



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

ESCOLA DE ENGENHARIA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA
ÊNFASE EM QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

***ANÁLISE DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS GERADAS POR UM PARQUE DE
TURBINAS EÓLICAS***

Por

Thiago Morais Parreiras

Monografia de Final de Curso

Prof. *Selênio Rocha Silva*
(Orientador)

Belo Horizonte, Março de 2012.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Curso de Especialização em Sistemas de Energia Elétrica:
Ênfase em Qualidade da Energia Elétrica

***Análise das Distorções Harmônicas Geradas por um Parque de Turbinas
Eólicas***

Thiago Morais Parreiras

Orientador: Prof. *Selênio Rocha Silva*

Monografia submetida à Banca Examinadora designada pela Comissão Coordenadora do Curso de Especialização em Sistemas de Energia Elétrica, como parte dos requisitos necessários à obtenção do *Certificado de Especialista em Sistemas de Energia Elétrica com ênfase em Qualidade da Energia Elétrica*.

Belo Horizonte, Março de 2012.

**Análise das Distorções Harmônicas Geradas por um Parque de Turbinas
Eólicas**

Thiago Morais Parreiras

Monografia submetida à Banca Examinadora designada pela Comissão Coordenadora do Curso de Especialização em Sistemas de Energia Elétrica, como parte dos requisitos necessários à obtenção do Certificado de Especialista em *Sistemas de Energia Elétrica com ênfase em Qualidade da Energia Elétrica*.

Aprovada em 22 de março de 2012.

Por:



Prof. Selênio Rocha Silva
(Orientador)



Prof. Dr. Profirio Cabaleiro Cortizo
(Relator)

*A minha amada esposa, Josiane,
pelo incentivo e apoio incondicionais.*

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, Professor Selênio Rocha Silva, que tornou possível a realização deste trabalho.

Ao coordenador, Professor Eduardo Nohme Cardoso, pelo empenho e dedicação em proporcionar aos alunos o maior aproveitamento possível do curso de especialização.

Aos professores da UFMG, em especial àqueles que lecionaram no curso de especialização, pela paciência demonstrada e pelo conhecimento compartilhado.

A todos que, de alguma forma, contribuíram para esta construção.

RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo do impacto da instalação em um determinado sistema de diversos conversores para geração eólica no que concerne a distorção da forma de onda de tensão do barramento principal da instalação. O trabalho se desenvolve através de uma introdução de algumas das diversas tecnologias existentes para geração eólica, como também as tecnologias de conversores aplicáveis a cada uma das configurações. É também abordado o funcionamento de tais conversores e o papel por eles desempenhados na geração de energia através dos ventos. Após uma explanação dos harmônicos gerados por um conversor típico utilizado neste tipo de sistema, é proposto e estudado um caso da instalação de um novo parque eólico em uma rede frágil. Os resultados de distorções harmônicas de corrente e tensão são então comparados com normas e legislação vigente. Com base nos valores obtidos verifica-se necessária a utilização de medidas adicionais para garantir as distorções harmônicas dentro dos limites exigidos pela legislação.

Palavras-chave: Conversores de potência. Geração eólica. Harmônicos.

ABSTRACT

This work presents a study of the impact of a new wind farm, in a particular system, of some converters for wind power generation with focus in the distortion of the voltage waveform in the system main bus. This document is developed through an introduction of some of the several existent topologies for wind power generation, as well the technologies of power converters applicable to each one of this configurations. It is also described the operation of these converters and the rule they have in this type of generation. After an explanation about the harmonics generated by a typical PWM converter applied to this kind of system, it is proposed and studied the behavior of a new wind farm operating in a weak grid. The voltage and current harmonic distortions are compared against the standards and current Brazilian's grid code. With the obtained values can be observed that is needed the utilization of additional measures to guarantee the level of harmonic distortion within the required limits.

Key-words: Wind power. Power converters. Harmonics.

LISTA DE SIGLAS

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

DFIG – *Doubly-fed Induction Generator* (Gerador de Indução Duplamente Alimentado)

IGBT – *Insulated Gate Bipolar Transistor* (Transistor Bipolar de Porta Isolada)

PAC – Ponto de Acoplamento Comum

PLL – *Phase Lock Loop*

PI – Proporcional-Integral

PMSG – *Permanent Magnet Synchronous Generator* (Gerador Síncrono de Imãs Permanentes)

PWHD – *Partial Weighted Harmonic Distortion* (Distorção Harmônica Parcialmente Pesada)

PWM – *Pulse Width Modulation* (Modulação por largura de pulso)

TDD – *Total Demand Distortion* (Distorção Total de Demanda)

THD – *Total Harmonic Distortion* (Distorção Harmônica Total)

THDz – *Total Harmonic Distortion with Interharmonics* (Distorção Harmônica Total com Inter-harmônicos)

VUF – *Voltage Unbalance Factor* (Fator de Desequilíbrio de Tensão)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	9
2 TECNOLOGIAS APLICADAS NA GERAÇÃO EÓLICA.....	12
2.1 Gerador operando em velocidade fixa.....	12
2.2 Gerador operando em velocidade variável.....	13
2.3 Topologias de conversores para uso em PMSG.....	17
3 FUNCIONAMENTO DO CONVERSOR.....	20
3.1 Fasores espaciais e coordenadas bidimensionais.....	20
3.2 Máxima extração de potência de uma turbina eólica.....	23
3.3 Arquitetura com retificador a diodos.....	26
3.4 Retificador PWM do lado do gerador.....	27
3.5 Chopper de descarga.....	29
3.6 Inversor do lado da rede.....	30
3.7 Filtro de saída.....	32
3.8 Simulação de um Conversor do lado da rede.....	35
4 DISTORÇÃO HARMÔNICA EM PARQUES EÓLICOS.....	45
4.1 Harmônicos em sistemas elétricos e normas relacionadas.....	45
4.2 Harmônicos e inter-harmônicos gerados por aerogeradores.....	50
4.2.1 Simulação do conversor na presença de desequilíbrios de tensão.....	51
4.2.2 Simulação do conversor na presença de impedâncias desequilibradas.....	54
4.2.3 Simulação do conversor com tempo morto no chaveamento.....	56
4.3 Ressonância e metodologia para modelagem do conversor.....	58
4.4 Estudo de caso.....	61
4.4.1 Relatório de injeção de correntes harmônicas.....	62
4.4.2 Análise de injeção de correntes harmônicas.....	66
4.4.3 Análise da influência dos harmônicos presentes na rede.....	68
5 CONCLUSÕES.....	71
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	73

1 INTRODUÇÃO

A preocupação com geração de energia elétrica através de fontes renováveis e com o menor impacto ambiental possível tem norteado, faz alguns anos, o pensamento dos governantes das principais nações do mundo. Mais recentemente, essa preocupação atingiu uma escala global ainda maior com a inserção de planos de ação nesse sentido pelas nações em desenvolvimento.

Neste contexto, a tecnologia de geração de energia renovável que tem assumido um papel de maior destaque é a geração eólica. De acordo com GWEC [2011], no final de 2010, essa fonte de energia já possuía mais de 190GW de capacidade instalada ao redor do mundo e com uma previsão de chegar ao final de 2015 com essa capacidade aumentada para mais de 230% do valor atual.

O crescimento da geração de energia elétrica através dos ventos teve princípio nos países desenvolvidos (Europa e Estados Unidos), mas já ao final de 2010 a maior contribuição para o acréscimo de capacidade instalada esteve localizada nos países em desenvolvimento, impulsionados principalmente pela China, nação de maior capacidade instalada de geração eólica no mundo. A tabela 1.1 apresenta a distribuição cumulativa de capacidade instalada através do mundo em dezembro de 2011, bem como a evolução desde o ano de 2009 [WWEA, 2012].

O ano de 2011 também representou um marco importante para a geração eólica no Brasil, quando o país ultrapassou a marca de 1GW de capacidade instalada. Ainda assim, esse valor está bem abaixo do potencial de geração para essa fonte de energia encontrada na maior nação da América do Sul, mais de 350GW. Políticas públicas tem sido implementadas como incentivo a essa fonte de energia desde 2002, sendo que a partir de 2009 estão sendo realizados diversos leilões de energia, nos quais a geração de energia através da força dos ventos tem ocupado papel de extrema importância.

Por se tratar de uma tecnologia mais recente, o setor industrial de energia eólica tem se deparado ainda com alguns problemas de instalação e operação de grandes parques eólicos e estudos tem sido realizados para saná-los [WANG, 2011].

Algumas preocupações no âmbito da qualidade de energia são peculiares da geração de energia elétrica de fonte eólica e estão, em grande parte das vezes ligadas a presença de conversores de potência para conversão total ou parcial da potência entregue às redes elétricas. Esses conversores são utilizados para controle do gerador e equalização da frequência da tensão gerada com a frequência da rede.

Tabela 1.1 – Capacidade cumulativa de geração eólica em dezembro 2011 [WWEA, 2012]

País	Capacidade Total ao final de 2011 [MW]	Acréscimo em 2011 [MW]	Capacidade Total ao final de 2010 [MW]	Acréscimo em 2010 [MW]	Capacidade Total ao final de 2009 [MW]
China*	62,733	18,000	44,733	18,928	25,810
USA	46,919	6,810	40,180	5,600	35,159
Alemanha	29,075	2,007	27,215	1,551	25,777
Espanha	21,673	1,050	20,676	1,515	18,865
Índia*	15,800	2,700	13,065	1,258	11,807
Itália*	6,747	950	5,797	950	4,850
França	6,640	980	5,660	1,086	4,574
Reino Unido	6,018	730	5,203	962	4,245
Canadá	5,265	1,267	4,008	690	3,319
Portugal*	4,290	588	3,702	345	3,357
Dinamarca	3,927	180	3,803	309	3,460
Suécia	2,816	746	2,052	603	1,450
Japão	2,501	167	2,334	251	2,083
Resto do Mundo*	24,200	6,000	18,201	3,191	15,010
Total*	238,604	42,175	196,629	37,239	159,766

*Dados preliminares

Um dos aspectos de fundamental importância na análise da qualidade de energia desses sistemas é a questão dos harmônicos. Os conversores utilizados geram algum conteúdo de corrente harmônica que, embora individualmente controlados em limites razoáveis e até normalizados [IEC, 2008], podem, de acordo com a quantidade de unidades instaladas no parque e com a fragilidade do sistema, conduzir a conteúdos intoleráveis de distorção harmônica de tensão no ponto onde o parque eólico foi instalado.

Torna-se então de extrema importância que o impacto da instalação de um novo parque eólico seja previamente estudado de forma a definir desde a fase de

projeto se serão necessárias medidas adicionais (aumento da potência do transformador, instalação de filtros harmônicos, etc.) para manter os níveis de distorção harmônica de acordo com a normalização vigente [ONS, 2010].

No sentido de analisar e exemplificar este tipo de problema, este trabalho se desenvolve primeiramente através de uma síntese das principais tecnologias e topologias de conversores aplicadas a geração eólica levando em consideração os aspectos de vantagens e desvantagens de cada uma, detalhadas no capítulo 2.

No capítulo 3 é realizada uma apresentação do funcionamento e das partes componentes de um conversor utilizado neste tipo de aplicação com foco principal na parte do conversor que é interligada ao sistema elétrico, por ser esse o ponto de principal interesse para a análise das distorções harmônicas provocadas na rede.

A questão dos harmônicos e a sua geração neste tipo de conversor são abordados no capítulo 4, seguido por um estudo de caso de uma instalação eólica onde a interação entre uma quantidade razoável de conversores e um sistema elétrico frágil resulta em um problema de qualidade da energia elétrica.

2 TECNOLOGIAS APLICADAS NA GERAÇÃO EÓLICA

Uma análise das tecnologias utilizadas e das tendências futuras para a geração eólica pode ser encontrada em RÜNCOS [2006]. Essas tecnologias de dividem, de acordo com YAZDANI [2010] em dois grandes grupos: gerador operando a velocidade fixa e gerador operando a velocidade variável.

2.1 Gerador operando em velocidade fixa

Nesse tipo de geração, o gerador deve trabalhar com o estator conectado diretamente a rede elétrica, tendo portanto a sua frequência imposta pela rede. Como a velocidade de rotação da turbina é normalmente abaixo da velocidade de operação do gerador, é necessário a utilização de um multiplicador de velocidades.

Na figura 2.1 estão indicadas duas opções para esta forma de geração, uma fazendo uso do gerador assíncrono de gaiola (Fig. 2.1 a) e outra do gerador síncrono (Fig. 2.1 b).

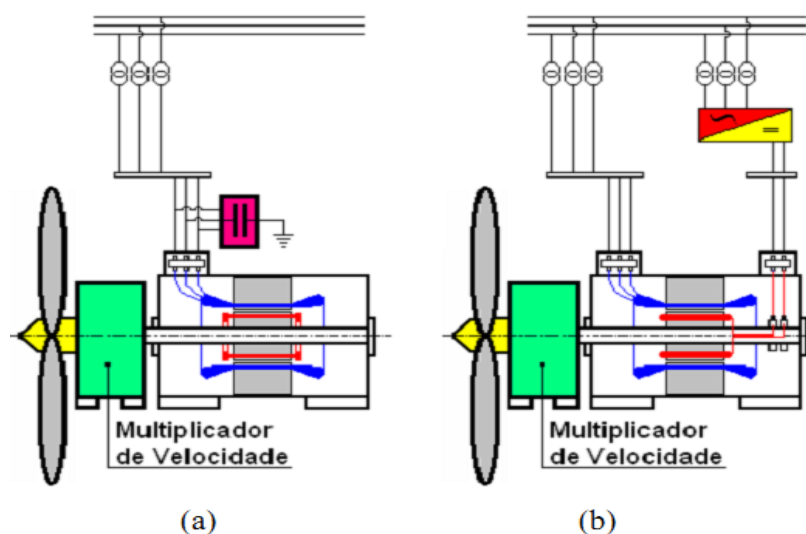


Figura 2.1 – Geração em velocidade fixa. a) Gerador assíncrono. b) Gerador síncrono

No caso da utilização da máquina síncrona, a mesma deve trabalhar com uma rotação constante o que torna o grupo gerador rígido e exige uma difícil sincronização com a rede. A excitação da máquina é feita através da inserção de corrente contínua no circuito de campo através de anéis coletores. Não há nenhuma possibilidade de regulação de velocidade, o que fez com que essa tecnologia desaparecesse do mercado.

Por sua vez, quando utilizada a máquina assíncrona, essa permite uma pequena variação de velocidade, com escorregamento tipicamente inferior a 5%. A velocidade do rotor deve ficar acima da síncrona para permitir a ação geradora. Faz-se necessário, nessa tecnologia, o uso de capacitores para fornecer o reativo absorvido pela máquina.

A principal vantagem deste tipo de tecnologia reside no fato de ser necessária pouca ou nenhuma eletrônica de potência para a realização física da mesma, reduzindo assim os custos iniciais e a complexidade do controle.

Esse tipo de tecnologia, que possui o gerador conectado diretamente a rede, está sujeito a grande estresse mecânico, uma vez que variações bruscas de energia (como rajadas de vento) não tem como serem armazenadas de forma inercial pela máquina (sistema rígido). Além disso essa tecnologia apresenta maiores problemas de qualidade de energia e menor aproveitamento da potência disponível pelos ventos devido ao fato de não haver possibilidade de variação de velocidade (mais detalhes sobre esse assunto serão dados no capítulo 3).

2.2 Gerador operando em velocidade variável

Devido aos problemas da forma de geração mencionada no item anterior, as tecnologias mais promissoras no ramo geração eólica e que permitem a sua expansão com maior eficiência são as que permitem ao gerador a operação em velocidade variável.

Como a frequência da rede é fixa e como existe um conjugado ótimo da

máquina para retirar a máxima potência possível (maior fator de capacidade¹) para cada valor de velocidade do vento, essas tecnologias necessitam invariavelmente do uso de conversores elétricos de potência de forma a atenderem, simultaneamente, esses dois requisitos.

A intensa busca por uma maior eficiência deste tipo de geração e o desenvolvimento contínuo da eletrônica de potência deu origem a uma série de tecnologias para operação em velocidade variável. Em algumas delas, toda a potência elétrica fornecida pelo gerador é entregue a rede através do conversor conforme é ilustrado nas figuras 2.2 e 2.3.

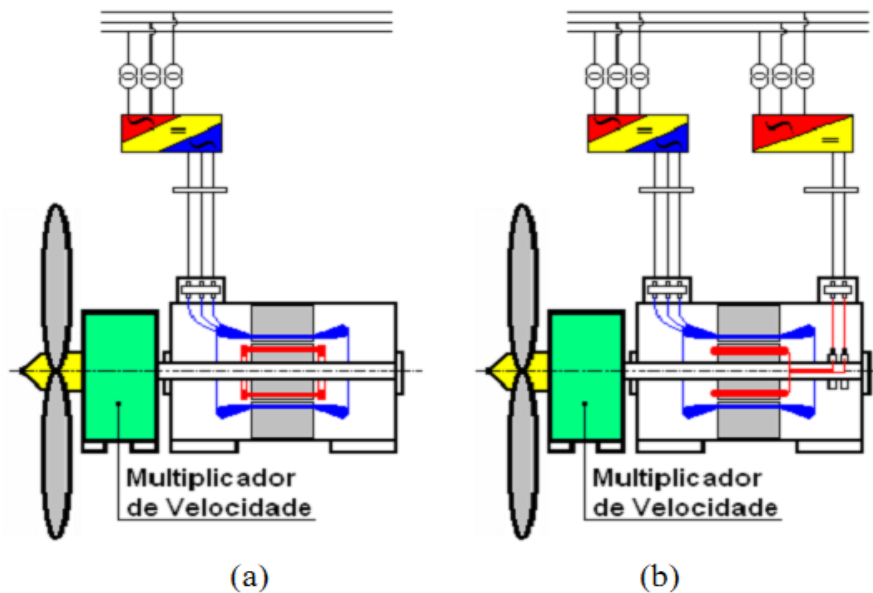


Figura 2.2 – Geração em velocidade variável. a) Gerador assíncrono. b) Gerador síncrono

A turbina da figura 2.2 a) possui um gerador assíncrono de rotor de gaiola que tem o seu enrolamento de estator ligado a rede através de um conversor, de forma semelhante ocorre com o gerador síncrono da figura 2.2 b) que também necessita de uma excitação independente para o circuito de campo. Em ambos os casos, o barramento CC do conversor desacopla o gerador da rede permitindo uma grande flexibilidade na variação de velocidade do conjunto. Ambos tem que trabalhar numa

1 O fator de capacidade de um gerador é definido pela razão entre a entrega real de energia num determinado período de tempo pela energia que poderia ser entregue no mesmo período caso o gerador tivesse operado em sua potência nominal.

velocidade acima da velocidade da turbina e, portanto, necessitam de um multiplicador de velocidades, o que acarreta em custos de manutenção. O gerador assíncrono é de menor custo e mais robusto, porém exige que a sua demanda de reativos necessários para excitá-lo seja proveniente do conversor (não há mais a necessidade de um banco adicional de capacitores), exigindo maior capacidade de corrente do conversor.

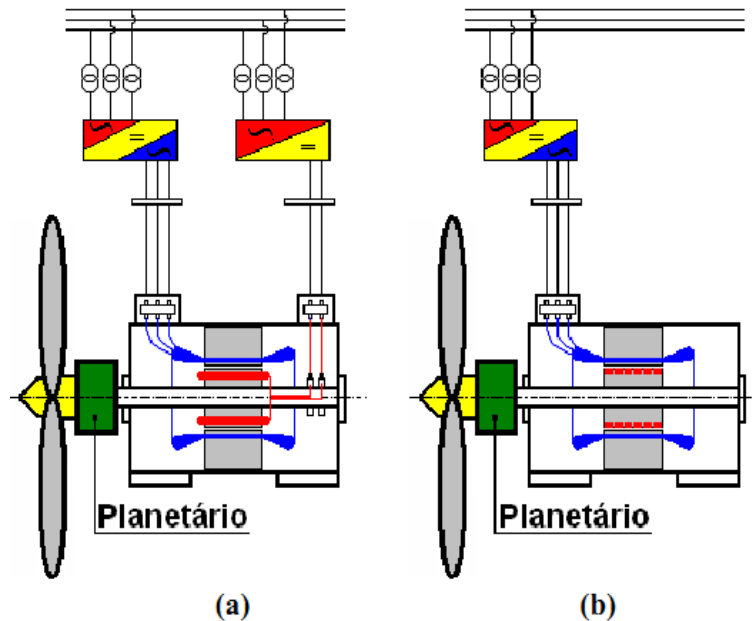


Figura 2.3 – Turbinas com geradores síncronos de grande número de polos. a) Excitação independente. b) Ímãs permanentes.

Na figura 2.3 são apresentadas duas soluções fazendo-se do uso de um gerador síncrono de grande número de polos, o que dispensa a utilização do multiplicador de velocidades. Em 2.3 a) utiliza-se um gerador síncrono com excitação independente, enquanto que em 2.3 b) utiliza-se um gerador síncrono de ímãs permanentes, ou PMSG (do inglês *Permanent Magnet Synchronous Generator*).

O PMSG não permite a regulação da tensão gerada, que é desnecessária nesta configuração, e apresenta um rendimento maior devido a quase ausência de perdas no rotor.

Essas soluções (fig. 2.2 e 2.3) apresentam como desvantagem o custo do conversor (plena potência) e o custo dos filtros necessários na saída para evitar a poluição da rede através dos harmônicos provenientes do conversor. No sentido de

mitigar esses custos, outra opção tecnológica emprega os geradores assíncronos duplamente alimentados, ou DFIG (do inglês *Doubly-fed Induction Generator*) onde o estator é conectado diretamente a rede elétrica e o rotor é alimentado através de um conversor de menor potência (no máximo 30% da energia gerada).

A figura 2.4 ilustra a tecnologia DFIG, onde, por se tratar de um gerador assíncrono, é necessária a utilização de um multiplicador de velocidades. Esse tipo de sistema permite uma regulação de velocidade na faixa de +/- 30% da velocidade síncrona, onde para velocidades do rotor inferiores a do estator (escorregamento positivo) o estator fornece potência a rede enquanto o rotor consome. Já quando o rotor possui velocidades superiores à velocidade síncrona (escorregamento negativo), tanto estator quanto rotor fornecem potência a rede. O conversor de rotor deve, portanto, permitir o fluxo de potências bidirecional.

