

ROBERTA MENDES CESAR

**SEGURO PARAMÉTRICO NO BRASIL: um estudo de sua aplicação em parques
eólicos**

SÃO PAULO
2020

ROBERTA MENDES CESAR

**SEGURO PARAMÉTRICO NO BRASIL: um estudo de sua aplicação em parques
eólicos**

Monografia apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para obtenção
de título de Especialista em Energias
Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência
Energética.

Orientador: Professor Rodrigo Sacchi

SÃO PAULO
2020

ROBERTA MENDES CESAR

**SEGURO PARAMÉTRICO NO BRASIL: um estudo de sua aplicação em parques
eólicos**

Monografia apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para obtenção
de título de Especialista em Energias
Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência
Energética.

Orientador: Professor Rodrigo Sacchi

Aprovado em

BANCA EXAMINADORA

Professor(a)

Professor(a)

Professor(a)

SÃO PAULO
2020

Dedico esse trabalho e o cumprimento de mais essa etapa aos meus familiares e ao meu marido pelo apoio e paciência de sempre.

AGRADECIMENTOS

Esse trabalho merece especial agradecimento aos colegas de trabalho que tiveram parte de seu tempo dedicado a esclarecer dúvidas e suporte técnico e sempre disponíveis quando contatados.

Agradeço ao professor orientador Rodrigo Sacchi pela atenção dispensada e paciência quando dos esclarecimentos necessários.

RESUMO

O presente trabalho aborda o tema do seguro paramétrico climático no Brasil analisando as variações climáticas não esperadas que podem afetar o mercado de geração de energia. O trabalho visa demonstrar como esse seguro pode auxiliar na perda de receita sofrida por geradores de energia eólica e como a modelação de seguro paramétrico de um parque eólico pode funcionar e que, caso a garantia física do parque eólico não seja produzida, o gerador não terá consequências prejudiciais com a perda de receita.

Palavras-chave: Seguro Paramétrico. Parque Eólico. Garantia Física.

ABSTRACT

This paper addresses the topic of parametric climate insurance in Brazil by analyzing the unexpected climatic variations that may affect the power generation market. The work aims to demonstrate how this insurance can help in the loss of revenue suffered by wind power generators and how the modeling of parametric insurance of a wind farm can work and, if the physical guarantee of the wind farm is not produced, the generator will not have harmful consequences of lost revenue.

Keywords: Parametric Insurance. Wind Farm. Physical Guarantee.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Matriz Elétrica Brasileira.....	16
Tabela 2 – Velocidade média do ventos (m/s) 50m acima do nível da superfície.	19
Tabela 3 – Classificação do Vento.....	24
Tabela 4 – Valores de MWh produzidos mensalmente desde 01 de janeiro de 1990 até 31 de dezembro de 2019 para 47 turbinas.....	28
Tabela 5 – Produção anual em MWh com disponibilidade de 90% de geração....	30
Tabela 6 – Estimativa de sinistros ocorridos com um gatilho de pagamento de 95% da garantia física.....	32

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Evolução da capacidade instalada em geração eólica no Brasil (2005-2019).....	17
Gráfico 2 – Produção de energia anual.....	24
Gráfico 3 – Curva de Potência estimada para o aerogerador Vestas V150-4,2 MW.....	26
Gráfico 4 – Produção de energias anuais desde 1990 a 2019.....	29
Gráfico 5 – Energia gerada entre 1990 e 2019 e gatilho de cenário de sinistro....	33

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Velocidade média anual do vento a 50m de altura.....	18
Figura 2 – Zonas de caracterização de uma curva de potência.....	25
Figura 3 – Representação da localização da coleta de dados para a cidade de Serra do Mel/RN.....	27

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Comercialização Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CBEE	Centro Brasileiro de Energia Eólica
DAV	<i>Power Data Access Viewer</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GWh	Giga Watt hora
MME	Ministério de Minas e Energias
MWh	Mega Watt hora
NASA	National Aeronautics and Space Administration
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
SUSEP	Superintendência de Seguros Privados

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	11
1. SEGURO TRADICIONAL E PARAMÉTRICO	13
1.1 TRADICIONAL	13
1.1.1 RISCOS DE ENGENHARIA	13
1.1.2. RISCOS OPERACIONAIS	14
1.2 PARAMÉTRICO	15
2. POTENCIAL DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL	16
3. SEGURO PARAMÉTRICO CLIMÁTICO NO MERCADO DE ENERGIA	20
4 PARQUE EÓLICO NA REGIÃO NORDESTE DO BRASIL	23
4.1. CARACTERÍSTICA DO AEROGERADOR MODELO VESTAS V150-4,2 MW	23
4.2 DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO	26
4.3 PRECIFICAÇÃO DO SEGURO PARAMÉTRICO PARA O ESTUDO	31
CONSIDERAÇÕES FINAIS	34
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	36

INTRODUÇÃO

O seguro é uma prática muito antiga no mundo todo. Com o surgimento das civilizações, uma das consequências imediatas foi o comércio, que era a principal forma de interação entre os povos. Através do espírito aventureiro dos homens, as rotas de comércio foram ficando cada vez maiores e, com isso, os riscos também aumentavam. Grupos de comerciantes passaram a dividir o risco das grandes rotas de um dos membros com os outros, numa espécie de ação cooperativa, gerando uma forma rudimentar de seguro. Registros desse tipo de iniciativas são encontrados na China antiga, Império Romano e até mesmo na Babilônia - milhares de anos antes de Cristo.

O estabelecimento do mercantilismo criou as condições para o Renascimento e um novo período de expansão do comércio, principalmente através das grandes navegações. Nesse tempo, foi criada uma operação chamada Contrato de Risco Marítimo. Após a criação deste primeiro seguro, a prática foi se desenvolvendo e seguros específicos para cada atividade foram criados à medida que as necessidades iam aparecendo (Lima, 2018).

Não foi diferente com o seguro paramétrico. Este foi criado no final da década de 90, mas somente nos anos mais recentes é que as empresas de seguro têm oferecido este tipo de solução (Brettler, 2019). Este seguro surgiu com o intuito de cobrir eventos que o seguro tradicional não oferece.

Os seguros tradicionais têm como propósito cobrir danos materiais imprevistos e inesperados que podem ocorrer a bens diversos cobertos em apólices enquanto que o paramétrico irá cobrir a probabilidade de um determinado evento ocorrer. Como exemplo destes eventos Brettler (2019) ressalta alguns: uma indústria alocada próximo a um rio que tem registrado grandes cheias pode contratar um seguro específico para este tipo de inundação. Ou até mesmo uma usina solar que vem registrando baixa na radiação solar recebida, pode contratar um seguro para garantir a "falta de sol".

No Brasil o seguro paramétrico apresenta dois grandes focos: paramétrico de índices climáticos para o agronegócio e o paramétrico de índices climáticos voltado para o mercado de energia. O foco deste estudo será o seguro paramétrico para o mercado de energia com garantias de vento suficientes em que parques eólicos não

sofram com a falta de produção e, consequentemente, não sofram com perdas financeiras por falta de cumprimento de contratos.

No primeiro capítulo do estudo, abordar-se-á como funciona o seguro paramétrico relacionando-o com os seguros tradicionais já conhecidos. No segundo capítulo será apresentado um breve cenário da matriz eólica no mercado Brasileiro e o potencial de crescimento do país neste segmento de energia. O terceiro capítulo mostrará quais os parâmetros que o seguro paramétrico poderia levar em conta para ser modelado, focando no mercado da energia eólica.

No quarto e último capítulo é feita uma análise de um parque eólico na região nordeste do brasil e como o seguro paramétrico climático poderia ser contratado para o determinado risco.

O seguro paramétrico, portanto, pode ser de grande ajuda para garantir que os geradores de energia eólica não tenham grandes prejuízos por altas variações climáticas.

1. SEGURO TRADICIONAL E PARAMÉTRICO

Para exemplificar o seguro paramétrico, a maneira mais simples é comparando-o com o seguro tradicional conhecido, uma vez que o seguro paramétrico é também chamado de seguro não tradicional de acordo com Monsalve (2018).

Enquanto o seguro tradicional apresenta parâmetros pré-definidos para suas coberturas de danos materiais a bens/propriedades e perda de lucros cessantes/esperado, o paramétrico pode ser customizado para atender à necessidade específica de cada risco. Ou seja, o seguro paramétrico, diferente do seguro tradicional para danos concretos e lucros cessantes, não decorre de um dano material.

