplo, 0 ohms). Assim, nesta gama de velocidades de vento, a operação da configuração do Tipo 2 é a mesma que para a configuração do Tipo 1. Quando a potência de saída a turbina eólica atinge seu valor nominal (em escorregamento nominal), o controle da resistência variável é ajustado para manter constante a potência de saída. Se o ângulo de inclinação das pás é mantido constante em  $0^\circ$ , a velocidade do rotor irá variar de acordo com a velocidade do vento. Entretanto, a operação em velocidades superiores gera muita perda, já que a resistência do rotor será maior, conseqüentemente, a perda pode ser excessiva. Por outro lado, se o ângulo de inclinação das pás é controlado para manter as velocidades do rotor dentro de um pequeno desvio em relação ao escorregamento nominal, as perdas na resistência do rotor podem ser minimizadas.

Com a operação de velocidade variável, o sistema pode capturar mais energia a partir do vento, mas também tem perdas de energia oriundas da resistência do rotor. Esta configuração também requer um arranque suave e compensação de energia reativa. A máquina de indução com rotor bobinado e velocidade variável com resistência do rotor variável está no mercado desde meados de 1990 e é utilizada para baixos valores de potência.

Este tipo de turbinas, assim como os tipos 3 e 4, utiliza um controle de potência do tipo *pitch*.



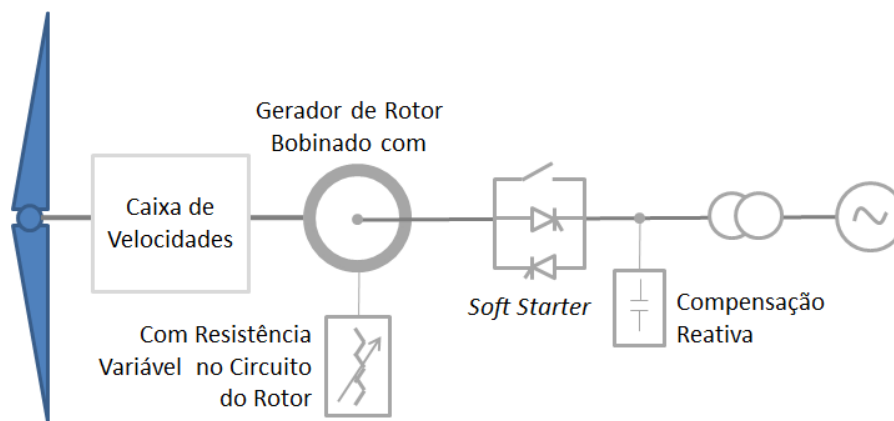


Figura III-6 – SCEE com velocidade variável, com resistência de rotor variável [10]

### Tipo 3: Velocidade Variável com Conversor Parcial de Frequência

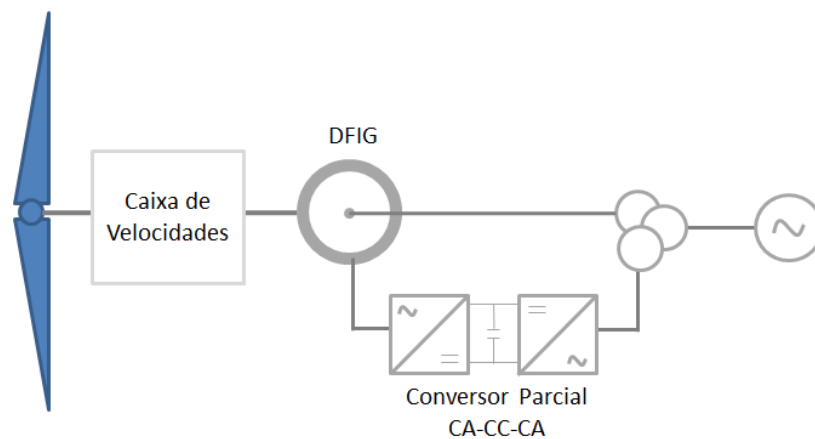
Esta configuração, conhecida também como máquina de indução duplamente alimentada – DFIG –, corresponde a uma turbina de velocidade variável, equipada com uma máquina de indução com rotor bobinado e um conversor parcial de frequência no circuito do rotor. Um diagrama típico deste sistema é mostrado na Figura III-7. A configuração deste sistema é a mesma que a do sistema do Grupo B (tipo 2), exceto que (i) a resistência variável no circuito do rotor é substituída por um conversor de frequência, e (ii) não há necessidade de *soft starter* ou compensação de potência reativa. O fator de energia do sistema pode ser ajustado através de conversores de frequência.

Nestas máquinas o rotor da turbina está ligado ao gerador através de uma caixa de velocidades. O estator da máquina de indução está ligado diretamente à rede de energia eléctrica e o rotor está ligado à rede através de um sistema de conversão CA/CC/CA e de um transformador elevador. O conversor CA/CC/CA assegura a compensação de potência reativa assim como um arranque suave da máquina. Este tipo de turbina apresenta uma faixa de velocidades maior do que as turbinas equipadas com o sistema de resistência variável do rotor (Grupo B – tipo 2).

Os conversores só têm de processar a energia passante nos circuitos do rotor, o qual é cerca de 30% da potência nominal do gerador, resultando em um menor custo de conversor em comparação aos sistemas de energia eólica que utilizam conversores de plena capacidade.

O uso dos conversores também permite o fluxo bidireccional de energia no circuito do rotor e aumenta a amplitude da velocidade do gerador. Este sistema possui uma melhor eficiência de conversão de energia, uma maior faixa de velocidade do gerador ( $\pm 30\%$ ), e melhor desempenho dinâmico, em comparação com os sistemas de conversão de energia eólica de velocidade fixa e de resistência variável. Essas características fizeram o sistema de energia eólica DFIG amplamente aceito no mercado atual. Normalmente são utilizados conversores fonte de corrente de dois níveis de tensão *Two-Level 2L-VSC* com IGBT.

Este tipo de turbinas utiliza um controle de potência do tipo *pitch*.



**Figura III-7 – SCEE com velocidade variável e conversor parcial de frequência, DFIG [10]**

### Grupo C

#### Tipo 4: Velocidade Variável com Conversor Completo de Frequência

O desempenho do SCEE pode ser bastante melhorado com a utilização de um conversor de potência de máxima capacidade. A Figura III-8 ilustra um sistema em que o gerador é ligado à rede através de um sistema de conversão total de potência.

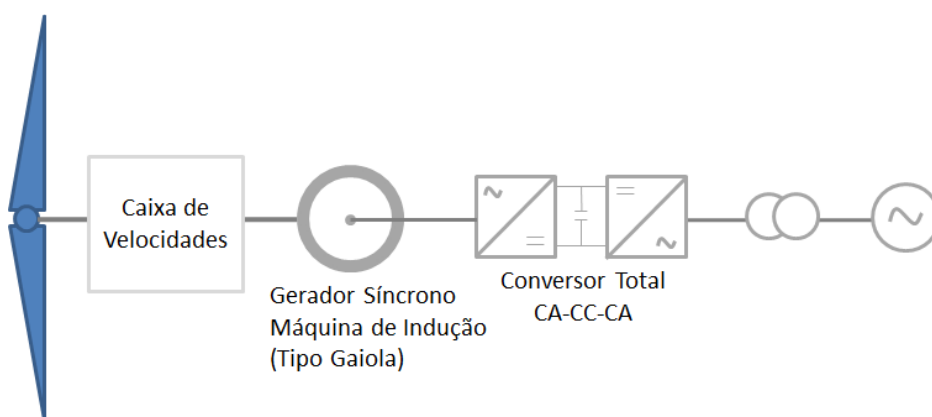
Esta configuração corresponde a uma turbina de velocidade variável, com o gerador ligado à rede através de um conversor completo de frequência (conversores CA/CC/CA). Os conversores CA/CC/CA asseguram a compensação de potência reativa assim como um arranque suave da máquina.

Máquinas de Indução com Rotor de Gaiola, Máquinas Síncronas com Rotor Bobinado e Máquinas Síncronas de ímã permanente foram todas encontradas em aplicações deste tipo de configuração com uma potência de até vários megawatts. A potência do conversor é normalmente a mesma do gerador. Com o uso do conversor de frequência, o gerador está totalmente dissociado da rede, e pode operar na faixa de plena velocidade. Isto também permite ao sistema realizar a compensação de energia reativa e o arranque suave da máquina. A principal desvantagem é um sistema mais complexo, com o aumento de custos.

Um SCEE pode funcionar sem a necessidade de uma caixa de velocidades, se um gerador síncrono de baixa velocidade com um grande número de pólos é usado. A eliminação da caixa de velocidades melhora a eficiência do sistema e reduz os custos iniciais e manutenção. No entanto, um gerador de baixa velocidade tem um diâmetro substancialmente maior, devido ao grande número de pólos, o que pode levar a um aumento em custos de instalação e do gerador.

Algumas das topologias de conversores mais utilizadas neste tipo de sistema de conversão de energia eólica incluem conversor de dois níveis de tensão 2L-VSC e conversor 3L-NPC na configuração *back-to-back* e ponte retificadora de diodo CC-CC e 2L-VSC.

Este tipo de turbinas utiliza um controle de potência do tipo *pitch*.



**Figura III-8 – SCEE com velocidade variável e conversor total de frequência, [10]**

O próximo capítulo será dedicado à configuração Tipo 4 – *full converter*, focando o gerador síncrono que é o objetivo principal desta dissertação. Será apresentando o gerador síncrono, os tipos de conversores utilizados e o comportamento do gerador síncrono com conversor frente a curto-circuitos no sistema.

## CAPÍTULO IV GERADOR EÓLICO SÍNCRONO COM CONVERSOR

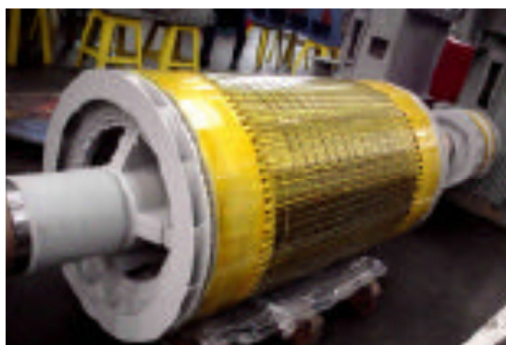
### IV.1 Gerador Síncrono

Geradores síncronos são amplamente utilizados em sistemas de conversão de energia eólica. Os geradores síncronos podem ser classificados em duas categorias: (1) Geradores Síncronos com Rotor Bobinado (*Wound-Rotor Synchronous Generators – WRSGs*) e (2) Geradores Síncronos de Ímã Permanente (*Permanent-Magnet Synchronous Generators – PMSGs*). Neste caso normalmente utilizam-se máquinas de baixa potência. No WRSG o fluxo do rotor é gerado pelo enrolamento de campo do rotor, enquanto o PMSG utiliza ímãs permanentes para produzir o fluxo do rotor. Dependendo da forma do rotor e da distribuição do entreferro ao longo do perímetro do rotor, os geradores síncronos podem ser classificados pelos tipos de pólos, lisos ou salientes.

Pólo saliente é um pólo magnético que sobressai da superfície do rotor. Por outro lado, o pólo liso é um pólo magnético construído nivelado com a superfície do rotor. A Figura IV-1 apresenta um rotor de pólos lisos – também conhecido como rotor cilíndrico, enquanto a Figura IV-2 mostra um rotor de pólos salientes. Os rotores de pólos lisos utilizados normalmente são com dois e quatro pólos, enquanto que os rotores de pólos salientes possuem quatro ou mais pólos.

#### Rotores de pólos lisos

São rotores nos quais o entreferro é constante ao longo de toda a periferia do núcleo de ferro, como pode ser observado na Figura IV-1.



**Figura IV-1 – Gerador Síncrono com polos lisos**

Nas máquinas de pólos lisos, os condutores são distribuídos ao longo da periferia. O número de pólos é reduzido, gerando uma velocidade elevada, sendo o diâmetro destas máquinas relativamente pequeno.

Apesar de, normalmente, esta máquina ter um comprimento bastante grande, o seu momento de inércia é muito menor do que o de uma máquina de pólos salientes equivalente, que é mais curta, mas tem um diâmetro muito maior.

#### Rotores de pólos salientes

São rotores que apresentam uma descontinuidade no entreferro ao longo da periferia do núcleo de ferro. Nestes casos, existem as chamadas regiões interpolares, onde o entreferro é muito grande, tornando visível a saliência dos pólos, como apresentado na Figura IV-2.



**Figura IV-2 – Gerador Síncrono com polos salientes**

Nos rotores de pólos salientes há um núcleo central, ao qual se ligam os pólos onde são enrolados os enrolamentos do indutor. Esta solução é utilizada normalmente em máquinas de elevado número de pólos, gerando baixa velocidade de rotação.

#### IV.1.1 Geradores Síncronos com Rotor Bobinado - WRSG

Como o próprio nome indica, o WRSG tem uma configuração de rotor bobinado para gerar o fluxo magnético no rotor. O enrolamento de campo é bobinado em torno dos pólos, os quais são colocados de forma simétrica sobre o perímetro do rotor numa configuração radial em torno do eixo para acomodar o grande número de pólos. Devido a saliência dos pólos do rotor, o mesmo apresenta uma descontinuidade no entreferro ao longo da periferia do núcleo de ferro.

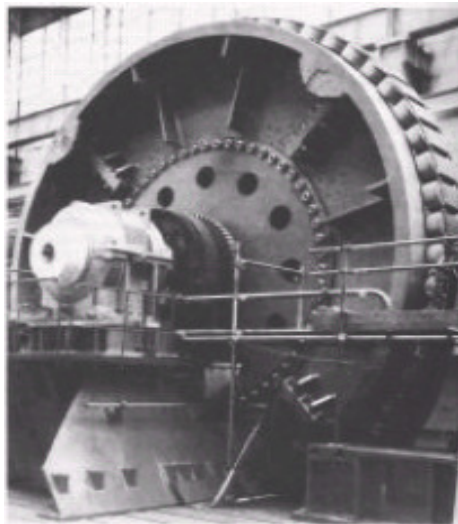
O enrolamento de campo do rotor do gerador síncrono requer excitação de corrente contínua (CC). Em máquinas mais antigas, a corrente de excitação era fornecida tipicamente por anéis coletores e escovas a partir de uma máquina CC, denominada excitatriz e frequentemente montada no mesmo eixo que a máquina síncrona. Alternativamente, em sistemas mais modernos, a excitação é fornecida a partir de excitatrizes de CA e retificadores, para transformar a CA para CC. A primeira opção é mais simples, mas requer manutenção regular, enquanto que a segunda opção é mais cara e complexa, entretanto exigindo pouca manutenção.

Em alguns casos, a retificação ocorre na parte estacionária da máquina e a corrente de excitação é fornecida ao rotor por meio de anéis coletores. Em outros sistemas, conhecidos como *sistemas de excitação sem escovas*, o alternador da excitatriz CA está no rotor, assim como o sistema de retificação, e a corrente é fornecida diretamente ao enrolamento de campo sem a necessidade de anéis coletores.

Geradores síncronos com um número elevado de pólos operando a baixas velocidades rotacionais podem ser usados em sistemas de energia eólica onde não há necessidade de uma caixa de velocidades. Isto conduz a uma melhora na eficiência do sistema e reduz os custos iniciais e de manutenção.

Os geradores síncronos de rotor bobinado para aplicações em sistemas eólicos normalmente apresentam a configuração de rotor de pólos salientes, com grande número de pólos e baixa velocidade de rotação, o que propicia o acoplamento direto do gerador com a turbina eólica. A saliência do rotor resulta em um aumento no conjugado produzido pelo gerador, além de tornar a resposta da máquina mais estável diante das variações características na velocidade do vento [11].

Um rotor típico de gerador síncrono multipolos utilizado em sistemas eólicos é mostrado na Figura IV-3.



**Figura IV-3 – Rotor de Gerador Síncrono para Aplicação em Sistemas Eólicos, [12]**



#### IV.1.2 Geradores Síncronos de Imã Permanente – PMSG

Nos PMSG, o fluxo magnético do rotor é gerado por ímãs permanentes. Devido a ausência dos enrolamentos de campo do rotor, uma alta potência pode ser alcançada, com redução no tamanho e peso do gerador. Além disso, não há perdas no enrolamento do rotor, o que reduz a tensão térmica sobre o rotor.

As máquinas a ímã permanente são caracterizadas por entreferros de maior espessura o que permite uma redução na concentração do fluxo magnético concatenado em seu interior, mesmo nos geradores de muitos pólos. A consequência prática deste aspecto é a possibilidade de se construir geradores de baixa velocidade de rotação, ou seja, grande número de pólos, com dimensões relativamente pequenas em relação à potência nominal de saída. Neste caso, o gerador trabalha a baixas velocidades de rotação (gerador multipolos), diretamente acoplado ao rotor da turbina eólica, sem necessidade da caixa de engrenagens. Nesta configuração toda a potência elétrica gerada pela máquina é processada pelo conversor de potência que funciona como a interface com a rede elétrica.

As desvantagens destes geradores residem no fato de ímãs permanentes serem mais caros e propensos a desmagnetização.

#### IV.2 Comportamento do Gerador Síncrono no Período de Curto-Circuito

O gerador síncrono é o principal elemento do sistema, é a fonte de energia do sistema elétrico. O gerador supre, dentro de suas limitações, a energia solicitada pelas cargas, mantendo os níveis de tensão dentro de uma faixa estreita, de tal maneira que não venha a comprometer os elementos a jusante e a montante, garantindo a continuidade e estabilidade do sistema. O gerador síncrono é o elemento ativo do suprimento da corrente de curto-circuito.

Quando ocorre um curto-circuito no sistema, a impedância vista pelo gerador síncrono cai consideravelmente. Em consequência, o gerador, tentando manter as condições citadas no parágrafo anterior, injeta no sistema uma corrente de curto-circuito elevada. O

defeito só será eliminado com o adequado funcionamento da proteção e a devida abertura dos disjuntores correspondentes.

As correntes de defeito do gerador síncrono são assimétricas e compostas por uma componente contínua e uma componente alternada. A componente contínua é decrescente e aparece devido a importante propriedade de que o campo magnético, mais apropriadamente o fluxo magnético, não pode variar bruscamente, obrigando as correntes de curto das três fases partirem de zero.

Pelos fundamentos básicos, tem-se que:

$$v = V_M \sin(\omega t + \theta) = Ri + L \frac{di}{dt} \quad (4.1)$$

Esta é uma equação diferencial de primeira ordem, cuja solução pode ser expressa por:

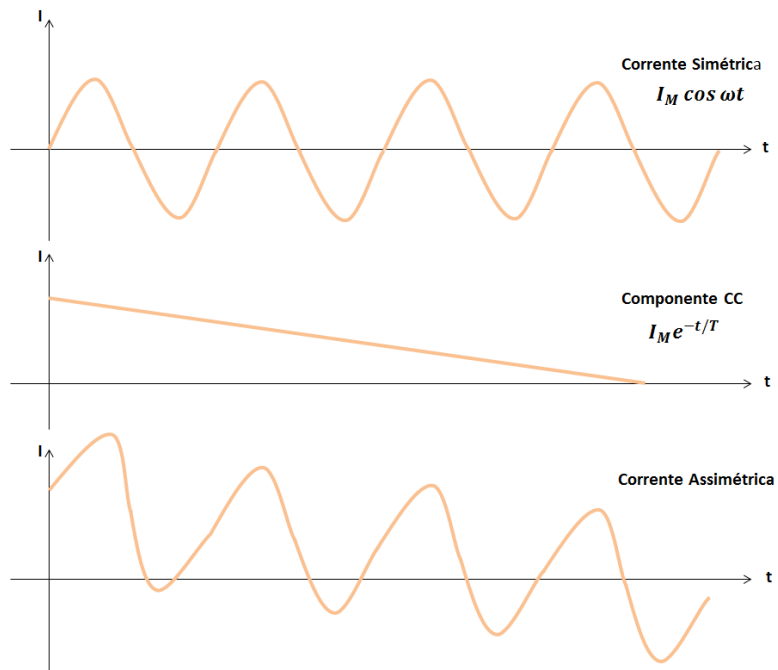
$$i = -\frac{V_M}{Z} \sin\left(\theta - \tan^{-1} \frac{X}{R}\right) e^{-Rt/L} + \frac{V_M}{Z} \sin\left(\omega t + \theta - \tan^{-1} \frac{X}{R}\right) \quad (4.2)$$

Onde,  $-\frac{V_M}{Z} \sin\left(\theta - \tan^{-1} \frac{X}{R}\right) e^{-Rt/L}$  corresponde à componente CC e  $\frac{V_M}{Z} \sin\left(\omega t + \theta - \tan^{-1} \frac{X}{R}\right)$  à componente AC.

Da equação (5.2), tem-se:

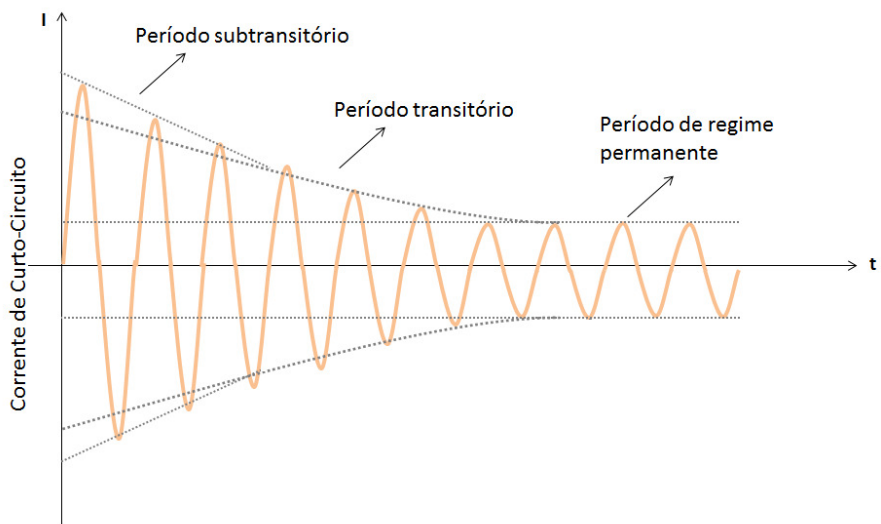
$$i = -I_M e^{-t/T} + I_M \cos \omega t \quad (4.3)$$

Onde,  $-I_M e^{-t/T}$  é a componente CC e  $I_M \cos \omega t$  é a componente AC.



**Figura IV-4 – Correntes simétrica, Assimétrica e Componente DC, [23]**

Extraindo a componente contínua, verifica-se que as correntes das três fases estão contidas na envoltória da Figura IV-5.



**Figura IV-5 – Envoltória da Corrente de Curto-Circuito, [24]**

Pela Figura IV-5 fica claro que a forma de onda da corrente de curto-circuito não apresenta envoltória fixa (estacionária). Seus valores de pico (crista), inicialmente elevados, vão caindo ciclo à ciclo até se estabilizar, atingindo o período permanente de curto-circuito. Entretanto a componente CA é simétrica em relação ao eixo do tempo, sendo, por isto conhecida como corrente simétrica de curto-circuito.

Para facilitar a análise do comportamento do gerador síncrono diante de um defeito, a corrente de curto-circuito é subdividida em três períodos: (1) subtransitório, (2) transitório e (3) de regime permanente. Para cada período, é definido um valor de reatância interna da máquina. O período mais crítico para a corrente de defeito é o subtransitório, por ser o de maiores amplitudes da envoltória da corrente.

A corrente de curto-circuito em função do tempo, levando em consideração os três períodos de tempo (subtransitório, transitório e permanente) é expressa pela seguinte fórmula:

$$i = \sqrt{2} \cdot \left[ (I'' - I') \cdot e^{-t/T_d''} \cdot \sin(\omega t - \alpha) + (I' - I) \cdot e^{-t/T_d'} \cdot \sin(\omega t - \alpha) + I \cdot \sin(\omega t - \alpha) + I'' \cdot e^{-t/T_g} \cdot \sin(\alpha) \right] \quad (4.4)$$

O valor da corrente  $i$  representa o valor instantâneo da corrente de curto-circuito num instante  $t$  e com um ângulo de fase de corrente  $\alpha$ , no instante inicial do curto-circuito. O primeiro termo da fórmula acima corresponde à parcela subtransitória da corrente de curto-circuito, o segundo, corresponde à parte transitória e o terceiro e último corresponde ao regime permanente.

### IV.3 Gerador Eólico Síncrono com Conversor

Sistemas de energia eólica utilizando geradores síncronos apresentam muitos tipos de configurações, quando comparando-os com os sistemas compostos por geradores de indução. Isto ocorre, principalmente, pelo fato de que o gerador síncrono fornece o fluxo do rotor através do enrolamento de campo do rotor ou por ímãs permanentes e, portanto,

retificadores podem ser utilizados como conversores do lado do gerador. Isto é desnecessário em sistemas que utilizam o gerador de indução. Além disso, é mais fácil e mais rentável para o gerador síncrono ter pólos múltiplos e configurações com fases múltiplas (por exemplo, 6 fases).

A utilização de geradores síncronos na implementação de usinas que operam a velocidade variável surgiu no mercado como uma alternativa bastante atrativa para a eliminação da caixa de transmissão mecânica. Conectadas à rede por meio de conversores de frequência, estas usinas podem operar em baixa velocidade rotacional graças a grande quantidade de pólos magnéticos de seu gerador.

Os geradores síncronos são empregados, geralmente, para aplicações de turbinas eólicas com velocidade variável. As centrais eólicas que operam a velocidade variável oferecem mais benefícios quando comparadas com centrais a velocidade fixa, uma vez que uma potência maior pode ser extraída do vento, como já visto no capítulo II.

#### *IV.3.1 Configuração Utilizando Conversor de Plena Capacidade – Full-Capacity Back-to-Back*

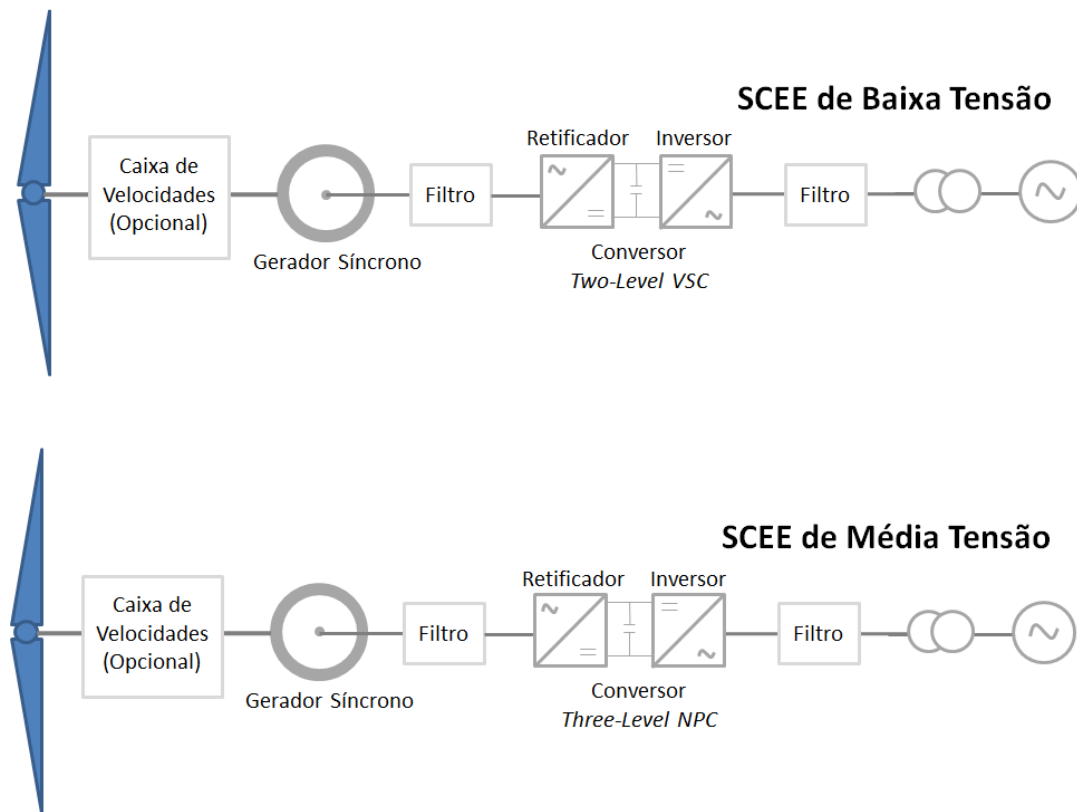
##### Conversores *Two-Level VSC* e *Three-Level NPC*

Uma configuração típica para sistemas de energia eólica utilizando gerador síncrono e conversor de energia de plena capacidade é apresentado na Figura IV-6, onde o conversor *back-to-back* de dois níveis de tensão – *Two-Level VSC* – é empregado em sistemas de energia eólica de baixa tensão e o conversor de três níveis de tensão NPC – *Three-Level NPC* – é usado em sistemas de média tensão, com turbinas eólicas. Os módulos paralelos ou canais conversores são necessários em sistemas de baixa tensão, para geradores com mais de 0,75 MW, enquanto que nos sistemas de média tensão um único conversor NPC pode trabalhar com uma potência de até poucos megawatts.

Os conversores de dois níveis de tensão – *Two-Level VSC* – e de três níveis de tensão NPC – *Three-Level NPC* – podem ser compostos por IGBT – *Insulated Gate*

*Bipolar Transistor* – ou IGCT – *Integrated gate Controlled Thyristor*, dependendo da potência e tensão do conversor.

Nem todas as turbinas eólicas que utilizam gerador síncrono precisam de uma caixa de velocidades. Quando um gerador de baixa velocidade com elevado número de pólos é empregado, a caixa de velocidades pode ser eliminada. A turbina eólica sem engrenagens é atraente, devido a redução dos custos, peso e manutenção.

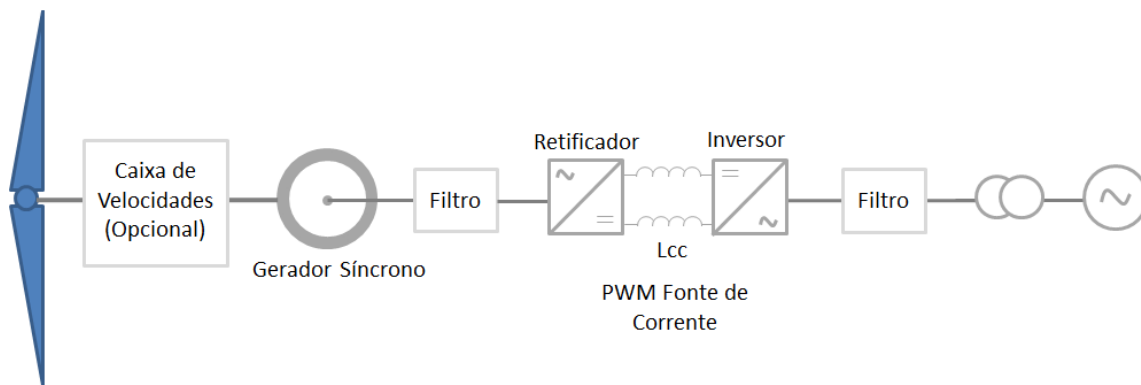


**Figura IV-6 – Conversores *Two-Level VSC* e *Three-Level NPC*, [10]**

### Conversor PWM Fonte de Corrente

A Figura IV-7 abaixo apresenta uma configuração típica de um sistema de energia eólica, utilizando gerador síncrono de média tensão e conversor PWM – *Pulse Width Modulated*. É uma topologia do conversor promissor para grandes sistemas de energia eólica utilizando geradores síncronos ao nível de média tensão de 3 kV ou 4 kV.

Os conversores podem ser geralmente classificados em conversores fonte de tensão – *Voltage Source Converters, CSV* – e conversores fonte de corrente – *Current Source Converters, CSC*. O conversor fonte de tensão produz uma onda de tensão de saída trifásica PWM definida, enquanto que o conversor fonte de corrente gera uma onda de corrente PWM definida. O conversor PWM fonte de corrente possui uma série de vantagens, apresenta topologia simples, formas de onda CA quase senoidais, curto-circuito e proteção confiável. É particularmente adequado para aplicações de alta potência, como unidades de velocidade variável de sistemas de conversão de energia eólica. Podem ser utilizados no conversor IGCT ou *reverse blocking IGBT*.

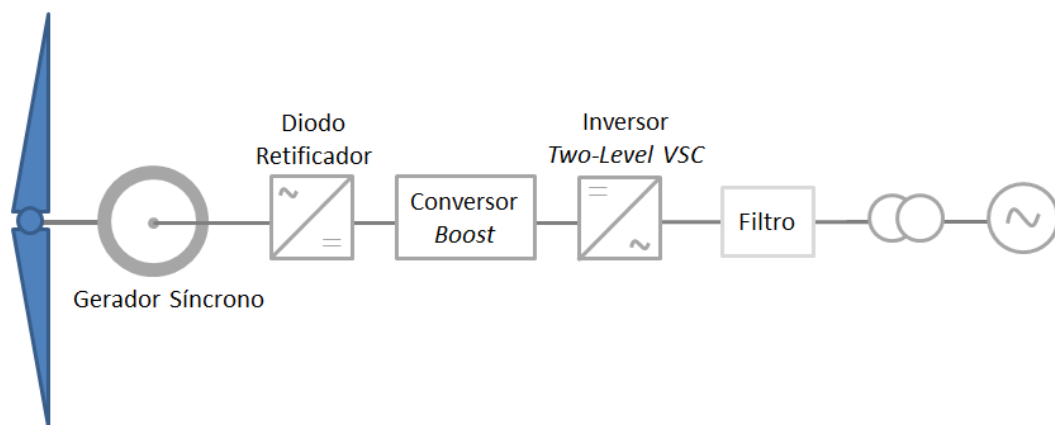


**Figura IV-7 – Conversor PWM, [10]**

#### IV.3.2 Configuração Utilizando Retificadores de Diodo e Conversores CC/CC

##### Retificador Utilizando Diodo e Conversores *Multichannel Boost*

Para reduzir o custo dos sistemas de energia eólica, o retificador fonte de tensão de dois níveis – Two-Level VSC – mostrado na Figura IV-6 pode ser substituído por um diodo retificador e um conversor de impulso, conforme apresentado na Figura IV-8.



**Figura IV-8 – Conversor utilizando diodo e conversor de impulso, [10]**

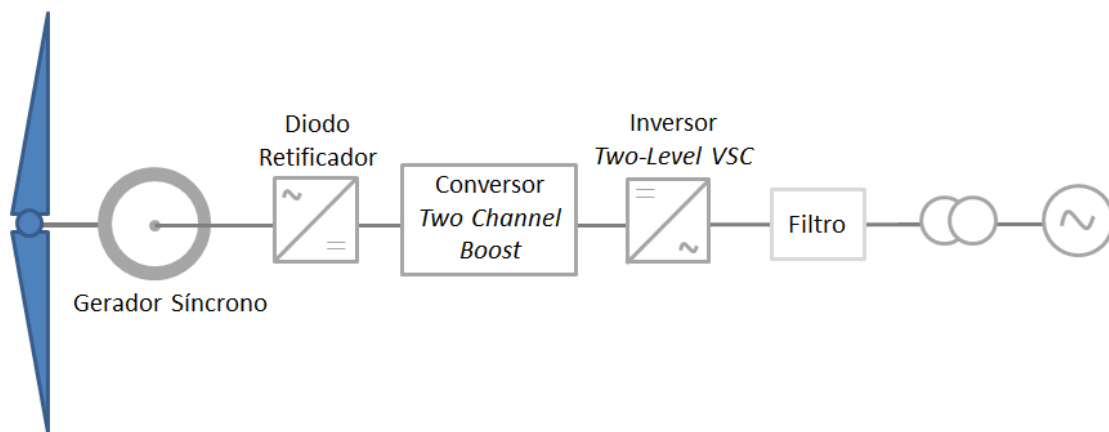
Esta configuração de conversor não pode ser utilizada para geradores de indução com rotor de gaiola, pois o retificador utilizando diodo não pode fornecer a corrente de magnetização necessária para o gerador de indução.