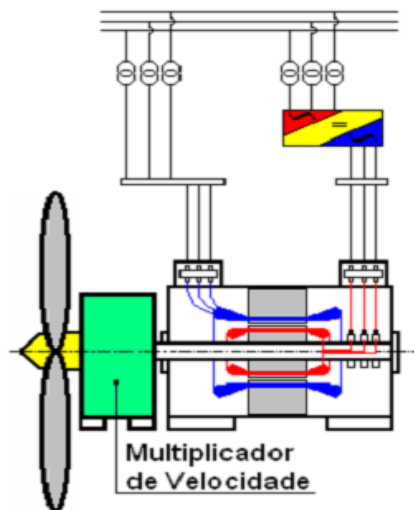


Figura 2.4 – Turbina com gerador assíncrono duplamente alimentado

Nessa tecnologia, os custos com eletrônica de potência e filtros são extremamente reduzidos, porém como desvantagens estão a necessidade de um multiplicador de velocidades e de escovas no rotor, levando a maiores custos de manutenção. Já existem estudos [RÜNCOS, 2006] para viabilizar um DFIG sem a necessidade de escovas, através de um enrolamento auxiliar também localizado no estator (Fig. 2.5), de forma a eliminar as perdas nas escovas.

O trabalho aqui desenvolvido se dará no âmbito da tecnologia PMSG, para a qual os capítulos 3, 4 e 5 estão direcionados.

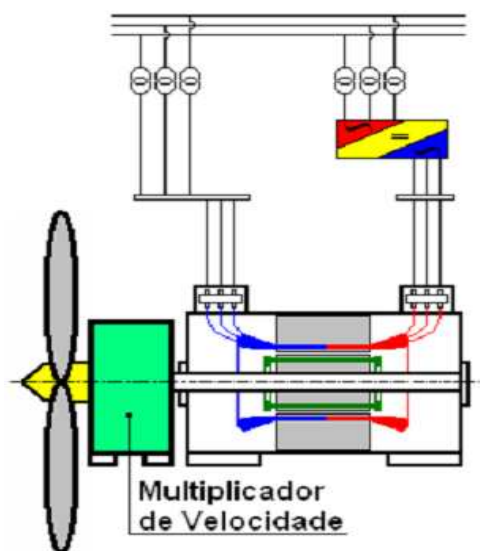


Figura 2.5 – DFIG sem escovas

2.3 Topologias de conversores para uso em PMSG

BAROUDI [2007] faz uma revisão e um comparativo sobre diversas topologias de conversores utilizando tiristores, diodos retificadores e/ou células de chaveamento (normalmente, IGBT – *Insulated Gate Bipolar Transistor*) para os variados tipos de tecnologias de geração mencionadas no item 2.2. Neste trabalho torna-se interessante mencionar basicamente duas topologias aplicáveis ao PMSG, conforme pode ser verificado nas figuras 2.6 e 2.7.

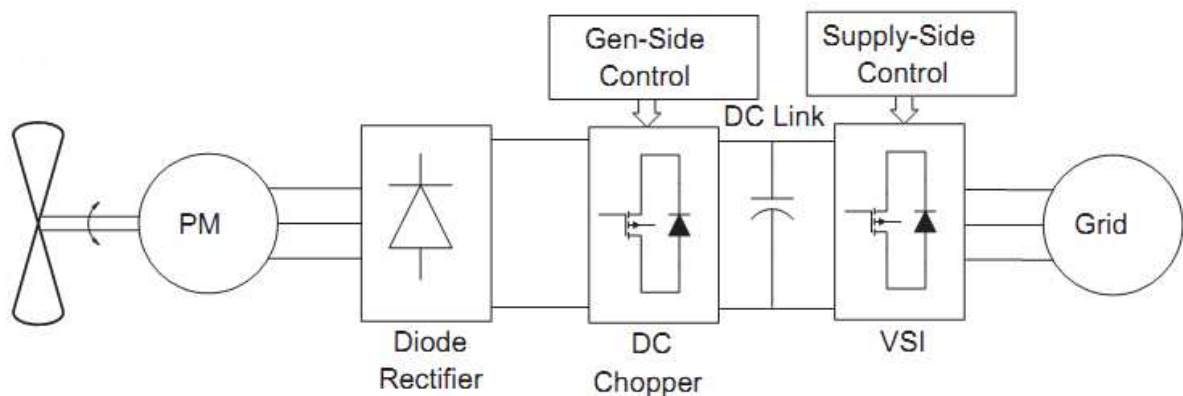


Figura 2.6 – Conversor com retificador na entrada

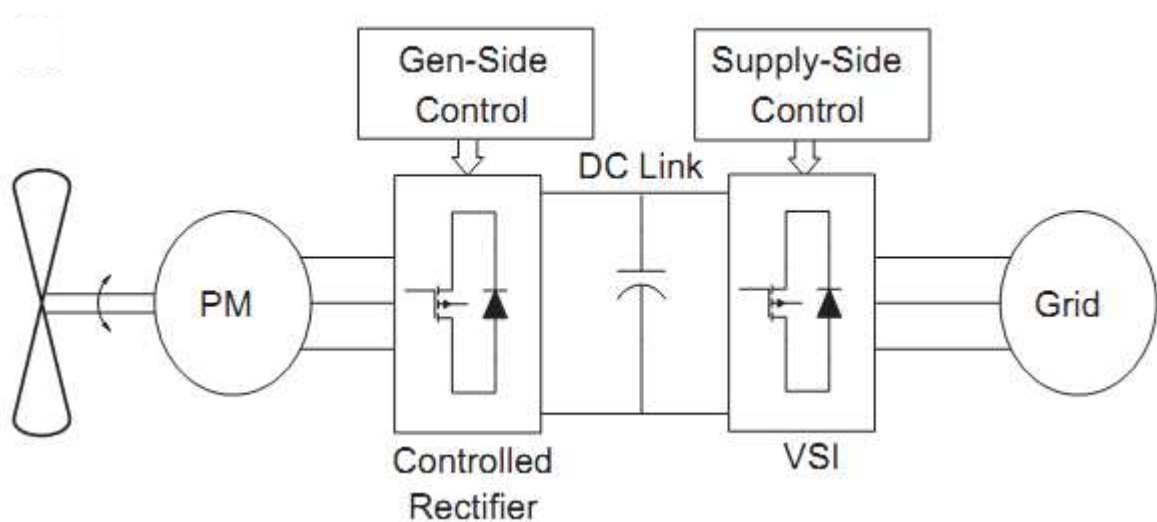


Figura 2.7 – Conversor *back-to-back* PWM

A primeira delas (Fig. 2.6) utiliza uma ponte retificadora trifásica no lado do gerador seguida de um conversor *boost* (ou elevador de tensão) CC-CC. O conversor da figura 2.7, por sua vez, utiliza um retificador com modulação PWM (do inglês *Pulse Width Modulation*) do lado do gerador que cumpre as mesmas finalidades do conjunto retificador – *chopper boost* indicado na primeira opção.

Em ambas opções, o conversor escolhido para a operação do lado da rede é um inversor PWM, que fazendo-se do uso de um PLL (do inglês *Phase Lock Loop*), opera em sincronismo com a rede elétrica. Também nos dois casos, o controle dos dois conversores pode ser realizado de forma independente um do outro (mais detalhes podem ser vistos no capítulo 3) o que facilita em muito a aplicação.

O conversor da figura 2.6 possui como vantagens o custo inicial menor, baixas perdas no retificador e baixas taxas de elevação de tensão nos enrolamentos do estator. Como desvantagem, este conversor normalmente exige a aplicação de filtros do lado do gerador devido a presença de harmônicas nas correntes, além de uma regulação limitada de tensão em altas rotações.

A vantagem do conversor da figura 2.7 (também conhecido como *back-to-back*) sobre um conversor que utiliza retificadores a diodos na entrada, é a de possuir uma maior controlabilidade de todo o sistema, permitindo maior flexibilidade para o projeto e operação do conjunto.

3 FUNCIONAMENTO DO CONVERSOR

3.1 Fasores espaciais e coordenadas bidimensionais

O controle de conversores trifásicos sem nenhuma transformação de coordenadas seria um tanto quanto complicado devido a natureza alternada das correntes e tensões envolvidas, ao acoplamento característico das grandezas envolvidas, ao desbalanceamento presente no sistema e nas cargas, entre outros.

Nesse sentido é de uso comum na engenharia de conversores de energia a conversão do sistemas de coordenadas trifásico para as representações no plano rotativo dq. Essa representação é tratada com maior profundidade por YAZDANI [2010], mas pode ser sintetizada pela figura 3.1 e alguns comentários que seguem.

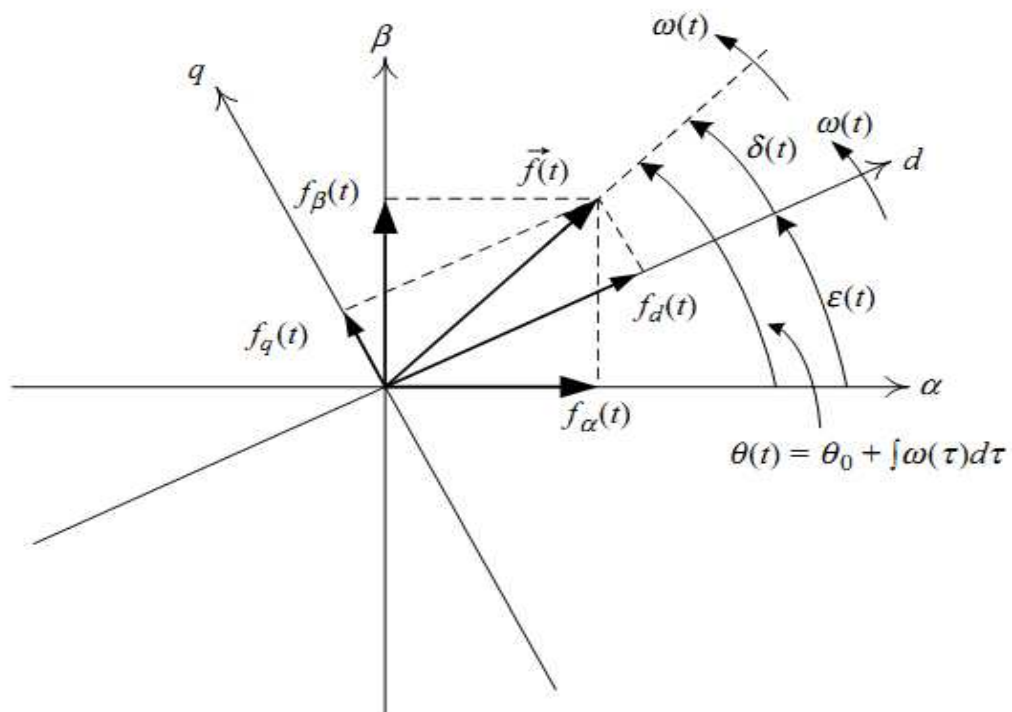


Figura 3.1 – Fasor espacial e coordenadas $\alpha\beta$ e dq

Partindo-se do sistema equilibrado trifásico caracterizado pelo conjunto de equações (3.1), a representação em fasor espacial pode ser obtida através da aplicação da transformada presente em (3.2).

$$\begin{aligned} f_a(t) &= \cos(\omega t + \theta_0) \\ f_b(t) &= \cos(\omega t + \theta_0 - \frac{2\pi}{3}) \\ f_c(t) &= \cos(\omega t + \theta_0 - \frac{4\pi}{3}) \end{aligned} \quad (3.1)$$

$$\vec{f}(t) = \frac{2}{3} \cdot \left[e^{j0} \cdot f_a(t) + e^{j\frac{2\pi}{3}} \cdot f_b(t) + e^{j\frac{4\pi}{3}} \cdot f_c(t) \right] = \hat{f} \cdot e^{j\theta_0} \cdot e^{j\omega t} \quad (3.2)$$

Essa é a representação um sistema de coordenadas trifásicas simétricas através de um fasor de amplitude constante girando a uma velocidade ω percorrendo uma trajetória circular centrada no plano complexo (Fig. 3.1).

De forma a poder representar também um sistema assimétrico e poder desacoplar as componentes naturalmente acopladas no sistema de coordenadas original, o fasor espacial é decomposto em suas coordenadas alfa e beta (3.3) para posteriormente sofrer uma transformação para coordenadas d e q (3.4), onde o valor de $\varepsilon(t)$ é escolhido conforme critérios de análise.

$$\vec{f}(t) = f_\alpha(t) + j \cdot f_\beta(t) \quad (3.3)$$

$$f_d + j \cdot f_q = [f_\alpha(t) + j \cdot f_\beta(t)] \cdot e^{-\varepsilon(t)} \quad (3.4)$$

A grande vantagem do uso do plano rotativo dq reside justamente no fato da opção de escolha do valor de $\varepsilon(t)$ de forma a simplificar a análise e o controle do conversor em questão.

A escolha de $\varepsilon(t)$, tal que os fasores sejam síncronos com as grandezas trifásicas, conforme (3.5) nos permite o uso de controladores convencionais do tipo proporcional-integral (PI), uma vez essa passa a ser uma representação

estacionária (CC) do sistema trifásico senoidal.

$$\varepsilon(t) = \varepsilon_0 + \int \omega(\tau) \cdot d\tau \rightarrow f_d + j \cdot f_q = \hat{f}(t) \cdot e^{j(\theta_0 - \varepsilon_0)} \quad (3.5)$$

As potências ativa e reativa em coordenadas dq são obtidas através das equações (3.6) e (3.7) respectivamente. Caso o valor de v_q seja mantido nulo, por orientação do eixo de coordenadas, e o $\varepsilon(t)$ seja mantido igual ao ângulo do fasor espacial da tensão da rede (o primeiro sendo consequência do segundo ou vice versa), as potências real e reativa passam a ser função das correntes de eixo d e q, respectivamente. Essa função pode ser atingida através do uso de um PLL como o da figura 3.2 e representa uma aplicação típica para conversores conectados a rede de alimentação.

$$P(t) = \frac{3}{2} \cdot [v_d(t) \cdot i_d(t) + v_q(t) \cdot i_q(t)] \quad (3.6)$$

$$Q(t) = \frac{3}{2} \cdot [-v_d(t) \cdot i_q(t) + v_q(t) \cdot i_d(t)] \quad (3.7)$$

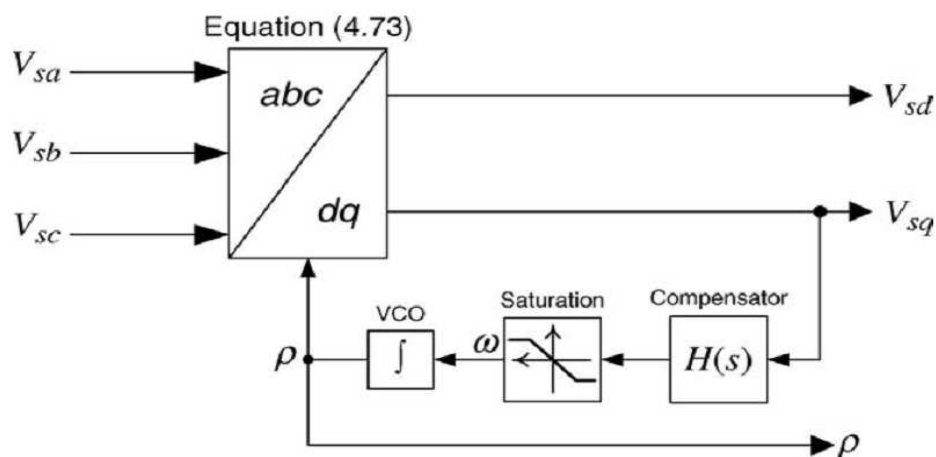


Figura 3.2 – Diagrama esquemático de um PLL

No caso de inversores estáticos aplicados para o controle de máquinas

assíncronas ou síncronas, onde o principal objetivo é regular o fluxo da máquina a um valor constante e controlar o conjugado dinamicamente, o fluxo e o conjugado em coordenadas dq podem ser desacoplados e feitos proporcionais as correntes de eixo d e q, respectivamente. Para tanto, é necessário que o valor de $\epsilon(t)$ seja escolhido igual ao ângulo de fluxo rotórico para a máquina assíncrona (obtido através de técnicas de estimação) ou igual ao ângulo elétrico do rotor para a máquina síncrona (obtido através de um *encoder* no eixo ou de técnicas de estimação).

3.2 Máxima extração de potência de uma turbina eólica

A operação de uma turbina eólica pode ser caracterizada pela sua potência mecânica conforme mostrado em [YAZ 10]:

$$P_{tur} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_w^3 \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad (3.8)$$

$$\lambda = \frac{r \cdot \omega_{tur}}{v_w} \quad (3.9)$$

$$A = \pi \cdot r^2 \quad (3.10)$$

onde

P_{tur} = potência mecânica da turbina [W]

ρ = massa específica do ar [kg / m³]

A = área da turbina [m²]

r = raio da turbina [m]

v_w = velocidade do vento [m/s]

C_p = coeficiente de potência < 0,593 (limite Betz)

λ = relação de velocidade “*tip speed ratio*” [adimensional]

β = ângulo de passo [graus]

ω_{tur} = velocidade angular da turbina [rad/s]

Em geral, o ângulo de passo é mantido em mínimo valor durante a operação (máximo aproveitamento do vento) para velocidades do vento que conduzam até a potência nominal da turbina. Acima disso, esse ângulo começa a aumentar podendo no caso mais crítico (ventos extremamente fortes) agir de forma a parar a turbina, [ANAYA-LARA, 2009].

O valor de λ relaciona a velocidade da turbina com a velocidade do vento. Conforme pode ser visto na figura 3.3, para um dado valor de β (no caso, $\beta = 0$) cada velocidade do vento representa uma curva de potência que possui um ponto específico de máxima potência de operação.

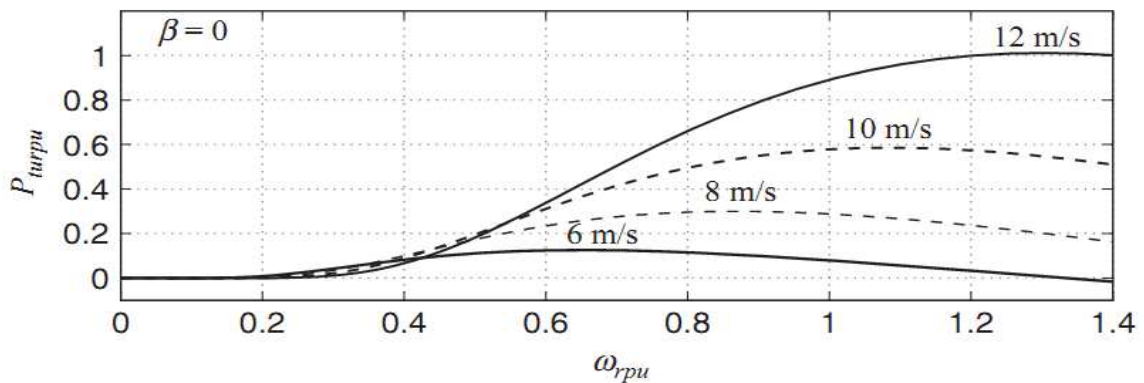


Figura 3.3 – Curvas características potência x velocidade de uma dada turbina eólica

Na figura 3.3 é possível visualizar uma das vantagens da utilização de tecnologias de velocidade variável do gerador. Caso fosse mantida constante a velocidade do gerador (como citado no item 2.1), não seria possível aproveitar o máximo potencial de geração elétrica que cada valor de velocidade do vento representa para uma determinada turbina. Há um ganho, em geral, de 5 a 6% na operação a velocidade variável.

Através da manipulação das equações (3.8) e (3.9), pode-se verificar que a potência da turbina é proporcional ao cubo de sua velocidade angular, e como

consequência direta, seu torque será proporcional ao quadrado dessa velocidade. Portanto, um algoritmo de controle do conversor para rastrear o ponto de máxima potência deve forçar o torque da turbina a mudar proporcionalmente ao quadrado da velocidade do rotor e garantir uma relação entre a velocidade da turbina e do vento tal que λ tenha sempre o valor necessário para garantir o máximo coeficiente de potência (ver figura 3.4).

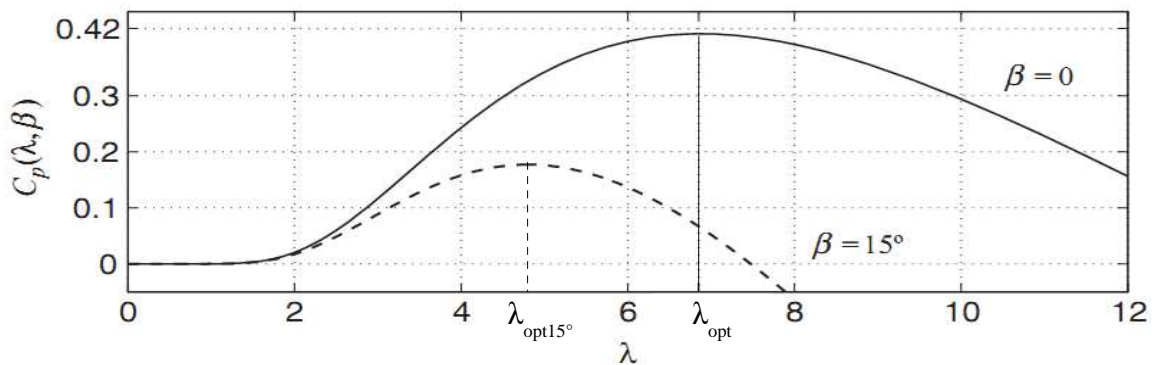


Figura 3.4 – Coeficiente de performance em função de λ para uma turbina

Esses objetivos podem ser alcançados se o conjugado elétrico imposto a máquina obedecer as relações indicadas em (3.11) e (3.12), onde o subíndice *opt* sempre indica um valor obtido para o ponto de máxima potência. A figura 3.5, ilustra a rastreamento do ponto de máxima potência obtido por essa estratégia de controle.

$$T_e = -k_{opt} \cdot \omega_r^2 \quad (3.11)$$

$$k_{opt} = \frac{0,5 \cdot \rho \cdot A \cdot r^3 \cdot C_{pmax}}{\lambda_{opt}^3} \quad (3.12)$$

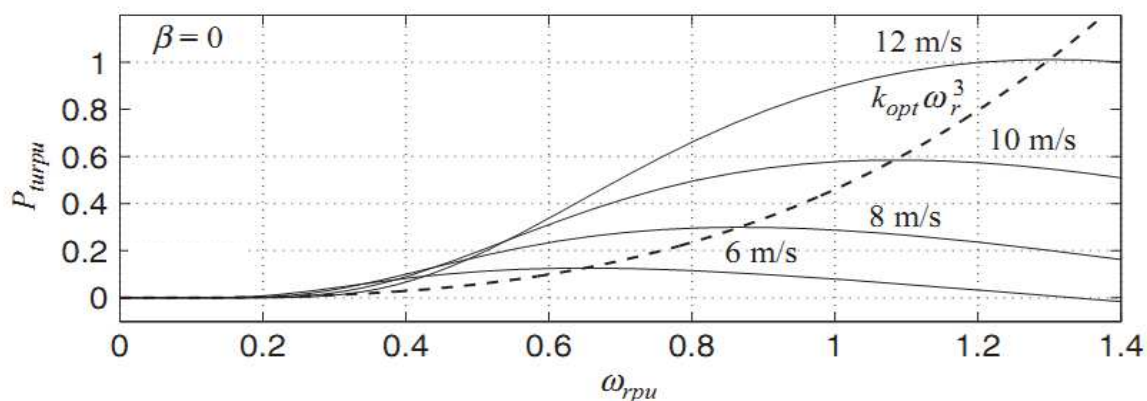


Figura 3.5 – Ilustração gráfica do rastreamento do ponto de máxima potência

3.3 Arquitetura com retificador a diodos

A arquitetura de aerogeradores com retificador a diodos no lado do gerador, como o da figura 2.6, possui, em geral, do lado do gerador capacitores (ainda em corrente alternada – CA) uma ponte retificadora não controlada e um conversor CC-CC elevador de tensão. Um exemplo mais detalhado é mostrado na figura 3.6.

