

**PECE – PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA EM ENGENHARIA
ESPECIALIZAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS, GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA**

LUIS HENRIQUE LANCELLOTTI ZAPPAROLLI PUPIN

**REVISÃO DE ASPECTOS TÉCNICOS, FINANCEIROS E REGULATÓRIOS
DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS E SUAS CONSEQUÊNCIAS ECONÔMICAS
VERIFICADAS PARA VIABILIDADE DOS PROJETOS**

São Paulo

2019

LUIS HENRIQUE LANCELLOTTI ZAPPAROLLI PUPIN

**REVISÃO DE ASPECTOS TÉCNICOS, FINANCEIROS E REGULATÓRIOS
DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS E SUAS CONSEQUÊNCIAS ECONÔMICAS
VERIFICADAS PARA VIABILIDADE DOS PROJETOS**

Monografia apresentada como exigência para obtenção do Título de Especialista em Energia Renovável, Geração Distribuída e Eficiência Energética, no Programa de Pós-Graduação Lato sensu do Programa de Educação Continuada em Engenharia (PECE), da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Orientador: Prof. Dr. Gustavo de Andrade Barreto.

São Paulo

2019

EU AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL
DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO,
PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Pupin, Luis Henrique.

Revisão de Aspectos Técnicos, Financeiros e Regulatórios de Empreendimentos Eólicos e suas Consequências Econômicas Verificadas para Viabilidade dos Projetos / L. H. Pupin -- São Paulo, 2019.

91 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e em Eficiência Energética) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Energia Eólica 2.Análise Financeira 3.Aspectos Técnicos 4.Aspectos Regulatórios I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

*“Risk comes from not
knowing what you’re doing”*

— Warren Buffett

RESUMO

Com o crescimento da demanda energética mundial e as pressões por redução das emissões de gases de efeito estufa, fontes alternativas de energia passam a estar cada vez mais presentes na matriz energética dos países, dentre eles, do Brasil. Neste contexto, a geração de energia por meio de fonte eólica se mostra popular como solução para atendimento ao crescimento da demanda elétrica nacional. Por outro lado, devido a incipiência desta solução, ainda existem incertezas relacionadas com sua utilização, sendo inerente ao processo de consolidação do setor a busca pela definição, cada vez mais objetiva, das variáveis envolvidas no processo decisório de implantação de um empreendimento eólico. Diante deste cenário, o presente trabalho busca analisar os aspectos técnicos, regulatórios e financeiros que permeiam os empreendedores que optam pela implantação de projetos eólicos, sendo dada ênfase em variáveis que possam vir afetar os retornos financeiros obtidos com a venda da energia elétrica gerada. Ao final do trabalho, como forma de avaliar as consequências financeiras dos aspectos estudados ao longo do texto, é definido um projeto base a partir do qual são realizadas análises de sensibilidade da taxa interna de retorno, sendo obtidas as consequências de variações de parâmetros técnicos, regulatórios e financeiros do projeto.

Palavras chave: Energia eólica, aspectos técnicos, aspectos regulatórios, aspectos financeiros, análise de sensibilidade.

ABSTRACT

With the growth of global energy demand and the pressures to reduce greenhouse gas emissions, alternative energy sources are increasingly present in the energy matrix of countries, including Brazil. In this context, the energy generation through wind resource is becoming popular as a solution to meet the growth of national electricity demand. On the other hand, due to the incipience of this solution, there are still uncertainties related to its use. The search for definition of the variables involved in the entrepreneur's decision process, in an increasingly objective way, is inherent in the sector consolidation process. Given this scenario, the present study analyzes the technical, regulatory and financial aspects that permeate the entrepreneur's decision during the implementation of wind projects, the variables that may affect the financial returns obtained from electric energy sale are emphasized. At the end of the work, in order to evaluate the financial consequences of the aspects studied throughout the text, a reference scenario is defined from which internal rate of return sensitivity analyzes are performed. As result, it is obtained the consequences of technical, regulatory and financial parameter variations of the project.

Keywords: Wind energy, technical aspects, regulatory aspects, financial aspects, sensitivity analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Imitação americana do século 19 de moinho panemone persa.....	1
Figura 2: Patente obtida por James Blyth - "Wind Engine"	2
Figura 3: Turbinas de teste desenvolvidas por Poul la Cour em 1897, Askov, Dinamarca	3
Figura 4: Principais marcos na evolução do mercado eólico mundial	4
Figura 5: Ano em que houve o início de sistemas de incentivo tarifário para geração eólica de energia por país	5
Figura 6: Aumento da produção anual de energia por empreendimentos de grande escala como consequência da inserção de políticas de incentivos tarifários ..	5
Figura 7: Evolução da potência eólica instalada no Brasil em MW	6
Figura 8: Participação das diversas fontes na matriz elétrica nacional – base fevereiro de 2019	7
Figura 9: Modalidades de leilão de compra de energia elétrica.....	13
Figura 10: Linha do Tempo dos Marcos Regulatórios Envolvidos com a Implantação de Empreendimentos Eólicos	17
Figura 11: Componentes de aerogerador de três pás, eixo horizontal	18
Figura 12: Esquema de geração e conexão da energia gerada por aerogeradores	20
Figura 13: Evolução no diâmetro do rotor dos aerogeradores.....	22
Figura 14: Relação entre tamanho da turbina e taxa média de falhas anuais	24
Figura 15: Taxas médias de falha dos componentes de aerogeradores	25
Figura 16: Tempo médio de parada decorrente de falha nos componentes dos aerogeradores	26
Figura 17: Quantidade média de falhas em componentes dos aerogeradores por ano de operação	28

Figura 18: Declínio do fator de capacidade corrigido com a idade do parque eólico	29
Figura 19: Logística direta e reversa de aerogeradores	33
Figura 20: Distribuição dos custos de implantação de empreendimentos eólicos	35
Figura 21: Evolução dos preços de aerogeradores entre 1997 e 2018	36
Figura 22: Evolução no custo total de implantação de empreendimentos eólicos no mundo	37
Figura 23: Evolução do custo total de implantação de empreendimentos eólicos no Brasil	38
Figura 24: Mecanismos de incentivo para desenvolvimento de geração de energia por fontes renováveis	38
Figura 25: Evolução dos preços iniciais praticados por novos contratos de O&M de aerogeradores do tipo full-service e por meio de renovação destes contratos.....	42
Figura 26: Composição do custo médio de O&M por aerogerador ao longo de 20 anos de operação.....	43
Figura 27: Estimativa da evolução nos custos de O&M para parque eólico de 100 turbinas de 1,5 MW, 80 metros de altura e fator de capacidade de 36%	44
Figura 28: Evolução dos custos de O&M dos aerogeradores.....	53
Figura 29: Sensibilidade TIR x redução do fator de capacidade	57
Figura 30: Sensibilidade TIR x preço de descomissionamento por turbina	58
Figura 31: Sensibilidade TIR x preço de descomissionamento por turbina	59
Figura 32: Sensibilidade TIR x ano de repotenciação dos aerogeradores	60
Figura 33: Cenários limites aplicados à evolução dos custos de O&M dos aerogeradores.....	61
Figura 34: Sensibilidade TIR x evolução do preço de O&M com relação ao cenário base.....	62

Figura 35: Sensibilidade TIR x desconto dado à TUST	63
---	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Iniciativas para estudo de performance e disponibilidade de aerogeradores	30
Tabela 2: Custos estimados de descomissionamento de parques eólicos nos Estados Unidos	45

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

MME – Ministério de Minas e Energia

DRO – Declaração de Requerimento de Outorga

ONS – Operador Nacional do Sistema

AEG - Aerogerador

NREL – National Renewable Energy Laboratory

REN – Resolução Normativa

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

kV – Kilo Volt

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

PIS – Programa de Integração Social

PASEP – Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público

CER – Contrato de Energia de Reserva

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulado

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

TIR – Taxa Interna de Retorno

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão

CCT – Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão

CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição

CCD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição

VPL – Valor Presente

IRPJ – Imposto de Renda de Pessoa Jurídica

COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

CSLL – Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido

MW – Megawatt

MWm – Megawatt Médio

O&M – Operação e Manutenção

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

MUST – Montante de Uso do Sistema de Transmissão

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	1
1.1.	CONTEXTUALIZAÇÃO E MOTIVAÇÃO	1
1.2.	OBJETIVOS	8
1.3.	METODOLOGIA	9
2.	REVISÃO DE LITERATURA	10
2.1.	ASPECTOS REGULATÓRIOS	10
2.2.	ASPECTOS TÉCNICOS	18
2.3.	ASPECTOS FINANCEIROS	35
3.	DESDOBRAMENTOS ECONÔMICOS	48
3.1.	CENÁRIO BASE	48
3.1.1.	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão	49
3.1.2.	Seguros	50
3.1.3.	Contribuições associativas CCEE e O.N.S	50
3.1.4.	Taxa de Fiscalização ANEEL	50
3.1.5.	Arrendamento de Terra	51
3.1.6.	Meio Ambiente	51
3.1.7.	Despesas Administrativas	52
3.1.8.	O&M da Infraestrutura Civil e Elétrica	52
3.1.9.	O&M dos Aerogeradores	52
3.1.10.	Depreciação	53
3.2.	PARÂMETROS ECONÔMICOS	54
3.2.1.	Resultados do Cenário Base	55
3.3.	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	56

3.3.1. Análise de Sensibilidade Quanto ao Redução do Fator de Capacidade do Projeto.....	56
3.3.2. Análise de Sensibilidade Quanto ao Valores de Descomissionamento do Projeto.....	57
3.3.3. Análise de Sensibilidade Quanto ao Período de Escolha para Repotenciação do Empreendimento	59
3.3.4. Análise de Sensibilidade Quanto à Evolução do Custo de O&M ao Longo da Vida Útil.....	61
3.3.5. Análise de Sensibilidade Quanto ao Desconto dado na TUST para Empreendimentos Eólicos.....	62
3.3.6. Considerações	64
4. CONSIDERAÇÕES FINAIS	65
5. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	67
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	69

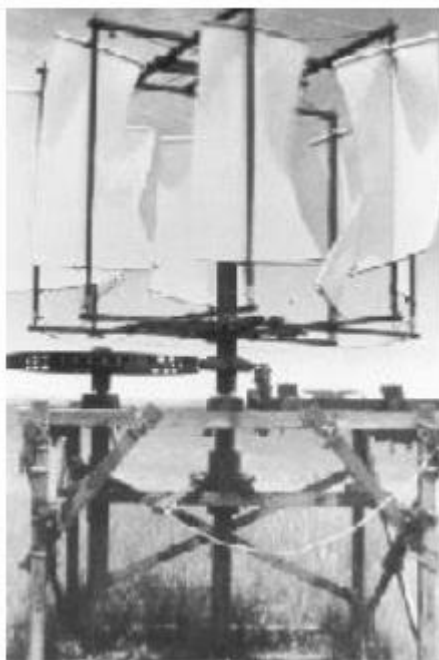
1. INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO E MOTIVAÇÃO

Segundo Fleming e Probert, 1984, a origem das turbinas eólicas é obscura, havendo, entretanto, especulações sobre o conhecimento de rotores acionados por vento tanto na Grécia antiga, quanto na Babilônia, em Gales e na Inglaterra. Os mesmos autores detalham a provável origem de moinhos de eixo vertical, por volta de 200 a.C, em uma região do atual Irã (FLEMING e PROBERT, 1984).

Sabe-se, ainda, que os primeiros moinhos eram utilizados para automatizar as atividades de moagem de grãos e bombeamento de água, sendo que o primeiro exemplar documentado era composto por velas confeccionadas com feixes de juncos ou madeira, fixadas em um eixo vertical, disposição atualmente conhecida como moinho panemone (DODGE, 2015), conforme Figura 1.

Figura 1: Imitação americana do século 19 de moinho panemone persa

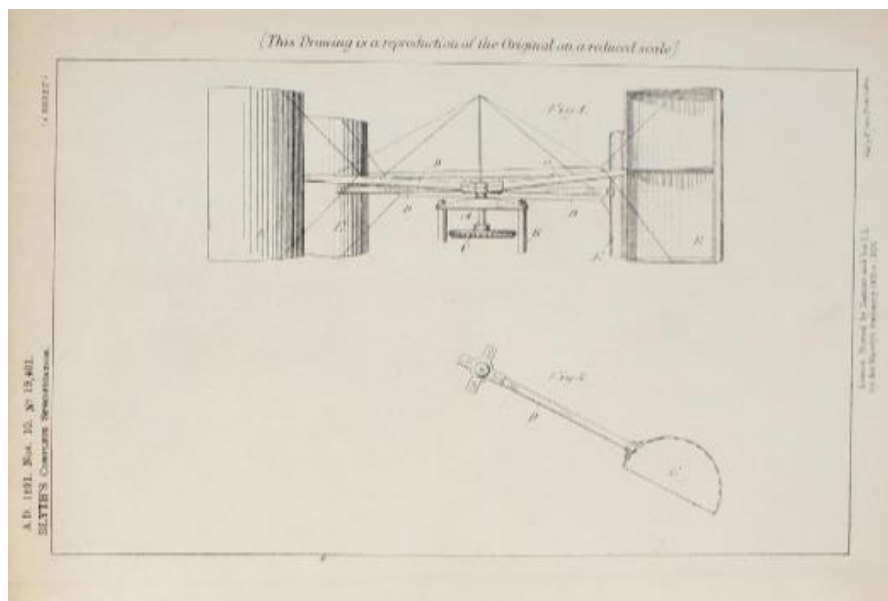


Fonte: Dodge, 2015

A aplicação para geração de energia elétrica por meio do acionamento mecânico de moinhos de vento só foi ser observada em 1887, quando o Engenheiro

Elétrico escocês James Blyth utilizou um pequeno moinho para fornecimento de energia elétrica para células de armazenamento. A boa adaptação desta tecnologia, rendeu-lhe uma patente no Reino Unido nomeada como “*wind engine*”, em 10 de novembro de 1891 (PRICE, 2017), mostrado na Figura 2.

Figura 2: Patente obtida por James Blyth - “Wind Engine”



Fonte: HERMAN H J LYNGE & Søn A/S (200-?)

Diferentemente do padrão de rotor de eixo horizontal com três pás, a solução patenteada por James Blyth se aproxima do atualmente conhecido como rotor tipo Savonius: formado por duas conchas justapostas (SCHUBEL e CROSSLEY, 2012). A rotação deste tipo de rotor se dá com o predomínio de esforços de arrasto, diferentemente de algumas configurações atuais nas quais há o predomínio de esforços de sustentação.

Durante o mesmo período em que James Blyth apresentou seu moinho e obteve sua patente, um programa, liderado por Paul La Cour, encontrava-se em desenvolvimento na Dinamarca com o objetivo de atender a demanda rural por eletrificação daquele país (FLEMING e PROBERT, 1984).

Poul La Cour, pioneiro na aplicação dos aerogeradores modernos para geração de eletricidade, desenvolveu protótipos com concepção semelhante às observadas

atualmente (DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION, 2013), exemplificado na Figura 3.

Figura 3: Turbinas de teste desenvolvidas por Poul la Cour em 1897, Askov, Dinamarca

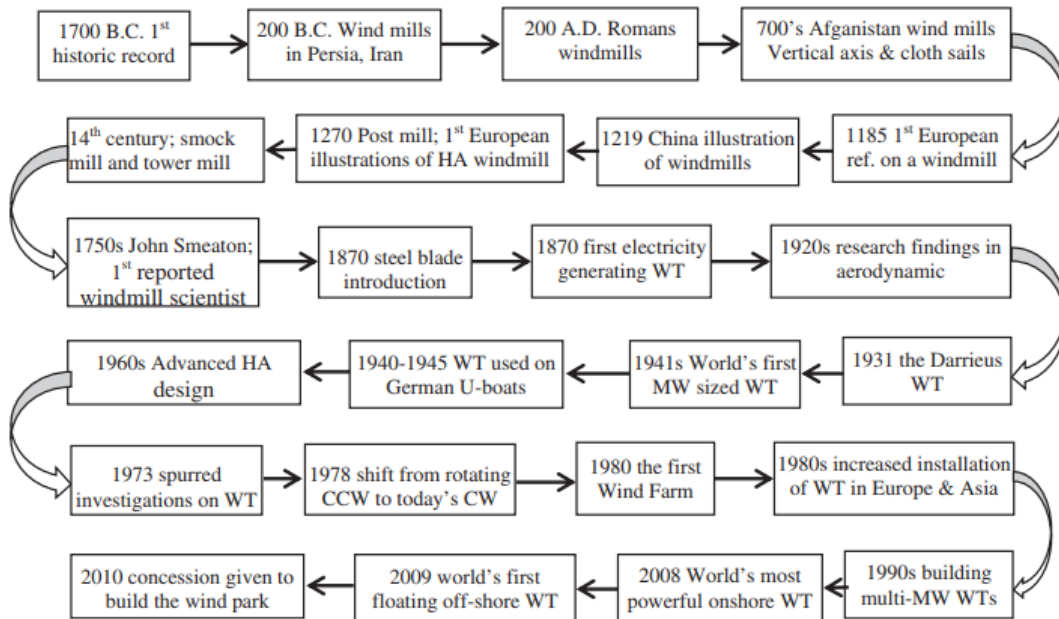


Fonte: Danish Wind Industry Association (2013)

Apesar da semelhança na estruturação do moinho de La Cour, deve-se destacar, porém, que o perfil aerodinâmico empregado atualmente nas pás das turbinas só passou a ser inserida nos projetos de aerogeradores após a Primeira Guerra Mundial, levando, então, a aumentos expressivos nos fatores de capacidades observados (FLEMING e PROBERT, 1984).

A Figura 4 ilustra os principais marcos verificados ao longo da evolução tecnológica observada para setor eólico no mundo (ISLAM, MEKHILEF e SAIDUR, 2013).

Figura 4: Principais marcos na evolução do mercado eólico mundial



Fonte: Islam, Mekhilef e Saidur (2013)

Por meio da Figura 4, identifica-se que, apesar de se tratar de uma tecnologia conhecida e utilizada desde 1700 a.C., a aplicação da energia eólica para geração de eletricidade por meio de parques eólicos ocorreu apenas em 1980.

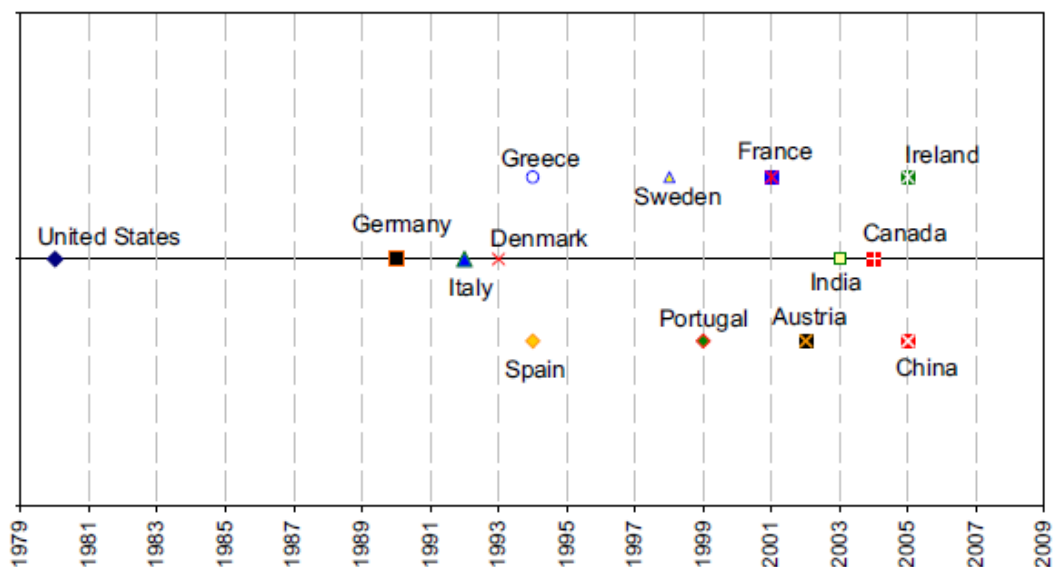
Implantado pela empresa U.S. Windpower na encosta da Crotched Mountain, estado de New Hampshire, Estados Unidos, o primeiro parque eólico compreendia 20 turbinas com potência nominal de 30 kW, totalizando 600 kW de potência instalada (AWEA, 200-?).

Fatores como aumento da demanda energética interna e pressões internacionais por redução nas emissões de gases de efeito estufa levaram a diversos países a fomentarem a utilização de fontes alternativas de geração elétrica (KUMAR, RINGENBERG, *et al.*, 2015).

Como resultado, é possível identificar um aumento gradual da participação da fonte eólica na matriz energética mundial, favorecida, em grande parte, pela adoção de políticas governamentais baseadas em instrumentos que regulam a quantidade e/ou o preço da energia fornecida por fonte eólica (KALDELLIS e ZAFIRAKIS, 2011). A Figura 5 e Figura 6 detalham os resultados obtidos em termos de aumento da

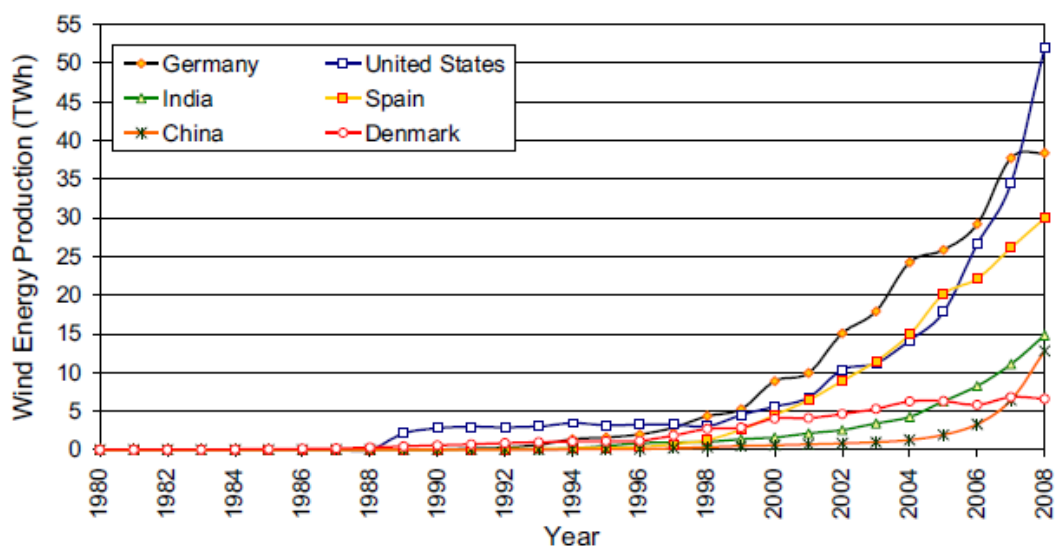
produção anual de energia como reflexo de incentivos tarifários concedidos pelos governos nos países pioneiros no setor:

Figura 5: Ano em que houve o início de sistemas de incentivo tarifário para geração eólica de energia por país



Fonte: Kaldellis e Zafirakis (2011)

Figura 6: Aumento da produção anual de energia por empreendimentos de grande escala como consequência da inserção de políticas de incentivos tarifários



Fonte: Kaldellis e Zafirakis (2011)

Neste mesmo contexto, o Brasil, por meio da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa, com o objetivo de aumentar a participação da geração elétrica com base em fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCH), e biomassa (BRASIL, 2002).