A base para o seguro tradicional vem com a ideia de pagamento de indenização somente quando da ocorrência de perdas e danos materiais no bem segurado. Já o paramétrico tem o intuito de cobrir a probabilidade de um evento definido ocorrer, não sendo necessário haver um dano físico para que o seguro seja acionado (Monsalve, 2018).

1.1 TRADICIONAL

Apenas para elucidar o seguro tradicional, ele é feito para garantir que, caso ocorra um evento súbito e inesperado no local do objeto segurado, seja um edifício residencial, uma usina térmica de produção de energia ou uma construção civil, o seguro somente será acionado em havendo um dano material consequente de um evento. Essa premissa também é usada para a cobertura de perda de lucros cessantes. Ela poderá ser acionada caso o segurado comprove que sofreu uma perda de lucro como consequência de um dano material ocorrido por um evento inesperado.

Para parques eólicos em geral, considerando os seguros tradicionais, é possível mencionar, para os objetivos comparativos desse trabalho, dois dos principais seguros existentes: seguro de risco de engenharia e seguro de riscos operacionais.

1.1.1 RISCOS DE ENGENHARIA

O seguro para riscos de engenharia contempla projetos que estão em fase de construção, instalação e montagem. Este seguro é contratado para todo o período de

construção do projeto, sendo aplicado desde o início da construção podendo, inclusive, incluir desde a limpeza de terreno para implantação de canteiro de obras até a conclusão de implantação de todo o projeto. Em parques eólicos, este seguro é aplicado também desde o início da obra, incluindo toda parte civil, instalações elétricas e montagem de todos os equipamentos, podendo incluir desde teste e comissionamento até a finalização total do projeto e entrada em operação da usina.

O seguro de engenharia no Brasil é denominado como *Construction All Risks/Erection All Risks*, onde danos materiais em geral consequentes de eventos súbitos e inesperados estarão amparados pelo seguro. O valor do dano material ocorrido será analisado e o montante pago será avaliado com o intuito de reconstrução do bem ao valor estimado do momento anterior à ocorrência do dano. Além da cobertura de dano material, também é possível amparar dano de lucros cessantes que tenha ocorrido como consequência ao dano material.

Para todos os seguros de risco de engenharia comercializados no Brasil, as apólices serão formadas, obrigatoriamente, segundo a vigente Circular da Superintendência de Seguros Privados - SUSEP – nº 540/2016 pela Cobertura Básica, que garantirá os interesses legítimos do segurado.

1.1.2 RISCOS OPERACIONAIS

Finalizando a fase de seguro de riscos de engenharia na construção de um projeto, inicia-se o seguro de riscos operacionais. Este seguro, assim como o de engenharia, também é um seguro de *All Risks* que cobrirá danos materiais ao bem segurado durante sua operação e que sejam consequentes de eventos súbitos e inesperados. Em sua maioria, estes riscos têm duração de 12 meses com possibilidade de renovação a cada término de período de cobertura. Além do dano material, o seguro também se estenderá para cobrir perdas de lucros cessantes de paralisação de operação como consequência do dano material coberto.

Nas coberturas operacionais de parques eólicos, o seguro operacional cobrirá danos materiais que possam ocorrer nos parques tal como a quebra de um aerogerador ou um incêndio em subestações. O seguro irá amparar o segurado com montantes para reposição de peças danificadas ou até mesmo reposição por um equipamento novo. E, também, poderá amparar os lucros cessantes que o parque deixou de produzir devido ao equipamento danificado fora de operação.

Assim como o seguro de risco de engenharia, a apólice de riscos operacionais também terá coberturas definidas segundo a Circular SUSEP nº 565/2017 e notas técnicas atuariais publicadas pelo órgão regulador.

1.2 PARAMÉTRICO

De acordo com Brettler (2019), dois principais elementos são encontrados no seguro paramétrico: o evento no qual a cobertura está ligada e os métodos usados para pagamento de indenização. O evento climático a que a cobertura está ligada pode ser um evento da natureza como tempestades, terremotos, inundações ou eventos como a falta de vento em um local de geração de energia eólica ou falta de chuva que possa afetar grandes hidroelétricas.

Para o pagamento da indenização, este baseia-se na definição de índices para a ocorrência de eventos naturais, como no caso da falta de vento mínimo em uma região específica. No momento em que esse índice definido ocorrer ou for excedido, ele será comparado a parâmetros medidos por um agente independente (tal como o Operador Nacional do Sistema – NOS) e a apólice poderá ser acionada e a indenização poderá ser paga.

Para a elaboração do método de precificação do seguro paramétrico não há um *software* específico e cada empresa que oferece a solução pode escolher o que mais se adequa ao produto. Nesta pesquisa será feito um modelo para construção de curva de permanência de velocidade de vento usando base de dados que contém parâmetros meteorológicos e solares para desenvolvimento de sistemas para energia renovável, tal como veremos no capítulo 4.

Atualmente, a SUSEP tem poucos registros de seguradoras que comercializam o produto no país e até mesmo de apólices emitidas. Com o crescimento da energia eólica e renovável além da evolução do grande mercado agroindustrial, este tipo de solução tende a crescer.

É importante ressaltar que o seguro paramétrico climático negociado no Brasil tem o intuito de indenizar perdas por eventos climáticos, não sendo possível indenizações voltadas para performance de equipamentos.

2. POTENCIAL DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

Recentemente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) disponibilizou um novo sistema aberto para consulta relacionada à capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil. Este é chamado de SIGA (Sistema de Informação de Geração da ANEEL) e apresenta a matriz energética do país demonstrando quantidades de usinas e quantidades de *Mega Watts (MW)* gerados por tipo de energia. Na tabela 1 abaixo é possível notar toda a matriz energética do país, incluindo a eólica (linha 3 da tabela) que atualmente representa pouco mais de 10% de toda a energia gerada no Brasil. Este índice inclui usinas ainda em construção e usinas já em operação.

Tabela 1 – Matriz Elétrica Brasileira em 2020

Tipo	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	Quantidade	% (Pot. Outorgada)
CGH	814,177.67	806,150.67	735	0.44%
CGU	50.00	50.00	1	0.00%
EOL	19,297,173.86	15,814,932.86	763	10.50%
PCH	5,758,646.49	5,312,608.57	447	3.13%
UFV	3,371,447.95	2,929,373.95	3910	1.84%
UHE	103,171,328.00	103,026,876.00	221	56.16%
UTE	47,952,677.79	42,864,128.99	3124	26.10%
UTN	3,340,000.00	1,990,000.00	3	1.82%
Total	183,705,501.76	172,744,121.04	9204	100.00%

Fonte: Sistema de informação de geração da ANEEL – SIGA

Legenda:

CGH – Central Geradora Hidrelétrica

CGU – Central Geradora Undi-elétrica

EOL – Central Geradora Eólica

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

UFV – Central Geradora Solar Fotovoltaica

UHE – Usina Hidrelétrica

UTE – Usina Termelétrica

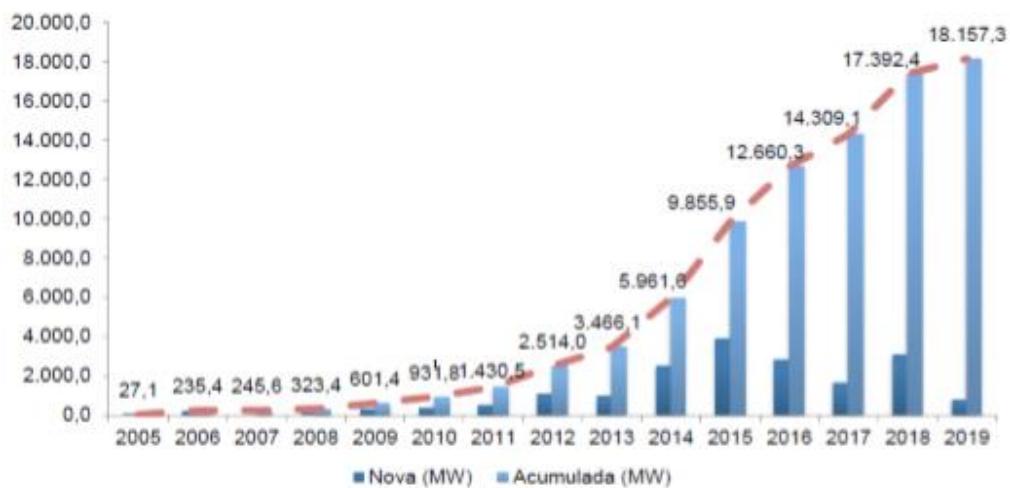
UTN – Usina Termonuclear

Para atingir esse patamar atual, a geração eólica no Brasil foi impulsionada graças ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) que iniciou em 2004 com o intuito que diversificar a matriz energética do país e dá incentivos às fontes renováveis de PCHs, biomassa e eólicas. Inicialmente, foram destinados um total de 3.300 MW de capacidade instalada para o programa, sendo 1.423 MW para a energia eólica.

