

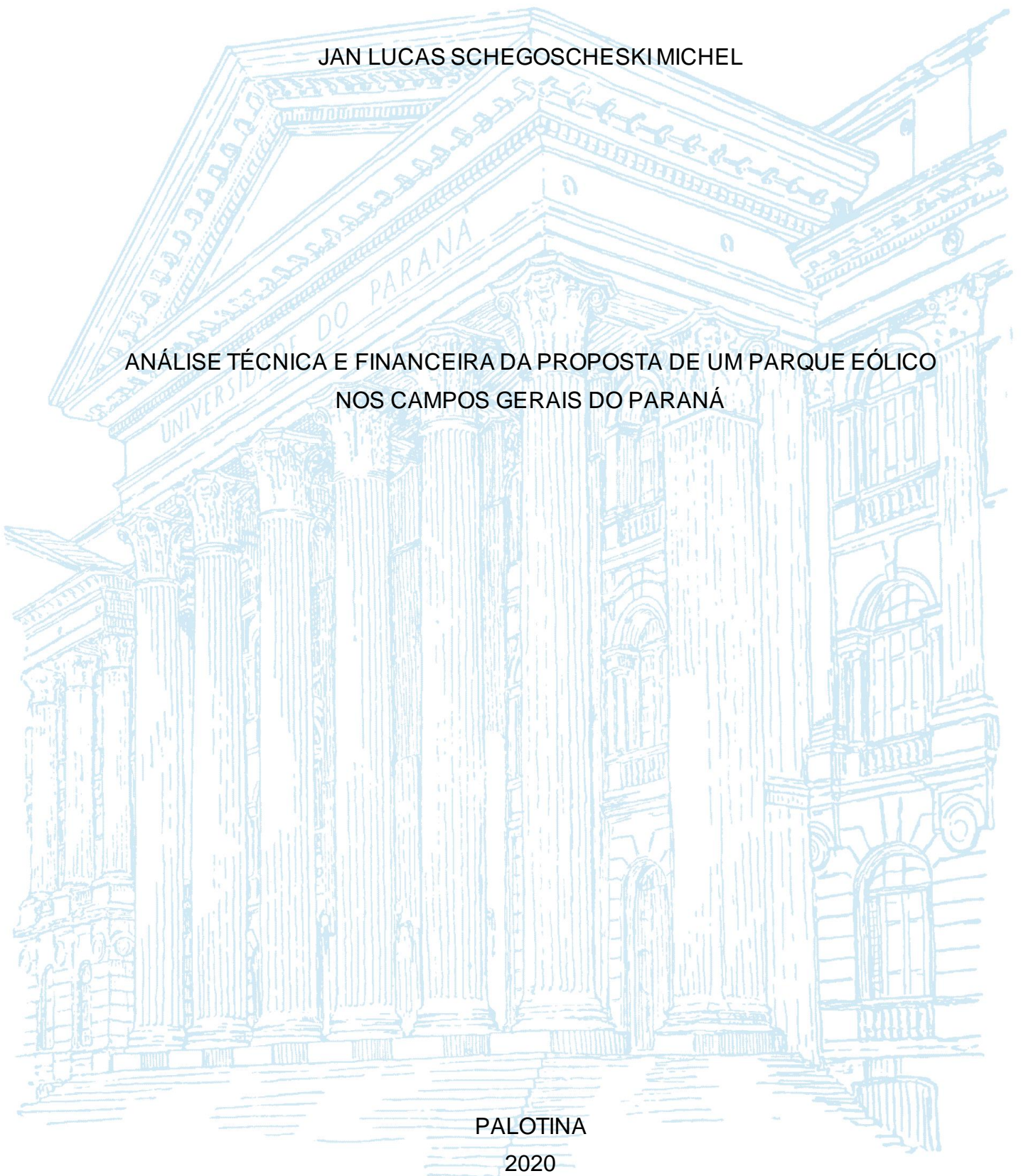
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

JAN LUCAS SCHEGOSCHESKI MICHEL

ANÁLISE TÉCNICA E FINANCEIRA DA PROPOSTA DE UM PARQUE EÓLICO
NOS CAMPOS GERAIS DO PARANÁ

PALOTINA

2020



JAN LUCAS SCHEGOSCHESKI MICHEL

ANÁLISE TÉCNICA E FINANCEIRA DA IMPLANTAÇÃO UM PARQUE EÓLICO
NOS CAMPOS GERAIS DO PARANÁ

Trabalho de conclusão de curso apresentada ao curso de graduação em engenharia de energia, Setor de exatas, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em engenheiro de energia.

Orientador: Prof. Dr. Wilson de Aguiar Beninca

PALOTINA

2020

TERMO DE APROVAÇÃO

JAN LUCAS SCHEGOSCHESKI MICHEL

ANÁLISE TÉCNICA E FINANCEIRA DA PROPOSTA DE UM PARQUE EÓLICO NOS CAMPOS GERAIS DO PARANÁ

Trabalho de conclusão de curso apresentada ao curso de Graduação em Engenharia de Energia, Setor de exatas, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenheiro de Energia.

Prof. Dr. Wilson de Aguiar Beninca

Orientador – Departamento de Engenharias e Exatas, Universidade Federal do Paraná

Prof. Dr. Eduardo Lucas Konrad Burin

Departamento de Engenharias e Exatas, Universidade Federal do Paraná

Prof. Dr. Maurício Romani

Departamento Exatas, Universidade Federal do Paraná

Palotina, 2020.



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

ATA DE REUNIÃO

Aos 20 dias do mês de agosto do ano de 2020, no horário das 14 às 16 horas, na sala virtual (<https://meet.jit.si/Apresenta%C3%A7%C3%A3oTCCJan>) da Universidade do Federal do Paraná (UFPR), Setor Palotina, compareceram para defesa pública do Trabalho de Conclusão de Curso, requisito obrigatório para a obtenção do título de Engenheiro de Energia o aluno Jan Lucas Schegoscheski Michel, tendo como Título do Trabalho de Conclusão de Curso: ANÁLISE TÉCNICA E FINANCEIRA DA IMPLANTAÇÃO UM PARQUE EÓLICO NOS CAMPOS GERAIS DO PARANÁ

Constituíram a Banca Examinadora os professores: Prof. Eduardo Lucas Konrad Burin, Prof. Maurício Romani e Prof. Wilson de Aguiar Beninca (Orientador e Presidente da Banca).

Após avaliação e deliberação da banca avaliadora, ficou definido que o trabalho foi considerado aprovado com conceito (90) pontos.

Eu, presidente da banca, lavrei a presente ata que segue assinada por mim e demais membros:



Documento assinado eletronicamente por **WILSON DE AGUIAR BENINCA, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 20/08/2020, às 16:31, conforme art. 1º, III, "b", da Lei 11.419/2006.



Documento assinado eletronicamente por **MAURICIO ROMANI, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 20/08/2020, às 16:32, conforme art. 1º, III, "b", da Lei 11.419/2006.



Documento assinado eletronicamente por **EDUARDO LUCAS KONRAD BURIN, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 20/08/2020, às 16:34, conforme art. 1º, III, "b", da Lei 11.419/2006.



A autenticidade do documento pode ser conferida [aqui](#) informando o código verificador **2879917** e o código CRC **75E7A525**.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, sem Ele não estaríamos aqui. Também estendo meus agradecimentos a minha família que sempre me apoiou e me incentivou.

Sou igualmente grato a todos os amigos que fiz durante a jornada acadêmica, cada um deles, de inúmeras formas, fez parte desta jornada e não podem ser esquecidos.

Também sou grato a universidade na qual estudei e todos os docentes que participaram da minha graduação. Eles não somente nos graduaram para obtermos o nosso título, mas sim nos graduaram para a vida ao nos ensinar os seus mais diversos conhecimentos.

“Porque ele perscruta até as extremidades da terra, vê tudo o que há debaixo dos céus. Quando regulou o peso do vento e fixou a medida das águas; quando determinou leis para a chuva e caminho para o relâmpago dos trovões, então, viu ele a sabedoria e a manifestou; estabeleceu-a e também a esquadrinhou. E disse ao homem: Eis que o temor do Senhor é a sabedoria, e o apartar-se do mal é o entendimento.” Jó 28:24-28

RESUMO

O trabalho visa a análise da implantação de um parque eólico no estado do Paraná. Realizou-se um estudo através da coleta de dados anemométricos e realizou-se a quantificação da geração elétrica juntamente com o estudo da viabilidade econômica para o caso da execução do empreendimento, este estudo foi realizado sob os mesmos parâmetros para quatro cidades do estado. Os dados são recolhidos para Castro, Ventania, Japira e Clevelândia. Desta forma foi possível comparar os resultados. Todos os dados anemométricos são obtidos do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e reajustados para a altura de operação dos geradores eólicos. Já para a análise econômica se utiliza os métodos de *payback* descontado, valor presente líquido (VPL), taxa de retorno de investimento (TIR) e taxa mínima de atratividade (TMA) para cinco diferentes valores de venda de energia. Obteve-se, num dos valores, TIR na cidade de Ventania, de 12,92% com um *payback* descontado de 7,07 anos. Japira teve seu *payback* em 12,09 anos com uma TIR de 1,15%. Clevelândia obteve TIR de 8,29% com *payback* estimado em 9,40. Por fim, Castro obteve TIR negativa de -71,87% e seu tempo de *payback* é estimado em 19,62 anos.

Palavras-chave: Parque eólico. Velocidade do vento. Análise financeira.

ABSTRACT

The work aims to analyze the implementation of a wind farm in the region of “campos gerais” in the state of Paraná. These are the cities that belong to this region: Castro, Ventania, Carambeí and Tibagi. It is intended to conduct a study by collecting anemometric data from the aforementioned region and to quantify the electric generation together with the study of the economic viability of the mentioned enterprise. As a way of comparing results, data will be collected for four different cities (Castro, Ventania, Japira and Clevelândia). All anemometric data are obtained from the National Meteorological Institute (INMET) and readjusted for the height of operation of the wind generators. For economic analysis, the methods of discounted payback, net present value (NPV) and rate of return on investment (IRR) was used for five different sale values. Was obtained, for one sale value, IRR in the city of Ventania, of 12.92% with a discounted payback of 7.07 years. Japira had its payback in 12.09 years with an IRR of 1.15%. Clevelândia obtained an IRR of 8.29% with an estimated payback of 9.40. Finally, Castro achieved a negative reduction of -71.87% and his payback time is estimated at 19.62 years.

Keywords: Wind farm. Wind speed. Financial analysis.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – MIX DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE 1971-2017	17
FIGURA 2 – GERAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL A NÍVEL MUNDIAL	18
FIGURA 3 – GERAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL NO BRASIL	19
FIGURA 4 – COMPONENTES DE UM GERADOR EÓLICO	22
FIGURA 5 – MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA EM 2017	23
FIGURA 6 – CRESCIMENTO DA ENERGIA EÓLICA INSTALADA NO BRASIL	24
FIGURA 7 – POTENCIAL EÓLICO NO BRASIL	25
FIGURA 8 – MÉDIA ANUAL DE VELOCIDADE DE VENTO A 100M DE ALTURA	25
FIGURA 9 – ESTAÇÕES DISPONÍVEIS	27
FIGURA 10 – LOCALIZAÇÃO DAS CIDADES ESTUDADAS	28
FIGURA 11 – CURVA DE POTÊNCIA DO GERADOR SG 2.0-114	32
FIGURA 12 – PESO RELATIVO DOS CUSTOS NO ORÇAMENTO TOTAL DOS PROJETOS	38
FIGURA 13 – HISTOGRAMA DE VENTANIA	48
FIGURA 14 – CURVA DE PERMANÊNCIA DE VENTANIA	49
FIGURA 15 – COMPARATIVO CURVA DE PERMANÊNCIA DE VENTANIA	49
FIGURA 16 – HISTOGRAMA DE JAPIRA	50
FIGURA 17 – CURVA DE PERMANÊNCIA DE JAPIRA	51
FIGURA 18 – COMPARATIVO CURVA DE PERMANÊNCIA DE JAPIRA	51
FIGURA 19 – HISTOGRAMA DE CLEVELÂNDIA	52
FIGURA 20 – CURVA DE PERMANÊNCIA DE CLEVELÂNDIA	53
FIGURA 21 – COMPARATIVO CURVA DE PERMANÊNCIA DE CLEVELÂNDIA	53
FIGURA 22 – HISTOGRAMA DE CASTRO	54
FIGURA 23 – CURVA DE PERMANÊNCIA DE CASTRO	55
FIGURA 24 – COMPARATIVO CURVA DE PERMANÊNCIA DE CASTRO	55
FIGURA 25 – COMPARATIVO FATOR DE CAPACIDADE	59

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – EXEMPLO DE INCIDÊNCIA DE VENTOS	31
TABELA 2 – POTÊNCIA GERADA PARA CADA VELOCIDADE DE VENTO	32
TABELA 3 – DESPESAS DO EMPREENDIMENTO	40
TABELA 4 – MÉDIA MENSAL DA VELOCIDADE DO VENTO	47
TABELA 5 – MÉDIA DA GERAÇÃO ELÉTRICA MENSAL DE UMA TURBINA	56
TABELA 6 – MÉDIA DA GERAÇÃO ELÉTRICA POR TURBINA	57
TABELA 7 – GERAÇÃO MÉDIA ANUAL EM CADA CIDADE	58
TABELA 8 – GERAÇÃO TOTAL AO FIM DA VIDA ÚTIL DO PROJETO	58
TABELA 9 – FATOR DE CAPACIDADE	58
TABELA 10 – GARANTIA FÍSICA	60
TABELA 11 – AMOSTRA DO BALANÇO FINANCEIRO	61
TABELA 12 – RESULTADO PARA VENTANIA	62
TABELA 13 – RESULTADO PARA JAPIRA	63
TABELA 14 – RESULTADO PARA CLEVELÂNDIA	63
TABELA 15 – RESULTADO PARA CASTRO	64
TABELA 16 – RESULTADOS DO LCOE	65

LISTA DE ABREVIATURAS OU SIGLAS

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
COPEL	- Companhia Paranaense de Energia
EPE	- Empresa de Pesquisa Energética
IAP	- Instituto Ambiental do Paraná
IEA	- International Energy Agency
INMET	- Instituto Nacional de Meteorologia
PROINFA	- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RIMA	- Relatório do impacto ambiental
TIR	- Taxa de retorno de investimento
TMA	- Taxa de mínima de atratividade
VPL	- Valor presente líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	JUSTIFICATIVA	16
1.2	OBJETIVOS	20
1.2.1	Objetivo geral	20
1.2.2	Objetivos específicos	20
1.3	METODOLOGIA	20
2	ENERGIA EÓLICA	21
2.1	A ENERGIA EÓLICA	21
2.1.1	Aerogeradores	22
2.1.2	A energia eólica no Brasil	23
3	POTENCIAL EÓLICO	26
3.1	ANÁLISE DOS DADOS	27
3.1.1	Ajustes dos dados à altura de operação do aerogerador	29
3.1.2	Velocidades médias	29
3.1.3	Histogramas e curvas de permanência	30
3.1.4	Potencial Eólico	31
3.1.5	Potencial de geração do parque eólico	34
3.1.4.1	Fator de capacidade	35
3.1.4.2	Garantia Física	36
4	ANÁLISE FINANCEIRA	37
4.3	VALOR VENAL	40
4.4	FERRAMENTAS DE ANÁLISE	42
4.4.1	Payback descontado	42
4.4.2	Taxa mínima de atratividade (TMA)	43
4.4.3	Valor presente Líquido	43

4.4.4	Taxa interna de Retorno	44
4.5	CUSTO NIVELADO DE ENERGIA (LCOE)	44
5	RESULTADOS DAS ANÁLISES	46
5.1	AVALIAÇÃO TÉCNICA	46
5.1.1	Dados da altura de operação do aerogerador ajustados	46
5.1.2	Velocidades médias encontradas	46
5.1.3	Histogramas e curvas de permanência obtidos	47
5.1.3.1	Dados eólicos de Ventania	48
5.1.3.2	Dados eólicos de Japira	50
5.1.3.3	Dados eólicos de Clevelândia	52
5.1.3.4	Dados eólicos de Castro	55
5.1.4	Potencial Eólico encontrado	57
5.1.4.1	Potencial de geração por turbina	58
5.1.5	Potencial de geração do parque eólico obtido	58
5.1.5.1	Fator de capacidade obtido	59
5.1.5.2	Garantia física estipulada	61
5.2	AVALIAÇÃO ECONÔMICA	61
5.2.1	Dados financeiros	62
5.2.1.1	Dados econômicos para Ventania	63
5.2.1.2	Dados econômicos para Japira	64
5.2.1.3	Dados econômicos para Clevelândia	65
5.2.1.4	Dados econômicos para Castro	65
5.2.2	LCOE	66
5.3	CONCLUSÃO DOS RESULTADOS	67
5.4	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	68
	REFERÊNCIAS	69
	ANEXO 1 – PAYBACK CASTRO	72
	ANEXO 2 – PAYBACK CLEVELÂNDIA	75

ANEXO 3 – PAYBACK JAPIRA	77
ANEXO 4 – PAYBACK VENTANIA	79

1 INTRODUÇÃO

Os ventos surgem principalmente por causa da diferença do aquecimento terrestre causado pelo sol. Regiões próximas à linha do equador recebem mais raios solares que as regiões polares, originando diferenças de pressões.

O movimento do ar ao redor do planeta produz uma constante transferência de energia pelo movimento de massas de ar atmosférico. Esta energia pode ser utilizada pelos geradores eólicos que convertem a energia cinética do vento, em energia mecânica e posteriormente em energia elétrica através de geradores elétricos conectados às pás eólicas.

Com a questão energética renovável em pauta na atualidade, devido aos grandes efeitos ambientais causados pelas energias provenientes dos combustíveis fósseis, a energia eólica se torna uma solução ideal para a geração de energia de forma limpa e sustentável, pois se utiliza somente do vento como fonte de energia.

A inserção de recursos renováveis na matriz energética de um país, deve minimizar os impactos causados por crises internacionais que afetam o mercado de combustíveis fósseis ou por instabilidades geração hidroelétrica em épocas de estiagem. (MARTINS; GUARNIERI; PEREIRA, 2008).

Em contrapartida ventos com potenciais eólicos nem sempre estão presentes em todos os locais, sendo necessária uma prévia análise para verificar a viabilidade da instalação destes equipamentos.

Por isso a avaliação rigorosa do potencial eólico de uma região requer trabalhos sistemáticos de coleta e análise de dados sobre a velocidade e o regime de ventos. Dados coletados em aeroportos e estações meteorológicas podem fornecer uma primeira estimativa do potencial bruto ou teórico de aproveitamento da energia eólica. (ANEEL, 2005).

1.1 JUSTIFICATIVA

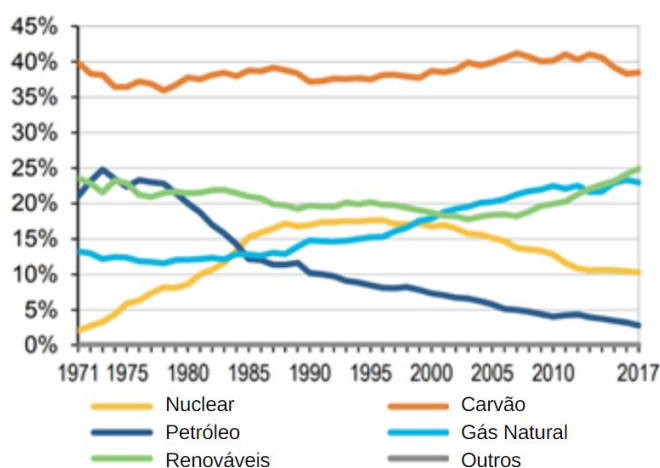
Os combustíveis fósseis são os maiores responsáveis pela produção de gases de efeito estufa, além de não possuírem reservas permanentes. A dependência destes combustíveis gera incertezas energéticas pois está volátil a mudanças de preços e reservas finitas, além de ameaçar os ecossistemas do

planeta e deixar a humanidade em situação desconfortável em relação à oferta de energia para o futuro. (AMARAL, 2011).

Um exemplo deste caso foi a crise do petróleo da década de 70, quando os preços dispararam, sem qualquer controle, gerando uma grande recessão mundial.

Dessa forma as energias renováveis surgem como uma opção para substituir as antigas fontes não renováveis de uma forma limpa e sustentável. A agência internacional de energia (*International Energy Agency - IEA*) publicou um estudo que revela o crescimento das energias renováveis ante as energias não renováveis para a geração elétrica.

FIGURA 1 –MIX DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE 1971-2017

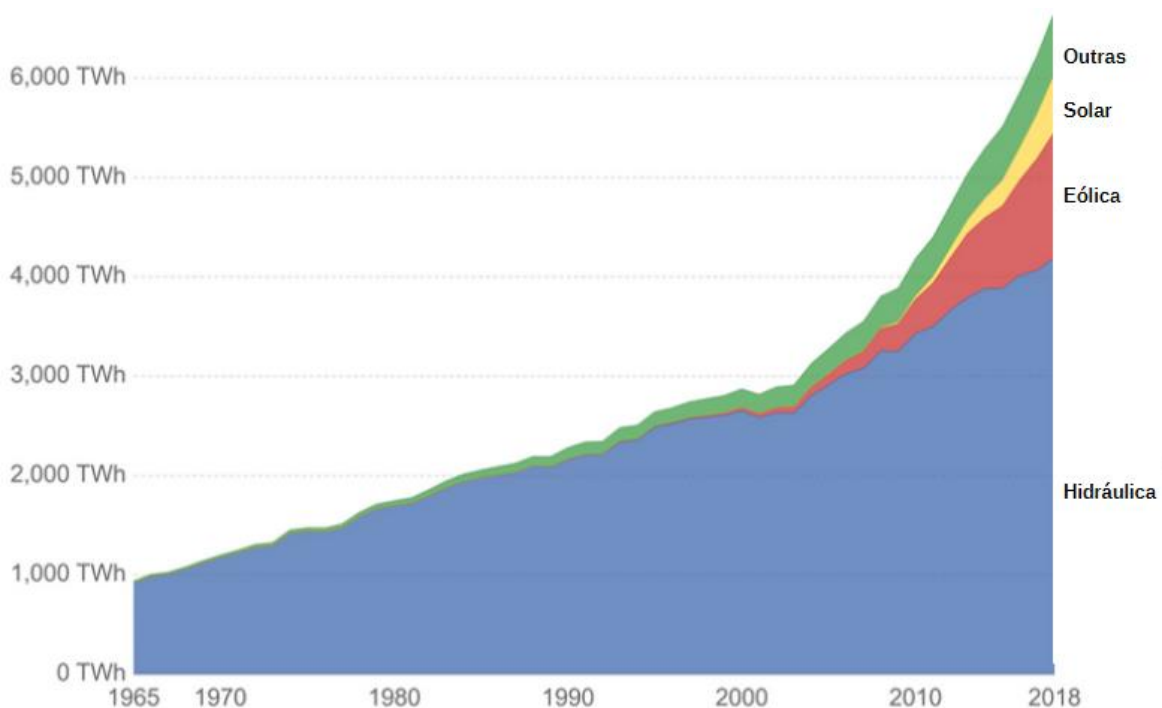


FONTE: IEA (2019)

Observa-se que as fontes renováveis fazem parte somente de aproximadamente de 20 a 25% das fontes de energia elétrica ao longo dos anos. Este valor até o início dos anos 2000 era praticamente formado somente por hidrelétricas, mas depois da virada do século há uma utilização crescente de outras fontes renováveis, entre elas pode se citar o crescimento da energia eólica e solar, impulsionando o uso de fontes limpas.