O retificador com diodos converte a tensão alternada do gerador para uma tensão contínua que é impulsionada para uma tensão contínua mais elevada produzida pelo conversor de impulso. É importante que a tensão do gerador a velocidades de vento fraco seja elevada para um nível suficientemente elevado para os inversores, o que garante a



entrega da potência máxima captada para a rede na faixa máxima de velocidade do vento. O inversor *Two-Level VSC* controla a tensão do *link* CC e a potência reativa do lado da rede.

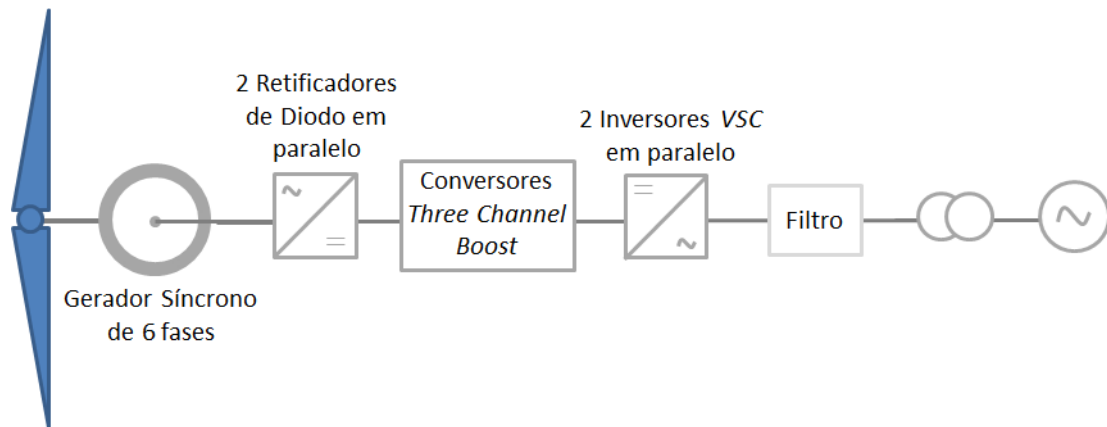
A potência do sistema pode ser fixada no intervalo de alguns kW até várias centenas de kW, e pode ser aumentada para o nível de MW por meio de dois ou três canais intercalados ao conversor de impulso, conforme mostrado na Figura IV-9.



**Figura IV-9 – Conversor utilizando diodo e dois canais de conversor de impulso, [10]**

Comparado com o retificador PWM fonte de tensão, o retificador com diodo e conversor de impulso – *Multichannel Boost* – forma um conjunto mais simples e mais rentável. No entanto, a forma de onda de corrente de estator é distorcida devido à utilização do retificador com diodo, o que aumenta as perdas no gerador e também provoca ondulação de conjugado. Ambas as configurações apresentadas acima, Figura IV-8 e Figura IV-9, são utilizadas em sistemas reais.

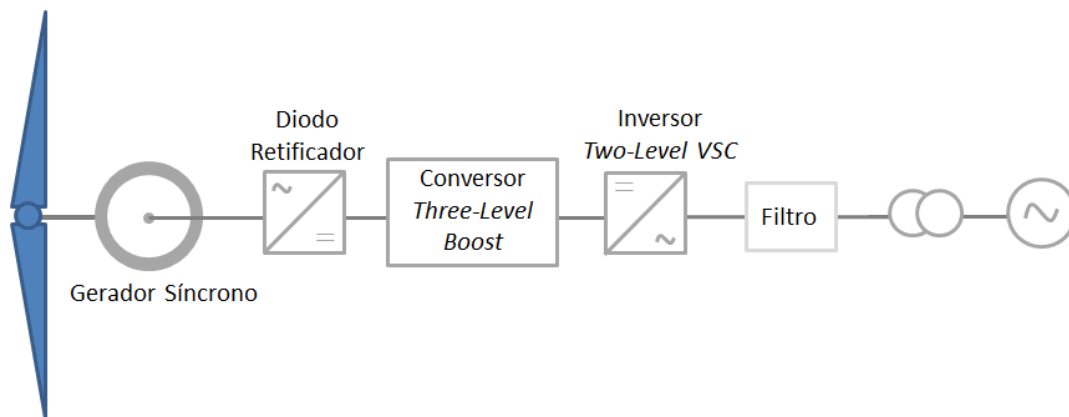
Uma configuração alternativa utilizando um gerador de seis fases, com um conversor de impulso multicanal – *Multichannel Boost* – é mostrada na Figura IV-10, onde a saída do gerador é retificada por dois retificadores de pontes de diodos. Para aumentar a potência, são utilizados três canais intercalados de conversor de impulso – *Multichannel Boost* – e dois inversores trifásicos em paralelo. Esta topologia oferece uma alternativa de baixo custo, em comparação com o *Full-Capacity Back-to-Back*, com VSC.



**Figura IV-10 – Gerador de seis fases com conversor de impulso multicanal, [10]**

Retificador Utilizando Diodo e Conversores *Multilevel Boost*

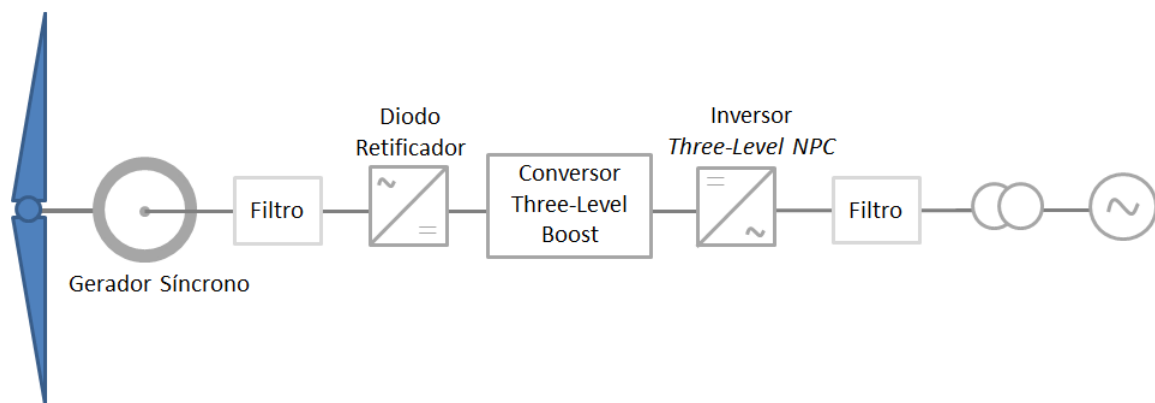
Outra configuração utilizando retificador com diodos e conversor de impulso é mostrada na Figura IV-11, onde um conversor de impulso de três níveis é usado. O conversor de impulso de três níveis é constituído por dois conversores, para potências de até 1,2 MW.



**Figura IV-11 – Conversor utilizando diodo e conversor de impulso de três níveis, [10]**

Uma variante desta configuração para as turbinas eólicas de média tensão é apresentada na Figura IV-12, onde a operação com tensão média de 3 ou 4 kV é feita por um conversor de impulso de três níveis e um inversor NPC de três níveis – *Three-Level*

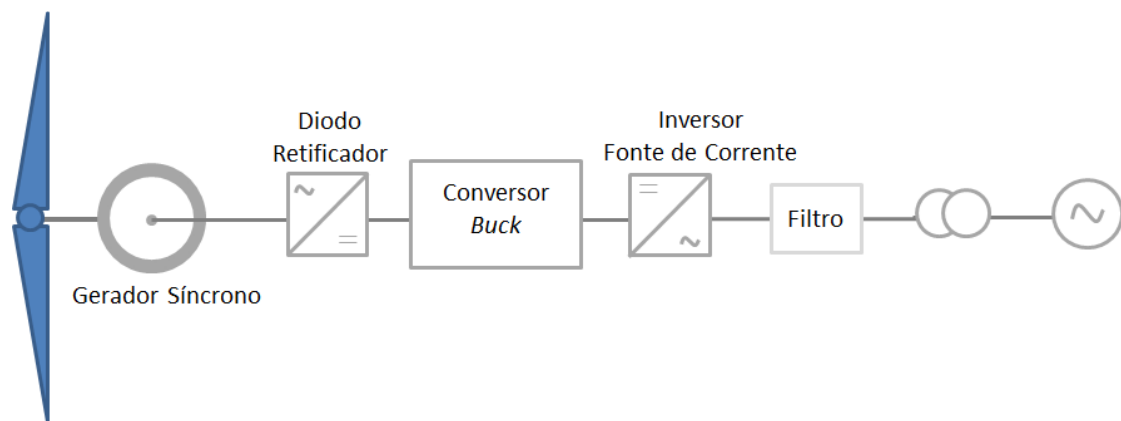
*NPC*. Tanto IGCT, quanto IGBT podem ser utilizados nos conversores. A vantagem desta configuração é que o ponto neutro de tensão pode ser controlado de maneira eficaz através de conversores de impulso, e não há necessidade de desenvolver um sistema de controle complexo para o inversor NPC equilibrar a tensão no ponto neutro. Embora esta configuração ainda não seja comercializada, é uma topologia promissora para turbinas eólicas de média tensão.



**Figura IV-12 – Conversor utilizando diodo, conversor de impulso de três níveis e inversor *Three-Level NPC*, [10]**

#### Retificador Utilizando Diodo e Conversores *Buck* para Configurações com Conversor Fonte de Corrente

Considerando-se o conceito de dualidade de conversores fonte de tensão e de corrente, uma configuração de conversor fonte de corrente com retificadores a base de diodos e conversor *buck* pode ser deduzida a partir das configurações VSC anteriormente apresentadas. O conversor de impulso na topologia VSC aumenta a tensão de saída de CC e pode ser substituído por um conversor *buck* que aumenta a saída de corrente CC. Isto permite o uso do retificador com diodo simples para as configurações de conversores fonte de corrente, como mostrado na Figura IV-13.



**Figura IV-13 – Conversor utilizando diodo e conversor *buck*, [10]**

O conversor *buck* é a escolha natural para esta topologia, uma vez que necessita de um indutor na saída que também pode servir como o indutor de *link* CC necessário para a configuração de conversores fonte de corrente. Ao controlar o ciclo do conversor *buck*, a modulação e o ângulo de atraso do inversor, a potência ativa do lado do gerador (ou o conjugado do gerador), o *link* CC, e a energia reativa da rede podem ser rigidamente controlados.

Em comparação com a configuração, citada anteriormente, de conversores fonte de corrente utilizando *back-to-back*, o conversor *buck* representa uma solução de confiança, simples e de baixo custo. Entretanto, a corrente de estator contém THD – *Total Harmonic Distortion* – maior devido ao uso do retificador de diodo, causando perdas de harmônicas e ondulações no conjugado.

#### IV.3.3 Configuração Utilizando Conversores Distribuídos para Geradores de Múltiplos Enrolamentos

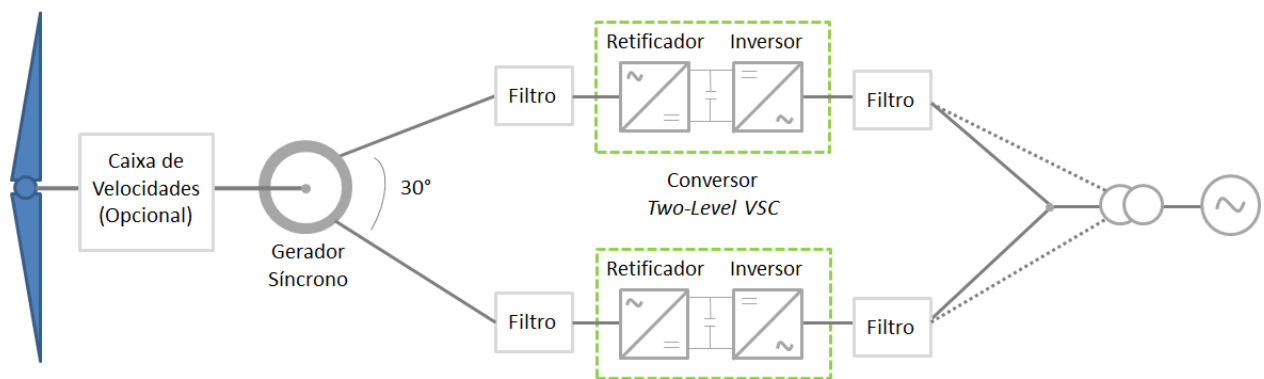
Além da utilização de dispositivos ou conversores em paralelo, como discutido anteriormente, para aumentar a potência de sistemas de energia eólica, também é possível utilizar conversores distribuídos para um gerador com múltiplos enrolamentos ou para vários geradores. Conseqüentemente, adotando um gerador de múltiplos enrolamentos,

projeta-se um transformador do lado da rede com vários enrolamentos. Este tipo de configuração possui vantagens, sendo:

- Conversores de baixa potência para turbinas de vento. A energia total gerada pode ser exportada para a rede através de um conversor padrão de fonte de tensão de dois níveis. Esses conversores podem ser produzidos em massa, com baixo custo e alta confiabilidade.
- Sem corrente circulante ou redução da potência. Os conversores distribuídos são isolados um do outro. Não há correntes que circulam entre os conversores, o que também leva a não redução da potência para os conversores.
- Baixa distorção harmônica.

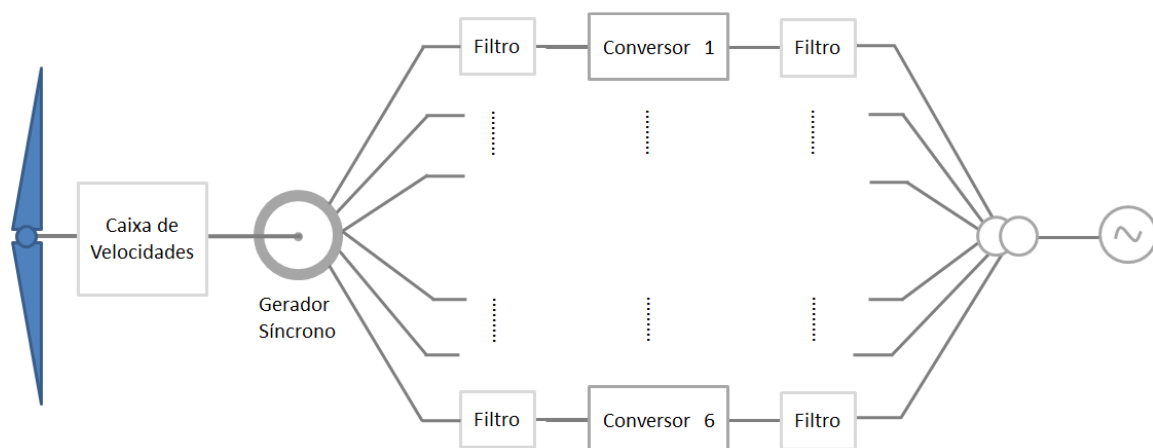
#### Configuração com Geradores Múltiplos Enrolamentos

O esquema de utilização de gerador com múltiplos enrolamentos está ilustrado na Figura IV-14, em que um gerador de seis fases é usado e a energia é fornecida à rede através de dois canais de conversores distribuídos. Cada canal de conversor é composto por dois níveis de conversores fonte de tensão e filtros. Uma vez que os dois conjuntos de enrolamentos do estator são isolados, não há corrente circulante entre os dois canais do conversor. Assim, as saídas dos dois canais dos conversores podem ser ligadas aos mesmos enrolamentos do transformador. Alternativamente, um transformador de mudança de fase pode ser usado, como mostrado em linhas tracejadas na Figura IV-14. Com uma concepção adequada dos sistemas de comutação dos dois inversores, o desempenho harmônico do lado da rede pode ser melhorado através do transformador de mudança de fase.



**Figura IV-14 – Configuração com gerador síncrono de múltiplos enrolamentos, [10]**

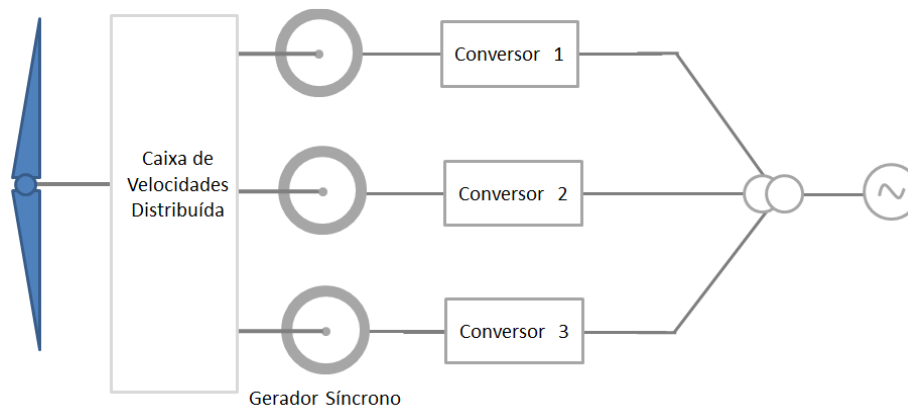
Outro exemplo de gerador de múltiplos enrolamentos é mostrado na Figura IV-15, onde o gerador tem seis conjuntos de enrolamentos trifásicos e cada enrolamento se liga à rede através de um canal de conversor de energia. A configuração do sistema é a mesma que aquela com o gerador de seis fases, exceto que não há nenhum deslocamento de fase entre as tensões de diferentes enrolamentos do estator. Embora o gerador de múltiplos enrolamentos seja especialmente concebido com custos mais elevados, esta configuração tem encontrado aplicação prática devido às vantagens apresentadas anteriormente.



**Figura IV-15 – Configuração do gerador síncrono com conjuntos de enrolamentos trifásicos, [10]**

### Configuração com Múltiplos Geradores

Uma configuração com múltiplos geradores síncronos com conversor de energia distribuído é apresentada na Figura IV-16. O sistema utiliza uma caixa de engrenagens distribuída, com eixos de alta velocidade, que acionam quatro geradores independentes. Cada gerador é ligado à rede através de um canal de conversor, composto por uma ponte de diodo retificadora e conversores fonte de tensão de dois níveis. Uma vez que a potência é dividida entre os quatro conversores distribuídos, a turbina eólica pode chegar a faixa de potência de vários MW sem o uso de dispositivos ou conversores de comutação em paralelo.



**Figura IV-16 – Configuração com múltiplos geradores e conversor de energia distribuído, [10]**

A principal vantagem desta configuração é a alta densidade de energia obtida pela caixa de velocidades distribuída e pelo sistema de múltiplos geradores, reduzindo os custos da instalação. O uso de diodos retificadores e conversor padrão de dois níveis de tensão tornam esta uma solução de custo eficaz. Esta configuração pode oferecer redundância para possíveis falhas de operação. Se um canal do conversor tem uma avaria, o mesmo pode ser retirado de serviço, podendo ser facilmente distribuído entre os outros canais. Se a velocidade do vento é elevada, as lâminas podem ser inclinadas para reduzir a energia captada para compensar o conversor de canal defeituoso. A principal desvantagem deste sistema é que ele requer uma engrenagem complexa. Este sistema está disponível comercialmente no mercado.

Com a combinação de diferentes tipos de geradores e transformadores de potência, uma variedade de SCEE foi desenvolvida. Este capítulo apresentou as configurações mais comuns para turbinas eólicas *full-capacity* práticas e emergentes.

#### IV.4 Comportamento do Gerador Síncrono com Conversor no Período de Curto-Circuito

As diferentes tecnologias utilizadas nos parques eólicos fornecem diferentes correntes de contribuição de curto-circuito, o que gera influência nos ajustes de proteção e no dimensionamento de equipamentos. Considerando que a corrente de defeito para um gerador síncrono pode ser calculada com base em suas impedâncias de falta, isto não pode ser feito para o gerador com conversor completo de frequência (*full converter*) com velocidade variável. Este tipo de configuração é controlado, durante as faltas, de uma forma que leva a um comportamento diferente das máquinas síncronas convencionais.

Nos sistemas de conversão de energia renovável, a eletrônica de potência é utilizada para interagir de forma rápida e eficiente e desempenha um papel muito importante nos SCEE modernos, especialmente para as turbinas eólicas de vários MW em grandes parques eólicos. O controle dos SCEE, realizado por meio de eletrônica de potência, contribui para o cumprimento dos procedimentos de rede de vários países e uma melhor utilização da capacidade das turbinas. O controle ativo da energia do vento leva a um maior desempenho, o que é essencial para aumentar a competitividade da tecnologia eólica. Além disto, a utilização de um conversor completo de frequência elimina a necessidade da frequência do gerador ser igual à frequência da rede. A frequência do gerador é normalmente otimizada para maximizar a extração de energia mecânica do vento, normalmente correspondendo a uma baixa frequência devido às baixas velocidades de vento. Assim, o conversor retifica a tensão do gerador síncrono e a inverte para a mesma frequência da rede. Toda a potência atravessa o conversor, de forma que o gerador fica eletricamente dissociado da rede. Logo, o conversor controla a corrente de contribuição de curto-circuito que será injetada na rede. Esta corrente é, portanto, dependente da classificação do conversor e de seu controle.

O comportamento de um gerador diante de um curto-circuito é normalmente entendido para descrever a saída de corrente descontrolada de um gerador síncrono após



uma falta. Normalmente essa corrente é delineada por três períodos de tempo, conforme mostrado na Figura IV-5, o subtransitório que abrange os primeiros ciclos após o início da falta, o transitório que compreende o período de tempo desde a falta até alguns poucos segundos e, finalmente, o período de regime permanente com um valor de corrente de estado estacionário. Em turbinas eólicas que utilizam geradores com conversor completo de frequência, onde a máquina está isolada do sistema por um conversor completo AC/DC/AC, estas três delimitações de tempo não existem. No período de defeito, há uma sobrecorrente transitória, imediatamente após o início da falta, mas é seguida por uma transição muito rápida para a condição de estado estacionário, sendo esta realmente uma resposta programada do conversor. Em consequência, não há nenhuma razão para distinguir componentes de resposta subtransitória e transitória, [19].

Diferente de máquinas diretamente conectadas, as turbinas eólicas *full converter* tem uma resposta controlada de corrente de curto-circuito, o controle do conversor delimitando a corrente de saída para níveis muito mais baixos do que um gerador síncrono de capacidade semelhante, por exemplo. Consequentemente, esta configuração de SCEE não se comporta exatamente como uma tensão atrás de uma impedância, como as máquinas síncronas e assíncronas convencionais fazem. Além disso, na modelagem *full converter* não entram em cena as impedâncias de sequência negativa e zero, conforme abordado em [19] e [21]. A modelagem correta deste tipo de turbina eólica requer algumas modificações nos programas existentes para cálculo de curto-circuito, já que seu comportamento difere das máquinas síncronas. Os controles do conversor podem variar significativamente de uma concepção para a outra (até dois modelos do mesmo fabricante), dependendo das características dos dispositivos especificados utilizados no conversor.

No passado, as turbinas eólicas e seus geradores eram autorizados a se desconectar imediatamente do sistema de potência durante uma falta na rede, o que significa que a mesma não possuía contribuição para o defeito, de forma que os requisitos para turbinas eólicas estavam focados principalmente em sua proteção. No entanto, com o aumento do nível de injeção de energia eólica, a perda de uma parte considerável dos geradores eólicos em caso de falta na rede tornou-se inaceitável, já que a estabilidade do sistema de potência pode ser afetada negativamente. Por esta razão, em condições específicas, é esperado que a geração eólica permaneça ligada ao sistema de energia durante faltas, sendo este requisito

identificado como *fault ride-through*. Para garantir a estabilidade do sistema elétrico, os operadores de sistemas elétricos em muitos países definiram os requisitos mínimos de conexão à rede para geradores eólicos.

Com o aumento da penetração de geração de energia eólica no mundo, os requisitos para a conexão de usinas eólicas à rede elétrica são definidos pelos novos e emergentes procedimentos de rede – *grid code*. Os requisitos de ligação à rede variam em diferentes partes do mundo, mas eles têm alguns objetivos comuns, como permitir o desenvolvimento, manutenção e exploração de uma rede coordenada, confiável e econômica. As novas normas exigem geralmente que os parques eólicos forneçam serviços auxiliares para apoiar a rede na qual estão ligados.

#### IV.5 *Fault Ride-Through*

Neste trabalho, os requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede elétrica – *fault ride-through* – são os motivos de análise. *Fault ride-through* é a capacidade das turbinas eólicas permanecerem conectadas à rede mesmo durante uma queda de tensão. Na maioria dos procedimentos de rede, esta capacidade é especificada por um perfil de tensão que as turbinas eólicas devem suportar e permanecerem conectadas à rede, mesmo que as quedas de tensão atinjam valores muito baixos. O estudo das contribuições de correntes de curto-circuito de aerogeradores só faz sentido se os SCEE são obrigados a permanecer conectados no sistema em caso de falta na rede.

O fundamento e a duração das quedas de tensão são geralmente definidas por um diagrama de tensão x tempo. A Figura IV-17 mostra o gráfico de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede elétrica, do *grid code* alemão – *TransmissionCode* 2007 [26] – onde  $V_N$  é a tensão nominal da rede. Acima da linha limite, o gerador eólico deve permanecer ligado durante o defeito e mesmo quando a tensão de rede vai a zero o gerador deve ficar ligado com duração inferior a 150ms. O aerogerador é permitido ser desligado da rede apenas quando as quedas de tensão estão na área abaixo da linha limite.

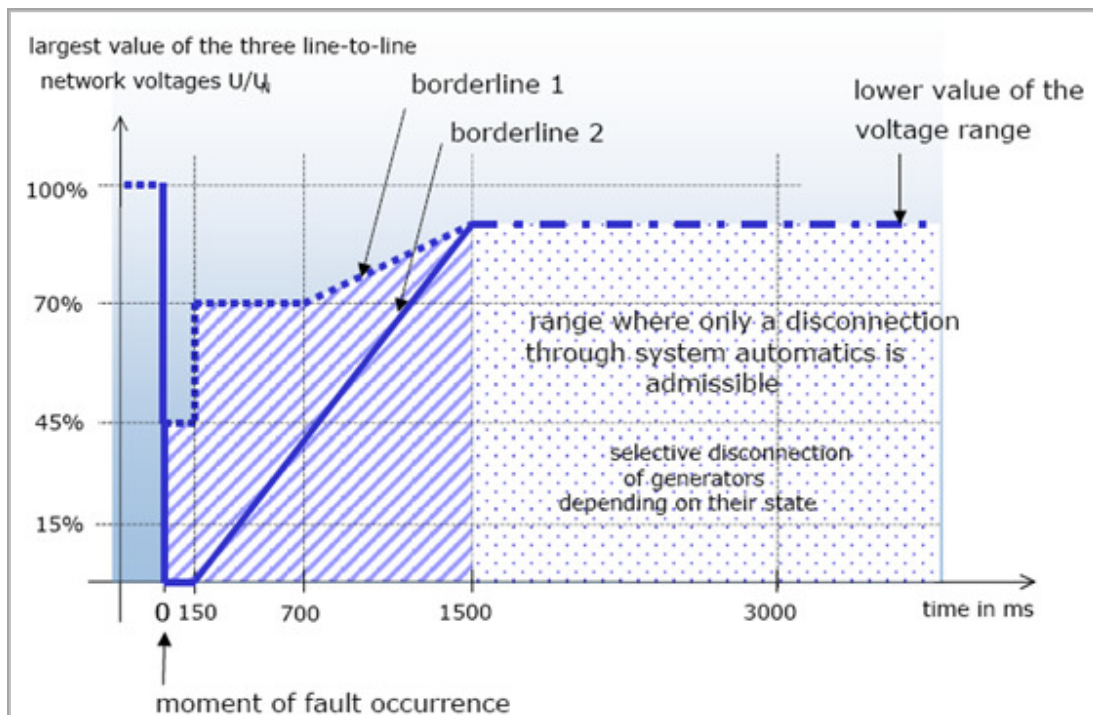


Figura IV-17 – TransmissionCode 2007 (Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW), [26]

Nota-se que os limites, para os requisitos de suportabilidade a sobtensões, variam de acordo com os operadores de sistema em diferentes países, mas todos eles compartilham um comum propósito. A maioria dos SCEE equipados com conversores de plena capacidade é capaz de atender aos requisitos.

A fim de destacar a importância da definição de requisitos *fault ride-through*, quando interessado na contribuição de corrente de curto-circuito de turbinas eólicas conectadas à rede elétrica, o artigo [14] apresenta um estudo onde foram aplicados curto-circuitos equilibrados trifásicos no sistema nordeste da Alemanha, operado pelo Operador Vattenfall Europe Transmissão (VE-T), onde há um alto poder de penetração eólica. Verificou-se que uma grande quantidade de energia eólica (60% da capacidade instalada na zona em questão) está sujeita a uma queda de tensão inferior a 80%. De acordo com as regras antigas para turbinas eólicas nessa área, elas deveriam desligar quando a tensão fosse inferior a 80%. Isto significa que a maior parte da energia eólica seria perdida, quando aplicadas regras anteriores, afetando a estabilidade do sistema de energia.

A consideração importante é que, quando velhas regras são aplicadas, a maioria dos aerogeradores são desligados em caso de falta na rede, devido as proteções de subtensão, o que significa que sua contribuição de corrente de curto-circuito não é relevante já que poucas turbinas eólicas permaneceriam conectadas. Já, quando são definidos requisitos que as turbinas eólicas devem permanecer conectadas para tensões mais baixas, quase todas as turbinas eólicas deverão permanecer ligadas e apoiar a rede em caso de falta, resultando em contribuição para as correntes totais de curto-circuito.

#### IV.6 Procedimentos de Rede do Brasil

No enfoque do comportamento da central eólica diante de curto-circuitos no sistema, no Brasil o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS – estabelece pelo Submódulo 3.6 – Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão, revisão 1.1, os requisitos de suportabilidade à subtensão decorrentes de faltas na rede básica (*fault ride-through*).

Caso haja afundamento de tensão de uma ou mais fases no ponto de conexão da central de geração eólica na rede básica, a central deve continuar operando se a tensão nos seus terminais permanecer acima da curva indicada na Figura IV-18 [13].

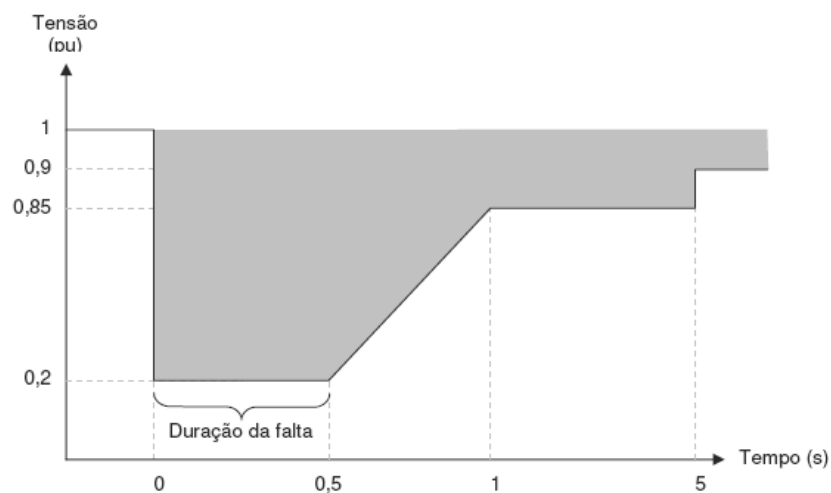


Figura IV-18 – Gráfico Tensão nos terminais dos aerogeradores x Tempo, [13]

Cabe destacar que os requisitos técnicos mínimos quanto à *fault ride-through* são aplicáveis às centrais eólicas conectadas na rede básica, às centrais geradoras eólicas classificadas na modalidade de operação Tipo I e conectadas nas DIT ou nas instalações de distribuição e às centrais eólicas classificadas nas modalidades de operação Tipo II ou Tipo III conectadas nas instalações de transmissão ou de distribuição em tensão superior a 69 kV [13].

No mesmo submódulo, é definido que com a presença da central geradora, devem ser feitas avaliações para verificar se há superação da capacidade de equipamentos ou necessidade de reajustes de parâmetros de proteção e controle. Essas avaliações devem abranger o ponto de conexão e a área de influência da central de geração eólica e são as seguintes:

- a) curto-circuito;
- b) capacidades de disjuntores, barramentos, equipamentos terminais (por exemplo, transformadores de corrente, bobinas de bloqueio) e malhas de terra;
- c) adequação dos sistemas de proteção e controle relacionados à integração da central geradora e revisão dos ajustes relativos à central geradora.

Daí mostra-se a necessidade de estudos de verificação do comportamento dos aerogeradores, geradores síncronos com conversores (*full converter*), tanto no planejamento do sistema elétrico, para dimensionamento de equipamentos e ajustes de proteções, quanto para a operação do sistema.

#### IV.7 Pesquisas Bibliográficas sobre o Comportamento da Configuração *Full-Converter* frente a Curto-Circuitos no Sistema

Para a elaboração da dissertação foi realizada uma importante pesquisa bibliográfica, com o objetivo de analisar os estudos realizados pelo mundo e como os engenheiros estão tratando o comportamento da configuração *full converter* com gerador

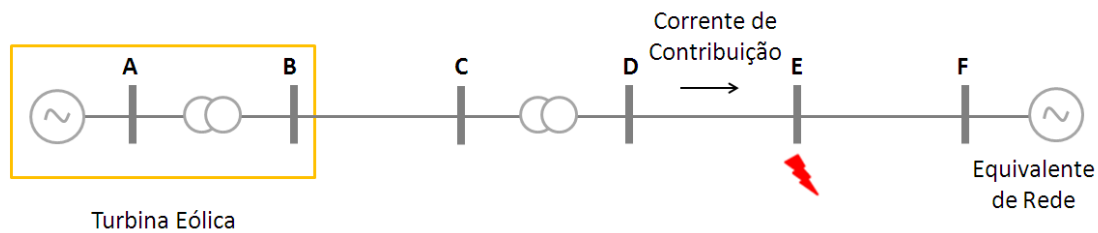
síncrono diante de perturbações no sistema (curto-circuitos). A seguir serão apresentados 3 diferentes casos discutidos em artigos distintos do IEEE que analisam o comportamento deste tipo de configuração.

### Caso 1

Em [17] os autores expõem que na configuração *full converter* o conversor ligado à rede pode ter vários comportamentos que dependem do dimensionamento do sistema eletrônico, recursos de controle e severidade de faltas. Dois modos de operação foram apresentados, (1) o conversor bloqueia a comutação devido ao excesso de corrente, limitando um determinado nível de corrente e, em seguida, retoma a ação de comutação para produzir 1 pu ou outro nível de corrente reativa ou (2) a condução de corrente pelo conversor é interrompida durante todo o período de falta, dependendo da severidade do defeito. As simulações foram realizadas no programa PSCAD/EMTDC.

