

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**BÁRBARA NATHAN FERREIRA RODRIGUES  
THAIS RAMOS PINTO**

**ESTUDO DE IMPACTOS DA GERAÇÃO EÓLICA EM LINHAS DE  
TRANSMISSÃO**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**CURITIBA  
2018**

**BÁRBARA NATHAN FERREIRA RODRIGUES**  
**THAIS RAMOS PINTO**

**ESTUDO DE IMPACTOS DA GERAÇÃO EÓLICA EM LINHAS DE  
TRANSMISSÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2 do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientadora: Profa. Dra. Nastasha Salame da Silva

**CURITIBA**  
**2018**

Bárbara Nathan Ferreira Rodrigues

Thais Ramos Pinto

## Estudo de Impactos da Geração Eólica em Linhas de Transmissão

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 13 de junho de 2018.

---

Prof. Antonio Carlos Pinho, Dr.  
Coordenador de Curso  
Engenharia Elétrica

---

Profa. Annemarlen Gehrke Castagna, Mestre  
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso  
de Engenharia Elétrica do DAELT

### ORIENTAÇÃO

---

Nastasha Salame da Silva, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná  
Orientadora

### BANCA EXAMINADORA

---

Nastasha Salame da Silva, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Andrea Lúcia Costa, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Paulo Cícero Fritzen, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

**Aos nossos pais e amigos**

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, agradecemos imensamente à Deus, por ter nos concedido saúde, força e disposição para fazer a faculdade e o trabalho de final de curso. Sem Ele, nada disso seria possível. Somos gratas por ter dado saúde aos nossos familiares e tranquilizado o nosso espírito nos momentos mais difíceis da nossa trajetória acadêmica até então.

Agradecemos os nossos pais, Sirley e Almir, Cléia e Edson, por estarem ao nosso lado nos incentivando em todos os momentos e por não nos deixarem desistir. Obrigada por todo amor, por compreender e incentivar nossas escolhas e nossos sonhos, por ser nosso braço direito e por todos os sacrifícios para fazer de cada uma de nós quem somos hoje. Nosso eterno agradecimento pelas orações constantes, por todas as palavras de carinho e incentivo dadas ao longo de toda essa longa e difícil caminhada.

Agradecemos a professora Nastasha, responsável pela orientação desse trabalho, que nos apoiou em cada etapa da pesquisa e nos deu todo o suporte com suas correções e incentivos.

Nossa gratidão especial aos amigos e familiares, pelo companheirismo ao longo desses anos de luta, por fazerem parte dessa história, pelo ombro amigo, pelos conselhos e por fazerem nossa vida mais especial com suas presenças que tornaram mais fácil passar estes anos na faculdade. Que Deus fortaleça mais e mais esse laço que nos une.

*Sonhos são adoráveis. Mas são só sonhos. São fugazes, efêmeros, bonitos. Sonhos não se tornaram realidade só porque você sonhou. É o esforço que faz as coisas acontecerem. É o esforço que cria mudança.*

*Shonda Rhimes*

## RESUMO

RODRIGUES, Bárbara N. F., PINTO, Thais R.. **ESTUDO DE IMPACTOS DA GERAÇÃO EÓLICA EM LINHAS DE TRANSMISSÃO**. 2018. 90f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Engenharia Elétrica – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2018.

Este trabalho de conclusão de curso apresenta o estudo dos impactos da geração de energia elétrica provenientes de parques eólicos, nas linhas de transmissão de uma rede elétrica já existente. Para tanto, se fez necessário o estudo do funcionamento da geração e os impactos da inserção da energia eólica na rede, como harmônicos, flutuação de tensão, queda e elevação de tensão e curto-circuito. A contribuição deste trabalho foi estudar e apresentar um resumo da metodologia proposta pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, apresentada nos Procedimentos de Rede, submódulos 2.8 - Gerenciamento dos indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica e 3.6 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. Após a análise desses documentos, foi preciso uma avaliação dos valores obtidos por meio de uma Campanha de Medição de Qualidade de Energia Elétrica, realizada em um parque eólico localizado no Ceará que, então, foram comparados com parâmetros definidos nos Procedimentos de Rede.

**Palavras chave:** Parques Eólicos, Qualidade de Energia, Harmônicos, Flicker, Procedimentos de Rede

## ABSTRACT

RODRIGUES, Bárbara N. F., PINTO, Thais R.. **STUDY OF IMPACTS OF THE WIND POWER GENERATION IN TRANSMISSION LINES.** 2018. 90p. Final Thesys (Bachelor) – Electrical Engineering – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2018.

The objective of this work was to study the impacts of electric power generation from wind farms on the transmission lines of an existing electric grid. Therefore, it was necessary to study the operation of generation and the impacts of the insertion of wind energy in the network, such as harmonics, voltage fluctuation, voltage drop and rise and short circuit. The contribution of this work was to study and present a summary of the methodology proposed by the National Electric System Operator - ONS, presented in the Network Procedures, submodules 2.8 - Management of the electricity quality indicators of the Basic Network and 3.6 - Minimum technical requirements for transmission facilities. After analyzing these documents, it was necessary to evaluate the values obtained through an Electric Power Quality Measurement Campaign carried out in a wind farm located in Ceará, which were then compared with parameters defined in the Network Procedures.

**Keywords:** Wind Farms, Power Quality, Harmonics, Flicker, Network Procedures



## LISTAS DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Integração dos parques eólicos com sistema elétrico .....	15
Figura 2 – Evolução da Capacidade Instalada no Brasil .....	18
Figura 3 - Evolução da Geração Eólica - SIN.....	20
Figura 4 – Participação das fontes energéticas em operação .....	21
Figura 5 – Horizonte das linhas de transmissão para 2017.....	22
Figura 6 – Aquecimento da Atmosfera .....	25
Figura 7 – Tipos de Rotor.....	26
Figura 8 – Sistema de geração eólica .....	28
Figura 9 - Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo.....	32
Figura 10 - Gerador de Indução com Controle de Escorregamento.....	33
Figura 11 - Gerador de Indução Duplamente Alimentado .....	34
Figura 12 - Gerador Síncrono com Conversor de Frequência .....	34
Figura 13 – Integração de um parque eólico a uma rede elétrica .....	38
Figura 14 - Diagramas Unifilares Simplificados de Usinas Eólicas Típicas .....	39
Figura 15 – Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica Fonte: ABRADEE, 2017 .....	40
Figura 16 - Localização dos Empreendimentos Eólicos Contratados nos Leilões de Energia.....	42
Figura 17 - Recorde de Elevação de Geração em 1 Hora no SIN no Mês.....	44
Figura 18 - Forma de Onda de um Harmônico.....	46
Figura 19 – Forma de onda de um inter-harmônico .....	46
Figura 20 - Forma de onda de uma flutuação .....	48
Figura 21 - Forma de onda de uma queda de tensão .....	51
Figura 22 – Forma de onda de uma elevação de tensão .....	52
Figura 23 – Classificação dos diferentes tipos de fenômenos de qualidade de energia .....	54
Figura 24 - Requisito para Atendimento ao Fator de Potência na Faixa Operativa de Tensão no Ponto de Conexão.....	58
Figura 25 - Tensão nos Terminais dos Aero geradores ou Inversores da Central Geradora .....	59
Figura 26 - Diagrama Unifilar Resumido .....	67
Figura 27 - Curva Potência aerogerador .....	68
Figura 28 - Potência Ativa Gerada pelo Parque Durante Toda a Campanha de Medição .....	73
Figura 29 - Representação do “Equivalente Norton” com o LG da Rede Básica .....	74
Figura 30 - Distorção de Tensão Harmônica Total - DTHT .....	76
Figura 31 - Flicker - Pst .....	79
Figura 32 - Flicker - Plt .....	81

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Estimativa da Evolução Física do Sistema de Transmissão do SIN - Linhas de Transmissão .....	43
Tabela 2 - Principais Distúrbios e suas Causas .....	45
Tabela 3 - Limites Globais para os Indicadores de Flutuação de Tensão .....	62
Tabela 4 - Fatores de Transferência, em Função da Tensão Nominal de Barramento Sob Responsabilidade de Concessionária de Transmissão .....	62
Tabela 5 - Limites Individuais para os Indicadores de Flutuação de Tensão .....	63
Tabela 6 - Limites Globais Inferiores para os Indicadores DTHI e DTHTS95% .....	64
Tabela 7 - Limites Individuais para os Indicadores DTHI e DTHT95%.....	64
Tabela 8 - Aplicações de Diferentes Tipos de Transdutores de Tensão para Medições de QEE.....	71
Tabela 9 - Transdutor de Tensão .....	71
Tabela 10 - Transdutor de Corrente .....	72
Tabela 11 – Fator de agregação .....	74
Tabela 12 - Indicadores de Distorção de Tensão Harmônica DTHTS95% e DTHTS99% .....	76
Tabela 13 - Dados para Avaliação dos Níveis de Flicker .....	77
Tabela 14 - Dados do Aerogerador para cálculo da emissão de Flicker .....	78
Tabela 15 - Valores de Pst e Plt.....	78
Tabela 16 - Valores de Pst e Plt com velocidades do vento mínima e nominal .....	79
Tabela 17 - Indicador PstD95%, PstS95%, PstD99% e PstS99% .....	80
Tabela 18 - Limites Globais de Pst.....	80
Tabela 19 - Indicador PltS95% e PltS99% .....	81
Tabela 20 - Limites Globais de Plt.....	82

## LISTA DE SIGLAS

ABEEOLICA	Associação Brasileira de Energia Eólica
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
DTHI	Distorção de Tensão Harmônica Individual
DTHT	Distorção de Tensão Harmônica Total
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
FT	Fator de Transferência
ICG	Instalação de Transmissão de interesse exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
Plt	Indicador de Severidade de Cintilação de Longa Duração
Pst	Indicador de Severidade de Cintilação de Curta Duração
pu	Por Unidade
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>14</b>
1.1 TEMA.....	14
1.1.1 Delimitação do Tema.....	15
1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS.....	16
1.3 OBJETIVOS.....	16
1.3.1 Objetivo Geral.....	16
1.3.2 Objetivos Específicos.....	17
1.4 JUSTIFICATIVA.....	17
1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	19
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	19
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....</b>	<b>20</b>
2.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	20
2.2 HIDRELÉTRICA E TERMELÉTRICA.....	22
2.2.1 Hidrelétrica.....	22
2.2.2 Termelétrica.....	23
2.3 ENERGIA EÓLICA.....	24
2.3.1.1 Vento.....	24
2.3.1.2 Rotor.....	25
2.3.1.3 Transmissão e Caixa Multiplicadora.....	27
2.3.1.4 Mecanismo de Controle.....	27
2.3.1.5 Torre.....	28
2.3.1.6 Topologia de turbinas eólicas.....	29
2.3.1.7 Gerador Elétrico.....	30
2.4 CLASSIFICAÇÃO DE AEROGERADORES E SUAS CONEXÕES COM A REDE	
31	
2.4.1 Tipo A - Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo.....	32
2.4.2 Tipo B – Gerador de Indução com Controle de Escorregamento.....	32

2.4.3 Tipo C – Gerador de Indução Duplamente Alimentado .....	33
2.4.4 Tipo D – Gerador Síncrono com Conversor de Frequência.....	34
2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	35
<b>3. SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....</b>	<b>36</b>
3.1 SISTEMAS EÓLICOS .....	36
3.1.1 Híbrido .....	36
3.1.2 Geração Distribuída .....	36
3.1.3 Interligados à rede .....	37
3.2 LINHAS DE TRANSMISSÃO.....	37
3.3 PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA – 2026 .....	41
3.4 IMPACTOS DA ENERGIA EÓLICA NAS LINHAS DE TRANSMISSÃO .....	43
3.4.1 Harmônicos.....	45
3.4.2 Flutuação de tensão ( <i>flicker</i> ).....	47
3.4.3 Curto-circuito.....	49
3.4.4 Queda e elevação de tensão .....	51
3.4.5 Energia Reativa .....	52
3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	53
<b>4. CONEXÃO DE CENTRAIS GERADORAS EÓLICAS À REDE .....</b>	<b>54</b>
4.1 PROCEDIMENTOS DE REDE .....	55
4.1.1 Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	56
4.1.1.1 Operação em regime de frequência não nominal .....	56
4.1.1.2 Geração / absorção de potência reativa .....	57
4.1.1.3 Operação em regime de tensão não nominal .....	57
4.1.1.4 Atendimento do fator de potência em regime de tensão não nominal .....	57
4.1.1.5 Participação em SEP .....	58
4.1.1.6 Potência ativa de saída.....	58
4.1.1.7 Variação de tensão em regime permanente .....	59
4.1.1.8 Requisitos de suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas ....	59
4.1.2 Gerenciamento dos Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica da Rede Básica .....	60

4.1.2.1 Flutuação de tensão.....	60
4.1.2.2 Distorção harmônica de tensão .....	63
4.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	64
<b>5. METODOLOGIA PARA REALIZAÇÃO DE CAMPANHA DE MEDIÇÃO DE QEE .....</b>	<b>66</b>
5.1 CAMPANHA DE MEDIÇÃO .....	68
5.2 PONTO DE ACOPLAMENTO COMUM – PAC.....	69
5.3 INSTRUMENTOS DE MEDIÇÃO.....	70
5.4 ESTUDO DE DISTORÇÃO HARMÔNICA .....	73
5.5 ESTUDO DE FLUTUAÇÃO DE TENSÃO .....	77
5.6 INSTALAÇÃO DE FILTROS .....	82
5.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	84
<b>6. CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>85</b>
<b>7. REFERÊNCIAS .....</b>	<b>87</b>

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1 TEMA

Há séculos a técnica de conversão do vento em energia vem sendo utilizada e desenvolvida. Inicialmente, a energia eólica foi usada em propulsão de navios, moinhos de cereais, bombas de água e, na Idade Média, para mover a indústria de forjaria, por ser uma forma de geração relativamente simples. No século XIX, a conversão do vento começou a ser efetivamente utilizada como forma de geração de energia elétrica. Mas foi com a crise do petróleo nos anos 70, que houve um maior interesse no desenvolvimento e produção de equipamentos em escala industrial para geração de energia (ANEEL, 2002). O vento é uma ótima alternativa para a geração de energia por ser flexível para locais remotos e geração distribuída, como também para ser integrada às redes já existentes.

A energia eólica é uma fonte que provém dos ventos causados pelo aquecimento diferenciado da atmosfera, assim como da orientação dos raios solares e dos movimentos da Terra. Desse modo, as regiões tropicais, que recebem os raios solares quase que perpendicularmente, são as mais propícias a receberem parques eólicos. A topografia da região também provoca mudanças na velocidade do vento, podendo acelerá-lo ou reduzi-lo (CEPEL, 2008).

A qualidade da energia elétrica, que descreve o desempenho elétrico de geração de eletricidade, está diretamente relacionada com as perturbações que uma determinada fonte ocasiona, como por exemplo: geração hidrelétrica, termelétrica, solar, eólica, entre outras; e devem ser mantidas dentro de um determinado limite técnico exigido pelo órgão gerenciador de operação da rede.

A integração dos parques eólicos com o sistema elétrico (figura 1) apresenta diversos desafios para o sistema de energia. O principal problema é em relação ao sistema de segurança, quando a energia eólica é inserida no sistema de transmissão, fazendo com que os geradores eólicos tenham que ser desconectados, a fim de minimizar os distúrbios como: curto circuito, elevação ou queda de tensão, flutuações de tensão e cintilação, harmônicos e consumo de potência reativa (CEPEL, 2008). Outro fator que prejudica a transmissão eólica é o fato de que a maior parte dos parques eólicos está distante dos principais centros consumidores, acarretando a

necessidade de construção de extensas linhas de transmissão, o que ocasiona perdas e também impactos socioambientais (TOLMASQUIM, 2016).

**Figura 1 – Integração dos parques eólicos com sistema elétrico**



**Fonte: G1, 2013.**

### 1.1.1 Delimitação do Tema

Este trabalho de conclusão de curso consiste no estudo de uma parcela dos impactos da geração de energia elétrica provenientes de parques eólicos, nas linhas de transmissão de uma rede elétrica já existente. Durante o desenvolvimento do trabalho, será estudado o funcionamento da geração e os impactos da inserção da energia eólica na rede, com foco nos harmônicos e na flutuação de tensão, e em seguida avalia-los através dos Procedimentos de Rede e a Campanha de Medição de Qualidade de Energia Elétrica ao interligar os parques eólicos ao Sistema Interligado Nacional (SIN).



## 1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

O Brasil possui um dos maiores e melhores potenciais energéticos do mundo, com uma vasta diversidade de fontes de geração de energia, como a hidráulica, irradiação solar, biomassa e a força dos ventos (ANEEL, 2002), o que explica o extenso sistema de transmissão necessário para levar esta energia até os centros consumidores. Os problemas de qualidade de energia, devido à inserção de diferentes fontes de energia no sistema elétrico, tem se tornado uma preocupação, ainda que seja possível reduzir as perdas na transmissão e distribuição e obter uma maior confiabilidade na rede.

Como a energia eólica é uma fonte de energia não controlável (TOLMASQUIM, 2016), pois depende da velocidade e do regime de ventos, pode ocasionar problemas com a estabilidade de tensão e estabilidade transitória. A energia eólica, como em qualquer geração, afeta o fluxo de energia na rede e pode até mudar a direção deste fluxo em partes da rede, o que pode acarretar em perdas de energia, além de afetar a qualidade e a estabilidade da rede.

Devido ao rápido aumento do número de parques eólicos ligados aos sistemas de energia (ABEEOLICA, 2016), existe então a necessidade do estudo sobre as consequências dessa integração, de maneira a possibilitar o pleno uso da energia eólica.

## 1.3 OBJETIVOS

### 1.3.1 Objetivo Geral

Estudar os impactos, principalmente da distorção harmônica e da flutuação de tensão, gerados por parques eólicos nas linhas de transmissão através da análise desses distúrbios e avaliar, por meio de dados obtidos a partir de medições, a interligação dos aerogeradores e a qualidade da energia elétrica de um parque em funcionamento, com base em normativas definidas pelo ONS.

### 1.3.2 Objetivos Específicos

- Estudar o funcionamento da energia eólica;
- Estudar os impactos da inserção de energia eólica na rede;
- Estudar os Procedimentos de Rede;
- Estudar a Campanha de Medição da Qualidade de Energia;
- Apresentar o estudo de uma aplicação de um parque eólico em funcionamento.

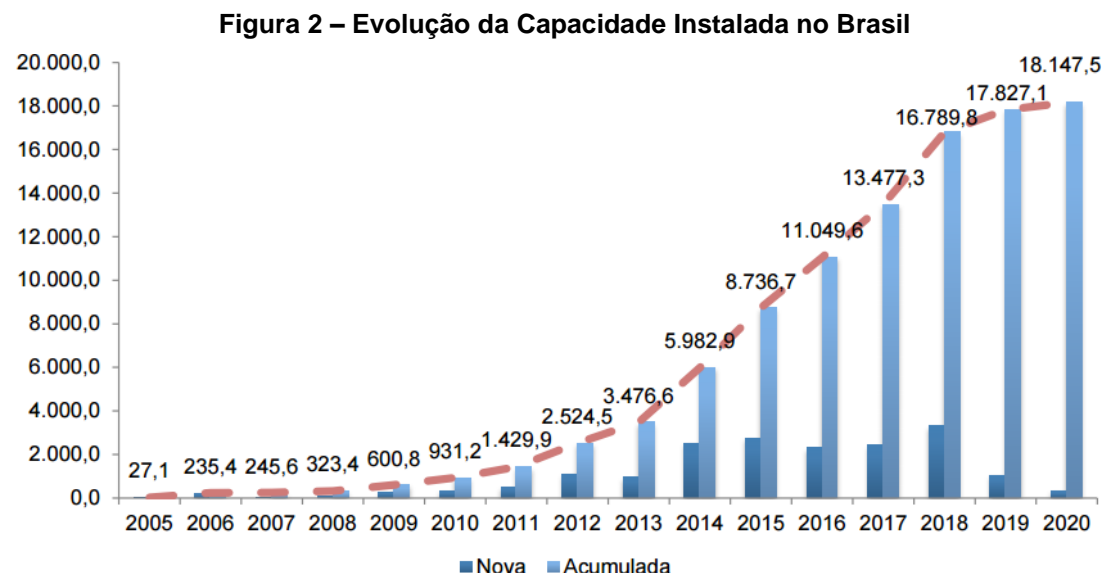
### 1.4 JUSTIFICATIVA

Se, por um lado, as reservas de combustíveis fósseis são relativamente reduzidas, por outro, o Brasil possui um dos maiores e melhores potenciais energéticos do mundo, podendo utilizar como fontes de energia, a hidráulica, irradiação solar, biomassa e a força dos ventos de maneira a garantir a autossuficiência energética do país (ANEEL, 2002). O Brasil, no entanto, tem utilizado em maior escala, duas fontes de energia – hidráulica e térmica. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2002), a conjuntura atual do setor elétrico brasileiro pode ser descrita por:

o crescimento da demanda, escassez de oferta e restrições financeiras, socioeconômicas e ambientais à expansão do sistema, indica que o suprimento futuro de energia elétrica exigirá maior aproveitamento de fontes alternativas. Se do lado da oferta de energia as condições são relativamente confortáveis, do lado da demanda há enormes desconfortos e desafios para a sociedade brasileira. Tanto na periferia de grandes centros urbanos como em regiões remotas e pouco desenvolvidas, as formas convencionais de suprimento energético não atendem às condições socioeconômicas da maior parte da população.

Portanto, é preciso que cada fonte ou recurso energético seja estrategicamente aproveitado, visando a maximização dos benefícios proporcionados e a minimização dos impactos negativos ao meio ambiente e a sociedade (ANEEL, 2002).