Este crescimento é facilmente visualizado na FIGURA 2 apresentada por Ritchie e Roser (2020) que separa por fontes o montante geral de energia renovável gerada no mundo.

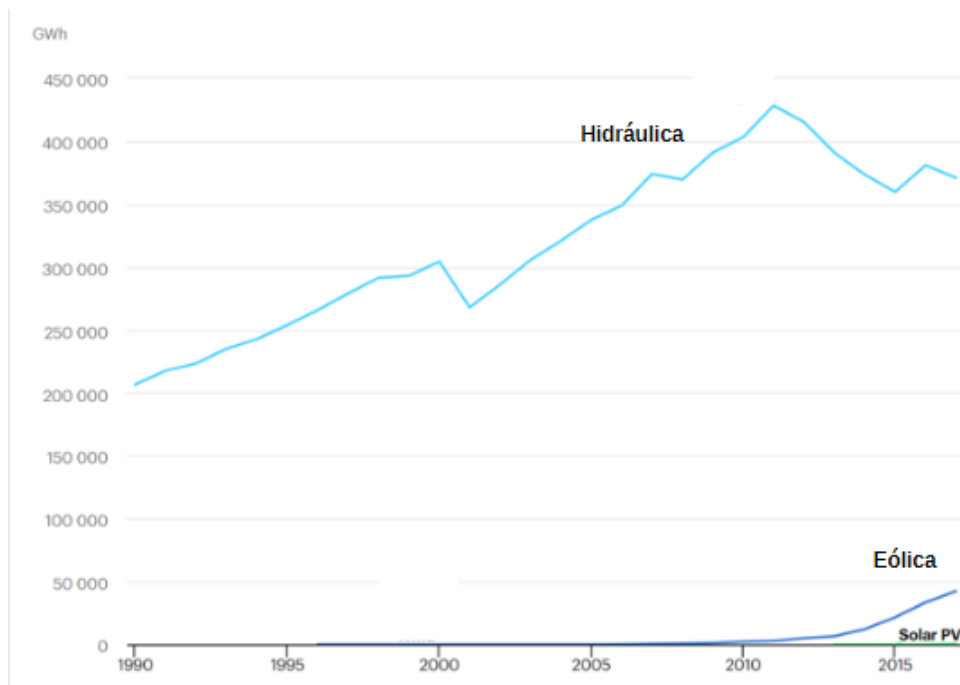
FIGURA 2 – GERAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL A NÍVEL MUNDIAL



FONTE: Ritchie e Roser (2020)

No Brasil o panorama do crescimento das energias renováveis não segue a mesma tendência dos dados mundiais, pois possuímos como fonte primária de energia uma fonte renovável, a energia hidrelétrica. Porém observa-se um crescimento acentuado para a energia eólica, como pode ser observado na FIGURA 3.

FIGURA 3 – GERAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL NO BRASIL



FONTE: IEA (2019)

Este crescimento da eólica no Brasil decorre de vários projetos e iniciativas governamentais que estão ocorrendo no país e incentivam o investimento nesta área. Mas antes de qualquer coisa, é necessário realizar extensivos estudos para verificar a praticabilidade e viabilidade dos projetos. Um dos primeiros passos é a análise dos impactos ambientais que serão gerados pela instalação de geradores eólicos na região da instalação.

Portanto realizou-se um estudo técnico com base no mapa eólico paranaense, para a instalação de um parque eólico na cidade de Ventania, a qual segundo o mapa, apresenta níveis razoáveis de vento. O mesmo estudo foi feito para as cidades de Clevelândia, Japira e Castro.

1.2 OBJETIVOS

Realizar estudos técnicos e econômicos sob o ponto de vista da instalação de um parque eólico com as mesmas configurações em cinco cenários econômicos diferentes.

1.2.1 Objetivo geral

O objetivo tangeu ao estudo de dados anemométricos colhidos de estações climáticas do instituto nacional de meteorologia (INMET) sediadas nas cidades de Ventania Japira, Clevelândia e Castro, todas no estado do Paraná.

1.2.2 Objetivos específicos

Estudou-se a viabilidade técnica e econômica ao se simular um parque eólico com base nos dados utilizados, aplicando-se as devidas correções e métodos econômicos para cenários de venda de energia de R\$500,00; R\$400,00; R\$300,00; R\$200,00 e R\$100,00 por MWh.

1.3 METODOLOGIA

O trabalho está estruturado em cinco capítulos com um caráter de pesquisa exploratória de forma quantitativa, que, com a ajuda de levantamento de dados é possível realizar o estudo de caso. Este estudo baseou-se na análise técnica e financeira de um parque eólico sediado em quatro diferentes cidades, mas com ênfase no potencial eólico de Ventania. Para tal levantamento utilizou-se como fonte o Instituto Meteorológico Brasileiro (INMET) onde encontram-se disponíveis dados anemométricos para as cidades estudadas.

Os dados utilizados para as análises advêm de documentos disponibilizados por agências estatais, ou estaduais, atuantes na área elétrica brasileira. Entre elas cita-se a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Companhia Paranaense de Energia (COPEL) e a Eletrobras.

2 ENERGIA EÓLICA

O vento pode ser compreendido como o ar em movimento. Esse movimento do ar atmosférico, quando ocorre próximo à superfície terrestre, tem grande importância para o planeta como, disseminação de sementes, intensificação da transferência de água para a atmosfera, veículo de polinização e fonte de energia. (OLIVEIRA, 2020).

A sua formação ocorre devido à diferença de temperatura na superfície terrestre que cria uma diferença de pressão de uma região para a outra. Com a diferença de pressão das regiões de alta pressão para as de baixa pressão, o ar tenta entrar em equilíbrio através de massas de ar que se movem de uma região a outra, são essas massas de ar que chamamos de vento.

Segundo Amarante *et. al.* (2001) “Todos os planetas envoltos por gases em nosso sistema solar demonstram a existência de distintas formas de circulação atmosférica e apresentam ventos em suas superfícies. Trata-se de um mecanismo solar-planetário permanente.”

São estas massas de ar em deslocamento a fonte de energia cinética para a transformação em elétrica através dos aerogeradores.

2.2 A ENERGIA EÓLICA

Acredita-se que os primeiros a utilizar a força dos ventos tenham sido os egípcios, por volta do ano 2800 AC, eles começaram a utilizar velas para auxiliar a força dos remos dos escravos. Os primeiros registros arqueológicos são datados por volta do ano 700 DC, quando os persas começaram a construir moinhos de vento verticais elevados, conhecidos como panemones, para utilizar como força na moagem de grãos. (MÜLLER, 2015).

Mas provavelmente foram os holandeses que desenvolveram o moinho de vento horizontal com hélices na era da idade média. Neste período, os holandeses aproveitaram a força do vento para realizar moagem de grãos, bombeamento de água e operações de serraria. (MÜLLER, 2015).

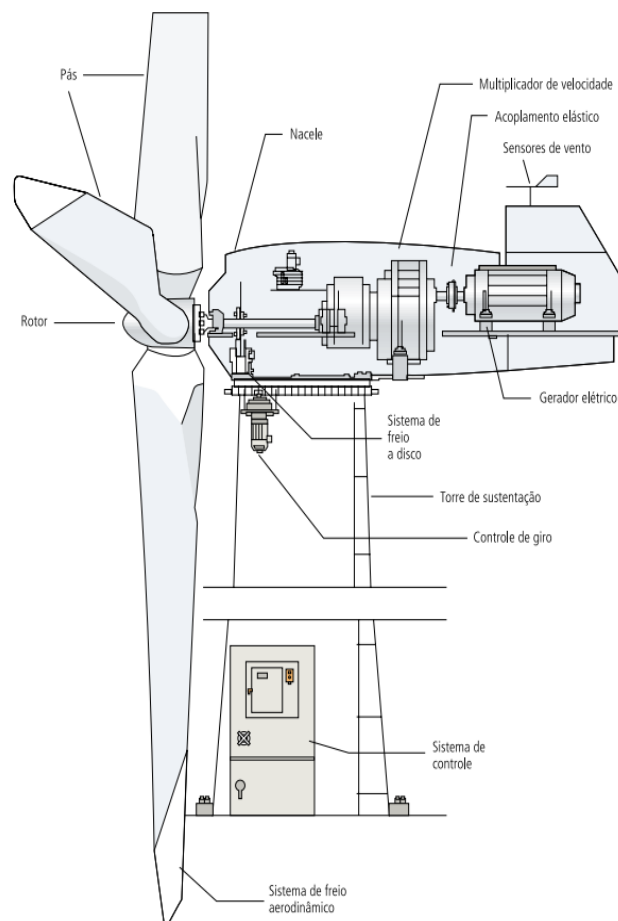
Com o passar dos anos desenvolveram-se diversos tipos de máquinas que utilizam a energia cinética do vento para transformá-la em energia elétrica, sendo os modelos mais conhecidos de Darrieus, Savonius e eixo horizontal. Sendo a de

eixo horizontal largamente utilizada para a geração de energia em todo o mundo por ser mais eficiente que os outros modelos de eixo vertical.

2.2.1 Aero geradores

Atualmente os aerogeradores são compostos por três elementos básicos: pás, gerador elétrico (com ou sem multiplicador de velocidade), e torre de sustentação, porém o equipamento completo vai muito além destes elementos, sendo composto por outros diversos componentes, como pode ser visto na FIGURA 4.

FIGURA 4 – COMPONENTES DE UM GERADOR EÓLICO



FONTE: ANEEL (2005)

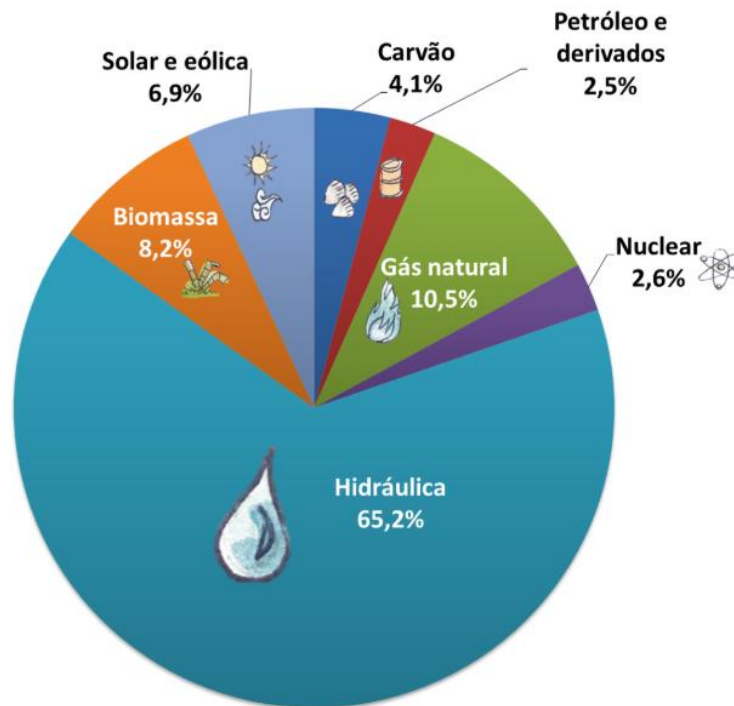
Atualmente o custo de implantação dos geradores eólicos está entre R\$3 a R\$5 milhões de reais, a grande variação de custos deve-se a complexidade dos

projetos, os quais envolvem itens com custo variável em função do empreendimento em análise. (EPE, 2020)

2.2.2 A energia eólica no Brasil

O Brasil diferente de boa parte do mundo possui uma matriz elétrica bastante renovável, com cerca de 82% de energia elétrica advindas de fontes renováveis como demonstram os dados da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) na FIGURA 5.

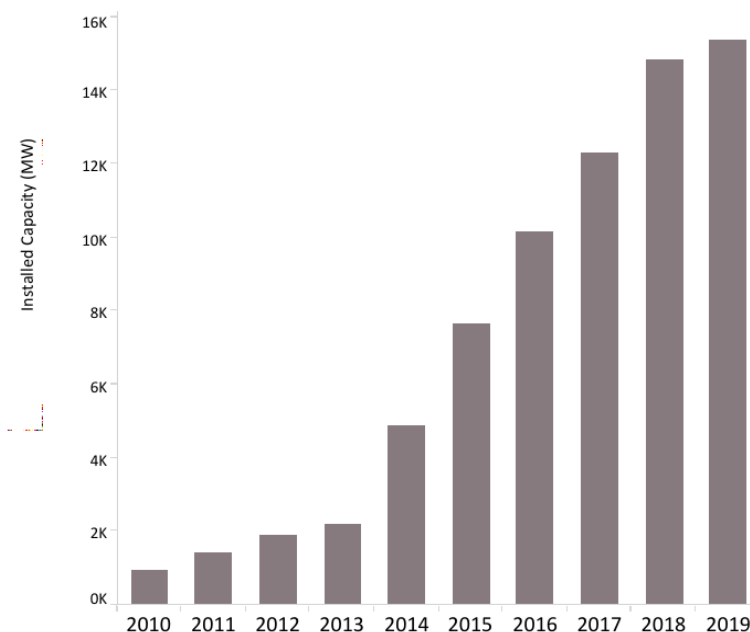
FIGURA 5 –MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA EM 2017



FONTE: EPE (2018)

A participação da eólica percentualmente ainda é pequena (FIGURA 5) mas é possível observando a FIGURA 6 nota-se que o crescimento desta fonte de energia no Brasil é bastante promissor.

FIGURA 6 – CRESCIMENTO DA ENERGIA EÓLICA INSTALADA NO BRASIL



FONTE: International Renewable Energy Agency (2020)

Infelizmente nem todos os lugares estão aptos para receber usinas eólicas, ou seja, nem todos os locais possuem regimes de ventos suficientes para a construção de um projeto viável de geração eólica. Os melhores potenciais no território brasileiro encontram-se nas regiões costeiras do nordeste e do Rio Grande do Sul. Ao entrar nas regiões interiores do país são poucas as áreas que oferecem um regime eólico tão positivo como nas regiões costeiras, exceções apenas para locais de elevada altitude.

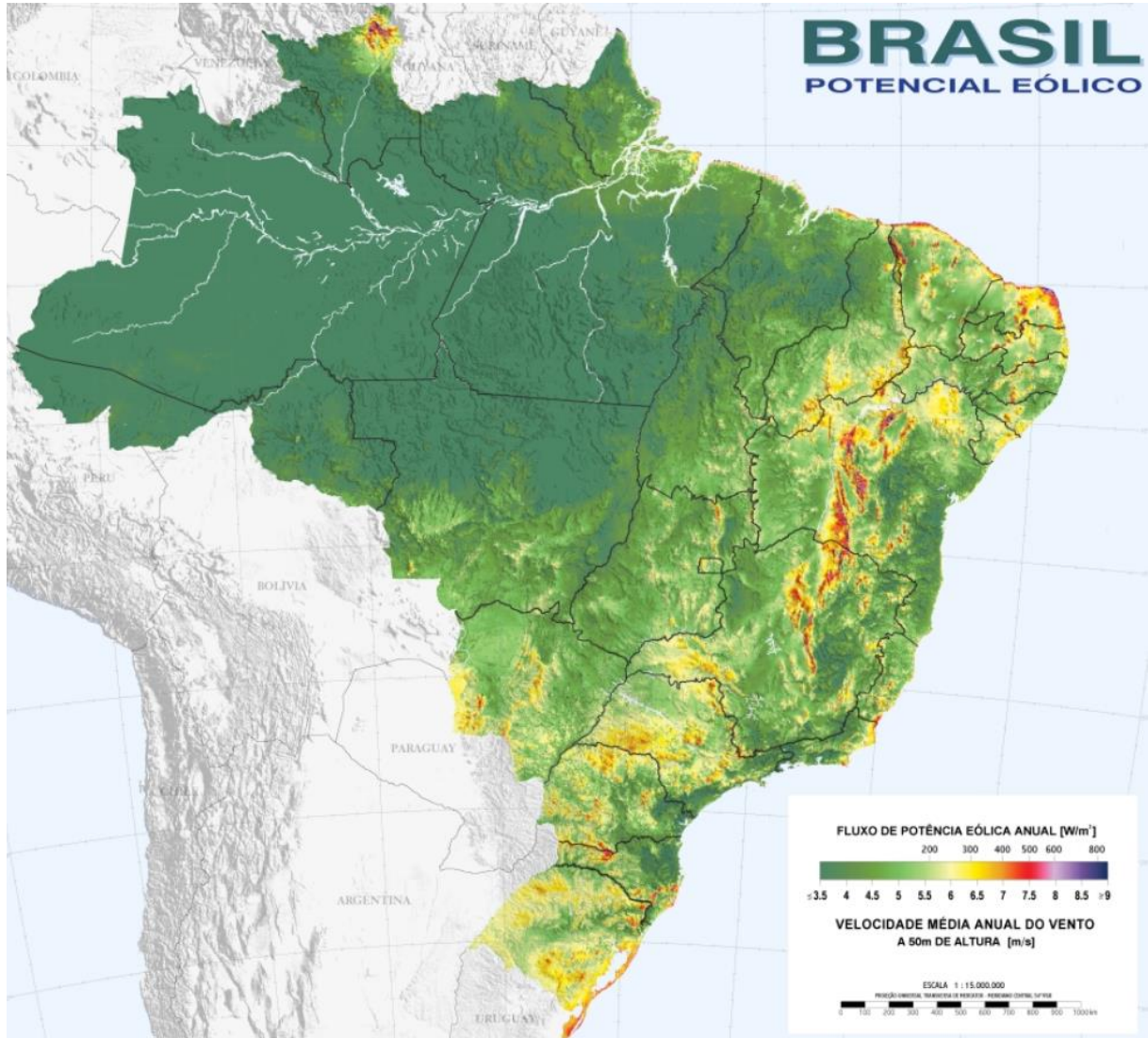
Estes locais podem ser encontrados utilizando metodologias de pesquisa, sendo uma destas metodologias citada pelo atlas de energia elétrica no Brasil.

A avaliação do potencial eólico de uma região requer trabalhos sistemáticos de coleta e análise de dados sobre a velocidade e o regime de ventos. Geralmente, uma avaliação rigorosa requer levantamentos específicos, mas dados coletados em aeroportos, estações meteorológicas e outras aplicações similares podem fornecer uma primeira estimativa do potencial bruto ou teórico de aproveitamento da energia eólica. (ANEEL,2005).

Outra forma de pré-análise é observar mapas que mostram uma estimativa da velocidade média dos ventos ao longo do ano. Estes mapas são conhecidos

como atlas eólico. Na FIGURA 7 é possível analisar um destes mapas encontrados no atlas eólico brasileiro.

FIGURA 7 – POTENCIAL EÓLICA NO BRASIL



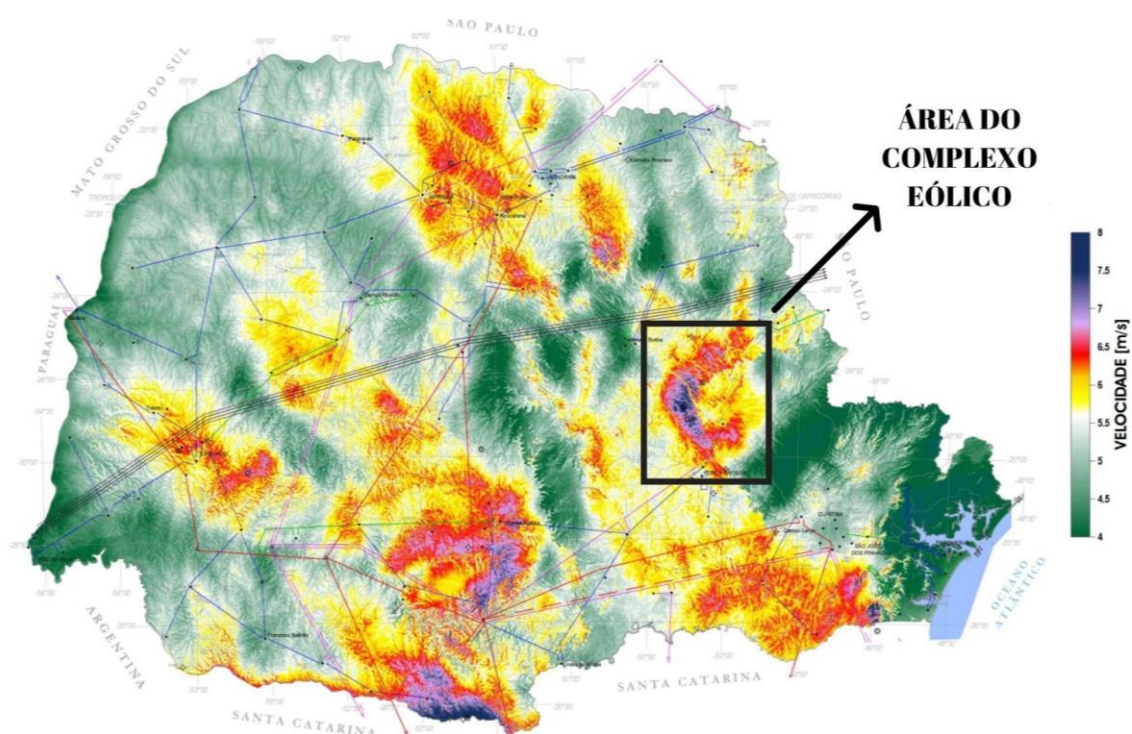
FONTE: Amarante *et. al.*(2001)

Uma prévia análise de um mapa com o potencial eólico é indispensável para a definição de um local para se estudar a viabilidade de um projeto eólico.

3 POTENCIAL EÓLICO

Para definição do tamanho do parque eólico, tomou-se como base o relatório desenvolvido pela Lactec (2014) que considerou a construção de um parque eólico com 250 aerogeradores Gamesa SG 2.0-114 na região de Carambeí e Tibagi, porém este relatório não trouxe nenhum dado técnico ou econômico da viabilidade da instalação deste parque nesta região. Portanto, se utilizou somente alguns dos dados disponibilizados neste documento, sendo o fato da proximidade o fator preponderante para a utilização dos mesmos. Para a avaliação de um local primeiramente avaliou-se o mapa do potencial eólico disponibilizado pela Companhia Paranaense de Energia (COPEL) para a altura de 100m e escolheu-se um local para a análise.