Como resultado, o programa de fomento incentivou a implantação de 41 empreendimentos eólicos (capacidade de instalada total de 963,99 MW), 59 PCHs (1.152,54 MW) e 19 térmicas à biomassa (533,34 MW) (ELETROBRÁS, 2017). A partir de então, observa-se um aumento gradual da potência eólica instalada no Brasil semelhante àquele observado nos países que adotaram políticas de fomento desta fonte de energia.

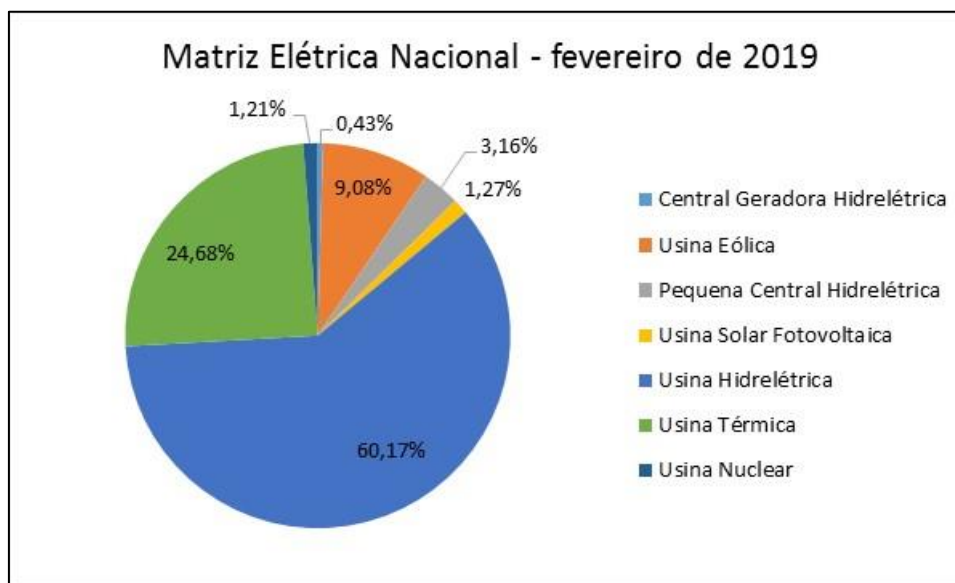
Figura 7: Evolução da potência eólica instalada no Brasil em MW



Fonte: Adaptado de ABEEÓLICA (2017)

A tendência observada na Figura 7 resultou, atualmente em uma potência instalada total de 14.722,79 MW de empreendimentos em operação, além de outros 1.201,40 MW em construção e mais 4.007,04 MW de empreendimentos com autorização outorgada pelo Ministério de Minas e Energia porém com construção ainda não iniciada. Como resultado, observa-se uma participação de cerca de 9% da fonte eólica na matriz elétrica nacional (ANEEL, 2016), conforme detalhado pela Figura 8:

Figura 8: Participação das diversas fontes na matriz elétrica nacional – base fevereiro de 2019



Fonte: Adaptado de ANEEL (2019)

Além do aumento expressivo da participação na matriz elétrica nacional, ressalta-se a queda nos valores praticados para venda de energia dos empreendimentos eólicos. No Leilão de Geração ANEEL nº 03/2018 (A-6), o valor médio praticado pelos empreendimentos eólicos ficou abaixo do lance vencedor para venda da energia elétrica da Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu: R\$ 90,45 / MWh frente a R\$ 151,68 / MWh (ANEEL, 2018).

Na presença destes números e diante da expectativa de manutenção do crescimento da potência eólica instalada nos próximos anos, conforme detalhado pelo Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS, 2017), é possível concluir que a energia eólica se encontra totalmente inserida no mercado brasileiro, tornando-se representativa e competitiva na matriz elétrica nacional.

Desta forma, identifica-se que as condições para a implantação de projetos eólicos já se encontram dominadas e consolidadas pelos empreendedores do setor, levando, pois, a prática de valores de venda de energia competitivos frente, até mesmo, a empreendimentos hidrelétricos.

Por outro lado, devido à incipiência do mercado eólico, o próximo passo natural à evolução de um mercado específico, é se analisar as condições ao longo da vida útil do empreendimento, ou seja, como se darão os desdobramentos técnicos, financeiros, ambientais e regulatórios de empreendimentos eólicos durante e ao término de seu período de autorização outorgado aos produtores pelo Ministério de Minas e Energia.

Tendo em vista que a resposta do mercado é influenciada, em grande parte, pelos resultados financeiros dos investimentos, conhecer as condições que interferem no retorno financeiro de projetos eólicos é de suma importância para garantir o constante desenvolvimento competitivo do setor frente à outras fontes de energia, como, por exemplo, solar e hidráulica.

1.2. OBJETIVOS

Conforme contextualizado no item anterior, é evidente o aumento da participação de usinas eólicas na matriz energética nacional a partir de 2002 com a implementação do Proinfa.

Com efeito, justamente devido à novidade da participação eólica de maneira representativa na matriz energética nacional, atualmente, inexistem condições que permitam, de forma precisa, listar as condições a serem observadas ao longo, e até mesmo ao final, da vida útil dos empreendimentos eólicos instalados no Brasil.

Neste contexto se insere o objetivo principal deste trabalho: analisar, tendo como base experiências internacionais e as minúcias do setor eólico brasileiro, as consequências financeiras a projetos eólicos resultantes de algumas variáveis envolvidas no processo decisório dos empreendedores.

1.3. METODOLOGIA

O trabalho será dividido em duas etapas: a primeira na qual será apresentada uma revisão bibliográfica sobre os principais aspectos técnicos, regulatórios e financeiros que permeiam a implantação e operação de empreendimentos eólicos e; a segunda, quando serão apresentadas análises de sensibilidade do retorno de projetos eólicos variando condições técnicas e regulatórias passíveis de serem observadas com o desenvolvimento do mercado eólico brasileiro.

Para o levantamento dos parâmetros técnicos, financeiros e regulatórios de empreendimentos eólicos, partiu-se de bibliográfica nacional e internacional, sendo realizada uma revisão listando e detalhando os principais pontos de cada aspecto sob estudo.

Definindo os principais aspectos que interferem a tomada de decisão dos empreendedores, partiu-se para análise de suas consequências econômicas sobre a viabilidade econômica de projetos eólicos.

Como forma de analisar estas consequências, partiu-se de um cenário base, também obtido por meio de bibliografia específica, sendo apresentado, para tanto, análises de sensibilidade da taxa interna de retorno – TIR com a variação de alguns dos principais aspectos apresentados e analisados anteriormente.

2. REVISÃO DE LITERATURA

Como o trabalho apresenta foco principal nos aspectos técnicos, financeiros e regulatórios, a revisão da literatura será dividida da mesma forma. É evidente, entretanto, que cada temática não é estanque, havendo, portanto, interfaces representativas com as demais, as quais serão tratadas de maneira oportuna no decorrer da descrição do capítulo.

2.1. ASPECTOS REGULATÓRIOS

Conforme detalhado no Art. 175 da Constituição Federal, a geração de energia elétrica, por se tratar de um serviço de utilidade pública, é incumbência do Poder Público, podendo, ainda, sob regime de concessão ou permissão, sempre através de processos licitatórios, ter sua prestação repassada a agente privado atuante no setor (BRASIL, 1988).

Neste sentido, conforme detalhado no inciso II, do Art. 3º-A, da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, compete ao Poder Concedente, além de definir as diretrizes e promover processos licitatórios de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, a celebração de contratos de concessão e expedição de atos autorizativos aos agentes envolvidos no setor, sendo que a primeira atividade será obrigatoriamente delegada à ANEEL, enquanto a segunda, poderá, eventualmente, ser repassada a esta agência reguladora (BRASIL, 1996).

Especificamente para energia eólica, com vistas a regulamentação do processo de emissão de autorizações para exploração deste recurso, foi publicada pela ANEEL, em 15 de dezembro de 2009, a Resolução Normativa (REN) nº 391, a qual, posteriormente, passou por alterações com a publicação das RENs ANEEL nº 546, de 16 de abril de 2013, nº 567, de 167 de julho de 2013 e nº 675, de 28 de agosto de 2015: todas visando aprimoramento e modernização dos procedimentos anteriormente preconizados pela REN nº 112, publicada em 1999 (ANEEL, 2009).

Destaca-se que, para esta avaliação, será dado foco para usinas de geração de energia com capacidade instalada acima de 5.000 kW, não enquadráveis, pois,

como minigeração ou microgeração distribuída conforme preconizado pela REN ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012 (ANEEL, 2012).

Conforme detalhado pela REN 391, a entrada em operação em teste e comercial de usinas de geração eólica só será permitida quando o projeto obtiver autorização para exploração do recurso outorgada pelo poder concedente ou pela ANEEL, sendo previsto, entretanto, o chamado Despacho de Requerimento de Outorga - DRO: mecanismo que permite, previamente à obtenção da referida autorização, que o empreendedor prossiga com as atividades de implantação do empreendimento (ANEEL, 2009).

Sob sua conta e risco, com a obtenção do DRO, o empreendedor pode proceder com o desenvolvimento de algumas atividades, dentre elas: solicitação de acesso à rede, processo de licenciamento ambiental do projeto, além, ainda, da implantação do projeto (ANEEL, 2009), ressalvando-se, entretanto, que a efetiva entrada em operação dependerá da emissão do respectivo ato autorizativo para exploração do recurso.

Conforme detalhado por esta resolução, o DRO será emitido pela ANEEL mediante a comprovação da qualificação jurídica do empreendedor, o qual deve apresentar um projeto considerado como tecnicamente adequado e viável. A comprovação destas condições se dá por meio da apresentação de uma série de documentos quando do protocolo de pedido de emissão do DRO junto à ANEEL.

Como, tanto a obtenção da permissão de acesso à rede, formalizada com a emissão de Parecer de Acesso pela distribuidora acessada ou O.N.S, quanto o processo de licenciamento ambiental, formalizado por meio da emissão das licenças prévia, de instalação e de operação, apresentam prazos de tramitação muitas vezes divergentes com as necessidades dos projetos, a obtenção da DRO é um mecanismo favorável ao empreendedor, permitindo, pois, maior liberdade no planejamento de implantação do projeto e, conseqüentemente, na captação de recursos financeiros junto a organismos financiadores.

Com relação ao prazo de autorização outorgado para exploração de recurso eólico, a REN 391, de 15 de dezembro de 2009, com descrição incluída pela REN 675, de 28 de agosto de 2015, define que as outorgas de autorização terão vigência de 35 anos, sendo previsto ainda, mediante análise de aspectos jurídicos e fiscais do

interessado, a prorrogação das autorizações outorgadas para a exploração do recurso (ANEEL, 2009).

Além do rito regulatório obrigatório, conforme acima mencionado, a viabilidade da implantação de empreendimentos eólicos de grande porte é dependente, majoritariamente, da estratégia de venda de energia a ser adotada para obtenção de receita durante o período de operação.

Neste contexto, considerando o cenário regulatório vigente, o empreendedor pode optar por dois mercados distintos para comercialização da energia gerada: (i) Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ou (ii) Ambiente de Contratação Livre (ACL), sendo possível, ainda, a opção pela comercialização em ambos os ambientes. A regulamentação das condições de contratação de energia nestes ambientes é dada pelo Decreto Nº 5.163, de 30 de julho de 2004 (BRASIL, 2004).

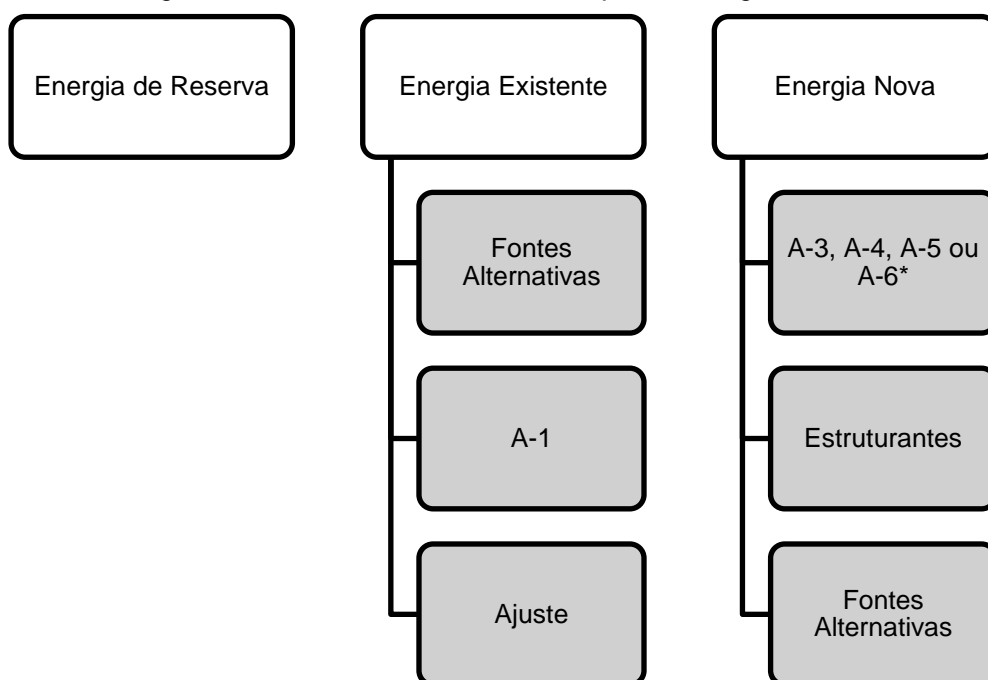
Segundo inciso I, § 2º, Art, 1º deste decreto, Ambiente de Contratação Regulada fica definido como sendo

O segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

Detalha-se, desta forma, que, para integrar o ACR, o gerador, com vistas a garantir a assinatura de contrato de venda de energia, depende de sagrar-se vencedor de leilões de energia elétrica, os quais, segundo detalhado na Lei Nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a partir de delegação do Poder Concedente, são operacionalizados pela ANEEL (BRASIL, 1996).

O marco regulatório promulgado pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (BRASIL, 2004), detalha, dentre outros itens, a sistemática adotada para contratação de energia no ACR, dividindo o processo de contratação por licitação da seguinte maneira (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012):

Figura 9: Modalidades de leilão de compra de energia elétrica



* Leilões A-6, A-5, A-4, A-3 podem sofrer alteração em sua nomenclatura dependendo da antecedência entre a data do certame e o período de início de suprimento.

Fonte: Adaptado de (Instituto Acende Brasil (2012))

Conforme detalhado nesta mesma Lei, os Leilões de Energia de Reserva são realizados com vistas a aumentar a segurança de atendimento do Sistema Interligado Nacional, por meio da contratação de energia de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos de geração existentes.

Como resultado, os geradores que se sagram vencedores de Leilões de Energia de Reserva comercializam sua energia por meio de Contratos de Energia de Reserva – CER, os quais são assinados diretamente com a Câmara de Comercialização de Energia – CCEE.

Os custos para pagamentos das geradoras que tiveram sua energia comercializada por meio de CERs são apurados pela própria CCEE, sendo repassados, por meio do pagamento de Encargo de Energia de Reserva, a todos os usuários de energia de reserva (CCEE, 200-?).

Os Leilões Estruturantes, por sua vez, estão relacionados à implantação de projetos que, por serem considerados estratégicos e de interesse público pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, apresentam prioridade de licitação.

A indicação destes projetos visando a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do sistema é uma atribuição no CNPE, inserida pela Lei 10.848, de 2004 (BRASIL, 2004).

Nesta tipologia de licitação são enquadradas apenas empreendimentos indicados por resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) os quais apresentam caráter estratégico na busca pela manutenção da modicidade tarifária e pela otimização da confiabilidade do sistema elétrico nacional (CCEE, 200-?). Desta forma, grandes usinas como por exemplo, UHE Belo Monte, UHE Jirau, UHE Santo Antônio, dentre outras, são enquadradas em leilões estruturantes, não havendo, portanto, participação de usinas eólicas, as quais, de forma individual, apresentam pouca relevância no sistema elétrico nacional.

Por fim, além da possibilidade de venda da energia gerada por meio de CERs, os empreendedores que buscam viabilizar a implantação de projetos de geração eólica por meio de venda de energia no ACR podem optar pelos demais Leilões de Energia Nova, sendo estes: A-6, A-5, A-4 e A-3, além de Leilões de Fontes Alternativas.

A sistemática de contratação de energia proveniente de novos empreendimentos baseia-se na estimativa de demanda futura de energia. Para tanto, conforme detalha o Decreto nº 5.163, de 2004, todos os agentes de distribuição, vendedores, autoprodutores e os consumidores livres devem informar, anualmente, até 1º de agosto do respectivo ano, as previsões de carga para os próximos 5 anos (BRASIL, 2004).

Com as estimativas da evolução de oferta e demanda do mercado para 5 anos futuros, a ANEEL promove os leilões de compra de energia, observando as diretrizes e os procedimentos estabelecidos pelo próprio MME. Com base em estratégia definida para a expansão da oferta de energia elétrica, o MME define, dentre outros itens, qual a modalidade contratual a ser adotada e qual o volume de energia será contratado de cada tipo de fonte: eólica, hidráulica, térmica, entre outras.

Por exemplo, para o leilão A-6 ocorrido em agosto de 2018, a Portaria MME nº 159, de maio de 2018 (MME, 2018), definiu que a energia proveniente de “Produto Eólica” se daria por meio de Contratos de Compra e Venda de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs na modalidade **quantidade**, enquanto que, para o leilão A-5

ocorrido em abril de 2016, a Portaria MME nº 382, de agosto de 2015 (MME, 2015), definiu que a energia proveniente de geração eólica seria contratada por meio de CCEARs na modalidade **disponibilidade**.

Os contratos de venda de energia por disponibilidade apresentam condições que visam proteger o empreendedor das incertezas da variabilidade do recurso eólico. A apuração da disponibilidade da usina é feita em períodos anuais e, em caso de desvios com relação às condições de contratação previstas, o empreendedor fica sujeito à ressarcimentos ou liquidações da energia excedente.

Este tipo de contrato prevê, também, margens superior e inferior à energia contratada. Quando das apurações anuais realizadas, caso a energia disponibilizada pelo empreendimento se enquadre dentro destes limites, o empreendedor fica dispensado de qualquer penalização.

Pela análise dos CCEARs na modalidade disponibilidade, é evidente que preocupações envolvendo incertezas na modelagem do recurso eólico, e consequentemente, na definição dos montantes mensais de energia a serem comercializados, são mitigadas nesta tipologia de contratação, melhorando, pois, o cenário de atuação para os empreendedores do setor e permitindo, portanto, uma melhoria na competitividade de projetos eólicos no mercado nacional.

Era de se esperar, portanto, que o aumento da maturidade do setor eólico no Brasil, com maior quantidade de dados anemométricos disponíveis, assim como pela presença de um histórico mais representativo da resposta dos aerogeradores frente ao recurso eólico nacional, levaria a redução das incertezas envolvidas na modelagem deste recurso, aumentando, então, a precisão nas estimativas de produção de energia dos projetos: condição que de fato ocorreu com a evolução da participação da fonte eólica no sistema elétrico nacional.

Como consequência da maturidade observada no setor, o Leilão A-6 de agosto de 2018, cujas diretrizes foram determinadas pela Portaria MME nº 159, de maio de 2018 (MME, 2018), foi o primeiro a apresentar CCEAR na modalidade **quantidade** para contratação de energia proveniente de fonte eólica.

Este tipo de contrato, dada as condições particulares de venda de energia, acaba por expor o empreendedor a liquidações financeiras no mercado de curto prazo caso a contabilização mensal de energia vendida não seja atingida, não sendo

prevista, ainda, qualquer margem para absorção de desvios de geração, conforme aquelas observadas para contratos por disponibilidade.

Além do ACR, o empreendedor, para viabilizar a implantação de um empreendimento, pode optar pelo ACL para comercialização da energia a ser gerada pelo seu projeto.

Segundo inciso I, § 2º, Art, 1º do Decreto 5.163, de 2004, Ambiente de Contratação Livre fica definido como sendo (BRASIL, 2004):

O segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

Desta forma, as condições de venda de energia no ACL, considerando montante contratado e prazo de suprimento, são maleáveis a depender da negociação entre o gerador e o comprador durante a assinatura do contrato.

Por outro lado, mesmo havendo maior liberdade de negociação, o gerador, como forma de viabilizar a entrega de energia, deve observar regulação específica da ANEEL, assim como firmar Contratos de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão (CUST ou CUSD) com o ONS e Contratos de Conexão às Instalações de Transmissão ou Distribuição (CCT ou CCD) com a concessionária de energia que fornecerá as condições para escoamento da energia gerada pelo empreendimento (BRASIL, 2004).

Condições específicas do contrato de venda de energia, como aquelas referentes a penalidades em caso de não entrega da geração contratada, são contempladas durante a negociação bilateral do acordo, não sendo descartada, entretanto, a exposição, pelo gerador, às liquidações financeiras no mercado de curto prazo de energia, cuja volatilidade e imprevisibilidade dos preços praticados dificultam a atuação de empreendedores.

