



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

Rafael Ruiz Peroni

Análise de um Sistema de Geração de Energia Eólica:
Estudo das Correntes Comuns e Diferenciais em
um Modelo de Simulação Numérica

Florianópolis
2023

Rafael Ruiz Peroni

Análise de um Sistema de Geração de Energia Eólica:
Estudo das Correntes Comuns e Diferenciais em
um Modelo de Simulação Numérica

Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.
Orientador: Prof. Adroaldo Raizer, Dr.

Florianópolis
2023

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

Peroni, Rafael Ruiz

Análise de um Sistema de Geração de Energia Eólica :
Estudo das Correntes Comuns e Diferenciais em um Modelo de
Simulação Numérica / Rafael Ruiz Peroni ; orientador,
Adroaldo Raizer, 2023.

122 p.

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

Inclui referências.

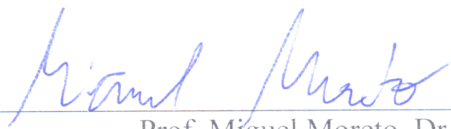
1. Engenharia Elétrica. 2. Energia eólica. 3.
Conversores estáticos. 4. Corrente comum. 5. Simulação. I.
Raizer, Adroaldo. II. Universidade Federal de Santa
Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Rafael Ruiz Peroni

Análise de um Sistema de Geração de Energia Eólica: Estudo das Correntes Comuns e Diferenciais em um Modelo de Simulação Numérica

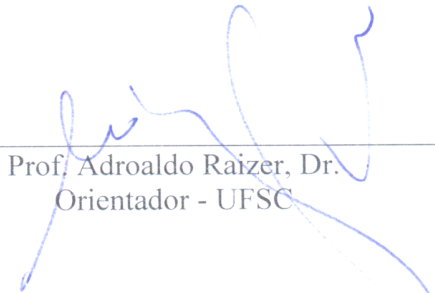
Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 13 de dezembro de 2023.



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

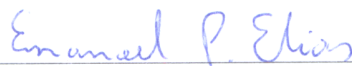
Banca Examinadora:



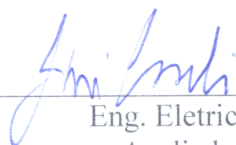
Prof. Adroaldo Raizer, Dr.
Orientador - UFSC



Prof. Roberto Francisco Coelho, Dr.
Avaliador - UFSC



Eng. Eletric. Emanuel Pereira Elias
Avaliador - UFSC



Eng. Eletric. Jair Cassoli Jr.
Avaliador - WEG S.A.

Este trabalho é dedicado à minha família.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à minha família pelo apoio incondicional, independente das minhas escolhas.

Agradeço à Dra. Maria Katuyo Motooka de Oliveira por ter (provavelmente) salvo a minha vida.

Agradeço ao Colégio Elisa Andreoli, em particular seus funcionários e professores, pelo carinho, consideração, atenção e paciência por tantos anos da minha vida. Agradeço também aos meus amigos e colegas do Elisa Andreoli pelas memórias e diversões inesquecíveis (principalmente pelo carteadado nos intervalos).

Aos professores da Engenharia Elétrica da UFSC, principalmente os que ficam quase uma hora discutindo após a aula, por serem realmente apaixonados no que fazem e servirem de inspiração. O fascínio de vocês por cada área é o que nos motiva a crescer. Agradeço também aos meus amigos e colegas da UFSC pelos almoços, risadas e ajudas ao longo da graduação, pois sem vocês, não sei se daria.

Aos guerreiros do MagLab pela fonte de determinação, discussões enriquecedoras e paciência infinita ao longo de minha passagem pelo laboratório.

“Deus ajuda os JUSTOS.”
(Vitor Lisboa Walter, 2023)

“Meu Deus.”
(Ygor Fonseca, 2023)

RESUMO

Com a necessidade de produção de energia por meio de fontes renováveis, devido às mudanças climáticas causadas em parte pela queima de combustíveis fósseis, a energia eólica aparece como uma boa opção por conta do seu custo cada vez menor por MWh gerado, criando um grande interesse no estudo desse tipo de energia. Esse trabalho teve como objetivo mostrar o funcionamento básico de um sistema de geração de energia eólica, com ênfase nas correntes comuns e diferenciais. Utilizando de um modelo básico de um sistema de geração de energia eólica em regime permanente, no *Altair PSIM*, estudaram-se então as componentes diferenciais e comuns das tensões e correntes produzidas pelo conversor e alguns de seus efeitos no sistema. Não idealidades foram adicionadas ao modelo visando determinar alguns parâmetros responsáveis pela circulação de corrente comum no sistema e as possíveis consequências desse tipo de corrente. Ao final, foi mostrado o efeito das capacitâncias parasitas de um gerador síncrono multipolos na criação desse tipo de corrente e também, o papel da indutância de dispersão e capacitâncias parasitas do transformador de saída na propagação da corrente comum à rede de média tensão, tornando-se uma corrente de modo comum.

Palavras-chave: Energia eólica. Conversores estáticos. Corrente comum. Simulação.

ABSTRACT

With the need for energy production through renewable sources due to climate changes caused in part by the burning of fossil fuels, wind energy emerges as a viable option due to its decreasing cost per generated MWh, sparking significant interest in the study of this type of energy. This work aimed to demonstrate the basic operation of a wind energy generation system, with emphasis on common and differential currents. Using a basic model of a wind energy generation system in steady-state, in *Altair PSIM*, the common and differential components of voltages and currents produced by the converter were then studied, along with some of their effects on the system. No idealizations were added to the model to determine parameters responsible for the circulation of common current in the system and the potential consequences of this type of current. In conclusion, the effect of parasitic capacitances of a multipole synchronous generator in the creation of this type of current was demonstrated, as well as the role of leakage inductance and parasitic capacitances of the output transformer in the propagation of common current to the medium-voltage network, becoming a common-mode current.

Keywords: Wind energy. Static converters. Common current. Simulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Matriz elétrica brasileira (esquerda) e evolução da capacidade eólica instalada no país (direita)	29
Figura 2 – Custo nivelado de eletricidade (LCOE) das fontes de energia cujas usinas (de grande porte) foram recentemente instaladas (2021-2022). Linhas representam a média global desse valor	30
Figura 3 – Por empresa: localização dos sistemas de geração de energia eólica (esquerda) e correspondente parcela na geração eólica do Brasil (direita)	31
Figura 4 – Representação de uma massa de ar passando por uma turbina eólica	33
Figura 5 – Representação de uma massa de ar passando por uma turbina eólica, em 2D.	34
Figura 6 – Coeficiente de potência C_p em função do TSR (λ), para diferentes tipos de turbinas eólicas	36
Figura 7 – Potência extraída pelo aerogerador AGW 147 / 4.2 da WEG em função da velocidade do vento incidente	37
Figura 8 – Tipos de sistemas de geração de energia eólica	39
Figura 9 – Popularidade dos conversores CA/CA utilizados na geração de energia eólica	41
Figura 10 – Conversor CA/CA baseado em diodos	42
Figura 11 – Conversor CA/CA Back-to-Back 2 níveis	42
Figura 12 – Conversor CA/CA NPC de 3 níveis	43
Figura 13 – Inversor monofásico de meia ponte	45
Figura 14 – Comparação entre sinal sinal arbitrário m com a portadora V_{port} de período T_s , gerando os sinais de comando de Q_1 e Q_2	46
Figura 15 – (a) Comparação entre sinal sinal arbitrário m com a portadora V_{port} de período T_s . (b) Sinal de comando de Q_1 . (c) Tensão de saída V_a , com a definição do <i>duty-cycle</i> D	47
Figura 16 – Inversor monofásico injetando corrente numa rede elétrica existente, por meio da interface de um indutor L	48
Figura 17 – Controle simples via PI da corrente injetada na rede elétrica de tensão de pico V_{rede_pico} . Uma referência de corrente é gerada a partir do sinal de tensão da rede elétrica, fazendo com que os sinais fiquem em fase	49
Figura 18 – Inversor trifásico	51
Figura 19 – Inversor trifásico conectado à rede por meio de filtro L	53
Figura 20 – Controle do inversor trifásico conectado à rede	54
Figura 21 – PLL para determinação da fase da rede elétrica	54
Figura 22 – Diagrama de blocos da implementação do PLL trifásico no <i>Altair PSIM</i>	55

Figura 23 – Diagrama de blocos para determinação das correntes i_d , i_q e i_0 de referência a partir das potências P e Q trifásicas a serem injetadas pelo inversor na rede elétrica	56
Figura 24 – Tensões (v_a , v_b e v_c) e correntes (i_a , i_b e i_c) na rede elétrica para um inversor trifásico ideal com filtro L	56
Figura 25 – Seguimento das correntes i_d e i_q de referência, por meio do controle PI de cada componente dq0	57
Figura 26 – Sinal $m_a(t)$ a ser modulado pela portadora triangular (V_{port}) para gerar os comandos do interruptor Q_1	58
Figura 27 – Sinais $m_a(t)$ e $m_a(t)$ filtrado por um passa bandas de 60 Hz (para ilustração do sinal teórico)	58
Figura 28 – Corrente i_a e corrente i_{com} , para o caso do inversor trifásico ideal com filtro L , com ponto médio CC conectado ao neutro da rede	59
Figura 29 – Corrente i_{com} no detalhe, para o caso do inversor trifásico ideal com filtro L , com ponto médio CC conectado ao neutro da rede	59
Figura 30 – Inversor trifásico de tensão conectado à rede via filtro L , modelado via fontes de tensão	60
Figura 31 – Inversor trifásico de tensão conectado à rede via filtro L , modelado via fontes de tensão diferencial e comum	61
Figura 32 – Tensão comum às 3 fases do inversor trifásico simulado na seção do exemplo numérico	61
Figura 33 – Circuito equivalente da tensão comum V_{pwm}^{com} gerando a corrente comum i_{com}	62
Figura 34 – Tensão e corrente comum para o caso da seção 4.2.4 de exemplo numérico	62
Figura 35 – De cima para baixo: tensão e corrente comum, tensões de saída do inversor e sinais $m(t)$ filtrados de cada fase, para o caso da seção 4.2.4 de exemplo numérico	63
Figura 36 – Correntes de saída (acima) e corrente comum (abaixo) para o inversor da seção 4.2.4 injetando 0,5 MW	65
Figura 37 – Inversor trifásico de tensão conectado à rede via filtro L , sem a conexão do ponto médio do barramento CC e o neutro da rede elétrica	66
Figura 38 – Circuito do PLL para medição das tensões de fase sem o neutro conectado ao ponto médio do barramento CC	66
Figura 39 – Tensão entre o neutro da rede elétrica e o ponto médio do barramento CC	67
Figura 40 – Correntes de saída do inversor trifásico para o caso do neutro não estar conectado ao ponto médio do barramento CC	67
Figura 41 – Tensão $V_{pwm,a}^{dif}$ calculada	68

Figura 42 – FFT da tensão $V_{pwm,a}$ (acima), da tensão V_{pwm}^{com} (centro) e da tensão $V_{pwm,a}^{dif}$ (abaixo), quando as portadoras estão em fase	68
Figura 43 – FFT da tensão $V_{pwm,a}$ (acima), da tensão V_{pwm}^{com} (centro) e da tensão $V_{pwm,a}^{dif}$ (abaixo), quando as portadoras estão defasadas em 120° uma da outra	69
Figura 44 – Inversor de tensão trifásico com filtro L conectado à rede elétrica de média tensão via transformador elevador, com neutro do transformador conectado ao ponto médio do barramento CC	70
Figura 45 – Corrente i_a e $i_{rede,a}$, para o inversor com filtro L conectado à rede elétrica de média tensão via transformador elevador, com neutro do transformador conectado ao ponto médio do barramento CC	71
Figura 46 – Inversor de tensão trifásico com filtro L conectado à rede elétrica de média tensão via transformador elevador, sem a conexão entre o neutro do transformador e o ponto médio do barramento CC	72
Figura 47 – Corrente i_a e $i_{rede,a}$, para o inversor com filtro L conectado à rede elétrica de média tensão via transformador elevador, sem a conexão entre o neutro do transformador e o ponto médio do barramento CC	72
Figura 48 – Retificador trifásico PWM no <i>Altair PSIM</i>	73
Figura 49 – Tensões (v_a , v_b e v_c) e correntes (i_a , i_b e i_c) na rede elétrica para um retificador trifásico PWM ideal com filtro L	74
Figura 50 – Seguimento das correntes i_d e i_q de referência, por meio do controle PI de cada componente dq0, para o retificador trifásico PWM	74
Figura 51 – Gerador síncrono de ímãs permanentes conectado a um retificador trifásico PWM no <i>Altair PSIM</i>	75
Figura 52 – Esquema com <i>encoder</i> para estimação das tensões de fase do gerador síncrono	76
Figura 53 – Dados de um gerador síncrono de ímãs permanentes para conexão sem caixa de engrenagens	77
Figura 54 – Modelo simples de um gerador síncrono de ímãs permanentes conectado a um retificador trifásico PWM no <i>Altair PSIM</i>	78
Figura 55 – Gerador síncrono de ímãs permanentes conectado a um retificador trifásico PWM, modelado via fontes de tensão diferencial e comum	79
Figura 56 – Circuito diferencial do gerador síncrono de ímãs permanentes conectado a um retificador trifásico PWM	79
Figura 57 – Circuito comum do gerador síncrono de ímãs permanentes conectado a um retificador trifásico PWM	80
Figura 58 – Correntes de fase do gerador síncrono de ímãs permanentes conectado a um retificador trifásico PWM para o caso do ponto médio do barramento CC e do neutro do gerador estarem conectados	81

Figura 59 – Corrente comum do gerador síncrono de ímãs permanentes conectado a um retificador trifásico PWM para o caso do ponto médio do barramento CC e do neutro do gerador estarem conectados	81
Figura 60 – Gerador síncrono de ímãs permanentes conectado a um retificador trifásico PWM sem a conexão entre neutro e ponto médio do barramento CC	82
Figura 61 – Correntes de fase do gerador síncrono de ímãs permanentes conectado a um retificador trifásico PWM sem a conexão entre o ponto médio do barramento CC e o neutro do gerador	82
Figura 62 – Conversor Back-to-Back de 2 níveis, ideal	83
Figura 63 – Balanço de potências no capacitor de barramento CC do conversor Back-to-Back de 2 níveis	84
Figura 64 – Controle simples de tensão no barramento CC	84
Figura 65 – Aquisição de fase para o controle do retificador do conversor Back-to-Back de 2 níveis	86
Figura 66 – Determinação das correntes i_q e i_d de referência para o retificador do conversor Back-to-Back de 2 níveis	86
Figura 67 – Controle das correntes impostas no gerador síncrono pelo retificador do conversor Back-to-Back de 2 níveis	87
Figura 68 – Aquisição de fase para o controle do inversor do conversor Back-to-Back de 2 níveis	87
Figura 69 – Determinação das correntes i_q e i_d de referência para o inversor do conversor Back-to-Back de 2 níveis	88
Figura 70 – Controle das correntes impostas no primário do transformador de saída pelo inversor do conversor Back-to-Back de 2 níveis	88
Figura 71 – Tensão V_s no barramento CC	89
Figura 72 – De cima para baixo, correntes no gerador, correntes no primário do transformador e correntes no secundário do transformador	89
Figura 73 – Ondulação da tensão V_s no barramento CC	90
Figura 74 – De cima para baixo, correntes no gerador, correntes no primário do transformador e correntes no secundário do transformador, no detalhe	90
Figura 75 – Conversor Back-to-Back de 2 níveis com o ponto médio do barramento CC desconectado, mas com o neutro do gerador e do transformador conectados entre si	91
Figura 76 – Modelo de fontes de tensão comuns e diferenciais para o conversor Back-to-Back com neutros do gerador e do transformador conectados, sem conexão com o ponto médio do barramento CC	92

Figura 77 – Circuito comum do conversor Back-to-Back de 2 níveis com os neutros do gerador e do transformador conectados, sem conexão com o ponto médio do barramento CC	92
Figura 78 – De cima para baixo, tensão comum do retificador, tensão comum do inversor e diferença entre as tensões comuns (inversor - retificador) . . .	93
Figura 79 – De cima para baixo, diferença entre as tensões comuns (inversor - retificador), corrente comum no gerador e corrente comum no primário do transformador	93
Figura 80 – Conversor Back-to-Back de 2 níveis de 4 MW da ABB, o ACS880-87LC-4000A/4021A-7	95
Figura 81 – Cabo trifásico blindado	96
Figura 82 – Conexão do gerador ao conversor	96
Figura 83 – Conexão do conversor ao transformador de saída	97
Figura 84 – Conexão da blindagem do cabo à carcaça do gerador, no detalhe	97
Figura 85 – Circuito comum (parte do retificador)	98
Figura 86 – Circuito comum (parte do inversor)	98
Figura 87 – Modelo de cabo trifásico no <i>Altair PSIM</i>	99
Figura 88 – Dados elétricos do cabo FIBEP NC-F 3x240 + 120 mm ² 0,6 / 1 kV da Nexans	100
Figura 89 – Circuito comum visto pelas fontes de tensão comum do conversor Back-to-Back para o caso em que o modelo dos cabos é adicionado ao <i>Altair PSIM</i>	100
Figura 90 – Corrente comum resultante para simulação com o modelo de cabos do <i>Altair PSIM</i>	101
Figura 91 – Espectro harmônico da corrente comum resultante para simulação com o modelo de cabos do <i>Altair PSIM</i>	102
Figura 92 – Circuito equivalente de capacitâncias entre enrolamentos e estator de um gerador síncrono de ímãs permanentes	103
Figura 93 – Valores de capacitâncias para um gerador síncrono de ímãs permanentes sem caixa de engrenagens (<i>Direct-drive PMSG</i>) e com caixa de engrenagens (<i>Semi Direct-drive PMSG</i>)	103
Figura 94 – Circuito comum (parte do retificador), considerando o modelo das capacitâncias parasitas do gerador síncrono de ímãs permanentes (<i>Direct-drive</i>)	104
Figura 95 – Circuito comum visto pelas fontes de tensão comum do conversor Back-to-Back para o caso em que as capacitâncias do gerador são adicionadas ao <i>Altair PSIM</i>	104
Figura 96 – Corrente comum resultante para simulação com o modelo de capacitâncias do gerador síncrono de ímãs permanentes no <i>Altair PSIM</i>	105

Figura 97 – Espectro harmônico da corrente comum resultante para simulação com o modelo de capacitâncias do gerador síncrono de ímãs permanentes no <i>Altair PSIM</i>	106
Figura 98 – Parque eólico típico com transformador Zig-Zag (dentro do quadrado vermelho) dando a fonte de terra para a rede de média tensão	106
Figura 99 – Circuito equivalente considerando o aterramento do sistema gerador de energia eólica e do transformador Zig-Zag na rede de média tensão	107
Figura 100 – Transformador com elementos parasitas	108
Figura 101 – Circuito comum do conversor Back-to-Back acoplado ao transformador modelado apenas com capacitâncias parasitas	109
Figura 102 – Circuito comum do conversor Back-to-Back acoplado ao transformador modelado com capacitâncias parasitas, indutância de dispersão e resistência do primário	109
Figura 103 – Espectro harmônico da corrente comum no primário do transformador de saída	110
Figura 104 – Espectro harmônico da corrente comum na rede elétrica de média tensão	110
Figura 105 – Limites de emissões conduzidas de alta frequência para turbinas eólicas conectadas à rede elétrica (IEC 61800-3:2017)	111
Figura 106 – Espectro harmônico da corrente da fase <i>a</i> da rede de média tensão, em $dB\mu V$, com sobreposição do respectivo limite especificado em norma	111
Figura 107 – Transformador padrão (a), transformador com blindagem de Faraday (b)	112
Figura 108 – Transformador com blindagem de Faraday aplicada nos enrolamentos de cada fase e então conectadas no neutro do transformador	113
Figura 109 – Circuito comum do conversor Back-to-Back acoplado ao transformador modelado com capacitâncias parasitas, indutância de dispersão e resistência do primário, com blindagem de Faraday aplicada entre os enrolamentos do transformador e conectada ao neutro do mesmo	113
Figura 110 – Espectro harmônico da corrente comum na rede elétrica de média tensão, com blindagem de Faraday aplicada sobre o transformador	114
Figura 111 – Espectro harmônico da corrente da fase <i>a</i> da rede de média tensão, em $dB\mu V$, com sobreposição do respectivo limite especificado em norma, com a blindagem de Faraday aplicada sobre o transformador	114
Figura 112 – Diferença entre a corrente de modo comum (I_{CM}) e a corrente de modo diferencial (I_{DM})	115
Figura 113 – Diferença entre a radiação eletromagnética entre I_{CM} e I_{DM} . (a) 2 condutores de comprimento l separados de uma distância s , com correntes circulando (decompostas em diferencial e comum). (b) radiação da I_{DM} . (c) radiação da I_{CM}	116

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
FFT	<i>Fast Fourier Transform</i> - Transformada Rápida de Fourier
GI	Gerador de Indução
GIDA	Gerador de Indução Duplamente Alimentado
GIGE	Gerador de Indução de Gaiola de Esquilo
GIRB	Gerador de Indução com Rotor Bobinado
GS	Gerador Síncrono
GSC	<i>Grid-Side Converter</i> - Conversor do Lado da Rede
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i> - Custo Nivelado de Eletricidade
MSC	<i>Motor-Side Converter</i> - Conversor do Lado do Motor
NPC	<i>Neutral-Point Clamped</i>
PI	Proporcional-Integral
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i> - Malha de Captura de Fase
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i> - Gerador Síncrono de Ímãs Permanentes
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> - Modulação por Largura de Pulso
RMS	<i>Root Mean Square</i> - Valor Eficaz
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

C_p	Coefficiente de potência
λ	TSR
m	Sinal arbitrário a ser comparado com a portadora do PWM
V_{port}	Portadora do PWM
T_s	Período da portadora do PWM
Q_1	Interruptor superior da fase a
Q_2	Interruptor inferior da fase a
V_a	Tensão de saída instantânea da fase a com relação ao ponto médio do barramento CC
D	<i>Duty-cycle</i> - Razão cíclica
L	Valor de indutância por fase do conversor
i_d	Corrente instantânea de eixo direto
i_q	Corrente instantânea de eixo de quadratura
i_0	Corrente instantânea de eixo zero
P	Potência ativa trifásica
Q	Potência reativa trifásica
v_a	Tensão instantânea da fase a
v_b	Tensão instantânea da fase b
v_c	Tensão instantânea da fase c
i_a	Corrente instantânea da fase a
i_b	Corrente instantânea da fase b
i_c	Corrente instantânea da fase c
m_a	Sinal arbitrário da fase a a ser comparado com a portadora do PWM
i_{com}	Corrente comum (soma das correntes de cada fase)
V_{pwm}^{com}	Tensão PWM comum gerada pelo conversor
$V_{pwm,a}^{dif}$	Tensão PWM diferencial da fase a gerada pelo conversor
$V_{pwm,a}$	Tensão PWM entre a fase a e o ponto médio do barramento CC
$i_{rede,a}$	Corrente instantânea da fase a no lado da rede elétrica de média tensão
V_s	Tensão no barramento CC
I_{CM}	Corrente de modo comum
I_{DM}	Corrente de modo diferencial
m_{ar}	Massa de uma massa de ar arbitrária
v_{in}	Velocidade de entrada de uma massa de ar
v_{out}	Velocidade de saída de uma massa de ar
ΔE_c	Varição de energia cinética de uma massa de ar
Δt	Intervalo de tempo
P_{tur}	Potência entregue à turbina eólica

ρ_{ar}	Densidade de uma massa de ar
A_{in}	Área da entrada do volume de controle
A_{out}	Área da saída do volume de controle
A_{tur}	Área varrida pelas pás da turbina eólica
v_{med}	Velocidade de uma massa de ar na turbina eólica
$C_{p,max}$	Limite de Betz
θ	Ângulo de ataque das pás da turbina eólica (<i>Pitch</i>)
ω_{tur}	Velocidade angular das pás da turbina eólica
R	Raio da área varrida pelas pás da turbina eólica
$C_{p,opt}$	Valor ótimo do coeficiente de potência para uma turbina eólica
λ_{opt}	TSR ótimo para uma turbina eólica
ω_{opt}	Velocidade angular das pás ótima para uma turbina eólica
f_s	Frequência da portadora do PWM
$V_{a,med}$	Tensão de saída média da fase <i>a</i> com relação ao ponto médio do barramento CC
V_{rede}	Valor instantâneo da tensão de fase da rede elétrica
A	Amplitude da tensão de fase a ser imposta pelo inversor em sua saída para obter a corrente de fase desejada
θ_a	Ângulo com relação à rede elétrica da tensão de fase a ser imposta pelo inversor em sua saída para obter a corrente de fase desejada
V_p	Valor de pico da tensão de fase da rede elétrica
I_p	Valor de pico da corrente de saída de uma fase do inversor
ϕ	Ângulo da corrente da fase <i>a</i> com relação à tensão da fase <i>a</i> da rede
ω	Pulsção angular do sistema
D_{max}	Valor limite do <i>duty-cycle</i> <i>D</i>
P_{fase}	Potência ativa monofásica
Q_{fase}	Potência reativa monofásica
v_d	Tensão instantânea de eixo direto
v_q	Tensão instantânea de eixo de quadratura
v_0	Tensão instantânea de eixo zero
θ_e	Ângulo atual do sistema dq0 de referência
π	Constante pi
k_p	Ganho proporcional do PLL
k_i	Ganho integral do PLL
ω_o	Frequência em rad/s do sinal a ser seguido pelo PLL
k	Ganho do controlador PI
T	Constante de tempo do controlador PI
$V_{pwm,b}$	Tensão PWM entre a fase <i>b</i> e o ponto médio do barramento CC
$V_{pwm,b}^{dif}$	Tensão PWM diferencial da fase <i>b</i> gerada pelo conversor

$V_{pwm,c}$	Tensão PWM entre a fase c e o ponto médio do barramento CC
$V_{pwm,c}^{dif}$	Tensão PWM diferencial da fase c gerada pelo conversor
m_{max}	Valor de pico do sinal a ser comparado com a portadora do PWM
D_{pior}	<i>Duty-cycle</i> correspondente onde ocorre a maior ondulação da corrente comum
Δi_{com}	<i>Duty-cycle</i> correspondente onde ocorre a maior ondulação da corrente comum
V_n	Tensão instantânea entre o neutro da rede elétrica e o ponto médio do barramento CC
N_{sec}	Número de voltas em um enrolamento do secundário de um transformador trifásico
N_{pri}	Número de voltas em um enrolamento do primário de um transformador trifásico
V_{sec}	Tensão de linha eficaz no secundário do transformador trifásico
V_{pri}	Tensão de linha eficaz no primário do transformador trifásico
p	Número de polos do gerador
K	Ganho de tensão do gerador síncrono
V_{nom}	Tensão de linha eficaz nominal do PMSG
n_{nom}	Velocidade nominal em rpm do rotor do PMSG
n	Velocidade em rpm do rotor do PMSG
$v_{abc,s}$	Tensões instantâneas entre fase e neutro do PMSG
r_s	Matriz de resistências do PMSG
$i_{abc,s}$	Correntes instantâneas de cada fase do PMSG
λ_m	Enlaces de fluxo gerados pelos ímãs do PMSG
L_s	Matriz de indutâncias do PMSG
L_q	Indutância de eixo de quadratura do PMSG
L_d	Indutância de eixo direto do PMSG
L_l	Indutância de dispersão por fase do PMSG
$_g$	Variáveis referentes ao lado do gerador no conversor Back-to-Back
$_p$	Variáveis referentes ao lado do primário do transformador no conversor Back-to-Back
$_s$	Variáveis referentes ao lado do secundário do transformador no conversor Back-to-Back
$V_{s,ref}$	Tensão de barramento CC de referência
$P_{ref,p}$	Potência trifásica de referência a ser injetada no primário do transformador
C	Capacitância do barramento CC
Δv_s	Ondulação pico-a-pico da tensão de barramento CC
$V_{pwm,p}^{com}$	Tensão comum gerada pelo inversor do conversor Back-to-Back
$V_{pwm,g}^{com}$	Tensão comum gerada pelo retificador do conversor Back-to-Back
L_c	Indutância própria do filtro comum trifásico
M_c	Indutância mútua do filtro comum trifásico

$C_{fase,m}$	Capacitância por metro entre fases do cabo
$C_{blind,m}$	Capacitância por metro entre cada fase e blindagem por do cabo
$L_{fase,m}$	Indutância própria por metro de cada fase do cabo
$R_{fase,m}$	Resistência por metro de cada fase do cabo
$R_{blind,m}$	Resistência por metro da blindagem do cabo
f_{res}	Frequência de ressonância de um circuito RLC
L_{total}	Indutância total do circuito RLC
C_{total}	Capacitância total do circuito RLC
C_{wf}	Capacitância de todos os enrolamentos do PMSG ao estator do mesmo
C_{wr}	Capacitância de todos os enrolamentos do PMSG ao rotor do mesmo
C_{rf}	Capacitância do rotor do PMSG ao estator do mesmo
C_b	Capacitância do rolamento do PMSG (dividida entre 2 capacitâncias C_{b1} e C_{b2})
C_{L-H}	Capacitâncias por fase do transformador do lado de baixa tensão para o lado de alta tensão
C_{L-T}	Capacitâncias por fase do transformador do lado de baixa tensão para a sua carcaça
C_{H-T}	Capacitâncias por fase do transformador do lado de alta tensão para a sua carcaça
$L_{l,p}$	Indutâncias de dispersão por fase do primário do transformador
R_p	Resistências por fase do primário do transformador
$I_{Z0,zigzag}$	Corrente comum na rede de média tensão (ou corrente no aterramento do transformador Zig-Zag)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	29
1.1	OBJETIVOS	30
1.2	METODOLOGIA E DESCRIÇÃO DOS CAPÍTULOS	31
2	FUNCIONAMENTO BÁSICO DAS TURBINAS EÓLICAS	33
2.1	EXTRAÇÃO DA ENERGIA DO VENTO	33
2.2	TIPOS DE SISTEMA GERADORES DE ENERGIA EÓLICA	38
2.2.1	Tipo I	38
2.2.2	Tipo II	39
2.2.3	Tipo III	39
2.2.4	Tipo IV	40
3	CONVERSORES CA/CA PARA SISTEMAS TIPO IV	41
3.1	CONVERSOR BASEADO EM DIODOS	41
3.2	CONVERSOR BACK-TO-BACK DE 2 NÍVEIS	42
3.3	CONVERSORES MULTINÍVEIS	43
3.4	CONCLUSÃO SOBRE OS CONVERSORES UTILIZADOS	44
4	O INVERSOR BACK-TO-BACK DE 2 NÍVEIS	45
4.1	O INVERSOR DE MEIA PONTE	45
4.1.1	Injeção de corrente na rede elétrica	48
4.1.2	Comentários sobre o uso do inversor de meia ponte com filtro L de saída	49
4.2	O INVERSOR TRIFÁSICO	51
4.2.1	Transformação $abc/dq0$	51
4.2.2	Controle das correntes de saída via transformação $abc/dq0$	52
4.2.3	Referências de corrente em termos de potência trifásica injetada	55
4.2.4	Exemplo numérico com filtro L	56
4.2.5	Tensões comuns e diferenciais no inversor trifásico	60
4.2.6	Remoção da conexão entre neutro e ponto médio do barramento CC	65
4.2.7	Conexão com a rede elétrica por meio de transformador	69
4.3	O RETIFICADOR TRIFÁSICO PWM	72
4.3.1	Exemplo numérico	73
4.3.2	Gerador Síncrono de Ímãs Permanentes ao invés de uma rede elétrica	75
4.3.3	Análise da corrente comum para a combinação retificador + PMSG	78
4.3.4	Exemplo numérico do retificador trifásico PWM com modelo de gerador síncrono de ímãs permanentes	80
4.4	CONEXÃO ENTRE RETIFICADOR E INVERSOR: O CONVERSOR BACK-TO-BACK	83
4.4.1	Controle da tensão no barramento CC	83

4.4.2	Determinação do valor de capacitância do barramento CC	85
4.4.3	Controle do conversor Back-to-Back de 2 níveis	85
4.4.4	Exemplo numérico de um conversor Back-to-Back de 2 níveis ideal absorvendo potência de um gerador síncrono e injetando-a na rede elétrica de média tensão, em regime permanente	86
4.4.5	Circulação de corrente comum mesmo sem conexão do ponto médio do barramento CC	91
5	NÃO IDEALIDADES NO SISTEMA	95
5.1	O CIRCUITO COMUM	95
5.2	CABOS TRIFÁSICOS BLINDADOS	99
5.3	CAPACITÂNCIAS PARASITAS DO GERADOR SÍNCRONO DE ÍMÃS PERMANENTES	101
5.4	PROPAGAÇÃO DA CORRENTE COMUM PARA A REDE DE MÉDIA TENSÃO	105
5.4.1	Impedância para a terra na rede de média tensão	105
5.4.2	Não idealidades no transformador de saída	107
5.4.2.1	Blindagem de Faraday	112
5.5	ALGUNS COMENTÁRIOS SOBRE A DIFERENÇA ENTRE CORRENTE COMUM E DE MODO COMUM	115
6	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS	119
	REFERÊNCIAS	121

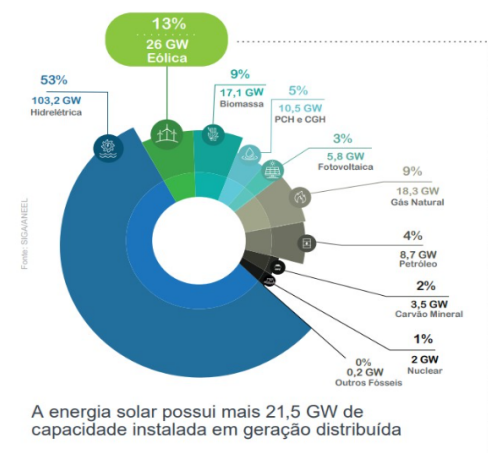
1 INTRODUÇÃO

Com a necessidade de se reduzir as emissões de carbono na atmosfera, buscando desacelerar ou até mesmo reverter o aquecimento global, procura-se investir em energias renováveis. Uma grande protagonista nessa categoria é a energia eólica, que nos últimos anos está em crescimento constante no mundo e principalmente no Brasil, já compondo atualmente cerca de 13% da matriz energética do país (ABEEÓLICA, 2023), como pode ser visto na figura 1.

Figura 1 – Matriz elétrica brasileira (esquerda) e evolução da capacidade eólica instalada no país (direita)

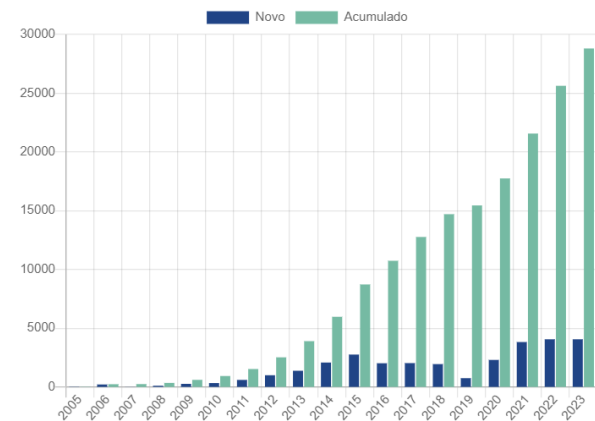
MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

(em GW)



EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA

(em MW)



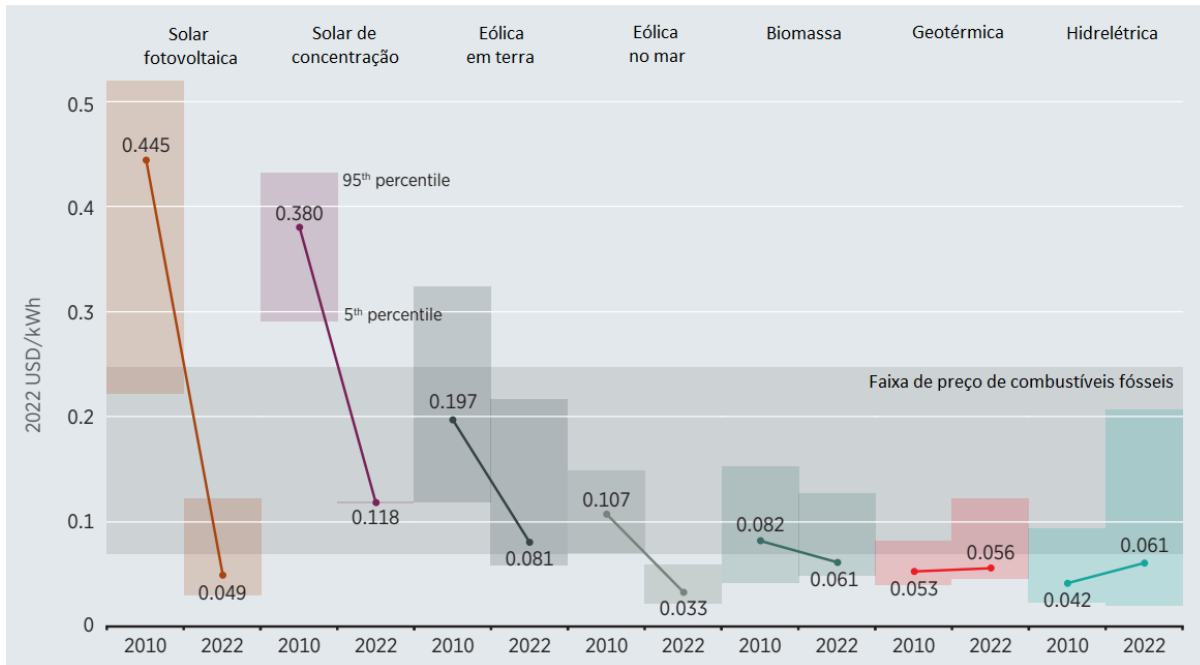
Fonte: (ABEEÓLICA, 2023)

Um grande motivador para o crescimento da utilização desse tipo de energia renovável é a redução do seu custo por *MWh* produzido, neste caso o LCOE (*Levelized Cost of Electricity* - Custo Nivelado de Eletricidade), que representa o custo do gerador comparado à produção de energia durante sua vida útil. Tal redução é comparada às outras fontes renováveis na figura 2. Pode-se notar que em 2022, o LCOE da energia eólica *onshore* (em terra) foi o menor entre todas as fontes de energia (inclusive menor que combustíveis fósseis).

O Brasil possui geradores eólicos de pelo menos 11 fornecedores diferentes (EPOWERBAY, 2022). A maior parte deles, como se pode ver na figura 3, são da GE Alstom, Siemens Gamesa, Vestas, Nordex/Acciona e Wobben-Enercon. Juntas, essas 5 empresas são responsáveis por cerca de 90% da geração de energia eólica no Brasil.

Além disso, a empresa brasileira WEG, que já fabrica seu próprio sistema de geração de energia eólica, tem planos para continuar expandindo seu portfólio com o lançamento

Figura 2 – Custo nivelado de eletricidade (LCOE) das fontes de energia cujas usinas (de grande porte) foram recentemente instaladas (2021-2022). Linhas representam a média global desse valor



Fonte: Traduzido de (IRENA, 2023)

de mais um sistema gerador de 7 MW (WEG, 2023a), com previsão de início de produção em 2025.

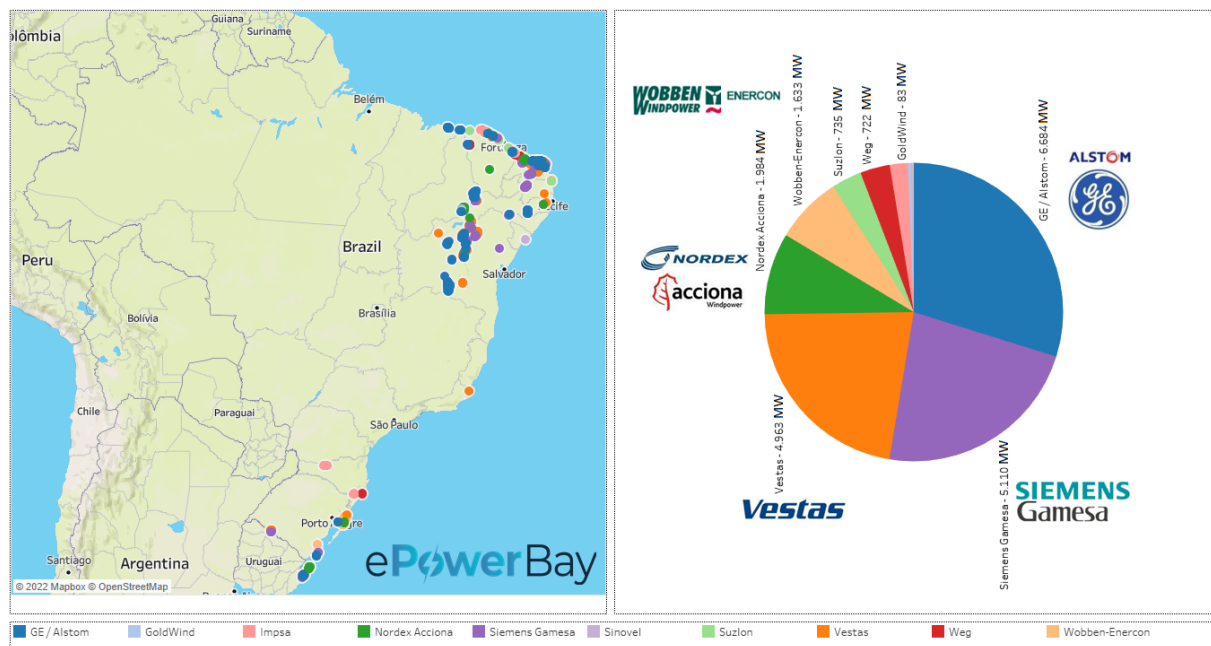
Percebe-se, portanto, que para manter esse crescimento acelerado da propagação da energia eólica, faz-se necessária a pesquisa e o desenvolvimento dessa tecnologia. Dessa forma, este trabalho visa contribuir com um estudo sobre um tipo de sistema gerador de energia eólica, demonstrando alguns princípios básicos de seu funcionamento e operação em regime permanente, do ponto de vista de correntes comuns e diferenciais.

1.1 OBJETIVOS

Como objetivo geral deste trabalho, destaca-se a descrição dos princípios básicos de funcionamento de um sistema de geração de energia eólica, desde a extração da energia do vento até a injeção de potência numa rede elétrica de média tensão, por meio de algum tipo de conversor estático, dando ênfase às tensões comuns e diferenciais produzidas e suas consequências.

Como objetivos específicos, tem-se a adição de não idealidades ao sistema estudado, procurando encontrar parâmetros responsáveis pela circulação da corrente comum no sistema. Além disso, investiga-se a possibilidade desse tipo de corrente se propagar para a rede elétrica de média tensão (se tornando uma corrente de *modo* comum, e a diferença

Figura 3 – Por empresa: localização dos sistemas de geração de energia eólica (esquerda) e correspondente parcela na geração eólica do Brasil (direita)



Fonte: (EPOWERBAY, 2022)

entre esses termos é explicada na seção 5.5) em que o sistema gerador de energia eólica esteja conectado, com o intuito de determinar algum parâmetro do sistema que seja responsável por essa propagação.

1.2 METODOLOGIA E DESCRIÇÃO DOS CAPÍTULOS

Para a análise do sistema de geração de energia eólica, faz-se uso do *software Altair PSIM 2022.3 Student Edition*. No capítulo 1 (este) são mostradas as motivações e objetivos do trabalho.

No capítulo 2 procura-se descrever, de uma maneira simples, o princípio de extração de energia do vento com algumas equações básicas, mostrando que a potência do vento é transferida para um gerador elétrico (acoplado às hélices) e que dependendo do tipo do sistema de geração de energia eólica, diferentes geradores e conversores podem ser utilizados, com ou sem a ajuda de caixa de engrenagens. Define-se que o sistema a ser modelado neste trabalho é um sistema de tipo IV, com um gerador síncrono multipolos sem caixa de engrenagens.

No capítulo 3 são brevemente mostradas as possibilidades de um sistema de tipo IV quanto ao conversor estático utilizado. São descritos três tipos de conversores CA/CA populares, optando-se por modelar neste trabalho o conversor Back-to-Back de 2 níveis.

No capítulo 4 é explicado (de maneira simples) o funcionamento de um conversor

Back-to-Back de 2 níveis sobre as condições de um sistema gerador de energia eólica de tipo IV, com um gerador síncrono de ímãs permanentes (multipolos), sem caixa de engrenagens, acoplado a uma rede elétrica de média tensão (34,5 kV). Seu funcionamento é descrito desde o seu bloco construtor fundamental, o inversor monofásico de meia ponte, até sua operação em regime permanente, extraindo potência de um gerador e a injetando numa rede elétrica de média tensão. Conceitos sobre tensões comuns e diferenciais no conversor foram apresentados de maneira a explicar alguns fenômenos no funcionamento do conversor sobre diferentes condições. Princípios sobre o controle da corrente de entrada e saída foram apresentados, além do controle da tensão no barramento CC. Exemplos numéricos no *Altair PSIM* foram desenvolvidos, demonstrando a validade das equações mostradas.

