

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

Andre Felipe Farias

**O CICLO DE VIDA DE PARQUES EÓLICOS ONSHORE NO BRASIL: DA
PROSPECÇÃO À DESATIVAÇÃO**

Florianópolis

2020

Andre Felipe Farias

**O CICLO DE VIDA DE PARQUES EÓLICOS ONSHORE NO BRASIL: DA
PROSPECÇÃO À DESATIVAÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) submetido ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Santa Catarina como parte dos
requisitos para a obtenção do grau de Bacharel em
Engenharia Elétrica
Orientador: Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, D.
Sc.

Florianópolis

2020

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

Farias, Andre Felipe

O ciclo de vida de parques eólicos onshore no Brasil :
da prospecção à desativação / Andre Felipe Farias ;
orientador, Antonio Felipe da Cunha de Aquino, 2020.

129 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2020.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Energia eólica. 3.
Regulamentação. 4. Ciclo de vida. 5. Setor elétrico
brasileiro. I. Aquino, Antonio Felipe da Cunha de. II.
Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em
Engenharia Elétrica. III. Título.

Andre Felipe Farias

**O CICLO DE VIDA DE PARQUES EÓLICOS ONSHORE NO BRASIL: DA
PROSPECÇÃO À DESATIVAÇÃO**

Este Trabalho foi julgado adequado como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, em sua forma final, pela Banca Examinadora.

Florianópolis, 04 de dezembro de 2020.



Documento assinado digitalmente
Jean Viane Leite
Data: 11/12/2020 19:02:24-0300
CPF: 003.474.909-80

Prof. Jean Viane Leite, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente
Antonio Felipe da Cunha de Aquino
Data: 08/12/2020 13:44:22-0300
CPF: 044.652.117-59

Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, D. Sc.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
Marcelo Lobo Heldwein
Data: 07/12/2020 14:36:39-0300
CPF: 018.327.389-30

Prof. Marcelo Lobo Heldwein, Dr. Sc. ETH
Universidade Federal de Santa Catarina

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Flávio Vieira Sonalio'.

Eng. Eletric. Flávio Vieira Sonalio
ENEL

Este trabalho é dedicado à minha família, em especial aos meus pais, que sempre estiveram presentes, me apoiando ao longo desta caminhada.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço à minha família, em especial aos meus pais, Adelia e Bruno, por nunca medirem esforços para me apoiar nesta jornada, por me receberem de braços abertos sempre que precisei de um cuidado, por serem meus melhores amigos e maiores exemplos de determinação, respeito e amor. Vocês são a base de tudo que sou. Serei eternamente grato por cada gesto, conselho e afeto recebidos.

Ao Professor Antonio Felipe, por ter aceitado meu convite para orientação deste trabalho e por sempre ter sido muito solícito e compreensivo. Sem sua supervisão, este trabalho não teria sido possível.

Aos meus queridos amigos, que na distância da família de sangue, foram minha família de coração, participando dos momentos bons e ruins, compartilhando dos desafios, conquistas, frustrações e comemorações. Levarei cada uma das lembranças que compartilhamos com muito carinho.

Aos colegas de trabalho, que muito rapidamente galgaram a posição de grandes amigos, por todo o apoio e compreensão nos momentos mais difíceis, por depositarem sua confiança em mim e por me acolherem como parte do time.

A todos que passaram por minha vida neste período e que de alguma forma contribuíram para que este passo fosse dado, minha mais sincera gratidão.

RESUMO

O aumento no consumo de energia elétrica e na emissão dos gases de efeito estufa registrado nas últimas décadas tem contribuído para transformações na composição da matriz elétrica mundial. Neste contexto, as fontes renováveis de energia têm conquistado cada vez mais espaço, pelo fato de minimizarem o impacto ambiental causado pelas fontes tradicionais de energia. Uma das fontes renováveis que mais cresce no mundo é a energia eólica. Ocupando a segunda posição na matriz elétrica do Brasil, com cerca de 17 GW em capacidade instalada, esta fonte ainda tem um grande potencial a ser explorado no país. Devido à complexidade dos parques eólicos, seu desenvolvimento é um processo que envolve profissionais das mais diversas áreas. Na fase de prospecção, são realizados estudos que permitam identificar locais com características adequadas para sediar a implantação dos aerogeradores. O projeto da planta geradora deve observar critérios técnicos, socioeconômicos e ambientais, de modo que sua integração ao sistema ocorra de forma harmoniosa. A operação destes empreendimentos se estende por períodos que ultrapassam 20 anos, podendo ainda ser estendidos, se os equipamentos dispuserem de boas condições de conservação. Este trabalho apresenta uma visão abrangente sobre o ciclo de vida dos parques eólicos, desde sua concepção até a desativação, abordando aspectos fundamentais da regulamentação brasileira e a forma como estes influenciam em cada uma das fases de vida destes empreendimentos.

Palavras-chave: Energia eólica, regulamentação, ciclo de vida, setor elétrico brasileiro.

ABSTRACT

The increase in electricity consumption and in the emission of greenhouse gases observed in the last decades has contributed to transformations in the composition of world electric matrix. In this scenario, renewable sources of energy are gaining more and more space, due to the fact that they minimize the environmental impact caused by traditional energy sources. Wind energy is one of the renewable sources with the biggest growth rate in the world. Occupying the second position in contribution to the national electric matrix in Brazil, with about 17 GW of installed capacity, this source has a huge potential still to be explored in the country. Due to the complexity of wind farms, their development is a process that involves professionals from the most diverse areas. In prospecting phase, studies are conducted to identify places with adequate characteristics to install the wind turbines. The project of the power plant must consider technical, socioeconomic and environmental issues, so that its integration to the system occurs in a harmonious way. The operation of these structures lasts for periods that go up to 20 years. This period can be extended, as long as the equipment is in good condition. This work presents a comprehensive view of the life cycle of wind farms, from conception to decommissioning, addressing fundamental aspects of Brazilian regulation and the way they influence each of the life stages of these projects.

Keywords: Wind energy, regulation, life cycle, Brazilian electric sector.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Moinho de vento do tipo “Holandês”.	30
Figura 2.2 – Moinho para bombeamento de água.	30
Figura 2.3 – Turbina Eólica de Charles Brush.	31
Figura 2.4 – Desenvolvimento histórico de novas instalações, em GW (onshore e offshore).	32
Figura 2.5 – Desenvolvimento histórico do total de instalações, em GW (onshore e offshore).	33
Figura 2.6 – Maiores mercados (onshore e offshore).	34
Figura 2.7 – Geração de eletricidade por fonte – Mundo 1990-2018.	35
Figura 2.8 – Evolução da Capacidade Instalada da fonte eólica no Brasil.	37
Figura 2.9 – Mapa do potencial eólico brasileiro, em média anual de velocidade do vento.	38
Figura 2.10 – Capacidade Instalada e Número de Parques por estado.	39
Figura 2.11 – Modelo Institucional do SEB.	42
Figura 2.12 – Padrão de circulação atmosférica global.	44
Figura 2.13 – Distribuição de Weibull para diferentes valores do fator de forma (k), considerando uma velocidade média de 6 m/s.	46
Figura 2.14 – Curva $C_p - \lambda$ típica para um aerogerador com alta TSR.	47
Figura 3.1 – Visão geral da integração de novas instalações de geração ao SIN.	53
Figura 3.2 – Evolução da capacidade instalada e da geração de usinas eólicas no SIN.	56
Figura 4.1 – Ilustração dos principais componentes de um aerogerador típico.	72
Figura 4.2 – Esquema de um aerogerador sem caixa multiplicadora.	72
Figura 4.3 – Aerogerador do tipo VAWT com rotor Darrieus.	73
Figura 4.4 – Aerogerador do tipo VAWT com rotor Savonius.	73
Figura 4.5 – Aerogerador do tipo HAWT com rotor de três pás.	74
Figura 4.6 – Arranjo típico de um parque eólico.	77
Figura 4.7 – Interação entre os principais stakeholders envolvidos na cadeia eólica.	80
Figura 4.8 – Ciclo de Vida de um Parque Eólico.	81
Figura 5.1 – Esquemático de instalação dos sensores na TMA.	93
Figura 8.1 – Logística e logística reversa de um aerogerador.	119

Figura 8.2 – Playground, Wikado, Holanda. 120

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Usinas eólicas vencedoras do Leilão de Energia Nova A-6/2019.....	65
--	----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A.C. – Antes de Cristo

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

AEG – Aerogerador

AMA – Acompanhamento das Medições Anemométricas

ANACE – Agência Nacional dos Consumidores de Energia

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

AWE – *Airborne Wind Energy*

BOP – *Balance of Plant*

CAGR – *Compound Annual Growth Rate*

CAPEX – Capital Expenditure

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCD – Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição

CCT – Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente

COS – Centro de Operação do Sistema

CRESESB – Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito

CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição

CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão

CVU – Custo Variável Unitário

DAPR – Declaração de Atendimento aos Requisitos dos Procedimentos de Rede

DfR – *Decomissioning for Repowering*

DIT – Demais Instalações de Transmissão

DPS – Dispositivo de Proteção Contra Surtos

DRO – Despacho de Registro do Requerimento de Outorga

EIA – Estudo de Impacto Ambiental

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EPI – Equipamento de Proteção Individual

GEE – Gases de Efeito Estufa

GF – Garantia Física

GWEC – *Global Wind Energy Council*

HAWT – *Horizontal Axis Wind Turbine*

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

ICG – Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada

IEA – *International Energy Agency*

INCT-Clima – Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia para Mudanças Climáticas

IP – Indisponibilidade Programa

IRENA – *International Renewable Energy Agency*

LI – Licença de Instalação

LIDAR – *Light Detection and Ranging*

LEN – Leilão de Energia Nova

LO – Licença de Operação

LP – Licença Prévia

MAE – Mercado Atacadista de Energia

MCP – *Measure-Correlate-Predict*

MME – Ministério de Minas e Energia

NT – Nota Técnica

O&M – Operação e Manutenção

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

OPEX – *Operational Expenditure*

PAR – Plano de Ampliações e Reforços

PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas

PDE – Plano Decenal de Expansão

PLD – Preço de Liquidação de Diferenças

PNMA – Política Nacional do Meio Ambiente

PR – Procedimentos de Rede

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PROEÓLICA – Programa Emergencial de Energia Eólica

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PU – Por Unidade

QEE – Qualidade de Energia Elétrica

RAS – Relatório Ambiental Simplificado

REIDI – Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
REN – Resolução Normativa
RE-SEB – Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RIMA – Relatório de Impacto Sobre o Meio Ambiente
SCADA – Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados
SCDE – Sistema de Coleta de Dados de Energia
SEB – Setor Elétrico Brasileiro
SIG – Sistema de Informação Geográfica
SIN – Sistema Interligado Nacional
SISNAMA – Sistema Nacional do Meio Ambiente
SMF – Sistema de Medição de Faturamento
SODAR – *Sonic Detection and Ranging*
SPDA – Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas
TC – Transformador de Corrente
TEIF – Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada
TMA – Torre de Medição Anemométrica
TP – Transformador de Potencial
TSR – *Tip Speed Ratio*
TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina
UHE – Usina Hidráulica
UTE – Usina Térmica
UTM – Universal Transversa de Mercator
VAWT – *Vertical Axis Wind Turbine*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	25
1.1	OBJETIVOS	25
1.2	MOTIVAÇÃO	26
1.3	METODOLOGIA.....	26
1.4	LIMITAÇÕES DA PESQUISA	26
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO	27
2	CONTEXTUALIZAÇÃO	29
2.1	HISTÓRICO DA ENERGIA EÓLICA NO MUNDO	29
2.2	EVOLUÇÃO DO MERCADO MUNDIAL.....	32
2.3	ENERGIA EÓLICA NO BRASIL	35
2.3.1	Potencial Eólico Brasileiro	37
2.4	O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	40
2.4.1	O Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro	40
2.5	PRINCÍPIOS FÍSICOS BÁSICOS DA ENERGIA EÓLICA.....	43
2.5.1	Formação dos Ventos	44
2.5.2	Equacionamento Teórico	45
3	REGULAMENTAÇÃO	49
3.1	OUTORGA DE AUTORIZAÇÃO DE EXPLORAÇÃO	49
3.2	INTEGRAÇÃO E ACESSO ÀS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DO SIN	51
3.2.1	Modalidade de Operação da Usina	54
3.2.2	Consulta e Informação de Acesso.....	56
3.2.3	Solicitação e Parecer de Acesso	58
3.2.4	Contratos de Conexão e Uso da Rede Elétrica.....	60
3.2.5	Sistema de Medição de Faturamento.....	60
3.3	LEILÕES DE ENERGIA REGULADOS	61

3.4	PUBLICAÇÃO DE GARANTIA FÍSICA	64
3.5	CONTRATOS DE COMERCIALIZAÇÃO	66
3.6	LICENCIAMENTO AMBIENTAL	67
4	VISÃO GERAL DE UM PARQUE EÓLICO.....	71
4.1	COMPOSIÇÃO TÍPICA DE UM PARQUE EÓLICO	71
4.1.1	Aerogeradores	71
4.1.1.1	<i>Rotor.....</i>	72
4.1.1.2	<i>Drivetrain.....</i>	75
4.1.1.3	<i>Nacele.....</i>	75
4.1.1.4	<i>Torre e Fundação.....</i>	75
4.1.2	Rede Elétrica.....	76
4.1.2.1	<i>Transformadores individuais dos Aerogeradores.....</i>	76
4.1.2.2	<i>Painéis Elétricos</i>	76
4.1.2.3	<i>Rede de Distribuição Interna</i>	77
4.1.2.4	<i>Sistemas de Proteção</i>	77
4.1.2.5	<i>Subestação e Linhas de Transmissão.....</i>	78
4.1.3	Infraestrutura Operacional.....	78
4.1.3.1	<i>Acessos Viários</i>	78
4.1.3.2	<i>Centro de Operação do Sistema (COS)</i>	78
4.2	GERENCIAMENTO DO PROJETO E STAKEHOLDERS DO EMPREENHIMENTO.....	79
4.3	CICLO DE VIDA DE UM PARQUE EÓLICO	80
5	PROSPECÇÃO E DESENVOLVIMENTO	83
5.1	ANÁLISE PRELIMINAR DE VIABILIDADE	83
5.1.1	Avaliação do recurso eólico em mesoescala	84
5.1.2	Análise de viabilidade ambiental	84
5.1.3	Avaliação das áreas aproveitáveis	85
5.1.4	Análise Logística.....	86

5.1.5	Análise de Conexão ao SIN	86
5.1.6	Preocupações socioculturais	87
5.1.7	Classificação dos sites e visita a campo.....	87
5.2	PLANEJAMENTO.....	88
5.2.1	Plano de Arrendamento	89
5.2.2	Estudos de Viabilidade Construtiva e Ambiental.....	89
5.2.3	Elaboração do Pré-Layout do Parque	90
5.2.4	Planejamento da Torre de Medição Anemométrica.....	90
5.2.5	Plano de Aquisição e Implantação das TMAs.....	91
5.3	AVALIAÇÃO DO RECURSO EÓLICO.....	92
5.3.1	Estrutura da TMA	92
5.3.2	Implantação da TMA	95
5.3.3	Acompanhamento da Medição	96
5.3.4	Manutenção dos equipamentos	97
5.3.5	Revisão Preliminar do Potencial Eólico.....	97
5.4	PROJETO E LICENCIAMENTO	98
5.4.1	Micrositing.....	98
5.4.2	Projeto Básico de Engenharia.....	99
5.4.3	Certificação de Medições Anemométricas.....	99
5.4.4	Certificação de Produção Anual de Energia	100
5.4.5	Análise de Viabilidade Financeira	101
5.4.6	Licenciamento para Implantação.....	101
6	IMPLANTAÇÃO.....	103
6.1	CONTRATAÇÃO DE EMPREITEIROS E MÃO DE OBRA	103
6.2	INSTALAÇÃO DO CANTEIRO DE OBRAS	104
6.3	OBRAS CIVIS – INFRAESTRUTURA	104
6.4	MOBILIZAÇÃO DE EQUIPAMENTOS E MATERIAIS.....	104

6.5	CONSTRUÇÃO DAS FUNDAÇÕES DAS TORRES	105
6.6	MONTAGEM DAS TORRES E AEROGERADORES.....	105
6.7	CONSTRUÇÃO DA SUBESTAÇÃO E COS	105
6.8	CONEXÃO E CABEAMENTO ELÉTRICO.....	106
6.9	IMPLANTAÇÃO DOS SISTEMAS DE TELECOMUNICAÇÕES, MEDIÇÃO E CONTROLE	106
6.10	COMISSIONAMENTO E INTEGRAÇÃO AO SIN	106
7	OPERAÇÃO	109
7.1	OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	109
7.1.1	Manutenções Corretivas, Preventivas e Preditivas.....	110
7.1.2	Telemetria e Monitoramento	111
7.1.3	Previsão do Vento e Geração	112
7.2	RELACIONAMENTO INSTITUCIONAL.....	112
7.2.1	CCEE - Medição de Faturamento	112
7.2.2	ONS - Operação em Tempo Real e Planejamento da Operação	113
7.2.3	EPE - Acompanhamento das Medições Anemométricas.....	114
7.2.4	Transmissora/Distribuidora acessada	114
7.2.5	Arrendatários e Comunidade Local	115
8	DESATIVAÇÃO OU REPOTENCIAÇÃO.....	117
8.1	REPOTENCIAÇÃO TOTAL OU PARCIAL	117
8.2	EXTENSÃO DA VIDA ÚTIL.....	118
8.3	DESATIVAÇÃO	119
9	CONCLUSÃO	121
9.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	122
	REFERÊNCIAS	123

1 INTRODUÇÃO

O acesso à energia, em todas as suas formas, nunca foi tão fundamental para a humanidade quanto nos dias atuais. O aumento na demanda energética mundial registrado nas últimas décadas traça a tendência do que deve acontecer nas próximas: uma dependência ainda maior deste recurso. Praticamente todos os setores da economia dependem fundamentalmente do acesso à energia elétrica. Além da importância a nível pessoal, moldando boa parte do dia-a-dia das pessoas ao redor do mundo, a energia desempenha um papel no desenvolvimento da sociedade como um todo. Num mundo em que a tecnologia não para de evoluir, a tendência é que passemos a requisitar ainda mais energia de nosso planeta para subsidiar o estilo de vida moderno.

Este padrão de consumo, no entanto, vem causando impactos ambientais em escala global. O aquecimento global, impulsionado pela emissão dos Gases de Efeito Estufa (GEE), pode causar desequilíbrios em escala planetária, comprometendo a vida como a conhecemos. Diante deste cenário, as fontes renováveis de energia apresentam-se como alternativas promissoras na redução da emissão dos GEE. Cada vez mais competitivas frente às fontes tradicionais, as renováveis têm passado por uma expressiva evolução tecnológica e aumento na contribuição da matriz energética mundial, estimuladas pelo aumento da competitividade entre as empresas e pelos incentivos governamentais. A energia eólica segue ao lado da solar fotovoltaica como protagonista desta transição energética mundial.

Para fornecer energia limpa, renovável e sustentável a milhares de pessoas e empresas, as centrais de geração eólica precisam antes passar por um período de estudos e planejamento que atestem a disponibilidade de condições propícias à sua instalação. No decorrer de sua vida útil, o desafio passa a ser assegurar o bom estado de conservação e funcionamento dos equipamentos. No fim de sua vida útil, após vários anos de operação, os equipamentos são reformados ou descartados, conforme a possibilidade, prolongando por alguns anos ou encerrando o ciclo de vida do empreendimento.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho consiste em apresentar um panorama geral do ciclo de vida dos parques eólicos onshore no Brasil, detalhando cada uma das fases entre sua idealização e desativação, explorando os aspectos da regulação e os principais desafios na gestão de tais

atividades. Com as informações aqui agregadas, espera-se fornecer ao leitor um entendimento mais amplo do tema, gerando insumos para estudos e pesquisas mais específicas dentro do tema abordado.

1.2 MOTIVAÇÃO

A motivação para o desenvolvimento deste trabalho teve como origem dois aspectos principais. Primeiro, a riqueza e relativa complexidade dos processos envolvidos no ciclo de vida de um parque eólico. Cada uma das fases de vida dos empreendimentos de geração eólica envolve conhecimentos e habilidades de uma ampla gama de disciplinas e áreas de formação, fornecendo um vasto espaço a ser explorado. Segundo, devido à escassez de referências que apresentem uma visão panorâmica do todo. Embora existam muitas referências que aprofundam aspectos técnicos de disciplinas da Engenharia, o conteúdo costuma ser limitado no que tange ao contexto do ciclo de vida dos parques eólicos. Desta forma, este trabalho visa disponibilizar um conteúdo acessível aos interessados no tema.

1.3 METODOLOGIA

A fundamentação teórica e a organização deste trabalho se deu por meio de revisão da literatura, onde foram explorados principalmente materiais de cunho acadêmico e normativo, além da experiência pessoal do autor em área correlata ao assunto central do trabalho.

1.4 LIMITAÇÕES DA PESQUISA

Devido a proposta do trabalho, optou-se por limitar o nível de detalhamento de alguns dos tópicos, prezando pela coesão do todo. Conforme indicado no próprio título do trabalho, esta pesquisa limitou-se em abordar os aspectos referentes aos parques eólicos onshore. Em alguns momentos os parques offshore serão mencionados, porém apenas a título de contextualização.

De modo geral, os aspectos de natureza exclusivamente técnica foram apresentados de forma simplificada. As topologias de conversores eletrônicos e o processo de construção das fundações dos aerogeradores, por exemplo, são temas tratados de maneira breve neste trabalho. No âmbito regulatório, priorizou-se a apresentação dos pontos mais relevantes e influentes no

contexto dos parques eólicos. As normas específicas para conexão de parques eólicos ao sistema de distribuição, por exemplo, são mencionadas, porém não aprofundadas, mantendo o enfoque do trabalho sobre as conexões realizadas na Rede Básica de Transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN).

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

No capítulo 1, são apresentadas as diretrizes gerais de desenvolvimento deste trabalho, entre as quais os objetivos e a motivação que culminaram com a determinação do tema. O capítulo 2 apresenta o histórico de utilização da energia eólica no Brasil e no mundo, introduz a organização institucional do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e aponta os princípios básicos que regem o funcionamento da conversão de energia eólica em energia elétrica. O capítulo 3 agrega os principais aspectos da regulamentação brasileira relativos à integração da fonte eólica junto ao (SIN). O capítulo 4 fornece uma visão geral sobre a composição típica de um parque eólico e do projeto de desenvolvimento destes, como um todo, iniciando a menção ao ciclo de vida destes empreendimentos.

Os capítulos 5 a 8 descrevem, sequencialmente, as macro etapas que compõem o ciclo de vida dos parques eólicos. O capítulo 5 incorpora as atividades de prospecção, pesquisa, planejamento e projeto. No capítulo 6 é apresentado o processo de implantação dos parques. O capítulo 7 discorre sobre os principais desafios da fase de Operação da planta geradora. Encerrando a apresentação do ciclo de vida, o capítulo 8 descreve os procedimentos de desativação e repotenciação.

2 CONTEXTUALIZAÇÃO

Para compreender o cenário atual da energia eólica no Brasil, devem-se levar em conta os aspectos históricos que moldaram seu desenvolvimento no país e no mundo. Este capítulo apresenta o panorama histórico de desenvolvimento deste mercado no contexto mundial e brasileiro, a organização institucional do SEB e alguns dos princípios físicos básicos que regem o funcionamento dos empreendimentos de geração eólica.

2.1 HISTÓRICO DA ENERGIA EÓLICA NO MUNDO

O aproveitamento da energia cinética contida no vento é uma técnica utilizada pela humanidade há milhares de anos. Historicamente, entre as aplicações mais conhecidas destacam-se o bombeamento de água, a moagem de grãos, devido à crescente demanda por força de trabalho na agricultura, até então desempenhada por humanos e animais, e a locomoção de embarcações, como as caravelas, fundamentais para o desenvolvimento do comércio e da modelagem da sociedade no formato como a conhecemos hoje.

Estudos apontam que a energia do vento era utilizada para locomover embarcações no Rio Nilo por volta de 3000 A.C.¹. Por volta de 200 A.C., sistemas rústicos de conversão mecânica do vento eram utilizados na China para bombeamento de água e na Pérsia para moagem de grãos². Este tipo de moinho, de eixo vertical, disseminou-se pelo mundo islâmico durante vários séculos³.

O aproveitamento da energia eólica na forma de moinhos de vento do tipo “Holandês” se espalhou de forma significativa pela Europa após o fim das cruzadas, por volta do século XII³. De eixo horizontal e comumente utilizando 4 pás, conforme ilustrado na Figura 2.1, estes moinhos proporcionaram uma otimização e avanços importantes na produção agrícola da Europa medieval.

Figura 2.1 – Moinho de vento do tipo “Holandês”.



Fonte: https://pt.m.wikipedia.org/wiki/Ficheiro:Brill_windmill_April_2017.jpg

A utilização deste tipo de moinho passou por uma desaceleração à partir da Revolução Industrial no século XIX, com o advento da máquina a vapor. A exceção a esta redução foram os moinhos de múltiplas pás utilizados no bombeamento d'água, que se disseminaram nas áreas rurais ao redor do mundo, em especial nos Estados Unidos, conforme modelo ilustrado na Figura 2.2 abaixo.

Figura 2.2 – Moinho para bombeamento de água.

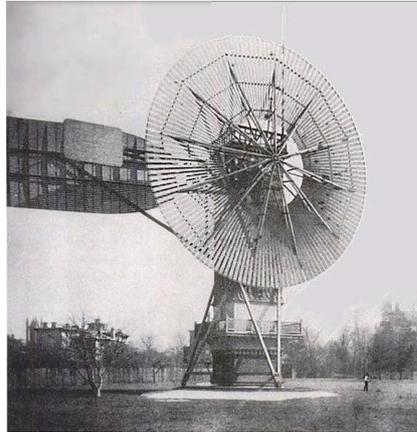


Fonte: <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Wind-powered-agricultural-pump-1.jpg>

O uso da energia eólica para fins de geração de energia elétrica teve início a partir do final do século XIX. A primeira aplicação prática em larga escala foi implementada em 1888 por Charles Brush, em Cleveland, Ohio. A turbina, ilustrada na Figura 2.3, era composta por 144 pás de madeira de 17 m de diâmetro e operou durante 20 anos, utilizando um gerador de

12 kW, cuja energia produzida era armazenada em um sistema de baterias⁴, majoritariamente utilizado para alimentar 350 lâmpadas incandescentes³.

Figura 2.3 – Turbina Eólica de Charles Brush.



Fonte: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Wind_turbine_1888_Charles_Brush.jpg

O feito de Brush deu início a uma lenta e gradual evolução tecnológica ao longo do século XX. O desenvolvimento dos conhecimentos na área da aerodinâmica permitiu que as aplicações gradativamente ganhassem relevância. As pesquisas e o desenvolvimento seguiam a passos lentos, uma vez que as bem consolidadas fontes tradicionais de energia seguiam com baixos custos e tecnologia muito bem dominadas.

Com a crise do petróleo, na década de 70 e a popularização dos riscos associados à energia nuclear, a pressão política pela utilização de fontes alternativas de energia ganhou força, estimulando as pesquisas e a utilização da fonte eólica em larga escala.