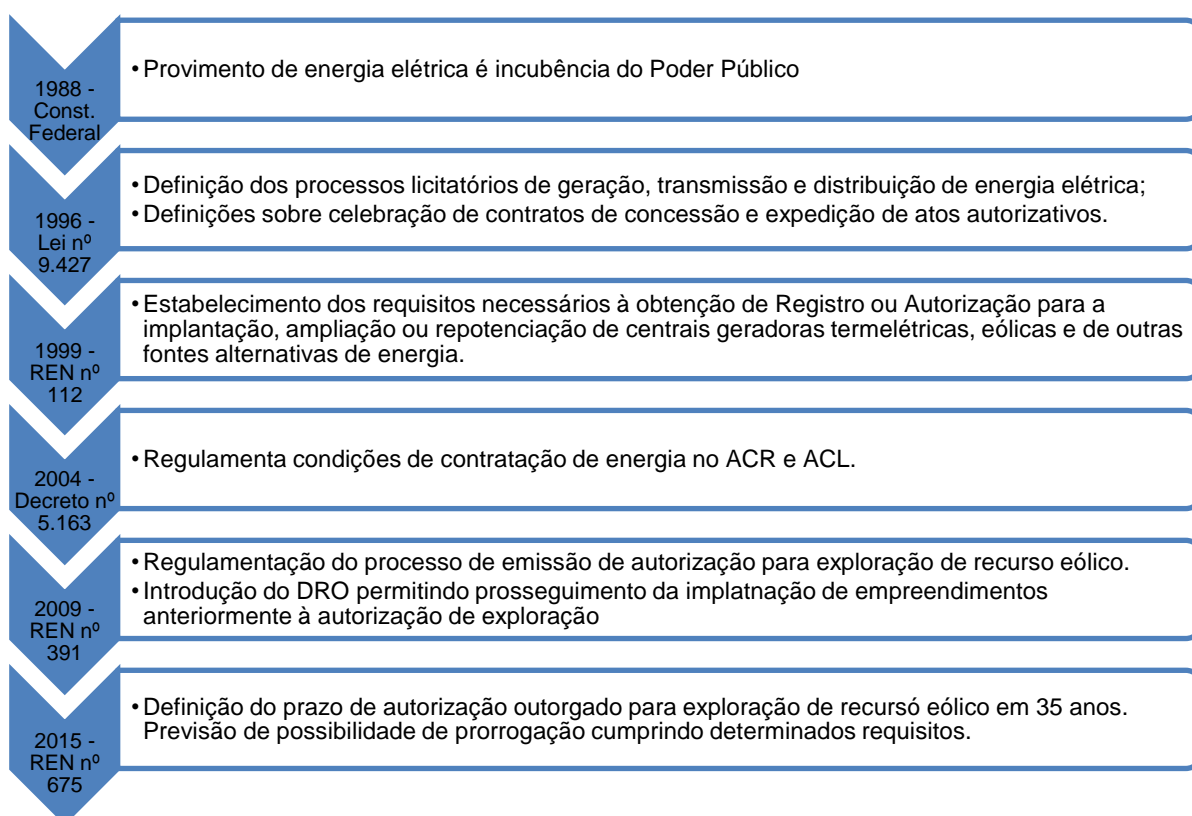
Este ambiente de contratação não é regido por meio de licitações realizadas pela ANEEL, não sendo observado, portanto, o mesmo rigor regulatório apresentado para aquelas contratações realizadas no ACR, conforme anteriormente apresentado.

Ambos os ambientes de contratação, de forma individualizada ou combinada, são utilizados pelos agentes geradores eólicos para viabilização de seus projetos.

Ademais, para garantir a efetiva obtenção de receita com os projetos, os empreendedores, anteriormente ao processo de obtenção de autorização para exploração e de implantação do empreendimento, procedem com a etapa conhecida como fase de desenvolvimento, durante a qual são analisadas, dentre outros aspectos, as especificidades técnicas do projeto com vistas a viabilização da geração de energia elétrica com qualidade e quantidade adequadas.

A linha do tempo mostrada pela detalha os principais marcos regulatórios do setor elétrico relacionado ao procimento

Figura 10: Linha do Tempo dos Marcos Regulatórios Envolvidos com a Implantação de Empreendimentos Eólicos



Fonte: Autoria própria

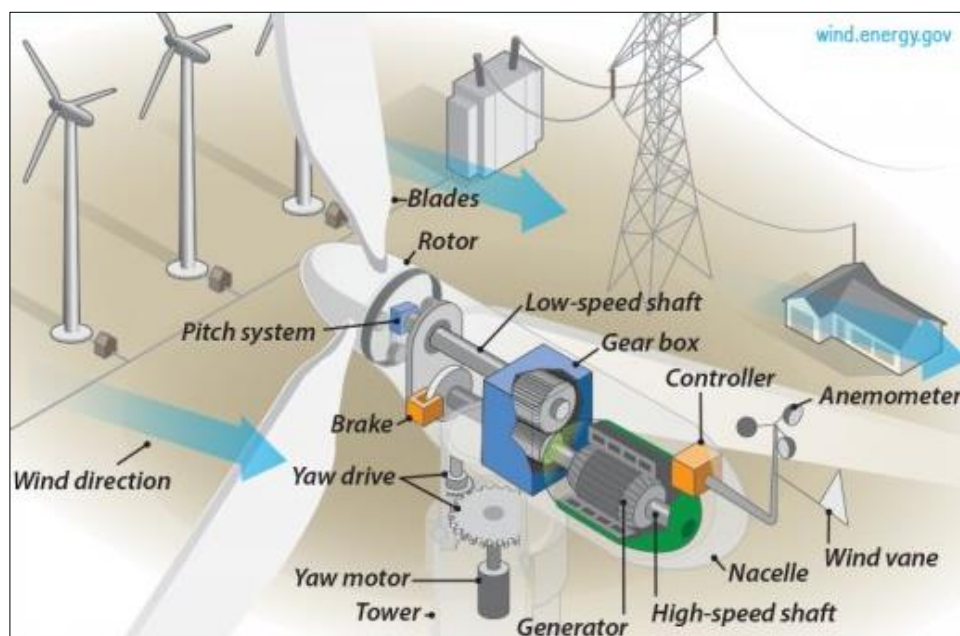
2.2. ASPECTOS TÉCNICOS

Durante a fase de desenvolvimento buscam-se áreas com elevado potencial eólico, sendo selecionado, então, modelos de aerogerador que melhor se adaptam às condições locais.

Para tanto, dentre aerogeradores específicos para geração de energia elétrica, aqueles com eixo horizontal e três pás prevaleceram sobre aqueles compostos por uma ou duas pás, tipos estes que se apresentam menos eficientes e menos aceitáveis visualmente (KALDELLIS e ZAFIRAKIS, 2011). A configuração com quatro pás, por outro lado, apesar de apresentar um ganho marginal na eficiência global da turbina eólica, não é justificado pelo custo extra de fabricação de uma pá adicional (SCHUBEL e CROSSLEY, 2012).

A Figura 11 ilustra a tipologia predominante de aerogerador empregado no mercado, detalhando, ainda, os seus principais componentes (WIND ENERGY TECHNOLOGIES OFFICE, 201-?)

Figura 11: Componentes de aerogerador de três pás, eixo horizontal



Fonte: Wind Energy Technologies Office (201-?)

A partir da Figura 11, é possível, em linhas gerais, detalhar o funcionamento dos aerogeradores.

As pás, por serem responsáveis por captar a energia cinética do vento, transformando-a em energia mecânica, rotacionando o eixo principal, de baixa velocidade (*low-speed shaft*), apresentam papel indispensável no funcionamento dos aerogeradores.

Este eixo principal de baixa velocidade, no caso detalhado pela figura acima, está conectado a uma caixa multiplicadora (*gearbox*), sendo esta responsável pelo aumento da velocidade de rotação do eixo de baixa velocidade.

A elevação da velocidade de rotação é necessária para atender os requisitos do gerador elétrico, outro componente fundamental de um aerogerador.

Para garantir que o aerogerador esteja sempre posicionado com suas pás direcionadas no sentido de incidência do vento, o sistema de guinada (*yaw*) é responsável por girar a nacelle (componente onde estão alocados os equipamentos no todo do aerogerador) em torno do eixo da torre.

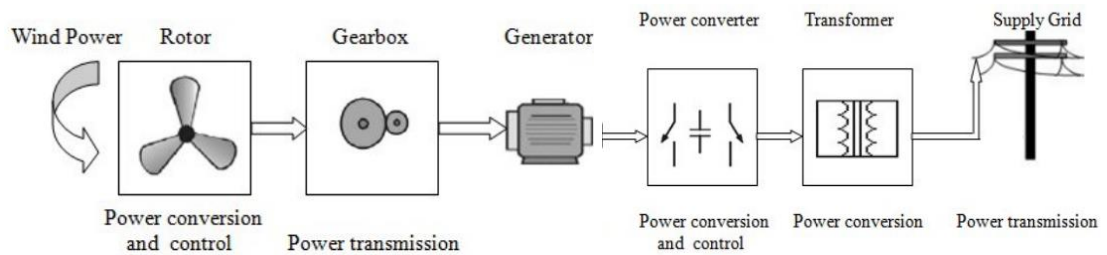
Adicionalmente ao correto direcionamento da nacelle, o controle de passo das pás (*pitch*) garante que seja retirado o máximo de energia do vento incidente. Este controle é responsável por rotacionar cada pá ao redor de seu próprio eixo, aumentando ou diminuindo o seu coeficiente de arrasto, com resultado direto no empuxo responsável por fazer as pás rotacionarem gerando energia.

As torres que sustentam as nacelles podem ser confeccionadas em aço, concreto ou uma combinação destes dois materiais, devendo ser dimensionada de tal maneira que suporte os esforços estáticos e as vibrações que as turbinas estarão susceptíveis ao longo de toda sua vida útil.

Existem, também, modelos de aerogeradores nos quais as caixas multiplicadoras são suprimidas, com o eixo de baixa velocidade acionando, diretamente, o rotor de um gerador, o qual apresenta seu estator em repouso, ancorado à torre. Turbinas eólicas com esta tipologia de montagem são conhecidos como aerogeradores de acionamento direto, apresentando, como ponto de atenção, o aumento representativo na massa total do gerador inserido na nacelle (EINARSSON, 2016).

A Figura 12 ilustra, de forma esquemática, a geração e conexão de aerogeradores para atendimento das cargas da rede elétrica:

Figura 12: Esquema de geração e conexão da energia gerada por aerogeradores



Fonte: Sarkar e Behera (2012)

Muitas vezes, a geração de energia pelos aerogeradores é realizada em baixas tensões, usualmente 690 V, sendo necessário, então, elevar sua tensão para diminuir as perdas elétricas durante o percurso até a subestação elevadora local. Para tanto, é observado a adição de transformadores de potência próximos, ou até dentro, dos próprios aerogeradores, conforme ilustrado acima pelo “Transformer”.

Os aerogeradores, como forma de viabilizar grandes complexos eólicos, são interligados entre si por meio de redes de média tensão, as quais apresentam, usualmente, tensão de 34,5 kV nos parques instalados no Brasil. A energia é, então, entregue a uma subestação de energia local, onde há a adaptação do nível de tensão para conexão ao Sistema Interligado Nacional – SIN e atendimento às cargas do sistema.

Após a conexão dos aerogeradores a uma subestação elevadora local, existem diversas possibilidades de se realizar a conexão do empreendimento ao SIN, sendo a mais usual o emprego de linhas de transmissão para interligação de todo o complexo a uma subestação já existente, muitas vezes compartilhadas com outros agentes geradores.

Estes e diversos outros requisitos devem ser minuciosamente analisados durante o processo de desenvolvimento de empreendimentos eólicos, sendo crucial, ainda, o desenvolvimento de análises de produção de energia que possibilitem ao empreendedor desenvolver a modelagem financeira de seu empreendimento com vistas a definição do preço de venda de energia a ser praticado para viabilização do projeto.

A análise de produção de energia é precedida, necessariamente, pela definição do aerogerador a ser adotado, neste sentido, faz-se necessário apresentar uma breve descrição desta tecnologia.

Ao se analisar os parâmetros envolvidos no cálculo da potência disponível em um fluxo de ar, é possível identificar que o resultado a ser obtido é proporcional à densidade do ar, à área da seção transversal em análise e ao cubo da velocidade do vento (RWE NPOWER RENEWABLES, 2007):

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \quad [1]$$

Sendo:

ρ : densidade do ar no local de instalação da turbina;

A: área da seção transversal do volume de controle analisado; e

V: velocidade do escoamento.

Ressalta-se que esta é a energia total disponível em um determinado volume de controle analisado, sendo que, para cálculo da potência extraída por uma turbina eólica instalada neste fluxo de ar, deve-se aplicar um coeficiente de rendimento, conhecido como coeficiente de potência C_p . Como resultado, então, obtém-se a seguinte formulação para a potência de aerogeradores (BURTON, SHARP, *et al.*, 2001)

$$P = \frac{1}{2} \cdot c_p \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \quad [2]$$

O coeficiente de potência, segundo elucidado por Albert Betz, apresenta um limite máximo teórico de 59,3% (ou 16/27), o que significa que a eficiência teórica máxima de uma turbina eólica seria de 59,3% (SARKAR e BEHERA, 2012).

Entretanto, devido à existência de perdas ao longo do processo de captação da energia cinética do vento e geração de energia elétrica, dentre elas (i) perdas por

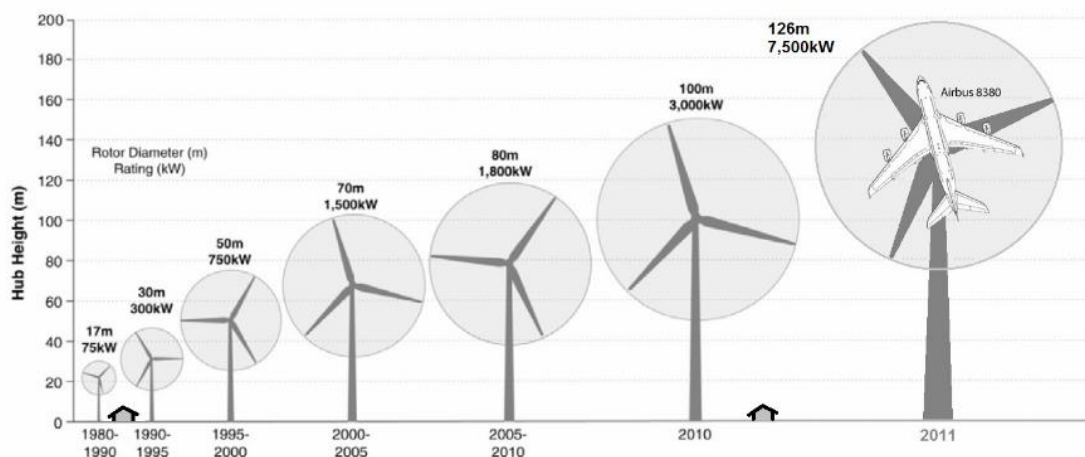
turbulência nas pontas das pás, (ii) perdas por efeito de turbulência induzida entre aerogeradores próximos, (iii) perdas no eixo de acionamento do aerogerador e (iv) simplificações na forma da pá (SCHUBEL e CROSSLEY, 2012), turbinas eólicas não podem operar neste limite. Blackwood (2016) detalha que turbinas atuais normalmente apresentam eficiência em torno de 40%.

Conforme discussão levantada pelo mesmo autor, é intuitivo o fato de uma turbina eólica não ser capaz de retirar toda a energia cinética disponível, caso contrário, não haveria vento à jusante das pás.

Por outro lado, tendo em vista os fatores que compõem a fórmula para cálculo de potência (equação [2]) é fácil perceber que existe a possibilidade de se aumentar a potência retirada do vento modificando, dentre outros fatores, a área de captação do recurso eólico.

O aumento da área de captação do recurso, o qual se dá pelo aumento do comprimento das pás dos aerogeradores, apesar causar impactos negativos, como por exemplo, o impacto visual causado pela implantação da turbina, é mais favorável quando se analisa a melhor utilização da terra, a redução dos custos de operação e manutenção (O&M) e a presença de economias de escala ao longo do processo de fabricação e implantação dos aerogeradores (KALDELLIS e ZAFIRAKIS, 2011). Como resultado, observa-se um aumento gradual no diâmetro dos rotores dos aerogeradores ao longo dos anos, conforme detalhado pela Figura 13:

Figura 13: Evolução no diâmetro do rotor dos aerogeradores



Fonte: New Zealand Wind Energy Association (2019)

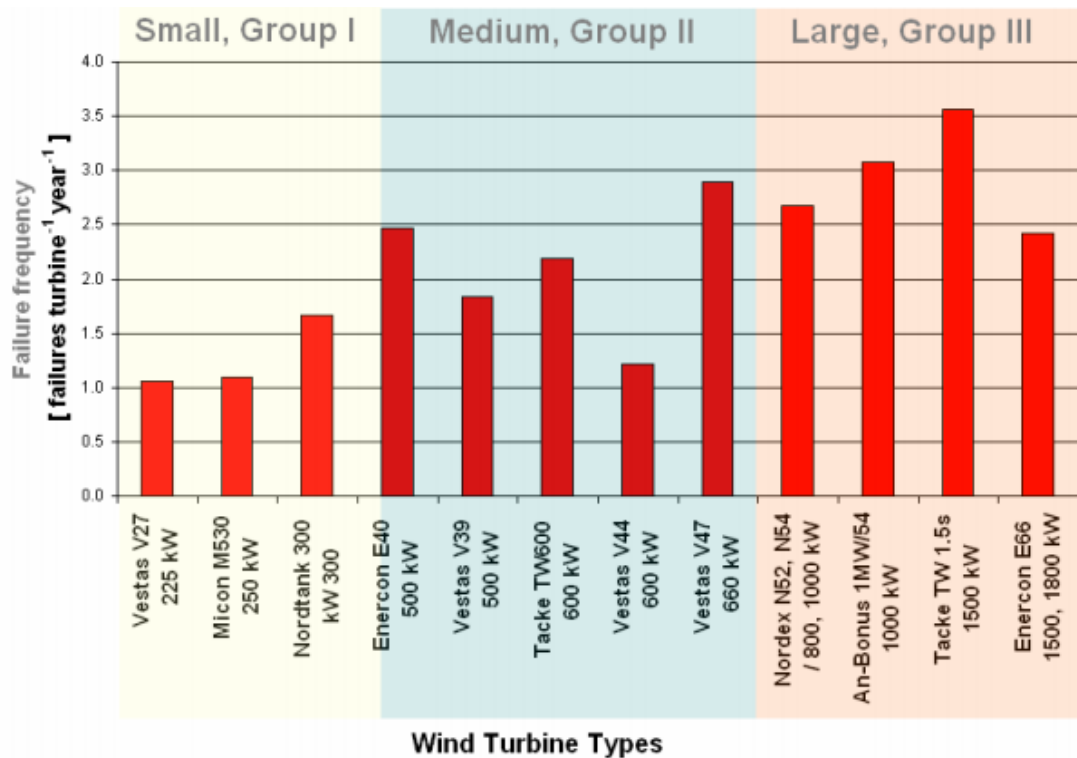
No Brasil, observa-se a previsão de fornecimento de turbinas com 150 metros de diâmetro e 4,2 MW de potência nominal pela fabricante dinamarquesa Vestas, com a fabricação, inclusive, sendo realizada na cidade de Aquiraz, no Estado do Ceará (CANAL ENERGIA, 2019).

Contudo, tendo em vista os objetivos do presente trabalho, de forma a identificar as condições dos aerogeradores ao longo de sua vida útil, é fundamental que seja realizada uma análise acerca da evolução de falhas nos aerogeradores ao durante sua operação.

Apesar de existirem estudos relacionados às taxas de falhas e disponibilidades dos aerogeradores, Artigao, Martín-Martínez, *et al.*, (2018) ressaltam a ausência de bancos de dados públicos com estas informações, evidenciando ainda, os ganhos que poderiam ser observados durante as rotinas de manutenção dos aerogeradores caso houvesse disponibilidade de dados sobre as falhas dos componentes que geram maiores impactos na geração de energia.