FIGURA 8 – MÉDIA ANUAL DE VELOCIDADE DE VENTO A 100M DE ALTURA



FONTE: COPEL (2014)

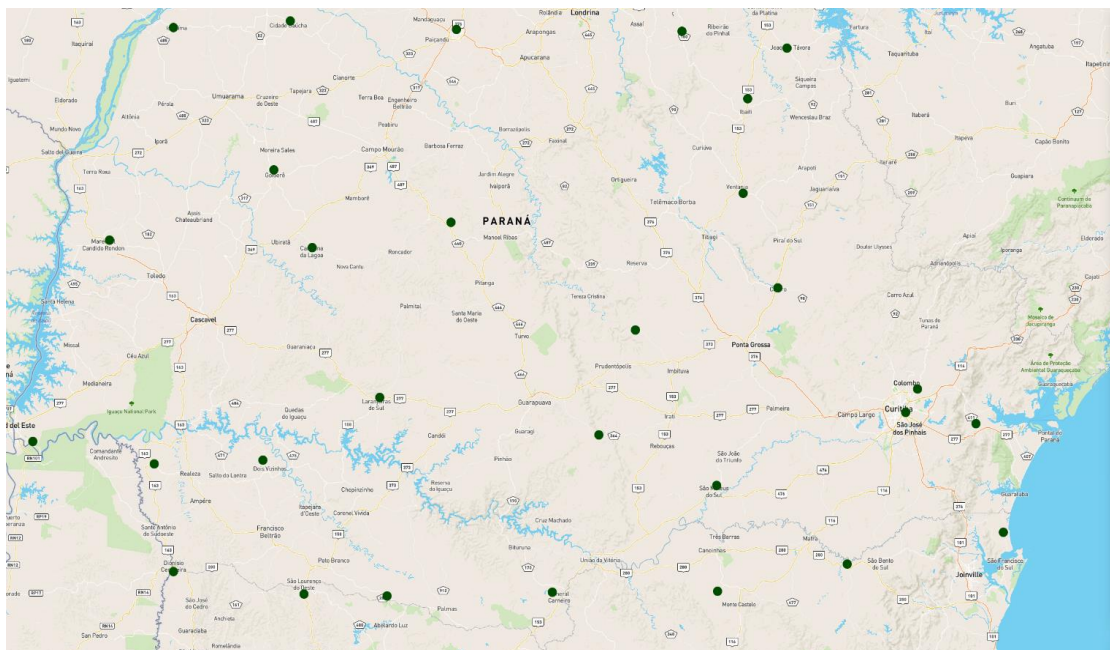
Neste mapa é possível avaliar que a área demarcada demonstra grande potencial para a instalação de um complexo eólico, pois possui uma boa incidência de ventos, considerando o potencial do estado paranaense, portanto destacou-se como um bom local para uma provável instalação de um parque eólico.

3.1 ANÁLISE DOS DADOS

A fim de se caracterizar o potencial eólico da região, escolheu-se a estação sediada em Ventania, pertencente ao Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Realizou-se uma análise comparativa ao colher dados anemométricos de mais três cidades, Castro, Clevelândia e Japira, todas de estações pertencentes ao INMET.

Na FIGURA 9 segue a localização das estações existentes no estado do Paraná.

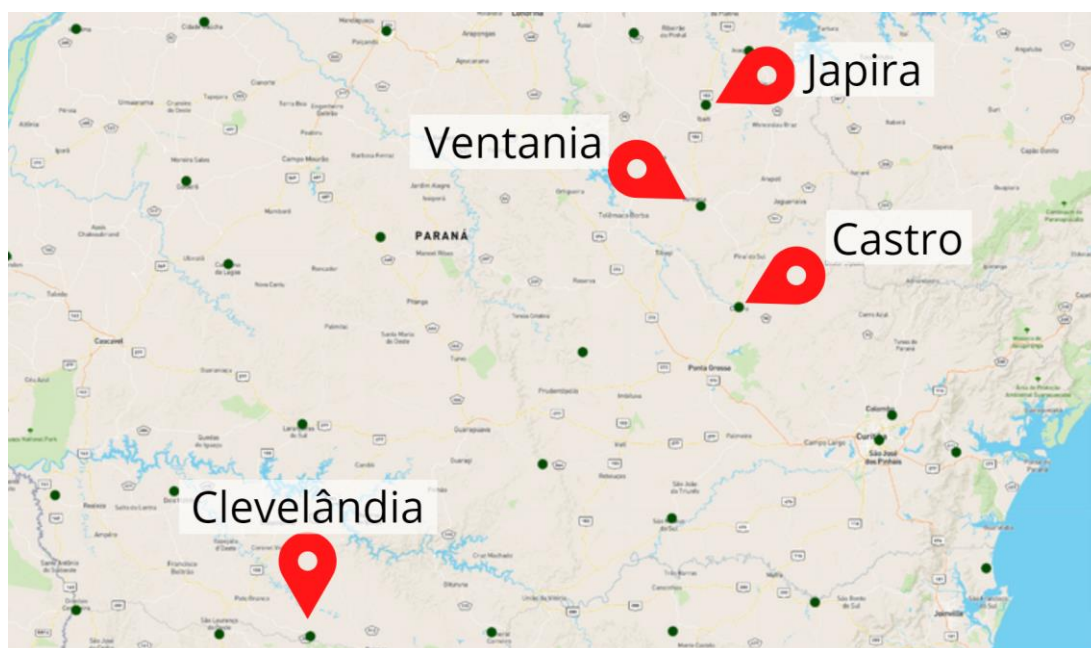
FIGURA 9 – ESTAÇÕES DISPONÍVEIS



FONTE: Inmet (2020)

Enquanto que na FIGURA 10 estão apontadas a localização das cidades escolhidas para o estudo.

FIGURA 10 – LOCALIZAÇÃO DAS CIDADES ESTUDADAS



FONTE: Inmet (2020)

Estas estações, segundo o próprio INMET (2011), coletam de minuto em minuto, as informações meteorológicas (temperatura, umidade, pressão atmosférica, precipitação, direção e velocidade dos ventos, radiação solar) representativas da área em que estão localizadas. A cada hora, estes dados são integralizados e disponibilizados para serem transmitidos para a sede do INMET, em Brasília. O conjunto dos dados recebidos é validado, através de um controle de qualidade e armazenado em um banco de dados que posteriormente são disponibilizados gratuitamente para acesso público, sendo encontrado no site do INMET na aba dados meteorológicos no link mapas de estações meteorológicas.

Através destes dados é possível construir uma análise ao longo dos anos do comportamento dos ventos na região, verificando se o local possui boas médias anuais de vento. Para tanto, coletou-se dados anemométricos de quatro cidades, previamente citadas, por um período de dez anos (2010 - 2019) de estações automáticas pertencentes ao INMET, exceto de Ventania que possuía dados somente a partir de maio de 2011.

Os dados de velocidade média são coletados de hora em hora, mas nem sempre com regularidade de dez anos seguidos, ou seja, há meses com falhas no registro. Sendo assim antes de se proceder a análise é necessário eliminar estes dados e utilizar somente dados concretos e íntegros.

Os dados obtidos da plataforma do INMET foram planilhados para permitir o desenvolvimento da análise nos termos apresentado nas seções (3.1.1) a (3.1.4).

3.1.1 Ajustes dos dados à altura de operação do aerogerador

Como os dados mensurados pelas estações anemométricas são coletados a 10m de altura do solo, e o gerador selecionado opera a 120m, necessitou-se realizar a correção dos dados coletados devido ao perfil de velocidade próximo ao solo, esta correção é realizada através da equação 1 (MANWELL *et al.* 2003).

$$v = \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha \cdot v_0 \quad (1)$$

Onde:

- v = Velocidade corrigida
- h = Altura da turbina eólica
- h_0 = Altura da coleta de dados
- α = Expoente de cisalhamento do vento
- V_0 = Velocidade colhida na altura h_0

3.1.2 Velocidades médias

Com os dados reajustados para a altura de 120m em todos os meses e anos, realizou-se os cálculos das velocidades médias corrigidas para todos os meses estudados, isto é feito somando-se todas velocidades encontradas para cada hora do mês e dividindo-se pelo número de horas daquele determinado mês (velocidade média no período).

Para tal cálculo da média mensal seguiu-se a equação 2.

$$M_m = \frac{Sv}{n^\circ \text{ horas}} \quad (2)$$

Onde:

- M_m = Média mensal
- Sv = Soma das velocidades no determinado mês
- $n^\circ horas$ = número de horas que o determinado mês possui

Posteriormente calculou-se a velocidade média histórica de vento que cada mês apresenta. Para tal, utilizou-se a equação 3.

$$M_h = \frac{Sm}{n^\circ anos} \quad (3)$$

Onde:

- M_h = Média mensal histórica
- Sm = soma dos valores do determinado mês
- $n^\circ anos$ = número de anos em que foram colhidos dados no determinado mês

3.1.3 Histogramas e curvas de permanência

Com os dados divididos mensalmente e historicamente, se faz possível a construção de um histograma, ou seja, um gráfico de frequência que tem por objetivo ilustrar como a média de velocidade de vento está distribuída.

Avaliou-se também a curva de permanência, em que se observa a incidência, em porcentagem, da velocidade dos ventos ao longo do tempo de análise. O dado de horas é dado em porcentagem devido à falta de alguns dados, dessa forma os dados possuem uma melhor aproximação. Isto é feito através da equação 4.

$$h_{\%} = \frac{n^\circ hv}{n^\circ th} \quad (4)$$

Onde:

- $h_{\%}$ = Porcentagem de horas a uma dada faixa de velocidade
- $n^\circ hv$ = Número de horas a dada velocidade

- n°_{th} = Número total de horas

3.1.4 Potencial Eólico

Prosseguiu-se para a quantificação do número de horas que ocorre ventos a dadas velocidades, ou seja, criou-se uma planilha com uma fórmula que quantifica em quantas horas do mês, dia, ano ou década ocorreu aquela velocidade de vento. Na TABELA 1 segue um exemplo retirado dos dados da cidade de Clevelândia referentes a um ano de análise.

TABELA 1 – EXEMPLO DE INCIDÊNCIA DE VENTOS

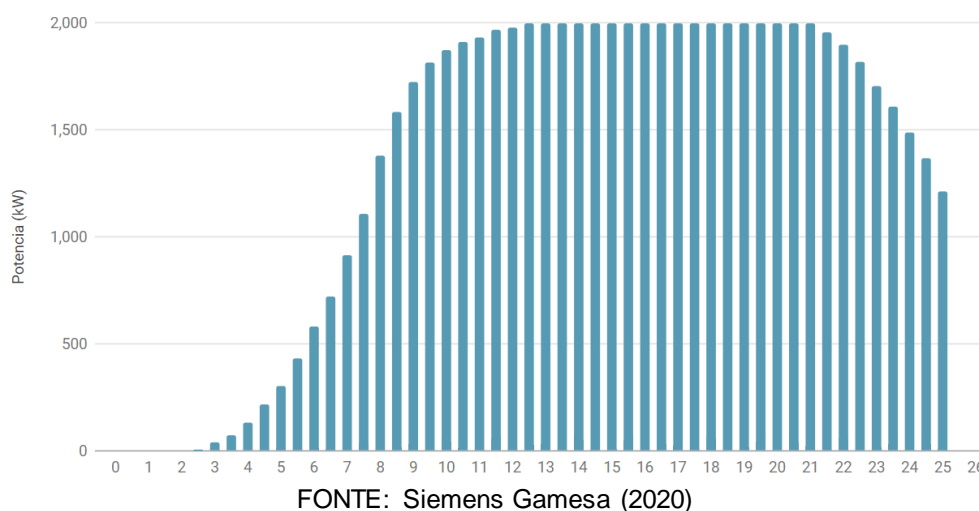
Velocidade	Nº Horas	Velocidade	Nº Horas
0 - 1	124	13 - 14	67
1 - 2	187	14 - 15	28
2 - 3	390	15 - 16	13
3 - 4	576	16 - 17	8
4 - 5	600	17 - 18	2
5 - 6	626	18 - 19	1
6 - 7	609	19 - 20	0
7 - 8	566	20 - 21	0
8 - 9	467	21 - 22	1
9 - 10	355	22 - 23	0
10 - 11	274	23 - 24	0
11 - 12	206	24 - 25	0
12 - 13	108	25 - ou +	0

FONTE: O autor (2020).

Sabendo-se quantas horas ocorre a incidência de vento em determinado intervalo de velocidade é possível calcular a energia gerada, conhecendo-se a curva de potência do gerador em função da velocidade. Para tal, adotou-se o modelo Gamesa SG 2.0-114, com potência nominal total de até 2 MW.

Analisou-se o gráfico do equipamento, que segue na FIGURA 11, e quantificou-se a energia gerada nos mesmos intervalos de velocidade de vento obtidos.

FIGURA 11 – CURVA DE POTÊNCIA DO GERADOR SG 2.0-114



Como a potência dada está em intervalos de 0,5 m/s, criou-se intervalos de velocidade sob os mesmos moldes, exceto entre 0 e 2m/s, quando a geração é nula, e entre 12,5 e 21 m/s quando a potência gerada é constante.

Criou-se uma correlação entre velocidade do vento e energia gerada. Esta correlação, é feita com base na FIGURA 11, que mostra a curva de potência do gerador, e a velocidade do vento observada, calculou-se a média de geração para cada intervalo, ou seja, para descobrir a geração entre os intervalos “x” e “y” utilizou-se os valores de geração destes dois pontos e realizou-se a média. Desta forma é possível prever os valores de geração para cada velocidade.

Segue TABELA 2, de exemplo, correlacionando a curva de potência com a velocidade de vento.

TABELA 2 – POTÊNCIA GERADA PARA CADA VELOCIDADE DE VENTO (continua)

Velocidade (m/s)	Potência da velocidade (kW)	Velocidade (m/s)	Potência da velocidade (kW)
0 - 1	0	11 - 11,5	1952
1 - 2	0	11,5 - 12	1975
2 - 2,5	0	12 - 12,5	1990
2,5 - 3	25	12,5 - 13	2000

3 - 3,5	60	13	2000
3,5 - 4	106	14	2000
4 - 4,5	178	15	2000
4,5 - 5	263	16	2000
5 - 5,5	371	17	2000
5,5 - 6	510	18	2000
6 - 6,5	654	19	2000
6,5 - 7	821	20 - 21	2000
7 - 7,5	1014	21 - 21,5	1979
7,5 - 8	1246	21,5 - 22	1929
8 - 8,5	1484	22 - 22,5	1860
8,5 - 9	1656	22,5 - 23	1764
9 - 9,5	1772	23 - 23,5	1659
9,5 - 10	1846	23,5 - 24	1551
10 - 10,5	1894	24 - 24,5	1430
10,5 - 11	1924	24,5 - 25	1293

FONTE: O autor (2020).

Com os dados eólicos de velocidade de vento analisados, realizou-se o estudo de geração de energia. A energia gerada para cada hora, dia, mês, ano e década de operação do equipamento é feita ao se multiplicar a potência pelo número de horas de vento a dada velocidade. Isto é realizado através da equação 5.

$$E = n^{\circ}_h \cdot P \quad (5)$$

Onde:

- E = energia (MWh)
- n°_h = Número de horas que incidiu o vento a dada velocidade (h)
- P = Potência referente a dada velocidade (MW)

Para o cálculo, em média, da geração de energia, de uma turbina, no primeiro ano de operação utilizou-se a equação 11

$$Emg = \frac{\sum E_{total}}{12} \quad (11)$$

Onde:

- E_{mg} = Energia média gerada (MWh/Mês)
- $\sum E_{total}$ = Soma da energia de cada mês durante o ano (MWh)
- 12 = Número de meses de um ano

3.1.5 Potencial de geração do parque eólico

Padronizou-se o mesmo parque eólico para todas as cidades, cada parque com um total 250 geradores eólicos Gamesa SG 2.0-114, produzindo, todos, os mesmos valores médios, encontram-se os seguintes valores médios de geração no primeiro ano de operação através da equação 6.

$$E_{mga} = \left(\frac{\sum E_{total}}{12} \right) \cdot N^{\circ} \quad (6)$$

Onde:

- E_{mga} = Energia média gerada (MWh)
- $\sum E_{total}$ = Soma da energia de cada mês durante o ano (MWh)
- 12 = Número de meses de um ano
- N° = Número de geradores, 250 no caso

Isso é válido somente para o primeiro ano pois dependendo das condições individuais de cada parque, pôde-se afirmar que o fator de geração diminui com a idade, de forma parecida a outras máquinas rotativas, perdendo em média de 0,2 a 1,6% de sua capacidade de geração por ano (STAFFELL; GREEN, 2014).

Dessa maneira, para o cálculo da geração total até o fim de sua vida útil considerou-se as os seguintes parâmetros:

- a) Vida útil de 20 anos do equipamento.
- b) Velocidade média do vento constante ao longo dos 20 anos.
- c) Parque eólico com 250 aerogeradores operando sob as mesmas condições.
- d) Perdas de geração de 1,0% ao ano em relação ao ano anterior.

O cálculo da geração total é realizado através da equação 7.

$$E_{tmg} = \sum_{n=2}^n \cdot E_{mga} \cdot i \quad (7)$$

Onde:

- E_{tmg} = Energia total média gerada (MWh)
- E_{mga} = Energia média gerada (MWh)
- n = ano
- $n=2$ pois o primeiro ano possui geração integral
- $i = 0,99$

3.1.4.1 Fator de capacidade

O fator de capacidade é utilizado como uma forma de avaliar o potencial eólico de uma região, e pode ser interpretado como o percentual de aproveitamento, efetivo ou estimado, do total da potência máxima instalada. Seu cálculo depende das características do aerogerador instalado, ou seja, da potência nominal do gerador eólico e das características do local. (AMARAL, 2011).

O cálculo segue representado na equação 8.

$$FC = \frac{E}{P \cdot t} \quad (8)$$

Onde:

- FC = Fator de Capacidade
- E = Energia gerada no período de tempo t (MWh)
- P = Potência instalada (MW)
- t = Intervalo de tempo considerado (h)

3.1.4.2 Energia contratada

É pela energia contratada que os pagamentos serão realizados as empresas ganhadoras das licitações, portanto calculou-se a Energia contratada anual do parque com base na geração anual do mesmo. Porém não se utiliza o

valor encontrado neste item pois este valor máximo teórico pode não ser atingido caso ocorra um ano atípico com médias mais baixas que as esperadas. Portanto estimou-se um valor de garantia abaixo da geração média anual de cada parque eólico. Este valor estipulado é visualizado na seção (5.1.5.2).

4 ANÁLISE FINANCEIRA

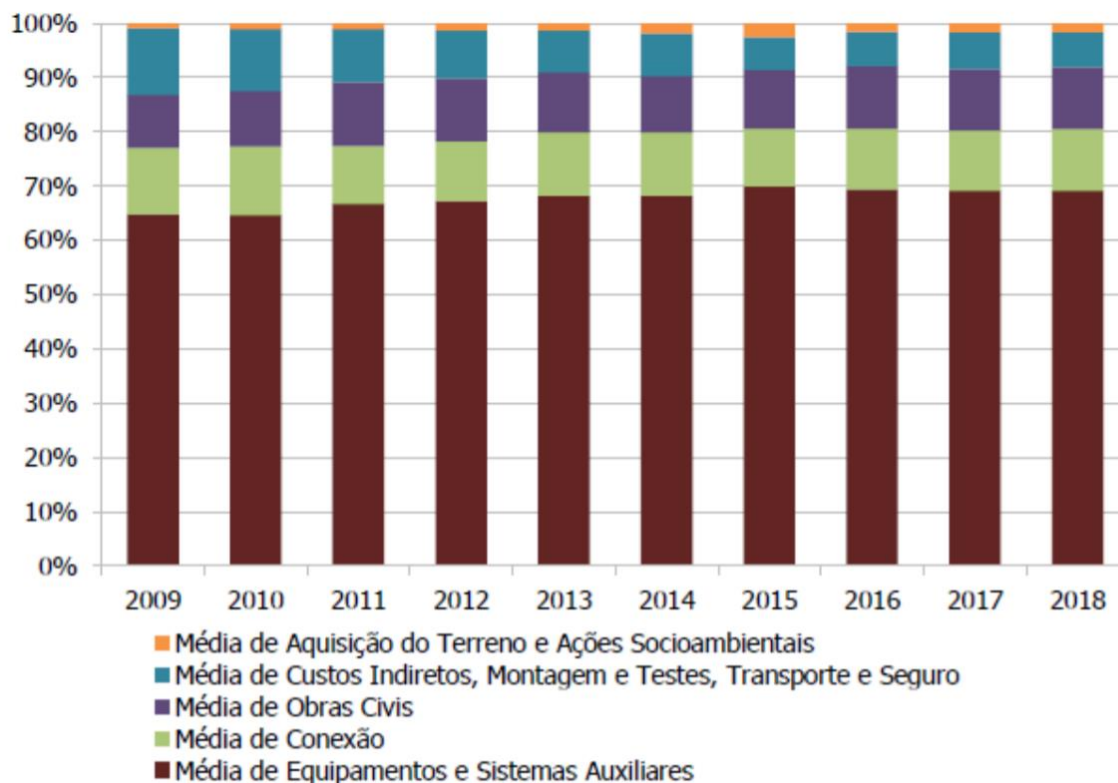
Diante de qualquer empreendimento sempre é necessário avaliar os custos, para tal é necessário realizar uma análise financeira. Esta consiste em avaliar todos os custos inerentes ao empreendimento, tanto os custos de implementação, denominados CAPEX, que vem do inglês *capital expenditure* e pode ser compreendido como as despesas de capital ou investimentos em bens de capitais. Ou seja, o CAPEX engloba os custos relacionados à aquisição de equipamentos e instalações. Outro custo analisado são os custos de operação, conhecidos como OPEX, o qual vem do inglês *operational expenditure*. Nestes custos o foco está nas despesas operacionais e no investimento em manutenção dos equipamentos. Ou seja, são os gastos, por exemplo, despesas com funcionários, combustível, manutenção de equipamentos e serviços terceirizados.

4.1 CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO

O custo inicial de implantação do parque envolve todos os custos envolvidos para entregar o empreendimento pronto para a utilização.

Dentro deste valor está embutido o valor para a compra das turbinas eólicas, que com base em um estudo lançado pela EPE, está estimado que 70% do montante total do investimento inicial está ligado a compra das turbinas. Segue FIGURA 12 demonstrando estes custos.