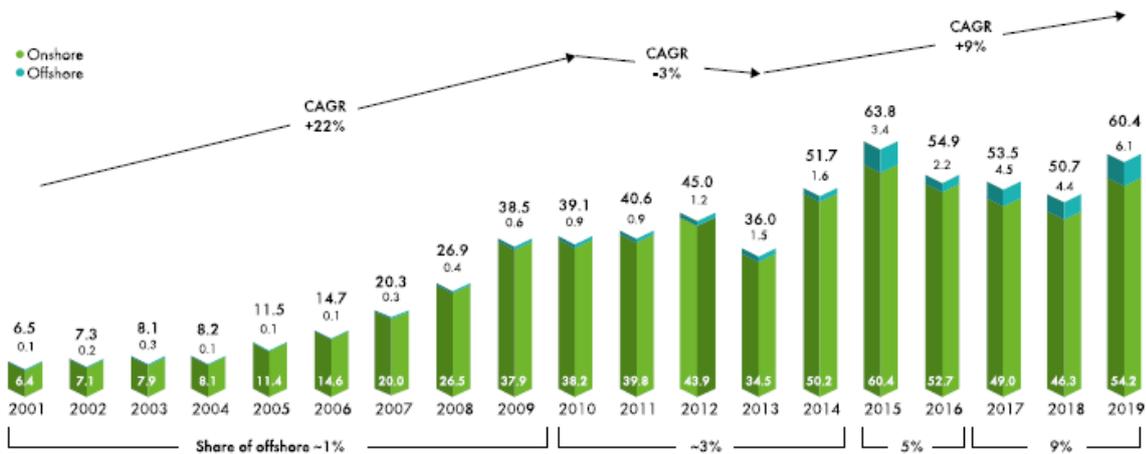
Os anos se passaram, e cada vez mais, a energia eólica foi se consolidando como uma alternativa viável para a geração de energia elétrica. Com o apoio de incentivos governamentais na década de 90, a capacidade instalada de energia eólica passou por uma grande expansão em países como Alemanha, Dinamarca e Estados Unidos, estados pioneiros no desenvolvimento da tecnologia. Junto da disseminação da fonte, observou-se uma evolução significativa em termos de capacidade de geração de cada máquina. Estas passaram a utilizar torres e rotores maiores, estimulando ainda mais o crescimento da capacidade instalada. Já nesta época, no final da década de 90 e início dos anos 2000, a tecnologia passou a se espalhar pelo mundo, dando início ao desenvolvimento, ainda embrionário, dos mercados da Ásia, América Latina e África.

As preocupações ambientais e os acordos internacionais, como o Protocolo de Quioto, foram fundamentais para que a energia eólica alcançasse tamanha relevância, passando a figurar como importante componente na matriz energética mundial.

2.2 EVOLUÇÃO DO MERCADO MUNDIAL

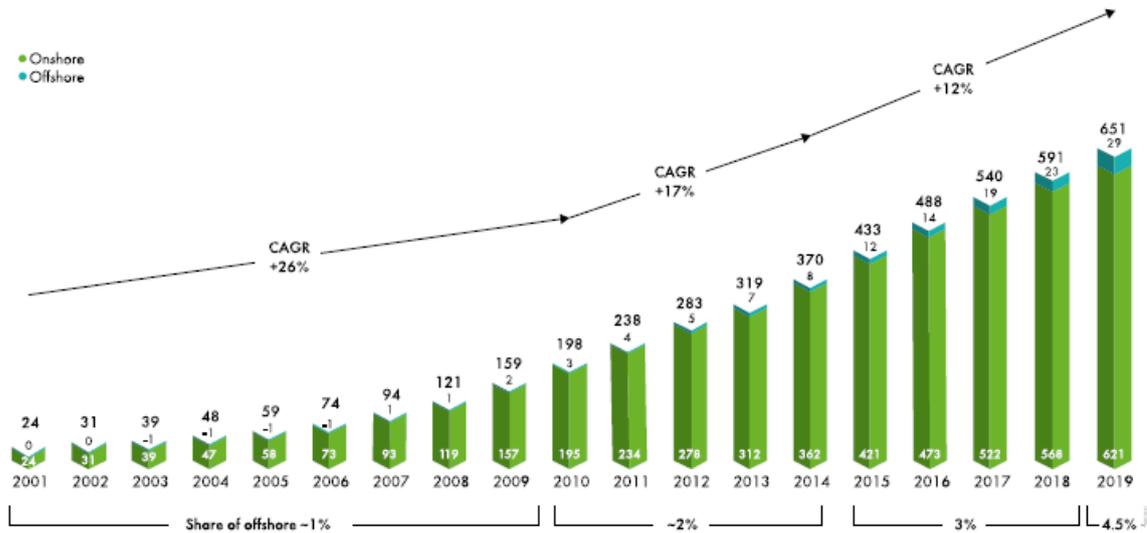
As figuras 2.4 e 2.5 ilustram a evolução da capacidade instalada em novos empreendimentos eólicos desde 2001 e o total acumulado, respectivamente, com base nos dados compilados pela Global Wind Energy Council (GWEC). A taxa de crescimento em ambos os gráficos é dada em termos da Taxa de Crescimento Anual Composta, do inglês *Compound Annual Growth Rate* (CAGR), tipicamente utilizada no contexto de investimentos.

Figura 2.4 – Desenvolvimento histórico de novas instalações, em GW (onshore e offshore).



Fonte: GWEC (2019)

Figura 2.5 – Desenvolvimento histórico do total de instalações, em GW (onshore e offshore).



Segundo a International Energy Agency (IEA), o aumento mundial na capacidade instalada de energia eólica onshore em 2019 foi 20% maior do que em 2018, graças, em boa parte, à expansão liderada pela China⁵. Esperava-se que 2020 seguisse a mesma tendência de aceleração, porém a crise global causada pela pandemia de Covid-19 trouxe atrasos na execução dos projetos, causando uma redução neste ritmo, cerca de 12% menor em 2020 do que o visto em 2019, segundo previsão do IEA.

Em termos de representatividade de mercado, a Figura 2.6 ilustra a expressiva relevância da China, tanto no ritmo de crescimento quanto no total acumulado, em ambas as modalidades, onshore e offshore. Nota-se que a China só fica atrás do Reino Unido no montante de capacidade instalada offshore. Além da China, figuram como importantes players diversos países da Europa e os Estados Unidos. Alguns países em desenvolvimento, como Índia e Brasil, também começam a se destacar entre os maiores produtores mundiais.

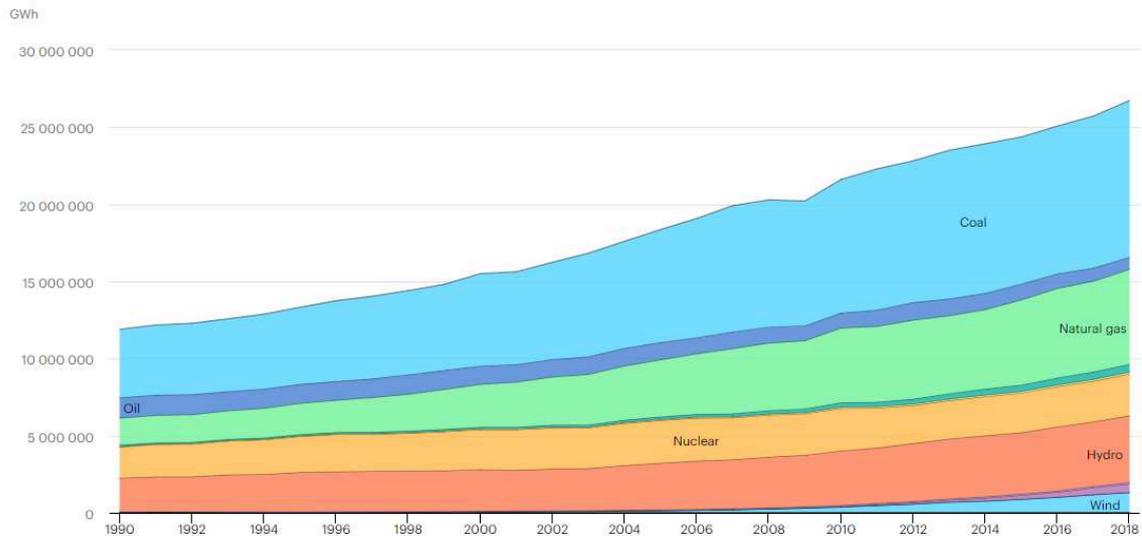
Figura 2.6 – Maiores mercados (onshore e offshore).



Fonte: GWEC (2019)

Apesar do aumento exponencial registrado nas últimas décadas e do ritmo de crescimento mais acelerado do que o das fontes tradicionais, a eólica ainda corresponde a uma parcela relativamente pequena na matriz elétrica mundial. Em 2015, a fonte eólica foi responsável por cerca de 3,5% da geração de energia elétrica no mundo, conforme apresentado na Figura 2.7. Com vistas ao atendimento dos objetivos de desenvolvimento sustentável estabelecidos pela Organização das Nações Unidas, espera-se que as renováveis sigam sua trajetória rumo a uma maior representatividade na matriz energética.

Figura 2.7 – Geração de eletricidade por fonte – Mundo 1990-2018.



Fonte: IEA (2020)

2.3 ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

A entrada da energia eólica no Brasil teve início na década de 90, com a instalação da primeira turbina no arquipélago de Fernando de Noronha, em 1992. Tratava-se de um aerogerador de 75 kW, com rotor de 3 pás e 17 metros de diâmetro⁶. O crescimento da energia eólica nesta década, contudo, foi bastante lento. Ao final do ano 2000, o Brasil tinha uma capacidade instalada de cerca de 22 MW³.

Durante a crise energética enfrentada em 2001, foi criado o primeiro incentivo à fonte eólica no país, através do Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA). O programa tinha como objetivo a contratação de 1050 MW de parques eólicos até dezembro de 2003, porém não obteve sucesso⁷.

O primeiro marco efetivo no crescimento da fonte eólica no Brasil teve início no ano de 2004, com a instituição do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), criado através da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002⁸. Este programa tinha por objetivo a promoção da diversificação da matriz energética brasileira e o aumento da participação das fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e biomassa, promovendo a segurança energética. Como estímulo para adoção ao programa, o governo passou a fornecer incentivos fiscais através da redução em 50% nas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e Distribuição

(TUSD). Pelo PROINFA foram contratados 1.422,92 MW de energia eólica em 54 empreendimentos⁴.

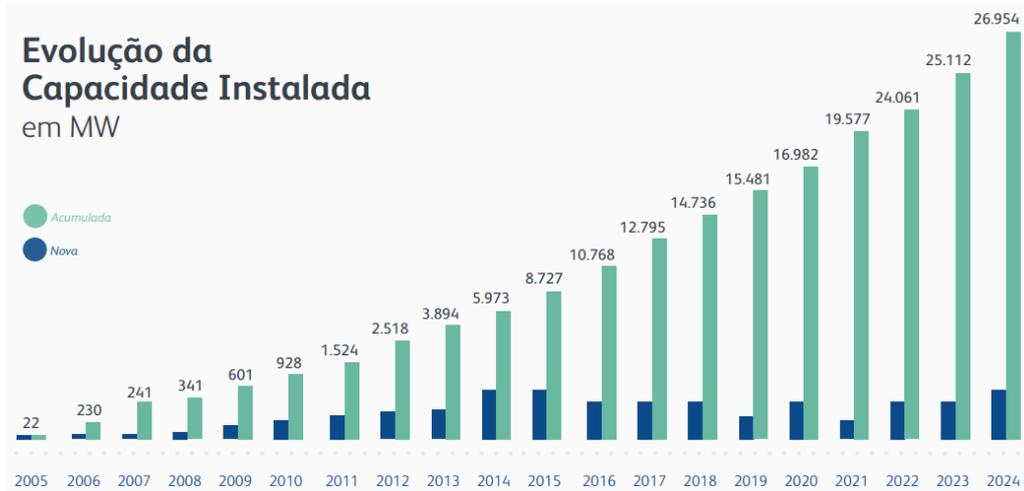
Posteriormente, a partir de 2009, o poder concedente passou a cadastrar leilões regulados para venda de energia elétrica proveniente da fonte eólica, culminando na contratação de cerca de 8.000 MW em nos 22 certames realizados entre 2009 e 2019⁹.

Juntos, estes dois mecanismos, PROINFA e leilões, permitiram que a fonte eólica passasse a se disseminar pelo Brasil, o que por sua vez estimulou a instalação de mais fábricas de componentes de aerogeradores no país, fator fundamental para a manutenção das elevadas taxas de crescimento que se iniciavam. Mais informações com respeito ao mecanismo dos leilões regulados serão fornecidas no decorrer deste trabalho.

As últimas duas décadas foram marcadas por um crescimento bastante intenso da fonte eólica no Brasil, conforme descrito acima. Segundo os dados da ABEEOLICA, a fonte passou a ocupar a segunda posição em contribuição para a matriz elétrica brasileira em abril de 2019, com cerca de 9% de participação ao atingir a marca de 15 GW em capacidade instalada. Este crescimento expressivo da eólica segue influenciando a histórica predominância do parque hidro-térmico do Brasil¹⁰. Em outubro de 2020, a fonte já alcançava a marca dos 17 GW em capacidade instalada¹¹.

O ritmo de crescimento foi ainda maior nos últimos 10 anos, conforme evidenciado na Figura 2.8. Em 2011 a fonte ultrapassou seu primeiro Gigawatt em capacidade instalada. A imagem também evidencia o montante já contratado na fonte eólica por meio dos leilões com prazo de início do suprimento até 2024.

Figura 2.8 – Evolução da Capacidade Instalada da fonte eólica no Brasil.



Fonte: ABEEOLICA (2020)

Este crescimento fez com que o Brasil saltasse da 15^a posição em capacidade instalada em 2012 para a 7^a em 2019, representando cerca de 3% do montante onshore mundial, de acordo com os dados do GWEC. Já em relação ao crescimento no ano de 2019, o Brasil segue na 12^a posição.

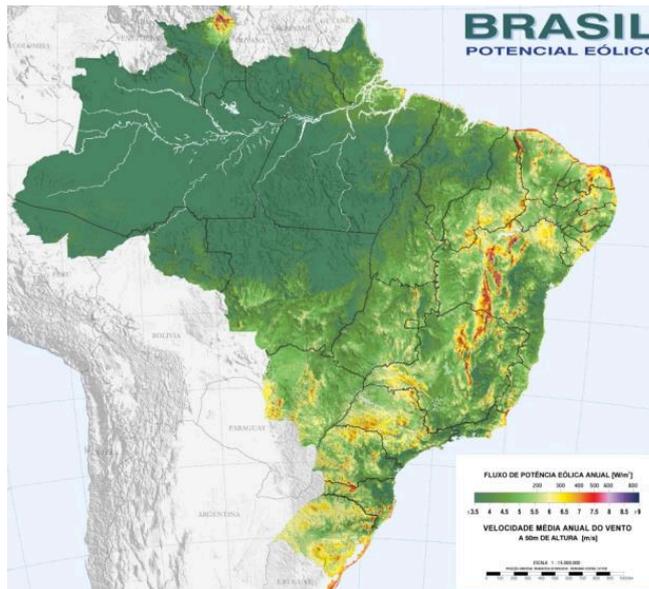
Recentemente, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) publicou um trabalho intitulado “Roadmap Eólica Offshore Brasil”¹², diante da constatação da crescente utilização e viabilidade em diversos países. Esta topologia tem ganhado destaque como candidata a integrar o parque gerador brasileiro, devido ao extenso litoral do país e da existência de condições propícias para sua utilização. O documento ressalta que atualmente o Brasil conta seis projetos de parques eólicos offshore em processo de licenciamento ambiental, nenhum dos quais tendo iniciado ainda sua operação comercial. A EPE informa estar empreendendo esforços para inserir esta fonte na perspectiva do planejamento energético brasileiro, abrindo portas para a formulação e avaliação de alternativas para o atendimento dos serviços energéticos do país, em conformidade com as diretrizes, princípios e metas estabelecidos pela União¹².

2.3.1 Potencial Eólico Brasileiro

Em 2001, o Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), vinculado ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) publicou o primeiro atlas do potencial eólico brasileiro¹³. Este documento consolidou informações como a velocidade média anual e sazonalizada do vento de todas as regiões do país, além de fatores

como a direção predominante e regimes diários de velocidade do vento, ainda que em mesoescala. A Figura 2.9 ilustra uma destas representações a nível nacional. A publicação foi importante para a expansão do setor eólico do país, por fornecer informações que até então não eram amplamente disponibilizadas.

Figura 2.9 – Mapa do potencial eólico brasileiro, em média anual de velocidade do vento.



Fonte: CRESESB (2001)

Segundo as estimativas apresentadas neste documento, o potencial eólico brasileiro seria de aproximadamente 143 GW, considerando uma série de premissas em relação à tecnologia e características dos aerogeradores da época, da densidade média de ocupação dos terrenos e do fator de disponibilidade. Mas recentemente, em notícia divulgada pela Agência Canal Energia, foram apresentados estudos realizados pelo Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia para Mudanças Climáticas (INCT-Clima) que sugerem que o potencial eólico onshore do Brasil possa ser da ordem de 880 GW, dos quais 522 GW são considerados tecnicamente viáveis¹⁴. Já o Roadmap Eólica Offshore Brasil de autoria da EPE estima que o potencial eólico offshore, a 100 metros de altura em áreas com velocidade acima de 7 m/s, seria de 697 GW, para locais com até 50 metros de profundidade.

O território brasileiro é bem servido de condições propícias para a geração eólica. Além de um extenso potencial onshore e offshore ainda a serem explorados, o Brasil dispõe de ventos com características bastante desejáveis. Denomina-se Fator de Capacidade a relação entre geração efetiva e capacidade instalada de determinado parque, avaliado em um dado

intervalo de tempo. Segundo o Infovento 18 da ABEEOLICA, o Fator de Capacidade médio do Brasil em 2019 foi de 42,7%. A comparação desse valor com a média mundial de 34% evidencia a qualidade do recurso eólico brasileiro e as condições propícias para que esta fonte continue em expansão acelerada.

As regiões Nordeste e Sul são as que concentram o maior potencial eólico e a maioria dos parques em operação. Os estados do Rio Grande do Norte e Bahia são os que possuem maior capacidade instalada, representando cerca de 54% do montante nacional. A Figura 2.10, extraída do Infovento 16, detalha a relação dos maiores produtores eólicos nacionais.

Figura 2.10 – Capacidade Instalada e Número de Parques por estado.

UF	Potência (MW)	Parques
RN	4.777,1	170
BA	4.506,4	176
CE	2.179,3	84
PI	1.979,4	69
RS	1.835,9	80
PE	798,4	34
MA	426,0	15
SC	238,5	14
PB	157,2	15
SE	34,5	1
RJ	28,1	1
PR	2,5	1
TT	16.963,1	660

Fonte: ABEEOLICA (2020)

A fonte eólica vem registrando diversos recordes de geração nos últimos anos. Somente em agosto de 2020, a fonte registrou 3 recordes de geração consecutivos na região Nordeste, conforme noticiado pelo ONS¹⁵. No dia 06 de agosto de 2020, as eólicas da região Nordeste registraram uma produção de 9.049 MWmed, com fator de capacidade de aproximadamente 71,6%, o suficiente para abastecer 94,4% da demanda total de toda a região Nordeste. Conforme Boletins Mensais de Geração Eólica do ONS¹⁶, o ano de 2020 também

registrou recordes em base diária e horária a nível nacional bastante expressivos. Às 23h00 do dia 30 de julho de 2020, a fonte registrou uma geração em base horária de 11.187,75 MWmed, correspondendo a um fator de capacidade de 74,13%, e um atendimento à demanda instantânea de 18,38% do total nacional.

2.4 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Ao abordar temas relativos ao Setor Elétrico Brasileiro (SEB), é importante frisar algumas características que fazem deste mercado um exemplar único no mundo. Quando falamos de SEB, nos referimos a toda a cadeia estrutural composta pelas usinas de geração, sistemas de transmissão e distribuição, consumidores, agentes de comercialização, órgãos de planejamento, fiscalização e operação, regulamentação e a forma como todas estas partes se inter-relacionam.

O Brasil, sendo um país de dimensões continentais e com uma ampla diversidade natural, geográfica e sociocultural, constitui uma complexa matriz de fatores a serem considerados no planejamento e operação deste sistema. A estrutura por trás do SEB precisa ser capaz de fornecer energia elétrica de qualidade a todas as regiões do país, garantindo o atendimento à demanda, a segurança energética e a disponibilização de energia a preços acessíveis, prezando pela conservação dos recursos naturais e pelo benefício social por ela proporcionado. A estrutura do SEB é pauta de discussões e aprimoramentos contínuos, em observância às demandas do mercado e às tendências tecnológicas.

2.4.1 O Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

O modelo vigente é fruto de uma profunda reformulação realizada entre o final da década de 90 e o início dos anos 2000. Em virtude da ineficiência e insegurança da estrutura até então existente, o setor público conduziu a Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB). Esta reestruturação tinha por objetivo mitigar os riscos sistêmicos, em especial no que tange à segurança energética, além de alcançar a modicidade tarifária e modernizar a hierarquia institucional do setor. Como resultado, este movimento proporcionou importantes avanços na regulamentação, abertura de mercado e maior competitividade entre as empresas, o que por sua vez conduziu ao aperfeiçoamento tecnológico da matriz elétrica e menores custos da energia elétrica ao consumidor final^{17 18}.

O atual modelo regulatório foi instituído primariamente pela Lei 10.848, de 15 de março de 2004¹⁹, com a criação dos Ambientes de Contratação Regulada e Livre - ACR e ACL, respectivamente. Participam do ACR todas as distribuidoras e os agentes de geração interessados. Neste ambiente a contratação de energia se dá por meio dos leilões regulados, nos quais os agentes de geração que ofertarem o menor preço pela energia gerada consagram-se vencedores. Já no ACL, participam os consumidores livres, comercializadoras e agentes de geração interessados, sendo que os contratos de compra e venda de energia são negociados livremente entre os agentes.

As diferenças apuradas entre o montante contratado e a geração ou consumo efetivos, são liquidadas no Mercado de Curto Prazo, ou Mercado Spot, no qual os montantes de energia faltantes ou excedentes são valorados ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Desde sua instituição, o PLD é estabelecido em patamares de carga, com vigência semanal, tendo em vista a matriz predominantemente hidro-térmica, cujos horizontes de operação são relativamente estáveis. A partir de 2021, no entanto, passa a vigorar o PLD horário. As fontes renováveis de energia, em franca expansão e com características de geração intermitentes, passam a dispor de uma contabilização mais coerente com a sua natureza de funcionamento.

As instituições que compõem o SEB são ilustradas abaixo na Figura 2.11, conforme diagrama esquemático da Agência Nacional dos Consumidores de Energia (ANACE).

Figura 2.11 – Modelo Institucional do SEB.



Fonte: ANACE

No nível de instituições Políticas, encontra-se o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), instituído pela Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997²⁰, é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, presidido pelo Ministro de Minas e Energia, tendo por finalidade a formulação de políticas e diretrizes energéticas que assegurem o suprimento de insumos energéticos a todas as áreas do país.

Ainda neste primeiro nível hierárquico encontra-se o Ministério de Minas e Energia (MME), órgão da administração pública federal direta, criado inicialmente pela Lei 3.782, de 22 de julho de 1960²¹, tendo por suas responsabilidades, entre outras, a formulação e implementação de políticas nacionais para o setor elétrico e energético como um todo, tendo em vista as diretrizes definidas pelo CNPE. Além de estabelecer o planejamento do setor energético nacional, compete ao MME os assuntos de políticas tarifárias e de sustentabilidade ambiental no âmbito elétrico e energético, zelando ainda pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e demanda de energia elétrica no país.

Vinculada ao MME e caracterizada como uma Empresa Pública, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), criada pela Lei 10.847, de 15 de março de 2004²², tem por finalidade a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Entre outras atribuições, a EPE é responsável pela elaboração de projeções da matriz energética nacional e de estudos que embasem o planejamento da expansão da geração

e da transmissão de energia elétrica, tanto no curto, quanto no médio e longo prazo, além de realizar análises técnico-econômicas de usinas que desejam integrar o SIN.

Já no nível de Regulação e Fiscalização encontra-se a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), vinculada ao MME como uma autarquia pública federal. Criada pela Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996²³, a ANEEL tem como finalidade a regulação e fiscalização da produção, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica. São responsabilidades da ANEEL a implementação de políticas e diretrizes relativas à exploração de energia elétrica, estabelecimento de tarifas para os consumidores finais, promoção de atividades de licitações na modalidade de leilão para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do SIN, emissão de outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica por delegação do Governo Federal, e o zelo pela qualidade e universalização do atendimento e dos serviços prestados.

Adentrando a categoria dos Agentes Institucionais, temos o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), criado pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998²⁴, empresa de direito privado e sem fins lucrativos, cuja responsabilidade principal é a de coordenar e controlar as instalações de geração e administrar a Rede Básica de transmissão de energia elétrica no SIN e nos sistemas isolados do país. Sua atuação é orientada para assegurar o suprimento contínuo sob o menor custo global, observando os padrões técnicos e critérios de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede (PR).

Por fim, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), criada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004¹⁹ e regulamentada pelo Decreto nº 5.177 de 12 de agosto de 2004²⁵, sucessora do Mercado Atacadista de Energia (MAE). A CCEE tem por suas responsabilidades o gerenciamento dos contratos de compra e venda de energia, a contabilização e liquidação financeira no mercado de curto prazo e a realização de leilões de compra e venda de energia, sob delegação da ANEEL.

2.5 PRINCÍPIOS FÍSICOS BÁSICOS DA ENERGIA EÓLICA

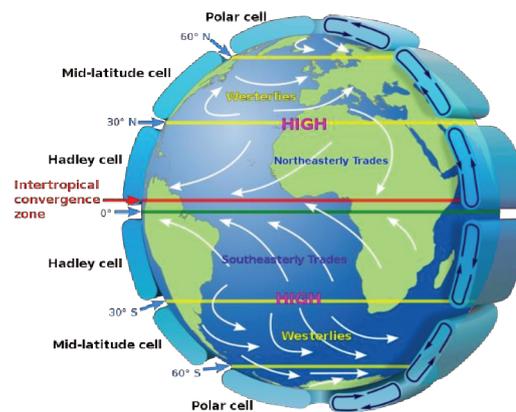
Para uma melhor compreensão acerca da dinâmica de funcionamento de parques eólicos, é importante conhecer minimamente os mecanismos atmosféricos de formação dos ventos e alguns princípios básicos que regem os limites de operação desta fonte. Os próximos subtópicos apresentam uma breve revisão destes conceitos.

2.5.1 Formação dos Ventos

Vento é a maneira como costumamos chamar o deslocamento de grandes massas de ar em nossa atmosfera. Toda a energia que resulta neste fenômeno é proveniente do sol. A irradiação solar que incide sobre nosso planeta causa o aquecimento desigual da superfície terrestre, tal que as massas de ar da atmosfera fiquem expostas a gradientes de pressão. Devido ao comportamento fluído dos gases da atmosfera, grandes porções de ar escoam dos pontos com maior pressão para aqueles com menor.

Além deste comportamento originado primariamente pela absorção desigual da energia do sol, a rotação terrestre também influencia nos movimentos da atmosfera, através do chamado efeito Coriolis. Com estes dois componentes, formam-se os padrões globais de circulação atmosférica, ilustrados na Figura 2.12 abaixo.

Figura 2.12 – Padrão de circulação atmosférica global.