A energia dos ventos vem se tornando muito mais competitiva economicamente no mundo, e continua avançando significativamente no Brasil (figura 2).



Fonte: Abeeolica, 2016

O Brasil se tornou a quarta nação do mundo onde esse tipo de fonte de energia mais cresce, permanecendo atrás apenas de Alemanha, China e Estados Unidos, e ocupa a décima posição em capacidade instalada, segundo o relatório anual do Global World Energy Council (PORTAL BRASIL, 2016). De acordo com o Ministério de Minas e Energia, a capacidade instalada do setor cresceu mais de 50% entre os anos de 2014 e 2015. Segundo projeções da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEELICA, 2016), a capacidade instalada em 2016 atingiu a marca de 10,74 GW, e tem previsão para 18 GW até 2020.

A instalação de parques eólicos poderá contribuir para o aumento da disponibilidade de eletricidade em nosso país, fazendo-se uma fonte confiável de energia, uma vez que não irá se extinguir. Sendo assim, seria possível cortar os possíveis acionamentos de usinas termelétricas, em período de racionamentos de energia elétrica devido à estiagem; além de reduzir a necessidade de se construir usinas baseadas em fontes poluentes, contribuindo para o meio ambiente.

Sendo a energia eólica uma fonte de energia de previsibilidade não exata, a integração dos parques eólicos com a rede de energia já existente ocasiona distúrbios de estabilidade para a rede, que demandam mudanças na análise do sistema elétrico.

## 1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Para a realização deste trabalho serão definidos os projetos a seguir:

- Levantamento da bibliografia relacionada ao assunto, tais como livros, artigos e análise de projetos existentes;
- Pesquisa sobre a geração de energia elétrica proveniente de: hidrelétricas, termelétricas e parques eólicos;
- Estudo dos impactos da inserção de energia eólica nas linhas de transmissão;
- Estudo dos Procedimentos de Rede e seus parâmetros;
- Estudo da Campanha de Medição da Qualidade da Energia Elétrica;
- Análise de um estudo de caso, relacionando os Procedimentos de Rede e a Campanha de Medição da Qualidade da Energia Elétrica.

## 1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

A estruturação deste trabalho foi feita da seguinte forma: o primeiro capítulo apresenta uma proposta de trabalho, os objetivos, a justificativa do trabalho a ser desenvolvido e a revisão bibliográfica. O segundo capítulo contempla os conceitos relacionados ao tema central necessários para que esse trabalho venha a ser realizado. No terceiro capítulo é feita a delimitação do tema e apresentação da proposta do trabalho. O quarto capítulo evidencia os parâmetros dos Procedimentos de Rede para interligar um parque eólico ao sistema. O quinto capítulo demonstra as conclusões por meio de análise de dados obtidos através de uma Campanha de Medição em um parque eólico em atividade.

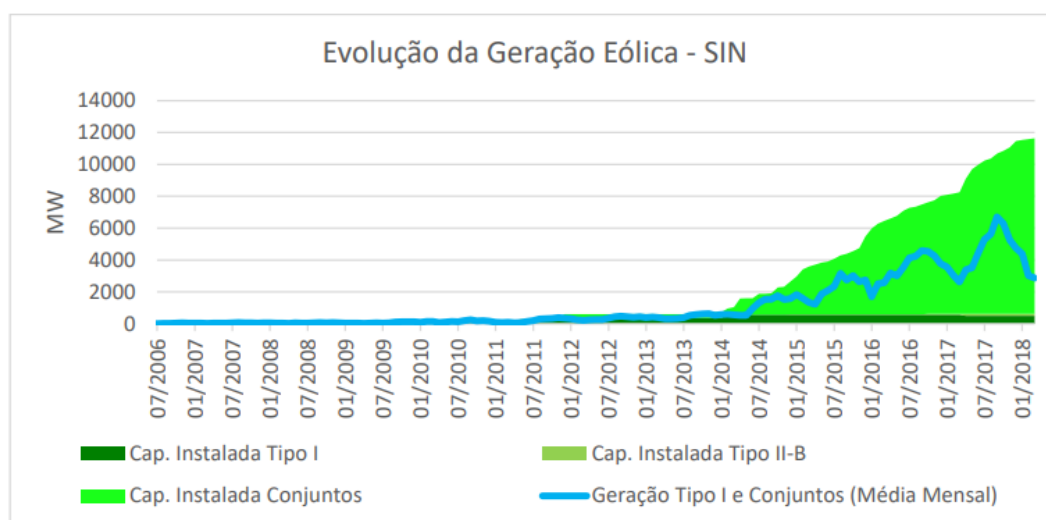
## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Segundo a ONS (2017), o sistema elétrico brasileiro é descrito pelo sistema interligado nacional (SIN), e é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, sendo a maior parte proveniente de usinas hidrelétricas. Pode-se dividi-lo em quatro subsistemas: Sul, Sudeste/ Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

Ao todo, dezesseis bacias hidrográficas respondem pelas usinas hidrelétricas localizadas em diversos locais no Brasil. As usinas termelétricas complementam a geração hidrelétrica em períodos de escassez do recurso hídrico e garantem o suprimento de energia. As usinas eólicas, que estão em constante crescimento, estão localizadas principalmente nas regiões norte e nordeste brasileiro e possuem papel importante no atual cenário, contribuindo para uma maior segurança do SIN.

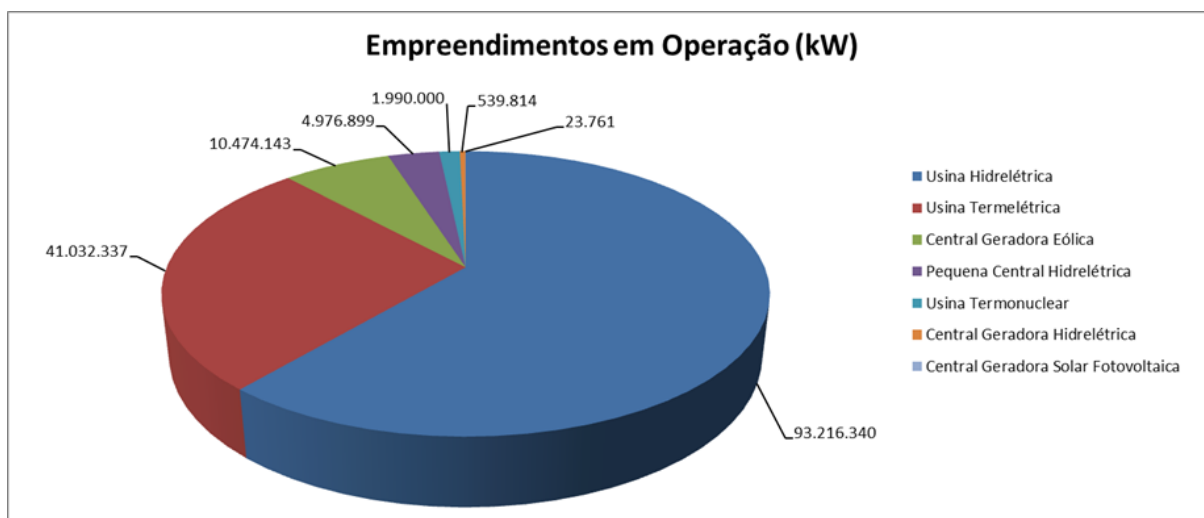
**Figura 3 - Evolução da Geração Eólica - SIN**



**Fonte: Boletim Mensal de Geração Eólica – ONS, 2018**

É possível ver a participação das principais fontes energéticas que estão atualmente em operação na figura 4 apresentada a seguir.

**Figura 4 – Participação das fontes energéticas em operação**



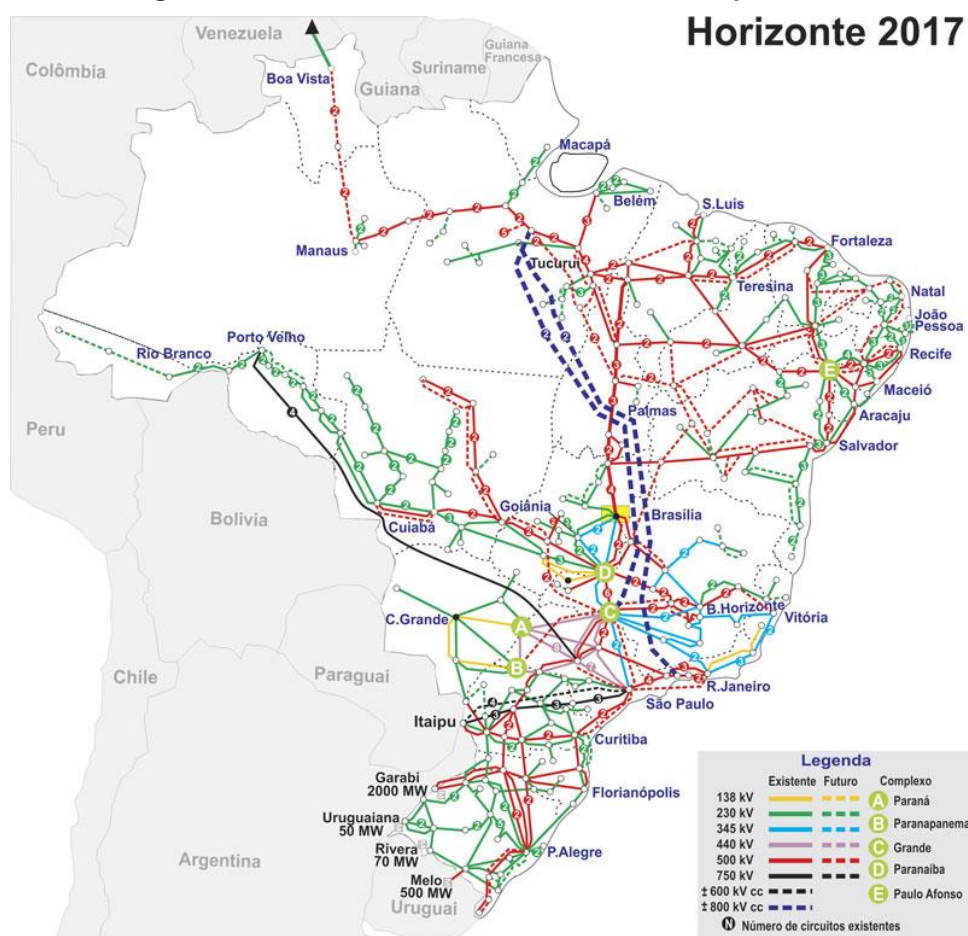
Fonte: Adaptada de ANEEL, 2017

De acordo com o Ministério de Minas e Energia (2017), para o atual cenário da matriz energética brasileira:

a estimativa é que a energia hidráulica continue sendo a mais importante na matriz elétrica de 2017, respondendo por 67,9%, percentual ligeiramente inferior ao verificado em 2016 (68,6%). Essa redução da fonte hídrica será compensada por bons desempenhos de outras fontes renováveis, como a eólica e a biomassa. A eólica deverá passar de uma proporção de 5,3% para 6,5%, e a biomassa de 8,8% para 9,0%, de 2016 para 2017.

Para conectar todo o sistema elétrico brasileiro, é necessária a utilização de linhas de transmissão, atendendo ao mercado com segurança e economia. Inicialmente a transmissão era restringida à sua região de origem, porém com o avanço da integração, todas as regiões passaram a ser interligadas, como é possível verificar na figura 5, a seguir, com o mapa do horizonte das linhas de transmissão em 2017.

Figura 5 – Horizonte das linhas de transmissão para 2017



Fonte: ONS, 2018

## 2.2 HIDRELÉTRICA E TERMELÉTRICA

### 2.2.1 Hidrelétrica

A geração de eletricidade a partir da água representa grande parte da matriz energética brasileira. Essa parcela já chegou a responder por 90% da capacidade total instalada, porém vem sendo substituída por outras fontes em razão de três fatores principais. O primeiro é a necessidade da diversificação do sistema elétrico a fim de deixá-lo mais seguro. O segundo fator é o contratempo em construir novos empreendimentos hidráulicos. Por fim, as questões de impacto ambiental devido sua grande extensão territorial dificultam a obtenção de licenças, acarretando o aumento de construções de novas usinas térmicas (ANEEL, 2008).

A geração hidrelétrica, se comparada com outras fontes, a exemplo da termelétrica, possui um baixo custo de suprimento, além de não liberar gases responsáveis pelo efeito estufa, portanto, é classificada internacionalmente como limpa.

Para classificar uma usina conforme seu porte é necessário conhecer a potência instalada. De acordo com a ANEEL (2008), usinas com até 1 MW de potência instalada são chamadas de Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH); entre 1,1 MW e 30 MW de potência instalada são denominadas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH); já Usinas Hidrelétricas de Energia (UHE), são aquelas com mais de 30 MW. O tamanho da usina também influencia na modelagem das linhas de transmissão. As UHEs exigem níveis de alta e extra-alta tensões por, normalmente, estarem distantes dos centros consumidores; enquanto que as PCHs e CGHs utilizam uma infraestrutura menos complexa, pois abastecem consumidores locais.

A geração hidrelétrica ocorre devido ao aproveitamento do desnível das quedas d'água, energia potencial gravitacional, que se transforma em energia mecânica na turbina (TOLMASQUIM, 2016). Em seguida, o gerador é acionado para converter a energia em eletricidade.

### 2.2.2 Termelétrica

As centrais térmicas desempenham papel importante na utilização de produção de energia elétrica combinada entre calor e eletricidade. A fim de suprir a demanda energética nacional, a energia termelétrica trabalha em conjunto com as fontes renováveis de energia como eólica e solar.

A produção de energia termelétrica é resultado da transformação do calor, a partir da queima de combustíveis não renováveis como carvão, petróleo, gás, madeira, vapor do campo geotérmico ou criado por reações nucleares.

Devido a necessidade da expansão da matriz energética nacional e a falta de viabilidade para implementação de novos projetos hidrelétricos, o gás natural vem sendo inserido como fonte alternativa na geração termelétrica por emitir menos gases causadores do efeito estufa se comparado com o carvão.



Por fim, o uso do petróleo, como fonte de geração de eletricidade, começou a diminuir a partir dos anos 1970 devido ao avanço da competitividade das fontes alternativas de energia. Porém, ainda é importante em locais remotos que não são atendidos pelo sistema interligado nacional.

## 2.3 ENERGIA EÓLICA

Segundo o Portal Brasil, página de conteúdos dos ministérios e secretarias do governo federal, o Brasil é o quarto país no mundo que mais cresce em produção de energia eólica. Estima-se que a capacidade instalada de energia eólica será de 24 mil megawatts em 2024, sendo 21 mil apenas no Nordeste brasileiro.

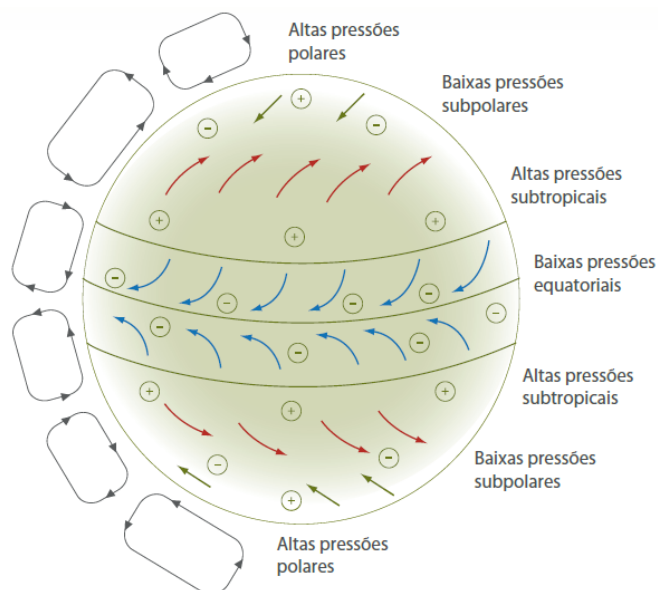
A instalação de parques eólicos tem crescido consideravelmente no Brasil. Segundo o relatório Global Wind Market Report, do GWEC (Global World Energy Council), o país possui ventos até três vezes superiores à necessidade de produção elétrica, colocando-o em posição de destaque no cenário mundial de geração de energia eólica. A indústria eólica terminou o ano de 2015 com investimento foi de R\$ 16,5 bilhões. O investimento acumulado ultrapassa R\$ 48 bilhões nos últimos seis anos.

Com relação ao local a ser instalados os parques eólicos, estudos apontam que os melhores potenciais estão no litoral das regiões Norte e Nordeste do Brasil, além do Vale do São Francisco, Sudoeste do Paraná e litoral Sul do Rio Grande do Sul. Para conseguir o melhor rendimento final do sistema eólicos, todos os seus componentes devem operar em equilíbrio (ANEEL, 2002).

### 2.3.1.1 Vento

A energia eólica é uma fonte de energia proveniente do vento, formado pelo movimento da terra, orientação dos raios solares e deslocamento de massas de ar devido ao aquecimento não uniforme da atmosfera (figura 6). A massa de ar mais fria que se desloca das regiões polares substitui o ar quente encontrado nas regiões tropicais, que tende a subir (CEPEL, 2008).

**Figura 6 – Aquecimento da Atmosfera**



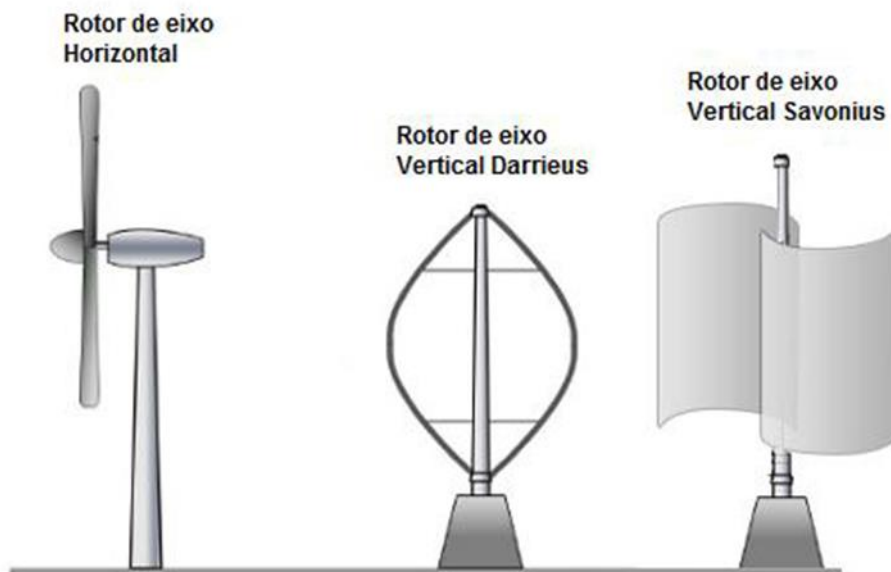
**Fonte: Abeeolica, 2016**

A existência de um fluxo constante e com velocidade regular do vento são essenciais para a geração de energia, dessa forma, é fundamental fazer uma análise prévia do local a ser instalada a turbina, levando em consideração a caracterização do recurso eólico, permitindo a maximização da oferta de eletricidade. O efeito físico do relevo, a altura de operação, o espaçamento horizontal entre aerogeradores, as horas do dia e as estações são fatores que afetam seu desempenho.

### 2.3.1.2 Rotor

O rotor (figura 7) é o conjunto das pás e cubo (suporte das pás e seus sistemas de controle) (TOLMASQUIM, 2016). Normalmente, os aerogeradores são classificados conforme a posição do eixo de seu rotor, podendo ser de eixo vertical ou horizontal; e tem como função a captura da energia cinética do vento. Os rotores giram, essencialmente, em decorrência das forças de sustentação, que atuam perpendicularmente ao escoamento, e das forças de arrasto, que agem na direção do escoamento. Os rotores que giram predominantemente sob o efeito de forças de sustentação permitem liberar muito mais potência do que aqueles que giram sob efeito de forças de arrasto, para uma mesma velocidade de vento (CEPEL, 2008).

Figura 7 – Tipos de Rotor



Fonte: Tolmasquim, 2016

#### 2.3.1.2.1 Rotor Horizontal

Os rotores de eixo horizontal são os mais utilizados mundialmente, e que para seu melhor aproveitamento, necessitam de um mecanismo no qual o eixo do rotor está alinhado à direção do vento. São predominantemente movidas por forças de sustentação, e as pás devem sempre estar em posição perpendicular ao vento (CEPEL, 2008).

O rotor pode ser projetado com uma pá, duas, três ou múltiplas pás, o rotor com três pás é o mais usual em parques eólicos por ter melhor eficiência aerodinâmica, custo, velocidade de rotação, peso, estabilidade e ruído.

#### 2.3.1.2.2 Rotor Vertical

No rotor vertical, a transmissão e o gerador estão alocados embaixo do rotor, e seu eixo de rotação é ortogonal à direção do vento. Tem como principais vantagens tolerar bem a turbulência dos ventos, capacidade de operar com ventos de quaisquer direções, além de bom desempenho em baixa altura (10 e 20m). Por esses motivos, o eixo vertical é amplamente utilizado em geração distribuída e instalações *offshore*.

Existem dois tipos de rotores verticais: o Savonius, que utiliza a força de arrasto para gerar energia, resultando em alto torque, baixa velocidade e eficiência; e o Darrieus, empregando força de sustentação, possui elevada velocidade e eficiência, porém com um alto custo da pá.

### 2.3.1.3 Transmissão e Caixa Multiplicadora

A transmissão tem como função transmitir a energia mecânica entregue pelo eixo do rotor até a carga e é composta por eixos, mancais, engrenagens de transmissão e acoplamentos (CEPEL, 2008). Normalmente a caixa de transmissão está localizada entre o rotor e o gerador, equilibrando a baixa velocidade do rotor em relação a alta velocidade de rotação dos geradores comuns.