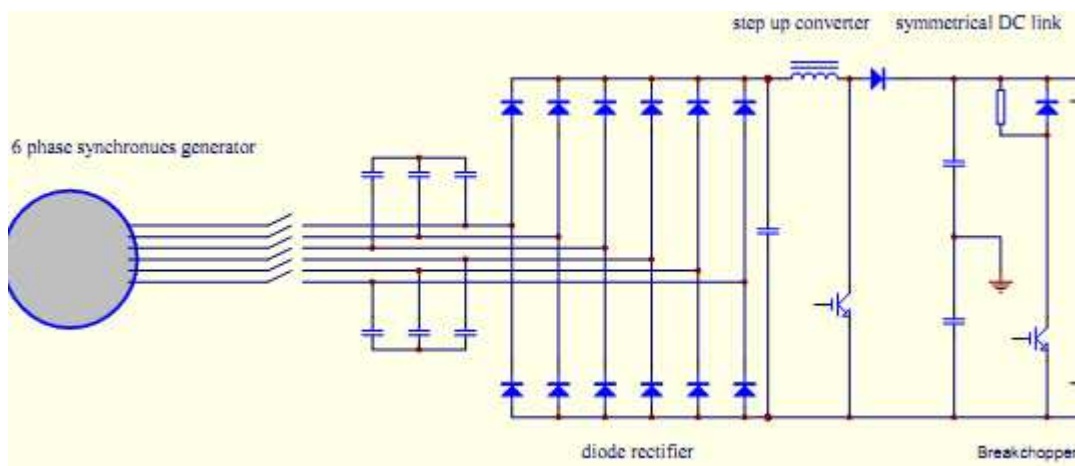


Figura 3.6 – Um conversor com retificador não-controlado do lado do gerador

Toda a potência gerada pela máquina é retificada e entregue a barramento CC do conjunto através do retificador não controlado. Como um PMSG possui uma alta indutância de estator a baixas velocidades, a potência máxima a ser extraída da

turbina poderia ser limitada devido a queda de tensão no estator. Todavia, isso não ocorre devido a presença de capacitores conectados em paralelo com o gerador.

Para lidar com a tensão variável do PMSG, um conversor elevador (ou *step up*) é utilizado entre o retificador e o barramento CC. Esse conversor controla a tensão CC através da variação de sua razão cíclica, mantém uma tensão apropriada no barramento CC do inversor do lado da rede e, sobretudo, permite a regulação do conjugado elétrico do gerador (conforme necessidade indicada no item anterior) através do controle da corrente média entregue ao barramento CC.

3.4 Retificador PWM do lado do gerador

Conforme visualizado na figura 2.7, uma alternativa a utilização do conjunto capacitores CA / retificador não-controlado / conversor elevador seria a aplicação de um conversor utilizando uma ponte trifásica com IGBT's, exatamente idêntico ao conversor do lado da rede no que diz respeito a eletrônica de potência.

Essa alternativa permite a aplicação de um controle em coordenadas dq que, para o caso do PMSG, é baseado na modelagem da máquina representada pelas equações (3.13), (3.14) e (3.15) e pela figura 3.7.

$$\begin{bmatrix} \lambda_{sd} \\ \lambda_{sq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & 0 \\ 0 & L_q \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \lambda_m \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda_{sd} \\ \lambda_{sq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \omega_r \\ -\omega_r & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \lambda_{sd} \\ \lambda_{sq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -R_s & 0 \\ 0 & -R_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{sd} \\ V_{sq} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

$$T_e = \frac{3}{2} \cdot (L_d - L_q) \cdot i_{sd} \cdot i_{sq} + \frac{3}{2} \cdot \lambda_m \cdot i_{sq} \quad (3.15)$$

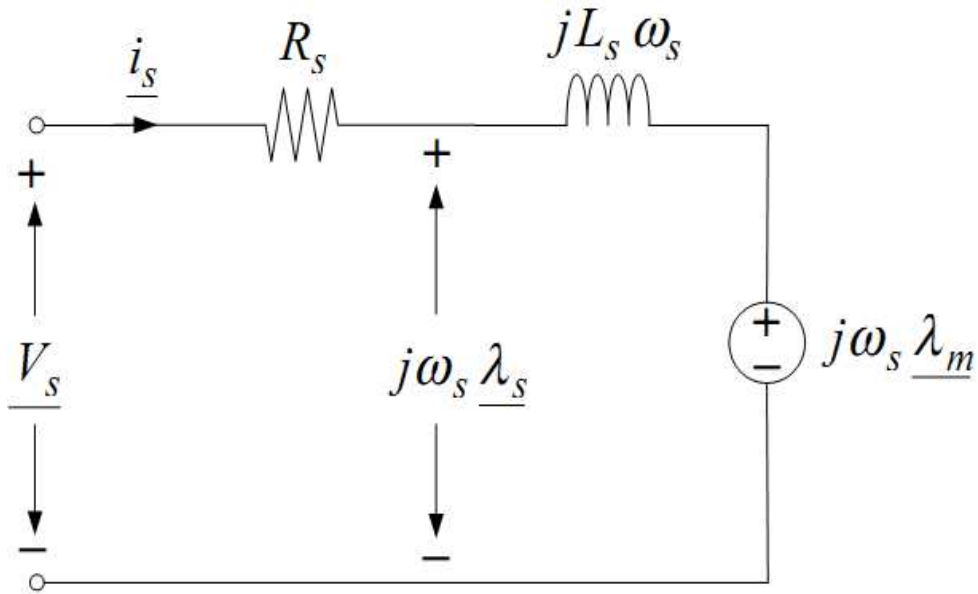


Figura 3.7 – Circuito equivalente de um PMSG em regime permanente (domínio fasorial)

onde λ_{sdq} , i_{sdq} e V_{sdq} representam, respectivamente, as componentes de fluxo, corrente e tensão no estator, ω_r significa a velocidade angular do rotor e L_d e L_q são as indutâncias de eixo d e q do estator, as quais dependem da geometria do rotor ($L_d = L_q$ para rotor a polos não salientes). O parâmetro λ_m representa a máxima quantidade de fluxo gerado pelos ímãs do rotor e que é concatenada aos enrolamentos do estator.

Conforme indicado na equação (3.15), o conjugado elétrico da máquina é composto de dois termos. O termo mais a direita é proporcional ao produto entre i_{sd} e i_{sq} , chamado conjugado de relutância, enquanto que o termo mais a esquerda é proporcional a i_{sq} e é chamado de conjugado síncrono.

Num esquema de controle em modo de corrente, i_{sd} e i_{sq} podem ser independentemente controladas [YAZDANI, 2010], logo o conjugado pode ser controlado de forma a atingir (3.11) através de diferentes combinações de trajetórias das correntes. A combinação desejada é geralmente selecionada através de critérios de desempenho como eficiência da máquina, razão entre conjugado e corrente, entre outros.

É comum nas aplicações em geração eólica, que o termo $(L_d - L_q)$ seja suficientemente pequeno (a saliência do rotor não é significativa) e portanto i_{sd} pode

ser regulada em zero para obter o conjugado elétrico máximo com o mínimo de corrente de linha [BAROUDI, 2007]. Trata-se de uma situação comum nas máquinas a ímãs superficiais.

A passagem dos pulsos PWM nos cabos entre o conversor e o PMSG pode resultar em stress do isolamento dos enrolamentos da máquina devido ao alto dv/dt ao qual o gerador fica sujeito. Portanto, com o uso desse tipo de conversor pode ser necessária a aplicação de filtros para mitigar esse efeito [JOUANEE, 1996].

3.5 Chopper de descarga

O procedimento de rede estabelece que no caso de um afundamento de tensão no ponto de conexão da rede básica de uma central eólica, a central deve permanecer em funcionamento caso a tensão em seus terminais permaneça acima da curva indicada na figura 3.8 [ONS, 2009].

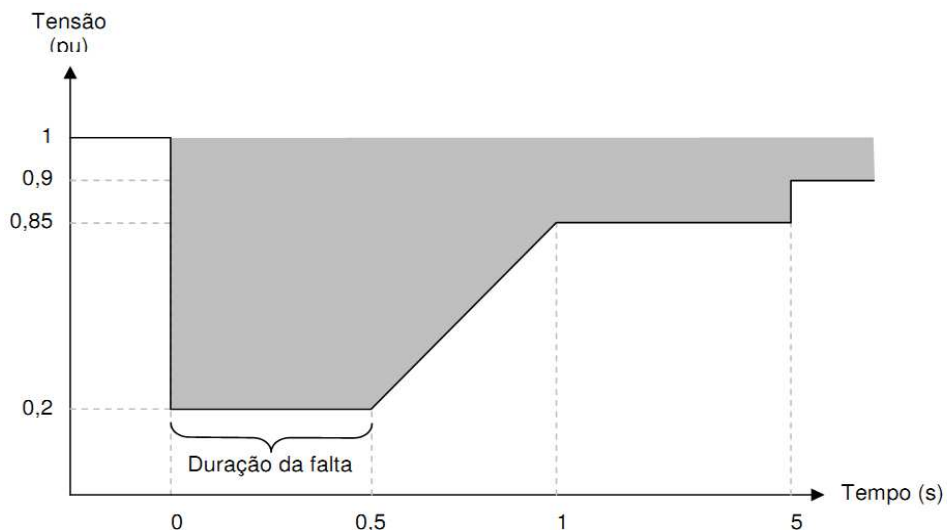


Figura 3.8 – Curva de suportabilidade do aerogerador a afundamentos de tensão [ONS 09]

Essa suportabilidade a afundamentos de tensão na rede (no inglês *Fault Ride-Through Capability*) em muitos casos exige a presença de um *chopper* CC ligado a um resistor (*chopper* de descarga) e instalado no barramento CC (figura 3.9).

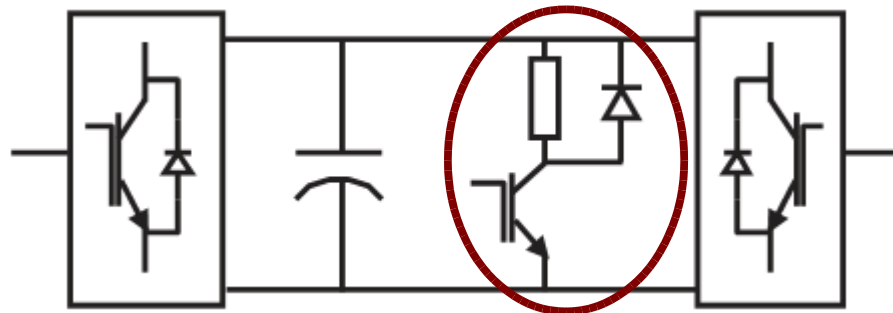


Figura 3.9 - Conversor eólico fazendo uso de um *chopper* de descarga

No caso de uma grande afundamento de tensão na rede da concessionária com a geração a plena potência, o conversor não pode entregar a potência a rede e a corrente do gerador continua a carregar o barramento CC através dos diodos de roda livre [ANAYA-LARA 09]. De maneira a limitar a tensão no barramento CC durante tal situação de falha na rede, o excesso de energia é dissipado no resistor, pela operação deste *chopper* de descarga.

3.6 Inversor do lado da rede

Tanto a tecnologia da figura 2.6 quanto a tecnologia da figura 2.7 utilizam um inversor PWM para a conexão com o sistema elétrico. Esse inversor, chamado aqui de conversor do lado da rede, pode ser representado pelo diagrama esquemático da figura 3.10.

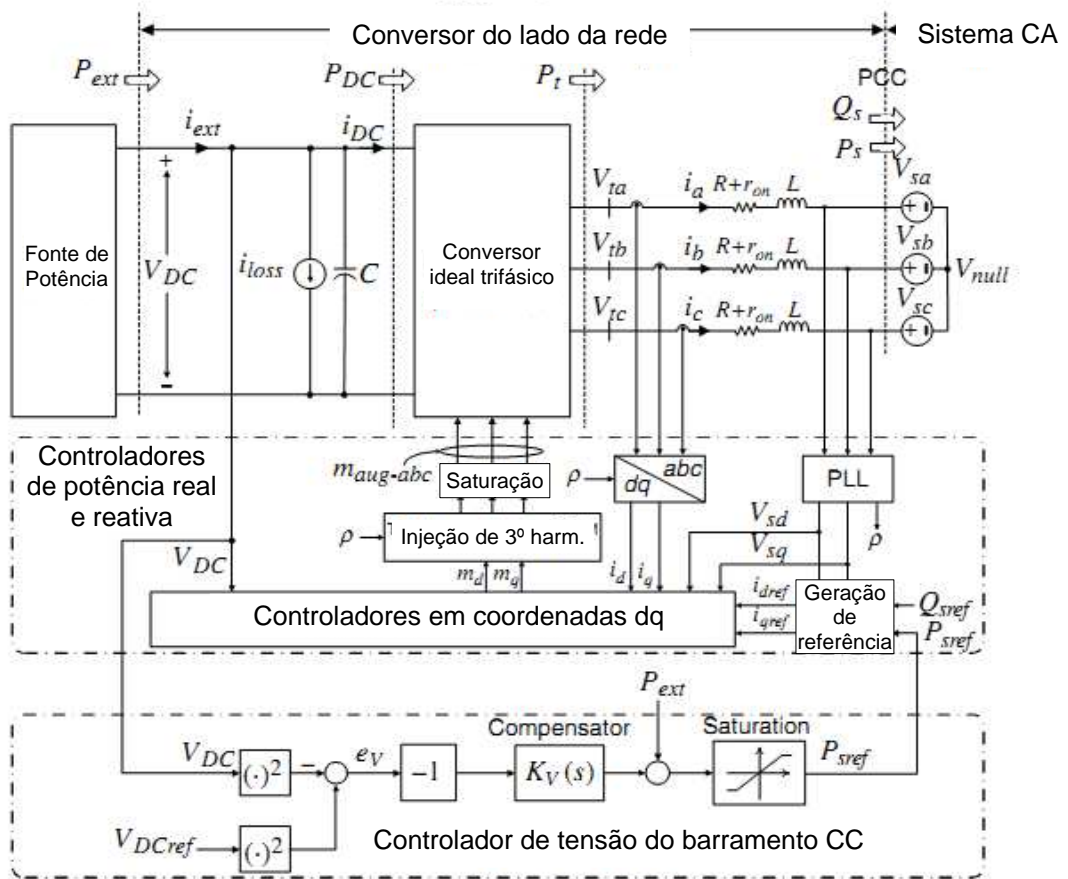


Figura 3.10 - Diagrama esquemático do conversor eólico do lado da rede

Esse é um conversor no qual a frequência fundamental é definida pela rede na qual ele está conectado, o que, por sua vez, é garantido pela utilização do PLL. O seu controle é feito no modo de corrente através da utilização de coordenadas dq conforme mencionado na seção 3.1, onde as referências de potência ativa e reativa tem relação direta com as correntes de referência i_d e i_q , respectivamente.

A referência do valor de potência ativa a ser entregue a rede é enviada através de uma malha de controle da tensão no barramento CC com o objetivo de regular esse valor.

A referência de potência reativa é um valor que pode ser definido de acordo com a necessidade da instalação. Ela pode ser zero para que o conversor opere com fator de potência unitário, ou pode ser controlada por uma malha de controle com o objetivo de regular a tensão da instalação.

A dinâmica final do conjunto é que toda a energia produzida pelo gerador é

entregue ao barramento CC pelo conversor do lado do gerador. Com a tendência de subida ou descida do valor de tensão neste ponto, é acrescida ou decrescida a quantidade de potência ativa a ser entregue a rede pelo conversor do lado da rede. Dessa forma há interação indireta entre o controle dos conversores mencionados no item 3.3 ou 3.4 com o controle aqui desenvolvido. São controles projetados de forma independente entre si, mas que interagem entre si pela dinâmica do barramento CC.

3.7 Filtro de saída

O inversor do lado da rede convencional possui uma modulação PWM conforme indicado na figura 3.11.

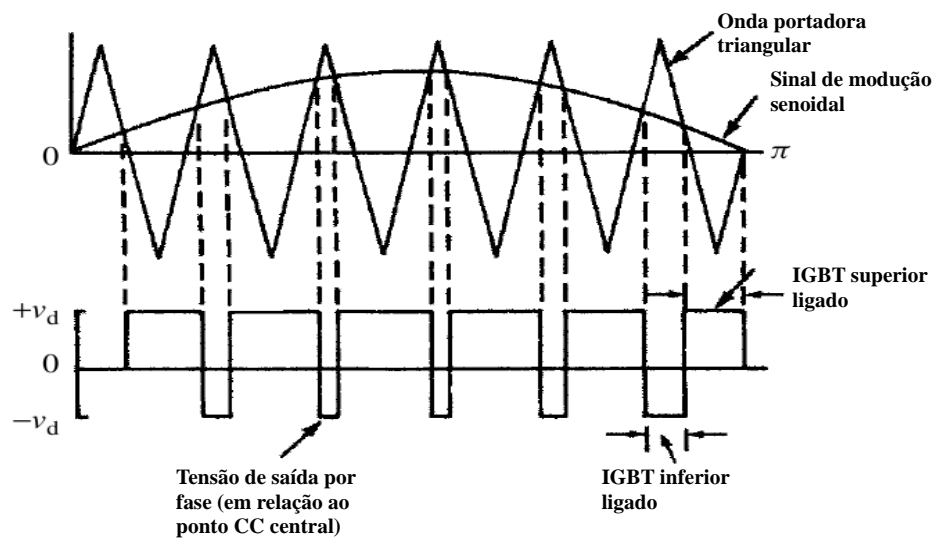


Figura 3.11 - Princípio de operação do comando PWM clássico senoidal

Esse tipo de modulação tem o princípio de funcionamento de geração do sinal de comando dos IGBTs através da comparação de um sinal triangular na frequência de chaveamento com um sinal de modulação na frequência fundamental desejada.

Os harmônicos na tensão de saída estão posicionados nas bandas laterais da frequência de chaveamento e seus múltiplos [ARRILAGA, 2003]. É comum, no caso de conversores trifásicos, escolher um valor m_f que seja ímpar e múltiplo de três [MOHAN, 1995]. Dessa forma, as ordens harmônicas são dadas pela equação

(3.16), onde m_f é a razão de frequência de modulação, k e n são números inteiros. Para valores ímpares de k , só existem harmônicos para valores pares de n e vice-versa, conforme ilustrado na figura 3.12.

$$h = k \cdot m_f \pm n \quad (3.16)$$

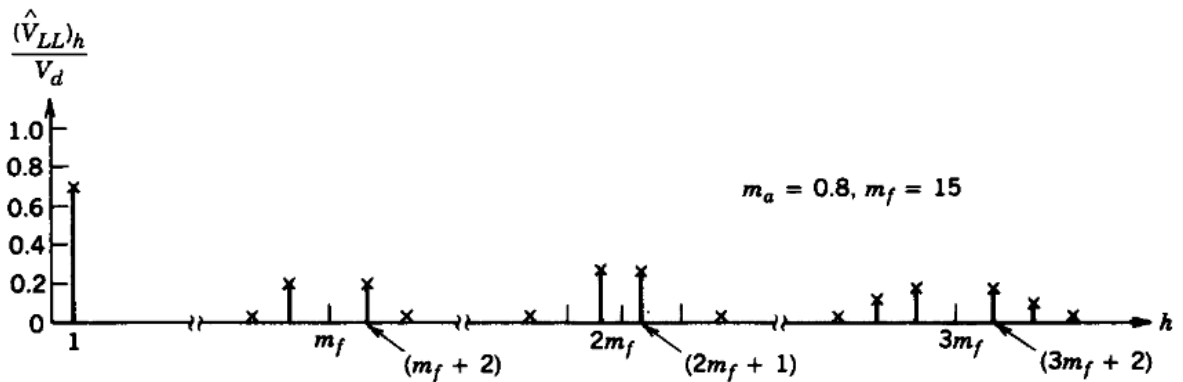


Figura 3.12 - Espectro harmônico de um chaveamento PWM trifásico [MOHAN, 1995]

Esse espectro harmônico na tensão de saída do conversor do lado da rede produz um *ripple* harmônico de alta ordem indesejado na corrente que pode perturbar outras cargas sensíveis ou equipamentos a ela conectados, além de produzir perdas.

Para reduzir os harmônicos de corrente na vizinhança da frequência de chaveamento e evitar seus efeitos indesejados, um filtro na saída do inversor deve ser utilizado. Com esse objetivo, LISERRE [2005] propõe uma metodologia de projeto de um filtro LCL conforme figura 3.13.

Ainda em LISERRE [2005] verificou-se por simulação e resultados experimentais que tal filtro atinge de forma satisfatória o requisito de redução dos harmônicos de alta ordem (fig. 3.14).