No capítulo 5, as não idealidades são adicionadas ao modelo, uma a uma, mostrando seus efeitos no sistema, os quais tentam ser explicados pelo modelo de fontes comuns e diferenciais introduzido no capítulo 4. Circuitos comuns são idealizados procurando explicar a formação de corrente comum no sistema e sua propagação para a rede de média tensão, tornando-se por consequência, uma corrente de *modo* comum. Diferenças sutis entre a palavra *corrente comum* utilizada neste trabalho e *corrente de modo comum* descrita em livros, foram comentadas nesse capítulo (em específico, na seção 5.5). Consequências das correntes de *modo* comum no sistema de geração de energia eólica foram teorizadas, tendo como padrão um conversor comercial Back-to-Back de 4 MW da ABB.

Finalmente, no capítulo 6 está a conclusão do trabalho, em que se comenta as não idealizações que foram deixadas de lado e possíveis estudos para futuros trabalhos.

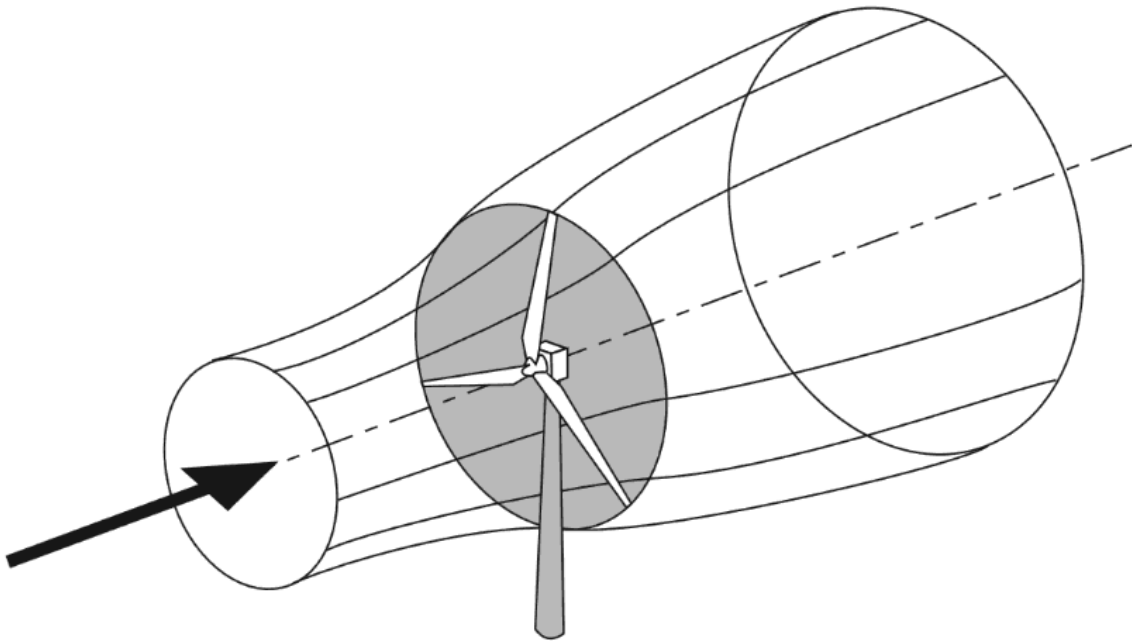
2 FUNCIONAMENTO BÁSICO DAS TURBINAS EÓLICAS

Para iniciar a discussão sobre sistemas geradores de energia eólica, vale a pena revisar alguns conceitos básicos sobre o seu funcionamento, de forma a introduzir algumas informações importantes que levam a certas escolhas no *design* desses sistemas.

2.1 EXTRAÇÃO DA ENERGIA DO VENTO

O princípio básico da extração de potência do vento se dá por meio da redução de sua velocidade, isto é, uma massa de ar (como na da figura 4) com uma certa energia cinética, tem sua velocidade diminuída por meio de uma turbina eólica, passando a ter uma energia cinética menor que a inicial (BURTON *et al.*, 2011). Tal diferença de energia é transferida para as pás da turbina, que acopladas a um gerador, convertem essa energia mecânica em elétrica.

Figura 4 – Representação de uma massa de ar passando por uma turbina eólica



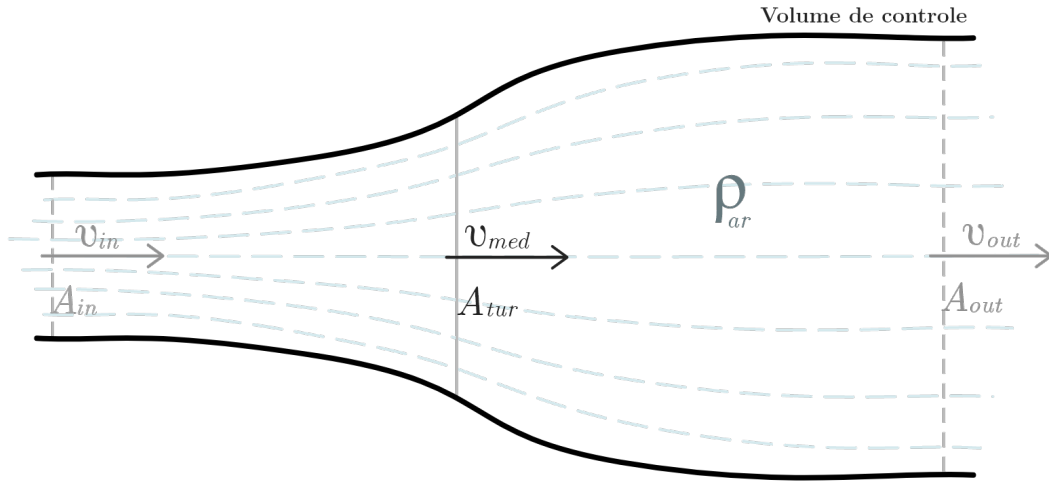
Fonte: (BURTON *et al.*, 2011).

Na figura 5, uma massa de ar arbitrária com massa m_{ar} , chega na turbina eólica com uma velocidade v_{in} e sai com uma velocidade v_{out} . A variação da energia cinética dessa massa de ar (ΔE_c), que supostamente corresponde à energia absorvida pela turbina eólica, pode ser expressa pela equação (1).

$$\Delta E_c = \frac{m_{ar}v_{in}^2}{2} - \frac{m_{ar}v_{out}^2}{2} = \frac{1}{2}m_{ar}(v_{in}^2 - v_{out}^2) \quad (1)$$

Analisando essa diferença de energia cinética num intervalo de tempo Δt , isto é, dividindo ambos os lados da equação (1) por Δt , tem-se a potência entregue à turbina eólica (P_{tur}), expressa pela equação (2).

Figura 5 – Representação de uma massa de ar passando por uma turbina eólica, em 2D.



Fonte: Autoria própria.

$$P_{tur} = \frac{1}{2} \frac{m_{ar}}{\Delta t} (v_{in}^2 - v_{out}^2) \quad (2)$$

O termo $m_{ar}/\Delta t$ da equação (2) corresponde ao fluxo de massa que passa pela turbina eólica, que é igual em todo o volume de controle da figura 5, considerando-se que o ar é incompressível, o que é uma boa aproximação para ventos menores que 100 m/s (ANDERSON, 1989). O fluxo de massa $m_{ar}/\Delta t$ pode ser reescrito conforme a equação (3).

$$\frac{m_{ar}}{\Delta t} = \rho_{ar} A_{in} v_{in} = \rho_{ar} A_{out} v_{out} = \rho_{ar} A_{tur} v_{med} \quad (3)$$

Além disso, v_{med} , que é a velocidade da massa de ar na turbina, é simplesmente a velocidade média no volume de controle, já que a perda de velocidade da massa de ar é dividida igualmente entre as 2 metades do volume de controle (BURTON *et al.*, 2011), isto é, antes e depois da turbina. Logo, pode-se escrever a velocidade na turbina como na equação (4).

$$v_{med} = \frac{v_{in} + v_{out}}{2} \quad (4)$$

Com as equações 3 e 4, é possível reescrever a equação (2) como:

$$P_{tur} = \frac{1}{2} \left[\rho_{ar} A_{tur} \left(\frac{v_{in} + v_{out}}{2} \right) \right] (v_{in}^2 - v_{out}^2) \quad (5)$$

que por sua vez pode ser reescrita como:

$$P_{tur} = \frac{\rho_{ar} A_{tur} v_{in}^3}{2} \left[\frac{1}{2} \left(1 + \frac{v_{out}}{v_{in}} \right) \left(1 - \frac{v_{out}^2}{v_{in}^2} \right) \right] \quad (6)$$

O termo entre colchetes da equação (6) é chamado de coeficiente de potência (C_p). A partir da relação entre a velocidade da massa de ar na entrada e na saída da turbina, o coeficiente retorna a fração correspondente da potência eólica disponível que será teoricamente extraída. Na equação (7), temos esse coeficiente explicitado.

$$C_p = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{v_{out}}{v_{in}} \right) \left(1 - \frac{v_{out}^2}{v_{in}^2} \right) \quad (7)$$

O valor máximo de C_p pode ser encontrado criando-se uma variável intermediária $K = v_{out}/v_{in}$ representando a relação entre a velocidade de saída e entrada da massa de ar a ser processada. Dessa maneira, deriva-se C_p em relação a K para encontrar o valor de K que maximiza C_p . Tal valor de K está dado na equação (8).

$$K_{max} = \frac{1}{3} \quad (8)$$

Substituindo esse resultado na equação (7), determina-se o valor máximo de C_p , que é dado pela equação (9).

$$C_{p,max} = \frac{16}{27} \approx 0,5926 \quad (9)$$

Esse valor máximo é chamado de limite de Betz ou Lanchester-Betz (BURTON *et al.*, 2011). Ele significa que, de um potencial eólico dado por $(\rho_{ar} A_{tur} v_{in}^3)/2$ disponível numa região, uma turbina consegue extrair no máximo 59,26% dele, desde que ela imponha (teoricamente) uma velocidade de saída nessa massa de ar igual a 1/3 da de entrada. Esse limite é teórico e não leva em consideração nenhum *design* específico da turbina.

As turbinas eólicas forçam uma velocidade de saída na massa de ar por meio da sua velocidade de rotação e o ângulo de suas pás, de forma que o coeficiente C_p (equação (7)) normalmente é escrito em função do ângulo de ataque das pás (θ , *pitch*) e o TSR (λ , *Tip Speed Ratio*), que é a relação entre a velocidade da ponta da pá da turbina e a velocidade do vento incidente. O TSR (λ) está definido na equação (10):

$$\lambda = \frac{\omega_{tur} R}{v_{in}} \quad (10)$$

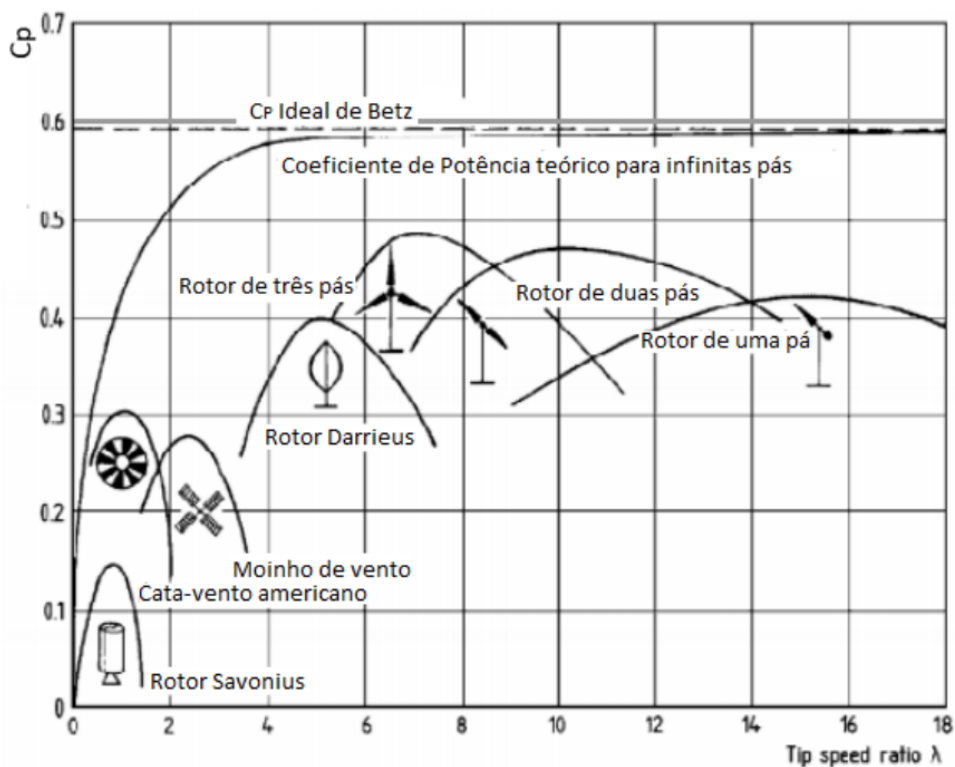
Em que ω_{tur} é a velocidade angular de rotação da turbina, R é o raio da turbina e v_{in} é a velocidade do vento incidente.

Pode-se reescrever a equação (6) para ficar em função do coeficiente de potência, que é função do TSR e do ângulo das pás, resultando na equação (11).

$$P_{tur} = \left(\frac{\rho_{ar} A_{tur} v_{in}^3}{2} \right) C_p(\lambda, \theta) \quad (11)$$

O coeficiente $C_p(\lambda, \theta)$ depende portanto de aspectos construtivos da turbina eólica e varia conforme o tipo da turbina. Essa mudança no C_p (em função de λ) para diversas turbinas pode ser demonstrada na figura 6.

Figura 6 – Coeficiente de potência C_p em função do TSR (λ), para diferentes tipos de turbinas eólicas



Fonte: (OLIVEIRA, 2019)

A figura 6 mostra que, independente do tipo da turbina, sempre há um valor de pico de C_p ($C_{p,opt}$) que maximiza a extração de potência para um dado vento com velocidade v_{in} . Por exemplo, um rotor de 3 pás, como na figura 6, possui um λ ótimo (λ_{opt}) em torno de 7 (podendo ainda variar dentro do universo de rotores com 3 pás). Pela equação (10), supondo um ângulo de ataque (θ) fixo e sabendo a velocidade do vento incidente (v_{in}), isso se traduz numa velocidade de rotação da turbina ótima (ω_{opt}) a ser imposta por algum tipo de circuito presente no sistema de geração de energia eólica (como um conversor estático).

Caso o sistema consiga impor uma velocidade angular do rotor ótima, respeitando a equação (12):

$$\omega_{opt} = \frac{\lambda_{opt} v_{in}}{R} \quad (12)$$

então o sistema de geração de energia eólica passa a se comportar de acordo com a equação (13):

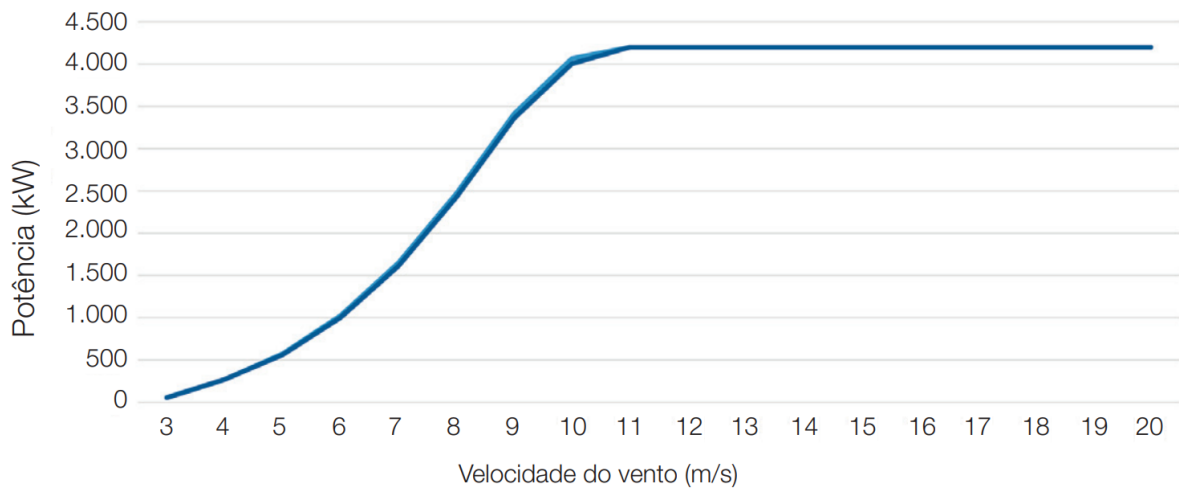
$$P_{tur} = \left(\frac{\rho_{ar} A_{tur} v_{in}^3}{2} \right) C_{p,opt} \quad (13)$$

em que $C_{p,opt}$ é o máximo coeficiente de potência para uma dada turbina eólica. Pode-se portanto reescrevê-la como na equação (14):

$$P_{tur} = \left(\frac{\rho_{ar} A_{tur} C_{p,opt}}{2} \right) v_{in}^3 \quad (14)$$

O termo entre parênteses da equação (14) é simplesmente uma constante. Dessa maneira, a potência extraída do vento pela turbina eólica tem uma dependência cúbica com relação à velocidade do vento incidente (v_{in}). Como exemplo, tem-se na figura 7 a curva de potência em função da velocidade do vento incidente do aerogerador AGW 147 / 4.2 da WEG, de 4,2 MW.

Figura 7 – Potência extraída pelo aerogerador AGW 147 / 4.2 da WEG em função da velocidade do vento incidente



Fonte: (WEG, 2023b)

Por meio da figura 7, percebe-se a evolução cúbica da potência em função da velocidade do vento incidente até cerca de 9 m/s. Após isso, essa relação muda e passa a extrair uma potência constante a partir de 11 m/s. Esse efeito é obtido mediante redução de $C_p(\lambda, \theta)$, variando-se o ângulo das pás ou a velocidade angular do rotor (para alterar λ). Faz-se necessária essa redução de C_p pelo fato de que os componentes do sistema foram projetados para funcionar com potência nominal de 4,2 MW (no caso desse aerogerador

da WEG). Caso a potência extraída venha a ultrapassar esse valor, componentes como o gerador, conversor estático e transformador podem falhar.

O *datasheet* dessa turbina, presente em (WEG, 2023b), indica que a área varrida pelo rotor é de 16972 m². Com uma densidade do ar de 1,225 kg/m³ e supondo um $C_{p,opt}$ de 0,45 (razoável para uma turbina com rotor de 3 pás, de acordo com a figura 6), tem-se a partir da equação (14), a equação (15):

$$P_{tur} = 4678v_{in}^3 \quad (15)$$

Diante da equação (15), para um vento de 5 m/s, a potência resultante é 584,75 kW e para um vento de 9 m/s, a potência resultante é 3410,262 kW, o que são valores muito próximos daqueles obtidos na curva presente na figura 7. Essa equação funciona pois é suposto que o sistema de geração de energia eólica consegue manter o C_p em seu valor ótimo para qualquer vento incidente, que é o caso do AGW 147 / 4.2 da WEG, que é um aerogerador de “tipo IV” (conversor de potência plena). Uma breve discussão sobre os tipos de sistemas geradores de energia eólica será feita a seguir.

2.2 TIPOS DE SISTEMA GERADORES DE ENERGIA EÓLICA

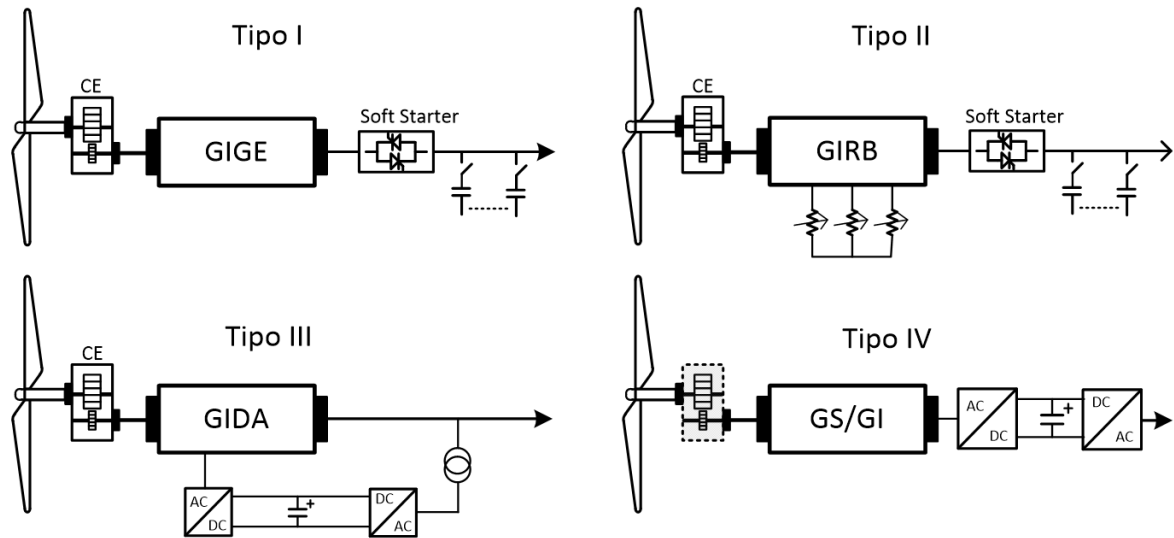
Como foi mencionado, o aerogerador AWG 147 / 4.2 da WEG é um aerogerador de tipo IV, que consegue manter o C_p em seu valor ótimo (até a sua potência nominal) e tem 100% da potência do sistema fluindo pelos seus conversores estáticos. No entanto, existem outros tipos de aerogeradores (como os mais antigos), que se encaixam em outras classificações, que serão brevemente discutidas aqui. Na figura 8, tem-se o resumo dos 4 tipos de sistemas geradores de energia eólica, a serem discutidos a seguir.

2.2.1 Tipo I

Possui um gerador assíncrono conectado diretamente à rede elétrica (podendo ser por meio de um transformador elevador). É um gerador de indução de gaiola de esquilo (GIGE), operando com uma velocidade de rotação um pouco acima da velocidade síncrona da rede. Requer, portanto, uma caixa de engrenagens para compatibilizar a baixa velocidade do eixo da turbina com o rotor do gerador. A partida dele se dá por meio de um *soft-starter* e requer um banco de capacitores para compensar o fator de potência (SENGER; FILHO, 2016).

Como a velocidade do rotor é praticamente fixa (escorregamento varia um pouco com a potência gerada, menos que 5%), não há como controlar o valor de λ (equação (10)) e segue que o valor de C_p , por consequência, não será ótimo para qualquer vento incidente, diminuindo a eficiência desse sistema.

Figura 8 – Tipos de sistemas de geração de energia eólica



Fonte: (SENGER; FILHO, 2016)

2.2.2 Tipo II

É um gerador de indução com rotor bobinado (GIRB) com resistências variáveis conectadas ao enrolamento de seu rotor via anéis e escovas. É praticamente o mesmo sistema do tipo I, mas consegue alterar um pouco sua velocidade de rotação (de 1 p.u a 1,1 p.u, normalmente) mudando o escorregamento pelas resistências variáveis, permitindo um certo grau de seguimento de $C_{p,opt}$, melhorando a eficiência da extração de energia do vento.

Pela diferença da velocidade síncrona da rede e a de rotação da turbina, ainda se faz necessário o uso de uma caixa de engrenagens para acoplamento de velocidades. Ainda é necessário também o uso de capacitores para correção de fator de potência e um *soft-starter* para partida do sistema (SENGER; FILHO, 2016).

2.2.3 Tipo III

O gerador assíncrono é agora um gerador de indução duplamente alimentado (GIDA). Substitui os resistores variáveis para controle de escorregamento do sistema de tipo II por um conversor estático conectado à rede, que possui o papel de simular os resistores variáveis. Tal sistema consegue variar ainda mais a velocidade de rotação (0,7 p.u a 1,3 p.u), melhorando significativamente o seguimento de $C_{p,opt}$ e, dessa maneira, a eficiência de extração de potência do vento (SENGER; FILHO, 2016).

Por meio do conversor estático, no qual circula cerca de 30% da potência do sistema, é possível controlar o fluxo de potência ativa e reativa separadamente, fazendo com que não seja mais necessário o banco de capacitores.

O gerador ainda é conectado diretamente à rede (ou via transformador elevador), de maneira que a diferença de velocidades (síncrona da rede e rotação da turbina eólica) ainda faz necessário o uso de uma caixa de engrenagens.

2.2.4 Tipo IV

O gerador é conectado à rede elétrica via um conversor estático CA/CA, sendo que 100% da potência produzida passa pelos conversores. O gerador pode ser de indução (GI) ou síncrono (GS), já que sua velocidade de rotação não é ditada pela rede. Há o caso da utilização de geradores síncronos multipolos, em que há a opção de se remover as caixas de engrenagens, melhorando a eficiência e confiabilidade do sistema já que existe um estágio a menos (SENGER; FILHO, 2016).

Assim como o tipo III, pode-se controlar as potências ativa e reativa injetadas na rede. Como esse sistema tem como interface para a rede um conversor estático, sua performance durante faltas na rede elétrica é melhor que a dos outros sistemas.

Por conta desse desacoplamento da rede elétrica pelo conversor estático, é possível impor uma ampla faixa de velocidades no rotor da turbina e, por consequência, conseguir um rastreamento quase perfeito de $C_{p,opt}$, maximizando a eficiência da extração de potência do vento.

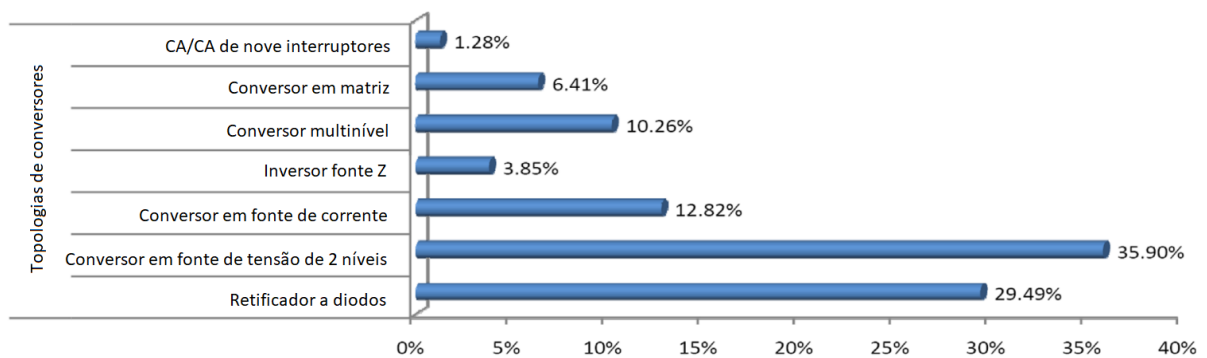
Os sistemas de tipo IV, por serem mais robustos a faltas na rede elétrica, possibilitarem o uso de geradores síncronos multipolo (fazendo com que não seja necessário o uso de caixa de engrenagens) e conseguirem fazer o rastreamento de $C_{p,opt}$, injetando potência ativa e reativa (se desejado), fazem com que sejam uma excelente escolha para sistemas geradores de energia eólica de alta potência.

A análise deste trabalho focará em sistemas de tipo IV. Em específico, um com gerador síncrono multipolos, sem caixa de engrenagens, como o AGW 147 / 4.2 mostrado anteriormente (WEG, 2023b). Embora o tipo de sistema e o tipo do gerador sejam escolhidos, ainda se faz necessário ter conhecimento do conversor CA/CA que conecta o gerador síncrono à rede elétrica. Tal conversor estático pode ser implementado de diversas maneiras e algumas possibilidades serão discutidas.

3 CONVERSORES CA/CA PARA SISTEMAS TIPO IV

Para realizar o acoplamento do gerador à rede elétrica num sistema de tipo IV, faz-se necessária a conversão de um sistema trifásico com frequência variável (gerador) para um sistema trifásico com frequência fixa (rede elétrica). Logo, emprega-se um conversor estático CA/CA para realizar essa conversão e acoplamento com a rede. Na figura 9, tem-se um gráfico que lista algumas das topologias mais comuns utilizadas para realizar essa conversão. A seguir, descrevem-se os conversores em tensão mais utilizados.

Figura 9 – Popularidade dos conversores CA/CA utilizados na geração de energia eólica



Fonte: Traduzido de (TRIPATHI; TIWARI; SINGH, 2015)

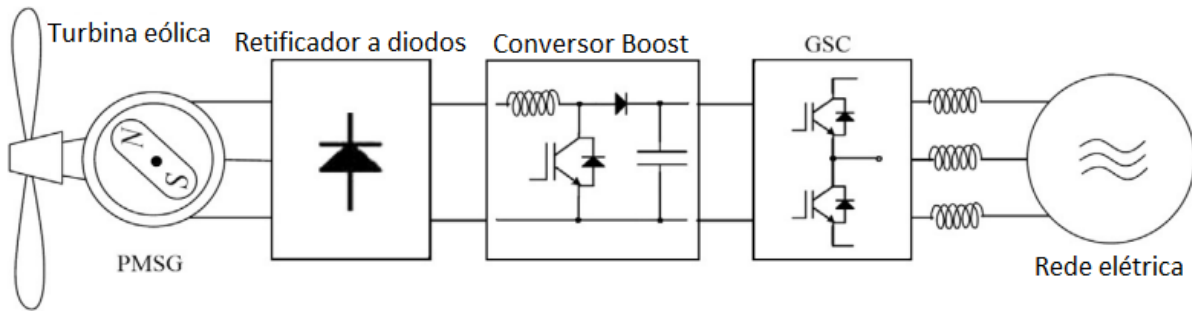
3.1 CONVERSOR BASEADO EM DIODOS

Consiste num retificador trifásico não controlado que retifica a tensão do PMSG (gerador síncrono de ímãs permanentes), seguido de um conversor CC/CC (normalmente elevador, como um Boost) e, então, um inversor trifásico (GSC) para conexão com a rede (como pode ser visto na figura 10). A conversão CA/CA se dá por meio de 3 etapas: CA/CC, CC/CC, CC/CA.

Tal topologia não possui uma maneira de corrigir o fator de potência do gerador, já que o retificador a diodos não consegue controlar o fluxo de potência reativa no mesmo, pois o fluxo de potência é unidirecional, sendo necessária compensação via capacitores para conseguir utilizar o gerador na sua capacidade nominal. Produz uma alta distorção harmônica total nas correntes do gerador, fazendo com que diminua o rendimento do próprio gerador e cause oscilações no torque da máquina.

Suas vantagens são seu custo, topologia simples e baixas perdas (por ter poucos componentes e utilizar de diodos, embora o rendimento do gerador seja menor por conta da forma de onda da corrente no mesmo), fazendo com que essa topologia seja comum em sistemas geradores eólicos de menor potência (TRIPATHI; TIWARI; SINGH, 2015).

Figura 10 – Conversor CA/CA baseado em diodos



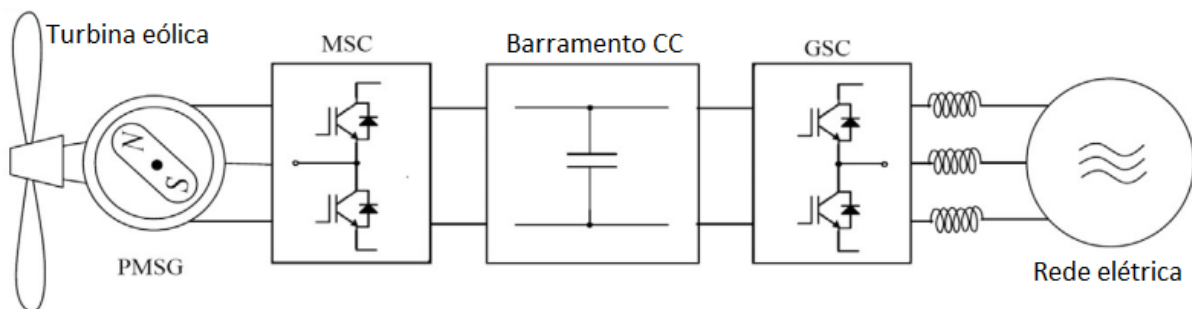
Fonte: Traduzido de (TRIPATHI; TIWARI; SINGH, 2015)

Um comentário importante aqui, é que, embora a figura 10 apresente um PMSG como o gerador da estrutura, normalmente são utilizados geradores síncronos com excitação externa para ser possível controlar o torque na máquina (e assim impor uma velocidade na mesma), já que não é possível controlar as correntes no estator do gerador em conversores deste tipo (retificador a diodos). O banco de capacitores necessário para ajustar o fator de potência do gerador, conectado aos terminais do mesmo, também não está incluso na figura 10.

3.2 CONVERSOR BACK-TO-BACK DE 2 NÍVEIS

Essa topologia, presente na figura 11, troca o retificador trifásico a diodos e o conversor CC/CC Boost da topologia anterior por um retificador trifásico PWM (MSC), que a partir das indutâncias do próprio gerador, consegue criar um efeito de Boost, produzindo uma tensão mais alta que a produzida pelo gerador. O processo de conversão se dá, portanto, em 2 etapas, uma CA/CC e outra CC/CA.

Figura 11 – Conversor CA/CA Back-to-Back 2 níveis



Fonte: Traduzido de (TRIPATHI; TIWARI; SINGH, 2015)

Por possuir um retificador PWM, as harmônicas de corrente produzidas no gerador

são bem pequenas se comparadas com o retificador a diodos, de modo que a ondulação de torque na máquina é praticamente nula. Como esse retificador é bidirecional em potência, é possível suprir o gerador (PMSG) com a potência reativa demandada por ele, sem a necessidade da utilização de capacitores de correção de fator de potência.

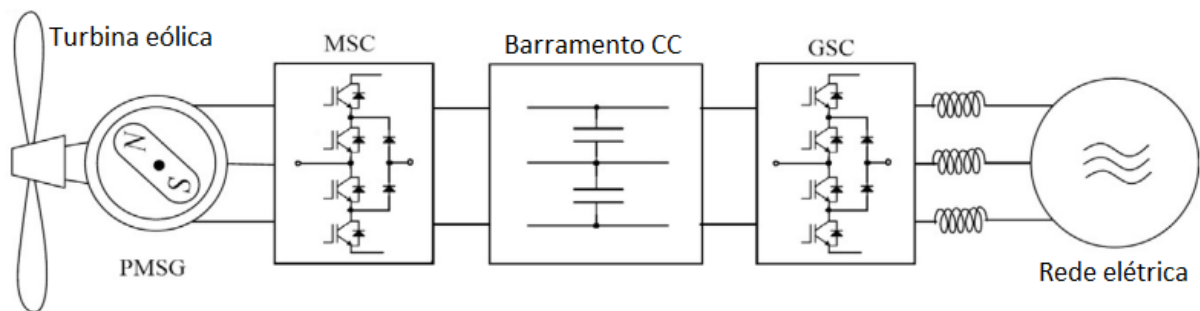
Pelo fato de existirem mais interruptores, as perdas são maiores e o sistema é mais caro. Porém, é uma topologia bem robusta e validada no mercado, de forma que é a de maior interesse em geração eólica para diversos níveis de potência (TRIPATHI; TIWARI; SINGH, 2015), como mostra a figura 9. Dessa maneira, essa topologia foi a escolhida para a análise de funcionamento a ser realizada posteriormente neste trabalho.

Por conta de apresentar comutação com interruptores tanto do lado do gerador (MSC) quanto do lado da rede (GSC), problemas começam a surgir por conta do alto valor de dv/dt , como correntes que circulam nos rolamentos do gerador, diminuindo sua vida útil. Esse problema, assim como alguns outros, serão discutidos posteriormente neste trabalho.

3.3 CONVERSORES MULTINÍVEIS

São uma família de conversores com o objetivo de produzir uma forma de onda de tensão a partir de diversos níveis de tensão CC. As topologias mais conhecidas são o conversor NPC (*Neutral-point-clamped*), capacitor flutuante e ponte H cascadeada. Um dos mais utilizados para aplicações em eólica é o conversor NPC de 3 níveis, disposto de uma maneira semelhante ao Back-to-Back de 2 níveis da figura 11, como pode ser visto na figura 12.

Figura 12 – Conversor CA/CA NPC de 3 níveis



Fonte: Traduzido de (TRIPATHI; TIWARI; SINGH, 2015)

As vantagens dos conversores multiníveis estão na possibilidade do uso de interruptores de tensão mais baixa para alcançar elevadas tensões, aumentando a eficiência do sistema e reduzindo as componentes harmônicas nas tensões de entrada e saída. Isso faz com que essas estruturas se tornem de grande interesse para aplicações das mais altas potências nos sistemas de geração de energia eólica.

Como o PWM produzido é composto por diversos níveis de tensão, a distorção harmônica total é menor e os problemas relacionados ao dv/dt também são reduzidos. As desvantagens dessa topologia são o maior custo e a sua alta complexidade se comparada com a do Back-to-Back de 2 níveis (TRIPATHI; TIWARI; SINGH, 2015).

3.4 CONCLUSÃO SOBRE OS CONVERSORES UTILIZADOS

Existem ainda outros conversores utilizados na geração de energia eólica que não foram comentados aqui (como os presentes na figura 9). Com uma breve introdução destes 3 conversores apresentados anteriormente, mostra-se que não existe uma topologia geral perfeita para todos os casos. No entanto, como um dos objetivos deste trabalho é mostrar o funcionamento básico de um sistema gerador de energia eólica em regime permanente, faz-se necessário escolher um tipo de sistema e uma topologia de conversor para ser estudada.

Continuando este trabalho, modela-se um sistema gerador de energia eólica de tipo IV, com gerador síncrono de ímãs permanentes operando sem caixa de engrenagens, conectado a um conversor Back-to-Back de 2 níveis com filtro L de harmônicas, injetando potência numa rede elétrica de média tensão por meio de um transformador elevador. Essa modelagem começa no próximo capítulo, no qual se descreve o conversor Back-to-Back de 2 níveis como sendo 6 inversores de meia ponte operando com modulação PWM senoidal.

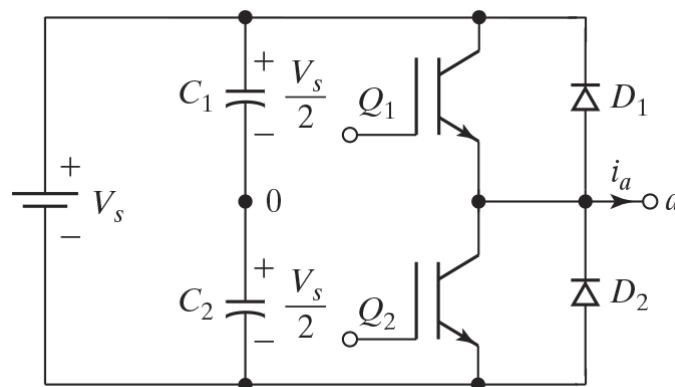
4 O CONVERSOR BACK-TO-BACK DE 2 NÍVEIS

Neste capítulo, será descrito o funcionamento básico do conversor trifásico CA/CA Back-to-Back de 2 níveis desde o seu bloco construtor fundamental (inversor de meia ponte), até a sua operação ideal em regime permanente, extraindo potência de um gerador síncrono de ímãs permanentes e injetando-a em uma rede elétrica de média tensão via transformador elevador.

4.1 O INVERSOR DE MEIA PONTE

O bloco construtor de um inversor trifásico é um inversor monofásico de meia ponte, presente na figura 13. O conversor é composto de 2 interruptores, 2 diodos e uma entrada CC com ponto médio. A tensão no ponto a do conversor (V_a) possui como referência o ponto médio da entrada CC (0).

Figura 13 – Inversor monofásico de meia ponte



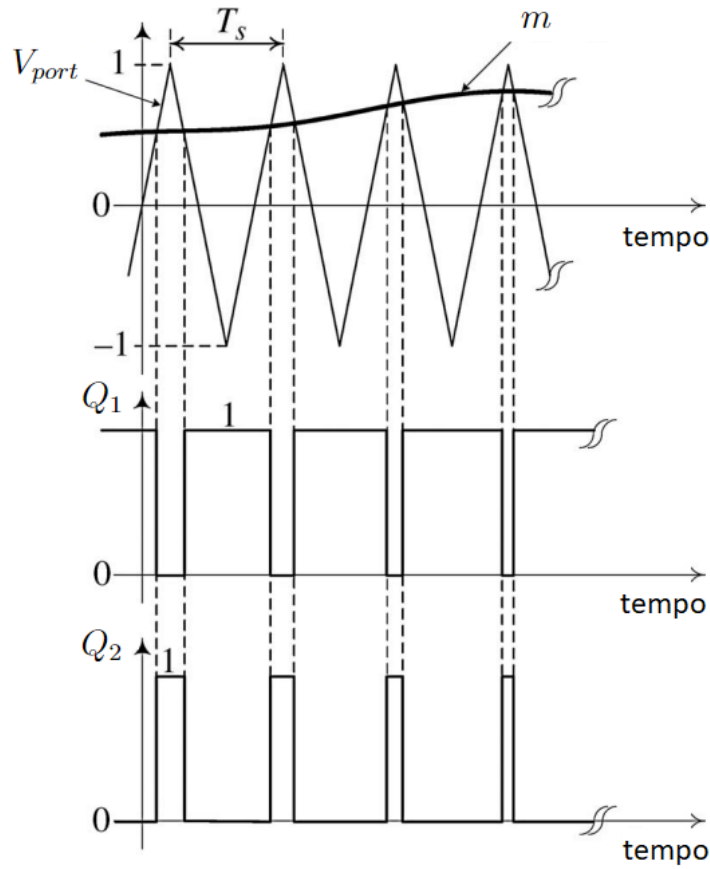
Fonte: Adaptado de (RASHID, 2014)

O comando dos interruptores Q_1 e Q_2 são complementares, isto é, quando Q_1 está conduzindo, Q_2 não está e vice-versa. Isso constitui 2 níveis de tensão na saída do conversor, de modo que quando Q_1 está conduzindo, tem-se que $V_a = V_s/2$ e quando Q_2 está conduzindo, tem-se que $V_a = -V_s/2$.

Utilizando-se da técnica de PWM, compara-se um sinal arbitrário m com um sinal triangular de frequência f_s (V_{port}) e período T_s para produzir os comandos dos interruptores Q_1 e Q_2 , como na figura 14. Quando $m > V_{port}$, Q_1 conduz e quando $m < V_{port}$, Q_2 conduz.

Define-se então o *duty-cycle* (D) como sendo a razão entre o tempo que Q_1 conduz e o período da portadora ($T_s = 1/f_s$). Dessa maneira, se $D = 1$, então Q_1 conduz sempre e o valor de V_a é $V_s/2$. Caso $D = 0$, então Q_2 conduz sempre e o valor de V_a passa a ser $-V_s/2$, como na figura 15. O tempo em que o interruptor Q_1 fica conduzindo é, portanto, DT_s .

Figura 14 – Comparação entre sinal arbitrário m com a portadora V_{port} de período T_s , gerando os sinais de comando de Q_1 e Q_2



Fonte: Adaptado e traduzido de (YAZDANI; IRAVANI, 2010)

Para um valor arbitrário de D , pode-se dizer que o valor médio de V_a ($V_{a,med}$), num período T_s , respeita a equação (16) (YAZDANI; IRAVANI, 2010).

$$V_{a,med} = \frac{V_s}{2}(2D - 1) \quad (16)$$

Se V_{port} é uma forma de onda triangular de amplitude 1, o sinal m (suposto que está dentro da faixa de -1 a 1) se relaciona com o *duty-cycle* D por meio da equação (17).

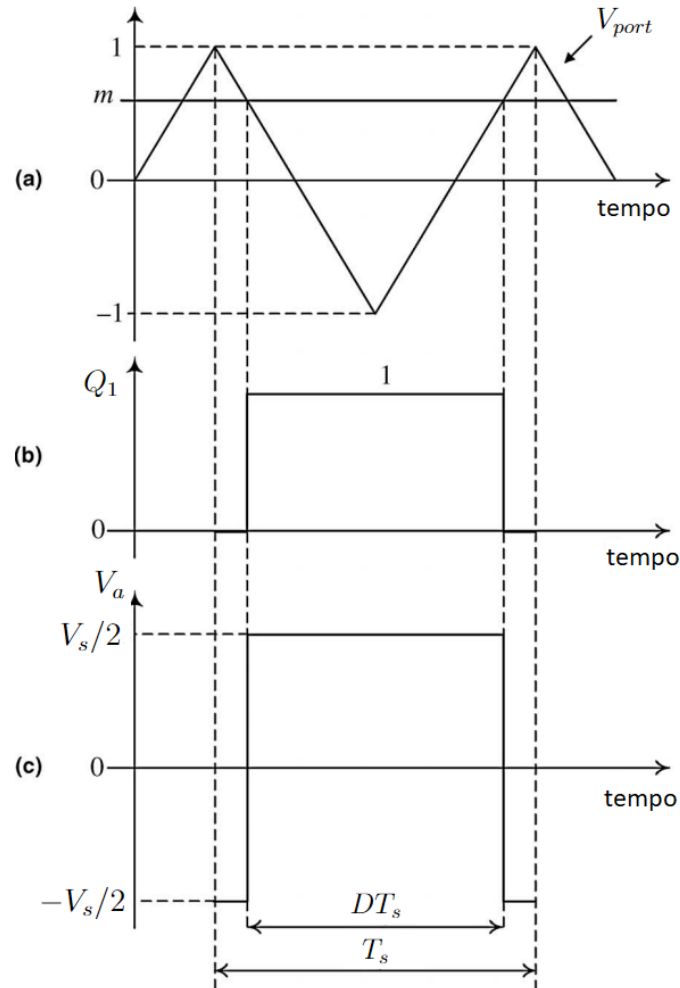
$$D = \frac{m + 1}{2} \quad (17)$$

Das equações 16 e 17, tem-se a equação (18) que relaciona o valor médio da tensão de saída $V_{a,med}$ com o sinal m .

$$V_{a,med} = \frac{V_s}{2}m \quad (18)$$

Se m varia lentamente (numa frequência pelo menos uma década abaixo da frequência da portadora), então, a tensão média de saída ($V_{a,med}$) também varia lentamente, de

Figura 15 – (a) Comparação entre sinal arbitrário m com a portadora V_{port} de período T_s . (b) Sinal de comando de Q_1 . (c) Tensão de saída V_a , com a definição do *duty-cycle* D



Fonte: Adaptado e traduzido de (YAZDANI; IRAVANI, 2010)

forma que pode-se dizer que o valor médio quase instantâneo de V_a ($V_{a,med}(t)$) varia com o valor instantâneo de m ($m(t)$). Seguindo da equação (18), obtém-se a equação (19).

$$V_{a,med}(t) = \frac{V_s}{2}m(t) \quad (19)$$

Por exemplo, se $m(t)$ é uma senoide com uma frequência de 60 Hz e a portadora possui uma frequência $f_s = 1$ kHz, então, a tensão V_a de saída é um PWM no qual suas componentes de baixa frequência respeitam a equação (19). Ao filtrar esse sinal PWM (por meio de um filtro passivo L ou LCL), fazendo com que todas as componentes de alta frequência do PWM (que começam a partir de f_s) sejam anuladas e as componentes de baixa frequência sejam preservadas, então pode-se afirmar que a corrente de saída assume a mesma forma de onda da equação (19), isto é, uma senoide (podendo estar defasada ou

escalonada).