Apesar dos aspectos positivos observados pelo aumento da potência nominal de turbinas eólicas, estudo realizado com banco de dados de turbinas instaladas na Dinamarca e Alemanha mostra que aerogeradores maiores tendem a apresentar taxas médias de falhas mais elevadas que aerogeradores de potência nominal reduzidas (ISLAM, MEKHILEF e SAIDUR, 2013), conforme Figura 14:

Figura 14: Relação entre tamanho da turbina e taxa média de falhas anuais



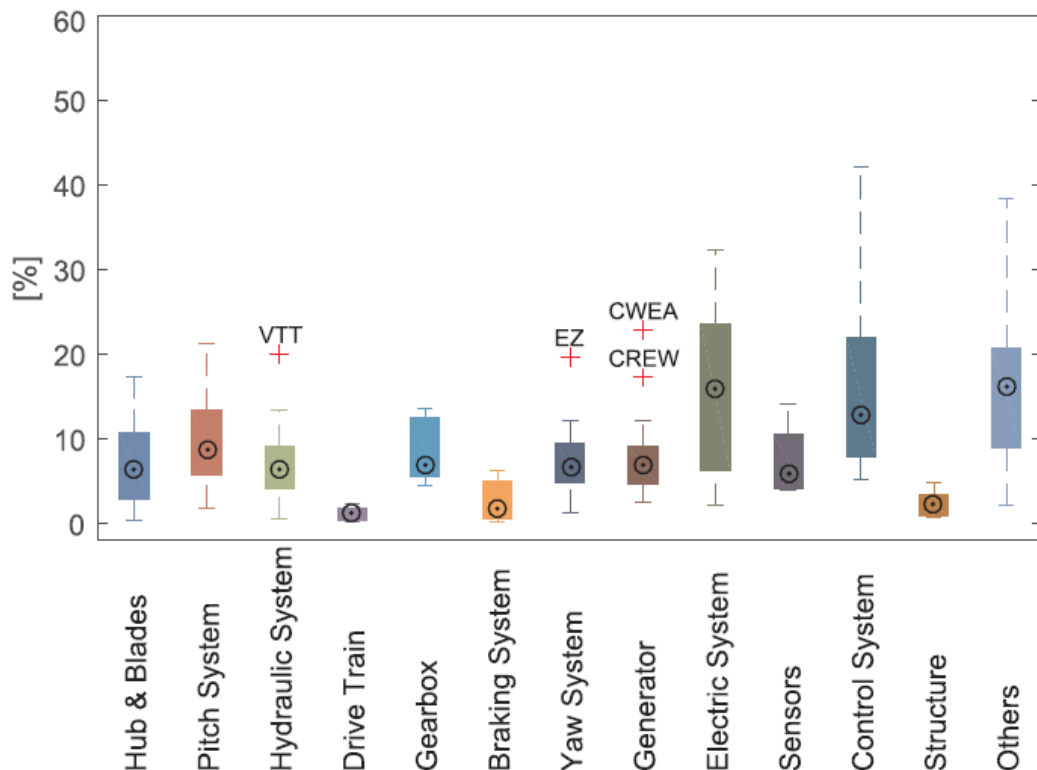
Fonte: Islam, Mekhilef e Saidur (2013)

Por outro lado, tendo em vista a evolução tecnológica e o aumento dos aerogeradores observado ao longo dos anos, os estudos desenvolvidos sobre a confiabilidade de turbinas eólica estão naturalmente limitados pela ausência de banco de dados confiáveis (ARTIGAO, MARTÍN-MARTÍNEZ, *et al.*, 2018). Desta forma, identifica-se que aerogeradores com períodos mais longos de operação apresentam potências e tecnologias distintas daquelas empregadas atualmente em turbinas modernas, não havendo, pois, dados de longo prazo sobre o desempenho das turbinas atuais ao longo de sua vida útil.

Artigo publicado em 2018 por Artigao, Martín-Martínez, *et al.*, (2018), buscaram compilar resultados de treze estudos publicados na Europa, China e Estados Unidos, os quais analisaram diferentes conjuntos de turbinas eólicas, com potências nominais e tempos em operação variados.

A análise dos treze estudos de forma conjunta, no que se refere às taxas de falha dos principais componentes das turbinas eólicas, obteve o seguinte resultado mostrado pela Figura 15:

Figura 15: Taxas médias de falha dos componentes de aerogeradores



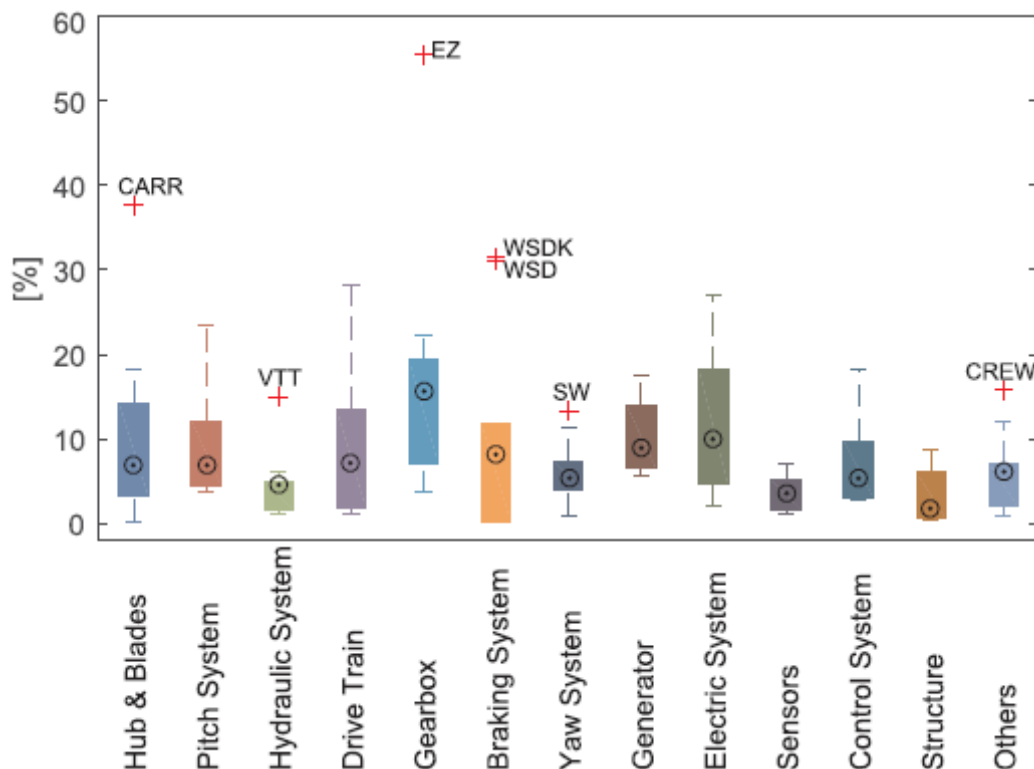
Fonte: Artigo, Martín-Martínez, et al. (2018)

Pela Figura 15, nota-se a obtenção de pequena dispersão dos resultados obtidos para o sistema de acionamento (*drive train*), sistema de freios (*braking system*) e estrutura (*structure*), ou seja, aerogeradores com tecnologia, tempo de operação e potência nominal distintos apresentam alguma constância nas taxas de falhas destes três sistemas, os quais foram classificados pelo estudo como os mais confiáveis dentre os componentes dos aerogeradores.

Observa-se, também, a obtenção de dados considerados como fora da curva, como por exemplo aqueles apresentados pelo Technical Research Centre of Finland (VTT) para o sistema hidráulico (*hydraulic system*), representado como uma cruz fora dos intervalos de confiança.

Com relação aos períodos médios de parada dos aerogeradores decorrentes de falhas nos componentes principais, o estudo obteve os seguintes resultados mostrados pela Figura 16:

Figura 16: Tempo médio de parada decorrente de falha nos componentes dos aerogeradores



Fonte: Artigo, Martín-Martínez, et al. (2018)

Pela análise conjunta da Figura 15 e Figura 16, podem ser identificados alguns pontos de destaque:

- (i) Apesar do sistema de controle (*control system*) ser responsável por parcela representativa do total de falhas, condição semelhante não é observada no tempo de parada decorrente de falhas neste sistema;
- (ii) O conjunto de acionamento (*drive train*) é responsável por uma parcela pequena na quantidade de falhas, porém com reflexos representativos no tempo de parada dos aerogeradores;
- (iii) Multiplicadores de velocidade (*gearbox*) são os componentes responsáveis pela maior parcela do tempo de parada dos aerogeradores.

O mesmo estudo, desenvolvido por Artigao, Martín-Martínez, *et al.*, (2018), apresentou os resultados comparativos entre dados de turbinas em diferentes idades como forma de avaliar o impacto da evolução da maturidade da tecnologia frente à confiabilidade dos sistemas componentes dos aerogeradores.

Como resultado, identifica-se que sistemas hidráulicos (*hydraulic system*), eixo principal (*main shaft*), freios (*braking*), sistema de guinada (*yaw*), e sensores (*sensors*) apresentaram uma tendência de melhora nas taxas de falhas nos aerogeradores mais recentemente instalados, enquanto que multiplicadores e geradores apresentaram uma pequena piora com relação aos resultados obtidos para turbinas mais antigas.

Como resultado, o estudo aferiu que, aparentemente, os sistemas que apresentaram uma melhora nas taxas de falha, alcançaram níveis mais aceitáveis de maturidade em seu desenvolvimento, enquanto aqueles para os quais se observaram uma piora nas taxas de falhas, a saber, geradores e multiplicadores, continuam em processo de desenvolvimento (ARTIGAO, MARTÍN-MARTÍNEZ, *et al.*, 2018).

Apesar de terem sido observadas discrepâncias representativas em diferentes estudos de confiabilidade de aerogeradores analisados, Artigao, Martín-Martínez, *et al.*, (2018) classificaram cinco subsistemas de turbinas eólicas como críticos, sendo estes: sistemas elétricos, sistemas de controle, multiplicadores, geradores, e rotores (pás e cubos), os quais devem ser atentamente acompanhados para permitir o desenvolvimento de rotinas de O&M mais eficazes.

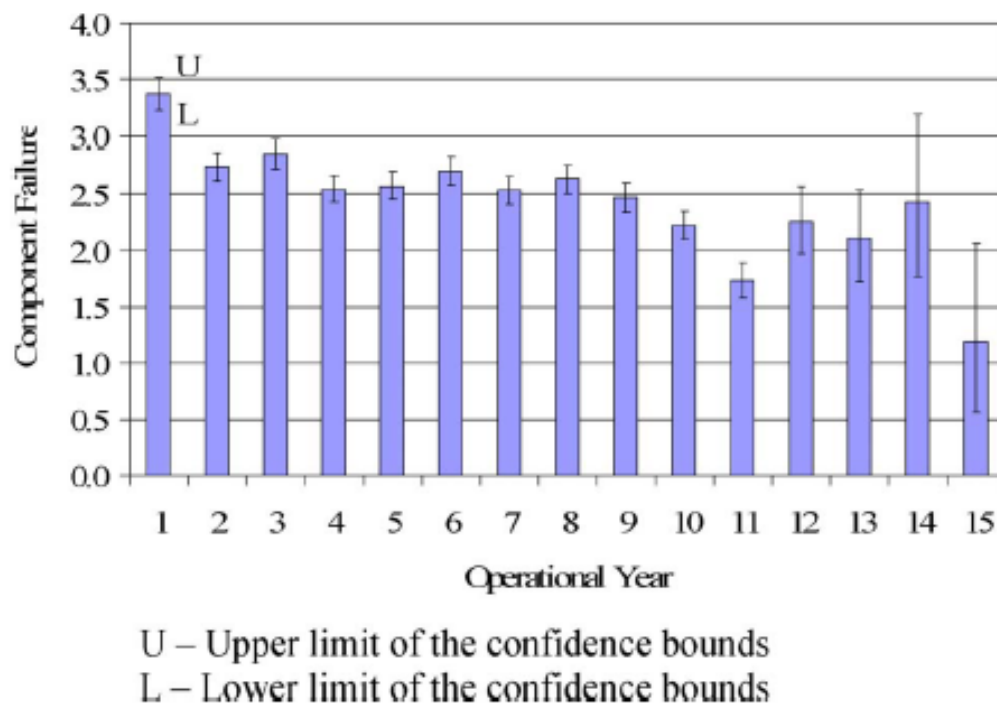
Tendo em vista o objetivo do presente estudo, faz-se importante, ainda, levantar condições acerca da evolução das taxas de falhas dos aerogeradores ao longo de sua vida útil.

Aerogeradores são usualmente projetados para um período de 20 anos de geração de energia, entretanto, devido ao curto período operacional em que aerogeradores com tecnologia semelhante às observadas atualmente se encontram, no presente momento inexistem dados suficientes para aferir o desempenho das turbinas atuais ao longo de sua operação, principalmente no que se refere à evolução nas taxas de falhas no tempo.

Por outro lado, conforme detalhado por Echavarria, Hahn, *et al.* (2008), os dados atualmente disponíveis sobre a evolução das condições operacionais das turbinas instaladas podem ser um indicativo sobre o que pode ser esperado destes

equipamentos no futuro. A Figura 17 detalha a evolução nas falhas observadas nos componentes de aerogeradores observada em um banco de dados de cerca de 1.500 turbinas eólicas instaladas na Alemanha, as quais compõem um programa intitulado como “250 MW Wind”:

Figura 17: Quantidade média de falhas em componentes dos aerogeradores por ano de operação



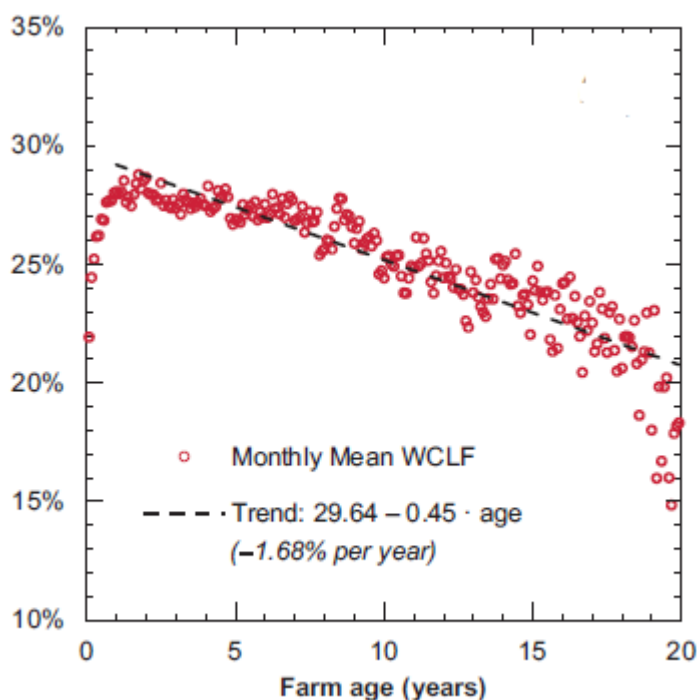
Fonte: Echavarria, Hahn, et al. (2008)

Os intervalos *Upper limit of the confidence bounds* e *Lower limit of the confidence bounds* contemplam 95% dos dados observados por meio de 63.000 relatórios de O&M compilados por meio do programa alemão. A partir da Figura 17, conforme detalhado pelo estudo, as falhas consideradas como prematuras ocorrem majoritariamente no primeiro ano de operação, sendo evidente, ainda, uma queda nas falhas ao longo dos anos de operação, devendo ser notado, ainda, um aumento na dispersão dos dados a partir do 12º ano de operação, resultando, pois, em uma maior incerteza no cenário futuro a ser observado para as turbinas eólicas.

Outro estudo, desta vez analisando 282 parques eólicos no Reino Unido, totalizando 4,5 GW de potência instalada, evidenciou a queda observada para os fatores de capacidade dos projetos ao longo de sua vida útil. Para tanto, como forma de corrigir eventuais distorções que seriam inseridas ao se analisar turbinas com

diferentes idades e tecnologias, o fator de capacidade foi calculado considerando a curva de potência dos respectivos aerogeradores, dados de vento efetivamente medidos nos locais dos parques eólicos e os respectivos dados de geração aferidos para os projetos (STAFFELL e GREEN, 2013). Os resultados obtidos estão detalhados na Figura 18:

Figura 18: Declínio do fator de capacidade corrigido com a idade do parque eólico



Fonte: Staffell e Green (2013)

Observa-se uma queda média de 0,45 pontos percentuais do fator de capacidade por ano de operação dos parques eólicos estudados do Reino Unido. Consequentemente, com a diminuição da performance dos aerogeradores, aumenta-se o custo de geração de energia, com perda da competitividade e atratividade do projeto.

Os estudos analisados e diversas outras publicações relacionadas à confiabilidade de aerogeradores foram estruturados tendo como base dados referentes a turbinas eólicas instaladas, principalmente, em países da Europa, nos Estados Unidos e na China, conforme listagem das iniciativas sobre análise da performance e confiabilidade de turbinas eólicas apresentado na Tabela 1 **Erro! Fonte d e referência não encontrada.:**

Tabela 1: Iniciativas para estudo de performance e disponibilidade de aerogeradores

Initiative	Country	Number of WT	Onshore	Offshore	Operational Turbine Years	Start-Up of Survey	End of Survey
CIRCE	Spain	4300	✓		~13,000	~3 years (about 2013)	
CREW-Database	USA	~900	✓		~1800	2011	ongoing
CWEA-Database	China	? (640 WF)	✓		?	2010	2012
Elforsk/Vindstat	Sweden	786	✓		~3100	1989	2005
EPRI	USA	290	✓		~580	1986	1987
EUROWIN	Europe	~3500	✓		?	1986	~1995
Garrad Hassan	Worldwide	? (14,000 MW)	✓		?	~1992	~2007
Huadian	China	1313	✓		547	01/2012	05/2012
LWK	Germany	643	✓		>6000	1993	2006
Lynette	USA	?	✓		?	1981	1986
MECAL	Netherlands	63	✓		122	~2 years (about 2010)	
Muppandal	India	15	✓		75	2000	2004
NEDO	Japan	924	✓		924	2004	2005
ReliaWind	Europe	350	✓		?	2008	2010
Robert Gordon University	UK	77	✓		~460	1997	2006
Round 1 offshore WF	UK	120		✓	270	2004	2007
University Nanjing	China	108	✓		~330	2009	2013
SPARTA	UK	1045	✓		1045	2013	ongoing
Strathclyde	UK	350		✓	1768	5 years (about 2010)	
VTT	Finland	96	✓		356	1991	ongoing
Windstats Newsletter/Report	Germany	4500	✓		~30,000	1994	2004
Windstats Newsletter/Report	Denmark	2500	✓		>20,000	1994	2004
WInD-Pool	Germany/ Europe	456	✓	✓	2086	2013	ongoing
WMEP	Germany	1593	✓		15,357	1989	2008

Fonte: Pfaffel, Faulstich e Rohrig (2017)

Além de não serem identificados estudos considerando aerogeradores instalados no Brasil, os estudos sobre disponibilidade e performance desenvolvidos apresentam algumas limitações naturais, dentre as quais: (i) disponibilidade limitada de dados de falhas de componentes, (ii) uso de dados relativos a turbinas com tecnologias ultrapassadas e (iii) análises a partir de dados meteorológicos de torres anemométricas próximas aos aerogeradores em vez de dados coletados pelos próprios sensores instalados nos aerogeradores (REDER e MELERO, 2016)

Sendo assim, considerando as peculiaridades do recurso em algumas regiões do Brasil, caracterizado por direções preferenciais bem definidas, com baixa turbulência, e elevadas velocidades médias (FILGUEIRAS e SILVA, 2003), tendo em vista, ainda, as limitações naturais listadas, os resultados apresentados pelos estudos disponíveis podem não representar, de forma fidedigna, as condições a serem observadas para aerogeradores instalados no Brasil (FORERO, 2013)

Ratificando o entendimento, estudo realizado em 2016 analisou os efeitos das características do recurso eólico sobre as falhas dos componentes de 544 aerogeradores modernos com potência nominal variando de 0,8 MW a 2,0 MW sendo obtido alguns resultados de destaque (REDER e MELERO, 2016):

- Sistemas de regulação de passo das pás (*pitch*) são afetados por alterações na velocidade do vento combinado com elevadas velocidades médias de vento e rajadas;
- Caixas multiplicadoras (*gearbox*) são afetadas majoritariamente por elevadas velocidades médias de vento e menos por variabilidade do vento;
- Geradores são menos afetados por condições de curto prazo do recurso eólico, tendo sido observado maior relevância de efeitos, como elevada velocidade média, variação e rajadas de vento, ocorridos em um período de um ano antes da falha;
- Sistema de guinada da nacelle (*yaw*) não foram afetados significativamente por velocidades de vento, devendo haver maior relação com a variação na direção do recurso.

Sendo assim, considerando a ausência de banco de dados compartilhado sobre falhas de componentes dos aerogeradores instalados no Brasil, tendo em vista, ainda, a incipiência do mercado eólico neste país, com ausência de informações de longo prazo acerca da resposta dos aerogeradores modernos frente às características peculiares de seu recurso eólico, os empreendedores, como forma de mitigar incertezas sobre a evolução das falhas dos componentes dos aerogeradores e, consequentemente, sobre a evolução dos custos de O&M das turbinas eólicas ao longo da operação do empreendimento, optam, muitas vezes, por contratar serviços de O&M juntamente aos próprios fabricantes de aerogeradores (FREIRE, 2019).

Estes contratos firmados junto aos próprios fabricantes de aerogeradores, muitas vezes abrangendo um escopo completo de operação e manutenção das turbinas eólicas, além de oferecer segurança operacional e previsibilidade de custo a longo prazo para os empreendedores de um mercado ainda incipiente, são positivos, também, aos fornecedores por garantir previsibilidade de receita e maior capacidade

de absorver baixas no mercado de fornecimento, conforme a verificada em 2015 e 2016 quando não houve leilões para contratação de energia nova (FREIRE, 2019).

Por outro lado, conforme destacado por Eduardo Brito, Líder de Digital Services para a divisão de Onshore Wind da GE Renewable Energy na América Latina, em entrevista concedida ao Canal Energia, existe uma movimentação de surgimento das chamadas *Independent Service Provider* (ISP), empresas estruturadas exclusivamente para realizar serviços de O&M, em competição com os próprios fornecedores de aerogeradores, “reflexo de uma maturação natural provocada pelo relevante desenvolvimento da energia eólica no país” (FREIRE, 2019).