Fonte: https://en.wikipedia.org/wiki/Atmospheric_circulation

Os mecanismos acima descritos afetam a circulação atmosférica em escala global, porém não são os únicos responsáveis pela caracterização do perfil de vento em pequena escala. Ambas direção e intensidade dos ventos nas camadas mais próximas ao solo são influenciadas também pelo relevo, pela rugosidade do solo, pela proximidade aos oceanos e por padrões típicos da estação do ano. Fenômenos em escala global com ocorrência anual ou plurianual como El Niño e La Niña influenciam significativamente os padrões climáticos, inclusive o do vento^{4 26}.

2.5.2 Equacionamento Teórico

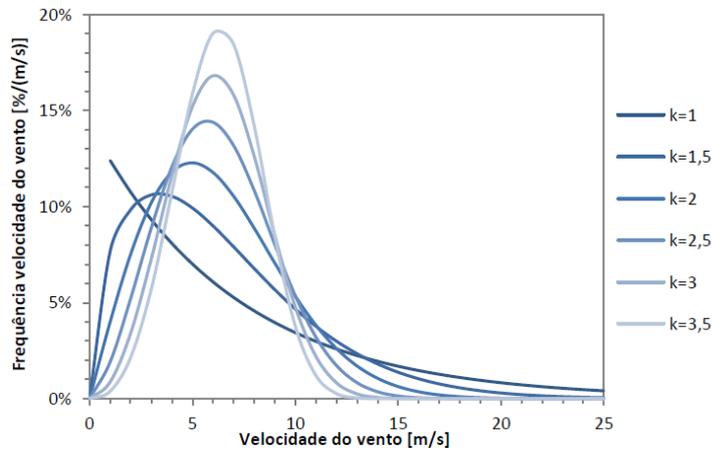
O aproveitamento da energia eólica consiste da conversão da energia cinética contida no movimento de massas de ar em energia mecânica de rotação, e posteriormente em energia elétrica. Derivada do equacionamento da energia cinética contida numa porção de ar em movimento, obtém-se o equacionamento que permite expressar a potência bruta P_v (em W) associada ao escoamento de dada porção de ar de densidade ρ (em kg/m^3) com velocidade V (em m/s) através de uma porção de área A (em m^2), conforme Equação 2.1 apresentada abaixo.

$$P_v = \frac{\rho A V^3}{2} \quad (2.1)$$

Da equação acima, podem ser notadas duas relações fundamentais. A primeira sendo a relação cúbica da potência com a velocidade do vento, evidenciando desta forma a importância da intensidade do vento na produção energética de um parque. Em segundo lugar, a relação direta da potência com a área da seção transversal pela qual o vento escoar. Ou seja, em um aerogerador, quanto maior for a área percorrida pelas pás do rotor, maior será a potência que pode ser extraída do vento.

O comportamento do vento pode ser representado de forma estocástica, com intensa variabilidade temporal e direcional⁴. Para caracterizá-lo, são utilizadas ferramentas estatísticas que permitam representar o comportamento esperado para determinado local num dado horizonte de tempo. Uma das representações mais utilizadas é a Distribuição de Weibull, uma função contínua de densidade de probabilidade, dada em função do fator de forma k (adimensional) e do fator de escala c (em m/s). O fator de escala está associado à velocidade média do vento, enquanto o fator de forma diz respeito à variabilidade em torno da média. A interpretação gráfica desta distribuição é apresentada na Figura 2.13, para uma velocidade média de 6 m/s .

Figura 2.13 – Distribuição de Weibull para diferentes valores do fator de forma (k), considerando uma velocidade média de 6 m/s.



Fonte: LEONARDO BALVEDI DAMAS (2013)

O aproveitamento energético na conversão mecânica da energia eólica obedece ao chamado limite de Betz, formulado pelo físico alemão Albert Betz. Para que o movimento do ar desempenhe trabalho sobre as pás do rotor, a velocidade do vento em sua parte posterior não pode ser igual a zero. Isto implica que parte da energia cinética do ar não é absorvida pelo rotor, limitando o aproveitamento de uma turbina ideal ao limite de Betz, cujo valor é de aproximadamente 59,3%.

Na prática, o aproveitamento energético do rotor é sempre menor do que o limite de Betz, devido às não idealidades do sistema. Somam-se ao limite físico da conversão as perdas mecânicas, elétricas e aerodinâmicas, além das condições operativas adversas, como o desalinhamento do rotor em relação à direção do vento. O Coeficiente de Potência C_p (adimensional) é obtido a partir da relação entre a potência P_R (em W) extraída pelo rotor e a potência bruta do vento P_v . A equação 2.2 expressa a relação entre tais grandezas.

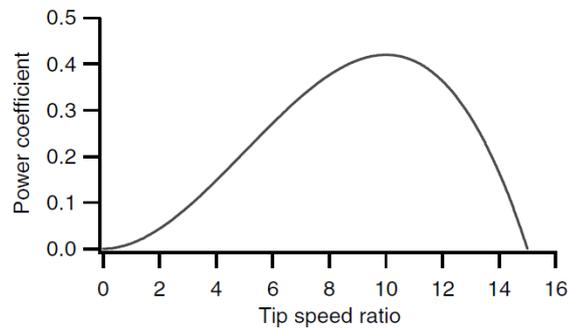
$$C_p = \frac{P_R}{P_v} \quad (2.2)$$

A *Tip Speed Ratio*, (TSR), representada por λ (adimensional), corresponde à relação entre a velocidade da ponta da pá do rotor e a velocidade do vento, expressa em termos da velocidade angular das pás Ω (em rad/s), do raio do rotor R (em m) e da velocidade do vento, conforme apresentado na equação 2.3.

$$\lambda = \frac{\text{Velocidade da Ponta da Pá}}{\text{Velocidade do Vento}} = \frac{\Omega R}{V} \quad (2.3)$$

O Coeficiente de Potência C_p pode ser expresso como uma função da TSR, formando as curvas $C_p - \lambda$, conforme Figura 2.14. Estas curvas permitem determinar a potência do rotor para quaisquer combinações de velocidade do vento e do rotor, além de disponibilizar informações sobre a máxima eficiência do rotor e a TSR ótima de operação do sistema²⁶.

Figura 2.14 – Curva $C_p - \lambda$ típica para um aerogerador com alta TSR.



Fonte: MANWELL (2010)

3 REGULAMENTAÇÃO

Um fator determinante para o sucesso de um parque eólico é o atendimento aos aspectos regulatórios, independente da etapa em que o empreendimento se encontre. Esta seção do trabalho visa caracterizar os principais aspectos da regulamentação a serem atendidos pelos agentes de geração eólica, em especial para que possam entrar em operação comercial, servindo como ponto focal para as referências internas que serão apresentadas no decorrer do presente trabalho.

3.1 OUTORGA DE AUTORIZAÇÃO DE EXPLORAÇÃO

Entre as atribuições delegadas à ANEEL como órgão fiscalizador e regulador, consta a emissão das Outorgas de Autorização de Exploração. Por meio da Resolução Normativa (REN) 876, de 10 de março de 2020²⁷, a ANEEL estabelece os requisitos e procedimentos necessários à obtenção de outorga de autorização para exploração de centrais geradoras eólicas e de outras fontes alternativas. Conforme o Art. 8º da REN 876, a conexão ao sistema elétrico, bem como o início da operação em teste ou comercial somente poderá iniciar-se após publicação do ato de outorga de autorização e a celebração dos contratos de conexão e uso da rede elétrica.

A resolução prevê ainda a categoria de Centrais Geradoras com capacidade instalada reduzida, ou seja, instalações de produção de energia elétrica das fontes acima citadas, com potência instalada igual ou inferior a 5.000 kW. Como os projetos de energia eólica raramente se encaixam nesta faixa de potência, não serão descritos os procedimentos específicos para tal categoria.

As outorgas de autorização possuem vigência de 35 anos e sua emissão pode ser realizada em duas etapas, caso o empreendedor assim opte, ambas condicionadas à apresentação de documentação específica. A etapa intermediária neste processo visa disponibilizar ao empreendedor um documento que facilite a interação deste com o ONS, transmissoras e distribuidoras, no que tange ao acesso à rede elétrica do SIN, sendo este parte integrante das condições para emissão da outorga, a ser descrito no próximo tópico. O documento em questão é o objeto da publicação do Despacho de Registro do Requerimento de Outorga (DRO) emitido pela ANEEL. Para obtenção do DRO, o empreendedor deve submeter a solicitação de registro do requerimento de outorga, acompanhada dos seguintes documentos:

- a) Formulários de Qualificação Jurídica;
- b) Formulários de Qualificação Técnica, compostos por:
 - i. Ficha Técnica para Requerimento de Outorga;
 - ii. Arranjo geral da Central Geradora;
 - iii. Diagrama elétrico unifilar geral simplificado;
 - iv. Estudo simplificado de pelo menos 3 anos de velocidade e direção do vento;
 - v. Declaração de Ciência de Proposta de Implantação de Novo Parque Eólico pelos titulares de parques eólicos já autorizados, ou que possuam DRO vigente, na região de interferência;
 - vi. Certificação de medições anemométricas e de estimativa da produção anual de energia elétrica associada ao empreendimento, emitida por certificador independente, com base em série de dados de pelo menos 3 anos.

Para obtenção da Outorga, caso já obtido o DRO, o empreendedor deve submeter a solicitação de outorga acompanhada dos seguintes documentos:

- a) Licença ambiental compatível com a etapa do projeto;
- b) Informação de Acesso emitida pela concessionária de distribuição, pelo ONS, ou, excepcionalmente, pela EPE, a respeito da viabilidade da conexão do empreendimento ao SIN. Este documento deve ser apresentado à ANEEL em até 60 dias após sua emissão;
- c) Sumário Executivo;
- d) Cronograma físico completo da implantação do parque, em que deverão ser destacadas as datas dos principais marcos de implantação;
- e) Garantia de Fiel Cumprimento (garantia financeira submetida à ANEEL e progressivamente restituída, conforme avanço da implantação do parque).

Com exceção dos empreendimentos que dependam de implantação de nova instalação de transmissão, a ANEEL somente analisará os pedidos de empreendimentos cuja previsão de data de entrada em operação comercial seja igual ou inferior a 3 anos. Se o empreendedor

desejar pular a etapa de emissão do DRO, este pode solicitar diretamente a emissão de outorga, mediante apresentação da documentação completa das duas etapas acima descritas.

O processo acima pode ser executado de maneira distinta em função do ambiente de comercialização pretendido. Para empreendimentos que venham a comercializar sua produção no ACL, o processo decorre basicamente na forma acima descrita, observadas as condições vinculadas aos documentos exigidos, ou seja, atendendo a todas as exigências do processo de Licenciamento Ambiental, do acesso a rede do SIN e assim por diante. Especificamente para comercialização no ACR, devem ser observadas ainda a sistemática de participação nos leilões, que será descrita em tópico específico na sequência do trabalho.

3.2 INTEGRAÇÃO E ACESSO ÀS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DO SIN

O ONS, diante da responsabilidade de propor regras para a operação das instalações de transmissão que compõem a Rede Básica de transmissão do SIN, consolida por meio dos Procedimentos de Rede os requisitos técnicos necessários para acesso às instalações de transmissão, a realização das atividades de planejamento e programação da operação eletroenergética, a administração de serviços de transmissão de energia elétrica, a proposição de ampliações e reforços para a Rede Básica e para as Demais Instalações de Transmissão (DITs), bem como as atividades de supervisão, coordenação e controle da operação do SIN²⁸.

Os principais objetivos dos PR são estabelecer, com base legal e contratual, as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, no que se refere a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do sistema elétrico, bem como especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) e nos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST).

Tratando-se da conexão e integração de empreendimentos de geração ao SIN, destacamos os Módulos 3 e 24 dos PR. O Módulo 3 apresenta as instruções e os processos para a viabilização do acesso às instalações de transmissão integrantes da Rede Básica. Já o Módulo 24 apresenta o processo de integração de instalações à operação do SIN, definindo as responsabilidades das partes envolvidas e formalizando as relações do ONS com a ANEEL, a CCEE e com os agentes que participam desse processo.

A conexão ao sistema elétrico pode ser realizada tanto por meio de instalações no âmbito da transmissão quanto da distribuição. As instalações sob responsabilidade da transmissora são aquelas que compõem a Rede Básica de transmissão, junto das Demais

Instalações de Transmissão (DIT), das Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG) ou ainda das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica.

Quando a conexão pretendida ocorrer no âmbito da distribuição, devem ser observadas as exigências dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), elaborados pela ANEEL, em especial o Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição²⁹. Caso a rede de distribuição acessada tenha tensão nominal acima de 69 kV, os PR definem condições técnicas mínimas a serem observadas, sem prejuízo daquelas estabelecidas pelo PRODIST.

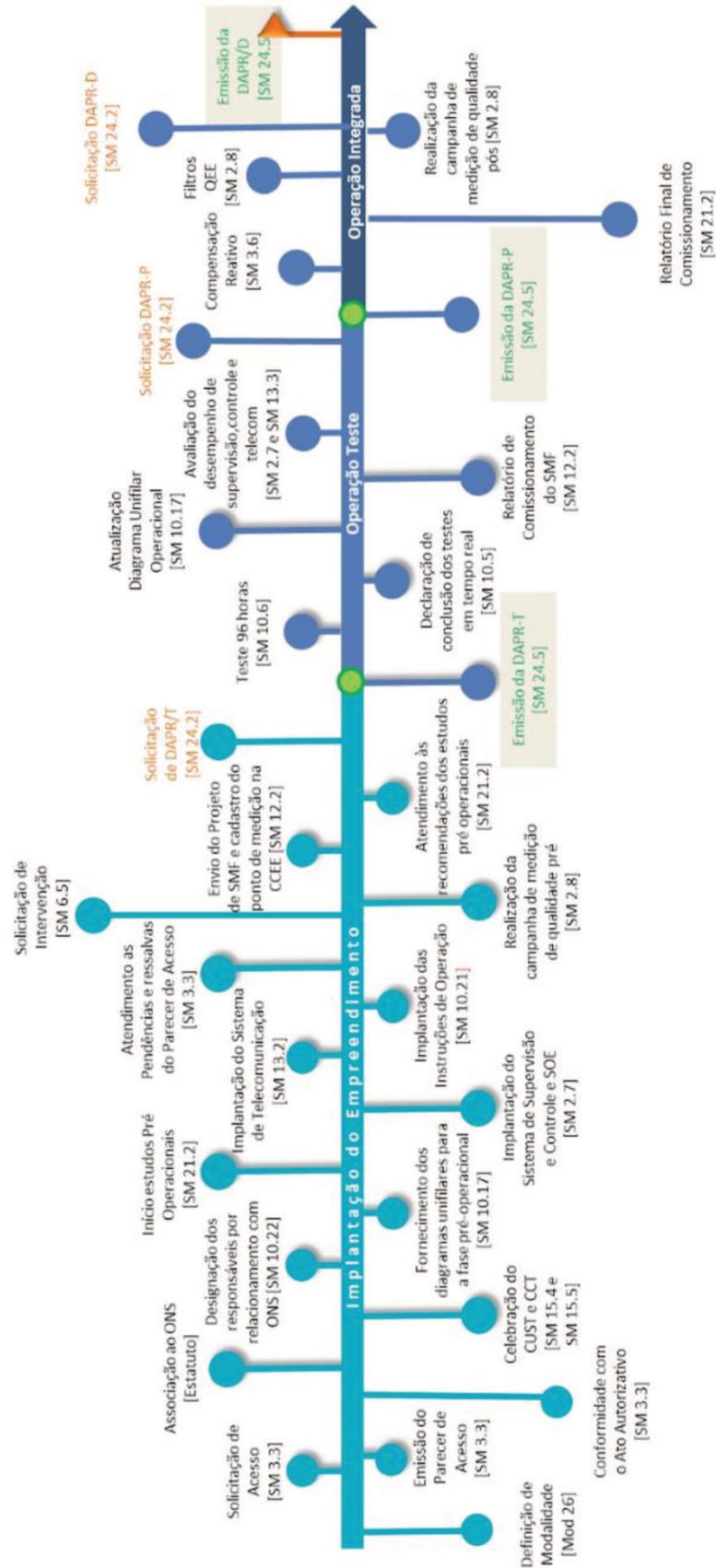
O processo de acesso pode seguir etapas intermediárias distintas em função do ambiente de comercialização pretendido. Para contratação através dos leilões de energia regulados, por exemplo, é necessário apresentar no ato de cadastramento junto à EPE:

- a) Parecer ou documento equivalente, para o acesso à Rede Básica, às DITs ou ICGs, emitido pelo ONS, na hipótese em que a data de início de suprimento de energia elétrica ocorrer em prazo inferior ou igual a três anos. Caso a previsão esteja além dos 3 anos, a EPE poderá emitir documento equivalente de acesso, válido exclusivamente para o respectivo leilão em que o empreendimento foi cadastrado.
- b) Parecer ou documento equivalente, para o acesso às redes de distribuição, emitido pelas distribuidoras e com data de emissão não superior a seis meses antes da data de cadastramento na EPE.

Cabe destacar que o empreendimento do ACR não fica dispensado de seguir as demais etapas do processo de acesso à rede elétrica, por ocasião de vitória no leilão. Desta forma, tanto os parques do ACL quanto ACR deverão cumprir com as etapas apresentadas na sequência.

A Figura 3.1 apresenta uma visão geral do processo de integração de novas instalações de geração junto às redes no âmbito de transmissão do SIN, segmentando as atividades de acordo com a etapa do processo - implantação, operação em teste e operação integrada.

Figura 3.1 – Visão geral da integração de novas



Fonte: ONS

3.2.1 Modalidade de Operação da Usina

O processo tem início com a definição da Modalidade de Operação, de acordo com a sistemática descrita no Módulo 26 dos PR. Conforme descrito no Submódulo 26.1 dos PR do ONS, a modalidade de operação da usina é definida a partir da avaliação dos impactos verificados tanto na operação hidráulica e energética do SIN, como também na segurança da rede de operação, caracterizando o relacionamento operacional com o ONS nos processos associados à administração da rede de transmissão, ao planejamento e programação da operação, à operação em tempo real, à pré-operação e à pós-operação.

As modalidades de operação podem ser do Tipo I, Tipo II (A, B ou C) e Tipo III. Cabe salientar a importância de solicitar a definição da modalidade de operação o quanto antes possível, uma vez que podem ser necessários investimentos adicionais não previstos aos sistemas de controle e comunicação, em função da categoria atribuída pelo ONS.

A modalidade Tipo I incorpora as usinas conectadas à Rede Básica que afetem a operação eletroenergética do SIN, independente da natureza da fonte primária, ou ainda usinas conectadas fora da Rede Básica, cuja potência líquida injetada na rede contribua para minimizar problemas operativos e proporcionar maior segurança para a rede de operação. Tais usinas terão a programação e despacho centralizados, ou seja, o programa de geração será estabelecido de forma coordenada e centralizada pelo ONS, em bases mensais, semanais e diárias e o despacho de geração no tempo real coordenado, estabelecido, supervisionado e controlado pelo ONS.

As usinas do Tipo II são aquelas que não causam impactos na segurança elétrica da rede de operação, mas que afetam os processos de planejamento, programação e operação em tempo real, estejam elas conectadas na Rede Básica ou não.

O Tipo II-A incorpora Usinas Térmicas (UTE) com Custo Variável Unitário (CVU) declarado e despachadas por ordem de mérito, e as Usinas Hidráulicas (UHE) com potência maior que 30 MW. A programação e despacho também serão realizados de forma centralizada pelo ONS.

O Tipo II-B agrega as usinas para as quais se identifica a necessidade de informações encaminhadas ao ONS, para possibilitar sua representação individualizada nos processos de planejamento e programação da operação. Além destas, são consideradas do Tipo II-B as usinas que, em função das características da fonte primária de geração, apresentam limitações que impeçam o atendimento ao despacho centralizado de forma sistemática, tais como as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), UTEs a biomassa, Eólica e Fotovoltaica. Tais usinas deverão ser

programadas conforme processo da programação diária estabelecida no Submódulo 8.1 dos PR e suas reprogramações em tempo real deverão ser informadas ao ONS.

O Tipo II-C corresponde ao conjunto de usinas que, embora individualmente não apresentem impactos significativos na rede de operação, compartilham o ponto de conexão e juntas contribuem de maneira significativa com a injeção de potência no SIN. Em termos de programação e despacho da geração, caracterizam-se de maneira similar ao exposto para o Tipo II-B.

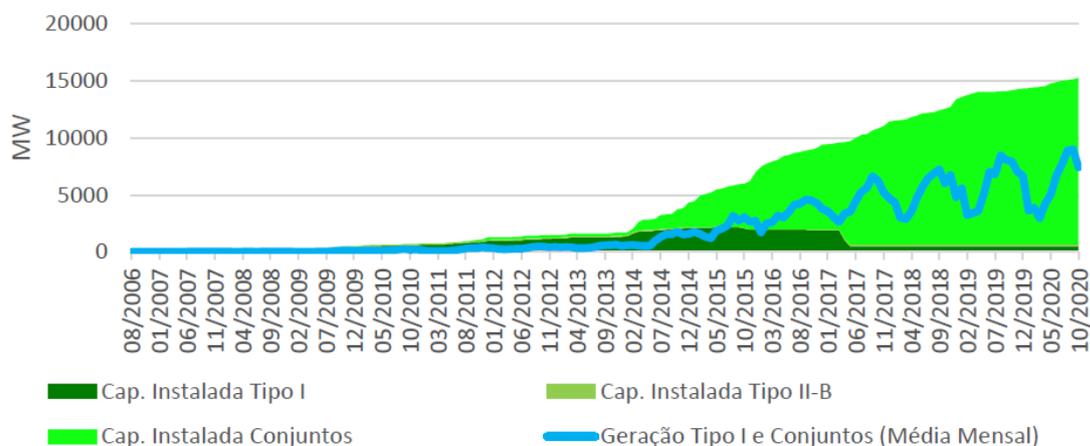
Por fim, as usinas do Tipo III são aquelas conectadas fora da Rede Básica e que não representem impactos na operação eletroenergética do SIN. Tais usinas não terão relacionamento operacional com o ONS.

Diversos empreendedores optam por segmentar seus projetos em parques de menor capacidade instalada, formando os complexos eólicos, devido as vantagens tributárias obtidas desta forma. Muitas vezes, os parques integrantes destes complexos compartilham do mesmo ponto de conexão ao sistema elétrico, o que pode classificá-los como usinas do Tipo II-C.

Cabe ressaltar que, em função da intermitência na velocidade do vento, a potência de saída dos aerogeradores é continuamente variável, e desta forma, ainda que uma usina eólica possa ser classificada em modalidade cujo despacho seja centralizado pelo ONS, isso não significa que o mesmo definirá a potência a ser gerada pela usina.

A Figura 3.2 ilustra a evolução da capacidade instalada de usinas eólicas por modalidade de operação e da média mensal de geração eólica verificada no SIN, em MW, referente as usinas em operação comercial. Pode-se notar na imagem as variações sazonais da geração eólica, ocasionadas pelo regime anual característico dos ventos, e o expressivo volume de participação das usinas do Tipo II-C, apresentado na ilustração como “Conjuntos”.

Figura 3.2 – Evolução da capacidade instalada e da geração de usinas eólicas no SIN.



Fonte: ONS (2020)

Nota-se, na imagem acima, que no início de 2017 houve uma redução significativa na Capacidade Instalada de usinas do Tipo I, em função da reclassificação para tipo II-C (Conjuntos) entre abril e maio do mesmo ano. A relação de empreendimentos afetados pode ser verificada nos Boletins Mensais de Geração Eólica do ONS.

Uma vez submetidas as informações técnicas necessárias para que o ONS possa avaliar a modalidade adequada, ele terá 30 dias, contados a partir da solicitação encaminhada pelo agente responsável pela usina, para emitir o Parecer Técnico Definição de Modalidade de Operação.

3.2.2 Consulta e Informação de Acesso

O processo de consulta de acesso visa esclarecer o acessante quanto aos requisitos para a conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora, bem como consolidar a documentação, as informações, os estudos e os dados necessários à formalização da solicitação de acesso. Tal processo encontra-se descrito no Submódulo 3.2 dos PR.

Integrado ao processo de consulta de acesso encontram-se as informações relativas à emissão de Informação de Acesso, necessária para a obtenção da Outorga de Autorização emitida pela ANEEL, de Documento Equivalente de Acesso, necessário para habilitação técnica da EPE para fins de cadastramento nos leilões regulados, e para emissão de Parecer Técnico, mediante solicitação da distribuidora, quanto aos impactos sobre o sistema de transmissão em virtude de acesso requerido no sistema de distribuição.

A Informação de Acesso e o Documento Equivalente consolidam a avaliação de viabilidade sistêmica do acesso solicitado, sendo que a Informação de Acesso somente será emitida pelo ONS nos casos em que a entrada em operação ocorra dentro de seu horizonte de estudos.

Já o Parecer Técnico deve ser solicitado pela distribuidora caso a modalidade de operação das centrais de geração for do Tipo I ou II-A, se a conexão ocorrer por meio de instalações que sejam parte integrante da Rede Complementar ou ainda se a injeção de potência tiver potencial de impactar o desempenho do sistema de transmissão. A distribuidora deverá considerar as informações do Parecer Técnico do ONS na elaboração de sua própria Informação ou Parecer de Acesso.

No processo de consulta de acesso, após a submissão das características gerais do empreendimento de geração por parte do solicitante, o ONS disponibiliza as informações básicas sobre o sistema elétrico de interesse, bem como sugere consulta aos Planos de Ampliações e Reforços (PAR) do ONS e ao Plano Decenal de Expansão (PDE) da EPE. Em seguida, cabe ao agente gerador entrar em contato com o agente de transmissão para a obtenção das informações necessárias à conexão. De posse das informações técnicas de que precisa, o acessante deve realizar os estudos para definir a melhor alternativa de conexão ao sistema elétrico, sob a ótica do menor custo global.

Caso vise a obtenção de Outorga de Autorização, o agente de geração, de posse do DRO, deverá protocolar a solicitação de Informação de Acesso junto ao ONS, mediante submissão das informações listadas abaixo, necessárias para a avaliação das condições sistêmicas da conexão.

- a) Informações sobre o interessado e o empreendimento, dentre as quais:
- b) Informações gerais;
- c) Dados do representante perante o ONS;
- d) Localização do empreendimento;
- e) Dados do ponto de conexão;
- f) Informações e dados da central geradora. No caso de eólica:
- g) Número de turbinas/geradores (por tipo);
- h) Potência nominal instalada total (MW) (por tipo);
- i) Potência máxima a ser injetada no sistema elétrico (MW);
- j) Data da conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora.

- k) Carta do agente de transmissão a ser acessado, atestando a viabilidade física da conexão;
- l) CD contendo estudos sistêmicos, incluindo os resultados dos estudos de fluxo de potência e de curto-circuito para o ano de entrada em operação e os subsequentes a este, dentro do horizonte de estudos do ONS.

A Informação de Acesso será emitida em até 30 dias contados à partir do protocolo de solicitação cadastrado no ONS, desde que todas as informações acima descritas também sejam disponibilizadas. Para emissão do Documento Equivalente de Acesso, o procedimento é idêntico ao anterior, com exceção da dispensa de apresentação do DRO.

3.2.3 Solicitação e Parecer de Acesso

A Solicitação de Acesso, conforme Submódulo 3.3 do PR, é a forma final da requisição por parte do agente de geração da avaliação sistêmica do ONS perante a conexão de interesse. O Parecer de Acesso é o objeto final emitido pelo ONS em resposta à solicitação do agente, cujo conteúdo consolida as avaliações de viabilidade técnica, analisa a capacidade disponível do sistema de transmissão para atender o acessante e manter o atendimento aos demais agentes dentro dos requisitos de segurança, qualidade e confiabilidade, além de estipular as ampliações e reforços eventualmente necessários para comportar as novas instalações.