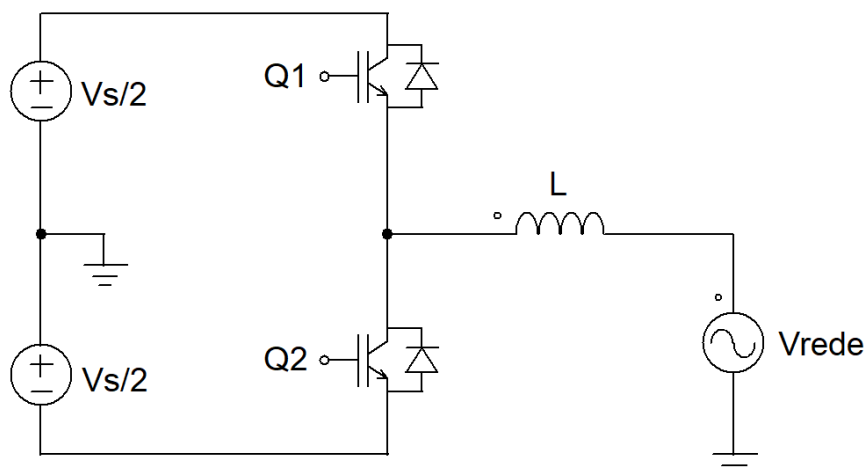
Em resumo, a equação (19) mostra que a tensão na saída do inversor (após filtragem das componentes de alta frequência) é simplesmente uma imagem do sinal $m(t)$ que é comparado com a portadora triangular, com um ganho igual a metade da tensão do barramento CC ($V_s/2$), tal que a amplitude máxima da tensão de saída é $V_s/2$.

O interesse, no entanto, é injetar uma corrente na rede elétrica existente, transferindo potência para a mesma a partir do barramento CC. O princípio básico para isso é discutido a seguir.

4.1.1 Injeção de corrente na rede elétrica

Na figura 16, tem-se um inversor de meia ponte monofásico injetando corrente em uma rede elétrica existente por meio de um indutor L .

Figura 16 – Inversor monofásico injetando corrente numa rede elétrica existente, por meio da interface de um indutor L



Fonte: Autoria própria

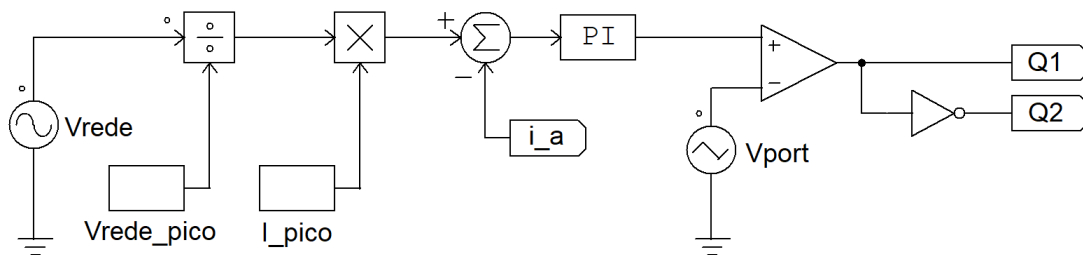
Para tal, basta controlar a corrente no indutor do filtro de saída (filtro L nesse caso), medindo-a e comparando com uma certa referência (YAZDANI; IRAVANI, 2010).

A referência de corrente é gerada a partir de uma imagem da tensão da rede elétrica, escalonada para o nível de corrente desejado. Dessa maneira (supondo um correto seguimento da referência de corrente), será injetada uma corrente com fator de potência unitário na rede elétrica.

Um controle simples da corrente no indutor de saída L e, conseqüentemente, da corrente injetada na rede, se dá como apresentado na figura 17, em que a corrente de referência é gerada a partir da tensão da rede com um certo ganho e esta é então subtraída da corrente medida, para gerar um sinal de erro de corrente. O sinal de erro é então

passado a um controlador (como um PI, por exemplo) que será responsável por gerar um sinal $m(t)$, que por sua vez será comparado com a portadora triangular para gerar a tensão necessária na saída do inversor (equação (19)) para produzir a corrente desejada na rede elétrica.

Figura 17 – Controle simples via PI da corrente injetada na rede elétrica de tensão de pico V_{rede_pico} . Uma referência de corrente é gerada a partir do sinal de tensão da rede elétrica, fazendo com que os sinais fiquem em fase



Fonte: Autoria própria

O problema deste método é que deve-se seguir uma referência senoidal, o que é difícil com um controlador simples como o PI, já que sempre haverá uma defasagem entre a corrente medida e a referência, introduzindo um certo nível de potência reativa na rede. Além disso, a tensão da rede elétrica se comporta como uma perturbação no sistema, necessitando de um sensor de tensão para monitorar a mesma com um *loop* de *feed-forward* para amenizar isto (YAZDANI; IRAVANI, 2010). Será comentado posteriormente ao introduzir os inversores trifásicos, uma maneira de se transformar o sinal senoidal a ser seguido em um sinal CC, por meio da transformação $abc/dq0$, simplificando muito o controle a ser imposto, fazendo possível o controle via controlador PI.

4.1.2 Comentários sobre o uso do inversor de meia ponte com filtro L de saída

Há alguns comentários a serem feitos sobre o uso do inversor de meia ponte com um filtro L de interface entre o inversor e a rede elétrica.

Em um terminal do indutor existe a tensão imposta pelo inversor e no outro terminal há a tensão da rede V_{rede} , como mostrado na figura 16. Como a tensão da rede é fixa e a tensão imposta pelo inversor, $V_{a,med}(t)$, possui uma amplitude máxima de $V_s/2$ (para o caso do *duty-cycle* D variar de 0 a 1, o que não é a realidade), segue que a corrente (i_a) também deve possuir um valor máximo para um dado valor de indutância, ou ainda, pode-se pensar que para uma dada amplitude de corrente desejada e um determinado valor de indutância do filtro, há uma tensão de barramento CC mínima que o inversor deve possuir para que seja possível sintetizar a corrente i_a .

A relação entre tensão e corrente no indutor, num regime permanente senoidal e utilizando fasores, é dada pela equação (20). Os valores mostrados a seguir são todos de pico e a tensão da rede é a referência de ângulo, isto é, 0° (no caso, $V_{a,med}(t) = A\angle\theta_a$, $V_{rede} = V_p\angle 0^\circ$ e $i_a = I_p\angle\phi$).

$$(A\angle\theta_a) - V_p = j\omega L(I_p\angle\phi) \quad (20)$$

em que ω é a pulsação angular do sistema. Se a corrente i_a está adiantada da tensão V_{rede} de um ângulo ϕ , pela equação (20), segue que:

$$A\angle\theta_a = V_p - \omega L \text{sen}(\phi) I_p + j\omega L \text{cos}(\phi) I_p \quad (21)$$

A equação (21) mostra a tensão que o inversor deve impor de forma a sintetizar a corrente i_a adiantada de ϕ da tensão da rede elétrica. Essa tensão a ser imposta pelo inversor possui uma amplitude A e um ângulo (com relação à tensão da rede) θ_a . Esses valores são simplesmente derivados da equação (21) e se encontram nas equações 22 e 23.

$$A = \sqrt{[V_p - \omega L I_p \text{sen}(\phi)]^2 + [\omega L I_p \text{cos}(\phi)]^2} \quad (22)$$

$$\theta_a = \text{arctg} \left[\frac{\omega L I_p \text{cos}(\phi)}{V_p - \omega L I_p \text{sen}(\phi)} \right] \quad (23)$$

Não há limitações no ângulo da tensão a ser imposta pelo inversor, no entanto, há uma limitação na amplitude da sua tensão de saída. A amplitude máxima dessa tensão é dada pela equação (16). Se o valor máximo do *duty-cycle* é limitado em D_{max} para garantir a operação segura do inversor, segue que a equação (24) deve ser respeitada para que seja possível sintetizar a corrente i_a desejada.

$$\frac{V_s}{2}(2D_{max} - 1) > A \quad (24)$$

Isto é, a equação (24) indica que a amplitude de tensão A necessária para sintetizar a corrente i_a desejada deve ser menor que a amplitude de tensão máxima que o inversor consegue produzir.

Como se sabe a corrente i_a a ser injetada, pode-se reescrever a equação (24), junto com a equação (22), em termos das potências P_{fase} e Q_{fase} a serem injetadas na rede elétrica, isolando a variável V_s . Isso resulta na equação (25).

$$V_s > \frac{2}{2D_{max} - 1} \sqrt{V_p^2 - 4Q_{fase}\omega L + \frac{4(P_{fase}^2 + Q_{fase}^2)\omega^2 L^2}{V_p^2}} \quad (25)$$

A equação (25) indica a tensão de barramento CC (V_s) mínima para que seja possível injetar as potências ativa e reativa (P_{fase} e Q_{fase}) sem ultrapassar o *duty-cycle* máximo especificado para o inversor (D_{max}), a partir do conhecimento do valor de indutância do

filtro (L), a pulsação angular (ω) da rede elétrica e tensão de pico de fase da rede elétrica (V_p).

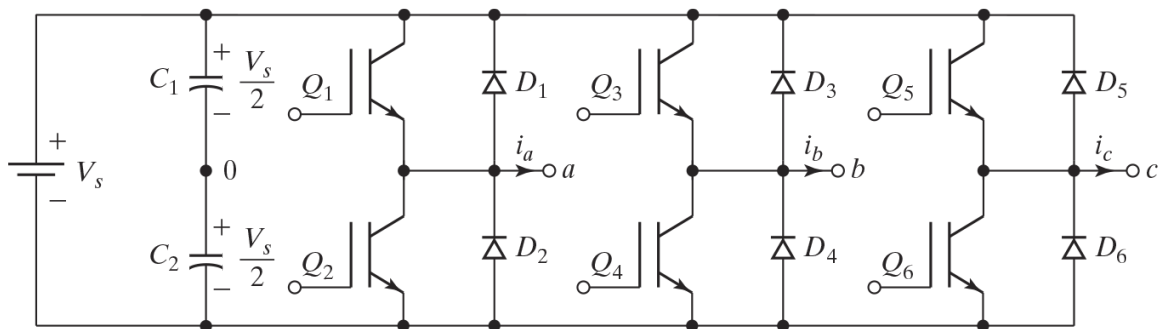
Caso se conheça todas as variáveis de antemão e se deseje calcular o D_{max} mínimo para que não haja distorção, rearranja-se a equação (25) para obter a equação (26).

$$D_{max} > \frac{1}{V_s} \sqrt{V_p^2 - 4Q_{fase}\omega L + \frac{4(P_{fase}^2 + Q_{fase}^2)\omega^2 L^2}{V_p^2}} + 0,5 \quad (26)$$

4.2 O INVERSOR TRIFÁSICO

Para o caso trifásico, basta realizar 3 inversores de meia ponte como o da figura 13, resultando na figura 18. No caso, partindo do mesmo barramento CC, copia-se a estrutura monofásica de meia ponte, 3 vezes.

Figura 18 – Inversor trifásico



Fonte: Adaptado de (RASHID, 2014)

Para injeção de corrente na rede elétrica, cada inversor monofásico que compõe o inversor trifásico é controlado da mesma maneira que foi apresentada na seção 4.1.1. Para cada fase, a partir de um indutor na saída, mede-se a corrente injetada e compara-se com uma referência gerada a partir da tensão da rede elétrica. O erro é então enviado a um controlador (PI por exemplo) que gera o sinal a ser modulado para criar a tensão na saída do inversor, necessária para criar a corrente de fase desejada. O problema do seguimento de um sinal senoidal continua sendo o mesmo.

A equação (25) do filtro L continua sendo válida, porém, deve-se lembrar que as variáveis utilizadas para esse cálculo são monofásicas.

4.2.1 Transformação abc/dq0

Uma maneira de facilitar a implementação do controle das variáveis trifásicas é transformá-las em variáveis dq0 (VOLTOLINI, 1995). Essa transformação está descrita na equação (27) (que é a maneira que ela é implementada no *Altair PSIM*).

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & \cos(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_e + \frac{2\pi}{3}) \\ \text{sen}(\theta_e) & \text{sen}(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & \text{sen}(\theta_e + \frac{2\pi}{3}) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (27)$$

Nesse caso, v_a , v_b e v_c são tensões trifásicas e v_d , v_q e v_0 são as variáveis no novo sistema de referência. O ângulo θ_e é a posição do sistema de referência que aqui (transformação abc/dq0) possui uma velocidade angular igual a do sistema trifásico.

Supondo que o sistema trifásico seja balanceado e esteja em regime permanente, isto é, $v_a = V_p \text{sen}(\omega t)$, $v_b = V_p \text{sen}(\omega t - 2\pi/3)$ e $v_c = V_p \text{sen}(\omega t + 2\pi/3)$, e impondo $\theta_e = \omega t$, isto é, impondo uma velocidade angular do sistema de referência dq0 igual a do sistema trifásico, tem-se como resultado a equação (28).

$$\begin{aligned} v_d &= 0 \\ v_q &= V_p \\ v_0 &= 0 \end{aligned} \quad (28)$$

em que V_p é a tensão de pico de uma das fases do sistema trifásico. No caso, o sistema trifásico equilibrado em regime permanente se tornou um simples sinal CC (de valor igual à tensão de pico de uma fase do sistema trifásico) quando utilizada a transformação abc/dq0 síncrona, isto é, com velocidade angular do sistema de referência igual a do sistema trifásico ($\theta_e = \omega t$).

Utiliza-se um PLL (*Phase-locked loop*) para capturar a fase do sistema trifásico (ωt) e então usá-la para a transformação abc/dq0, realizando uma transformação síncrona que resulta na equação (28) caso o sistema seja equilibrado e esteja em regime permanente.

4.2.2 Controle das correntes de saída via transformação abc/dq0

Ao invés de utilizar a estratégia discutida em 4.1.1 para cada fase, utiliza-se das propriedades da transformação abc/dq0 para facilitar o controle das correntes de saída (JINBO *et al.*, 2014).

Mede-se as correntes i_a , i_b e i_c , transformando elas em correntes i_d , i_q e i_0 por meio da equação (27) (que também serve para outras variáveis trifásicas, como as correntes). A fase utilizada para essa transformação será simplesmente a fase das tensões trifásicas da rede (ωt da fase a), obtida a partir de um PLL. Como se deseja correntes trifásicas equilibradas em regime permanente, em fase com as tensões, pelo resultado da equação (28), segue que somente a variável i_q neste caso deve ser diferente de 0.

Ao especificar um valor de i_q de referência, compara-se com o valor de i_q medido para resultar num erro de corrente de quadratura. Tal erro é passado a um controlador PI que, já que o sinal a ser seguido é agora contínuo, é suficiente para zerar o erro entre medição e referência da corrente i_q (VOLTOLINI, 1995), (JINBO *et al.*, 2014). Na saída desse controlador PI, tem-se a tensão v_q necessária para produzir a corrente i_q desejada.

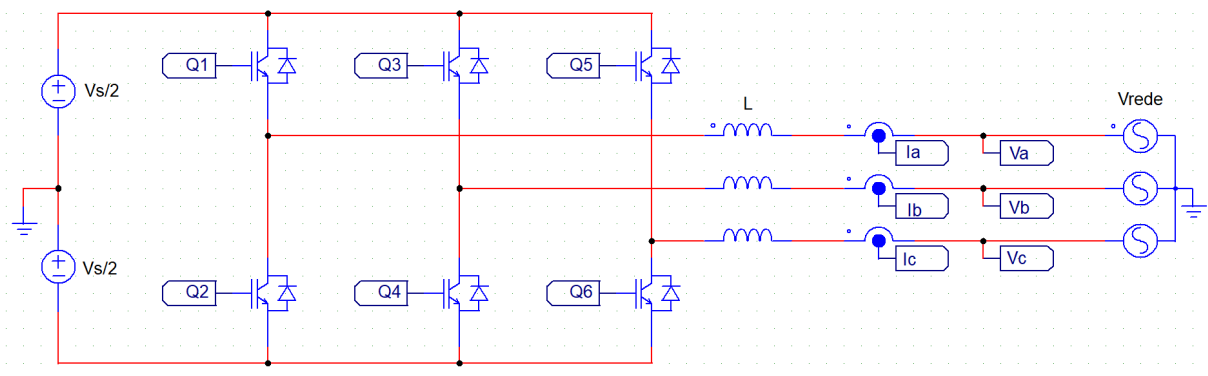
Para as outras variáveis, isto é, i_0 e i_d , aplica-se o mesmo controle com PI. Nesse caso, pela equação (28), a referência tanto para i_d quanto para i_0 , é 0.

Após os controladores PI, com as tensões v_d , v_q e v_0 calculadas, multiplica-se todas elas por $2/V_s$ para produzir o sinal a ser modulado pela portadora (respeitando a relação de ganho imposta pela equação (18)), porém ainda no domínio dq0 (YAZDANI; IRAVANI, 2010). Por fim, o sinal passa pela transformação inversa dq0/abc (a fase θ_e a ser usada é a mesma da transformação abc/dq0, que seria obtida via PLL das tensões trifásicas da rede), dada pela equação (29), para recuperar os valores reais dos sinais de cada fase que, após a modulação, fará o inversor impor as tensões v_a , v_b e v_c em sua saída, de forma a produzir as correntes i_a , i_b e i_c desejadas.

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & \sin(\theta_e) & 1 \\ \cos(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta_e + \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta_e + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} \quad (29)$$

Nas figuras 19 e 20 (criadas no *Altair PSIM 2022.3 Student Edition*) podem ser vistos, respectivamente, um inversor trifásico conectado a uma rede elétrica por meio de um filtro L e o diagrama para o controle das correntes de saída baseado nessa estratégia recentemente discutida.

Figura 19 – Inversor trifásico conectado à rede por meio de filtro L

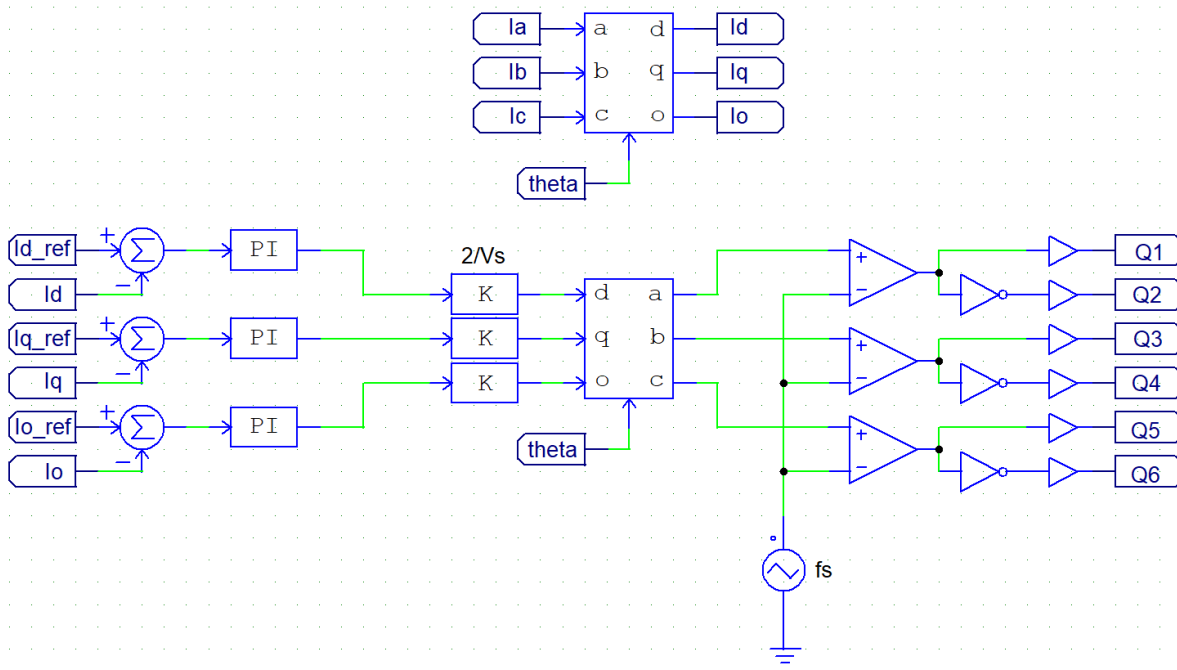


Fonte: Autoria própria

O valor θ_e presente na figura 20 é o ângulo extraído da rede elétrica a partir de um PLL. O *Altair PSIM* possui um bloco para captura de fase com entrada trifásica. Tal bloco está mostrado na figura 21 e é utilizado em conjunto com as figuras 19 e 20 para o funcionamento completo do inversor.

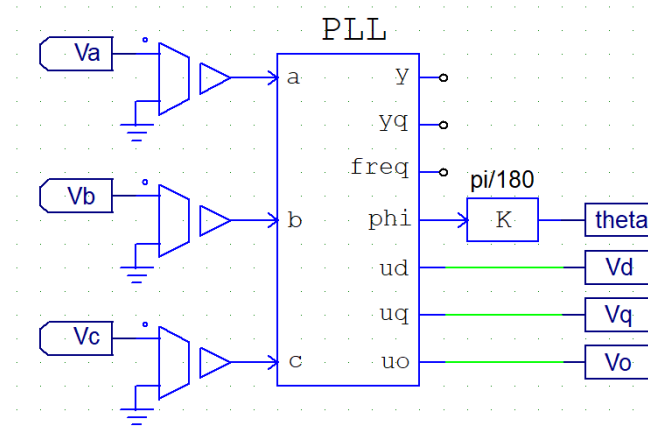
A saída ϕ_a do bloco PLL é o ângulo da fase a da rede elétrica, em graus. Essa saída é convertida para radianos a partir de um ganho $\pi/180$ para alimentar os blocos de transformação abc/dq0 e dq0/abc da figura 20, que só aceitam ângulo em radianos. O

Figura 20 – Controle do inversor trifásico conectado à rede



Fonte: Autoria própria

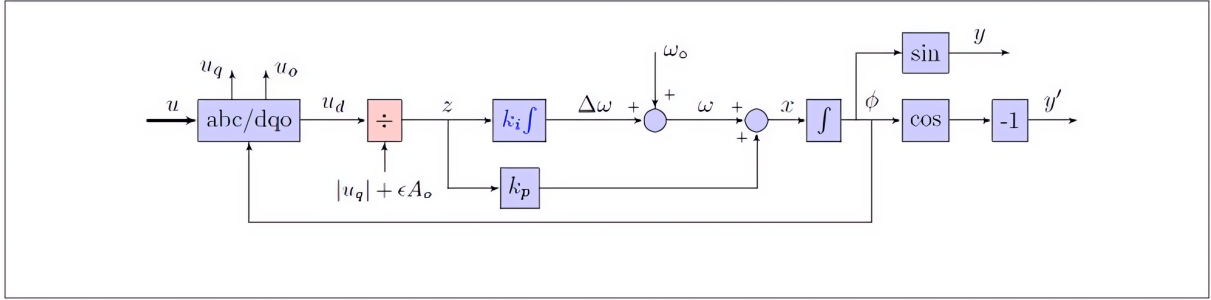
Figura 21 – PLL para determinação da fase da rede elétrica



Fonte: Autoria própria

bloco do PLL presente na figura 21 é implementado no *Altair PSIM* por meio do diagrama de blocos presente na figura 22.

Para a correta estimação da fase, faz-se necessário determinar os parâmetros k_p e k_i do diagrama de blocos do PLL presente na figura 22. Pode-se determinar rapidamente esses ganhos por meio da equação (30) (POWERSIM, 2020):

Figura 22 – Diagrama de blocos da implementação do PLL trifásico no *Altair PSIM*

Fonte: (POWERSIM, 2020)

$$\begin{aligned} k_p &= 0,42\omega_o \\ k_i &= 0,09\omega_o^2 \end{aligned} \quad (30)$$

em que ω_o é a frequência em rad/s do sinal que se deseja seguir a fase.

4.2.3 Referências de corrente em termos de potência trifásica injetada

Ao invés de se especificar diretamente as correntes i_d , i_q e i_0 como referência, tais valores podem ser determinados a partir da potência trifásica ativa P e reativa Q que se deseja injetar na rede elétrica (JINBO *et al.*, 2014). As potências P e Q (para sistemas equilibrados, isto é, $i_0 = 0$) escritas em termos de variáveis dq0 estão nas equações 31 e 32.

$$P = \frac{3}{2}(v_q i_q + v_d i_d) \quad (31)$$

$$Q = \frac{3}{2}(v_q i_d - v_d i_q) \quad (32)$$

Pode-se reescrever as equações 31 e 32 de forma a obter as equações 33 e 34.

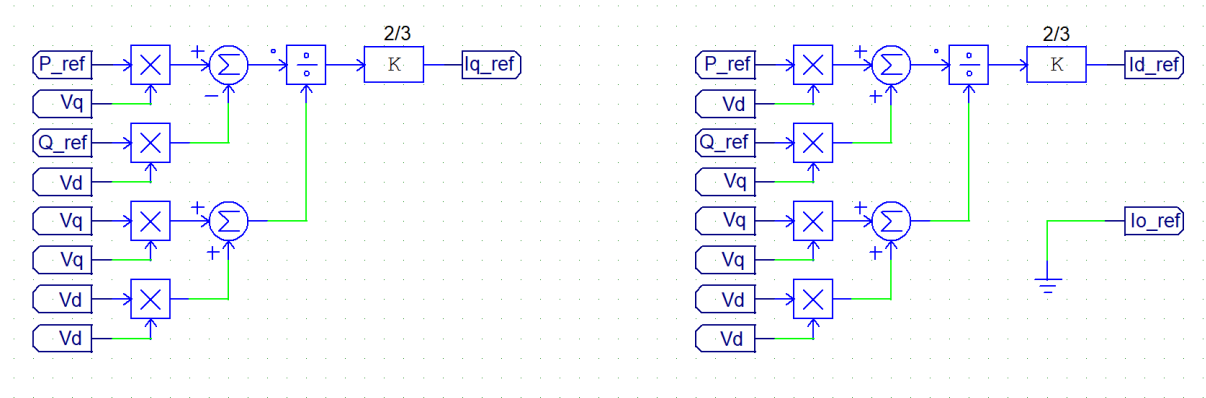
$$i_d = \frac{2}{3} \left(\frac{P v_d + Q v_q}{v_d^2 + v_q^2} \right) \quad (33)$$

$$i_q = \frac{2}{3} \left(\frac{P v_q - Q v_d}{v_d^2 + v_q^2} \right) \quad (34)$$

As equações 33 e 34 sugerem que, especificando uma potência ativa trifásica P e reativa Q a serem injetadas na rede, pode-se calcular as correntes i_d e i_q de referência (impõe-se $i_0 = 0$ de qualquer maneira) para o controle a ser realizado pelo circuito da figura 20. As equações 33 e 34 podem ser implementadas no *Altair PSIM* pelo diagrama de blocos da figura 23.

As tensões v_d , v_q e v_0 já são determinadas pelo bloco de PLL do *Altair PSIM* da figura 21, de forma que basta especificar as potências P e Q trifásicas desejadas (P_{ref} e Q_{ref} na figura 23) para determinar as correntes i_d e i_q de referência.

Figura 23 – Diagrama de blocos para determinação das correntes i_d , i_q e i_0 de referência a partir das potências P e Q trifásicas a serem injetadas pelo inversor na rede elétrica

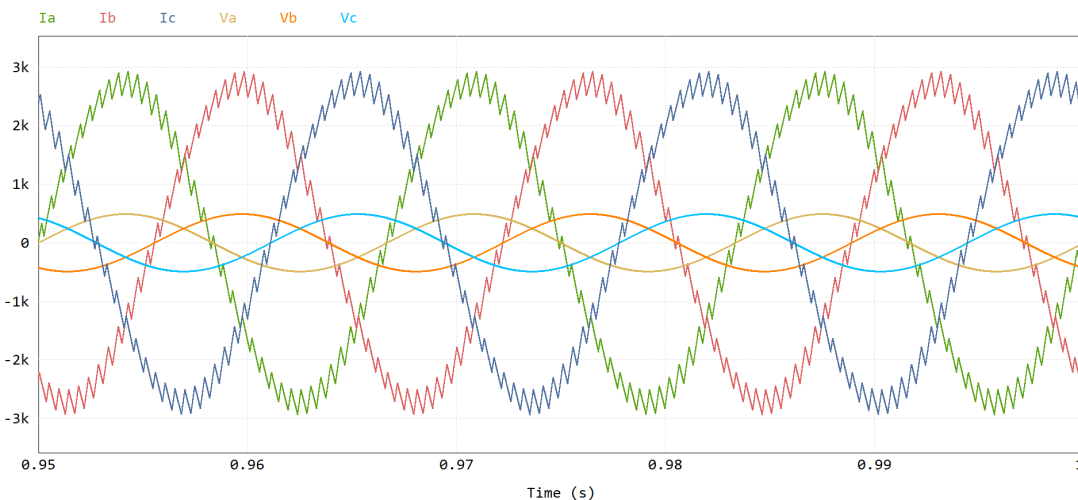


Fonte: Autoria própria

4.2.4 Exemplo numérico com filtro L

Simulou-se no *Altair PSIM* o circuito composto pelas figuras 19, 20, 21 e 23. Serão injetados 2 MW com fator de potência unitário (isto é, $P = 2$ MW e $Q = 0$) numa rede com tensão de linha eficaz igual a 600 V de 60 Hz. O *duty-cycle* no inversor foi escolhido como sendo 0,8. A frequência da portadora (triangular de -1 a 1) foi escolhida como sendo 2160 Hz. Escolhe-se arbitrariamente $L = 800 \mu\text{H}$. Da equação (25) (lembrando que devem ser inseridas a tensão de pico monofásica e potências P_{fase} e Q_{fase} monofásicas), segue que $V_s > 3186$ V, de modo que escolhe-se $V_s = 3200$ V.

Figura 24 – Tensões (v_a , v_b e v_c) e correntes (i_a , i_b e i_c) na rede elétrica para um inversor trifásico ideal com filtro L



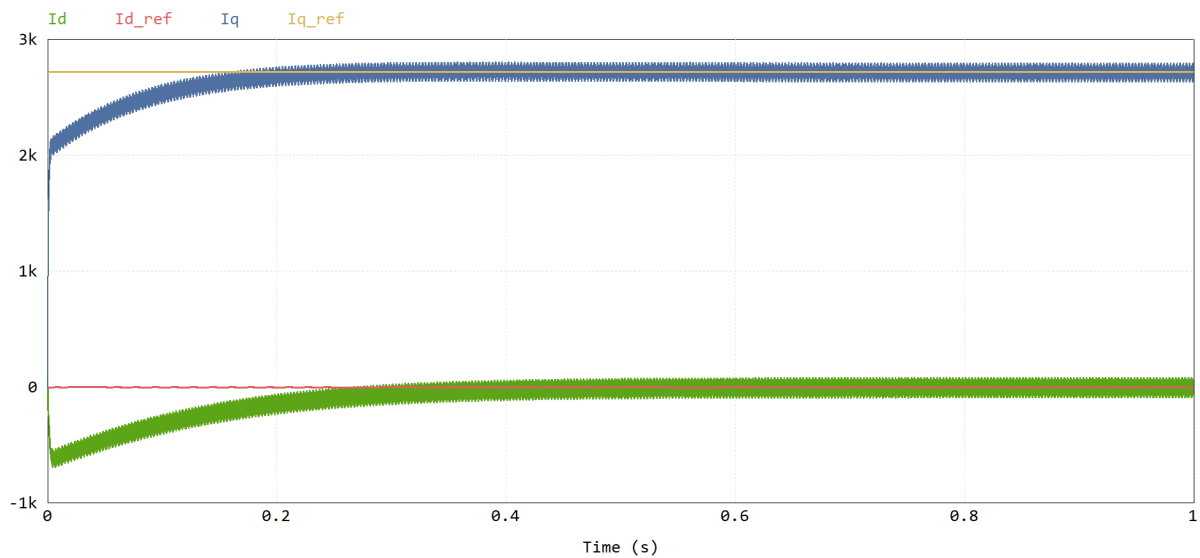
Fonte: Autoria própria

Os ganhos k_p e k_i do PLL foram determinados de acordo com a equação (30), tal que $\omega_o = 2\pi 60$ rad/s, resultando em $k_p = 158$ e $k_i = 12791$. O controle PI da figura 20, implementado no *Altair PSIM* por meio da função transferência $G(s) = k(1 + sT)/(sT)$, teve seu ganho k e constante de tempo T escolhidos arbitrariamente tal que $k = 1$ e $T = 0,1$ s (mesmos valores para os 3 controles PI).

Na figura 24 tem-se as tensões da rede elétrica e as correntes de saída, das 3 fases. Pode-se perceber que, como não há potência reativa sendo injetada, as tensões e correntes estão em fase.

Na figura 25 pode ser visualizado o seguimento das correntes i_d e i_q de referência geradas a partir das potências P e Q especificadas.

Figura 25 – Seguimento das correntes i_d e i_q de referência, por meio do controle PI de cada componente dq0

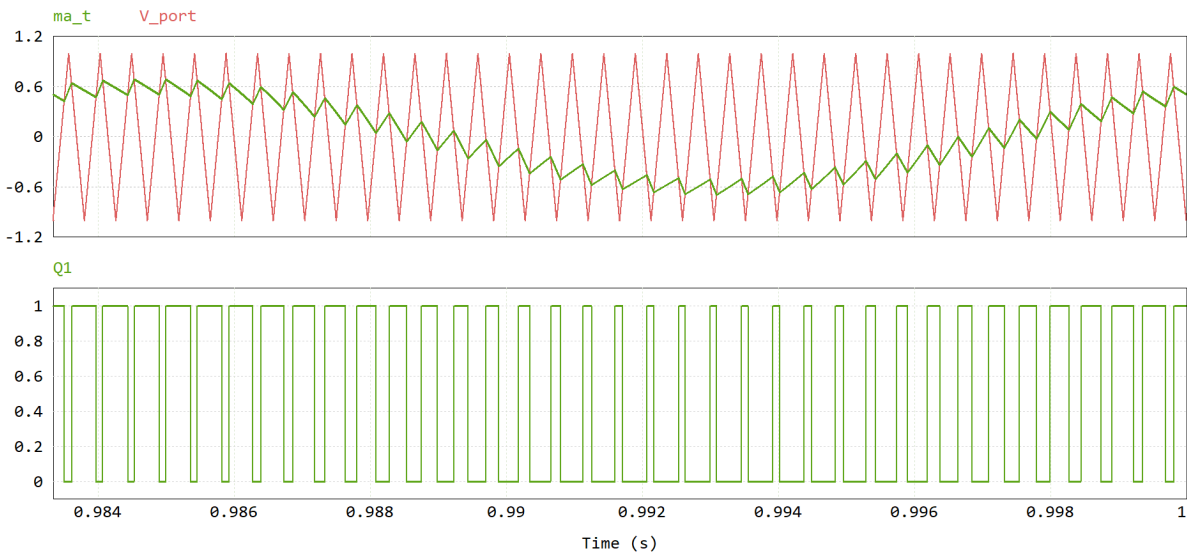


Fonte: Autoria própria

O valor da corrente i_q de referência da figura 25 é 2721,66 A (calculado por meio da figura 23). Isso se reflete (pela equação (28)) na corrente de pico a ser injetada na rede, que é o que pode ser verificado na figura 24.

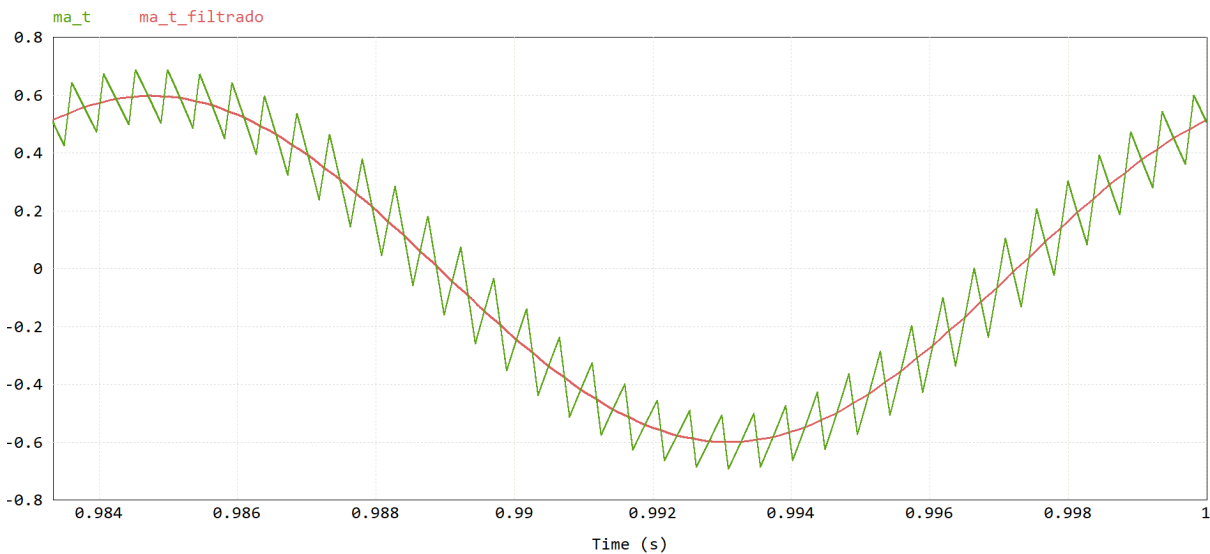
Na figura 26, tem-se o sinal $m_a(t)$ gerado pelo controle (sinal $m(t)$ da fase a), que vai ser modulado pela triangular de frequência 2160 Hz para gerar os comandos do interruptor Q_1 neste caso. O sinal $m(t)$ está relacionado com o *duty-cycle* por meio da equação (17), de modo que se $D = 0,8$, então $m = 0,6$. Como foi especificado $D_{max} = 0,8$ e a equação (25) foi respeitada, tem-se que o valor médio instantâneo de $m_a(t)$ fica dentro do limite de amplitude 0,6. Isso pode ser verificado pela figura 27, em que se utiliza um filtro passa bandas com frequência centrada em 60 Hz no sinal $m_a(t)$ da figura 26 para retirar o *ripple* da frequência de comutação e observar somente o valor médio instantâneo de $m_a(t)$.

Figura 26 – Sinal $m_a(t)$ a ser modulado pela portadora triangular (V_{port}) para gerar os comandos do interruptor Q_1



Fonte: Autoria própria

Figura 27 – Sinais $m_a(t)$ e $m_a(t)$ filtrado por um passa bandas de 60 Hz (para ilustração do sinal teórico)

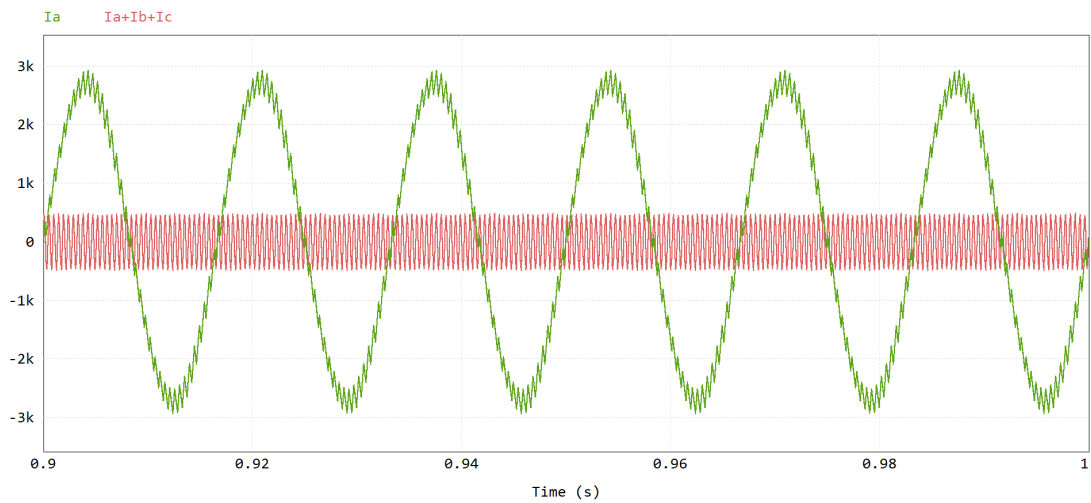


Fonte: Autoria própria

É importante ressaltar que este exemplo numérico considera que o ponto médio do barramento CC está conectado ao neutro da carga (neste caso, o neutro da rede elétrica). Isso produz uma corrente (i_{com}) que é comum às 3 fases, isto é, tal corrente pode ser determinada como sendo $i_{com} = i_a + i_b + i_c$. A corrente i_{com} (juntamente com a corrente

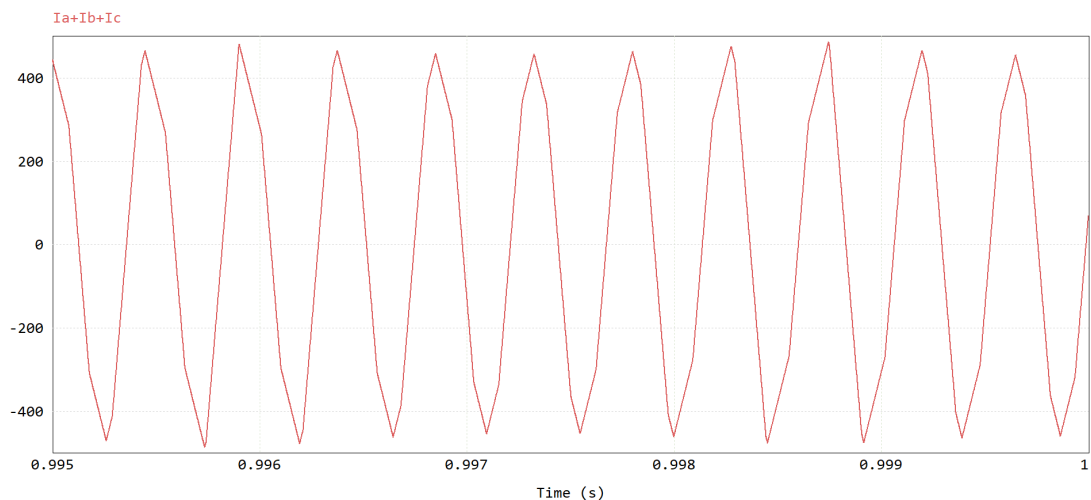
i_a para comparação) está disponível na figura 28. Na figura 29 tem-se a corrente i_{com} no detalhe. Essa corrente possui um valor RMS de cerca de 316 A (medido via *Altair PSIM*) e possui como frequência fundamental a frequência de comutação, isto é, 2160 Hz nesse caso, e possui potencial para causar aquecimento via indução ou interferência eletromagnética. O fato da frequência da portadora ser múltipla de 180 Hz (terceira harmônica da frequência da rede), não influencia na corrente comum produzida.