Para o sistema apresentado na Figura IV-19, na ocorrência de um defeito trifásico no barramento E há contribuição de corrente de curto-circuito do gerador eólico para o defeito. A corrente de contribuição durante o curto-circuito, entre as barras D e E, não ultrapassa 1 pu ( a corrente nominal). No período inicial da falta tem um pico de corrente de 1.4 pu, mas logo depois a corrente atinge o estado estacionário com valor de 1 pu, [17].

É realizada também uma comparação com o gerador síncrono, de uma central elétrica convencional, conectado diretamente à rede. Um curto-circuito trifásico é aplicado também no barramento E do diagrama exposto na Figura IV-19. Como esperado, o valor da corrente de curto-circuito é bastante superior quando comparado com o da configuração *full converter*. A sua corrente de pico é bem mais elevada, ultrapassa 2 pu, e a corrente de curto-circuito passa pelos períodos sub-transitório e transitório até entrar em regime permanente, diferente da configuração *full converter* que apresenta uma corrente de pico e logo depois entra no período estacionário (permanente).



**Figura IV-19 – Diagrama do Sistema de Simulação, [17]**

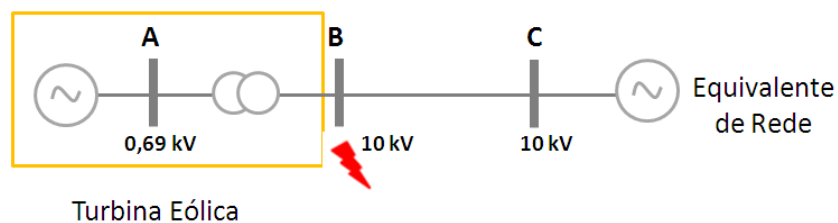
### Caso 2

Em [19], os autores abordam que para a configuração *full converter*, durante o curto-circuito, o transiente inicial da corrente de defeito (com duração normal de 1/2 ciclo) é limitado a uma corrente de 3 pu ou menos e, após esta corrente de pico, os controles do conversor limitam a corrente a um valor pré-determinado. O valor inicial do transitório pode variar de um conversor para o outro e deve ser obtido a partir do fabricante, se isso for considerado como um parâmetro de interesse.

O artigo foi baseado em uma turbina eólica da Siemens que utiliza uma lógica *fault ride-through* que limita a corrente a um valor entre 1.0 e 1.6 pu após o transitório inicial de curto-circuito.

Uma peculiaridade do conversor completo de frequência é que o desempenho da corrente de circuito-curto é inteiramente determinado pelo desempenho do conversor que está do lado da linha. O gerador e o conversor do lado do gerador têm pouca ou nenhuma influência sobre a magnitude ou fase da corrente de defeito, já que suas principais funções são para se deslocar para um estado seguro durante a condição de curto-circuito e continuar a produção de potência ativa, na medida permitida pelas condições de falta.

Os autores realizaram testes de curto-circuito e aplicaram a lógica *fault ride-through* de turbinas eólicas Siemens em uma rede de Hovsore, na Dinamarca. O diagrama utilizado nas simulações apresentadas no artigo [19] é apresentado na Figura IV-20. Para as análises de simulação foi utilizado o programa DigSilent que é comumente utilizado na Europa.



**Figura IV-20 – Diagrama do Sistema de Simulação, [19]**

Um falta trifásica equilibrada foi aplicada no barramento B, de 10 kV, da rede apresentada acima. Embora a tensão no ponto de defeito seja zero, a tensão nos terminais do gerador da turbina eólica permanece acima de zero, devido à impedância do transformador.

Quando a tensão cai abaixo de 50%, a corrente ativa vai para zero e a corrente reativa fica superior a 100% durante a falta, seguindo as normas do *grid code* alemão, o mesmo utilizado pelos autores no artigo. Durante a falta, no barramento B, a tensão nos terminais do aerogerador (barramento A) ficou próxima a 0.1 pu (10%) e a corrente reativa teve um pico em torno de 1,3 pu e depois, em seu período estacionário, ficou igual a aproximadamente 1,1 pu. As correntes de fase em todas as três fases são idênticas e com a mesma ordem de grandeza que a corrente reativa. Após a eliminação da falta, a corrente ativa e reativa voltam aos níveis pré-falta. Ocorre uma oscilação após a falta, mas as oscilações são amortecidas de forma positiva e diminuem após alguns segundos.

A simulação foi capaz de captar o desempenho elétrico do conversor do lado da linha com muita precisão. Uma característica interessante do comportamento equilibrado de curto-circuito é que a corrente de curto-circuito não exceda significativamente a corrente de plena carga. Observou-se pelo artigo que a corrente de curto-circuito tem um pico que não ultrapassa 1.4 pu e após este período a mesma fica próxima de 1 pu, como esperado.

Os autores também realizam análises para uma falta bifásica, entre as fases B e C na rede de 10 kV, no barramento B. A corrente pré-falta é 1 pu, depois de um breve transitório, imediatamente após o início da falta, a corrente de crista apresenta valor em torno de 1,4 pu, as correntes nas 3 fases são as mesmas em toda a falta (0,6 pu).



### Caso 3

Em [21] os autores apresentam simulações e análises de desempenho de geradores eólicos ENERCON, com tecnologia *full converter*, para curto-circuitos simétricos e assimétricos. Os mesmos afirmam que as turbinas eólicas da ENERCON que estão equipadas com a opção de controle *Under Voltage Ride Throught* – UVRT – são capazes de permanecer em operação e conectadas à rede por até 5s durante subtensões simétricas e assimétricas de até 0 V. O sistema de controle do conversor permite a regulação da sua corrente de saída, não só durante o funcionamento normal, mas também durante as contingências. Consequentemente, turbinas eólicas ENERCON podem apresentar vários modos UVRT, onde cada um desses modos representa um comportamento diferente de injeção de corrente durante uma falta. O tempo de detecção de falta é inferior a 50ms. Já para as turbinas eólicas ENERCON que não estão equipadas com o modo de controle UVRT, o tempo de detecção de faltas é menos de 100ms.

A corrente do gerador eólico ENERCON em funcionamento normal, bem como durante o funcionamento em modo UVRT, apresenta comportamento sempre simétrico. O conversor injeta corrente apenas de sequência positiva na rede, seja a tensão nos terminais do conversor equilibrada ou não.

A amplitude e o ângulo da corrente de curto-circuito estacionária injetada por uma turbina eólica ENERCON durante um defeito depende de muitos fatores, tais como o modo de operação escolhido de UVRT, a tensão nos terminais de baixa tensão do transformador da unidade eólica, a velocidade do vento, etc.

Tanto para o defeito simétrico e o assimétrico analisado no artigo [21] o comportamento da corrente de defeito no terminal do aerogerador é similar. No período pré-falta a corrente apresenta valor em torno de 3 kA (1 pu), durante o curto-circuito a corrente fica em torno de 5 kA (1,6 pu).

## CAPÍTULO V RESULTADOS DE SIMULAÇÃO E ANÁLISE

Neste capítulo são apresentadas algumas oscilografias do sistema elétrico brasileiro visando descrever o comportamento da configuração *full converter* (tipo 4), com gerador síncrono. Foram escolhidas oscilografias de perturbações na Rede Básica do SIN mais próximas dos aerogeradores, no 230 kV, e também na baixa tensão, no 34,5 kV. Além da análise da resposta real deste tipo de conversor foram realizadas também simulações de curto-circuito, com apoio dos programas ANAFAS/SAPRE, com o objetivo de reproduzir as oscilografias disponíveis e validar os estudos realizados no sistema elétrico brasileiro.

Responder a questionamentos presentes na operação deste tipo de conversor é extremamente importante para a operação e planejamento do sistema elétrico brasileiro. Informações de fabricante sobre o comportamento e modelagem destes aerogeradores não são facilmente obtidas, por questões de sigilo de tecnologia. Assim, surgiu a necessidade de realizar esta investigação.

Os resultados dos estudos realizados e apresentados neste capítulo são de suma importância para dirimir dúvidas atuais em relação ao comportamento do gerador síncrono com conversor frente a defeitos no sistema elétrico, tais como:

- Corrente de contribuição, seu valor em relação à corrente nominal;
- Correntes de sequência presentes no defeito;
- Nível de tensão em que o conversor é desligado (contribuição nula);
- Fator de potência durante o curto-circuito;
- Tempo de contribuição ao curto-circuito.

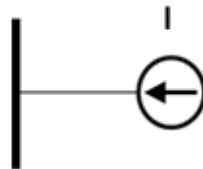
### V.1 Modelagem do Gerador Síncrono com Conversor no ANAFAS/SAPRE

Os programas utilizados nas simulações realizadas no presente trabalho foram o ANAFAS e o SAPRE, do CEPEL. Os dois programas executam as mesmas funções. Entretanto, o SAPRE possui interface gráfica, ao contrário do ANAFAS.

Nos programas referidos, o gerador eólico síncrono com conversor (tipo 4) é modelado como uma fonte de corrente de sequência positiva para as análises de curto-circuito, diferentemente dos demais geradores do sistema, representados por fonte de tensão e reatâncias apropriadas. O programa admite as seguintes características do conversor:

- Possui controle que busca manter constante, durante a falta, a potência elétrica ativa de saída, assim como um fator de potência especificado;
- Contribui apenas com corrente de sequência positiva durante o defeito, mesmo em faltas desequilibradas;
- Possui limite máximo de corrente de contribuição;
- É desligado caso a tensão caia abaixo de limites pré-determinados.

Considerando que os aerogeradores se comportam como fonte de corrente e que sua contribuição depende do valor de tensão terminal, os programas efetuam um processo iterativo para obter a solução.



**Figura V-1 – Representação do Gerador Síncrono com Conversor como fonte de corrente**

Os dados necessários exigidos pelos programas ANAFAS/SAPRE para a modelagem deste tipo de aerogerador são:

**P<sub>injc</sub>**: Potência ativa injetada pelo gerador eólico antes da falta, em MW.

**NOP**: Número de unidades em operação.

**I<sub>max</sub>**: Valor máximo da corrente que pode ser injetada pelo conversor, em ampére rms.

**V<sub>min</sub>**: Valor mínimo da tensão, em pu. Caso a tensão de qualquer fase caia abaixo deste valor, o gerador será desconectado da rede.

**FP\_CC:** Fator de potência de curto ( $\cos_{cc}$ ). Geralmente é utilizado o fator de potência mínimo admissível pelo controle do inversor da máquina. Deve-se fornecer um valor positivo para fatores de potência indutivos ou negativo para fatores de potência capacitivos, cujos ângulos se localizem no primeiro quadrante. O sinal negativo visa representar esta condição.

**FP\_pre:** Fator de potência pré-falta ( $\cos_{pré}$ ). Opcional.

Fator de potência de operação do gerador. Este valor só é utilizado para obter a injeção de corrente pré-falta do gerador quando a potência inicial também é fornecida e o caso apresenta carregamento pré-falta. Este valor não é utilizado para obter a contribuição de corrente do gerador durante os curto-circuitos. Deve-se fornecer um valor positivo para fatores de potência indutivos ou negativo para fatores de potência capacitivos, cujos ângulos se localizem no primeiro quadrante. O sinal negativo visa representar esta condição.

Se o sistema estiver representado sem carregamento, mas um determinado gerador eólico tiver o valor de potência inicial fornecido, antes do momento da falta o gerador não injeta corrente, pois a representação não tem carregamento pré-falta. Durante o curto, caso a tensão de qualquer fase fique abaixo do valor  $V_{min}$ , o gerador se desconectará e sua corrente de contribuição durante a falta será zero. Caso, ao menos uma das tensões de fase fique abaixo de 0,9 pu e as três tensões de fase fiquem acima de  $V_{min}$ , o módulo da corrente injetada será calculado de maneira a manter a potência ativa inicial. Ou seja:

$$|I_+| = \frac{P_{inic}}{|V_+| \cdot \cos \phi_{cc}} \quad (5.1)$$

Onde  $V_+$  representa a tensão de sequência positiva,  $P_{inic}$  a potência ativa inicial,  $\cos \phi_{cc}$  o fator de potência de curto-circuito especificado e  $I_+$  a corrente injetada pelo gerador eólico, que pelas características do inversor, tem apenas componente de sequência positiva. Como o produto de V e I precisa se manter constante, quanto menor a tensão terminal durante o curto, maior será o módulo da corrente injetada. Caso a tensão fique

muito reduzida, o módulo da corrente atingirá o seu limite máximo  $I_{max}$ . Quando a tensão é reduzida, a corrente atinge  $I_{max}$  e não passa deste valor. Caso nenhuma tensão de fase fique abaixo de 0,9 pu, o gerador manterá a sua corrente pré-falta, que neste caso vale zero por ser um sistema sem carregamento.

## V.2 Análises de Dados Reais

A seguir são apresentados 3 casos de perturbações ocorridas no Sistema Elétrico Brasileiro, próximos a Usinas Eólicas que utilizam tecnologia *full converter* com máquina síncrona. Objetivo: analisar o comportamento dos aerogeradores eólicos frente a curto-circuitos no sistema, através do exame de oscilografias com medições de tensão e corrente das próprias UEE ou próximas a elas. Esta avaliação é importante para dirimir dúvidas existentes atualmente sobre a operação em defeito deste tipo de máquina, assim como entender melhor o seu comportamento. Em conjunto com a utilização de dados reais, também foram realizadas simulações para reproduzir as perturbações analisadas e validar os estudos que estão sendo realizados no planejamento e operação do SIN.

Foram escolhidas perturbações nos setores de 230 kV, no SIN, e no 34,5 kV, mais próximos dos aerogeradores. Para a reprodução dos dados reais no presente trabalho foram utilizados nomes fictícios para nomear as instalações analisadas, já que as oscilografias não foram disponibilizadas publicamente pelos seus agentes proprietários. Os defeitos analisados foram todos monofásicos, por este ser o defeito mais presente no sistema elétrico.

### Caso 1

Neste caso é analisada uma perturbação ocorrida no sistema elétrico devido a um curto-circuito monofásico envolvendo a fase A na LT 230 kV Barra 1 – Barra 2 C1, localizado a 1% do comprimento da LT, a partir do terminal da SE Barra 1. O diagrama da área de defeito é apresentado na Figura V-2. A região da perturbação possui 3 complexos de Usinas de Energia Eólica – UEE – I, II e III. Para a perturbação em questão, foi analisado o comportamento dos AG eólicos, a partir das oscilografias da subestação que se

conecta às gerações ligadas às barras Barra 4, Barra 5, Barra 6 e Barra 7, assim como aos circuitos conectados a estes barramentos.

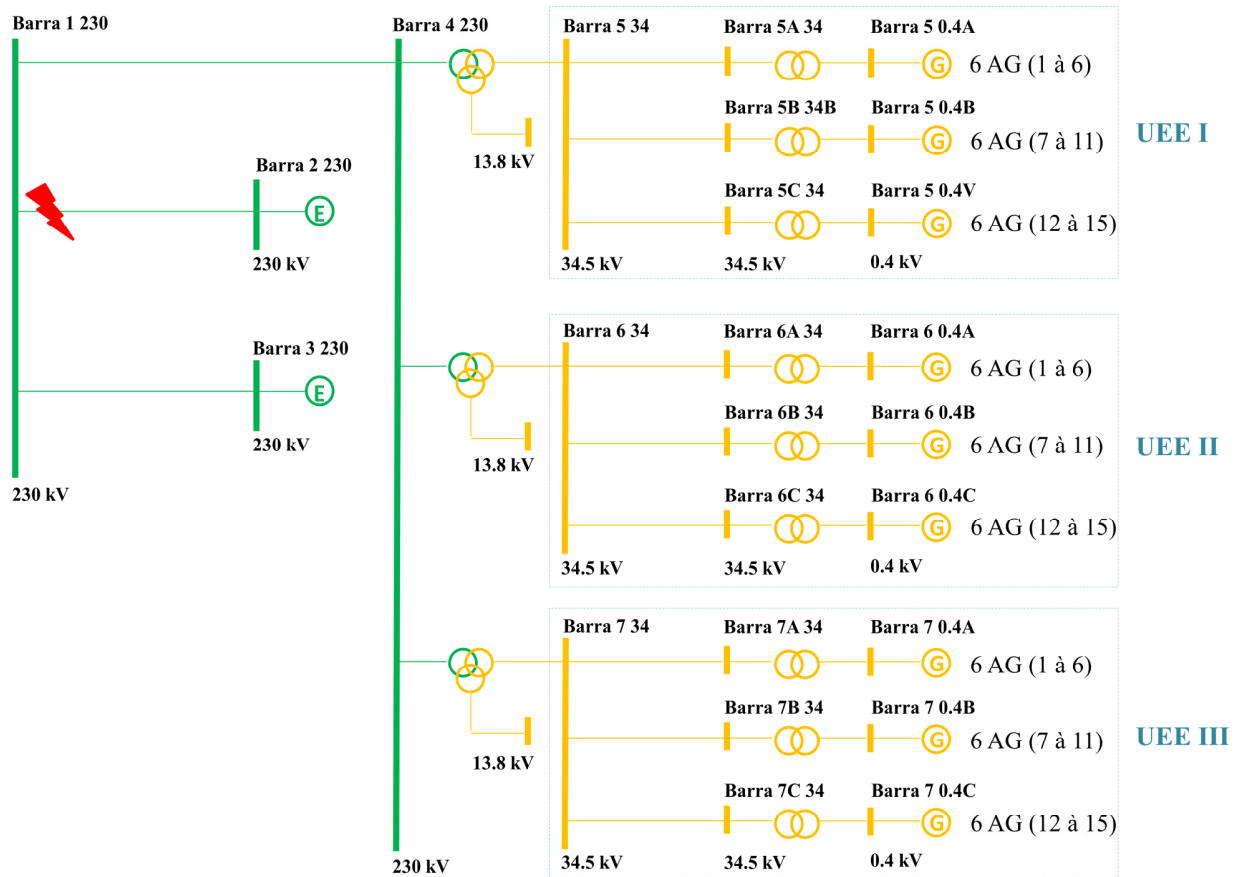


Figura V-2 – Diagrama da Perturbação do Caso 1

As UEE I, II e III em análise possuem um total de potência instalada de 103,5 MVA e 45 aerogeradores, com as seguintes características:

1. UEE I, total de 34,5 MVA:
  - C1: 6 x 2,3 MVA (AG1 à AG6)
  - C2: 5 x 2,3 MVA (AG7 à AG11)
  - C3: 4 x 2,3 MVA (AG12 à AG15)

2. UEE II, total de 34,5 MVA:

- C1: 6 x 2,3 MVA (AG1 à AG6)
- C2: 5 x 2,3 MVA (AG7 à AG11)
- C3: 4 x 2,3 MVA (AG12 à AG15)

3. UEE III, total de 34,5 MVA:

- C1: 5 x 2,3 MVA (AG1 à AG6)
- C2: 5 x 2,3 MVA (AG7 à AG11)
- C3: 5 x 2,3 MVA (AG12 à AG15)

As oscilografias disponibilizadas apresentam as medições nos setores de 230 e 34,5 kV, mas não foram disponibilizadas as medições nos terminais dos AG, no 0,4 kV. Entretanto, com as informações dos setores de 230 e 34,5 kV, foi possível realizar a análise pretendida no presente trabalho.

Na Figura V-3 é apresentada a oscilografia da tensão de 230 kV no barramento 4 e a corrente da LT 230 kV Barra 4 – Barra 1, bem próximo do defeito monofásico na LT 230 kV Barra 1 – Barra 2. Observa-se que, no instante do primeiro defeito, com o curto-circuito monofásico na fase A, a tensão no barramento de 230 kV da Barra 4 diminui apenas na fase A, conforme esperado, chegando a praticamente 0 pu. A tensão começa a se recuperar, conforme indicado pela seta na oscilografia abaixo. Entretanto, ocorre um novo evento, agora um curto-circuito trifásico na Barra 1 230 kV que leva a tensão nas três fases a 0 pu. Apesar de ter ocorrido um defeito trifásico, não é possível analisar o comportamento das UEE durante o mesmo, pois o sistema ainda estava se recuperando do defeito monofásico quando o trifásico ocorreu, de forma que os geradores eólicos ainda não tinham voltado para a sua condição normal de operação.

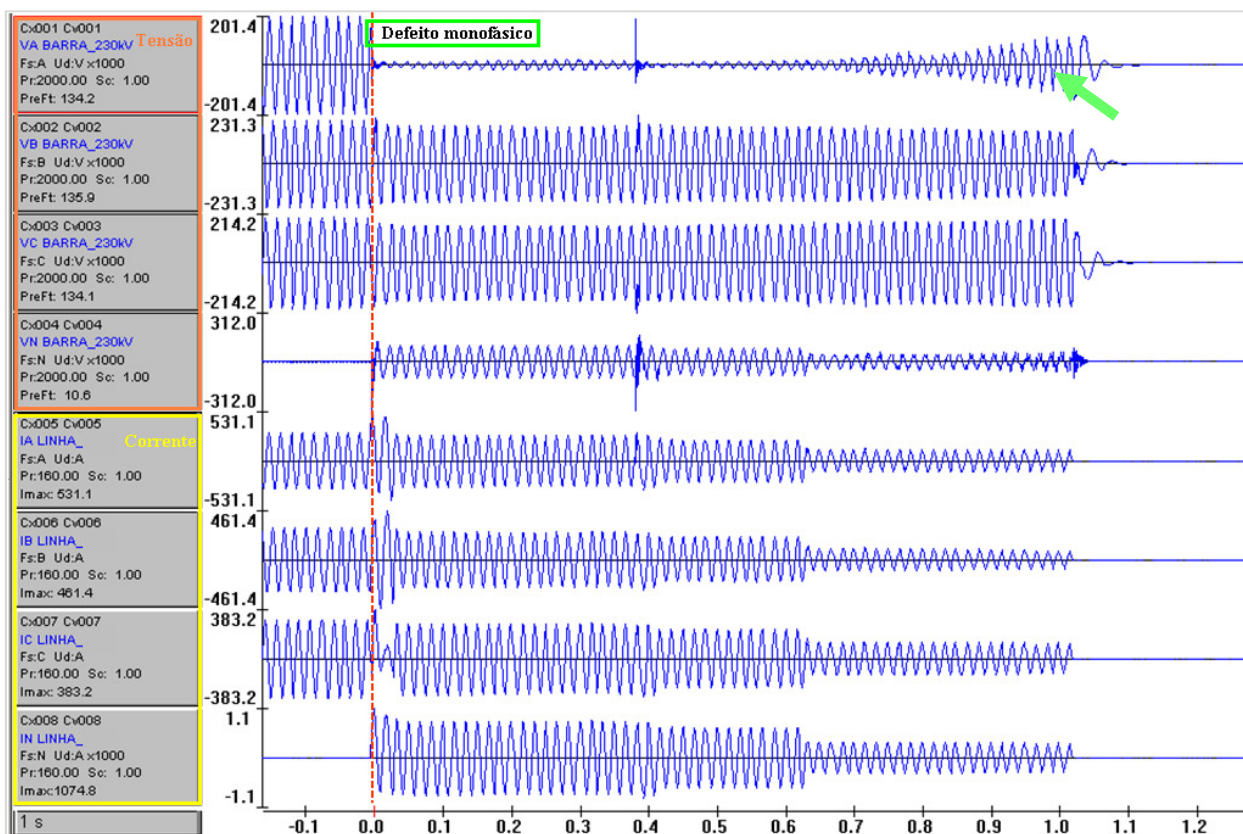
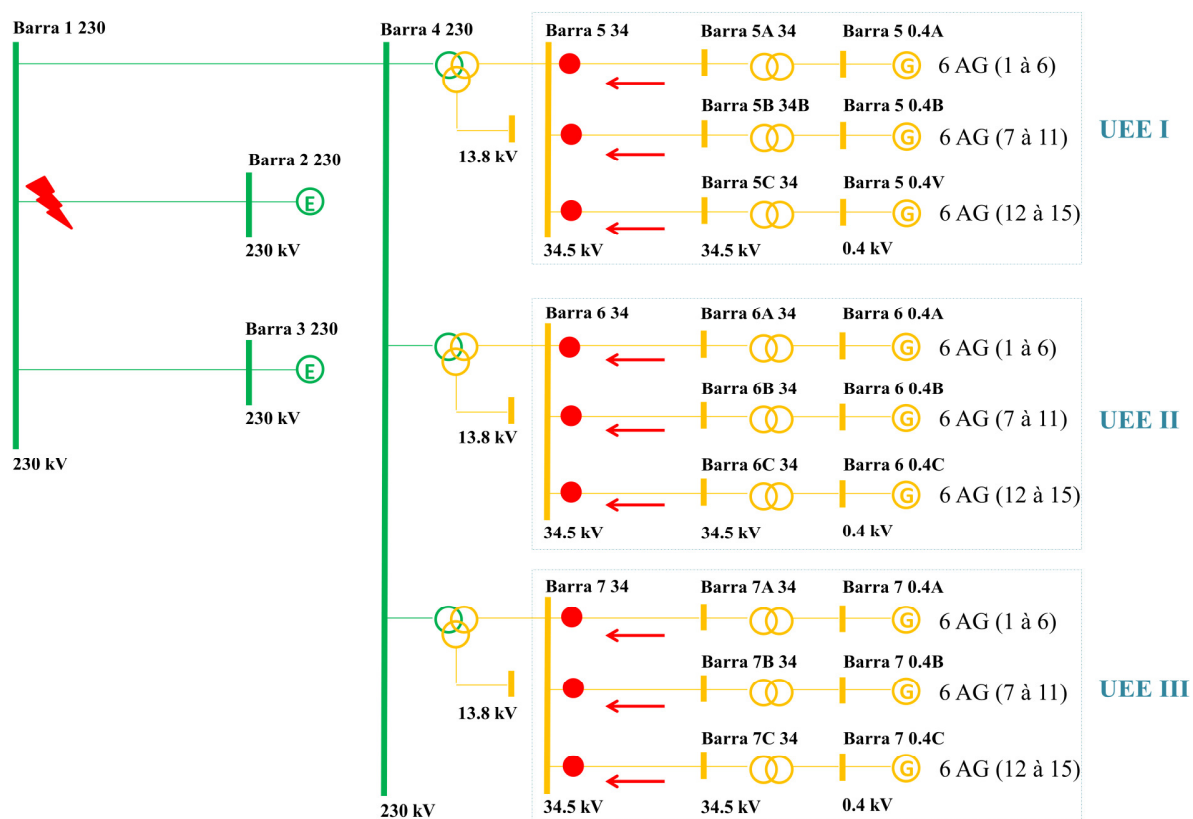


Figura V-3 – Tensão e Corrente da LT 230 kV Barra 4 – Barra 1

Para avaliar as contribuições dos AG das UEE I, II e III, foram selecionadas as oscilografias dos circuitos de 34,5 kV, por onde escoam a corrente de contribuição dos AG no momento de defeito. Os medidores, TP – Transformador de Potencial – e TC – Transformador de Corrente –, estão localizados no lado 34,5 kV das Barras 4, 5 e 6, como exposto na Figura V-4. Estes pontos de medição foram escolhidos pelo fato de estarem mais próximos dos AG no 0,4 kV.





**Figura V-4 – Pontos de Medição Analisados**

A seguir são mostradas as oscilografias das UEE I, II e III, nas Figura V-5, Figura V-6, Figura V-10, Figura V-11, Figura V-12 e Figura V-13, separadas por UEE de maneira a melhor organizar a exposição da informação.

O comportamento das UEE I, II e III durante o defeito é bastante similar. Em virtude desta similaridade, foi escolhido um circuito para ilustrar o desempenho do grupo de AG conectados ao mesmo. A linha escolhida foi a LT 34,5 kV Barra 5 – Barra 5A C1. O grupo de AG escolhido inclui os AG 1 a 6 da UEE 1. As conclusões descritas para estes AG se aplicam aos demais.

## 1. UEE I:

Durante o período de defeito observa-se, pelas Figura V-5 e Figura V-6, que os aerogeradores da UEE I injetam corrente durante um determinado período de tempo e depois essa injeção de corrente diminui, permanecendo assim durante todo período do defeito monofásico.

### ➤ LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5A C1:

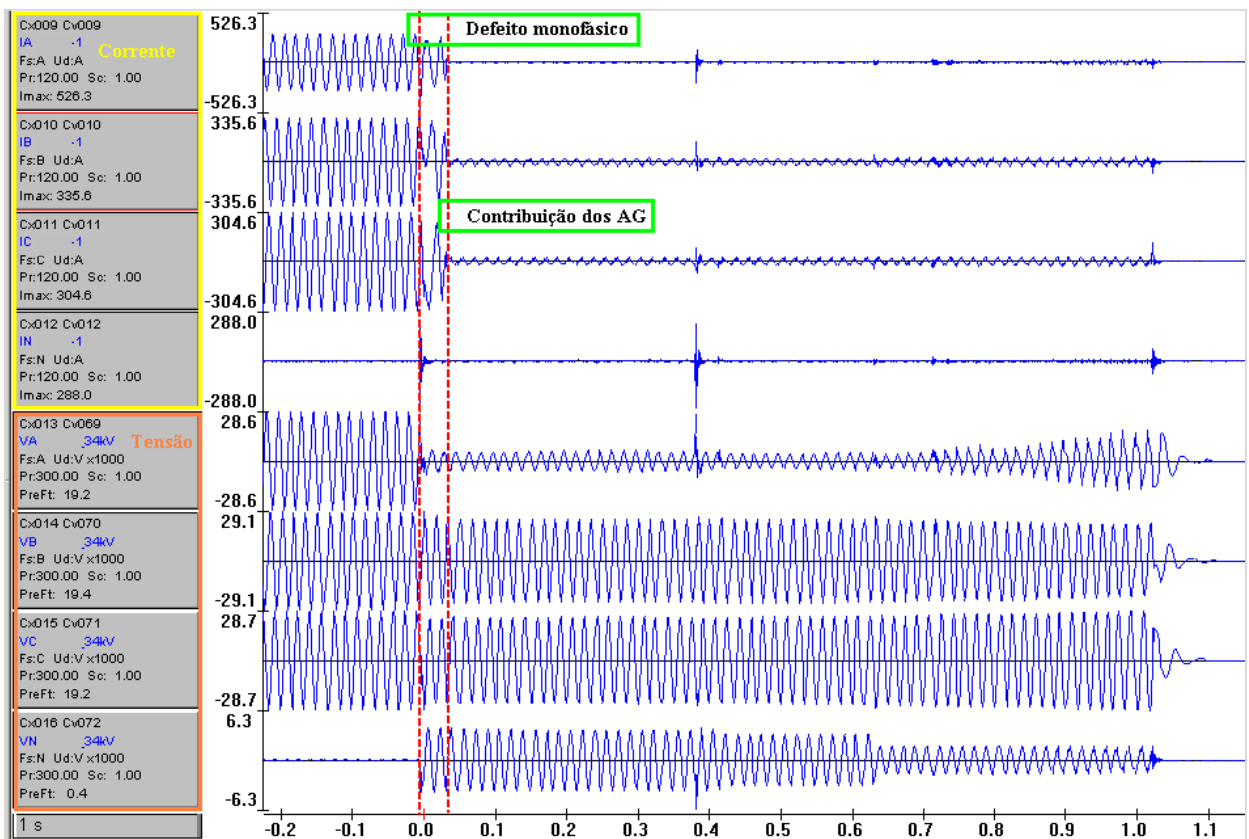


Figura V-5 – Tensão e Corrente da LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5A C1

LTs 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5B C2 e Barra 5 – UEE I Barra 5C C3:

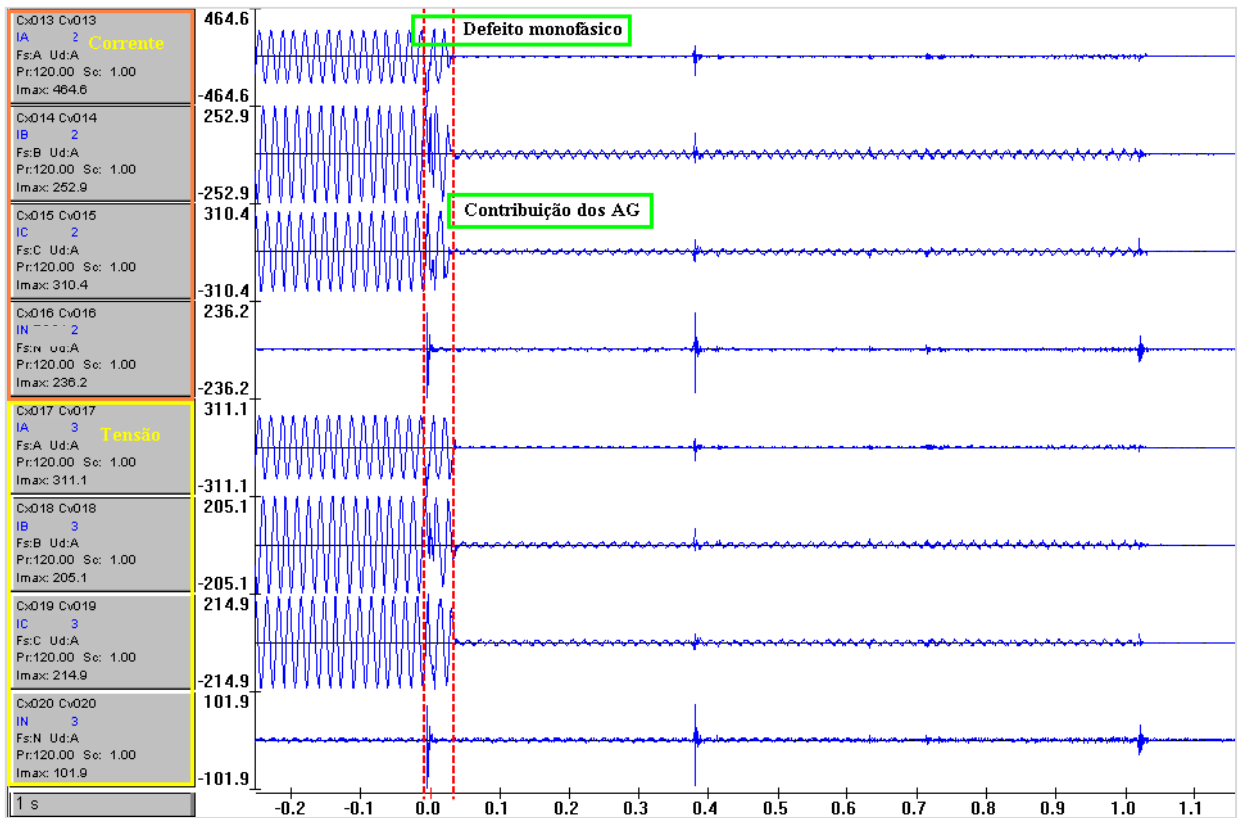


Figura V-6 – Correntes das LTs 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5B C2 e Barra 5 – UEE I Barra 5C C3

As Figura V-7 e Figura V-8 a seguir apresentam os diagramas fasoriais de tensão e corrente da LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5A C1, válidos para o período pré-falta. Observa-se que, antes do defeito, só tem injeção de corrente de sequência positiva, como esperado. A tensão pré-falta está em torno de 0,98pu e a corrente injetada pelos AG 1 a 6 que alimentam a referida LT atinge aproximadamente 206A.