O parecer ainda tem como função secundária antecipar questões relevantes de natureza regulatória e operativa ou aspectos que afetam a qualidade do serviço oferecido por meio da Rede Básica, além de constituir parte integrante do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) ou Distribuição (CUSD), conforme o caso.

O empreendedor deve protocolar a solicitação de acesso junto ao ONS e ao agente responsável pelas instalações do ponto de conexão pretendido. Para conexões de caráter permanente, a antecedência mínima da solicitação deve ser de 3 anos, nos casos em que a conexão dependa de ampliações ou reforços na Rede Básica, ou de 1 ano, caso contrário. A solicitação de acesso deve ser submetida juntamente da documentação listada abaixo, conforme especificado no Submódulo 3.4 dos PR:

- a) Resultados dos estudos de integração do empreendimento à rede elétrica, entre os quais:

- i. Análise de curto-circuito, fluxo de potência e estabilidade eletromecânica;
 - ii. Para empreendimentos com geradores capazes de operar em paralelo ao SIN, resultados dos ensaios e/ou simulações que demonstrem o atendimento dos sistemas de controle e regulação de velocidade e tensão quanto aos critérios estabelecidos no Submódulo 3.6;
 - iii. Para empreendimentos com equipamentos com características elétricas não lineares, estudos que avaliem o impacto na Qualidade de Energia Elétrica (QEE), como os fenômenos de distorção harmônica, desequilíbrio e flutuação de tensão no ponto de conexão;
- b) Informações para supervisão e controle em tempo real pelo ONS, como:
- i. Arquitetura do sistema de supervisão e controle utilizados;
 - ii. Filosofia adotada na telemedição e telecontrole da usina;
- c) Informações gerais, tais como:
- i. Dados cadastrais do empreendimento;
 - ii. Documento comprobatório do ato de outorga;
 - iii. Dados da Central Geradora Eólica, incluindo informações sobre as turbinas, caixa de velocidades, geradores, sistemas de proteção e controle, além do histórico de medições anemométricas;
 - iv. Dados das instalações e do ponto de conexão;
 - v. Diagrama unifilar do parque, incluindo projeto da subestação elevadora.

O ONS deve avaliar em 30 dias, contados à partir do protocolo de solicitação de acesso, se a documentação encaminhada cumpre com as especificações do PR, informando ao agente se há necessidade de estudos específicos, como os de QEE ou de transitórios eletromagnéticos e informando a todos os agentes potencialmente afetados da solicitação de acesso registrada.

Não havendo pendências, o ONS deverá avaliar a solicitação de acesso sob o ponto de vista técnico, identificando eventuais necessidades de ampliações, reforços ou melhorias para a viabilização técnica da conexão. O Parecer Técnico para uso da rede em caráter permanente terá validade de 90 dias e será emitido pelo ONS dentro dos seguintes prazos e condições, contados à partir do recebimento de toda a documentação:

- a) 30 dias, caso não exista necessidade de ampliações, reforços ou melhorias nas instalações de transmissão;
- b) 120 dias, caso se identifique a necessidade de reforços ou melhorias nas instalações de transmissão;
- c) 1 ano, se identificada necessidade de ampliação nas instalações de transmissão.

3.2.4 Contratos de Conexão e Uso da Rede Elétrica

Após a emissão do Parecer de Acesso, o agente de geração deverá celebrar o CUST/CUSD e o Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão (CCT), ou equivalentemente, o Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição (CCD), conforme o caso. A entrada em operação em teste e comercial somente ocorrerá quando o Parecer de Acesso, os contratos acima indicados e as instalações físicas estiverem de acordo com a outorga de autorização e após a emissão, pelo ONS, da Declaração de Atendimento aos Requisitos dos Procedimentos de Rede (DAPR).

No que se refere às instalações de conexão, os relacionamentos técnico, operacional e administrativo, incluindo a definição das responsabilidades durante as etapas de construção, montagem, comissionamento, operação e manutenção, devem ser estabelecidos no CCT/CCD, celebrados entre o acessante e o agente acessado, com a interveniência do ONS no caso do CCT. Cabe destacar que as providências para implantação das obras e a conexão às instalações só podem ser efetivadas após a assinatura dos respectivos contratos de uso e de conexão.

3.2.5 Sistema de Medição de Faturamento

O Sistema de Medição de Faturamento (SMF) é responsável por mensurar a energia consumida ou entregue ao SIN, de modo a subsidiar a contabilização e liquidação financeira realizada pela CCEE, além de apurar as demandas nos processos realizados pelo ONS. O conjunto de equipamentos que efetua a coleta destas informações é composto pelo medidor de energia e pelos Transformadores de Potencial (TP) e de Corrente (TC). As medições são armazenadas na memória de massa do medidor e a CCEE realiza a coleta destes periodicamente por meio de um canal de comunicação estabelecido via internet. O Módulo 12 dos PR do ONS apresenta os requisitos técnicos para a instalação e manutenção do SMF, além de orientar quanto à forma de coleta dos dados e compartilhamento das informações entre CCEE e ONS.

A apuração dos dados de faturamento é realizada mensalmente pela CCEE com base nos dados sincronizados com o Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE). Os pontos de medição costumam utilizar dois medidores, principal e retaguarda. Na ocasião de falha do medidor principal, o medidor de retaguarda pode ser utilizado para preencher os dados do período, evitando assim problemas na contabilização financeira. Ainda assim, caso haja problemas na medição, os dados são passíveis de ajuste no ambiente do SCDE, mediante apresentação de justificativa e cálculos adequados, a serem aprovados pela CCEE como forma de substituir os valores originais divergentes dos reais.

A regulamentação prevê a realização de inspeções lógicas, procedimento no qual a CCEE acessa diretamente os medidores de faturamento, sem aviso prévio, e verifica os parâmetros de configuração e dados de medição registrados no mesmo, visando identificar falhas ou fraudes. Em caso de falhas de inspeção recorrentes, pode ser aplicada penalização ao agente. Por este motivo, a infraestrutura de comunicação do SMF deve dispor de alta disponibilidade e confiabilidade, muitas vezes com links de redundância, para evitar o tipo de situação acima mencionado.

3.3 LEILÕES DE ENERGIA REGULADOS

Conforme Portaria do MME nº 102, de 22 de março de 2016³⁰, cabe à EPE o cadastro e habilitação técnica dos empreendimentos que desejem participar dos leilões de venda de energia elétrica. Para tanto, os empreendimentos deverão estar registrados na ANEEL, em consonância com o disposto no § 4º do art. 12 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004³¹, sendo que o DRO serve para tal propósito, de acordo com o § 7º do art. 6 da REN 876/2020.

A Nota Técnica (NT) EPE-DEE-017.2009-r14 apresenta as informações e os procedimentos necessários para o cadastro com fins de habilitação técnica por parte da EPE³², sem prejuízo de quaisquer informações que sejam protocoladas na portaria do respectivo leilão de interesse, onde serão definidas a sistemática e os montantes de energia a serem contratados.

Conforme o § 1º do art. 5 da Portaria 102/2016, fica definido como parque eólico o conjunto de aerogeradores interligados eletricamente, situados nas áreas circulares com raio de até dez quilômetros em torno das Torres de Medição Anemométrica (TMA), no caso de terrenos de superfície plana com rugosidade homogênea, e com raio de até seis quilômetros, no caso de terrenos complexos, identificados os aerogeradores e as torres de medição por suas coordenadas

UTM (Universal Transversa de Mercator), sujeita à validação da EPE a definição do raio quanto à adequação com a topografia.

Junto da solicitação de cadastramento encaminhada à EPE, devem ser submetidos para análise:

- a) Ficha de Dados, conforme padrão descrito na NT EPE-DEE-017.2009-r14;
- b) Comprovante do direito de usar ou dispor do local a ser destinado ao empreendimento;
- c) Memorial Descritivo do Projeto, conforme padrão descrito na NT EPE-DEE-017.2009-r14;
- d) Orçamento dos empreendimentos, incluindo sua conexão à rede elétrica e os custos socioambientais, com o detalhamento necessário para fins de enquadramento do projeto no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), bem como a estimativa de geração de empregos diretos durante a fase de construção do empreendimento;
- e) Parecer ou Documento Equivalente de Acesso às Instalações de Transmissão emitido pelo ONS, na hipótese em que a data de início de suprimento de energia elétrica ocorrer em prazo inferior ou igual a três anos;
- f) Parecer ou documento equivalente, para o acesso às redes de distribuição, emitido pelas distribuidoras e com data de emissão não superior a seis meses antes da data de cadastramento na EPE;
- g) Licença Prévia (LP), Licença de Instalação (LI) ou Licença de Operação (LO), emitida pelo órgão ambiental competente;
- h) Estudos e relatórios de impacto ambiental exigidos no processo de licenciamento ambiental;
- i) Registro emitido pela ANEEL, conforme disposto anteriormente;
- j) Certificação de medições anemométricas e de estimativa da produção de energia elétrica associada ao empreendimento, emitida por certificador independente.

Conforme o § 12 do art. 4 da Portaria 102/2016, para os empreendimentos cujo prazo para entrada em operação for superior a 3 anos, a EPE poderá emitir informação de acesso à Rede Básica, DIT ou ICG para os empreendimentos habilitados tecnicamente. Conforme o art. 5 da Portaria 102/2016, devem ser atendidos ainda os seguintes requisitos:

- a) Apresentação de declaração do empreendedor, no ato do Cadastramento, de que os aerogeradores a serem instalados são máquinas novas, sem nenhuma utilização anterior, seja para fins de teste de protótipo ou produção comercial;
- b) Apresentação, no ato do Cadastramento, de declaração do empreendedor de que os aerogeradores a serem instalados, independente da potência do parque eólico, cumprirão os requisitos de desempenho estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS, em particular aqueles referentes a afundamentos de tensão durante faltas, controle e fornecimento de potência reativa, em caso de conexão à Rede Básica, DIT ou ICG do SIN, e quando conectados a sistemas de distribuição, além dos previstos no PRODIST, atenderão, ainda, aos requisitos estabelecidos pela distribuidora local;
- c) Apresentação, no ato do Cadastramento, de histórico de medições contínuas da velocidade e direção dos ventos, em duas alturas distintas, sendo a altura mínima de cinquenta metros, por período não inferior a trinta e seis meses consecutivos, realizadas no local do parque eólico, integralizadas a cada dez minutos e com índice de perda de dados inferior a dez por cento.
- d) Apresentação, no ato do Cadastramento, dos valores de Produção Anual de Energia Certificada com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior que cinquenta por cento e noventa por cento (P50 e P90, respectivamente) e da respectiva incerteza padrão, considerando todo o período contratual. Os valores devem ser atestados por entidade certificadora independente, que não possua participação societária, direta ou indireta, no empreendimento de geração a partir de fonte eólica e que, também, não tenha sido e nem seja responsável pelo desenvolvimento do projeto, condicionada a apresentação à EPE de comprovação de que a empresa certificadora independente realizou, nos últimos seis anos, pelo menos cinco certificações de dados de medição dos ventos e de geração a partir de fonte eólica de projetos nacionais ou internacionais que estejam em construção ou em operação, de ao menos três proprietários distintos.

Quando o acesso ocorrer por meio de Instalações no âmbito da distribuição, devem ser observadas as regras estabelecidas no PRODIST, em especial às do Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição.

3.4 PUBLICAÇÃO DE GARANTIA FÍSICA

Garantia Física corresponde à quantidade de energia que uma unidade de geração consegue suprir, dado um critério de suprimento definido³³. A Garantia Física de uma usina define o montante de energia máximo que esta pode comercializar. A publicação deste valor é realizada por meio de Portaria específica do MME, sendo que os cálculos e validações são realizados pela EPE.

A Portaria MME 101, de março de 2016, consolida o equacionamento para cálculo da Garantia Física de usinas eólicas³⁴. A Equação 3.1 abaixo representa a composição deste valor:

$$GF = \frac{[P90_{ac} \times (1-TEIF) \times (1-IP) - \Delta P]}{8760} \quad (3.1)$$

Sendo:

- a) GF: garantia física de energia, em MW médio;
- b) P90ac: produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento, constante da Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia;
- c) TEIF: taxa equivalente de indisponibilidade forçada, por unidade - pu;
- d) IP: indisponibilidade programada, por unidade - pu;
- e) ΔP : estimativa anual do consumo interno e perdas elétricas até o PMI da usina, em MWh; e
- f) 8760: número de horas por ano.

Ainda conforme esta portaria, a produção anual de energia certificada deve considerar o abatimento das perdas por conta da disposição dos aerogeradores, das condições meteorológicas locais, da densidade do ar, da degradação das pás e das perdas aerodinâmicas do próprio parque e dos efeitos esteira e turbulência de outros parques, entre outras.

No Leilão de Energia Nova (LEN) A-6/2019 os empreendimentos eólicos vencedores registram uma Potência Nominal média de 28,5 MW e Garantia Física média de 11,7 MWmed. A relação entre Garantia Física e Potência Nominal média dos parques foi de 0,44, variando entre 0,28 e 0,62. A Tabela 1 apresenta a relação das usinas eólicas vencedoras do leilão em questão.

Tabela 1 – Usinas eólicas vencedoras do Leilão de Energia Nova A-6/2019

Usina	Potência Nominal (MW)	Garantia Física (MWmed)	Garantia Física/Pot. Nominal
AURA CAETITÉ 01	29,4	11,1	0,38
AURA CAETITÉ 02	29,4	12,9	0,44
AURA CAETITÉ 03	29,4	11,2	0,38
AURA CAETITÉ 04	21,2	9	0,42
AURA QUEIMADA NOVA 01	30	11,3	0,38
AURA QUEIMADA NOVA 02	29,4	13,2	0,45
AURA TANQUE NOVO 01	21,2	7,1	0,33
AURA TANQUE NOVO 02	15,9	6,2	0,39
AURA TANQUE NOVO 03	12,6	4,7	0,37
CAETITÉ D	27,5	12,1	0,44
GAMELEIRA 1	30	8,6	0,29
GAMELEIRA 2	30	8,6	0,29
GAMELEIRA 3	30	8,6	0,29
GAMELEIRA 4	30	8,6	0,29
GRAVIOLA 1	75	22,9	0,31
GRAVIOLA 2	75	22,9	0,31
GRAVIOLA 3	75	23	0,31
GRAVIOLA 4	75	22,9	0,31
JANDAIRA I	11	5,3	0,48
JANDAIRA II	26,4	13,5	0,51
JANDAIRA III	28,6	14,6	0,51
JANDAIRA IV	28,6	14,2	0,50
LUIZ GONZAGA II	30	9	0,30
SERRA DA MANGABEIRA	75,6	40,2	0,53
SERRA DO MEL I	60	20,9	0,35
SERRA DO MEL II	20	7	0,35
SERRA DO SERIDÓ II	17,325	7,6	0,44
SERRA DO SERIDÓ III	45,045	20,9	0,46
SERRA DO SERIDÓ IV	34,65	16,3	0,47
SERRA DO SERIDÓ IX	45,045	21,7	0,48
SERRA DO SERIDÓ VI	24,255	10,7	0,44
SERRA DO SERIDÓ VII	48,51	19,7	0,41
VENTOS DE SANTA EUGENIA 01	30	13,3	0,44
VENTOS DE SANTA EUGENIA 02	30	12,1	0,40
VENTOS DE SANTA EUGENIA 03	30	14,2	0,47
VENTOS DE SANTA EUGENIA 05	30	14,8	0,49
VENTOS DE SANTA EUGENIA 06	30	13,2	0,44
VENTOS DE SANTA EUGENIA 07	30	13,9	0,46
VENTOS DE SANTA EUGENIA 08	30	13,2	0,44
VENTOS DE SANTA EUGENIA 09	30	14,3	0,48
VENTOS DE SANTA EUGENIA 12	30	13,8	0,46
VENTOS DE SANTA EUGENIA 13	30	14,1	0,47
VENTOS DE SANTA LEIA 01	8,4	5	0,60
VENTOS DE SANTA LEIA 02	8,4	4,9	0,58
VENTOS DE SANTA LEIA 03	8,4	4,9	0,58
VENTOS DE SANTA LEIA 04	8,4	5,2	0,62
VENTOS DE SANTA LEIA 05	8,4	5	0,60

Usina	Potência Nominal (MW)	Garantia Física (MWmed)	Garantia Física/Pot. Nominal
VENTOS DE SANTA LEIA 12	8,4	4,9	0,58
VENTOS DE SANTA LEIA 13	8,4	4,8	0,57
VENTOS DE SANTA LEIA 14	8,4	4,8	0,57
VENTOS DE SÃO JANUÁRIO 15	8,4	4	0,48
VENTOS DE SÃO JANUÁRIO 16	8,4	4	0,48
VENTOS DE SÃO JANUÁRIO 17	8,4	4,1	0,49
VENTOS DE SÃO JANUÁRIO 18	8,4	4	0,48
VENTOS DE SÃO JANUÁRIO 19	8,4	4	0,48
Total de Usinas: 55	Média: 28,5	11,7	0,44

Fonte: ANEEL (2020).

Cabe destacar que o valor da GF de usinas eólicas pode ser recalculado, se houverem alterações nas características técnicas do empreendimento. Diversos agentes optam por reservar uma parcela da GF para comercialização no ACL, devido a crescente viabilidade de negociação neste ambiente.

3.5 CONTRATOS DE COMERCIALIZAÇÃO

As operações financeiras no mercado de energia são centralizadas junto à CCEE. Tanto a contabilização oriunda da Medição de Faturamento, quanto o próprio registro dos contratos de compra e venda de energia estabelecidos entre geradores, distribuidoras e comercializadoras são realizados também em ambiente próprio da CCEE. É com base nas informações registradas nesses documentos que a CCEE apura as eventuais exposições no mercado de curto prazo e o montante que cada agente tem de débito ou crédito para com as outras partes. Os agentes devem se registrar no sistema próprio da CCEE e atentar-se aos Procedimentos de Comercialização³⁵.

Destaque deve ser dado às diferenças nos contratos do ambiente regulado e livre. No ACL, vigora a premissa de livre negociação, tal que as cláusulas dos contratos, os montantes de energia e o preço são estabelecidos em acordo direto entre as partes. Já no ACR, o montante de energia a ser contratado em cada leilão é pré-estabelecido pelo MME por meio de portaria específica, de acordo com a declaração de necessidade apontada pelas Distribuidoras. A

sistemática dos leilões proporciona que a energia seja contratada pelo menor preço: vence o agente que ofertar o menor custo pela energia gerada.

A comercialização da energia firmada nos leilões regulados é registrada por meio dos Contratos de Compra de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), podendo estes ser estabelecidos nas modalidades por quantidade ou disponibilidade. O CCEAR por quantidade permite determinar a quantidade mensal de energia contratada por meio do processo de sazonalização do contrato. A soma das parcelas mensais deve ser igual à quantidade anual de energia contratada. Desta forma, o balanço energético e a liquidação financeira destes contratos tornam-se mais aderentes à realidade dos empreendimentos com perfil de geração sazonal, como a eólica. Com isso, o risco de exposição negativa no mercado de curto prazo é minimizado, tanto para comprador, quanto vendedor.

3.6 LICENCIAMENTO AMBIENTAL

A Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA), figurada pela Lei 6.938, de 31 de agosto de 1981, tem por objetivo a preservação, melhoria e recuperação da qualidade ambiental³⁶. Esta mesma lei criou o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), entidade responsável pelo estabelecimento, mediante proposta do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), de normas e critérios para o licenciamento de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras, a ser concedido pelos Estados e supervisionado pelo IBAMA, e ao controle e à manutenção da qualidade do meio ambiente com vistas ao uso racional dos recursos ambientais.

A PNMA também foi responsável pela constituição do Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA), integrado pelos órgãos e entidades da União, dos Estados, do Distrito Federal, dos Territórios e dos Municípios, bem como as fundações instituídas pelo Poder Público, responsáveis pela proteção e melhoria da qualidade ambiental.

Dentro de suas atribuições, o CONAMA estabelece por meio da Resolução nº 237, de 19 de dezembro de 1997³⁷, no inciso I do Art. 1º que o Licenciamento Ambiental é “procedimento administrativo pelo qual o órgão ambiental competente licencia a localização, instalação, ampliação e a operação de empreendimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras ou daquelas que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental, considerando as disposições legais e regulamentares e as normas técnicas aplicáveis ao caso.”

O inciso II do Art. 1º da mesma resolução define a Licença Ambiental como o “ato administrativo pelo qual o órgão ambiental competente estabelece as condições, restrições e medidas de controle ambiental que deverão ser obedecidas pelo empreendedor, pessoa física ou jurídica” responsável pelo empreendimento em análise. Os tipos de licença e sua respectiva aplicabilidade também são apresentados nesta resolução, conforme descrito abaixo:

- a) Licença Prévia - concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento ou atividade aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implementação. Prazo de validade máximo de 5 anos;
- b) Licença de Instalação - autoriza a instalação do empreendimento ou atividade de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes, da qual constituem motivo determinante. Prazo de validade máximo de 6 anos;
- c) Licença de Operação - autoriza a operação da atividade ou empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinados para a operação. Prazo de validade entre 4 e 10 anos.

Por meio da Resolução nº 462, de 24 de julho de 2014, o CONAMA estabeleceu os procedimentos e critérios para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre³⁸. São apresentados os procedimentos para licenciamentos no formato padrão e na versão simplificada, sendo esta última disponibilizada ao empreendedor, caso o órgão competente ateste que as instalações se enquadram como sendo de baixo impacto ambiental. O órgão licenciador é responsável por estabelecer os critérios de porte aplicáveis para fins de enquadramento como baixo impacto.

Na hipótese de enquadramento na condição de baixo impacto ambiental, o empreendedor fica dispensado de apresentação do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e do Relatório de Impacto sobre o Meio Ambiente (RIMA). Assim, deve apresentar somente o Relatório Ambiental Simplificado (RAS), contendo as informações relativas ao diagnóstico ambiental da região de inserção do empreendimento, sua caracterização, a identificação dos impactos ambientais e das medidas de controle mitigadoras e compensatórias.

Do contrário, ou seja, caso o projeto não se enquadre como sendo de baixo impacto ambiental, o EIA e RIMA deverão ser submetidos para análise. Por padrão, não se enquadram como baixo impacto os empreendimentos que estejam localizados:

- a) em formações dunares, planícies fluviais e de deflação, mangues e demais áreas úmidas;
- b) no bioma Mata Atlântica e implicar corte e supressão de vegetação primária e secundária no estágio avançado de regeneração;
- c) na Zona Costeira e implicar alterações significativas das suas características naturais;
- d) em zonas de amortecimento de unidades de conservação de proteção integral, adotando-se o limite de 3 km (três quilômetros) a partir do limite da unidade de conservação, cuja zona de amortecimento não esteja ainda estabelecida;
- e) em áreas regulares de rota, pousio, descanso, alimentação e reprodução de aves migratórias;
- f) em locais em que venham a gerar impactos socioculturais diretos que impliquem inviabilização de comunidades ou sua completa remoção;
- g) em áreas de ocorrência de espécies ameaçadas de extinção e áreas de endemismo restrito, conforme listas oficiais.

4 VISÃO GERAL DE UM PARQUE EÓLICO

Parques Eólicos são empreendimentos que envolvem significativa complexidade. O projeto e desenvolvimento de AEGs, assim como de parques eólicos como um todo, dependem de recursos tecnológicos de ponta, recursos logísticos, capital financeiro e pessoal capacitado para desempenhar as atividades envolvidas neste tipo de projeto.

Empreendimentos de geração de energia elétrica, em geral, são obras de grandes proporções e que demandam aportes financeiros expressivos durante sua fase de desenvolvimento. Com uma vida útil inicial estimada entre 20 e 25 anos, as centrais de geração de energia se caracterizam como investimentos de longo prazo, uma vez que o retorno acontece de forma gradual, e no caso da eólica, dado em função do desempenho durante seu ciclo de vida^{39 40}.

Naturalmente, tais projetos estarão sujeitos a incertezas relativas ao seu desempenho, e por consequência, à sua taxa de retorno sobre o investimento. É responsabilidade da equipe de projeto quantificar, e se possível, minimizar tais incertezas, proporcionando um cenário seguro para a obtenção de investidores interessados. Cabe, neste sentido, se utilizar de técnicas de gerenciamento de projetos, gerenciamento de riscos, análises financeiras, e, claro, estudos técnicos sobre a natureza do local e dos equipamentos que permitam embasar todos os demais.

4.1 COMPOSIÇÃO TÍPICA DE UM PARQUE EÓLICO

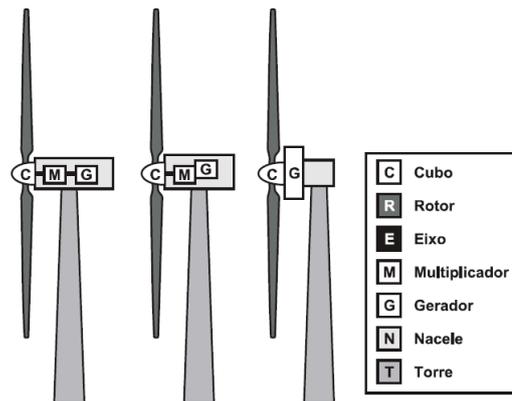
Um parque eólico é composto por equipamentos e estruturas de função e natureza elétrica, eletrônica, mecânica e civil. Para que seja possível embasar a compreensão dos próximos tópicos deste trabalho, será apresentada na sequência uma visão geral dos principais componentes que formam um parque eólico, bem como, onde cabível, sua ilustração. O embasamento teórico dos subtópicos 4.1.1 a 4.1.3 foi feito de maneira composta com as referências de índice 3, 7, 26, 41, 42 e 43.

4.1.1 Aerogeradores

A estrutura mais notável deste tipo de usina é a do aerogerador, composto principalmente pela torre de sustentação, rotor e gerador elétrico. O rotor, integrado pelas pás e cubo, é responsável por captar a energia cinética do vento e transformá-la em energia

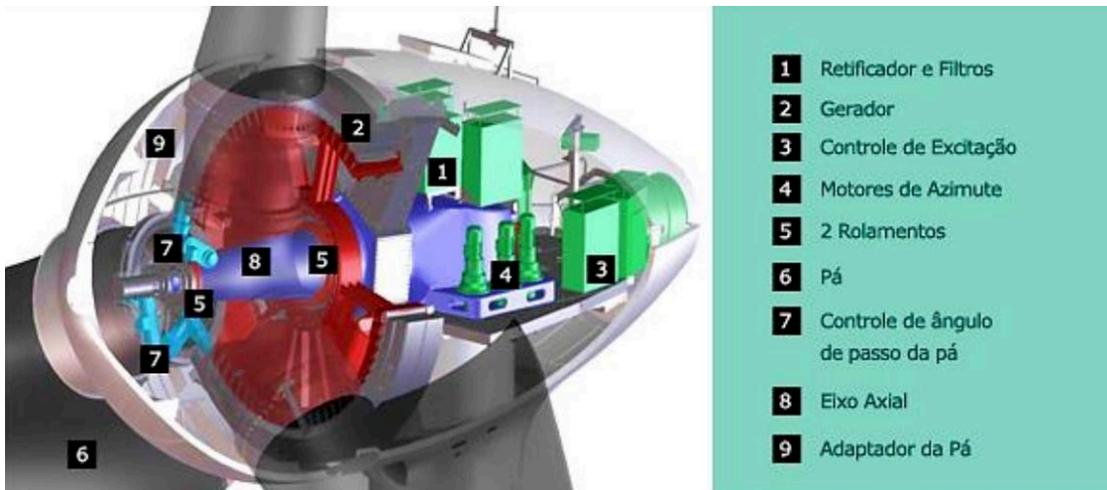
mecânica de rotação. Esta energia é então transferida ao gerador por meio do eixo e da caixa de velocidades, para que possa ser convertida para energia elétrica. As Figuras 4.1 e 4.2 ilustram os principais componentes de um aerogerador típico, a serem descritos na sequência.