Figura 28 – Corrente i_a e corrente i_{com} , para o caso do inversor trifásico ideal com filtro L , com ponto médio CC conectado ao neutro da rede



Fonte: Autoria própria

Figura 29 – Corrente i_{com} no detalhe, para o caso do inversor trifásico ideal com filtro L , com ponto médio CC conectado ao neutro da rede



Fonte: Autoria própria

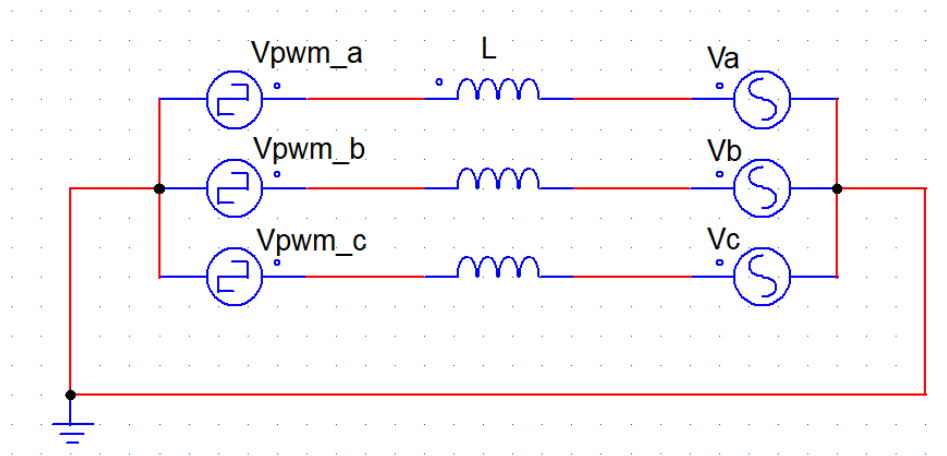
Caso essa conexão entre o ponto médio do barramento CC e o neutro da rede elétrica seja desfeita, uma tensão irá surgir entre esses 2 pontos e as correntes de saída (i_a , i_b e i_c) serão levemente alteradas. A corrente i_{com} está diretamente ligada com essa tensão e a maneira como ela surge será explorada logo a seguir.

4.2.5 Tensões comuns e diferenciais no inversor trifásico

Nesta seção serão introduzidos os conceitos de tensões comuns e diferenciais que vão produzir as correntes comuns e diferenciais. O leitor pode se perguntar se o correto não seria corrente de *modo* comum, mas não é esse o caso. Existe uma diferença sutil entre corrente comum da maneira como será definida aqui e corrente de *modo* comum da maneira como ela é definida em livros. Essa diferença é comentada no final deste trabalho, na seção 5.5.

O inversor trifásico de tensão pode ser pensado como 3 fontes de tensão trifásicas, tal que o circuito da figura 19 pode ser pensado como o circuito da figura 30, em que o nodo de terra representa o ponto médio do barramento CC do inversor. As 3 fontes de tensão do lado do inversor (esquerdo), podem ser decompostas em 4 fontes de tensão como na figura 31. O nodo de terra continua sendo o ponto médio do barramento CC.

Figura 30 – Inversor trifásico de tensão conectado à rede via filtro L , modelado via fontes de tensão

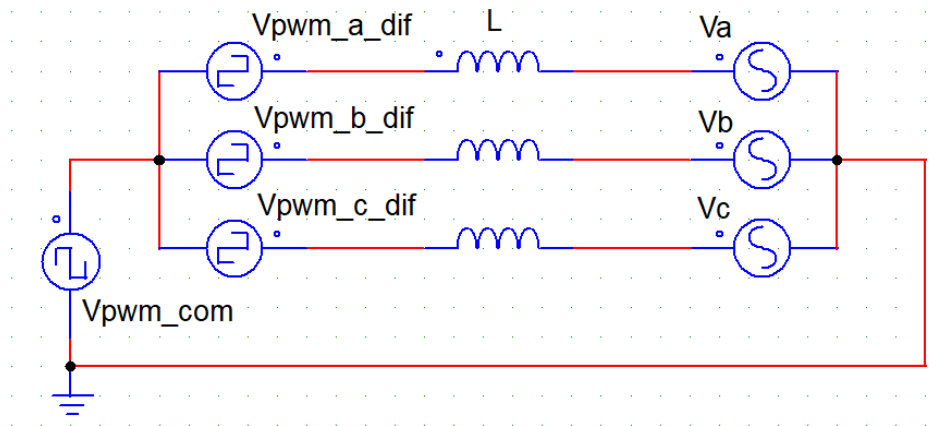


Fonte: Autoria própria

Esse modelo relaciona as tensões do inversor da figura 30 com a da figura 31 por meio da equação (35).

$$\begin{aligned} V_{pwm,a} &= V_{pwm}^{com} + V_{pwm,a}^{dif} \\ V_{pwm,b} &= V_{pwm}^{com} + V_{pwm,b}^{dif} \\ V_{pwm,c} &= V_{pwm}^{com} + V_{pwm,c}^{dif} \end{aligned} \quad (35)$$

Figura 31 – Inversor trifásico de tensão conectado à rede via filtro L , modelado via fontes de tensão diferencial e comum

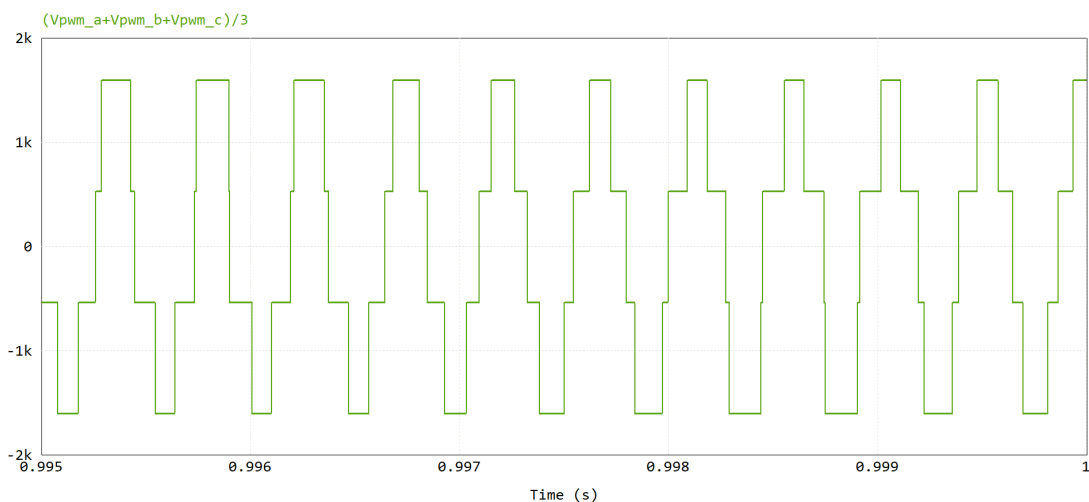


Fonte: Autoria própria

Assume-se aqui a propriedade de que a soma das tensões diferenciais do inversor é 0, isto é, $V_{pwm,a}^{dif} + V_{pwm,b}^{dif} + V_{pwm,c}^{dif} = 0$. Com isso, soma-se a equação (35) para chegar na equação (36) (WEI *et al.*, 2004).

$$V_{pwm}^{com} = \frac{V_{pwm,a} + V_{pwm,b} + V_{pwm,c}}{3} \quad (36)$$

Figura 32 – Tensão comum às 3 fases do inversor trifásico simulado na seção do exemplo numérico

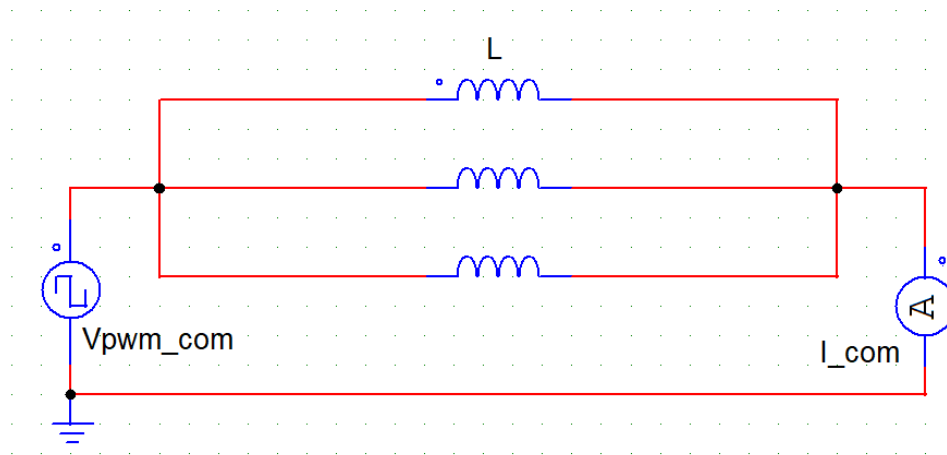


Fonte: Autoria própria

A equação (36) mostra que, decompondo as fontes de tensão na saída do inversor em uma tensão comum às 3 fases e 3 fontes diferenciais com a propriedade de que a soma

delas é 0, a tensão comum é então simplesmente a soma das 3 saídas do inversor divididas por 3. Essa tensão depende da topologia do inversor, da modulação utilizada e de algumas não idealidades.

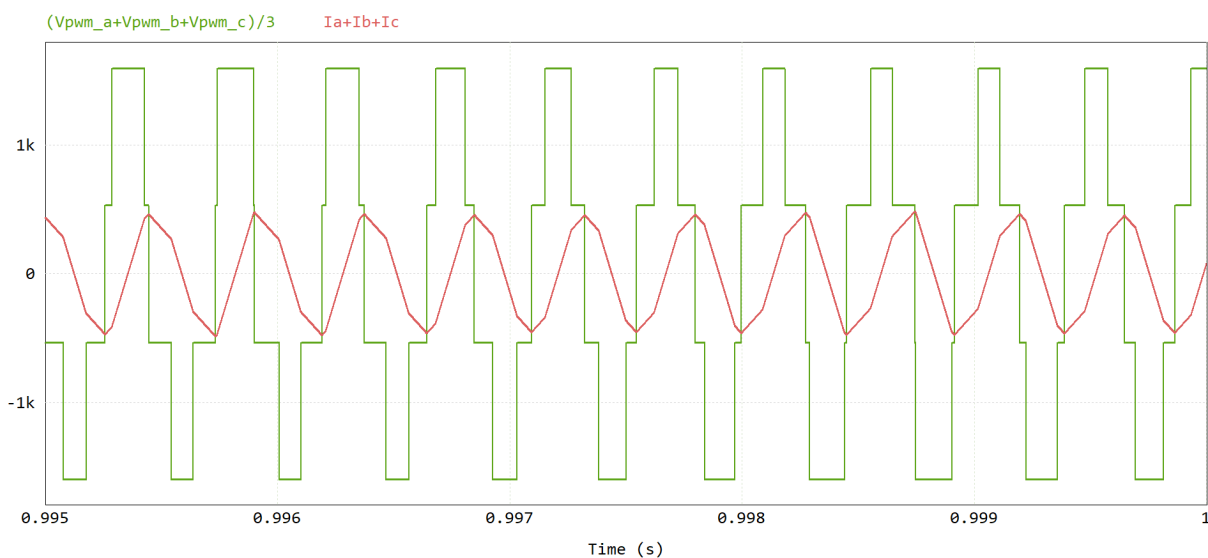
Figura 33 – Circuito equivalente da tensão comum $V_{pwm_com}^{com}$ gerando a corrente comum i_{com}



Fonte: Autoria própria

Na figura 32 tem-se a soma da equação (36) aplicada ao exemplo discutido na seção anterior do exemplo numérico (seção 4.2.4).

Figura 34 – Tensão e corrente comum para o caso da seção 4.2.4 de exemplo numérico



Fonte: Autoria própria

A tensão mostrada na figura 32 é a tensão responsável pela criação da corrente $i_{com} = i_a + i_b + i_c$ discutida na seção 4.2.4 e possui 4 níveis, que são eles: $V_s/2$, $V_s/6$, $-V_s/6$

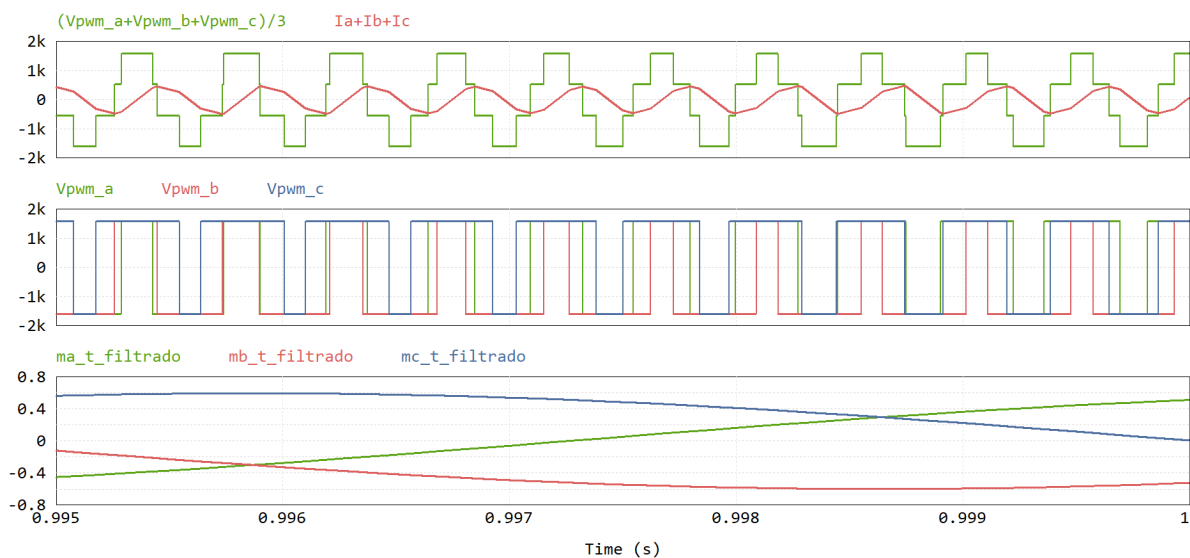
e $-V_s/2$ (LIU *et al.*, 2018). No caso, as correntes produzidas pelas tensões diferenciais (rede elétrica é suposta equilibrada então só possui componentes diferenciais) produzem correntes diferenciais que se anulam assim como as tensões diferenciais. Logo, o circuito que a tensão comum V_{pwm}^{com} enxerga para produzir a corrente comum i_{com} é o da figura 33.

Pelo circuito da figura 33, fica claro que a única impedância que a tensão comum enxerga é a indutância de cada fase em paralelo, resultando em $L/3$, de modo que a relação entre a tensão e corrente comum pode ser descrita pela equação (37).

$$V_{pwm}^{com} = \frac{L}{3} \frac{d}{dt} i_{com} \quad (37)$$

Analisando a corrente da figura 29 juntamente com a tensão da figura 32, dando origem à figura 34, percebe-se a relação descrita pela equação (37).

Figura 35 – De cima para baixo: tensão e corrente comum, tensões de saída do inversor e sinais $m(t)$ filtrados de cada fase, para o caso da seção 4.2.4 de exemplo numérico



Fonte: Autoria própria

Pode-se determinar a amplitude dessa corrente (i_{com}). Para isso, faz-se necessário analisar a figura 35, onde se encontram a tensão e corrente comuns, tensões impostas pelo inversor e os sinais $m(t)$ filtrados com o passa bandas de 60 Hz de cada fase, que são responsáveis pela determinação do *duty-cycle*.

Percebe-se que na figura 35, por conta da modulação utilizada (onde a portadora é a mesma para as 3 fases), as tensões PWM produzidas pelo inversor estão “em fase”, isto é, as tensões PWM de saída do inversor se compõem construtivamente, sendo que o pior caso (período de maior tempo de composição) ocorre quando os *duty-cycles* de 2 fases são iguais. Na figura 35 isso acontece em 2 pontos: pouco antes do instante 0,996 s e pouco antes do instante 0,999 s, podendo ser visualizado no terceiro gráfico da figura 35, onde

os sinais $m(t)$ filtrados de cada fase correspondem ao *duty-cycle* aplicado em cada fase no inversor, de acordo com a equação (17).

Esse pior caso (maior período em que a tensão comum vale $V_s/2$) pode ser definido pela equação (38). Como o sistema dos sinais $m(t)$ é um sistema trifásico equilibrado, quando um sinal é máximo, isto é, possui valor m_{max} , os outros 2 se intersectam em $-m_{max}/2$.

$$m_{pior} = \frac{-m_{max}}{2} \quad (38)$$

Como os valores de m se relacionam com o *duty-cycle* por meio da equação (17), a equação (38) pode ser reescrita em termos do *duty-cycle*, resultando na equação (39).

$$D_{pior} = \frac{3 - 2D_{max}}{4} \quad (39)$$

Agora, pela equação (37), pode-se escrever a equação (40), que é para o período em que a tensão comum é constante e vale $V_s/2$.

$$\frac{V_s}{2} = \frac{L}{3} \frac{\Delta i_{com}}{D_{pior} T_s} \quad (40)$$

em que T_s é o período da portadora de frequência f_s , isto é, $T_s = 1/f_s$. $D_{pior} T_s$ representa o período em que a tensão comum vale $V_s/2$. A equação (40) pode ser reescrita de forma a isolar a variável Δi_{com} , resultando na equação (41).

$$\Delta i_{com} = \frac{3}{8} \frac{V_s}{L f_s} (3 - 2D_{max}) \quad (41)$$

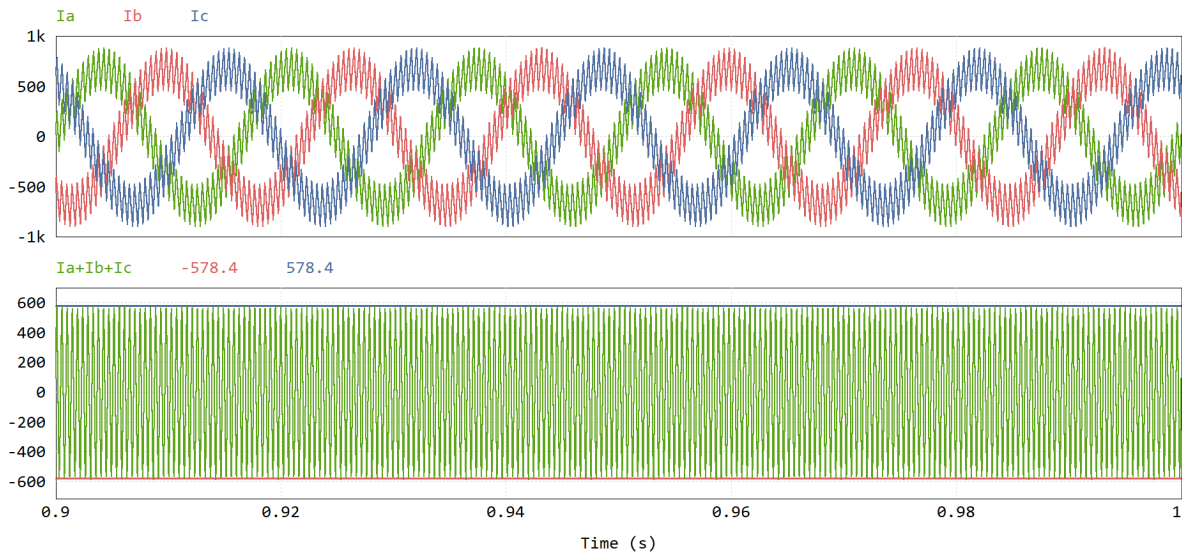
em que Δi_{com} é o valor pico-a-pico da corrente comum para o caso do inversor trifásico conectado à rede via filtro L com neutro e ponto médio do barramento CC conectados. A amplitude da corrente comum é então metade do valor da equação (41).

Para o caso da seção 4.2.4, tem-se que $\Delta i_{com} = 972,22$ A, de maneira que o valor de pico da corrente comum é 486,11 A.

A equação (41) mostra que quanto maior o *duty-cycle* permitido no inversor, menor será a corrente comum às 3 fases. Caso se deseje manter a corrente comum num valor mínimo faz-se necessário manter elevado o valor de D_{max} independente da potência a ser injetada. Uma maneira de fazer isso é alterando-se o valor da tensão do barramento CC, isto é, se a potência injetada diminuir, diminui-se também a tensão no barramento CC, respeitando a equação (25). Caso isso não seja feito, ao diminuir a potência injetada, o valor de D_{max} vai diminuir e o valor da corrente comum às 3 fases irá subir.

Foi simulado o mesmo circuito da seção 4.2.4, porém injetando apenas 0,5 MW ao invés de 2 MW, com $V_s = 3200$ V, isto é, tensão do barramento CC mantida constante, que pela relação da equação (26), resulta num D_{max} de 0,666. Pela equação (41), o valor pico-a-pico da corrente comum passa a ser 1157,4 A, ou amplitude de 578,4 A (supondo que ela esteja centralizada em 0). A figura 36 mostra o resultado da simulação do circuito

Figura 36 – Correntes de saída (acima) e corrente comum (abaixo) para o inversor da seção 4.2.4 injetando 0,5 MW



Fonte: Autoria própria

da seção 4.2.4, com as correntes de saída e a corrente $i_{com} = i_a + i_b + i_c$, para uma injeção de potência de 0,5 MW com fator de potência unitário.

Na figura 36 pode-se perceber que o valor pico-a-pico da corrente comum obtido por meio da simulação no *Altair PSIM* respeita o calculado pela equação (41).

4.2.6 Remoção da conexão entre neutro e ponto médio do barramento CC

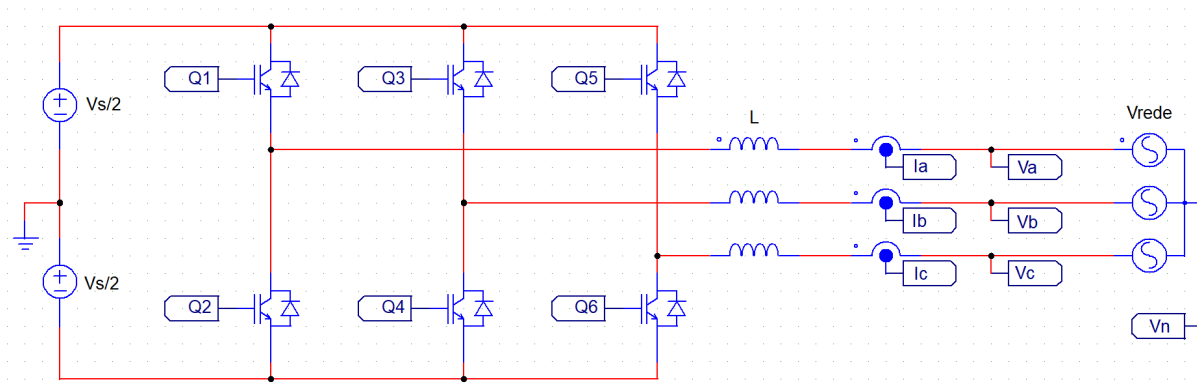
O circuito da figura 19, simulado na seção 4.2.4, é substituído pelo circuito da figura 37, removendo a conexão entre o ponto médio do barramento CC e o neutro da rede elétrica.

O nó V_n da figura 37 é então inserido no circuito do PLL da figura 21 para a determinação correta das tensões de fase, resultando no circuito da figura 38. A tensão do nó V_n é então medida com relação ao ponto médio do barramento CC, sobre as mesmas condições do exemplo numérico da seção 4.2.4. Essa tensão V_n é então mostrada na figura 39. Pode-se observar que a tensão presente na figura 39 é a mesma que a tensão mostrada na figura 32.

As tensões (das figuras 32 e 39) são iguais pois pelo modelo da figura 31, ao remover a conexão do neutro da rede com o ponto médio CC (terminal de terra na figura 31), a tensão V_{pwm}^{com} vai aparecer no terminal de neutro da rede, pois não haverá corrente comum às 3 fases. Em outras palavras, $V_n = V_{pwm}^{com}$.

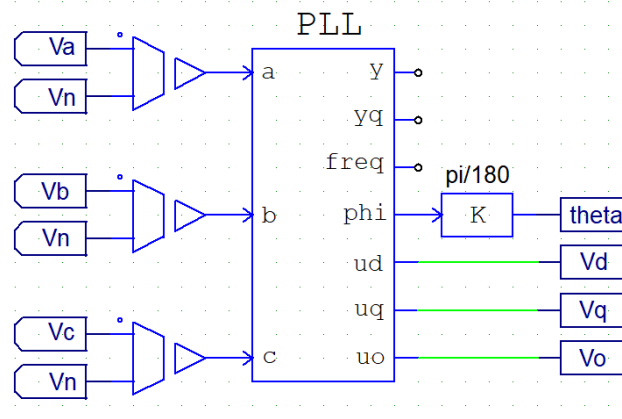
A tensão aplicada efetivamente sobre o indutor da fase a será então $V_{pwm,a}^{dif} - V_{rede,a}$ mudando a forma de onda e com isso, o *ripple* de corrente no indutor. As correntes de

Figura 37 – Inversor trifásico de tensão conectado à rede via filtro L , sem a conexão do ponto médio do barramento CC e o neutro da rede elétrica



Fonte: Autoria própria

Figura 38 – Circuito do PLL para medição das tensões de fase sem o neutro conectado ao ponto médio do barramento CC



Fonte: Autoria própria

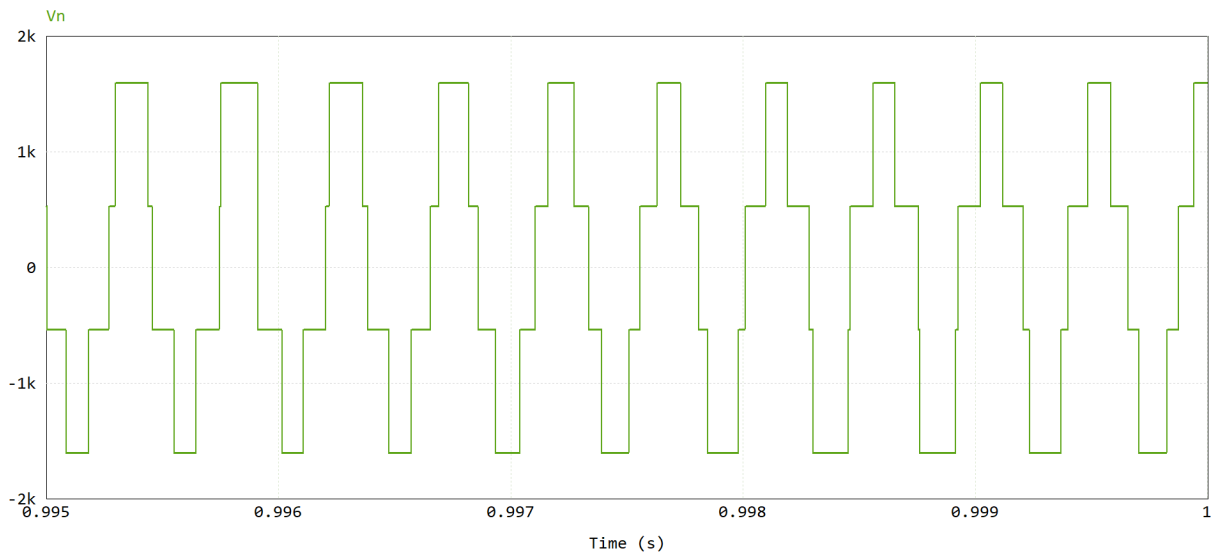
saída do inversor nesse caso estão mostradas na figura 40.

Nota-se que o *ripple* das correntes de saída da figura 40 é bem menor se comparado com o *ripple* da figura 24. Isso acontece pois novamente, a tensão nos terminais do indutor da fase a é agora $V_{pwm,a}^{dif} - V_{rede,a}$. A tensão $V_{pwm,a}^{dif}$ pode ser calculada por meio da equação (35), tal que $V_{pwm,a}^{dif} = V_{pwm,a} - V_{pwm}^{com}$ ou ainda $V_{pwm,a}^{dif} = V_{pwm,a} - V_n$.

Esse cálculo é feito e a tensão resultante diferencial da fase a ($V_{pwm,a}^{dif} = V_{pwm,a} - V_n$) é mostrada na figura 41.

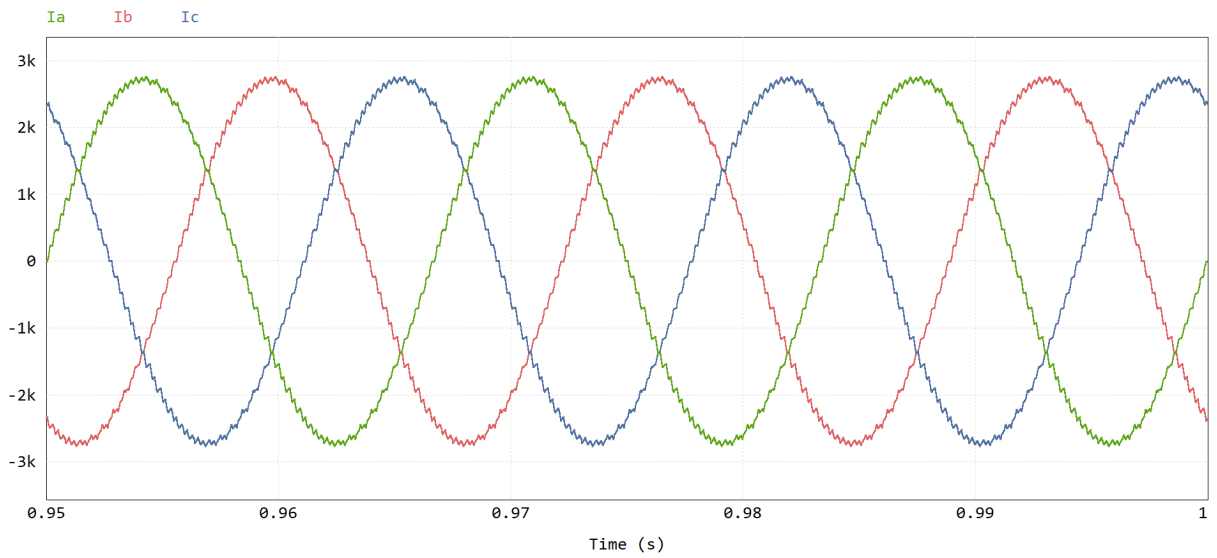
Como $V_n = V_{pwm}^{com}$, $V_{pwm}^{dif} = V_{pwm} - V_n$ e sabendo da relação da equação (36), a tensão $V_{pwm,a}^{dif}$ pode ser reescrita como na equação (42).

Figura 39 – Tensão entre o neutro da rede elétrica e o ponto médio do barramento CC



Fonte: Autoria própria

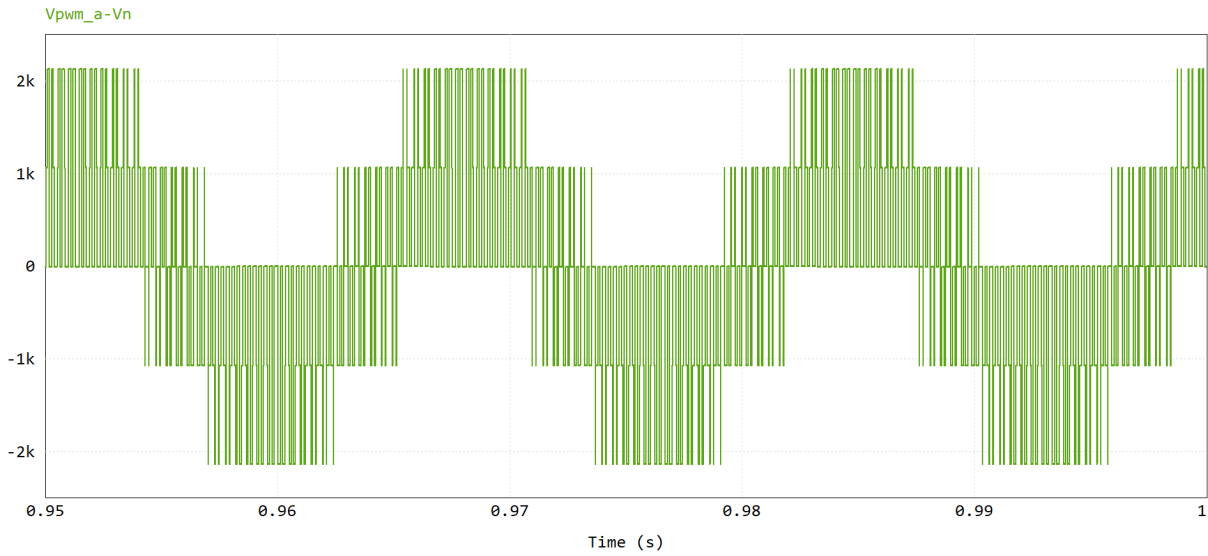
Figura 40 – Correntes de saída do inversor trifásico para o caso do neutro não estar conectado ao ponto médio do barramento CC



Fonte: Autoria própria

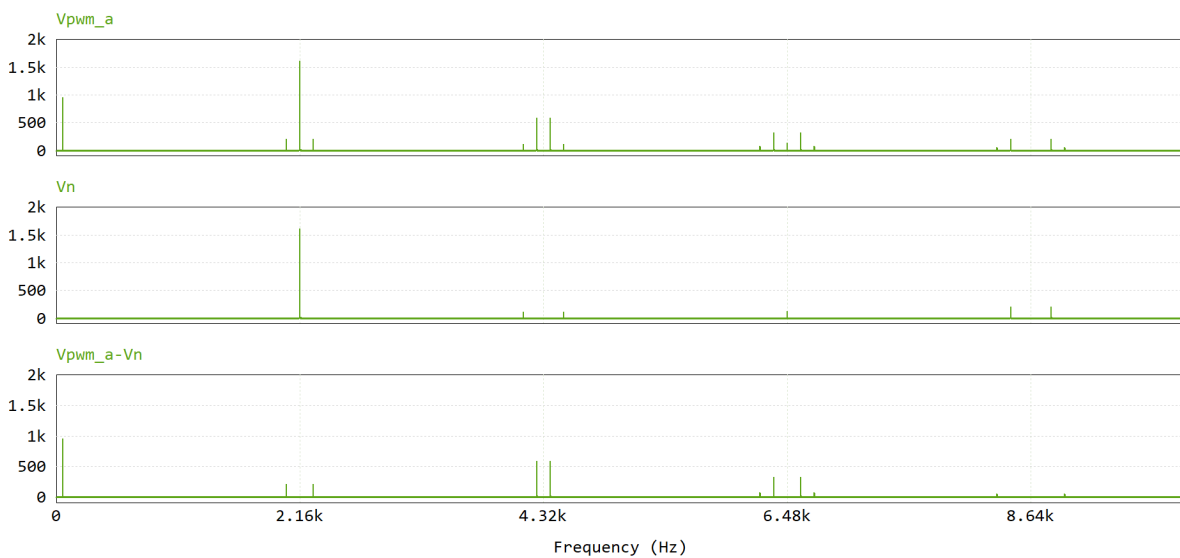
$$V_{pwm,a}^{dif} = \frac{2}{3}V_{pwm,a} - \left(\frac{V_{pwm,b} + V_{pwm,c}}{3} \right) \quad (42)$$

Pensando em termos espectrais, as transformadas de Fourier das tensões $V_{pwm,a}$, $V_{pwm,b}$ e $V_{pwm,c}$ possuem a sua maior harmônica na frequência da portadora ($f_s = 2160$ Hz para os casos simulados até então) e, como as portadoras das 3 fases estão em fase (para

Figura 41 – Tensão $V_{pwm,a}^{dif}$ calculada

Fonte: Autoria própria

esse tipo de modulação, fazendo com que o *ripple* seja construtivo), essas harmônicas também estão em fase (THAKUR *et al.*, 2020). Logo, pela equação (42), elas devem se cancelar, que é o que se observa ao realizar a FFT das formas de onda de $V_{pwm,a}$ e $V_{pwm,a}^{dif} = V_{pwm,a} - V_n$, mostrada na figura 42.

Figura 42 – FFT da tensão $V_{pwm,a}$ (acima), da tensão V_{pwm}^{com} (centro) e da tensão $V_{pwm,a}^{dif}$ (abaixo), quando as portadoras estão em fase

Fonte: Autoria própria

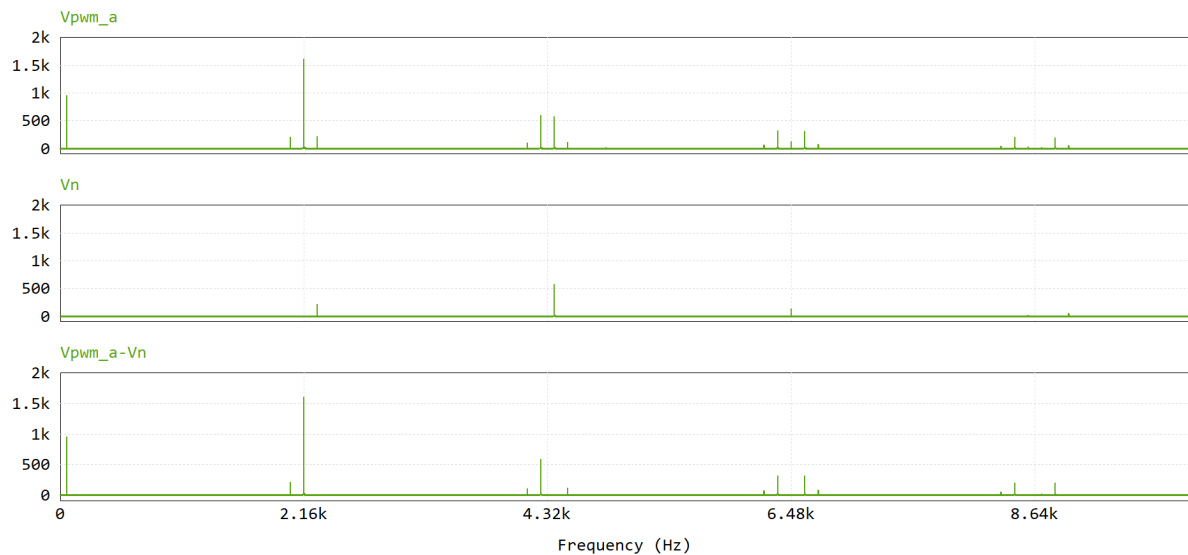
Na figura 42 percebe-se esse efeito de cancelamento de harmônicas, o que explica

o menor *ripple* de corrente nos indutores do filtro de saída. Percebe-se também que a soma da componente diferencial com a comum resulta na tensão original ($V_{pwm,a}$). Pode ser pensado ainda que para o caso da conexão entre o ponto médio do barramento CC e o neutro da rede elétrica, o *ripple* em cada indutor de saída possuía uma componente comum e uma componente diferencial. Quando essa conexão foi removida, apenas a componente diferencial permaneceu (reduzindo assim o *ripple*).

Em resumo, retirando a conexão entre o ponto médio do barramento CC e o neutro da rede elétrica, a corrente comum desaparece (pois não há mais por onde ela circular), o *ripple* de corrente nos indutores diminui (pois só existe a componente diferencial, sem a principal harmônica na frequência de comutação) e uma tensão comum surge entre o terminal de neutro da rede elétrica e o ponto médio do barramento CC do inversor.

Pode-se ainda alterar a modulação para que as portadoras fiquem 120° umas das outras. Esse tipo de modulação transfere a harmônica de tensão em 2160 Hz para a componente diferencial da tensão de saída de cada fase, reduzindo a tensão comum (e com isso a corrente comum), mas aumentando o *ripple* diferencial da corrente injetada (que pode não ser desejável). Na figura 43 pode-se verificar esse efeito.

Figura 43 – FFT da tensão $V_{pwm,a}$ (acima), da tensão V_{pwm}^{com} (centro) e da tensão $V_{pwm,a}^{dif}$ (abaixo), quando as portadoras estão defasadas em 120° uma da outra



Fonte: Autoria própria

4.2.7 Conexão com a rede elétrica por meio de transformador

Muitas vezes a conexão com a rede elétrica é realizada por meio de transformador por conta da incompatibilidade dos níveis de tensão. Para conexão com uma rede de média tensão de $34,5kV$, por exemplo, faz-se necessário o uso de um transformador elevador já

que os níveis de tensão produzidos pelo inversor são muito baixos se comparados com o da rede.

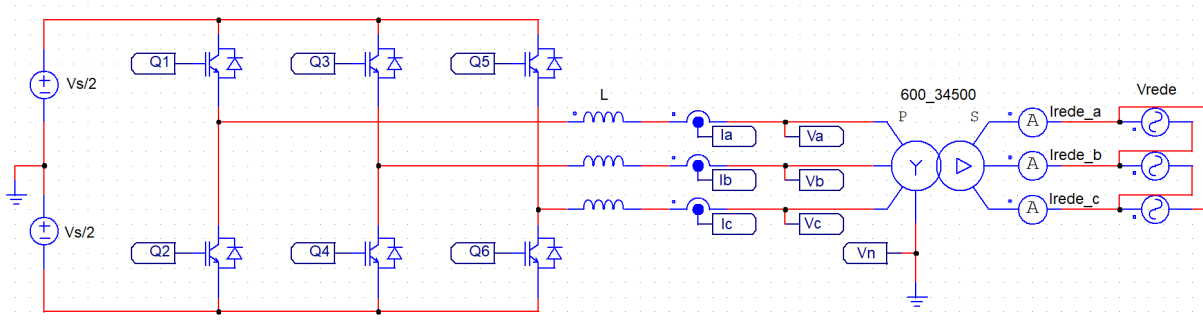
Esse transformador é normalmente do tipo Y- Δ (baixa-alta), com o lado de baixa tensão aterrado (Y) (SENGER; FILHO, 2016). A relação de transformação necessária para transformar uma tensão de linha em Y (primário) para outra tensão de linha em Δ (secundário) está na equação (43):

$$\frac{N_{sec}}{N_{pri}} = \sqrt{3} \frac{V_{sec}}{V_{pri}} \quad (43)$$

em que N_{sec} é o número de voltas do secundário, N_{pri} é o número de voltas no primário, V_{sec} é a tensão de linha eficaz do secundário e V_{pri} é a tensão de linha eficaz do primário. Uma propriedade importante dos transformadores trifásicos para esse caso é que correntes comuns às 3 fases num lado não gera fluxo magnético no outro lado do transformador. Apenas as componentes diferenciais geradas pelo conversor no lado de baixa tensão passam para o lado de alta tensão.

Tomando o exemplo numérico da seção 4.2.4, mantendo a tensão da “rede elétrica”, que agora será o transformador, acopla-se a uma rede de média tensão de 34,5 kV. Pela equação (43), a relação de transformação necessária para elevar 600 V para 34,5 kV, é $N_{sec}/N_{pri} = 99,5929$. O circuito resultante é então o da figura 44.

Figura 44 – Inversor de tensão trifásico com filtro L conectado à rede elétrica de média tensão via transformador elevador, com neutro do transformador conectado ao ponto médio do barramento CC



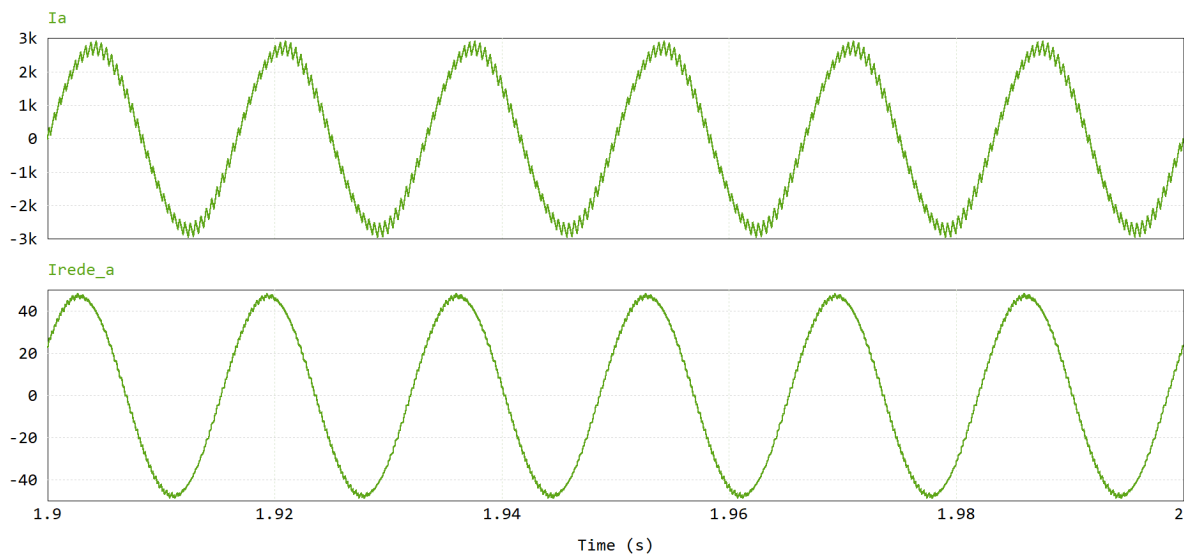
Fonte: Autoria própria

O circuito do PLL a ser utilizado é o que utiliza V_n como nó de referência para obter as tensões de fase para o controle, que é o da figura 38.

Para esse caso, como o neutro do transformador e o ponto médio do barramento CC estão conectados, a corrente comum irá fluir normalmente. No entanto, essa corrente não gera fluxo no transformador trifásico e, portanto, não é transferida para o secundário, isto é, não é injetada na rede elétrica de média tensão. Dessa maneira, a forma de onda no secundário do transformador possuirá apenas as componentes diferenciais das correntes i_a ,

i_b e i_c , geradas a partir das tensões diferenciais produzidas pelo inversor. Isso significa que, independente do neutro do transformador estar conectado ao ponto médio do barramento CC ou não, a corrente no secundário será igual para os 2 casos. Na figura 45 tem-se as correntes i_a e $i_{rede,a}$ para o circuito simulado da figura 44, isto é, com a conexão entre neutro e ponto médio.