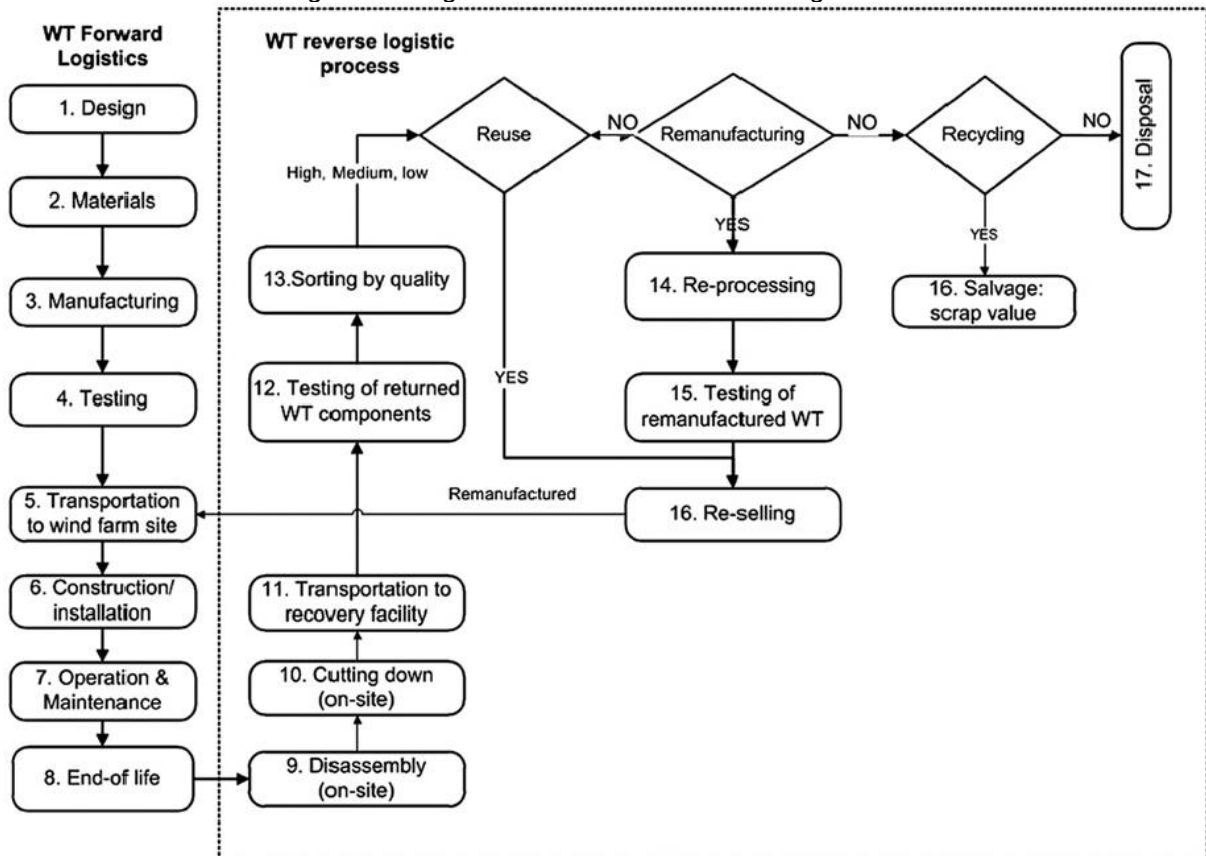
Como alternativa, ainda, conforme destacado no mesmo texto, diversos empreendedores estão se movimentando de forma a internalizar atividades de O&M que atualmente são contratadas diretamente dos próprios fornecedores de aerogeradores, levando, dentre outras coisas, a um aumento da competitividade dos projetos como consequência de redução obtida nos custos de O&M do empreendimento.

Analisada as condições ao longo da vida útil de aerogeradores, interessa avaliar os cenários a serem esperados pelos empreendedores ao término do período operacional de seu projeto, podendo se optar por duas estratégias distintas: descomissionamento ou repotenciação dos aerogeradores (AWEA, 201-?).

O descomissionamento se trata da desmobilização do empreendimento, com desmontagem, separação, recuperação e gestão dos aerogeradores usados (ORTEGON, NIES e SUTHERLAND, 2012), de forma que a área do parque eólico seja restaurada a condições iguais ou próximas àquelas antes da implantação do empreendimento (AWEA, 201-?).

A Figura 19 detalha a logística direta e reversa de aerogeradores, sendo dado ênfase, porém, nas condições após o descomissionamento de turbinas eólicas:

Figura 19: Logística direta e reversa de aerogeradores



Fonte: Ortegon, Nies e Sutherland (2012)

Os aerogeradores, ao término de sua vida de operação, poderão apresentar 4 destinações básicas: reuso, manufatura, reciclagem ou descarte, cada qual apresentando peculiaridades próprias, vantagens e desvantagens, tendo em vista, ainda, a condição vigente observada para o do mercado de turbinas eólicas.

A repotenciação ocorre quando o empreendedor, de forma a garantir sobrevida ao projeto, realiza a troca total ou parcial de seus aerogeradores (ORTEGON, NIES e SUTHERLAND, 2012).

Dependendo das características do projeto, o empreendedor poderá optar por manter parte dos aerogeradores, como por exemplo, fundações e torres, substituindo, apenas a nacelle e rotor: condição caracterizada como uma repotenciação parcial.

Como limitação, tendo em vista a evolução nos diâmetros dos rotores e altura das torres, a repotenciação parcial poderá levar a ganhos menores que aqueles observados quando da substituição total das turbinas eólicas, sendo que, entretanto,

neste caso, existe um investimento menor para garantir a sobrevivência do empreendimento (LANTZ, LEVENTHAL e BARING-GOULD, 2013).

Ao se optar pela repotenciação total do empreendimento, não existem limitações relacionadas às fundações e às torres uma vez que estes componentes também serão substituídos (LANTZ, LEVENTHAL e BARING-GOULD, 2013). Nesta solução existe o ganho observado pelos acessos e, ao menos em parte, pela infraestrutura elétrica já se encontrarem implantados.

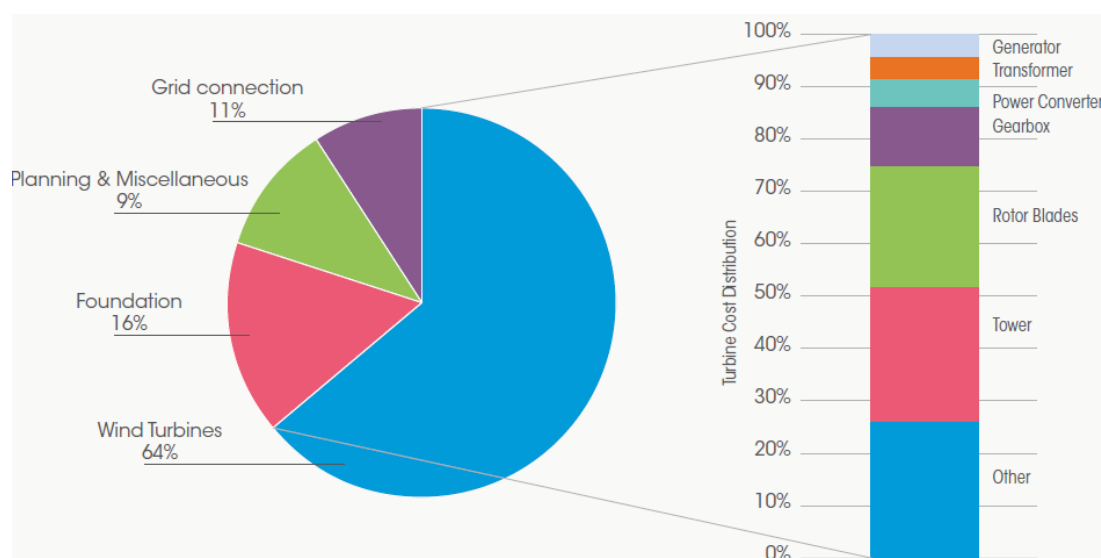
Conforme detalhado por Lantz, Leventhal e Baring-Gould (2013) tendo em vista a evolução tecnológica observada nas turbinas eólicas ao longo dos últimos anos, atualmente existe o predomínio de repotenciação total de empreendimentos eólicos. Esta opção condição que resulta em ganhos, dentre outros itens, relacionados à O&M uma vez que, pelo aumento da potência unitária dos aerogeradores, eles são instalados em quantidades menores para atingir capacidades instaladas semelhantes às aquelas observadas em parques com aerogeradores menos potentes.

Conforme observado ao longo desta análise, as condições técnicas de aerogeradores ao longo e ao término de sua vida útil são intimamente relacionados às condições particulares de cada projeto, dentre as quais: características locais do recurso eólico e qualidade da O&M adotada durante a operação do empreendimento. Considerando, ainda, a continuidade da evolução do mercado eólico nos próximos anos, a estratégia a ser adotada ao término da vida útil do projeto deve ser analisada de forma específica, considerando as condições vigentes e esperadas para o setor eólico nacional.

2.3. ASPECTOS FINANCEIROS

Os custos de implantação de empreendimentos eólicos podem ser divididos, minimamente entre os seguintes itens: aerogeradores, obras civis, conexão elétrica ao sistema e outros, apresentando, em média, as seguintes distribuições mostradas na Figura 20 (IRENA, 2012):

Figura 20: Distribuição dos custos de implantação de empreendimentos eólicos

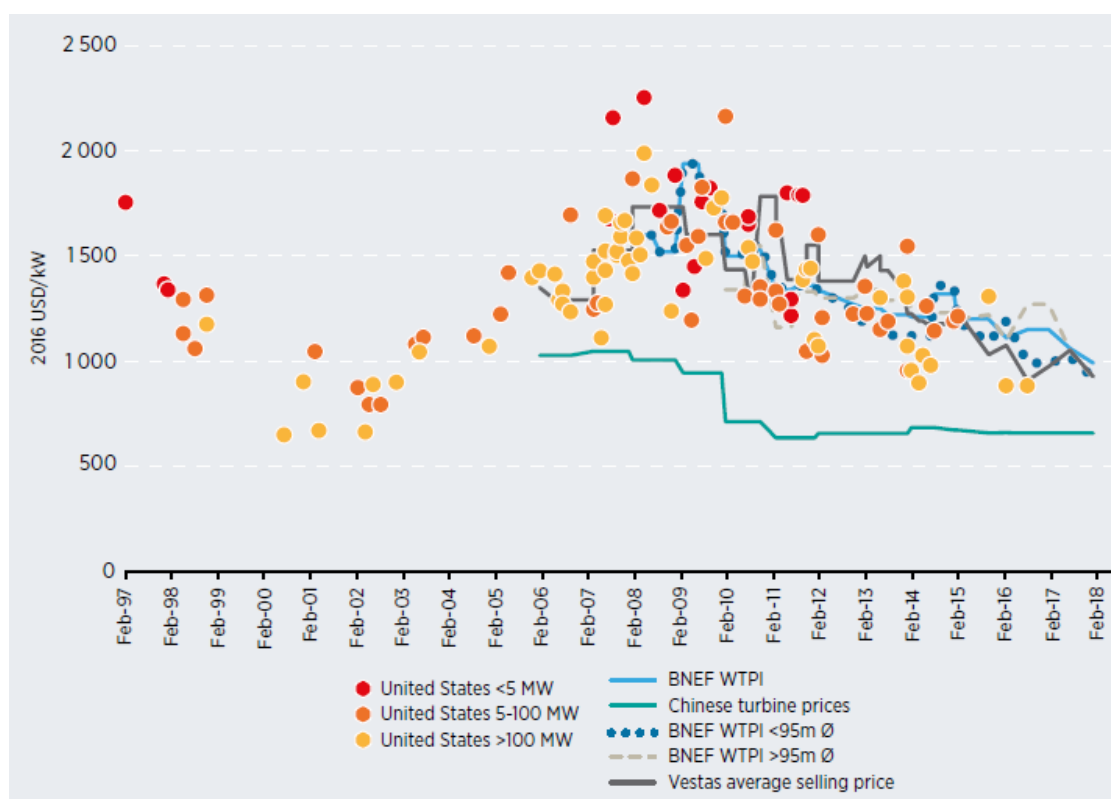


Fonte: IRENA (2012)

Esta distribuição pode sofrer alterações em decorrência, dentre outros fatores, da localização e condições geológicas do local de implantação do empreendimento, levando, neste caso, a aumento nos custos com fundações, por exemplo.

Os custos dos aerogeradores variam em decorrência de oferta e demanda do mercado, de ciclos econômicos e, também, em decorrência de variações nos valores das commodities utilizadas em sua confecção, dentre as quais: cobre, aço e cimento (REN21, 2018). Estudo mostra, ainda, a variação dos preços dos aerogeradores observada entre 1997 e 2018, em valores referenciados em Dólares Americanos de 2016 (Figura 21):

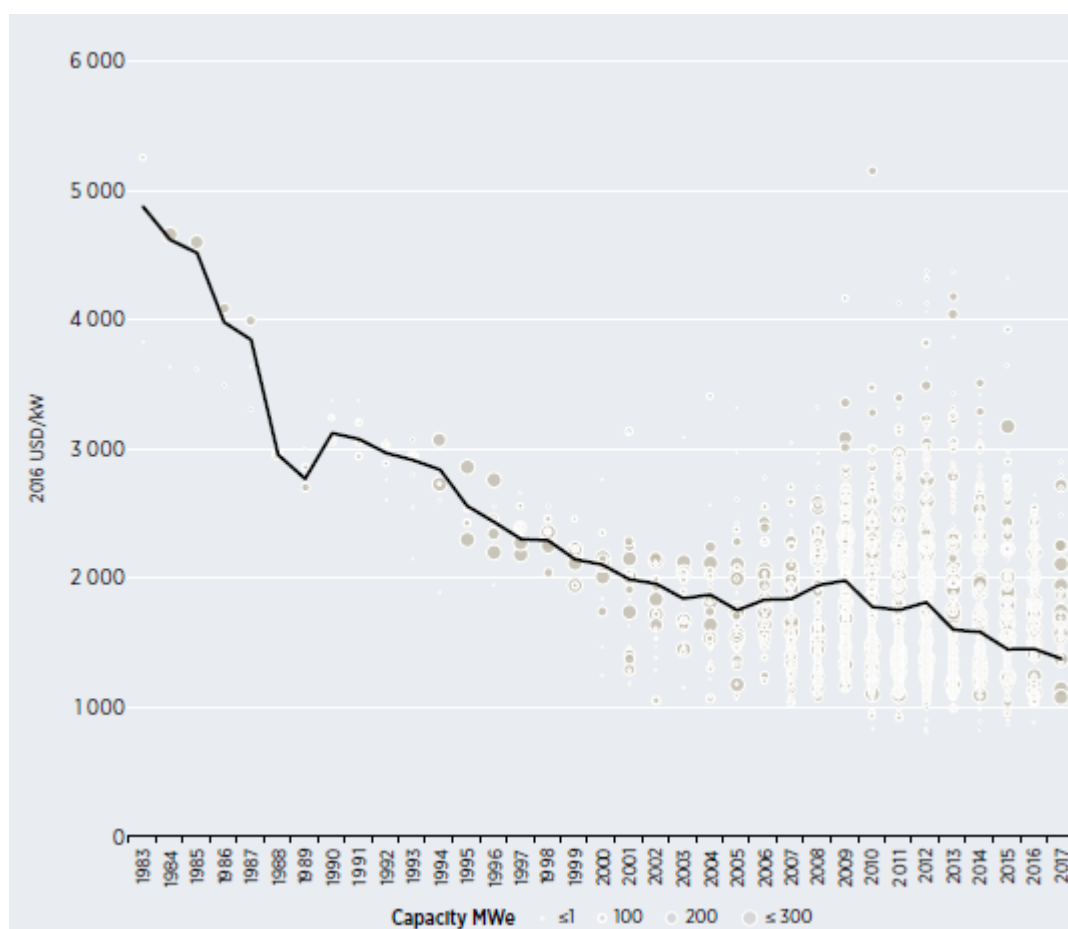
Figura 21: Evolução dos preços de aerogeradores entre 1997 e 2018



Fonte: IRENA (2012)

Mesmo tendo sido observado um aumento nos preços de aerogeradores a partir de 2005, conforme evidenciado acima, os custos totais de implantação de empreendimentos eólicos no mundo estão, atualmente, apresentando uma redução, cenário que, em linhas gerais, persiste desde a implantação dos primeiros parques eólicos na década de 1980.

Figura 22: Evolução no custo total de implantação de empreendimentos eólicos no mundo

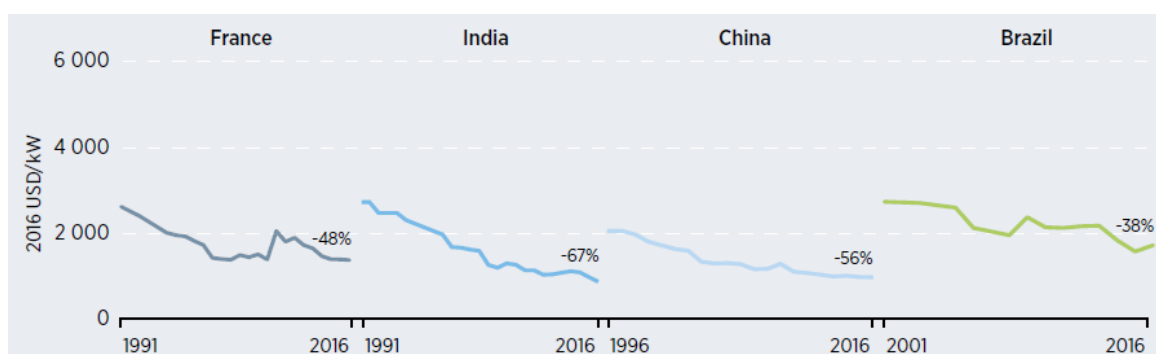


Fonte: IRENA (2012)

Pela Figura 22, pelo fato do preço dos aerogeradores representarem parcela representativa do custo total de implantação de parques eólicos, o aumento do preço deste componente a partir de 2005 teve reflexo direto no custo total de implantação destes empreendimentos.

Tendência de queda semelhante a apresentada pelo gráfico da Figura 23 foi observada no custo total de implantação de parques eólicos no Brasil, onde foi observado uma redução de 38% no custo total entre 2001 e 2016:

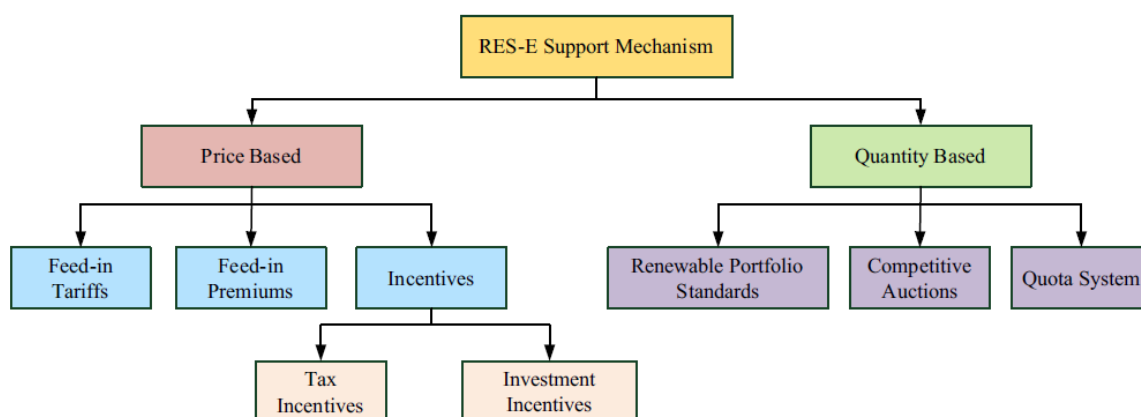
Figura 23: Evolução do custo total de implantação de empreendimentos eólicos no Brasil



Fonte: IRENA (2012)

Para a inserção de novas tecnologias renováveis na geração de energia é primordial que existam políticas de fomento baseadas em preço ou em quantidade que incentivem os empreendedores a investirem nesta nova tendência (KUMAR, RINGENBERG, *et al.*, 2015). A Figura 24 detalha as políticas para desenvolvimento de energias renováveis e sustentáveis - RES-E:

Figura 24: Mecanismos de incentivo para desenvolvimento de geração de energia por fontes renováveis



Fonte: Kumar, Ringenberg, *et al.* (2015)

Observa-se, então, que as energias renováveis podem ser incentivadas pelos seguintes mecanismos:

- Mecanismo baseado em preço:
 - Tarifa incentivada (*Feed-in tariffs*): sistema no qual o empreendedor recebe um valor fixo pela energia produzida, definido por meio de

contratos firmados por um determinado período de tempo, garantindo, pois, previsibilidade da receita a ser obtida com a operação do empreendimento (NOUICER, 2015);

- Prêmios incentivados (*Feed-in premiums*): neste sistema, o gerador fica susceptível à volatilidade do preço de venda de energia no mercado, sendo aplicável, entretanto, um bônus sobre o valor de venda (NOUICER, 2015);
- Incentivos (*Incentives*): este mecanismo busca favorecer a geração de energia por fontes renováveis dando ao empreendedor, por exemplo, descontos em tarifas de uso do sistema de transmissão – TUST ou, ainda, isentando-o de impostos durante a implantação;
- Mecanismos baseado em quantidade:
 - Padrão de portfólio renovável (*Renewable portfolio standards*): sistema visa incentivar a fonte renovável obrigando os geradores a produzirem parte de sua geração por meio de fontes alternativas para obtenção de certificados, formando um novo mercado de comercialização das cotas concedidas pelos certificados (KUMAR, RINGENBERG, *et al.*, 2015);
 - Leilões competitivos (*Competitive auctions*): mecanismo por meio do qual o governo, tendo em vista seu plano de expansão da oferta de energia, determina, durante a realização de leilões de contratação, quantidade de energia a ser suprida por meio de fontes alternativas renováveis (KUMAR, RINGENBERG, *et al.*, 2015);
 - Sistema de quotas (*Quota system*): sistema que visa incentivar a geração obrigando grandes consumidores a adquirirem parte de sua energia por meio de fontes alternativas, formando, assim como no sistema de *renewable portfolio standards*, mercado para compra e vendas de certificados para evitar penalizações em caso de descumprimento do sistema de quotas (NOUICER, 2015).

No Brasil, identifica-se a utilização de ao menos três destes mecanismos:

- (i) Tarifas incentivadas (*Feed-in tariffs*) por meio dos contratos firmados com o advento do Proinfa, nos quais o gerador recebia um valor pré-

determinado por megawatt gerado, por longos períodos de tempo, da ordem de 20 anos;

- (ii) Incentivos (*Incentives*) quando da determinação, pela ANEEL, de descontos na tarifa de uso do sistema de transmissão - TUST (ANEEL, 2016) e pelo MME, de isenção dos impostos PIS/PASEP e COFINS para empreendimentos enquadrados e habilitados a operar sob Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI (MME, 2018); e
- (iii) Leilões competitivos (*Competitive auctions*): através da fixação da quantidade de cada produto a ser contratada por meio dos leilões de energia realizados pela ANEEL para atendimento ao crescimento da demanda nacional de energia elétrica.

Como resultado, tendo em vista a redução nos custos de implantação de empreendimentos eólicos no Brasil conforme anteriormente detalhado, observa-se a oferta de energia proveniente de fonte eólica ao preço de R\$ 67,60 / MWh no Leilão 01/2018, preço mais baixo praticado no mercado nacional desde a inserção de empreendimentos eólicos nos leilões de energia para o Ambiente de Contratação Regulada (ANEEL, 2018).