FIGURA 12 – PESO RELATIVO DOS CUSTOS NO ORÇAMENTO TOTAL DOS PROJETOS



FONTE: Empresa de Pesquisa Energética (2018)

4.1.1 Custos de capital

A estrutura de capital diz respeito às fontes de recursos utilizadas por um investidor em um investimento específico. Nesta estrutura há duas fontes possíveis, o capital próprio e a outra o capital de terceiros. Neste estudo utilizou-se como base o documento disponibilizado pela ANEEL sob o nome de cálculo do custo de capital da geração disponibilizado em 2014.

A partir dos dados econômicos dos últimos 36 meses de empresas de energia eólica foi obtido que a distribuição ótima entre a estrutura de capital próprio e a de capital de terceiros foi de 50% cada (ANEEL, 2014).

Para o capital de terceiros considerou-se a linha de crédito, denominado Finem, obtida diretamente do Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES). A taxa foi definida utilizando a taxa fixa de 2,26% a.a. mais os valores referentes a remuneração do BNDES de 1,3% a.a. e a taxa de risco de crédito, estipulada em 3% a.a. com base no procedimento da ANEEL para o cálculo do custo de capital da geração, totalizando uma taxa de 6,56% a.a.

Por fim considerou-se um prazo de amortização de 12 anos.

Portanto utilizou-se os seguintes valores para a realização da análise financeira.

- a. Porcentagem do capital próprio: 50%
- b. Porcentagem do capital de terceiros: 50%
- c. Custo do Cap. Próprio: 12,24 % a.a.
- d. Taxa de juros: 6,56% a.a.
- e. Prazo de amortização: 12 anos

4.2 CUSTOS DE OPERAÇÃO

Em qualquer empresa existem os custos para mantê-la em funcionamento. Estes custos são conhecidos como os custos de operação, dentro deles pode se citar os custos de operação e manutenção, conhecidos como O&M (operação e manutenção), custos de depreciação que remetem a perda de valor ou custo dos ativos, custos de seguros que asseguram as empresas contra sinistros ou danos, dependendo da abrangência do mesmo e os custos de impostos e de taxas.

4.2.1 Custos intrínsecos da operação

Os principais custos intrínsecos da operação são os de depreciação, operação e manutenção, seguros, recultivação que é um valor fixo para uma eventual substituição de uma turbina eólica, seguros, entre outros.

4.2.2 Impostos e taxas incidentes

Aplicou-se os encargos denominados taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica paga à ANEEL e Tarifa de Utilização de Serviços de Transmissão (TUST). O TUST é cobrado de forma integral sobre a usina, pois esta excede o limite de 300MW para o abatimento de 50% do valor desta tarifa.

Assumiu-se que a empresa geradora possui lucro real e aplicou-se o Imposto de Renda para Pessoa Jurídica e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL).

4.2.3 Custos totais de operação

Em suma, para a realização da análise financeira utilizou-se os seguintes valores descritos na TABELA 3.

TABELA 3 – DESPESAS DO EMPREENDIMENTO

DESPESAS	TOTAL	FONTE
Depreciação Aerogerador (%receita/ano)	5,00%	CUSTÓDIO, 2010
Custos gerais (%receita/ano)	1,00%	LUNA, 2011
O&M (% em cima do valor das turbinas/ano)	2,00%	DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION, 2020
Seguros (% Investimento/ ano)	1,00%	LUNA, 2011
Recultivação (R\$/kW instalado ano)	R\$ 4,00	LUNA, 2011
Arrendamento (% Receita)	1,00%	LUNA, 2011
Perdas / Consumo Próprio (% Receita)	2,00%	LUNA, 2011
Tarifa TUST (R\$/kW instalado ano)	R\$ 5,56	COPEL, 2020
Tarifa ANEEL (% Receita)	0,50%	ANEEL, 2020
PIS/COFINS (% Receita)	9,25%	FONTANET, 2012
IRPJ/CSLL (% Lucro antes do IRPJ/CSLL)	34,00%	FONTANET, 2012

FONTE: O autor (2020).

4.3 VALOR VENAL

Para o cálculo da receita do parque eólico observou-se o valor praticado no último leilão de energia da ANEEL. Estes leilões ocorrem com o fim de promover o incremento na geração de energia a nível nacional.

No leilão A-6 de energia, último leilão realizado, que ocorreu em outubro de 2019, contratou-se projetos de geração eólica com o preço médio final de R\$ 98,89/MWh (ANEEL, 2020).

Considerando que a proposta do trabalho é avaliar viabilidade, realizou-se a análise em cinco diferentes faixas de valores iniciais: R\$100,00; R\$200,00; R\$300,00; R\$400,00 e R\$500,00 por MWh, sendo o valor inicial fixado aplicado durante os primeiros doze meses a partir da data de início da operação. Decorrido este prazo, haverá reajuste, com periodicidade anual, adotando-se o Índice Geral de Preços do Mercado (IGPM) seguindo o cálculo observado na equação 1 (ELETROBRÁS, 2007).

$$P_1 = P_0 \left(\frac{IGP-M_1}{IGP-M_0} \right) \quad (8)$$

Onde:

- P0 = preço unitário da energia contratada em vigor na data de assinatura do contrato ou o preço referente ao último reajuste (R\$/MWh);
- IGP-M0 = índice referente ao mês anterior ao da data de assinatura do contrato ou ao mês anterior ao do último reajuste, utilizado de forma compatível e correspondente ao valor do P0 adotado;
- P1 = preço unitário da energia contratada reajustado (R\$/MWh);
- IGP-M1 = índice referente ao mês anterior ao mês do reajuste.

Em média, desde 2005, calcula-se que a variação do IGPM gire em torno de 5,61% ao ano. Portanto utiliza-se este valor para o cálculo do reajuste do preço de venda de energia nos subsequentes anos de geração.

Os valores pagos às empresas geradoras seguem um valor de geração fixo estipulado, este valor é conhecido como energia contratada. Esta energia contratada é estipulada pela EPE, e é com base nestes valores que os pagamentos são realizados as empresas.

Para tal valor estima-se o valor anual de geração abaixo do valor máximo teórico encontrado para que se garanta o suprimento de energia estipulado mesmo em anos com incidência de ventos abaixo da média (seção 4.1.4.2).

4.4 FERRAMENTAS DE ANÁLISE

Para a análise financeira foram avaliados indicadores como: *payback* descontado; valor presente líquido (VPL); taxa interna de retorno (TIR) e custo marginal de operação, conhecido também como taxa mínima de atratividade (TMA).

4.4.1 *Payback* descontado

Determina o tempo de retorno do investimento, conhecido como *payback*, que pode ser entendido como o tempo entre o investimento inicial e o ponto no qual o lucro líquido acumulado se iguala ao valor deste investimento, e pode ser determinado pela Equação 9.

$$Pd = A_{cp} - \left(\frac{FC_{aa}}{R_a} \right) \quad (9)$$

Onde:

- Pd = *Payback* descontado
- A_{cp} = Ano em que o fluxo de caixa se tornou positivo
- FC_{aa} = Valor do fluxo de caixa do ano anterior ao ano em que o fluxo se tornou positivo
- R_a = Receita no ano em que o fluxo de caixa se tornou positivo

4.4.2 Taxa mínima de atratividade (TMA)

Taxa mínima de atratividade (TMA) é uma taxa de juros, que ao se fazer um investimento o investidor espera um retorno pelo menos igual a essa taxa. (SANTOS; VENDITE, 2009).

A taxa mínima de atratividade segue o valor calculado pela ANEEL (2014), de 12,24%. Este valor é obtido pelo método de risco/retorno CAPM (Capital Asset Pricing Model), construído sob a premissa de que a variância de retornos é a medida de risco apropriada, mas apenas aquela porção de variação que é não-diversificável

é recompensada, ou seja, parte do risco em qualquer ativo individual pode ser eliminado através da diversificação (ANEEL, 2014).

4.4.3 Valor presente Líquido

O valor presente líquido (VPL), também conhecido como valor atual líquido (VAL) ou ainda método de valor atual, é a fórmula econômica financeira capaz de determinar o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros apropriada, menos o custo de investimento inicial.

Segue equação 10 demonstrando o VPL.

$$V_{PL} = \sum_{n=1}^{n=N} \frac{FC_t}{(1+i)^n} \quad (10)$$

Onde:

- VPL = Valor Presente Líquido
- FC = fluxo de caixa
- t = momento em que o fluxo de caixa ocorreu
- i = taxa de desconto (ou taxa mínima de atratividade)
- n = período de tempo

4.4.4 Taxa interna de Retorno

A Taxa Interna de Retorno, mais conhecida pela sigla TIR, ou em inglês IRR (*Internal Rate of Return*), é uma métrica utilizada para analisar o percentual de retorno financeiro de um projeto.

Portanto:

- Se $TIR > TMA$ investimento deve ser aceito.
- Se $TIR = TMA$ é indiferente investir.
- Se $TIR < TMA$ investimento deve ser recusado.

Para o cálculo que zere a TIR utilizou-se a equação 11.

$$-I + \sum_{t=1}^{n=N} \frac{Fc_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (11)$$

Onde:

- I = Investimento inicial
- t = Tempo de investimento (em anos)
- FCt = Fluxo de caixa para cada ano do investimento
- TIR = Taxa Interna de Retorno

Desta forma é possível calcular se o projeto terá viabilidade econômica ou se terá um tempo de retorno de investimento acima do esperado, ou ainda, se não possuirá viabilidade.

4.5 CUSTO NIVELADO DE ENERGIA (LCOE)

Conhecido como Levelized cost of energy (LCOE), representa o custo por MWh, em unidades monetárias descontadas, da construção e operação de uma usina geradora durante todo seu ciclo de vida útil econômica (GUIMARÃES, 2020).

Para o cálculo do LCOE utilizou-se os dados de custo de construção em R\$/kWh, os dados de custos operação ao longo de todo o tempo de operação, dados também R\$/kWh, o fator de capacidade e a TMA. O valor de operação e manutenção foi encontrado ao se realizar a média dos custos ao longo da vida útil do empreendimento em cada cidade.

Segue equação 12 demonstrando o cálculo do LCOE.

$$LCOE = \frac{Capex \cdot TMA + Opex}{8760 \cdot FC} \quad (12)$$

Onde:

- Capex= custos de capital para a construção (R\$/kWh)
- Opex= Custos de operação (R\$/kWh)

- TMA= taxa mínima de atratividade (%)
- FC= Fator de capacidade

Este valor de LCOE é comumente utilizado para comparar fontes de energia como forma de verificar qual fonte é a mais competitiva.

5 RESULTADOS DAS ANÁLISES

Neste capítulo estão apresentados os resultados obtidos a partir do tratamento de dados propostos nos capítulos 3 e 4, na seção 5.1 estão apresentados os dados de potencial eólico e geração estimada e na seção 5.2 estão apresentados os custos de implantação e operação bem como a análise financeira.

5.1 AVALIAÇÃO TÉCNICA

Na seção 5.1.1 encontram-se os dados necessários para se reajustar a velocidade do vento, na 5.1.2 encontram-se as velocidades médias. Subsequentemente na seção 5.1.3 os histogramas e curvas de potência para cada cidade avaliada, além do potencial eólico na seção 5.1.4 e do potencial de geração encontrado do parque eólico na seção 5.1.5.

5.1.1 Dados da altura de operação do aerogerador ajustados

Aplicou-se a correção da velocidade do vento para a altura de 120m, para tal, calculou-se o expoente de cisalhamento do vento para o ajuste da velocidade para a altura do aerogerador. A tensão de cisalhamento do vento foi determinada isolando-se o termo do cisalhamento na equação 6. Isso só foi possível utilizando-se da velocidade média do vento em Ventania a 120 metros de altura, de 7,73 m/s (LACTEC, 2014). Desta forma utilizou-se os dados de velocidade média recolhidos da estação automática, que está a 10 metros de altura, determinou-se o valor do coeficiente de cisalhamento de 0,3 (Este mesmo valor de cisalhamento foi aplicado às demais cidades devido à ausência de dados para essas)

5.1.2 Velocidades médias encontradas

Com os dados corrigidos a velocidade média histórica do período analisado para cada uma das cidades, segue na TABELA 4.

TABELA 4 – MÉDIA MENSAL DA VELOCIDADE DO VENTO

Mês	Velocidade (m/s) Ventania	Velocidade (m/s) Japira	Velocidade (m/s) Castro	Velocidade (m/s) Clevelândia
janeiro	6,77	4,02	3,20	6,04
fevereiro	6,57	3,45	2,97	5,93
março	6,69	4,08	2,96	6,02
abril	6,72	3,94	2,46	6,11
maio	7,07	4,12	2,45	6,70
junho	7,02	3,19	2,21	6,84
julho	7,29	4,06	2,37	7,23
agosto	7,62	4,96	2,74	7,72
setembro	7,55	5,16	3,04	7,59
outubro	7,83	5,49	3,45	7,60
novembro	7,64	5,83	3,50	7,75
dezembro	6,75	4,49	3,22	6,87
MÉDIA	7,13	4,40	2,88	6,86

FONTE: O autor (2020).

Observou-se que o valor encontrado para Ventania é um valor razoável para fins de geração eólica, o mesmo vale para Clevelândia. O fato de a velocidade média em Clevelândia ser elevada é esperado pois está num local listado bom segundo o atlas eólico do Paraná, tanto que, na sua cidade vizinha, Palmas, está atualmente instalado o único parque eólico do estado.

O baixo valor encontrado para Castro é de certa forma inesperado, pois é um local que, no mapa eólico, apresentava valores razoáveis de vento, de 4 a 6m/s. Tal fato pode estar relacionado com o local de instalação da estação anemométrica.

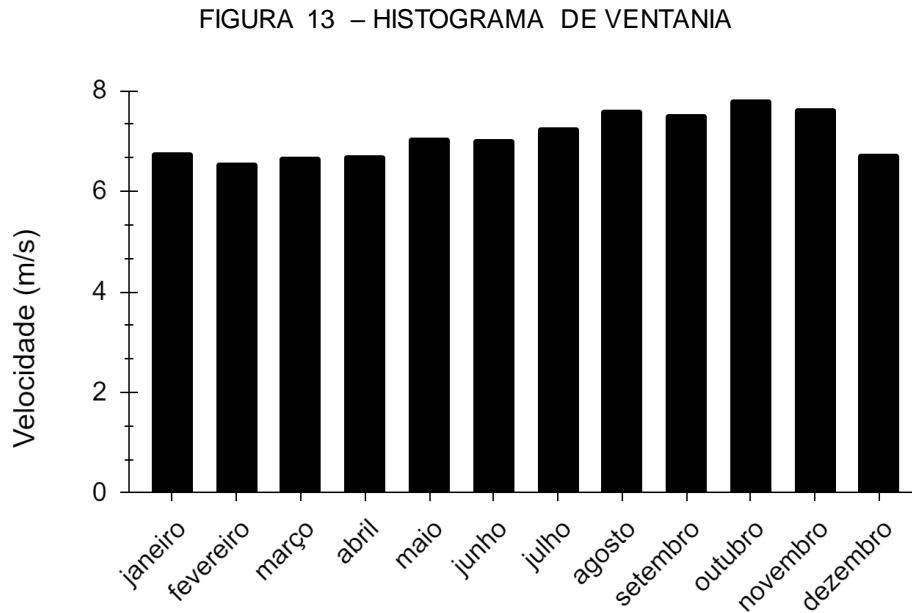
Japira apresentou resultados dentro do esperado, segundo o mapa eólico, comprovando-se como um local inadequado para a instalação de geradores eólicos.

5.1.3 Histogramas e curvas de permanência obtidos

Seguem os histogramas e curvas de permanência encontrados para cada uma das cidades. 5.1.3.1 Ventania, 5.1.3.2 Japira, 5.1.3.3 Clevelândia e 5.1.3.4 Castro.

5.1.3.1 Dados eólicos de Ventania

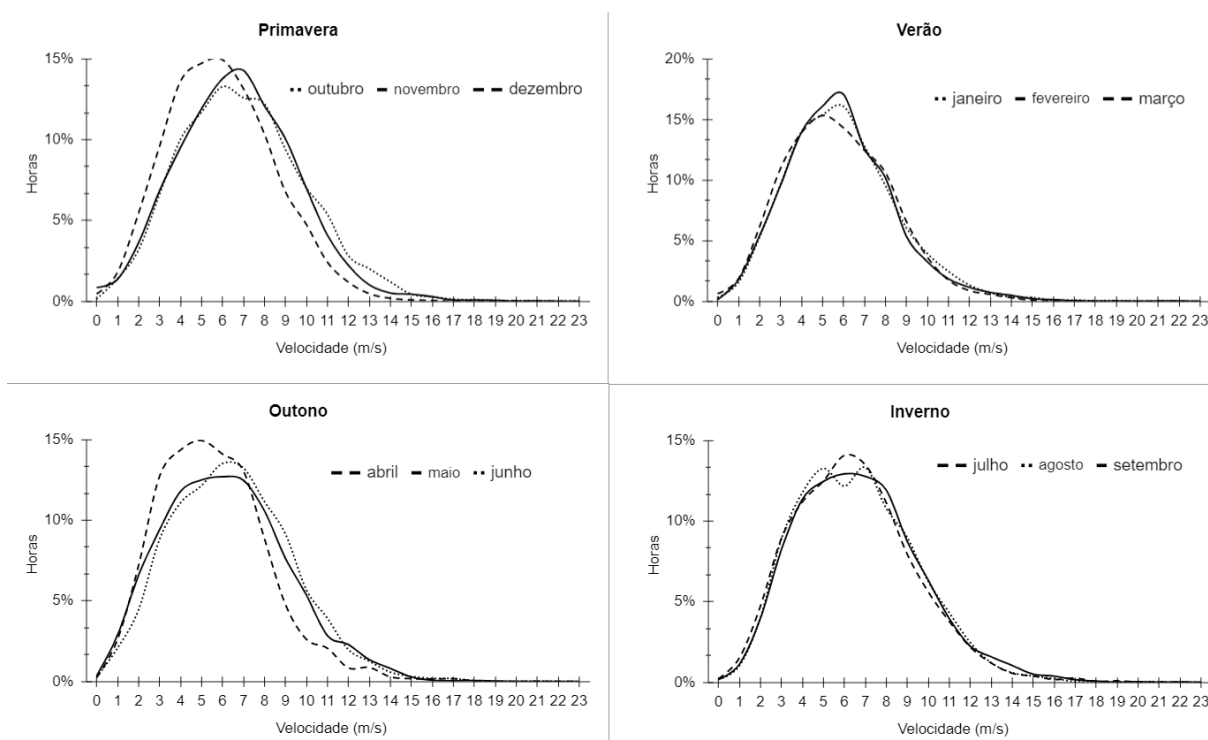
O histograma de Ventania é visualizado na FIGURA 13.



FONTE: O autor (2020).

Neste histograma é possível averiguar que a incidência de ventos ao longo do ano sofre mínimas variações, caracterizando-se como um aspecto positivo para a instalação de geradores eólicos, pois garante uma produção de energia uniforme ao longo do ano.

FIGURA 14 – CURVA DE PERMANÊNCIA DE VENTANIA

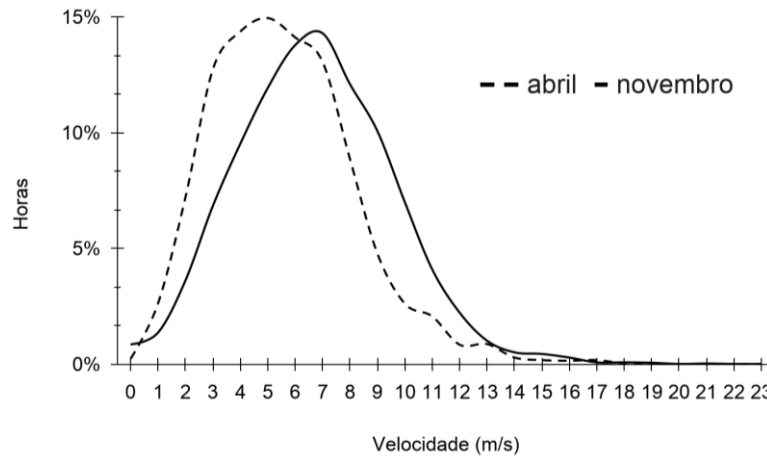


FONTE: O autor (2020).

É possível verificar novamente, na FIGURA 14, que os meses possuem um gráfico muito parecido um com o outro, com o pico próximo ao ponto da velocidade de 7 m/s.

Por fim analisou-se o pior mês de velocidade eólica, ou seja, com menor média de velocidade *versus* o melhor mês, com a maior média. Visto na FIGURA 15.

FIGURA 15 COMPARATIVO CURVA DE PERMANÊNCIA DE VENTANIA



FONTE: O autor (2020).

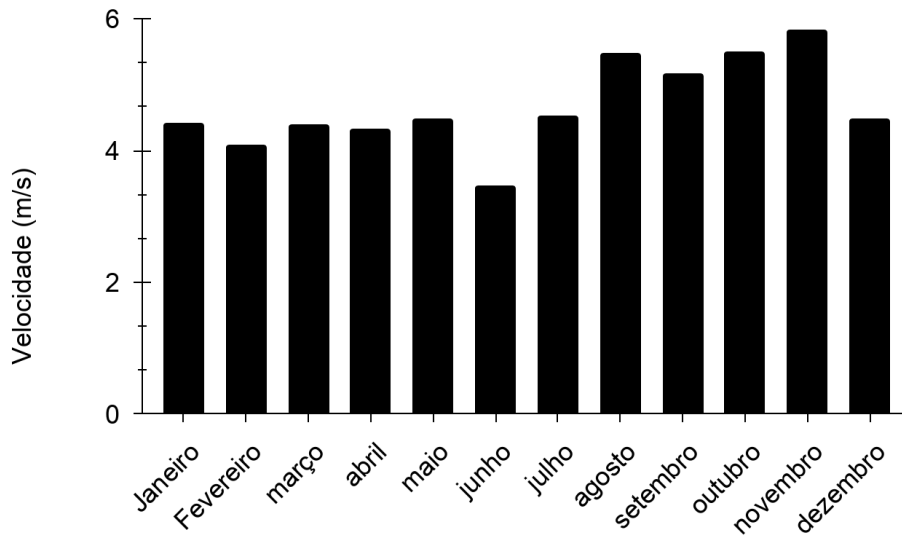
O motivo que configura o mês de abril como o pior mês é o fato do pico de sua curva estar deslocada, em direção a uma menor média, que em relação aos demais meses. O oposto se aplica a novembro, que desloca o seu pico a favor de uma maior média.

Através destes dados é possível comprovar a escolha da região de ventania para a instalação de aerogeradores pois possuem regularidade eólica com boas médias mensais de vento.