A caixa multiplicadora é um sistema de multiplicação dos eixos, que tem como objetivo ampliar a velocidade da ponta da pá (*tip speed*), que entra no sistema na faixa de 20 a 150 rpm, até os geradores que atuam com velocidades muito elevadas, entre 1200 e 1800 rpm. Alguns modelos de aerogeradores têm sido fabricados sem a caixa multiplicadora. Utilizam assim geradores multipolos no lugar da caixa de engrenagens.

### 2.3.1.4 Mecanismo de Controle

Os mecanismos de controle atuam na orientação do rotor, no controle de velocidade e de carga. Podem ser mecânicos (velocidade, freio), aerodinâmicos (posicionamento do rotor) ou eletrônicos (controle de carga) (CEPEL, 2008).

É importante que a potência nominal do sistema seja respeitada; na presença de ventos fortes, é necessário dissipar a energia excedente a fim de evitar danos às turbinas e torres. Dessa forma, os controladores agem para limitar a extração de potência. Existem dois principais controladores de torque aerodinâmicos utilizados na turbina: controle estol (*Stall*) e controle de passo (*pitch*).

O controle estol é considerado um sistema passivo, que reage a velocidade do vento. Possuem o ângulo de passo do rotor fixo, e conseqüentemente, não podem girar em torno de seu eixo longitudinal (CEPEL, 2008). Já o controle de passo

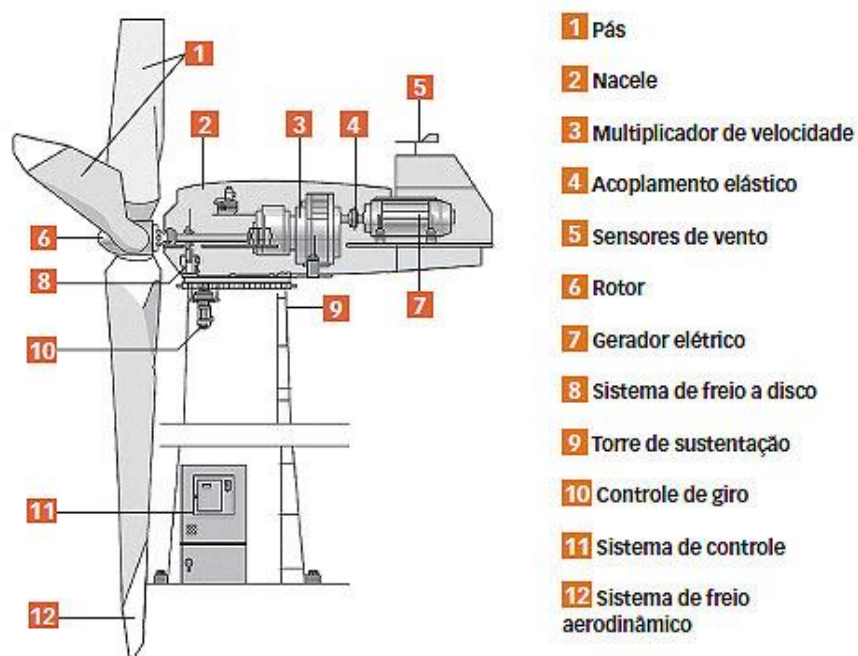
necessita de informação vinda do controlador do sistema, colocando as pás no melhor ângulo para manter a velocidade do vento e a velocidade de rotação do rotor constantes.

### 2.3.1.5 Torre

A torre é uma estrutura de sustentação da nacelle (compartimento onde se situam o gerador, caixa multiplicadora e sistema de controle), construída conforme a melhor altura de captação do vento para o rotor; e deve ser projetada para suportar cargas significativas e para resistir ao tempo. Por ser de grande porte, possui valor considerável no custo do projeto.

As torres podem ser construídas com torre de metal treliçado, metal tubular ou de concreto, sendo as duas últimas as mais utilizadas por suportarem pesos elevados. A figura 8 a seguir, corresponde a todos os componentes de um aerogerador.

**Figura 8 – Sistema de geração eólica**



Fonte: Infraestrutura Urbana, 2017

### 2.3.1.6 Topologia de turbinas eólicas

É através das turbinas que a energia cinética do vento é obtida (CUSTÓDIO, 2007). As turbinas podem ser divididas em dois grupos: turbinas de arraste e turbinas de sustentação.

#### 2.3.1.6.1 *Turbinas de arraste*

Nas turbinas de arraste o vento empurra as pás, fazendo o rotor girar. Dessa forma, o vento atinge a pá e a sua desaceleração origina uma força de arraste que age perpendicularmente em relação à superfície da pá que a impulsiona. Há um coeficiente de arraste (adimensional) que está relacionado com o formato da pá e varia de acordo com o desenho e as suas dimensões, geralmente seu valor não ultrapassa 2,0 (CUSTÓDIO, 2007).

Para não afetar a eficiência das turbinas de arraste, a velocidade das suas pás não pode ser superior que a velocidade do vento. Essas turbinas são normalmente utilizadas para bombear volumes restritos de água com ventos de baixa potência.

#### 2.3.1.6.2 *Turbinas de sustentação*

As turbinas de sustentação têm como pá os chamados aerofólios, que se assemelham às asas dos aviões. Esse modelo faz com que o vento incida sobre a pá com um ângulo  $\alpha$  em relação ao eixo da pá, resultando em uma força de empuxo, explicada pela 2ª Lei de Newton, em que o fluxo de ar é forçado a mudar sua direção na pá e por consequência, altera a velocidade.

As turbinas de sustentação também possuem um coeficiente, que assim como o de arrasto, varia conforme as características e tamanho; porém, devido à mudança em seu tamanho, o coeficiente pode variar ao longo do comprimento longitudinal da pá.

As turbinas eólicas também podem ser classificadas quanto seu tipo operacional, e relacionada como os aerogeradores serão conectados à rede elétrica.

#### 2.3.1.6.3 *Turbina de velocidade fixa*

As turbinas que operam com velocidade do rotor fixa, determinada pela frequência da rede elétrica, modelo de caixa multiplicadora e tipo do gerador, não dependem da velocidade do vento. O gerador, em sua maioria de indução, está conectado diretamente à rede elétrica, com um soft starter e um banco de capacitores para reduzir a compensação de potência reativa.

A turbina de velocidade fixa possui controle de qualidade de energia limitado, uma vez que os distúrbios causados na rede elétrica são resultado da oscilação da velocidade do vento, causando perdas significativas.

#### 2.3.1.6.4 *Turbina de velocidade variável*

Em contrapartida, as turbinas de velocidade variável, maioria em parques eólicos, são projetadas para atingir a máxima eficiência em diferentes velocidades de vento. Dessa forma, estas variações são assimiladas pelas mudanças na velocidade do gerador.

A forma de integrar uma turbina de velocidade variável é mais complexa se comparada com a velocidade fixa, uma vez que é necessário conectar o gerador, síncrono ou de indução, por meio de um conversor de energia. O resultado é uma melhora na qualidade de energia, porém ainda com distúrbios, e redução do esforço mecânico nas turbinas.

#### 2.3.1.7 Gerador Elétrico

A transformação de energia mecânica em energia elétrica é realizada através dos geradores elétricos, que existem em diversos modelos, tais como: geradores de corrente contínua, geradores síncronos, geradores assíncronos, geradores de comutador de corrente alternada. Cada um possui vantagens e desvantagens que devem ser levadas em conta no desenvolvimento do projeto.

Integrar os geradores ao sistema de conversão eólica resulta em problemas que envolvem a variação do vento, a variação do torque de entrada e a frequência e tensão exigidas. Os principais geradores utilizados na geração eólica são o gerador síncrono e o gerador de indução, sendo esse último o mais empregado.

De acordo com Fitzgerald, Kingsley e Umans (2006), os geradores síncronos, em condições de regime permanente, atuam como uma máquina de corrente alternada, e sua velocidade é proporcional à frequência da corrente de armadura. O rotor gira na mesma velocidade com o campo magnético girante, e resulta num conjugado constante, e por isso necessitam de um método de partida. Dessa forma, o gerador é dito síncrono quando a frequência elétrica e a frequência angular estão em igualdade. Além disso, com o uso dos geradores síncronos, é possível controlar, através da excitação, a tensão e a potência reativa gerada (CUSTÓDIO, 2009).

No gerador de indução, também chamado de assíncrono, a corrente do rotor é gerada por indução, ao contrário das máquinas síncronas em que há conexão à eletricidade. As correntes são induzidas nos enrolamentos do rotor através do arranjo da variação das correntes do estator e do movimento do rotor em relação ao estator (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006).

Diferentemente das hidrelétricas e termelétricas em que somente os geradores síncronos são utilizados, nas usinas eólicas, os dois modelos podem ser empregados. O gerador de indução possui como vantagens sua robustez e simplicidade, e quando produzido em larga escala, possui um preço reduzido.

## 2.4 CLASSIFICAÇÃO DE AEROGERADORES E SUAS CONEXÕES COM A REDE

Os aerogeradores podem ser classificados através do seu controle de velocidade, sendo elas: Tipo A (Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo), Tipo B (Gerador de Indução com Controle de Escorregamento), Tipo C (Gerador de Indução Duplamente Alimentado) e Tipo D (Gerador Síncrono com Conversor de Frequência).

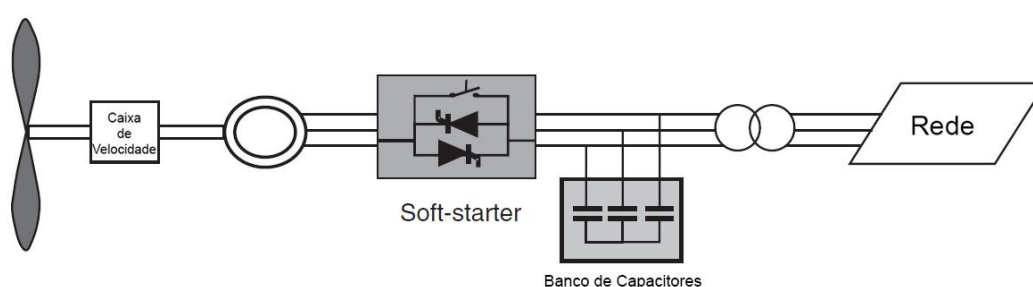


### 2.4.1 Tipo A - Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo

Essa configuração é conectada diretamente à rede através de um transformador, e para que a mesma seja feita de forma mais suave, é empregado um *soft-starter*. Como esse modelo de gerador sempre consome energia reativa da rede se faz necessário utilizar um banco de capacitores a fim de compensar a potência reativa da rede (ACKERMANN, 2005).

Apesar de o modelo ter baixo custo e robustez, sua desvantagem é que devido à velocidade fixa da turbina, a inconstância do vento acarreta na flutuação de tensão no ponto de conexão e perdas na linha, afetando diretamente a qualidade da energia elétrica.

**Figura 9 - Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo**



**Fonte: Ackermann, 2005**

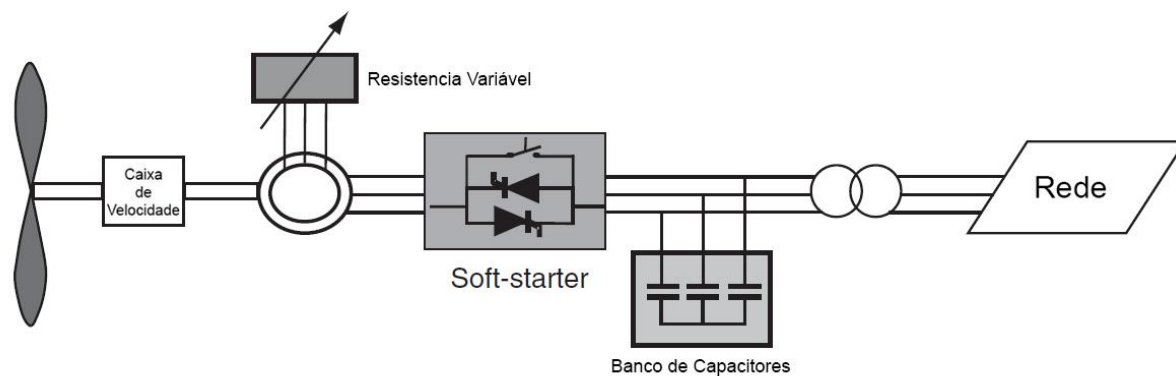
### 2.4.2 Tipo B – Gerador de Indução com Controle de Escorregamento

Esse modelo possui as mesmas características do Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo, com a adição de uma resistência variável ao rotor, cuja função é controlar a saída de energia ao sistema e que é alterado por meio de um conversor controlado opticamente acoplado ao eixo do rotor. Dessa maneira, é possível eliminar a necessidade de anéis coletores que precisam de escovas e manutenção (ACKERMANN, 2005).

Com a variação da resistência e por consequência, do escorregamento que controla a velocidade do gerador, é possível manter a frequência elétrica do gerador de acordo com a frequência do sistema ao qual aerogerador está conectado,

monitorando assim, a saída de energia no sistema elétrico (CUSTÓDIO, 2009). Esse modelo traz melhorias de desempenho ao gerador.

**Figura 10 - Gerador de Indução com Controle de Escorregamento**



**Fonte: Ackermann, 2005**

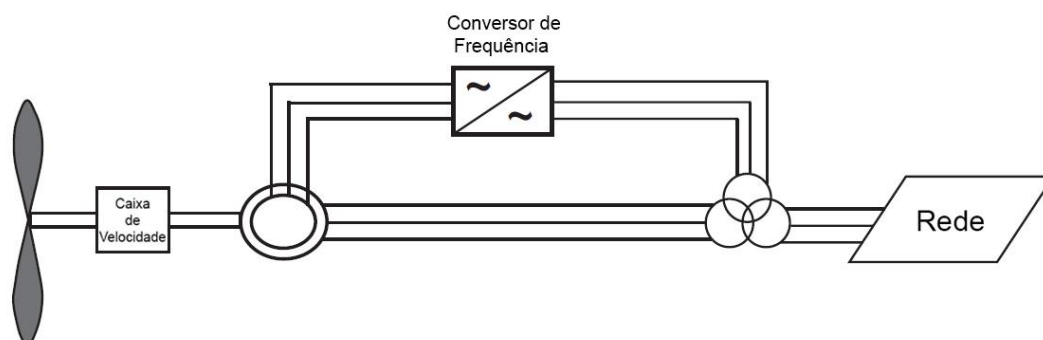
#### 2.4.3 Tipo C – Gerador de Indução Duplamente Alimentado

Essa configuração permite o controle das potências ativa e reativa do gerador através do controle da frequência rotórica, onde um conversor de frequência está instalado entre o rotor e o estator, possibilitando assim a aplicação de uma tensão ao enrolamento do rotor bobinado (CUSTÓDIO, 2009).

É possível recuperar a energia de escorregamento perdida no circuito do rotor através de um sistema, e reconduzi-la através do conversor de potência AC/DC/AC.

Se comparado com o gerador Tipo B, esse modelo permite um maior controle de velocidade dinâmica de acordo com o tamanho do conversor de frequência. Entretanto, ainda é necessário o uso dos anéis coletores além de uma proteção caso ocorram falhas na rede.

**Figura 11 - Gerador de Indução Duplamente Alimentado**



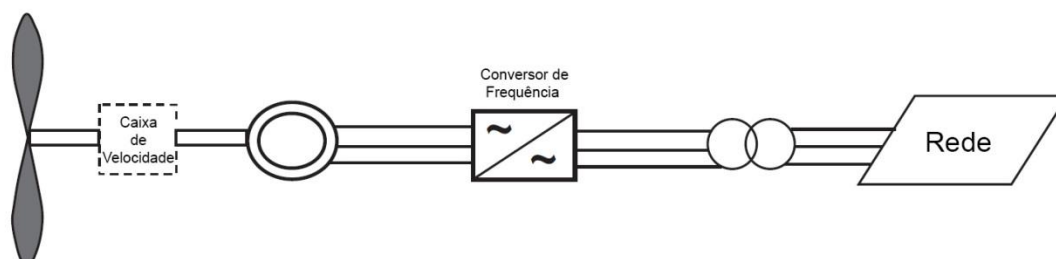
Fonte: Ackermann, 2005

#### 2.4.4 Tipo D – Gerador Síncrono com Conversor de Frequência

Os geradores síncronos com conversor de frequência, mais adotados atualmente, são utilizados em aerogeradores de velocidade variável, e utilizam o conversor de frequência para realizarem a conexão com a rede elétrica. O conversor é um sistema de retificador/inversor, onde a tensão proveniente do gerador é retificada e em seguida a corrente contínua é invertida.

Com esse modelo, é possível produzir energia elétrica de melhor qualidade, uma vez que a frequência, a tensão e as potências ativa e reativa são controladas. Além disso, pode-se dispensar o uso de caixa de engrenagens entre o gerador e a turbina, uma vez que os geradores síncronos podem ser produzidos com maior número de pólos e com estator em anel que viabiliza uma máquina de baixa rotação (CUSTÓDIO, 2009).

**Figura 12 - Gerador Síncrono com Conversor de Frequência**



Fonte: Ackermann, 2005

## 2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

O sistema interligado nacional (SIN) pode ser representado por um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, sendo majoritariamente composto por hidrelétricas, seguido de termelétricas que suprem a demanda elétrica do país. A eólica vem aumentando sua participação devido ao crescimento dos investimentos e a necessidade de diversificação das fontes energéticas. Em consequência disso, é primordial estudar os impactos da inserção de aerogeradores com outras fontes, visto que essa conexão afeta a qualidade e estabilidade do sistema elétrico.

### **3. SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

#### **3.1 SISTEMAS EÓLICOS**

A geração de energia elétrica a partir dos ventos ocorre através do aproveitamento da energia cinética com o emprego de turbinas eólicas, também chamadas de aerogeradores.

Pode-se dividir os sistemas eólicos em três aplicações diferentes: sistemas híbridos, geração distribuída e sistemas interligados à rede.

##### **3.1.1 Híbrido**

Esse é um modelo de sistema, no qual as turbinas eólicas não estão conectadas a grandes redes elétricas e sim a pequenas, independentes redes solar-eólica-diesel, nas quais os geradores eólicos representam a maior parte da capacidade total da geração.

Em condições anormais de vento, a turbina não entra em operação, necessitando assim de uma outra fonte de energia. Nesse caso, os painéis solares fornecerão eletricidade para carregar as baterias. Inversamente, se a energia solar não estiver disponível devido às nuvens pesadas ou chuvas, a energia elétrica está disponível a partir da pequena turbina eólica.

##### **3.1.2 Geração Distribuída**

É um modelo de geração de energia no ponto de consumo, no qual as turbinas eólicas estão conectadas a um sistema de distribuição relativamente baixo na concessionária; sua tensão é no máximo 15 kV e as turbinas captam o fluxo do vento de apenas uma direção. Dessa forma, os consumidores podem produzir sua própria energia elétrica, além de fornecer o excedente para a concessionária local.

### 3.1.3 Interligados à rede

São sistemas que inserem a própria energia produzida na rede elétrica, sendo a maioria dos aerogeradores de alta tensão, com o intuito de minimizar as perdas resistivas ao longo das linhas de transmissão até alcançar a subestação. As turbinas eólicas podem ser instaladas como unidades únicas ou em grandes arranjos conhecidos como "parques eólicos".

A introdução de diversas turbinas nos parques eólicos aumenta a capacidade da energia eólica produzida. A sua integração com o sistema elétrico inclui decisões sobre onde instalar os aerogeradores e como conectar com os sistemas de consumo. Além das turbinas eólicas e do conjunto de equipamentos de distribuição, os parques eólicos têm sistema de distribuição elétrica, estradas, recursos de coletas de dados e suporte técnico.

Por fim, as turbinas eólicas, por serem uma fonte não controlável, quando conectadas às grandes redes elétricas causam distúrbios de estabilidade para a rede. Com o intuito de minimizar as perturbações, como curto circuito, elevação ou queda de tensão, flutuações de tensão e cintilação, harmônicos e consumo de potência reativa; é fundamental a análise do sistema elétrico com o objetivo de reduzir as perdas na transmissão e distribuição de energia e obter uma maior confiabilidade na rede a fim de aproveitar plenamente energia eólica.

## 3.2 LINHAS DE TRANSMISSÃO

Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento do mercado consumidor.

Os parques eólicos estão, em sua maioria, localizados distantes dos centros consumidores e, dessa forma, necessitam de uma linha de transmissão que faça a condução de energia. Inicialmente, a ligação é feita em linhas de média ou alta tensão, que variam entre 1 kV e 230 kV, diferentemente das grandes hidrelétricas e termelétricas para as quais a transmissão é feita em linhas de extra alta tensão, com valores maiores que 230 kV.