Dois itens principais são necessários para determinar os custos de venda de energia elétrica, conforme aqueles ofertados nos leilões realizados pela ANEEL no Brasil: (i) custo de capital, o qual envolve os investimentos necessários para implantação do empreendimento e (ii) custos variáveis, compostos pela operação e manutenção, seguros, arrendamento de terras, impostos, gestão e administração do ativo (KUMAR, RINGENBERG, *et al.*, 2015).

Assim como o detalhado no caso de evolução das taxas de falhas dos aerogeradores, apesar de haver dados disponíveis sobre a evolução dos custos de O&M de turbinas eólicas ao longo de sua operação referentes a empreendimentos mais antigos, devido às alterações significativas observadas nas tecnologias empregadas nos aerogeradores desde o início da implantação dos primeiros parques eólicos, a extrapolação dos dados disponíveis para os empreendimentos com

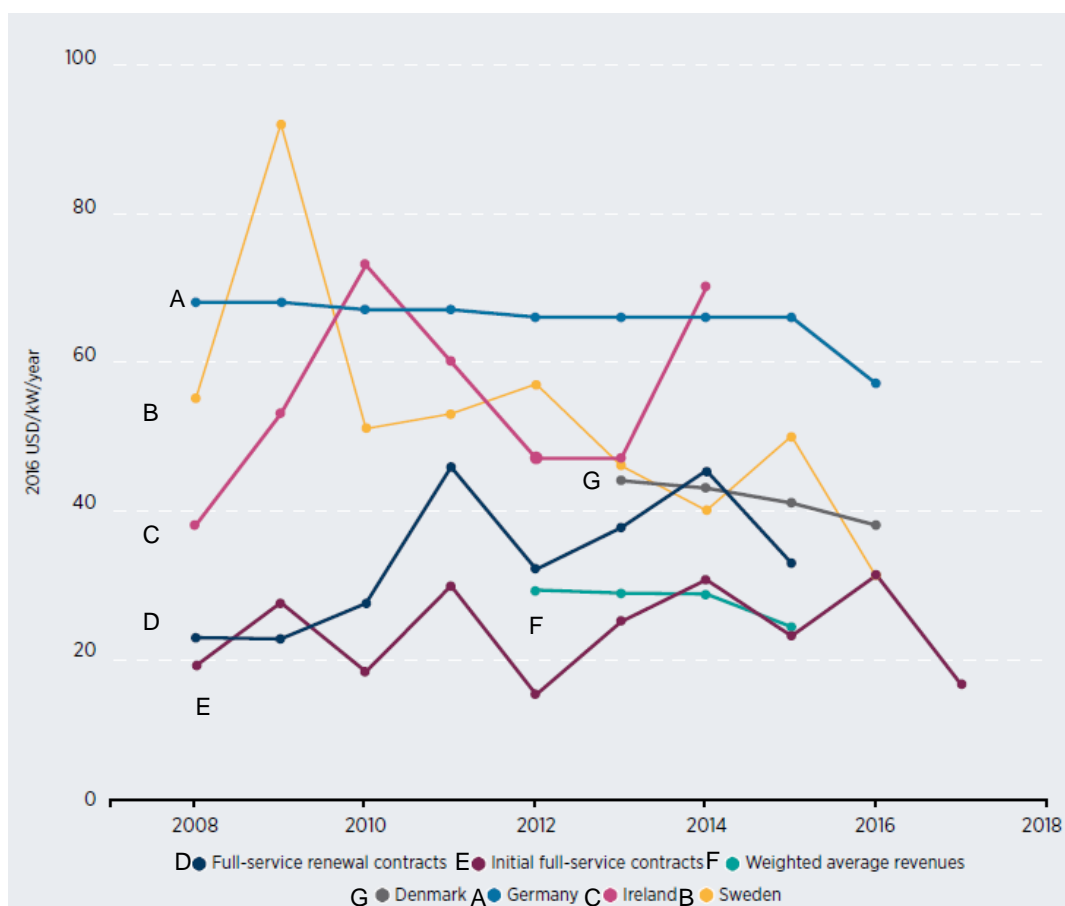
tecnologias mais recentes deve ser realizado com cautela de forma a evitar que sejam inseridos erros nas estimativas (IRENA, 2018).

Atualmente, ressalta-se que as atividades de O&M dos aerogeradores são desenvolvidas majoritariamente pelos próprios fornecedores dos equipamentos, atingindo uma parcela de cerca de 70% de todos os empreendimentos em operação em 2016 (IRENA, 2018).

Usualmente empreendedores optam por contratar pacotes de serviço completos (*full service*), abrangendo, no geral, todas as atividades necessárias para garantir a adequada operação do empreendimento durante a vigência do contrato de O&M. Desta forma, é interessante notar a evolução nos custos iniciais referentes a contratos do tipo *full service* e os valores praticados quando da renovação dos contratos com esta filosofia, conforme identificado pela Figura 25.

Pela figura Figura 25 identifica-se que a renovação dos contratos de O&M *full service* para aerogeradores tendem a apresentar valores maiores que aqueles praticados pelos contratos *full service* inicialmente firmados para desenvolvimento destas atividades, consequência, a princípio, de um aumento nos custos para desenvolvimento das atividades de O&M em aerogeradores com maiores tempos de operação.

Figura 25: Evolução dos preços iniciais praticados por novos contratos de O&M de aerogeradores do tipo full-service e por meio de renovação destes contratos



Fonte: IRENA (2018)

Tendo em vista justamente a ausência de dados confiáveis acerca da evolução dos custos de O&M de aerogeradores ao longo de sua vida útil, a Global Energy Concepts, contratada pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL) do Departamento de Energia dos Estados Unidos, desenvolveu, em 2008, um modelo para estimativa dos custos de O&M de aerogeradores tendo como base dados disponíveis de plantas em operação, sendo destacado que, eventualmente estes dados podem não representar de maneira fiel as condições a serem observadas para aerogeradores mais modernos (POORE e WALFORD, 2008).

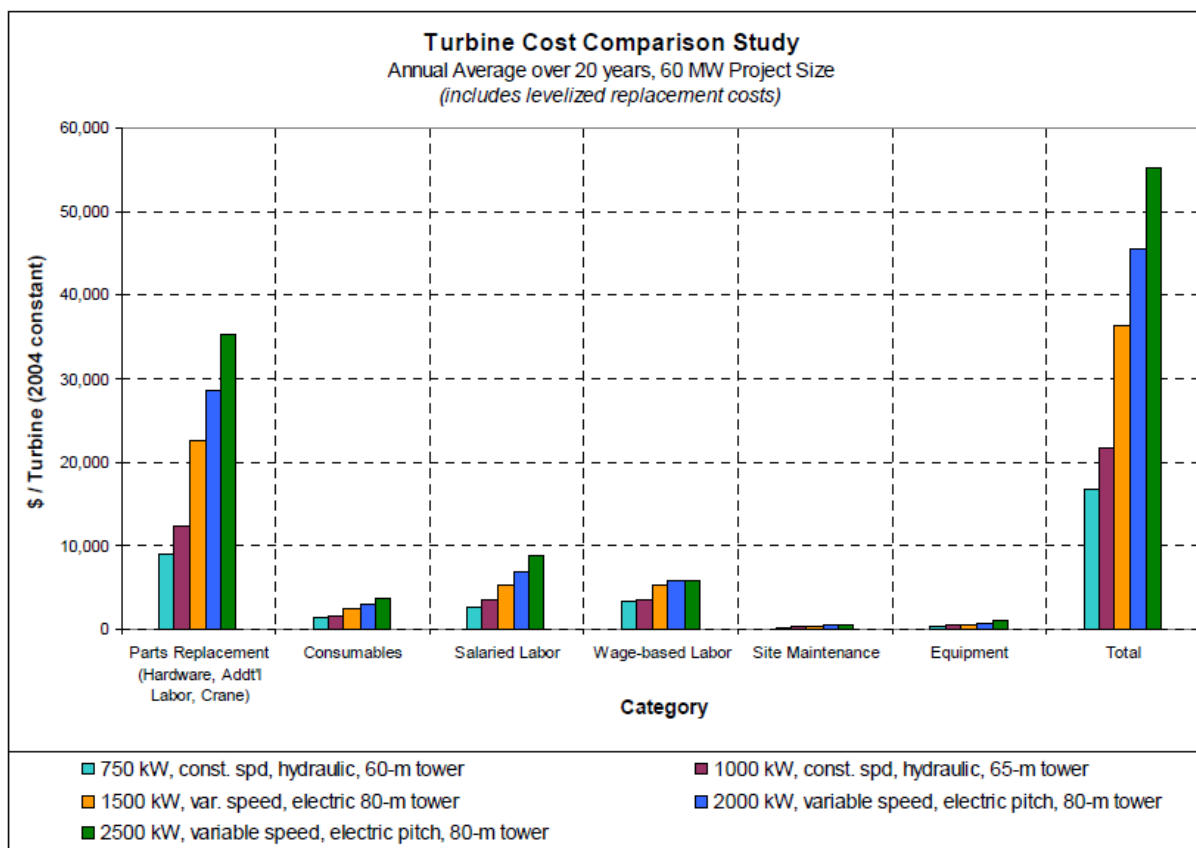
Os custos de O&M do modelo desenvolvido foram divididos entre duas categorias distintas: (i) custos da instalação: operação e administração, manutenção do site e equipamentos e fornecimentos, (ii) custos do aerogerador: mão de obra, peças e consumíveis. Sendo que os custos com a instalação foram considerados

constantes ao longo da vida útil do empreendimento enquanto os custos relativos a turbinas tendem a aumentar com no decorrer da vida útil das turbinas.

Foram assumidos, ainda, dentre outros itens, valores médios anuais de mão de obra observados para realização das atividades de O&M nos aerogeradores, volumes anuais médios de consumíveis utilizados durante as atividades, além de distribuições de frequência de falhas dos componentes dos aerogeradores: principais responsáveis pelos custos envolvidos no desenvolvimento da O&M durante a vida útil dos equipamentos.

Como resultado, foram obtidos os seguintes valores médios de O&M por turbina para um período de 20 anos de operação (Figura 26), sendo destacado que a análise foi realizada para 5 potências nominais de turbina, variando de 750 kW até 2,5 MW:

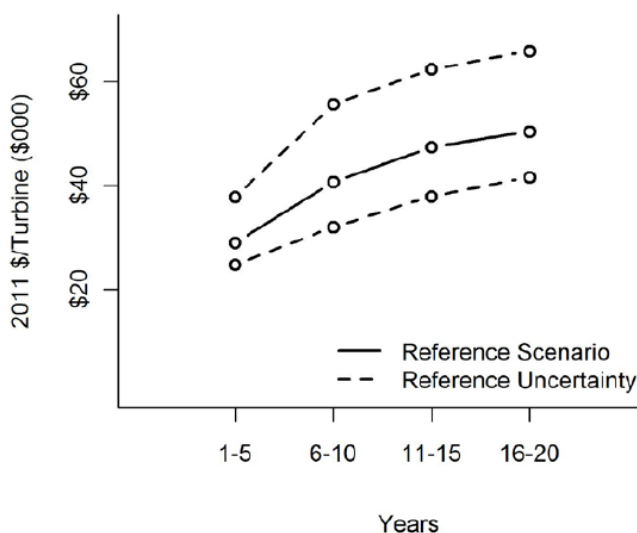
Figura 26: Composição do custo médio de O&M por aerogerador ao longo de 20 anos de operação



Fonte: Poore e Walford (2008)

Com base neste estudo, a DNV, também a pedido da NREL, desenvolveu, em 2011, uma análise de variações do cenário de referência considerando um parque eólico de 100 turbinas eólicas de 1,5 MW, 80 metros de altura, com fator de capacidade de 36%, adicionando, ainda, uma incerteza de 30% no valor obtido de forma a considerar variações nas condições de instalação das turbinas, diferenças de localidades, variação nos preços dos componentes, dentre outros. A evolução anual dos custos de O&M por turbina eólica com o período em operação da turbina obtida está detalhada pela Figura 27:

Figura 27: Estimativa da evolução nos custos de O&M para parque eólico de 100 turbinas de 1,5 MW, 80 metros de altura e fator de capacidade de 36%



Fonte: Martin-Tretton, et al. (2011)

Apesar das incertezas envolvidas na evolução dos custos de O&M em decorrência de diversos fatores como, por exemplo, (i) elevadas taxas de falhas em determinados componentes, (ii) variação nos preços da mão-de-obra e componentes para substituição, (iii) alteração na tecnologia empregada, (iv) possibilidade de melhoria dos resultados obtidos com a O&M devido a aplicação de manutenções preditivas, (v) dentre outros, os resultados obtidos pelo estudo podem ser, a princípio, considerados como representativos para estimativa da evolução dos valores ao longo da vida útil do empreendimento: consideração primordial para definição do valor de venda de energia a ser ofertado pelo gerador.

Ressalta-se, entretanto, que o estudo foi realizado com base em banco de dados de turbinas eólicas instaladas nos Estados Unidos, considerando um fator de capacidade de 36%. Conforme anteriormente detalhado neste trabalho, como as taxas de falhas dos componentes dos aerogeradores se mostram dependentes, dentre outros fatores, da velocidade média do recurso eólico na região, deve haver cautela para extrapolação dos resultados para outras regiões, como, por exemplo, o Brasil, onde se verificam fatores de capacidade acima da média mundial.

Com o envelhecimento da frota de aerogeradores no Brasil, é natural que haja o início da análise das condições ao término do período de operação dos aerogeradores, havendo, conforme detalhado no capítulo anterior, a opção por descomissionamento ou repotenciação.

Conforme detalhado por Ferrel e Devuyst (2012), existem poucos dados públicos disponíveis sobre custos envolvidos com o descomissionamento de aerogeradores. O estudo, entretanto, apresenta estimativas de custos, detalhadas por agentes do mercado eólico norte-americano, para descomissionamento de turbinas eólicas, além de previsão de receita obtida por meio da venda dos materiais dos aerogeradores descomissionados (Tabela 2):

Tabela 2: Custos estimados de descomissionamento de parques eólicos nos Estados Unidos

Projeto	#AEG	Custo Estimado Descom. (US\$/turbina)	Custo Estimado Venda Materiais (US\$/turbina)	Resultado Final Descom. (US\$/turbina)
Record Hill Wind Project	22	148.600	113.658	-34.942
Spruce Mountain Wind Project	10	117.000	90.268	-26.732
Rollins Wind Project	40	651.725	631.875	-19.850
Stony Creek Wind Farm	35	27.285	9.791	-17.494
Bellmont Windpark	14	56.600	43.000	-13.600
Buffalo Ridge II	105	90.805	79.355	-11.450
Hounsfield Wind Farm	84	45.000	46.000	1.000
Pinnacle Wind Power Project	23	120.600	122.145	1.545
New Grange Wind Farm	47	54.000	-	54.000
Média	42	145.735	142.012	-7.503
Mediana	35	90.805	84.812	-13.600

Fonte: adaptado de Ferrel e Devuyst (2012)

Observa-se, pela Tabela 2, uma dispersão considerável nos dados estimados para descomissionamento dos parques eólicos, sendo evidente não haver

procedimentos uniformes nas estimativas obtidas pelo estudo acima: condição explicada, ao menos em parte, por se tratar de dados disponibilizados pelos próprios empreendedores (FERREL e DEVUYST, 2012).

Além do descomissionamento, os empreendedores poderão optar, ao término do período de suprimento de energia, pela repotenciação de seus projetos. Neste contexto, estudo realizado pelo NREL, Lantz, Leventhal e Baring-Gould (2013) apresentaram diversas considerações sobre repotenciação de parques eólicos, sendo detalhado que diversas variáveis que devem ser consideradas para avaliação financeira durante a seleção da opção que melhor apresente retorno ao empreendedor, sendo estas:

- Avanço tecnológico dos aerogeradores no tempo: avanços mais rápidos na tecnologia aumentam a procura por repotenciação, enquanto avanços mais lentos reduzem a atratividade da solução;
- Locais com boa disponibilidade de recurso eólico: baixa disponibilidade de locais com boa característica de recurso eólico favorecem a escolha por repotenciação de projetos existentes;
- Preço de venda de energia: altas futuras no preço de venda de energia, assim como baixos preços para projetos existentes favorecem a opção por repotenciação de aerogeradores;
- Custos de O&M: aumentos mais acelerados dos custos de O&M ao longo da vida útil do projeto favorecem a opção pela repotenciação;
- Economias de custos de implantação em repotenciação: potencial de redução de ao menos 5% durante a repotenciação de projetos existentes em comparação à implantação de novos empreendimentos eólicos pode atrair a atenção do empreendedor para esta solução.

Desta forma, considerando o mercado eólico brasileiro, o qual está sob constante alteração em decorrência, principalmente, de sua incipiência em relação aos demais mercados mundiais, como, por exemplo, o europeu e americano, entende-se haver, atualmente, grandes incertezas com relação à viabilidade de repotenciação de parques no futuro em detrimento à opção pela implantação de novos empreendimentos.

Pela análise do mercado, observa-se que os primeiros parques eólicos, na concepção atualmente conhecida, iniciaram sua operação comercial, com auxílio do fomento dado pelo PROINFA, em junho de 2006, completando, em 2019, 13 anos em operação.

Desta forma, tendo em vista que os contratos de comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada, dentre eles os contratos firmados no âmbito do PROINFA, apresentam, usualmente, 20 anos de período de suprimento, entende-se que apenas em meados de 2026 teremos o início dos primeiros estudos referentes à repotenciação ou descomissionamento dos aerogeradores instalados, sendo evidente que a decisão a ser escolhida é intimamente relacionada a fatores específicos de cada projeto, como, por exemplo, o desempenho dos aerogeradores depois de 20 anos em operação.

Por outro lado, considerando que o empreendedor deverá garantir, ao final do período de exploração do recurso eólico na região, o regresso às condições ambientais observadas no local anteriormente à implantação de seu empreendimento, a princípio, entende-se ser razoável a opção pela repotenciação frente ao descomissionamento.

Neste sentido, com vistas a identificar as consequências sobre o resultado financeiro de empreendimentos eólicos decorrentes, dentre outros fatores, repotenciação e descomissionamento dos aerogeradores, os próximos capítulos apresentaram resultados de modelagens financeiras levando em consideração a variação de algumas variáveis envolvidas na implantação de empreendimentos eólicos no Brasil.

3. DESDOBRAMENTOS ECONÔMICOS

A partir de um projeto base poderão ser realizadas algumas análises de sensibilidade tendo como base os aspectos técnicos e financeiros analisados durante a revisão da literatura realizada.

Desta forma, para determinação do modelo financeiro base a partir do qual serão feitas as avaliações, foram utilizados os dados disponibilizados por (SIMIS, 2010):

- Custo de implantação: R\$ 3.800 / kW instalado;
- Custo aerogeradores: R\$ 854 milhões;
- Preço de venda de energia: R\$ 145,80 / MWh;
- Potência instalada total 270 MW (divididos entre 14 projetos distintos);
- Garantia física: 134 MWmédio

3.1. CENÁRIO BASE

Com as informações apresentadas acima, é possível estimar o orçamento para implantação do empreendimento, assim como a receita anual a ser obtida com a venda de energia gerada.

- Orçamento da implantação: R\$ 1,026 bilhão
- Receita bruta da operação: R\$ 171,145milhões / ano

Além destes valores, para modelagem financeira do cenário base, faz-se necessário estimar os custos incorridos durante a operação do empreendimento, sendo eles:

- Tarifa de uso do sistema de transmissão;
- Seguros;
- O&M da infraestrutura elétrica e civil;
- O&M dos aerogeradores;
- Meio ambiente;
- Contribuições associativas CCEE e O.N.S;
- Taxa de fiscalização Serviços de Energia Elétrica – TFSEE (ANEEL);

- Arrendamento de terra;
- Despesas administrativas; e
- Depreciação.

3.1.1. Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

Anualmente a ANEEL, por meio da emissão de resolução homologatória específica, determina a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST específico para cada gerador atuando no sistema elétrico nacional.

Como o valor pago referente ao uso do sistema de transmissão é proporcional à potência contratada junto à transmissora na qual se dá a conexão do empreendimento, nesta avaliação foi considerado que o Montante de Uso do Sistema de Transmissão – MUST, valor utilizado para o cálculo do encargo de uso do sistema de transmissão, é igual à potência instalada do empreendimento.

A Resolução Homologatória nº 2.409, publicada pela ANEEL em 28/06/2018, definiu as tarifas para o ciclo que se estende de 01 de julho de 2018 a 30 de junho de 2019, apresentando valores variando entre R\$ 2,948/kW/mês a R\$ 13,208/kW/mês para empreendimentos eólicos.

Esta variação observada para os valores é explicada pelo fato da TUST ser definida para cada ponto de conexão por meio do Programa Nodal o qual simula todo o sistema interligado nacional, com sua configuração, considerando linhas de transmissão, subestações, centrais geradoras, cagas, além da receita anual permitida a ser arrecada e repassada às concessionárias de transmissão (ANEEL, 2016).

Tendo em vista a variabilidade desta tarifa, para esta avaliação será considerado o valor médio de R\$ 6,41/kW/mês a ser aplicado para o caso em questão.

Ressalta-se, ainda, que empreendimento cuja geração elétrica se dá por meio de energias renováveis apresenta, atualmente, desconto de 50% sobre a TUST aplicada, redução que foi adotada para o caso do empreendimento em questão.

Como resultado, estima-se o seguinte valor anual referente à encargo de uso do sistema de transmissão, obtido aplicando-se a TUST ao MUST detalhados acima, a ser pago pelo empreendimento durante seu período de operação:

- Encargo de Uso do Sistema de Transmissão: R\$ 10.384.200,00 / ano

3.1.2. Seguros

Para determinação do prêmio anual pago referente aos seguros contratados para o período operacional, sendo eles Seguro de Riscos Operacionais e Seguro de Responsabilidade Civil Geral, foi considerado uma cobertura de 15% do valor do custo de implantação dos aerogeradores e infraestrutura elétrica do empreendimento, sendo que o prêmio anual a ser pago foi adotado como sendo 0,8% da cobertura contratada.