Figura 4.1 – Ilustração dos principais componentes de um aerogerador típico.



Fonte: CRESESB (2008)

Figura 4.2 – Esquema de um aerogerador sem caixa multiplicadora.



Fonte: Wobben (2013, apud DAMAS, 2013, p. 92)

4.1.1.1 Rotor

O rotor é comumente designado como o conjunto composto pelas pás e cubo, sendo responsável pela captação da energia primária e transferência desta na forma de rotação mecânica para o gerador elétrico por meio do eixo.

Em termos de estrutura, os aerogeradores podem ser segmentados entre os de Eixo Horizontal, ou *Horizontal Axis Wind Turbine (HAWT)*, semelhantes ao modelo ilustrado na Figura 4.1 acima, e os de Eixo Vertical, ou *Vertical Axis Wind Turbine (VAWT)*, ilustrados nas Figuras 4.2 e 4.3. Ambas as categorias possuem diferenças marcantes no que tange ao formato das pás e especialmente no plano de rotação destas em relação à torre e direção do vento.

Nos rotores VAWT, as pás giram em torno da estrutura da torre, dispostas de maneira que sempre consigam captar o vento, independente da direção de escoamento. Entre os modelos que constituem esta categoria, os mais conhecidos são os do tipo Darrieus e Savonius.

Figura 4.3 – Aerogerador do tipo VAWT com rotor Darrieus.



Fonte: <https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/3/3c/Darrieus-windmill.jpg>

Figura 4.4 – Aerogerador do tipo VAWT com rotor Savonius.



Fonte: <https://www.needpix.com/photo/1230435/savonius-rotor-vertical-wind-turbine-advertising-wind-system-free-pictures-free-photos-free-images-royalty-free-free-illustrations>

Já na categoria dos rotores HAWT, o plano das pás está sempre disposto paralelamente à torre e perpendicularmente em relação à direção de propagação do vento. A Figura 4.4 ilustra um aerogerador típico desta classe. Os rotores HAWT mais comumente utilizados são os de três pás, devido ao melhor balanço entre eficiência aerodinâmica, custo, peso e estabilidade, fatores decisivos na implantação de aplicações em larga escala.

Figura 4.5 – Aerogerador do tipo HAWT com rotor de três pás.



Fonte: https://storage.needpix.com/rsynced_images/wind-turbine-4177841_1280.jpg

Dentro da categoria HAWT, os rotores podem ainda ser segmentados entre os tipos *upwind*, no qual as pás ficam a frente da torre em relação ao escoamento do vento, e *downwind*, quando o vento atinge as pás depois de passar pela estrutura da torre. Além da diferença marcante no aspecto aerodinâmico, no modelo *downwind* o posicionamento do rotor em relação ao vento acontece de forma passiva, enquanto nos rotores do tipo *upwind*, é necessário um sistema de controle conhecido como *Yaw System*, que permite orientar ativamente o rotor e a nacelle em relação à direção do vento. Além deste, o sistema de *pitch control*, responsável pelo ajuste do ângulo de passo das pás, faz parte de um sistema de controle automatizado, que continuamente busca operar a turbina no ponto ótimo de aproveitamento energético em função das condições do vento.

Entre os modelos de ambas as categorias VAWT e HAWT, diversas topologias foram propostas no decorrer do tempo, porém, com exceção de algumas poucas aplicações, nenhuma outra se disseminou tanto quanto a tecnologia das turbinas HAWT de três pás. Por este motivo, esta será a topologia sobre a qual este trabalho discorrerá.

4.1.1.2 Drivetrain

Drivetrain compreende o conjunto composto pela caixa de velocidades, eixo, gerador e conversores elétricos. As topologias de geradores utilizados podem ser classificadas de acordo com a velocidade de rotação e do tipo de máquina. Podem ser utilizados tanto Geradores Síncronos quanto Assíncronos, sendo que as topologias podem ainda ser segmentadas entre sistemas de geração com velocidade fixa ou variável, o que será traduzido em características de Torque x Velocidade distintas.

Apesar da simplicidade e do menor custo dos sistemas de velocidade fixa, estes estão caindo em desuso, sendo gradativamente substituídos pelos de velocidade variável. Conforme mencionado no capítulo 2, as curvas $C_p - \lambda$ ilustram a TSR ótima de operação dos rotores. Isto implica que em sistemas de velocidade variável, diferente dos de velocidade fixa, ao controlar a velocidade de rotação do rotor, e conseqüentemente a TSR, estes conseguem operar mais próximos do ponto ótimo de funcionamento do rotor para diferentes velocidades do vento, o que explica o motivo da transição entre os sistemas.

Os fabricantes disponibilizam as características de potência nominal, curva de potência e restrições operativas de seus equipamentos através de catálogos técnicos, e o empreendedor, mediante análise das características locais e dos requisitos de projeto, faz a seleção das máquinas que melhor atendam às suas necessidades, considerando ainda critérios como a prestação de serviços de Operação e Manutenção.

4.1.1.3 Nacele

A Nacele é a parte do aerogerador onde são montados e conectados o gerador, eixo de transmissão, caixa de velocidades (caso exista), sistemas de controle e de medição do vento, todos instalados em sua carcaça metálica, no topo da torre de sustentação. A conexão entre cubo, rotor e eixo de transmissão é realizada de maneira acoplada à Nacele.

4.1.1.4 Torre e Fundação

O conjunto composto por torre e fundação civil são responsáveis pela sustentação mecânica do aerogerador, assegurando que as centenas de toneladas em constante movimento estejam seguras contra o colapso, mesmo em condições adversas, como tempestades. O corpo

da torre é constituído por módulos que costumam ser metálicos ou de concreto, já as fundações variam em função das características geológicas locais, do peso dos componentes do aerogerador e de seu design. Para auxiliar na determinação do modelo ideal de fundação, devem ser conduzidos estudos topográficos e sondagens que permitam caracterizar a resistência mecânica do solo local.

4.1.2 Rede Elétrica

Por mais que o Aerogerador figure como o principal e mais notável componente de um parque eólico, este não atua sozinho. É necessário que haja uma infraestrutura que dê o suporte necessário para o escoamento da energia gerada, compatibilizando as conexões elétricas, e assegurando o atendimento aos requisitos sistêmicos de performance, segurança e confiabilidade. Neste sentido, os engenheiros são responsáveis por conduzir estudos que levem ao dimensionamento e seleção de equipamentos como os listados abaixo.

4.1.2.1 Transformadores individuais dos Aerogeradores

O gerador elétrico é projetado para operar com tensões terminais na casa de algumas centenas de Volts até alguns kV. Para minimizar as perdas na transmissão da energia, cada um dos aerogeradores dispõe de um transformador elevador individual para entrega da energia até a subestação. Com o aumento da tensão, as perdas por Efeito Joule são minimizadas, aumentando a eficiência do conjunto. Tais equipamentos costumam ser instalados em solo, próximo às torres.

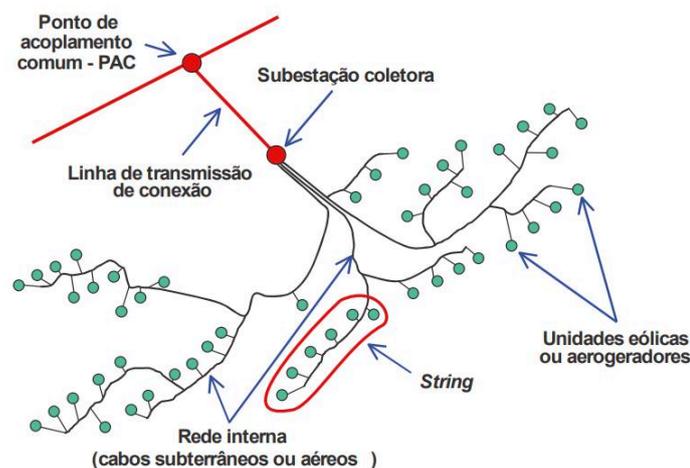
4.1.2.2 Painéis Elétricos

Painéis Elétricos são estruturas que comportam a instalação e conexão de diversos equipamentos elétricos tais como relés, transformadores de potencial e de corrente, disjuntores e barramentos, servindo para fins como a medição, controle, auxílio a manobras nas rotinas de inspeção e manutenção, além de proteção e regulação. Tais gabinetes costumam ser instalados junto à base das torres, abrigando diversos equipamentos de apoio à operação.

4.1.2.3 Rede de Distribuição Interna

A conexão dos aerogeradores entre si é projetada em função da distribuição geográfica destes dentro do parque e compõe a chamada Rede de Distribuição Interna, projetada para operação tipicamente entre 13,8 e 34,5 kV. A conexão costuma ser realizada em fileiras, ou “strings” de turbinas, conforme ilustrado na Figura 4.5, podendo ser realizada por meio de instalações aéreas ou subterrâneas, que escoam a produção energética até a subestação elevadora, antes de alcançar o ponto de conexão ao SIN.

Figura 4.6 – Arranjo típico de um parque eólico.



Fonte: JOSE CARLOS OLIVEIRA, *et al* (2018)

4.1.2.4 Sistemas de Proteção

Prezando pela segurança das pessoas, dos equipamentos e do sistema elétrico como um todo, são instalados equipamentos que atuam em condições de falta como curto-circuitos ou eventos de sobretensão e que auxiliem em manobras do dia-a-dia da operação. Para tanto, dispositivos como os disjuntores, relés de proteção, fusíveis e chaves seccionadoras são instalados junto aos aerogeradores e à subestação, provendo a proteção necessária durante eventos de falha ou manobras.

Além destes, o Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA) e as malhas de aterramento também são essenciais para assegurar que as pessoas que trabalham nas instalações do parque estejam protegidas contra os riscos provenientes de descargas elétricas

ou da própria operação normal, como a tensão de passo ou eletrificação acidental de carcaças metálicas.

4.1.2.5 Subestação e Linhas de Transmissão

A energia escoada através da Rede de Distribuição Interna do parque chega até os barramentos da subestação, onde é compatibilizada com o nível de tensão do ponto de conexão ao SIN por meio de transformadores. As instalações da subestação abrigam diversos equipamentos de medição, controle, manobra e proteção, fundamentais para assegurar o atendimento aos critérios técnicos de qualidade e segurança no fornecimento da energia ao SIN. A conexão entre a subestação interna e o ponto de conexão ao SIN é realizada por meio de Linhas de Transmissão, observadas as exigências técnicas estabelecidas nos Procedimentos de Rede do ONS, ou no PRODIST, da ANEEL, conforme disposto no capítulo 3.

4.1.3 Infraestrutura Operacional

O funcionamento do parque depende de uma infraestrutura de suporte à operação, indo desde obras civis até sistemas de telecomunicação de alta confiabilidade. Abaixo destacamos as estruturas que se destacam neste sentido.

4.1.3.1 Acessos Viários

Durante a fase de construção do parque, o deslocamento dos componentes dos aerogeradores e sua montagem demanda que existam estradas compatíveis com os veículos e cargas que por ali transitarem. Já no dia-a-dia da operação dos parques eólicos, a equipe de Operação e Manutenção (O&M) precisa se deslocar dentro do parque nas atividades de inspeção e manutenção. Por este motivo, é crucial que o parque disponha de uma infraestrutura viária interna em boas condições desde sua implantação e no decorrer de toda sua vida útil.

4.1.3.2 Centro de Operação do Sistema (COS)

O Centro de Operação do Sistema (COS) é o local onde ficam concentrados o staff local, equipamentos e infraestrutura dos Sistemas de Informação associados à operação e

controle do parque em tempo real, tal como o Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA). Por meio de uma infraestrutura de rede e telemetria integrada e com altíssimo índice de disponibilidade, os equipamentos de medição que ficam distribuídos pelo parque enviam seus registros em tempo real ao COS, onde servirão como subsídios para o planejamento da operação, controle em tempo real, bem como para gestão da manutenção das turbinas. Além das salas de comando, costumam ser implantados almoxarifados, refeitórios, banheiros e oficinas que servirão como base tático-operacional do staff local de O&M.

4.2 GERENCIAMENTO DO PROJETO E STAKEHOLDERS DO EMPREENDIMENTO

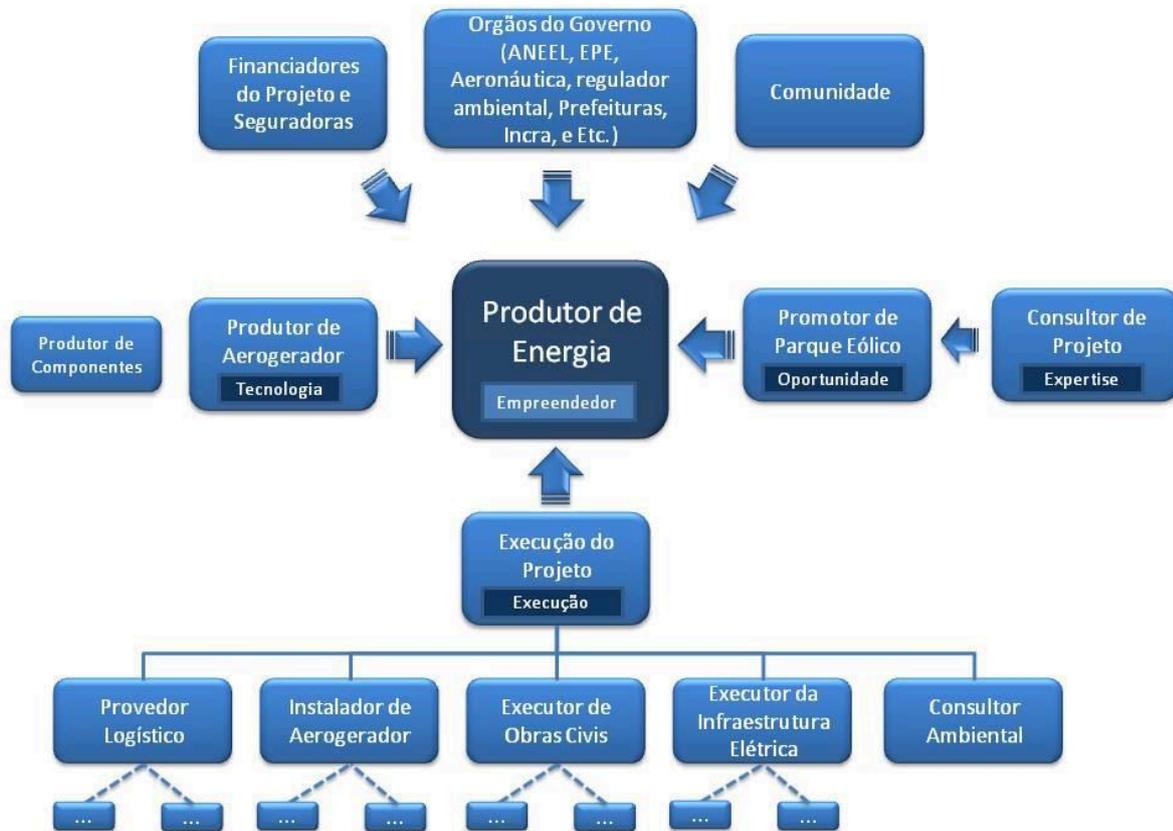
Segundo o *Project Management Institute* (apud BEZBRADICA, 2015, p. 15), projetos são esforços temporários empreendidos para criar um produto ou serviço único. Quando falamos de gerenciamento de projetos, nos referimos ao planejamento, monitoramento e controle de todos os aspectos de um projeto, inclusive das pessoas envolvidas na execução de suas atividades, com o intuito de alcançar os objetivos propostos dentro do prazo e custo planejados, observando os aspectos de qualidade e performance desejados.

O desenvolvimento de um parque eólico é um excelente exemplo de atividade na qual são requisitados conhecimentos profundos em gestão de projetos. Devido à alta complexidade do projeto, muitas pessoas e empresas além da própria detentora do empreendimento e dos fornecedores dos equipamentos são envolvidas, motivo pelo qual diversas atividades com demandas altamente especializadas são terceirizadas, como a análise do recurso eólico e consultoria jurídico-regulatória.

A interação com estas diversas figuras acontece não somente na fase de desenvolvimento, mas em todo o ciclo de vida do parque, desde o projeto até sua desativação. A condução de trabalhos tão diversos requer habilidades gerenciais diferenciadas, entre as quais conhecimentos amplos nas disciplinas de Gestão de Projetos, Pessoas e Riscos.

Além dos fornecedores e empresas terceirizadas, figuram como importantes Stakeholders do projeto as instituições financeiras e os órgãos públicos de regulação e fiscalização, uma vez que podem afetar significativamente os resultados da companhia, além da comunidade local, dos proprietários das terras arrendadas e dos fornecedores indiretos. A Figura 4.6 ilustra o fluxo de interação entre os principais Stakeholders na cadeia de produção da energia eólica⁴⁴.

Figura 4.7 – Interação entre os principais stakeholders envolvidos na cadeia eólica.

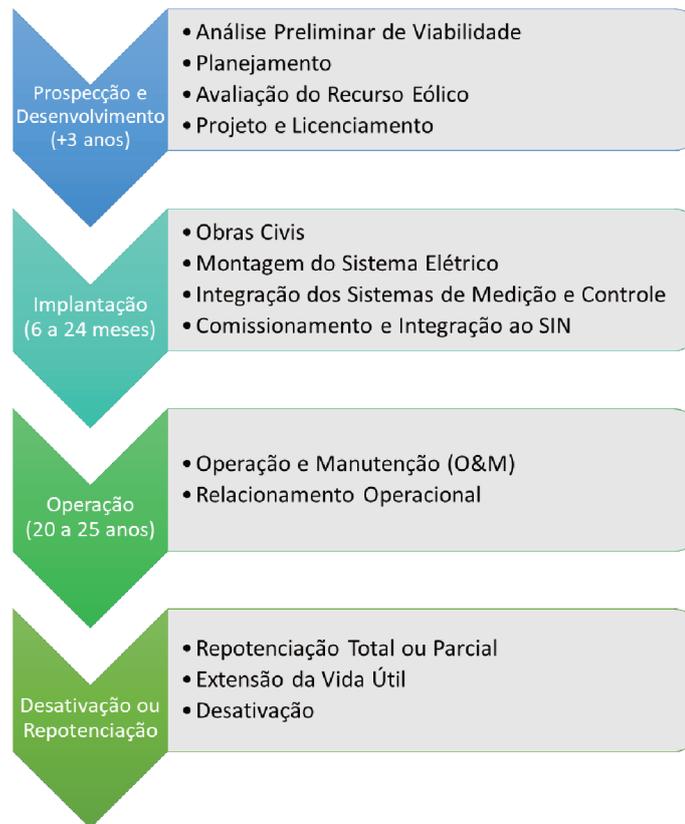


Fonte: Adaptado de Godoy (2008 apud VARELLA FILHO, 2013, p.69)

4.3 CICLO DE VIDA DE UM PARQUE EÓLICO

Projetados para operar adequadamente durante 20 anos ou mais, os parques eólicos possuem um ciclo de vida que pode ser segmentado em 4 fases principais, cada qual com características únicas, sendo estas a fase de Prospecção e Desenvolvimento, incorporando a análise preliminar de viabilidade, o planejamento e o projeto, a fase de Implantação, Operação e, por fim, a Desativação ou Repotenciação, conforme ilustrado na Figura 4.7, abaixo. Esta seção visa apresentar cada uma das etapas, a maneira como estas se relacionam, e introduzir, desta forma, o conteúdo principal deste trabalho: o detalhamento de cada uma destas fases na vida de um parque eólico.

Figura 4.8 – Ciclo de Vida de um Parque Eólico.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020)

A vida, por assim dizer, do parque eólico tem início na concepção do projeto. A empresa interessada, através de seus representantes, compõe um grupo de estudos responsável por determinar uma macrorregião de interesse e por conduzir uma análise de viabilidade preliminar, visando identificar possíveis restrições e impeditivos, ou, em sua ausência, locais com potencial adequado para subsidiar a construção do parque. Alternativamente, podem ser contratadas empresas de consultoria especializadas na identificação de locais com potencial preliminar adequado, evitando desta forma, o investimento de recursos em análises de locais infrutíferos.

A partir da definição da macrorregião de interesse, avança-se para uma etapa de pesquisa e planejamento, necessária para angariar mais informações e reduzir as incertezas, antes de efetivamente dar início ao projeto. Destaque, nesta etapa, para a campanha de medição do recurso eólico, fundamental para a estimativa de produção energética, e conseqüentemente, para o detalhamento quanto à viabilidade do empreendimento. O capítulo 5 apresenta a importância destas medições também na habilitação técnica para participação dos leilões do ACR e para o atendimento regulatório dos parques que se sagrarem vencedores neste ambiente.

Ao fim da campanha de medição, de posse de todos os recursos necessários para a tomada de decisão, caso seja constatada a viabilidade técnica e financeira, iniciam-se a etapa de projeto e licenciamento, sendo estas, as últimas atividades dentro do ciclo de desenvolvimento, a primeira grande fase na vida de um parque eólico.

Uma vez que todos os projetos tenham sido especificados, abrem-se as portas para a Implantação do parque, período no qual são realizadas todas as obras de construção, conexão e testes de funcionamento. Destaque para os aspectos logísticos envolvidos no dia-a-dia desta fase.

Após a Implantação, finalizadas as pendências regulatórias, o parque pode finalmente dar início aos seus “anos de ouro”, ou seja, a fase de Operação, período no qual ele efetivamente converterá a energia dos ventos em energia elétrica, comercializando sua produção e, conseqüentemente, proporcionando gradativamente o retorno sobre o investimento. Destaque às atividades de Operação e Manutenção, com ciclos que variam de escalas diárias até anuais.

Por fim, depois de longos anos em operação, o parque atinge o fim de sua vida útil, devendo, então, aposentar os equipamentos e desativar a planta, ou alternativamente, repotenciar as unidades de geração e equipamentos do parque.

Os capítulos na sequência deste trabalho apresentam em detalhes cada uma das fases introduzidas nesta seção, indicando os principais desafios e aspectos que moldam sua execução.

5 PROSPECÇÃO E DESENVOLVIMENTO

Conforme introduzido no capítulo anterior, a intitulada fase de desenvolvimento do projeto marca o início do ciclo de vida de um parque eólico. Esta fase incorpora as etapas de concepção, prospecção, planejamento e elaboração do projeto em si. Este capítulo busca, de forma expositiva, apresentar as principais atividades, desafios e entregas em cada grupo ou bloco de responsabilidades, combinando o conteúdo disponível na limitada bibliografia sobre o assunto com a experiência de trabalho em área correlacionada.

Cada empresa pode seguir ritos particulares na execução de um projeto, optando por alternativas que sejam mais aderentes aos seus recursos ou propósitos. Neste sentido, apresenta-se em linhas gerais as etapas a serem observadas no desenvolvimento de um parque eólico, sem se ater, no entanto, às ferramentas ou metodologias específicas utilizadas por uma ou outra empresa.

5.1 ANÁLISE PRELIMINAR DE VIABILIDADE

A primeira etapa no ciclo de desenvolvimento do projeto é a análise preliminar de viabilidade^{26 45}. Com atuação segmentada em diversas frentes de trabalho, esta etapa tem como objetivo principal o refinamento ou descarte da macrorregião de interesse considerada na concepção do projeto, determinando locais que atendam às condições mínimas em termos de potencial eólico e identificando possíveis fatores restritivos ao desenvolvimento do projeto. Quando possível, as atividades que não dependam umas das outras são conduzidas de forma independente, agilizando a finalização dos blocos de tarefas daquela etapa.

Os colaboradores que compõem a equipe envolvida nesta etapa são multidisciplinares, cada um especializado em uma parte específica do trabalho, escopo de suas responsabilidades, sendo comum a contratação de empresas terceiras para esta finalidade. As informações coletadas desde esta etapa são compiladas em um mapeamento geral, servindo como referência futura, caso o projeto avance. Mesmo se tratando de uma análise dita preliminar, o nível de detalhamento não é baixo. São avaliados aspectos de engenharia, logística, regulamentação e características público-sociais.

5.1.1 Avaliação do recurso eólico em mesoescala

A produção energética de um aerogerador é invariavelmente dependente da disponibilidade de recursos eólicos, ou em outras palavras, de vento. Mais do que isso, o vento precisa dispor de características específicas que viabilizem o investimento e a implantação de um parque. Brower (2012) aponta a velocidade média anual de 6,5 m/s na altura do eixo do AEG como sendo a mínima necessária para subsidiar o desenvolvimento de uma central de geração eólica⁴⁶.

Dada a dependência do recurso eólico para o sucesso de um empreendimento, a avaliação do regime de ventos disponível na região de interesse é uma das primeiras e mais importantes atividades a serem realizadas no desenvolvimento de um parque eólico. Para tanto, são conduzidas análises preliminares em mesoescala, ou seja, uma avaliação das características de dada região geográfica, na ordem de até dezenas de km de resolução.

Para estes fins, uma das referências utilizadas são os Atlas do Vento, conforme introduzidos no capítulo de contextualização. Tais documentos apresentam de forma macroscópica as características básicas do regime de ventos de uma dada região, ainda que com resolução insuficiente para atestar a viabilidade do projeto. No Brasil, além do Atlas a nível nacional elaborado pelo CRESESB, diversos estados buscaram implementar seus próprios atlas do potencial eólico, tendo em vista a baixa resolução proporcionada pelo atlas nacional, e com isso, estimular a instalação de parques em seu território.

Quando possível, as empresas utilizam múltiplas referências de dados, podendo estes ser provenientes de estações meteorológicas em terra ou até mesmo a partir de satélites, visando complementar os dados dos atlas. Além dos dados históricos e típicos, são observados aspectos topográficos e de rugosidade do solo, fatores críticos na caracterização do perfil de velocidade do local.

5.1.2 Análise de viabilidade ambiental

Em atenção à regulação ambiental e prezando pela mitigação dos impactos causados sobre os recursos naturais, devem ser conduzidos estudos nesta área desde o princípio do projeto. O processo de licenciamento ambiental, conforme apresentado no capítulo de contextualização, demanda a condução de estudos sobre os impactos causados sobre o meio ambiente e sobre as medidas mitigadoras e preventivas que permitam minimizar tais efeitos.

Além dos esforços demandados no licenciamento, um projeto pode demonstrar-se inviável por conta de restrições ambientais, como áreas de preservação permanente ou sob presença de espécies animais e vegetais em risco de extinção, e, por este motivo, tais situações devem ser identificadas o quanto antes possível, evitando o investimento de tempo, dinheiro e esforços em estudos que acabem se mostrando infrutíferos.

Tendo em vista os fatores condicionantes acima dispostos, o empreendedor deve dar início à coleta de informações necessárias para subsidiar o desenvolvimento dos estudos necessários ao licenciamento e à confirmação de viabilidade do mesmo. Para tanto, existem documentos públicos fornecidos pelas entidades ambientais que apresentam, ao menos de forma macroscópica, as características naturais da vegetação e das espécies animais que lá habitam, bem como eventuais restrições de uso da região.