Figura 45 – Corrente i_a e $i_{rede,a}$, para o inversor com filtro L conectado à rede elétrica de média tensão via transformador elevador, com neutro do transformador conectado ao ponto médio do barramento CC



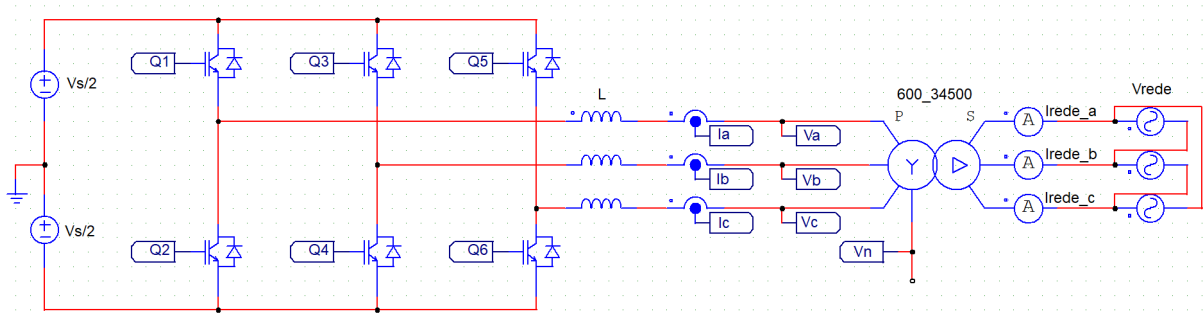
Fonte: Autoria própria

Pode-se perceber pela figura 45 que a corrente no secundário possui um *ripple* menor que no primário, justamente por conta de somente as componentes diferenciais da corrente passarem para o secundário.

Caso o neutro do transformador venha a ser desconectado do ponto médio do barramento CC (como na figura 46), a corrente comum irá se anular, criando uma tensão entre o ponto médio do barramento CC e o neutro do transformador. Essa tensão será a tensão comum V_{pwm}^{com} discutida anteriormente.

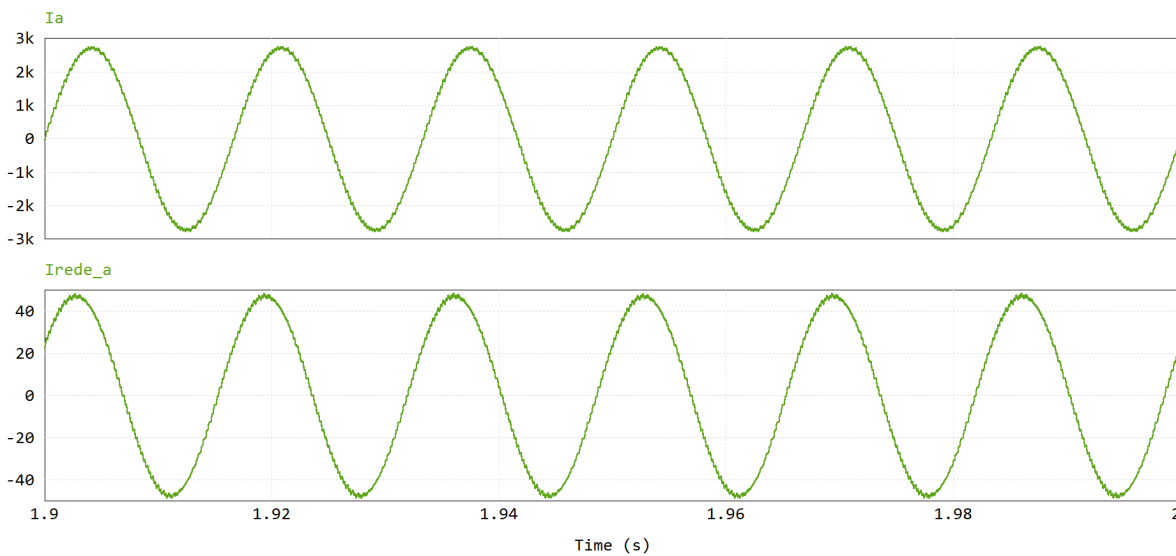
Simulando o circuito da figura 46, tem-se as correntes i_a e $i_{rede,a}$ resultantes na figura 47. A corrente i_a dessa vez possui somente componentes diferenciais, já que não há por onde a componente comum circular. Pode-se perceber que as formas de onda do primário e do secundário são quase idênticas em termos de *ripple*. Isso mostra mais uma vez que somente as componentes diferenciais passam para o secundário do transformador.

Figura 46 – Inversor de tensão trifásico com filtro L conectado à rede elétrica de média tensão via transformador elevador, sem a conexão entre o neutro do transformador e o ponto médio do barramento CC



Fonte: Autoria própria

Figura 47 – Corrente i_a e $i_{rede,a}$, para o inversor com filtro L conectado à rede elétrica de média tensão via transformador elevador, sem a conexão entre o neutro do transformador e o ponto médio do barramento CC



Fonte: Autoria própria

4.3 O RETIFICADOR TRIFÁSICO PWM

O retificador trifásico PWM pode ser pensado como sendo o mesmo sistema que o inversor trifásico discutido até agora. Na verdade, a topologia é exatamente a mesma, tal que pode-se dizer que o retificador PWM trifásico encontra-se na figura 18. A única mudança é o fato de que o fluxo de potência é contrário ao do inversor trifásico. No caso, o inversor trifásico fornece potência CA para um sistema qualquer a partir de um barramento CC e o retificador trifásico extrai potência CA de um sistema qualquer e

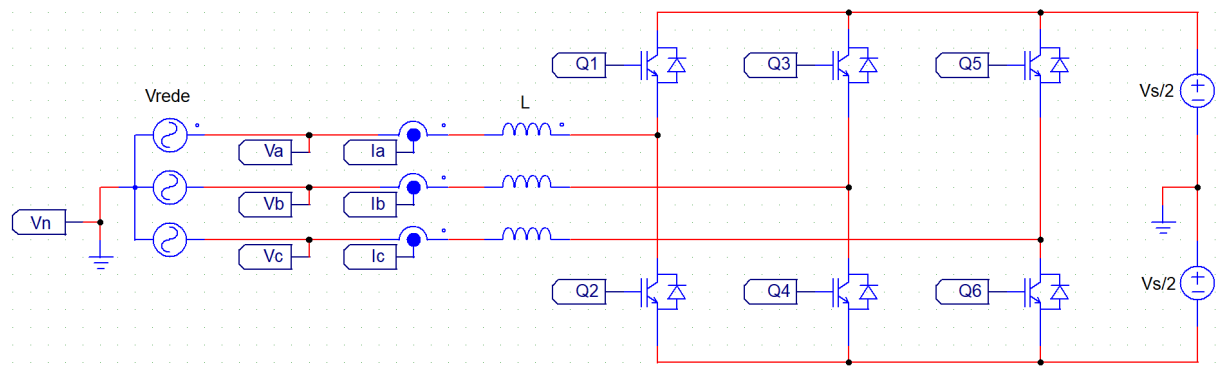
entrega para um barramento CC.

Como a única mudança é o sentido do fluxo de potência, todas as equações mostradas e circuitos de controle utilizados até agora para o inversor trifásico são válidos para o retificador trifásico.

4.3.1 Exemplo numérico

Como demonstração de que o retificador e o inversor possuem as mesmas estruturas, utiliza-se como exemplo numérico os mesmos circuitos, controle e parâmetros da seção 4.2.4. Utiliza-se o PLL da figura 38 e altera-se a representação do circuito de potência da figura 19, resultando no circuito da figura 48, que será o usado (os circuitos são iguais, mas a representação da figura 48 deixa mais claro o sentido do fluxo de potência, que será da esquerda para a direita).

Figura 48 – Retificador trifásico PWM no *Altair PSIM*



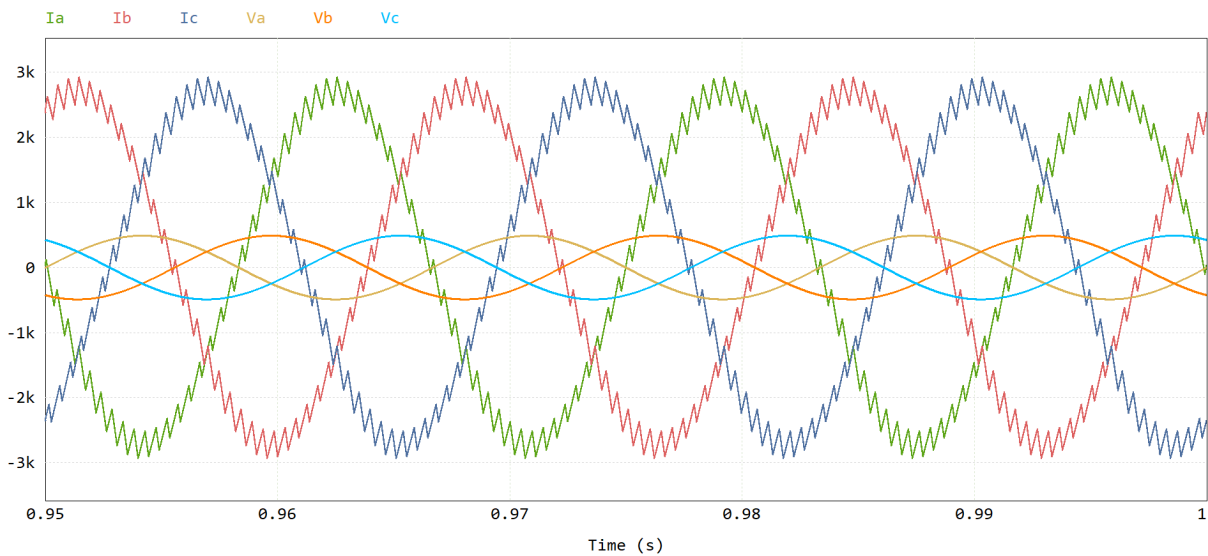
Fonte: Autoria própria

Como os parâmetros são os mesmos que na seção 4.2.4 de exemplo numérico, tem-se que $V_s = 3200$ V, $f_s = 2160$ Hz, $L = 800$ μ H, tensão de linha eficaz igual a 600 V, $f_{rede} = 60$ Hz. No entanto, a única mudança a ser realizada é que a referência de potência P não será mais 2 MW, mas sim -2 MW, pois a rede irá fornecer potência ao retificador. Simulando sobre essas condições, tem-se na figura 49 as correntes e tensões para cada fase da rede.

Nota-se que a figura 49 é quase idêntica à figura 24, com exceção que agora as correntes estão a 180° das tensões de fase, mostrando que o fluxo de potência é contrário (da rede CA para o barramento CC).

Como agora a referência de potência é negativa (-2 MW), o cálculo da corrente i_q de referência por meio do diagrama de blocos da figura 23 resulta numa corrente i_q negativa, que deve ser seguida pelo controle PI. A corrente i_d continua sendo nula pois não há potência reativa na rede elétrica. O seguimento dessas correntes pode ser verificado na figura 50.

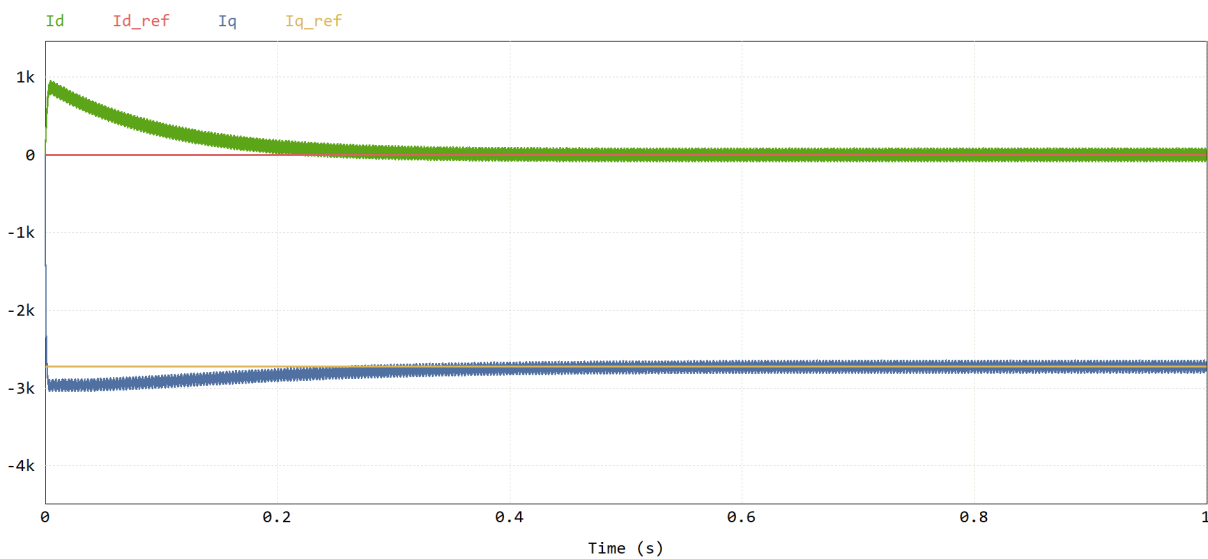
Figura 49 – Tensões (v_a , v_b e v_c) e correntes (i_a , i_b e i_c) na rede elétrica para um retificador trifásico PWM ideal com filtro L



Fonte: Autoria própria

As mesmas conclusões com relação ao surgimento das tensões diferenciais e comum são aqui válidas, isto é, ao remover ou não a conexão entre o neutro e o ponto médio do barramento CC, a ondulação de corrente irá mudar.

Figura 50 – Seguimento das correntes i_d e i_q de referência, por meio do controle PI de cada componente dq0, para o retificador trifásico PWM



Fonte: Autoria própria

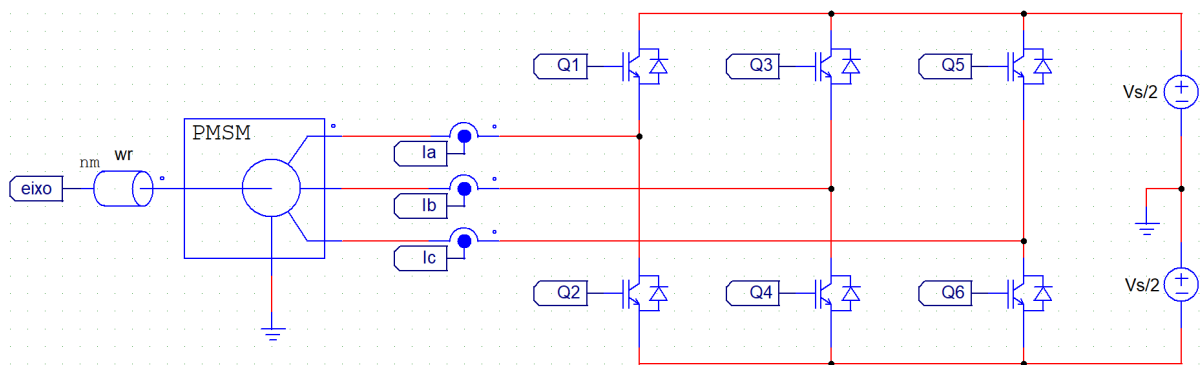
A seguir, será discutida a troca da rede elétrica por um gerador síncrono de ímãs

permanentes (PMSG). Afinal o sistema pensado no início era um sistema gerador de energia eólica de tipo IV com gerador síncrono sem caixa de engrenagens. Ao ter o gerador síncrono como fonte de potência no sistema, aplicam-se pequenas mudanças no controle. Essas mudanças serão discutidas a seguir.

4.3.2 Gerador Síncrono de Ímãs Permanentes ao invés de uma rede elétrica

Substitui-se a rede elétrica da figura 48 por um gerador síncrono de ímãs permanentes. Normalmente, a indutância de cada fase de tal gerador é suficiente para servir de filtro para reduzir a ondulação das correntes. Dessa maneira, o filtro L nesse caso são as indutâncias do gerador. Isso significa que os terminais do gerador são ligados diretamente à entrada do retificador como na figura 51.

Figura 51 – Gerador síncrono de ímãs permanentes conectado a um retificador trifásico PWM no *Altair PSIM*



Fonte: Autoria própria

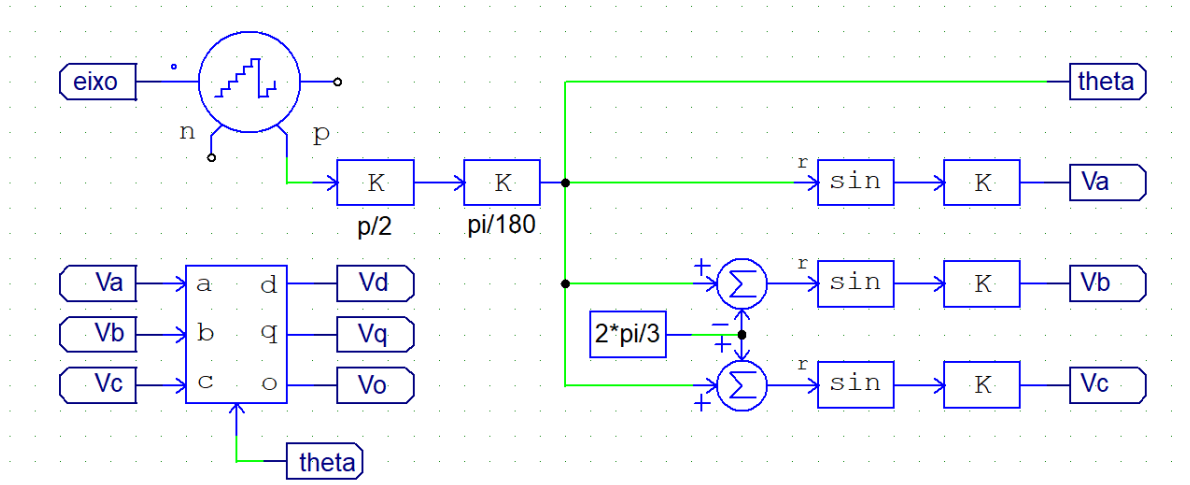
Como os terminais do gerador estão conectados diretamente ao retificador, não há como extrair as tensões de cada fase do gerador para passá-las a um PLL e determinar o ângulo para a transformação $dq0$ e calcular as correntes i_d e i_q de referência a serem impostas no gerador.

Dessa maneira, as tensões de fase do gerador devem ser estimadas por meio de um *encoder* e do conhecimento da relação tensão-velocidade do gerador. No caso, o *encoder* determina o ângulo mecânico do rotor. Com essa informação e o conhecimento da relação tensão-velocidade do gerador, gera-se as tensões trifásicas equivalentes para determinar as tensões v_d , v_q e v_0 .

Um esquema para estimar as tensões de fase do gerador síncrono está na figura 52. O *encoder* mede, em graus, o ângulo mecânico do rotor a partir do seu eixo. O ângulo mecânico é então convertido em ângulo elétrico multiplicando-se por metade do número de polos do gerador ($p/2$) e depois passado para radianos por meio de um ganho ($\pi/180$).

Esse ângulo resultante (θ) é então somado e subtraído de $2\pi/3$ para formar um sistema trifásico de amplitude 1, em fase com o ângulo elétrico da máquina. Esse sistema trifásico é então multiplicado por um valor K dado pela equação (44):

Figura 52 – Esquema com *encoder* para estimação das tensões de fase do gerador síncrono



Fonte: Autoria própria

$$K = \frac{V_{nom} \sqrt{2}}{n_{nom} \sqrt{3}} n \quad (44)$$

em que V_{nom} é a tensão de linha eficaz nominal do gerador síncrono, n_{nom} é a velocidade nominal em rpm do gerador e n é a velocidade atual do gerador. Esse diagrama de blocos da figura 52 irá substituir o PLL da figura 38.

Aqui o sistema irá operar com velocidade constante (sua velocidade nominal) extraíndo uma potência constante, de modo que a constante K da equação (44) se torna $K = V_{nom} \sqrt{2/3}$. No caso, será considerado que foi medida a velocidade do vento incidente e com a informação da TSR ótima, determina-se a velocidade de rotação mecânica para maximizar a extração de potência do vento. Essa velocidade de rotação por sua vez implica numa certa potência P a ser extraída do gerador.

Supõe-se portanto que foi determinado via algum controlador que a velocidade do rotor deve ser a sua velocidade nominal e que a potência a ser extraída deve ser $P = 2$ MW.

Na figura 53 tem-se os dados de um gerador síncrono de ímãs permanentes genérico para conexão sem caixa de engrenagens, de 2 MW. O modelo padrão de gerador síncrono de ímãs permanentes do *Altair PSIM* não aceita correntes comuns, de modo que se faz necessário o uso do modelo não linear. Tal modelo é muito lento se comparado aos outros e, por isso, será usada uma simplificação para simulação do gerador.

Figura 53 – Dados de um gerador síncrono de ímãs permanentes para conexão sem caixa de engrenagens

Parâmetros	Valor
potência mecânica nominal	2.0 MW
potência aparente nominal	2.2419 MVA
tensão de linha nominal	690 V(rms)
tensão de fase nominal	398.4 V(rms)
corrente estatórica nominal	1867.76 A(rms)
frequência nominal do estator	9.75 Hz
fator de potência nominal	0.8921
velocidade nominal do rotor	22.5 rpm
número de par de polos	26
torque mecânico nominal	848.826 kN m
enlace de fluxo nominal do rotor	5.8264 Wb (rms)
resistência de enrolamento do estator	0.821 mΩ
indutância de eixo direto	1.5731 mH
indutância de eixo de quadratura	1.5731 mH

Fonte: Traduzido de (TIAN *et al.*, 2017)

O gerador síncrono de ímãs permanentes (conectado em Y) pode ser descrito pela equação (45) (VOLTOLINI, 1995):

$$v_{abc,s} = r_s i_{abc,s} + \frac{d}{dt}(L_s i_{abc,s}) + \frac{d}{dt}\lambda_m \quad (45)$$

em que $v_{abc,s}$ são as tensões entre fase e neutro das 3 fases, $i_{abc,s}$ são as correntes das 3 fases, r_s é a matriz de resistências (diagonal, com os valores de resistência de cada fase), L_s é a matriz de indutâncias e λ_m são os enlaces de fluxo gerados pelos ímãs. Dessa maneira, a derivada no tempo de λ_m corresponde à tensão de circuito aberto do gerador. A matriz L_s , pode ou não ser variável com o ângulo do rotor e, por consequência, variável no tempo. Considerando agora o caso de um rotor liso, isto é, L_s constante e $L_q = L_d$, a equação (45) pode ser reescrita, resultando na equação (46).

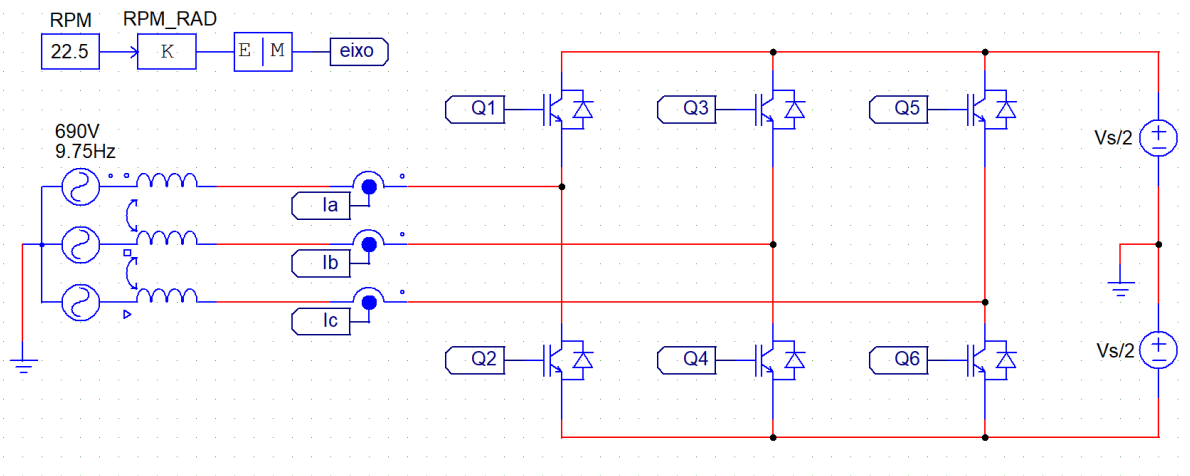
$$v_{abc,s} = r_s i_{abc,s} + L_s \frac{d}{dt} i_{abc,s} + \frac{d}{dt}\lambda_m \quad (46)$$

A matriz L_s , nesse caso, pode ser escrita em termos da indutância de dispersão de cada fase, (L_l), e da indutância de quadratura, L_q (ou direta, L_d , já que são iguais aqui). Desse modo, a matriz L_s resultante está na equação (47).

$$L_s = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} L_l + 2L_q & L_l - L_q & L_l - L_q \\ L_l - L_q & L_l + 2L_q & L_l - L_q \\ L_l - L_q & L_l - L_q & L_l + 2L_q \end{bmatrix} \quad (47)$$

Com as equações 46 e 47, tem-se que o gerador síncrono de ímãs permanentes da figura 53 (rotor liso) pode ser representado por 3 fontes de tensão ($\frac{d}{dt}\lambda_m$), conectadas a indutâncias (L_s) e resistências (r_s). As resistências serão primeiramente desconsideradas aqui. O circuito que vai substituir portanto o da figura 51 será o da figura 54.

Figura 54 – Modelo simples de um gerador síncrono de ímãs permanentes conectado a um retificador trifásico PWM no Altair PSIM



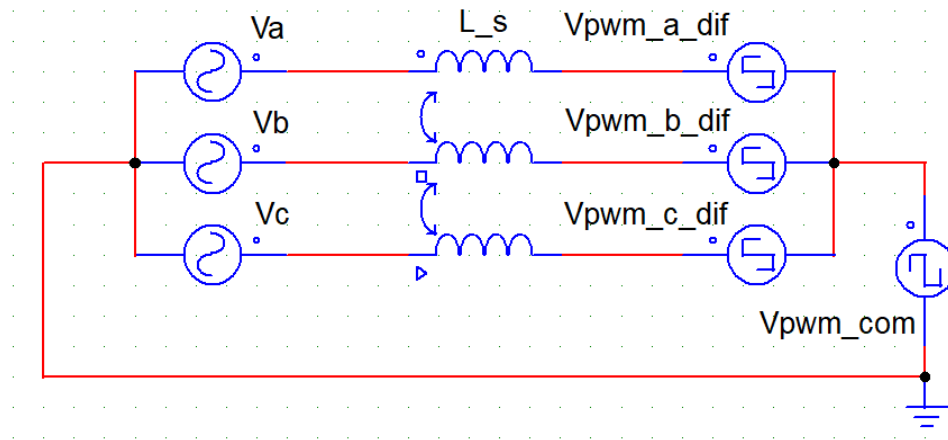
Fonte: Autoria própria

A fonte trifásica de 690 V de linha eficaz e 9,75 Hz corresponde aos dados da figura 53. Supondo que a indutância de dispersão L_l do gerador seja 1/10 da indutância de quadratura L_q , segue que $L_l = 0,15731$ mH. Pela matriz de indutâncias da equação (47), tem-se que as indutâncias próprias são $(L_l + 2L_q)/3 = 1,10117$ mH e as mútuas são $(L_l - L_q)/3 = -0,47193$ mH. Como nesse modelo não se tem acesso ao eixo da máquina, cria-se um eixo virtual (parte esquerda superior da figura 54) e impõe-se uma velocidade de 22,5 rpm nele para que o circuito da figura 52 consiga reproduzir as tensões do gerador e determinar a sua fase a ser usada para as transformações abc/dq0 envolvidas no controle da estrutura.

4.3.3 Análise da corrente comum para a combinação retificador + PMSG

Partindo do princípio de que as tensões impostas pelo retificador no gerador podem ser decompostas em 3 tensões diferenciais e uma tensão comum (como na figura 31), pode-se modelar o circuito da figura 54 da mesma maneira, resultando na figura 55.

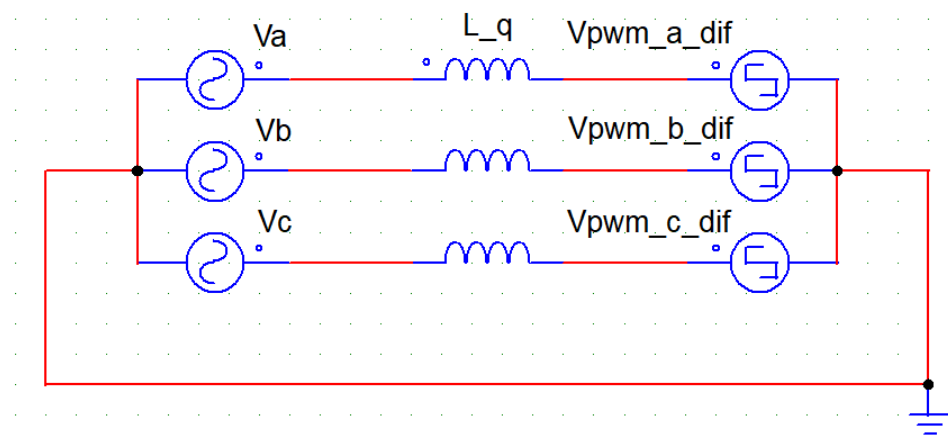
Figura 55 – Gerador síncrono de ímãs permanentes conectado a um retificador trifásico PWM, modelado via fontes de tensão diferencial e comum



Fonte: Autoria própria

Onde V_a , V_b e V_c são as tensões induzidas pelos ímãs do gerador, supostas diferenciais. Por meio da matriz L_s dada pela equação (47), analisa-se o circuito para o caso diferencial ($i_a + i_b + i_c = 0$) e para o caso comum ($i_a = i_b = i_c$). Tal análise resulta nos circuitos diferencial e comum, das figura 56 e 57 respectivamente.

Figura 56 – Circuito diferencial do gerador síncrono de ímãs permanentes conectado a um retificador trifásico PWM



Fonte: Autoria própria

Pode-se notar que a tensão comum produzida pelo retificador enxerga apenas $1/3$ da indutância de dispersão de cada fase (L_l), enquanto que as tensões diferenciais de cada fase enxergam a indutância de quadratura da máquina (L_q). Isso significa que a impedância vista pela tensão comum é extremamente baixa se comparada com a impedância vista

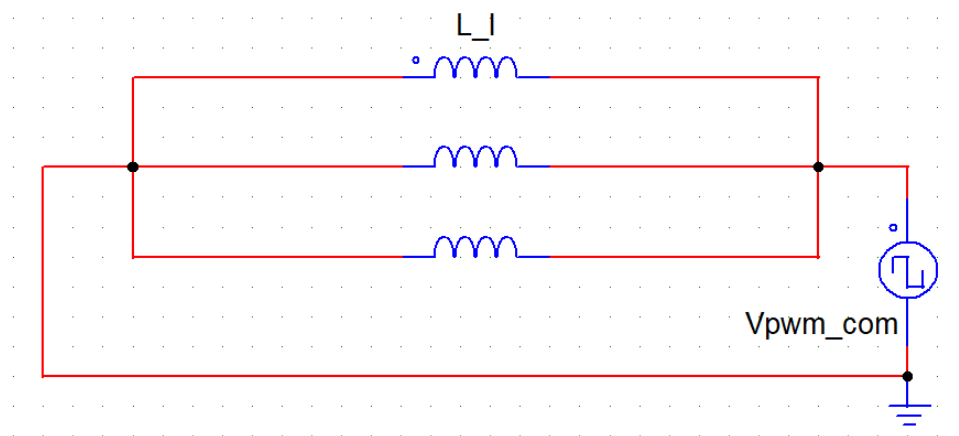
pelas tensões diferenciais, pois normalmente $L_l < L_q$.

A seguir, simulam-se os casos em que o neutro do gerador está, ou não, conectado ao ponto médio do barramento CC, fazendo-se possível, ou não, a circulação de i_{com} .

4.3.4 Exemplo numérico do retificador trifásico PWM com modelo de gerador síncrono de ímãs permanentes

Utiliza-se os circuitos das figuras 20, 23, 52 e 54 para a simulação. A referência de potência a ser seguida é $P = -2$ MW e $Q = 0$, a frequência de comutação é $f_s = 2160$ Hz, a tensão do barramento CC é $V_s = 3200$ V, os controladores PI são os mesmos da seção 4.2.4 de exemplo numérico do inversor trifásico. Para esse caso (da figura 54), isto é, com a conexão entre neutro do gerador e ponto médio do barramento CC, obteve-se as correntes da figura 58.

Figura 57 – Circuito comum do gerador síncrono de ímãs permanentes conectado a um retificador trifásico PWM



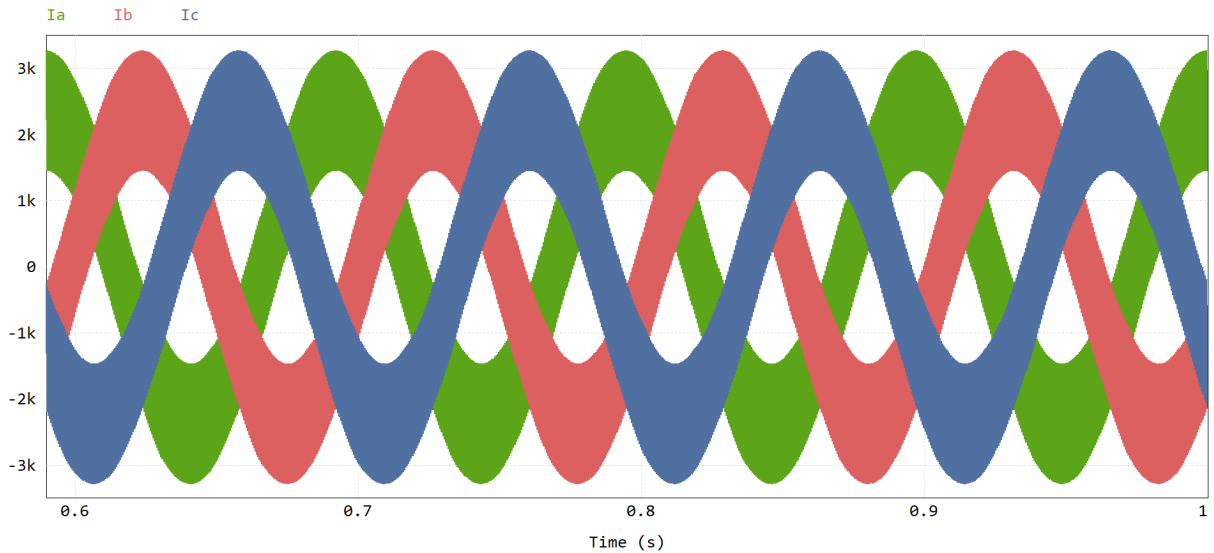
Fonte: Autoria própria

O *ripple* de corrente é extremamente elevado para esse caso, já que ele é composto por uma componente comum e uma diferencial e aqui, a componente comum é permitida circular. De acordo com a equação (26) (essa equação trata de valores diferenciais, portanto, $L = L_q$ nesse caso) pode-se determinar o valor de D_{max} com os dados disponíveis. Com esse valor de D_{max} , calcula-se o valor de Δi_{com} dado pela equação (41). No caso, determinou-se $D_{max} = 0,69$ e, portanto, $\Delta i_{com} = 5721,188$ A. A amplitude (considerando que é centrada em 0) é, então, $2860,594$ A.

Pode-se observar que a corrente comum $i_{com} = i_a + i_b + i_c$ simulada na figura 59 respeita os valores calculados.

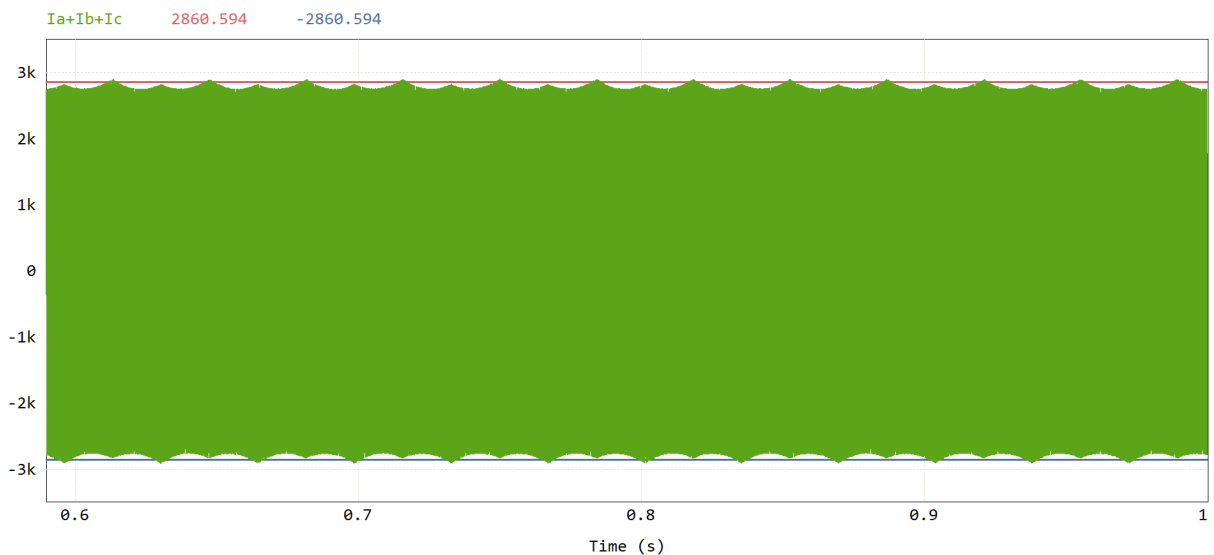
Caso a conexão entre o neutro do gerador e o ponto médio do barramento CC seja removida, resultando na figura 60, a tensão comum irá aparecer entre esses 2 pontos e a

Figura 58 – Correntes de fase do gerador síncrono de ímãs permanentes conectado a um retificador trifásico PWM para o caso do ponto médio do barramento CC e do neutro do gerador estarem conectados



Fonte: Autoria própria

Figura 59 – Corrente comum do gerador síncrono de ímãs permanentes conectado a um retificador trifásico PWM para o caso do ponto médio do barramento CC e do neutro do gerador estarem conectados

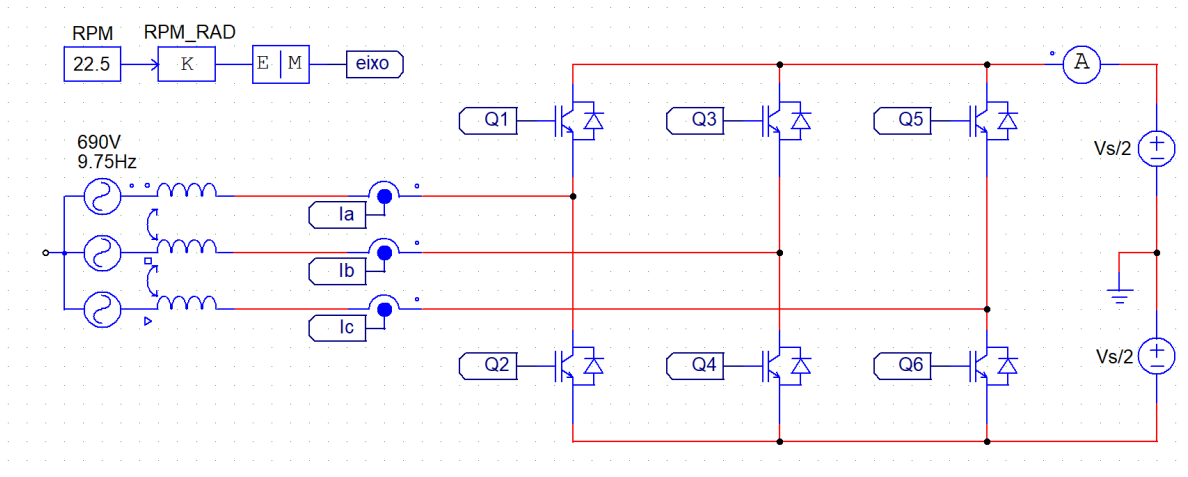


Fonte: Autoria própria

corrente comum não irá circular. Apenas as componentes diferencial irão circular e, como a impedância vista por essa corrente é composta pela indutância L_q , que é muito maior que L_l e a tensão diferencial possui um espectro de frequências sem a fundamental da

frequência de comutação (maior componente harmônica possui aproximadamente o dobro da frequência de comutação), como mostrado na figura 42, segue que o *ripple* de corrente se torna muito pequeno.

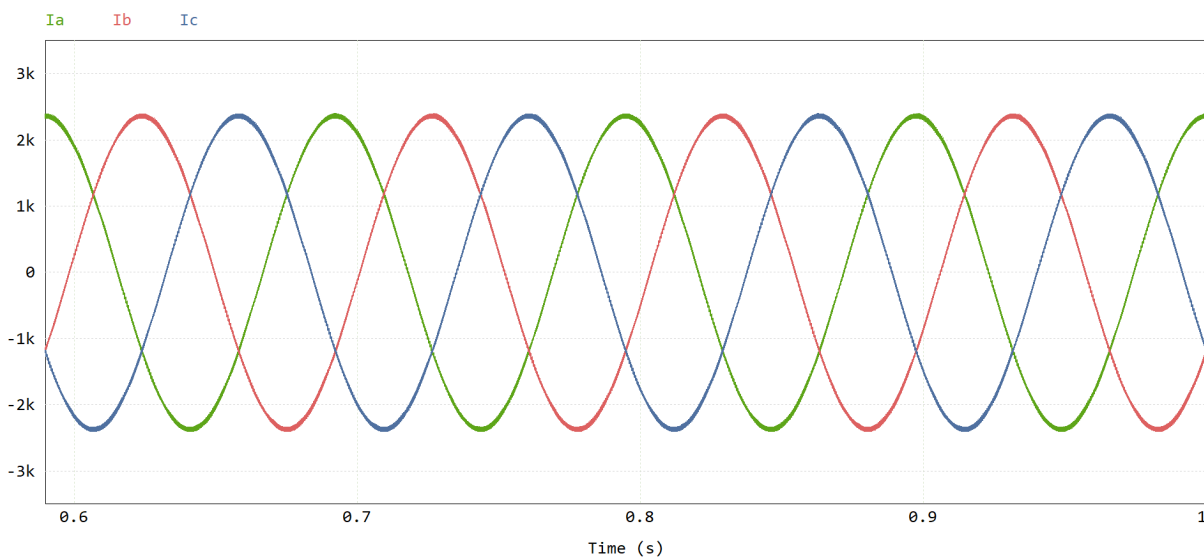
Figura 60 – Gerador síncrono de ímãs permanentes conectado a um retificador trifásico PWM sem a conexão entre neutro e ponto médio do barramento CC



Fonte: Autoria própria

Simulando o circuito da figura 60, tem-se como resultado as correntes de cada fase sem o *ripple* comum, presente na figura 61.

Figura 61 – Correntes de fase do gerador síncrono de ímãs permanentes conectado a um retificador trifásico PWM sem a conexão entre o ponto médio do barramento CC e o neutro do gerador

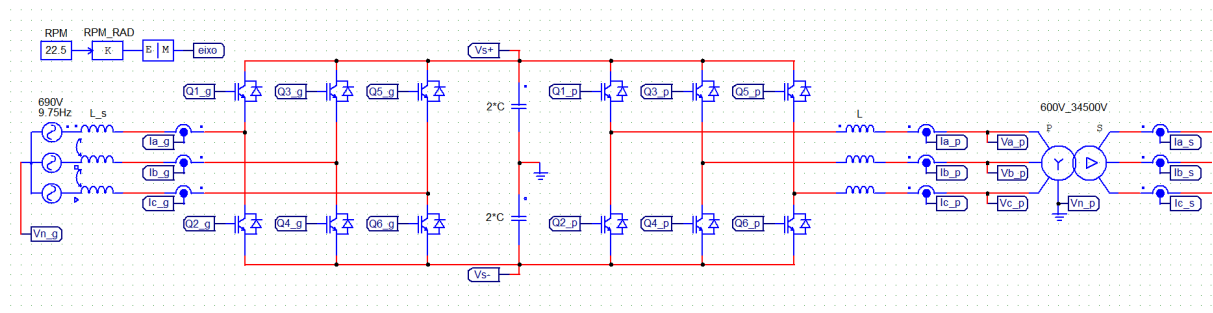


Fonte: Autoria própria

4.4 CONEXÃO ENTRE RETIFICADOR E INVERSOR: O CONVERSOR BACK-TO-BACK

Ao conectar o barramento CC do retificador ao barramento CC do inversor, tem-se o conversor Back-to-Back (nesse caso, de 2 níveis). Utiliza-se apenas 1 barramento CC para os 2 conversores e o barramento CC se torna um banco de capacitores. Na figura 62, tem-se o conversor Back-to-Back de 2 níveis que extrai potência de um gerador síncrono de ímãs permanentes (modelo de fonte de tensão com indutâncias) e entrega à rede elétrica de média tensão (34,5 kV) por intermédio de um transformador elevador (Y- Δ).

Figura 62 – Conversor Back-to-Back de 2 níveis, ideal



Fonte: Autoria própria

Na figura 62, as variáveis com final “_g”, “_p” e “_s”, correspondem respectivamente às variáveis do gerador, primário do transformador (Y) e secundário do transformador (Δ). Essa nomenclatura será mantida enquanto se estiver discutindo o conversor Back-to-Back de 2 níveis.