Segundo Diniz (2019), os primeiros projetos eólicos vinculados ao Proinfa tiveram um atraso no início da produção devido a algumas dificuldades operacionais que foram encontradas ao longo de seu desenvolvimento, sendo que esses primeiros tiveram a entrada em operação somente no fim de 2011.

Mas, com o programa do governo e políticas subsequentes favoráveis à energia, a fonte eólica cresceu rapidamente no país. Esta evolução é demonstrada no gráfico 1 abaixo.

Gráfico 1: Evolução da capacidade instalada em geração eólica no Brasil (2005-2019)



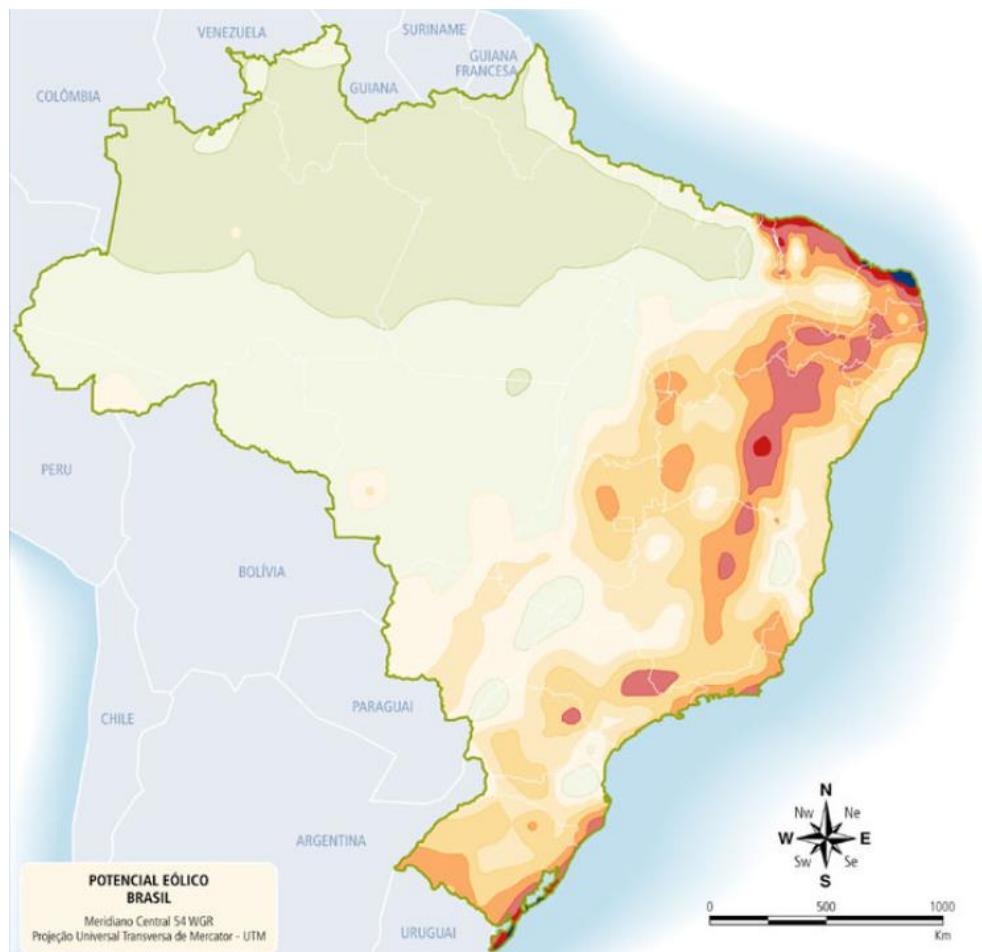
Fonte: Autora "adaptado de" Diniz, 2018, p. 240

A energia eólica instalada no país cresceu muito no período determinado no gráfico 1 acima, mas ao considerar estudos de potencial eólico do país, é possível notar que ainda há espaço para um crescimento muito maior. Segundo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o Brasil tem potencial para instalação de energia eólica que ultrapassam os 60.000 MW. Este estudo foi iniciado pelo Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE), da Universidade Federal de Pernambuco com o

apoio dos principais órgãos voltados para a energia no país, a ANEEL e Ministério de Minas e Energias (MME).

A Figura 1 em conjunto com a Tabela 2 demonstram os resultados de estudos feito pelo CBEE com relação à velocidade média do vento e energia eólica média a uma altura de 50m acima da superfície.

Figura 1: Velocidade média anual do vento a 50m de altura



Fonte: FEITOSA, E. A. N. et al. Panorama do Potencial Eólico no Brasil. Brasília: Dupligráfica, 2003. (adaptado) *apud* in AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Energia Eólica.

Tabela 2: Velocidade média do ventos (m/s) 50m acima do nível da superfície

**Velocidade média do vento (m/s)
50 m acima do nível da superfície**

Classes de energia	Mata	Campo Aberto	Zona Costeira	Morro	Montanha
4	> 6,0	> 7,0	> 8,0	> 9,0	> 11,0
3	4,5 - 6,0	6,0 - 7,0	6,0 - 7,0	7,5 - 9,0	8,5 - 11,0
2	3,0 - 4,5	4,5 - 6,0	4,5 - 6,0	6,0 - 7,5	7,0 - 8,5
1	< 3,0	< 4,5	< 4,5	< 6,0	< 7,0

Fonte: FEITOSA, E. A. N. et al. Panorama do Potencial Eólico no Brasil. Brasília: Dupligráfica, 2003. (adaptado) *apud in* AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Energia Eólica.

Isso quer dizer que, conforme vimos pelo estudo da CCEE, considerando a produção cumulada de 18157,3 MW em 2019 (gráfico 1), temos, no mínimo, mais 41842,7 MW de energia eólica a ser produzida no Brasil.

3. SEGURO PARAMÉTRICO CLIMÁTICO NO MERCADO DE ENERGIA

Os parâmetros para definição da cobertura do seguro podem variar muito de acordo com o que o gerador está buscando. Em sua maioria, o gerador busca uma opção para se proteger de penalidades por falta de cumprimento de contrato de venda de energia por variações inesperadas do clima. Quando esses contratos não são cumpridos e o balanço entre energia vendida e energia gerada ao fim de um mês é negativo, o gerador fica exposto à valoração desta energia não entregue pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que varia muito durante o ano, podendo prejudicar o faturamento do gerador.

A penalidade mencionada diz respeito aos geradores que estão expostos no Mercado de Curto Prazo (MCP). O MCP é a denominação do processo onde se processa todos os contratos de compra e venda de energia celebrados no mercado, tanto regulado (contratos celebrados no Ambiente de Comercialização Regulado - ACR) quanto no livre (contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre – ACL). A regulação dessas operações é feita pela CCEE.

A comercialização da energia do geradores pode ser feita nos dois ambientes possíveis de comercialização existentes: o ACR e ACL. De acordo com Ribeiro (2015), o ACR é destinado ao suprimento de energia às distribuidoras através de leilões onde quaisquer agentes vendedores podem participar. Já o ACL é destinado às operações de compra e venda de energia entre agentes vendedores e compradores através de contratos bilaterais livremente negociados entre as partes. Os dois ambientes de comercialização apresentam regras firmes com relação à entrega de energia e um descumprimento de contrato pode ocasionar em altas penalidades (definidas através do MCP) .