5.1.3.2 Dados eólicos de Japira

Seguiu-se o mesmo roteiro com a cidade de Japira e analisou-se o histograma, FIGURA 16, e as curvas de permanência para todos os meses e posteriormente comparou-se o melhor e pior mês.

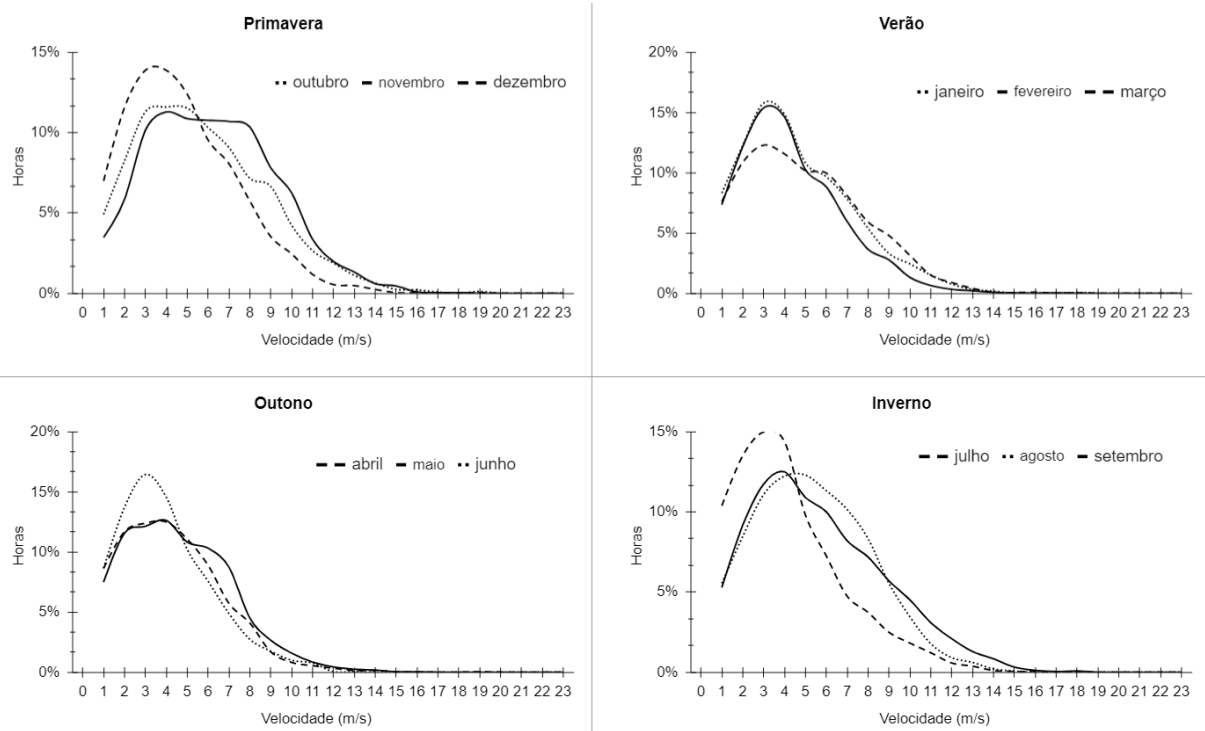
FIGURA 16 – HISTOGRAMA DE JAPIRA



FONTE: O autor (2020).

Diferentemente da cidade de Ventania, Japira possui grande irregularidade eólica, com épocas de maior intensidade eólica, entre agosto e novembro.

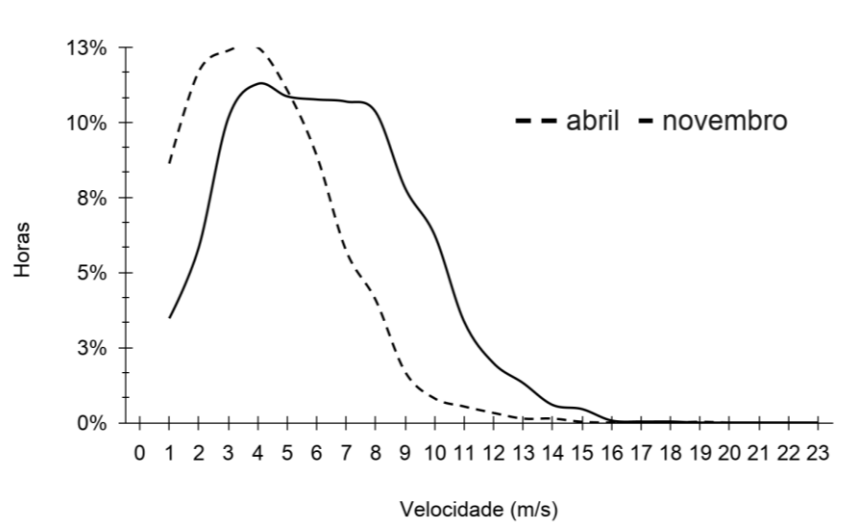
FIGURA 17 – CURVA DE PERMANÊNCIA DE JAPIRA



FONTE: O autor (2020).

Nesta FIGURA 17 é possível verificar essa assimetria eólica, que em alguns meses as curvas possuem um pico definido enquanto outros meses não possuem um pico característico.

FIGURA 18 – COMPARATIVO CURVA DE PERMANÊNCIA DE JAPIRA



FONTE: O autor (2020).

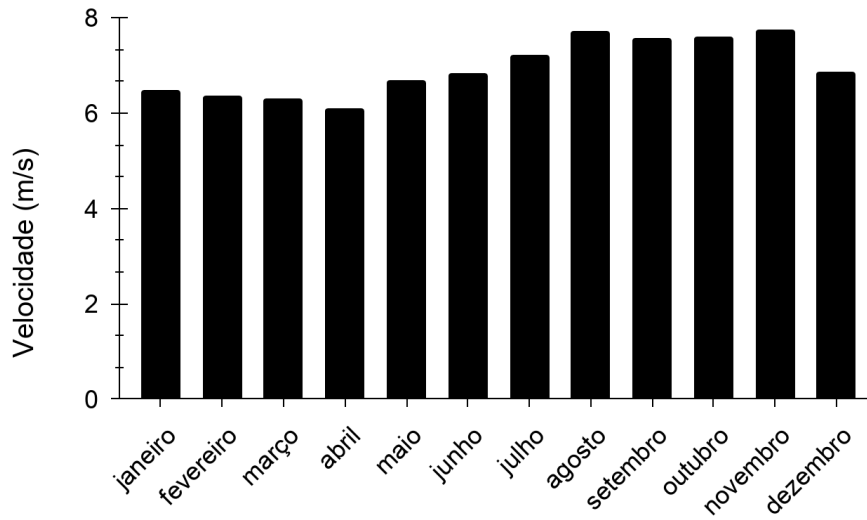
Observou-se na FIGURA 18 que o melhor mês é o de novembro, pois a área de seu gráfico está mais presente em velocidades maiores, mesmo que pareça que este não tenha o pico mais alto. Porventura, o pico mais alto de junho representa que na maior parte do mês os ventos se concentram em baixas velocidades, tornando-se o pior mês em termos de potencial eólico.

Em suma, Japira não representa um local recomendado para a instalação de aerogeradores.

5.1.3.3 Dados eólicos de Clevelândia

A cidade de Clevelândia situa-se próxima ao parque eólico de Palmas, ou seja, esperou-se que possua bons valores de velocidade do vento.

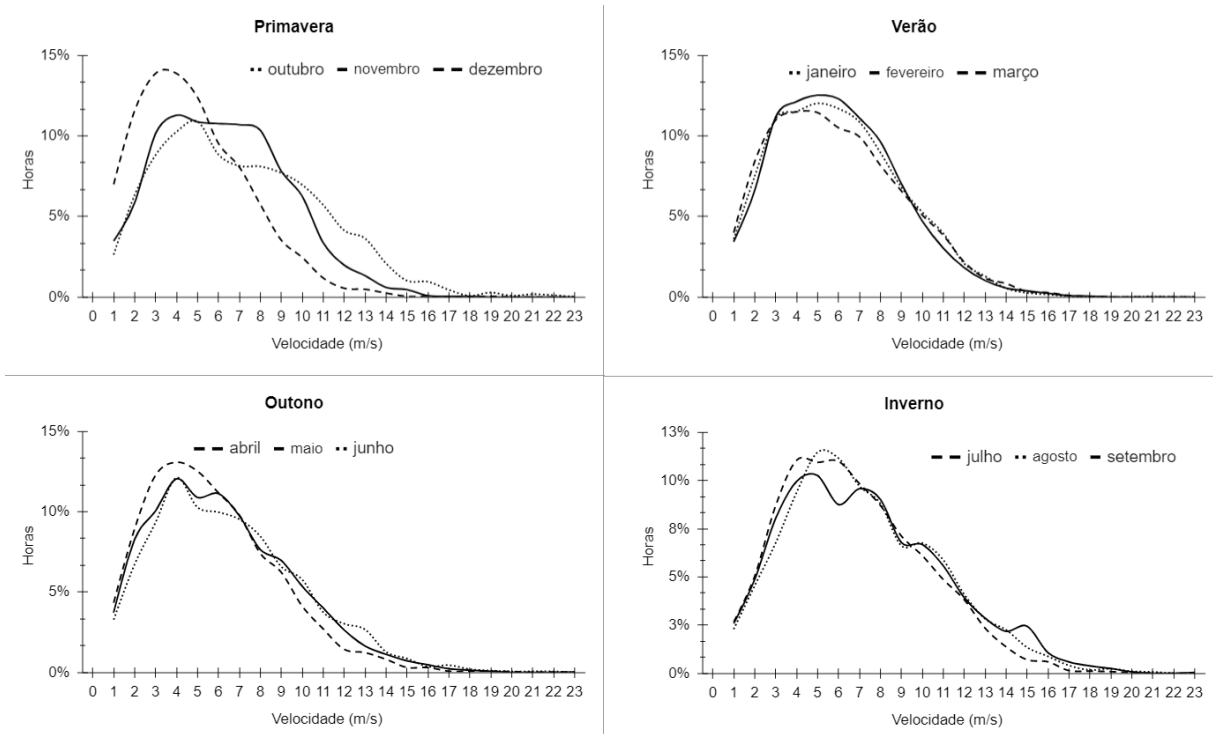
FIGURA 19 – HISTOGRAMA DE CLEVELÂNDIA



FONTE: O autor (2020).

Ao analisar o histograma da FIGURA 19 percebeu-se uma divisão praticamente semestral dos dados, em que no primeiro semestre os dados beiram a média de 6 m/s enquanto que no segundo semestre estes números beiram 7,5 m/s.

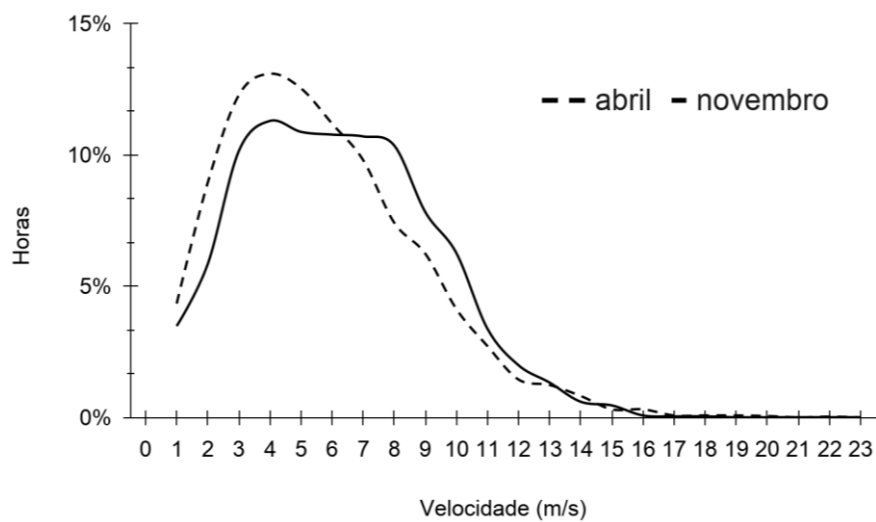
FIGURA 20 – CURVA DE PERMANÊNCIA DE CLEVELÂNDIA



FONTE: O autor (2020).

Na FIGURA 20 novamente o padrão visto anteriormente em Ventania se repete, as linhas mensais seguem um mesmo padrão com pequenas variações, indicando que o local possui regularidade eólica.

FIGURA 21 – COMPARATIVO CURVA DE PERMANÊNCIA DE CLEVELÂNDIA

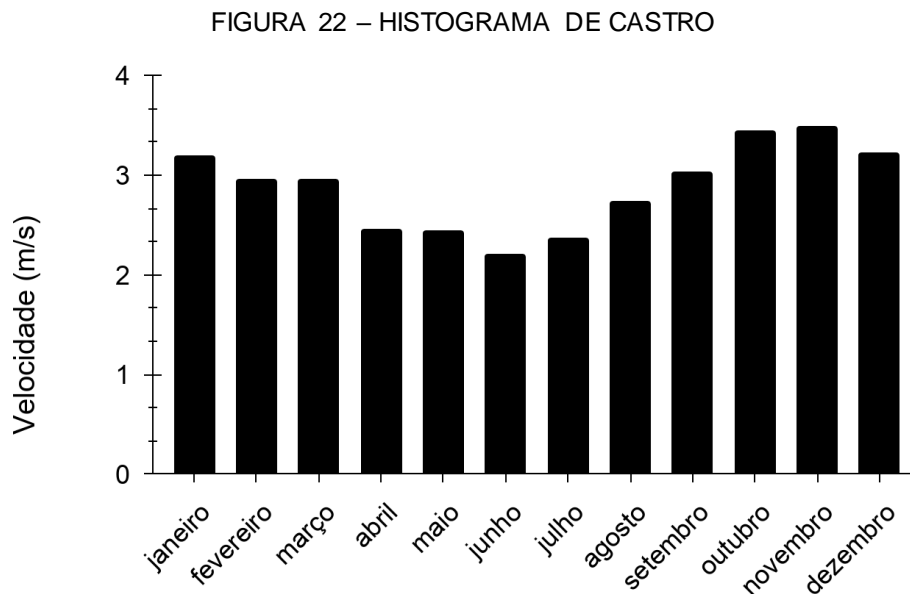


FONTE: O autor (2020).

Na FIGURA 21 ao se comparar o melhor e pior mês notou-se pequenas diferenças nas curvas, reforçando a constância ao longo dos anos da incidência de ventos. Com isto, é possível observar que Clevelândia igualmente conferiu-se como um local adequado para a instalação de usinas eólicas. Mas possui como desvantagem o fato da média anual da velocidade de vento ser baixa, abaixo dos 7m/s recomendado como velocidade média mínima para a instalação de geradores eólicos horizontais.

5.1.3.4 Dados eólicos de Castro

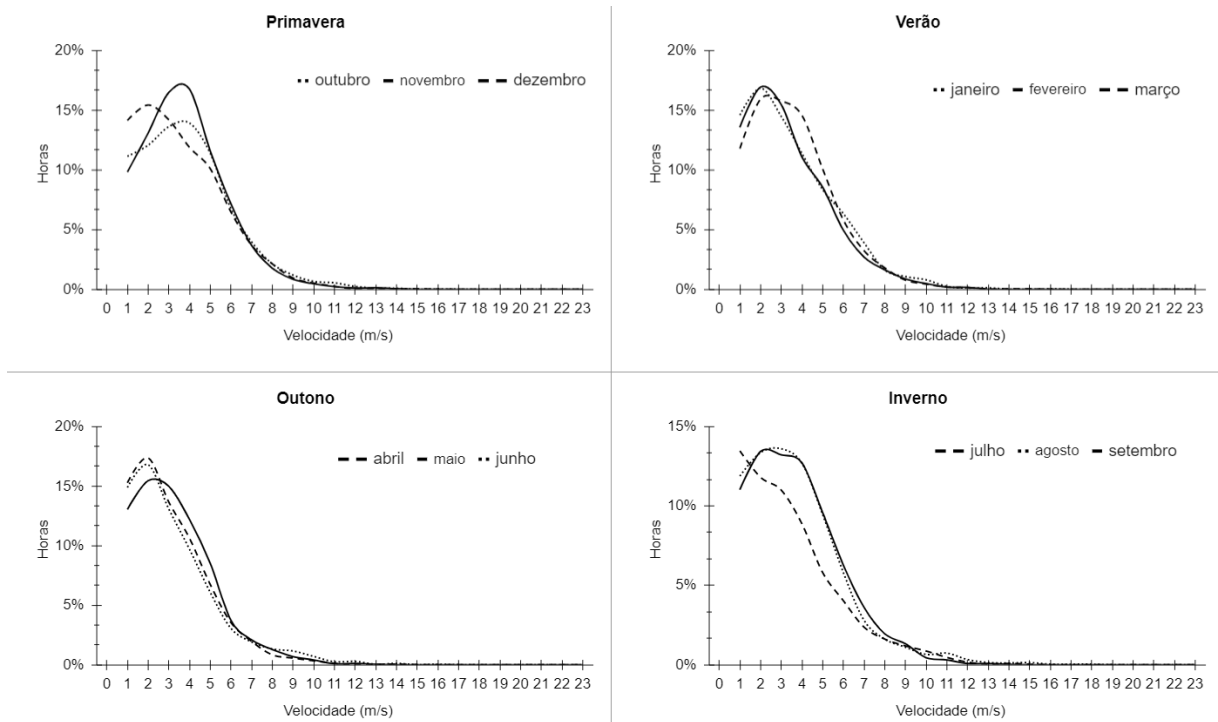
Por fim, analisou-se os dados de Castro. Cidade vizinha de Ventania e participante do local de instalação do parque eólico dos campos gerais do Paraná.



FONTE: O autor (2020).

Observou-se na FIGURA 22 um padrão de sazonalidade nos dados advindos da estação meteorológica de Castro, onde os meses do segundo trimestre demonstraram ventos de baixa velocidade.

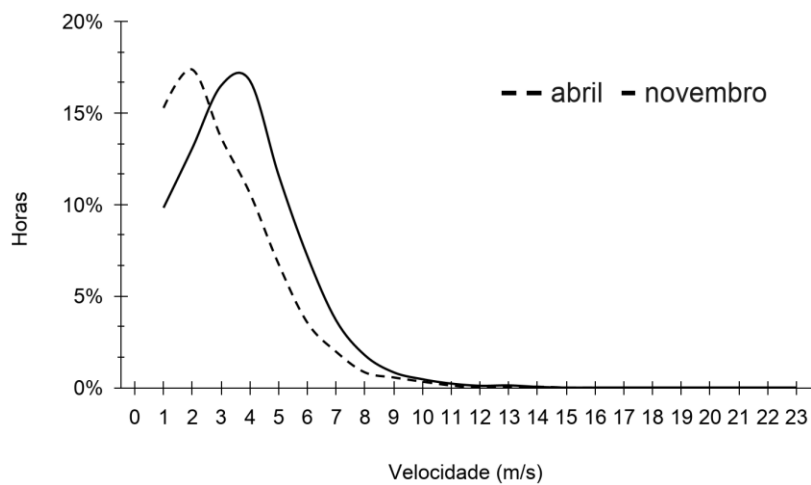
FIGURA 23 – CURVA DE PERMANÊNCIA DE CASTRO



FONTE: O autor (2020).

Pela curva de permanência, visto na FIGURA 23, observou-se que a incidência de ventos se concentra em baixas velocidades, sendo inviável a instalação de um aerogerador.

FIGURA 24 – COMPARATIVO CURVA DE PERMANÊNCIA DE CASTRO



FONTE: O autor (2020).

Na FIGURA 24, que compara o pior e melhor mês, verificou-se que nem o melhor mês chega perto de uma média de velocidade aceitável para a instalação eólica. A incidência de ventos nesta cidade é de ventos de baixa velocidade, sendo inviável a instalação de um gerador eólico neste lugar. Isto contraria o mapa eólico paranaense, que indica uma boa incidência de ventos para este local.

Uma das possíveis explicações para este ocorrido é a localização da estação meteorológica, que não capta os reais valores eólicos. Outra explicação pode estar no fato de que o local de instalação do parque eólico está do outro lado da cidade, antes de uma região montanhosa, o que poderia afetar o fluxo de vento, e assim, diminuir a velocidade de vento captada na estação meteorológica.

No geral observou-se um fator interessante nas cidades analisadas de que na maioria dos casos, 75% para ser exato, novembro constituiu-se o melhor mês, ou seja, o mês com maiores velocidades médias de vento. Enquanto que junho e abril são respectivamente os meses com as velocidades médias mais baixas. Além disto observou-se que no segundo semestre do ano se concentram os meses com as maiores médias de velocidade e que a primavera se configurou como a estação que mais venta nestas quatro cidades.

5.1.4 Potencial Eólico encontrado

Prosseguiu-se para a quantificação do número de horas que ocorre ventos a dadas velocidades e a energia gerada para cada mês de operação de uma turbina eólica. Isto é realizado através da equação 7.

TABELA 5 – MÉDIA DA GERAÇÃO ELÉTRICA MENSAL DE UMA TURBINA (continua)

Mês	Ventania Geração (MWh)	Japira Geração (MWh)	Castro Geração (MWh)	Civelândia Geração (MWh)
janeiro	431,4	252,9	137,8	371,4
fevereiro	411,7	206,7	112,2	355,0
março	438,3	255,7	132,0	343,3
abril	394,0	230,0	95,0	340,0
maio	417,5	247,1	101,0	341,4
junho	406,7	195,0	89,0	328,3
julho	438,8	240,0	104,0	353,3

agosto	434,3	330,0	127,0	346,0
setembro	421,3	258,6	145,0	326,0
outubro	437,5	304,3	173,0	318,0
novembro	446,3	325,7	163,0	330,0
dezembro	437,8	282,9	155,0	348,6

FONTE: O autor (2020).

Nesta TABELA 5 é possível verificar que, como analisado nos dados eólicos, os meses com as mais baixas médias de velocidade de vento tendem a ser os meses com o menor valor de geração. Além disso observou-se uma grande diferença na geração das cidades. Esta diferença ocorre devido a influência do vento na equação de energia, pois o termo da velocidade é elevado ao cubo, trazendo à tona a diferença nas velocidades do vento entre as cidades.

5.1.4.1 Potencial de geração por turbina

Sabendo-se qual a energia gerada em cada mês de operação, encontrou-se os seguintes resultados para a geração anual de uma turbina.

TABELA 6 – MÉDIA DA GERAÇÃO ELÉTRICA POR TURBINA

Ventania Geração (MWh)	Japira Geração (MWh)	Castro Geração (MWh)	Clevelândia Geração (MWh)
426,3	260,7	127,8	341,8

FONTE: O autor (2020).

5.1.5 Potencial de geração do parque eólico obtido

Ao considerarmos o parque eólico inteiro, com os 250 aerogeradores, tem-se em média uma geração no primeiro ano visto na TABELA 7.