Apesar de, neste primeiro momento, não haver licenças a serem obtidas, todo o trabalho para o licenciamento que puder ser adiantado pode poupar longos meses, ou até anos, no licenciamento, haja vista a conhecida lentidão neste processo.

5.1.3 Avaliação das áreas aproveitáveis

Apesar de individualmente os AEGs ocuparem pouco espaço, a implantação de um parque eólico demanda a ocupação de extensas porções de terra, ainda mais quando estes integram os Complexos Eólicos, onde vários parques próximos pertencem a uma mesma empresa e constituem um grande grupo gerador. Nestas condições, a disponibilidade de amplas faixas de terra disponíveis para aproveitamento eólico é um fator a se observar. Quanto mais turbinas puderem ser instaladas, maior será a quantidade de energia entregue pelo parque, e consequentemente, maior pode ser o retorno financeiro do empreendimento no longo prazo.

Desta forma, devem ser avaliadas as características que, de alguma forma, possam afetar a extensão das áreas aproveitáveis, dentre as quais, os aspectos topográficos, as características de cobertura vegetal, a proximidade a outros parques ou construções, e principalmente a disponibilidade de proprietários dispostos a arrendar suas terras para a implantação do parque, sendo importante a realização de sondagens e mapeamento daqueles que demonstrarem interesse, já nesta etapa. Deve-se observar também a disposição destas áreas, evitando blocos muito dispersos, o que pode inviabilizar a instalação do parque ou complexo.

Assim como as restrições ambientais, existem outras condições que podem inviabilizar a instalação do parque, ou trazer atrito indesejado com a comunidade local, como zonas

militares ou regiões envolvidas em planos de desenvolvimento dos municípios, estados ou do próprio país.

5.1.4 Análise Logística

As peças que integram o AEG precisam ser transportadas por caminhões até o local das futuras instalações do parque. Em virtude do elevado tamanho e peso destas peças, como a nacele, o cubo, e em especial as pás, que podem atingir mais de 60 metros de comprimento e cerca de 17 toneladas cada, os caminhões que as transportam precisam dispor de dimensões compatíveis com a carga⁴⁷. A logística necessária na locomoção destes caminhões não é elementar. Muitas vezes os parques são instalados em locais remotos e de difícil acesso, o que pode inviabilizar a manobra destes veículos nos acessos existentes.

Por este motivo, é importante conduzir uma análise de cunho logístico, avaliando todo o trajeto necessário para o transporte, assim como das condições dessas estradas e rodovias, levando em conta o estado de conservação e a capacidade de escoamento. Naturalmente, adequações nas vias de acesso podem se fazer necessárias, o que não inviabiliza necessariamente um projeto, mas pode impactar significativamente no seu orçamento e cronograma, caso se identifique a necessidade de construir pontes ou novos acessos, assim como alargar e prover melhorias no geral aos acessos existentes.

5.1.5 Análise de Conexão ao SIN

Todo empreendimento de geração que vise a comercialização de sua produção, ou seja, aqueles que não pretendem consumir toda sua produção, dependem de um meio que permita escoar a energia gerada. Isto acontece por meio da conexão à rede elétrica que integra o SIN, podendo ser realizada em sistemas no âmbito da distribuição ou da transmissão, por meio da conexão a subestações ou seccionamentos de Linhas de Transmissão.

Neste sentido, o empreendedor deve observar os aspectos regulatórios referentes ao acesso ao sistema elétrico, conforme apresentado no capítulo de regulamentação. Devem ser avaliadas as alternativas disponíveis para conexão, em função da localização pretendida para as instalações do parque, ainda que não seja assegurada a viabilidade da conexão nesta etapa. O processo de acesso apresentado no capítulo de regulamentação ressalta as restrições técnicas que devem ser observadas, de forma a atender aos critérios sistêmicos de segurança e de

qualidade. Para tanto, é importante considerar como alternativas de conexão, não somente a infraestrutura do SIN já existente, como também aquelas apresentadas no PAR do ONS e no planejamento da expansão fornecido pela EPE, uma vez que os prazos para conclusão das obras podem ser semelhantes ao da implantação do parque.

Além dos aspectos regulatórios, devem ser avaliadas, sob o ponto de vista técnico e financeiro, as instalações de transmissão de uso exclusivo necessárias para a conexão ao ponto de acesso. O custo de tais linhas pode se mostrar bastante significativo, especialmente se as instalações em questão se estenderem por muitos quilômetros. Assim, é importante estimar a distância e custos, para que se possam avaliar junto dos demais critérios de análise.

5.1.6 Preocupações socioculturais

Além dos fatores acima descritos, a definição do local das futuras instalações deve observar características de cunho sociocultural, como a existência de comunidades indígenas ou quilombolas, locais com valor histórico, cultural e/ou religioso para determinado grupo de pessoas, assim como aspectos estéticos da paisagem ou quaisquer outros fatores que possam causar um descontentamento público. Tendo em vista que este tipo de projeto traz mudanças significativas para a comunidade local, é importante acompanhar a percepção dos locais frente à proposição do empreendimento.

No Brasil, em especial na região Nordeste, este fator ganha ainda mais relevância, quando nota-se que os parques costumam ser instalados em regiões remotas e pouco povoadas, onde a comunidade local, muitas vezes, vive em condições precárias, em termos de saneamento, estrutura hospitalar e escolar. Visando proporcionar melhores condições para estas comunidades, algumas empresas investem na criação e financiamento de projetos sociais, como escolas e parques, contribuindo para o desenvolvimento daquela população⁴⁸. Além destas iniciativas, a necessidade de mão de obra para implantação e operação do parque também pode gerar diversos empregos diretos e indiretos, representando um potencial de desenvolvimento significativo para a região.

5.1.7 Classificação dos sites e visita a campo

De posse das informações mapeadas em cada frente de trabalho, a ideia é que se possa, não somente encontrar locais que atendam aos critérios mínimos de aceitabilidade, mas sim

otimizar a seleção daqueles que apresentem um melhor balanço entre os fatores avaliados. Para auxiliar no tratamento destas informações, tipicamente são utilizados Sistemas de Informação Geográfica (SIG), os quais permitem a análise e representação do espaço e dos fenômenos que nele ocorrem⁴⁹.

Uma vez refinadas as opções dos sites, são realizadas visitas presenciais nos locais de interesse, para validação das conclusões obtidas na análise computacional e complemento com informações que não tenham sido identificadas até então. Além disso, a visita a campo permite um contato inicial com a comunidade local e os possíveis arrendatários, figuras importantes na viabilização do projeto.

Ao final desta etapa, espera-se selecionar um local que atenda às condições de viabilidade e que sirva como base para a continuidade do projeto. Caso contrário, as análises realizadas são documentadas e arquivadas num banco de conhecimento da organização, e as pesquisas para aquela localidade são então encerradas.

5.2 PLANEJAMENTO

A partir da identificação de um local com potencial preliminar para subsidiar a implantação de um parque, se avança para a etapa de planejamento. É nesta etapa que o projeto começa a tomar forma, através do refinamento gradual das definições que nortearão o desenvolvimento da planta. A prerrogativa de economia vigora durante todo o ciclo de vida do parque, e nesta etapa não é diferente: são avaliados diversos fatores que possam não ter sido identificados na etapa anterior e que ainda possam inviabilizar a construção do projeto, preferencialmente o mais breve possível, antes que sejam investidos montantes significativos de tempo e dinheiro.

Esta etapa, apesar de já ter um contato efetivo com o escopo do projeto, serve também, de certa forma, como uma extensão da análise de viabilidade, uma vez que fazem parte desta fase os estudos de viabilidade construtiva, em busca de fatores geológicos que possam inviabilizar a edificação das torres dos aerogeradores, ou ambientais, aprofundando o detalhamento obtido na análise ambiental preliminar.

Outro ponto crucial desta etapa é a definição do plano de arrendamento. Crucial, pois a localização final do parque dependerá fundamentalmente dos proprietários que concordarem com a instalação do parque, o que pode fazer com que não se instale os aerogeradores nos pontos ótimos.

Além destes pontos, também merece destaque o trabalho de planejamento para implantação das Torres Anemométricas, estruturas com papel decisivo na definição final do layout do parque e na confirmação do potencial eólico, refinando os valores encontrados na análise de mesoescala.

Durante esta fase, as atividades são segmentadas em diferentes frentes de trabalho, com atuação relativamente independentes umas das outras, visando agilizar ao máximo a identificação de quaisquer fatores possivelmente restritivos ao projeto. Apresenta-se, a seguir, uma descrição detalhada de cada uma das principais atividades desta fase.

5.2.1 Plano de Arrendamento

Ainda que a instalação dos aerogeradores não inviabilize o compartilhamento da terra para certas finalidades, tais como a criação de animais ou agricultura, e mesmo com a remuneração pelo uso, nem todos os proprietários terão interesse em arrendar suas terras para a implantação de um parque, por motivos particulares diversos. Conforme mencionado no subcapítulo anterior, a sondagem e mapeamento dos interessados ainda na fase de análise preliminar é importante para que se possa ter, com certa segurança, a disponibilidade de terras aproveitáveis, mediante pessoas dispostas a cederem suas propriedades.

Nesta etapa de planejamento, o objetivo é que se concretizem os acordos de arrendamento por meio de contrato legal, especificando os condicionantes e valores a serem repassados ao proprietário, caso o empreendimento de fato seja construído em suas terras. Cabe lembrar que os documentos de registro de imóveis e direito de uso da terra são peças chave para a habilitação técnica com fins a participação nos leilões de energia, conforme processo descrito no capítulo de regulamentação.

5.2.2 Estudos de Viabilidade Construtiva e Ambiental

Dando continuidade às análises de viabilidade conduzidas na fase preliminar, são realizados estudos que permitam refinar as informações coletadas até então. Além da sequência dada aos estudos logísticos, agora com ênfase maior em termos de planejamento das melhorias e criação de acessos, são realizados estudos quanto às características topográficas e geológicas do solo, em termos de resistência mecânica para subsidiar a edificação dos AEG, tendo em vista os critérios de segurança e econômicos⁵⁰. Podem ser avaliadas também as condições elétrico-

geológicas e os melhores locais para implantação da subestação elevatória e da casa de controle/base operacional.

Neste mesmo sentido, a coleta de informações ambientais, agora também realizada em campo, segue em andamento para mapear toda e qualquer possível restrição, servindo ao mesmo tempo como insumos para embasar os estudos necessários ao licenciamento ambiental.

5.2.3 Elaboração do Pré-Layout do Parque

De posse das informações básicas sobre a área de interesse, como o mapeamento topográfico, restrições construtivas ou ambientais e especialmente das características macroscópicas do vento, deve-se estabelecer um pré-layout da disposição dos AEGs e da(s) TMA(s), cuja função é coletar medições locais do recurso eólico, para posteriormente, subsidiar o projeto efetivo do parque, fornecendo uma avaliação precisa das condições locais. Na sequência deste trabalho exploraremos em detalhes o processo de implantação e acompanhamento da medição, assim como a forma em que tais medições são utilizadas dentro do projeto.

Ainda que o layout dos AEGs venha a ser alterado, o que é bastante provável, é necessário um ponto de partida para sustentar as análises, dimensionamentos e negociações que se mostrarem necessárias durante a fase de desenvolvimento do projeto.

5.2.4 Planejamento da Torre de Medição Anemométrica

Conforme introduzido no tópico anterior, a TMA cumpre importante papel na avaliação do potencial eólico, uma vez que suas medições servem como referência para o dimensionamento e posicionamento definitivo dos AEG, e ainda servem para estimar a produção energética de longo prazo do parque. Por este motivo, a TMA deve ser planejada de forma a representar a maior área possível e agregar o máximo de informações possível.

Visando obter medições confiáveis e representativas, a TMA deve ser alocada à frente dos AEG em relação a direção predominante do vento, daí a importância do layout preliminar do parque. A torre deve ainda ser dimensionada em altura compatível com a das turbinas, e protegida de obstáculos que possam influenciar suas medições. Para confirmar o atendimento às condições acima, é fundamental que o posicionamento final da torre seja acompanhado de

visitas presenciais ao local pretendido, de forma a validar as hipóteses assumidas nos estudos de escritório.

Além do posicionamento geográfico, devem ser definidos a quantidade, altura e tipos de sensores utilizados, observadas as normas técnicas aplicáveis. O empreendedor pode optar por instalar instrumentos redundantes, de forma a dispor de maior segurança em sua campanha de medição, uma vez que na ocasião de falha do sensor principal, pode-se utilizar um equipamento de backup para preencher o período.

Da mesma forma, uma única TMA pode ser projetada de forma a diversificar as análises proporcionadas. Ao instalar anemômetros em múltiplas posições, além daquelas exigidas em regulamentação, permite-se avaliar as condições do vento para turbinas com diferentes alturas e características de rotor, proporcionando maior flexibilidade na avaliação do recurso eólico.

Para que a implantação da TMA possa ser iniciada, o arrendamento deve estar firmado, a licença ambiental de instalação emitida e a autorização do COMAR (Comando Aéreo Regional) expedida, caso a torre possua 100 metros de altura ou mais⁵¹. Tendo em vista os prazos para análise dos estudos e emissão da licença de instalação, é importante que tais processos sejam iniciados o quanto antes possível, visando evitar fugas ao cronograma proposto.

5.2.5 Plano de Aquisição e Implantação das TMAs

Uma vez estabelecido o posicionamento e as características construtivas da TMA, devem ser selecionados os fornecedores da torre e dos equipamentos de medição. A empresa responsável pela implantação da torre fica incumbida de organizar o cronograma de montagem e instrumentação da estrutura, e posteriormente de confeccionar o relatório de instalação, documento importante para guiar o acompanhamento e monitoramento dos equipamentos instalados na torre.

Muitos dos sensores de medição, como os Anemômetros, são fabricados e calibrados no exterior. Ao planejar a implantação destas torres, devem ser previstos os prazos para fornecimento destes equipamentos, a logística de transporte e o cronograma de implantação elaborado. Além da empreiteira responsável pela implantação, devem ser definidos os responsáveis pelo acompanhamento das medições e pela manutenção da torre, haja vista que esta estará sujeita a avarias causadas pelas intempéries do tempo.

5.3 AVALIAÇÃO DO RECURSO EÓLICO

Até este ponto, ainda são utilizadas como referência para as decisões do projeto as características do vento em mesoescala, sujeitas a ampla incerteza. Para que se possa avançar na modelagem do parque, é necessário conduzir o plano de medição das TMAs por pelo menos 1 ano, tal que se possam caracterizar todas as estações do ano. Ainda assim, esta janela de 1 ano se mostra insuficiente para contemplar o impacto de fenômenos meteorológicos plurianuais, tais como o El Niño e La Niña, capazes de influenciar de forma significativa os resultados de longo prazo da planta.

A indústria eólica tem investido em novas tecnologias para medição do vento. Os equipamentos chamados SoDAR (Sonic Detection and Ranging) e LiDAR (Light Detection and Ranging), são utilizados em solo com a finalidade de complementar a medição obtida através das TMAs. Tais sistemas permitem avaliar as condições de vento até níveis por volta dos 200 m de altura. Assim, a velocidade e direção do vento são disponibilizadas em todo o range de altura, do inferior ao topo da área varrida pelas pás, proporcionando um detalhamento sobre o perfil de velocidade do vento⁵².

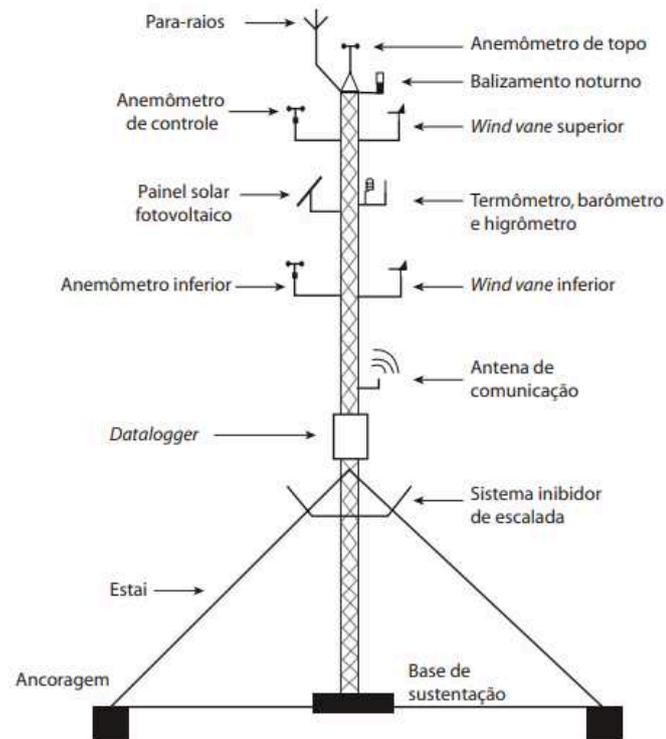
A tecnologia mais comum para medição da intensidade do vento é a dos anemômetros de copo, instalados em diferentes pontos da TMA, fornecendo com precisão adequada as informações necessárias para caracterizar o vento dentro dos requisitos de projeto. Existem outras tecnologias como a do anemômetro ultrassônico, capaz de fornecer medições com alta frequência de amostragem, com altíssima precisão, porém ainda de custo elevado, restringindo sua utilização.

Tendo em vista o disposto nesta breve contextualização, este tópico visa descrever os aspectos relativos à implantação e operação das TMAs. A forma como estas medições devem ser interpretadas e aplicadas ao projeto do parque serão apresentadas na etapa de projeto e licenciamento.

5.3.1 Estrutura da TMA

A Figura 5.1 ilustra um esquemático básico dos principais componentes de uma TMA treliçada e estaiada, conforme manual de boas práticas na instalação de TMAs da EPE.

Figura 5.1 – Esquemático de instalação dos sensores na TMA.



Fonte: EPE (2015)

Os principais componentes de uma TMA são sua estrutura mecânica, sensores de medição do vento (direção e velocidade) e climatológicos (Pressão Atmosférica, Temperatura e Umidade Relativa do Ar), registrador de medições, ou *Data Logger*, e equipamentos periféricos de alimentação, proteção e comunicação.

As TMAs podem ser classificadas em termos de sustentação, entre torres autoportantes e estaiadas, e estrutura, entre torres treliçadas ou tubulares. Este trabalho dará enfoque às torres treliçadas e estaiadas, conforme esquemático acima, por serem as mais comumente utilizadas no Brasil. Apesar de apresentarem uma vida útil menor em relação às demais, estas torres demandam um menor investimento financeiro e são mais facilmente transportadas e manuseadas, permitindo ainda sua desmontagem e remontagem com aproveitamento de peças.

As TMAs treliçadas e estaiadas são compostas pelos módulos metálicos de 3 ou 6 metros cada, sustentados por uma base de concreto central, e alinhados através dos estais, cabos metálicos conectados em diversos pontos da torre e fixados às bases de ancoragem no solo.

Para avaliação das características dinâmicas do vento são utilizados anemômetros, para medição de velocidade, e Wind Vanes, para medição da direção. Ambos os sensores acima devem ser instalados em, no mínimo, duas alturas distintas, para fins de participação nos leilões

de energia. Os sensores superiores devem ser posicionados livre de obstáculos à altura equivalente ao eixo do rotor, e os inferiores à altura do nível inferior das pás, ou no mínimo a 50 metros. Com isto, é possível se obter um maior detalhamento quanto ao perfil de velocidade do vento.

Já para as grandezas climatológicas, é comum que sejam utilizados apenas um instrumento em posição intermediária. A medição de Pressão Atmosférica é realizada pelo barômetro. Já para Temperatura e Umidade Relativa do Ar, costumam ser utilizados Termo-Higrômetros, medindo ambas as grandezas no mesmo sensor, cada uma em um canal separado. Quando não utilizado na forma de Termo-Higrômetro, a medição é realizada separadamente via Termômetro e Higrômetro.

A tradução dos sinais elétricos transmitidos pelos sensores de medição é realizada pelo Data Logger, equipamento responsável por determinar a frequência de aquisição das amostras e por integralizá-las em intervalos chamados de *timestamps*. Para fins de avaliação anemométrica, costuma-se utilizar uma frequência de amostragem de 1 Hz e integralização de 10 minutos.

O Data Logger permite ainda determinar quais informações de cada sensor serão compiladas no arquivo estatístico resultante, como máxima, média, mínima e Desvio Padrão, permitindo desta forma uma análise qualitativa sensível o suficiente para identificar distúrbios nas medições e caracterizar adequadamente o recurso eólico da região.

Além dos sensores de medição, a utilização de equipamentos periféricos de qualidade contribui para a alta disponibilidade de dados consistentes. Podem ser englobados como equipamentos periféricos todo o sistema de alimentação, composto por painel solar, baterias, controladora de carga e fontes de alimentação, sistema de comunicação, podendo ser estabelecido via satélite, rádio, fibra-óptica ou até mesmo celular, e sistemas de proteção, entre os quais, o SPDA, dispositivos de proteção contra surtos (DPS), disjuntores e dispositivos mecânicos antiescalada ou antifurto. Cabe destacar a importância do sistema de alimentação autônomo da torre, em especial durante a fase de prospecção, devido a inexistência de fontes de alimentação externas. A utilização de um sistema robusto e confiável contribui para mitigar a perda de dados, evitando, desta forma, invalidar uma campanha de medição por conta da indisponibilidade de dados.

5.3.2 Implantação da TMA

Antes de dar início à montagem da torre, devem ser realizadas checagens, confirmando que todos os materiais e ferramentas encontram-se adequadamente dispostos para utilização. Diferente dos aerogeradores, a construção das TMAs é realizada com apoio de poucas pessoas, normalmente não mais que 10. Em função das condições tipicamente adversas para acesso ao local, é importante prezar pela segurança de todos os colaboradores envolvidos, seguindo um plano de segurança elaborado por profissional com competências técnicas para o mesmo, obedecendo, em especial, as seguintes normas:

- a) NR35 - Trabalhos em altura;
- b) NR18 - Condições e meio ambiente de trabalho na indústria da construção;
- c) NR10 - Segurança em instalações e serviços em eletricidade.

Entre as exigências do plano de segurança, destaque especial deve ser dado aos equipamentos de proteção individual (EPIs), fundamentais para assegurar que os envolvidos preservem sua saúde.

A implantação da torre começa com a preparação do terreno, através da limpeza do local, realizando, se necessário, a supressão da cobertura vegetal, desde que permitido pelo órgão ambiental competente. Também constando como etapa da preparação do terreno, são realizadas a demarcação dos principais pontos de interesse no solo, ou seja, local da base central e das bases de ancoragem dos estais, respeitando o posicionamento da face da torre em relação à direção predominante do vento.

Na sequência, realiza-se a concretagem da base de sustentação da torre e preparação das bases de ancoragem dos estais, levando em conta as características geológicas do terreno. Para solos com características arenosas ou pantanosas, frequentes nas regiões litorâneas, é importante estar atento aos sinais de erosão, a qual pode levar a um afundamento precoce das bases, reduzindo o tempo de vida da torre ou até mesmo fazendo-a colapsar.

Uma vez preparada a base central, dá-se início à montagem do primeiro módulo da torre, fixando-o à base de sustentação. Os demais módulos são içados através de um sistema de roldanas instalado na haste de força, ou “pau de carga”, equipamento movido progressivamente para o topo do último módulo, com a finalidade de erguer o módulo subsequente acima do topo do último, para que os profissionais torristas possam fixá-lo. Os módulos são tracionados para

cima com o auxílio de um guincho elétrico, acionado pela equipe em solo. Conforme a torre é erguida, os estais de fixação devem ser tensionados, de forma a preservar o alinhamento da torre e assegurar a estabilidade desta enquanto houver torristas em escalada, prezando por sua segurança.

Após concluída a montagem da estrutura da torre, o primeiro sistema a ser instalado deve ser o SPDA, haja vista o alto potencial de atração de raios. Em seguida são instaladas as lâmpadas de balizamento noturno. Antes da instalação dos Anemômetros e Wind Vanes, devem ser instalados seus respectivos suportes e hastes de fixação junto à torre. Em geral, barômetro e termo-higrômetro já acompanham caixa de instalação adequada, sendo instalados junto da estrutura da torre.

Por fim, são instalados o Data Logger e sistemas periféricos de alimentação e comunicação, alocando-os em caixas com proteção contra água, poeira e animais, conectando o cabeamento dos sensores aos respectivos canais de medição, validando as configurações utilizadas e procedendo com os testes de funcionamento.

Antes de dar por encerrada a instalação, deve ser realizado um comissionamento geral, efetuando testes de resistência de aterramento, tensão das baterias e na saída do painel solar e o pleno funcionamento de todos os sensores de medição e comunicação⁵¹. Durante toda a instalação, devem ser registradas as informações necessárias para a confecção do relatório de instalação.

5.3.3 Acompanhamento da Medição

Uma vez que a torre for comissionada e entrar em operação, dá-se início ao período de acompanhamento da medição. Tanto a estrutura quanto os próprios sensores da torre são passíveis de avarias, em função das condições adversas do tempo às quais tais equipamentos encontram-se expostos. Descargas atmosféricas, erosão do solo, oxidação dos equipamentos e danos causados por animais, podem comprometer a qualidade das medições obtidas.

Por este motivo, é fundamental que seja realizado um acompanhamento da consistência das medições, com o intuito de identificar quaisquer sinais de desgaste ou avaria dos equipamentos. O envio dos dados anemométricos com maior periodicidade permite que a equipe de manutenção possa ser acionada rapidamente na ocasião de falhas de medição. A implementação de boas práticas de acompanhamento da medição visa mitigar os riscos de

inviabilizar uma campanha de medição por indisponibilidades prolongadas de qualquer um dos sensores.

5.3.4 Manutenção dos equipamentos

As manutenções podem ser divididas em preventivas e corretivas. Manutenções preventivas têm por finalidade a prevenção de falhas. Para tanto, são utilizadas listas de verificação que auxiliem na conferência de todos os componentes da estação, desde sua estrutura mecânica até os sensores de medição e periféricos, evitando, desta forma, que pontos importantes passem despercebidos.

Já as manutenções corretivas são realizadas quando da sinalização de avaria em algum instrumento ou componente da torre. Diferente da preventiva, a corretiva tem um objetivo específico previamente definido, geralmente determinado após a identificação de medição fora do esperado. A depender da avaliação conduzida em campo, pode ser necessária a substituição de equipamentos, os quais devem ser devidamente registrados, para posterior controle.

Independentemente do tipo de manutenção, é importante que sejam confeccionados os relatórios de intervenção, documentando as atividades realizadas, sugerindo pontos a verificar na próxima visita à torre e identificando a torre e os responsáveis pela manutenção.

5.3.5 Revisão Preliminar do Potencial Eólico

Para a finalidade de avaliação do recurso eólico disponível na região, um período de cerca de 1 ano de dados anemométricos é suficiente para iniciar os estudos preliminares do potencial eólico, refinando os índices obtidos na análise de mesoescala. Para tanto, utiliza-se a metodologia *Measure-Correlate-Predict* (MCP), a ser explorado em maiores detalhes no item 5.4.4.

Os valores estimados para o recurso eólico no longo prazo devem então ser traduzidos para indicadores que permitam quantificar os riscos assumidos ao dar continuidade no projeto. Até este momento, trata-se de uma análise preliminar, que servirá apenas para embasar a decisão pela continuidade ou interrupção dos estudos.