Além da possível penalidade contratual relacionada ao MCP, o gerador também pode se prejudicar com a penalidade de lastro. O lastro dos geradores de energia é regulado pela Lei nº 10.848/2004 e pelo Decreto nº 5.163/2004, sendo este um certificado de garantia física de cada usina para que o Sistema Interligado Nacional (SIN) tenha garantia de suprimento. O lastro de cada usina será emitido pelo MME com garantia física medida em MW médios (GOMES, 2016, p. 3).

O lastro é muito usado, principalmente, por grandes distribuidores que necessitam apresentar uma garantia à CCEE de que cumprirão com as entregas de cargas esperadas no SIN. Quando os geradores não cumprem com esse lastro

determinado, também estarão expostos a uma determinada penalidade que é especificada por decreto pelo Ministério de Minas e Energia. Importante notar que a penalidade de lastro não é a mesma penalidade contratual do MCP.

A Garantia Física de lastro é denominada como a mínima quantidade de energia que um gerador deve inserir no SIN (ANEEL, Garantia Física, 2008). Essa garantia representa uma parcela da capacidade de geração, nunca a máxima produção possível. Ela é concedida a cada gerador pelo MME e será comercializada em contratos no ACL ou ACR.

Atualmente, o cálculo da garantia física é feito pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) através de metodologia estabelecida em portaria do MME para analisar como ficaria a carga do sistema se a nova usina entrasse em operação. O cálculo da garantia física para usinas eólicas é descrito conforme a eq. (1) oriunda do item 2.2 do Anexo I da Portaria MME nº 101, de 22 de março de 2016:

$$GF = \frac{[P90ac \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) - \Delta P]}{8760} \quad (1)$$

Sendo:

GF: garantia física de energia, em MW médio;

P90ac: produção anual de energia certificada, em *Mega Watt hora*, 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;

TEIF: taxa equivalente de indisponibilidade forçada, por unidade - pu;

IP: indisponibilidade programada, por unidade - pu;

ΔP : estimativa anual do consumo interno e perdas elétricas até o ponto de medição individual - PMI da usina, em MWh; e

8760: número de horas por ano.

Esse cálculo tem como intuito unir aspectos comerciais e elétricos da produção de eletricidade, onde o SIN consegue mensurar a garantia do atendimento da carga do sistema elétrico e onde o gerador confere a venda de sua parcela de energia. Na visão do empreendedor de uma nova usina, a garantia física representa o quanto de

receita mínima será possível ter com o empreendimento (Brandão; Castro; Dantas, 2010, p.10).

4. PARQUE EÓLICO NA REGIÃO NORDESTE DO BRASIL

Neste capítulo foi executado um modelo para estimação de viabilidade de contratação de um seguro paramétrico para um parque eólico em operação. Selecionou-se um parque eólico na região nordeste do Brasil, no Estado do Rio Grande do Norte. Este parque possui 47 aerogeradores instalados, todos do modelo Vestas V150-4,2 MW, totalizando 197,40MW de potência instalada.

Para o estudo, tendo em vista a inviabilidade de acesso às informações exatas da localização do parque eólico, foram coletados dados de vento do sistema da NASA no local aproximado do parque eólico (figura 3) com o intuito de estimar a quantidade de energia que é gerada no parque. Com essa quantidade de energia foi possível estimar uma possível perda de receita do gerador e modelar um seguro paramétrico para o parque.

4.1 CARACTERÍSTICAS DO AEROGERADOR MODELO VESTAS V150-4,2 MW

De acordo com o catálogo do fabricante, esta turbina eólica apresenta diâmetro de rotor de 150m, uma potência avaliada entre 4,0 e 4,2 MW com um *cut-in wind speed* de 3m/s e um *cut-out wind speed* de 22,5 m/s. O *cut-in* representa a velocidade mínima de partida da turbina, enquanto que a velocidade de *cut-out* representa a parada de funcionamento. Esta velocidade de parada é fundamental para que a turbina não seja danificada.

A classificação do vento desta turbina é da classe de IEC IIIB/IEC S. Esta classificação é um fator muito importante no desenvolvimento do projeto do parque eólico, pois há variação da turbina mais adequada considerando as condições normais de vento para o local escolhido de implantação do projeto (KATSIGIANNIS *et al*, 2013, p. 2) e quem realiza tal classificação é o *International Electrotechnical Commission* (IEC): um comitê que estabelece padrões internacionais de velocidade de vento e os classifica conforme demonstrado na Tabela 3 a seguir.

Tabela 3: Classificação do Vento

	IEC Wind Classes			
	I (High Wind)	II (Medium Wind)	III (Low Wind)	IV (Very Low Wind)
Reference Wind Speed	50 m/s	42.5 m/s	37.5 m/s	30 m/s
Annual Average Wind Speed (Max)	10 m/s	8.5 m/s	7.5 m/s	6 m/s
50-year Return Gust	70 m/s	59.5 m/s	52.5 m/s	42 m/s
1-year Return Gust	52.5 m/s	44.6 m/s	39.4 m/s	31.5 m/s

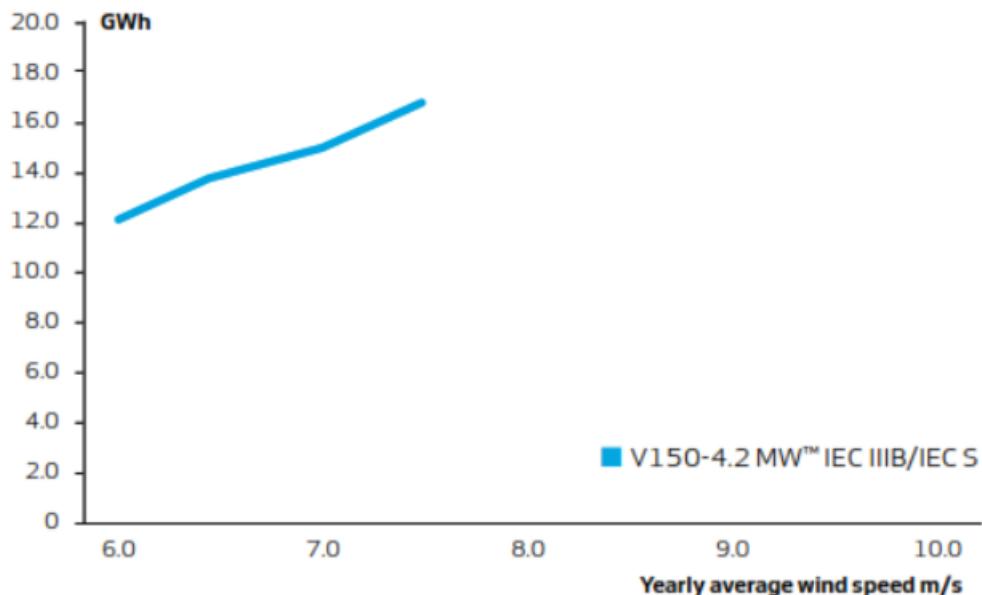
Fonte: LM Wind Power

Para esta classificação três parâmetros são considerados: a) velocidade média anual do vento no local estudado; b) maior rajada de vento medida em um período de 50 anos; c) a característica da turbulência medida no local.

Além destes parâmetros, o fabricante também fornece a curva de energia anual produzida em Giga Watt hora (GWh) medida de acordo com a velocidade do vento. Esta curva é demonstrada no Gráfico 2:

Gráfico 2: Produção de energia anual

ANNUAL ENERGY PRODUCTION

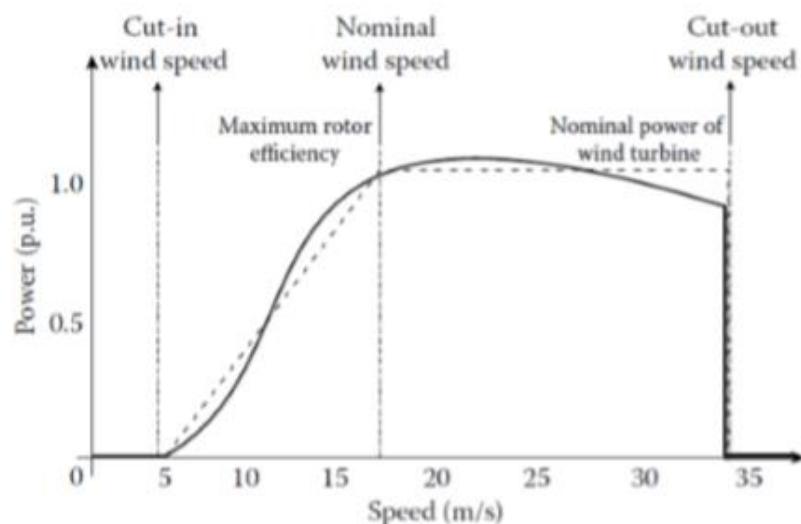


Fonte: Catálogo do Produto Vestas V150-4,2 MW

O ideal seria obter a curva de potência deste modelo de turbina eólica que deve ser fornecida pelo fabricante, mas, infelizmente, não foi um dado encontrado no catálogo do modelo escolhido. Contudo, com a curva de potência do equipamento é possível estimar a potência elétrica da turbina quando esta for submetida a determinadas velocidades de ventos. Para o gerador, ele poderá estimar possível quantidade de energia que irá gerar com base em registros de frequência de velocidade de vento no local estudado.