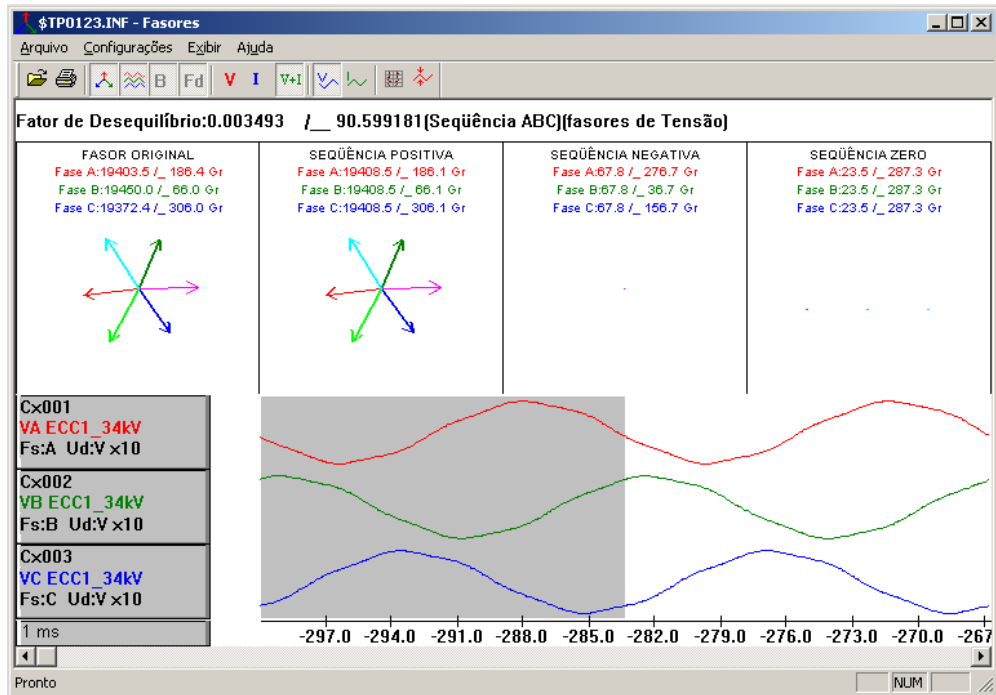


Figura V-7 – Diagrama Fasorial da Tensão no Instante Pré-Falta da LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5A C1

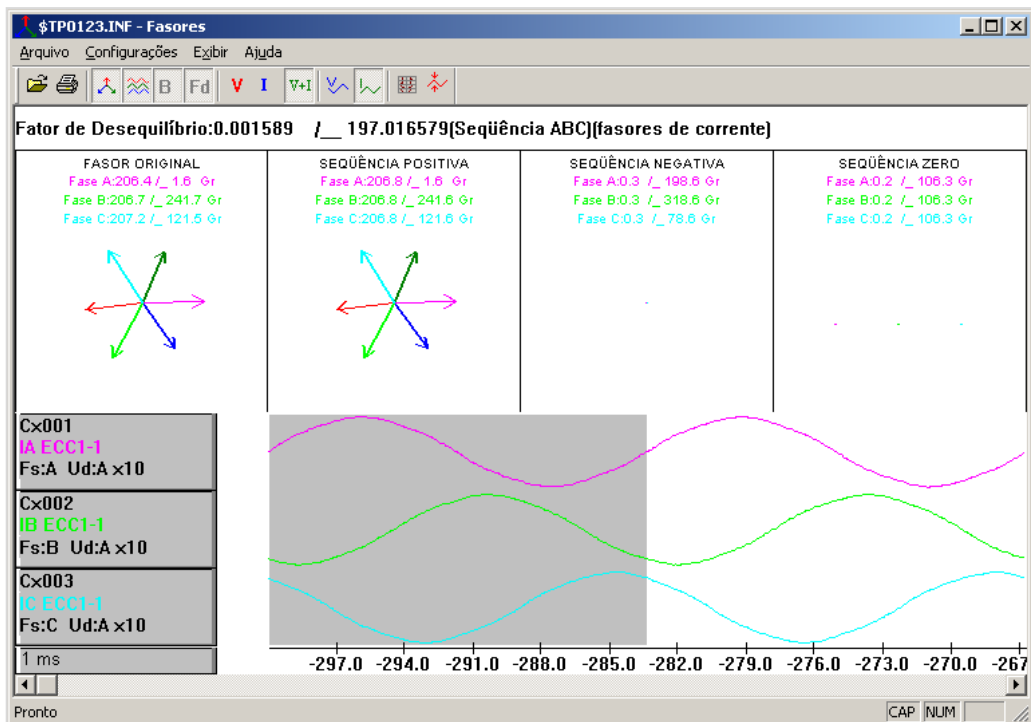


Figura V-8 – Diagrama Fasorial da Corrente no Instante Pré-Falta da LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5A C1

Para o momento do defeito é apresentado, na Figura V-9, o diagrama fasorial para as correntes de fase e de sequência. Verifica-se que para a fase do defeito, a fase A, a corrente de contribuição de sequência positiva é de 174,3 A, a de sequência negativa é de 11,4 A e a de sequência zero é de 1,3 A. A corrente de sequência negativa representa apenas 6% da corrente de sequência positiva e a de sequência zero apenas 0,7%.

Na modelagem deste tipo de máquina nos programas de estudos elétricos e na literatura, considera-se que o AG eólico injeta, durante o defeito, apenas corrente de sequência positiva, independente do curto-circuito ocorrido, simétrico ou assimétrico. Portanto, não é considerada injeção de corrente de sequência negativa e zero, pois os conversores são projetados para não injetarem estas sequências, como citado em [19] e [20]. Na prática, pela análise dos dados observa-se que a contribuição destas sequências é bastante inferior à positiva. Logo, conclui-se que tal consideração é pertinente e, assim, as correntes de sequência negativa e zero podem ser desprezadas.

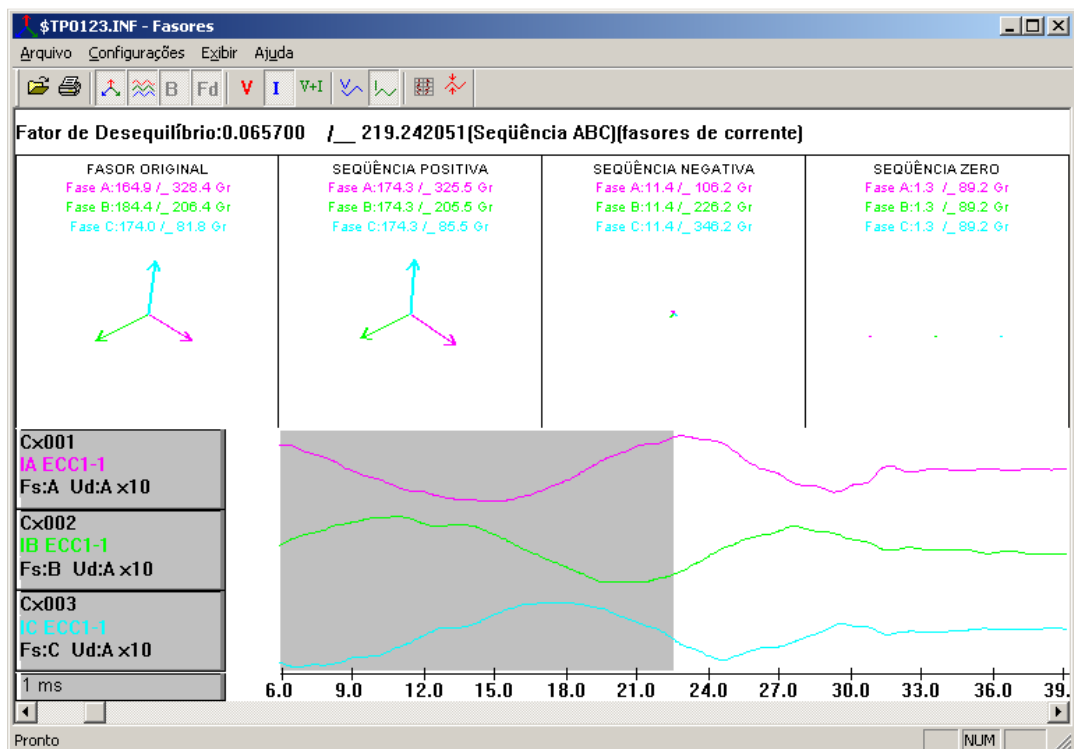


Figura V-9 – Diagrama Fasorial da Corrente no Instante de Defeito da LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5A C1

A partir das oscilografias da LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5A C1 foram montadas as Tabela V-1 com os valores das tensões e correntes das fases A, B e C e a Tabela V-2 com valores de sequência positiva, da fase A, para diferentes instantes de tempo, pré-falta, durante a falta e pós-falta, assim como a potência injetada pelos AG 1 a 6 da UEE I e seu fator de potência.

Observa-se que, depois de aproximadamente 30ms iniciais do defeito, tempo aproximadamente de resposta do conversor, os AG síncronos com conversor começam a diminuir sua corrente de contribuição para o defeito. Os AG 1 a 6 da UEE I se comportam como se estivessem parando de contribuir para o defeito, sua corrente de contribuição diminui até atingir um valor mínimo, permanecendo nela até o fim do defeito, aproximadamente 10 A. Neste modo de operação, conclui-se que os AG não contribuem para o defeito e que o conversor praticamente zera a corrente de contribuição para o defeito dos AG. Entretanto os aerogeradores não se desconectam do sistema, respeitando os requisitos de *fault ride-through*. As mesmas conclusões se aplicam aos AG 7 à 15 da UEE I.

A tensão da fase A da barra de 34,5 da UEE I é a que apresenta níveis mais baixos, devido ao curto-circuito monofásico em sua vizinhança, alcançando 0,17 pu, bem próximo de 0 pu. Pelos requisitos de *fault ride-through*, o AG pode desconectar-se da rede para tensão inferior a 0.2 pu. Entretanto, observa-se que o mesmo não se desconecta, apenas diminui sua corrente de contribuição quando percebe que ocorreu um defeito. Estas máquinas possuem um modo de operação para subtensão, onde as mesmas zeram suas correntes de contribuição a partir de uma subtensão de 0.8 pu. Uma vez que o conversor percebeu a ocorrência de um defeito, o mesmo controla sua injeção de corrente de modo a não contribuir para o defeito, porém se mantendo conectado. Por isso, há uma injeção de corrente extremamente baixa (residual). Após a eliminação do defeito, a corrente sobe de forma gradual, em rampa, até chegar aos valores pré-falta. Entretanto, para esta perturbação, não é possível observar a elevação da corrente injetada pelo AG no pós-falta, já que ocorre um novo defeito.

Como, para esta perturbação, os AG eólicos não contribuem durante o defeito, seu fator de potência começa a diminuir durante a falta, assim como sua potência injetada.

Tabela V-1– Dados de Tensão e Corrente de fase da LT 34,5 Barra 5 – UEE I Barra 5A C1

| Instante  |                        | Fase A   |        |       |         |        | Fase B   |        |      |         |        | Fase C   |        |       |         |        |       |
|-----------|------------------------|----------|--------|-------|---------|--------|----------|--------|------|---------|--------|----------|--------|-------|---------|--------|-------|
|           |                        | Va       |        |       | Ia      |        | Vb       |        |      | Ib      |        | Vc       |        |       | Ic      |        |       |
| Análise   | (ms)                   | Mod (kV) | Ang(°) | pu    | Mod (A) | Ang(°) | Mod (kV) | Ang(°) | pu   | Mod (A) | Ang(°) | Mod (kV) | Ang(°) | pu    | Mod (A) | Ang(°) |       |
| Pré-falta | -297                   | 19,403   | 186,4  | 0,97  | 206,4   | 1,6    | 19,450   | 66,0   | 0,98 | 206,7   | 241,7  | 19,372   | 306,0  | 0,97  | 207,2   | 121,5  |       |
|           | -122                   | 19,398   | 186,0  | 0,97  | 206,0   | 1,0    | 19,445   | 65,0   | 0,98 | 206,3   | 241,0  | 19,369   | 305,0  | 0,97  | 207,0   | 121,0  |       |
|           | -30                    | 19,398   | 186,0  | 0,97  | 205,1   | 1,0    | 19,443   | 65,0   | 0,98 | 205,7   | 241,0  | 19,368   | 305,0  | 0,97  | 206,5   | 121,0  |       |
| Defeito   | Primeiros 30 ms        | -19      | 14,404 | 189,0 | 0,72    | 207,9  | 2,0      | 18,783 | 71,0 | 0,94    | 207,4  | 240,0    | 17,800 | 299,0 | 0,89    | 202,2  | 121,0 |
|           |                        | -9       | 6,496  | 218,0 | 0,33    | 183,3  | 16,0     | 18,263 | 76,0 | 0,92    | 98,6   | 234,0    | 15,304 | 282,0 | 0,77    | 122,6  | 164,0 |
|           |                        | 0        | 4,323  | 207,0 | 0,22    | 175,3  | 354,0    | 18,381 | 79,0 | 0,92    | 100,4  | 215,9    | 17,856 | 279,0 | 0,90    | 123,7  | 138,9 |
|           |                        | 9        | 4,395  | 208,0 | 0,22    | 184,2  | 323,0    | 18,133 | 81,0 | 0,91    | 188,2  | 192,0    | 17,663 | 281,0 | 0,89    | 157,3  | 77,0  |
|           | Após os 30 ms iniciais | 20       | 3,362  | 198,0 | 0,17    | 117,8  | 332,0    | 17,146 | 78,0 | 0,86    | 114,9  | 183,4    | 17,432 | 277,0 | 0,88    | 67,3   | 80,3  |
|           |                        | 30       | 3,305  | 184,0 | 0,17    | 10,5   | 317,0    | 16,991 | 73,0 | 0,85    | 18,4   | 154,0    | 17,701 | 272,0 | 0,89    | 9,5    | 15,0  |
|           |                        | 41       | 3,562  | 178,0 | 0,18    | 3,8    | 272,0    | 16,936 | 72,0 | 0,85    | 14,3   | 153,0    | 17,898 | 272,0 | 0,90    | 12,8   | 2,0   |
|           |                        | 52       | 3,574  | 176,0 | 0,18    | 3,7    | 270,0    | 16,854 | 72,0 | 0,85    | 14,3   | 153,0    | 17,887 | 272,0 | 0,90    | 12,9   | 2,0   |
|           |                        | 59       | 3,549  | 177,0 | 0,18    | 3,7    | 270,0    | 16,843 | 72,0 | 0,85    | 14,3   | 153,0    | 17,851 | 272,0 | 0,90    | 12,9   | 2,0   |
|           |                        | 62       | 3,546  | 177,0 | 0,18    | 3,6    | 271,0    | 16,833 | 72,0 | 0,85    | 14,3   | 153,0    | 17,847 | 272,0 | 0,90    | 12,3   | 1,0   |
|           |                        | 73       | 3,536  | 177,0 | 0,18    | 3,5    | 269,0    | 16,804 | 72,0 | 0,84    | 14,2   | 152,0    | 17,814 | 271,0 | 0,89    | 12,9   | 1,0   |
|           |                        | 80       | 3,531  | 176,0 | 0,18    | 3,5    | 268,0    | 16,782 | 72,0 | 0,84    | 14,3   | 152,0    | 17,814 | 271,0 | 0,89    | 13,0   | 0,0   |
|           |                        | 151      | 3,634  | 171,0 | 0,18    | 3,5    | 262,0    | 16,600 | 71,0 | 0,83    | 14,2   | 151,0    | 17,860 | 271,0 | 0,90    | 13,3   | 359,0 |
|           |                        | 300      | 3,769  | 162,0 | 0,19    | 3,8    | 254,0    | 16,390 | 68,0 | 0,82    | 14,4   | 149,0    | 17,990 | 269,0 | 0,90    | 13,5   | 358,0 |
| 477       | 2,829                  | 168,0    | 0,14   | 2,9   | 261,0   | 16,634 | 70,0     | 0,84   | 14,2 | 151,0   | 17,812 | 266,0    | 0,89   | 13,3  | 354,0   |        |       |

Tabela V-2– Dados de Tensão e Corrente de sequência positiva LT 34,5 Barra 5 – UEE I Barra 5A C1

| Instante  |                        | Sequência + |        |       |         |        |                |      |       |
|-----------|------------------------|-------------|--------|-------|---------|--------|----------------|------|-------|
|           |                        | Va (+)      |        |       | Ia (+)  |        | Potência (MVA) | FP   |       |
| Análise   | (ms)                   | Mod (kV)    | Ang(°) | pu    | Mod (A) | Ang(°) |                |      |       |
| Pré-falta | -297                   | 19,409      | 186,1  | 0,97  | 206,8   | 1,6    | 12,0           | 1,00 |       |
|           | -122                   | 19,404      | 185,6  | 0,97  | 206,5   | 1,2    | 12,0           | 1,00 |       |
|           | -30                    | 19,403      | 185,3  | 0,97  | 205,7   | 0,9    | 12,0           | 1,00 |       |
| Defeito   | Primeiros 30 ms        | -19         | 19,924 | 186,5 | 1,00    | 205,8  | 0,8            | 12,3 | 1,00  |
|           |                        | -9          | 12,472 | 186,6 | 0,63    | 127,7  | 19,0           | 4,8  | 0,98  |
|           |                        | 0           | 12,651 | 182,5 | 0,64    | 127,9  | 357,1          | 4,9  | 1,00  |
|           |                        | 9           | 12,540 | 184,0 | 0,63    | 175,9  | 317,5          | 6,6  | 0,69  |
|           | Após os 30 ms iniciais | 20          | 12,826 | 179,1 | 0,64    | 97,6   | 318,3          | 3,8  | 0,76  |
|           |                        | 30          | 11,906 | 173,1 | 0,60    | 11,7   | 280,6          | 0,4  | 0,30  |
|           |                        | 41          | 12,082 | 172,2 | 0,61    | 9,9    | 260,4          | 0,4  | -0,03 |
|           |                        | 52          | 12,064 | 171,8 | 0,61    | 10,0   | 259,8          | 0,4  | -0,03 |
|           |                        | 59          | 12,039 | 171,7 | 0,60    | 9,9    | 259,5          | 0,4  | -0,04 |
|           |                        | 62          | 12,032 | 171,7 | 0,60    | 9,9    | 259,5          | 0,4  | -0,04 |
|           |                        | 73          | 12,009 | 171,5 | 0,60    | 9,9    | 258,9          | 0,4  | -0,05 |
|           |                        | 80          | 12,002 | 171,4 | 0,60    | 9,9    | 258,5          | 0,4  | -0,05 |
|           |                        | 151         | 12,013 | 170,0 | 0,60    | 10,0   | 256,6          | 0,4  | -0,06 |
|           |                        | 300         | 12,043 | 167,2 | 0,60    | 10,2   | 254,0          | 0,4  | -0,06 |
| 477       | 11,587                 | 167,0       | 0,58   | 9,7   | 253,6   | 0,3    | -0,06          |      |       |

A seguir, nas Figura V-10, Figura V-11, Figura V-12 e Figura V-13, são apresentadas as oscilografias de tensão e corrente para as UEE II e III. Destaca-se que, para estes complexos de UEE, o comportamento dos AG durante o defeito é bastante similar à UEE I, os aerogeradores ficando conectados até aproximadamente 30ms do instante inicial do defeito, o que é aproximadamente o tempo de atuação do conversor. Após este instante a corrente de contribuição das UEE tendem a zero, começam a diminuir e ficam em um valor mínimo de mais ou menos 10A. Contudo, conclui-se que os AG não contribuem para o defeito, mas permanecem conectados ao sistema, injetando uma corrente extremamente baixa.



## 2. UEE II:

➤ LT 34,5 kV Barra 6 - UEE II Barra 6A C1:

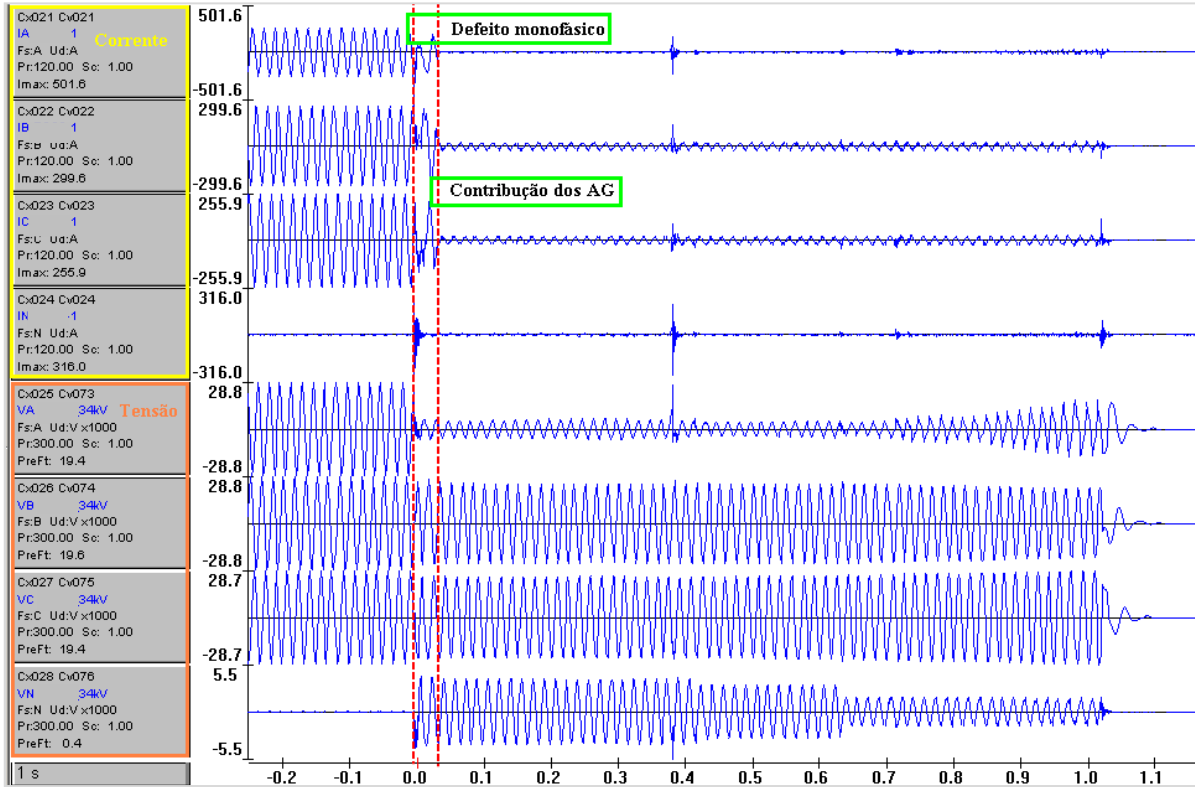


Figura V-10 – Tensão e Corrente da LT 34,5 kV Barra 6 - UEE II Barra 6A C1

➤ LTs 34,5 kV Barra 6 – UEE II Barra 6B C2 e Barra 6 – UEE II Barra 6C C3:

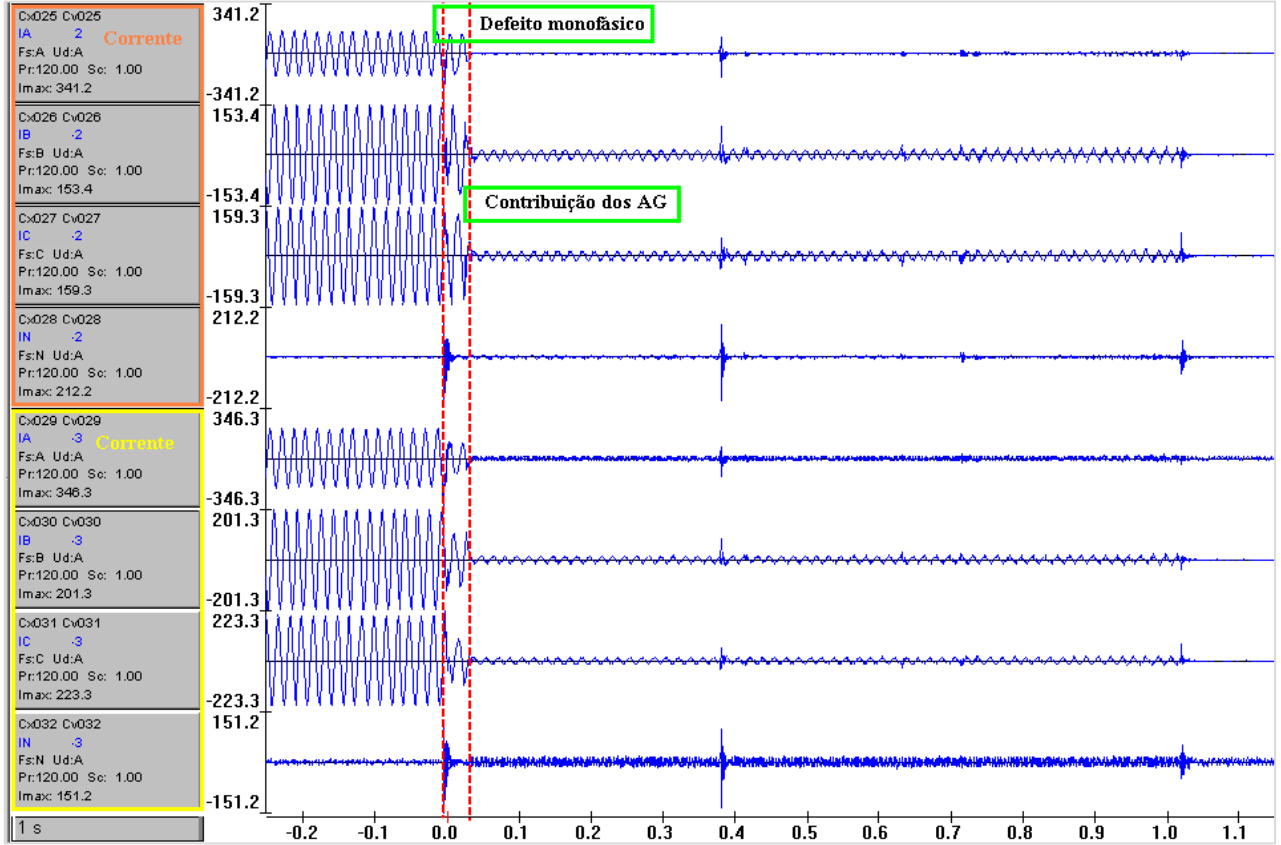


Figura V-11 – Correntes das LTs 34,5 kV Barra 6 – UEE II Barra 6B C2 e Barra 6 – UEE II Barra 6C

C3

### 3. UEE III:

➤ LT 34,5 kV Barra 7 – UEE III Barra 7A C1:

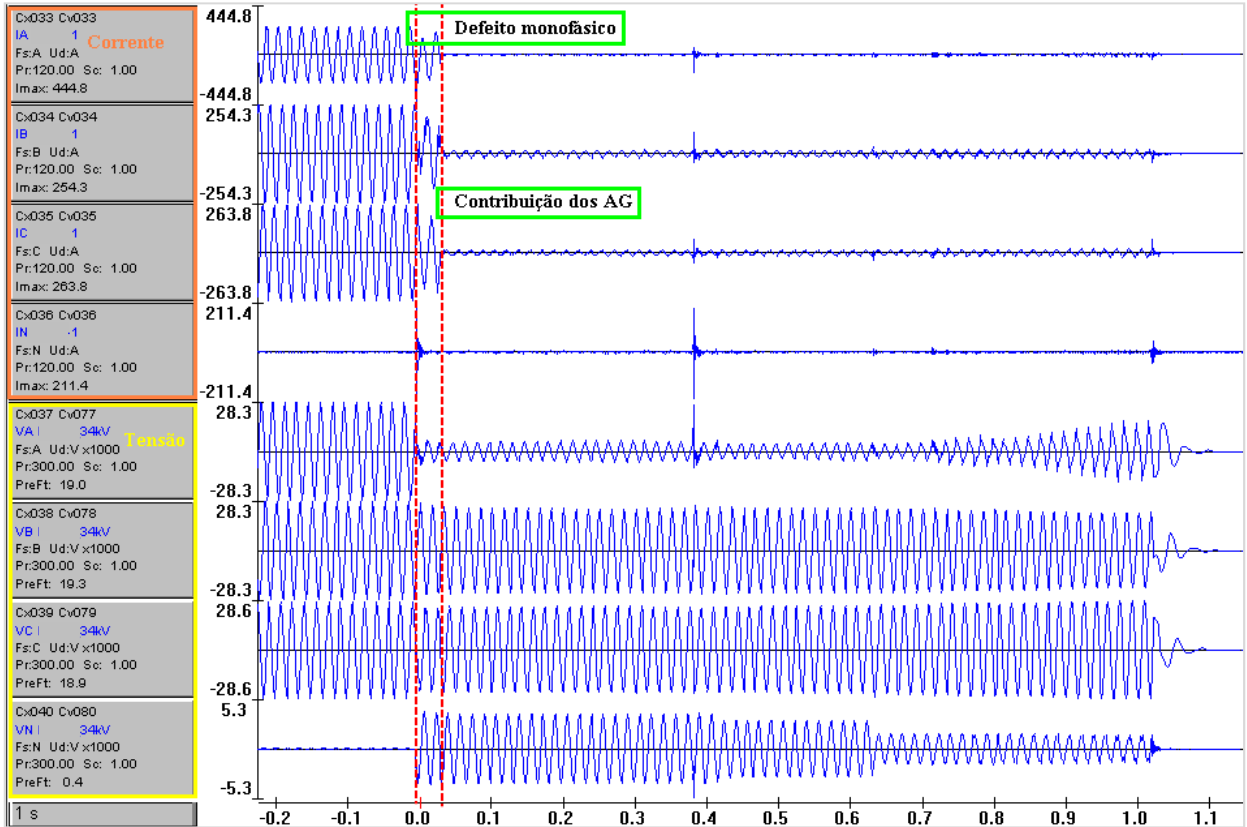


Figura V-12 – Tensão e Corrente da LT 34,5 kV Barra 7 – UEE III Barra 7A C1

➤ LTs 34,5 kV Barra 7 – UEE III Barra 7B C2 e Barra 7 – UEE III Barra 7C C3:

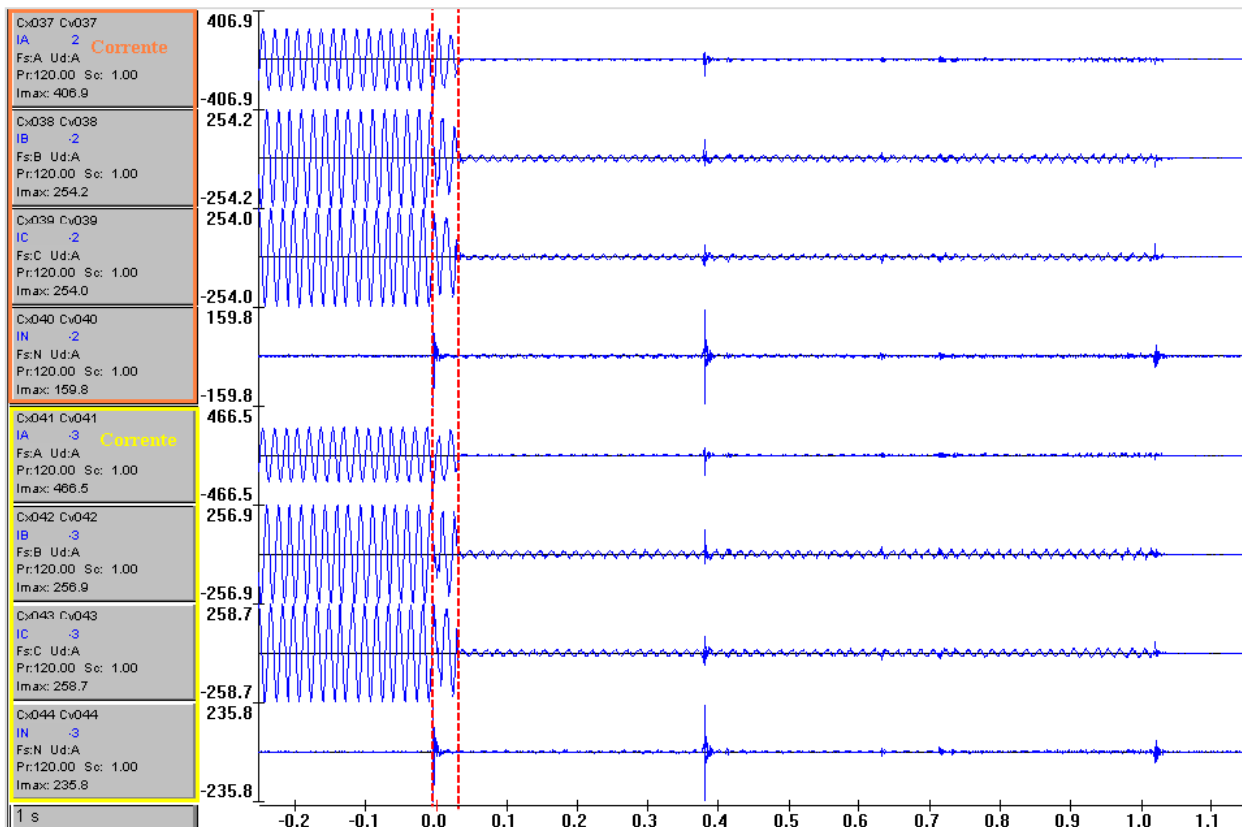


Figura V-13 – Correntes das LTs 34,5 kV Barra 7 – UEE III Barra 7B C2 e Barra 7 – UEE III Barra 7C C3

### Simulação no SAPRE

Para reproduzir a perturbação apresentada no Caso 1, foram utilizados os programas ANAFAS/SAPRE para realizar os cálculos de curto-circuito. O caso utilizado na simulação foi o trimestral BR1212B.ANA, disponibilizado pelo ONS.

A partir dos valores de tensão e corrente das condições pré-falta, retirados das oscilografias expostas acima, foi possível calcular o valor da potência injetada pelas UEE I, II e III antes da falta. Esta informação é extremamente importante para ser considerada na simulação e para reproduzir fielmente a condição pré-falta da perturbação, já que o caso de

curto-circuito do ONS considera a pior condição, ou seja, todas as máquinas das usinas despachadas com suas potências totais instaladas.

Para as UEE I, II e III, a potência total injetada antes do defeito era de 86,2 MVA. A potência total instalada destas usinas é igual a 103,5 MVA, como já mencionado anteriormente. Assim, no Caso 1 as usinas estavam gerando 83% de sua capacidade total instalada, um valor bastante expressivo. Contudo, conclui-se que as condições de vento da região estavam bastante favoráveis. Segue abaixo a potência gerada em cada complexo eólico das UEE.

1. UEE I:

- C1: 12 MVA (Potência instalada de 13,8 MVA)
- C2: 10,3 MVA (Potência instalada de 11,5 MVA)
- C3: 8,4 MVA (Potência instalada de 9,2 MVA)

2. UEE II:

- C1: 10 MVA (Potência instalada de 13,8 MVA)
- C2: 6,3 MVA (Potência instalada de 11,5 MVA)
- C3: 8,3 MVA (Potência instalada de 9,2 MVA)

3. UEE I:

- C1: 10,3 MVA (Potência instalada de 11,5 MVA)
- C2: 10,2 MVA (Potência instalada de 11,5 MVA)
- C3: 10,4 MVA (Potência instalada de 11,5 MVA)

Os dados de entrada dos programas ANAFAS/SAPRE da UEE I (AG 1 à 6), por exemplo, retirados da base de curto-circuito BR1212B.ANA, são:

Potência Ativa Pré-Falta (Pinic): 2 MW  
Número de unidades em operação (NOP): 6  
Corrente Máxima de Sequência Positiva (Imax): 3.500 A(rms)  
Tensão Mínima para Injetar (Vmin): 0.8 pu  
Fator de Potência de Curto-Circuito (FP\_CC): 1  
Fator de Potência de Operação (FP\_pre): 1

A tensão mínima suportada pelos AG é igual a 0,8 pu, ou seja, se a tensão em uma das fases do terminal dos AG ficar menor ou igual a este valor, o mesmo deve ser desconectado do sistema na simulação. O dado de entrada Vmim é a tensão mínima que o AG suporta para continuar conectado na rede injetando corrente de contribuição para o defeito. Para os demais aerogeradores, o que muda é apenas o número de unidades em operação e a potência ativa pré-falta (Pinic MW). O restante não se altera.