5.4 PROJETO E LICENCIAMENTO

Uma vez caracterizadas as condições eólicas, a topografia e as características geológicas, o empreendedor detém informações suficientes para dar início ao projeto efetivo do parque, determinando a posição final dos aerogeradores através do processo conhecido como *micrositing*, selecionando as máquinas utilizadas e modelando os circuitos elétricos e a subestação, além dos projetos executivos do próprio aerogerador.

5.4.1 Micrositing

O processo de posicionamento final dos aerogeradores é conhecido como *Micrositing*. De acordo com o EWEA (2009, apud TODARO, *et al*, p. 726), o processo de “*Siting*” como um todo pode ser dividido em 3 etapas. A primeira delas é a seleção do local, realizada ainda na etapa de análise preliminar. Em segundo lugar, o estudo do local, a ser realizado, em partes, na etapa de avaliação do recurso eólico, com a campanha de medição, e concluído na etapa de *Micrositing*, com a modelagem representativa do fluxo de vento, levando em conta as características topográficas locais. Por fim, a seleção da turbina e otimização do layout a partir das informações e modelos mapeados. A seleção do(s) modelo(s) e quantidade de turbinas utilizadas depende de uma avaliação detalhada das condições oferecidas pelos fornecedores e das características técnicas de cada máquina, como a altura do eixo, área do rotor e a capacidade de geração, de maneira a compatibilizar da melhor maneira possível com as condições eólicas locais⁵³.

Além dos efeitos e restrições trazidas pela topografia, a direção predominante do vento desempenha um papel determinante no posicionamento final dos aerogeradores. O conhecido efeito esteira gera uma área de menor intensidade do vento e maior turbulência na região posterior do aerogerador. Tais características contribuem para a redução na geração das turbinas, e por este motivo, deve-se ter um cuidado especial com seu posicionamento perante as demais máquinas. Costuma-se utilizar softwares de simulação numérica para otimizar o posicionamento.

O processo de *micrositing* tem como produto o layout final dos aerogeradores, permitindo que as demais estruturas possam ser também projetadas em função destes, como os acessos, a rede elétrica interna do parque e a subestação elevatória, a serem descritos no próximo tópico.

5.4.2 Projeto Básico de Engenharia

Com a determinação do posicionamento e das características técnicas de cada um dos aerogeradores utilizados, tem-se os insumos necessários para que se dê início ao projeto de estruturas que ainda dependiam destas informações, tais como a fundação das torres, o sistema elétrico de distribuição interno, a subestação, entre outras. As principais características destas estruturas já foram apresentadas no capítulo 4, e desta forma, serão apenas listadas na sequência, para fins de contextualização dentro da fase de implantação, aquelas que demandam um último ciclo de especificações e dimensionamento. No contexto da Engenharia Civil, os principais projetos desta etapa são:

- a) Fundações das torres do AEG;
- b) Acessos viários internos;
- c) Edificações da Central de Controle e Operação;

No âmbito da Engenharia Elétrica, os projetistas devem conduzir estudos que embasem o dimensionamento e modelagem, principalmente de:

- a) Transformadores de potencial individuais dos AEG;
- b) Cabeamento do Sistema de Distribuição Interno;
- c) Sistemas de Proteção;
- d) Subestação e Linhas de Transmissão - Conexão ao SIN.

5.4.3 Certificação de Medições Anemométricas

Conforme procedimento apresentado no capítulo 3, um dos documentos exigidos pela ANEEL para emissão da Outorga, assim como pela EPE para habilitação técnica nos leilões de energia, é a Certificação das Medições Anemométricas, documento onde são atestadas as características do recurso eólico medido pelas TMAs. Com a conclusão da campanha de medição, a empresa certificadora avalia a consistência e disponibilidade dos dados, validando se estes atendem aos requisitos mínimos previstos na regulamentação.

O documento que caracteriza a certificação deve ser acompanhado das medições originais e consolidadas, indicando a metodologia de correção utilizada, onde couber. Deve ser

apresentado um sumário que permita identificar as características dos sensores utilizados, bem como dos indicadores globais que representem o recurso, como os parâmetros da distribuição de Weibull, do perfil de velocidade e do regime anual de intensidade do vento.

Cabe destacar a importância de se manter em pleno funcionamento a TMA após a conclusão da campanha de prospecção, especialmente se a comercialização da energia ocorrer no mercado regulado. Os empreendimentos vencedores dos leilões do ACR ficam obrigados a enviar quinzenalmente os dados anemométricos para a EPE, sujeitos a penalizações, caso descumpram os índices mínimos de disponibilidade dos dados. Além disso, o ONS pode requerer o acesso em tempo real a estes dados através do sistema supervisorio da usina, para que sejam utilizados em seus processos internos.

5.4.4 Certificação de Produção Anual de Energia

Assim como a certificação anemométrica serve para validar o recurso eólico considerado nos projetos, a Certificação de Produção Anual de Energia cumpre papel equivalente na estimativa do montante de energia esperado no horizonte de um ano típico.

Conforme introduzido anteriormente, para caracterizar o recurso eólico no longo prazo, e conseqüentemente reduzir as incertezas associadas ao projeto, utiliza-se a metodologia MCP. Esta técnica permite extrapolar as medições coletadas no local da planta, chamada de base local, com base em sua correlação com o histórico de medições de uma estação meteorológica com muitos anos de dados disponíveis, chamada de base de referência. Existem diversos métodos estatísticos para aplicação do MCP, e sua utilização pode levar a resultados distintos. Em geral, a assertividade de qualquer um destes depende de condições básicas tais como a existência de um bom nível de correlação entre as bases utilizadas e da inexistência de longos períodos com interrupção no registro das bases⁴.

Com o apoio de ferramentas de simulação numérica, a certificadora associa os dados anemométricos extrapolados a partir do MCP com a modelagem dos efeitos aerodinâmicos que a topografia e que as próprias turbinas oferecem umas às outras. O recurso eólico modelado é então traduzido para energia a partir do vínculo estabelecido na curva de potência dos aerogeradores entre a velocidade do vento e a potência de saída de cada máquina, descontando as taxas de indisponibilidade das turbinas, sejam elas programadas ou não, assim como as perdas elétricas da rede interna do parque. Por fim, a incerteza associada aos diversos processos

que culminam na estimativa de geração é quantificada e disponibilizada junto do resultado estimado.

Como produto dos estudos acima descritos, são obtidos os valores de P50 e P90, correspondendo aos valores de potência média anual ultrapassados com 50% e 90% de chance, respectivamente. Estes são os valores que efetivamente servirão como referência para a determinação da Garantia Física do parque.

5.4.5 Análise de Viabilidade Financeira

De posse das características do projeto e da estimativa de produção energética, deve-se conduzir um minucioso estudo de viabilidade financeira, antes de dar início às atividades de implantação do parque⁵⁴. Segundo BARBOSA (2019, p. 268),

“O critério de escolha na administração dos Recursos Financeiros, que servem para dar suporte ao investimento, deve ser a Análise de Viabilidade Econômica. Para tal, devem-se utilizar métodos e critérios específicos da Análise de Projetos de Investimentos, utilizados na área de engenharia econômica, os quais demonstram com clareza os retornos sobre os investimentos, possibilitando melhor escolha, otimizando os recursos”.

Caso se confirme um retorno dentro do planejado, o projeto avança, do contrário, é arquivado em um banco de conhecimento da organização e as atividades são encerradas.

5.4.6 Licenciamento para Implantação

Como última atividade anterior à fase de implantação do parque, constam as autorizações necessárias para liberar a construção do empreendimento. Neste cenário encontra-se a Licença Ambiental de Instalação e o DRO, ambos necessários independentemente do ambiente de comercialização da energia.

Conforme descrito no capítulo de regulamentação, a LI é necessária para atestar que as obras de construção do empreendimento respeitam as sensibilidades ambientais locais e que as atividades de mitigação dos efeitos serão conduzidas conforme explicitado nos estudos ambientais. Já o DRO, após emitido, libera a construção do empreendimento por conta e risco da empresa, uma vez que não está assegurada a outorga e eventualmente o parecer de acesso à rede elétrica.

6 IMPLANTAÇÃO

A fase de implantação compreende um grande grupo de atividades, tanto de natureza técnica quanto regulatória. O início das atividades de Implantação fica condicionado à obtenção prévia de todo o licenciamento e autorizações dos órgãos competentes. São atividades da fase de implantação a aquisição dos equipamentos que constituirão o parque, a contratação de mão de obra e de prestadores de serviço, a instalação do canteiro de obras, a execução das obras civis como terraplanagem, drenagem e pavimentação dos acessos, a mobilização dos materiais, a edificação das torres, incluindo a construção das fundações e montagem da torre em si, a instalação do aerogerador, a execução das obras do sistema elétrico, incluindo a rede de distribuição interna e a subestação, e por fim, o comissionamento para liberar a entrada em operação do parque.

As referências apontam para um prazo entre 6 e 24 meses até a conclusão das obras, variando muito em função do porte do empreendimento e de possíveis entraves regulatórios⁴⁰⁴²⁵⁵. Apesar de durar relativamente pouco tempo quando comparado à vida útil do parque, esta fase é uma das mais críticas para o sucesso do empreendimento, e por isso depende de profissionais qualificados, tanto nas atividades executivas quanto nas gerenciais. Na sequência, serão ponderadas algumas características das principais atividades desta fase, tomando como referência principal a Caracterização Técnica constante do Relatório de Impacto Ambiental do Complexo Eólico Ventos de São Vicente⁵⁵.

6.1 CONTRATAÇÃO DE EMPREITEIROS E MÃO DE OBRA

É na fase de implantação que os parques eólicos mais empregam pessoas, direta ou indiretamente. Neste período, tipicamente são empregadas algumas centenas de colaboradores, sendo que as áreas com maior demanda por mão de obra são as obras civis e eletromecânicas, seguidas pelo grupo de colaboradores responsável pela montagem dos aerogeradores. Este último grupo, em especial, é formado por pessoas com alta qualificação técnica, uma vez que lida com o manuseio de peças extremamente críticas para o projeto, inclusive podendo ser parcialmente definido pelo fornecedor do aerogerador.

6.2 INSTALAÇÃO DO CANTEIRO DE OBRAS

Para disponibilizar a infraestrutura necessária aos operários durante a execução das obras, é necessária a implantação de um canteiro de obras, no qual os colaboradores possam fazer suas refeições, descansar e até mesmo residir temporariamente, atendendo às condições previstas nas normas NR18 - Condições e Meio Ambiente de Trabalho na Indústria da Construção e NR24 - Condições Sanitárias e de Conforto nos Locais de Trabalho.

Além de disponibilizar aos funcionários um ambiente propício para os intervalos de descanso, o canteiro de obras também provê armazenamento temporário para maquinário e componentes do parque.

6.3 OBRAS CIVIS – INFRAESTRUTURA

Apesar de representar atividades distintas, condensamos como “obras civis” o conjunto composto pela construção das vias de acesso internas do parque e eventuais melhorias nas vias de acesso externas já existentes, a limpeza da área por meio de supressão vegetal previamente autorizada pelos órgãos ambientais, as obras de terraplanagem e drenagem, onde se mostre necessário uma melhor capacidade de suporte do solo, e a escavação das canaletas para instalação de cabeamento subterrâneo da rede de média tensão do parque, na hipótese de que esta não seja realizada por via aérea. Conforme a necessidade específica de cada atividade, podem ser realizados estudos de sondagem que permitam identificar as características do solo e dimensionar adequadamente os reforços estruturais propostos.

6.4 MOBILIZAÇÃO DE EQUIPAMENTOS E MATERIAIS

A mobilização dos equipamentos e materiais compreende a disposição em área adequada junto à estrutura da planta, de todo ferramental necessário para execução das obras do parque. Inicialmente, são mobilizados o maquinário para execução das obras civis, tais como tratores, escavadeiras, rolos compressores, guindastes e caminhões.

Após a instalação dos acessos e do pátio de armazenamento das peças, os componentes do aerogerador podem ser transportados e acondicionados no local estipulado, de forma que não causem transtornos no entorno da obra e assegurem que os mesmos não sejam danificados. A logística de transporte deve disponibilizar caminhões adequados para o transporte da carga e

veículos de apoio acompanhando a frota durante todo o percurso, além de observar o cronograma de montagem destes equipamentos no parque, a fim de evitar atrasos na execução das obras.

6.5 CONSTRUÇÃO DAS FUNDAÇÕES DAS TORRES

Com base nos estudos realizados na etapa de projeto, resultado das sondagens e do levantamento topográfico, o projeto da fundação é disponibilizado à empreiteira para que esta possa dar início às obras. A construção inicia com a instalação das estacas em subsolo, seguida da preparação e concretagem da base de sustentação em concreto armado. Após a devida cura do concreto, o entorno da base é aplainado, mantendo acima do solo apenas a coroa que servirá como ponto de apoio e fixação do primeiro segmento da torre.

6.6 MONTAGEM DAS TORRES E AEROGERADORES

Os módulos da torre e os componentes do aerogerador são previamente dispostos próximos do local onde serão montados, e com o auxílio de guindastes são gradativamente içados e posicionados para a conexão. Com o auxílio de operadores em solo, o processo inicia com a fixação do primeiro módulo à base central, seguido da instalação dos demais segmentos, conectando-os uns aos outros, até que se alcance o topo da torre. De maneira semelhante, os componentes do aerogerador - nacelle, pás e cubo - também são içados com o apoio de guindastes, sendo então acoplados à torre.

6.7 CONSTRUÇÃO DA SUBESTAÇÃO E COS

Entre as atividades de implantação da subestação, destacamos a preparação do solo e montagem da malha de aterramento, a construção das bases de sustentação dos postes e transformadores, a montagem das paredes corta-fogo, instalação dos postes e demais estruturas de suporte, instalação das muflas e isoladores, instalação dos equipamentos eletromecânicos e a conexão elétrica dos barramentos à Rede de Distribuição Interna.

O edifício que abriga o COS costuma ser alocado próximo da subestação, e não apresenta grandes diferenças de uma construção comum, com exceção do robusto sistema de aterramento e das canaletas para o cabeamento elétrico⁵⁶.

6.8 CONEXÃO E CABEAMENTO ELÉTRICO

A integração dos aerogeradores ao Sistema de Distribuição Interno é realizada após a instalação do cabeamento elétrico. Nos casos em que a rede interna é do tipo subterrânea, a instalação é precedida pela escavação das canaletas de disposição dos cabos. Nesta etapa, apesar de integrados ao sistema elétrico, a rede segue não alimentada e os geradores desacoplados eletricamente.

6.9 IMPLANTAÇÃO DOS SISTEMAS DE TELECOMUNICAÇÕES, MEDIÇÃO E CONTROLE

A caracterização do nível de controle das turbinas pode ser influenciada pela modalidade de operação atribuída pelo ONS à usina, conforme Submódulo 26.2 dos PR. A implantação do sistema de supervisão e controle das turbinas é acompanhada pelo fornecedor dos aerogeradores, com o apoio de empresas especializadas em Tecnologia da Informação e Infraestrutura de Rede, que juntas definem a topologia mais adequada para integração dos diferentes sistemas que operarão em conjunto no dia-a-dia do parque.

O desempenho das funções de controle sistêmico exigidas pelo ONS no Submódulo 3.6, entre os quais os controles de tensão, fator de potência e potência reativa, dependem fortemente das características da infraestrutura de medição e comunicação do parque, enfatizando a importância que este desempenha.

São integrados à rede de comunicação interna do parque as TMAs e os sistemas SCADA e SMF, sendo este último composto pelos medidores de faturamento em si e pelos Transformadores de Potencial e de Corrente.

6.10 COMISSONAMENTO E INTEGRAÇÃO AO SIN

Conforme descrito no capítulo de regulamentação, a integração de instalações de geração ao SIN é operacionalizada pelo ONS, responsável por avaliar o cumprimento dos requisitos sistêmicos de confiabilidade e segurança. De acordo com o rito definido nos PR, as instalações de conexão ao SIN devem passar pelo processo de comissionamento, que consiste em realizar inspeções e avaliações atestando o atendimento aos requisitos técnicos em diferentes regimes de operação.

Os testes com impacto no sistema são liberados pelo ONS após análise dos potenciais efeitos, para os quais é feita uma preparação do sistema elétrico. Especial atenção é dada aos ensaios de controle do parque, por meio dos quais verifica-se o atendimento a requisitos de controle sistêmico e a validade dos modelos de simulação utilizados pelo ONS.

Após o comissionamento, as instalações devem ainda passar pela Operação em Teste, observando as condições estabelecidas no Submódulo 21.2 dos PR. Uma vez que sejam atendidas todas as exigências dos PR, o ONS emite a DAPR, que libera o empreendimento para entrada em Operação Comercial, e conseqüente faturamento pela energia disponibilizada ao sistema.

7 OPERAÇÃO

Uma vez que o comissionamento e a autorização para entrada em operação comercial são concluídos, o parque dá início ao período mais extenso do seu ciclo de vida: a fase de operação. A planta começa, então, a fornecer energia elétrica para inúmeros consumidores pelos anos que virão.

Durante esta transição, as atividades são marcadas pela transferência de responsabilidades da equipe de coordenação do projeto para a equipe de operação, além da transição de um escopo de projetos para um conjunto de processos, cuja finalidade principal é a de assegurar o devido desempenho dos aerogeradores. Além disso, os gestores da operação devem prezar pela segurança dos colaboradores, pelo atendimento aos aspectos regulatórios, pelo cumprimento dos contratos de comercialização e pelo bom relacionamento com a comunidade e entidades do SEB⁵⁷.

O escopo de atuação dos profissionais da área de O&M incorpora atividades que vão desde o monitoramento e controle dos equipamentos até a realização de intervenções nas turbinas. As atividades de O&M são as mais representativas durante esta fase da vida dos parques eólicos, inclusive sendo um dos maiores custos do empreendimento. Os próximos tópicos buscarão explorar os principais desafios no dia-a-dia da operação destes empreendimentos.

7.1 OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

O sucesso de um parque eólico depende profundamente das atividades de O&M. É fundamental ter à disposição uma equipe qualificada e com ampla compreensão dos fatores que podem impactar no desempenho da planta, além de um sistema de monitoramento e controle robusto e boas práticas na condução dos trabalhos²⁶.

Os detentores do empreendimento frequentemente estabelecem acordos de prestação de serviços e fornecimento de peças com o próprio fabricante dos aerogeradores. Durante um período pré-estabelecido, o fornecedor se compromete em designar uma equipe especializada para atuar dentro das instalações do parque junto do time local, acompanhando e gerenciando as atividades de O&M, visando assegurar um nível mínimo de desempenho dos aerogeradores e auxiliando na capacitação da equipe interna, para que possam dar continuidade ao trabalho após o término do contrato de prestação de serviços.

7.1.1 Manutenções Corretivas, Preventivas e Preditivas

As rotinas de inspeção e manutenção são fundamentais para assegurar o bom desempenho do parque. A demanda por intervenções nos aerogeradores é relativamente baixa, tipicamente entre 2 a 4 vezes por ano, durante períodos que variam em função da complexidade do atendimento⁵⁷. Isto implica em um elevado índice de disponibilidade destes equipamentos, variando entre 94% e 97%²⁶.

A despeito deste fato, os custos operacionais, ou OPEX, do inglês *Operational Expenditure*, vêm cada vez mais se aproximando do custo de investimento do parque, ou CAPEX, do inglês *Capital Expenditure*⁵⁸. Isto porque este tipo de despesa incide durante toda a vida útil do parque, aumentando conforme os equipamentos envelhecem e se degradam. A falta de planejamento nas atividades de O&M contribui para o aumento destes custos, diante da necessidade de atuação emergencial por meio das intervenções corretivas. Aqui entra em campo o papel desempenhado pelas manutenções preventivas e preditivas, que com o apoio de novas tecnologias como drones e inteligência artificial, permitem atuar antes que os componentes sejam avariados, tornando a gestão das manutenções mais eficiente. O termo Balance of Plant (BOP) designa o sistema que dá suporte aos componentes centrais da planta. As atividades de O&M devem prever o acompanhamento de todas estas outras estruturas, as quais também podem ser gargalos para o escoamento energético em certas condições de falta. Exemplos de estruturas incluídas no BOP são a Rede de Distribuição Interna, subestação, acessos viários e sistemas de informação. Assim como em qualquer fase da vida do parque, as atividades de O&M que oferecerem algum nível de risco ao colaborador devem ser planejadas com antecedência, assegurando-se que todas as medidas de segurança foram observadas.

As manutenções corretivas são conduzidas de forma reativa, ou seja, realizadas somente quando a avaria já se concretizou. O principal risco associado a este tipo de manutenção é a possibilidade de um tempo de parada elevado, e consequente perda de receita. Diante da possibilidade de falhas sem aviso prévio, é importante que a equipe técnica esteja sempre à postos para atendimento de situações excepcionais e que possam causar grande prejuízo, caso não sanada de maneira breve.

As manutenções preventivas são particularmente importantes para sistemas cuja avaria implique em altos custos de recuperação. Ao atuar preventivamente sobre os componentes que tipicamente estão expostos a um desgaste mais acentuado, mitiga-se o risco de atingir tais

cenários. Além disso, para otimizar as paradas técnicas, o planejamento destas manutenções pode levar em conta os períodos em que a produção energética esperada seja mais baixa, de modo a minimizar a perda de receita decorrente desta interrupção.

Mesmo com a execução periódica de inspeções e manutenções preventivas, não se pode assegurar que os componentes da torre não sofrerão danos. Neste quesito, a manutenção preditiva ressalta sua relevância. A predição de falhas é baseada em técnicas que permitam identificar o grau de desgaste de certos componentes, seja por meio de inspeção visual ou por modelos de inteligência computacional com capacidade de processamento de gigantescos volumes de informação. Os dados de entrada para este tipo de avaliação podem ser provenientes dos inúmeros sensores instalados na torre, coletados em tempo real pelo sistema SCADA, ou por inspeções com o apoio de ferramentas como câmeras térmicas, drones, e detetores portáteis de diversas características⁵⁹.

7.1.2 Telemetria e Monitoramento

Em complemento às inspeções realizadas in loco, o monitoramento remoto auxilia na identificação de diversas falhas e permite mapear fatores que causem a redução no desempenho do conjunto. Integrados ao sistema supervisório, diversos sensores espalhados nos componentes do aerogerador coletam informações importantes, tais como o índice de vibração de algumas peças, deformações mecânicas das pás do rotor e detecção de partículas no óleo lubrificante de certas peças móveis, fatores que, se além dos limites para os quais foram projetados para operar, podem reduzir o desempenho da unidade geradora, causando desgaste de componentes ou até mesmo sua avaria.

Além dos sensores complementares, são realizadas análises de desempenho por meio da certificação da curva de potência do aerogerador. Tal certificação realiza uma análise detalhada da relação entre as condições do vento e a potência extraída pela máquina, identificando se o aproveitamento do conjunto está dentro da faixa apresentada em sua ficha técnica. Com isso, além de atestar o desempenho do aerogerador, é possível calibrar certos parâmetros do sistema de controle que porventura não estivessem otimizados para as condições locais.

7.1.3 Previsão do Vento e Geração

Dada a intermitência e alta variabilidade do vento, tanto em direção quanto em intensidade, a capacidade de prevê-lo tem se mostrado como um grande aliado no planejamento da operação, permitindo, por exemplo, agendar manutenções em períodos de menor intensidade do vento, reduzindo assim a perda de receita durante a parada do aerogerador. Os modelos de previsão precisam levar em conta as condições atmosféricas em macroescala, podendo ser refinados com base em medições climatológicas locais. A complexidade neste processo aumenta drasticamente, quanto maior for o horizonte da previsão requisitado.

A tradução da intensidade do vento prevista para a potência de saída do AEG deve levar em conta a influência aerodinâmica causada pelo relevo e pela disposição das turbinas, além das condições operativas de cada máquina, tais como a velocidade de atuação dos sistemas de controle e existência de falhas que afetem o desempenho do sistema.

7.2 RELACIONAMENTO INSTITUCIONAL

Além das preocupações com o ambiente interno do parque, é importante destacar algumas das interações que ocorrem com outras entidades do SEB, notadamente os órgãos e agentes fiscalizadores. Estas interações são fundamentais para que cada entidade possa desempenhar seu papel de maneira adequada, contribuindo para o funcionamento harmonioso de toda a cadeia que compõe o SIN, desde os geradores até os consumidores finais. Neste sentido, destacamos abaixo alguns dos principais relacionamentos que devem ser mantidos durante toda a fase de operação dos parques eólicos.

7.2.1 CCEE - Medição de Faturamento

O relacionamento da usina com a Câmara de Comercialização acontece do início ao fim de sua operação comercial. Na execução de seu papel institucional, a CCEE monitora a geração e consumo de todos os agentes do sistema por meio dos dados do SMF, independente do meio de contratação, seja no ambiente livre ou regulado, para que ao final de cada mês possa contabilizar financeiramente os créditos e débitos de cada agente.

A companhia deve investir esforços para assegurar o bom funcionamento e a consistência dos dados medidos pelo SMF, porque estes representam a caixa registradora do

empreendimento. Problemas associados à medição de faturamento podem incorrer em penalizações e desvios na arrecadação, comprometendo os resultados do parque. No dia-a-dia da operação, é fundamental, portanto, que sejam monitoradas a coleta e consistência destas medições, procedendo com intervenções sempre que necessário, e desta forma, evitando complicações. Alguns dos problemas mais comuns neste tipo de sistema são falhas de comunicação, falha de sincronismo entre medidor principal e retaguarda, dano no TP e/ou TC e lacunas de medição.

7.2.2 ONS - Operação em Tempo Real e Planejamento da Operação

O relacionamento operacional da usina com o ONS pode ser um tanto diferente em função da modalidade de operação atribuída. Diferente de usinas hidráulicas ou termelétricas, as centrais de geração eólicas não têm seu despacho de potência ativa estabelecidos ou programados pelo ONS, em virtude das características intermitentes da fonte primária. Por outro lado, o ONS pode solicitar que a usina colabore com o controle de tensão do sistema, injetando ou absorvendo potência reativa da rede.

O relacionamento com a entidade é mantido, então, especialmente no sentido de dar visibilidade quanto ao status do parque em tempo real, fornecendo dados de geração, velocidade do vento e eventuais indisponibilidades dos aerogeradores, utilizados para embasar a operação em tempo real do SIN. Melhorias na previsão de vento e geração também fazem parte das pautas de interação com os agentes de geração, visando otimizar a acurácia destes métodos e a operação do sistema, minimizando os impactos que a intermitência na geração possa causar.

Eventuais indisponibilidades no sistema de transmissão podem resultar na limitação de potência a ser injetada pelo parque eólico na rede. Nesses casos, a restrição é informada pelo ONS ao agente em tempo real, no caso de desligamentos intempestivos, ou por meio dos processos envolvidos na cadeia de planejamento e programação da operação, no caso de indisponibilidades programadas. A limitação no despacho por restrições sistêmicas adversas é conhecida como *constrained off*, durante os quais pode haver impacto na receita do parque eólico por meio do custo de oportunidade, ou seja, o custo associado a energia que deixou de ser aproveitada e entregue ao sistema, e conseqüentemente, faturada.

7.2.3 EPE - Acompanhamento das Medições Anemométricas

Conforme descrito no capítulo 3, parques eólicos vencedores dos leilões de energia devem fornecer os dados das TMAs quinzenalmente para a EPE por meio do Sistema AMA (Acompanhamento das Medições Anemométricas), sob risco de penalizações financeiras, caso os dados ultrapassem certos limites de indisponibilidade no decorrer do ano calendário vigente. De posse destas informações climatológicas, a EPE publica materiais informativos ao público em geral e conduz pesquisas de cunho energético que servirão para embasar o planejamento da expansão da geração em diferentes horizontes de tempo. Além do risco de desgaste natural dos instrumentos por conta das intempéries, devem ser observados os prazos de calibração dos Anemômetros, válidos por 36 meses a partir de sua instalação na torre.