Segundo Gnoatto (2017), é possível estimar a curva de potência do aerogerador através das velocidades de *cut-in*, *nominal wind speed* e *cut-out*. A *nominal Wind speed* pode ser considerada como a potência nominal em que a turbina trabalha. A figura 2 é uma representação desta estimativa de curva:

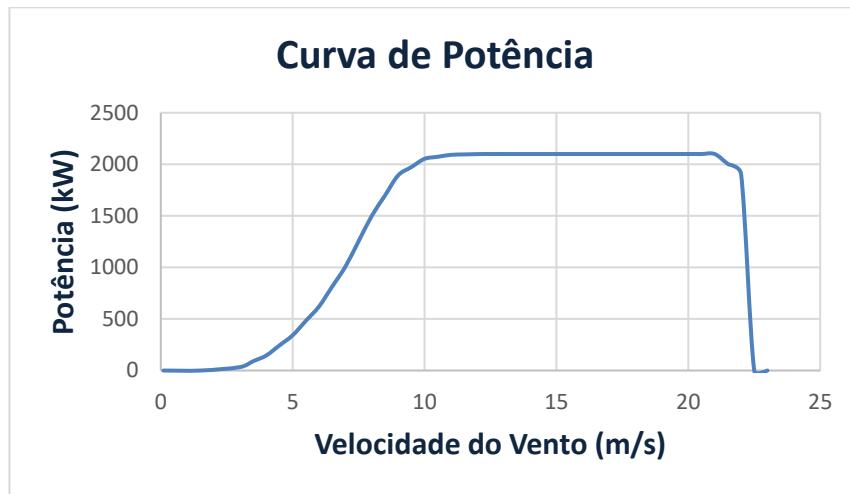
Figura 2: Zonas de caracterização de uma curva de potência



Fonte: Gnoatto, 2017 *apud in* Khaligh; Onar, 2010

Para o presente estudo, como não foi encontrada a curva de potência da turbina, a curva foi estimada de acordo com as velocidades de *cut-in* e *cut-out* fornecidas no catálogo, sendo apresentada no gráfico 3 a seguir.

Gráfico 3: Curva de Potência estimada para o aerogerador Vestas V150-4,2 MW



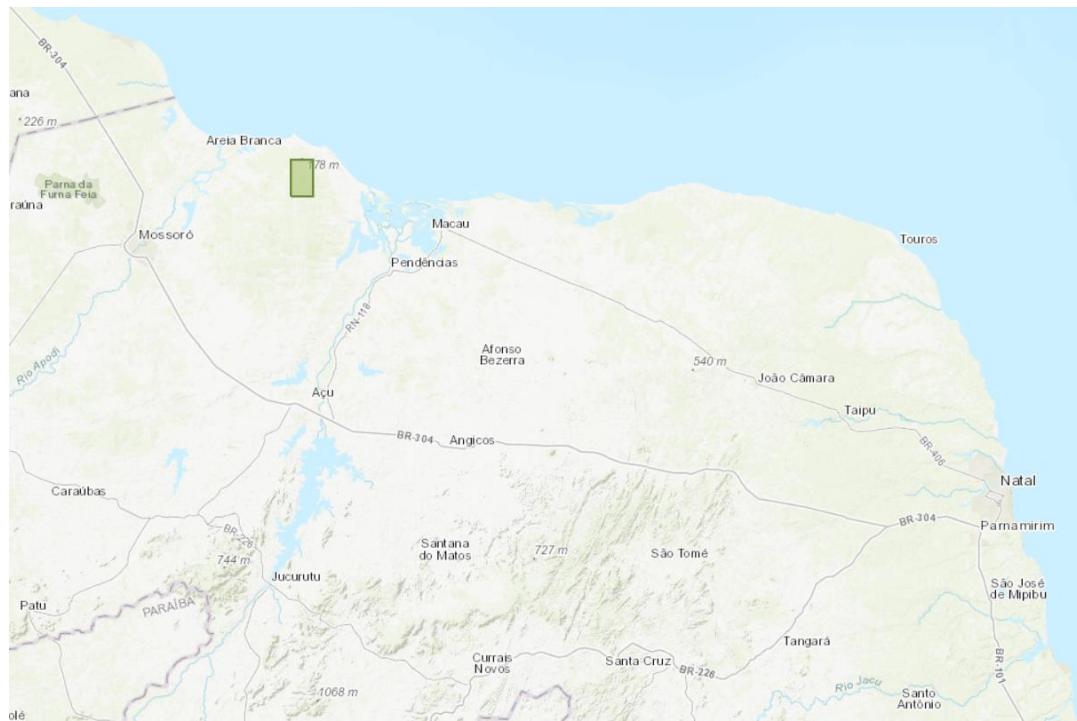
Fonte: Autora "adaptado de" catálogo da turbina, Vestas

4.2 DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO

Para modelação do estudo foram coletados dados de velocidade do vento do local de implantação do parque utilizando a *National Aeronautics and Space Administration* (NASA) em uma base que concentra parâmetros meteorológicos e solar desenvolvida para auxiliar em sistemas de energia renovável denominada *Power Data Access Viewer* (DAV).

A base de dados apresenta parâmetros para todas as localidades do mundo. Na figura 3 a seguir, o quadrado verde representa a área selecionada no DAV para coleta dos dados na cidade de Serra do Mel/RN.

Figura 3: Representação da localização da coleta de dados para a cidade de Serra do Mel/RN



Fonte: DAV

A base de dados oferece dados de vento medidos diariamente desde 1982 com medições na altura de 10m e 50m.

Foram extraídos dados de velocidade média diária, medido na altura de 10m neste 01 de janeiro de 1990 até 31 de dezembro de 2019 (NASA, 2020). Como os dados foram medidos a uma altura de 10m e o modelo da turbina selecionada apresenta uma altura de 120m, os dados do vento medidos foram extrapolados para a altura da turbina. Para essa extração, foi usada a eq. (2) mais apropriada para a altura de 10m de medição (BAÑUELOS-RUEDAS et al, 2011, p. 100):

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha \quad (2)$$

Com os dados de velocidade do ventos ajustados para a altura da turbina, relacionou-se esses valores com a curva de potência do gráfico 3 para obtenção de produção de MWh diário de uma turbina do modelo Vestas selecionado. Com os

MWhs anuais produzidos, somou-se os dados em meses e anos, conforme tabela 4 abaixo.