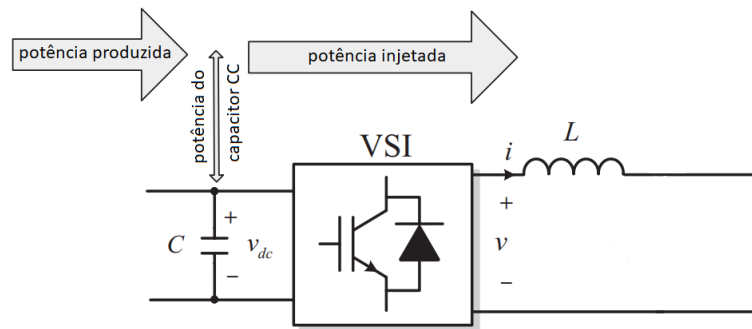
A única diferença no funcionamento da estrutura Back-to-Back de 2 níveis para um retificador PWM trifásico e então um inversor trifásico, ideais, é o fato de que agora o barramento CC não é mais uma fonte de tensão e sim um banco de capacitores. Isso significa que é necessário controlar a tensão nesse capacitor (para que fique no valor desejado) e isso acontece por meio do balanço de potências que entram e saem dos capacitores. Esse controle será brevemente discutido a seguir.

4.4.1 Controle da tensão no barramento CC

Uma maneira simples de controlar a tensão no barramento CC é injetando mais ou menos potência na rede elétrica de acordo com a tensão atual nos capacitores (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011). A potência absorvida pelos capacitores é simplesmente a potência proveniente do gerador síncrono menos a potência injetada na rede elétrica. Como se deseja a tensão no capacitor fixa num certo valor, a potência que entra no capacitor deve ser a mesma que sai dele. Em outras palavras, se o gerador síncrono está injetando 2 MW nos capacitores por meio do retificador, então o inversor

deve injetar 2 MW na rede elétrica, extraindo essa potência dos capacitores. Esse balanço de potências pode ser visualizado na figura 63.

Figura 63 – Balanço de potências no capacitor de barramento CC do conversor Back-to-Back de 2 níveis

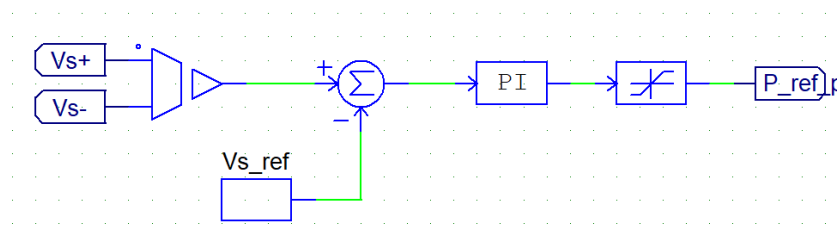


Fonte: Adaptado e traduzido de (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011)

Supõe-se que o gerador síncrono forneça uma potência constante ao barramento CC. Caso o nível de tensão (do barramento CC) esteja subindo, significa que o inversor não está injetando potência suficiente na rede elétrica. Caso o nível de tensão esteja diminuindo, significa que a potência injetada pelo inversor na rede elétrica é alta demais.

Dessa maneira, pode-se perceber que a potência a ser injetada na rede elétrica vai depender do nível de tensão no barramento CC. Caso a tensão nos capacitores esteja menor que o nível desejado, isto é, a referência de tensão, então o inversor deve injetar menos potência na rede. Caso a tensão nos capacitores seja maior que a referência, o inversor deve injetar mais potência na rede elétrica.

Figura 64 – Controle simples de tensão no barramento CC



Fonte: Autoria própria

Isto é, faz-se $V_s - V_{s,ref}$ e o erro de tensão é levado a um controlador (PI, por exemplo), que vai determinar a potência de referência para o sistema de controle do inversor ($P_{ref,p}$, a ser usada para determinação das correntes i_q e i_d de referência do inversor, como no diagrama de blocos da figura 23). Esse esquema é mostrado na figura 64.

A potência determinada pelo controlador é então limitada de maneira a permitir somente o fluxo de potência do barramento CC para a rede (e não o contrário), isto é, só permite potências positivas.

4.4.2 Determinação do valor de capacitância do barramento CC

O valor de capacitância para obter um valor máximo de *ripple* de tensão (pico-a-pico) pode ser aproximadamente determinado pela equação (48) (VUJACIC *et al.*, 2018).

$$C = \frac{I_p}{4f_s \Delta v_s} \quad (48)$$

Onde I_p é o valor de pico da corrente injetada na rede por uma fase do inversor, f_s é a frequência de comutação do inversor e Δv_s é a ondulação máxima pico-a-pico a ser obtida no barramento CC. A equação (48) considera que a potência injetada é puramente reativa (pior caso possível) e ignora a existência do retificador PWM. Caso a potência injetada pelo inversor seja puramente ativa, então o valor da capacitância calculado pode ser cortado pela metade.

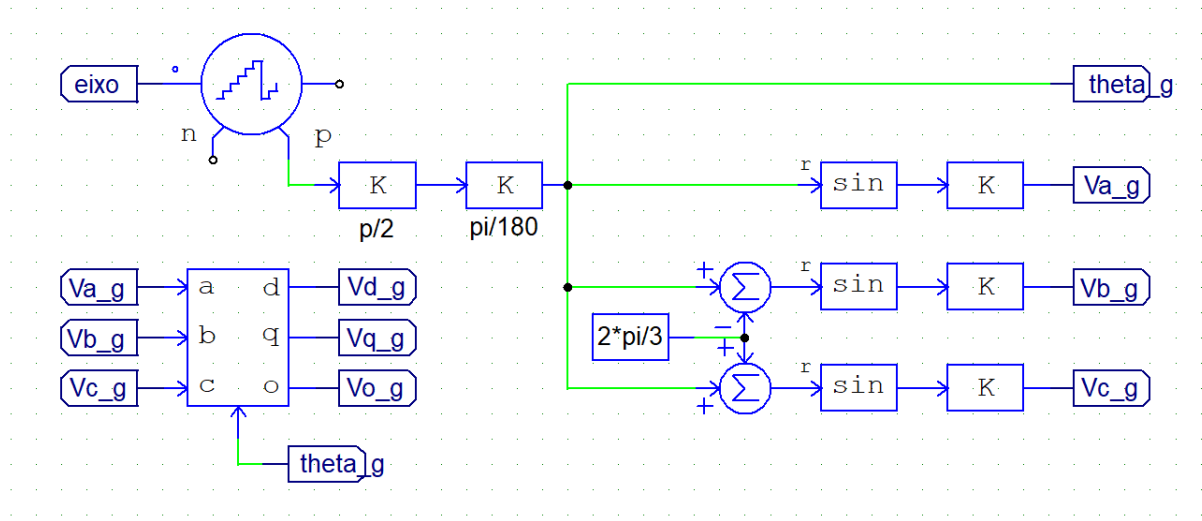
Supondo que seja permitido um *ripple* de tensão de 2% do valor da tensão de barramento desejada (que será aqui $V_s = 3200$ V, fazendo com que $\Delta v_s = 64$ V), ao se injetar 2 MVA numa rede elétrica com tensão de linha de 600 V (resultando em $I_p = 2721,66$ A, com uma frequência de comutação de 2160 Hz, então o valor da capacitância deverá ser pelo menos $C = 4921,97$ μF . Como o barramento CC será composto por 2 capacitores em série, o valor de cada capacitor deve ser $2C$, isto é, pelo menos 9843,94 μF .

4.4.3 Controle do conversor Back-to-Back de 2 níveis

O controle do conversor é praticamente o mesmo do retificador junto com o inversor, com a exceção de que agora a potência de saída do inversor é calculada a partir da tensão do barramento, por meio de uma outra malha de controle (ao invés de ser imposta). Dessa maneira, o circuito da figura 62 possui o controle da parte do retificador dado pelas figuras 65, 66 e 67, o controle da parte do inversor dado pelas figuras 68, 69 e 70, e o controle da tensão do barramento CC dado pela figura 64.

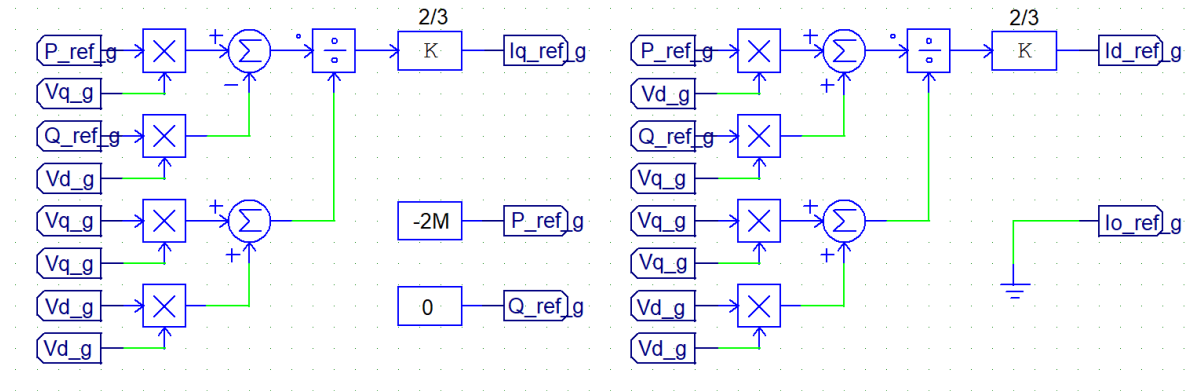
Percebe-se aqui que as figuras 65, 66 e 67 são idênticas às figuras 52, 23 e 20, respectivamente, e que as figuras 68, 69 e 70 são idênticas às figuras 38, 23 e 20, respectivamente. A única diferença é a nomenclatura dos pontos e a adição do circuito da figura 64 para controlar a tensão no barramento CC por meio da potência injetada na rede elétrica.

Figura 65 – Aquisição de fase para o controle do retificador do conversor Back-to-Back de 2 níveis



Fonte: Autoria própria

Figura 66 – Determinação das correntes i_q e i_d de referência para o retificador do conversor Back-to-Back de 2 níveis

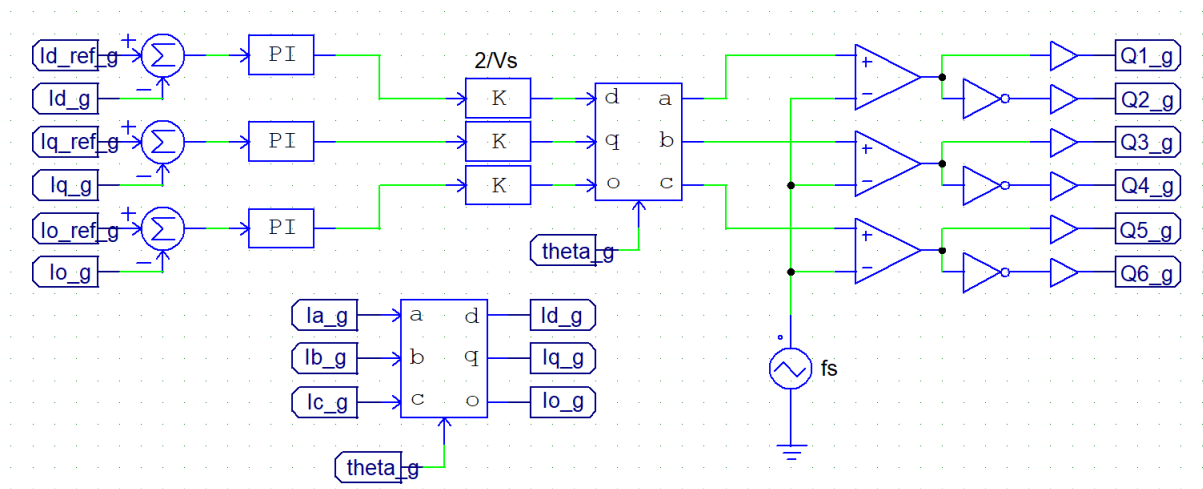


Fonte: Autoria própria

4.4.4 Exemplo numérico de um conversor Back-to-Back de 2 níveis ideal absorvendo potência de um gerador síncrono e injetando-a na rede elétrica de média tensão, em regime permanente

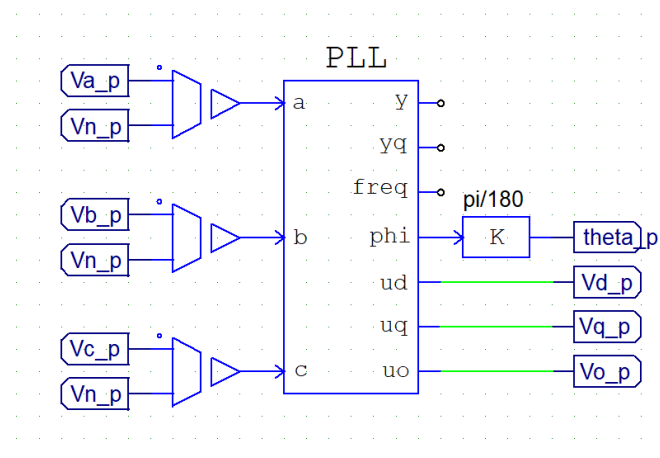
Simula-se por meio do *Altair PSIM* o circuito ideal da figura 62, com o controle das figuras 64, 65, 66, 67, 68, 69 e 70. Supondo que o gerador síncrono fornece 2 MW para o conversor com este passando essa potência para a rede, com tensão de barramento desejada $V_s = 3200\text{V}$, sendo que a tensão de linha eficaz no primário do transformador é 600 V e no secundário é 34,5 kV. A frequência de comutação do conversor é $f_s = 2160\text{ Hz}$. O PLL da figura 68 foi calculado de acordo com a equação (30), que resultou em $k_p = 158$ e $k_i = 12791$.

Figura 67 – Controle das correntes impostas no gerador síncrono pelo retificador do conversor Back-to-Back de 2 níveis



Fonte: Autoria própria

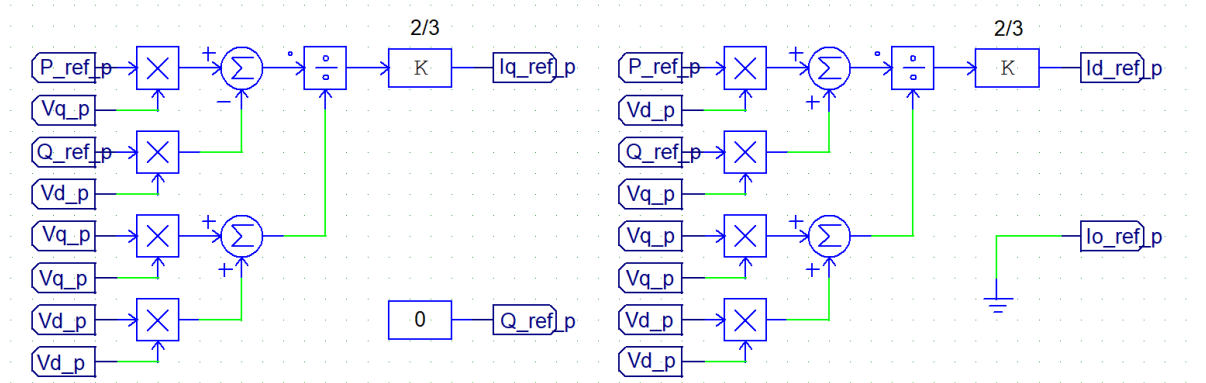
Figura 68 – Aquisição de fase para o controle do inversor do conversor Back-to-Back de 2 níveis



Fonte: Autoria própria

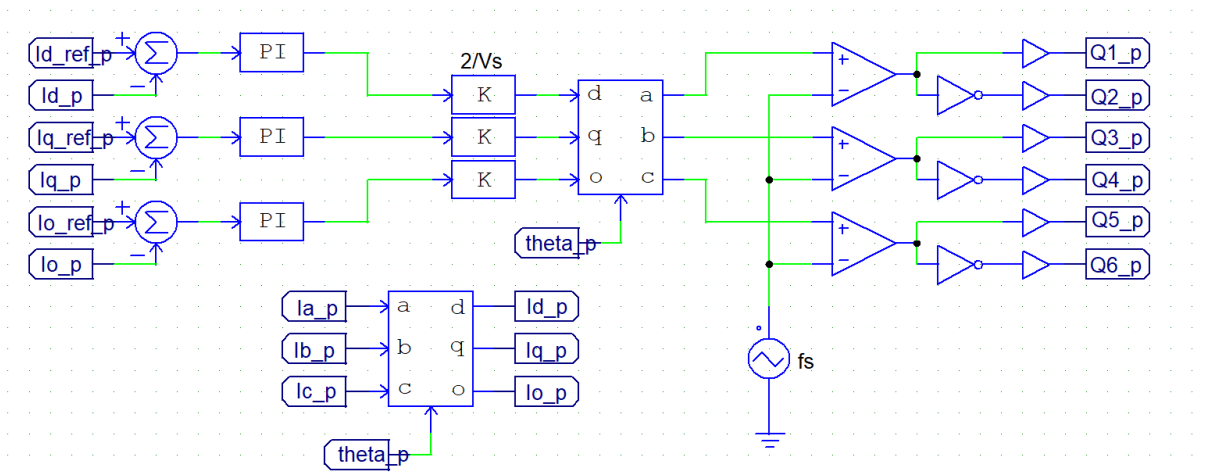
O controle PI das correntes (tanto do retificador quanto do inversor) foi imposto como sendo $k = 1$ e $T = 0,1$ s (lembrando que o *Altair PSIM* implementa o PI na forma $G(s) = k(1 + sT)/(sT)$) e o controle PI da tensão foi imposto com $k = 10000$ e $T = 0,1$, com limitação de potência calculada de 0 a 3 MW. O transformador de saída é ideal e o gerador síncrono de ímãs permanentes é o da figura 53, com parâmetros determinados na seção 4.3.2. O filtro de saída possui indutância por fase igual a $L = 800 \mu\text{H}$. A capacitância C do barramento CC foi determinada pela equação (48) supondo 2% de ondulação na tensão de barramento, utilizando-se um valor arredondado de $C = 5000 \mu\text{F}$, de maneira

Figura 69 – Determinação das correntes i_q e i_d de referência para o inversor do conversor Back-to-Back de 2 níveis



Fonte: Autoria própria

Figura 70 – Controle das correntes impostas no primário do transformador de saída pelo inversor do conversor Back-to-Back de 2 níveis

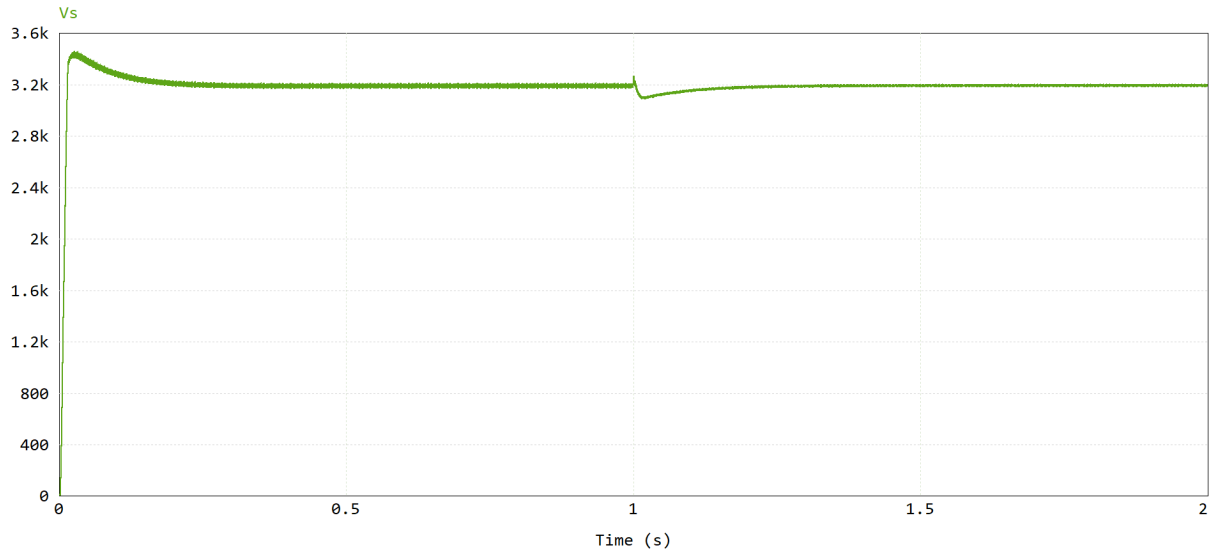


Fonte: Autoria própria

que $2C = 10000 \mu\text{F}$.

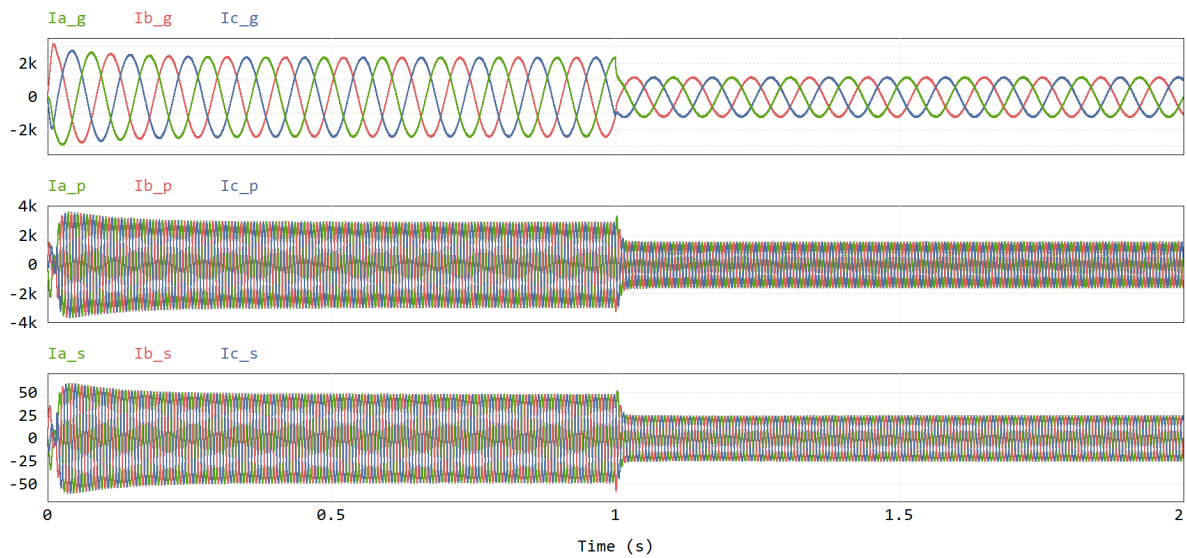
Foi aplicado um degrau de potência em $t = 1$ s, fazendo com que o gerador produza 1 MW ao invés de 2 MW, para visualização da dinâmica das correntes impostas e tensão do barramento CC. Os resultados desse degrau estão nas figuras 71 e 72. Os *ripples* de tensão no barramento CC e correntes no gerador, primário e secundário podem ser vistos nas figuras 73 e 74 respectivamente.

Pode-se perceber nas figuras 71 e 72 que ao impor uma referência de potência no gerador síncrono, o sistema rapidamente impõe as correntes desejadas tanto no gerador quanto na rede, mantendo o nível de tensão desejado no barramento CC. Percebe-se também na figura 71 que o *ripple* de tensão diminui após o degrau, já que a potência

Figura 71 – Tensão V_s no barramento CC

Fonte: Autoria própria

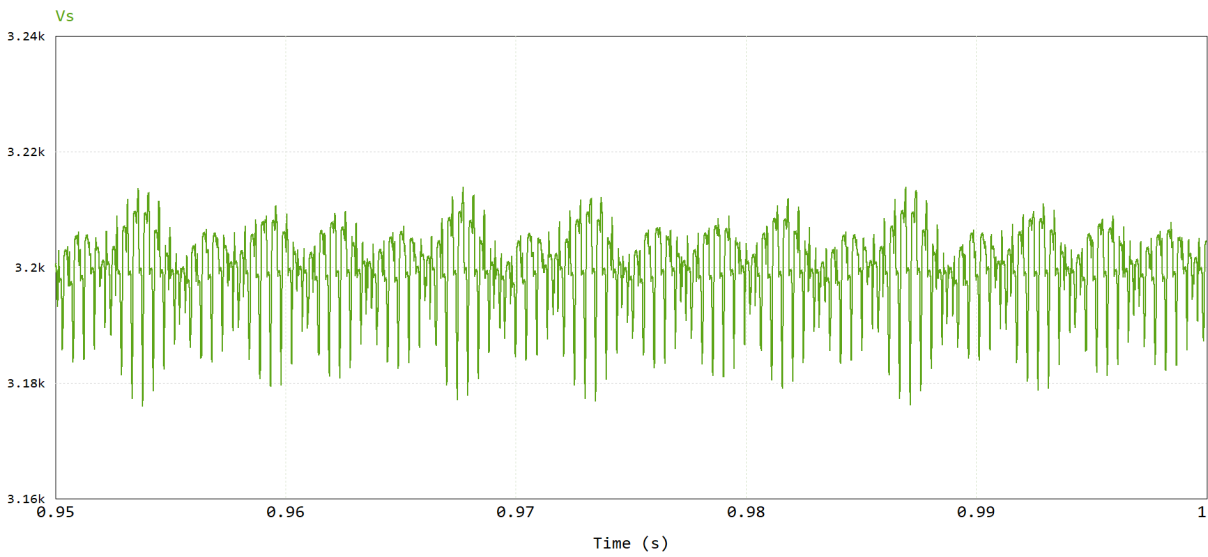
Figura 72 – De cima para baixo, correntes no gerador, correntes no primário do transformador e correntes no secundário do transformador



Fonte: Autoria própria

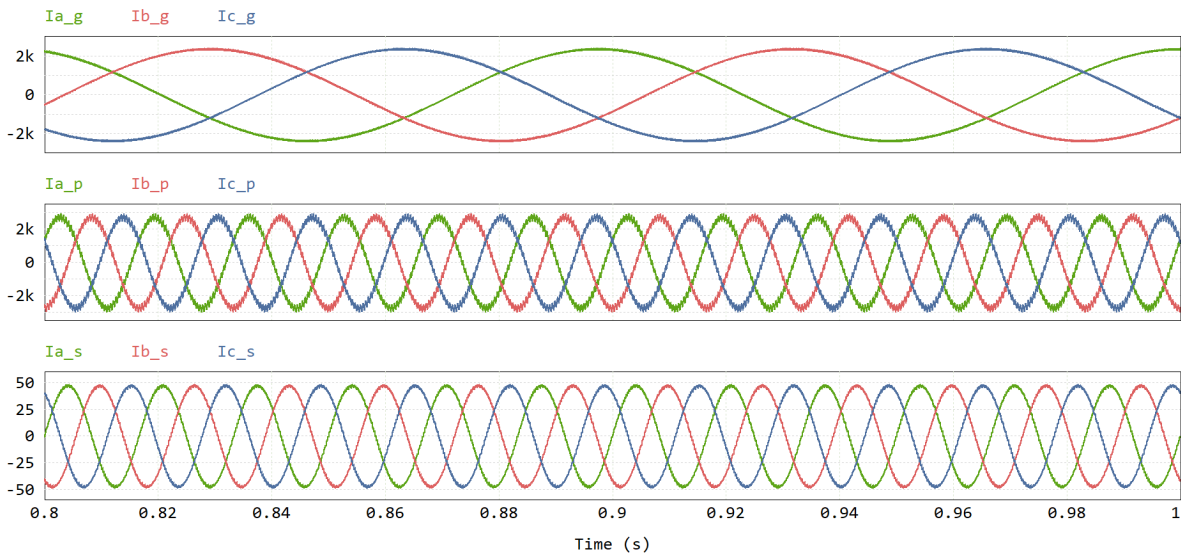
injetada é menor e portanto I_p diminui, diminuindo o valor necessário de C para manter o *ripple* de tensão no valor desejado, de acordo com a equação (48).

Caso exista uma malha de controle de velocidade do gerador em que se compara uma velocidade de referência (obtida por meio do conhecimento da relação TSR ótima do aerogerador) com a velocidade atual do gerador, passando por um controlador PI (por

Figura 73 – Ondulação da tensão V_s no barramento CC

Fonte: Autoria própria

Figura 74 – De cima para baixo, correntes no gerador, correntes no primário do transformador e correntes no secundário do transformador, no detalhe



Fonte: Autoria própria

exemplo), para determinar a potência de referência a ser injetada ou extraída dele, essa potência de referência é então inserida na malha de controle apresentada para injetar as respectivas correntes desejadas. No entanto, vale lembrar que se está utilizando um modelo de fontes de tensão e indutâncias de um gerador síncrono e toda a dinâmica mecânica (lenta) não está representada aqui.

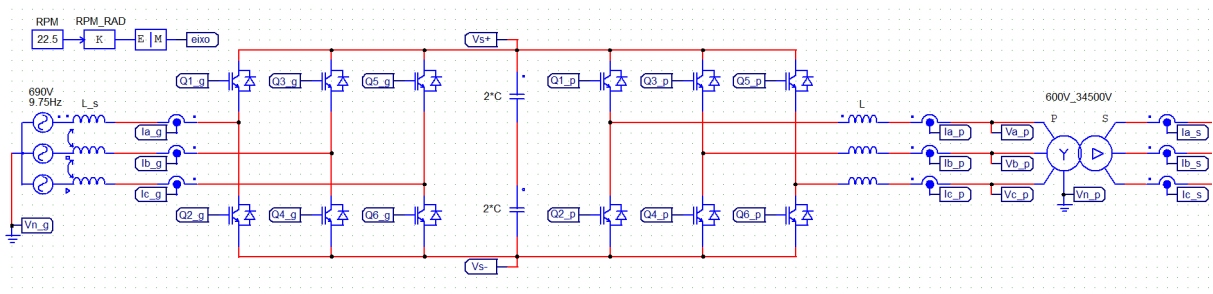
Na figura 73 pode-se observar que, como a potência injetada na rede é de 2 MW com fator de potência unitário, a equação (48) dá um valor de capacitância que é o dobro do necessário para alcançar o *ripple* desejado de tensão, que era de 64 V (2% de 3200 V), já que o *ripple* presente na figura 73 é de pouco mais de 30 V.

Na figura 74, percebe-se mais uma vez que, como a corrente comum não gera fluxo no transformador trifásico, a mesma não se propaga para o lado do secundário, fazendo com que o *ripple* de corrente seja menor que no primário (em porcentagem), onde há a circulação da corrente comum, como foi discutido na seção 4.2.7.

4.4.5 Circulação de corrente comum mesmo sem conexão do ponto médio do barramento CC

No conversor Back-to-Back, mesmo sem existir a conexão do ponto médio com algum neutro (do gerador ou do transformador), ainda há a possibilidade de circular uma corrente comum. Isso acontece quando os neutros (do gerador e do transformador) são conectados, como na figura 75.

Figura 75 – Conversor Back-to-Back de 2 níveis com o ponto médio do barramento CC desconectado, mas com o neutro do gerador e do transformador conectados entre si



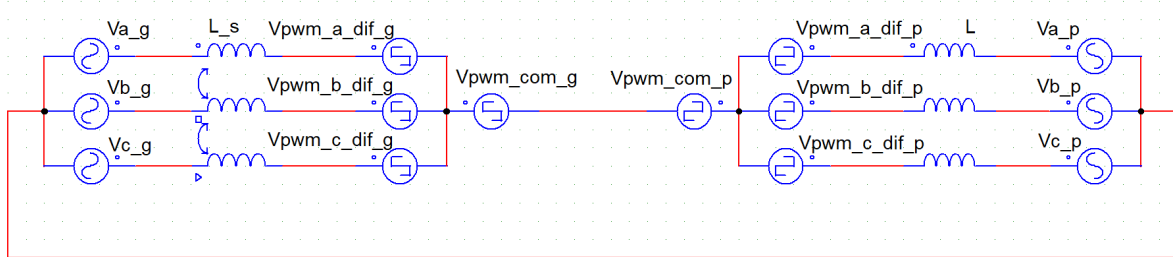
Fonte: Autoria própria

Como o ponto médio do barramento CC é o mesmo tanto para o inversor quanto para o retificador, os modelos das figuras 31 e 55 podem ser considerados como ligados em série, um de costas para o outro (Back-to-Back), resultando no modelo da figura 76.

Removendo as fontes diferenciais da figura 76, tem-se como resultado a figura 77, que corresponde ao circuito que as componentes comuns da tensão de saída do retificador e do inversor enxergam. Vale lembrar aqui que o transformador é considerado aqui ideal, por isso não estão modeladas as indutâncias de dispersão do mesmo.

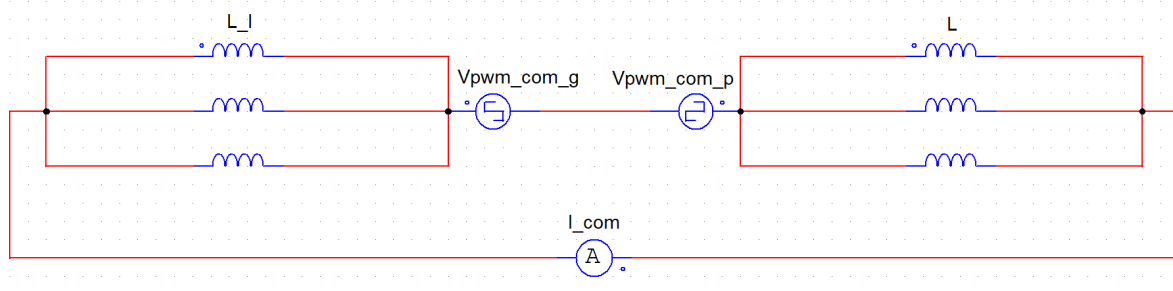
Na figura 77, L_l é a indutância de dispersão por fase do gerador síncrono de ímãs permanentes e L é a indutância do filtro de saída (por fase). Pode-se perceber que agora existe uma tensão comum resultante, dada pela diferença entre a tensão comum do

Figura 76 – Modelo de fontes de tensão comuns e diferenciais para o conversor Back-to-Back com neutros do gerador e do transformador conectados, sem conexão com o ponto médio do barramento CC



Fonte: Autoria própria

Figura 77 – Circuito comum do conversor Back-to-Back de 2 níveis com os neutros do gerador e do transformador conectados, sem conexão com o ponto médio do barramento CC



Fonte: Autoria própria

retificador e a tensão comum do inversor. Caso o sentido da corrente comum seja o da figura 77, então a equação (49) define a circulação dessa corrente.

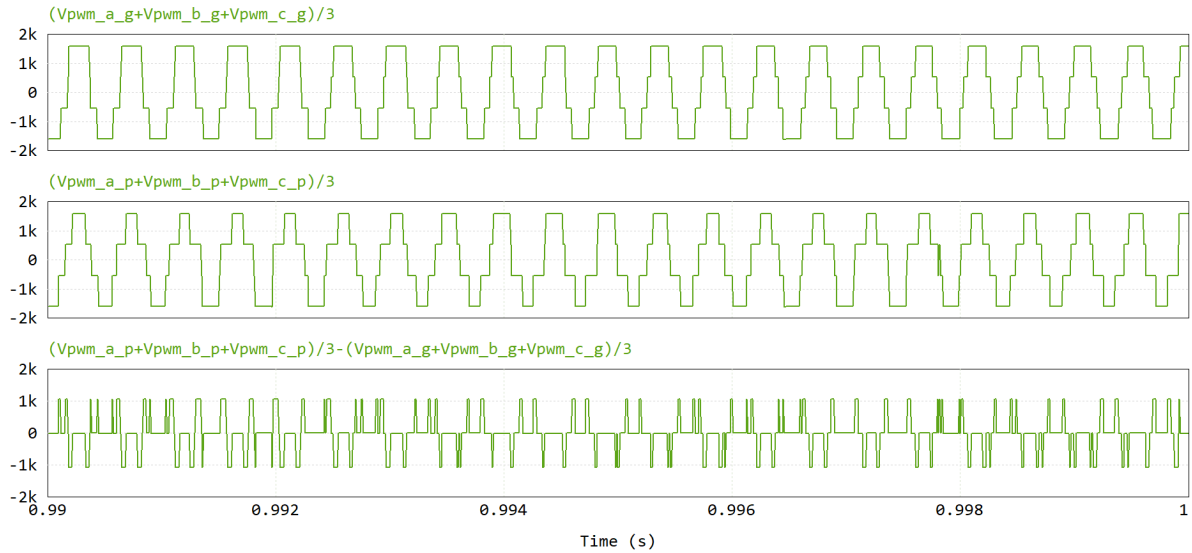
$$V_{pwm,p}^{com} - V_{pwm,g}^{com} = \left(\frac{L}{3} + \frac{L_l}{3} \right) \frac{d}{dt} i_{com} \quad (49)$$

É interessante notar que agora a tensão comum resultante responsável pela criação da corrente comum, depende da interação entre a tensão comum do inversor e do retificador. Caso elas sejam iguais, então a tensão comum será nula e da mesma maneira, a corrente comum também será nula. Uma maneira de conseguir aproximadamente isso, é simplesmente usar a mesma portadora (com a mesma frequência de comutação também) tanto para o retificador quanto para o inversor, fazendo com que suas tensões comuns fiquem aproximadamente em fase (isso pode ser visto na figura 78).

Simulou-se o circuito da figura 75 no *Altair PSIM* com as mesmas condições do exemplo numérico da seção 4.4.4. Pode-se visualizar a tensão comum no retificador, no inversor e a diferença entre elas na figura 78. Na figura 79, tem-se a diferença entre

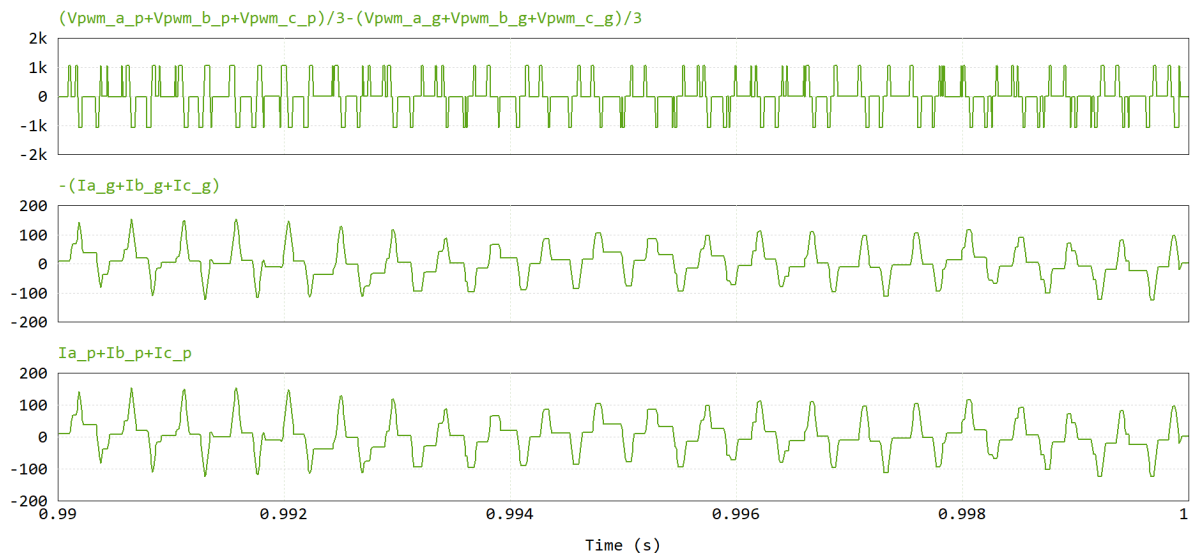
as tensões comuns, a corrente comum no gerador e a corrente comum no primário do transformador, mostrando a relação da equação (49).

Figura 78 – De cima para baixo, tensão comum do retificador, tensão comum do inversor e diferença entre as tensões comuns (inversor - retificador)



Fonte: Autoria própria

Figura 79 – De cima para baixo, diferença entre as tensões comuns (inversor - retificador), corrente comum no gerador e corrente comum no primário do transformador



Fonte: Autoria própria

Pode-se perceber que a corrente comum no gerador é a mesma que no transformador, mostrando o modelo da figura 77 em ação.

Dessa maneira, percebe-se que mesmo sem a conexão do ponto médio do barramento CC com qualquer um dos neutros, seja o do transformador ou gerador (fazendo com que o barramento CC seja composto por um capacitor simples de valor C), ainda existe a possibilidade da corrente comum fluir pelo sistema, desde que a tensão comum resultante não seja nula e que exista uma conexão entre os neutros do gerador e do transformador.

Uma observação importante é que a corrente comum da figura 79 pode ser reduzida por meio de um filtro comum trifásico inserido em série com o gerador ou em série com o primário do transformador. Para uma matriz de indutâncias (de 3 fases) com indutâncias próprias L_c e indutâncias mútuas M_c , a indutância diferencial (por fase) será $L_c - M_c$ e a indutância comum (por fase também) será $L_c + 2M_c$. Se essa matriz de indutâncias for construída de forma a fazer com que $M_c = 0,98L_c$, por exemplo, então a indutância diferencial (por fase) será $0,02L_c$ e a indutância comum (por fase) será $2,96L_c$.

Ao inserir tal filtro em série com o primário do transformador, o filtro L pode ser unido ao filtro comum para formar uma única matriz de indutâncias responsável por filtrar os harmônicos diferenciais que vão para a rede elétrica e reduzir a corrente comum gerada pelo conversor (basta somar as matrizes de indutâncias do filtro L , que possui indutância própria igual a L e indutância mútua nula, com a do filtro comum). Assim, ao invés de construir um outro indutor, poderia-se modificar o filtro L para se ter a matriz de indutâncias desejada.

Se for escolhido inserir o filtro em série com o gerador, a indutância diferencial do filtro comum pode servir também para reduzir ainda mais a ondulação diferencial de corrente no gerador, caso seja julgado necessário.

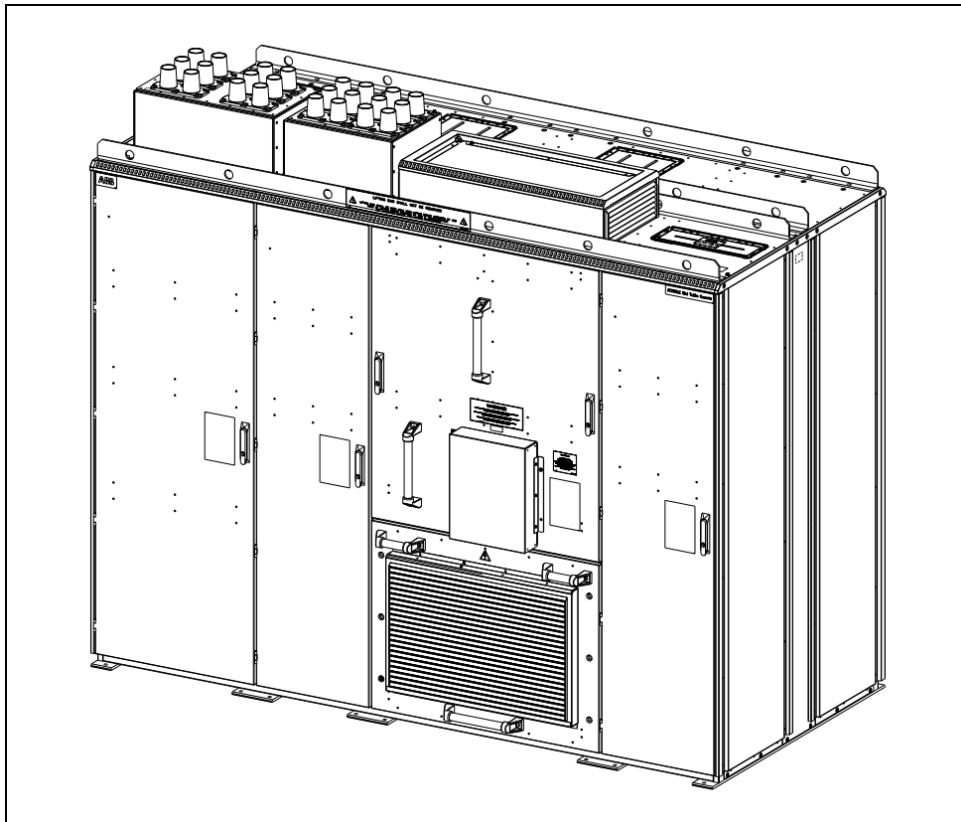
5 NÃO IDEALIDADES NO SISTEMA

Com a discussão sobre o funcionamento básico e ideal do conversor Back-to-Back de 2 níveis, em regime permanente e a representação de suas tensões em componentes diferenciais e comuns, pode-se adicionar algumas não idealidades ao modelo simulado na seção 4.4.4, de forma a observar o comportamento das correntes comuns e diferenciais (principalmente das comuns) e suas possíveis consequências, frente a essas não idealidades.