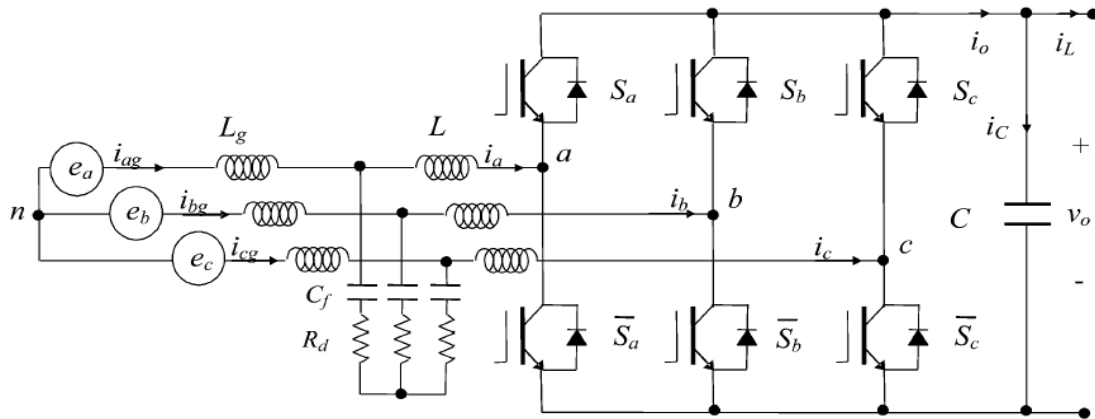
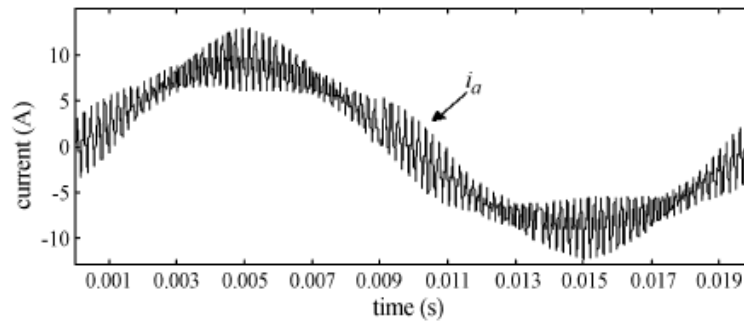
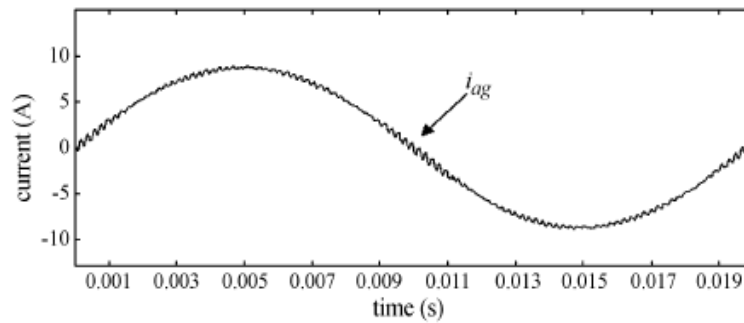


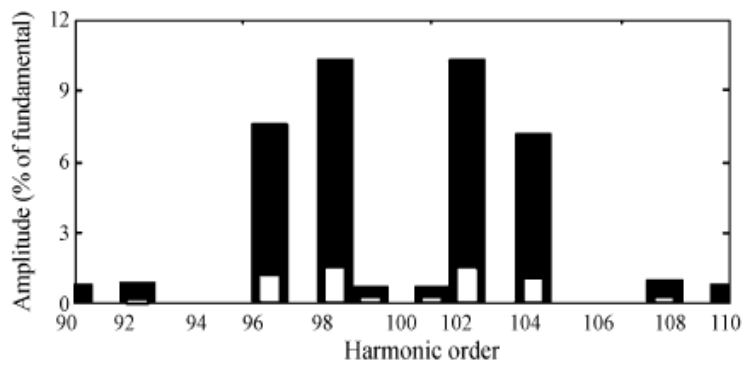
Figura 3.13 - Conversor do lado da rede com filtro LCL



(a)



(b)



(c)

Figura 3.14 – Corrente antes (a) e após (b) o filtro e espectro harmônico (preto para conversor e branco para rede) [LIS 05]

3.8 Simulação de um Conversor do lado da rede

Quando estuda-se o problema de harmônicos em instalações envolvendo turbinas eólicas, o enfoque principal é o conversor do lado da rede. Nesse sentido, foi realizada uma simulação utilizando a ferramenta *Simulink* do Matlab de um conversor conforme o da figura 3.10.

Existem duas grandes diferenças entre o conversor indicado no item 3.6 e o conversor simulado:

(1) O conversor da simulação possui um barramento CC composto por fontes ideais de tensão (não sendo alimentado por uma fonte de potência e não possui capacitores).

(2) Como consequência do item acima, a referência de potência ativa do conversor não é proveniente de um circuito de monitoração da tensão do barramento CC. No caso dessa simulação, a referência de potência ativa pode ser arbitrada livremente.

Essas considerações são válidas já que o objetivo deste trabalho é simular os conteúdos harmônicos gerados e não a dinâmica do controle.

Os dados do conversor simulado estão indicados na tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Dados do conversor simulado

Descrição	Valor	Comentários
Potência nominal do transformador	400 kVA	
Relação de transformação	2300/600 V	Delta/Y Nt = 3,83
Indutância de dispersão do transformador	239 μ H	Lt em 600V
Resistência de perdas do transformador	9 m Ω	Rt em 600V
Indutância do reator	525 μ H	L
Resistência do reator	10 m Ω	R
Resistência dos IGBTs no estado "on"	3 m Ω	r _{ON}
Indutância efetiva de interface	764 μ H	L + Lt
Resistência efetiva de interface	22 m Ω	R + Rt + r _{ON}
Frequência de chaveamento do conversor	2340 Hz	39x60 Hz

Os resultados da simulação para uma potência de referência de 300kVA a um fator de potência unitário durante 0,5 segundo estão apresentados nas figuras 3.15 – 3.18. Vale ressaltar os seguintes resultados:

(1) A potência ativa de saída atinge ao valor de referência em aproximadamente 0,15s enquanto que a potência reativa permanece em zero durante toda a simulação (Fig. 3.15).

(2) A corrente está em fase com a tensão (Fig. 3.16).

(3) As correntes das três fases estão defasadas de 120° (Fig. 3.17)

(4) Conforme previsto na seção 3.7, o espectro das correntes apresenta harmônicos, além da fundamental, com maior presença na vizinhança da frequência de chaveamento e seus múltiplos (Fig. 3.18). O THD das correntes foi de 3,56%. Para clareza de informação, o eixo das ordenadas da figura 3.18 foi ajustado de forma a dar maior foco nas amplitudes harmônicas diferentes da fundamental.

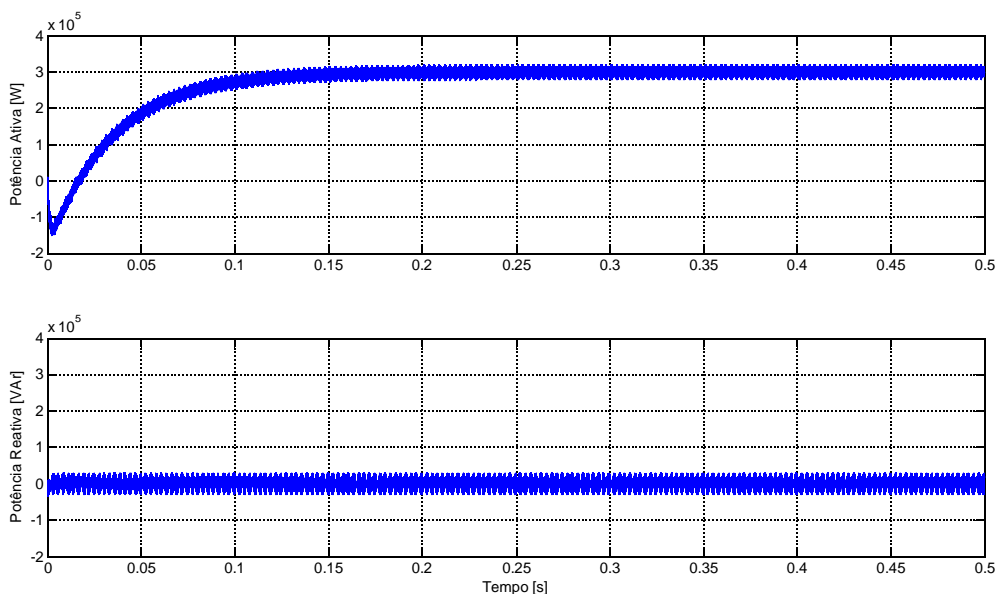


Figura 3.15 – Potências ativa (superior) e reativa (inferior) para simulação em 300kW

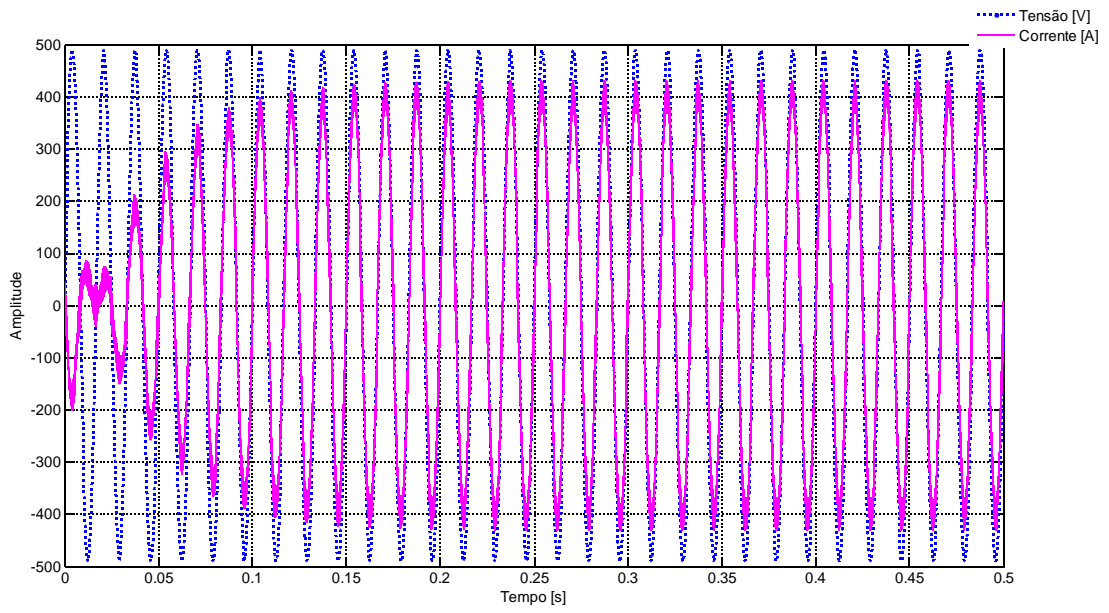


Figura 3.16 – Corrente e tensão na fase “a” para simulação em 300kW

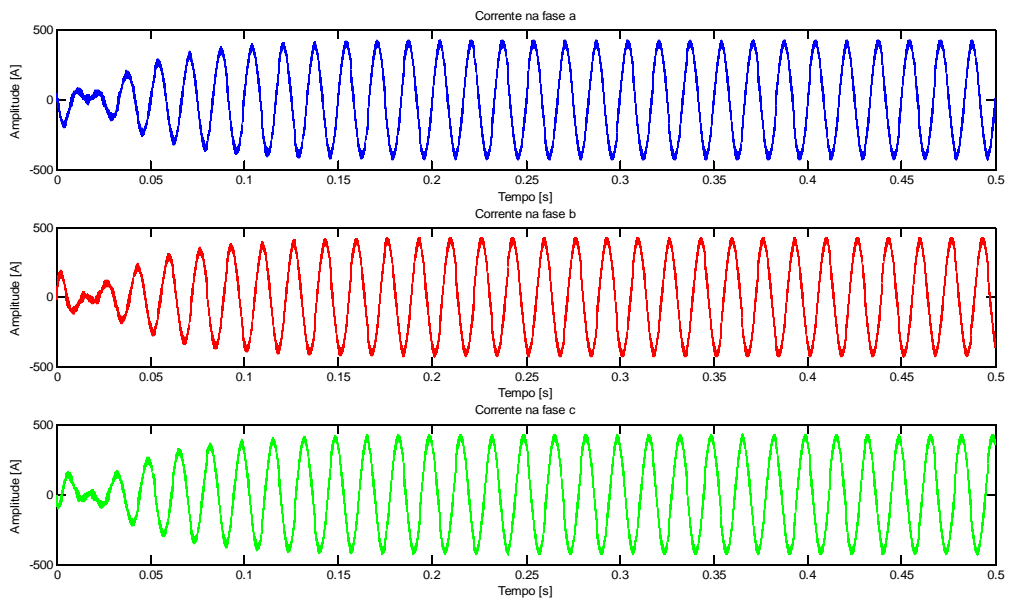


Figura 3.17 – Corrente das três fases para simulação em 300kW

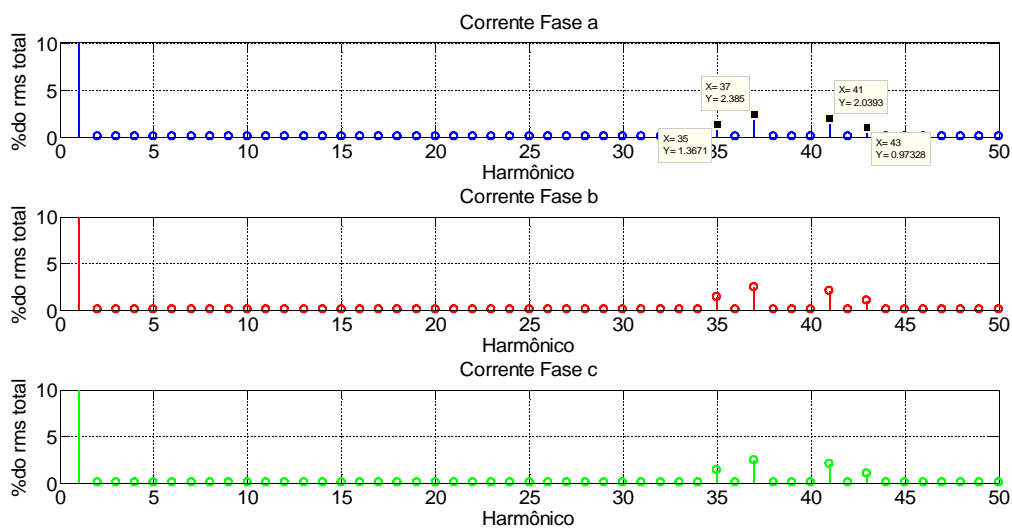


Figura 3.18 – Espectro harmônico das correntes para simulação em 300kW

Nas figuras 3.19 a 3.22 estão indicados os resultados de uma simulação realizada para uma potência puramente reativa de 300kVAr (indutivo). As figuras 3.19 e 3.20 indicam, respectivamente, que a potência reativa desejada foi atingida e que a corrente ficou defasada da tensão de 90° , como era de se esperar.

Na figura 3.21 verifica-se que as correntes nas três fases mantêm-se em situação de equilíbrio. Na figura 3.22 pode-se constatar que, apesar de semelhante ao espectro harmônico da figura 3.18, a amplitude dos harmônicos aumentou um pouco ocorrendo, inclusive, um aparecimento mais significativo de harmônicos de baixa ordem. A THD resultante de corrente foi de 4,72%.

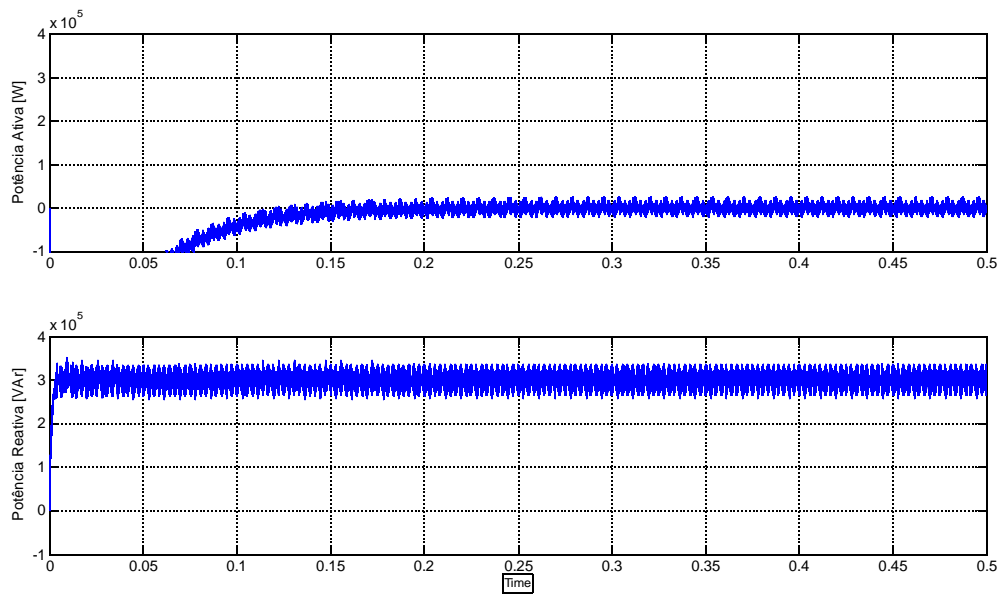


Figura 3.19 – Potências ativa (superior) e reativa (inferior) para simulação em 300kVAR

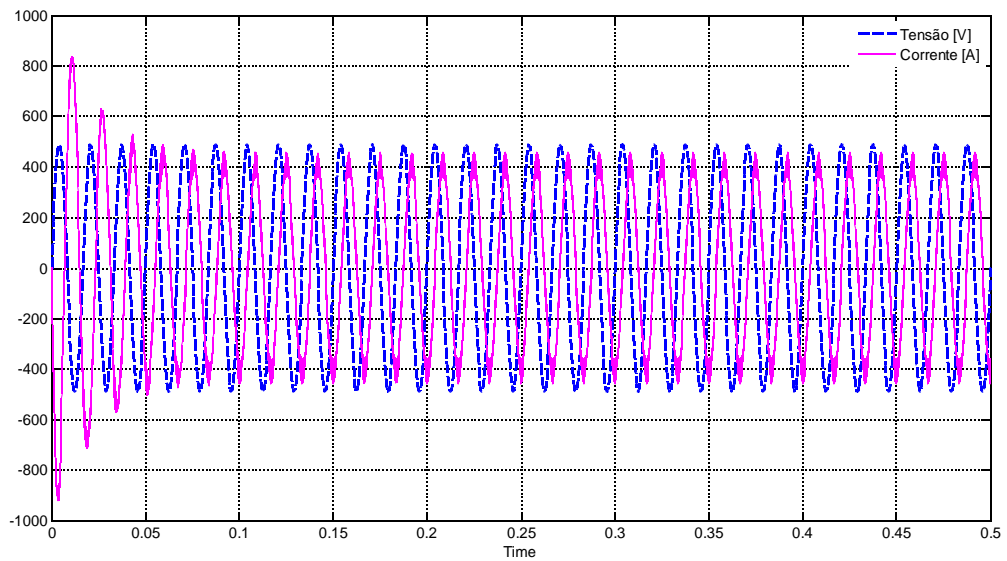


Figura 3.20 – Corrente e tensão na fase “a” para simulação em 300kVAR

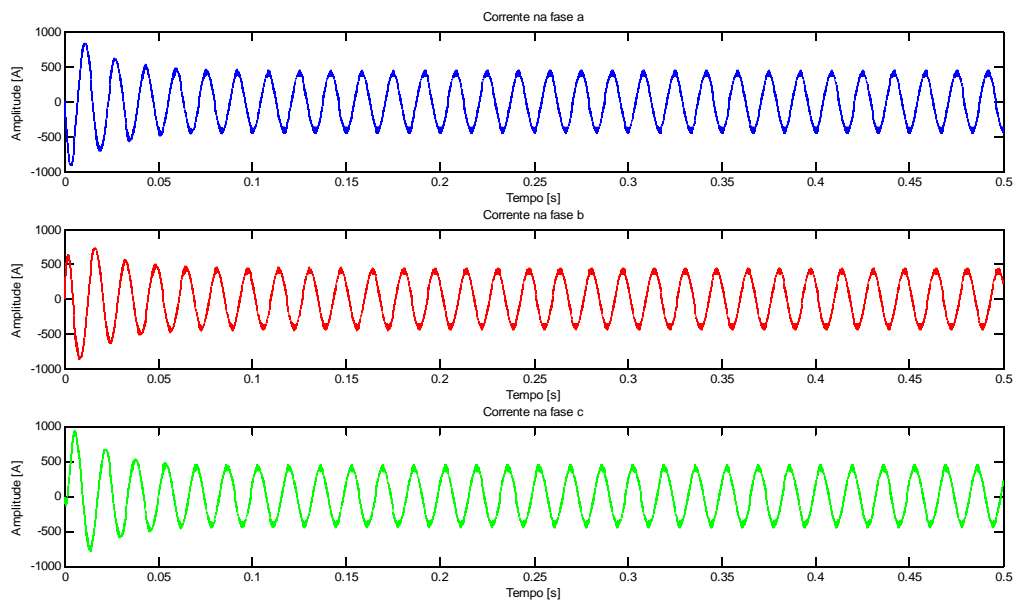


Figura 3.21 – Corrente das três fases para simulação em 300kVAR

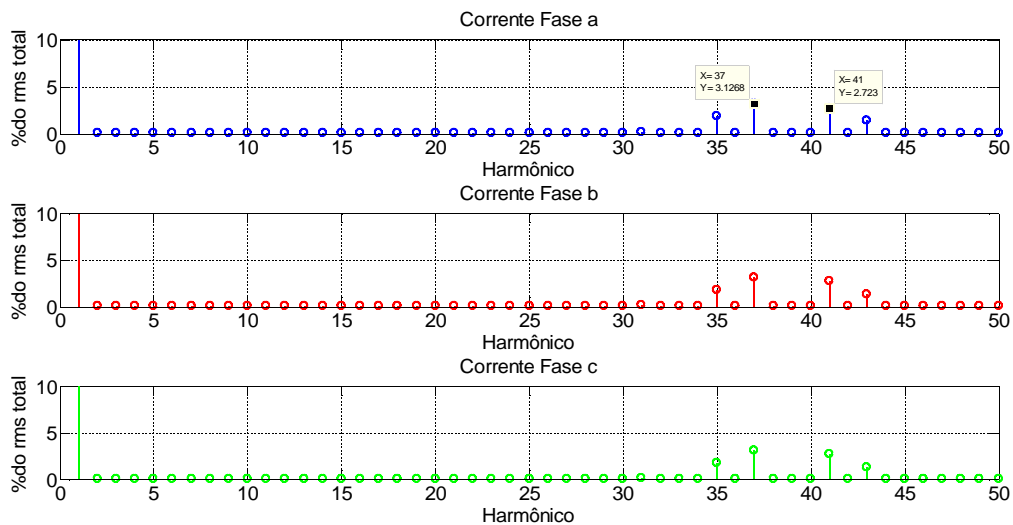


Figura 3.22 – Espectro harmônico das correntes para simulação em 300kVAR

Nas figuras 3.23 a 3.26 são indicados os resultados para o caso em que o conversor está fornecendo uma potência aparente de 300kVA a um fator de potência de 0,8 (em atraso). Nesse caso as diferenças estão nos valores de potência ativa e reativa (Fig. 3.23), no deslocamento angular entre a corrente e a tensão (Fig. 3.24), e no espectro harmônico (Fig. 3.26). A THD de corrente para esse caso foi de 4,31%.