Foram considerados todos os 45 aerogeradores em operação, conforme já informado e modelado no caso BR1212B.ANA, sendo alterada apenas a potência pré-falta (Pinic) para reproduzir as condições da perturbação do dia 16.12.2012.

A Figura V-15 apresenta a simulação realizada no SAPRE. Foi aplicado um curto-circuito monofásico, na fase A, da LT 230 kV Barra 1 – Barra 2 C1 a 0,29 km da SE Barra 1. As Figura V-16 e Figura V-17 mostram as contribuições dos AG das UEE I, II e III, plotadas em ampères

Para o defeito aplicado, a tensão de sequência positiva nos terminais dos aerogeradores das UEE I, II e II, no 0,4 kV, atinge 0,617 pu, valor abaixo da Vmin de 0,8 pu. Assim, para esta condição, os AG eólicos não contribuem para o defeito, conforme analisado anteriormente nas oscilografias e nas Tabela V-1 e Tabela V-2.

Conforme informação do agente da instalação, a partir do caso do ONS, o controle dos aerogeradores estão ajustados para pararem de contribuir para o defeito quando atingirem uma tensão menor ou igual a 0,8 pu. Entretanto, os mesmos não se desconectam do sistema, injetam uma corrente muito baixa, mas permanecem conectados ao sistema, respeitando os requisitos de suportabilidade à subtensão decorrentes de faltas na rede básica (*fault ride-through*), como estabelecidos no Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede. Entretanto, para a simulação estática em um programa de curto-circuito, é como se o mesmo se desconectasse do sistema, já que a injeção de corrente é extremamente baixa. Contudo, os resultados encontrados na simulação estão compatíveis com os dados reais apresentados nas oscilografias, para a perturbação em análise.

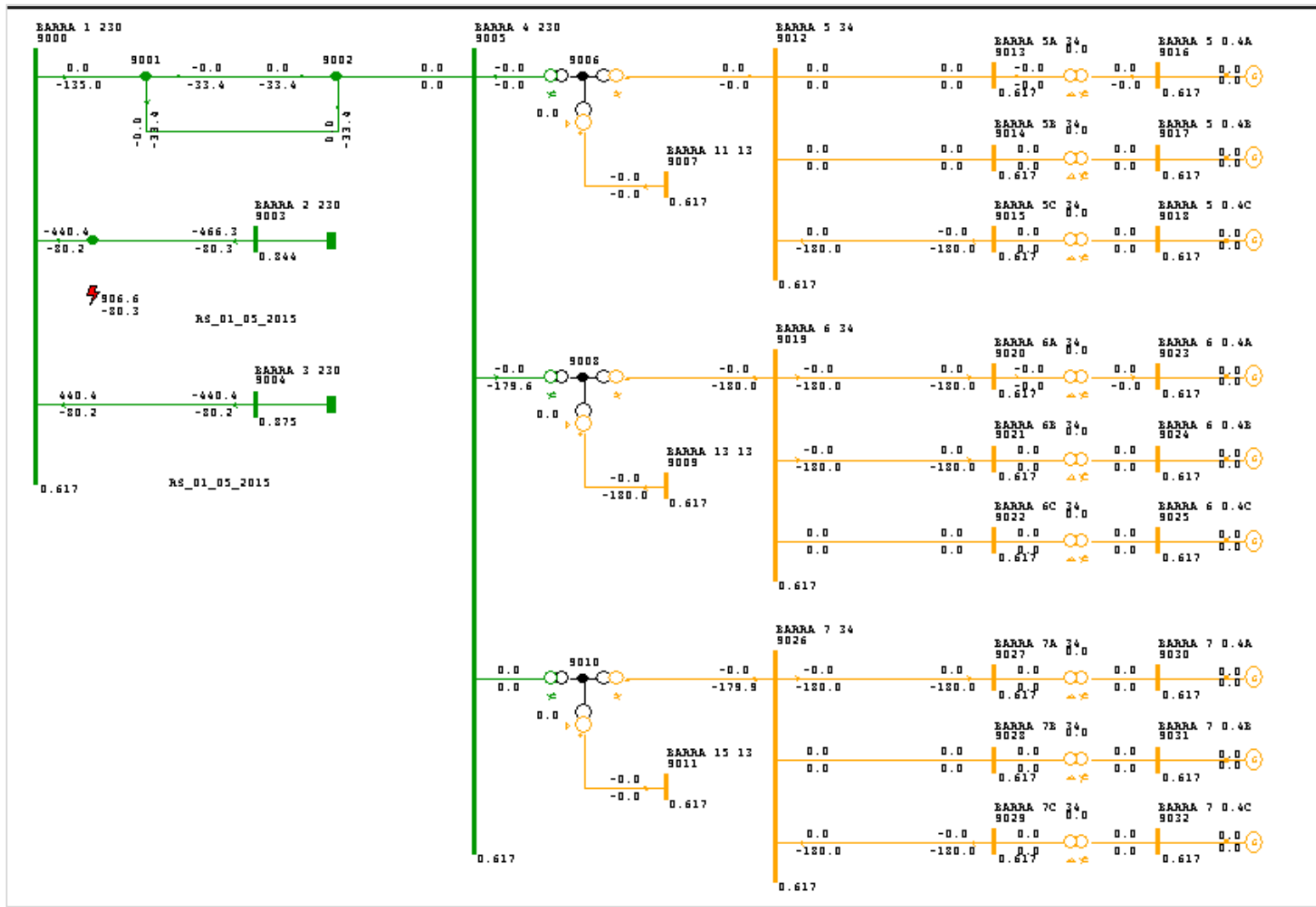


Figura V-14 – Curto- Circuito Monofásico na LT 230 kV Livramento 2 – Alegrete 2 (Diagrama Completo)



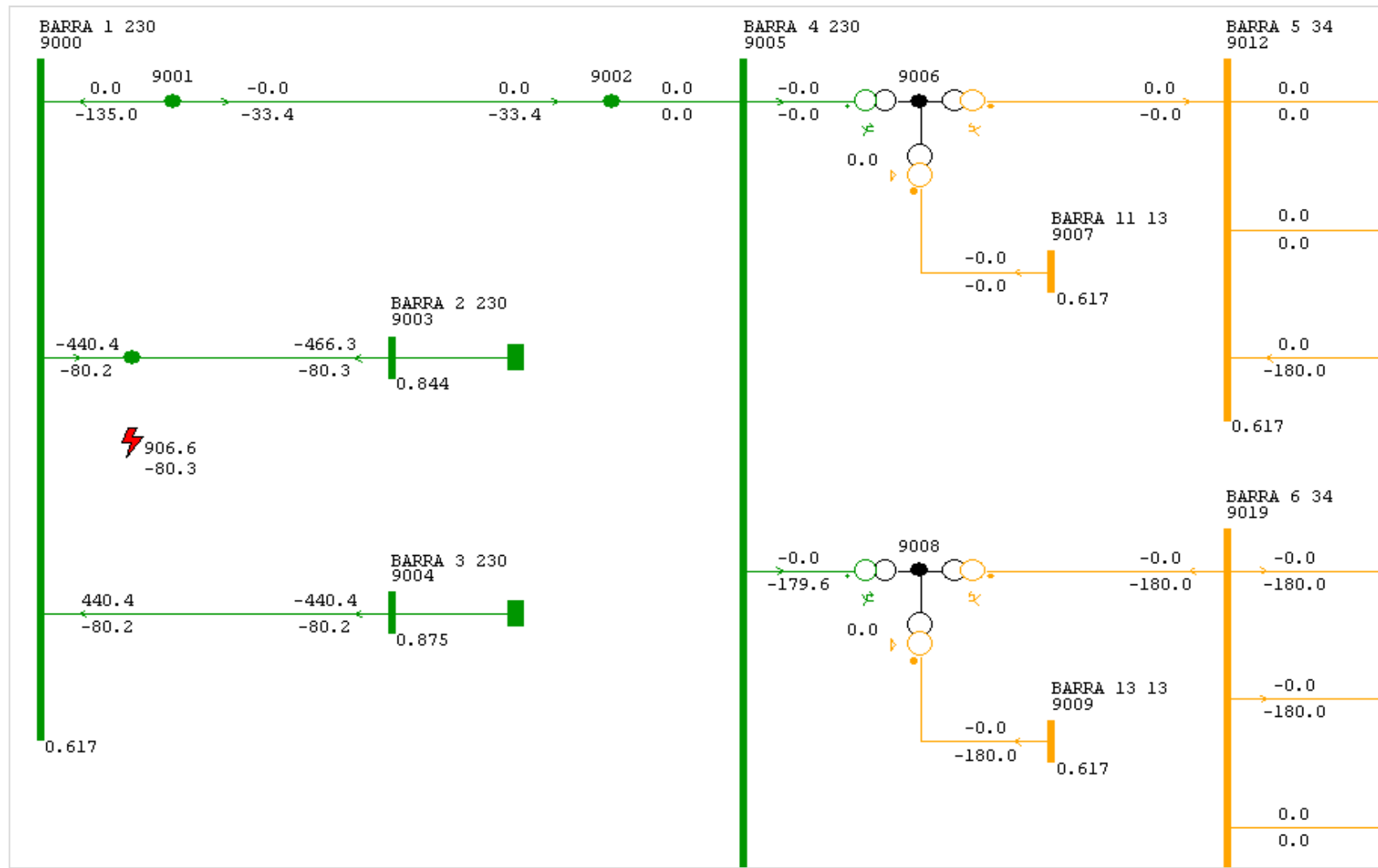


Figura V-15 – Curto- Circuito Monofásico na LT 230 kV Livramento 2 – Alegrete 2

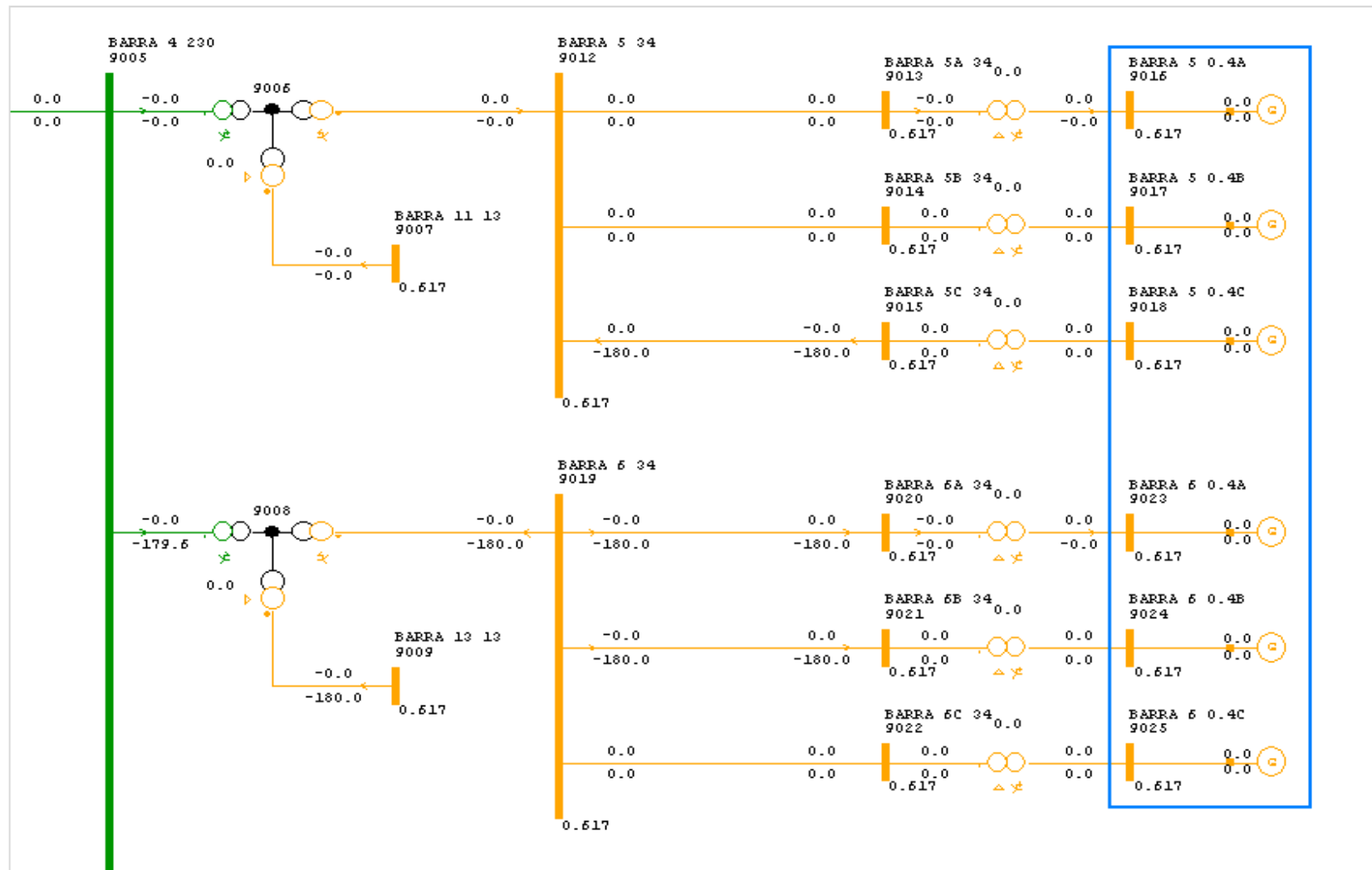


Figura V-16 – Contribuição dos Aerogeradores AG 7 à 11

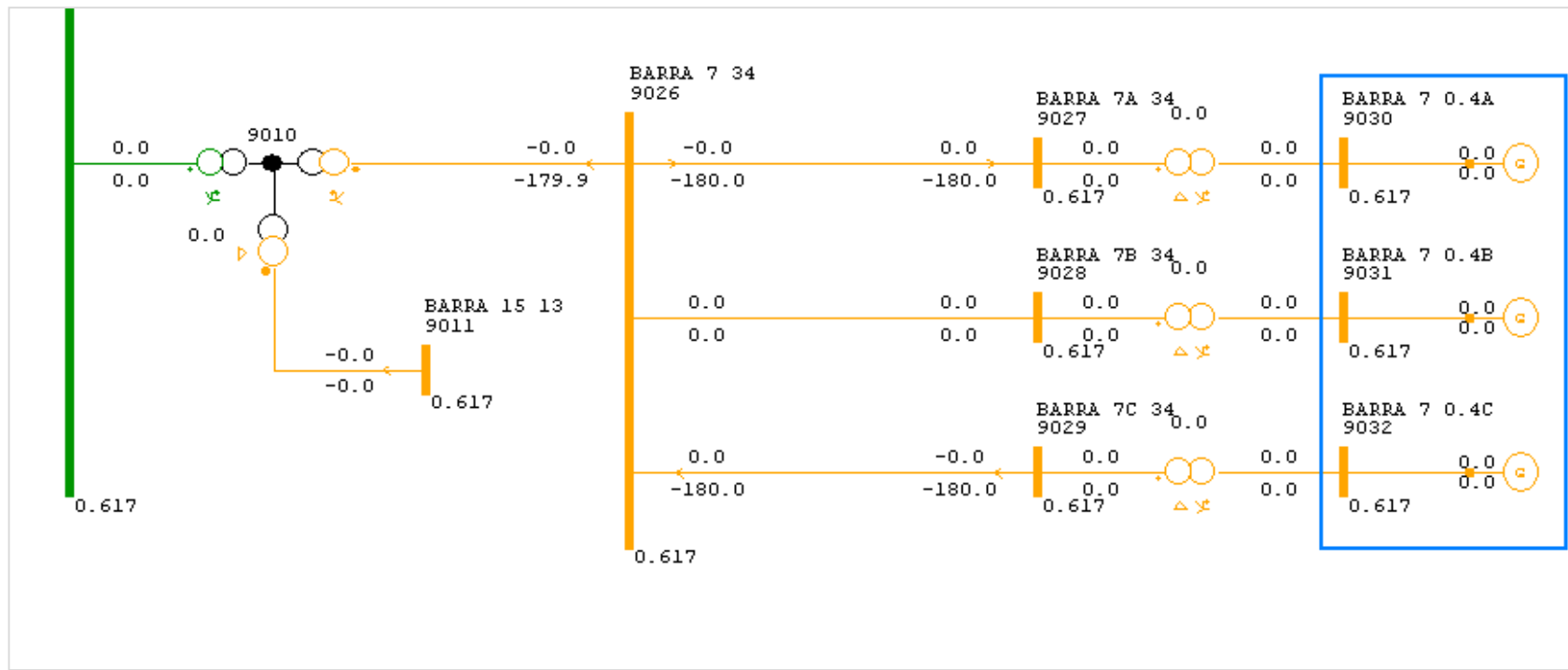


Figura V-17 – Contribuição dos Aerogeradores AG 12 à 15

## Caso 2

No caso 2 é analisada a perturbação ocorrida devido a um curto-circuito monofásico na LT 230 kV Barra 10 – Barra 13 C1, envolvendo a fase A, provocado por causa desconhecida. O defeito foi localizado a 81% do comprimento de linha a partir do terminal da SE Barra 10 230 kV. O diagrama da área da perturbação é apresentado na Figura V-18.

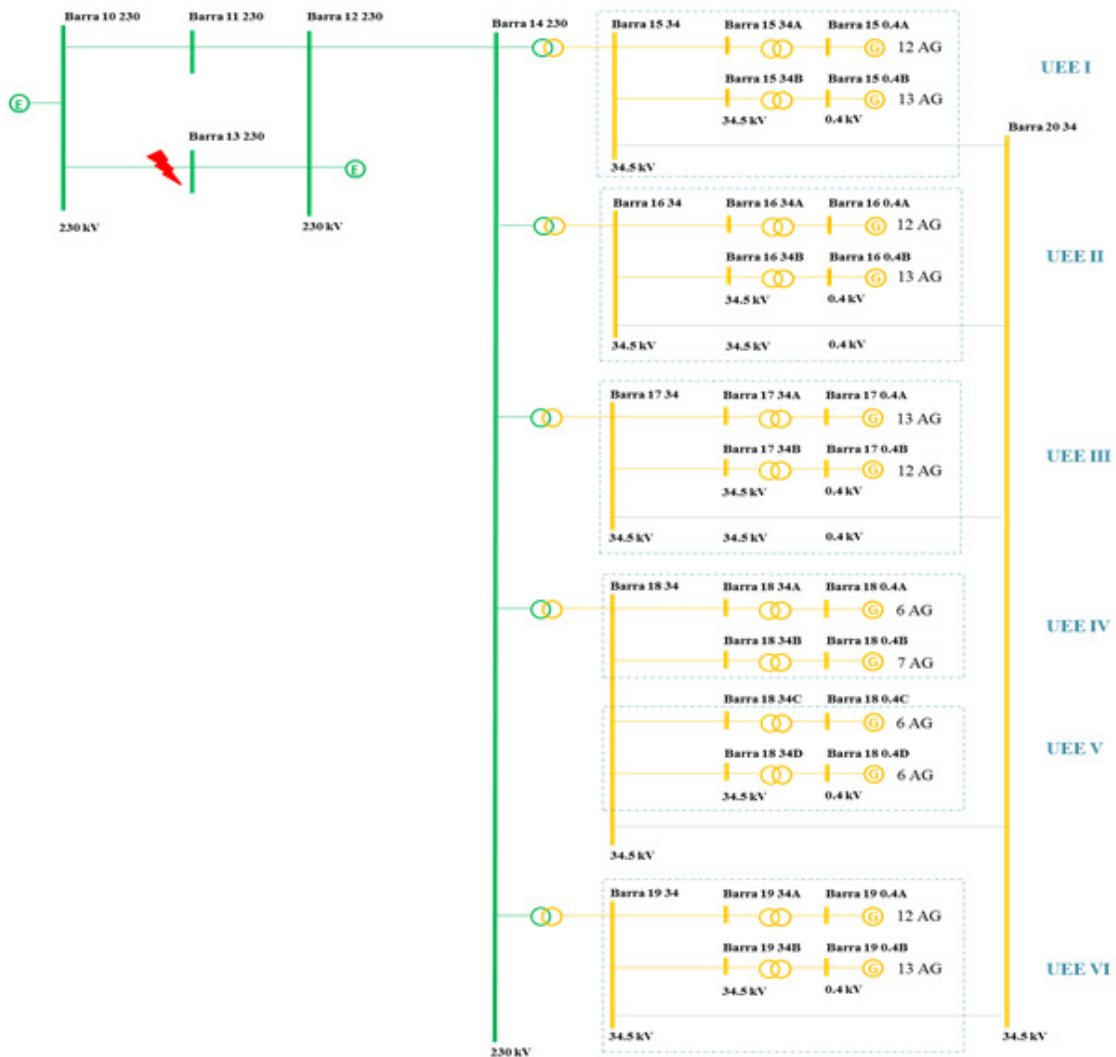


Figura V-18 – Diagrama da Perturbação do Caso 2

A região da perturbação possui 6 complexos de UEE – I, II, III, IV, V e VI, com potência total instalada de 250 MW e com 125 aerogeradores, sendo:

1. UEE I – 50 MW;
  - C1: 12 x 2 MW
  - C2: 13 x 2 MW
2. UEE II – 50 MW;
  - C2: 12 x 2 MW
  - C3: 13 x 2 MW
3. UEE III – 50 MW;
  - C4: 13 x 2 MW
  - C5: 12 x 2 MW
4. UEE IV – 26 MW;
  - C6: 6 x 2 MW
  - C7: 7 x 2 MW
5. UEE V – 24 MW;
  - C8: 6 x 2 MW
  - C9: 6 x 2 MW
6. UEE VI – 50 MW;
  - C10: 12 x 2 MW
  - C11: 13 x 2 MW

As oscilografias disponibilizadas apresentam as medições no setor de 230 kV, mas as medições não foram disponibilizadas nem no 34,5 kV nem nos terminais 0,4 kV dos AG. Por outro lado, pelas informações dos setores de 230 kV da LT 230 kV Barra 14 – Barra 12

C1, onde estão localizados os TP e TC no terminal da SE Barra 14, conforme mostrado na Figura V-19, é possível realizar as análises pretendidas no presente trabalho. Porém, caber destacar que a corrente que passará pela referida LT durante o defeito, mostrada na Figura V-20, é a corrente de contribuição das usinas eólicas mais a contribuição dos transformadores 230/34,5 kV da SE Barra 14. Para verificar apenas a contribuição de corrente dos aerogeradores, basta analisar a corrente de sequência positiva que é oriunda das fontes (usinas), e desprezar as correntes de sequência zero que são provenientes dos TRs 230/34,5 kV.

$$I_{CC(LT)} = I_{CC(5 TRs 230/138)} + I_{CC(\Sigma AG)} \quad (5.2)$$

$$I_{CC+(LT)} = I_{CC+(\Sigma AG)} \quad (5.3)$$

$$I_{CC(LT)0} = I_{CC_0(5 TRs 230/138)} \quad (5.4)$$

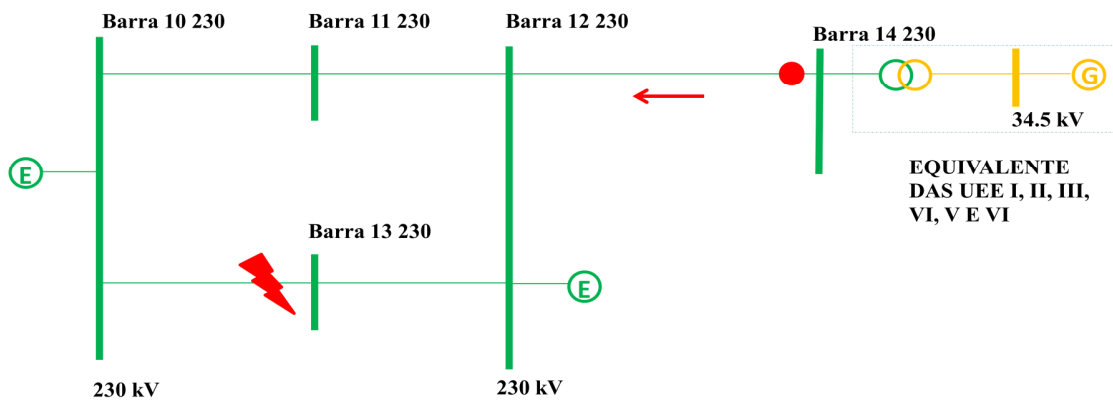


Figura V-19 – Ponto de Medição Analisado

➤ LT 230 kV Barra 12 – Barra 15:

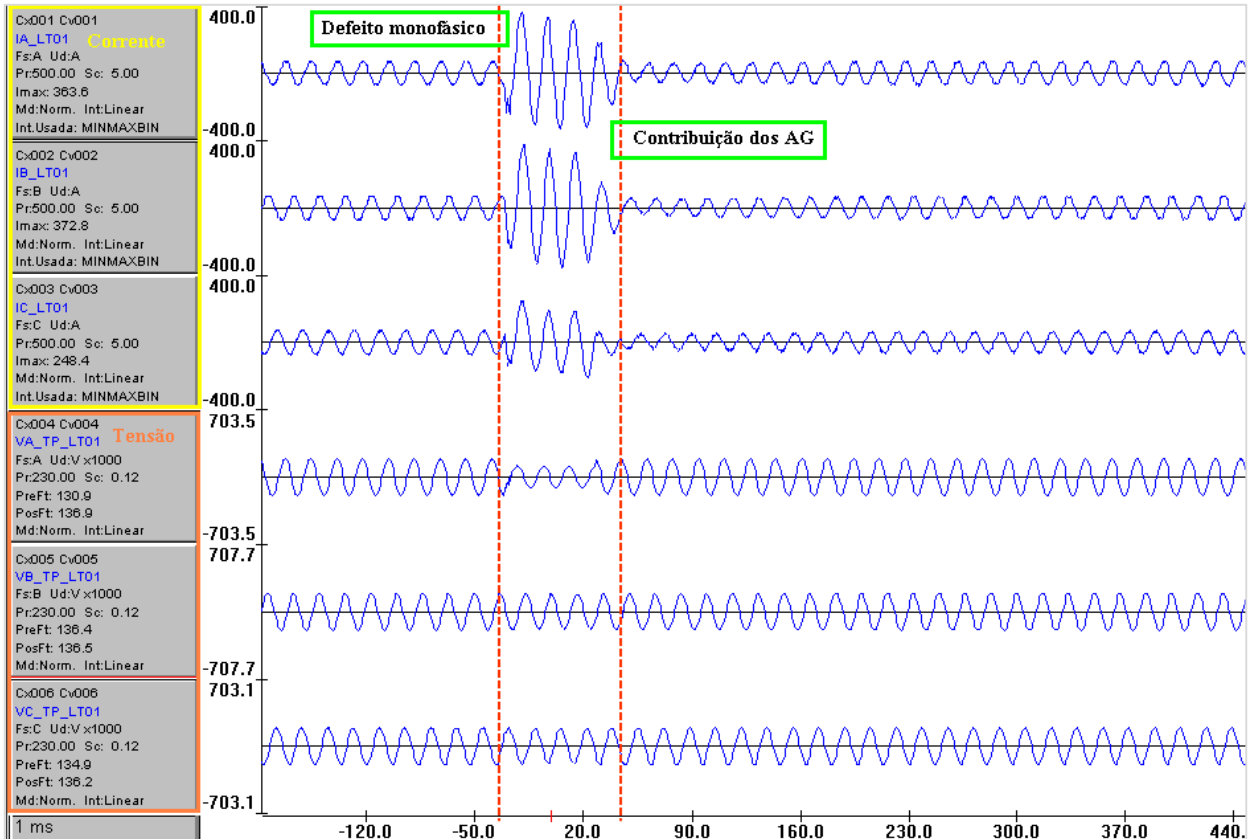


Figura V-20 – Tensão e Corrente da LT 230 kV Barra 12 – Barra 15

A seguir são apresentados, na Tabela V-3, os valores das tensões das fases A, B e C e da tensão e da corrente de sequência positiva da fase A da LT 230 kV Barra 14 – Barra 12 C1, para diferentes instantes de tempo, pré-falta, durante o defeito e pós-falta. São ainda apresentados a potência injetada pelos AG das UEE I, II, III, IV e V e seu fator de potência, retirados da oscilografia apresentada na Figura V-20.

De posse das oscilografias e dos dados da tabela, constata-se que antes da perturbação as usinas estavam gerando apenas 20,5 MVA frente a uma potência total instalada de 250 MW, provavelmente devido à incidência de ventos fracos na região. O fator de potência pré-falta verificado era de aproximadamente 1.0 (0.98 e 0.99), a tensão era de 1.03 pu e a corrente era igual a 49,9 A. Para um defeito monofásico na fase A da LT 230

kV Barra 14 – Barra 12 C1, as UEE conectadas na SE Barra 14 contribuíram durante todo o período de defeito, injetando corrente no sistema, diferente do caso 1. A tensão mais baixa

Pelo valor da tensão mínima, retirado do caso de curto-circuito BR1306A.ANA do ONS, observa-se que os aerogeradores irão injetar corrente de curto-circuito para tensões de até 0V em seus terminais, ou seja, os aerogeradores sempre vão injetar corrente de curto-circuito, independente da tensão.

Tirando uma média dos valores de corrente, em A, no instante do defeito, tem-se que a corrente de contribuição de sequência positiva dos aerogeradores foi de 61 A, ocorrendo um acréscimo de 22% em relação ao valor da corrente pré-falta.

Verifica-se portanto que, durante o curto-circuito, a corrente injetada pelos AG tem este acréscimo. Entretanto, depois de 30ms, provável tempo de atuação dos conversores, a corrente cai um pouco, começando a se recuperar no período pós-falta e voltando para seu valor inicial (pré-falta) em rampa. Pela Tabela V-3, observa-se que durante o defeito os AG tentam manter o FP da máquina elevado.



Tabela V-3– Dados de Tensão e Corrente da LT 230 kV Barra 14 – Barra 12 C1

| Instante  |                        | Fase A   |         |       | Fase B   |         |       | Fase C   |         |       | Sequência + |         |       |         |         |                |      |      |
|-----------|------------------------|----------|---------|-------|----------|---------|-------|----------|---------|-------|-------------|---------|-------|---------|---------|----------------|------|------|
|           |                        | Va       |         |       | Vb       |         |       | Vc       |         |       | Va (+)      |         |       | Ia (+)  |         | Potência (MVA) | FP   |      |
| Análise   | (ms)                   | Mod (kV) | Ang (°) | pu    | Mod (kV) | Ang (°) | pu    | Mod (kV) | Ang (°) | pu    | Mod (kV)    | Ang (°) | pu    | Mod (A) | Ang (°) |                |      |      |
| Pré-falta | -200                   | 137,099  | 217,0   | 1,03  | 137,0    | 101,0   | 1,03  | 136,172  | 338,0   | 1,03  | 136,686     | 219,0   | 1,03  | 49,9    | 209,0   | 20,5           | 0,98 |      |
|           | -54                    | 137,081  | 216,0   | 1,03  | 136,9    | 101,0   | 1,03  | 136,138  | 337,0   | 1,03  | 136,650     | 218,0   | 1,03  | 49,8    | 209,0   | 20,4           | 0,99 |      |
| Defeito   | Primeiros 30 ms        | -26      | 82,855  | 214,0 | 0,62     | 131,9   | 106,0 | 0,99     | 127,673 | 331,0 | 0,96        | 113,293 | 217,0 | 0,85    | 54,9    | 212,0          | 18,7 | 1,00 |
|           |                        | -15      | 81,815  | 214,0 | 0,62     | 131,3   | 106,0 | 0,99     | 127,411 | 330,0 | 0,96        | 112,642 | 217,0 | 0,85    | 64,6    | 213,0          | 21,8 | 1,00 |
|           |                        | 0        | 80,778  | 213,0 | 0,61     | 130,6   | 106,0 | 0,98     | 126,320 | 330,0 | 0,95        | 111,612 | 217,0 | 0,84    | 66,3    | 213,0          | 22,2 | 1,00 |
|           | Após os 30 ms iniciais | 8        | 80,327  | 212,0 | 0,60     | 129,5   | 105,0 | 0,98     | 126,110 | 329,0 | 0,95        | 111,090 | 216,0 | 0,84    | 58,0    | 210,0          | 19,3 | 0,99 |
|           |                        | 19       | 101,526 | 212,0 | 0,76     | 131,8   | 101,0 | 0,99     | 130,157 | 331,0 | 0,98        | 120,726 | 215,0 | 0,91    | 47,7    | 195,0          | 17,3 | 0,94 |
|           |                        | 30       | 126,313 | 211,0 | 0,95     | 134,6   | 98,0  | 1,01     | 134,759 | 98,0  | 1,01        | 131,741 | 215,0 | 0,99    | 43,7    | 185,0          | 17,3 | 0,87 |
| Pós-falta | 41                     | 132,420  | 211,0   | 1,00  | 133,7    | 98,0    | 1,01  | 135,218  | 335,0   | 1,02  | 133,649     | 215,0   | 1,01  | 35,5    | 187,0   | 14,2           | 0,88 |      |
|           | 53                     | 136,473  | 213,0   | 1,03  | 134,4    | 97,0    | 1,01  | 135,253  | 335,0   | 1,02  | 135,300     | 215,0   | 1,02  | 31,6    | 194,5   | 12,8           | 0,94 |      |
|           | 64                     | 137,174  | 213,0   | 1,03  | 135,0    | 98,0    | 1,02  | 135,827  | 336,0   | 1,02  | 135,927     | 216,0   | 1,02  | 35,2    | 197,0   | 14,4           | 0,95 |      |
|           | 154                    | 138,223  | 214,0   | 1,04  | 136,1    | 98,0    | 1,02  | 136,200  | 336,0   | 1,03  | 136,773     | 216,0   | 1,03  | 42,2    | 204,0   | 17,3           | 0,98 |      |
|           | 216                    | 138,211  | 214,0   | 1,04  | 136,3    | 98,0    | 1,03  | 136,305  | 336,0   | 1,03  | 136,880     | 216,0   | 1,03  | 46,4    | 204,0   | 19,1           | 0,98 |      |

Pelos diagramas fasoriais apresentados a seguir, constata-se que durante o defeito pode-se considerar nos estudos que há apenas contribuição de sequência positiva dos AG, as sequências negativa e zero sendo bem menores quando comparadas com a positiva e podendo ser desprezadas, conforme citado em [19] e [21], e observado no caso 1.

A Figura V-21 mostra, durante o defeito, uma contribuição de 67 A de sequência positiva, enquanto a sequência negativa tem apenas 0,6 A. A contribuição de sequência zero de 197 A é devido a ligação estrela aterrada/delta dos transformadores 230/34,5 kV da SE Barra 14, devido a ligação estrela aterrada do lado de 230 kV.