5.1 O CIRCUITO COMUM

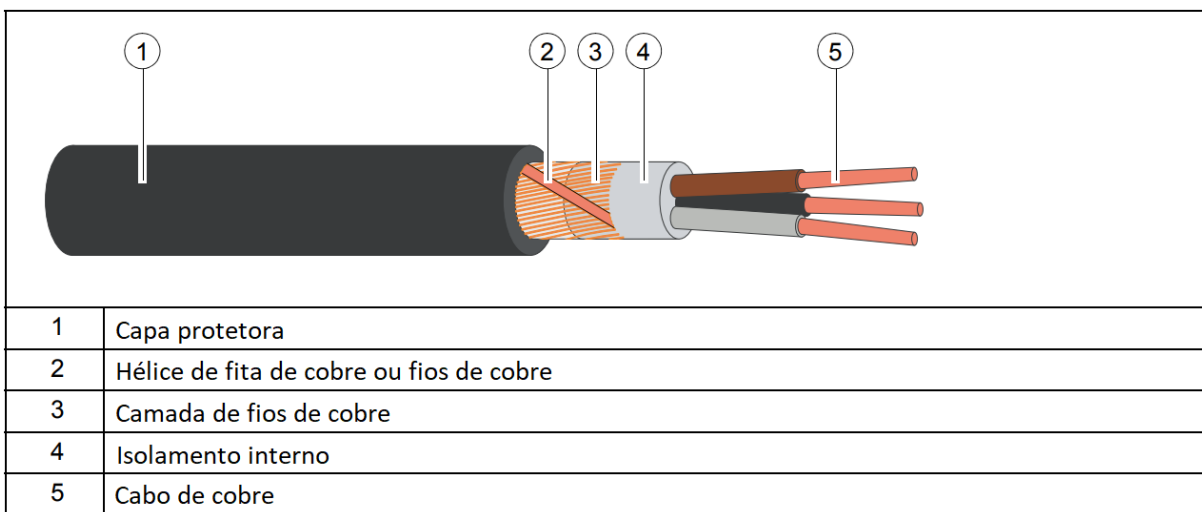
Supondo que todas as carcaças e partes metálicas dos equipamentos estejam conectadas com o objetivo de fazer com que estas fiquem sobre o mesmo potencial, tem-se a criação de um circuito comum a todos os componentes. Isto é, existe um caminho elétrico formado por: gerador síncrono de ímãs permanentes, cabos, armário metálico (como o da figura 80) em que se localiza o conversor Back-to-Back de 2 níveis com os capacitores e filtros, cabos novamente, transformador de saída e finalmente, o aterramento do sistema gerador de energia eólica.

Figura 80 – Conversor Back-to-Back de 2 níveis de 4 MW da ABB, o ACS880-87LC-4000A/4021A-7



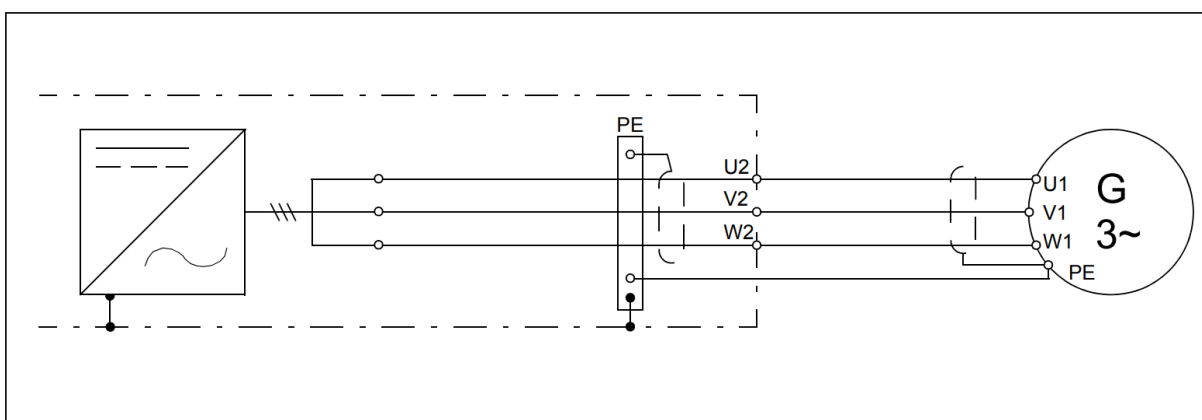
No manual de um conversor comercial da ABB baseado na topologia Back-to-Back (ABB, 2018), de 4 MW, recomenda-se a utilização de cabos trifásicos blindados como o da figura 81. Tais cabos são conectados do gerador ao conversor, de acordo com a figura 82 e do conversor ao transformador, de acordo com a figura 83. Por simplicidade, o único conector comum a ser utilizado será a própria blindagem dos cabos, de maneira que esta liga a carcaça do gerador à carcaça do conversor e liga também a carcaça do conversor às partes metálicas do transformador e seu neutro (neutro normalmente é aterrado como foi discutido na seção 4.2.7).

Figura 81 – Cabo trifásico blindado



Fonte: Traduzido de (ABB, 2018)

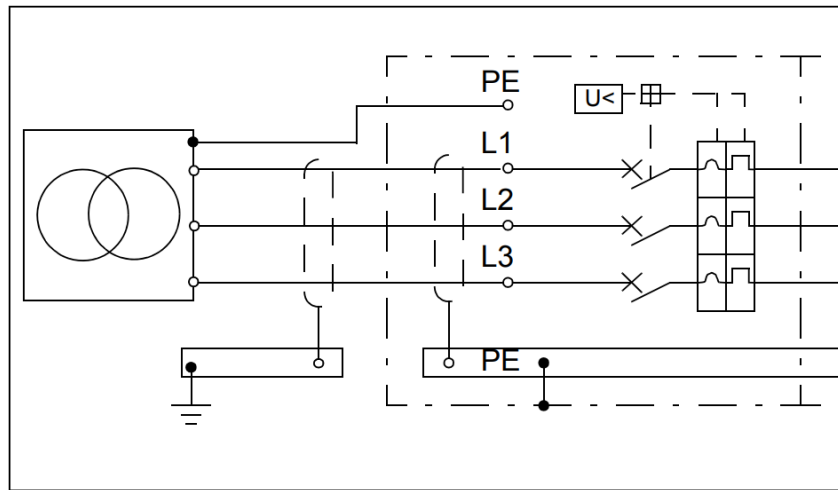
Figura 82 – Conexão do gerador ao conversor



Fonte: (ABB, 2018)

Na figura 84, pode-se observar a conexão física da blindagem do cabo trifásico à carcaça do gerador.

Figura 83 – Conexão do conversor ao transformador de saída



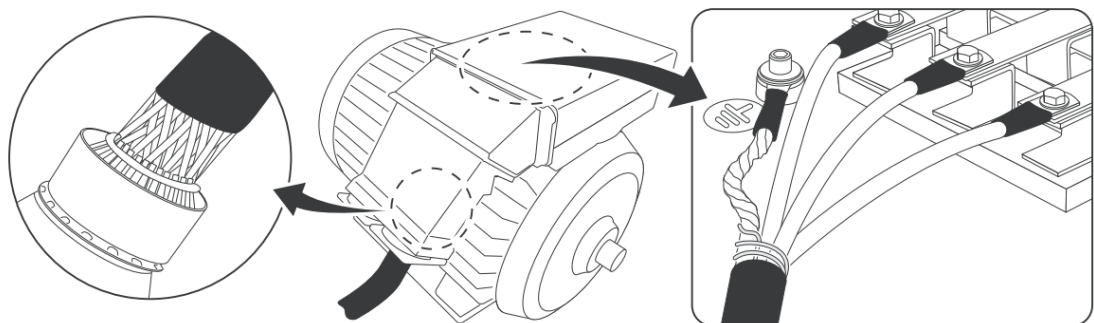
Fonte: (ABB, 2018)

Em resumo, supondo que o circuito comum seja formado apenas pelas carcaças dos equipamentos e as blindagens dos cabos (isto é, sem cabos extras de proteção) e que o transformador seja do tipo $Y - \Delta$ (Y é lado de baixa) com o neutro aterrado e que o ponto médio do barramento CC esteja flutuando (não está conectado à lugar nenhum), então o circuito físico a ser simulado no *Altair PSIM* está presente nas figuras 85 e 86.

Figura 84 – Conexão da blindagem do cabo à carcaça do gerador, no detalhe

8 Método de aterramento da blindagem do cabo no lado do gerador

Aterramento 360° da blindagem

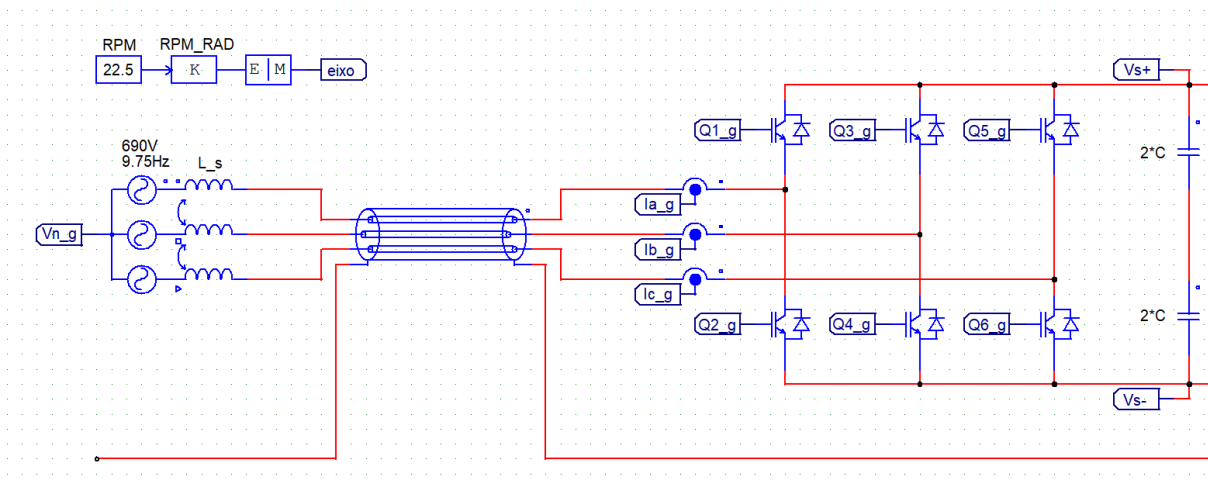


Fonte: Traduzido de (ABB, 2018)

É importante notar aqui que, conforme especificado no manual da ABB (ABB, 2018), é necessário verificar o isolamento do gerador entre suas fases e o terminal de proteção na sua carcaça para aterramento, tal que o valor deve ser superior a 100 M Ω .

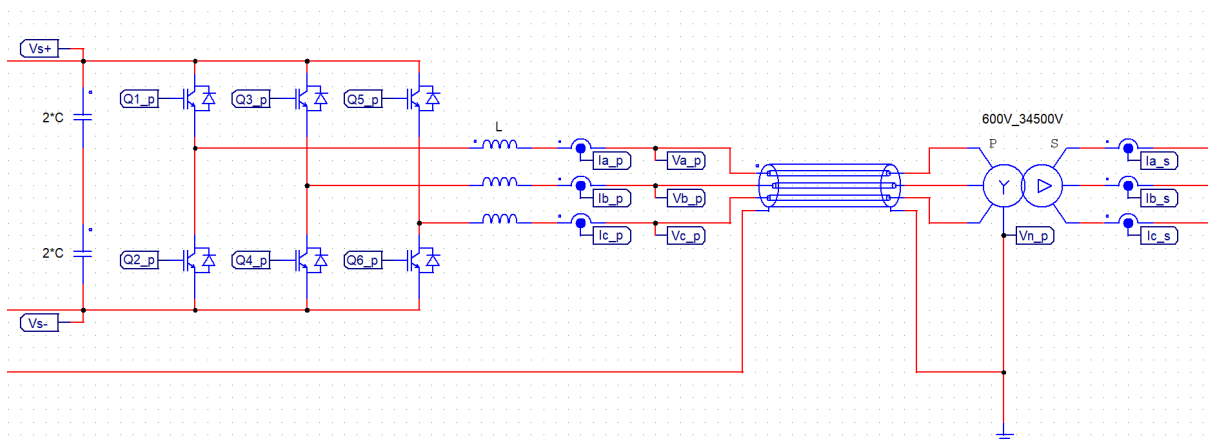
caso o gerador seja da própria ABB. Isso significa que o neutro do gerador não está conectado diretamente à sua carcaça, diferentemente do transformador de saída. Isso pode ser observado na figura 85, em que o circuito comum (fio inferior no circuito) não possui conexão com o neutro do gerador.

Figura 85 – Circuito comum (parte do retificador)



Fonte: Autoria própria

Figura 86 – Circuito comum (parte do inversor)



Fonte: Autoria própria

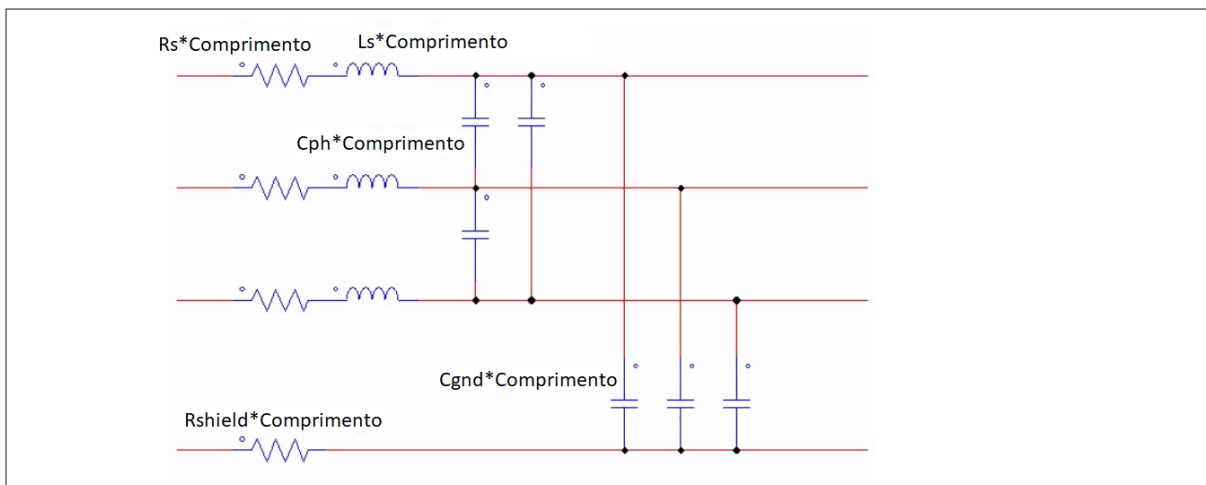
Como não há conexão entre o neutro do gerador e o circuito comum (que está conectado ao neutro do transformador) e o ponto médio do barramento CC não está conectado a nada, então não haverá circulação de corrente comum significativa. A corrente comum que circulará vai ser devido às capacitâncias das fases dos cabos trifásicos às suas blindagens, que possui valores pequenos (modelo do cabo trifásico será discutido em seguida).

Um fenômeno que vai aumentar essa corrente significativamente são as capacitâncias dos enrolamentos do estator do gerador ao próprio estator, que está conectado ao circuito comum, como pode ser visto na figura 84. Dessa maneira, existe uma impedância não infinita conectando o neutro do gerador ao circuito comum que por sua vez está conectado ao neutro do transformador. Essas capacitâncias são responsáveis também pela criação de caminhos de baixa impedância para circulação de correntes comuns pelo rolamento do gerador, causando desgaste e diminuindo a vida útil do mesmo.

5.2 CABOS TRIFÁSICOS BLINDADOS

Como foi discutido anteriormente e mostrado na figura 81, sugere-se o uso de cabos trifásicos blindados na conexão entre gerador-conversor-transformador. Os cabos modelados pelo *Altair PSIM* nas figuras 85 e 86 possuem o circuito equivalente da figura 87.

Figura 87 – Modelo de cabo trifásico no *Altair PSIM*



Fonte: Traduzido de (POWERSIM, 2020)

Os dados a serem inseridos no modelo são os valores por metro das capacitâncias de uma fase para outra, capacitâncias de uma fase para a blindagem, indutância própria de cada fase, resistência de cada fase e resistência da blindagem.

Como exemplo, tem-se o cabo FIBEP NC-F 3x240+120 mm² 0,6 / 1 kV da Nexans (NEXANS, 2023). Os valores elétricos do mesmo estão presentes na figura 88.

Como a área condutora da blindagem é metade da área condutora de cada fase, pode-se assumir que a resistência da blindagem é o dobro da resistência de cada condutor de fase. Além disso, o valor eficaz das correntes, tanto para o gerador quanto para o transformador, são da ordem de aproximadamente 2 kA. Segundo o catálogo, a capacidade de corrente do cabo diminui com a quantidade de cabos em paralelo, tal que para alcançar

Figura 88 – Dados elétricos do cabo FIBEP NC-F 3x240 + 120 mm² 0,6 / 1 kV da Nexans

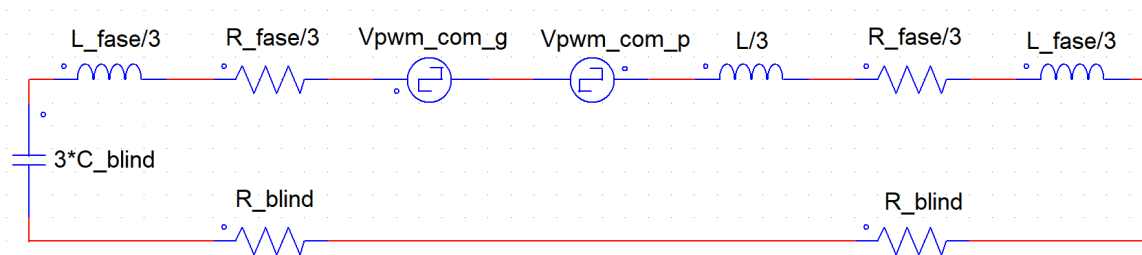
Características elétricas	
Resistência CC máxima do condutor a 20°C	0.0801 Ohm/km
Capacitância nominal entre 1 condutor e a blindagem	362 pF/m
Capacitância nominal entre condutores	240 pF/m
Indutância nominal	0.221 mH/km
Tensão nominal Uo/U (Um)	0.6/1 kV
Queda de tensão	0.2 V/A.km

Fonte: Traduzido de (NEXANS, 2023)

os 2 kA, supõe-se 7 cabos em paralelo. O paralelismo de cabos diminui a indutância e a resistência, porém aumenta as capacitâncias.

Assume-se aqui também que o cabo do gerador e do transformador serão os mesmos, embora a tensão no cabo do gerador exceda a tensão nominal do cabo (pois a tensão no cabo do gerador é a tensão PWM quadrada do conversor). Multiplica-se então os valores da figura 88, tal que a capacitância entre fases é $C_{fase,m} = (240 \text{ pF/m}) \cdot 7 = 1680 \text{ pF/m}$, a capacitância entre fase e blindagem é $C_{blind,m} = (362 \text{ pF/m}) \cdot 7 = 2534 \text{ pF/m}$, a indutância por fase é $L_{fase,m} = (221 \text{ nH/m})/7 = 31,57 \text{ nH/m}$ e a resistência por fase é $R_{fase,m} = (80,1 \text{ } \mu\Omega/\text{m})/7 = 11,44 \text{ } \mu\Omega/\text{m}$, de modo que a resistência da blindagem é $R_{blind,m} = 22,88 \text{ } \mu\Omega/\text{m}$. Supõe-se também que os cabos possuem 3 metros cada. Essas informações são então passadas ao modelo do *Altair PSIM* para simulação.

O circuito comum visto pelas fontes comuns do conversor Back-to-Back discutidas na seção 4.4.5, para esse caso, é dado pela figura 89.

Figura 89 – Circuito comum visto pelas fontes de tensão comum do conversor Back-to-Back para o caso em que o modelo dos cabos é adicionado ao *Altair PSIM*

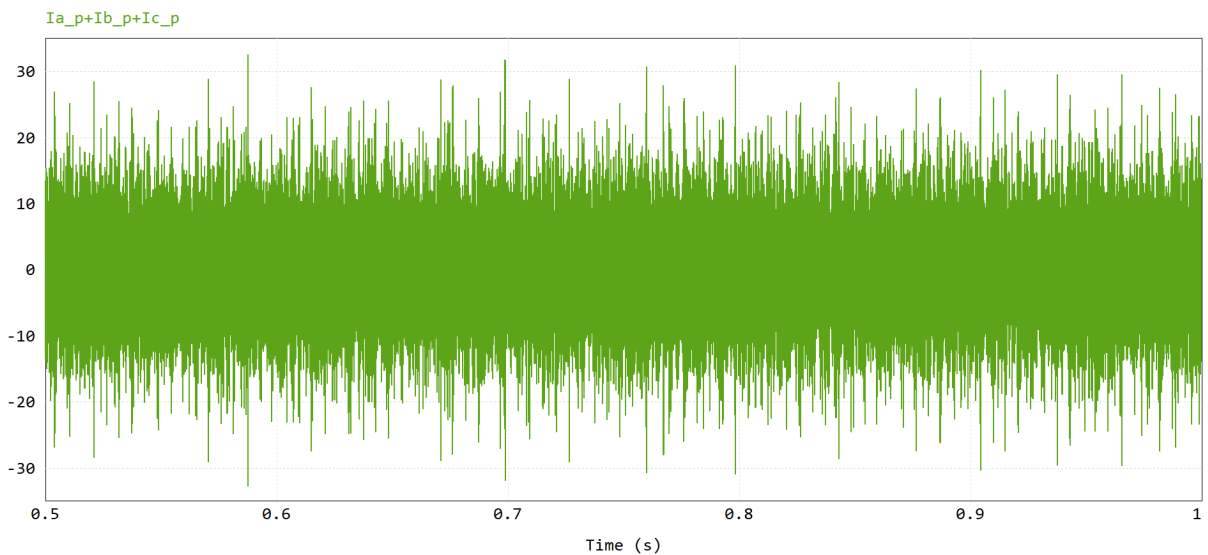
Fonte: Autoria própria

Como o circuito da figura 89 é um circuito RLC série, existe uma frequência de ressonância dada pela equação (50).

$$f_{res} = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_{total}C_{total}}} \quad (50)$$

Nesse caso, o circuito da figura 89 possui uma frequência de ressonância de aproximadamente 64,53 kHz (supondo que $L = 800 \mu\text{H}$). Nessa frequência, a corrente fica limitada somente pelas resistências ínfimas dos cabos, podendo assumir valores extremamente altos. Isso porém, não reflete a realidade, pois perdas por correntes induzidas (por exemplo, nos indutores e gerador) tendem a aumentar bastante com a frequência, o que não foi considerado aqui (forneceria um certo amortecimento na frequência de ressonância). Ao simular o circuito das figuras 85 e 86, sobre as condições da seção 4.4.5, tem-se a corrente comum resultante na figura 90. Foi então realizada uma FFT para determinar as componentes harmônicas dessa corrente para verificar que a maior componente realmente está na frequência de ressonância calculada. Esse resultado se encontra na figura 91.

Figura 90 – Corrente comum resultante para simulação com o modelo de cabos do *Altair PSIM*



Fonte: Autoria própria

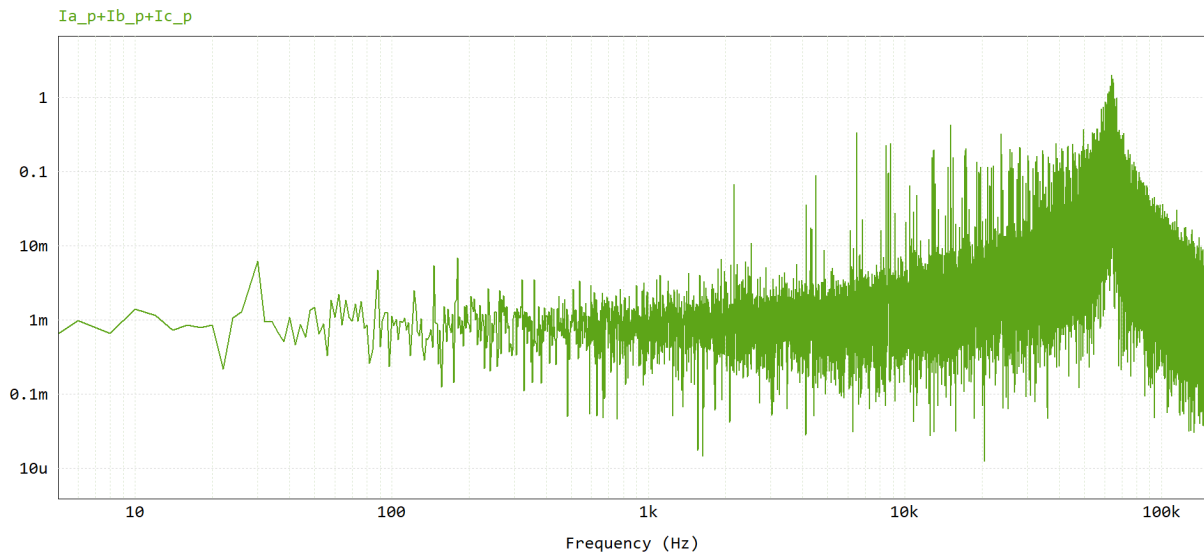
A FFT da corrente comum resultante da simulação na figura 91 mostra que o circuito da figura 89 representa bem o caminho por onde a corrente comum está circulando.

5.3 CAPACITÂNCIAS PARASITAS DO GERADOR SÍNCRONO DE ÍMÃS PERMANENTES

Embora não exista conexão entre o neutro do gerador e o circuito comum (blindagem do cabo), essa conexão é feita por meio das capacitâncias entre os enrolamentos do estator e o próprio estator que está conectado à blindagem dos cabos (figura 84).

Para um gerador síncrono de ímãs permanentes direcionado a aerogeradores sem caixa de engrenagens, a grande quantidade de polos significa uma grande quantidade de ranhuras onde estarão os condutores e com isso, uma grande quantidade de área entre os enrolamentos e o estator, criando uma alta capacitância (LIU *et al.*, 2018).

Figura 91 – Espectro harmônico da corrente comum resultante para simulação com o modelo de cabos do *Altair PSIM*



Fonte: Autoria própria

São identificadas 3 regiões para esse tipo de gerador: os enrolamentos, o rotor e o estator, que está supostamente aterrado. Dessa maneira, considerando que as correntes circulando são comuns, existem capacitâncias dos enrolamentos para o estator (C_{wf}), dos enrolamentos para o rotor (C_{wr}) e do rotor para o estator (C_{rf}). Essa última está em paralelo com a capacitância do rolamento do gerador, que também é do rotor para o estator (C_b). Isso dá origem ao circuito da figura 92.

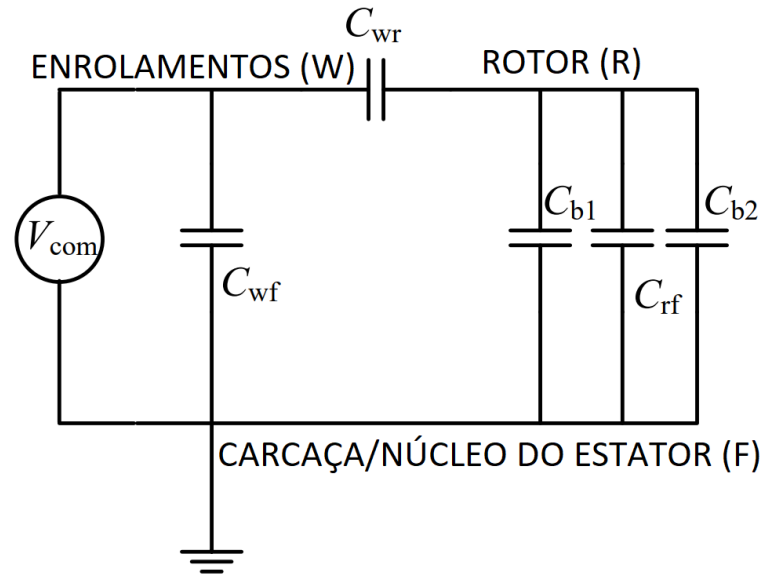
De forma a mostrar a diferença dos valores de capacitâncias de um gerador síncrono de ímãs permanentes para operação sem caixa de engrenagens e um com caixa de engrenagens, de mesma potência (2 MW), determinou-se as capacitâncias via método de elementos finitos, com os resultados na figura 93 (LIU *et al.*, 2018).

A capacitância dos enrolamentos para o estator do gerador síncrono, para acionamento sem caixa de engrenagens, é de mais de 1 μF . Dependendo da tensão comum no conversor, a corrente comum terá um valor bastante elevado. Pode-se adicionar o circuito da figura 92 com os valores da figura 93 (supondo também que $C_{b1} = C_{b2} = 120 \text{ pF}$), ao circuito da figura 85. Remove-se o modelo dos cabos da seção 5.2 e adiciona-se a resistência do estator por fase, de acordo com a figura 53, resultando no circuito da figura 94.

O circuito comum visto pelas fontes comuns do retificador e do inversor, pode ser representado pelo circuito da figura 95.

Assim como o circuito da figura 89, o circuito da figura 95 possui uma frequência de ressonância dada pela equação (50). A associação de capacitâncias da figura 92 com os valores da figura 93, resulta numa capacitância equivalente de 1610,17 nF, que é praticamente a capacitância dos enrolamentos ao estator (C_{wf}). A indutância de dispersão

Figura 92 – Circuito equivalente de capacitâncias entre enrolamentos e estator de um gerador síncrono de ímãs permanentes



Fonte: Adaptado de (LIU *et al.*, 2018)

Figura 93 – Valores de capacitâncias para um gerador síncrono de ímãs permanentes sem caixa de engrenagens (*Direct-drive PMSG*) e com caixa de engrenagens (*Semi Direct-drive PMSG*)

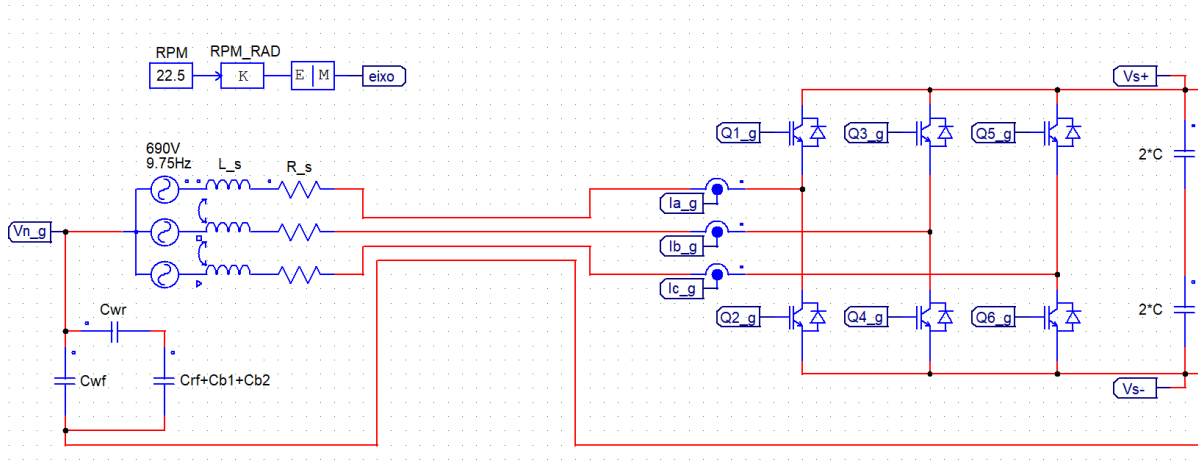
Capacitância / nF	C_{wf}	C_{wr}	C_{rf}
Direct-drive PMSG	1607.4	3.32	16.39
Semi Direct-drive PMSG	182.4	0.34	1.42

Fonte: Traduzido de (LIU *et al.*, 2018)

do gerador (L_l) foi suposta como sendo 1/10 da indutância de quadratura do gerador (L_q) da figura 53 e sabendo que $L = 800 \mu\text{H}$, a frequência de ressonância é calculada como sendo $f_{res} = 7021 \text{ Hz}$.

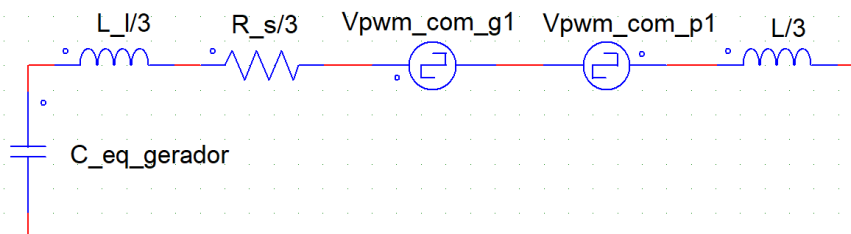
A impedância vista pelas fontes de tensão comum do conversor, na frequência de ressonância, será apenas as pequenas resistências do gerador. Assim como no modelo dos cabos, isso faria com que grandes correntes surgissem, que não refletissem a realidade (pelo mesmo motivo das correntes induzidas). Para inserir um certo amortecimento na frequência de ressonância, coloca-se um resistor de 1Ω em série com a blindagem, aumentando a impedância comum do circuito apenas próximo dos 7021 Hz. Além disso, para deixar os pulsos PWM mais definidos (sem comutação excessiva além da frequência de comutação), colocou-se filtros passa baixa antes dos comparadores (para as 3 fases, das figuras 67 e

Figura 94 – Circuito comum (parte do retificador), considerando o modelo das capacitâncias parasitas do gerador síncrono de ímãs permanentes (*Direct-drive*)



Fonte: Autoria própria

Figura 95 – Circuito comum visto pelas fontes de tensão comum do conversor Back-to-Back para o caso em que as capacitâncias do gerador são adicionadas ao *Altair PSIM*



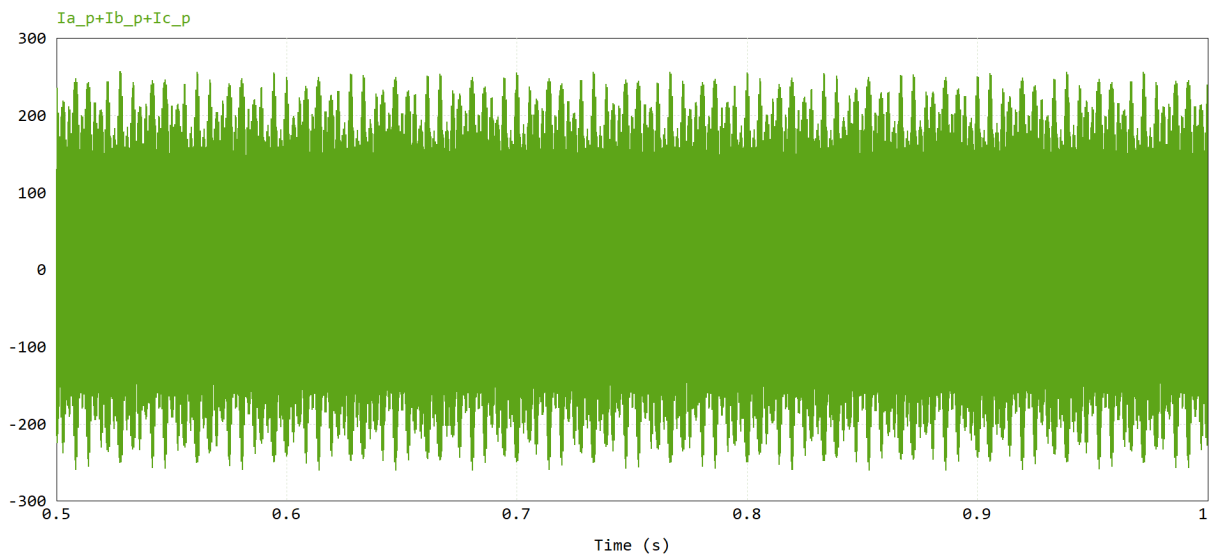
Fonte: Autoria própria

70), com frequência de corte de 1 kHz.

Simulando o circuito das figuras 94 e 86 (sem o modelo do cabo trifásico) no *Altair PSIM*, tem-se a corrente comum resultante na figura 96 e seu espectro harmônico na figura 97.

A corrente comum da figura 96 assume um valor eficaz de 111 A para uma frequência de comutação de 2160 Hz, com valor de pico próximo dos 7021 Hz calculados. É interessante notar aqui que, como o espectro de frequência da diferença das tensões comuns possui picos em múltiplos da frequência de comutação, pode-se escolher a frequência de comutação de forma a colocar a frequência de ressonância do circuito da figura 94 entre esses picos, diminuindo significativamente o valor eficaz da corrente comum. Supondo que se queira escolher uma frequência de comutação tal que a frequência de ressonância do sistema fique

Figura 96 – Corrente comum resultante para simulação com o modelo de capacitâncias do gerador síncrono de ímãs permanentes no *Altair PSIM*



Fonte: Autoria própria

entre a terceira e quarta harmônica da tensão comum, então $f_s = f_{res}/3,5 = 7021/3,5 = 2006$ Hz. Ao escolher a frequência de comutação do sistema como sendo 2006 Hz, a corrente comum passa a ter um valor eficaz de 86 A, uma redução de 23% mudando a frequência de comutação em cerca de 7%. Caso se queira reduzir tal corrente, mudar ligeiramente a frequência de comutação (mantendo a mesma portadora para o retificador e inversor) pode ser um bom começo.

5.4 PROPAGAÇÃO DA CORRENTE COMUM PARA A REDE DE MÉDIA TENSÃO

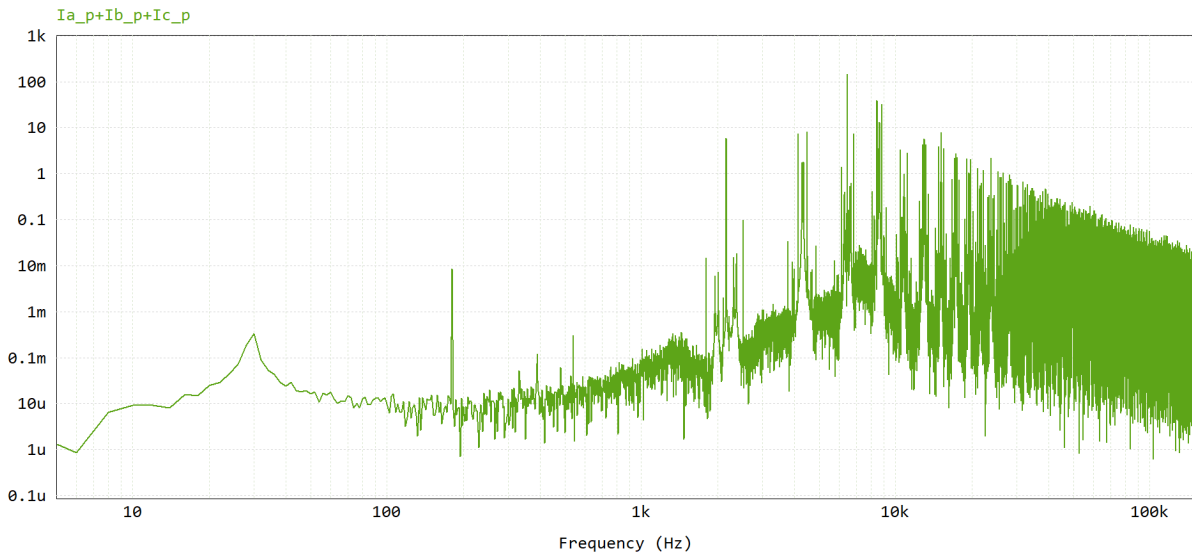
Até agora, embora exista corrente comum no sistema de geração de energia eólica, a mesma não se propagou para a rede de média tensão, pois como já foi dito na seção 4.2.7, corrente comum não gera fluxo no secundário, de forma que num transformador ideal, apenas as componentes diferenciais passam ao secundário.

No entanto, caso seja considerado o aterramento do sistema de geração de energia eólica, não idealidades no transformador e uma impedância de sequência zero (impedância comum) para a terra na rede de média tensão, então existe sim uma maneira de haver circulação de corrente comum na rede de média tensão por consequência das tensões comuns não nulas no conversor Back-to-Back.

5.4.1 Impedância para a terra na rede de média tensão

Como forma de fornecer uma impedância finita de sequência zero (impedância comum) à terra na rede de média tensão, que está ligada em delta, utiliza-se normalmente

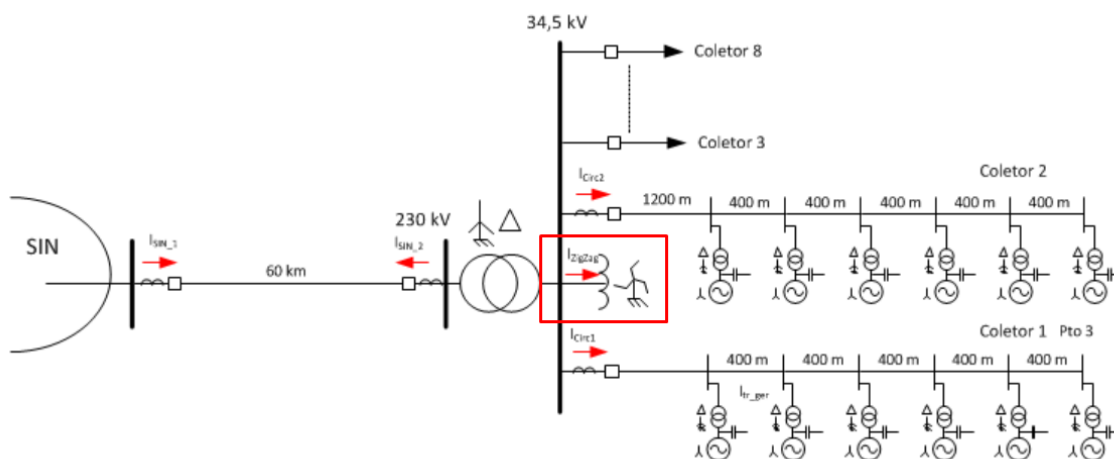
Figura 97 – Espectro harmônico da corrente comum resultante para simulação com o modelo de capacitâncias do gerador síncrono de ímãs permanentes no *Altair PSIM*



Fonte: Autoria própria

um transformador Zig-Zag (SENGER; FILHO, 2016). Esse transformador, que fornece a fonte de terra para a rede de média tensão, pode ser encontrado na figura 98, onde está presente a ligação de um parque eólico típico.

Figura 98 – Parque eólico típico com transformador Zig-Zag (dentro do quadrado vermelho) dando a fonte de terra para a rede de média tensão



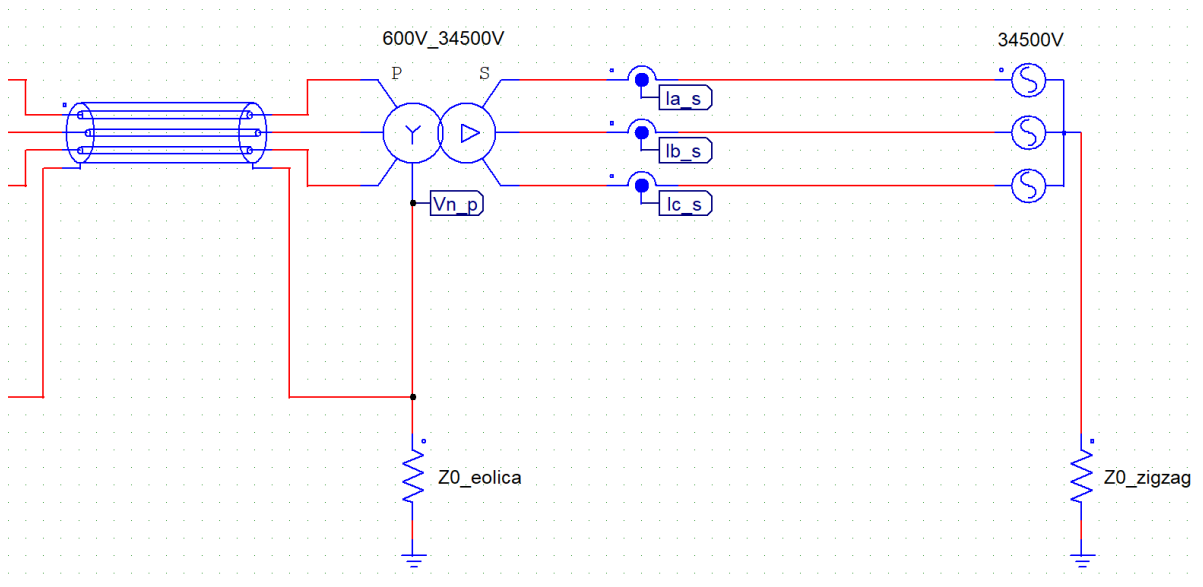
Fonte: (SENGER; FILHO, 2016)

Como já foi comentado também na seção 4.2.7, o transformador de saída possui

conexão do tipo $Y - \Delta$ (baixa-alta) com o lado de baixa tensão aterrado, isto é, Y aterrado. Considerando que exista uma impedância finita nesses aterramentos (aterramento do sistema de geração de energia eólica e aterramento proveniente do transformador Zig-Zag), tem-se o circuito equivalente no *Altair PSIM* presente na figura 99.

O circuito da figura 99 é uma simplificação grosseira pois não leva em conta o efeito de alta frequência desses aterramentos, pois na realidade tem-se uma capacitância e uma indutância (além da resistência) associado a estes. Além disso, as fontes da rede de média tensão estão conectadas em Y. No entanto, essas simplificações não vão fazer diferença para a análise da propagação da corrente comum, pois ainda sim há uma impedância comum para a terra e o valor eficaz da tensão de linha permanece 34,5 kV.

Figura 99 – Circuito equivalente considerando o aterramento do sistema gerador de energia eólica e do transformador Zig-Zag na rede de média tensão



Fonte: Autoria própria

Embora exista agora uma conexão (via impedâncias de aterramento) entre o circuito comum do sistema gerador de energia eólica e a rede de média tensão, ainda não há como uma corrente comum circular, pois novamente (discutido na seção 4.2.7), corrente comum não gera fluxo no transformador trifásico. Apenas quando forem consideradas não idealidades no transformador é que vai existir a possibilidade de uma corrente comum aparecer na rede de média tensão, que é o que será feito a seguir.