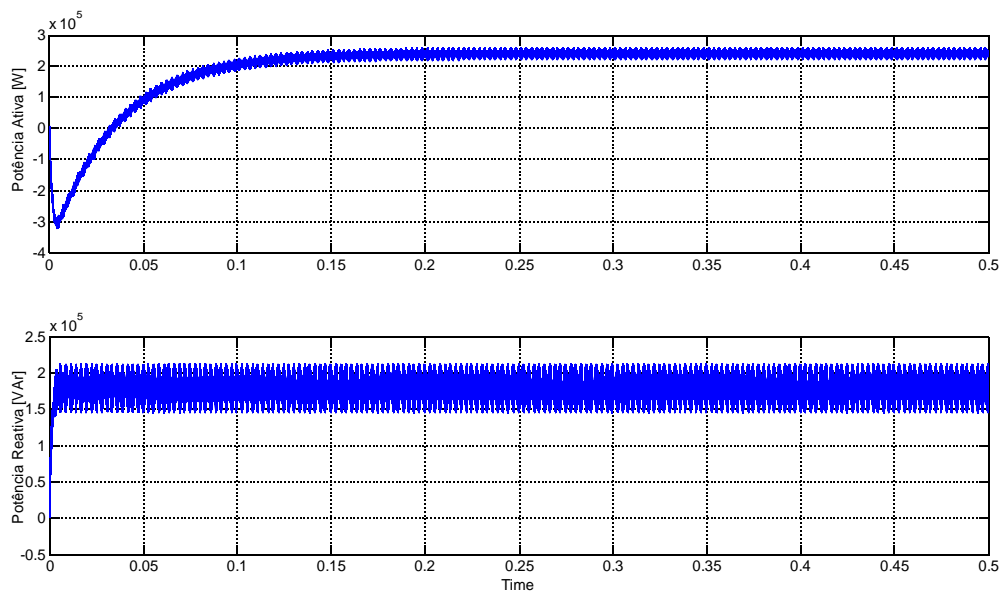


Figura 3.23 – Potências ativa (superior) e reativa (inferior) para simulação em 300kVA (FP=0,8 indutivo)

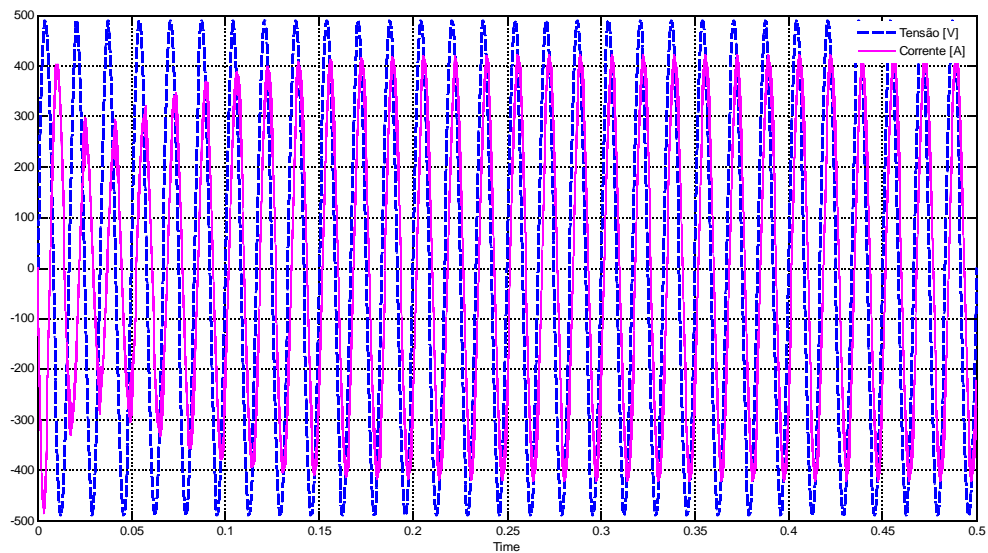


Figura 3.24 – Corrente e tensão na fase “a” para simulação em 300kVA (FP=0,8 indutivo)

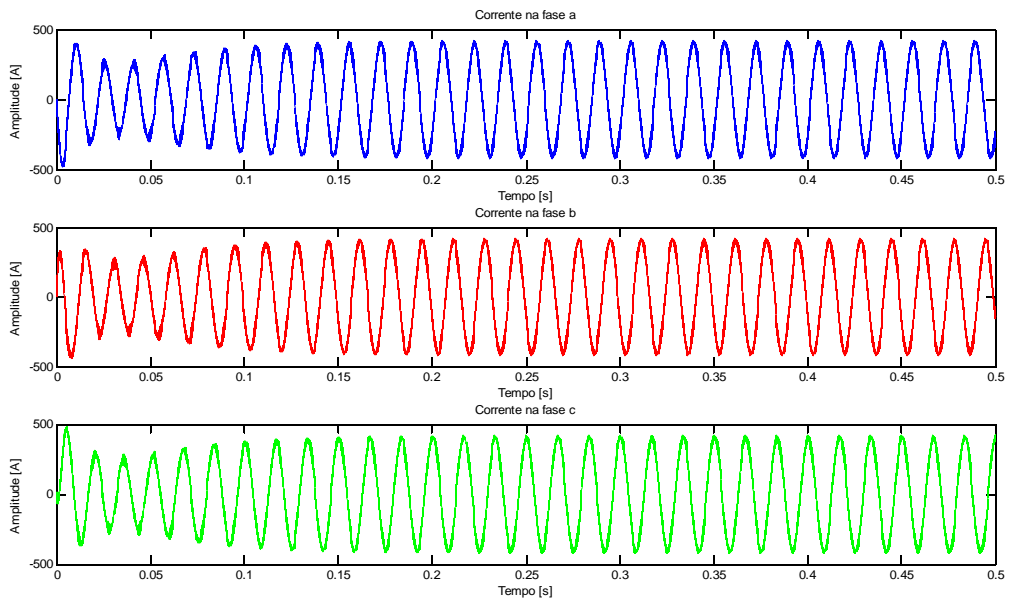


Figura 3.25 – Corrente das três fases para simulação em 300kVA (FP=0,8 indutivo)

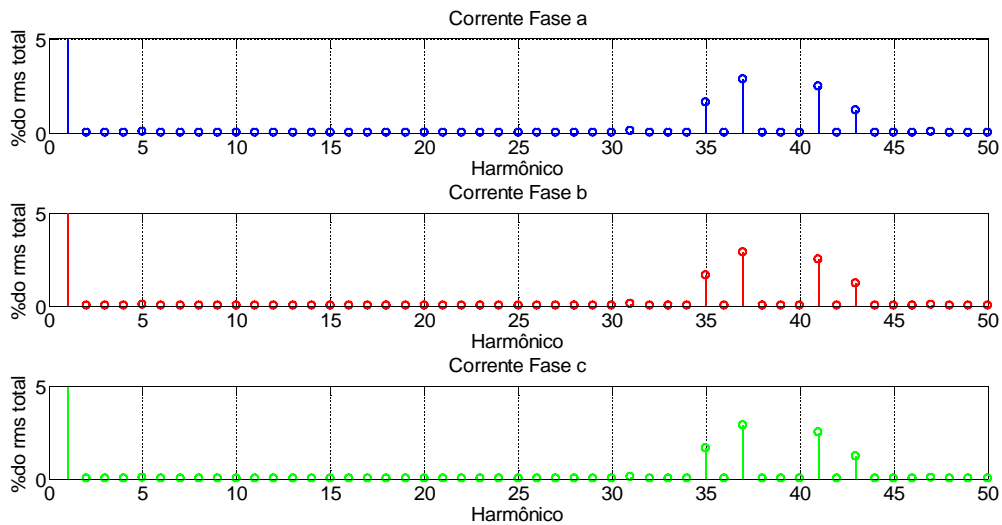


Figura 3.26 – Espectro harmônico das correntes para simulação em 300kVA (FP=0,8 indutivo)

Nas figuras 3.27 a 3.30 estão indicados os resultados de uma simulação realizada para uma potência puramente reativa de 300kVAr (capacitivo). As figuras 3.27 e 3.28 indicam, respectivamente, que a potência reativa desejada foi atingida e que a corrente ficou adiantada de 90° da tensão.

Na figura 3.29 verifica-se que as correntes nas três fases mantêm-se em

situação de equilíbrio. Na figura 3.30 pode-se constatar uma redução dos harmônicos resultando em um THD de corrente de 2%.

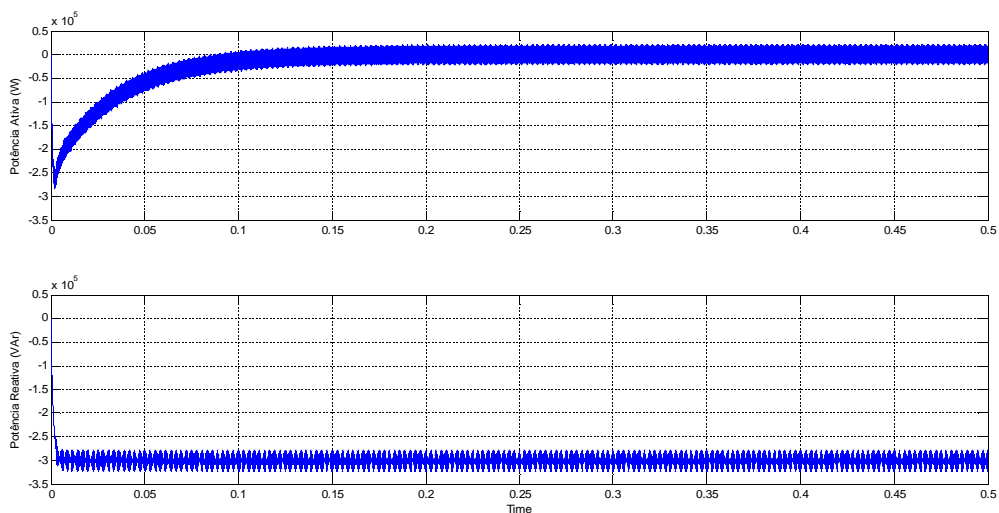


Figura 3.27 – Potências ativa (superior) e reativa (inferior) para simulação em 300kVar (capacitivo)

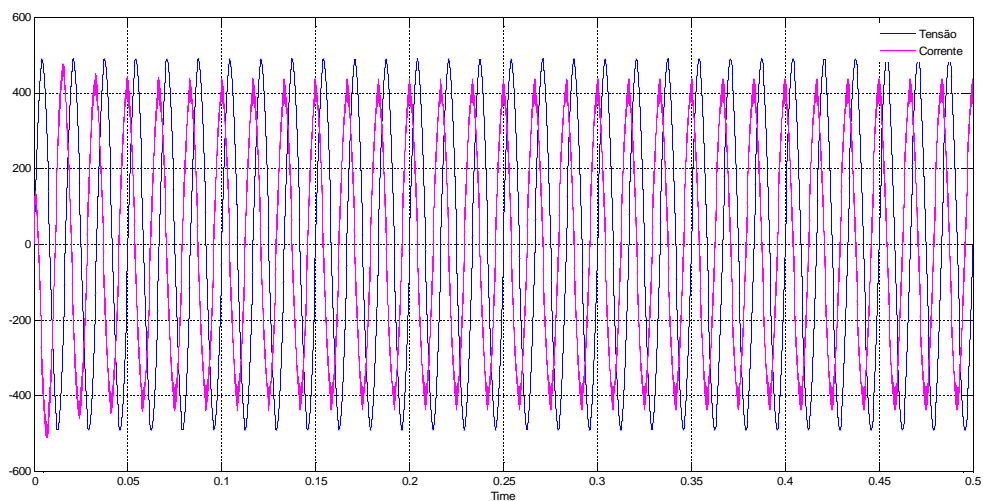


Figura 3.28 – Corrente e tensão na fase “a” para simulação em 300kVar (capacitivo)

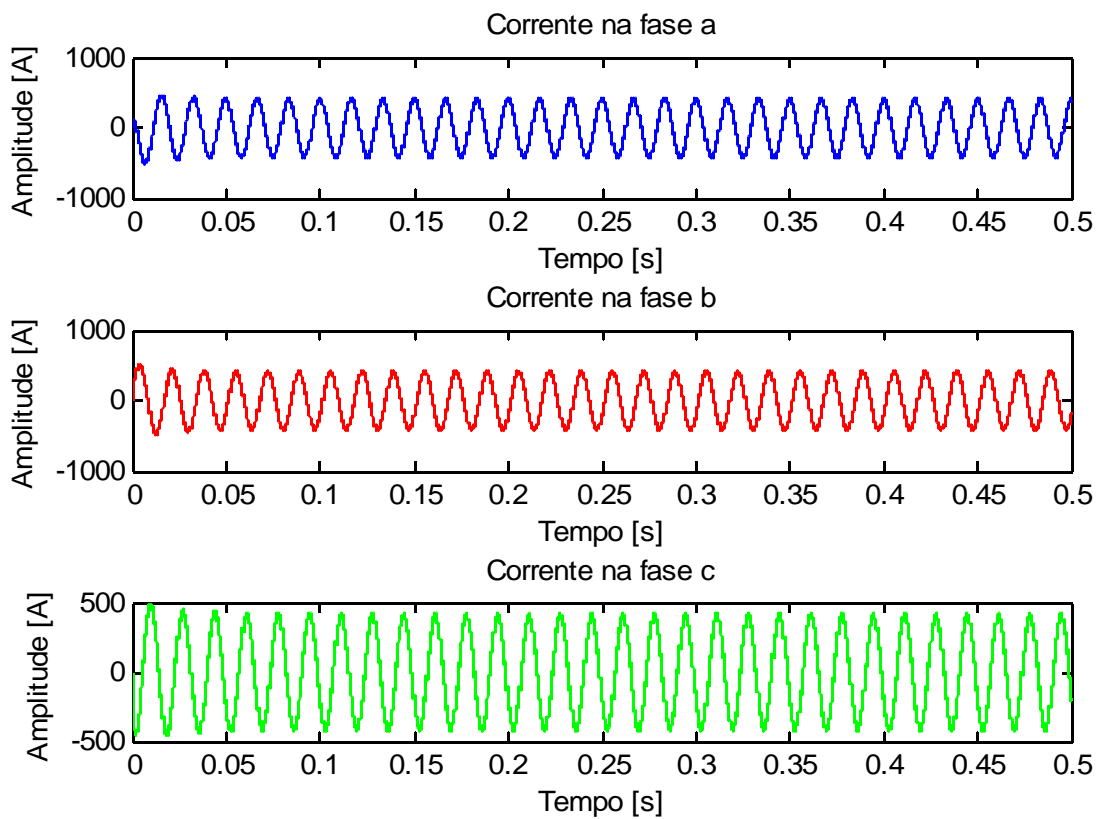


Figura 3.29 – Corrente das três fases para simulação em 300kVAr (capacitivo)

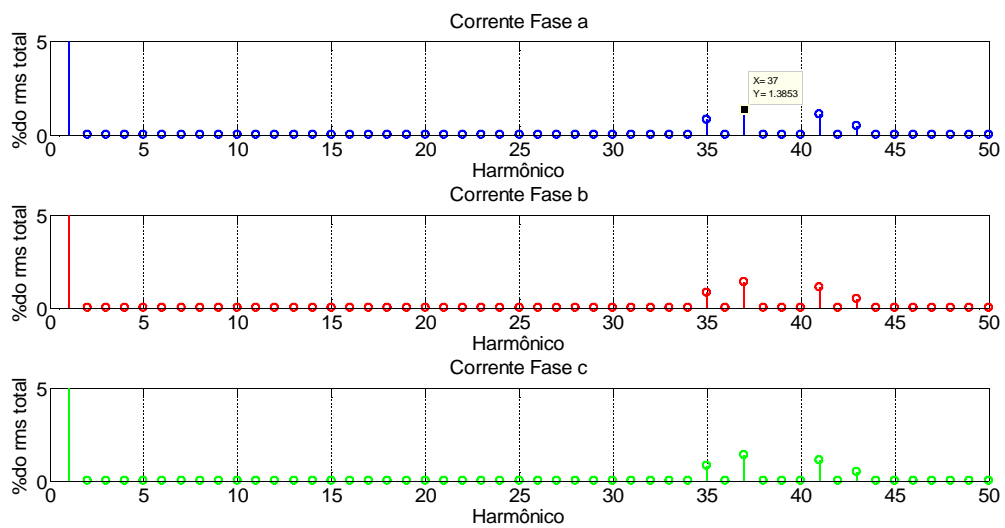


Figura 3.30 – Espectro harmônico das correntes para simulação em 300kVAr (capacitivo)

4 DISTORÇÃO HARMÔNICA EM PARQUES EÓLICOS

4.1 Harmônicos em sistemas elétricos e normas relacionadas

Quando uma fonte de tensão praticamente senoidal com frequência constante (50Hz ou 60Hz) alimenta uma carga ou dispositivo não linear (por exemplo, um conversor de frequência), correntes não-senoidais são produzidas. Essas correntes, por sua vez, ao passarem pelas impedâncias do sistema produzem quedas de tensão também não senoidais [ARRILAGA, 2003]. Como resultado são produzidas distorções de tensão nos terminais das cargas, o que pode interferir em seu funcionamento.

As tensões (e também as correntes) distorcidas podem ser representadas através da série de Fourier como um somatório de funções senoidais conforme indicado em (4.1)-(4.6).

$$f(t) = \frac{1}{2} \cdot a_0 + \sum_{k=1}^{\infty} [a_k \cdot \cos(k \cdot \omega_0 \cdot t) + b_k \cdot \sin(k \cdot \omega_0 \cdot t)] \quad (4.1)$$

$$f(t) = c_0 + \sum_{k=1}^{\infty} c_k \cdot \sin(k \cdot \omega_0 \cdot t + \theta_k) \quad (4.2)$$

$$c_k = \sqrt{a_k^2 + b_k^2} \quad \theta_k = \tan^{-1}\left(\frac{a_k}{b_k}\right) \quad (4.3)$$

$$a_0 = \frac{2}{T} \cdot \int_{-T/2}^{T/2} f(t) \cdot dt \quad (4.4)$$

$$a_k = \frac{2}{T} \cdot \int_{-T/2}^{T/2} f(t) \cdot \cos(k \cdot \omega_0 \cdot t) dt \quad (4.5)$$

$$b_k = \frac{2}{T} \cdot \int_{-T/2}^{T/2} f(t) \cdot \sin(k \cdot \omega_0 \cdot t) dt \quad (4.6)$$

O valor de k em (4.1)-(4.6) define a ordem harmônica do sinal avaliado. A figura 4.1 mostra um exemplo de um sinal não-senoidal e sua decomposição em funções senoidais através da série de Fourier. Em 4.1 (b) foram representadas apenas as componentes harmônicas de primeira, terceira e quinta ordem.

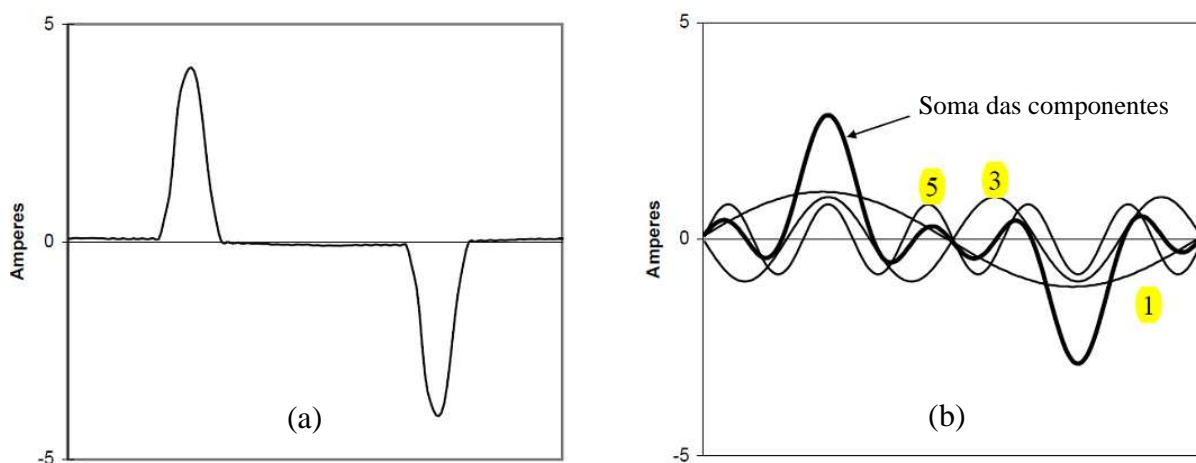


Figura 4.1 – Função não-senoidal (a) e sua decomposição através da série de Fourier (b)

De acordo com a frequência de cada senoide resultante da série de Fourier (ou seja, de acordo com cada valor de k), essas componentes recebem a seguinte definição [SANITER, 2003], [SANITER, 2005]:

- O **harmônico** é definido como o conteúdo de uma função cuja frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental da rede ($k =$ inteiro).
- O **inter-harmônico** é definido como o conteúdo de uma função cuja frequência é um múltiplo não inteiro (porém real) da frequência fundamental da rede.
- O **sub-harmônico** é definido como um inter-harmônico que aparece em frequências abaixo da frequência fundamental da rede ($k < 1$).