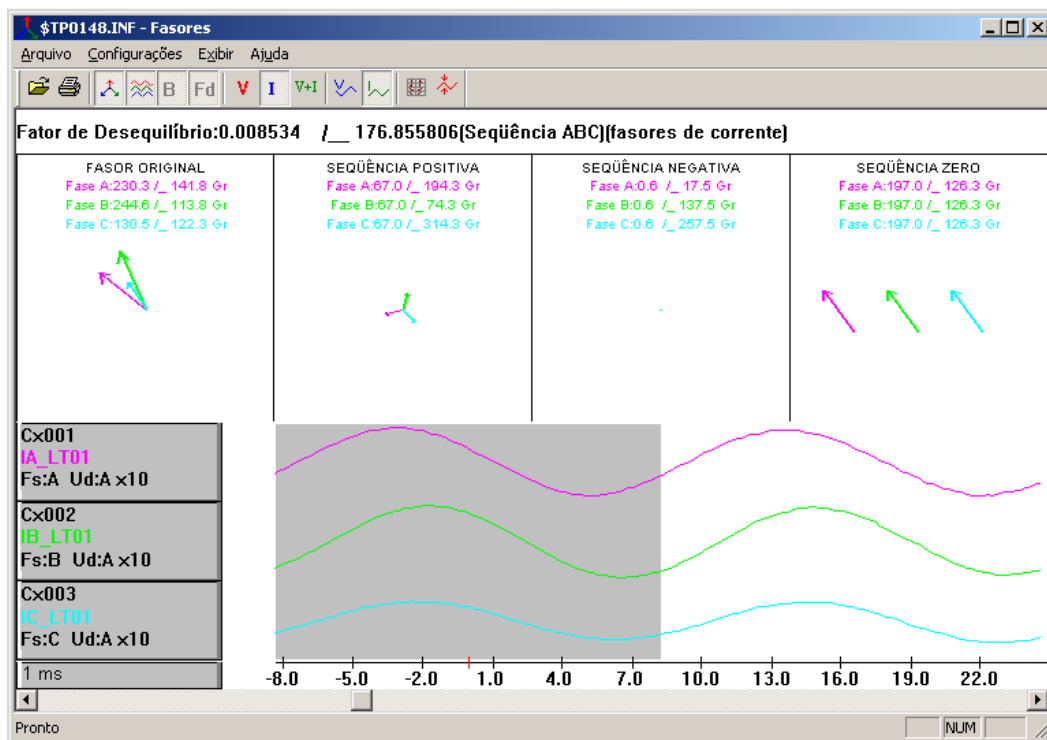


Figura V-21 – Diagrama Fasorial da Corrente no Momento do Defeito, LT 230 kV Barra 14 – Barra 12

C1

### Simulação no SAPRE

Para reproduzir a perturbação apresenta do Caso 2, no SAPRE, foi utilizado o caso de curto-circuito trimestral BR1306A.ANA, disponibilizado pelo ONS e, a partir dos valores de tensão e corrente da condição pré-falta retirados das oscilografias expostas acima, foi possível calcular o valor da potência injetada pelas UEE antes do curto-circuito, conforme apresentado na Tabela V-3.

Para as UEE I, II, III, IV e IV, a potência total injetada antes do defeito era de aproximadamente 20,5 MW. Já a potência total instalada das usinas é de 250 MW. Logo, para o caso 2 em análise, as usinas estavam gerando apenas 8% de sua capacidade total.

Os dados de entrada utilizados no programa SAPRE para as UEE são os apresentados abaixo. Apenas o que muda para cada UEE e para cada grupo de AG é a potência ativa pré-falta (Pinic MW) e o número de unidades em operação (NOP).

Potência Ativa Pré-Falta (Pinic): 0,164 MW

Número de unidades em operação (NOP): 12

Corrente Máxima de Sequência Positiva (Imax): 3.960 A(rms)

Tensão Mínima para Injetar (Vmin): 0 pu

Fator de Potência de Curto-Circuito (FP\_CC): 1

Fator de Potência de Operação (FP\_pre): 1

A Figura V-22 indica a aplicação de um curto-circuito monofásico, utilizando o programa SAPRE, na fase A da LT 230 kV Barra 10 – Barra 13 C1, a 21 km da SE Barra 10. E as Figura V-23, Figura V-24, Figura V-25, Figura V-26 e Figura V-27 apresentam as contribuições de curto-circuito, no 0,4 kV, nos terminais dos AG.

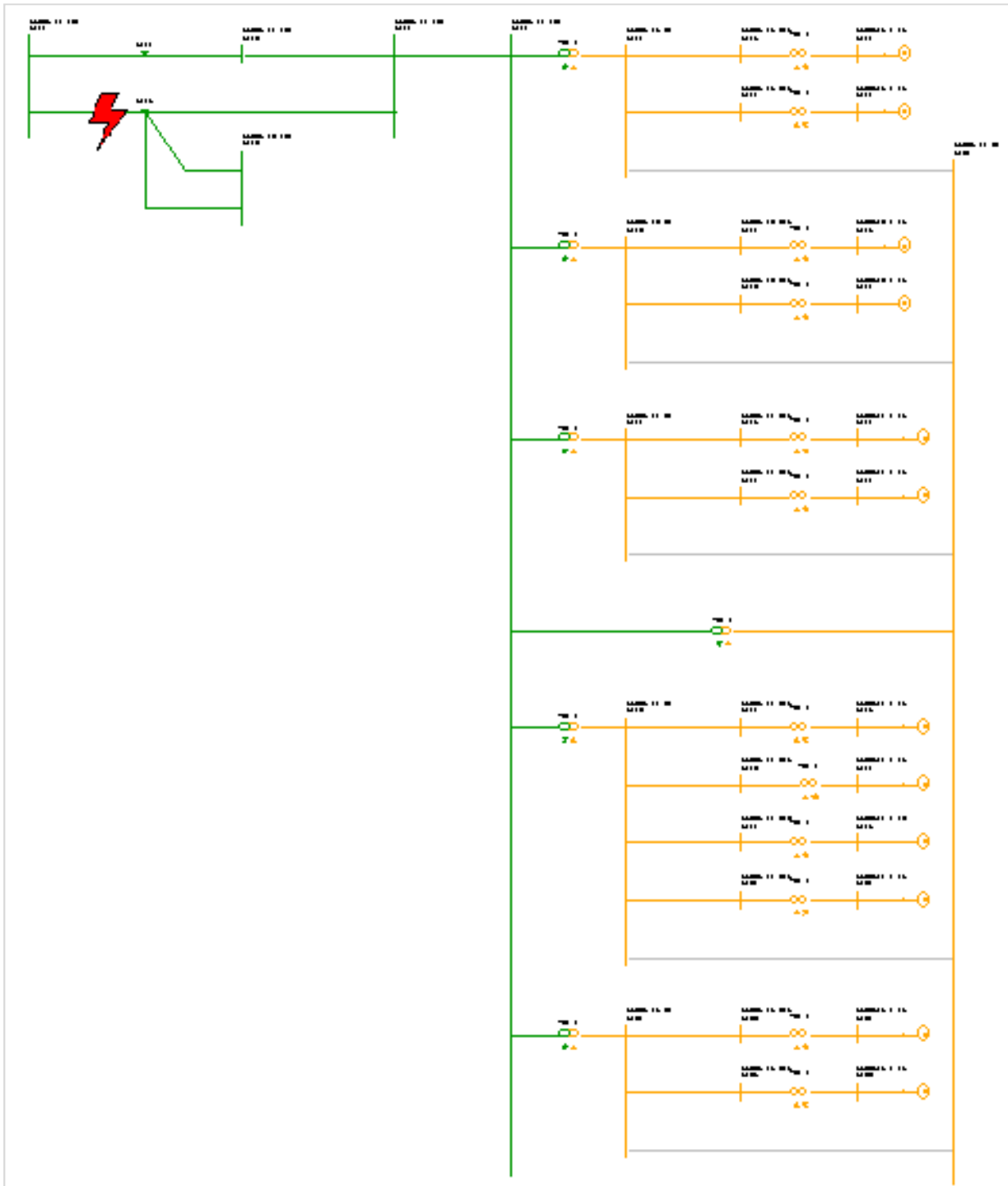


Figura V-22 – Curto- Circuito Monofásico na LT 230 kV Gravataí – Fibraplac C1

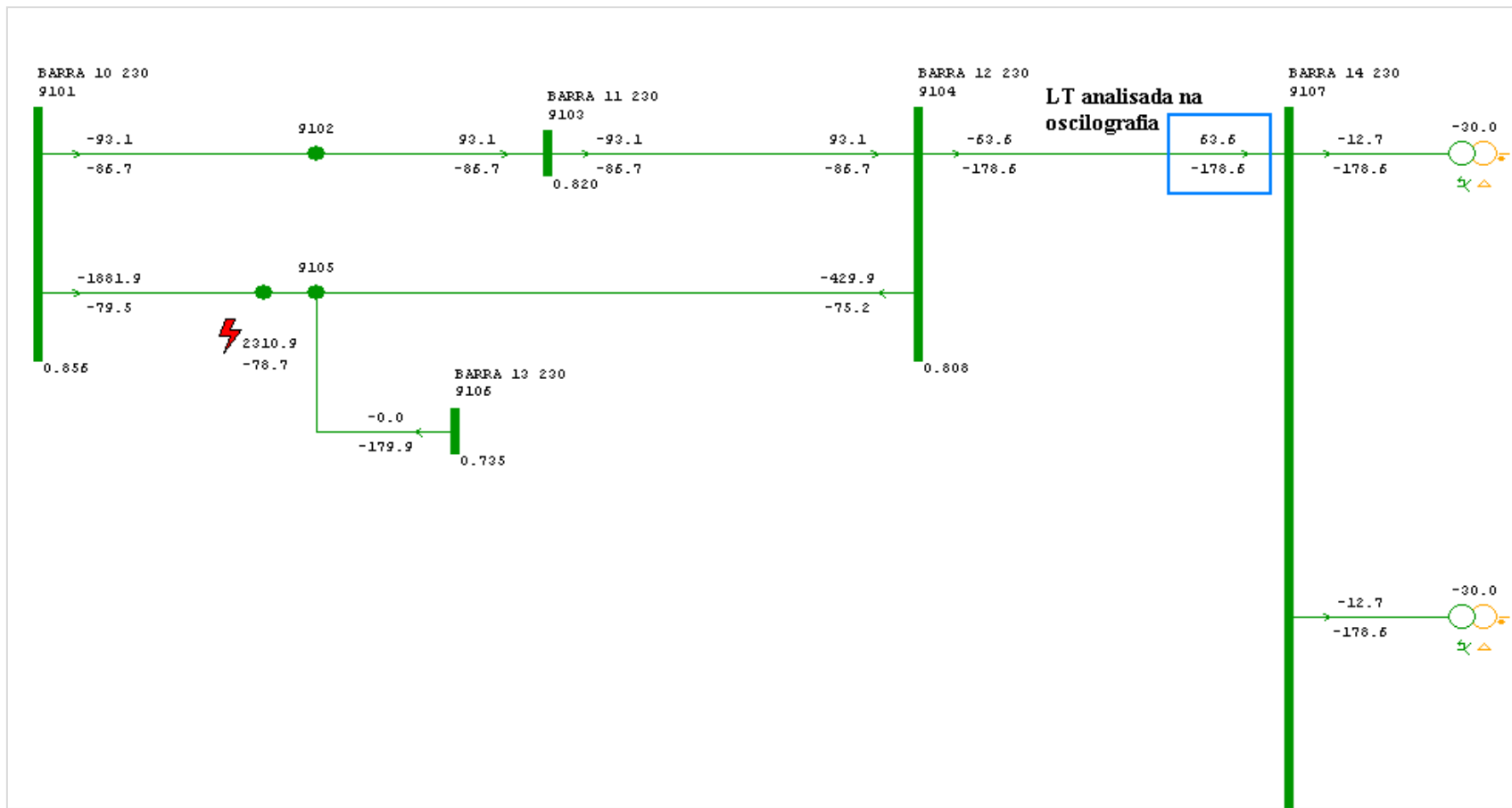


Figura V-23 – LT 230 kV Barra 12 – Barra 14 C1

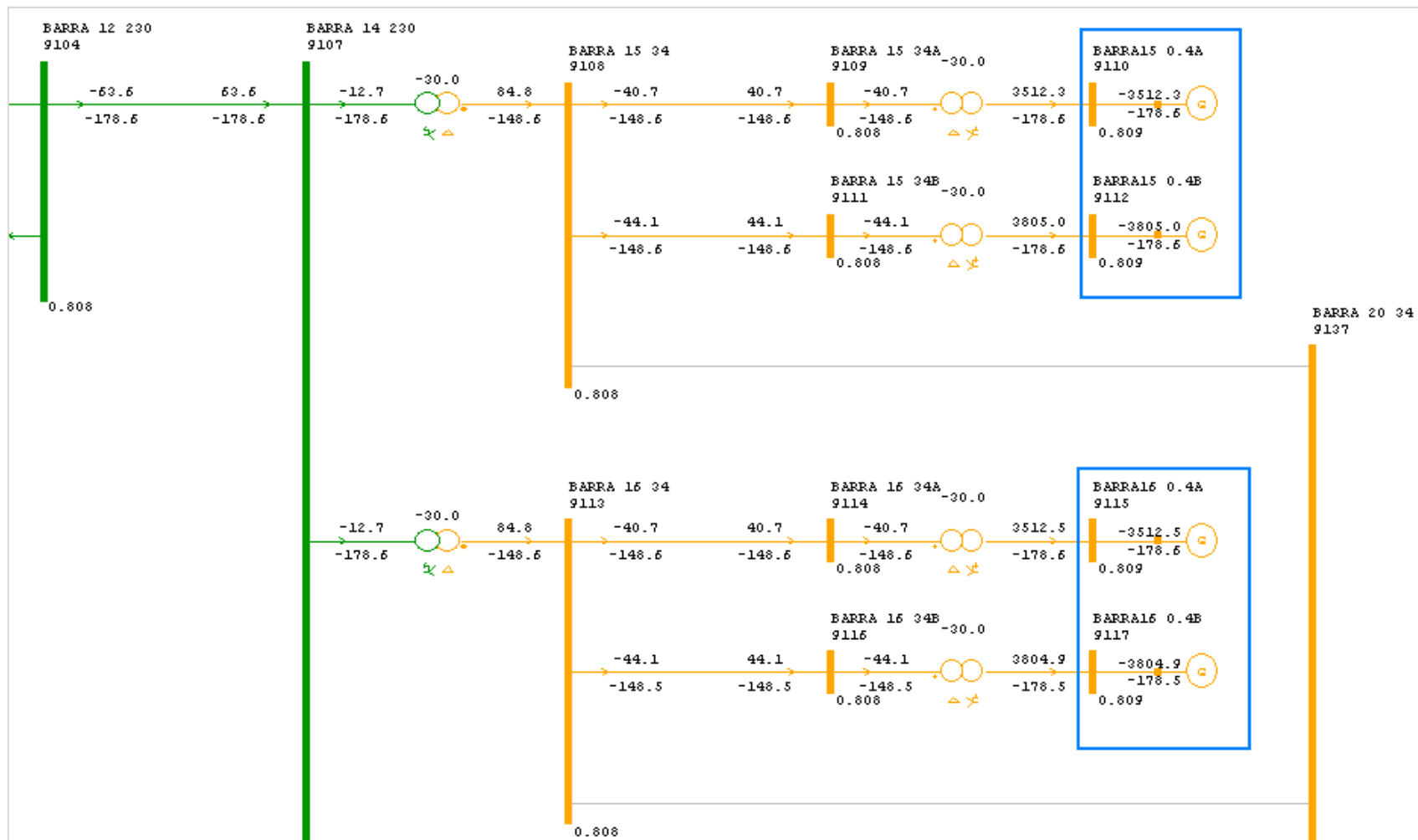


Figura V-24 – Contribuição de Corrente de Curto-Circuito das UEE I e II

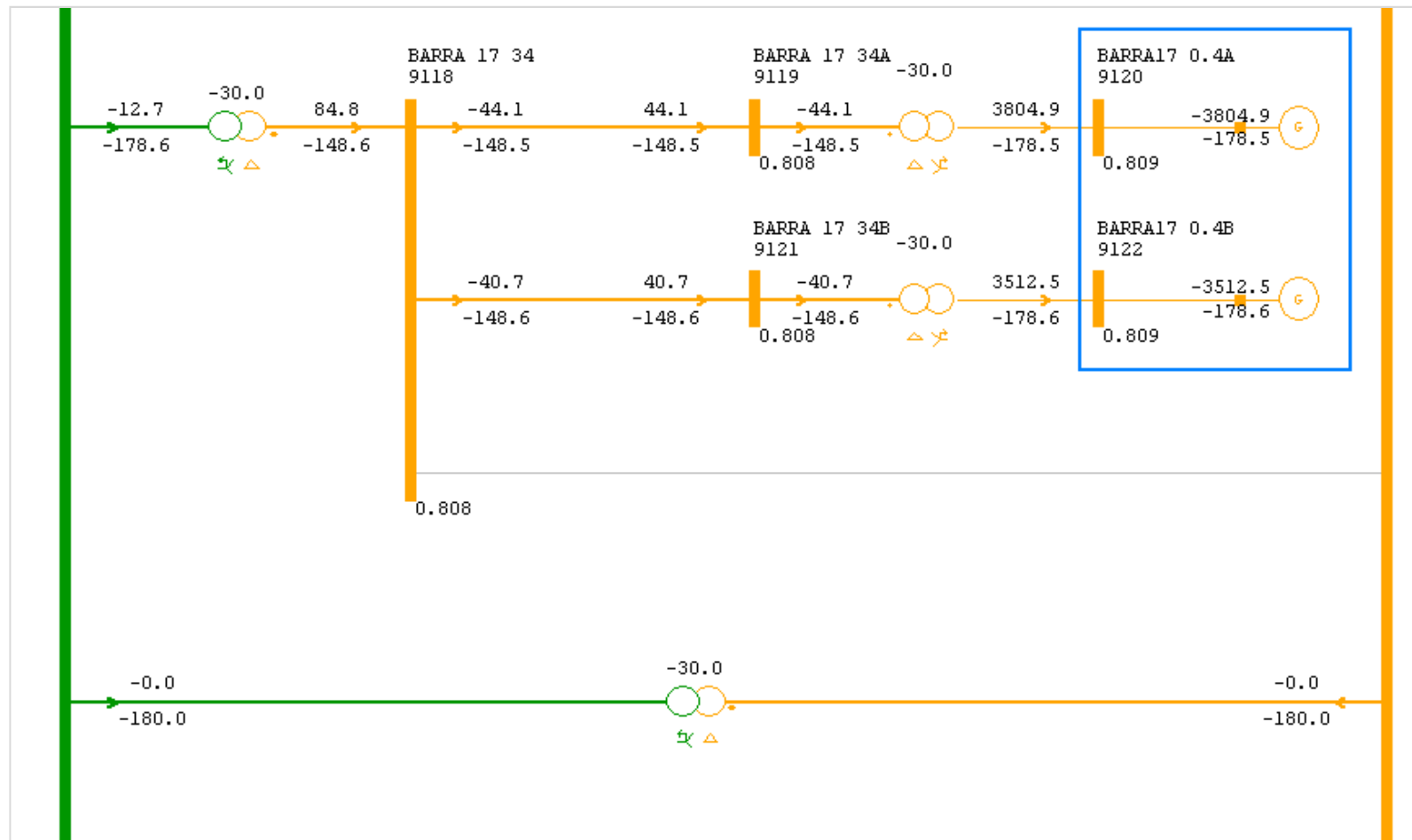


Figura V-25 – Contribuição de Corrente de Curto-Circuito das UEE III





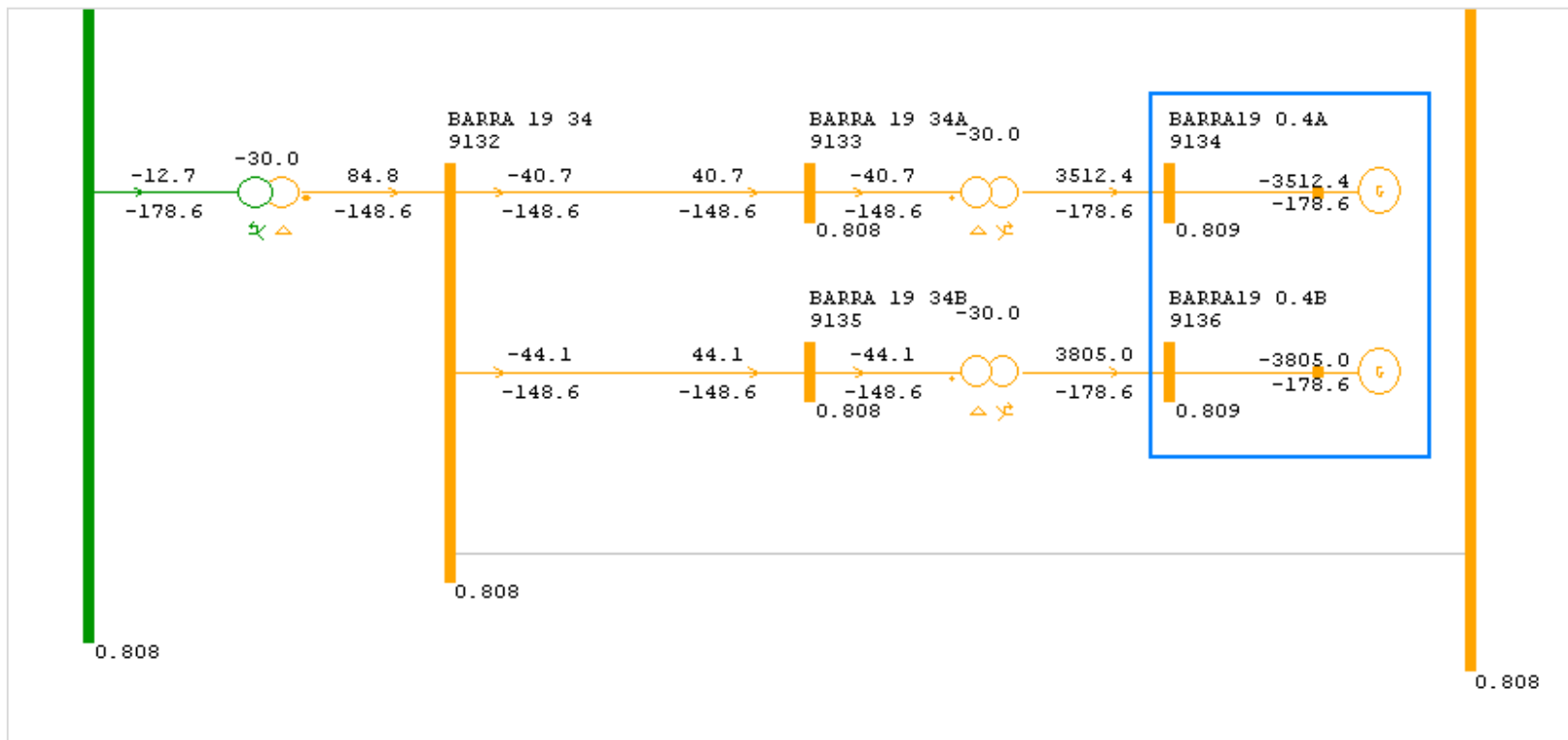


Figura V-27 – Contribuição de Corrente de Curto-Circuito das UEE VI

Pelas simulações realizadas no SAPRE, considerando as condições pré-falta da perturbação em análise, potência injetada por cada UEE e fator de potência pré e pós-falta, observa-se que a corrente de contribuição que passará pela LT 230 kV Barra 12 – Barra 14 (a mesma utilizada nas oscilografias) é igual a 63.6 A. Pelos dados reais retirados das oscilografias da Figura V-20, a média da corrente injetada durante todo o período de defeito é igual 61 A, bastante próxima da encontrada na simulação, conforme mostrado na Tabela V-4.

**Tabela V-4– Comparativo dos Níveis de Curto-Circuito**

| Corrente de Contribuição de Curto-Circuito (em A) |           | Diferença (%) |
|---|-----------|---------------|
| Dados Reais                                       | Simulação |               |
| 63  | 61        | 97            |

### Caso 3

Neste caso optou-se por analisar um defeito mais próximo dos aerogeradores. Foi escolhida uma LT que sofreu curto-circuito na baixa tensão, no 34,5 kV. A perturbação ocorreu devido a um curto-circuito monofásico na LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5A C1, envolvendo a fase B, bem próximo aos aerogeradores. O diagrama unifilar da região de análise é apresentado na Figura V-28. A região da perturbação possui 3 complexos de Usinas de Energia Eólica – UEE – I, II e III, os mesmos apresentados no caso 1.

Para a perturbação em questão, foi analisado o comportamento dos aerogeradores eólicos diante de falta no sistema, a partir de dados da subestação que se conecta as usinas Barra 4, Barra 5, Barra 6 e Barra 7, assim como dos circuitos conectados a estes barramentos. As oscilografias disponibilizadas, semelhante ao caso 1, também apresentam as medições nos setores de 230 e 34,5 kV. Não foram disponibilizadas as medições nos terminais dos AG, no 0,4 kV. Entretanto, a partir das informações disponíveis é possível analisar a contingência.

As UEE I, II e III possuem um total de potência instalada de 103,5 MVA e 45 aerogeradores, com as mesmas características destacadas no caso 1.

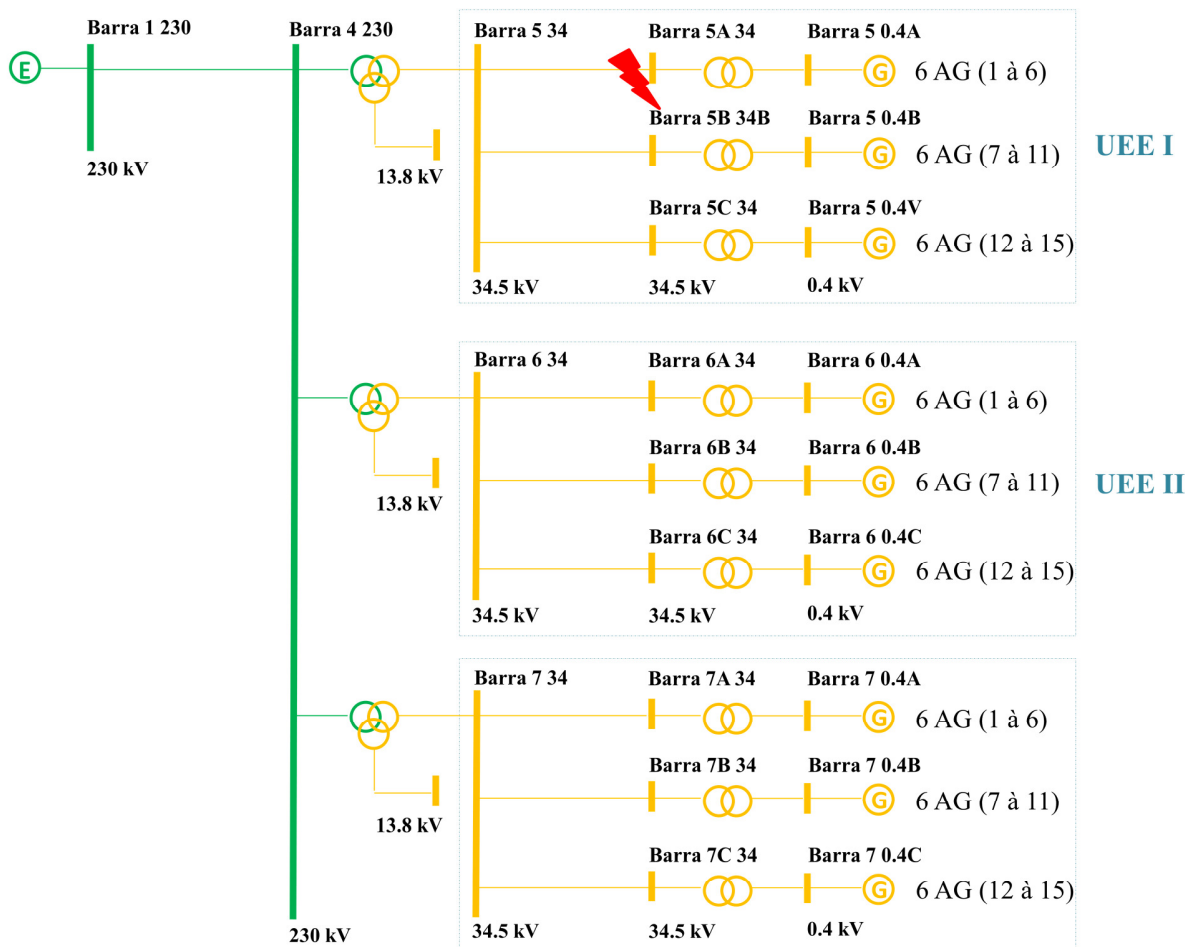


Figura V-28 – Diagrama Unifilar da Área da Perturbação do Caso 2

Para analisar as contribuições dos AG das UEE I, II e III, foram selecionadas as oscilografias dos circuitos de 34,5 kV, por onde escoam a corrente de contribuição dos AG no momento de defeito. Os medidores, TP (transformador de potencial) e TC (transformador de corrente) estão localizados no lado 34,5 kV das Barras 4, 5 e 6, como exposto na Figura V-4. A seguir são apresentados comentários relativos à falta, por UEE.

## 1. UEE I:

Nas Figura V-29 e Figura V-30, são apresentadas as oscilografias das LTs de 34,5 kV que alimentam a UEE I. Na LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5A C1 observa-se que a tensão da fase B diminui, atingindo níveis em torno de 0,5 pu. A corrente da mesma fase aumenta, conforme esperado para um defeito monofásico na fase B deste circuito. Entretanto, apesar do defeito ter sido no próprio C1, foi escolhida a LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5B C2 para verificação do comportamento dos AG frente ao curto-circuito, pois como a falta ocorreu na LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5A C1, bem próximo dos terminais do aerogerador da UEE I, os medidores do C1 (TP e TC) registraram as contribuições do sistema mais as contribuições dos AG conectados nas LTs 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5B C2 e Barra 5 – UEE I Barra 5C C3.

$$I_{CC(LT\ C1)} = I_{CC(SIN)} + I_{CC(\Sigma AG\ 7\ à\ 11\ e\ 12\ à\ 15)} \quad (5.5)$$

Pelo C1 não é possível verificar a contribuição dos AG 1 a 6, enquanto que os circuitos 2 e 3 registraram apenas as contribuições dos AGs 7 a 11 e 12 a 15, respectivamente. Assim, a verificação de contribuição foi feita na LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5B C2.

A Tabela V-3 apresenta os valores das tensões e correntes das fases A, B e C e de sequência positiva da LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5B C2, para diferentes instantes de tempo, pré-falta, durante a falta e no pós-falta, assim como a potência injetada pelos AG 7 a 11 da UEE I e seu fator de potência.

No período pré-falta, os AG 7 a 11 da UEE I estavam gerando 1,7 MVA frente a uma potência instalada de 11,5 MVA, apresentavam tensão de 1,01 pu, corrente de aproximadamente 29 A e fator de potência próximo a 1,0 (exatos 0.98 no momento medido).

Semelhante ao Caso 1, observa-se que depois de aproximadamente 30ms iniciais do defeito, tempo aproximado de resposta do conversor, os AG 7 a 11 da UEE I começa a diminuir sua corrente de contribuição para o defeito. A tensão mais baixa verificada na fase B foi de 0.53 pu. A corrente de contribuição diminui até atingir um valor mínimo e

permanece nele até o fim do defeito, aproximadamente 10 A. Conclui-se que os AG não contribuem para o defeito e o conversor praticamente zera a corrente de contribuição para o defeito dos AG. Entretanto, os aerogeradores não são desconectados do sistema, respeitando os requisitos de *fault ride-through*.

Segundo informação do agente proprietário das UEE, a  $V_{min}$  suportada pelas máquinas é de 0.8 pu (dados retirados do caso do ONS, BR1303.ANA), enquanto a tensão na fase B ficou em torno de 0.53 pu. Era de se esperar que a máquina diminuísse a contribuição ao defeito, tendendo a corrente a zero. Estas máquinas possuem um modo de operação programado para atuarem com subtensões a partir de 0.8 pu.

Após a eliminação do defeito, a corrente injetada pelos AG tende a subir de forma gradual, em rampa, até atingir os valores pré-falta, conforme mostrado na Figura V-30.

Como para esta perturbação os AG eólicos não contribuem, durante o defeito o seu fator de potência começa a diminuir durante a falta, assim como sua potência injetada, indo a praticamente zero.

O mesmo comportamento ocorre para os AG 12 a 15 que alimentam a LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5C C3.