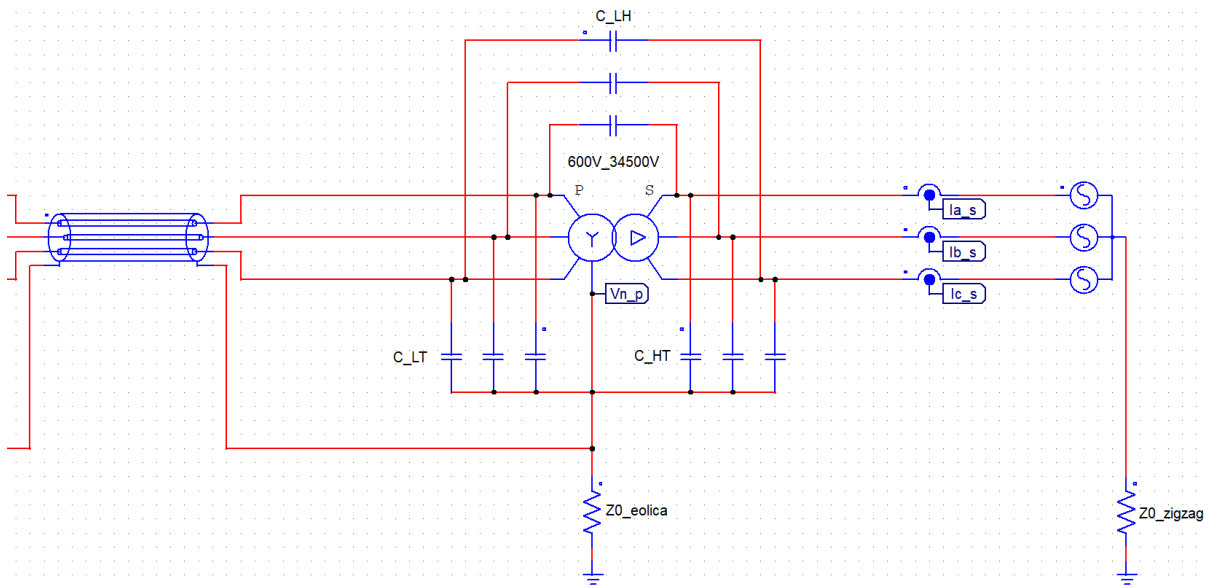
5.4.2 Não idealidades no transformador de saída

Devido à geometria de um transformador trifásico (de qualquer transformador na verdade), existem capacitâncias parasitas de um enrolamento para outro. Se for considerado que o núcleo do transformador está aterrado juntamente à sua carcaça, podem ser

identificadas 3 principais tipos de capacitâncias: do lado de baixa para o lado de alta (C_{L-H}), do lado de baixa para a terra (C_{L-T}), do lado de alta para a terra (C_{H-T}). Pela construção típica de um desses transformadores, isto é, com a bobina de baixa tensão por dentro da de alta tensão, pode-se pensar que $C_{L-T} > C_{L-H} > C_{H-T}$.

Será suposto aqui que o transformador elevador $Y - \Delta$, possui os seguintes valores de capacitâncias parasitas: $C_{L-T} = 2500$ pF, $C_{L-H} = 500$ pF e $C_{H-T} = 50$ pF. Esses valores são por fase e podem ser vistos na figura 100.

Figura 100 – Transformador com elementos parasitas



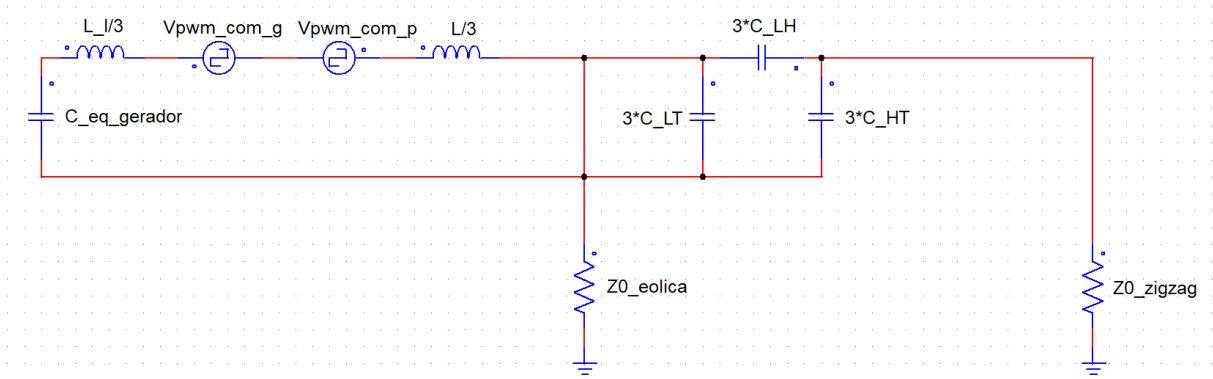
Fonte: Autoria própria

Agora, desconsiderando o modelo dos cabos trifásicos blindados e considerando as capacitâncias parasitas do gerador síncrono, o circuito comum da figura 100 pode ser representado pela figura 101.

Com as capacitâncias parasitas, forma-se uma malha por onde uma corrente comum poderia circular. No entanto, por conta do transformador não possuir indutância de dispersão nem mesmo resistência nesse modelo, existe um curto-circuito para a tensão comum do terminal do primário para o neutro do transformador, fazendo com que não exista diferença de potencial comum na malha do secundário e assim, não exista circulação de corrente comum.

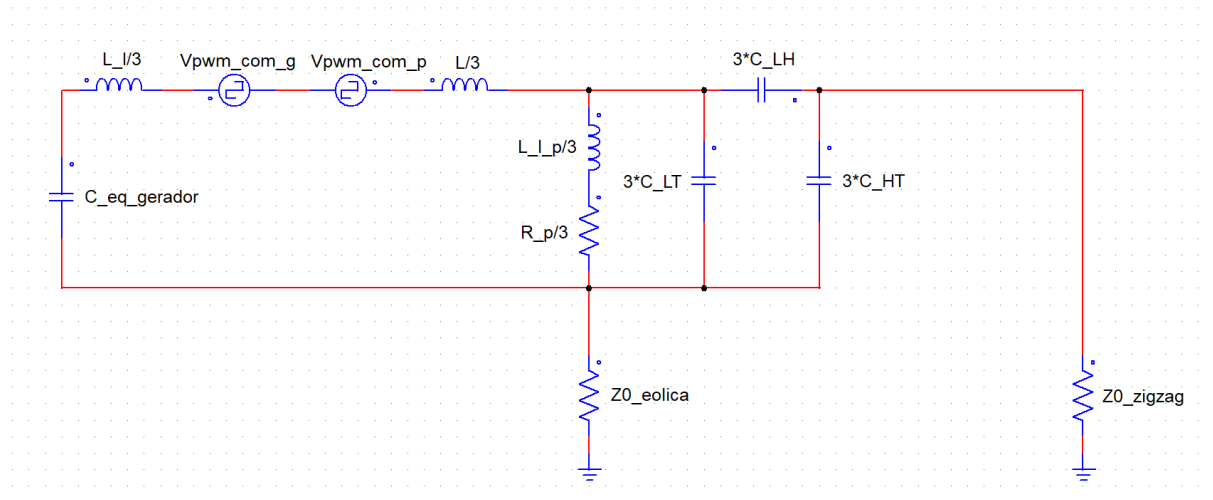
Ao modelar a indutância de dispersão e resistência das espiras do primário do transformador, o curto-circuito mencionado deixa de existir. Isso permite portanto que exista sim uma diferença de potencial na malha formada pelos aterramentos e seja possível a circulação de uma corrente comum. O circuito comum da figura 101, com as indutâncias de dispersão por fase ($L_{l,p}$) e resistências por fase (R_p) do primário do transformador incluídas, está presente na figura 102.

Figura 101 – Circuito comum do conversor Back-to-Back acoplado ao transformador modelado apenas com capacitâncias parasitas



Fonte: Autoria própria

Figura 102 – Circuito comum do conversor Back-to-Back acoplado ao transformador modelado com capacitâncias parasitas, indutância de dispersão e resistência do primário

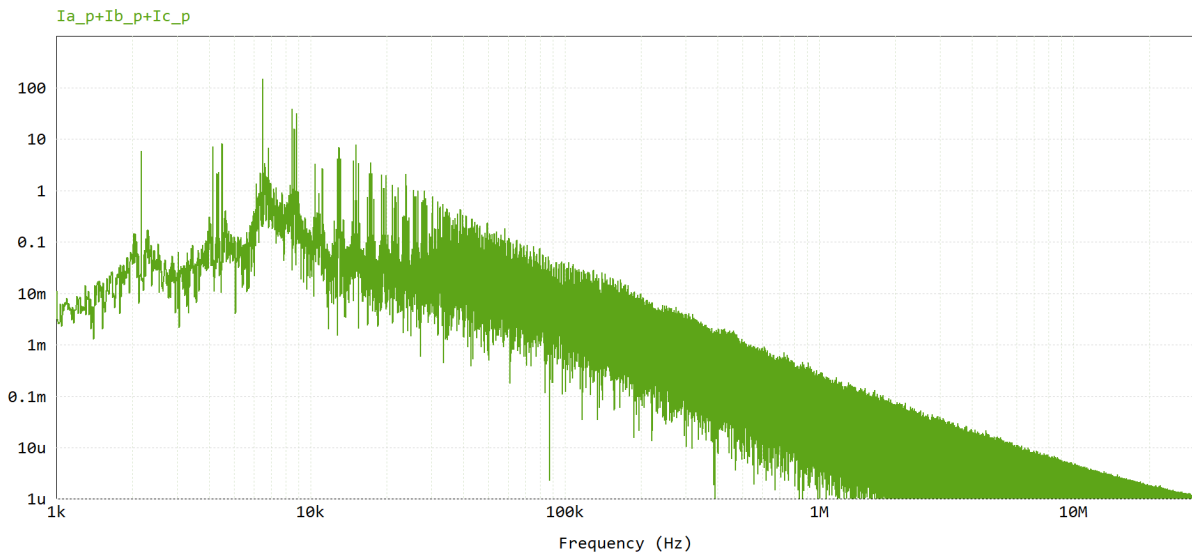


Fonte: Autoria própria

Supondo que a indutância de dispersão por fase do primário do transformador seja $L_{l,p} = 5 \mu\text{H}$, que a resistência por fase seja $R_p = 10 \mu\Omega$ e que $Z_{0,eolica} = Z_{0,zigzag} = 10 \Omega$, simula-se o conversor Back-to-Back com o transformador de saída respeitando o circuito da figura 100. Como resultado, tem-se o espectro harmônico da corrente comum no primário na figura 103 e na rede elétrica de média tensão ($I_{Z_{0,zigzag}}$) na figura 104.

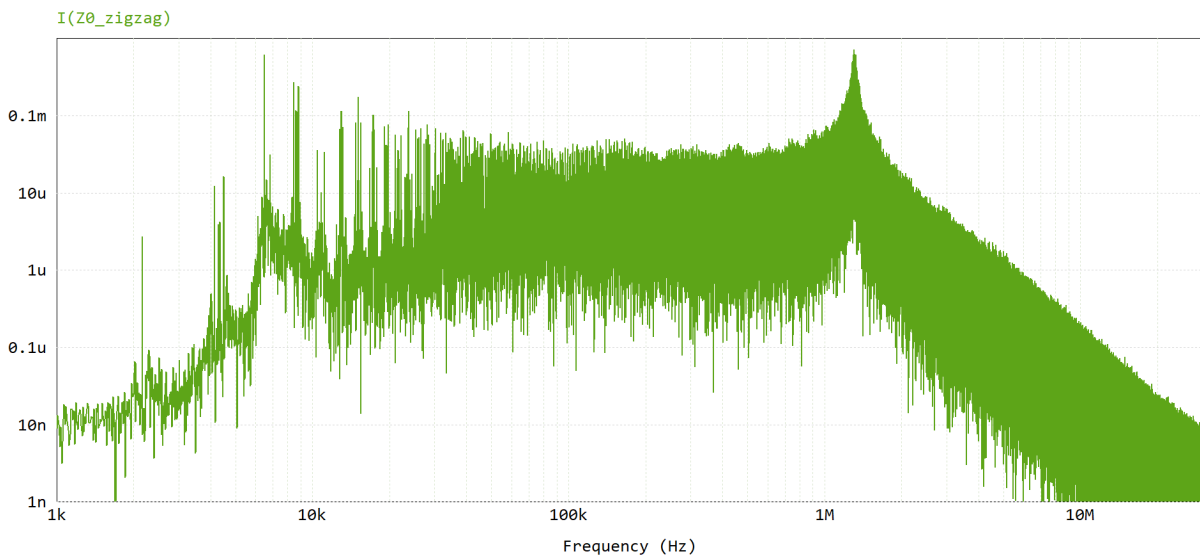
Caso os aterramentos fossem perfeitos, isto é $Z = 0 \Omega$, então a capacitância C_{H-T} estaria em curto-circuito e a associação de capacitâncias em paralelo com a indutância de dispersão do primário do transformador resultaria em $3(C_{L-T} + C_{L-H})$. A frequência de

Figura 103 – Espectro harmônico da corrente comum no primário do transformador de saída



Fonte: Autoria própria

Figura 104 – Espectro harmônico da corrente comum na rede elétrica de média tensão



Fonte: Autoria própria

ressonância entre essa capacitância e a dispersão seria nesse caso (calculada pela equação (50)) aproximadamente 1,3 MHz, que é muito próximo do pico visto na figura 104.

A figura 104 possui seu eixo Y indicando os valores de picos das harmônicas correspondentes na frequência do eixo X. Normalmente esse gráfico possui sua escala em Y representada em $dB\mu V$. Para esse caso, seria o equivalente a multiplicar todos os valores

por 50Ω (impedância padrão) e determinar os valores em dB (com valor de referência $1 \mu\text{V}$, por isso o nome $\text{dB}\mu\text{V}$). Normalmente os valores limitantes provenientes de normas são especificados numa faixa de frequência (até 30 MHz para emissões conduzidas) e possuem seus valores em $\text{dB}\mu\text{V}$. Na figura 105, tem-se por exemplo os valores limitantes de emissão conduzida numa turbina eólica conectada à rede elétrica.

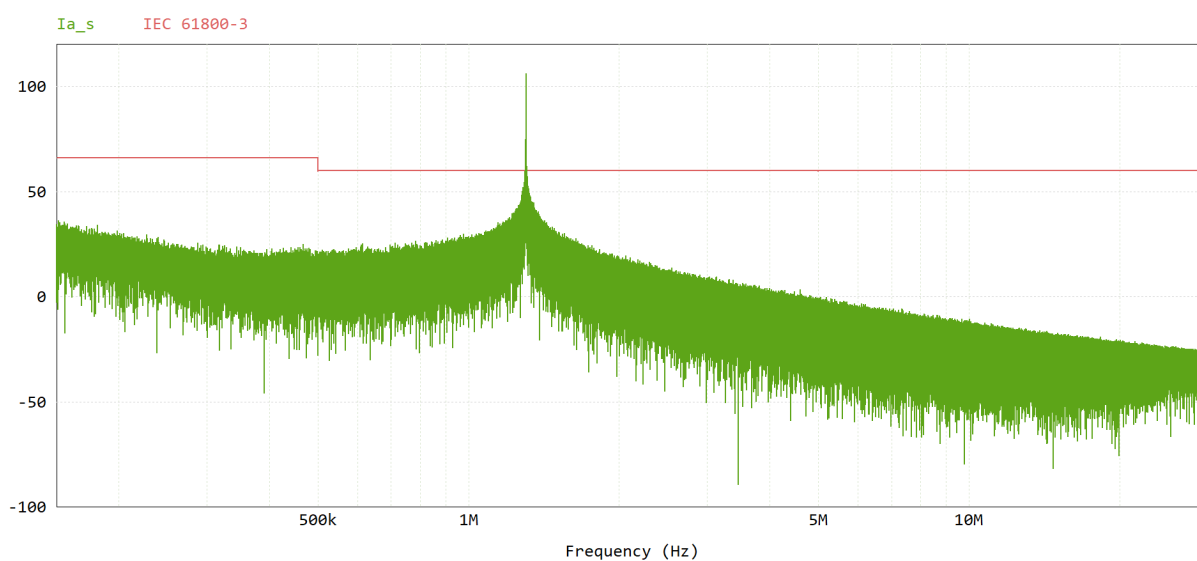
Figura 105 – Limites de emissões conduzidas de alta frequência para turbinas eólicas conectadas à rede elétrica (IEC 61800-3:2017)

Faixa de frequência	Quase-Pico	Média
$150 \text{ kHz} \leq f < 500 \text{ kHz}$	79 $\text{dB}(\mu\text{V})$	66 $\text{dB}(\mu\text{V})$
$500 \text{ kHz} \leq f \leq 5 \text{ MHz}$	73 $\text{dB}(\mu\text{V})$	60 $\text{dB}(\mu\text{V})$
$5 \text{ MHz} < f < 30 \text{ MHz}$	73 $\text{dB}(\mu\text{V})$	60 $\text{dB}(\mu\text{V})$

Fonte: Traduzido de (CIGRE, 2017)

Esses limites dizem respeito à corrente completa, não apenas sua componente comum (incluem também as componentes diferenciais). Nesse caso, realiza-se uma FFT na corrente da fase *a* da rede de média tensão, sobrepondo os limites especificados em *Média* na figura 105. O resultado pode ser visto na figura 106.

Figura 106 – Espectro harmônico da corrente da fase *a* da rede de média tensão, em $\text{dB}\mu\text{V}$, com sobreposição do respectivo limite especificado em norma



Fonte: Autoria própria

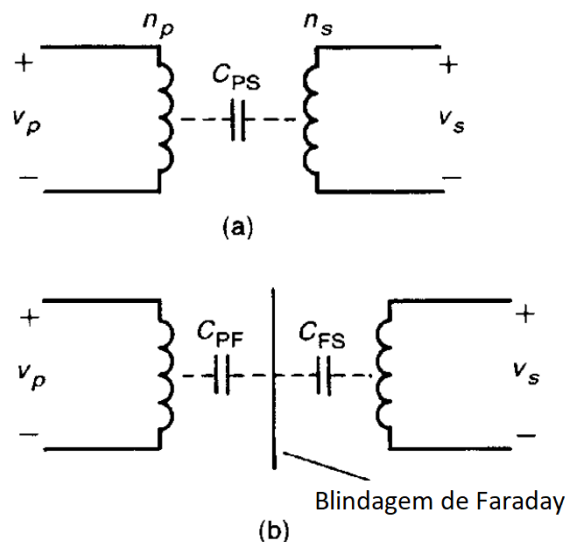
Por conta da ressonância comentada e do modelo simples utilizado, o limite é ultrapassado. Um dos principais mecanismos para a propagação da corrente comum gerada

pelo conversor Back-to-Back é a capacitância do primário para o secundário (C_{L-H}). Caso não existisse mais essa capacitância, não haveria mais como existir corrente comum no secundário. Pode-se no entanto modificá-la por meio da técnica de blindagem de Faraday, que pode reduzir (e muito) o nível da corrente comum na rede de média tensão e assim reduzir as emissões conduzidas em alta frequência, com o objetivo de fazer com que o espectro da figura 106 fique dentro dos limites da figura 105.

5.4.2.1 Blindagem de Faraday

Como uma maneira de reduzir a corrente comum que se propaga para o lado da rede elétrica de média tensão, aplica-se uma blindagem de Faraday (chapa metálica) entre cada enrolamento do transformador trifásico. Essa blindagem tem como objetivo quebrar a capacitância parasita de um enrolamento para o outro em duas capacitâncias diferentes (PAUL, 1992), como mostra a figura 107.

Figura 107 – Transformador padrão (a), transformador com blindagem de Faraday (b)

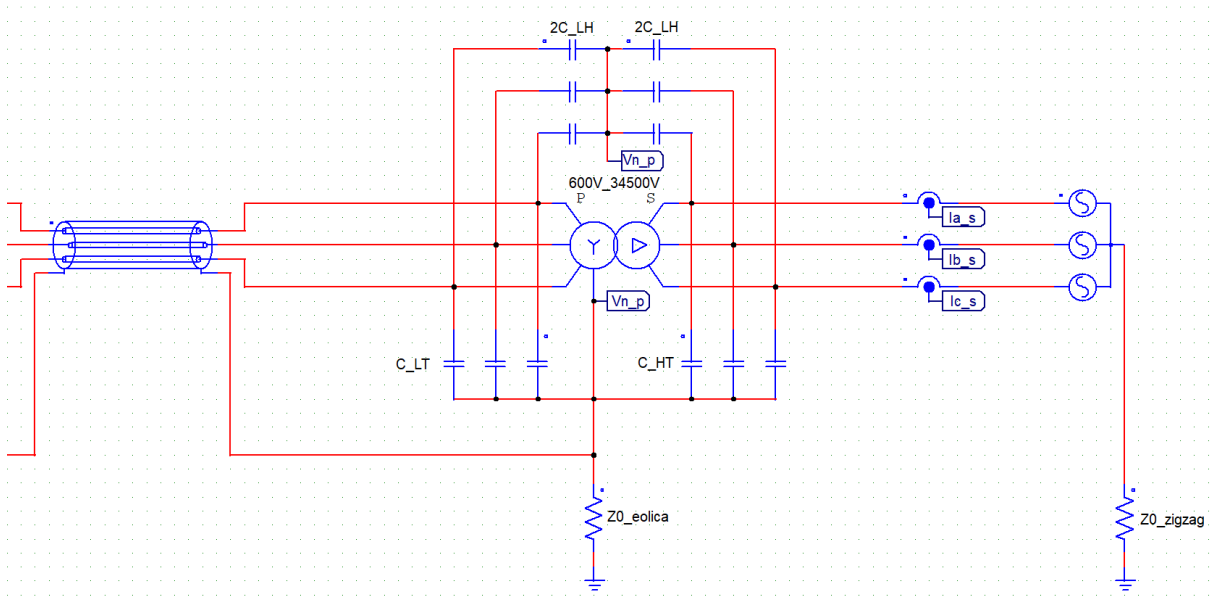


Fonte: Traduzido de (PAUL, 1992)

Conectando portanto a blindagem em algum ponto do transformador, pode-se alterar a maneira com que a corrente comum circula. Nesse caso, é interessante conectar a blindagem de Faraday no neutro do primário do transformador. Aplica-se essa técnica no transformador da figura 100, resultando no circuito da figura 108. Aqui foi considerado que a capacitância C_{L-H} foi quebrada em 2 capacitâncias iguais, de valor $2C_{L-H}$.

O circuito comum da figura 102 se torna portanto o circuito da figura 109. Pode-se perceber portanto que a situação da figura 101 foi forçada pela blindagem de Faraday, isto é, um curto-circuito surgiu na malha de corrente comum da rede de média tensão e

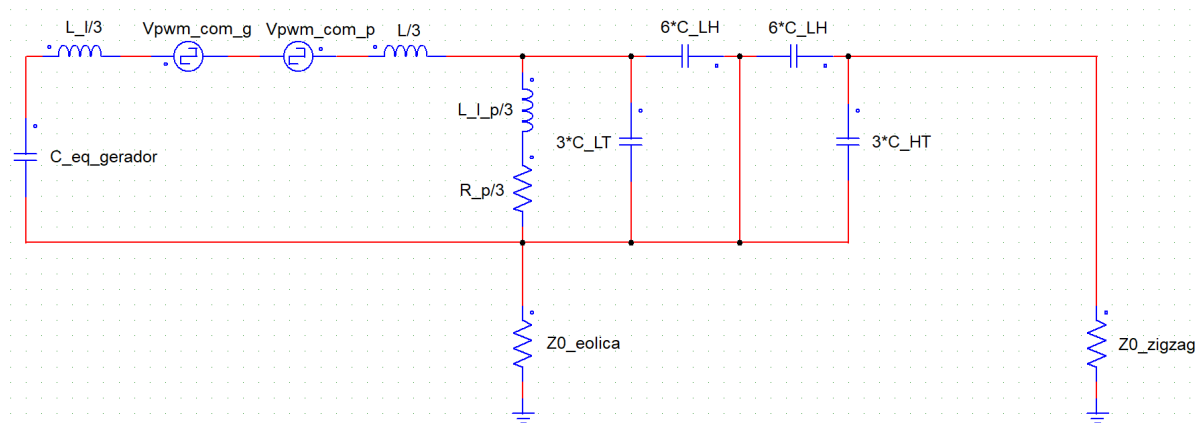
Figura 108 – Transformador com blindagem de Faraday aplicada nos enrolamentos de cada fase e então conectadas no neutro do transformador



Fonte: Autoria própria

dessa maneira, a tensão nela é nula e não há propagação da corrente comum para a rede elétrica.

Figura 109 – Circuito comum do conversor Back-to-Back acoplado ao transformador modelado com capacitâncias parasitas, indutância de dispersão e resistência do primário, com blindagem de Faraday aplicada entre os enrolamentos do transformador e conectada ao neutro do mesmo

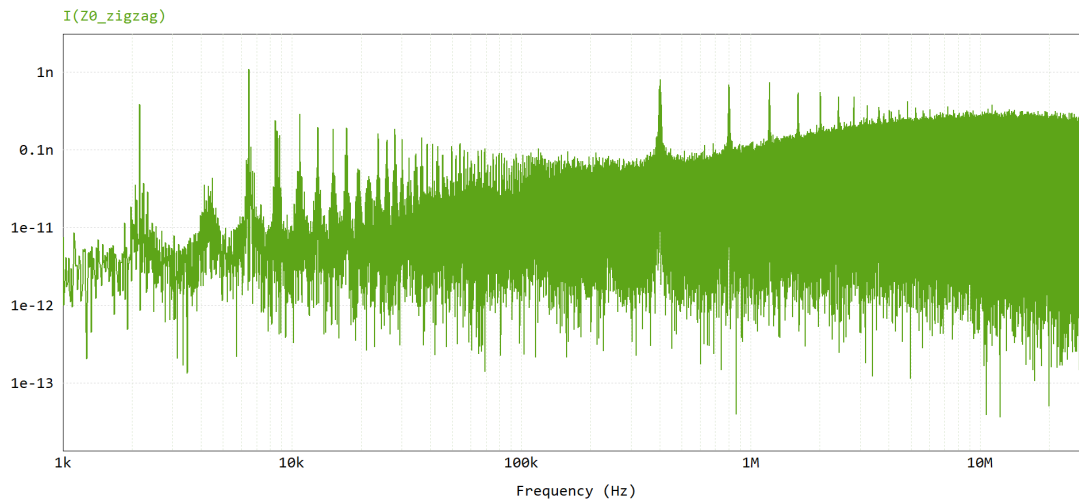


Fonte: Autoria própria

Simulando agora esse novo modelo (ainda sem o modelo dos cabos), pode ser visto o espectro da corrente comum na rede de média tensão na figura 110, mostrando que a corrente comum é simplesmente nula (apenas ruído está presente, notar a escala do eixo

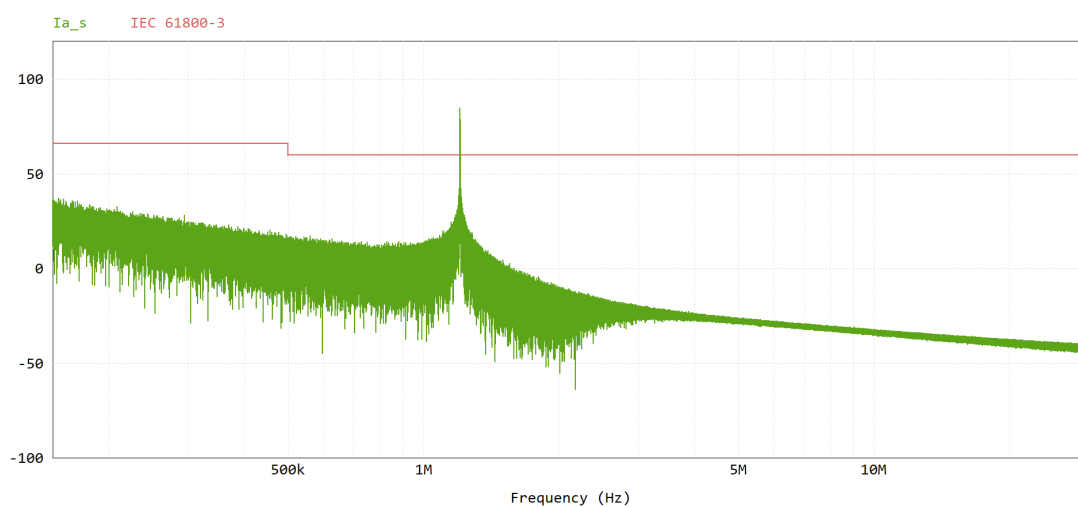
Y). Na realidade, ainda existe uma pequena capacitância direta entre os enrolamentos do primário e secundário e a conexão da blindagem de Faraday não é um curto-circuito perfeito, de modo que alguma corrente comum ainda passaria para o secundário (muito menor que no caso sem a blindagem de Faraday).

Figura 110 – Espectro harmônico da corrente comum na rede elétrica de média tensão, com blindagem de Faraday aplicada sobre o transformador



Fonte: Autoria própria

Figura 111 – Espectro harmônico da corrente da fase *a* da rede de média tensão, em $dB\mu V$, com sobreposição do respectivo limite especificado em norma, com a blindagem de Faraday aplicada sobre o transformador



Fonte: Autoria própria

Embora a componente comum tenha sido anulada, a componente diferencial do ruído ainda permanece e assim como o caso sem a blindagem de Faraday, também ul-

trapassa os limites da norma. Na figura 111 pode-se observar o espectro harmônico da corrente da fase *a* na rede elétrica de média tensão.

Esse pico na região dos MHz (figura 111) pode ser explicado pelo fato de que não foi considerada nenhuma perda na rede de média tensão para o circuito diferencial (aterramentos de 10 Ω não entram nesse circuito). Assim, como a única perda nesse circuito seria a resistência do primário do transformador ($R_p = 10 \mu\Omega$), o amortecimento seria mínimo na frequência de ressonância, o que explica também o fato do pico da figura 106 ser muito menos amortecido que o da figura 104.

5.5 ALGUNS COMENTÁRIOS SOBRE A DIFERENÇA ENTRE CORRENTE COMUM E DE MODO COMUM

Até agora, foi dado o nome de uma corrente comum às 3 fases de um sistema trifásico de *corrente comum* (no sentido literal da palavra). No entanto, a definição de *corrente de modo comum* é um pouco diferente. Para um conjunto de condutores, a *corrente de modo comum* (I_{CM}) é a que está no mesmo sentido em todos os condutores desse conjunto, **inclusive na blindagem**, se esta existir. A *corrente de modo diferencial* (I_{DM}) por sua vez representa as parcelas das correntes nos condutores, **sem considerar a blindagem**, que se somadas, resultam em 0 (WILLIAMS, 2007). Na figura 112, tem-se uma representação da diferença entre as correntes I_{CM} e I_{DM} num sistema de condutores com blindagem externa.

Tal definição diz respeito a maneira como essas correntes radiam. Uma corrente de modo comum, por exemplo, radia muito mais que uma corrente de modo diferencial, pois seus campos externos não se anulam (PAUL, 1992). Na figura 113 tem-se a diferença na radiação eletromagnética para uma corrente de modo comum e para uma corrente de modo diferencial.

Figura 112 – Diferença entre a corrente de modo comum (I_{CM}) e a corrente de modo diferencial (I_{DM})

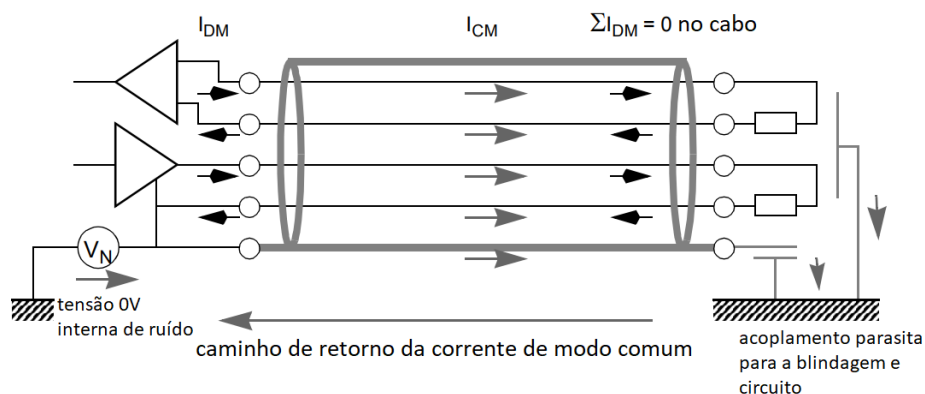
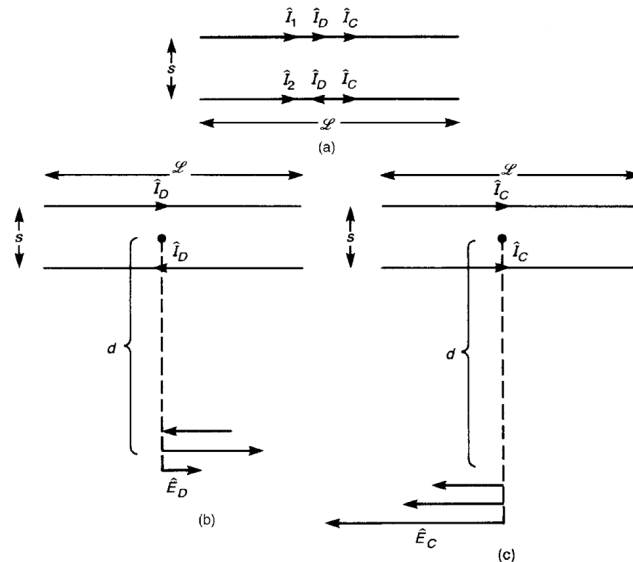


Figura 113 – Diferença entre a radiação eletromagnética entre I_{CM} e I_{DM} . (a) 2 condutores de comprimento l separados de uma distância s , com correntes circulando (decompostas em diferencial e comum). (b) radiação da I_{DM} . (c) radiação da I_{CM}



Fonte: (PAUL, 1992)

A corrente comum que circula dentro do conversor Back-to-Back de 2 níveis, isto é, comum às 3 fases, mas retorna pela blindagem (por meio das capacitâncias do gerador síncrono), por definição (WILLIAMS, 2007), **não é uma corrente de modo comum**. Como o somatório das correntes no conjunto de cabos (3 fases + blindagem) é 0 nesse caso, não há (ou há muito pouca) radiação externa ao conversor e suas blindagens, diferentemente do caso de uma corrente de modo comum, que se fosse considerado o mesmo conjunto de cabos, o somatório das correntes não seria 0.

No entanto, a corrente comum que circula na rede de média tensão, como não há blindagem, é por definição uma *corrente de modo comum*, pois seu caminho de retorno ocorre pela terra, por meio dos aterramentos da torre e transformador Zig-Zag. Isso faz com que o *loop* dessa corrente seja grande e não controlado, emitindo grande radiação eletromagnética se comparada a uma corrente de modo diferencial de mesmo nível.

Nessa lógica, para reduzir o nível de radiação eletromagnética na descida dos cabos da torre (considerando que todos os equipamentos estejam na *nacelle*, isto é, na parte superior do aerogerador), faz-se necessário que tanto o condutor de aterramento quanto os de média tensão estejam o mais próximos possíveis, supondo que a blindagem de Faraday não tenha sido utilizada no transformador de saída e a corrente comum exista nos condutores de média tensão.

Da mesma maneira, se forem consideradas as correntes que passam nos barramentos das 3 fases dentro do armário do conversor Back-to-Back (figura 80), suas componentes

comuns (como da figura 103) se comportam como uma corrente de modo comum dentro do espaço definido pela carcaça metálica do armário (por onde estaria a corrente contrária), de maneira que a radiação eletromagnética causada pela I_{CM} no interior do conversor pode comprometer os sistemas de controle (mais sensíveis), caso estes não sejam blindados.

6 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

Com a descrição básica em regime permanente do funcionamento de um sistema gerador de energia eólico de tipo IV, baseado num conversor Back-to-Back de 2 níveis, o objetivo geral deste trabalho é concluído.

A análise realizada para as não idealidades do sistema resultou na descrição de um circuito comum que representa um mecanismo simples de propagação de corrente de modo comum para a rede de média tensão, que se baseia na circulação de corrente comum no próprio sistema de geração de energia eólica, cumprindo os objetivos específicos deste trabalho.

Por meio do conjunto de capacitâncias do primário para o secundário do transformador e indutâncias de dispersão do primário do mesmo (supondo que exista aterramento tanto no sistema gerador de energia eólica quanto na rede elétrica de média tensão), uma tensão comum é induzida na malha que envolve a rede elétrica, fazendo com que uma corrente de modo comum circule na rede de média tensão, retornando pelo aterramento do sistema eólico. Essa tensão comum é induzida pela corrente comum que circula no próprio sistema devido principalmente às grandes capacitâncias entre enrolamentos e estator do PMSG.

O modelo utilizado para determinação da corrente comum na rede de média tensão não levou em conta o modelo de alta frequência dos aterramentos (com capacitâncias e indutâncias), nem mesmo os parâmetros da linha de transmissão formada pelos condutores de fase e fio de aterramento. A descida dos cabos na torre do sistema de geração de energia eólica não poderia ser considerada como eletricamente pequena (para as frequências mais altas, como 30 MHz) e equações de linha de transmissão deveriam ser utilizadas para obter resultados mais precisos.

Foi comentado que o valor de capacitância nos geradores síncronos de ímãs permanentes é proporcional ao número de ranhuras para condutores no mesmo. Caso o PMSG tenha ajuda de uma caixa de engrenagens, para uma mesma potência, o número de ranhuras é diminuído e assim como a capacitância entre enrolamentos e estator, diminuindo o valor da corrente comum que circula pelo sistema. Esse fenômeno pode ser um dos motivos pela preferência do uso de caixa de engrenagens nos sistemas geradores de energia eólica das mais altas potências (> 10 MW), em que os geradores precisam ser ainda maiores e assim também suas capacitâncias.

Um outro ponto importante não discutido neste trabalho é que normalmente o filtro L de saída não é suficiente para atender as normas de harmônicas de corrente injetadas na rede elétrica. Normalmente se utiliza um filtro do tipo LCL com algum amortecimento para conseguir adequar o conversor às normas de harmônicas. No entanto, a adição desse filtro complica o controle do sistema, fazendo-se necessária uma descrição das plantas desse sistema para conseguir alcançar estabilidade, o que fugiria um pouco do escopo

deste trabalho.

Foi feita a suposição que o filtro L utilizado não possui indutância mútua de uma fase para outra. Porém, indutores trifásicos com núcleo compartilhado normalmente são utilizados como filtro de saída de inversores, tal que, a matriz de indutâncias que descreve tal filtro faz com que apareça uma indutância diferencial muito maior que uma indutância comum (assim como no caso do PMSG). Na prática, isso iria alterar a corrente comum que circula no sistema, dando preferência para frequências maiores. Não foram consideradas não idealidades no indutor de saída, como capacitâncias entre espiras e capacitâncias das espiras para o núcleo (conectado ao aterramento).

Além disso, foi dito que a tensão comum de um conversor poderia ser alterada mudando sua modulação. A descrição inteira do sistema foi feita tendo em mente a simples modulação PWM senoidal. Diferentes técnicas de modulação, como a PWM no espaço dos vetores poderia ser discutida, remodelando o sistema e mudando as tensões comuns enxergadas e *ripples* definidos.

O conversor, embora tenha sido definido por 12 interruptores, normalmente é fabricado em módulos CA/CC e CC/CA e estes são conectados em paralelo para alcançar as potências necessárias. O conversor da ABB de 4 MW mencionado neste trabalho, por exemplo, que embora use a topologia Back-to-Back, utiliza diversos módulos em paralelo tanto para o retificador quanto para o inversor.

Os interruptores utilizados para a simulação do sistema foram supostas ideais, isto é, sem limitação de dv/dt , sem capacitâncias e indutâncias parasitas, sem perdas, sem circuito de drive e sem efeitos de recuperação reversa nos diodos antiparalelos. Esses efeitos foram julgados computacionalmente custosos e dessa maneira ficaram de fora do modelo. No entanto, caso fossem adicionados, poderiam também modificar os espectros harmônicos das correntes produzidas.

Simulou-se um conversor Back-to-Back de 2 níveis e como foi dito neste trabalho, ele não é o único conversor utilizado em sistemas geradores de energia eólica. Diferentes topologias vão resultar em diferentes tensões comuns que vão por sua vez produzir diferentes níveis de corrente comum. Porém, pode-se seguir a mesma lógica da decomposição das tensões de saída (ou entrada) em três tensões diferenciais e uma comum, independente do conversor trifásico utilizado, fazendo possível a análise do mesmo.

Por fim, foram feitas muitas suposições de valores de parâmetros que podem não refletir a realidade, simplesmente por serem difíceis de conseguir, pois afinal um sistema de geração de energia eólica é um produto e assim, é cercado de segredos comerciais. Caso se conheça tais parâmetros e sabendo das limitações do modelo apresentado, um outro modelo muito mais preciso poderia ser desenvolvido para uma melhor análise das correntes comuns e diferenciais do sistema em questão.

REFERÊNCIAS

- ABB. **ACS880-87LC-4000A/4021A-7 and ACS880-87LC-4000A/4132A-7 wind turbine converters**: Hardware manual. [S.l.], nov. 2018. Rev. D.
- ANDERSON, John David. **Introduction to Flight**. [S.L]: McGraw-Hill, 1989.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. [S.l.: s.n.], 2023. Disponível em: <https://abeeolica.org.br>.
- BURTON, Tony *et al.* **Wind Energy Handbook**. [S.L]: John Wiley & Sons, 2011.
- CIGRE, WG C4.30. **EMC in Wind Energy Systems**. [S.l.], 2017.
- EPOWERBAY. **Fabricantes de Aerogeradores: Os Maiores em operação no Brasil - 2022**. [S.l.: s.n.], 2022. Disponível em: <https://www.epowerbay.com/single-post/fabricantes-de-aerogeradores-os-maiores-em-operacao-no-brasil-2022>.
- IRENA. **Renewable power generation costs in 2022**. [S.l.: s.n.], 2023.
- JINBO, Maro *et al.* **SISTEMA EÓLICO DE VELOCIDADE VARIÁVEL COM PMSG CONECTADO À REDE ELÉTRICA**. *In*: CONGRESSO Nacional de Matemática Aplicada à Indústria. Caldas Novas - Goiás: [s.n.], 2014.
- LIU, Ruifang *et al.* Comparative Analysis of Bearing Current in Wind Turbine Generators. **Energies**, 2018.
- NEXANS. **FIBEP NC-F 0,6/1 kV**. [S.l.], set. 2023.
- OLIVEIRA, Fernando Victor Mesquita. **Projeto de um aerogerador de baixa escala com intensificador de potência**. 2019. F. 52. Monografia (Graduação) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.
- PAUL, Clayton R. **Introduction to Electromagnetic Compatibility**. [S.L]: Wiley–Blackwell, 1992.
- POWERSIM. **PSIM User Manual**. [S.l.], maio 2020. Rev. 1.
- RASHID, Muhammad H. **Eletrônica de potência: Dispositivos, circuitos e aplicações**. [S.L]: Pearson Education do Brasil, 2014.
- SENGER, Eduardo Cesar; FILHO, Francisco Antônio Reis. Plantas eólicas: Modelagem para estudos de curto-circuito e critérios de ajustes das proteções. **Brazil Windpower 2016**, 2016.

TEODORESCU, Remus; LISERRE, Marco; RODRÍGUEZ, Pedro. **Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems**. [S.L]: John Wiley & Sons, 2011.

THAKUR, Sumeet Singh *et al.* Theoretical Harmonic Spectra of PWM Waveforms Including DC Bus Voltage Ripple – Application to a Low-Capacitance Modular Multilevel Converter. **IEEE Transactions on Power Electronics**, 2020.

TIAN, Jie *et al.* Maximum energy yield oriented turbine control in PMSG-based wind farm. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2017.

TRIPATHI, S. M.; TIWARI, A. N.; SINGH, Deependra. Grid-integrated permanent magnet synchronous generator based wind energy conversion systems: A technology review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2015.

VOLTOLINI, Helio. **CONTROLE VETORIAL EM MÁQUINAS SÍNCRONAS A ÍMÃS PERMANENTES COM ENFRAQUECIMENTO DE CAMPO**. [S.l.: s.n.], 1995.

VUJACIC, Marija *et al.* Analysis of dc-Link Voltage Switching Ripple in Three-Phase PWM Inverters. **Energies**, 2018.

WEG S.A. **WEG to launch a 7 MW wind turbine**. [S.l.: s.n.], 2023. Disponível em: <https://www.weg.net/institutional/US/en/news/products-and-solutions/weg-to-launch-a-7-mw-wind-turbine>.

WEG S.A. **AEROGERADORES AGW 147 / 4.2**. [S.l.], abr. 2023. Rev. 2.

WEI, S. *et al.* Comparison and mitigation of common mode voltage in power converter topologies. *In*: CONFERENCE Record of the 2004 IEEE Industry Applications Conference, 2004. 39th IAS Annual Meeting. [S.l.: s.n.], 2004. 1852–1857 vol.3. DOI: 10.1109/IAS.2004.1348722.

WILLIAMS, Tim. **EMC for Product Designers**. [S.L]: Elsevier, 2007.

YAZDANI, Amirnaser; IRAVANI, Reza. **Voltage-Sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control, and Applications**. [S.L]: John Wiley & Sons, 2010.