O nível de distorção harmônica de um sinal de corrente ou tensão é avaliado através de indicadores. O primeiro, e mais usual deles, é o de distorção harmônica total - THD (do inglês *Total Harmonic Distortion*) definido conforme (4.7) seguido pelo

indicador de Distorção Total de Demanda – TDD (do inglês *Total Demand Distortion*) conforme (4.8), o qual é muito similar ao primeiro, porém compara o valor eficaz de todos os harmônicos com um valor nominal de carga ao invés de compará-lo em relação a componente fundamental.

$$THD(X) = \frac{\sqrt{\left(\sum_{n=2}^{50} X_n^2\right)}}{X_1} \quad (4.7)$$

$$TDD(I) = \frac{\sqrt{\left(\sum_{n=2}^{50} I_n^2\right)}}{I_R} \quad (4.8)$$

SCHULZ [2002] e SANITER [2003] indicam para o caso da avaliação de uma instalação com vários conversores eólicos a necessidade de utilização dos indicadores de distorção harmônica parcialmente pesada – PWHD (do inglês *Partial Weighted Harmonic Distortion*) e o indicador não normalizado de distorção harmônica com inter-harmônicos – THD_z. O primeiro (4.8) visa avaliar com maior rigor os harmônicos de alta ordem, enquanto o segundo (4.9) visa avaliar a presença de inter-harmônicos na rede.

$$PWHD(X) = \frac{\sqrt{\left(\sum_{n=14}^{50} n \cdot X_n^2\right)}}{X_1} \quad (4.9)$$

$$THD_z(X) = \frac{\sqrt{\left(\sum_{n=1}^{400} (X_n \cdot 0,125)^2 - X_1^2\right)}}{X_1} \quad (4.10)$$

Existem várias normas que estabelecem valores aceitáveis para THD e distorções harmônicas individuais numa determinada instalação. No caso deste trabalho, considerando-se como referência os valores recomendados de corrente em

IEEE [1992] e os valores limites de distorção de tensão normalizados em ONS [2009] e ONS [2010].

A tabela 4.1 indica os valores de limites de corrente adotados como referência enquanto que a tabelas 4.2 indica os valores limites de tensão para a conexão de centrais eólicas na rede básica brasileira. Todos os valores são referidos ao ponto de acoplamento comum – PAC.

Tabela 4.1 – Máxima distorção de corrente harmônica em percentual de I_L [IEEE, 1992]

I_{sc}/I_L	Ordem Harmônica Individual (Ímpares)					TDD
	<11	11≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	35≤h	
<20*	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Harmônicos pares são limitados a 25% dos limites acima para harmônicos ímpares
Distorções de corrente que resultem num offset DC não são permitidos
*Todo equipamento de geração são limitados a esses valores de distorção de corrente, independente do valor de I_{sc}/I_L
onde: I_{sc} = máxima corrente de curto-circuito no PAC
 I_L = máxima demanda de corrente (componente fundamental) da carga no PAC

Tabela 4.2 – Limites de distorção de tensão (% da fundamental) [ONS, 2010]

13,8kV ≤ V < 69kV				V ≥ 69kV			
ÍMPARES		PARES		ÍMPARES		PARES	
Ordem	Valor	Ordem	Valor	Ordem	Valor	Ordem	Valor
3 a 25	1,5			3 a 25	0,6		
		todos	0.6			todos	0,3
≥ 27	0,7			≥ 27	0,4		
THD95% = 3%				THD95% = 1.5%			

A norma IEC 61400-21 [IEC, 2008] define as medições de qualidade de energia e a forma como devem ser feitas para uma turbina eólica que é produzida para ser conectada ao sistema elétrico. No quesito harmônicos, ela estabelece que as correntes harmônicas devem ser suficientemente limitadas de forma a evitar que essas provoquem distorções de tensão no PAC acima dos limites aceitáveis.

Essa norma ainda estabelece que a corrente harmônica no PAC devido a uma

central eólica pode ser estimada pela soma ponderada das contribuições dos diversos conversores em cada frequência harmônica aplicando a equação (4.11).

$$I_{h\Sigma} = \sqrt[\beta]{\sum_{i=1}^{N_{wt}} \left(\frac{I_{h,i}}{n_i} \right)^\beta} \quad (4.11)$$

Onde:

N_{wt} é o número de turbinas eólicas conectadas ao PAC

$I_{h\Sigma}$ é a h-ésima distorção harmônica de corrente no PAC

n_i é a relação de transformação do transformador na i-ésima turbina

$I_{h,i}$ é a h-ésima distorção de corrente harmônica da i-ésima turbina

β é um expoente cujo valor numérico deve ser selecionado da tabela 4.3

Tabela 4.3 – Especificação do expoente [IEC, 2008]

Ordem Harmônica	β
$h < 5$	1,0
$5 \leq h \leq 10$	1,4
$h > 10$	2,0

Os valores do expoente irão diferir da tabela 4.3 nas seguintes situações:

- Se as turbinas são iguais e seus conversores comutados pela rede, os harmônicos estarão idealmente em fase e $\beta = 1$ pode ser utilizado para qualquer ordem harmônica.
- Quando aplicando (4.11) para inter-harmônicos ou componentes de alta frequência, recomenda-se o uso de $\beta = 2$. Essas componentes são assumidas de serem não correlacionadas.

4.2 Harmônicos e inter-harmônicos gerados por aerogeradores

Estudos de harmônicos e inter-harmônicos para turbinas utilizando DFIG e (PM)SG são apresentados em SHULZ [2002], SANITER [2003] e SANITER [2005]. Foram identificadas como principais correntes (inter-)harmônicas nestes conversores as seguintes :

- Harmônicos **característicos** causados pela ação de chaveamento de apenas um conversor (conforme visto no item 3.7).
- Harmônicos e inter-harmônicos **não-característicos** causados por um conversor como resultado da ação de chaveamento do outro conversor. Harmônicos são gerados se ambos os conversores operam com a mesma frequência de chaveamento, caso contrário são gerados inter-harmônicos.
- Harmônicos e inter-harmônicos **não-característicos** causados por distorções nas tensões da rede.
- Harmônicos **não-característicos** causados por desequilíbrio nas impedâncias do sistema.
- Harmônicos **não-característicos** causados por “tempo morto” e/ou variações no sinal de controle do conversor.
- **Exclusivamente para o DFIG**, inter-harmônicos devido a a geração de harmônicos no conversor do lado do gerador, os quais são transferidos através do entreferro ao estator onde eles aparecem como soma e diferença em frequências com a frequência de escorregamento.

4.2.1 Simulação do conversor na presença de desequilíbrios de tensão

No item 3.8, foi possível comprovar através de simulação o aparecimento dos harmônicos característicos, agora não idealidades serão introduzidas na simulação de forma a verificar o aparecimento de harmônicos não-característicos.

Um novo conjunto de simulações no conversor PWM apresentado no capítulo anterior foi efetuado. Para um fornecimento de 300kVA a fator de potência unitário, foram provocados alguns desequilíbrios nas tensões da rede, sendo os harmônicos resultantes apresentados na tabela 4.4 e nas figuras 4.2 a 4.4.

No caso 1 da tabela 4.4, ocorre a situação ideal já apresentada (sem desequilíbrio de tensão), nos casos 2 e 3 são apresentados resultados para desequilíbrios no módulo e no ângulo das tensões, respectivamente. O caso 4 indica os resultados para um desequilíbrio simultâneo em módulo e ângulo das tensões.

Os desequilíbrios aplicados podem ser medidos através do fator de desequilíbrio de tensão – VUF^2 (do inglês *Voltage Unbalance Factor*) conforme equação 4.12.

$$VUF = \frac{V_2}{V_1} \quad (4.12)$$

onde: V_1 = Tensão de sequência positiva

V_2 = Tensão de sequência negativa

Esse índice é muito importante, uma vez que ONS [2010] define como 2% o limite global para desequilíbrio de tensão na rede básica e como 1,5% o limite individual de uma instalação da rede básica, como é o caso de um parque eólico

2 O fator de desequilíbrio de sequência zero (V_0/V_1), apesar de não normalizado, foi apresentado na tabela 4.4 como forma de caracterização e diferenciação entre os desequilíbrios estudados. V_0 corresponde a tensão de sequência zero.

[ONS, 2009].

Pode-se verificar que a presença do desequilíbrio tensão faz com que ocorra um aumento dos harmônicos gerados pelo conversor. Em especial ocorre uma presença mais significativa dos harmônicos não-característicos de baixa ordem.

Também foi constatado na simulação que um desequilíbrio de fase angular, embora com o mesmo VUF de um outro desequilíbrio em módulo de tensão, é mais prejudicial em termos de qualidade de energia.

Tabela 4.4 – Resultados da simulação para desequilíbrios de tensão

Casos	Fase a		Fase b		Fase c		VUF	V0/V1	THDia	THDib	THDic	Espectro
	V	ang	V	ang	V	ang						
1	600	0	600	-120	600	120	0.00%	0.00%	3,57%	3,57%	3,57%	Fig. 3.18
2	570	0	585	-120	610	120	1.98%	1.98%	3,50%	3,52%	3,67%	Fig. 4.2
3	600	1.5	600	-121.8	600	118	1.98%	1.98%	4,17%	4,07%	4,1%	Fig. 4.3
4	570	1.5	585	-121.8	610	118	1.85%	3.49%	4.40%	4.17%	4.75%	Fig. 4.4

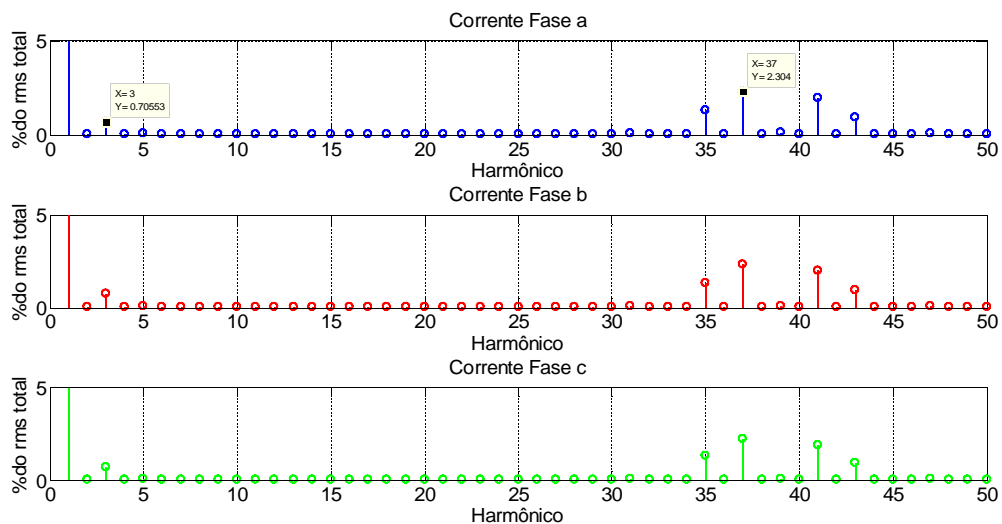


Figura 4.2 – Espectro harmônico das correntes para o caso 2

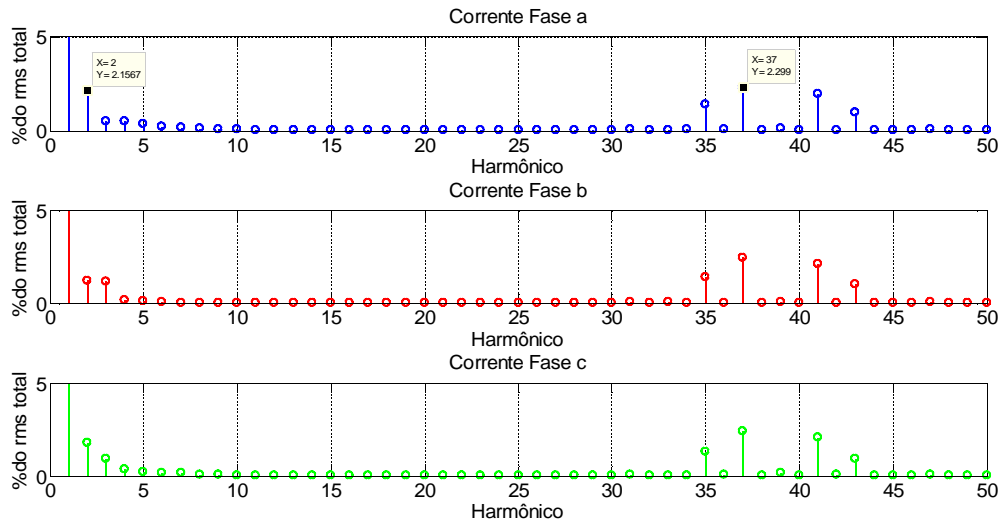


Figura 4.3 – Espectro harmônico das correntes para o caso 3

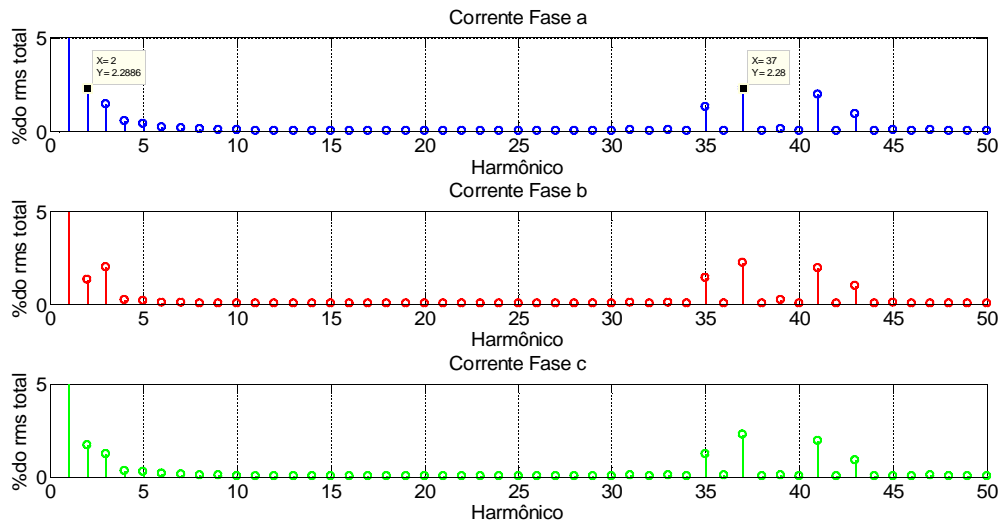


Figura 4.4 – Espectro harmônico das correntes para o caso 4

4.2.2 Simulação do conversor na presença de impedâncias desequilibradas

Ainda utilizando a simulação da seção 3.8, foi possível comprovar o efeito da presença de desequilíbrios na impedância da rede na geração de harmônicos conforme resultados apresentados na tabela 4.5 e nas figuras 4.5-4.7.

No caso 1 da tabela 4.5, ocorre a situação ideal já apresentada (sem desequilíbrio de impedância), nos casos 2 e 3 são apresentados resultados para desequilíbrios de 10% nas indutâncias e resistências do sistema, respectivamente. O caso 4 indica os resultados para um desequilíbrio simultâneo de indutâncias e resistências.

Tabela 4.5 – Resultados da simulação para desequilíbrios de impedância de rede

Casos	Fase a		Fase b		Fase c		THDia	THDib	THDic	Espectro
	L (μH)	R ($\text{m}\Omega$)	L (μH)	R ($\text{m}\Omega$)	L (μH)	R ($\text{m}\Omega$)				
1	764	22	764	22	764	22	3,57%	3,57%	3,57%	Fig. 3.18
2	687.6	22	764	22	840	22	3.81%	3.60%	3.87%	Fig. 4.5
3	764	24.2	764	22	764	19.8	3,57%	3,57%	3,57%	Fig. 4.6
4	687.6	24.2	764	22	840	19.8	3.81%	3.60%	3.87%	Fig. 4.7

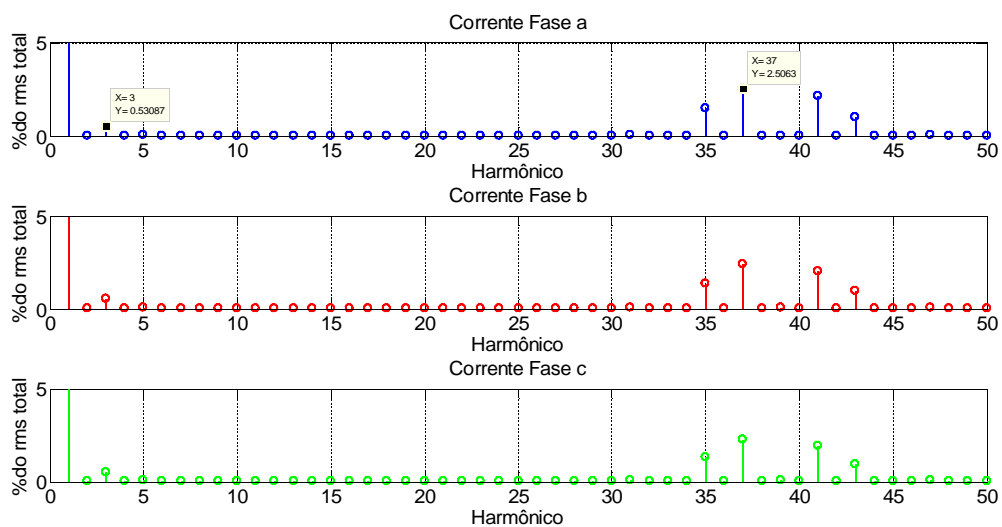


Figura 4.5 – Espectro harmônico das correntes para o caso 2 de desequilíbrio de impedâncias

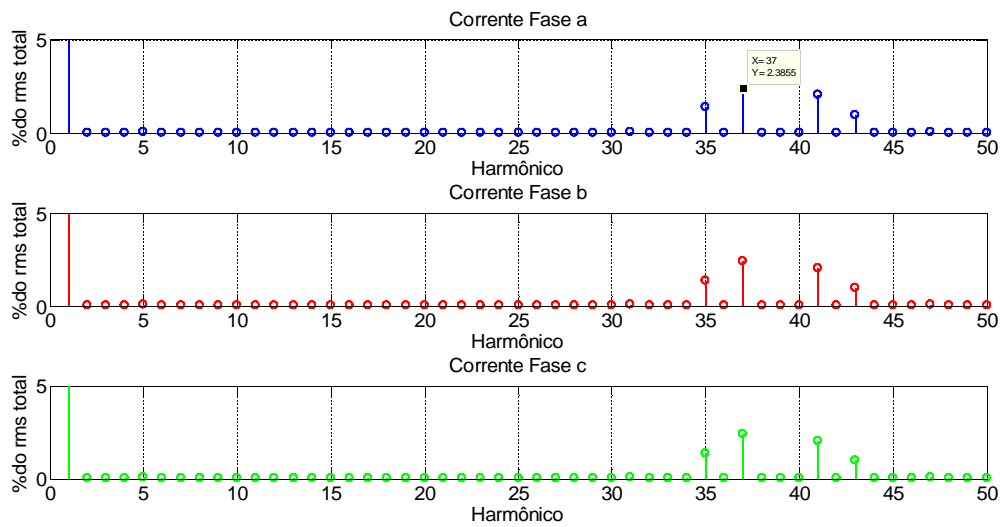


Figura 4.6 – Espectro harmônico das correntes para o caso 3 de desequilíbrio de impedâncias

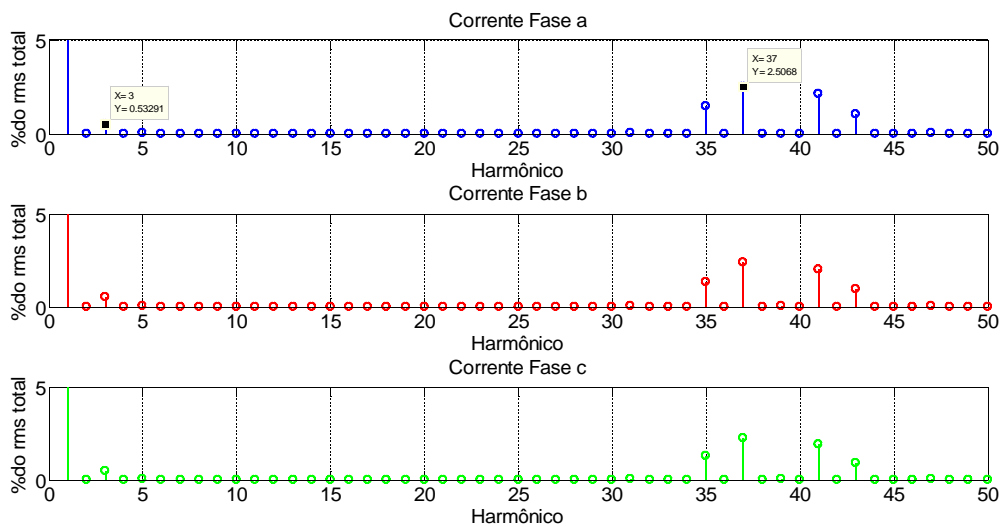


Figura 4.7 – Espectro harmônico das correntes para o caso 4 de desequilíbrio de impedâncias

Pôde-se verificar que desequilíbrios nas indutâncias de rede produzem um efeito a aumento da geração de correntes harmônicas (pelo menos na fase de menor impedância). Esse efeito é melhor observado em harmônicos de alta ordem, onde a influência da reatância indutiva é ainda maior.

Também ficou evidente que um desequilíbrio de mesma ordem percentual nas resistências do sistema exerceu pouca ou nenhuma influência na geração de correntes harmônicas. Tal fato era esperado devido aos valores de resistência serem muito inferiores aos de impedância e serem praticamente independentes da frequência³.

4.2.3 Simulação do conversor com tempo morto no chaveamento

Por fim, ainda com a simulação do conversor da seção 3.8 para um fornecimento de potência em 300kW, foi verificada a geração de correntes harmônicas quando da inserção de um tempo morto entre o comando e a operação efetiva de ligamento dos IGBTs. Os resultados estão apresentados na tabela 4.6 e nas figuras 4.8-4.10.

Tabela 4.6 – Resultados da simulação para tempo morto no controle

Casos	Características do chaveamento		THDia	THDib	THDic	Espectro
	Ts (ms)	Tm				
1	0.4274	0.00%	3,57%	3,57%	3,57%	Fig. 3.18
2	0.4274	0.50%	3.69%	3.73%	3.67%	Fig. 4.8
3	0.4274	1.00%	3.67%	3.69%	3.67%	Fig. 4.9
4	0.4274	1.50%	3.73%	3.73%	3.72%	Fig. 4.10
Ts = período de chaveamento						
Tm = tempo morto (dado em percentual de Ts)						

3 Os valores de resistência sofrem, é claro, variações com a frequência em função do efeito pelicular. Contudo, esses efeitos são bem inferiores aos da variação de uma reatância indutiva com a frequência ($X_L = 2\pi fL$) e foram desconsiderados nessa simulação.