➤ LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5A C1:

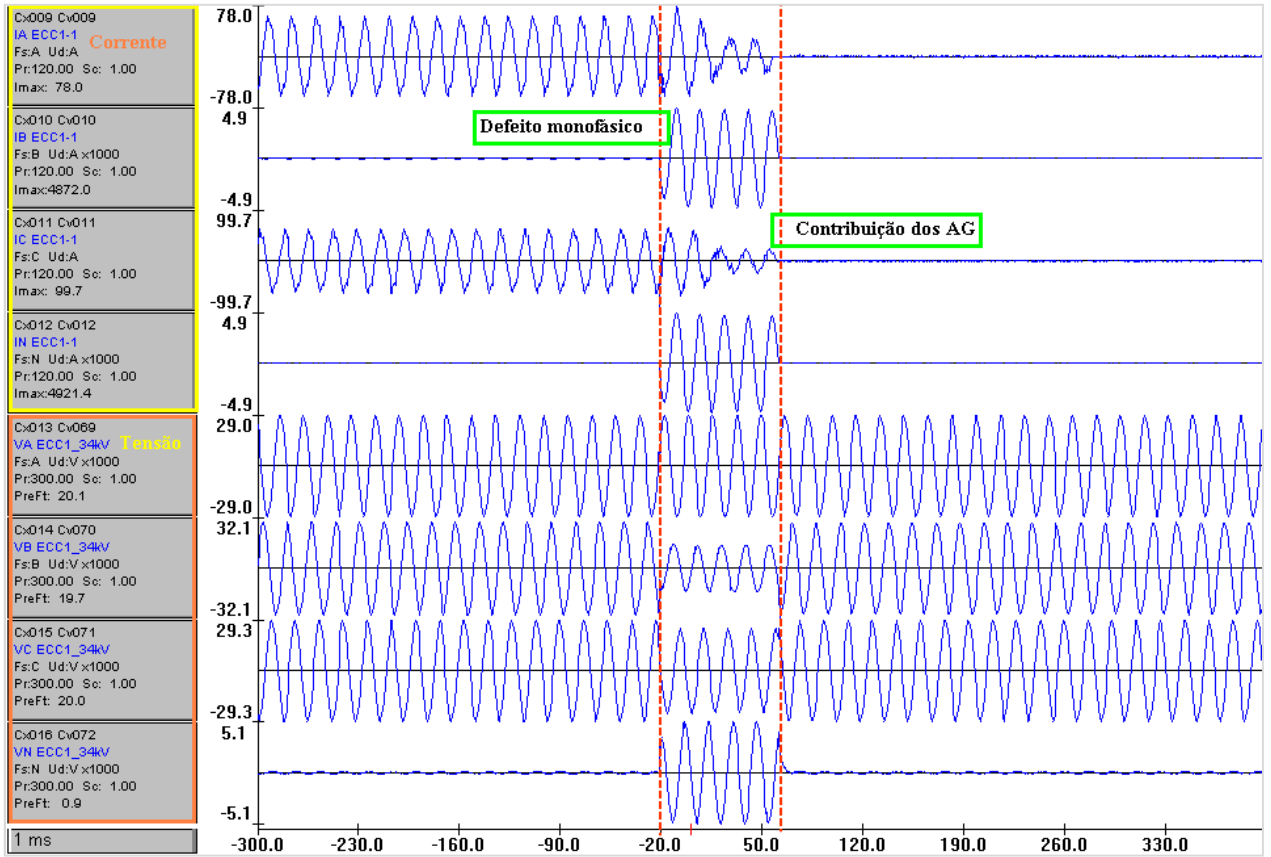


Figura V-29 – Tensão e Corrente da LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5A C1

➤ LTs 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5B C2 e Barra 5 – UEE I Barra 5C C3:

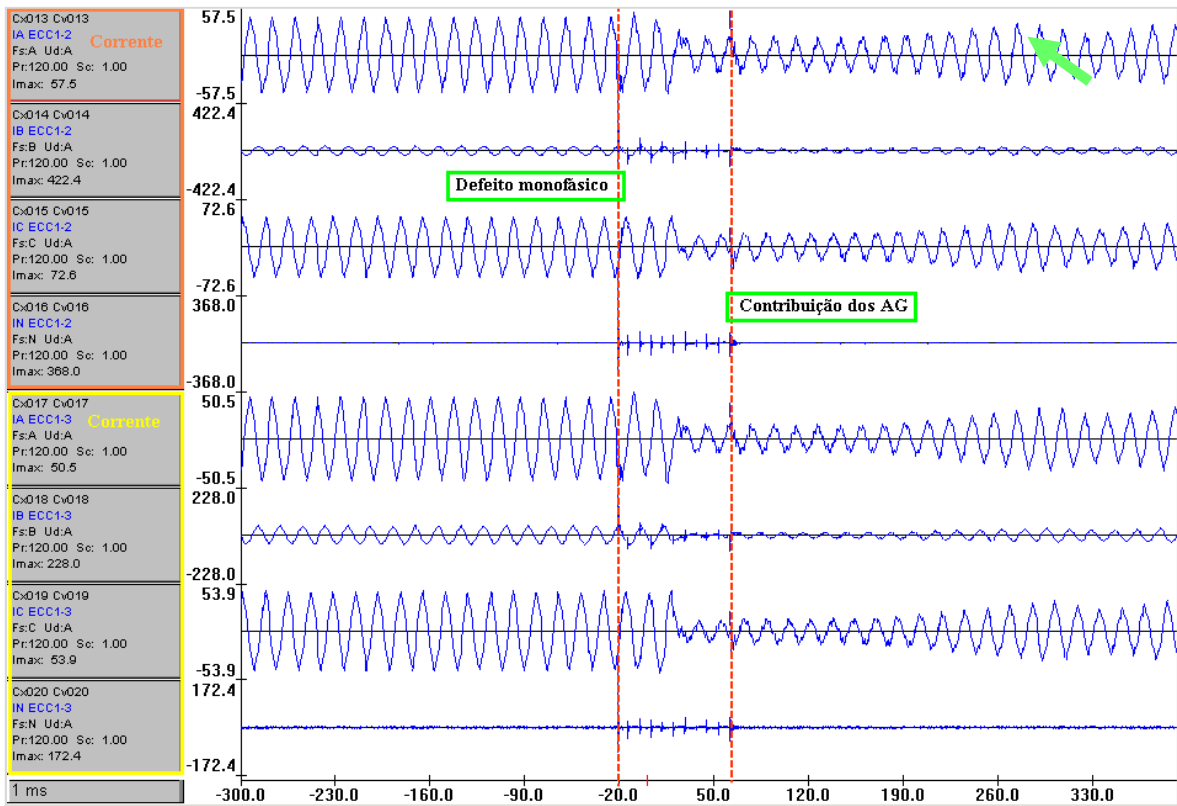


Figura V-30 – Correntes das LTs 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5B C2 e Barra 5 – UEE I Barra 5C

C3

Tabela V-5– Dados de Tensão e Corrente das fases e sequência positiva da LT 34,5 Barra 5 – UEE I Barra 5B C2

| Instante                |                            | Fase A   |         |       | Fase B   |         |       | Fase C   |         |       | Tensão de Seq. + |         |       | Corrente de Seq. + |         | Potência (MVA) | FP    |       |
|-------------------------|----------------------------|----------|---------|-------|----------|---------|-------|----------|---------|-------|------------------|---------|-------|--------------------|---------|----------------|-------|-------|
|                         |                            | Va       |         |       | Vb       |         |       | Vc       |         |       | Va (+)           |         |       | Ia (+)             |         |                |       |       |
| Análise                 | (ms)                       | Mod (kV) | Ang (°) | pu    | Mod (kV) | Ang (°) | pu    | Mod (kV) | Ang (°) | pu    | Mod (kV)         | Ang (°) | pu    | Mod (A)            | Ang (°) |                |       |       |
| Pré-falta               | 297                        | 20,099   | 123,0   | 1,01  | 20,176   | 2,0     | 1,01  | 20,136   | 242,0   | 1,01  | 20,137           | 122,5   | 1,01  | 28,9               | 292,0   | 1,7            | 0,98  |       |
|                         | -43                        | 20,087   | 119,0   | 1,01  | 20,164   | 358,0   | 1,01  | 20,137   | 238,0   | 1,01  | 20,129           | 118,5   | 1,01  | 29,1               | 288,0   | 1,8            | 0,98  |       |
| Curuto-Circuito (82 ms) | Primeiros 30 ms do defeito | -19      | 20,510  | 107,0 | 1,03     | 10,361  | 337,0 | 0,52     | 16,674  | 245,0 | 0,84             | 15,567  | 111,0 | 0,78               | 29,3    | 291,5          | 1,4   | 1,00  |
|                         |                            | -10      | 20,741  | 106,0 | 1,04     | 10,490  | 335,0 | 0,53     | 16,513  | 244,0 | 0,83             | 15,617  | 110,1 | 0,78               | 28,6    | 285,4          | 1,3   | 1,00  |
|                         |                            | 0        | 20,762  | 106,0 | 1,04     | 10,495  | 335,0 | 0,53     | 16,532  | 244,0 | 0,83             | 15,635  | 109,8 | 0,78               | 28,3    | 282,3          | 1,3   | 0,99  |
|                         |                            | 11       | 20,728  | 106,0 | 1,04     | 10,462  | 334,0 | 0,53     | 16,441  | 243,0 | 0,83             | 15,578  | 109,2 | 0,78               | 22,6    | 277,3          | 1,1   | 0,98  |
|                         | Após os 30 ms iniciais     | 15       | 20,655  | 105,0 | 1,04     | 10,460  | 334,0 | 0,53     | 16,467  | 243,0 | 0,83             | 15,570  | 108,8 | 0,78               | 15,8    | 266,7          | 0,7   | 0,93  |
|                         |                            | 18       | 20,691  | 105,0 | 1,04     | 10,490  | 334,0 | 0,53     | 16,438  | 243,0 | 0,83             | 15,580  | 108,6 | 0,78               | 12,0    | 252,9          | 0,6   | 0,81  |
|                         |                            | 20       | 20,738  | 105,0 | 1,04     | 10,472  | 334,0 | 0,53     | 16,466  | 243,0 | 0,83             | 15,593  | 108,5 | 0,78               | 10,3    | 236,8          | 0,5   | 0,62  |
|                         |                            | 31       | 20,752  | 104,0 | 1,04     | 10,469  | 333,0 | 0,53     | 16,501  | 242,0 | 0,83             | 15,609  | 108,0 | 0,78               | 10,2    | 196,6          | 0,5   | -0,02 |
|                         |                            | 41       | 20,747  | 104,0 | 1,04     | 10,517  | 333,0 | 0,53     | 16,490  | 242,0 | 0,83             | 15,622  | 107,8 | 0,78               | 10,2    | 196,2          | 0,5   | -0,03 |
|                         |                            | 50       | 21,093  | 107,0 | 1,06     | 13,924  | 337,0 | 0,70     | 17,019  | 238,0 | 0,85             | 17,171  | 107,9 | 0,86               | 11,6    | 196,2          | 0,6   | -0,03 |
|                         | 59                         | 20,646   | 113,0   | 1,04  | 18,487   | 348,0   | 0,93  | 18,910   | 235,0   | 0,95  | 19,326           | 112,1   | 0,97  | 13,2               | 199,7   | 0,8            | -0,04 |       |
| Pós-falta               | 63                         | 20,129   | 115,0   | 1,01  | 20,100   | 355,0   | 1,01  | 20,033   | 235,0   | 1,01  | 20,087           | 115,1   | 1,01  | 13,1               | 203,3   | 0,8            | -0,03 |       |
|                         | 72                         | 20,018   | 115,0   | 1,00  | 20,075   | 335,0   | 1,01  | 20,500   | 235,0   | 1,03  | 20,047           | 115,1   | 1,01  | 13,0               | 203,6   | 0,8            | -0,03 |       |
|                         | 151                        | 20,056   | 115,0   | 1,01  | 20,130   | 354,0   | 1,01  | 20,089   | 234,0   | 1,01  | 20,092           | 114,3   | 1,01  | 13,2               | 243,3   | 0,8            | 0,63  |       |



| Instante |      | Fase A   |         |      | Fase B   |         |      | Fase C   |         |      | Tensão de Seq. + |         |      | Corrente de Seq. + |         | Potência (MVA) | FP   |
|----------|------|----------|---------|------|----------|---------|------|----------|---------|------|------------------|---------|------|--------------------|---------|----------------|------|
|          |      | Va       |         |      | Vb       |         |      | Vc       |         |      | Va (+)           |         |      | Ia (+)             |         |                |      |
| Análise  | (ms) | Mod (kV) | Ang (°) | pu   | Mod (kV) | Ang (°) | pu   | Mod (kV) | Ang (°) | pu   | Mod (kV)         | Ang (°) | pu   | Mod (A)            | Ang (°) |                |      |
|          | 300  | 20,034   | 113,0   | 1,01 | 20,110   | 352,0   | 1,01 | 20,066   | 232,0   | 1,01 | 20,070           | 112,3   | 1,01 | 19,1               | 277,4   | 1,2            | 0,97 |
|          | 383  | 20,060   | 111,0   | 1,01 | 20,127   | 351,0   | 1,01 | 20,101   | 231,0   | 1,01 | 20,096           | 111,2   | 1,01 | 22,9               | 277,7   | 1,4            | 0,97 |

Ainda para a LT 34,5 kV Barra 5 - UEE II Barra 5B C2, cálculos fasoriais foram realizados para verificar o comportamento das correntes de seqüência durante o defeito. No instante pré-falta, os aerogeradores estão injetando apenas corrente de seqüência positiva, como exposto na Figura V-31. Durante o defeito, Figura V-32, observa-se que as correntes de seqüência negativa e zero são bem menores que a de seqüência positiva. A corrente de seqüência positiva apresenta módulo de 22,6 A, enquanto a de seqüência negativa apenas 1,7 A (7% do valor de seqüência positiva) e a seqüência zero apenas 1,3 A (6% do valor de seqüência positiva).

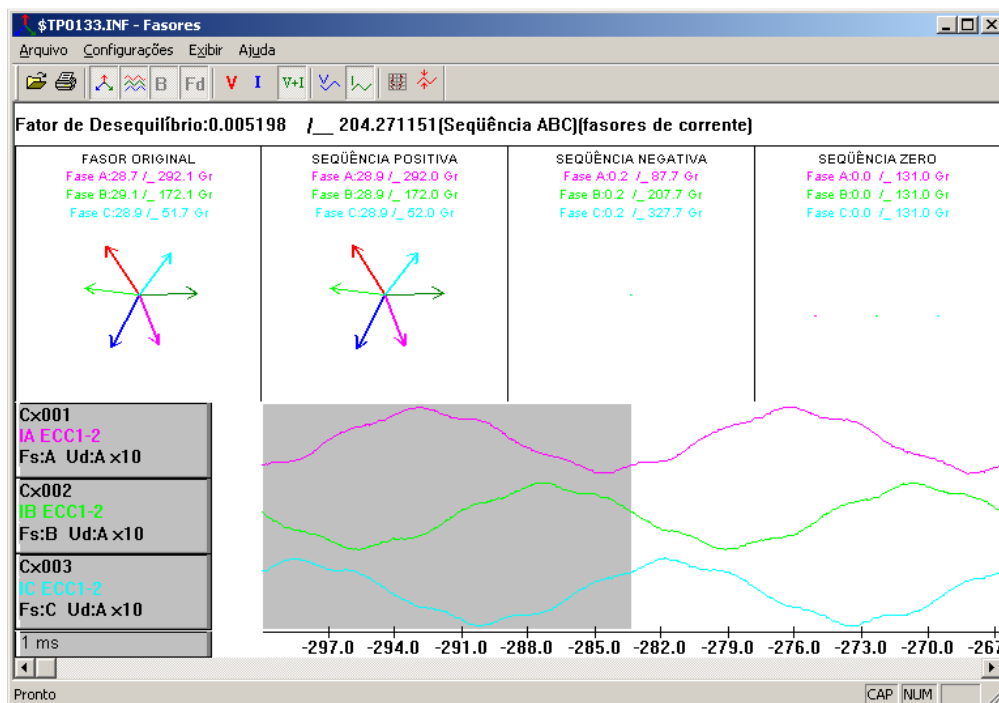


Figura V-31 – Diagrama Fasorial da Corrente no Instante Pré-Falta, na LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5B C2

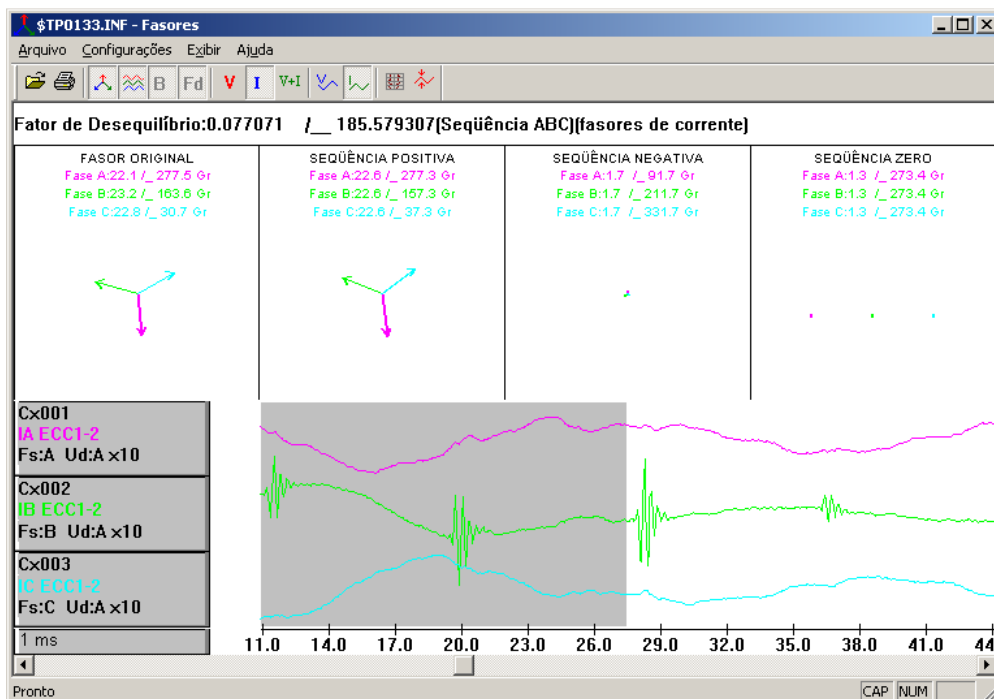


Figura V-32 – Diagrama Fasorial da Corrente Durante o Defeito, na LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5B C2

## 2. UEE II e III:

Com a ocorrência do curto-circuito monofásico na LT 34,5 Barra 5 – UEE I Barra 5A C1, a tensão na fase B das SEs Barra 6 e Barra 7 34,5 kV, referentes as UEE II e III, diminui pouco, ficando em torno de 0,87 pu. As Figura V-33 e Figura V-34 mostram os diagramas fasoriais das tensões nestes barramentos, durante o defeito.

Verifica-se que a tensão na fase B das Barras 6 e 7 de 34,5 kV fica em torno de 17,3 kV, o que corresponde a 0,87 pu, sendo esta a tensão mais baixa verificada em toda a duração do defeito monofásico na LT 34,5 Barra 5 – UEE I Barra 5A C1. Contudo, durante o defeito, os AG da UEE II e III contribuem, não havendo diminuição da corrente durante a falta, como ocorreu com os AG 7 à 15 da UEE I. Isto pode ser visto nas oscilografias das LTs de 34,5 kV das UEE II e III apresentadas nas Figura V-35, Figura V-36, Figura V-37 e Figura V-38.

Todas as máquinas da UEE I, II e III estão ajustadas para uma tensão mínima de 0,8 pu. Entretanto, como a tensão ficou acima deste valor, não há atuação do controle dos conversores para zerar a contribuição da corrente de defeito.

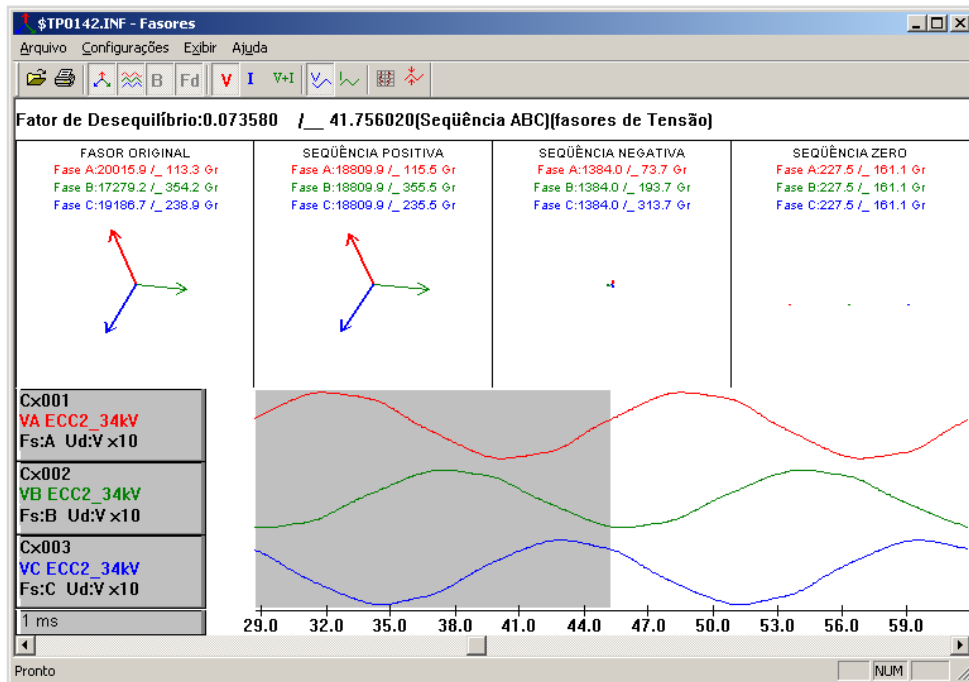


Figura V-33 – Diagrama Fasorial da Tensão no Momento de defeito, no Barramento 2

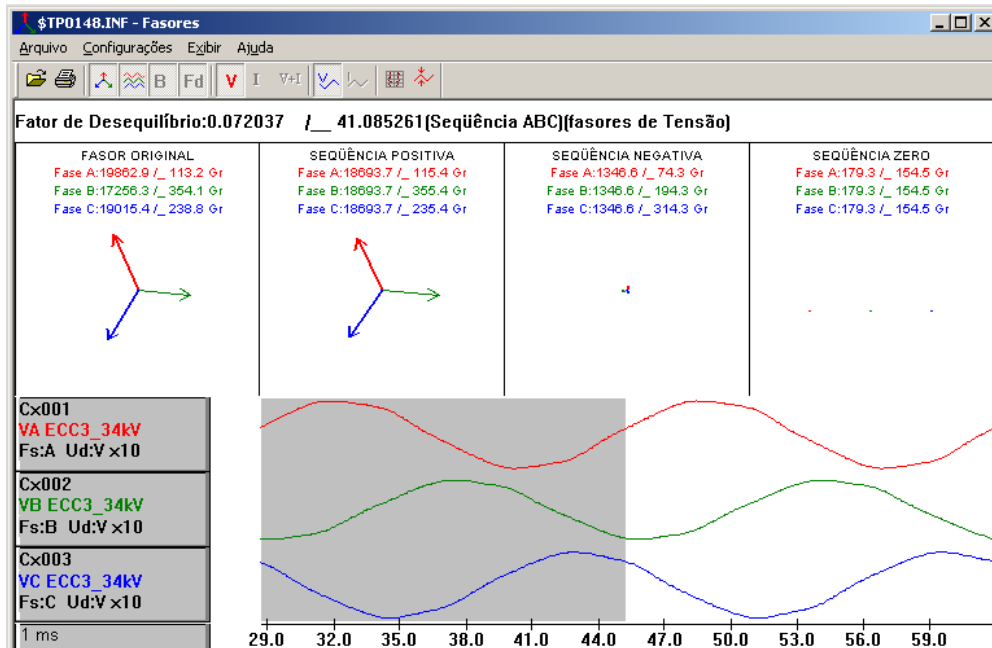


Figura V-34 – Diagrama Fasorial da Tensão no Momento de defeito, no Barramento 3

➤ LT 34,5 kV Barra 6 - UEE II Barra 6A C1:

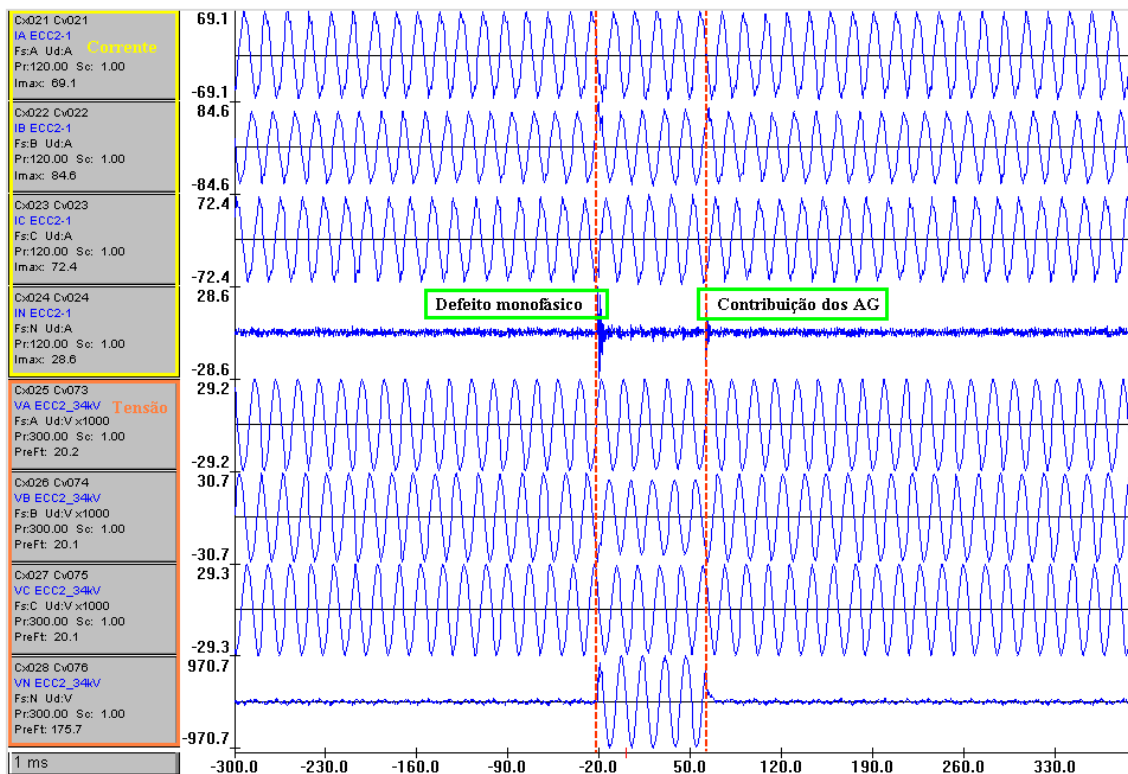


Figura V-35 – Tensão e Corrente da LT 34,5 kV Barra 6 - UEE II Barra 6A C1

➤ LTs 34,5 kV Barra 6 – UEE II Barra 6B C2 e Barra 6 – UEE II Barra 6C C3:

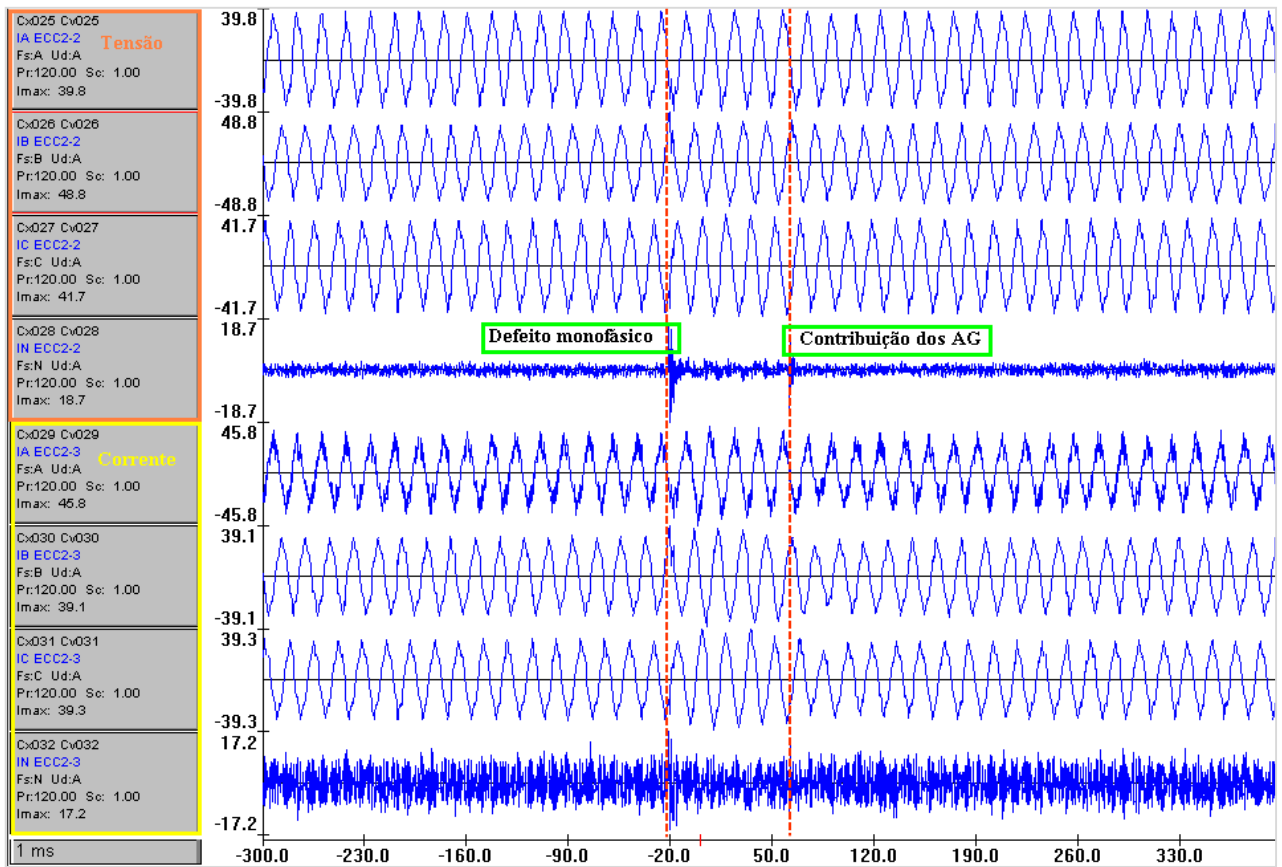


Figura V-36 – Correntes das LTs 34,5 kV Barra 6 – UEE II Barra 6B C2 e Barra 6 – UEE II Barra 6C

➤ LT 34,5 kV Barra 7 – UEE III Barra 7A C1:

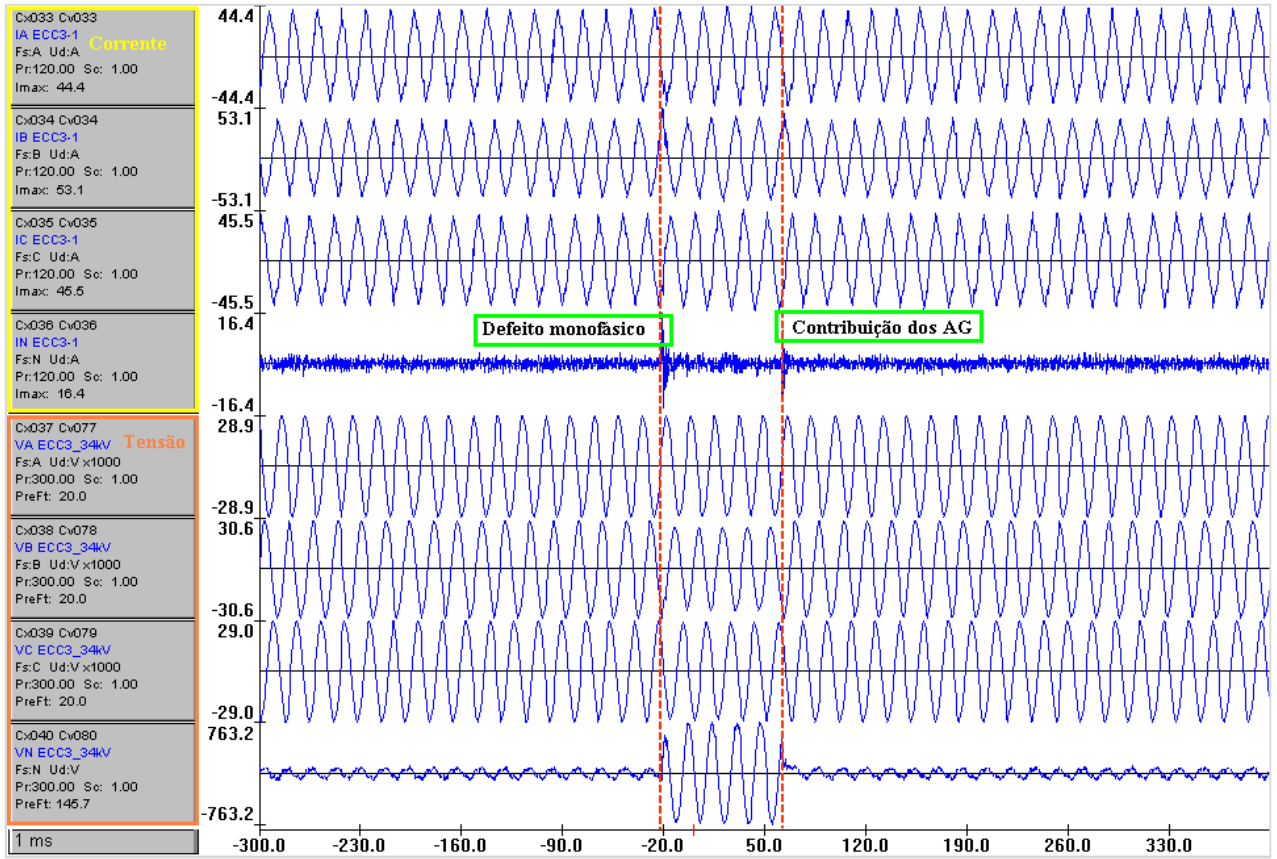
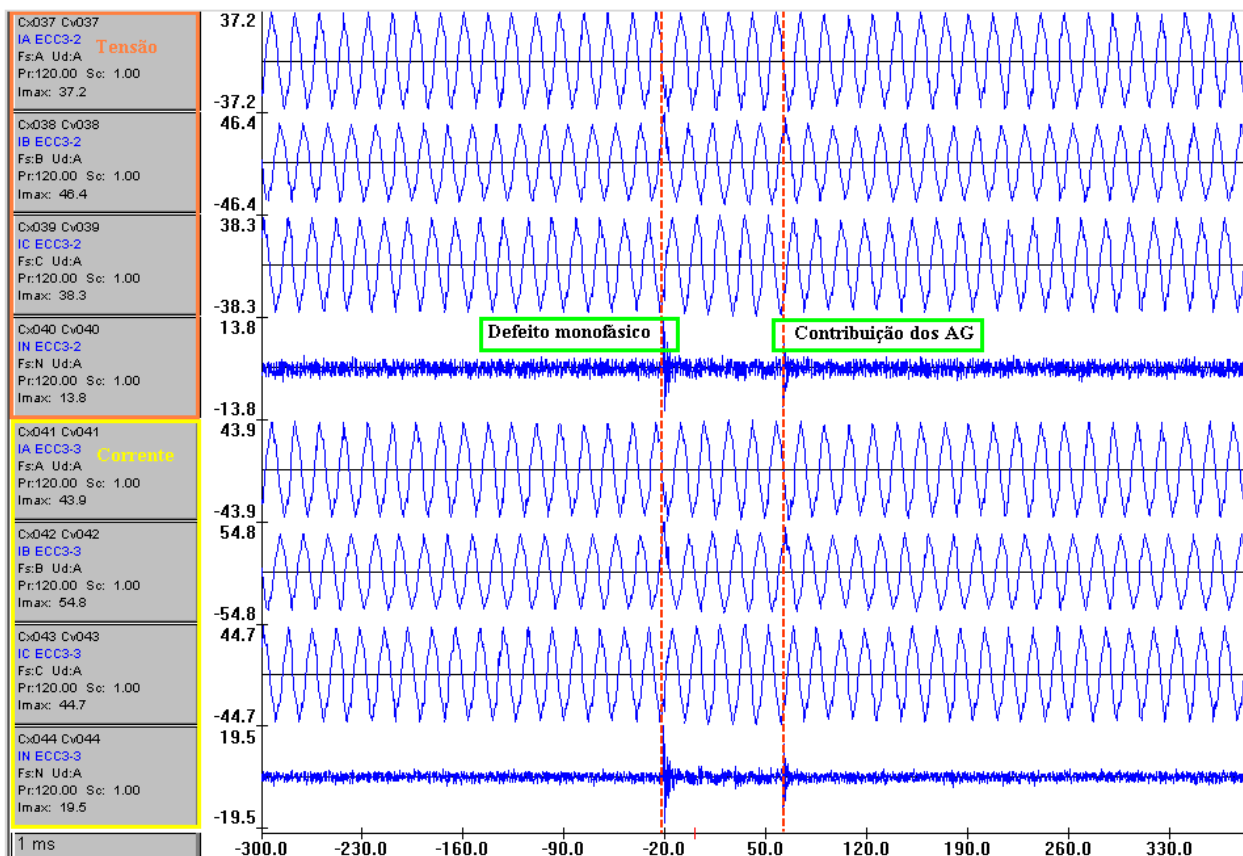


Figura V-37 – Tensão e Corrente da LT 34,5 kV Barra 7 – UEE III Barra 7A C1

➤ LTs 34,5 kV Barra 7 – UEE III Barra 7B C2 e Barra 7 – UEE III Barra 7C C3:



**Figura V-38 – Correntes das LTs 34,5 kV Barra 7 – UEE III Barra 7B C2 e Barra 7 – UEE III Barra 7C C3**

A Tabela V-6 apresenta os valores das tensões e correntes das fases A, B e C e de sequência positiva da LTs 34,5 kV Barra 6 – UEE II Barra 6<sup>a</sup> C1, para diferentes instantes de tempo, pré-falta, durante a falta e no pós-falta, assim como a potência injetada pelos AG 7 a 11 da UEE II e seu fator de potência.