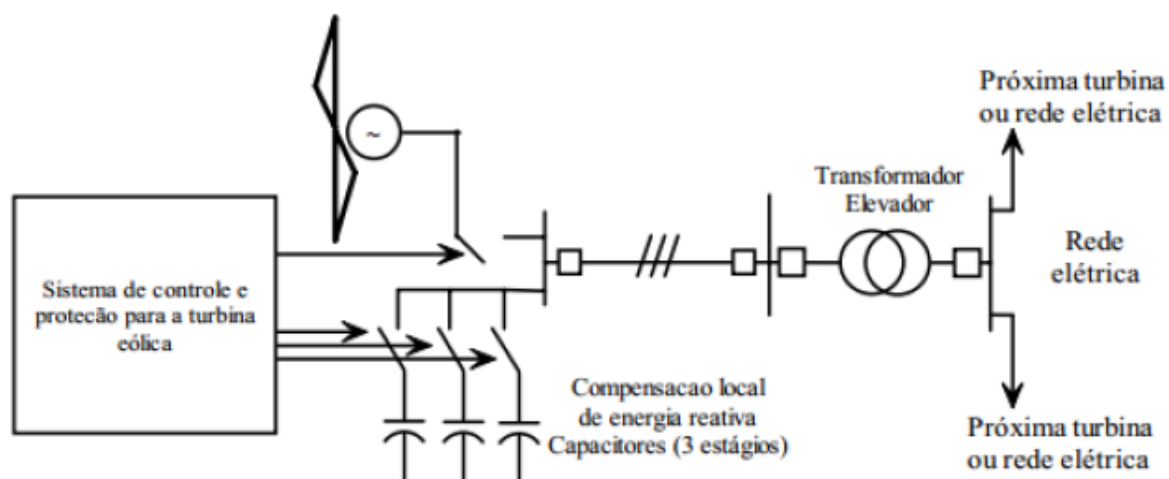
Segundo a ABRADÉE (2017), as linhas de transmissão no Brasil são identificadas conforme o nível de tensão de sua operação. Há um código que as caracteriza de acordo com sua classe:

- A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV
- A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV
- A3 – tensão de fornecimento de 69 kV

Para determinar o nível de tensão que será empregado na instalação das centrais eólicas, é preciso verificar o nível de potência e a disponibilidade do sistema elétrico local, além de acordar com a concessionária (HENRIQUES, 2016).

Os parques eólicos são um conjunto de aerogeradores conectados em paralelo com o objetivo de formar uma usina de produção de energia elétrica e é, usualmente, realizada em baixa tensão, de 380 V a 690 V, sendo necessário um transformador elevador para integração com a rede elétrica. Na figura 13 a seguir é possível observar essa ligação.

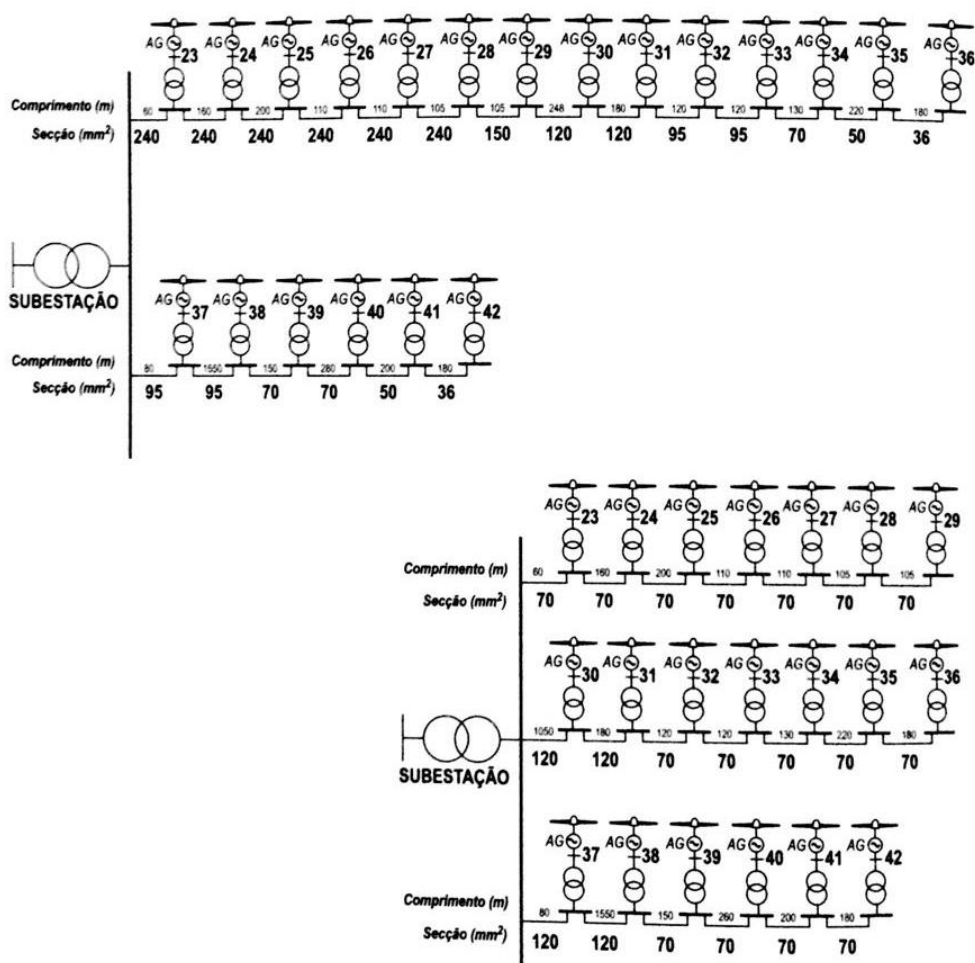
**Figura 13 – Integração de um parque eólico a uma rede elétrica**



Fonte: Henriques, 2016

Os transformadores de saída estão conectados ao barramento de uma subestação exclusiva para o parque eólico, cuja função é interligar os diversos aerogeradores do local a fim de os unir, na tensão adequada, ao sistema elétrico (CUSTÓDIO, 2009).

Figura 14 - Diagramas Unifilares Simplificados de Usinas Eólicas Típicas



Fonte: Custódio, 2009

A eletricidade, logo após sair dos geradores, é conduzida ao longo de cabos aéreos de alta resistência e revestidos por camadas isolantes, chamados de linhas de transmissão. A fim de evitar perdas, a energia é intensificada para milhares de volts ainda na unidade geradora, percorrendo a rede elétrica em alta tensão até alcançar a subestação, onde transformadores reduzem a tensão a níveis adequados para sua distribuição (figura 15).



**Figura 15 – Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica**



**Fonte: ABRADEE, 2017**

Os sistemas de transmissão de energia elétrica são constituídos por torres e suas estruturas, condutores de fase e cabos para-raios e subestações de transmissão.

As torres têm duas funções integradas: sustentar o circuito suspenso a uma altura segura para que não haja qualquer contato externo, além de assegurar o espaçamento entre os condutores e para-raios. Existem diversos modelos de torres de transmissão, sendo as auto-portantes e estaiadas as mais utilizadas.

Os condutores de fase são cabos de alta condutibilidade e resistência mecânica, encordoados, nus e sem isolamento constituídos principalmente de alumínio, e tem como função interligar as unidades geradoras às subestações. Os cabos para-raios são compostos de forma semelhante aos de fase, e proporcionam uma passagem para descargas atmosféricas que atingem o circuito.

As subestações de transmissão são compostas por chaves seccionadoras, para manobras de manutenção, disjuntores além de equipamentos de medição e proteção. Têm como função abaixar ou elevar a tensão, de acordo com o local onde estão instaladas. As subestações localizadas antes da linha de transmissão são elevadoras, já as que estão posicionadas logo após a linha de transmissão, reduzem a tensão a fim de adequar a tensão para que possa ser distribuída ao consumidor final (ABRADEE, 2017).

### 3.3 PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA – 2026

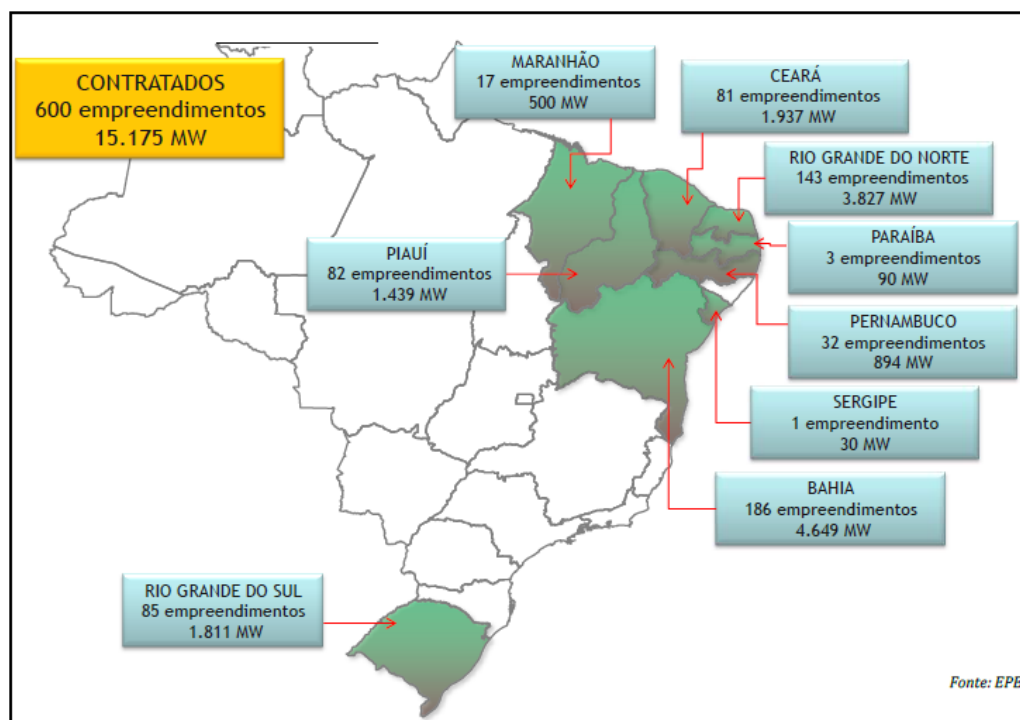
Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026, publicado em 2017 pela EPE, a energia eólica está extremamente competitiva em relação ao seu preço quando comparada com as principais fontes energéticas no Brasil. A fim de aprimorar a competição na geração e na comercialização de energia elétrica no sistema interligado nacional, se faz necessário otimizar o sistema de transmissão. O estudo do planejamento da rede de transmissão deve levar em conta diversos fatores com a finalidade de melhorar a confiabilidade da operação e do suprimento elétrico, assim como comportar as novas fontes e geração. Através do planejamento antecipado é possível harmonizar as novas implantações de novas usinas e suas respectivas redes de transmissão, evitando possíveis divergências de cronograma.

As principais funções da rede básica de transmissão do SIN, nas quais a tensão está entre 230 kV e 750 kV são:

- Transmissão de energia gerada pelas usinas para os grandes centros de carga;
- Integração entre os diversos elementos do sistema elétrico para garantir estabilidade e confiabilidade da rede;
- Interligação entre as bacias hidrográficas e regiões com características hidrológicas heterogêneas de modo a otimizar a geração hidrelétrica; e
- Integração energética com os países vizinhos.

A contar de 2009, ano em que foi realizado o segundo Leilão de Energia de Reserva, 600 empreendimentos eólicos, em sua maioria localizados nas regiões Nordeste e Sul do Brasil, foram contratados totalizando uma capacidade instalada de 15.175 MW até 2019.

**Figura 16 - Localização dos Empreendimentos Eólicos Contratados nos Leilões de Energia**



Fonte: MME, 2017

Cinco estudos foram efetuados com o objetivo de identificar os possíveis modos de escoar os potenciais eólico e fotovoltaico, que resultaram na orientação de reforçar o sistema de transmissão com tensões de 230 kV, 500 kV e 525 kV de modo a melhorar a confiabilidade assim como a integração dessas novas fontes de energia.

Até 2026 serão investidos R\$78 bilhões em linhas de transmissão, sendo R\$64 bilhões somente para novas instalações. Na tabela 1 é possível observar a estimativa da evolução física das linhas de transmissão, chegando a um aumento de mais de 60 km de novas linhas.

**Tabela 1 - Estimativa da Evolução Física do Sistema de Transmissão do SIN - Linhas de Transmissão**

Tensão	±800 kV	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
	km							
Existente em 2016		2.683	12.816	46.569	6.748	10.320	55.820	<b>134.956</b>
Evolução 2017-2026	12.078	0	0	30.737	439	1.337	17.293	<b>61.884</b>
Evolução 2017-2021	9.158	0	0	14.778	316	802	7.222	<b>32.276</b>
Evolução 2022-2026	2.920	0	0	15.959	123	535	10.071	<b>29.608</b>
Estimativa 2026	12.078	2.683	12.816	77.306	7.187	11.656	73.113	<b>196.839</b>

Notas: (1) Nos casos de LTs em circuito duplo ou bipolos de corrente contínua, as extensões foram computadas por circuito e por polo.

(2) Dados de 2016 do DMSE/MME.

**Fonte: MME, 2017**

### 3.4 IMPACTOS DA ENERGIA EÓLICA NAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

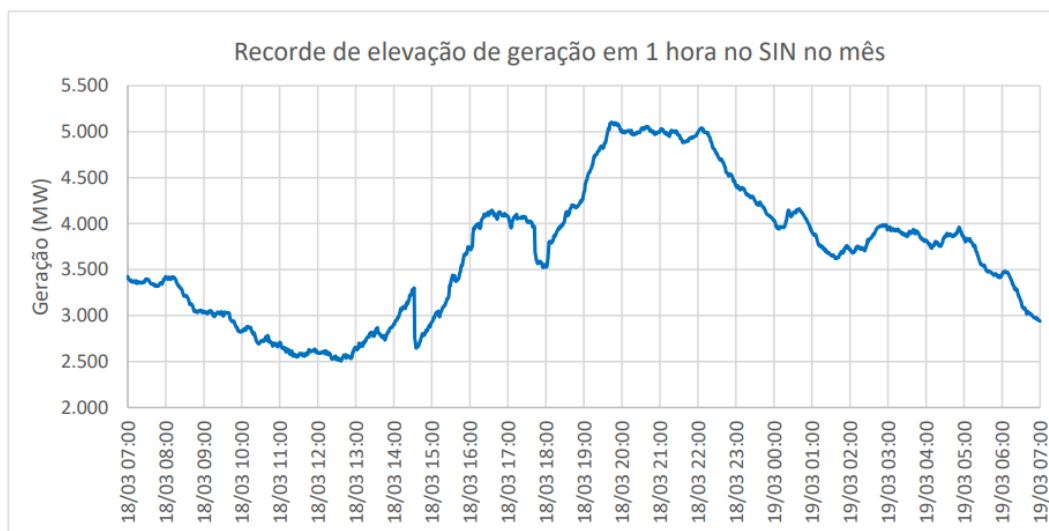
O estudo da qualidade de energia visa minimizar os distúrbios causados por uma fonte de geração elétrica, e relaciona os setores de geração, transmissão e distribuição. No Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável por determinar os modelos de referência de qualidade de energia.

Exceto para pequenas turbinas que alimentam os sistemas híbridos e distribuídos, as turbinas de parques eólicos fazem parte de um complexo integrado de produção de eletricidade, com o objetivo de inserir energia sem perturbar a rede ou se tornar uma carga. Sendo assim, os aerogeradores fazem parte do grupo de fontes elétricas que trabalham unidas ao sistema hidrotérmico, mantendo níveis técnicos exigidos pelas concessionárias de energia (HEMAMI, 2012).

Para suprir o mercado consumidor, o sistema de transmissão integra todas as diferentes fontes de energia. A hidrelétrica e a termelétrica, por serem as duas principais fontes de geração no Brasil e ter a possibilidade de definir a capacidade e, conseqüentemente, controlar a geração, ajustam a oferta disponível à demanda. Por outro lado, a energia eólica, por ser proveniente do vento, é uma fonte intermitente. Dessa forma, é necessário reduzir ao máximo seus impactos para que haja a melhor integração das três fontes de energia.

É possível observar através da figura 17, dados de março de 2018, que em um dia de produção de energia elétrica por fontes eólicas há uma grande variação de potência gerada, resultando em uma oscilação e dificuldades nos controles de tensão e frequência na operação do SIN.

**Figura 17 - Recorde de Elevação de Geração em 1 Hora no SIN no Mês**



**Fonte: Boletim Mensal de Geração Eólica – Março, 2018**

Por utilizar o vento como fonte, a energia eólica é inconstante e sua capacidade de geração varia conforme o horário, dia ou estação do ano. Segundo a Cepel (2008), os principais distúrbios causados pelas turbinas eólicas na rede elétrica são: curto circuito, elevação ou queda de tensão, flutuações de tensão e cintilação, harmônicos e potência reativa (tabela 2).

Tabela 2 - Principais Distúrbios e suas Causas

Interferência no sistema elétrico	Causa(s)
Sobretensão	Produção de potência
Flutuações de tensão e flicker	Operações de chaveamento
	Efeito da sombra da torre
	Erro no passo da pá
	Erro de direcionamento
	Rajada de vento
	Flutuações da velocidade do vento
Harmônicos	Inversor de frequência
Consumo de energia reativa	Componentes indutivos
	Controle dos tiristores
Picos e afundamentos de tensão	Operações de chaveamento

Fonte: Custódio, 2009

### 3.4.1 Harmônicos

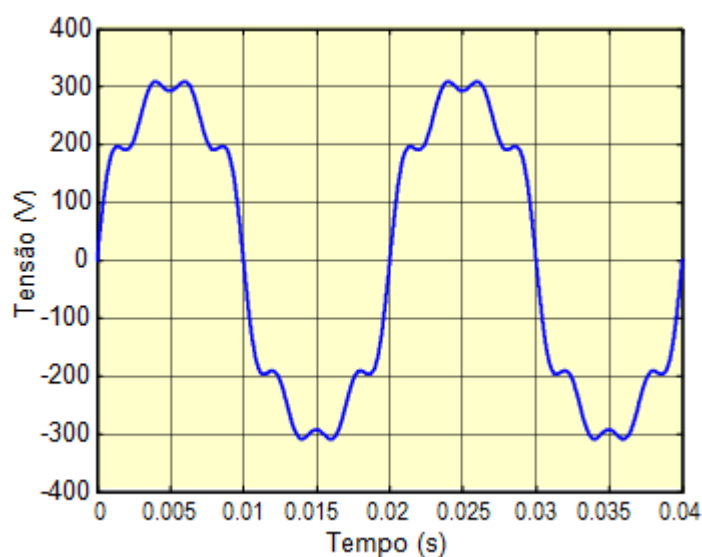
A preocupação com a distorção harmônica surgiu na década de 1920, quando sistemas telefônicos foram interrompidos, em refinarias de cobre nos Estados Unidos e em uma mineração no Canadá, e foi vinculada a instalação de conversores. Atualmente é um fenômeno intrínseco ao sistema elétrico.

A forma de onda ideal para sinais elétricos é a senóide, uma vez que tem como função preservar, através de componentes passivos, como resistores, capacitores e indutores, as características dos sistemas (LEÃO; SAMPAIO; ANTUNES, 2014).

Uma onda periódica, segundo Leão, Sampaio e Antunes (2014)

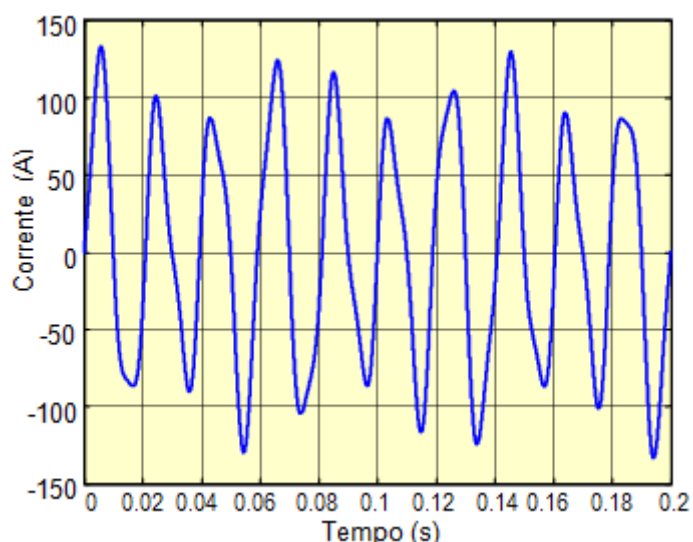
distorcida, deformada ou sem conformidade senoidal é o resultado da sobreposição de uma série de ondas senoidais, que possui uma componente fundamental e um conjunto de ondas, denominadas "harmônicas", responsáveis pelo maior ou menor grau de distorção da onda distorcida.

Os harmônicos (figura 18) são correntes ou tensões senoidais com frequências múltiplas de uma frequência fundamental, que é definida conforme a operação do sistema de energia elétrica. O sistema elétrico brasileiro opera com frequência fundamental de 60 Hz e sua  $h$ -ésima harmônica é ( $h \times 60$ ).

**Figura 18 - Forma de Onda de um Harmônico**

Fonte: Sinus 2017

É possível também encontrar inter-harmônicos (figura 19), que são componentes de frequência não múltiplos inteiros da frequência fundamental, como por exemplo 100 Hz, e que podem acarretar as flutuações de tensão.

**Figura 19 – Forma de onda de um inter-harmônico**

Fonte: Sinus, 2017

Esses harmônicos distorcem as formas de onda e são provocados por equipamentos e cargas com características não-lineares – cujas ondas de corrente não são similares às curvas de tensão - que estão instalados no sistema de energia.

Os distúrbios harmônicos são causados por diferentes equipamentos elétricos e assim impactam em diferentes danos, como variação térmica e da resistência, e decréscimo da vida útil dos cabos elétricos. Frente a estes danos, é essencial determinar ações de prevenção e correção com intuito de conter ou extinguir a presença de harmônicos no sistema elétrico (Portal O Setor Elétrico, 2013).

Especificamente na energia eólica, os harmônicos podem causar os seguintes efeitos (CUSTÓDIO, 2009):

- Perdas adicionais;
- Sobrecarga de capacitores para compensação de potência reativa;
- Aquecimento de motores elétricos;
- Distorções nas medições de energia elétrica;
- Distúrbio de comutação de conversores tiristorizados.

O estudo de harmônicos é realizado por meio de análises matemáticas de ondas não senoidais periódicas pela Série de Fourier, e visa avaliar os impactos dos dispositivos não lineares, calcular os níveis de distorção harmônica, identificar condições de ressonância e por fim, indicar condições de filtragem em instalações e sistemas elétricos (LEÃO; SAMPAIO; ANTUNES, 2014).