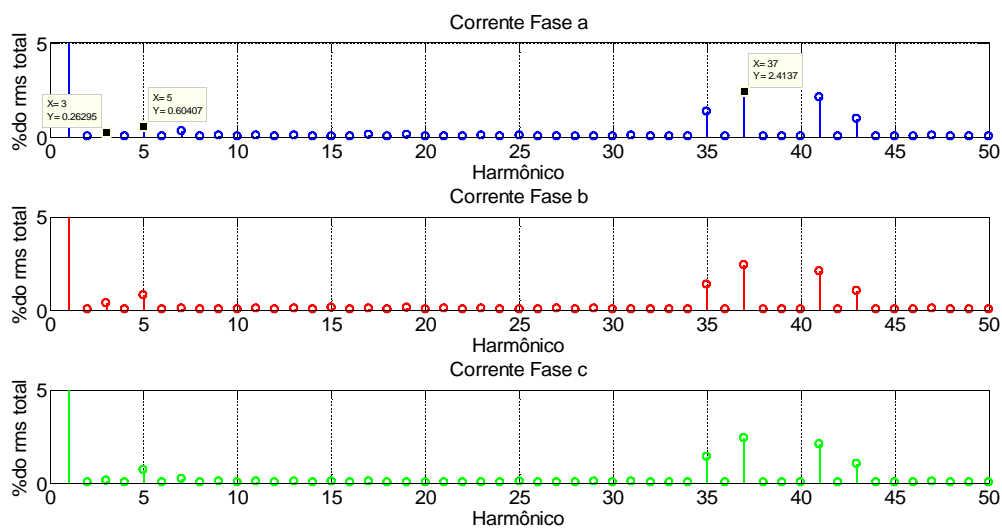


Figura 4.8 – Resultados para um tempo morto de 0,5% (caso 2)

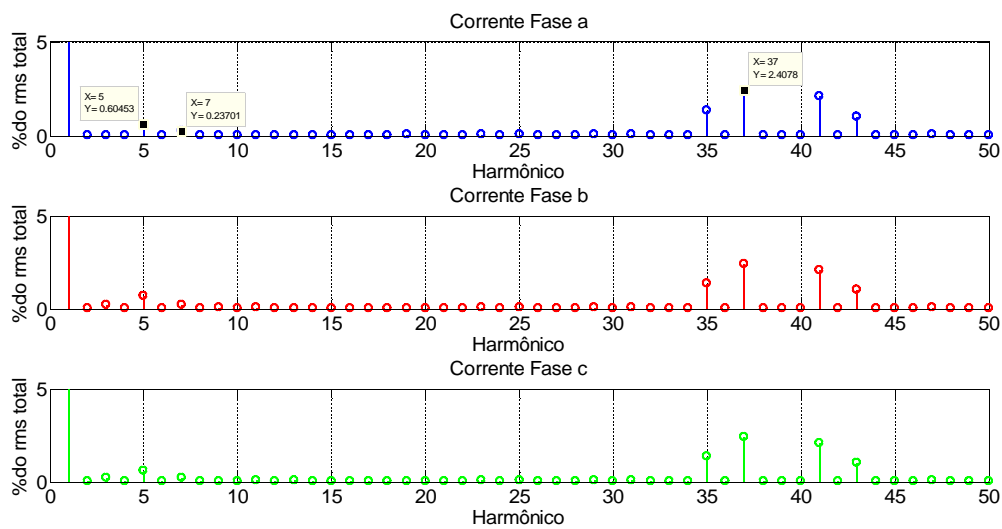


Figura 4.9 – Resultados para um tempo morto de 1,0% (caso 3)

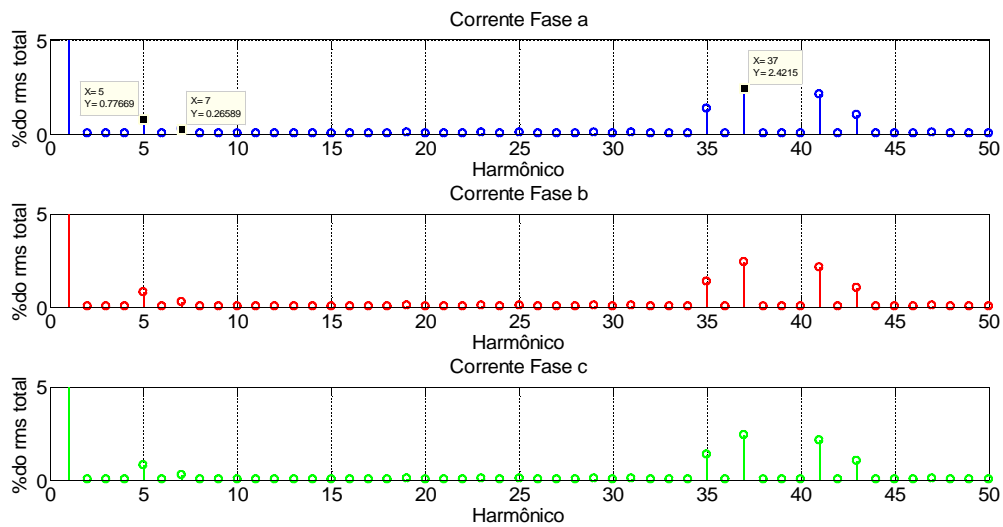


Figura 4.10 – Resultados para um tempo morto de 1,5% (caso 4)

Conforme previsto na literatura [MOHAN, 1995], a presença de tempo morto no chaveamento do conversor PWM causou o aparecimento de harmônicos de baixa nas correntes. Esses harmônicos ocorrem, em especial, na ordem $6m \pm 1$ ($m = 1, 2, 3, \dots$).

4.3 Ressonância e metodologia para modelagem do conversor

O fenômeno da ressonância, uma preocupação atual em centrais de geração que utilizam uma grande quantidade de conversores eólicos, pode ser dividido em dois tipos: ressonância paralela (fig. 4.2a) e série (fig 4.2b) ENSLIN [2005].

A **ressonância paralela** ocorre entre uma capacitância de rede C_P (filtros, cargas e cabos) e da indutância de alimentação L_P (dispersão de transformadores e cabos). Nesse caso, a impedância resultante é alta resultando em altas distorções de tensão caso o conversor forneça correntes harmônicas na frequência de

ressonância. Essa ressonância pode ser ainda mais severa caso a rede seja fraca (valor alto de L_p), pois o fenômeno se alastra pela impedância distribuída da rede.

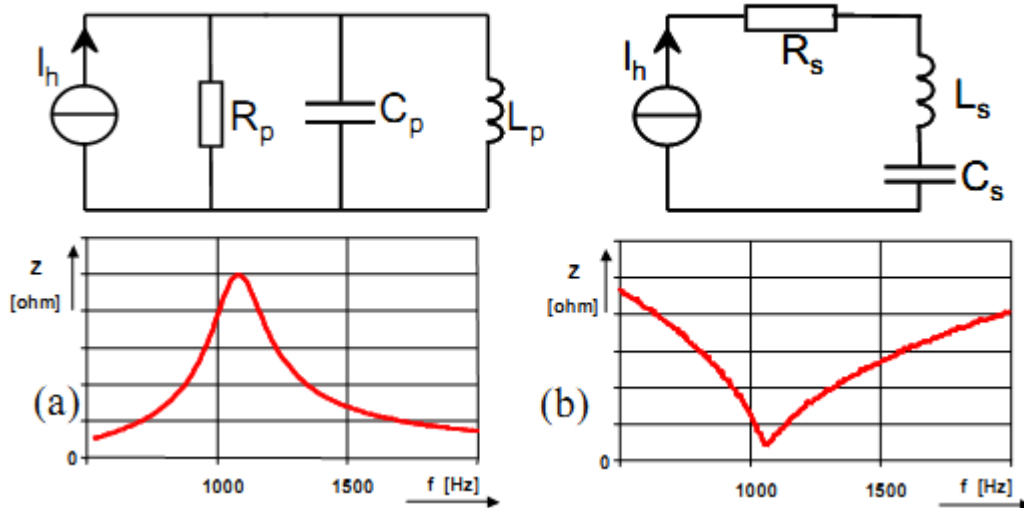


Figura 4.11 – Mecanismos de Ressonância Paralela (a) e Série (b)

A **ressonância série** ocorre entre a capacitância do conversor C_s e a indutância da rede L_s , resulta num baixo valor de impedância numa dada frequência fazendo que distorções harmônicas de tensão da rede que porventura possuam frequências próximas à de ressonância provoquem altos valores de correntes limitados apenas pela resistência de rede associada.

Em ambos os casos, a frequência de ressonância pode ser calculada por (4.12).

$$f_r = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \sqrt{L \cdot C}} \quad (4.12)$$

Em ENSLIN [2005], a impedância de saída do conversor utilizada para análise

de ressonâncias no sistema é modelada como a reatância do capacitor utilizado no filtro de saída, no entanto WANG [2011] mostra que outros parâmetros, como os ganhos do controle $G(s)$ e do inversor G_{inv} e a impedância do indutor do filtro de saída devem ser consideradas.

Para um conversor com um filtro LCL na saída (fig. 4.12), cujo diagrama de blocos de Norton pode ser visualizado na figura 4.13, a impedância de saída pode ser expressa por (4.13). Dessa forma, WANG [2011] propõe que o projeto de um conversor utilizado em geração alternativa deve ser feito levando em considerações restrições quanto a sua impedância de saída, além é claro, dos objetivos de estabilidade, dinâmica e eficiência.

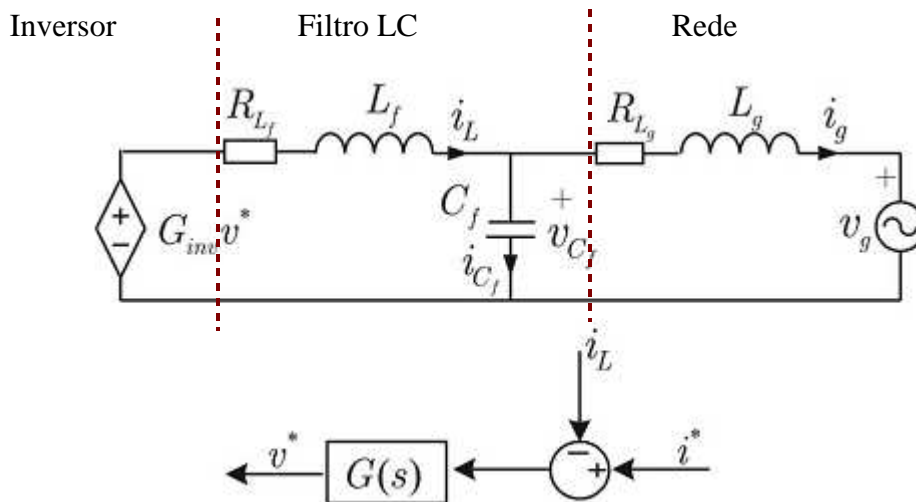


Figura 4.12 – Modelo médio por fase de um conversor com filtro LCL

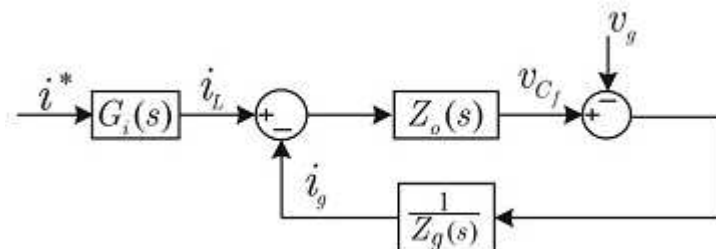


Figura 4.13 – Diagrama de blocos de Norton para o conversor da figura 4.3

$$Z_o(s) = \frac{Z_{cf} \cdot Z_{Lf} + Z_{cf} \cdot G_{inv} \cdot G(s)}{Z_{cf} + Z_{Lf} + G_{inv} \cdot G(s)} \quad (4.13)$$

Fica fácil observar também que caso o produto de $G(s)$ por G_{inv} seja suficientemente grande, a equação (4.13) é reduzida ao valor da impedância do capacitor do filtro. Tornando, nessas condições, verdadeira a hipótese levantada por [ENS 05].

4.4 Estudo de caso

Nesta seção, será estudado o caso real de geração de harmônicos de um conversor com os dados nominais conforme tabela 4.7 e cujo o circuito para análise de geração de harmônicos é conforme o da figura 4.14 (circuito equivalente por fase).

Descrição	Valor	Comentários
Potência nominal do aerogerador	1,5 MW	
Potência nominal do transformador	1,6 MVA	T1
Relação de transformação	34500/620 V	Dyn1
Impedância do transformador	5,1%	
Indutor do filtro	0,3 mH	L → por fase
Capacitor do filtro	500 μF	C → por fase (Y aterrado)

Tabela 4.7 – Dados do conversor em estudo

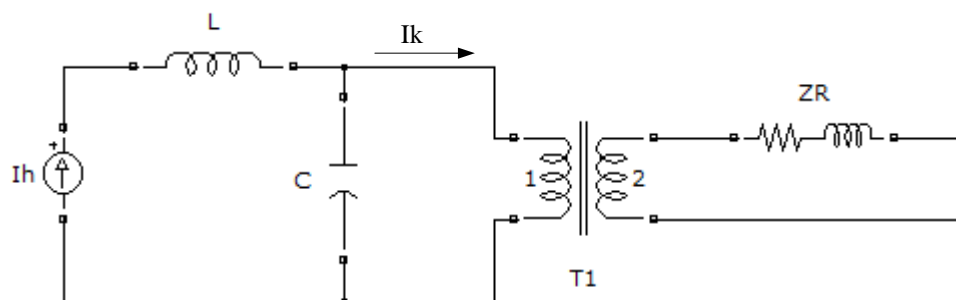


Figura 4.14 – Diagrama do conversor para análise de harmônicos

Neste circuito, o conversor é representado por uma fonte de correntes harmônicas (I_h), o filtro LCL na saída do conversor é composto por um indutores e capacitores integrados na saída do conversor e em conjunto com a indutância do transformador elevador.

Para efeito da análise aqui proposta, todo o conjunto após o transformador será englobado numa única impedância ($Z_R =$ impedância da rede). As correntes harmônicas entregues pelo conversor (antes do transformador e após o filtro) também estão representadas (I_k).

4.4.1 Relatório de injeção de correntes harmônicas

Para o conversor em questão, foi realizado, por um órgão credenciado, um ensaio de qualidade de energia nos moldes da IEC 61400-21 [IEC, 2008]. Um dos resultados apresentados foi o espectro harmônico para o pior caso hipotético (vide tabela 4.8). Nesse espectro, foram apresentados os maiores valores de componentes harmônicos encontrados e a situação na qual eles ocorreram.

Pode-se observar que o relatório apresenta apenas a corrente entregue na saída do conversor (I_k). Nesse relatório não foi informado, em nenhum momento, a impedância ou a razão de curto-circuito da rede em que o aerogerador estava

acoplado durante as medições.

Devido a ausência dessa informação, que também não é requisitada pela IEC 61400-21 [IEC, 2008], não é possível mensurar o real valor da corrente gerada pelo conversor (antes do filtro). Para verificar os possíveis impactos da ausência dessa informação, foi simulado o possível valor das correntes harmônicas geradas pelo conversor para vários valores de impedância de rede. Os resultados estão apresentados nas figuras 4.15 e 4.16.

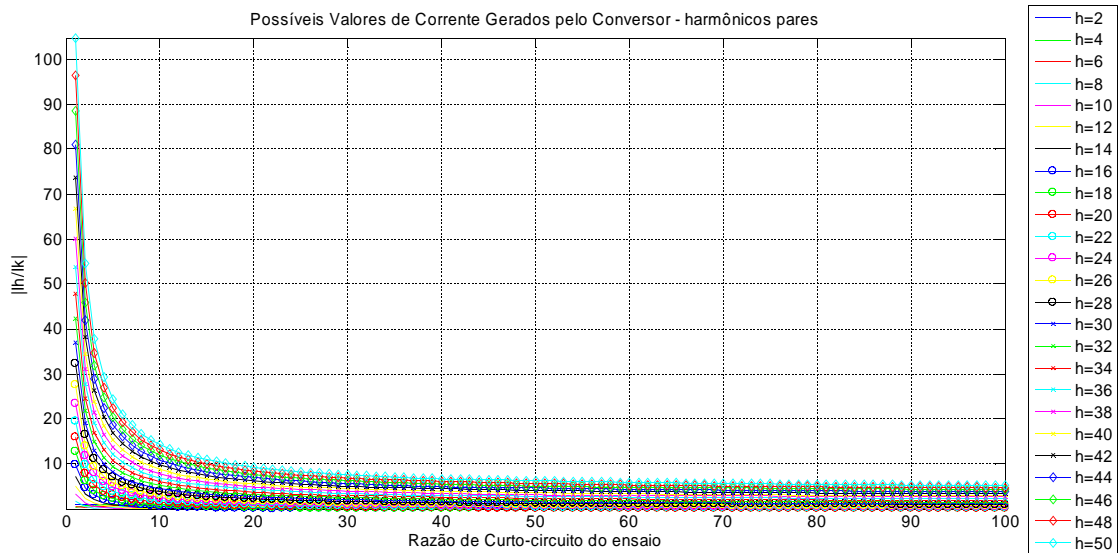


Figura 4.15 – Possíveis valores de correntes harmônicas pares geradas pelo conversor

Pode-se verificar nas figuras 4.15 e 4.16 que para razões de curto-circuito muito baixas, a corrente harmônica gerada pelo conversor (I_h) teria que ser consideravelmente mais alta que a corrente entregue à rede (I_k) a medida em que se diminui a potência de curto-circuito da rede. Para valores mais altos da razão de curto-circuito, a razão I_h/I_k tende a diminuir passando por valores muito próximos de zero (ressonância) e, em seguida, aumentando novamente e tendendo a um. Na figura 4.17, estão indicados apenas os 11^o, 13^o e 15^o harmônicos de forma a melhor ilustrar esse comportamento.

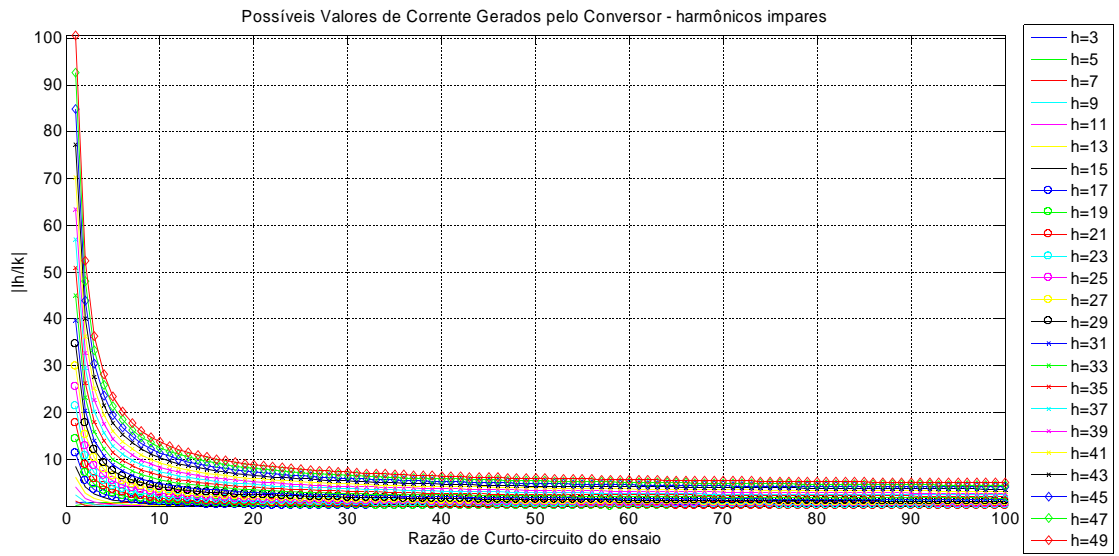


Figura 4.16 – Possíveis valores de correntes harmônicas ímpares geradas pelo conversor

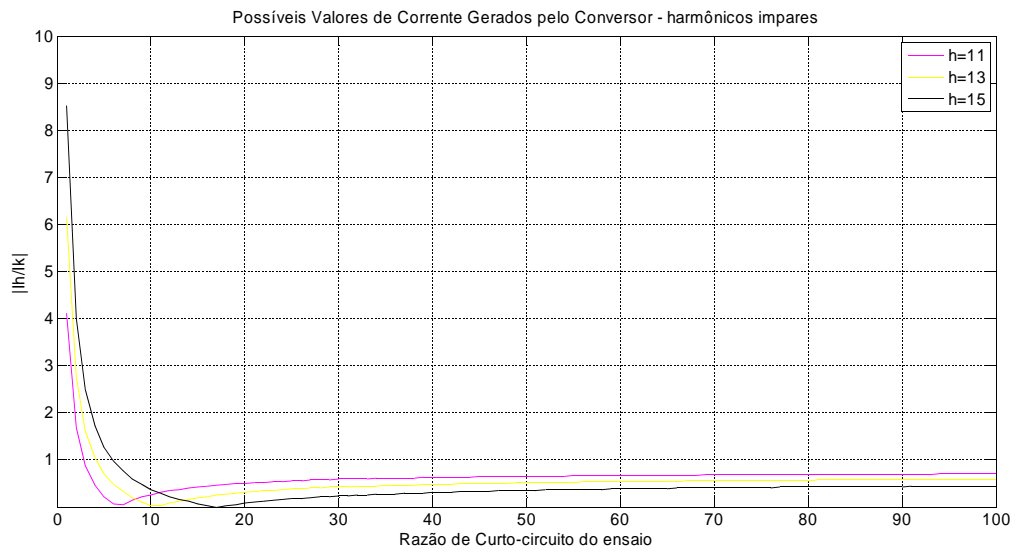


Figura 4.17 – Possíveis valores de correntes harmônicas do conversor (11° , 13° e 15°)

Tabela 4.8 – Pior caso de injeção de harmônicos

Ordem [h]	Frequência [Hz]	Corrente Harmônica [A]	Corrente Harmônica [% In]	Ocorreu na potência ativa [kW]
1	50	1391.3	99.6055	508.362
2	100	4.78985	0.342912	499.946
3	150	8.18776	0.586173	491.209
4	200	2.80642	0.200916	13.4383
5	250	6.08122	0.435363	13.4383
6	300	3.75382	0.268742	13.4383
7	350	6.57453	0.47068	53.1227
8	400	5.6074	0.401442	23.7342
9	450	8.55712	0.612617	495.243
10	500	7.61141	0.544912	127.976
11	550	20.3381	1.45603	30.2794
12	600	7.40363	0.530036	499.946
13	650	25.8904	1.85353	497.99
14	700	6.62944	0.474611	461.994
15	750	17.0359	1.21962	497.99
16	800	5.17552	0.370523	499.824
17	850	10.6287	0.760923	490.246
18	900	4.97818	0.356395	23.7342
19	950	5.87022	0.420258	490.246
20	1000	4.53	0.324309	127.976
21	1050	3.7282	0.266908	490.246
22	1100	4.60657	0.329791	125.486
23	1150	5.15894	0.369336	227.876
24	1200	2.43423	0.17427	214.869
25	1250	3.2808	0.234877	23.7342
26	1300	2.79949	0.20042	127.976
27	1350	2.85745	0.204569	495.243
28	1400	1.85472	0.132782	127.976
29	1450	3.78464	0.270948	462.066
31	1550	3.35227	0.239994	419.404
33	1650	2.25939	0.161753	223.999
35	1750	4.88246	0.349542	339.331
37	1850	3.61668	0.258923	309.371
41	2050	2.19004	0.156788	468.059
43	2150	1.50464	0.107719	447.792
48	2400	1.45975	0.104506	45.3557
50	2500	1.47892	0.105878	45.3557

Também pode-se concluir que, a medida que a ordem harmônica aumenta o ponto de ressonância é deslocado para maiores valores de potência de curto-circuito, chegando, em diversos casos, a nem aparecer na área das figuras 4.15 a 4.17.