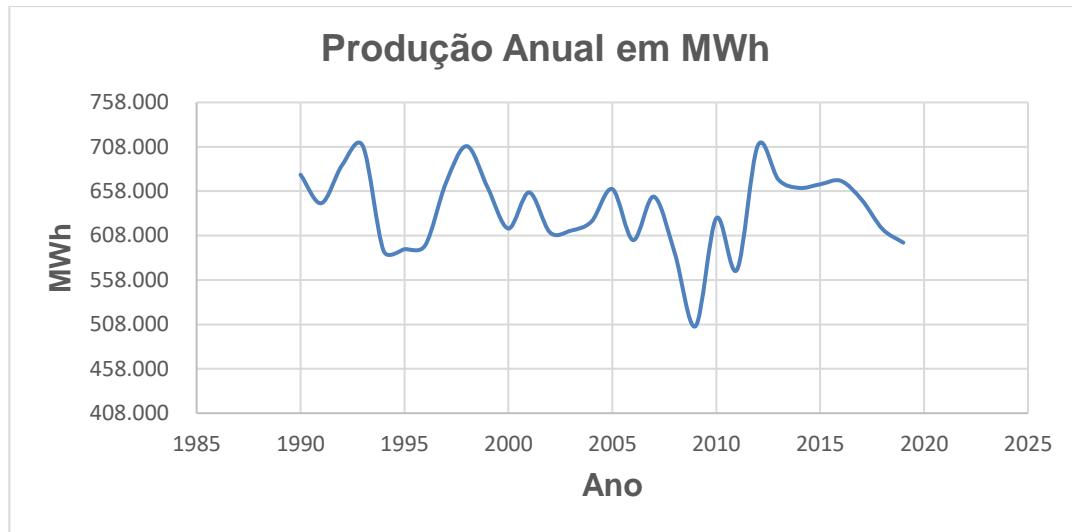
Tabela 4: Valores de MWh produzidos mensalmente desde 01 de janeiro de 1990 até 31 de dezembro de 2019 para 47 turbinas.

Ano	Mês											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1990	69.796	37.623	57.672	52.098	52.327	67.560	61.437	72.242	69.849	72.799	69.150	69.145
1991	59.485	45.210	41.113	33.813	46.029	66.485	71.550	72.820	69.887	72.557	68.229	68.948
1992	55.069	52.155	50.286	52.962	62.620	65.584	70.032	71.912	70.517	72.920	69.959	69.680
1993	60.111	58.213	61.635	56.799	62.453	68.461	70.655	71.596	67.492	70.627	69.532	69.858
1994	49.528	41.266	27.444	29.554	47.441	41.861	67.044	71.444	70.502	72.115	70.027	67.997
1995	58.291	31.638	37.781	25.031	30.553	56.649	68.438	72.717	70.836	71.397	67.889	67.252
1996	59.892	49.056	21.442	15.552	36.314	61.522	69.414	70.433	70.624	72.846	67.135	69.211
1997	66.718	62.152	45.086	35.795	57.280	62.492	71.501	72.644	67.280	69.915	67.081	63.826
1998	48.753	59.069	53.480	63.425	68.321	68.753	70.001	72.657	70.604	73.027	67.576	71.779
1999	59.741	58.988	45.161	48.663	40.413	64.652	70.371	72.823	70.448	71.039	67.777	65.661
2000	51.028	31.393	50.559	36.147	56.346	55.439	63.482	68.078	69.622	72.104	68.076	62.122
2001	66.875	48.772	38.324	38.014	53.908	60.602	69.175	73.059	69.585	69.830	69.629	71.804
2002	41.847	46.610	39.047	36.135	48.401	55.737	64.848	71.945	69.441	72.984	68.559	64.034
2003	46.117	39.563	31.634	34.341	46.924	60.152	70.674	70.856	70.545	72.795	68.313	69.802
2004	37.164	37.147	50.899	47.270	51.652	54.308	61.792	70.486	70.783	72.703	69.889	69.120
2005	57.688	52.158	43.093	54.421	53.089	54.374	67.425	72.283	68.914	71.796	69.593	68.872
2006	71.678	38.236	37.612	19.993	37.858	55.914	64.779	69.832	69.520	71.776	68.246	64.411
2007	64.586	33.313	52.449	37.612	50.293	60.450	69.529	72.936	70.703	73.006	68.699	70.710
2008	59.734	50.525	16.617	25.497	33.746	55.168	67.252	66.688	70.139	72.843	69.605	66.110
2009	52.988	37.013	25.308	9.984	13.035	41.098	51.209	63.412	66.772	67.437	69.395	64.473
2010	50.322	52.846	43.514	43.933	45.079	54.909	68.336	72.251	70.508	64.937	69.530	61.021
2011	42.656	39.331	26.544	25.365	40.715	49.415	59.502	68.476	70.419	69.497	69.590	71.283
2012	65.646	51.662	58.276	60.117	65.842	61.667	70.438	72.455	70.456	73.097	67.444	71.110
2013	65.586	61.875	58.869	41.491	51.500	53.319	61.525	71.528	69.890	72.018	68.814	68.924
2014	68.208	55.141	50.488	37.271	38.338	64.593	69.044	72.494	68.912	73.001	67.661	70.035
2015	68.591	49.622	40.638	37.645	63.363	61.654	68.268	72.788	70.128	72.331	67.391	67.353
2016	40.866	52.302	56.472	53.921	53.888	60.012	70.679	71.956	70.127	72.588	70.441	70.747
2017	67.135	48.213	33.410	39.325	47.946	62.444	66.411	72.226	70.965	73.002	69.710	69.590
2018	58.977	31.380	39.324	30.792	46.696	63.663	68.759	70.946	70.534	70.679	70.419	61.509
2019	53.992	30.959	21.999	26.173	54.008	63.443	65.868	72.588	70.366	71.237	68.614	67.439

Fonte: Autora "adaptado de" DAV.

Com a informação dos valores mensais de produção em MWh, foi possível anualizar esses valores e construir um gráfico que demonstre essa produção ao longo dos anos estudados. Esta demonstração é possível observar no gráfico 4.

Gráfico 4: Produção de energias anuais desde 1990 a 2019



Fonte: Autora "adaptado de" DAV.

Assim, pelos dados anualizados é possível aplicar uma disponibilidade mínima de geração ao parque. Segundo Cardoso (2011), em um estudo feito em Portugal, as disponibilidades médias anuais de funcionamento de um parque são de 97% do tempo, mas essa disponibilidade irá variar muito por conceitos do fabricante e do proprietário do empreendimento. Diante dessa variabilidade de conceitos, para este estudo foi adotada a referência do mínimo de garantia física mencionada na eq. (1) oriunda do item 2.2 do Anexo I da Portaria MME nº 101 de 22 de março de 2016, qual seja, de 90%.

Apenas para elucidar a questão, tempo de operação é diferente de tempo de disponibilidade. Um parque eólico possui necessidades de manutenção e outros tempos de parada programados ou imprevisíveis que se inserem no tempo de sua operação global, por isso que se menciona a disponibilidade como a porcentagem real de geração de energia eólica. Logo, um parque pode operar 100% do tempo, mas somente produzir energia, como exemplo, 90% do seu tempo em operação.

Aplicando a disponibilidade selecionada para este estudo, na tabela 5 é possível observar os valores da produção anual de MWh se o parque operasse 100% (coluna 2) do tempo e geração com somente 90% do tempo de produção (coluna 3).

Tabela 5: Produção anual em MWh com disponibilidade de 90% de geração

Ano	MWh/Ano 100%	MWh/Ano 90% Disponibilidade
1990	751.698	676.528
1991	716.129	644.516
1992	763.695	687.326
1993	787.432	708.689
1994	656.224	590.602
1995	658.472	592.625
1996	663.441	597.097
1997	741.768	667.591
1998	787.444	708.700
1999	735.737	662.163
2000	684.397	615.957
2001	729.577	656.619
2002	679.587	611.629
2003	681.716	613.544
2004	693.214	623.892
2005	733.708	660.337
2006	669.854	602.868
2007	724.285	651.857
2008	653.926	588.534
2009	562.123	505.911
2010	697.186	627.468
2011	632.794	569.515
2012	788.210	709.389
2013	745.340	670.806
2014	735.186	661.668
2015	739.772	665.795
2016	743.999	669.600
2017	720.377	648.339
2018	683.679	615.311
2019	666.685	600.017

Fonte: Autora, adaptado do DAV.

A partir da obtenção dos dados de geração de energia com a porcentagem de disponibilidade determinada, é possível fazer a média anual de energia gerada. A partir dela se obtém uma garantia física de disponibilidade de energia que este parque estudado consegue gerar.

Com as características do parque mencionado e os estudos desenvolvidos, obteve-se uma garantia física estimada de 73 MW. A garantia física dos parques é definida pela EPE como mencionado no capítulo 3 deste trabalho. Esta determinação da garantia física através dos estudos foi usada com a finalidade de possibilitar a precificação do estudo.