#### 3.4.2 Flutuação de tensão (*flicker*)

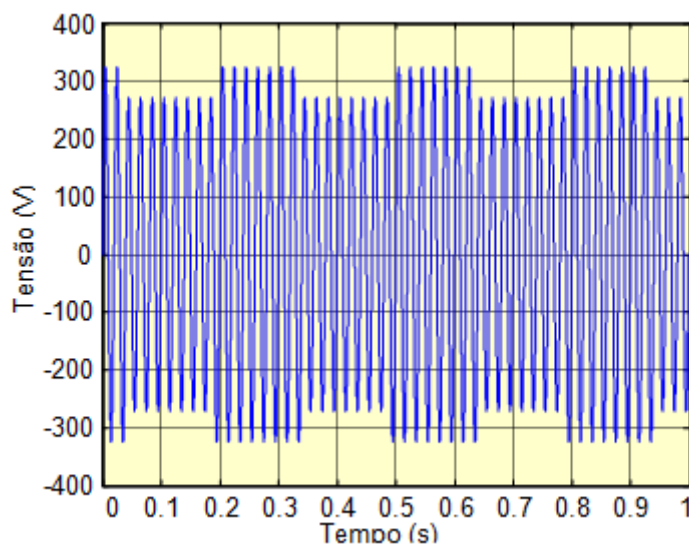
A flutuação de tensão, também conhecida como cintilação ou *flicker*, é um fenômeno de variação brusca, rápida e intermitente do valor eficaz da tensão. Essas variações aleatórias e repetitivas podem ser relacionadas com a operação de cargas não lineares que apresentam consumo de potência variável no tempo, enquanto as flutuações esporádicas são associadas a manobras de rede ou de carga. Seu efeito pode ser percebido através de uma cintilação luminosa perceptível ao olho humano.

O *flicker* (figura 20) é causado por interferências de outras frequências distintas de 60 Hz, que se propagam pela rede elétrica, ocasionando danos em dispositivos,



além de redução de rendimento e oscilação de torque e potência nos motores elétricos, e interferência nos sistemas de proteção (MARTINHO, 2009).

**Figura 20 - Forma de onda de uma flutuação**



**Fonte: Sinus, 2017**

Na geração eólica, o arranjo de instalação das turbinas, também chamado de efeito sombra, a inconstância dos ventos e os erros das máquinas são os principais motivos para o efeito da flutuação, deixando os aerogeradores em posição de destaque como uma das principais fontes de geração que causam flutuação de tensão no sistema elétrico. As flutuações de potência e tensão variam em frequência na faixa de 1 Hz.

Segundo Custódio (2009), as causas do *flicker* na geração eólica podem ser:

- Flutuações aerodinâmicas na potência, devido ao efeito da sombra e torre;
- Oscilações de potência da turbina provocadas por rajadas de vento;
- Variações de potência devido ao gradiente do vento;
- Variações de potência causadas por rápidas mudanças e turbulências do vento;

- Vibrações na turbina causadas por erros no controle dos ângulos de ataque, resultando em diferentes ângulos nas pás das turbinas;
- Rápidas oscilações nas potências ativa e reativa provocadas por flutuações ou oscilações no sistema de controle.

A flutuação de tensão pode ser identificada a partir de dois parâmetros, segundo o ONS (2017), PST e PLT, e com seus estudos é possível determinar um limite de valor aceitável de emissão. O primeiro, *Probability Short Term*, indica a gravidade dos níveis de cintilação aliado a flutuação de tensão observada em um intervalo de tempo constante de dez minutos; com esses valores, é possível estabelecer a intensidade do *flicker* a fim de determinar as melhores soluções para reduzir seus efeitos. Em alternativa, o PLT, *Probability Long Term*, observa a flutuação em um período de duas horas ininterruptas, sendo esse o mais prejudicial à rede. No caso dos aerogeradores, o princípio é semelhante, diferindo apenas no período de observação.

Os cálculos dos limites de flutuação ainda não possuem métodos simplificados, e lançam mão de deduções fundamentadas a partir de medições padronizadas, realizadas em circunstâncias conhecidas previamente.

### 3.4.3 Curto-circuito

As faltas nos circuitos elétricos, denominadas curto-circuito, geram alteração nos níveis de tensão, arco elétrico, perturbações a estabilidade, elevação de temperaturas dos equipamentos, resultando em interrupção do fornecimento de energia e danos aos dispositivos. O curto-circuito pode apresentar-se de diversas formas e são os impactos mais comuns conhecidos na rede elétrica. Com o intuito de limitar a ação de um curto-circuito no sistema, dispositivos de detecção e comutação são instalados, a fim de isolar a parcela que apresenta defeito.

Segundo Kindermann (1997), as falhas de curto-circuito podem ter diversas causas divididas em:

problemas de isolamento (desenho inadequado da isolamento dos equipamentos, estrutura ou isoladores, material empregado, inadequado ou de má

qualidade, na fabricação, problemas de fabricação, envelhecimento do próprio material); problemas mecânicos (ação do vento, neve, contaminação, árvores, etc); problemas elétricos (descargas atmosféricas diretas ou indiretas, surtos de chaveamento (manobra), sobretensão no sistema); Problemas de natureza térmica (sobrecorrente em consequência da sobrecarga no sistema e sobretensão dinâmica no sistema); Problemas de manutenção (substituição inadequada de peças e equipamentos, pessoal não treinado e qualificado, peças de reposição não adequadas, falta de controle de qualidade na compra do material, inspeção na rede não adequada) e por fim, problemas de outra natureza (ato de vandalismo, queimadas, inundações, desmoronamentos e acidentes de qualquer natureza).

O estudo dos defeitos do curto-circuito pode ser dividido pelo local onde ocorre a falha no sistema elétrico, ou seja, na geração, subestação e transmissão, sendo o último o setor que mais é registrado a presença de curtos, com 89% do total. Isto ocorre devido à longa extensão das linhas de transmissão, geralmente aéreas que interligam todo o país, passando por diferentes condições de clima e tempo, além de seus condutores e estruturas estarem ordenados em série, diminuindo sua confiabilidade.

Os curtos-circuitos podem ser divididos em dois tipos: permanente ou temporário. O curto permanente não é reversível espontaneamente, e após o desarme do disjuntor, é necessária a assistência técnica de manutenção para a religação do sistema. Em contrapartida, o curto temporário não causa danos à rede e após a proteção, voltam a operar normalmente; e causa, principalmente, o rompimento do arco elétrico no isolador.

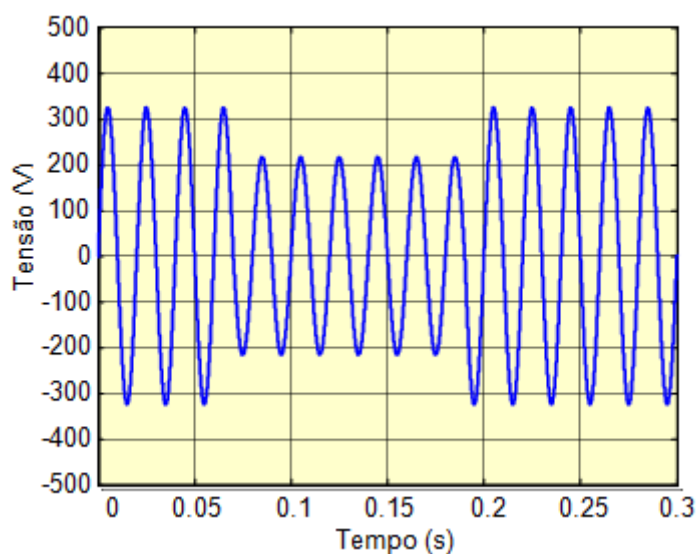
A potência de curto-circuito está diretamente relacionada com a definição de rede forte ou fraca. Um problema frequente presente na conexão entre a geração eólica e o sistema elétrico é a variação do vento, resultando em uma rede fraca, que leva em conta a pequena relação entre potência de curto-circuito da rede e a potência eólico-elétrica injetada na rede (CEPEL, 2008).

Segundo o Portal O Setor Elétrico (2012), logo após a ocorrência de um curto-circuito, uma grave queda de tensão acontece, gerando um desequilíbrio na estabilidade do sistema de transmissão, devido a desconexão dos aerogeradores em falta, e equivale à perda da capacidade de produção.

### 3.4.4 Queda e elevação de tensão

A elevação e queda de tensão são fenômenos de variação de tensão causadas por oscilação de carga ou perda de interligações no sistema elétrico. A principal causa de quedas de tensão nos terminais de uma instalação de energia eólica é o curto-circuito. A queda de tensão (figura 21), normalmente, é o resultado de uma falta de corrente no decorrer da rede elétrica, que pode ser devido a um curto-circuito, partida de uma máquina ou energização de um transformador. Sua intensidade de efeito depende de sua magnitude, além da suportabilidade do equipamento à queda de tensão. A magnitude da queda de tensão é um valor eficaz medido ao longo de meio ou um ciclo completo, e pode haver dificuldades de verificação na presença de desequilíbrio de fases.

**Figura 21 - Forma de onda de uma queda de tensão**



**Fonte: Sinus, 2017**

A queda de tensão na linha de transmissão, geralmente, dura menos tempo se comparada com queda a na linha de distribuição, uma vez que os mecanismos de compensação – relé e disjuntor – atuam mais rapidamente em razão da grande parcela de energia que é transportada.

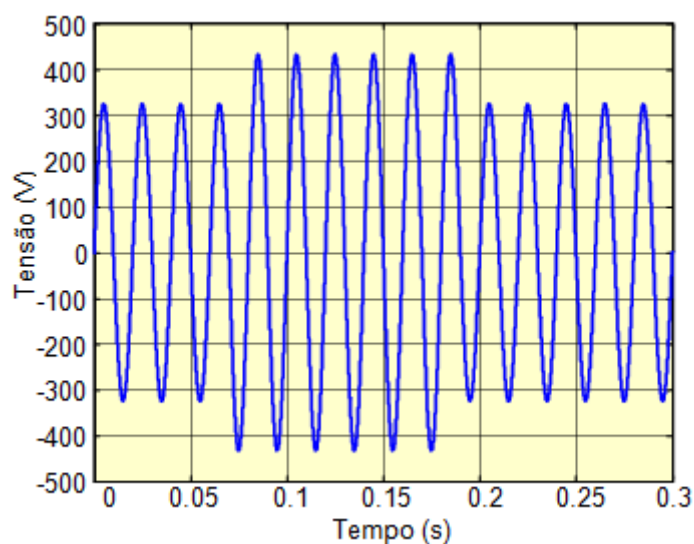
Para geração eólica distribuída, os impactos da queda de tensão são menos significativos, entretanto, no sistema interligado, uma única falha no nível de

transmissão pode afetar todas as instalações em uma série de territórios, desencadeando a perda instantânea de uma parcela da geração, ameaçando a segurança do sistema (BOLLEN; OLGUIN; MARTINS, 2004).

A reação da instalação elétrica logo após a falha, está intimamente relacionada com o comportamento durante a falha, pois é no decorrer do lapso que a instalação vivencia a redução de tensão. Dessa forma, o estudo do impacto da queda de tensão é pertinente para aumentar a confiabilidade do sistema elétrico quando há a inserção da geração eólica.

A elevação de tensão (figura 22) é um fenômeno que aumenta a tensão eficaz do sistema entre 10% e 80%, e pode ocorrer ao desligar uma grande quantidade de cargas do sistema ou também pela troca de bancos de capacitores. Em relação à queda de tensão, a elevação é menos comum, mas também está associada às falhas de rede (Sinus, 2017).

**Figura 22 – Forma de onda de uma elevação de tensão**



**Fonte: Sinus, 2017**

### 3.4.5 Energia Reativa

A energia reativa pode afetar os níveis de tensão em regime permanente do sistema elétrico, uma vez que a demanda de energia no gerador assíncrono é

relativamente compensada pelo banco de capacitores nos aerogeradores com velocidade constante. Em geral, os aerogeradores operam com fator de potência superior a 0,96.

### 3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

O foco dos estudos desse trabalho é estudar e analisar os impactos (curto circuito, elevação ou queda de tensão, flutuações de tensão e cintilação, harmônicos) causados pela integração da eólica com as fontes usuais, hidrelétrica e termelétrica, no momento da transmissão da eletricidade, uma vez que a maioria dos parques eólicos estão afastados das centrais consumidoras. Dessa forma, é importante avaliar a estabilidade e confiabilidade, qualidade de tensão e corrente que serão entregues à rede elétrica, de acordo com as normativas definidas pelo ONS, que estão no documento “Procedimentos de Rede”.

#### 4. CONEXÃO DE CENTRAIS GERADORAS EÓLICAS À REDE

Os sistemas de energia renovável podem ser uma alternativa econômica para áreas com alta demanda de consumo de eletricidade. O vento é a fonte mais promissora e seu nível de aproveitamento e integração com a rede também está aumentando. Embora os benefícios da geração eólica incluam suporte de tensão, diversificação de fontes de energia, redução nas perdas de transmissão e distribuição e maior confiabilidade, problemas de qualidade de energia também são uma preocupação crescente (TANDJAQUI, 2013). Os fenômenos de qualidade de energia, segundo Ackermann (2005) podem ser classificados da seguinte maneira:

**Figura 23 – Classificação dos diferentes tipos de fenômenos de qualidade de energia**



**Fonte: Adaptada de Ackermann, 2005**

A integração de energia eólica apresenta questões importantes em termos de modificações operacionais e de extensão da estrutura do sistema elétrico de potência, requisitos de conexão para turbinas eólicas, a fim de manter um fornecimento estável e confiável e sua influência na segurança do fornecimento.

Para a conexão dos parques eólicos às linhas de transmissão, se faz necessário o controle global do sistema e estudos elétricos como: fluxo de potência, estabilidade transitória e de tensão, análise harmônica e perdas (CUSTÓDIO, 2009). Os operadores de redes de transmissão têm que cuidar do equilíbrio geração e demanda, isto é, segurança de fornecimento.

Segundo Custodio (2009), ao avaliar a interligação de parques e turbinas eólicas com a rede elétrica, é preciso atentar-se para não ultrapassar os limites de

qualidade da energia devido às perturbações e características da geração eólica. Os principais fatores a serem levados em consideração são:

- Potência do curto-circuito da rede no ponto de acoplamento;
- Potência aparente nominal da turbina eólica;
- Propriedades especiais do sistema (projeto elétrico, método de operação, etc);
- Efeito combinado de várias turbinas eólicas similares na rede;
- Limites de capacidade dos equipamentos da rede elétrica, tais como disjuntores e transformadores de corrente.

É necessário avaliar a estabilidade da rede através dos parâmetros da linha de transmissão, com o objetivo de verificar se as mesmas serão capazes de suportar o fluxo de potência elétrica que a usina eólica irá inserir e se o sistema permanecerá estável para algumas condições de operação, principalmente quando ocorrerem distúrbios, dos quais se recomenda o estudo da qualidade de energia de harmônicos e flutuação de tensão (*flicker*).

A fim de melhorar o impacto de distorções harmônicas e flutuação de tensão, principalmente em usinas eólicas de grande porte, segundo Custódio (2009), poderá exigir melhorias na rede ou nos mecanismos de operação do sistema. Ainda pode ser preciso lançar mão de medidas para otimização de compensação reativa, para atenuar esses distúrbios e para ampliar a capacidade de conexão ou transporte de energia.

#### 4.1 PROCEDIMENTOS DE REDE

No Brasil, os parâmetros de qualidade e os requisitos técnicos mínimos para conexão à rede básica são determinados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS (CUSTÓDIO, 2009). Essas diretrizes estão dispostas em uma série de documentos chamados de Procedimentos de Rede elaborados pelo ONS com participação dos agentes. De caráter normativo, segundo o ONS (2018), essas normas têm como objetivo:

estabelecer os requisitos técnicos necessários para garantir o livre acesso às instalações de transmissão, a realização das atividades de planejamento e programação da operação eletroenergética, administração de serviços de



transmissão de energia elétrica, proposição de ampliações e reforços para a Rede Básica e para as DITs, bem como as atividades de supervisão, coordenação e controle da operação do SIN.

#### 4.1.1 Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão

Ao conectar um parque de aerogeradores ao sistema elétrico de potência brasileiro, normas devem ser obedecidas. Os requisitos técnicos mínimos estabelecidos, conforme apresentado no item 8 do Submódulo 3.6 “Requisitos Técnicos Mínimos para Conexão de Centrais Geradoras Eólicas e Fotovoltaicas na Rede Básica” dos Procedimentos de Rede, são destinados às centrais geradoras eólicas, assim como centrais geradoras fotovoltaicas, com conexão à Rede Básica, às instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica ou às ICG, de forma individual ou compartilhada (ONS – Procedimentos de Rede, 2018).

##### 4.1.1.1 Operação em regime de frequência não nominal

Com o intuito de reduzir o desligamento dos geradores em condições de subfrequência e sobrefrequência quando o sistema pode se recuperar pela sua capacidade própria de regulação, são definidos os seguintes requisitos em regime de frequência não nominal:

1. Operação abaixo de 56 Hz e acima de 63 Hz: desligamento instantâneo permitido;
2. Operação abaixo de 58,5 Hz: tempo mínimo de 20 segundos;
3. Operação entre 58,5 e 62,5 Hz: tempo ilimitado;
4. Operação acima de 62,5 Hz: tempo mínimo de 10 segundos;

#### 4.1.1.2 Geração / absorção de potência reativa

A central geradora deve propiciar os recursos necessários para, em regime permanente, operar com fator de potência indutivo ou capacitivo em qualquer ponto, conforme especificado:

1. Mínimo de 0,95 capacitivo;
2. Mínimo de 0,95 indutivo;

Dessa forma, é possível que haja a participação efetiva no controle da tensão, aumentando as margens de estabilidade de tensão.

#### 4.1.1.3 Operação em regime de tensão não nominal

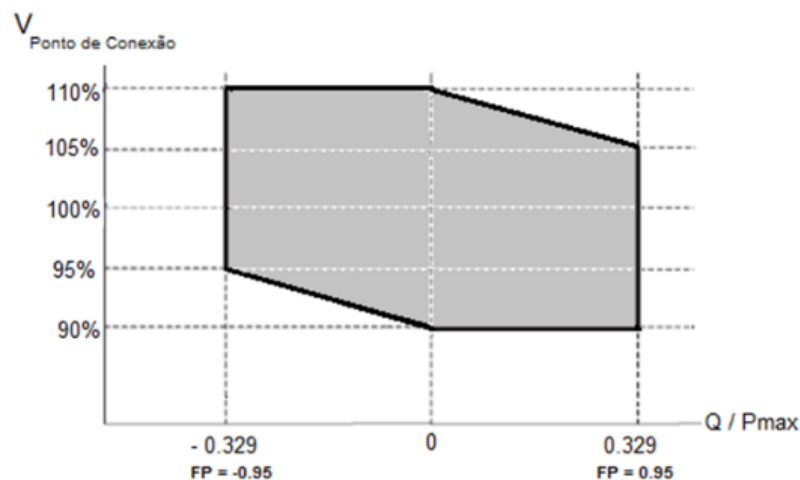
Para a operação em regime de tensão não nominal, com o objetivo de evitar o desligamento quando há variações de tensão no sistema, deve-se considerar no ponto de conexão da central geradora à linha de transmissão os seguintes requisitos:

1. entre 0,90 e 1,10 p.u. da tensão nominal: período de tempo ilimitado;
2. entre 0,85 e 0,90 p.u. da tensão nominal: período de tempo mínimo de 5 segundos;
3. entre 1,10 e 1,20 pu: período de tempo mínimo de 2,5 segundos.

#### 4.1.1.4 Atendimento do fator de potência em regime de tensão não nominal

Com a finalidade de assegurar o atendimento aos requisitos de fator de potência em toda a faixa operativa das tensões, é necessário que se garanta, em uma determinada faixa operativa de tensões, a injeção de potência reativa, em regime permanente, no ponto de conexão da central geradora às instalações sob responsabilidade de transmissora ou de distribuidora, conforme a curva definida na figura 24.

**Figura 24 - Requisito para Atendimento ao Fator de Potência na Faixa Operativa de Tensão no Ponto de Conexão.**



Fonte: ONS, Requisitos Técnicos Mínimos, 2018

#### 4.1.1.5 Participação em SEP

Para minimizar as consequências de perturbações no sistema, incluindo sobrefrequência no caso de ilhamento, é possível desconectar automaticamente ou reduzir a geração mediante controle de passo e/ou de *stall* das pás.