Conforme anteriormente detalhado, os aerogeradores e infraestrutura elétrica geralmente representam cerca de 80% do custo total de implantação, sendo adotado, segundo cenário de referência, igual a R\$ 3.800 / kW.

- Seguros para operação: R\$ 984.960,00 / ano.

3.1.3. Contribuições associativas CCEE e O.N.S

Conforme detalhado por Simis (2010), contribuição associativa para custeio do O.N.S e CCEE pode ser estimado como 0,1% da receita operacional bruta.

Como a receita bruta anual já foi estimada anteriormente, a definição do custo anual referente à contribuição associativa CCEE e O.N.S é facilmente calculado:

- Contribuição associativa CCEE e O.N.S: R\$ 171.145,87 / ano

3.1.4. Taxa de Fiscalização ANEEL

O custeio da ANEEL, de modo análogo ao observado no caso da CCEE e O.N.S, e rateado entre os agentes do mercado. Esta contribuição é chamada de Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE

Os valores a serem pagos por cada agente, entretanto, é definido por meio do valor do Benefício Econômico Típico Unitário - BETU, o qual é determinado para cada ciclo anual por meio de despacho emitido pela agência regulatória.

Em 08 de Janeiro de 2019, a ANEEL, por meio do despacho nº 44 definiu o BETU para o ano de 2019 em R\$ 768,27 / kW. A TFSEE é calculada como 0,4% do BETU, resultando, para o caso em questão, no seguinte valor:

- TFSEE: R\$ 829.731,60 / ano.

3.1.5. Arrendamento de Terra

O arrendamento da área para exploração do recurso eólico apresenta valor dependente das condições de negociação realizada com os proprietários.

Para esta avaliação foi assumido, como cenário base, o pagamento de 1,5% da receita bruta (ROSSETTO e SOUZA, 2015) para arrendamento do local de implantação do empreendimento, resultando, pois, no seguinte valor anual:

- Arrendamento de terra: R\$ 2.567.188,08 / ano

3.1.6. Meio Ambiente

Durante o período operacional, deve ser previsto, ainda, valores referentes à execução dos programas ambientais, assim como os custos incorridos com renovações das licenças de operação.

Pode-se estimar, a princípio, um valor médio de R\$ 600,00 por aerogerador por mês de operação para cobertura destas atividades:

- Meio ambiente: R\$ 972.000 / ano.

Ressalta-se que este valor é dependente dos programas ambientais previstos para atendimentos das condicionantes de operação do empreendimento.

3.1.7. Despesas Administrativas

Durante a operação do projeto, o empreendedor deve garantir a gestão de seu ativo, disponibilizando recursos necessários para que as demandas gerenciais da operação sejam efetivamente atendidas.

Ressalta-se que este é altamente dependente da estrutura alocada pelo empreendedor para cada projeto, dependendo, portanto, do portfólio de projetos e eventuais sinergias existentes:

- Despesas Administrativas: R\$ 1.500.000,00 / ano

3.1.8. O&M da Infraestrutura Civil e Elétrica

Os custos de O&M da infraestrutura civil e elétrica, foi adotado como um valor médio de R\$ 25.000,00 / mês / parque eólico.

Este valor deve cobrir, além das atividades de operação da infraestrutura elétrica do empreendimento, contemplando rede de média tensão, subestação, linha de transmissão e bay de conexão ao Sistema Interligado Nacional, eventuais reparos que se fizerem necessários na infraestrutura civil do empreendimento, e as rotinas de manutenção na infraestrutura elétrica.

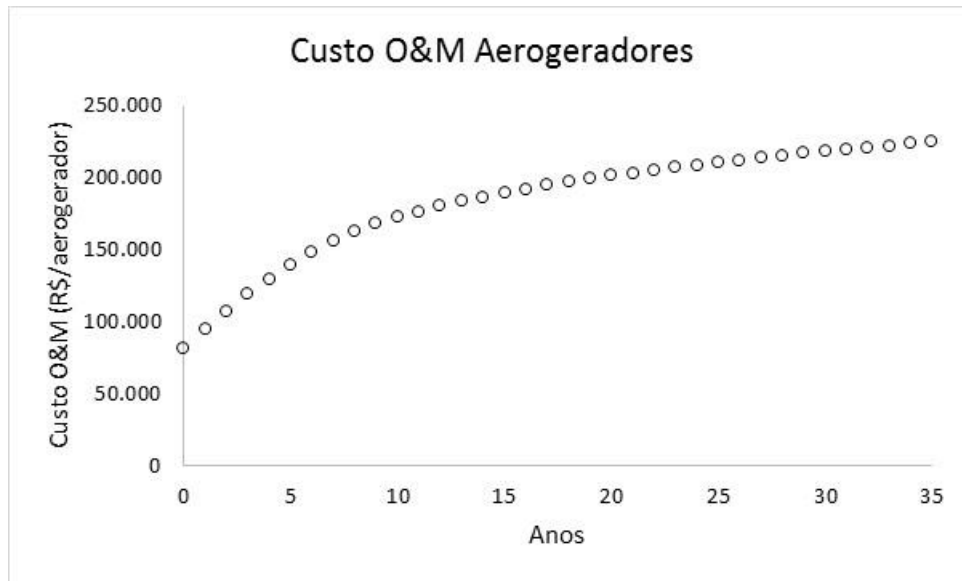
O valor anual a ser gasto com O&M da infraestrutura elétrica e civil do empreendimento é obtido, pois, por meio da multiplicação do valor acima citado por doze meses e por catorze parques eólicos distintos componentes do complexo sob estudo:

- O&M da infraestrutura civil e elétrica: R\$ 4.200.000 / ano.

3.1.9. O&M dos Aerogeradores

Para estimativa do custo de O&M dos aerogeradores, partiu-se dos resultados apresentados por Martin-Tretton, Reha, *et al.* (2011), tendo sido adotada, ainda, a cotação Reais/Dólares Americanos de 3,90. O gráfico da Figura 28 abaixo ilustra a evolução de custos de O&M por aerogerador adotada ao longo da operação da usina:

Figura 28: Evolução dos custos de O&M dos aerogeradores



Fonte: Autoria própria, adaptado de Martin-Tretton, Reha, et al. (2011)

3.1.10. Depreciação

A depreciação do ativo é determinada considerando a vida útil do projeto, sendo, no caso, de 20 ou 35 anos dependendo da análise a ser executada.

3.2. PARÂMETROS ECONÔMICOS

Como forma de avaliar os impactos da evolução dos parâmetros técnicos do empreendimento ao longo de sua vida útil, assim como ao término do período de operação do empreendimento, foram analisados o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e os período de payback simples e descontado do projeto.

Para cálculo do valor presente líquido e período de payback descontado foi utilizada a taxa de desconto de 8,14% detalhada em estudo desenvolvido para o setor (ROCHA, GUTIERREZ e HAUSER, 2012).

Adicionalmente, conforme detalhado por Simis (2010), os empreendedores optam por dividir seus empreendimentos em várias Sociedades de Propósito Específico – SPE de forma que a receita bruta de cada uma delas não ultrapasse o limite de R\$ 78 milhões, resultando em alíquotas de:

- Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS: 3,00%;
- Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PIS/PASEP: 0,65%;
- Imposto de Renda de Pessoa Jurídica – IRPJ: 15% aplicável sobre base de cálculo de 8% da receita total bruta;
- Contribuição Social Sobre Lucro Líquido: 9% aplicável sobre base de cálculo de 12% da receita total bruta.

3.2.1. Resultados do Cenário Base

Considerando o cenário base detalhado anteriormente obtém-se os seguintes resultados para 20 anos (prazo dos contratos de venda de energia assinados no ACR) e 35 anos (prazo de autorização para exploração do recurso eólico)

- TIR 20 anos: 9,99%;
- TIR 35 anos: 11,42%;
- VPL 20 anos: R\$ 129.668;
- VPL 35 anos: R\$ 311.584;
- Payback simples: 9 anos;
- Payback descontado: 15 anos

3.3. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Como forma de verificar as consequências financeiras dos desdobramentos técnicos identificados durante a revisão da literatura anteriormente realizada, serão adotadas as seguintes análises de sensibilidade dos resultados econômicos com a variação dos seguintes parâmetros:

- Redução do fator de capacidade da usina ao longo do período de operação;
- Valores de descomissionamento do empreendimento ao final do período de operação;
- Evolução dos custos de O&M das turbinas eólicas ao longo da operação; e
- Porcentagem de desconto na TUST dado aos empreendedores eólicos.

A análise de sensibilidade é uma ferramenta primordial para que o empreendedor possa analisar os diversos cenários futuros durante a decisão em investir nos projetos disponíveis em sua carteira.

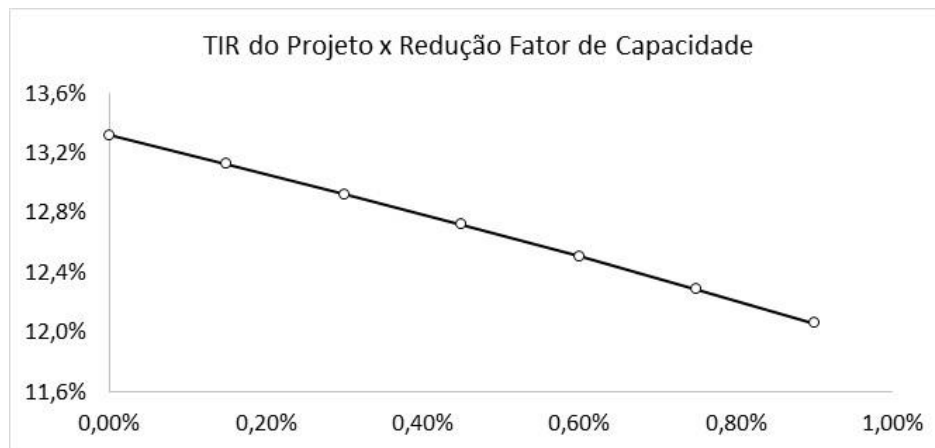
3.3.1. Análise de Sensibilidade Quanto ao Redução do Fator de Capacidade do Projeto

Conforme detalhado anteriormente, com a operação do empreendimento, é de esperar que haja uma redução no fator de capacidade da usina em decorrência, principalmente, pela degradação dos componentes dos aerogeradores.

Conforme detalhado na revisão da literatura, observa-se uma queda anual média de 0,45% do fator de capacidade da usina.

Desta forma, partindo-se do cenário base, considerando um fator de capacidade inicial de 55% e 35 anos de operação do empreendimento, variando-se a redução anual do fator de capacidade, obtém-se o resultado evidenciado pela figura abaixo:

Figura 29: Sensibilidade TIR x redução do fator de capacidade



Fonte: Autoria própria

Como era esperado, a TIR do projeto decai com o aumento da redução do fator de capacidade aplicável ao longo de 35 anos de operação do projeto. Evidentemente, quando maior a redução do fator de capacidade do projeto ao longo de sua vida útil, menor a energia anual gerada e, conseqüentemente, menor a receita obtida com a venda de energia pelo empreendimento.

3.3.2. Análise de Sensibilidade Quanto ao Valores de Descomissionamento do Projeto

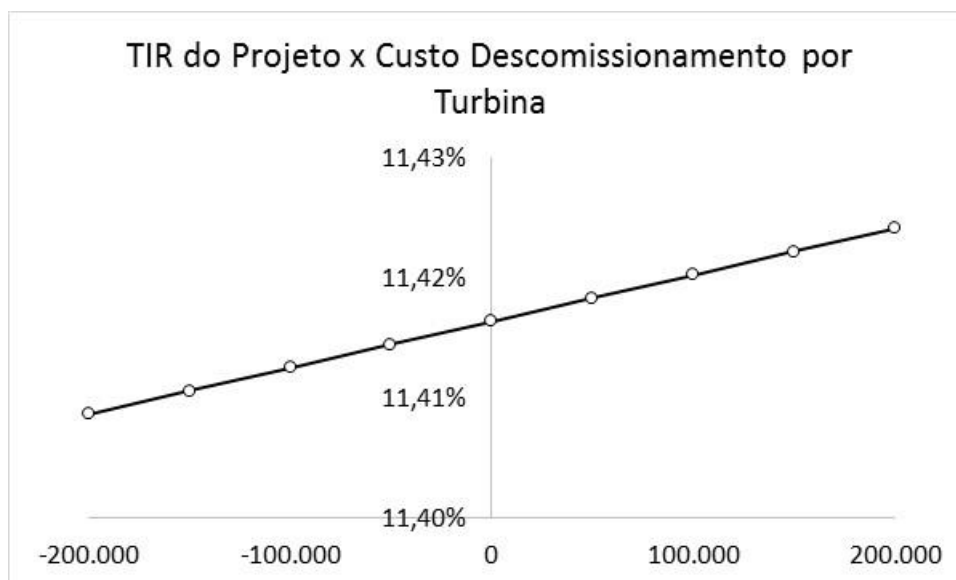
Para a análise dos efeitos dos custos de descomissionamento ao término de 35 anos de operação, foram utilizados custos de descomissionamento variando entre –R\$ 200.000/aerogerador a R\$ 200.000/aerogerador.

Este grande intervalo de variação foi considerado tendo como base bibliografia internacional descrita no capítulo de revisão da literatura.

Ademais, devido à ausência de histórico de descomissionamento de empreendimentos eólicos, a adoção de uma variação grande nos custos de descomissionamento ao término do 35º ano de operação busca agregar uma quantidade distinta de cenários, permitindo, pois, maior definição sobre os resultados a serem esperados pelos empreendedores.

Neste caso foi considerado o cenário base anteriormente descrito, com 35 anos de operação, fator de capacidade de 49,63% e sem redução anual.

Figura 30: Sensibilidade TIR x preço de descomissionamento por turbina



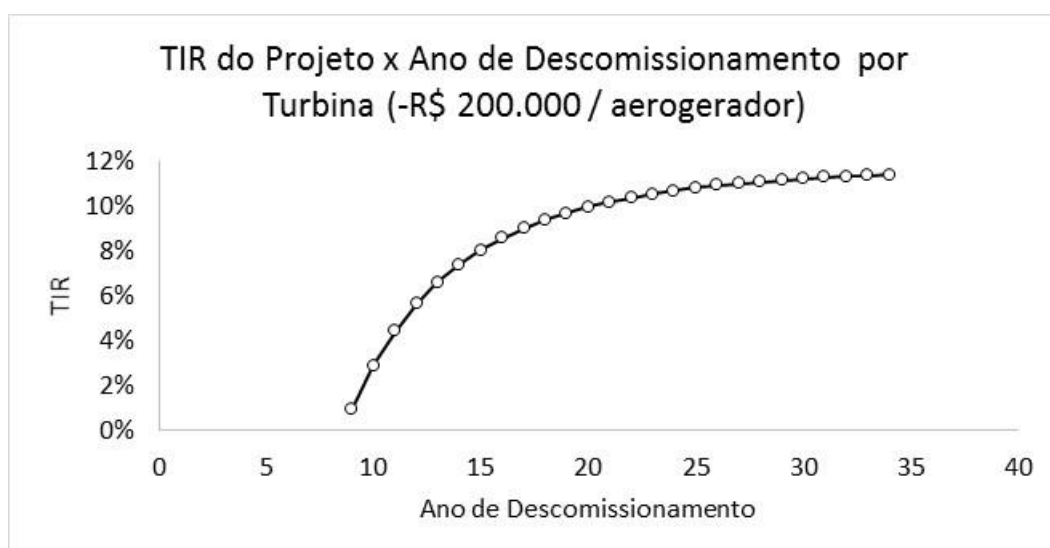
Fonte: Autoria própria

Como era de se esperar, por ter sido aplicado o descomissionamento ao fim do 35º ano, os custos envolvidos com esta atividade têm pouca relevância sobre o resultado financeiro geral do projeto.

Como complemento a esta análise, portanto, foi fixado o valor de – R\$ 200.000 / aerogerador para o descomissionamento, variando o ano de realização desta atividade.

Evidentemente, ao se variar o período de realização do descomissionamento, variáveis como receita bruta, custos de O&M e depreciação do ativo devem ser variadas também dado que após o descomissionamento do empreendimento, estes valores passam a ser nulos ao empreendedor. Observa-se, então, o seguinte resultado:

Figura 31: Sensibilidade TIR x preço de descomissionamento por turbina



Fonte: Autoria própria

A TIR passa a ser positiva apenas com o descomissionamento ocorrendo a partir do 9º de operação.

No decorrer do período de operação do projeto, o valor de descomissionamento passa a ter menores relevâncias sobre a TIR variando apenas cerca de 0,4% do 24º ao 35º ano de operação.

Por outro lado, observa-se que descomissionamento com um custo de R\$ 200.000 / aerogerador apresenta relevância considerável sobre a TIR do projeto caso opte por descomissionamento após o término do prazo de vigência de contratos de venda de energia no ambiente regulado, cerca de 20 anos.

Desta forma, trata-se de um custo que deve ser efetivamente considerado durante a modelagem financeira do ativo.

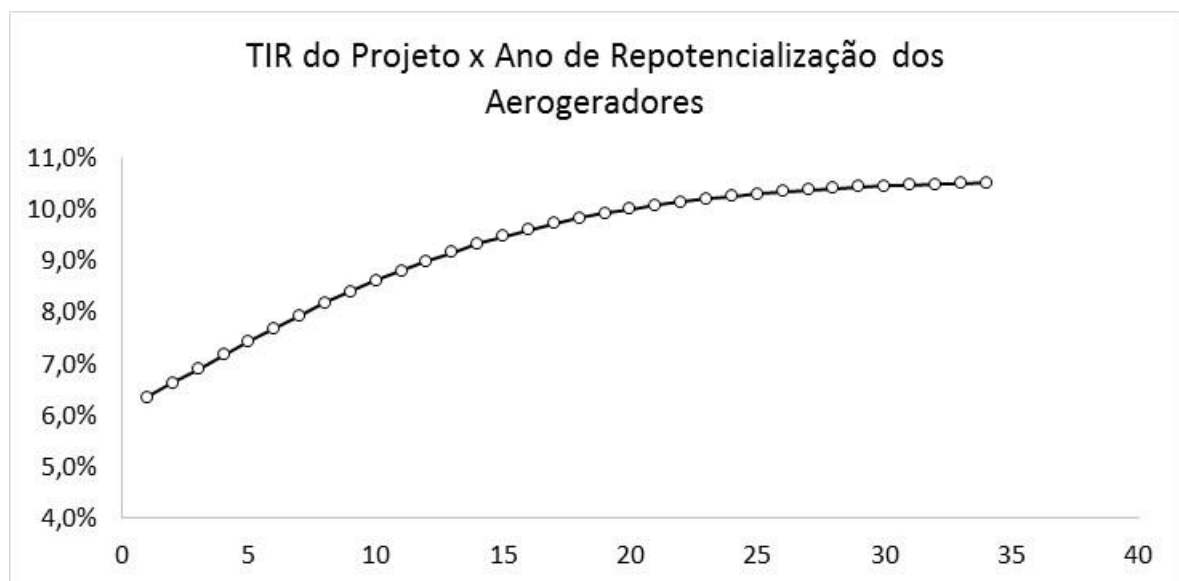
3.3.3. Análise de Sensibilidade Quanto ao Período de Escolha para Repotenciação do Empreendimento

Como forma de verificar o impacto da repotenciação sobre o retorno do investimento, adotou-se as seguintes premissas:

- Repotenciação ao custo de 60% do orçamento total (substituição parcial dos componentes dos aerogeradores);
- Ganho de 5% no fator de capacidade do projeto com a aplicação da repotenciação;
- Redução dos custos com O&M das turbinas eólicas: com a repotenciação, há redução nos custos de O&M dos aerogeradores, prosseguindo com a evolução dos custos de referência a partir de então; e
- Redução anual do fator de capacidade de 0,45 pontos percentuais ao ano, conforme estudo apresentado na revisão da literatura.

Com este cenário fixado, variou-se o ano de repotenciação do projeto, sendo obtido o seguinte cenário de sensibilidade da TIR:

Figura 32: Sensibilidade TIR x ano de repotenciação dos aerogeradores



Fonte: Autoria própria

Pelos resultados obtidos acima, visualmente identifica-se que repotenciação a partir de, aproximadamente, o 20º ano de operação, apresenta resultados pouco representativos sobre a TIR do projeto.

3.3.4. Análise de Sensibilidade Quanto à Evolução do Custo de O&M ao Longo da Vida Útil

Para análise da sensibilidade da TIR com relação à evolução dos custos de O&M dos aerogeradores, partiu-se do cenário base alterando, a evolução do cenário base mostrado no item 3.2.1.9. O&M dos Aerogeradores.

Para tanto foi aplicado um fator de redução ou majoração dos anuais descritos para o cenário base, variando de uma redução de 30% dos custos anuais, até um incremento de 30% nos valores incorridos com a O&M das turbinas eólicas anualmente, conforme mostrado abaixo:

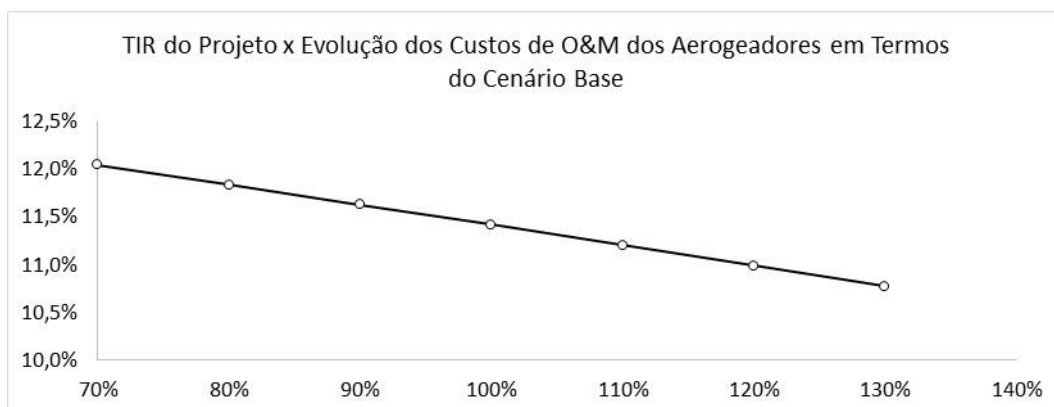
Figura 33: Cenários limites aplicados à evolução dos custos de O&M dos aerogeradores



Fonte: Autoria própria

Os resultados obtidos estão mostrados abaixo:

Figura 34: Sensibilidade TIR x evolução do preço de O&M com relação ao cenário base



Fonte: Autoria própria

Pelo resultado acima, como era de se esperar, evidencia que um aumento no custo anual de O&M dos aerogeradores resultam em uma redução da TIR do projeto.