4.3 PRECIFICAÇÃO DO SEGURO PARAMÉTRICO PARA O ESTUDO

Para a precificação do seguro usou-se o método chamado de *Burning Cost* usado no mercado de seguros. Ele simula um possível cenário de perda para o risco analisado através de dados históricos. Estes dados podem ser o histórico de sinistros ocorridos (reclamados ou não), histórico de prêmios pagos, histórico de exposição a risco, entre outros. Este método é muito usado, principalmente, por ser um substituto a um método estatístico. Existem alguns outros tipos de *Burning Cost*, mas não serão apresentados neste estudo por questão de delimitação.

Como o seguro paramétrico é pouco contratado no Brasil, obter dados realistas de prêmios já pagos para um parque eólico ou até mesmo sinistros ocorridos não foi possível (FLORENCIO, 2019, p. 8). Portanto, para se chegar a estimativa de preço de um seguro paramétrico, criou-se cenários de perdas com possíveis sinistros ocorridos ao longo dos anos estudados, de 1990 a 2019.

Para estimar o *Burning Cost* deste estudo, considerou-se um parâmetro de gatilho de pagamento de sinistro para a apólice. Considerou-se que o seguro paramétrico seria acionado quando o gerador não produzisse 95% da média da disponibilidade estimada anualmente para o parque (90%, conforme item 4.2). Com isso foi possível criar um cenário histórico de perdas de acordo com a produção anual estimada no estudo. Além deste gatilho de acionamento da apólice, também foi estabelecido um limite máximo de garantia deste seguro, que representa o máximo de sinistro que a apólice poderia indenizar o segurado por sinistro ocorrido sendo este de R\$ 10.000.000,00.

O método do *Burning Cost* é geralmente usado com dois parâmetros: histórico de sinistros e histórico de prêmio pago. Haja vista a ausência de dados de prêmios nacionais pagos, foi utilizado somente o parâmetro de histórico de sinistros. Para os sinistros considerou-se o valor de MWh de R\$ 180,00 (valor aproximado de leilões de 2015 do mercado – CCEE, 2019). Como ele não é um método estatístico, podemos usá-lo de diferentes formas. A tabela 6 demonstra esses cálculos:

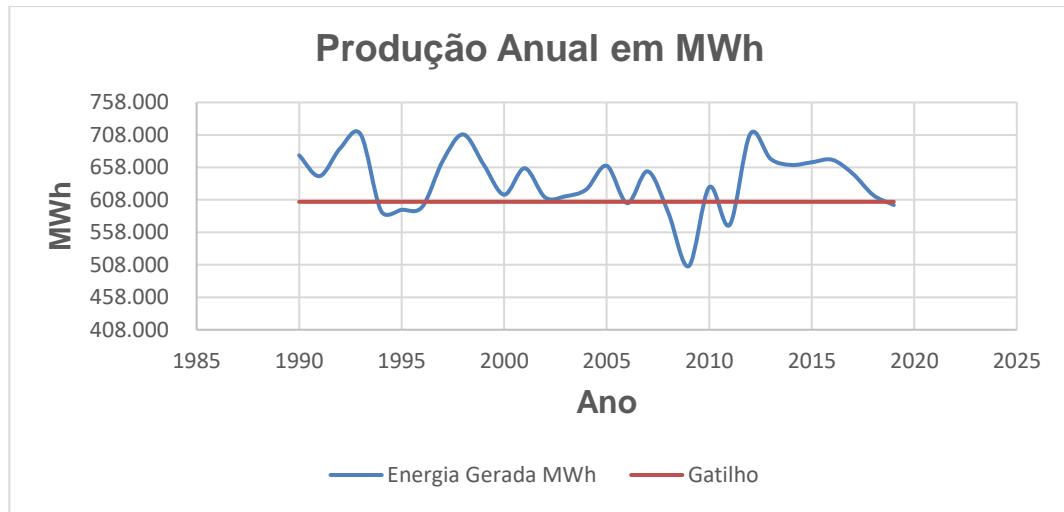
Tabela 6: Estimativa de sinistros ocorridos com um gatilho de pagamento de 95% da garantia física

Ano	MWh/Año 90% Disponibilidade	Gatilho MWh (95% da média da disponibilidade)	Sinistro R\$
1990	676.528	604.988	-
1991	644.516	604.988	-
1992	687.326	604.988	-
1993	708.689	604.988	-
1994	590.602	604.988	2.589.569
1995	592.625	604.988	2.225.376
1996	597.097	604.988	1.420.424
1997	667.591	604.988	-
1998	708.700	604.988	-
1999	662.163	604.988	-
2000	615.957	604.988	-
2001	656.619	604.988	-
2002	611.629	604.988	-
2003	613.544	604.988	-
2004	623.892	604.988	-
2005	660.337	604.988	-
2006	602.868	604.988	381.570
2007	651.857	604.988	-
2008	588.534	604.988	2.961.802
2009	505.911	604.988	10.000.000
2010	627.468	604.988	-
2011	569.515	604.988	6.385.178
2012	709.389	604.988	-
2013	670.806	604.988	-
2014	661.668	604.988	-
2015	665.795	604.988	-
2016	669.600	604.988	-
2017	648.339	604.988	-
2018	615.311	604.988	-
2019	600.017	604.988	894.875
MÉDIA	636.830		895.293

Fonte: Autora, adaptado de DAV.

Para melhor visualização das possíveis perdas ocorridas no parque ao longo dos anos estudados considerando os parâmetros expostos de disponibilidade de produção, foi criado o gráfico 5 com o gatilho de 95% da média da disponibilidade de produção.

Gráfico 5: Energia gerada entre 1990 e 2019 e gatilho de cenário de sinistro



Fonte: Autora, adaptado da tabela 6.

Após a determinação de possíveis cenários de histórico de sinistros, fez-se a média anual e, a partir desta média, estimou-se que o prêmio do seguro era em torno de 150% da média anual de sinistros pagos. Esta estimativa do valor do seguro não foi baseado em nenhuma literatura específica para o tipo do seguro por não ter sido encontrado, contudo, de forma analógica, usou-se o parâmetro de precificação do seguro operacional. Com a estimativa o valor do seguro paramétrico para este parque foi de R\$ 1.342.940,00.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo deste trabalho foi a contribuição para uma metodologia de aplicação de seguro paramétrico com foco em geração de energia através de fontes eólicas por meio de avaliação de dados de ventos.

Através dos dados estudados, foi possível observar que muitas vezes a quantidade de energia que se espera gerar nem sempre ocorre por variações inesperadas na velocidade do vento. Isso pode acarretar prejuízos aos geradores de energia que sofrem penalidades ao não entregar a energia comercializada em contratos. Foi demonstrado que o seguro paramétrico pode garantir que este prejuízo não seja totalmente absorvido pelo gerador.

Ao longo do estudo feito foi possível observar que alguns parâmetros usados para cálculo de geração de energia esperada não são totalmente seguros para o gerador. Um bom exemplo é a curva de potência da turbina eólica fornecida pelo fabricante. Esta curva é formulada pelo fabricante para cada modelo de aerogerador, mas não é considerado o tipo de terreno onde será instalado o equipamento, o que pode acarretar em variações na geração.

Outro dado usado no trabalho que pode ter provocado variações no resultado são os dados de ventos extraído da base do DAV. Os dados fornecidos são a média diária do vento medido, sendo que se esses dados fossem horários, a medição de energia gerada em um dia poderia ser maior ou menor.

Com o estudo feito ao longo de 29 anos, 1990 a 2019, foi possível observar que existem variações expressivas de velocidade de vento em um mesmo local de medição, o que abre espaço para a contratação de um seguro paramétrico que irá garantir perdas devido a essas grandes variações.

Apesar da precificação do seguro ainda ser pouco precisa por falta de dados históricos da própria modalidade do seguro, o preço estimado por prêmio não é alto comparando-o ao limite que o segurado poderá receber de indenização. E, também, se comparado com a receita anual estimada do gerador, com os parâmetros expostos no estudo (capítulo 4), o parque eólico relacionado pode ter receita anual em torno de R\$ 114.000.000,00 e o preço pago pelo seguro não é expressivo, chegando a 2% dessa receita anual estimada.

Por conta da limitação do tema para precificação de seguro paramétrico em energia eólica, como possibilidade de estudos futuros, sugere-se analisar a aplicação

deste método de especificação do seguro paramétrico climático para garantir a variação do Preço de Liquidação das Diferenças, tal como exemplo a escassez de chuva.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Conheça o SIGA, o novo Banco de Informações de Geração da ANEEL. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/19874780>. Acesso em: 02 de junho. 2020.