#### 4.1.1.6 Potência ativa de saída

Para garantir adequada recuperação da potência de saída da central geradora quando do restabelecimento da tensão após um distúrbio e a disponibilidade de potência das centrais de geração eólica em situações de subfrequência de modo a evitar e minimizar os cortes de carga por atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), os seguintes requisitos técnicos mínimos, em condições de operação de regime permanente, quase estáticas, devem ser atendidos:

1. A potência de saída deve recuperar-se a 85% do valor pré-falta em até 4 segundos após a recuperação da tensão a 85% da tensão nominal;
2. Para tensões entre 0,90 e 1,10 pu, não será admitida redução na sua potência de saída, na faixa de frequências entre 58,5 e 60,0 Hz;

3. Para frequências na faixa entre 57 e 58,5 Hz é admitida redução na potência de saída de até 10%.

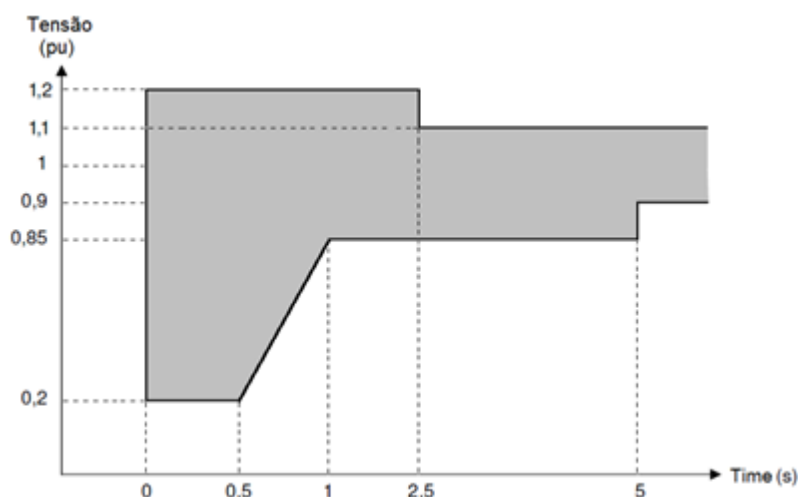
#### 4.1.1.7 Variação de tensão em regime permanente

As unidades de geração eólica não devem produzir variação de tensão superior a 5% no ponto de conexão no caso de manobra parcial ou total, tempestiva ou não, do parque gerador.

#### 4.1.1.8 Requisitos de suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas

Para os requisitos de suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas, é necessário avaliar que, no caso de variações temporárias de tensão em uma ou mais fases, decorrentes de distúrbios na Rede Básica, a central geradora deverá continuar operando (sem desconexão) se a tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores permanecer dentro dos parâmetros mínimos, conforme indicado na Figura 25.

**Figura 25 - Tensão nos Terminais dos Aerogeradores ou Inversores da Central Geradora**



Fonte: ONS, Requisitos Técnicos Mínimos, 2018

#### 4.1.2 Gerenciamento dos Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica da Rede Básica

A normativa técnica estabelecida neste submódulo dos Procedimentos de Rede (ANEXO A) tem como o objetivo apresentar os indicadores da Rede Básica relacionados à Qualidade de Energia Elétrica e os valores limites de referência, nos aspectos global e individual, assim como avaliação e gerenciamento do desempenho (ONS – Procedimentos de Rede, 2018).

O processo de apuração dos valores desses indicadores é realizado através de monitoramento contínuo ou de campanhas de medição, a partir de sistema de medição instalado pelo agente, com desempenho compatível com equipamento classe A da IEC 61000-4-30 e às publicações listadas a seguir:

- (a) Flutuação de tensão: IEC 61000-4-15; e
- (b) Distorção harmônica de tensão: IEC 61000-4-7.

Os resultados da apuração devem ser apresentados ao ONS, em formato e prazo estabelecidos pelo Operador.

##### 4.1.2.1 Flutuação de tensão

A flutuação de tensão, também conhecida como cintilação ou *flicker* é, conforme o ONS, uma variação aleatória, repetitiva ou esporádica, do valor eficaz da tensão. As flutuações de tensão podem provocar uma série de distúrbios ao se propagarem através da rede. No caso da Cintilação, quando ocorre em sistemas elétricos, pode ser caracterizada como a impressão visual resultante das variações do fluxo luminoso nas lâmpadas causadas pelas flutuações da tensão de alimentação. A severidade de cintilação é uma representação quantitativa do incômodo visual ao olho humano.

O desempenho da Rede Básica pode ser quantificado por meio de indicadores obtidos através de campanha de medição e no ponto de acoplamento comum (PAC) correspondente da instalação.

Os níveis de severidade de cintilação, causados pela flutuação de tensão, são analisados quantitativamente, conforme descrição e recomendação da Comissão Internacional de Eletrotécnica na Publicação IEC 61000-4-15 (*Flickermeter – Functional and design specifications*) através dos seguintes indicadores:

- Indicador de Severidade de Cintilação de Curta Duração – Pst
- Indicador de Severidade de Cintilação de Longa Duração – Plt

O indicador Pst representa a severidade dos níveis de cintilação causados pela flutuação de tensão verificada num período contínuo de 10 (dez) minutos e é calculado a partir dos níveis instantâneos de sensação de cintilação, conforme a seguinte expressão:

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (1)$$

Onde: **Pi** corresponde ao nível de sensação de cintilação que foi ultrapassado durante *i*% do tempo, resultante do histograma de classificação por níveis, calculado conforme estabelecido na Publicação IEC-61000-4-15.

O indicador Plt representa a severidade dos níveis de cintilação causados pela flutuação de tensão verificada num período contínuo de 2 (duas) horas e é calculado a partir dos valores de Pst conforme a seguinte expressão:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{sti})^3} \quad (2)$$

Portanto, os limites de severidade de cintilação considerados para análise da flutuação de tensão são:

- PstD95%: valor do indicador Pst acima de 5% em relação aos registros obtidos no período de 24 horas;
- PltS95%: valor do indicador Plt acima de 5% em relação aos registros obtidos no período de 7 dias completos e consecutivos.

Para avaliar a qualidade da tensão quanto à flutuação de tensão, os limites globais inferior e superior são expressos em função da tensão secundária de

distribuição de 220 V ou 127 V e da atenuação esperada quando a flutuação de tensão se propaga para os barramentos da rede secundária de distribuição. Esses limites foram estabelecidos considerando que o limite global inferior para as tensões secundárias nos sistemas de distribuição é 1 pu.

O fator de transferência (FT) pode ser calculado pela relação entre o valor do PItS95% do barramento de transmissão sob avaliação e o valor do PItS95% do barramento da rede secundária de distribuição eletricamente mais próximo. No caso de não houver medição de FT entre os barramentos envolvidos, devem ser considerados os valores apresentados nas tabelas 3 e 4, para a avaliação da flutuação de tensão nos barramentos de transmissão.

**Tabela 3 - Limites Globais para os Indicadores de Flutuação de Tensão**

<b>Limite</b>	<b>PstD95%</b>	<b>PItS95%</b>
Limite global inferior	$1 pu / FT$	$0,8 pu / FT$
Limite global superior	$2 pu / FT$	$1,6 pu / FT$

Fonte: ONS, Requisitos Técnicos Mínimos, 2018

**Tabela 4 - Fatores de Transferência, em Função da Tensão Nominal de Barramento Sob Responsabilidade de Concessionária de Transmissão**

<b>Tensão Nominal do barramento (kV)</b>	<b>Fator de Transferência</b>
<i>Tensão Nominal <math>\geq 230</math> kV</i>	$FT = 0,65$
$69 \text{ kV} \leq \textit{Tensão Nominal} < 230 \text{ kV}$	$FT = 0,8$
<i>Tensão Nominal <math>&lt; 69</math> kV</i>	$FT = 1,0$

Fonte: ONS, Requisitos Técnicos Mínimos, 2018

Os limites individuais de flutuação de tensão, que consideram um nível de saturação de 80% dos limites globais inferiores estabelecidos na Tabela 3, estão indicados na tabela 5.

**Tabela 5 - Limites Individuais para os Indicadores de Flutuação de Tensão**

<b>PstD95%</b>	<b>PltS95%</b>
$0,8 pu / FT$	$0,6 pu / FT$

Fonte: ONS, Requisitos Técnicos Mínimos, 2018

#### 4.1.2.2 Distorção harmônica de tensão

O desempenho da Rede Básica quanto a harmônicos, em regime permanente, é observado por meio de indicadores associados à distorção harmônica de tensão, monitorada em barramentos de transmissão e nos pontos de observação da tensão.

A distorção harmônica de tensão não se aplica durante a ocorrência de fenômenos transitórios ou de curta duração que resultem em injeção de correntes harmônicas, como ocorre, por exemplo, na energização de transformadores ou em partida de unidades geradoras que utilizem equipamentos conversores de frequência.

A Distorção de Tensão Harmônica Individual – DTHI corresponde ao valor obtido da relação percentual entre a tensão harmônica de ordem  $h$ ,  $V_h$ , e a tensão à frequência fundamental,  $V_1$ , ambas medidas em Volts, sendo expressa por:

$$DTHI_h = 100 \frac{V_h}{V_1} \text{ (em \%)} \quad (3)$$

Distorção de Tensão Harmônica Total – DTHT corresponde ao valor obtido da raiz quadrada do somatório quadrático das DTHI de ordens 2 a 50, sendo expressa por:

$$DTHT = \sqrt{\sum DTHI_h^2} \text{ (em \%)} \quad (4)$$

Para a avaliação da distorção harmônica de tensão são utilizados os seguintes indicadores:

- (a) DTHI; e
- (b) DTHTS95%.



O indicador DTHTS95% é obtido através do valor que estiver acima de 5% dos registros obtidos no período de 24 horas, considerando os valores dos indicadores integralizados em intervalos de 10 minutos. O valor do indicador corresponde ao maior entre os sete valores obtidos, em base diária, ao longo de sete dias consecutivos. Para realizar o cálculo de cada indicador, é preciso utilizar o maior valor dentre os valores de cada fase, em cada intervalo de integralização.

Os limites globais inferiores para os indicadores DTHI e DTHTS95% podem ser observados na Tabela 6. Para determinar os limites globais superiores é preciso multiplicar os limites globais inferiores correspondentes pelo fator 4/3.

**Tabela 6 - Limites Globais Inferiores para os Indicadores DTHI e DTHTS95%**

V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
DTHI, h ímpar		DTHI, h par		DTHI, h ímpar		DTHI, h par	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3, 5, 7	5%			3, 5, 7	2%		
		2, 4, 6	2%			2, 4, 6	1%
9, 11, 13	3%			9, 11, 13	1,5%		
		≥8	1%			≥8	0,5%
15 a 25	2%			15 a 25	1%		
≥27	1%			≥27	0,5%		
DTHTS95% = 6%				DTHTS95% = 3%			

Fonte: ONS, Requisitos Técnicos Mínimos, 2018

Os limites individuais para os indicadores DTHI e DTHTS95% estão apresentados na Tabela 7.

**Tabela 7 - Limites Individuais para os Indicadores DTHI e DTHT95%**

13,8 kV ≤ V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
DTHI, h ímpar		DTHI, h par		DTHI, h ímpar		DTHI, h par	
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%		
DTHTS95% = 3%				DTHTS95% = 1,5%			

Fonte: ONS, Requisitos Técnicos Mínimos, 2018

## 4.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

O capítulo apresentou os Procedimentos de Rede – “Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão”, que entrou em vigência em

2017, e tem como principal objetivo conectar as centrais geradoras eólicas às instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligação com o SIN. Visto isso, é possível quantificar os indicadores obtidos por meio de campanha de medição e no ponto de acoplamento comum, a fim de obter os valores requisitados para os cálculos dos Procedimentos de Rede.

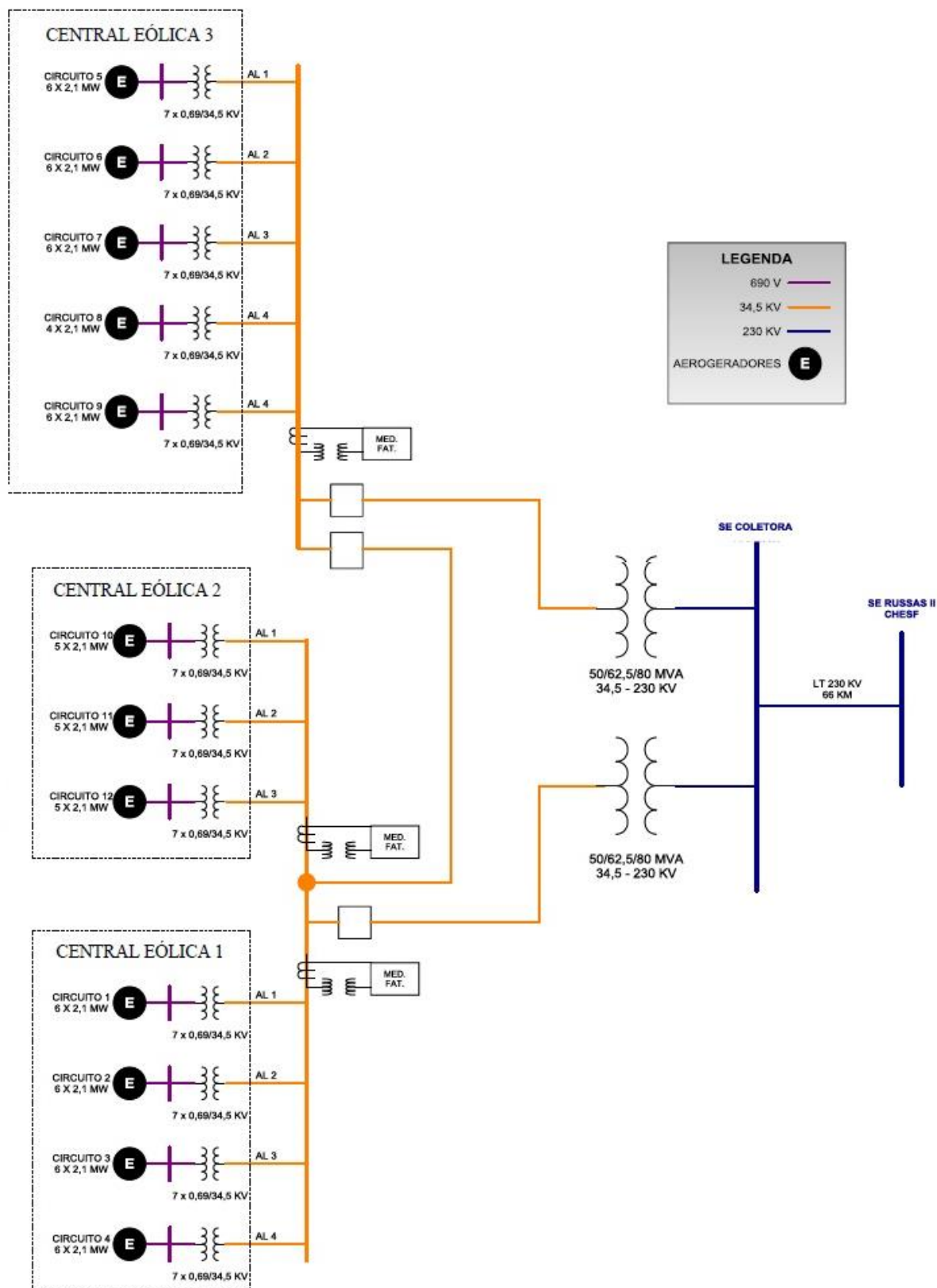
## 5. METODOLOGIA PARA REALIZAÇÃO DE CAMPANHA DE MEDIÇÃO DE QEE

O ONS publicou o documento “Instruções para Realização de Estudos e Medições de Qualidade de Energia Elétrica (QEE) Relacionados aos Acessos à Rede Básica ou nos Barramentos de Fronteira com a Rede Básica para Parques Eólicos, Solares, Consumidores Livres e Distribuidoras” com o objetivo de divulgar informações de realizações de estudos e campanhas de medição a fim de analisar os indicadores de qualidade de energia relativos aos efeitos, principalmente, da distorção harmônica e da flutuação de tensão, quando há um novo ponto de conexão ou ampliação de instalações que já se encontram conectadas à rede. A metodologia estabelecida está sujeita às inovações tecnológicas, que é continuamente observada pelo ONS.

Os procedimentos de rede, os estudos e as medições são complementares, uma vez que representam diferentes cenários. Por meio dos estudos é possível identificar os impactos da nova instalação de maneira mais abrangente, levando em contas as mais diversas condições de operação. Em contrapartida, as medições analisam o desempenho efetivo, sem precisar de simulação, das ocorrências no momento em que a nova instalação é conectada ao sistema.

Esse capítulo trará uma análise de uma medição de um parque eólico, realizada em 2012, e tem como objetivo analisar os diversos tópicos dos procedimentos de redes em conjunto com a fundamentação das Medições da Qualidade de Energia Elétrica. Para isso, será utilizado os dados e suas respectivas simulações realizadas por Moura (2012). O parque eólico em questão está localizado no Ceará, e é composto por 67 turbinas eólicas, divididas em três centrais eólicas, que compartilham a conexão ao sistema e juntas totalizam uma capacidade instalada de 140,7MW; cujo diagrama unifilar simplificado é representado na figura 26.

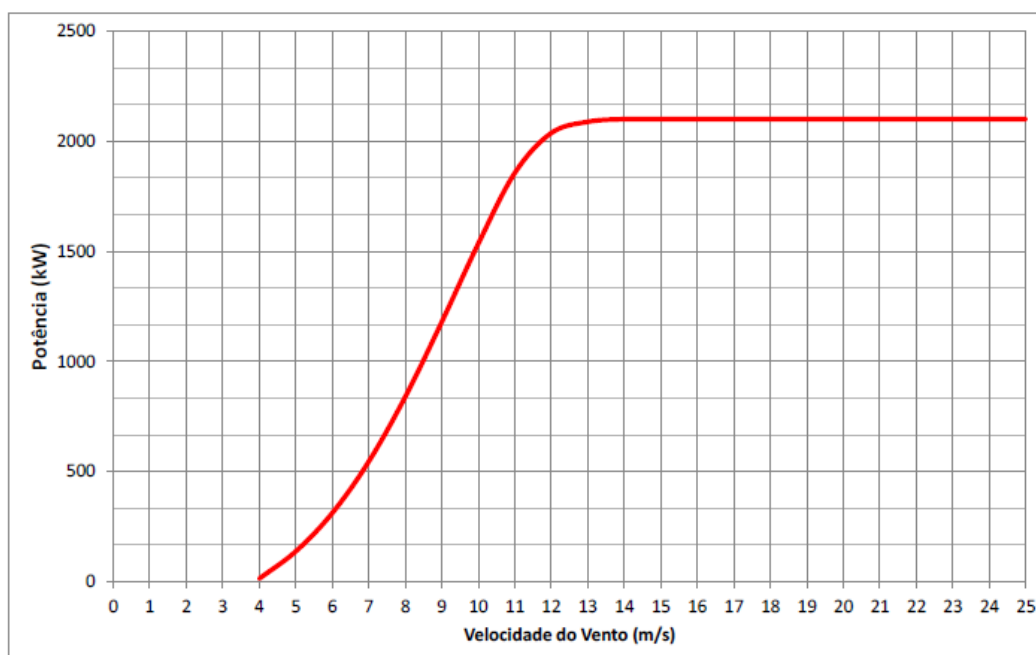
Figura 26 - Diagrama Unifilar Resumido



Fonte: Moura, 2012

Os aerogeradores são de indução com rotor bobinado e resistência variável, velocidade rotacional variável e controle Pitch, e operam com potência nominal de 2,1MW. Sua curva de potência é apresentada na figura 27. O parque eólico está conectado com a subestação Russas II e é interligado ao SIN através de duas linhas de transmissão de 230 kV.

**Figura 27 - Curva Potência aerogerador**



**Fonte: Moura, 2012**

## 5.1 CAMPANHA DE MEDIÇÃO

As campanhas de medição tem como objetivo observar o desempenho da rede, dispensando o uso de modelagens, a fim de detectar os possíveis impactos que a instalação causará no momento de sua interligação com o sistema. Para isso, são realizadas medições de tensão e corrente nos terminais dos aerogeradores dos parques eólicos que possuem características não lineares.

Uma campanha de medição deve ter duração de 7 (sete) dias consecutivos, preferencialmente sem feriados ou desligamentos programados, de acordo com protocolo de apuração estabelecido para o indicador em análise, considerando os valores dos indicadores integralizados em intervalos de 10 (dez) minutos. Entretanto,

quando a campanha de medição for realizada para a conexão de agente de geração, com fonte eólica, esse período poderá ser estendido, em função de sua característica de operação.

As campanhas devem ocorrer em quatro ocasiões diferentes, sendo elas, conforme determinação do ONS:

- Campanha pré: medição dos indicadores de tensão antes da entrada em operação da instalação;
- Campanhas de Medição de Corrente: medição de correntes harmônicas na saída de equipamentos não lineares pertencentes à instalação;
- Campanha de Monitoramento: medição da distorção harmônica de tensão necessária quando não houver uma solução de filtragem implementada no início da operação dos parques eólicos. Caso a monitoração indique a violação de algum limite de distorção harmônica de tensão individual e/ou total, o parque eólico deverá operar com um número máximo de aerogeradores.
- Campanha pós: medição dos indicadores de tensão após a entrada em operação da instalação e após a implementação de filtros, caso sejam indicados.

Quando observado uma corrente superior àquela aplicada na análise, será necessário revisar o desempenho harmônico da instalação, medindo o valor da corrente em, no mínimo, um aerogerador. O Agente do setor elétrico deverá fornecer, em até um ano, uma nova solução se for constatado a necessidade de novos filtros, ou o ajuste dos existentes.

## 5.2 PONTO DE ACOPLAMENTO COMUM – PAC

É no ponto de acoplamento comum, que equivale ao barramento de interligação entre o Agente e o SIN, que as medições devem ser efetuadas, onde o desempenho de cargas não lineares ou especiais implica na ocorrência de valores relevantes de

flutuação e distorção harmônica de tensão. Dependendo do tipo do transdutor a ser utilizado, poderá ocorrer variação da real distorção harmônica, nesse caso, o resultado será a soma da medição no PAC e o melhor local a ser definido junto ao ONS.

### 5.3 INSTRUMENTOS DE MEDIÇÃO

O ONS determina a utilização de instrumentos de medição do tipo classe A credenciados por laboratórios nacionais e internacionais, por meio de ensaios predefinidos. É possível verificar os equipamentos habilitados através de um documento disponível pelo ONS.

A medição é feita mediante a utilização de transdutores, que têm como finalidade converter sinais de tensão/corrente em sinal elétrico, que podem ser de tensão e de corrente, nos quais é possível obter a corrente fundamental, os harmônicos e os indicadores de tensão.