Como o manual do fabricante recomenda a instalação da turbina eólica em instalações onde a razão de curto-circuito seja igual ou superior a 7 (10,5MVA), será considerado, daqui por diante, este valor para obtenção das correntes harmônicas geradas pelo conversor (I_h).

4.4.2 Análise de injeção de correntes harmônicas

Usando o caso de uma instalação onde estão instaladas 28 turbinas eólicas com as características indicadas na seção 4.4.1, foi realizada uma simulação para a sensibilidade do sistema em relação a injeção de harmônicos. Os resultados estão indicados nas figuras 4.18 (THD de tensão) e 4.19 (impedâncias vistas pelo conversor).

O transformador que alimenta esse parque eólico possui uma relação de transformação de 69-34,5kV, potência nominal de 35MVA (ONAN) / 45MVA (ONAF). A impedância do transformador é de 12% (para base 35MVA). Para simplificação da análise, os dados do transformador foram usados como potência de curto-circuito no ponto de instalação do parque, o que resulta numa razão de curto-circuito de aproximadamente 7.

Pode-se verificar a existência de THDs extremamente altos para determinados quantitativos de turbinas eólicas em paralelo. A análise das figuras revela que nesses pontos, ocorre ressonância paralela em ordens harmônicas com substancial geração de corrente pelos conversores (por exemplo, 11º e 13º harmônicos).

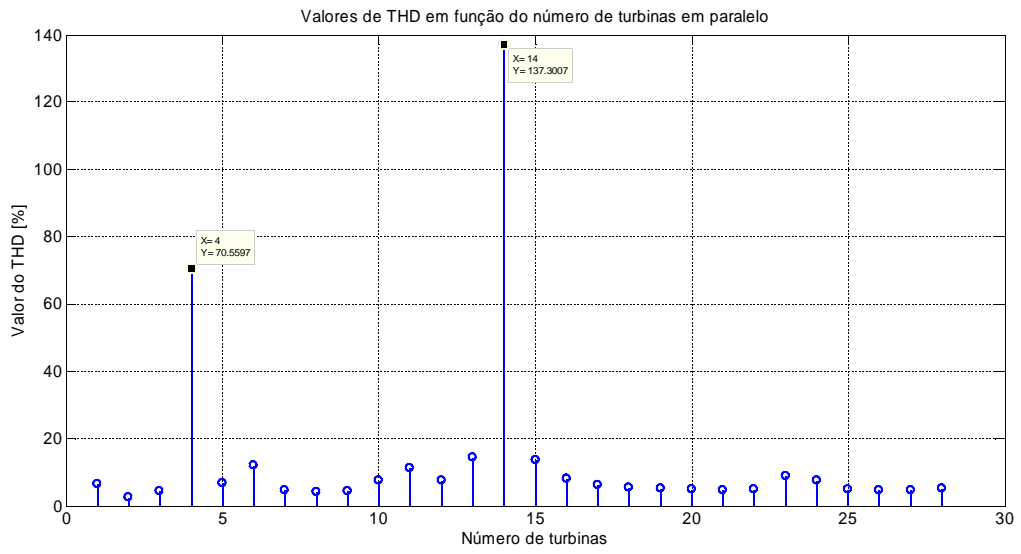


Figura 4.18 – THD de tensão em função do número de turbinas em paralelo

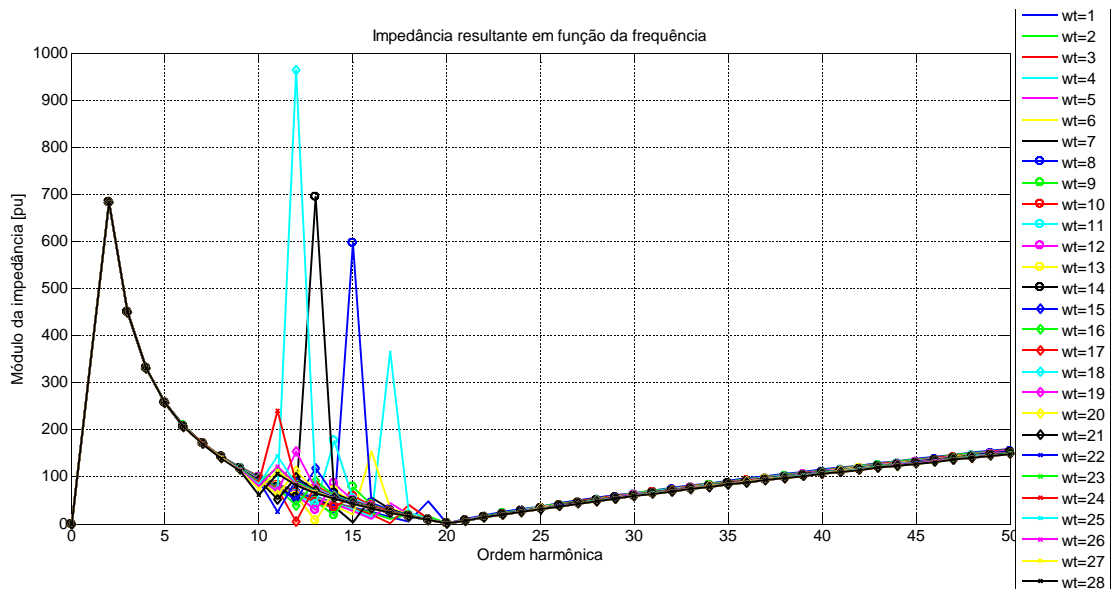


Figura 4.19 – Impedância equivalente vista pelo conversor

4.4.3 Análise da influência dos harmônicos presentes na rede

Com os mesmos dados da instalação analisada nas seções anteriores, foi simulada agora a influência de harmônicos presentes na tensão do sistema em virtude da colocação de várias turbinas em paralelo.

De forma a simplificar a análise, a impedância de saída do conversor foi simulada como a impedância do capacitor do filtro ENSLIN [2005] e os harmônicos considerados na tensão foram os limites individuais máximos permitidos pela ONS [ONS, 2010]. Esses limites estão transcritos na tabela 4.2.

Os resultados de tal simulação estão representados nas figuras 4.20-4.22. Pode-se notar que, semelhante ao ocorrido na seção 4.4.2, os maiores THDs de harmônicos ocorreram para os casos onde houve ressonância em harmônicos com alto índice de geração pela turbina eólica. A única diferença, é que nesse caso o problema ocorre devido a presença de ressonâncias série.

É também importante notar que o comportamento do THD é pior nos mesmos casos (14 e 4 turbinas em paralelo) em que houve problemas de harmônicos na seção anterior.

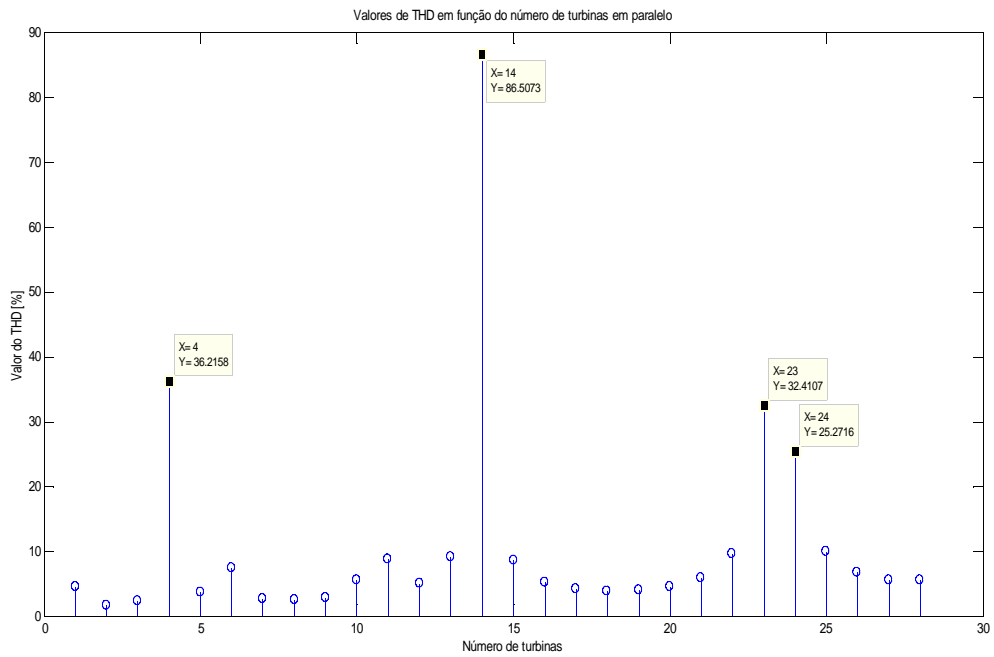


Figura 4.20 – THD de tensão em função do número de turbinas em paralelo

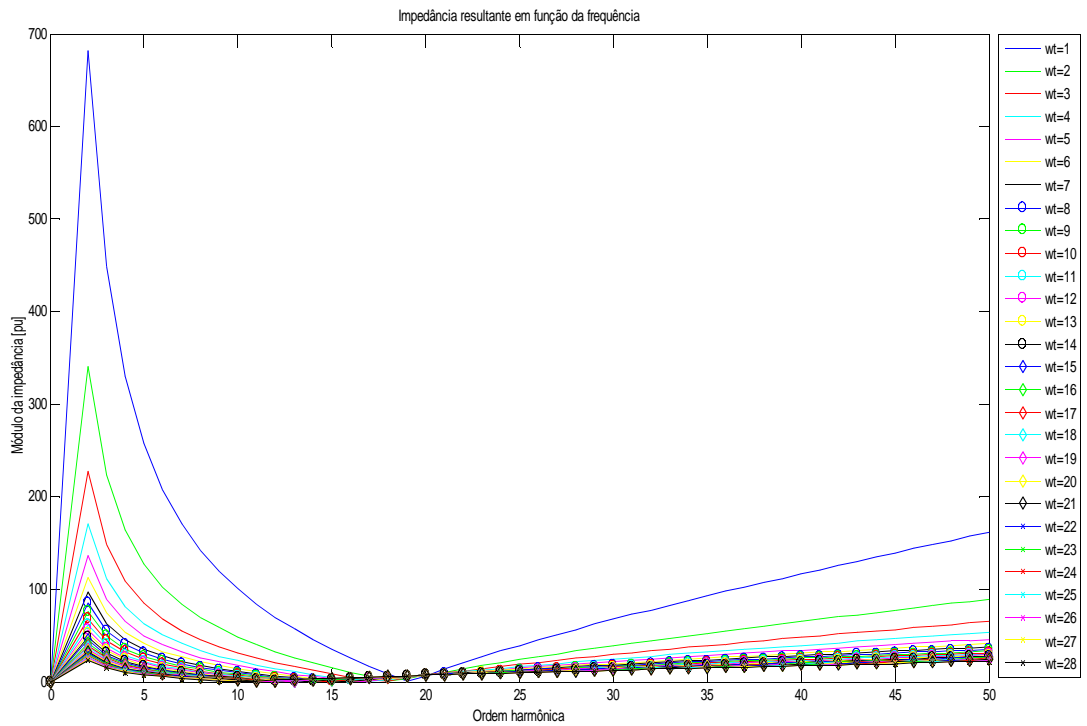


Figura 4.21 – Impedância equivalente vista pelo sistema

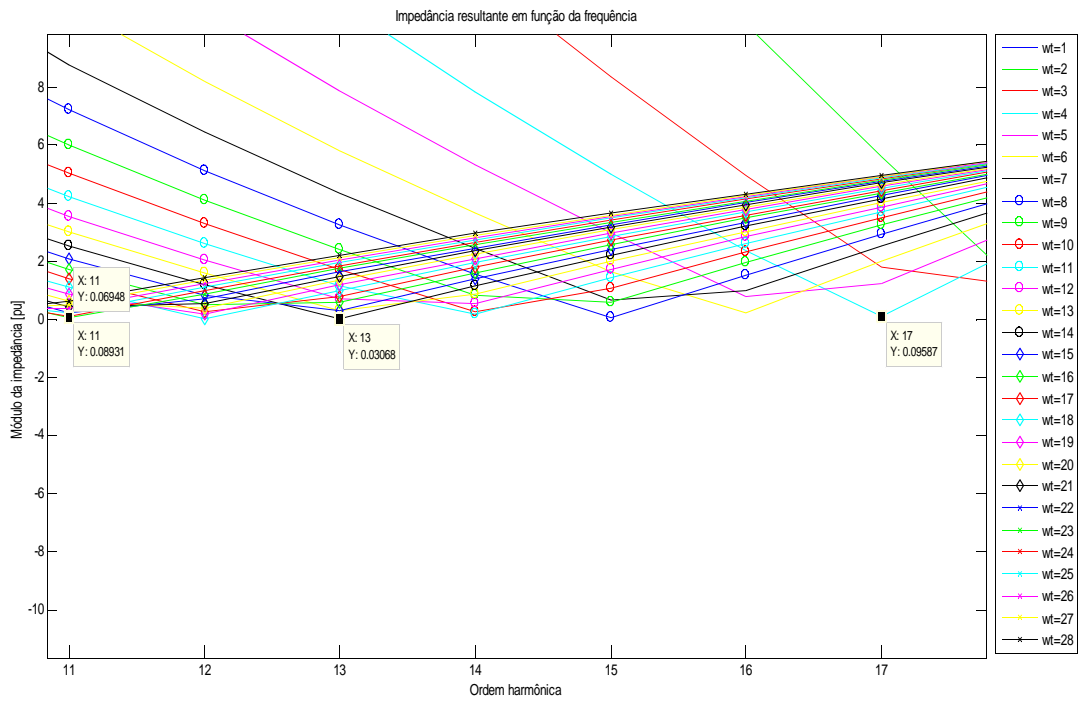


Figura 4.22 – Impedância equivalente vista pelo sistema [zoom]

5 CONCLUSÕES

A geração de energia elétrica através da força dos ventos, que a cada dia mais tem se tornado uma das prioridades mundiais para alcançar o desenvolvimento sustentável, também começa a aparecer com mais força na matriz elétrica brasileira. Muito esforço tem sido feito, então, para tornar essa fonte de energia mais competitiva e eficiente.

Foi mostrado que para ser eficiente é preferível que a produção dessa energia se dê através de turbinas eólicas de velocidade variável e que tal solução só pode ser alcançada através do uso de conversores estáticos de potência. Vários tipos de topologia de conversores utilizando dispositivos diversos de eletrônica de potência são possíveis para atingir tais objetivos e dependem do tipo de gerador adotado. Entre elas, tem tido maior destaque as tecnologias que utilizam o gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) e as que utilizam o gerador síncrono de ímãs permanentes.

Em ambos os casos, o uso de conversores traz consigo a desvantagem de produção de harmônicos. Harmônicos são gerados na vizinhança da frequência de chaveamento do conversor e seus múltiplos (harmônicos característicos) e em outras frequências de baixa ordem (harmônicos não-característicos) normalmente ligados a não idealidades da rede de alimentação e/ou do controle dos conversores.

A emissão dos harmônicos característicos em conversores estáticos é normalmente mitigada através da utilização de filtros acoplados a saída desses conversores, porém a geração de harmônicos não-característicos pode se tornar um grande problema de qualidade de energia, principalmente em parques eólicos de grande porte onde várias turbinas podem funcionar em paralelo.

Embora um conversor possa, individualmente, produzir um conteúdo harmônico pequeno e dentro dos limites estabelecidos pelas normas, a conexão de vários conversores em paralelo pode resultar em distorções muito grandes de tensão. Esse fato é agravado quando um parque de grandes proporções é instalado num sistema elétrico fraco (baixa potência de curto-circuito).

Essas distorções podem ser causadas pela circulação das correntes harmônicas geradas pelos conversores em altas impedâncias equivalentes (ressonância paralela) ou por grandes correntes harmônicas provocadas pela aplicação de tensões harmônicas presente na rede em uma impedância equivalente extremamente baixa (ressonância série). Em ambos os casos, o próprio filtro utilizado no conversor para mitigar correntes harmônicas pode acabar sendo um agente de ressonância.

Faz-se, então, necessário um estudo prévio e cuidadoso de harmônicos quando do interesse da instalação de um parque eólico em determinada localidade para verificar os possíveis problemas que os harmônicos gerados podem causar. O diagnóstico prévio de tais problemas, pode possibilitar a aplicação de medidas preventivas para permitir o perfeito funcionamento da usina quando da entrada em operação.

Entre as medidas possíveis de serem implementadas estão a utilização de filtros passivos (sintonizados e/ou amortecidos) ou até mesmo de filtros ativos cujo funcionamento, vantagens e desvantagens de cada tipo e projeto podem ser vistos em ARRILAGA [2003].

Em síntese, a questão da qualidade de energia (em especial dos harmônicos) deve ser uma das prioridades nos estudos e projetos que envolvam geração eólica de forma que esse assunto não se torne um entrave para o crescimento do setor e de sua fundamental participação no desenvolvimento sustentável mundial.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANAYA-LARA, Olimpo et al. **Wind Energy Generation: Modelling and Control**. John Wiley & Sons, Ltd, 2009. 269p.

ARRILAGA, Jos; WATSON, Neville R.. **Power System Harmonics**. John Wiley & Sons, Ltd, 2003. 2nd edition, 392p.

BAROUDI, Jamal A.; DINAHAHI, Venkata; KNIGHT, Andrew M. A review of power converter topologies for wind generators. **Renewable Energy**, Renene, n. 32, 2007, p. 2369-2385.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report: Annual market update 2010**. Brussels: GWEC, mar. 2011, 68p.

ENSLIN, J.H.R.; HESKES, P.J.M. Harmonic Interaction between a Large Number of Distributed Power Inverters and the Distribution Network. **IEEE Transactions on Power Electronics**, vol. 19, n. 6, nov. 2004, p. 1586-1593.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61400 – **Wind Turbines: Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines**. IEC, 2008. 124p.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 519-1992 – IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems**. New York, jun. 1992, 101p.

JOUANEE, A. von; ENJETI, P.; GRAY, W. Application Issues for PWM Adjustable Speed AC Motor Drives. **IEEE Industry Applications Magazine**, set./out. 1996, p. 10-18.

LISERRE, Marco; BLAADJERG, Frede; HANSEN, Steffan. Design and Control of an LCL-Filter-Based Three-Phase Active Rectifier. **IEEE Transactions on Industry Applications**, vol. 41, n. 5, set. 2005, p. 1281-1291.

MOHAN, Ned; UNDELAND, Tore M.; ROBBINS, William P. **Power Electronics: Converters, Applications and Design**. John Wiley & Sons, Ltd, 1995. 2nd edition, 802p.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Submódulo 3.6 Rev. 1.0 – Requisitos

técnicos mínimos para a conexão à rede básica. **Procedimentos de Rede**. ONS, ago. 2009, 36p.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Submódulo 2.8 Rev. 1.1 – Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira, e de seus componentes. **Procedimentos de Rede**. ONS, set. 2010, 33p.

RÜNCOS, F. et al. **Geração de Energia Eólica – Tecnologias Atuais e Futuras**. WEG Máquinas. Santa Catarina, 2006, 15p.

SANITER, C.; SCHULZ, D.; HANITSCH, R. E. On Harmonics and Interharmonics Generated by Wind Energy Converters-Measurements and a Novel Modelling Approach in the Frequency Domain. In: FOURTH INT. WORKSHOP ON LARGE-SCALE INTEGRATION OF WIND POWER AND TRANSMISSION NETWORKS FOR OFFSHORE WIND FARMS, out. 2003, Billund, Denmark , 9p.

SANITER, Christoph et al.; On Causes of Harmonics and Interharmonics in Wind energy Converters. In: RIO 5 – WORLD CLIMATE & ENERGY EVENT, 2005, Rio de Janeiro, p. 169-176.

SCHULZ, D. et al.; On Comparative Power Quality Investigations of Variable Speed Wind Energy Converters with Doubly-fed Induction and Synchronous Generator. In: PCIM POWER QUALITY CONFERENCE. Nuremberg, mai. 2002, p. 39-44.

WANG, Fei et al. Modeling and Analysis of Grid Harmonic Distortion Impact of Aggregated DG Inverters. **IEEE Transactions on Industry Applications**, vol. 26, n. 3, mar. 2011, p. 786-796.

WANG, Li et al. Analysis of a Commercial Wind Farm in Taiwan Part I: Measurement Results and Simulations. **IEEE Transactions on Industry Applications**, vol. 47, n. 2, mar./abr. 2011, p. 939-953.

World Wind Energy Association. World Market recovers and sets a new record: 42GW of new capacity in 2011, total at 239 GW. Disponível em: http://wwindea.org/home/index.php?option=com_content&task=view&id=345&Itemid=43 (19 Mar. 2012)

YAZDANI, Arminaser; IRAVANI, Reza. **Voltage-sourced Converters in Power**

Systems: Modeling, Control and Applications. John Wiley & Sons, Inc., 2010. 470p.