TABELA 7 – GERAÇÃO MÉDIA ANUAL EM CADA CIDADE

Ventania Geração (MWh)	Japira Geração (MWh)	Castro Geração (MWh)	Clevelândia Geração (MWh)
1.278.852,18	782.202,38	383.500,00	1.025.357,14

FONTE: O autor (2020).

Porém essa energia não é constante em todos os anos de operação, portanto, considerou-se a perda anual de geração de 1% ao ano, deduzindo estas perdas obtemos, na TABELA 8, qual a geração total até o fim da vida útil do parque eólico.

TABELA 8 – GERAÇÃO TOTAL AO FIM DA VIDA ÚTIL DO PROJETO

Ventania Geração (GWh)	Japira Geração (GWh)	Castro Geração (GWh)	Clevelândia Geração (GWh)
23.287,01	14.243,36	6.983,27	18.671,04

FONTE: O autor (2020).

5.1.5.1 Fator de capacidade obtido

Os fatores de capacidade obtidos para cada cidade estão descritos na TABELA 9 e seguem os cálculos vistos na equação 14.

TABELA 9 – FATOR DE CAPACIDADE

Ventania (FC)	Japira (FC)	Castro (FC)	Clevelândia (FC)
0,29	0,18	0,09	0,23

FONTE: O autor (2020).

Este resultado para o parque eólico, que está sediado em Ventania, é razoável, mas abaixo da média brasileira.

Enquanto a média mundial do fator de capacidade está em cerca de 25%, o fator de capacidade médio brasileiro em 2018 foi de 42%, sendo que, no Nordeste, durante a temporada de safra dos ventos, que vai de junho a

novembro, é bastante comum parques atingirem fatores de capacidade que passam dos 80%. (GANNOUN, 2019).

Já as demais cidades estão abaixo da média mundial demonstrando que não são aptas a receber o parque eólico.

Como comparação cita-se o boletim das usinas eólicas disponibilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2014) que mostra o FC médio nos estados brasileiros que possuem geração eólica. Isto pode ser visto na FIGURA 25.

FIGURA 25 – COMPARATIVO FATOR DE CAPACIDADE

UF	Capacidade instalada MW	Quantidade de usinas	Geração MWmed	Fator de capacidade médio
CE	673	20	288	0,43
RS	489	17	110	0,22
RN	421	13	166	0,39
BA	233	8	105	0,45
SC	222	10	42	0,19
PB	59	12	18	0,29
SE	35	1	6	0,19
RJ	28	1	12	0,42
PE	21	5	8	0,37
PI	18	1	7	0,39
PR	12	2	2	0,16
Total	2.211	90	763	0,35

FONTE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2014).

Observou-se que o FC obtido é acima do FC médio encontrado no Paraná, porém mais baixo em relação aos principais estados em que estão sediados a maior parte dos geradores eólicos, no caso, o nordeste brasileiro.

5.1.5.2 Energia contratada estipulada

Através dos dados encontrados na TABELA 7 é possível estipular os valores de energia contratada de cada parque eólico sediado nas diferentes cidades. Este valor estipulado é visualizado na TABELA 10 e segue a premissa de que os valores são menores que os valores médios de geração encontrados.

TABELA 10 – ENERGIA CONTRATADA

Cidade	Energia contratada (MWh)
Ventania	1.125.965,98
Japira	688.690,44
Castro	337.652,75
Civelândia	902.776,16

FONTE: O autor (2020).

Este valor é estipulado pelo autor, pois não há uma fórmula designada para o cálculo da energia contratada, pois é função da EPE o cálculo deste valor. Para tanto, realizou-se cálculos próprios para se definir o valor para cada caso.

5.2 AVALIAÇÃO ECONÔMICA

Com os dados de geração em mãos é possível partir para a próxima etapa e realizar a avaliação econômica do empreendimento. Isto é feito verificando-se o fluxo de caixa e aplicando-se os métodos de payback descontado, valor presente líquido (VPL) e taxa interna de retorno (TIR).

Para o cálculo da receita anual utilizou-se a energia contratada de cada uma das cidades. É através destes valores fixos é realizado o pagamento as usinas geradoras. Estimou-se que o preço pago a empresa geradora em cinco faixas de preços: R\$100,00; R\$200,00; R\$300,00; R\$400,00 e R\$500,00 por MWh.

O valor estimado para a construção do parque eólico está em torno de R\$1,9 bilhão de reais. Este valor tomou base o relatório desenvolvido pela Lactec (2014) que considerou a construção de um parque eólico com 250 aerogeradores Gamesa SG 2.0-114 na região de Carambeí e Tibagi, no Paraná.

5.2.1 Dados financeiros

Todos os dados analisados são postos na TABELA 11 e devidamente calculados como segue exemplo extraído da análise financeira de Ventania para os dois primeiros anos.

TABELA 11 – AMOSTRA DO BALANÇO FINANCEIRO

Balanço financeiro	Taxa	1° ano	2° ano
Rendimento do aerogerador	-	100 %	99%
Energia contratada de energia	-	1.125.965,98	1.125.965,98
Geração anual de Energia (MWh/ano)	-	1.278.852,18	1.266.063,66
% de reajuste médio anual de energia	-	0,00%	5,61%
Venda do MWh - R\$	-	R\$ 500,00	R\$ 528,05
Renda Gerada/ano (R\$)	-	R\$ 562.982.991,76	R\$ 594.566.337,60
Depreciação Aerogerador (%receita/ano)	5,00%	R\$ 534.833.842,18	R\$ 564.838.020,72
Custos gerais (%receita/ano)	1,00%	R\$ 529.204.012,26	R\$ 558.892.357,35
O&M (% investimento Turbina/ ano)	2,00%	R\$ 502.604.012,26	R\$ 532.292.357,35
Seguros (% Investimento/ ano)	1,00%	R\$ 483.604.012,26	R\$ 513.292.357,35
Recultivação (R\$/kW ano)	R\$ 4,00	R\$ 481.604.012,26	R\$ 511.292.357,35
Transmissão TUST (R\$/kW ano)	R\$ 5,56	R\$ 478.824.012,26	R\$ 508.512.357,35
Arrendamento (% Receita)	1,00%	R\$ 473.194.182,34	R\$ 502.566.693,97
Perdas / Consumo Próprio (% Receita)	2,00%	R\$ 461.934.522,51	R\$ 490.675.367,22
Tarifa ANEEL (% Receita)	0,50%	R\$ 459.119.607,55	R\$ 487.702.535,53
PIS/COFINS (% Receita)	9,25%	R\$ 407.043.680,81	R\$ 432.705.149,30
Juros Financiamento	-	R\$ 5.043.433,60	R\$ 4.635.278,55
Financiamento	-	R\$ 81.925.043,44	R\$ 81.925.043,44
Lucro Bruto antes do IR/CS	-	R\$ 320.075.203,77	R\$ 346.144.827,31
IR/CS (% Lucro antes do IR/CS)	34,00%	R\$ 211.249.634,49	R\$ 228.455.586,03
Ganho descontado(R\$)	-	R\$ 211.249.634,49	R\$ 228.455.586,03
Saldo descontado (-R\$ 1.900.000.000,00 - Inicial)	-	-R\$ 1.688.750.365,51	-R\$ 1.460.294.779,49

FONTE: O autor (2020).

Aplicando-se o VPL, payback descontado e TIR, obteve-se os seguintes resultados para cada uma das cidades e para as diferentes faixas de valores. 5.2.1.1 Ventania, 5.2.1.2 Japira, 5.2.1.3 Clevelândia e 5.2.1.4 Castro.

5.2.1.1 Dados econômicos para Ventania

Segue na TABELA 12 os resultados encontrados para as diferentes faixas de valores de venda de energia.

TABELA 12 – RESULTADO PARA VENTANIA

RESULTADO VENTANIA				
Valor de venda (R\$/MWh)	TMA	VPL	TIR	Payback descontado
500	12,24%	R\$ 7.415.311.229,20	12,92%	7,07
400	12,24%	R\$ 5.285.107.245,75	7,32%	8,98
300	12,24%	R\$ 3.154.903.262,29	-0,48%	12,81
200	12,24%	R\$ 1.024.699.278,84	-17,81%	16,39
100	12,24%	-R\$ 1.105.504.704,62	-	-

FONTE: O autor (2020).

Observando os dados obtidos para Ventania verificou-se que a TIR está acima da TMA no cenário a R\$500,00. Portanto, neste caso, a taxa mínima foi atingida. O empreendimento se pagou em pouco mais de sete anos e ao final gerou um VPL, de R\$7,4 bilhões de reais.

Obteve-se um custo total, excluindo os impostos IRPJ e CSLL, de 300,10 R\$/MWh. Este valor de 300,10 R\$/MWh é conhecido como *Break Even Point*, ou seja, o ponto em que não se tem nem lucro e nem prejuízo. Este valor é válido para o primeiro ano somente, pois como os custos estão atrelados a receita e a receita atrelada ao valor de venda, esta sofre variação anualmente, os custos também sofrem variação.

Observou-se que o único valor atrativo economicamente ocorre em R\$500,00 por MWh. Todos os demais deixam de alcançar a TMA do empreendimento. E no cenário de R\$100,00 por MWh o empreendimento nem sequer se pagou, não possuindo um valor para TIR e *payback*.

5.2.1.2 Dados econômicos para Japira

Segue na TABELA 13 os resultados encontrados para as diferentes faixas de valores de venda de energia.

TABELA 13 – RESULTADO PARA JAPIRA

RESULTADO JAPIRA				
Valor de venda (R\$/MWh)	TMA	VPL	TIR	Payback descontado
500	12,24%	R\$ 3.520.361.130,38	1,15%	12,09
400	12,24%	R\$ 2.173.846.366,69	-5,94%	13,87
300	12,24%	R\$ 827.331.603,00	-21,57%	16,98
200	12,24%	-R\$ 519.183.160,69	-	-
100	12,24%	-R\$ 1.865.697.924,39	-	-

FONTE: O autor (2020).

No caso de Japira o empreendimento se pagou, nos cenários a R\$500,00; R\$400,00 e R\$300,00; mas num montante de tempo maior que 12 anos. A TIR demonstrou um valor positivo para a análise, mas sem superar a TMA, o que resulta como um sinal para o investidor não seguir adiante com o investimento. O empreendimento gerou um VPL total de R\$ 3,5 bilhão de reais, no primeiro cenário e teve seu *Break Even Point* em 420,01 R\$/MWh.

5.2.1.3 Dados econômicos para Clevelândia

Segue na TABELA 14 os resultados encontrados para as diferentes faixas de valores de venda de energia.

TABELA 14 – RESULTADO PARA CLEVELÂNDIA

RESULTADO CLEVELÂNDIA				
Valor de venda (R\$/MWh)	TMA	VPL	TIR	Payback descontado
500	12,24%	R\$ 5.613.243.258,71	8,29%	9,40

400	12,24%	R\$ 3.848.152.069,35	2,48%	11,02
300	12,24%	R\$ 2.083.060.879,99	-6,57%	13,87
200	12,24%	R\$ 317.969.690,64	-41,99%	18,71
100	12,24%	-R\$ 1.447.121.498,72	-	-

FONTE: O autor (2020).

Em Clevelândia a TIR é positiva, mas não o suficiente para tornar atrativo o investimento em nenhuma das faixas de valores. Demorou praticamente 9 anos e meio para ter o retorno do investimento e gerou um VPL de R\$5,6 bilhão de reais no cenário a R\$500,00. E em um cenário com preço em torno de R\$100,00, não ocorreu a quitação do empreendimento. O ponto de *Break Even Point* ficou em 342,64 R\$/MWh.

5.2.1.4 Dados econômicos para Castro

Segue na TABELA 15 os resultados encontrados para as diferentes faixas de valores de venda de energia.

TABELA 15 – RESULTADO PARA CASTRO

RESULTADO CASTRO				
Valor de venda (R\$/MWh)	TMA	VPL	TIR	Payback descontado
500	12,24%	R\$ 88.649.240,05	-71,87%	19,62
400	12,24%	-R\$ 571.523.145,57	-	-
300	12,24%	-R\$ 1.231.695.531,20	-	-
200	12,24%	-R\$ 1.891.867.916,82	-	-
100	12,24%	-R\$ 2.552.040.302,45	-	-

FONTE: O autor (2020).

Por fim, observou-se em castro somente em um cenário, a R\$500,00; que ocorre o pagamento do investimento inicial, mas somente no vigésimo ano de operação, possuindo um VPL de aproximadamente R\$88,5 milhões de reais. Em relação ao tempo de retorno do investimento, o tempo ultrapassa a vida útil dos equipamentos, se pagando em 19 anos e meio. Conseqüentemente a TIR do empreendimento ficou negativa, demonstrando que o empreendedor não deve

seguir adiante e realizar o investimento. Nos demais cenários o VPL é negativo, e portanto, não ocorre a quitação do empreendimento.

O ponto de *Break Even Point* ficou em 759,19 R\$/MWh, ou seja acima do valor de venda da energia, resultando em prejuízo na operação deste empreendimento nos primeiros anos de operação.

5.2.2 LCOE

Segue na TABELA 16 os resultados encontrados para cada uma das cidades analisadas, bem como quais dados foram utilizados para encontrar estes valores.

TABELA 16 – RESULTADOS DO LCOE

VENTANIA		JAPIRA	
Dados	Valor	Dados	Valor
Custo (R\$/kW)	R\$ 3.800,00	Custo (R\$/kW)	R\$ 3.800,00
TMA	12,24%	TMA	12,24%
O&M (R\$/kW)	339,62	O&M (R\$/kW)	440,86
FC	0,29	FC	0,18
LCOE	314,54	LCOE	579,89
CLEVELÂNDIA		CASTRO	
Dados	Valor	Dados	Valor
Custo (R\$/kW)	R\$ 3.800,00	Custo (R\$/kW)	R\$ 3.800,00
TMA	12,24%	TMA	12,24%
O&M (R\$/kW)	375,53	O&M (R\$/kW)	727,26
FC	0,23	FC	0,09
LCOE	409,58	LCOE	1.555,59

FONTE: O autor (2020).

Em relação aos dados obtidos para o LCOE, comparou-se os valores com os encontrados por Medeiros (2014). O autor analisou os valores de LCOE de todas as usinas eólicas brasileiras e encontrou o valor R\$ 188,19/MWh como o LCOE mais baixo encontrado em uma usina. enquanto que, R\$ 876,01/MWh foi o valor mais alto encontrado. Na média os valores de LCOE ficaram em R\$ 446,68/MWh. Nesta

linha de valores encontrados conclui-se que os valores para as cidades de Ventania e Clevelândia estão abaixo da média encontrada por Medeiros (2014), já comparando com Japira vemos que está acima da média nacional, enquanto que na cidade de Castro o valor extrapola o valor máximo caracterizando o custo altíssimo na cidade de Castro e um custo elevado em Japira.

Em outra comparação, agora segundo a agência internacional de energias renováveis (IRENA, 2018), em média o custo médio do LCOE no Brasil é de USD 0,06 / kWh. Utilizando a cotação de 20 de julho de 2020, temos que U\$1,00 equivale R\$5,34 totalizando uma LCOE média no Brasil de 320,40 R\$/MWh. Conclui-se que o valor encontrado para a cidade de Ventania está muito próximo da média brasileira, caracterizando um bom sinal econômico para a instalação de um parque eólico em Ventania.

5.3 CONCLUSÃO DOS RESULTADOS

Conclui-se que em Ventania o empreendimento eólico seria tecnicamente viável devido a regularidade dos ventos ao longo do ano, podendo garantir uma boa geração física, tendo um bom aspecto positivo para a rede, pois quanto mais estável for a geração mensal do parque eólico, menor será a dependência de outras fontes de energia para cobrir os “lapsos” de tempo em que o parque não irá gerar energia. O mesmo vale para a análise econômica, em que verificou que a taxa de atratividade foi alcançada, indicando que se o empreendimento for realizado, cobrirá o custo de capital próprio e será viável economicamente.

E como o empreendimento foi viável para Ventania, demonstra que o parque eólico utilizado como estudo de caso também seria viável tecnicamente e economicamente.

Já para as demais cidades de Castro, Clevelândia e Japira, nenhuma delas obteve viabilidade técnica ou econômica. Dentre esses o caso mais próximo foi Clevelândia, mas somente na parte técnica, pois possui boa regularidade de ventos, com médias anuais razoáveis, mas não boas o suficientes para a instalação de um empreendimento eólico.

Ressalta-se que os dados eólicos encontrados para Castro foram surpreendentemente negativos, tal ocorrido pode estar relacionado a má localização do centro meteorológico. Isso explicaria dados com tão baixa incidência

de ventos, possuindo muitas vezes dados nulos, o que é praticamente impossível, ainda mais para um local que geograficamente, segundo os mapas eólicos, devia possuir uma incidência mediana de ventos.

Se os cálculos fossem realizados com base nos preços dos leilões divulgados pela ANEEL de R\$ 98,89/MWh, nenhum parque eólico não possuiria viabilidade econômica.

5.4 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como continuidade do trabalho é sugerido realizar a distribuição de Weibull nos dados anemométricos e verificar quais dados são obtidos. Além disso, observar as possíveis mudanças de valores neste setor, tanto em financiamentos, preços de venda de energia e incentivos fiscais. Também pode se aplicar estes dados para o mercado livre de energia e observar quais resultados econômicos são obtidos seguindo os parâmetros técnicos descritos no trabalho e compará-los com os resultados obtidos neste trabalho.

Outra ideia é a de utilizar o método de opções reais para a análise econômica dos empreendimentos. Pois esta técnica possui maior acuracidade que o método VPL e TIR.

REFERÊNCIAS

AMARAL, Bianca Mesquita. **Modelos VARX para Geração de Cenários de Vento e Vazão Aplicados à Comercialização de Energia**. 2011. 126 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: maxwell.vrac.puc-rio.br/colecao.php?strSecao=resultado&nrSeq=19308@1. Acesso em: 18 mar. 2020.

AMARANTE, Odilon A. Camargo do; BROWER, Michael; ZACK, John; SÁ, Antonio Leite de. **O ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2001. 44 p.

BANCONACIONAL DO DESENVOLVIMENTO. **Taxa de Longo Prazo - TLP**. 2020. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/custos-financeiros/tlp-taxa-de-longo-prazo/> Acesso em: 22 jun. 2020.

BRASIL. ANEEL. . **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 2. ed. Brasília: Centro de Documentação, 2005. 243 p. 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: 09 mar. 2020.

BRASIL. ANEEL. . **Custo de capital da geração**. 2014. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/002/documento/procedimentos_submodulo.pdf. Acesso em: 16 jun. 2020.

BRASIL. ANEEL. . **Leilão de energia garante investimento de R\$ 11,2 bilhões**. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/leilao-de-energia-garante-investimento-de-r-11-2-bilhoes/656877?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fsala-de-imprensa-exibicao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_XGPXSqdMFHrE%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_count%3D3. Acesso em: 20 abr. 2020.

BRASIL. ELETROBRAS. . **INFORMAÇÃO TÉCNICA DEC/DECM**: metodologia de cálculo de faturas dos empreendimentos do proinfa. Metodologia de cálculo de faturas dos empreendimentos do PROINFA. 2007. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/programas/proinfa/IT%20-%20Metodologia%20de%20c%C3%A1lculo%20de%20faturas%20dos%20empreendimentos%20do%20PROINFA.pdf>. Acesso em: 18 jun. 2020.

DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION (Dinamarca). **Operation and Maintenance Costs for Wind Turbines**. Disponível em: <http://xn--drmsttre->

64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/econ/oandm.htm.
Acesso em: 20 abr. 2020.

Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). **Matriz Energética e Elétrica**. 2018. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 27 mar. 2020.

Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). **ESTUDOS DE LONGO PRAZO: Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica**. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-456/NT%20PR%20007-2018%20Premissas%20e%20Custos%20Oferta%20de%20Energia%20EI%C3%A9trica.pdf>. Acesso em: 13 abr. 2020.

GANNOUM, Elbia. **Energia eólica atinge 15 GW em capacidade instalada no Brasil**. 2019. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53096013/energia-eolica-atinge-15-gw-em-capacidade-instalada-no-brasil>. Acesso em: 16 jun. 2020.

GUIMARÃES, Leonam dos Santos. **O CUSTO NIVELADO DA ELETRICIDADE E SEU IMPACTO NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA**. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna_opinioao_-_transicao_energetica.pdf. Acesso em: 16 jul. 2020.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (Brasil). **Rede de Estações Meteorológicas Automáticas do INMET**. 2011. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/portal/>. Acesso em: 27 mar. 2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **WORLD ENERGY BALANCES OVERVIEW**. 2019. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/8bd626f1-a403-4b14-964f-f8d0f61e0677/World_Energy_Balances_2019_Overview.pdf. Acesso em: 18 mar. 2020.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. 61400: **Wind Turbine Classes**. Genebra: IEC, 2017. Disponível em: https://www.iec.ch/renewables/wind_power.htm. Acesso em: 26 mar. 2020.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES**. Disponível em: <https://www.irena.org/wind>. Acesso em: 26 mar. 2020.

IRENA (Estados Unidos da América). **Custos de Geração de Energia Renovável**. Brasil: Ricardo Gorini, 2018. 38 slides, color. Disponível em: https://drudu6g9smo13.cloudfront.net/wp-content/uploads/2018/08/PPT_GORINI_IRENA_Brazil-Wind-Power_08.Aug_.18_vf_port6.pdf. Acesso em: 20 jul. 2020.

KATABATIC POWER. **Wind speed extrapolation.** Disponível em: <https://websites.pmc.ucsc.edu/~jnoble/wind/extrap/>. Acesso em: 27 mar. 2020.

LACTEC. **Relatório de impacto ambiental:** Complexo eólico elétrico dos campos gerais. Curitiba: lap, 2014. 60 p. Disponível em: http://www.iap.pr.gov.br/arquivos/File/2014_EIA_RIMA/CEE_Campos_Gerais/RIMA_A_CEE_Relatorio_de_Impacto_Ambiental_LACTEC.pdf. Acesso em: 27 mar. 2020.

LUNA, Nelson Alfredo. **Avaliação de empresas utilizando a teoria das opções reais:** o caso de uma geradora de energia eólica. 2011. 80 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Economia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011.

MARTINS, F.r.; GUARNIERI, R.a.; PEREIRA, E.b.. O aproveitamento da energia eólica. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, [s.l.], v. 30, n. 1, p.1304.1-1304.13, mar. 2008. FapUNIFESP (SciELO). <http://dx.doi.org/10.1590/s1806-11172008000100005>.

MEDEIROS, João Paulo Costa de. **Precificação da energia eólica offshore no Brasil.** 2014. 51 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Administração, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014. Disponível em: https://repositorio.ufrn.br/jspui/bitstream/123456789/12228/1/PrecificacaoEnergiaE%C3%B3lica_Medeiros_2014.pdf. Acesso em: 16 jul. 2020.