Os transdutores de tensão podem ser de diversos tipos, que devem ser escolhidos conforme suas características em relação aos distúrbios em estudo, sendo os principais:

- TPI - Transformador de Potencial Indutivo;
- TPC - Transformador de Potencial Capacitivo;
- DPC - Divisor de Potencial Capacitivo;
- DPCR - Divisor de Potencial Capacitivo-Resistivo;
- TCB - Tape Capacitivo de Bucha de Transformador de Potência ou de Reator em Derivação.

**Tabela 8 - Aplicações de Diferentes Tipos de Transdutores de Tensão para Medições de QEE**

Tipo do Transdutor de Tensão	Aplicação para QEE
TPI	A utilização de TPI somente é factível, se houver possibilidade de determinação da resposta de frequência do equipamento, antes da realização da campanha. Mesmo assim é baixa a chance de se obter a resposta necessária. <b>NÃO É RECOMENDADO.</b>
TPC	Utilização somente é factível se o mesmo dispuser de tap específico para este fim, ou caso se adote uma unidade de medição conectada aos terminais secundários que provenha a linearização de sua resposta.
DPC	Raramente disponíveis em subestação de Transmissão. Além disso, não são o tipo de transdutor recomendado para esse fim e devem ser evitados. <b>NÃO É RECOMENDADO.</b>
DPCR	Altamente recomendável para subestações, onde é necessária a <u>realização frequente</u> de campanhas de QEE ou sua <u>monitoração permanente</u> .
TCB	Altamente recomendável para subestações que não dispõe de transdutores de tensão com adequada resposta em frequência e onde é necessária a realização de <u>eventuais</u> campanhas de QEE.
Não convencionais (Ex: Óticos)	Essas tecnologias emergentes são altamente promissoras em termos de sua precisão para amplas faixas de frequência. Podem ser em um futuro próximo, o tipo ideal de transdutores a serem adotados em subestações, onde é necessária a <u>realização frequente</u> de campanhas de QEE ou sua <u>monitoração permanente</u> .

**Fonte: ONS, Instruções para Realização de Estudos e Medições de QEE Relacionados aos Acessos à Rede Básica ou nos Barramentos de Fronteira com a Rede Básica para Parques Eólicos, Solares, Consumidores Livres e Distribuidoras, 2018**

O transdutor de tensão empregado no estudo de caso foi do modelo TPC, apresentado na tabela 9.

**Tabela 9 - Transdutor de Tensão**

<b>Fabricante</b>	<b>AREVA</b>
<b>Modelo</b>	CCV245
<b>Classe de exatidão</b>	0,3 %
<b>Relação de transformação utilizada</b>	$230.000/\sqrt{3} : 115/\sqrt{3} ( 2000 : 1 )$

**Fonte: Moura, 2012**

Os transdutores de corrente são representados pelos transformadores de corrente (TC), e são empregados para medições mais precisas de harmônicos, uma vez que responde melhor em frequências até 1500 Hz. O modelo de transformador de corrente utilizado no estudo de caso está representado na tabela 10.



Tabela 10 - Transdutor de Corrente

<b>Fabricante</b>	<b>Areva</b>
<b>Modelo</b>	QDR245
<b>Classe de exatidão</b>	0,3 %
<b>Relação de transformação utilizada</b>	600 : 5 (120 : 1)

Fonte: Moura, 2012

Para realizar as medições das distorções harmônicas são utilizados, em sua maioria, transdutores de potencial indutivo ou capacitivo (TCP ou TCI), contudo, é necessário observar os resultados, uma vez que há erros de medidas nas frequências harmônicas. Já para o cálculo da flutuação de tensão, é possível empregar, de maneira geral, todos os tipos de transdutores anteriormente citados.

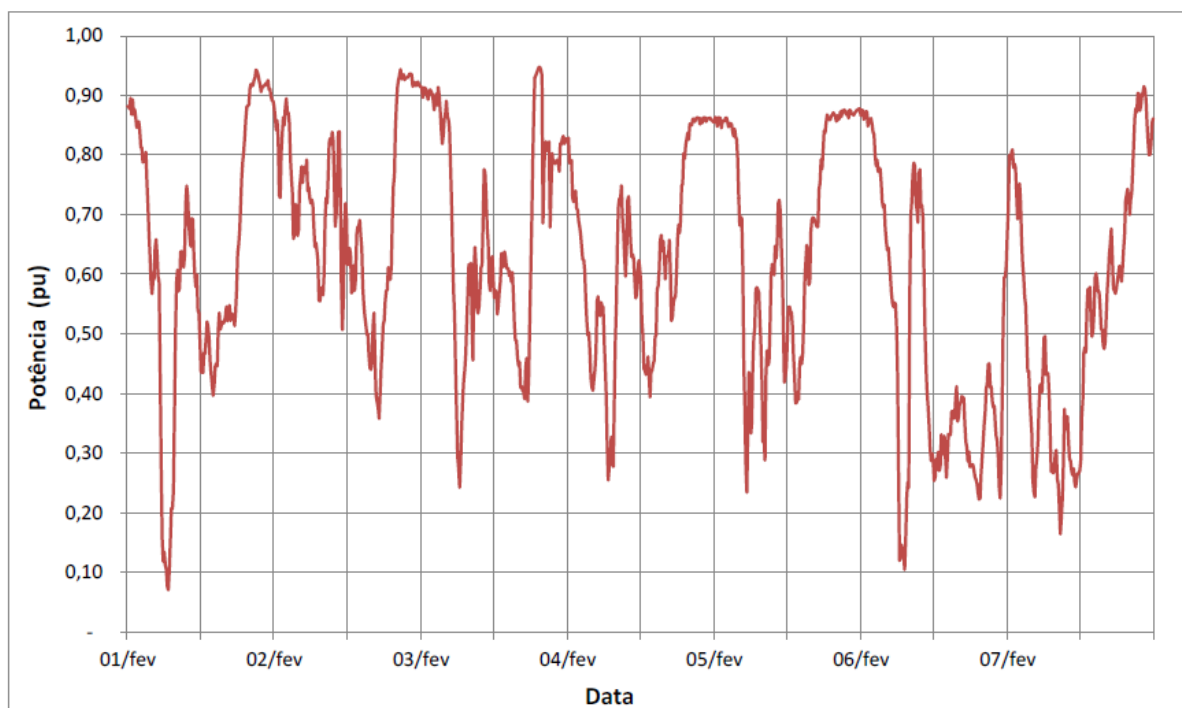
É necessário atentar-se a algumas recomendações, definidas pelo ONS, sobre como efetuar a conexão dos medidores aos transdutores de tensão, tais como: a temperatura e umidade não podem exceder as recomendadas pelo fabricante no local onde deverá realizar a medição e devem ser instalados onde possa os resguardar de choques e vibrações mecânicas, sendo acomodado em um envoltório de metal com o intuito de restringir os níveis de ruídos eletromagnéticos; além disso, existe a necessidade de instalar bancos de baterias ou “*no-breaks*”, a fim de evitar variações de tensão nas medições, A conexão dos medidores às três fases e ao neutro do secundário dos TPCs e TPIs deverá ser feita, sempre que possível e disponível, dentro da sala de controle da subestação.

Os instrumentos que serão utilizados na medição precisam ser calibrados, nos requisitos de tensão CA, frequência elétrica e tempo, e certificados por um laboratório credenciado ao INMETRO, não devendo ultrapassar um ano entre a calibração e seu uso em campo.

As medições do estudo de caso ocorreram no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) do parque eólico, localizado na entrada da linha de transmissão da subestação Coletora do Parque Eólico; e foram realizadas através de transdutores de tensão e de corrente instalados na mesma linha. O período de medição ocorreu entre os dias 1 e 7 de fevereiro de 2012, no qual o parque eólico atingiu uma produção de 14.595 MWh, que corresponde a 61,7% de sua capacidade. O intervalo de observação foi oportuno,

uma vez que houve diversos intervalos com capacidade superior à 90% da capacidade nominal do parque. É possível observar na figura 28 a potência gerada durante o período.

**Figura 28 - Potência Ativa Gerada pelo Parque Durante Toda a Campanha de Medição**



**Fonte: Moura, 2012**

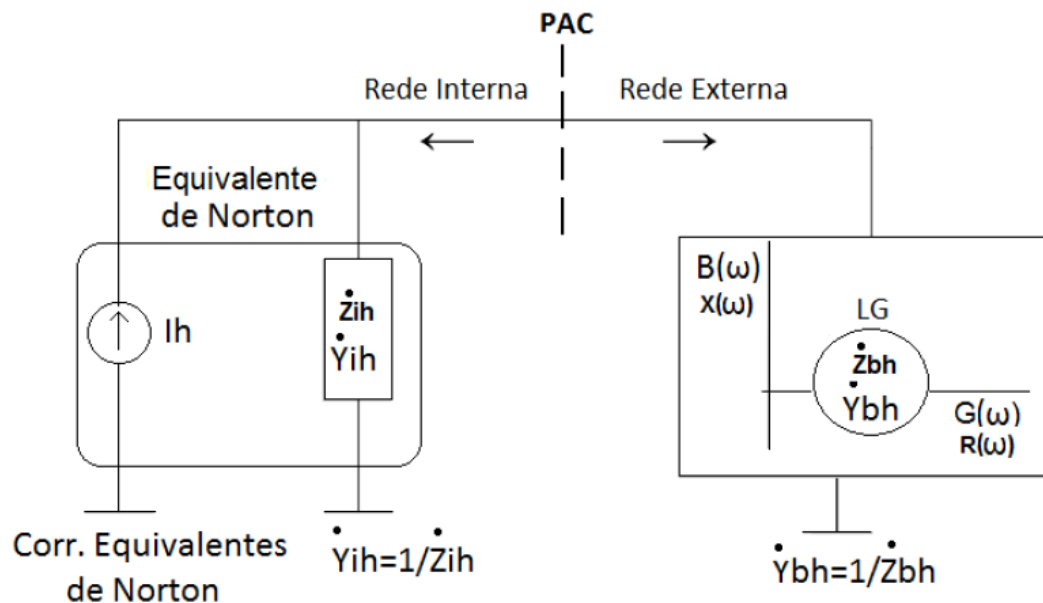
Como os impactos a serem analisados serão somente os harmônicos e a flutuação de tensão, os demais dados não serão abordados.

#### 5.4 ESTUDO DE DISTORÇÃO HARMÔNICA

É no ponto de acoplamento comum (PAC) que são feitas as medições para avaliar o desempenho harmônico do sistema, a forma mais de comum de realiza-lo é através da determinação do “Equivalente de Norton” ( $I_h$ ,  $Z_{ih}$ ) da Rede Interna do Agente acessante e levando em consideração as condições operativas do parque eólico. Normalmente a corrente  $I_h$  e a impedância  $Z_{ih}$  equivalem, respectivamente, à injeção de corrente na rede e a impedância dos filtros de um conversor. A maximização da tensão harmônica no PAC é consequência do valor da impedância relativa ao Lugar Geométrico (LG).

Para determinar o “Equivalente de Norton”, representando na figura 29, é necessário o valor da tensão harmônica máxima ( $V_{hmax}$ ) que é calculado através das correntes harmônicas que são obtidas pelos fabricantes dos equipamentos não lineares existentes no sistema eólico.

Figura 29 - Representação do “Equivalente Norton” com o LG da Rede Básica



Fonte: ONS, Instruções para Realização de Estudos e Medições de QEE Relacionados aos Acessos à Rede Básica ou nos Barramentos de Fronteira com a Rede Básica para Parques Eólicos, Solares, Consumidores Livres e Distribuidoras, 2018

A corrente harmônica total é calculada combinando todos os valores das correntes de cada harmônico, desconsiderando os seus ângulos, a partir da fórmula abaixo:

$$I_{n,total} = \left( \sum_{i=1}^m I_{n,i}^a \right)^{\frac{1}{a}} \quad (5)$$

Onde,

$n$  – ordem harmônica;

$m$  – número total de fontes;

$a$  – fator de agregação, sendo definido como mostra a tabela 11;

Tabela 11 – Fator de agregação

a	Ordem da harmônica
1	$n < 5$
1,4	$5 \leq n \leq 10$
2	$n > 10$

**Fonte: ONS, Instruções para Realização de Estudos e Medições de QEE Relacionados aos Acessos à Rede Básica ou nos Barramentos de Fronteira com a Rede Básica para Parques Eólicos, Solares, Consumidores Livres e Distribuidoras, 2018**

Para o estabelecimento do LG representativo da Rede Básica, segundo o ONS (2018),

deve-se determinar primeiramente as impedâncias/admitâncias harmônicas vistas do PAC, para cada harmônica, supondo sua conexão desligada, ou seja, desconsiderando o efeito do circuito interno da instalação, pois tal efeito já se encontra representado no “Equivalente Norton”.

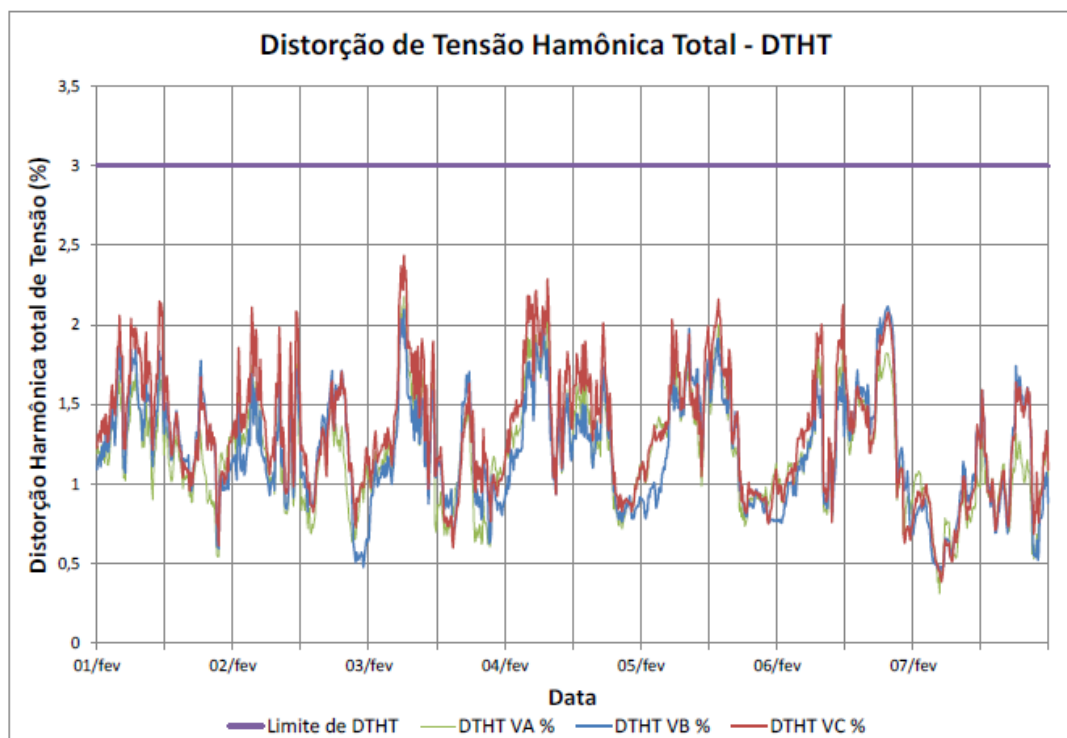
Os dois principais motivos para se escolher um conjunto de impedâncias para constituir o Lugar Geométrico, formando assim a impedância harmônica da Rede Básica ( $Z_{bh}/Y_{bh}$ ), são: inconstância de cenários durante o período de operação do parque eólico, visto que escolher apenas uma, ou poucas, impedância/admitância ocasionará uma maior distorção da tensão no PAC; e a inconsistência dos cálculos impedâncias/admitâncias harmônicas em função dos dados, modelos e metodologias. Com isso, é possível retratar diferentes circunstâncias ao longo do período de vida do parque.

Uma outra possibilidade para representar o Lugar Geométrico é por meio de um polígono de “n” lados, que devem estar dentro das margens de segurança divulgadas pelo ONS a fim de assegurar a integridade e proteção do sistema elétrico. Os modos para se obter a impedância são os mesmos do processo convencional.

O Agente deve reunir as informações essenciais, presentes no documento “Instruções para Realização de Estudos e Medições de QEE Relacionados aos Acessos à Rede Básica ou nos Barramentos de Fronteira com a Rede Básica para Parques Eólicos, Solares, Consumidores Livres e Distribuidoras”, do desempenho harmônico em um relatório para enviar ao ONS com os conteúdos obtidos através dos estudos.

Um dos objetivos do estudo de caso é analisar o desempenho do indicador de Distorção de Tensão Harmônica Total no PAC. Dito isso, os dados de medição foram baseados no documento “Medições de QEE”, e estão de acordo com os Procedimentos de Rede. O gráfico 30 representa a DTHT.

Figura 30 - Distorção de Tensão Harmônica Total - DTHT



Fonte: Moura, 2012

A fim de comparar os limites dos indicadores de DTHT entre os Procedimentos de Rede, cujo limite é 5%, e a IEC 61400-21, com apenas 1%, foram calculados conforme tabela 11.

Tabela 12 - Indicadores de Distorção de Tensão Harmônica DTHTS95% e DTHTS99%

DTHTD95%				DTHTD99%			
Dia	Va	Vb	Vc	Dia	Va	Vb	Vc
1	1,600	1,782	1,976	1	1,688	1,859	2,136
2	1,586	1,636	1,918	2	1,749	1,720	2,084
3	1,904	1,840	2,152	3	2,122	2,040	2,371
4	1,918	1,811	2,115	4	1,989	2,019	2,216
5	1,828	1,783	1,991	5	1,925	1,920	2,103
6	1,791	2,043	2,003	6	1,826	2,104	2,082
7	1,214	1,576	1,537	7	1,318	1,676	1,608
<b>DTHTS95%</b>	1,918	2,043	2,152	<b>DTHTD99%</b>	2,122	2,104	2,371
<b>Limite DTHTS95% (ONS): 3,0%</b>							

Fonte: Moura, 2012

Como o parque eólico está conectado à uma linha de transmissão de 230kV, seu limite de DTHTS95%, segundo os Procedimentos de Rede, é 3%, pode-se concluir que os níveis de distorção estão abaixo do limite definido.

## 5.5 ESTUDO DE FLUTUAÇÃO DE TENSÃO

A flutuação de tensão é analisada através dos níveis de Pst (Indicador de Severidade de Cintilação de Curta Duração) e de Plt (Indicador de Severidade de Cintilação de Longa Duração), descritos anteriormente nos Procedimentos de Rede e são calculados com base em informações obtidas dos fabricantes, conforme tabela 13, considerando a operação contínua nas condições de velocidade média do vento e para conexão da máquina com velocidade mínima e velocidade nominal.

**Tabela 13 - Dados para Avaliação dos Níveis de Flicker**

PARÂMETRO	UNIDADE	DESCRIÇÃO
SN	MVA	Potência Nominal do aerogerador
$\Psi_K$	Grau	Ângulo da Potência de curto circuito
SK	MVA	Potencia curto circuito Trifásico
$v_a$	m/s	Velocidade nominal média do vento
$C(\Psi_k, v_a)$	-	Coeficiente de flicker
$K_f(\Psi_k)$	-	Fator de flicker em face de uma variação em degrau, com $v_a$ ="cut in" Fator de flicker em face de uma variação em degrau, com $v_a$ nominal
$K_U(\Psi_k)$	-	Fator de tensão em face de uma variação em degrau com $v_a$ ="cut in" Fator de tensão face a uma variação em degrau com $v_a$ nominal
N10	-	Máximo chaveamento em 10 minutos
N120	-	Máximo chaveamento em 120 minutos

**Fonte: ONS, Instruções para Realização de Estudos e Medições de QEE Relacionados aos Acessos à Rede Básica ou nos Barramentos de Fronteira com a Rede Básica para Parques Eólicos, Solares, Consumidores Livres e Distribuidoras, 2018**

No estudo de caso, o modelo dos aerogeradores não foi cedido pelo Agente, sendo assim, Moura adotou um padrão similar, para que fossem feitos os cálculos, segundo a tabela 14.

**Tabela 14 - Dados do Aerogerador para cálculo da emissão de Flicker**

Dados do aerogerador		
Parâmetro	Valor	Descrição
$S_N$	2,1 MVA	Potência Nominal do aerogerador
$\Psi_K$	80,0 °	Ângulo da Potência de curto circuito
$S_K$	1.563,67 MVA	Potencia curto circuito Trifásico
$v_a$	8,5 m/s	Velocidade nominal média do vento
$C(\Psi_k, v_a)$	28,167	Coefficiente de <i>Flicker</i>
$K_f(\Psi_k)$	0,13667	Fator degrau de <i>Flicker</i> com $v_a = cut\ in$
	0,90667	Fator degrau de <i>Flicker</i> em, com $v_a$ nominal
$K_t(\Psi_k)$	0,35667	Fator de tensão face a uma variação em degrau com $v_a = cut\ in$
	0,38667	Fator de tensão face a uma variação em degrau com $v_a$ nominal
<b>N10</b>	2	Máximo chaveamento em 10 minutos
<b>N120</b>	24	Máximo chaveamento em 120 minutos

**Fonte: Moura, 2012**

Conforme as equações (1) e (2), do Capítulo 4, a estimativa de valores para a flutuação de tensão, tanto de curta quanto de longa, a partir de uma turbina e do conjunto delas é o apresentado na tabela 15:

**Tabela 15 - Valores de Pst e Plt**

Quantidade	Pst	Plt
1 turbina	0,04107	0,04107
67 turbinas	0,33618	0,33618

**Fonte: Adaptada de Moura, 2012**

Ainda através das equações (1) e (2), do Capítulo 4, foram realizados cálculos para os valores de partida de um aerogerador, assim como do parque eólico, com velocidades do vento mínima e nominal, cujos valores são apresentados na tabela 16.