Assim como para os dados de SMF, é fundamental que os dados anemométricos sejam acompanhados no dia-a-dia da operação do parque, identificando falhas na medição ou no funcionamento do Data Logger, para que sejam providenciadas as manutenções necessárias. A conservação das TMAs no longo prazo depende da condução de manutenções preventivas periódicas, conforme recomendação da própria EPE, visando identificar sinais de desgaste estrutural, como oxidação, torção mecânica da estrutura metálica, afundamento das bases de sustentação e fixação, o que por sua vez pode colocar em risco os colaboradores e estruturas próximas.

7.2.4 Transmissora/Distribuidora acessada

O relacionamento com a transmissora ou distribuidora acessada é mais ocasional do que com as demais entidades, desde que respeitados os critérios técnicos de utilização e os limites de operação estabelecidos no CUST/CUSD. Na ocasião em que existir potencial impacto no escoamento energético da geração em virtude de obras nas instalações acessadas, sejam estas reforços ou adequações, ambas as partes devem trabalhar em conjunto para minimizar os impactos de tal atividade. Caso necessário, o agente gerador pode ser solicitado a adequar suas instalações, de forma a compatibilizá-las à nova estrutura.

7.2.5 Arrendatários e Comunidade Local

O relacionamento com os arrendatários deve prezar pelo respeito de ambas as partes aos critérios estabelecidos em contrato, especialmente nos casos onde há compartilhamento de uso da terra. Além dos arrendatários, conforme ressaltado no item 5.1.6 deste trabalho, o relacionamento com a comunidade local deve ser uma atividade contínua durante a vida útil do parque, e mesmo após o encerramento de sua operação. A companhia deve desempenhar seu papel social, promovendo o desenvolvimento da região e prezando pelo bem estar e satisfação das pessoas, além, é claro, de honrar com os compromissos assumidos inicialmente com a comunidade.

8 DESATIVAÇÃO OU REPOTENCIAÇÃO

Assim como outras tecnologias, as plantas de geração de energia eólica chegam ao fim de sua vida útil⁶⁰. Diante desta condição, o futuro do parque tem como alternativas a desativação ou repotenciação, podendo ambas serem conduzidas de forma parcial ou total³⁹. Este mesmo autor sugere, ainda, que o desenvolvimento tecnológico que culminou em maiores e melhores turbinas, também foi, em partes, responsável pela expansão da repotenciação durante a década de 2000 na Dinamarca, Alemanha, Espanha e na Califórnia.

A publicação do Wind Europe (2017) destaca a importância de políticas públicas que reconheçam a necessidade e importância da repotenciação dos parques eólicos, tendo em vista sua importância na composição de uma matriz energética sustentável e duradoura. Tais políticas devem, não somente prever a possibilidade deste artifício, mas também torná-lo viável e competitivo, frente às novas e modernas tecnologias que chegam ao mercado.

Ao analisar o mercado eólico brasileiro, nota-se que poucos empreendimentos chegaram neste ponto de sua vida útil, dada a tardia expansão deste segmento em nosso país. Na Europa, em países onde a fonte iniciou sua expansão ainda no século passado, a demanda por desativação e repotenciação é uma realidade para uma quantidade significativa de empreendimentos. Bezbradica (2015) cita que a repotenciação ainda é omitida de muitos estudos e planejamentos de projetos eólicos, o que pode trazer reflexos indesejados em mercados despreparados como o do Brasil.

O processo de decisão quanto ao destino dado aos parques eólicos no final de sua vida útil deve ser feito mediante análise econômico-financeira, ambiental, técnica e do plano de negócios da empresa. Diversos fatores além do fim da vida útil dos equipamentos, tais como o encerramento dos contratos de O&M, dos arrendamentos ou da outorga de autorização, podem influenciar na tomada de decisão quanto ao futuro das instalações.

8.1 REPOTENCIAÇÃO TOTAL OU PARCIAL

Repotenciação parcial refere-se à substituição de determinadas turbinas ou componentes do parque, enquanto repotenciação total acontece quando todos os aerogeradores são desmontados e um novo conjunto é instalado no mesmo local.

Em seu trabalho, Bezbradica apresenta o termo “*Decommissioning for Repowering*” (DfR), com o propósito de diferenciar os processos de descomissionamento seguido de

repotenciação do descomissionamento seguido do encerramento do ciclo de vida do parque. Apesar do DfR preceder a repotenciação, ambas as atividades são consideradas interdependentes, uma vez que o descomissionamento pode afetar o planejamento da repotenciação, da mesma forma que a decisão de repotenciar a planta pode afetar na maneira como o descomissionamento é realizado.

A repotenciação vem se mostrando como uma boa solução para o aumento de produção energética com diminuição simultânea no número de turbinas instaladas, haja vista o aumento na capacidade de geração dos aerogeradores no intervalo em que o parque esteve em operação. Como exemplo, temos o relato de que em 2007, na Alemanha, 108 turbinas ao final de suas vidas foram substituídas por 45 novas, e ainda assim, aumentaram a capacidade da planta de 41 MW para 103 MW. A repotenciação pode ter como contrapartida a necessidade de reconstrução das fundações da torre e adequações no sistema de supervisão e controle³⁹.

O planejamento da repotenciação deveria, em tese, seguir as mesmas premissas consideradas na análise do projeto original da planta. No entanto, uma vez que já se conhecem as condições locais do vento, não existe a necessidade de novos estudos de análise do recurso eólico, assim como podem ser prorrogados e evitados novos investimentos em contratos de arrendamento e licenças ambientais.

8.2 EXTENSÃO DA VIDA ÚTIL

Alternativamente, ao invés de substituir os equipamentos por completo, pode se estender a vida útil do parque por meio da substituição, reforma ou refabricação de peças específicas do aerogerador, aproveitando boa parte dos equipamentos originais, como a torre, fundação, dispositivos eletromecânicos de controle integrados, além da infraestrutura de acesso, do COS e da própria rede elétrica do parque. Ao fazer isso, as características do projeto são preservadas, ao menos em grande parte, e o custo da adequação acaba sendo expressivamente menor do que o da repotenciação, estendendo em alguns anos a vida útil da planta.

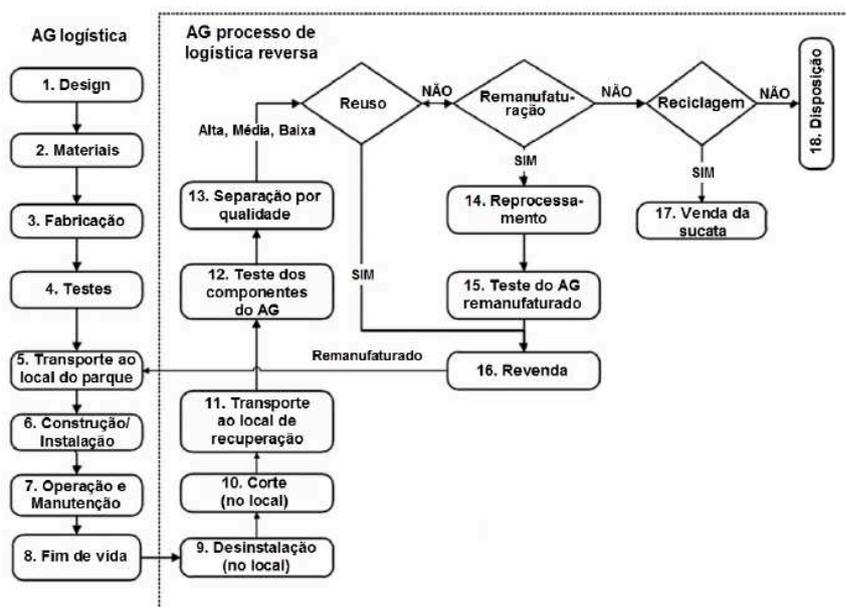
Por outro lado, esta alternativa não contribui com um aumento expressivo na produção energética quando comparado com a repotenciação, fator que pode ser decisivo quando avaliando o contexto econômico. Destaca-se que, tanto na Repotenciação quanto na Extensão da Vida Útil do parque, havendo alterações nas características técnicas do empreendimento, as autorizações e licenças obtidas junto às entidades do SEB devem ser revalidadas ou obtidas novamente em nova versão compatível com o projeto.

8.3 DESATIVAÇÃO

Segundo a associação Wind Europe (2020), as turbinas eólicas já possuem uma taxa de reciclabilidade entre 85% e 90%. A maioria dos componentes de um aerogerador, como a fundação, torre, componentes da caixa de transmissão e do gerador, são recicláveis. No entanto, as pás, compostas por materiais como fibra de carbono e de vidro, ainda representam um desafio para a destinação eficiente dos resíduos⁶¹.

O descomissionamento é um processo inevitável durante a vida de um parque eólico³⁹. Este fato, no entanto, não isenta a companhia da responsabilidade pela disposição dos resíduos de maneira adequada e sustentável. A logística de fabricação e a logística reversa das peças que compõem um aerogerador segue representada na Figura 8.1 abaixo.

Figura 8.1 – Logística e logística reversa de um aerogerador.



Fonte: Adaptado de Ortegon, Nies e Sutherland (2013, apud MACHUCA, 2015, p. 22)

Nota-se no fluxograma acima, que, por meio da gestão adequada na fase de desativação, pode-se destinar os equipamentos para utilização em aplicações de segunda-vida⁶². Para componentes de difícil reciclagem, como as pás, uma alternativa de destinação sustentável é a utilização com finalidade artística, como ilustrado na Figura 8.2.

Figura 8.2 – Playground, Wikado, Holanda.



Fonte: Medici (2011, apud MACHUCA, 2015, p. 29)

9 CONCLUSÃO

Este trabalho buscou consolidar as principais atividades de cada fase do ciclo de vida de um parque eólico em território brasileiro. Foram explorados os processos de prospecção, planejamento, implantação, operação e desativação e a maneira como cada um destes é influenciado pelo contexto regulatório. Com isso, foi possível evidenciar a complexidade envolvida na gestão de empreendimentos desta natureza, quando se considera o contexto global em que estes são inseridos.

O material aqui apresentado permitiu apreciar a evolução do perfil das atividades no decorrer do ciclo de vida do parque. Antes da entrada em operação, destacam-se as atividades com características de estudos e projetos. Já na fase de operação, predominam processos recorrentes, como os de O&M. Por fim, tanto na desativação quanto repotenciação, voltam a prevalecer as características de projeto.

Além da longa vida útil destes empreendimentos, que operam durante cerca de 25 anos, cabe destacar o longo período de maturação do projeto, entre sua concepção e a implantação da usina. Neste período, são realizados estudos de viabilidade construtiva, ambiental e financeira que permitem mensurar o nível de risco associado ao investimento, mitigando as chances de prejuízo financeiro da companhia e investidores.

Em cada fase do projeto existem desafios únicos e que requerem a participação de colaboradores de diversas áreas da formação. Participam profissionais da Engenharia, Sistemas de Informação, Meteorologia, Construção Civil, Administração, Economia e Direito, entre outras áreas. O nível de responsabilidade do cargo ocupado varia em função de suas atribuições. Os cargos de gerência, por exemplo, são ocupados por profissionais que detenham conhecimento técnico na área de atuação e perfil de liderança, capazes de coordenar suas equipes frente à complexidade de suas atribuições.

Além das pessoas, diversas instituições podem influenciar o trabalho e os resultados da companhia. Os fornecedores de serviços e equipamentos, por exemplo, afetam a forma como a empresa contratante delimita suas responsabilidades no dia-a-dia, além de impactar nas despesas corporativas. Já as instituições do SEB e a administração pública como um todo influenciam de maneira sistêmica durante todas as fases do projeto.

A abrangência e relevância deste tema demonstra que este conteúdo poderia ser mais explorado em disciplinas da graduação, aproximando o aluno deste contexto e abrindo novas portas para aqueles que se interessarem no mercado da energia eólica.

As premissas que motivaram a realização deste trabalho foram confirmadas. A disponibilidade de materiais abrangentes sobre o tema, na forma como este trabalho se propôs a apresentá-las, é escassa. Apesar de existirem muitas referências na internet, em geral seu conteúdo trata de segmentos específicos do assunto. A concatenação em sequência lógica e acessível para exposição neste trabalho provou ser um grande desafio.

9.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Para trabalhos futuros, sugere-se a avaliação e identificação de lacunas da regulamentação brasileira, no que tange aos empreendimentos eólicos, e a apresentação do processo de desenvolvimento e ciclo de vida de parques eólicos offshore.

REFERÊNCIAS

- 1 PASQUALETTI, M.; RIGHTER, R.; GIPE, P. History of Wind Energy. In: CLEVELAND, C. (ed.). **Encyclopedia of Energy**. [S. L.]: Elsevier Academic Press, 2004. p. 419-433.
- 2 U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Wind explained: history of wind power**. History of wind power. Disponível em: <https://www.eia.gov/energyexplained/wind/history-of-wind-power.php>. Acesso em: 15 set. 2020.
- 3 DUTRA, R. Cresesb (org.). **Energia eólica: princípios e tecnologia**. [S. L.]: [S. N.], 2008. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_eolica_2008_e-book.pdf. Acesso em: 29 out. 2020.
- 4 DAMAS, L. B. **Aplicação da metodologia MCP para análise da geração em dois parques eólicos em operação no Brasil**. 2013. 255 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.
- 5 INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Renewable energy market update**. 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update>. Acesso em: 29 out. 2020.
- 6 LUCENA, J. de A Y.; LUCENA, K. A. A. Wind energy in Brazil: an overview and perspectives under the triple bottom line. **Clean Energy**, [S.L.], v. 3, n. 2, p. 69-84, 2 mar. 2019. Oxford University Press (OUP). <http://dx.doi.org/10.1093/ce/zkz001>.
- 7 TOLMASQUIM, M. T. **Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica**. Rio de Janeiro: [S. N.], 2016. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-172/Energia%20Renov%C3%A1vel%20-%20Online%2016maio2016.pdf>. Acesso em: 01 nov. 2020.
- 8 BRASIL. **Lei nº 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), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1992, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2002. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10438compilada.htm. Acesso em: 01/11/2020.
- 9 MME, EPE. **Projetos eólicos nos leilões de energia: Evolução dos projetos cadastrados e suas características técnicas. Atualização leilões 2018-2019 – EPE-DEE-017/2020-r0**. [S.L.],

2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-468/NT_EPE-DEE-NT-017-2020-r0.pdf. Acesso em: 14 nov. 2020.

10 ABEEÓLICA. **Eólica já é a segunda fonte da matriz elétrica brasileira com 15 GW de capacidade instalada**. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/noticias/eolica-ja-e-a-segunda-fonte-da-matriz-eletrica-brasileira-com-15-gw-de-capacidade-instalada/>. Acesso em: 01 nov. 2020.

11 ABEEÓLICA. **Infovento 18**. 2020. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2020/10/Infovento-18.pdf>. Acesso em: 14 nov. 2020.

12 EPE. **Roadmap eólica offshore Brasil**. 2020. Disponível em: <https://storymaps.arcgis.com/stories/85011a3a5b5e4208abccf546cdd0de2f>. Acesso em: 01 nov. 2020.

13 AMARANTE, O. A. C. *et al.* **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Brasília: [S. N.], 2001. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf. Acesso em: 01 nov. 2020.

14 FREIRE, W. Agência Canal Energia. **Potencial eólico onshore brasileiro pode ser de 880 GW, indica estudo**. 2016. Disponível em: <https://canalenergia.com.br/noticias/31738562/potencial-eolico-onshore-brasileiro-pode-ser-de-880-gw-indica-estudo>. Acesso em: 01 nov. 2020.

15 ONS. **Nordeste registra três recordes de geração de energia eólica na mesma semana**: recordes ocorreram nos dias 2, 5 e 6 de agosto. Disponível em: http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20200807_Nordeste-registra-tr%C3%AAs-recordes-de-gera%C3%A7%C3%A3o-de-energia-e%C3%B3lica-na-mesma-semana.aspx. Acesso em: 01 nov. 2020.

16 ONS. **Boletins mensais de geração eólica**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=Boletim+Mensal+de+Gera%C3%A7%C3%A3o+E%C3%B3lica>. Acesso em: 01 nov. 2020.

17 FINARDI, E. C. **Modelo institucional vigente do setor elétrico**: conceitos básicos e principais dispositivos. Florianópolis: Material didático da disciplina de Planejamento e Regulação de Mercados de Energia Elétrica – EEL7104, 2018. 114 slides.

18 CCEE. **Setor elétrico**. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_adf.ctrl-state=pfbt86wjj_1&_afLoop=1051386926827548#!%40%40%3F_afLoop%3D1051386926827548%26_adf.ctrl-state%3Dpfbt86wjj_5. Acesso em: 01 nov. 2020.

19 BRASIL. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.** Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/L10.848compilado.htm. Acesso em: 01/11/2020.

20 BRASIL. **Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.** Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 1997. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478compilado.htm. Acesso em: 01/11/2020.

21 BRASIL. **Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960.** Cria os Ministérios da Indústria e do Comércio e das Minas e Energia, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 1960. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/1950-1969/13782.htm Acesso em: 01/11/2020.

22 BRASIL. **Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004.** Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.847.htm. Acesso em: 01/11/2020.

23 BRASIL. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.** Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 1996. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19427cons.htm. Acesso em: 01/11/2020.

24 BRASIL. **Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.** Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 1998. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19648cons.htm. Acesso em: 01/11/2020.

25 BRASIL. **Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004.** Regulamenta os arts. 4º e 5º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Brasília, DF: Presidência da República, 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5177.htm. Acesso em: 01/11/2020.

26 MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind energy explained: theory, design and application**. 2. ed. [S. L.]: John Wiley & Sons, 2010. 704 p.

27 ANEEL. Resolução Normativa nº 876, de 10 de março de 2020. Estabelece os requisitos e procedimentos necessários à obtenção de outorga de autorização para exploração e à alteração da capacidade instalada de centrais geradoras Eólicas, Fotovoltaicas, Termelétricas e outras fontes alternativas e à comunicação de implantação de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida. **Diário Oficial da União**. 50. ed. Brasília, 13 mar. 2020. v. 158, n. 50, Seção 1, p. 46. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-normativa-n-876-de-10-de-marco-de-2020-247799577>. Acesso em: 02 nov. 2020.

28 ONS. **Procedimentos de Rede**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/o-que-sao>. Acesso em: 02 nov. 2020.

29 ANEEL. **PRODIST: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/modulo-3>. Acesso em: 02 nov. 2020.

30 MME. Portaria nº 102, de 22 de março de 2016. **Diário Oficial da União**. 56. Ed. Brasília, 23 mar. 2016. v. 153, n. 56, Seção 1, p. 72. Disponível em: <https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?data=23/03/2016&jornal=1&pagina=72&totalArquivos=160>. Acesso em: 02 nov. 2020.

31 BRASIL. **Decreto nº 5163, 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: Presidência da República, 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm. Acesso em: 02 nov. 2020.

32 MME, EPE. **Expansão da Geração - Empreendimentos Eólicos: Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica – EPE-DEE-017/2009-r14**. Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/leiloes-de-energia/Documents/Instrucoes/EPE-DEE-017_2009_R14_2017_EOL.pdf. Acesso em: 03 nov. 2020.

33 EPE. **Expansão da Geração: garantia física. Garantia Física**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/garantia-fisica>. Acesso em: 03 nov. 2020.

34 MME. Portaria nº 101, de 22 de março de 2016. **Diário Oficial da União**. 56. ed. Brasília, 23 mar. 2016. v. 153, n. 56, Seção 1, p. 71. Disponível em: <https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?data=23/03/2016&jornal=1&pagina=71&totalArquivos=160>. Acesso em: 03 nov. 2020.

35 CCEE. **Procedimentos de Comercialização**. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/procedimentos?_afzLoop=816853038954870&_adf.ctrl-

state=v44mta24l_26#!%40%40%3F_afLoop%3D816853038954870%26_adf.ctrl-state%3Dv44mta24l_30. Acesso em: 03 nov. 2020.

36 BRASIL. **Lei nº 6938, de 31 de agosto de 1981**. Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 1981. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L6938compilada.htm. Acesso em: 03 nov. 2020.

37 CONAMA. Resolução CONAMA nº 237, de 19 de dezembro de 1997. Dispõe sobre a revisão e complementação dos procedimentos e critérios utilizados para o licenciamento ambiental. **Diário Oficial da União**. 247. ed. Brasília, 22 dez. 1997. Seção 1.

38 CONAMA. Resolução CONAMA nº 462, de 24 de julho de 2014. Estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre, altera o art. 1º da Resolução CONAMA n.º 279, de 27 de julho de 2001, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**. 141. ed. Brasília, 25 jul. 2014. Seção 1, p 96.

39 BEZBRADICA, M. **Wind Farm Repowering: a strategic management perspective**. 2015. 80 f. Dissertação (Mestrado) – Department of Earth Sciences, Uppsala Universitet, [S. L.], 2015.

40 CORIOLIS ENERGY. **The Wind Farm Life Cycle**. 2020. Disponível em: http://www.coriolis-energy.com/landowners/wind_farm_life_cycle.html. Acesso em: 03 nov. 2020.

41 MOURA, L. P.; OLIVEIRA, J. C.; TRONCHA, G. S.; REIS, A. Estrutura física de parques eólicos e os princípios de funcionamento das topoloias de geração. **XVI Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica**, [S.L.], 10 nov. 2018. Programa de Educação Tutorial de Engenharia Elétrica - UFU. <http://dx.doi.org/10.14295/2596-2221.xviceel.2018.252>.

42 SOARES, A. G. B.; SILVA, J. W. M. da.; GONZÁLEZ, M. O. A. **Proposta de aplicação dos princípios lean e ágil na construção de parques eólicos onshore: um estudo de caso**. Natal, RN: p. 308-327. Disponível em: <https://www.brazilwindpower.com.br/content/dam/Informa/brazil-windpower/pt/2020/ebook/AnuarioTrabalhosTecnicosBWP2019.pdf>. Acesso em: 03 nov. 2020.

43 OLIVEIRA, K. L. M. de. **Projeto básico de um parque eólico e estudos de conexão**. 2014. 114 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2014.

44 VARELLA FILHO, H. C. **Medição de desempenho na cadeia de suprimentos da energia eólica: proposta de um conjunto de indicadores de desempenho**. 2013. 145 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Produção, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2013.2

45 MELO, Jefferson Lisboa. **Análise das etapas de desenvolvimento de projetos de energia eólica**: estudo de caso. 2015. 52 f. Monografia (Especialização) - Curso de Economia e Meio Ambiente, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

46 BROWER, M. C. **Wind resource assessment**: a practical guide to developing a wind project. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, 2012.

47 ATLANTIC ENERGIAS RENOVÁVEIS. **Saiba como é realizado o transporte de pás eólicas**. 2019. Disponível em: <http://atlanticenergias.com.br/saiba-como-e-realizado-o-transporte-de-pas-eolicas/#:~:text=Conectadas%20%C3%A0%20nacele%20e%20sustentadas,um%20edif%C3%ADcio%20de%20%20andares>. Acesso em: 08 nov. 2020.

48 OMEGA ENERGIA. **Projetos sociais**: centro de educação janelas para o mundo. Disponível em: <https://omegaenergia.com.br/sustentabilidade#janela-para-o-mundo>. Acesso em: 08 nov. 2020.

49 **Sistema de informação geográfica**. In: WIKIPÉDIA: a enciclopédia livre. [S.l.], 2020. Disponível em: https://pt.wikipedia.org/wiki/Sistema_de_informa%C3%A7%C3%A3o_geogr%C3%A1fica. Acesso em: 08 nov. 2020.

50 GOUVEIA, Y. C. da S. **Construção de um Parque Eólico Industrial**. 2013. 123 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, 2013.

51 EPE. **Instalação de estações anemométricas**: boas práticas. Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-236/Guia%20Boas%20Pr%C3%A1ticas%20Esta%C3%A7%C3%B5es%20Anemom%C3%A9tricas.pdf>. Acesso em: 08 nov. 2020.

52 AMMONIT. **Sistemas de detecção remota para medição de vento**. Disponível em: <https://www.ammonit.com/pt/wind-solar-messsysteme/sodar-lidar-windmessung>. Acesso em: 08 nov. 2020.

53 TODARO, R. H.; GUETER, F. D. V.; AGARELLI, G.; PESSOA, G. T.; SAAB JÚNIOR, J. Y. **Seleção e análise técnico-econômica preliminar de turbinas eólicas**. São caetano do Sul, SP: p. 756-775. Disponível em: <https://www.brazilwindpower.com.br/content/dam/Informa/brazil-windpower/pt/2020/ebook/AnuarioTrabalhosTecnicosBWP2019.pdf>. Acesso em: 03 nov. 2020.

54 BARBOSA, M. M. B. **Desafios futuros do ONS nos estudos de estabilidade e dinâmica do SIN considerando os parques eólicos do nordeste**. [S.l]: p. 246-289. Disponível em: <https://www.brazilwindpower.com.br/content/dam/Informa/brazil->

windpower/pt/2020/ebook/AnuarioTrabalhosTecnicosBWP2019.pdf. Acesso em: 03 nov. 2020.

55 SECRETARIA DO MEIO AMBIENTE E RECURSOS HÍDRICOS DO ESTADO DO PIAUÍ. **Relatório de impacto ambiental**: complexo eólico ventos de São Vicente. Elaborado por GEOCONSULT - Projetos e serviços ambientais LTDA. Disponível em: <http://www.semar.pi.gov.br/editais.php?id=94>. Acesso em: 08 nov. 2020.

56 CÂMARA, M. M. **Aspectos da implementação e panorama atual dos parques eólicos no estado da Paraíba**. 2016. 61 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2016.

57 IWEA. **Life-cycle of an onshore wind farm**. 2019. Disponível em: <http://www.ionicconsulting.ie/iwea-report-life-cycle-of-an-onshore-wind-farm/>. Acesso em: 08 nov. 2020.

58 WINDPOWER ENGINEERING & DEVELOPMENT. **What are the new trends in wind O&M?** 2019. Elaborado por Michelle Froese. Disponível em: <https://www.windpowerengineering.com/what-are-the-new-trends-in-wind-om/>. Acesso em: 08 nov. 2020.

59 OLIVEIRA, C. B. M. *et al.* **Guia do setor eólico do Rio Grande do Norte**: mercado - prospecção - construção e montagem, operação e manutenção - barreiras e perspectivas. Natal: Insitituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte, 2015. Disponível em: <https://memoria.ifrn.edu.br/handle/1044/403>. Acesso em: 08 nov. 2020.

60 WIND EUROPE. **Repowering and lifetime extension**: making the most of Europe's wind resource. 2017. Disponível em: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/WindEurope-Repowering-and-Lifetime-Extension.pdf>. Acesso em: 08 nov. 2020.

61 WIND EUROPE. **Cross-sector industry platform outlines best strategies for the recycling of wind turbine blades**. 2020. Disponível em: <https://windeurope.org/newsroom/press-releases/cross-sector-industry-platform-outlines-best-strategies-for-the-recycling-of-wind-turbine-blades/>. Acesso em: 08 nov. 2020.

62 MACHUCA, M. N. **Análise ambiental, técnica e econômica da pós-operação de parques eólicos**. 2015. 118 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Sanitária e Ambiental, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.