No período pré-falta, os AG 7 a 11 da UEE II estavam gerando 2,6 MVA, apresentavam tensão em torno de 1,01 pu, corrente de aproximadamente 43,1 A e fator de potência de 0.95.

Durante o defeito verifica-se que como a tensão ficou acima do  $V_{min}$  (tensão de corte) de 0.8pu os aerogeradores continuaram contribuindo para o defeito, injetando



corrente, não ocorreu a diminuição da corrente como na UEE I (não contribuição). A corrente injetada pelos AG 1 à 7 da UEE II elevou um pouco, chegando a valores em torno de 46 A, bem próximo do valor pré-falta. O fator de potência permaneceu o mesmo durante o defeito, em torno de 0.95.

Tabela V-6– Dados de Tensão e Corrente das fases e sequência positiva da LT 34,5 Barra 6 – UEE I Barra 6A C1

| Instante        |                            | Fase A   |         |       | Fase B   |         |       | Fase C   |         |       | Tensão de Seq. + |         |       | Corrente de Seq. + |         | Potência (MVA) | FP   |      |
|-----------------|----------------------------|----------|---------|-------|----------|---------|-------|----------|---------|-------|------------------|---------|-------|--------------------|---------|----------------|------|------|
|                 |                            | Va       |         |       | Vb       |         |       | Vc       |         |       | Va (+)           |         |       | Ia (+)             |         |                |      |      |
| Análise         | (ms)                       | Mod (kV) | Ang (°) | pu    | Mod (kV) | Ang (°) | pu    | Mod (kV) | Ang (°) | pu    | Mod (kV)         | Ang (°) | pu    | Mod (A)            | Ang (°) |                |      |      |
| Pré-falta       | 297                        | 20,193   | 123,0   | 1,01  | 20,270   | 2,0     | 1,02  | 20,152   | 242,0   | 1,01  | 20,205           | 122,0   | 1,01  | 43,7               | 284,0   | 2,6            | 0,95 |      |
|                 | -43                        | 20,180   | 119,0   | 1,01  | 20,257   | 358,0   | 1,02  | 20,155   | 238,0   | 1,01  | 20,197           | 118,0   | 1,01  | 42,5               | 280,0   | 2,6            | 0,95 |      |
| Curuto-Circuito | Primeiros 30 ms do defeito | -19      | 20,018  | 115,0 | 1,00     | 17,361  | 356,0 | 0,87     | 19,253  | 240,0 | 0,97             | 18,860  | 117,0 | 0,95               | 42,0    | 281,0          | 2,4  | 0,96 |
|                 |                            | -10      | 20,059  | 114,0 | 1,01     | 17,357  | 355,0 | 0,87     | 19,231  | 240,0 | 0,97             | 18,865  | 117,0 | 0,95               | 43,5    | 280,0          | 2,5  | 0,96 |
|                 |                            | 0        | 20,060  | 114,0 | 1,01     | 17,351  | 355,0 | 0,87     | 19,221  | 240,0 | 0,96             | 18,861  | 116,0 | 0,95               | 44,9    | 279,0          | 2,5  | 0,96 |
|                 |                            | 11       | 20,042  | 114,0 | 1,01     | 17,311  | 355,0 | 0,87     | 19,176  | 239,0 | 0,96             | 18,826  | 116,0 | 0,95               | 45,8    | 280,0          | 2,6  | 0,96 |
|                 | Após os 30 ms iniciais     | 15       | 20,004  | 114,0 | 1,00     | 17,311  | 355,0 | 0,87     | 19,191  | 239,0 | 0,96             | 18,819  | 116,0 | 0,94               | 45,9    | 280,0          | 2,6  | 0,96 |
|                 |                            | 20       | 20,022  | 114,0 | 1,01     | 17,293  | 354,0 | 0,87     | 19,180  | 239,0 | 0,96             | 18,814  | 116,0 | 0,94               | 46,0    | 280,0          | 2,6  | 0,96 |
|                 |                            | 31       | 19,999  | 113,0 | 1,00     | 17,271  | 354,0 | 0,87     | 19,191  | 239,0 | 0,96             | 18,803  | 115,0 | 0,94               | 45,8    | 279,4          | 2,6  | 0,96 |
|                 |                            | 41       | 19,995  | 113,0 | 1,00     | 17,293  | 354,0 | 0,87     | 19,179  | 239,0 | 0,96             | 18,805  | 115,0 | 0,94               | 45,3    | 279,0          | 2,6  | 0,96 |
| Pós-falta       | 50                         | 20,227   | 114,0   | 1,02  | 18,293   | 353,0   | 0,92  | 19,267   | 237,0   | 0,97  | 19,253           | 115,0   | 0,97  | 44,5               | 278,0   | 2,6            | 0,96 |      |
|                 | 59                         | 20,282   | 115,0   | 1,02  | 19,702   | 354,0   | 0,99  | 19,714   | 236,0   | 0,99  | 19,898           | 115,0   | 1,00  | 43,9               | 277,0   | 2,6            | 0,95 |      |
|                 | 63                         | 20,168   | 116,0   | 1,01  | 20,243   | 356,0   | 1,02  | 20,072   | 236,0   | 1,01  | 20,161           | 116,0   | 1,01  | 44,0               | 277,0   | 2,7            | 0,95 |      |
|                 | 72                         | 20,113   | 116,0   | 1,01  | 20,162   | 356,0   | 1,01  | 20,067   | 236,0   | 1,01  | 20,114           | 116,0   | 1,01  | 42,5               | 277,0   | 2,6            | 0,95 |      |
|                 | 151                        | 20,170   | 115,0   | 1,01  | 20,241   | 355,0   | 1,02  | 20,124   | 235,0   | 1,01  | 20,178           | 115,0   | 1,01  | 43,3               | 277,0   | 2,6            | 0,95 |      |
|                 | 300                        | 20,183   | 113,0   | 1,01  | 20,252   | 353,0   | 1,02  | 20,138   | 233,0   | 1,01  | 20,191           | 113,0   | 1,01  | 43,1               | 274,0   | 2,6            | 0,95 |      |
|                 | 383                        | 20,201   | 112,0   | 1,01  | 20,267   | 352,0   | 1,02  | 20,165   | 231,0   | 1,01  | 20,211           | 112,0   | 1,01  | 43,7               | 273,0   | 2,6            | 0,95 |      |

### Simulação no SAPRE

Para reproduzir a perturbação apresentada no Caso 3 nos programas ANAFAS/SAPRE, foi utilizado o caso de curto-circuito trimestral BR1303A.ANA, disponibilizado pelo ONS.

A partir dos valores de tensão e corrente da condição pré-falta, retirados das oscilografias expostas acima, foi possível calcular o valor da potência injetada pelas UEE antes do curto-circuito. A potência total injetada antes do defeito das UEE I, II e III era de 14,9 MVA. Já a potência total instalada das mesmas é de 103,5 MVA. Logo, para o Caso 2 em análise, as usinas estavam gerando apenas 14% de sua capacidade total. Segue a potência gerada, detalhada, em cada complexo eólico.

#### 1. UEE I:

- C1: 2 MVA (Potência total instalada de 13,8 MVA)
- C2: 1,7 MVA (Potência total instalada de 11,5 MVA)
- C3: 1,7 MVA (Potência total instalada de 9,2 MVA)

#### 2. UEE II, total de 34,5 MVA:

- C1: 2,6 VA (Potência total instalada de 13,8 MVA)
- C2: 1,4 MVA (Potência total instalada de 11,5 MVA)
- C3: 1,1MVA (Potência total instalada de 9,2 MVA)

#### 3. UEE I, total de 34,5 MVA:

- C1: 1,5 MVA (Potência total instalada de 11,5 MVA)
- C2: 1,3 MVA (Potência total instalada de 11,5 MVA)
- C3: 1,6 MVA (Potência total instalada de 11,5 MVA)

Os dados de entrada utilizados na simulação para as UEE I, II e III são os listados abaixo, apenas o que muda para cada UEE é a potência ativa pré-falta (Pinic MW) e o número de unidades em operação (NOP), o restante não se altera.

Potência Ativa Pré-Falta (Pinic): 0,33 MW  
Número de unidades em operação (NOP): 6  
Corrente Máxima de Sequência Positiva (Imax): 3.500 A(rms)  
Tensão Mínima para Injetar (Vmin): 0.8 pu  
Fator de Potência de Curto-Circuito (FP\_CC): 1  
Fator de Potência de Operação (FP\_pre): 1

A Figura V-39 mostra a aplicação de um curto-circuito monofásico, na fase B, da LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5A C1, bem próximo do terminal da UEE I, no programa SAPRE. Já as Figura V-40 e Figura V-41 apresentam as contribuições dos AG das UEE.

Para o defeito aplicado, a tensão de sequência positiva nos terminais dos aerogeradores das UEE I, no 0,4 kV, fica igual a 0,7 e 0,8 pu, ou seja, menor e igual ao Vmin de 0,8 pu informada pelo agente. Assim, para esta condição os AG eólicos 1 a 15 da UEE I não contribuem para o defeito, conforme analisado nas oscilografias apresentadas anteriormente.

Já para as UEE II e III, as tensões nos terminais dos aerogeradores, no 0,4 kV, são iguais a 0,9 pu, superiores ao limite de suportabilidade de subtensão ajustado para estas máquinas. Neste caso, as usinas contribuem para o defeito, não diminuindo sua contribuição.

Pelas análises das oscilografias da LT 34,5 kV Barra 6 – UEE II Barra 6A C1 e pela Tabela V-6 tem-se que a corrente de sequência positiva que passa pelo C1 é em média 44,9 A durante o defeito. Pela simulação realizada no SAPRE, apresentada na Figura V-40, tem-se uma corrente de contribuição no C1 de 45,7 A, valor bastante próximo do encontrado nos dados reais da UEE II durante a falta.

Assim, conclui-se que os resultados encontrados na simulação estão compatíveis com os dados reais apresentados nas oscilografias, para a perturbação em análise.

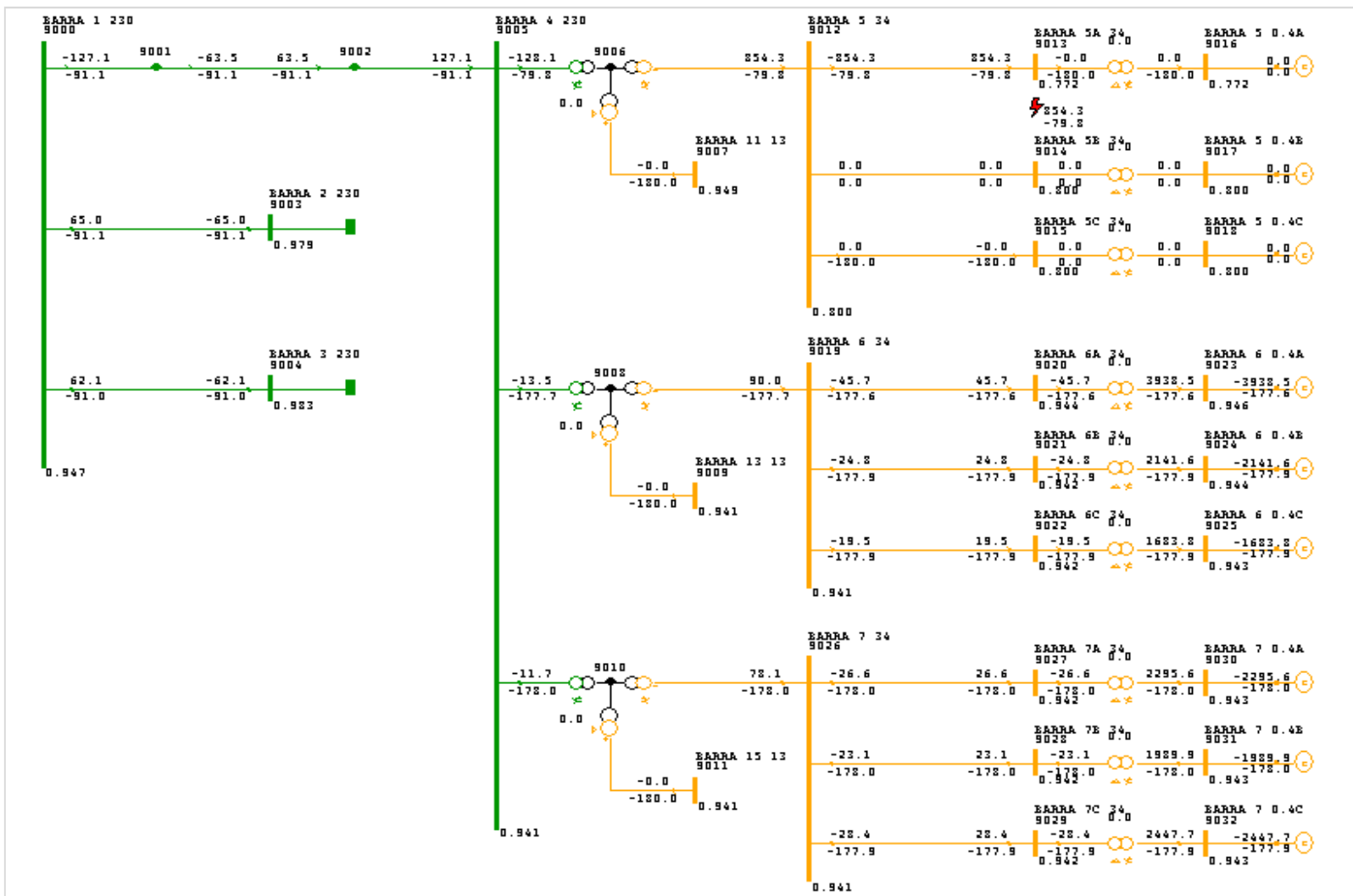


Figura V-39 – Curto- Circuito Monofásico na LT 34,5 kV Barra 5 – UEE I Barra 5A C1

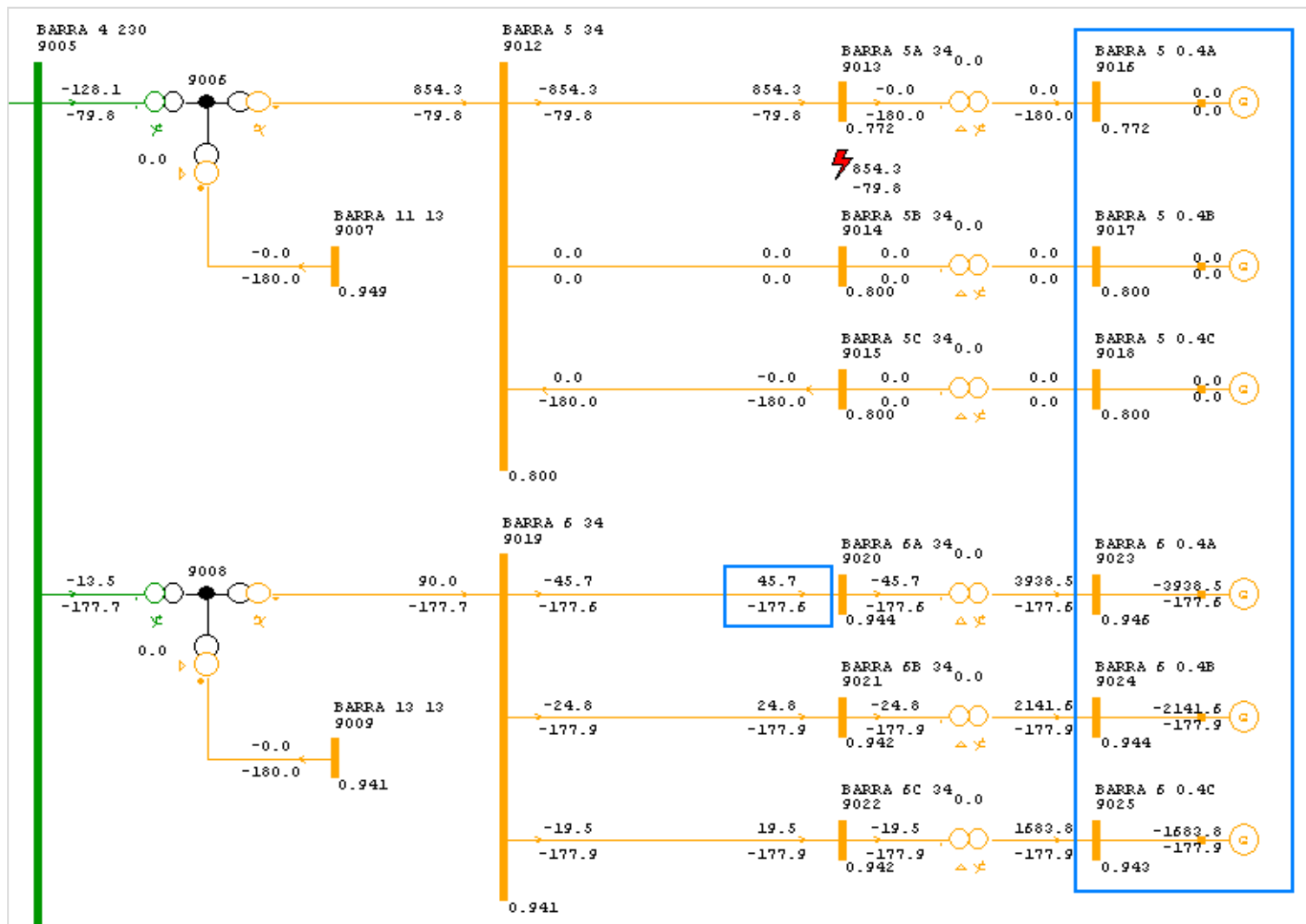


Figura V-40 – Contribuição das UEE I e II

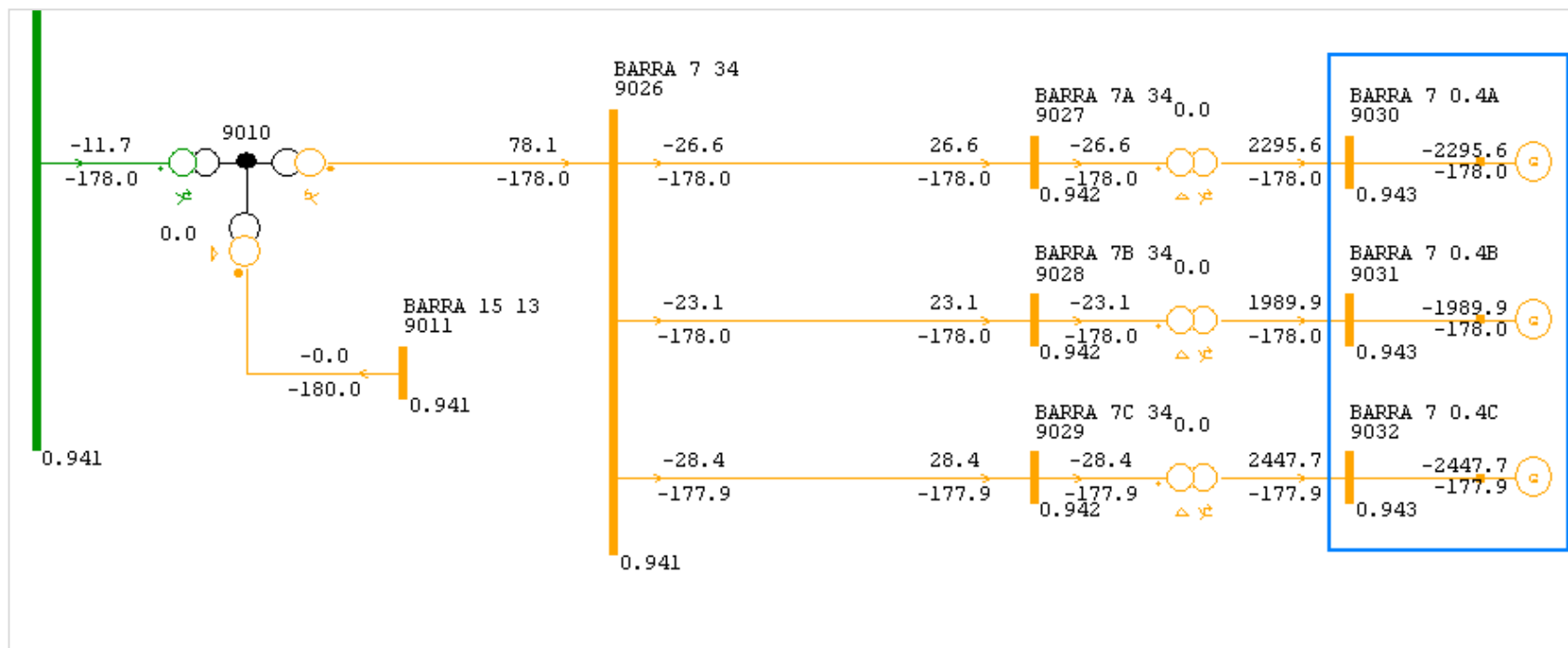


Figura V-41 – Contribuição da UEE III



## CAPÍTULO VI CONCLUSÕES

Diante do grande incentivo e conseqüente crescimento da instalação de usinas eólicas no Brasil, estudos envolvendo a operação destas usinas vem sendo necessários para avaliação do comportamento do Sistema Elétrico Brasileiro, em virtude da tecnologia utilizada nas mesmas. O presente trabalho focou em analisar o comportamento de um determinado tipo de configuração de turbina eólica, a *full converter*, utilizando máquina síncrona, para a operação frente a defeitos no sistema. Esta configuração foi escolhida em função de sua utilização no sistema brasileiro e devido à necessidade de uma nova modelagem adotada nos programas de curto-circuito. Os programas comerciais de curto-circuito tiveram que adaptar suas modelagens para representarem e reproduzirem o comportamento da configuração que utiliza o gerador síncrono com conversor.

Os geradores síncronos convencionais do sistema são modelados como uma fonte de tensão, entretanto, esta modelagem não se aplica à configuração *full converter*, já que para esta o gerador síncrono não é conectado diretamente a rede, mas sim a um conversor CA-CC-CA que controla a corrente de curto-circuito injetada na rede durante o defeito, o gerador síncrono é dissociado da rede. Contudo, os programas de curto-circuito do CEPEL ANAFAS/SAPRE, utilizados como ferramenta de simulação na dissertação, modelam este gerador eólico como uma fonte de corrente de sequência positiva. O programa admite que durante o defeito só há injeção de corrente de sequência positiva ao sistema, independente do tipo de falta, simétrica ou assimétrica.

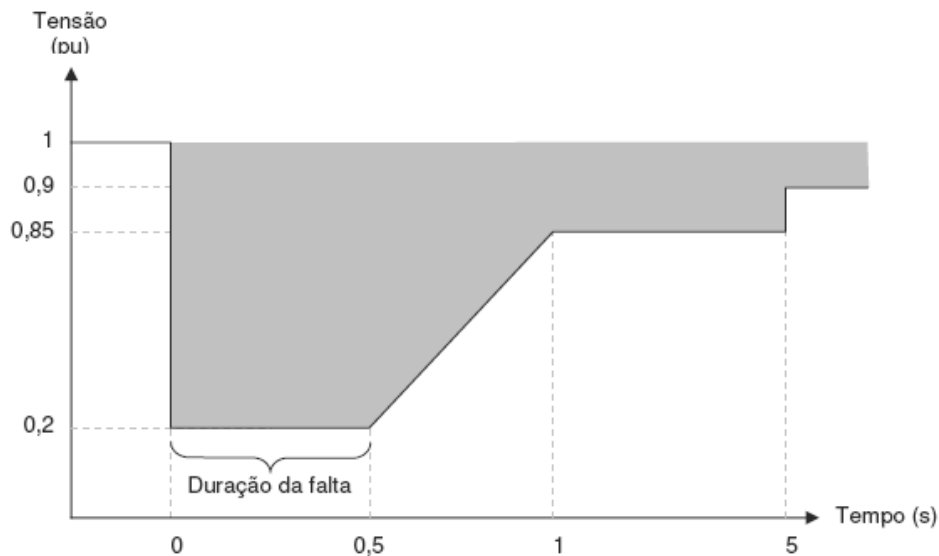
Para a realização das análises do comportamento desta configuração, foram selecionadas 3 perturbações aplicadas ao Sistema Elétrico Brasileiro, de forma que, a partir de dados reais e oscilografias de tensão e corrente, foi estudado o desempenho do mesmo diante de curto-circuitos monofásicos, os mais presentes no sistema. Observou-se e constatou-se que a configuração *full converter* controla sua corrente de defeito a partir dos ajustes fixados no conversor. O controle do conversor é ajustado para uma tensão mínima. Caso a tensão nos terminais do AG atinja este limite de tensão, ou seja, apresente valor menor ou igual, o conversor atua de modo a limitar a corrente de defeito, diminuindo a mesma de maneira que a máquina não contribua para o defeito. Entretanto, se a tensão

apresentar valores superiores a este limite de tensão, a máquina não zera sua corrente de contribuição, pelo contrário, ocorre injeção de corrente durante a falta. Entretanto, verificou-se que esta corrente de defeito não é elevada, pode ter um aumento em torno de 20% (um pouco mais ou menos, dependendo dos ajustes do conversor), mas foi observado, como esperado, que a corrente de contribuição de curto-circuito é controlada e próxima ao seu valor pré-falta. Para este tipo de configuração, há a necessidade de uma modelagem específica em programas comerciais de curto-circuito. Considerar a sua representação como uma fonte de tensão é bastante discrepante da realidade, já que resultaria uma injeção de corrente de defeito muito mais elevada.

Pelas oscilografias, foi possível confirmar que durante o defeito a configuração *full converter* só injeta praticamente apenas corrente de sequência positiva, ocorrendo também contribuição de corrente nas sequências negativas e zero, entretanto muito menores que a positiva, podendo ser desprezadas. Os conversores são projetados de maneira a não contribuírem para estas sequências. Então, é correto afirmar nos estudos elétricos que “há apenas injeção de sequência positiva”. Também foi verificado que na ocorrência de um defeito, caso a tensão nos terminais do AG seja maior que a tensão mínima de corte ajustada pelo conversor, haverá contribuição durante a falta e o controle tenta manter o fator de potência elevado durante a perturbação. Mas, uma vez que a tensão atinja valor menor ou igual à tensão mínima, o AG não contribui para a falta e conseqüentemente o fator de potência vai a zero. Além disso, os conversores apresentam um determinado tempo de resposta ao sistema para definição do comportamento da injeção de corrente durante o defeito. Verificou-se, de uma forma geral, que o tempo de atuação dos conversores é em torno de 30ms, podendo variar de fabricante e modelo de máquina, como apresentado no capítulo V nas Tabela V-1, Tabela V-2, Tabela V-3, Tabela V-5.

Os procedimentos de rede do Brasil, indicados no Submódulo 3.6 do ONS, definem que as usinas eólicas devem permanecer conectadas ao sistema até uma tensão mínima de 0,2 pu por um limite de tempo de 0,5s, conforme a Figura VI-1. Nos casos analisados foi verificado que alguns AG cortam sua contribuição durante o defeito para tensões superiores a 0,2 pu. Entretanto, eles não se desconectam do sistema, se mantêm conectados injetando uma corrente residual, extremamente baixa. O nível de tensão abaixo do qual o AG irá parar de contribuir, vai depender do ajuste de controle dos conversores. A considerar que,

independente do ajuste adotado, os agentes devem respeitar os requisitos *fault ride-through*. Na perturbação analisada no Caso 1, por exemplo, os AG cortaram suas contribuições para uma tensão superior a 0,2 pu, mas os mesmos se mantiveram conectados a rede, atendendo os procedimentos de rede. Após o defeito, a injeção de potência retorna ao valor pré-falta, em forma de rampa.



**Figura VI-1 – Gráfico Tensão nos terminais dos aerogeradores x Tempo, [13]**

A configuração *full converter*, diante de defeitos no sistema, pode variar de acordo com o controle ajustado no conversor, e isto pode variar de fabricante para fabricante, assim como para diferentes modelos de máquina de um mesmo fabricante. A informação do tipo de controle adotado por parte do fabricante é fundamental para a modelagem deste tipo de configuração nos estudos elétricos, uma mesma máquina pode apresentar diferentes tipos de controle. Nos dados analisados foi observado que há um controle do conversor para ocorrer o corte da corrente de curto-circuito para uma tensão nos terminais do AG ainda alta (0,8 pu, por exemplo), entretanto o tipo de configuração analisado também tem controle para durante o defeito injetar a máxima corrente possível, por isso a importância da informação de qual ajuste está sendo considerado na operação do AG. Pelas especificações de gerador síncrono com conversor utilizados no Brasil verifica-se que a

máxima corrente de curto-circuito admissível é 20 ou 30% acima da corrente nominal, logo, este tipo de configuração não irá contribuir mais que este valor.

Verificou-se que a contribuição dos AG *full-converter* é baixa, entretanto cabe destacar que a energia eólica esta em crescimento acelerado no país e sua capacidade instalada vai crescer consideravelmente daqui a alguns anos, os estudos elétricos em torno deste tema é extremamente importante visto o aumento da capacidade instalada desta energia no Brasil.

As simulações realizadas no programa SAPRE mostraram valores bastante próximos dos indicados nas oscilografias. Para os casos em que houve contribuição durante o defeito, as correntes de contribuição obtidas nas simulações ficaram bem próximas dos níveis encontrados nas oscilografias. Mesmo com a representação de forma mais genérica, sem levar em conta as peculiaridades dos controles dos aerogeradores, que mudam de fabricante para fabricante, os valores encontrados nas simulações estão bem próximos dos dados reais. Entretanto, cabe destacar que o detalhamento maior das informações sobre os AG e o controle adotado por parte dos fabricantes, pode contribuir para um maior aperfeiçoamento dos programas. Um levantamento dos tipos de máquinas utilizadas (configuração) no Sistema Elétrico Brasileiro, assim como os controles utilizados nos conversores e os modos de operação, pode se mostrar extremamente importante para resultar em fidelidade ainda maior na comparação entre oscilografias e resultados indicados nas simulações.

## VI.1 Sugestões de Trabalhos Futuros

Durante a pesquisa bibliográfica verificou-se a necessidade de se estudar mais detalhadamente a configuração DFIG, máquina de indução duplamente alimentada, que também utiliza conversor de frequência, mas diferentemente da configuração *full converter*, assim como seus tipos de conversores. Esta é uma configuração bastante utilizada no país e também requer estudos, pois sua operação também pode ser afetada pela atuação dos ajustes do conversor. Este é um assunto que pode ser apontado como sugestão para trabalhos futuros.

Outra sugestão para trabalhos futuros é a realização da análise transitória para o trabalho apresentado com o objetivo de obter-se um maior detalhamento do comportamento deste tipo de aerogerador, já que na análise estática simplificações são consideradas.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] **Atlas de Energia Elétrica do Brasil - 3ª Edição.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: Outubro 2011.
- [2] **Site do Ministério de Minas e Energia.** Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: Outubro 2011.
- [3] **Revista Cenários Energia Eólica 2012, Editora Brasil Energia.**
- [4] **Site da Agência Nacional de Energia Eólica.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: Janeiro 2012.
- [5] **Site Terra Vista do Céu.** Disponível em: <<http://terravistadoceu.com>>. Acesso em: Maio 2013.
- [6] **Site da Wobben.** Disponível em: <[www.wobben.com.br](http://www.wobben.com.br)>. Acesso em: Maio 2013.
- [7] Grubb, M. J. and N. I. Meyer. 1993. "Wind energy: Resources, systems and regional strategies." In: T. B. Johansson, H. Kelly, A. K. N. Reddy, and R. H. Williams (eds.), Renewable Energy: Sources for Fuels and Electricity. Washington, D.C.: Island Press.
- [8] **Site do Ministério do Meio Ambiente.** Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/energia/energias-renovaveis/energia-eolica>>. Acesso em: Outubro de 2011.
- [9] **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, Cepel.** Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/index.php?task=livro&cid=1>>. Acesso em: Outubro 2011.
- [10] Wu, Bin; Lang, Youngqiang; Zargari, Navid and Kouro, Samir. 2011. "Power Conversion and Control of Wind Energy Systems." **IEEE Press.**
- [11] JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P. et al.; 2000. Embedded Generation. United Kingdom.
- [13] **Procedimentos de Rede - Submódulo 3.6 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão, rev. 1.1, ONS.** Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [14] VALENTINI, M; AKHMATOVN, V; IOV, F; THISTED, J. "Fault Current

- Contribution from VSC-based WindTurbines to the Grid". **IEEE THE Second International Symposium on Electrical and Eletronics Engineering, 2008.**
- [15] ROMÉRO, S; ROSSI, J; AQUINO, A; RANGEL, R., LEVY, L. "Representação de Geradores Eólicos Síncronos com Conversor de Frequência por Fontes de Corrente Controladas em um Programa de Cálculos de Curto-Circuitos". **XI Simpósio de especialistas em Planejamento da Operação e Expansão elétrica, 2009.**
- [16] WALLING, R; REICHARD, M. "Short-Circuit Behavior of Wind Turbine Generators". **IEEE, 2009.**
- [17] MARTÍNEZ, J; KAJAER, P; RODRIGUEZ, P; TEODORESCU, S. "Short Circuit from Different Wind Turbine Generator Types". **IEEE, 2010.**
- [18] SONG, B; HWANG, C; PARK, M. "Analysis of Voltage Faults in the Grid-Connected Inverter of a Wind Power Generation System using Real-Time Digital Simulator". **ThB1-5 8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia, 2011.**
- [19] NELSON, R; MA, H. "Short-Circuit Contributions of Full-Converter Wind Turbines". **IEEE, 2011.**
- [20] MULJADI, E; SAMAN, N; GEVORGIAN, V; LI, J; PASUPULATI, S. "Short Circuit Corrente Contribution for Different Wind Turbine Generator Types". **IEEE, 2011.**
- [21] FISCHER, M; MENDONÇA, A. "Representation of Variable Speed Full Conversion  
FISCHER, M; MENDONÇA, A. "Representation Of Variable Speed Full Conversion Wind Energy Converters for Steady State Short-Circuit Calculations". **IEEE, 2012.**
- [22] SADATI, A; KAREGAR, K; SAADAT, P; NIASSATI, N; . "Short-Circuit Current Analysis for Different Types of Wind Turbines". **IEEE, 2012.**
- [23] Blackburn, J. Lewis. "Symmetrical Components for Power Systems Engineering"  
**Marcel Dekker Inc.**
- [24] Kindermman, Geraldo. "Curto-Circuito". **Ed. Afiliada, 1997**
- [25] **Acompanhamento Mensal da Geração de Energia das Usinas Eolielétricas com programa e despacho centralizados pelo ONS Maio/2013.** Disponível em: <  
[http://www.ons.org.br/download/resultados\\_operacao/boletim\\_mensal\\_geracao\\_eolica/](http://www.ons.org.br/download/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/)

Boletim\_Eolica\_mai-2013.pdf>. Acesso em: Junho/2013.

- [26] **TransmissionCode 2007** - Network and System Rules of the German Transmission System Operators, **VDN**. Disponível em: <  
[http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/transmissioncode%202007\\_engl.pdf](http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/transmissioncode%202007_engl.pdf)>.