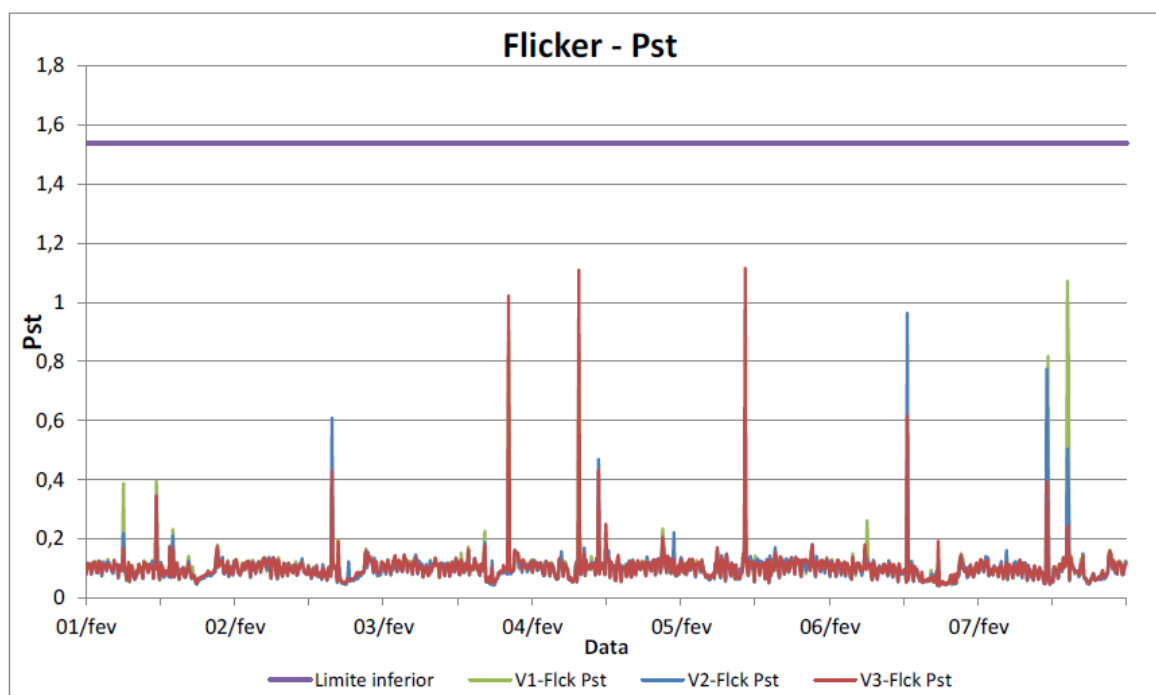
**Tabela 16 - Valores de Pst e Plt com velocidades do vento mínima e nominal**

Velocidade / Quantidade	Pst	Plt
Velocidade Mínima - 1 turbina	0,00445	0,00427
Velocidade Nominal - 1 turbina	0,0295	0,02833
Velocidade Mínima - 67 turbinas	0,01653	0,01587
Velocidade Nominal - 67 turbinas	0,10799	0,10369

Fonte: Adaptada de Moura, 2012

Um dos objetivos do estudo de caso é analisar o desempenho do indicador de Flutuação de Tensão no PAC. Diante disso, os dados de medição foram baseados no documento “Medições de QEE”, e estão de acordo com os Procedimentos de Rede. O gráfico 31 representa a flutuação de curta duração e intervalos de 10 minutos.

**Figura 31 - Flicker - Pst**



Fonte: Moura, 2012

A fim de comparar os limiares dos indicadores de Pst entre os Procedimentos de Rede, cujo limite é 5 %, e a IEC 61400-21, com apenas 1 %, foram calculados conforme tabela 17.



**Tabela 17 - Indicador PstD95%, PstS95%, PstD99% e PstS99%**

PstD95%			PstD99%				
Dia	Va	Vb	Vc	Dia	Va	Vb	Vc
1	0,13	0,13	0,13	1	0,39	0,22	0,18
2	0,14	0,14	0,14	2	0,20	0,16	0,19
3	0,15	0,15	0,14	3	0,23	0,19	0,18
4	0,14	0,16	0,14	4	0,43	0,22	0,43
5	0,14	0,15	0,14	5	0,18	0,18	0,18
6	0,13	0,13	0,13	6	0,26	0,17	0,19
7	0,15	0,15	0,14	7	0,82	0,50	0,24
<b>Máximo PstD95%</b>	0,15	0,16	0,14	<b>Máximo PstS99%</b>	0,82	0,50	0,43

**Fonte: Moura, 2012**

O fator de transferência (FT) pode ser calculado pela relação entre o valor do PltS95% do barramento de transmissão sob avaliação e o valor do PltS95% do barramento da rede secundária de distribuição eletricamente mais próximo, cuja tensão nominal é 230 kV, portanto considera-se FT de 0,65. Sendo assim, os limites globais inferior e superior estão apresentados na tabela 18.

**Tabela 18 - Limites Globais de Pst**

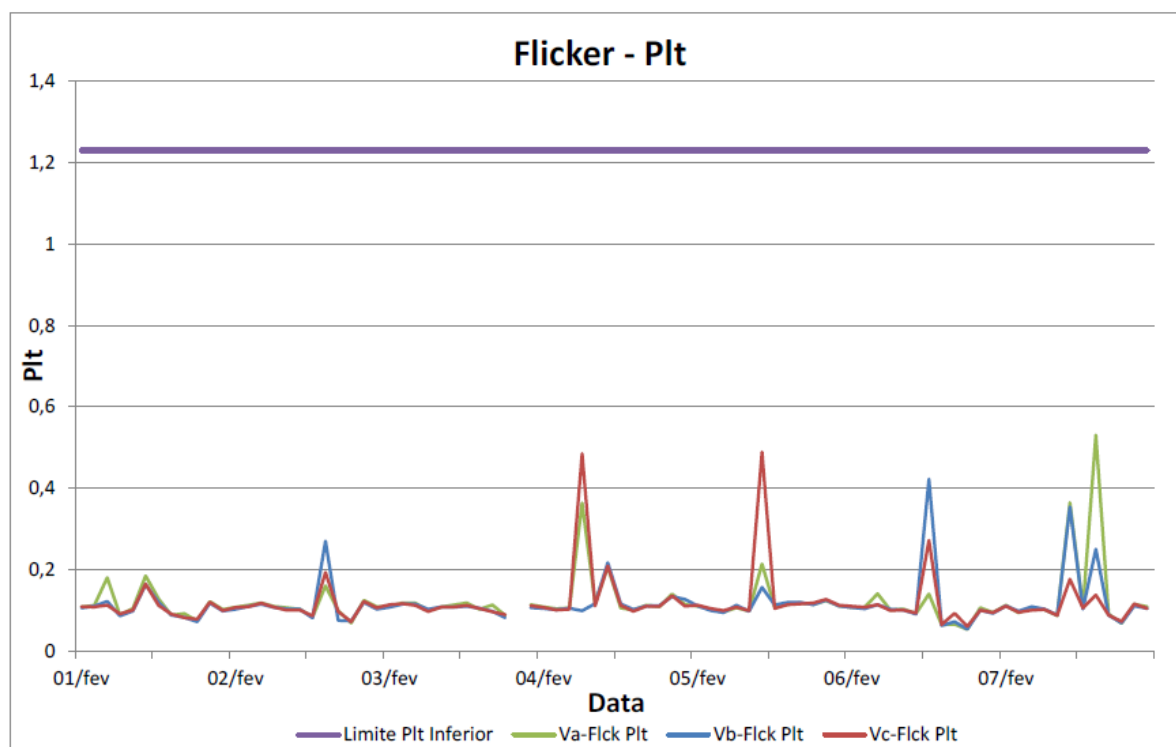
Limite	PstD95%
<b>Limite global inferior</b>	1,54 pu
<b>Limite global superior</b>	3,08 pu

**Fonte: Moura, 2012**

Segundo os Procedimentos de Rede, o limite de Pst é 5 %, pode-se concluir que os níveis de distorção estão de acordo com os parâmetros definidos pelo ONS.

O gráfico 32 representa a flutuação de longa duração e intervalos de 10 minutos.

Figura 32 - Flicker - Plt



Fonte: Moura, 2012

Foram calculados os valores de desempenho da flutuação de longa duração de PltS95%, assim como os de PltS99%, das três fases, conforme tabela 19.

Tabela 19 - Indicador PltS95% e PltS99%

PltS95%			PltS99%		
Va	Vb	Vc	Va	Vb	Vc
0,21	0,22	0,19	0,36	0,35	0,48

Fonte: Moura, 2012

De forma análoga ao indicador de curta duração, foram calculados os limites globais inferior e superior FT, com o valor de 0,65 para o indicador de flutuação de tensão de longa duração.

**Tabela 20 - Limites Globais de Plt**

Limite	PltS95%
<b>Limite global inferior FT</b>	1,2 pu
<b>Limite global superior FT</b>	2,5 pu

Fonte: Moura, 2012

Assim como a avaliação dos indicadores de harmônicos de tensão, o estudo da flutuação de curta e longa duração estão dentro dos valores determinados pelos Procedimentos de Rede.

## 5.6 INSTALAÇÃO DE FILTROS

Caso seja identificado, por meio de estudos dos harmônicos, a necessidade da implantação de filtros, o ONS define três procedimentos básicos que os Agentes estão encarregados:

- Instalar os filtros em até um ano a partir da campanha de medição das correntes harmônicas da entrada em operação da última central geradora eólica (CGE) incluindo nesse prazo a revisão, caso necessário, do projeto dos filtros e da aprovação do ONS;
- Monitorar as distorções harmônicas no PAC permanentemente, mesmo após a instalação dos filtros e realização das campanhas de medição, a partir da entrada em operação de qualquer parque eólico.
- Em caso de descumprimento dos documentos mencionados acima, os Agentes serão notificados, conforme determinação da ANEEL.

Constatou-se, de acordo com estudos de desempenho harmônico, que filtros harmônicos de ordem harmônica par ou superiores à 13ª, a priori, não devem ser instalados no sistema de parques eólicos.

Novas tecnologias estão sendo aplicadas a fim de melhorar a limitação das distorções, uma delas é trocar a utilização dos filtros passivos, que controlam a tensão

e reduzem as perdas, por filtros ativos, que estão sendo muito satisfatórios quando empregados em baixa tensão. Em contrapartida, o filtro ativo em média tensão (12 kV, 34,5 kV, por exemplo) não possui um processo de avaliação sobre sua eficácia, sendo de responsabilidade do Agente duas práticas que devem ser submetidas ao ONS: implantação de um projeto piloto, assim como, sugestões quanto às formas de se avaliar a eficácia dessa tecnologia. É de responsabilidade do acessante qualquer ineficiência de filtragem e suas respectivas consequências.

A principal função da aplicação de filtros é gerar correntes harmônicas com o objetivo de cancelar as correntes harmônicas obtidas através das medições. Para tanto, os filtros ativos estabelecidos devem possuir precisão superior à dos transdutores atualmente utilizados. Além disso, existem diversos outros pontos que devem ser levados em consideração na aplicação de filtros ativos na média tensão, como:

- Topologia do filtro: para o dimensionamento e desempenho do filtro, a impedância do reator PWM (*pulse with modulation* - projetado para uma capacidade de injeção de corrente em função da frequência), base para a topologia do filtro ativo, deve ser avaliada uma vez que impacta na capacidade de injeção de corrente à medida que a ordem harmônica aumenta;
- Impedância percentual do transformador elevador: para evitar os impactos na limitação da capacidade de injeção de corrente do filtro ativo, ou seja, reatância indutiva variando com a frequência, a impedância deverá ter o menor valor possível;
- Defasamento angular do transformador elevador: para compensar as correntes produzidas pela rede dos parques eólicos, as correntes injetadas na baixa tensão devem possuir o mesmo ângulo de defasagem ao alcançarem valores de média tensão;
- Potência nominal do transformador: deve ser especificada levando em consideração que o transformador deverá “enxergar” apenas correntes harmônicas e para tanto, possuir uma impedância equivalente entre

secundário e primário baixa com uma conseqüente potência mais elevada;

- THDv (taxa de distorção harmônica de tensão) no secundário do transformador: para corrigir o valor elevado do THDv no secundário do transformador, deve-se garantir uma baixa impedância do transformador para não produzir THDv que comprometa a correta operação do filtro ativo;
- Nível de curto-circuito: para proteger corretamente o filtro ativo, deverão ser escolhidos equipamentos para proteção/limitação do nível de curto-circuito, uma vez que quanto menor o nível de curto-circuito, maior será a contribuição para um THDv mais alto e uma impedância muito baixa torna a corrente em kA na baixa tensão elevada;
- Transformadores de corrente: na média tensão as correntes harmônicas apresentam magnitudes menores devido à relação de transformação entre os secundários e primários de transformadores, sendo assim, os TCs deverão ser instalados a fim de verificarem a maior amplitude de correntes harmônicas possível.

## 5.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Por meio do capítulo foi possível identificar os requisitos mínimos necessários para realizar as campanhas de medição, através do documento “Instruções para Realização de Estudos e Medições de QEE Relacionados aos Acessos à Rede Básica ou nos Barramentos de Fronteira com a Rede Básica para Parques Eólicos, Solares, Consumidores Livres e Distribuidoras”, publicado pelo ONS a fim de avaliar os indicadores de qualidade de energia relativos aos efeitos, principalmente, da distorção harmônica e da flutuação de tensão, em conjunto com a análise dos valores obtidos de um parque eólico em operação.

## 6. CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este Trabalho de Conclusão de Curso fundamentou-se no estudo do contexto dos distúrbios da inserção dos parques eólicos em uma rede elétrica, uma vez que o sistema interligado nacional pode ser representado por um sistema hidro-termo-eólico de grande porte. Devido ao aumento da instalação de parques eólicos no Brasil, e a intermitência do vento, está sendo preciso analisar como essa energia será integrada ao atual sistema.

Foi possível observar com as pesquisas feitas, que a inserção da energia eólica no atual sistema elétrico brasileiro, predominantemente hidrotérmico, causa impactos no momento de interligação entre eles, e que estes prejudicam a qualidade da energia elétrica. Harmônicos e flutuação de tensão foram os principais distúrbios encontrados que afetam a qualidade da energia elétrica, uma vez que estão relacionados com o suprimento de demanda aos diversos consumidores conectados à rede elétrica local.

Através dos Procedimentos de Rede em vigor, foi possível observar os requisitos mínimos, conforme apresentado nos Submódulo 3.6 “Requisitos Técnicos Mínimos para Conexão de Centrais Geradoras Eólicas e Fotovoltaicas na Rede Básica” e Submódulo 2.8 “Gerenciamento dos Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica da Rede Básica”, para inserção de um parque eólico ao Sistema Interligado Nacional, e seus valores obtidos por meio de Campanha de Medição com o intuito de garantir a confiabilidade da operação do SIN.

Os procedimentos de rede, os estudos e as medições são complementares, uma vez que representam diferentes cenários. Por meio dos estudos é possível identificar os impactos da nova instalação de maneira mais abrangente, levando em contas as mais diversas condições de operação.

Foram utilizados os dados e suas respectivas simulações realizadas por Moura (2012). O parque eólico analisado está localizado no Ceará, e é composto por 67 turbinas eólicas, divididas em três centrais eólicas, que compartilham a conexão ao sistema e juntas totalizam uma capacidade instalada de 140,7 MW. O barramento da rede secundária de distribuição possui tensão nominal de 230 kV. É importante observar essa tensão nominal, pois os parâmetros estão diretamente ligados ao seu

valor, e seus limites variam entre valores menores que 69 kV e valores maiores ou iguais a 69 kV, como pode-se observar na obtenção dos valores do fator de transferência (FT) e na definição dos limites globais da distorção harmônica.

Em suma, de acordo com a análise apresentada, os indicadores do parque eólico, analisados através dos Procedimentos de Rede em conjunto com a Campanha de Medição, estão dentro dos limites definidos pelo ONS.

Para trabalhos futuros, sugere-se uma análise de maneiras mais eficientes de melhorar os impactos causados por harmônicos e pela flutuação de tensão na rede elétrica, assim como a o estudo dos demais distúrbios mencionados neste trabalho, como: curto-circuito, queda e elevação de tensão e energia reativa.

## 7. REFERÊNCIAS

- ABEEOLICA. **Dados-Abeeolica**. Disponível em: <<http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/dados.html>>. Acesso em 16 de outubro de 2016
- ABEEOLICA. **Dados-Abeeolica**. Disponível em: <<http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/dados.html>>. Acesso em 16 de outubro de 2016
- ABRADEE. **Setor-Elétrico**. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/sistema-interligado>>. Acesso em 09 de junho de 2017
- ACKERMANN, Thomas. **Wind Power in Power Systems**. Suécia: Royal Institute of Technology, 2005.
- ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil 1. Ed.** Brasília: Aneel, 2002.
- ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil 2. Ed.** Brasília: Aneel, 2005.
- ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil 3. Ed.** Brasília: Aneel, 2008.
- ANEEL. **Capacidade Brasil**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em 09 de junho de 2017
- BOLLEN, Math H. J. **Voltage Dips at the Terminals of Wind Power Installations**. Suécia, 2004.
- CEPEL. **Energia Eólica: Princípios e Tecnologias**. Brasil, 2008.
- CUSTODIO, Ronaldo Dos Santos. **Energia Eólica Para Produção de Energia Elétrica**. Brasil: Synergia Editora, 2009
- Energizando Física. Disponível em: <<http://energizandofisica.blogspot.com.br/2013/>>. Acesso em 07 de junho de 2017.
- FERNANDES, Ana Raquel Coutinho. **Avaliação da interferência aerodinâmica entre as pás e a torre de uma turbina eólica**. Lisboa: 2010.
- FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY, Charles; UMANS, Stephen D. **Máquinas elétricas: com introdução à eletrônica de potência. 6. ed.** Porto Alegre: Bookman, 2006.
- HEMAMI, Ahmad. **WIND TURBINE TECHNOLOGY**. Estados Unidos: Cengage Learning, 2012.



HENRIQUES, Tiago Rafael da. **Análise da Qualidade de Energia de um Parque Eólico com Ligação à Rede Elétrica**. Portugal, 2016.

INFRAESTRUTURA URBANA. Disponível em: <<https://http://infraestruturaurbana.pini.com.br/solucoes-tecnicas/6/artigo227165-2.aspx>>. Acesso em 09 de junho de 2017

KINDERMANN, Geraldo. **Curto-circuito**. Porto Alegre: Sagra - D C Luzzatto, 1992.

LEÃO, Ruth Pastôra Saraiva; SAMPAIO, Raimundo Furtado; ANTUNES, Fernando Luiz Marcelo. **Harmônicos em sistemas elétricos**. 1. ed. Rio de Janeiro, RJ: Campus, 2014.

LORA, Electo Eduardo Silva; NASCIMENTO, Marco Antônio Rosa do (Coord.). **Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação**. Rio de Janeiro, RJ: Interciência, 2004.

MARTINHO, Edson. **Distúrbios da energia elétrica**. 2. ed. São Paulo: Érica, 2009.

MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/>>. Acesso em 09 de maio de 2017

MOURA, Carlos Eduardo Barros de. **Análise do Impacto de Centrais Eólicas na Qualidade da Energia Elétrica**. Recife: 2012.

ONS, Procedimentos de Rede. **Submódulo 3.6 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão**. Disponível em:< <http://www.ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em 08 de maio de 2018

ONS, Procedimentos de Rede. **Sub-módulo 2.8 - Gerenciamento dos indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica**. Disponível em:< <http://www.ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em 08 de maio de 2018

ONS. **Instruções para Realização de Estudos e Medições de QEE Relacionados aos Acessos à Rede Básica ou nos Barramentos de Fronteira com a Rede Básica para Parques Eólicos, Solares, Consumidores Livres e Distribuidoras**. Disponível em:< <http://ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=Notas+T%C3%A9cnicas+de+Transmiss%C3%A3o>>. Acesso em 16 de maio de 2018

PORTAL O SETOR ELÉTRICO. **Harmônicos – conceitos**. Disponível em: <[http://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2013/03/Ed85\\_fasciculo\\_qualidade\\_cap2.pdf](http://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2013/03/Ed85_fasciculo_qualidade_cap2.pdf)>. Acesso em 22 de maio de 2016

PORTAL O SETOR ELÉTRICO. **Integração da geração eólica nas redes de transmissão e distribuição.** Disponível em: <[http://www.osetoelettrico.com.br/wp-content/uploads/documentos/fasciculos/Ed77\\_fasc\\_renovaveis\\_cap5.pdf](http://www.osetoelettrico.com.br/wp-content/uploads/documentos/fasciculos/Ed77_fasc_renovaveis_cap5.pdf)>. Acesso em 01 de junho de 2016.

SCHREIBER, Gerhard Paul. **Usinas hidrelétricas.** São Paulo: E. Blücher, 1978.

Sinus Projecto. Disponível em: <<http://www.sinus-pq.dei.uminho.pt/includes/qee.html>>. Acesso em 09 de junho de 2017

TANDJAOUI, M. N., BENACHAIBA, C., ABDELKHALEK, O, DENNAI, B., MOULOUDI, Y. **The Impact of Wind Power Implantation in Transmission Systems.** Argélia: *Department of Technology, University of Bechar, 2013.*

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica.** Rio de Janeiro: EPE, 2016.

Trabalho Energia Hidrelétrica. Disponível em: <<http://www.trabalhoenergiahidreletrica.blogspot.com.br/2011/08/funcionamento-do-gerador-turbina.html>>. Acesso em 08 de junho de 2017