É interessante notar, entretanto, que uma variação representativa de 60% do custo anual (de 70% a 130% os valores anuais detalhados no cenário base) levou a uma redução de apenas 1,26% da TIR do projeto.

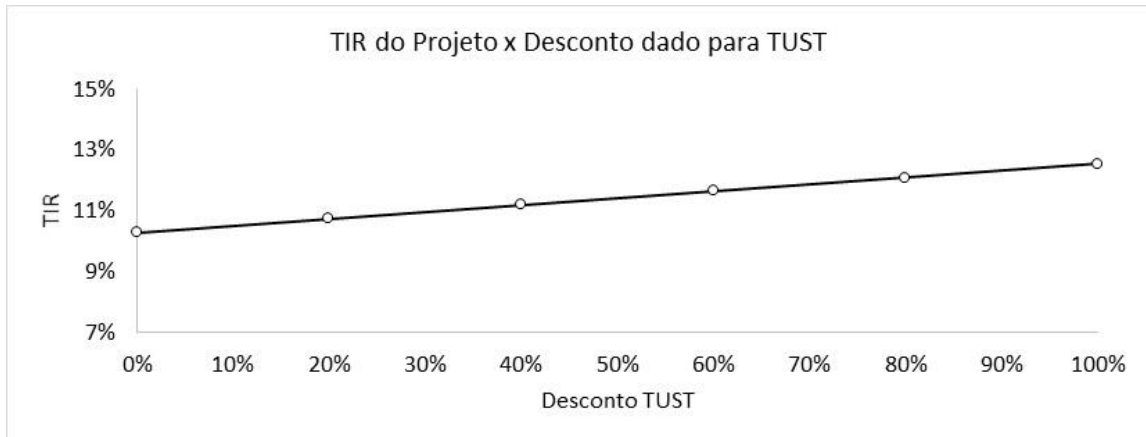
3.3.5. Análise de Sensibilidade Quanto ao Desconto dado na TUST para Empreendimentos Eólicos

Conforme detalhado ao longo desta avaliação, como forma de estimular a implantação de novos projetos eólicos, empreendimentos que satisfazem determinadas condições desfrutam de desconto de 50% da Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão – TUST.

Como forma de identificar a relevância em parâmetros de TIR que tal desconto enseja, foi analisada a sensibilidade deste indicador ao se variar a taxa de desconto entre 0% e 100%.

Os resultados obtidos estão detalhados abaixo:

Figura 35: Sensibilidade TIR x desconto dado à TUST



Fonte: Autoria própria

Por se tratar de um valor considerável dentro das despesas operacionais, partindo-se do pior cenário, sem nenhum desconto, àquele mais favorável ao empreendedor, com isenção de TUST, a TIR do projeto variou 2,24% para o caso sob análise.

Tendo em vista este resultado, identifica-se que a TUST tem papel relevante na viabilidade dos projetos eólicos no Brasil.

3.3.6. Considerações

A partir das análises de sensibilidade elaboradas, é possível ranquear a relevância dos aspectos técnicos e regulatórios estudados sobre a viabilidade econômica de projetos de energia eólica, tendo como base o impacto sobre a TIR obtida:

1. Ano de descomissionamento das turbinas eólicas;
2. Ano de repotencialização das turbinas eólicas;
3. Desconto dado à TUST;
4. Redução do fator de capacidade com a vida útil;
5. Valor de descomissionamento por turbina ao 35º ano de operação;

Como era de se esperar, variações no período de realização de determinada atividade, como, por exemplo, repotencialização e descomissionamento, tem maior relevância sobre a TIR de projetos eólicos dado que afetam valores de receita menos descontados no fluxo de caixa do projeto.

Identifica-se, ainda, a relevância do desconto dado à TUST para a viabilização de projetos de energia eólica no país: mecanismo de incentivo de tarifas adotado pelo governo para garantir melhor competitividade da fonte eólica frente a outras fontes mais consolidadas no mercado nacional.

A redução do fator de capacidade, por ser um fator que depende de parâmetros ambientais, conforme detalhado na revisão literária apresentada anteriormente, deve ser minuciosamente estudado durante o desenvolvimento de projetos eólicos: condição explicada pela sua relevância sobre o retorno a ser obtido com o investimento.

Por fim, mesmo não sendo possível o detalhamento e a definição clara do impacto de todos os aspectos envolvidos na tomada de decisão sobre a implantação de empreendimentos eólicos, a metodologia apresentada, baseada em literatura nacional e estrangeira especializada, pode levar à mitigação das principais incertezas envolvidas no processo decisório nos quais os empreendedores estão sujeitos.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho buscou analisar de forma abrangente os aspectos técnicos, regulatórios e financeiros que permeiam a implantação e operação de empreendimentos eólicos, ficando evidente, ao longo da avaliação, a ausência de base de dados nacionais descrevendo as condições esperadas para empreendimentos instalados no Brasil.

A ausência de referências, em conjunto com a incipiência do mercado eólico nacional, resulta em maiores incertezas sobre a performance das turbinas eólicas instaladas no Brasil, levando, em último caso, à fuga do capital para outros investimentos menos incertos.

Adicionalmente, com o envelhecimento dos aerogeradores instalados no Brasil, com os primeiros parques eólicos atingindo a maturidade de 16 anos em operação, estudos específicos sobre repotencialização e descomissionamento de turbinas eólicas estarão na pauta por empreendedores em um curto período de tempo.

Sendo assim, devido à ausência de histórico destas atividades no país, espera-se que empreendedores se baseiem em literatura nacional e internacional específicas, adaptando-as às condições nacionais de forma semelhante a apresentada por este trabalho.

As cinco análises de sensibilidade apresentadas neste trabalho abordaram algumas das possibilidades de modelagem financeira das condições esperadas ao longo da vida útil de empreendimento eólicos, sendo evidente as consequências obtidas para a TIR com a variação de aspectos técnicos e regulatórios relacionados a empreendimentos eólicos.

Uma vez abordados os diversos fatores que influenciam os resultados financeiros de empreendimentos eólicos, o empreendedor garante que o preço ofertado para venda da energia gerada será suficiente para suprir os gastos a serem observados durante o período operacional.

Mesmo não sendo real a possibilidade de se mensurar o impacto de todas as variáveis envolvidas no processo decisório sobre a viabilidade econômica do empreendimento, a metodologia apresentada neste trabalho é uma opção para que

busque melhores definições de projetos a serem implantados anteriormente a sua efetiva implementação.

Desta forma, exaurir a análise do empreendimento anteriormente a sua implantação, considerando os vários aspectos regulatórios, técnicos e financeiros, é a saída definitiva para garantir a delimitação de todos os riscos envolvidos no projeto, mitigando, pois, incertezas no investimento.

5. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O trabalho apresentado focou em uma revisão dos parâmetros técnicos, regulatórios e financeiros de empreendimentos eólicos tendo-se, em muitos casos, recorrido à bibliografia internacional.

Desta forma, uma evolução natural do trabalho apresentado é o transporte dos aspectos, sobretudo, técnico e financeiro do mercado internacional para as condições observadas para o cenário brasileiro.

Para tanto, tendo em vista a capacidade instalada crescente e o envelhecimento da frota de aerogeradores operacionais no Brasil, o volume de dados disponíveis sobre condições de operação de empreendimentos eólicos apresenta-se em crescimento vertiginoso.

Considerando a singularidade do recurso eólico nacional, sobretudo para a região nordeste do país, o estudo sobre a performance dos aerogeradores ao longo de sua operação em território nacional pode ser de grande valia para refinar as condições a serem consideradas pelos empreendedores durante o desenvolvimento de seus projetos, aumentando, em último caso, a competitividade dos projetos nacionais, em linha com a modicidade tarifária preconizada pela agência reguladora do setor, ANEEL.

Neste mesmo sentido, com vistas a mitigação de incertezas relacionadas com o desempenho dos aerogeradores frente aos recursos eólicos típicos do território brasileiro, sobretudo na região nordeste do país, estudos adicionais podem ser desenvolvidos tendo como objetivo a análise das consequências esperadas caso houvesse um sistema unificado no qual dados referentes a falhas de aerogeradores, motivos e consequente tempo de interrupção de geração, fossem inseridos tanto pelos empreendedores quanto pelos fornecedores de aerogeradores.

Este pode ser o principal caminho existente para criação de um banco de dados confiável que provavelmente levaria ao aumento da competitividade do setor eólico no país, com ganhos, não apenas aos empreendedores, como também aos fornecedores que poderiam identificar componentes cuja resposta ao recurso eólico brasileiro não apresentam a resposta esperada.

O fornecimento de dados sobre a operação de empreendimentos eólicos para a formação de um banco de dados confiável, deve ser implementado por região de implantação de cada projeto, dado que existe relação relevante entre os resultados da operação e, sobretudo, evolução dos índices de falhas de componentes de aerogeradores com as condições ambientais para as quais aerogeradores estão sujeitos.

Adicionalmente, tendo em vista o envelhecimento da frota de aerogeradores instalados no país, é relevante que haja, também, distinção entre tempo em operação das turbinas eólicas, sendo esperado menores índices de confiabilidade para aerogeradores com maiores tempo de operação.

Por fim, considerando a evolução observada dos aerogeradores, é ideal que se distinga, também, as turbinas por potência e, eventualmente, tecnologia empregada, visando permitir a obtenção de dados específicos para cada tipologia de aerogeradores.

O fornecimento de dados pelos fabricantes e empreendedores, de forma a melhorar a relevância do banco de dados, poderia ser feita de forma compulsória pelos agentes, visando obter dados específicos de aerogeradores sob diferentes condições ambientais, com distintas tecnologias e em diferentes períodos de operação.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEÓLICA. Desafios para a Expansão de Geração Eólica. **Aneel**, 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/10184/15266087/painel+3+ap+6+ABEE%C3%B3lica+-+Semin%C3%A1rio+Desafios+Expans%C3%A3o+-+ANEEL.pdf/5bfdc815-a98d-2731-3c35-dd3838bbb453>>. Acesso em: 15 mar 2019.

ANEEL. Resolução Normativa n. 391, de 15 de dezembro de 2009. **Estabelece os requisitos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas eólicas, os procedimentos para registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida e dá outras providências**, Brasília, DF, dez 2009.

ANEEL. Banco de Informações de Geração. **Aneel**, 201-?. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 28 mar 2019.

ANEEL. Resolução Normativa n. 482, de 17 de abril de 2012. **Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e dá outras providências**, Brasília, DF, abr 2012.

ANEEL. Informações Técnicas - Transmissão. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=97&idPerfil=2>>. Acesso em: 05 jun 2019.

ANEEL. Resolução Normativa n. 745, de 22 de novembro de 2016. **Estabelece procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, e dá outras providências**, Brasília, DF, nov 2016.

ANEEL. Leilão de Geração nº 03/2018 tem deságio de 46,89% e contrata 168 TWh. **Aneel**, 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/leilao-de-geracao-n-03-2018-tem-desagio-de-46-89-e-contrata-168-twh/656877?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2F-sala-de-imprensa-exibicao%3F>. Acesso em: 30 mar 2019.

ANEEL. Resolução Homologatória n. 2.409, de 26 de junho de 2018. **stabelece o valor das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST de energia elétrica, componentes do Sistema Interligado Nacional para o ciclo 2018-2019, e dá outras providências.**, Brasília, DF, jun 2018.

ANEEL. Resolução Normativa n. 678, de 01 de setembro de 2018. **Estabelece os requisitos e os procedimentos atinentes à obtenção e à manutenção de autorização para comercializar energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN**, Brasília, DF, mar 2018.

ANEEL. Resultados de Leilões. **Secretaria Executiva de Leilões**, 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>>. Acesso em: 15 abr 2019.

ANEEL. Despacho n. 44, de 8 de janeiro de 2019. **Fixar a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE, referente ao exercício de 2019, para os interessados**, Brasília, DF, jan 2019.

ARTIGAO, E. et al. Wind turbine reliability: A comprehensive review towards effective condition monitoring development. **Applied Energy**, La Mancha, 10 jul 2018. 1569 - 1583.

AWEA. U.S. wind energy grows in California, then stagnates nationwide in the 1980's. **American Wind Energy Association**, 200-? Disponível em: <<https://www.awea.org/wind-101/history-of-wind/1980s>>. Acesso em: 24 fev 2019.

AWEA. Decommissioning. **American Wind Energy Association**, 201-? Disponível em: <<https://www.awea.org/policy-and-issues/project-development/state-and-local-permitting/decommissioning>>. Acesso em: 5 abr 2019.

BLACKWOOD, M. Maximum Efficiency of a Wind Turbine. **Undergraduate Journal of Mathematical Modeling: One + Two**, v. VI, n. 2, p. 12, 2016.

BRASIL. Constituição Federal. Art. 174, Brasília, DF, 1988.

BRASIL. Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996. **Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime de concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências**, Brasília, DF, dez 1996.

BRASIL. Lei n. 10.438, de 26 de abril de 2002. **Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), e outras providências**, Brasília, DF, abr 2002.

BRASIL. Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004. **Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências**, Brasília, DF, jul 2004.

BRASIL. Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004. **Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e dá outras providências**, Brasília, DF, mar 2004.

BURTON, T. et al. **Wind Energy Handbook**. Chichester: John Wiley & Sons, Ltda, 2001.

CANAL ENERGIA. Vestas fornecerá 151 MW em turbinas para Casa dos Ventos. **Revtech Wind Solutions**, 2019. Disponível em: <<http://revtechwind.com.br/noticias/vestas-fornecera-151-mw-em-turbinas-para-casa-dos-ventos/>>. Acesso em: 29 mar 2019.

CCEE. Tipos de Leilões. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**, 200-? Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado?_adf.ctrl-state=h4as2lgw2_1&_afLoop=973100461185066#!%40%40%3F_afLoop%3D973100461185066%26_adf.ctrl-state%3Dh4as2lgw2_5>. Acesso em: 15 abr 2019.

DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION. Danish Wind Industry Association. **Windpower**, 2013. Disponível em: <<http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/pictures/lacour.htm>>. Acesso em: 20 fev 2019.

DODGE, D. Illustrated History of Wind Power Development. **Telosnet**, 2015. Disponível em: <<http://www.telosnet.com/wind/index.html>>. Acesso em: 30 jan 2019.

ECHAVARRIA, E. et al. Reliability of Wind Turbine Technology Through Time. **Journal of Solar Energy Engineering**, v. 130, p. 8, ago 2008. ISSN 10.1115/1.2936235.

EINARSSON, S. **Wind Turbine Reliability Modeling**. Tese (Mestrado em Engenharia de Energia Sustentável) - Reykjavík University. Reykjavík, p. 86. 2016.

ELETROBRÁS. Proinfa. **Portal da Eletrobrás**, 2017. Disponível em: <<https://eletrobras.com/en/Paginas/Proinfa.aspx>>. Acesso em: 28 fev 2019.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2017**. EPE. Brasília, p. 345. 2017.

FERREL, S. L.; DEVUYST, E. A. Decommissioning wind energy projects: An economic and political analysis. **Energy Policy**, Oklahoma, 27 nov 2012. 105 - 113.

FILGUEIRAS, A.; SILVA, T. M. V. E. Wind energy in Brazil—present and future. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Fortaleza, 14 abr 2003. 439 - 451.

FLEMING, P. D.; PROBERT, S. D. The Evolution of Wind-Turbine: An Historical Review. **Applied Energy**, v. 84, p. 163 - 177, 1984.

FORERO, J. In Brazil, the wind is blowing in a new era of renewable energy. **The Washington Post**, 2013. Disponível em: <https://www.washingtonpost.com/world/in-brazil-the-wind-is-blowing-in-a-new-era-of-renewable-energy/2013/10/30/8111b7e8-2ae0-11e3-b141-298f46539716_story.html?noredirect=on&utm_term=.79e4d250e2e1>. Acesso em: 5 abr 2019.

FREIRE, W. Eólica: Mercado de O&M Ganhará mais Dinamismo no Brasil. **Canal Energia**, 2019. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/especiais/53093718/eolica-mercado-de-om-ganhara-mais-dinamismo-no-brasil>>. Acesso em: 10 abr 2019.

HERMAN H J LYNGE & SØN A/S. THE World's First Power-generating Wind-mill. **Antikvariat**, 200-?. Disponível em: <<https://www.antikvariat.net/sv/lyn48964-improvements-wind-engines-british-patent-number-19401-ad-date-application-10th-nov-1891>>. Acesso em: 15 fev 2019.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações**. Instituto Acende Brasil. São Paulo, p. 52. 2012.

IRENA. **Renewables Energy Technologies: Cost Analysis Series. Volume 1: Power Sector. Wind Power.** International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi, p. 64. 2012.

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2017.** International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi, p. 160. 2018.

ISLAM, M. R.; MEKHILEF, S.; SAIDUR, R. Progress and Recent Trends of Wind Energy Technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Kuala Lumpur, v. 21, p. 456 - 468, fev 2013.

KALDELLIS, J.; ZAFIRAKIS, D. The wind energy (r)evolution: A short review of a long history. **Renewable Energy**, Piraeus, v. 36, p. 1887 - 1901, fev 2011.

KUMAR, Y. et al. Wind Energy: Trends and Enabling Technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Toledo, v. 53, p. 209 - 224, jul 2015.

LANTZ, E.; LEVENTHAL, M.; BARING-GOULD, I. **Wind Power Project Repowering: Financial Feasibility, Decision Drivers and Supply Chain Effects.** National Renewable Energy Laboratory. Golden, p. 40. 2013.

MARTIN-TRETTON, M. et al. **Data Collection for Current U.S. Wind Energy Projects: Component Costs, Financing, Operations, and Maintenance.** National Renewable Energy Laboratory. Seattle, p. 34. 2011.

MME. Portaria n. 382, de 14 de agosto de 2015. **A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL deverá promover, direta ou indiretamente, Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, denominado "A-5", de 2016**, Brasília, DF, 14 ago 2015.

MME. Portaria n. 159, de 09 de maio de 2018. **Aprovar a Sistemática a ser aplicada na realização do Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, denominado Leilão de Energia Nova "A-6", de 2018**, Brasília, DF, 09 mai 2018.

MME. Portaria n. 318/GM, de 01 de agosto de 2018. **Estabelece requisitos para enquadramento e habilitação ao REIDI**, Brasília, DF, 01 ago 2018. 4.

NEW ZELAND WIND ENERGY ASSOCIATION. Improvements in Technology. **Wind Energy**, 2019. Disponível em: <<http://www.windenergy.org.nz/improvements-in-technology>>. Acesso em: 25 mar 2019.

NOUICER, A. **Diffusion of new renewable power in Brazil: A Real Options Approach**. Tese (Mestrado em Energia Elétrica) - Universidad Pontificia Comillas. Florence, p. 67. 2015.

ORTEGON, K.; NIES, L. F.; SUTHERLAND, J. W. Preparing for end of service life of wind turbines. **Journal of Cleaner Production**, West Lafayette, 27 ago 2012. 191 - 199.

PEREIRA, F. A. D. S.; OLIVEIRA, . M. Â. S. D. **Laboratórios de Energia Solar Fotovoltaica**. 1. ed. [S.l.]: Publindústria, v. 1, 2011.

PFAFFEL, S.; FAULSTICH, S.; ROHRIG, K. Performance and Reliability of Wind Turbines. **Energies**, v. 10, n. 1904, p. 27, nov 2017. ISSN 10.3390/en10111904.

POORE, R.; WALFORD, C. **Development of an Operations and Maintenance Cost Model to Identify Cost of Energy Savings for Low Wind Speed Turbines**. National Renewable Energy Laboratory - NREL. Seattle, p. 72. 2008.

PRICE, J. T. Oxford Dictionary of National Biography. **Oxford DNB**, 2017. Disponível em: <<https://www.oxforddnb.com/view/10.1093/ref:odnb/9780198614128.001.0001/odnb-9780198614128-e-100957>>. Acesso em: 15 fev 2019.

REDER, M. D.; MELERO, J. J. **Assessing Wind Speed Effects on Wind Turbine Reliability**. Universidade de Zaragoza. Zaragoza, p. 4. 2016.

REN21. **Renewables 2018. Global Status Report**. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Paris, p. 325. 2018.

ROCHA, K.; GUTIERREZ, M. B. G. P. S.; HAUSER, P. **A Remuneração de Investimentos em Energia Renovável no Brasil - Uma Proposta Metodológica ao Benchmark da UNFCC para o Brasil**. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada - IPEA. Rio de Janeiro, p. 33. 2012.

ROSSETTO, C.; SOUZA, J. S. D. Avaliação Econômica da Implantação de Turbinas Eólicas por Meio da Análise de Riscos. **CADERNOS DO IME – Série Estatística**, Rio de Janeiro, 2015. 21 - 36.

RWE NPOWER RENEWABLES. **Wind Turbine Power Calculations**. The Royal Academy of Engineering. Londres, p. 5. 2007.

SARKAR, A.; BEHERA, D. K. Wind Turbine Blade Efficiency and Power Calculation with Electrical Analogy. **International Journal of Scientific and Research Publications**, fev 2012. 1-5.

SCHUBEL, P. J.; CROSSLEY, R. J. Wind Turbine Blade Design. **Energies**, Nottingham, v. 5, p. 3425 - 3449, set 2012. ISSN 1996-1073.

SIMIS, A. **Análise de Viabilidade Econômica de Projetos de Geração Eólica no Brasil**. Tese (Trabalho de Formatura em Engenharia de Produção) - Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 101. 2010.

STAFFELL, I.; GREEN, R. How does wind farm performance decline with age? **Renewable Energy**, Londres, 25 out 2013. 775 - 786.

WIND ENERGY TECHNOLOGIES OFFICE. The Inside of a Wind Turbine. **Energy**, 201-?. Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/wind/inside-wind-turbine>>. Acesso em: 30 mar 2019.