Energia Eólica. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica\(3\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica(3).pdf)>. Acesso em: 28 junho 2020.

Garantia Física. 2008. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/busca?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximize&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fbusca%3Fp_auth%3DVqFzmgFX%26p_p_id%3D3%26p_p_lifecycle%3D1%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_state_rcv%3D1&_101_assetEntryId=15049199&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=garantia-fisica&inheritRedirect=true>. Acesso em: 10 junho 2020.

BAÑUELOS-RUEDAS, Francisco. ANGELES-CAMACHO, César. Rios-Marcuello, Sebastián (2011). **Methodologies Used in the Extrapolation of Wind Speed Data at Different Heights and Its Impact in the Wind Energy Resource Assessment in a Region**, Wind Farm - Technical Regulations, Potential Estimation and Siting Assessment, Dr. Gastão Orlando Suvire (Ed.), ISBN: 978-953-307-483-2, InTech. Disponível em: <<http://www.intechopen.com/books/wind-farm-technical-regulations-potential-estimation-and-siting-assessment/methodologies-used-in-the-extrapolation-of-wind-speed-data-at-different-heights-and-its-impactin->> Acesso em: 30 julho 2020.

BRANDÃO, Roberto; CASTRO, de J Nivalde; DANTAS, Guilherme. **Problemas no Cálculo das Garantias Físicas para os Leilões de Energia Nova**. Rio de Janeiro, 2010. Disponível em: <gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/32_TDSE20.pdf>. Acesso em: 30 julho 2020.

BRETTLER, Daniel; GOSNEAR, Timothy. **Parametric Insurance Fills Gaps Where Traditional Insurance Falls Short.** 2020. Disponível em: <<https://www.insurancejournal.com/news/international/2020/01/09/553850.htm>>. Acesso em: 07 junho 2020.

CAMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELETRICA - CCEE. **Visão geral das operações da CCEE.** 2010. Disponível em: <https://www.ufjf.br/andre_marcato/files/2010/06/Visao_Geral_das_Operacoes_CCEE_2010.pdf>. Acesso em: 02 de junho. 2020.

2019 apud in BEZERRA, Francisco Diniz. Energia Eólica no Nordeste. 2019. Disponível em: <https://www.bnb.gov.br/documents/80223/4804489/66_2019_Eolica.pdf/5091550b-0dbb-9613-8502-c1ef650ad074>. Acesso em: 02 de julho. 2020.

CARDOSO, Nuno Filipe Lima. **Metodologia de Avaliação do desempenho de Parques Eólicos.** 2011. Disponível em: <<https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/61592/1/000148258.pdf>>. Acesso em: 30 julho 2020.

COSTA, Rodrigo Santos; COSTA, Thiago H. Alves da. **Geração eólica: aspectos de risco de contratação e garantia física no mercado de energia elétrica.** Itajubá, 2017. Disponível em: <<https://saturno.unifei.edu.br/bim/201800170.pdf>>. Acesso em: 30 julho 2020.

DINIZ, Thiago Barbosa. **EXPANSÃO DA INDÚSTRIA DE GERAÇÃO EÓLICA NO BRASIL: UMA ANÁLISE À LUZ DA NOVA ECONOMIA DAS INSTITUIÇÕES.** 2018. Disponível em: <<https://www.ipea.gov.br/ppp/index.php/PPP/article/viewFile/864/468>>. Acesso em: 20 junho 2020.

FEITOSA, E. A. N. et al. **Panorama do Potencial Eólico no Brasil.** Brasília: Dupligráfica, 2003. (adaptado) *apud in* ANEEL. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_eolica/6_3.htm>. Acessado em: 28 junho 2020.

FLORENCIO, Álvaro Luiz Mafra. **Precificação de contratos de resseguro não proporcionais de excesso de danos.** 2019. Disponível em: <<https://www.unifal-mg.edu.br/lar/system/files/imce/TCC%20Álvaro%20Luiz%20Mafra%20Florencio.pdf>>. Acesso em: 20 junho 2020.

FRIIS Pedersen, T., GJERDING, S., ENEVOLDSEN, P., HANSEN, J. K., & Jørgensen, H. K. (2002). **Wind turbine power performance verification in complex terrain and wind farms. Denmark.** Forskningscenter Risoe. Risoe-R, No. 1330(EN). Disponível em: <https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/7726871/ris_r_1330.pdf>. Acesso em: 20 junho 2020.

GNOATO, Henrique. **Análise de viabilidade técnica e econômica para implantação de aerogerador em propriedades rurais de Cascavel, Londrina e Palmas-PR.** 2017. Disponível em: <http://portalpos.unioeste.br/media/File/marina.ferreira/Dissertacao_Henrique_Gnoato.pdf>. Acesso em: 20 junho 2020.

GOMES, Victor. **Separação entre lastro e energia no SIN: fundamentos e possíveis consequências para os novos geradores.** 2016. Disponível em: <www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/38_gomes5.pdf>. Acesso em: 20 junho 2020.

GRUPO CULTIVAR. Swiss Re Corporate Solutions oferece seguro paramétrico de índices climáticos no Brasil. Disponível em: <<http://ruralpecuaria.com.br/tecnologia-e-manejo/seguro-rural/swiss-re-corporate-solutions-oferece-seguro-parametrico-de-indices-climaticos-no-brasil.html>>. Acesso em 07 junho 2020.

KATSIKANNIS, Yiannis. A.; Stavrakakis, George. S.; Pharconides, Christodoulos; Hindawi Publishing Corporation Conference Papers in Energy Volume 2013, Article ID 750958, 6 pages. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1155/2013/750958>>. Acesso em: 07 julho 2020.

LIMA, Cesar A. A História do Seguro. 2018. Disponível em: <<https://www.revistaapolice.com.br/2018/10/a-historia-do-seguro/>>. Acesso em: 07 julho 2020.

LMA Wind Power. What is a Wind Class? Disponível em: <<https://www.lmwindpower.com/en/stories-and-press/stories/learn-about-wind/what-is-a-wind-class>>. Acesso em: 01 julho 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. Portaria nº 101, de 22 de março de 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/atprt2016101mme.pdf>>. Acesso em: 06 julho 2020.

MONSALVE, Diego. Seguros Paramétricos, um Grande Aliado nos Eventos Catastróficos. 2018. Disponível em: <<https://www.marsh.com/br/insights/risk-in-context/seguros-parametricos.html>>. Acesso em: 07 junho 2020.

NASA. Power Data Access Viewer (DAV). Medição de dados: retângulo formado pela ligação das posições ponto inferior esquerdo: latitude: -5.25 e longitude: -36.75; ponto superior direito: latitude: -4.75 e longitude: -36.75. Disponível em: <<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>>. Acessado em: 18 junho 2020.

Power Tutorials. Disponível em: <<https://power.larc.nasa.gov/docs/tutorials/data-access-viewer/quick-start>>. Acessado em: 18 junho 2020.

RIBEIRO, Luísa H. Machado. Risco de mercado na comercialização de energia elétrica: uma análise estruturada com o foco no ambiente de contratação livre – ACL, São Paulo 2015. Pag. 25. Disponível em: <<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-14072016-111314/publico/LuisaHelenaMachadoRibeiro2015.pdf>>. Acessado em: 18 junho 2020.

SAMORA, Roberto. **Swiss Re fecha seguro inédito no Brasil para comercializadora de energia.** 2016. Acessado em: 7 junho 2020.

SISTEMA DE INFORMAÇÃO DE GERAÇÃO DA ANEEL – SIGA. Matriz Elétrica Brasileira. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjIILWJIYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSlslmMiOjR9>>. Acesso em: 02 de junho. 2020.

TAVARES, Ricardo. Instituto de Ciências do Seguro. Tradução de: **Introdução ao Resseguro.** Disponível em: <<https://app.mapfre.com/ccm/content/documentos/fundacion/cs-seguro/libros/Introducao-ao-resseguro.pdf>>. Acesso em: 02 de junho. 2020.

VESTAS. **Catálogo Da Turbina Vestas V150-4,2 MW.** Disponível em: <https://www.vestas.com/en/products/4-mw-platform/v150-4_2_mw#!at-a-glance>. Acessado em: 23 junho 2020