MÜLLER, Matheus do Nascimento. **Projeto de uma Turbina Eólica de Eixo Horizontal.** 2015. 100 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10014739.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2020.

PARANÁ. COPEL. **Atlas do Potencial Eólico do Paraná.** 2007. Disponível em: <https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fverdocatual%2FB2417EAC55918E7403257625005B7446>. Acesso em: 27 mar. 2020.

RITCHIE, Hannah; ROSER, Max. **Renewable Energy.** 2020. Disponível em: <https://ourworldindata.org/renewable-energy#citation>. Acesso em: 18 mar. 2020.

OLIVEIRA, Aureo S. de. **FUNDAMENTOS DE METEOROLOGIA E CLIMATOLOGIA.** Disponível em: <https://www.ufrb.edu.br/neas/documento/category/8-cca-035-meteorologia-e-climatologia-agricola>. Acesso em: 25 mar. 2020.

SANTOS, Ieda Maria Antunes dos; VENDITE, Laércio Luis. **Análise de Investimentos.** 2009. Disponível em: http://vigo.ime.unicamp.br/Projeto/2009-2/MS777/ms777_ieda.pdf. Acesso em: 08 maio 2020.

SIEMENS GAMESA. SG 2.0-114 **Onshore wind turbine**. Disponível em: https://www.thewindpower.net/turbine_es_860_gamesa_g114-2000.php. Acesso em: 27 mar. 2020.

STAFFELL, Iain; GREEN, Richard. **How does wind farm performance decline with age?** Renewable Energy. Londres, p. 775-786. jun. 2014. Disponível em: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0960148113005727?token=25551FEC7C954ADE8A8D839A8B77538294DC5DCC8D4F1485E58F5445F1CE6CA6E6BD1F54CC6FA23F2E529AAF11B1474>. Acesso em: 02 jun. 2020.

ANEXO 1 – PAYBACK CASTRO

PAYBACK CASTRO

DADOS DO DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA EOLICO	
Gerção média mensal do sistema - MW/h	31,998
Valor do investimento por parte do cliente	R\$ 1.900.000,000,00
Gerção média anual do sistema- MW/h	383.500,00
VPL	R\$ 1.900.000,000,00
Valor do investimento por parte do cliente	R\$ 1.900.000,000,00
Taxa de desconto (ou taxa mínima de atratividade)	12,24%
período de tempo	20
CUSTO DO KWH CONSIDERADO NO CÁLCULO DO INVESTIMENTO	
Custo do MW/h	R\$ 500,00

TMA	12,24%
VPL	Investimento
TIR	21,94
Payback descontado	21,94

Ano	0		1		2		3		4		5		6		7		8		
	Renda Gerado/ano (R\$)	Depreciação Aerogerador (%/ano)	Custos gerais (%/ano)	O&M (% invés- Turbul. ano)	Seguros (% Investimento/ano)	Recultivarção (R\$Kw/ano)	Transmissão (R\$Kw/ano)	Arrendamento (% Receita)	Perdas / Consumo Próprio (% Receita)	TFANEEL (% Receita)	PIS/COFINS (% Receita)	Juros Financiamento	Financiamento	Lucro antes do IRCS	IRCS (% Lucro antes do IRCS)	Saldo descontado	Saldo descontado	Saldo descontado	Saldo descontado
	-1.900.000,000																		
	174.581,724	5,00%	174.581,724	100,00%	184.375,758	99,00%	194,719,238	98,00%	205,642,988	97,00%	217,179,559	96,00%	229,353,332	95,00%	242,230,615	94,00%	255,819,753	93,00%	270,268,688
	165.852.637,40	1,00%	175.156.970,36	349,163	175.156.970,36	349,163	184.983.276,39	349,163	193.360.838,20	349,163	206.320.581,22	349,163	217.895.165,83	349,163	230.119.084,63	349,163	243.028.765,28	349,163	256.519,753
	164.106.820,16	2,00%	173.313,212,78	383,500	173.313,212,78	379,665	183.036,084,01	375,830	193.408,32	371,995	204.148,785,63	368,160	215.601,532,51	364,325	227.696,778,48	360,490	240.470,567,75	356,655	257,703,08
	137.508.820,16	4,00%	146,713,212,78	0%	146,713,212,78	5,61%	156,436,084,01	5,61%	166,704,408,32	5,61%	177,548,785,63	5,61%	189,001,532,51	5,61%	201,096,778,48	5,61%	213,870,567,75	5,61%	227,903,08
	118.506.820,16	2,00%	127,713,212,78		127,713,212,78		137,436,084,01		147,704,408,32		158,548,785,63		170,001,532,51		182,096,778,48		194,870,567,75		210,703,08
	116.506.820,16	1,00%	125,713,212,78		125,713,212,78		135,436,084,01		145,704,408,32		156,548,785,63		168,001,532,51		179,096,778,48		191,870,567,75		208,703,08
	115.506.820,16	2,00%	124,713,212,78		124,713,212,78		134,436,084,01		144,704,408,32		155,548,785,63		167,001,532,51		177,096,778,48		189,870,567,75		206,703,08
	113.761.002,93	1,00%	122,889,455,19		122,889,455,19		132,468,891,63		142,647,978,45		153,376,990,04		164,707,899,18		176,674,472,33		189,312,370,22		204,703,08
	110.269.368,46	2,00%	119,181,940,03		119,181,940,03		128,594,506,96		138,535,118,70		149,033,598,86		160,120,632,53		171,829,860,02		184,195,976,16		201,703,08
	109.396.459,84	0,50%	118,260,061,24		118,260,061,24		127,620,910,67		137,506,903,76		147,947,501,06		158,973,815,87		170,618,706,94		182,916,876,40		200,703,08
	93,160,359,55	9,30%	101,113,115,72		101,113,115,72		109,512,021,51		118,392,105,91		127,749,802,06		137,643,025,95		148,091,259,71		159,125,639,38		178,703,08
	5,043,433,60		4,635,278,55		4,635,278,55		4,224,956,66		3,812,456,42		3,397,766,27		2,980,874,57		2,561,789,65		2,140,439,76		1,720,68
	61,925,043,44		61,925,043,44		61,925,043,44		61,925,043,44		61,925,043,44		61,925,043,44		61,925,043,44		61,925,043,44		61,925,043,44		61,925,043,44
	6,191,882,51		6,191,882,51		6,191,882,51		6,191,882,51		6,191,882,51		6,191,882,51		6,191,882,51		6,191,882,51		6,191,882,51		6,191,882,51
	4,086,642,45		4,086,642,45		4,086,642,45		4,086,642,45		4,086,642,45		4,086,642,45		4,086,642,45		4,086,642,45		4,086,642,45		4,086,642,45
	34,00%		34,00%		34,00%		34,00%		34,00%		34,00%		34,00%		34,00%		34,00%		34,00%
	-1.900.000,000		-1.900.000,000		-1.895.973.357,55		-1.886.308.513,69		-1.870.889.579,56		-1.849.344.139,56		-1.821.342.324,61		-1.786.535.833,37		-1.744.556.598,60		-1.695.077.195,53

9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
92,00%	91,00%	90,00%	89,00%	88,00%	87,00%	86,00%	85,00%	84,00%	83,00%	82,00%	81,00%
349.163	349.163	349.163	349.163	349.163	349.163	349.163	349.163	349.163	349.163	349.163	349.163
352.820	348.985	345.150	341.315	337.480	333.645	329.810	325.975	322.140	318.305	314.470	310.635
5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%
773,77	817,18	863,02	911,43	962,57	1016,57	1073,60	1133,82	1197,43	1264,61	1335,55	1410,48
270.171.241	285.327.848	301.334.740	318.239.619	336.092.861	354.947.671	374.860.235	395.889.895	418.099.318	441.554.689	466.325.907	492.486.791
RS 256.662.679,01	RS 271.061.455,31	RS 286.268.002,95	RS 302.327.637,91	RS 319.288.218,40	RS 337.200.287,45	RS 356.117.223,58	RS 376.095.399,82	RS 397.194.351,75	RS 419.476.954,89	RS 443.009.612,06	RS 467.862.451,29
RS 253.960.966,60	RS 268.208.176,83	RS 283.254.655,55	RS 299.145.241,73	RS 315.927.289,79	RS 333.650.810,74	RS 352.368.621,23	RS 372.136.500,88	RS 393.013.358,58	RS 415.061.407,99	RS 438.346.352,98	RS 462.937.583,38
RS 227.360.966,60	RS 241.608.176,83	RS 256.654.655,55	RS 272.545.241,73	RS 289.327.289,79	RS 307.050.810,74	RS 325.768.621,23	RS 345.536.500,88	RS 366.413.358,58	RS 388.461.407,99	RS 411.746.352,98	RS 436.337.583,38
RS 208.360.966,60	RS 222.608.176,83	RS 237.654.655,55	RS 253.545.241,73	RS 270.327.289,79	RS 288.050.810,74	RS 306.768.621,23	RS 326.536.500,88	RS 347.413.358,58	RS 369.461.407,99	RS 392.746.352,98	RS 417.337.583,38
RS 206.360.966,60	RS 220.608.176,83	RS 235.654.655,55	RS 251.545.241,73	RS 268.327.289,79	RS 286.050.810,74	RS 304.768.621,23	RS 324.536.500,88	RS 345.413.358,58	RS 367.461.407,99	RS 390.746.352,98	RS 415.337.583,38
RS 205.360.966,60	RS 219.608.176,83	RS 234.654.655,55	RS 250.545.241,73	RS 267.327.289,79	RS 285.050.810,74	RS 303.768.621,23	RS 323.536.500,88	RS 344.413.358,58	RS 366.461.407,99	RS 389.746.352,98	RS 414.337.583,38
RS 202.659.254,19	RS 216.754.898,35	RS 231.641.308,15	RS 247.362.845,54	RS 263.966.361,17	RS 281.501.334,03	RS 300.020.018,87	RS 319.577.601,93	RS 340.232.365,40	RS 362.045.861,10	RS 385.083.093,91	RS 409.412.715,47
RS 197.255.829,37	RS 211.048.341,40	RS 225.614.613,35	RS 240.998.053,16	RS 257.244.503,94	RS 274.402.380,61	RS 292.522.814,17	RS 311.659.804,04	RS 331.870.379,05	RS 353.214.767,31	RS 375.756.575,76	RS 399.562.979,66
RS 195.904.973,17	RS 209.621.702,16	RS 224.107.939,65	RS 239.406.895,07	RS 255.564.039,64	RS 272.627.642,26	RS 290.648.512,99	RS 309.680.354,57	RS 329.779.882,46	RS 351.006.993,87	RS 373.424.946,22	RS 397.100.545,70
RS 170.779.047,75	RS 183.086.212,33	RS 196.083.808,84	RS 209.810.570,51	RS 224.307.403,52	RS 239.617.508,86	RS 255.786.511,10	RS 272.862.594,37	RS 290.886.645,92	RS 309.942.407,76	RS 330.056.636,83	RS 351.299.274,16
RS 1.716.873,07	RS 1.291.057,72	RS 862.981,77	RS 432.633,22								
RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44
RS 87.137.131,24	RS 99.870.111,17	RS 113.295.783,63	RS 127.452.893,85	RS 224.307.403,52	RS 239.617.508,86	RS 255.786.511,10	RS 272.862.594,37	RS 290.886.645,92	RS 309.942.407,76	RS 330.056.636,83	RS 351.299.274,16
RS 57.510.506,62	RS 65.914.273,37	RS 74.775.217,19	RS 84.118.909,94	RS 148.042.886,32	RS 158.147.555,84	RS 168.819.097,33	RS 180.089.312,29	RS 191.991.786,31	RS 204.561.989,12	RS 217.837.380,31	RS 231.857.520,94
RS 57.510.506,62	RS 65.914.273,37	RS 74.775.217,19	RS 84.118.909,94	RS 148.042.886,32	RS 158.147.555,84	RS 168.819.097,33	RS 180.089.312,29	RS 191.991.786,31	RS 204.561.989,12	RS 217.837.380,31	RS 231.857.520,94
RS 1.637.506.688,91	RS 1.571.592.415,54	RS 1.486.817.198,35	RS 1.412.698.288,41	RS 1.264.655.402,08	RS 1.106.507.846,24	RS 937.688.748,91	RS 757.599.436,62	RS 565.607.650,32	RS 361.045.561,20	RS 143.208.280,89	RS 86.649.240,05

ANEXO 2 – PAYBACK CLEVELÂNDIA

PAYBACK CLEVELÂNDIA

DADOS DO DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOLGO	
Gerção média mensal do sistema - MMH	85,446
Valor do investimento por parte do cliente	R\$ 1.900.000,00/0,00
Gerção média anual do sistema - MMH	1.025.357,14
VPL	12,24%
Valor do investimento por parte do cliente	R\$ 1.900.000,00/0,00
Taxa de desconto (ou taxa mínima de atratividade)	12,24%
período de tempo	20
CUSTO DO KWh CONSIDERADO NO CÁLCULO DO INVESTIMENTO	
Custo do MMH	R\$ 500,00

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Rendimento do aerogerador	100,00%	99,00%	98,00%	97,00%	96,00%	95,00%	94,00%	93,00%	93,00%
Garantia física de energia	933,552	933,552	933,552	933,552	933,552	933,552	933,552	933,552	933,552
Gerção anual de Energia (MMH/ano) considerando perda do rendimento do aerogerador	1.025.357	1.015.104	1.004.850	994.596	984.343	974.089	963.836	953.582	943.328
% de reajuste médio anual de energia	0%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%
Custo do MMH - R\$	R\$ 500,00	528,05	557,67	588,96	622,00	656,89	693,75	732,66	772,66
Renda Gerado/ano (R\$)	-1.900.000,000	466.776,055	492.962,192	520.617,371	549.824,006	580.669,132	613.244,671	647.647,697	683.980,733
Depreciação Aerogerador (%/ano)	5,00%	R\$ 443.437.252,72	R\$ 468.314.082,60	R\$ 494.586.502,64	R\$ 522.332.805,43	R\$ 551.635.675,82	R\$ 582.582.437,23	R\$ 615.265.311,96	R\$ 649.761.695,96
Custos gerais (%/ano)	1,00%	R\$ 438.769.492,17	R\$ 453.384.460,68	R\$ 469.380.328,92	R\$ 486.234.565,38	R\$ 504.828.984,49	R\$ 524.949.990,52	R\$ 546.688.834,99	R\$ 570.002.081,31
OKM (% Invest. Turb./ ano)	2,00%	R\$ 412.169.492,17	R\$ 436.784.460,68	R\$ 462.780.328,92	R\$ 490.234.565,38	R\$ 519.228.984,49	R\$ 549.849.990,52	R\$ 582.188.834,99	R\$ 616.341.888,64
Seguros (% Investimento/ ano)	1,00%	R\$ 393.169.492,17	R\$ 417.784.460,68	R\$ 443.780.328,92	R\$ 471.234.565,38	R\$ 500.228.984,49	R\$ 530.849.990,52	R\$ 563.188.834,99	R\$ 597.341.888,64
Recultivação (R\$/kW ano)	R\$ 4,00	R\$ 391.169.492,17	R\$ 415.784.460,68	R\$ 441.780.328,92	R\$ 469.234.565,38	R\$ 498.228.984,49	R\$ 528.849.990,52	R\$ 561.188.834,99	R\$ 595.341.888,64
Transmissão (R\$/kW ano)	R\$ 2,00	R\$ 390.169.492,17	R\$ 414.784.460,68	R\$ 440.780.328,92	R\$ 468.234.565,38	R\$ 497.228.984,49	R\$ 527.849.990,52	R\$ 560.188.834,99	R\$ 594.341.888,64
Arrendamento (% Receita)	1,00%	R\$ 385.501.731,61	R\$ 409.854.838,76	R\$ 435.574.195,21	R\$ 462.736.325,32	R\$ 491.422.293,17	R\$ 521.717.543,62	R\$ 553.712.368,02	R\$ 587.502.081,31
Perdas / Consumo Próprio (% Receita)	2,00%	R\$ 376.166.210,50	R\$ 399.995.594,91	R\$ 425.161.807,79	R\$ 451.739.845,20	R\$ 479.808.910,52	R\$ 509.452.650,40	R\$ 540.756.404,09	R\$ 573.822.466,66
TFANEEL (% Receita)	0,50%	R\$ 373.832.330,23	R\$ 397.530.783,95	R\$ 422.558.720,93	R\$ 448.980.725,18	R\$ 476.905.564,86	R\$ 506.386.427,05	R\$ 537.521.165,60	R\$ 570.402.562,99
PIS/COFINS (% Receita)	9,30%	R\$ 330.422.157,06	R\$ 351.685.300,08	R\$ 374.141.305,41	R\$ 397.857.092,64	R\$ 422.803.335,54	R\$ 449.354.672,67	R\$ 477.289.929,80	R\$ 506.792.354,86
Juros Financiamento		R\$ 5.043.433,60	R\$ 4.635.278,55	R\$ 4.224.956,66	R\$ 3.812.456,42	R\$ 3.397.786,27	R\$ 2.980.874,57	R\$ 2.561.789,65	R\$ 2.140.439,76
Financiamento		R\$ 81.925.043,44	R\$ 81.925.043,44	R\$ 81.925.043,44	R\$ 81.925.043,44	R\$ 81.925.043,44	R\$ 81.925.043,44	R\$ 81.925.043,44	R\$ 81.925.043,44
Lucro antes do IRCS		R\$ 243.453.680,02	R\$ 265.124.978,09	R\$ 287.991.305,31	R\$ 312.119.592,78	R\$ 337.580.525,83	R\$ 364.448.754,66	R\$ 392.803.116,71	R\$ 422.726.871,66
IRCS (% Lucro antes do IRCS)	34,00%	R\$ 160.679.428,82	R\$ 174.992.485,54	R\$ 190.074.261,50	R\$ 205.998.931,24	R\$ 222.803.147,05	R\$ 240.536.178,07	R\$ 259.250.057,03	R\$ 278.999.735,30
Saldo descontado		-1.900.000,000	-1.564.338.085,65	-1.374.283.824,14	-1.168.264.892,90	-945.461.745,86	-704.925.567,78	-445.675.510,75	-166.675.775,46

TMA	VPL	TIR	Payback descontado
12,24%	R\$ 5.613.243.258,71	8,29%	9,40

9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
92,00%	91,00%	90,00%	89,00%	88,00%	87,00%	86,00%	85,00%	84,00%	83,00%	82,00%	81,00%
933.552	933.552	933.552	933.552	933.552	933.552	933.552	933.552	933.552	933.552	933.552	933.552
943.329	933.075	922.821	912.568	902.314	892.061	881.807	871.554	861.300	851.046	840.793	830.539
5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%
773,77	817,18	863,02	911,43	962,57	1016,57	1073,60	1133,82	1197,43	1264,61	1335,55	1410,48
722.382.052	762.876.002	805.673.345	850.871.620	898.605.518	949.017.288	1.002.257.157	1.058.483.784	1.117.864.724	1.180.576.935	1.246.807.301	1.316.753.191
R\$ 686.234.449,10	R\$ 724.732.201,70	R\$ 765.389.678,21	R\$ 808.328.039,16	R\$ 853.675.242,16	R\$ 901.566.423,24	R\$ 952.144.299,59	R\$ 1.005.559.594,80	R\$ 1.061.971.488,06	R\$ 1.121.548.088,54	R\$ 1.184.466.936,31	R\$ 1.250.915.531,44
R\$ 679.010.928,59	R\$ 717.103.441,68	R\$ 757.332.944,76	R\$ 799.819.322,96	R\$ 844.689.186,98	R\$ 892.076.250,37	R\$ 942.121.728,01	R\$ 994.974.756,96	R\$ 1.050.792.840,82	R\$ 1.109.742.319,19	R\$ 1.171.998.853,30	R\$ 1.237.747.299,53
R\$ 662.410.928,59	R\$ 690.503.441,68	R\$ 730.732.944,76	R\$ 773.219.322,96	R\$ 818.089.186,98	R\$ 865.476.250,37	R\$ 915.521.728,01	R\$ 968.374.756,96	R\$ 1.024.192.840,82	R\$ 1.083.142.319,19	R\$ 1.145.398.853,30	R\$ 1.211.147.299,53
R\$ 633.410.928,59	R\$ 671.503.441,68	R\$ 711.732.944,76	R\$ 754.219.322,96	R\$ 798.089.186,98	R\$ 846.476.250,37	R\$ 896.521.728,01	R\$ 949.374.756,96	R\$ 1.005.192.840,82	R\$ 1.064.142.319,19	R\$ 1.126.398.853,30	R\$ 1.192.147.299,53
R\$ 631.410.928,59	R\$ 669.503.441,68	R\$ 709.732.944,76	R\$ 752.219.322,96	R\$ 797.089.186,98	R\$ 844.476.250,37	R\$ 894.521.728,01	R\$ 947.374.756,96	R\$ 1.003.192.840,82	R\$ 1.062.142.319,19	R\$ 1.124.398.853,30	R\$ 1.190.147.299,53
R\$ 630.410.928,59	R\$ 668.503.441,68	R\$ 708.732.944,76	R\$ 751.219.322,96	R\$ 796.089.186,98	R\$ 843.476.250,37	R\$ 893.521.728,01	R\$ 946.374.756,96	R\$ 1.002.192.840,82	R\$ 1.061.142.319,19	R\$ 1.123.398.853,30	R\$ 1.189.147.299,53
R\$ 623.187.408,07	R\$ 660.874.681,66	R\$ 700.676.211,30	R\$ 742.710.606,76	R\$ 787.103.131,80	R\$ 833.986.077,49	R\$ 883.499.156,44	R\$ 935.789.919,12	R\$ 991.014.193,58	R\$ 1.049.336.549,84	R\$ 1.110.930.790,28	R\$ 1.175.980.467,62
R\$ 608.740.367,04	R\$ 645.617.161,63	R\$ 684.562.744,39	R\$ 725.693.174,36	R\$ 768.131.021,44	R\$ 815.005.731,74	R\$ 863.454.013,29	R\$ 914.620.243,44	R\$ 968.656.899,09	R\$ 1.025.725.011,13	R\$ 1.085.994.644,26	R\$ 1.149.645.403,80
R\$ 605.128.606,78	R\$ 641.802.781,62	R\$ 680.534.377,67	R\$ 721.498.816,25	R\$ 764.637.993,85	R\$ 810.280.646,30	R\$ 858.442.727,50	R\$ 909.327.824,52	R\$ 963.067.575,47	R\$ 1.019.822.126,45	R\$ 1.079.760.607,75	R\$ 1.143.061.637,84
R\$ 537.949.865,97	R\$ 570.855.313,45	R\$ 605.606.756,54	R\$ 642.307.755,58	R\$ 681.067.680,67	R\$ 722.002.037,55	R\$ 765.232.811,86	R\$ 810.888.832,60	R\$ 859.106.156,11	R\$ 910.028.471,47	R\$ 963.807.528,72	R\$ 1.020.603.591,08
R\$ 1.716.873,07	R\$ 1.291.057,72	R\$ 882.981,77	R\$ 432.633,22	R\$ 681.067.680,67	R\$ 722.002.037,55	R\$ 765.232.811,86	R\$ 810.888.832,60	R\$ 859.106.156,11	R\$ 910.028.471,47	R\$ 963.807.528,72	R\$ 1.020.603.591,08
R\$ 81.925.043,44	R\$ 81.925.043,44	R\$ 81.925.043,44	R\$ 81.925.043,44	R\$ 81.925.043,44	R\$ 81.925.043,44	R\$ 81.925.043,44	R\$ 81.925.043,44	R\$ 81.925.043,44	R\$ 81.925.043,44	R\$ 81.925.043,44	R\$ 81.925.043,44
R\$ 454.307.949,46	R\$ 487.539.212,29	R\$ 522.818.731,33	R\$ 559.950.078,92	R\$ 599.504.689,24	R\$ 646.521.344,78	R\$ 695.053.655,83	R\$ 746.504.689,24	R\$ 800.063.655,83	R\$ 856.521.344,78	R\$ 915.053.655,83	R\$ 976.521.344,78
R\$ 299.843.246,64	R\$ 321.841.880,11	R\$ 345.060.362,68	R\$ 369.567.052,09	R\$ 448.504.689,24	R\$ 476.521.344,78	R\$ 505.053.655,83	R\$ 535.186.629,52	R\$ 567.010.063,03	R\$ 600.618.791,17	R\$ 636.112.968,96	R\$ 673.598.370,11
R\$ 299.843.246,64	R\$ 321.841.880,11	R\$ 345.060.362,68	R\$ 369.567.052,09	R\$ 448.504.689,24	R\$ 476.521.344,78	R\$ 505.053.655,83	R\$ 535.186.629,52	R\$ 567.010.063,03	R\$ 600.618.791,17	R\$ 636.112.968,96	R\$ 673.598.370,11
R\$ 133.167.471,19	R\$ 455.009.351,30	R\$ 800.069.713,98	R\$ 1.169.636.766,06	R\$ 1.619.141.435,30	R\$ 2.098.662.780,09	R\$ 2.600.716.435,91	R\$ 3.135.903.065,43	R\$ 3.702.913.128,47	R\$ 4.303.531.919,64	R\$ 4.938.644.888,59	R\$ 5.613.243.258,71

ANEXO 3 – PAYBACK JAPIRA

PAYBACK JAPIRA

DADOS DO DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA EOLICO	
Gerção média mensal do sistema - MWh	65,184
Valor do investimento por parte do cliente	R\$ 1.900.000,00
Gerção média anual do sistema- MWh	782.202,38
VPL	
Valor do investimento por parte do cliente	R\$ 1.900.000,00
Taxa de desconto (ou taxa mínima de atratividade)	12,24%
período de tempo	20
CUSTO DO KWH CONSIDERADO NO CALCULO DO INVESTIMENTO	
Custo do MWh	R\$ 500,00

TMA	
VPL	R\$ 3.520.361,130,38
TIR	1,15%
Payback-descontado	12,09

	Ano	1	2	3	4	5	6	7	8
Rendimento do aerogerador		100,00%	99,00%	98,00%	97,00%	96,00%	95,00%	94,00%	93,00%
Garantia física de energia		712,168	712,168	712,168	712,168	712,168	712,168	712,168	712,168
Gerção anual de Energia (MWh/ano) considerando perda do rendimento do aerogerador		782,202	774,380	766,558	758,736	750,914	743,092	735,270	727,448
% de reajuste médio anual de energia		0%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%
Custo do MWh - R\$		R\$ 500,00	528,05	557,67	588,96	622,00	656,89	693,75	732,66
Renda Gerado/ano (R\$)		356.084,067	376.060,384	397.157,371	419.437,900	442.968,366	467.818,891	494.063,531	521.780,495
Depreciação Aerogerador (%/ano)	5,00%	R\$ 338.279,864,05	R\$ 357.257,364,42	R\$ 377.299,502,56	R\$ 398.486,004,66	R\$ 420.819,947,52	R\$ 444.427,946,57	R\$ 469.380,954,38	R\$ 495.691,470,26
Custos gerais (%/ano)	1,00%	R\$ 334.719,023,37	R\$ 353.496,760,58	R\$ 373.327,928,85	R\$ 394.271,625,66	R\$ 416.390,263,86	R\$ 439.749,757,66	R\$ 464.419,719,07	R\$ 490,473,665,31
O&M (% Inves. Turb/ ano)	2,00%	R\$ 308.119,023,37	R\$ 326.896,760,58	R\$ 346.727,928,85	R\$ 367.671,625,66	R\$ 389.790,263,86	R\$ 413.149,757,66	R\$ 437.819,719,07	R\$ 463.873,665,31
Seguros (% Investimento/ ano)	1,00%	R\$ 289.119,023,37	R\$ 307.896,760,58	R\$ 327.727,928,85	R\$ 348.671,625,66	R\$ 370.790,263,86	R\$ 394.149,757,66	R\$ 418.819,719,07	R\$ 444.873,665,31
Recultivação (R\$/KWh ano)	R\$ 4,00	R\$ 287.119,023,37	R\$ 305.896,760,58	R\$ 325.727,928,85	R\$ 346.671,625,66	R\$ 368.790,263,86	R\$ 392.149,757,66	R\$ 416.819,719,07	R\$ 442.873,665,31
Transmissão (R\$/KWh ano)	R\$ 2,00	R\$ 286.119,023,37	R\$ 304.896,760,58	R\$ 324.727,928,85	R\$ 345.671,625,66	R\$ 367.790,263,86	R\$ 391.149,757,66	R\$ 415.819,719,07	R\$ 441.873,665,31
Arrendamento (% Receita)	2,00%	R\$ 282.598,182,70	R\$ 301,136,156,75	R\$ 320,566,35,74	R\$ 341,477,246,66	R\$ 363,360,580,20	R\$ 386,471,568,75	R\$ 410,879,083,76	R\$ 436,656,860,36
Perdas / Consumo Próprio (% Receita)	0,50%	R\$ 273,656,081,01	R\$ 291,724,647,16	R\$ 312,813,207,72	R\$ 333,088,488,67	R\$ 354,501,212,88	R\$ 377,115,190,83	R\$ 400,997,813,14	R\$ 426,220,250,46
TFANEEL (% Receita)	9,30%	R\$ 240,540,262,74	R\$ 256,761,031,48	R\$ 273,891,785,35	R\$ 291,983,574,51	R\$ 311,090,313,04	R\$ 331,268,939,60	R\$ 352,579,587,11	R\$ 375,085,761,94
PIJCOFINIS (% Receita)		R\$ 5,045,433,60	R\$ 4,635,278,55	R\$ 4,224,956,66	R\$ 3,812,456,42	R\$ 3,397,766,27	R\$ 2,980,874,57	R\$ 2,561,769,65	R\$ 2,140,439,76
Juros Financiamento		R\$ 81,925,043,44	R\$ 81,925,043,44	R\$ 81,925,043,44	R\$ 81,925,043,44	R\$ 81,925,043,44	R\$ 81,925,043,44	R\$ 81,925,043,44	R\$ 81,925,043,44
Lucro antes do IRCS		R\$ 153,571,785,70	R\$ 170,200,709,49	R\$ 187,741,785,25	R\$ 206,246,074,65	R\$ 225,767,503,33	R\$ 246,363,021,59	R\$ 268,092,774,02	R\$ 291,020,278,74
IRCS (Lucro antes do IRCS)	34,00%	R\$ 101,357,378,56	R\$ 112,332,468,26	R\$ 123,909,578,26	R\$ 136,122,409,27	R\$ 149,006,552,19	R\$ 162,599,564,25	R\$ 176,941,230,85	R\$ 192,073,383,97
Saldo descontado(R\$)		-1.900.000,000	-R\$ 1.798.642,621,44	-R\$ 1.686.310,153,17	-R\$ 1.562.400,574,91	-R\$ 1.426.278,165,64	-R\$ 1.277,271,613,45	-R\$ 1.114,672,019,20	-R\$ 937,730,788,35
Saldo descontado(R\$)									R\$ 192,073,383,97
									R\$ 745,657,404,38

9		10		11		12		13		14		15		16		17		18		19		20	
92,00%	712.168	91,00%	712.168	90,00%	712.168	89,00%	712.168	88,00%	712.168	87,00%	712.168	86,00%	712.168	85,00%	712.168	84,00%	712.168	83,00%	712.168	82,00%	712.168	81,00%	712.168
719.626	711.804	711.804	703.982	703.982	696.160	688.338	680.516	672.694	664.872	657.050	649.228	641.406	633.584	625.762	617.940	610.118	602.296	594.474	586.652	578.830	571.008	563.186	555.364
5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%
773,77	817,18	863,02	911,43	962,57	1016,57	1073,60	1133,82	1197,43	1264,61	1335,55	1410,48	1490,41	1575,34	1665,27	1760,20	1860,13	1965,06	2075,00	2190,93	2312,86	2440,79	2574,72	2714,65
551.052.381	581.966.419	614.614.735	649.094.622	685.508.830	723.965.876	764.580.361	807.473.320	852.772.573	900.613.114	951.137.510	1.004.496.324	1.061.100.000	1.120.000.000	1.181.000.000	1.244.000.000	1.309.000.000	1.376.000.000	1.445.000.000	1.516.000.000	1.589.000.000	1.664.000.000	1.741.000.000	1.820.000.000
RS 523.499.761,74	RS 552.868.098,37	RS 583.883.998,69	RS 616.639.891,02	RS 651.233.388,90	RS 687.767.582,02	RS 726.351.343,37	RS 767.099.653,73	RS 810.133.944,31	RS 855.592.458,58	RS 903.580.634,51	RS 954.271.508,11	RS 1.008.000.000,00	RS 1.064.000.000,00	RS 1.122.000.000,00	RS 1.182.000.000,00	RS 1.244.000.000,00	RS 1.308.000.000,00	RS 1.374.000.000,00	RS 1.442.000.000,00	RS 1.512.000.000,00	RS 1.584.000.000,00	RS 1.658.000.000,00	RS 1.734.000.000,00
RS 517.989.237,93	RS 547.048.434,18	RS 577.737.851,33	RS 610.148.944,79	RS 644.378.300,60	RS 680.527.923,26	RS 718.705.539,76	RS 759.024.920,54	RS 801.006.218,58	RS 846.576.327,44	RS 894.089.259,41	RS 944.226.544,86	RS 995.000.000,00	RS 1.048.000.000,00	RS 1.103.000.000,00	RS 1.160.000.000,00	RS 1.219.000.000,00	RS 1.280.000.000,00	RS 1.342.000.000,00	RS 1.406.000.000,00	RS 1.472.000.000,00	RS 1.540.000.000,00	RS 1.610.000.000,00	RS 1.682.000.000,00
RS 491.389.237,93	RS 520.448.434,18	RS 551.137.851,33	RS 583.548.944,79	RS 617.778.300,60	RS 653.927.923,26	RS 692.105.539,76	RS 732.424.920,54	RS 775.006.218,58	RS 819.976.327,44	RS 867.469.259,41	RS 917.626.544,86	RS 970.000.000,00	RS 1.025.000.000,00	RS 1.082.000.000,00	RS 1.141.000.000,00	RS 1.202.000.000,00	RS 1.265.000.000,00	RS 1.330.000.000,00	RS 1.397.000.000,00	RS 1.466.000.000,00	RS 1.537.000.000,00	RS 1.610.000.000,00	RS 1.685.000.000,00
RS 472.389.237,93	RS 501.448.434,18	RS 532.137.851,33	RS 564.548.944,79	RS 598.778.300,60	RS 634.927.923,26	RS 673.105.539,76	RS 713.424.920,54	RS 754.006.218,58	RS 796.976.327,44	RS 842.469.259,41	RS 891.626.544,86	RS 943.000.000,00	RS 997.000.000,00	RS 1.053.000.000,00	RS 1.111.000.000,00	RS 1.171.000.000,00	RS 1.233.000.000,00	RS 1.297.000.000,00	RS 1.363.000.000,00	RS 1.431.000.000,00	RS 1.501.000.000,00	RS 1.573.000.000,00	RS 1.647.000.000,00
RS 470.389.237,93	RS 498.448.434,18	RS 529.137.851,33	RS 562.548.944,79	RS 596.778.300,60	RS 632.927.923,26	RS 671.105.539,76	RS 711.424.920,54	RS 751.006.218,58	RS 792.976.327,44	RS 836.469.259,41	RS 884.626.544,86	RS 935.000.000,00	RS 988.000.000,00	RS 1.043.000.000,00	RS 1.100.000.000,00	RS 1.159.000.000,00	RS 1.220.000.000,00	RS 1.283.000.000,00	RS 1.348.000.000,00	RS 1.415.000.000,00	RS 1.485.000.000,00	RS 1.557.000.000,00	RS 1.631.000.000,00
RS 469.389.237,93	RS 498.448.434,18	RS 529.137.851,33	RS 562.548.944,79	RS 596.778.300,60	RS 632.927.923,26	RS 671.105.539,76	RS 711.424.920,54	RS 751.006.218,58	RS 792.976.327,44	RS 836.469.259,41	RS 884.626.544,86	RS 935.000.000,00	RS 988.000.000,00	RS 1.043.000.000,00	RS 1.100.000.000,00	RS 1.159.000.000,00	RS 1.220.000.000,00	RS 1.283.000.000,00	RS 1.348.000.000,00	RS 1.415.000.000,00	RS 1.485.000.000,00	RS 1.557.000.000,00	RS 1.631.000.000,00
RS 452.857.666,51	RS 480.989.441,60	RS 510.699.409,27	RS 542.076.106,13	RS 588.923.212,29	RS 624.688.264,50	RS 662.459.726,14	RS 702.350.187,34	RS 744.478.492,85	RS 788.970.196,30	RS 835.957.884,31	RS 885.581.581,62	RS 937.000.000,00	RS 990.000.000,00	RS 1.045.000.000,00	RS 1.102.000.000,00	RS 1.161.000.000,00	RS 1.222.000.000,00	RS 1.285.000.000,00	RS 1.350.000.000,00	RS 1.417.000.000,00	RS 1.486.000.000,00	RS 1.557.000.000,00	RS 1.630.000.000,00
RS 450.102.404,60	RS 478.079.609,50	RS 507.626.335,59	RS 538.830.633,02	RS 571.785.491,53	RS 606.589.117,61	RS 643.345.227,11	RS 682.163.354,35	RS 723.159.178,52	RS 766.454.868,44	RS 812.179.446,56	RS 860.469.173,51	RS 910.000.000,00	RS 961.000.000,00	RS 1.013.000.000,00	RS 1.067.000.000,00	RS 1.123.000.000,00	RS 1.181.000.000,00	RS 1.241.000.000,00	RS 1.303.000.000,00	RS 1.367.000.000,00	RS 1.433.000.000,00	RS 1.501.000.000,00	RS 1.571.000.000,00
RS 398.854.533,19	RS 423.956.732,50	RS 450.467.165,20	RS 478.464.833,16	RS 508.033.170,30	RS 539.280.291,16	RS 572.239.253,49	RS 607.088.335,61	RS 643.851.329,24	RS 682.697.848,81	RS 723.723.658,13	RS 767.051.015,35	RS 813.000.000,00	RS 860.000.000,00	RS 909.000.000,00	RS 960.000.000,00	RS 1.013.000.000,00	RS 1.068.000.000,00	RS 1.125.000.000,00	RS 1.184.000.000,00	RS 1.245.000.000,00	RS 1.308.000.000,00	RS 1.373.000.000,00	RS 1.440.000.000,00
RS 1.716.873,07	RS 1.291.057,72	RS 862.981,77	RS 432.633,22	RS 81.925.043,44	RS 432.633,22	RS 81.925.043,44	RS 432.633,22	RS 81.925.043,44	RS 432.633,22	RS 81.925.043,44	RS 432.633,22	RS 81.925.043,44	RS 432.633,22	RS 81.925.043,44	RS 432.633,22	RS 81.925.043,44	RS 432.633,22	RS 81.925.043,44	RS 432.633,22	RS 81.925.043,44	RS 432.633,22	RS 81.925.043,44	RS 432.633,22
RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44
RS 316.272.616,68	RS 340.740.631,34	RS 367.679.139,99	RS 396.107.156,50	RS 508.033.170,30	RS 539.280.291,16	RS 572.239.253,49	RS 607.088.335,61	RS 643.851.329,24	RS 682.697.848,81	RS 723.723.658,13	RS 767.051.015,35	RS 813.000.000,00	RS 860.000.000,00	RS 909.000.000,00	RS 960.000.000,00	RS 1.013.000.000,00	RS 1.068.000.000,00	RS 1.125.000.000,00	RS 1.184.000.000,00	RS 1.245.000.000,00	RS 1.308.000.000,00	RS 1.373.000.000,00	RS 1.440.000.000,00
RS 208.040.327,01	RS 224.888.816,69	RS 242.668.232,39	RS 261.430.723,29	RS 335.301.892,40	RS 355.917.192,16	RS 377.677.907,30	RS 400.665.101,50	RS 424.941.877,30	RS 450.580.580,21	RS 477.657.614,36	RS 506.255.670,13	RS 537.000.000,00	RS 569.000.000,00	RS 602.000.000,00	RS 636.000.000,00	RS 671.000.000,00	RS 707.000.000,00	RS 744.000.000,00	RS 782.000.000,00	RS 821.000.000,00	RS 861.000.000,00	RS 902.000.000,00	RS 944.000.000,00
RS 537.617.077,37	RS 512.728.290,68	RS 242.668.232,39	RS 191.370.695,00	RS 528.672.587,40	RS 882.594.379,56	RS 1.260.262.286,87	RS 1.660.927.388,37	RS 2.085.869.265,67	RS 2.536.449.845,88	RS 3.014.107.460,29	RS 3.520.361.130,38	RS 4.060.000.000,00	RS 4.630.000.000,00	RS 5.230.000.000,00	RS 5.860.000.000,00	RS 6.520.000.000,00	RS 7.210.000.000,00	RS 7.930.000.000,00	RS 8.680.000.000,00	RS 9.460.000.000,00	RS 10.270.000.000,00	RS 11.110.000.000,00	RS 12.000.000.000,00

PAYBACK VENTANIA

DADOS DO DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA EQLICO	
Gerção média mensal do sistema - MWh	106,571
Valor do investimento por parte do cliente	R\$ 1.900.000,00/0,00
Gerção média anual do sistema- MWh	1.279,852,18
VPL	
Valor do investimento por parte do cliente	R\$ 1.900.000,00/0,00
Taxa de desconto (ou taxa mínima de atratividade)	12,24%
período de tempo	20
CUSTO DO KWh CONSIDERADO NO CÁLCULO DO INVESTIMENTO	
Custo do MWh	R\$ 500,00

TMA	12,24%
VPL	R\$ 7.415,311.229,20
TIR	12,92%
Payback descontado	7,07

	Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Rendimento do aerogerador		100,00%	99,00%	98,00%	97,00%	96,00%	95,00%	94,00%	93,00%	93,00%
Garantia física de energia		1,125.966	1,125.966	1,125.966	1,125.966	1,125.966	1,125.966	1,125.966	1,125.966	1,125.966
Gerção anual de Energia (MWh/ano)		1.278.852	1.266.084	1.253.275	1.240.487	1.227.698	1.214.910	1.202.121	1.189.333	1.189.333
% de reajuste médio anual de energia		0%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%	5,61%
Custo do MWh - R\$		R\$ 500,00	529,05	557,67	586,96	622,00	656,89	693,75	732,66	772,66
Renda Gerdalano (R\$)		562.982.992	594.566.338	627.921.509	663.147.906	700.350.503	739.640.167	781.133.980	824.955.596	
Depreciação Aerogerador (%/recetalano)	5,00%	R\$ 534.833.842,18	R\$ 564.838.020,72	R\$ 596.525.433,66	R\$ 629.990.510,51	R\$ 665.332.978,15	R\$ 702.658.158,23	R\$ 742.077.280,90	R\$ 783.707.816,36	
Custos gerais (%/recetalano)	1,00%	R\$ 529.204,012,26	R\$ 558.892.357,35	R\$ 590.246.218,59	R\$ 623.359.031,46	R\$ 658.329.473,12	R\$ 695.261.756,56	R\$ 734.265.941,11	R\$ 775.456.280,40	
OMI (% Inves. Turb/ano)	2,00%	R\$ 502.604,012,26	R\$ 532.292.357,35	R\$ 563.646.218,59	R\$ 596.759.031,46	R\$ 631.729.473,12	R\$ 668.661.756,56	R\$ 707.665.941,11	R\$ 748.858.280,40	
Seguros (% Investimento/ ano)	1,00%	R\$ 483.604,012,26	R\$ 513.292.357,35	R\$ 544.646.218,59	R\$ 577.759.031,46	R\$ 612.729.473,12	R\$ 649.661.756,56	R\$ 688.665.941,11	R\$ 729.858.280,40	
Recultivação (R\$/KWh ano)	R\$ 4,00	R\$ 481.604,012,26	R\$ 511.292.357,35	R\$ 542.646.218,59	R\$ 575.759.031,46	R\$ 610.729.473,12	R\$ 647.661.756,56	R\$ 686.665.941,11	R\$ 727.858.280,40	
Transmissão TUST (R\$/KWh ano)	R\$ 5,56	R\$ 478.824,012,26	R\$ 508.512.357,35	R\$ 539.866.218,59	R\$ 572.979.031,46	R\$ 607.949.473,12	R\$ 644.891.756,56	R\$ 683.895.941,11	R\$ 725.078.280,40	
Arandamento (% Receita)	1,00%	R\$ 473.194,182,34	R\$ 502.566.693,97	R\$ 533.597,003,50	R\$ 566.347,592,40	R\$ 600.945.968,09	R\$ 637.485.354,90	R\$ 676.074.601,31	R\$ 716.828.704,44	
Perdas / Consumo Próprio (% Receita)	2,00%	R\$ 461.934,522,51	R\$ 490.675,567,22	R\$ 521.028,573,32	R\$ 553.084,594,28	R\$ 586.938.958,02	R\$ 622.692,551,57	R\$ 660.451,921,71	R\$ 700.329,592,52	
TFANEEL (% Receita)	0,50%	R\$ 459.119,607,55	R\$ 487.702,535,53	R\$ 517.888,965,77	R\$ 549.768,854,75	R\$ 583.437,205,50	R\$ 618.994,350,73	R\$ 656.546,251,81	R\$ 696.204,814,54	
PIS/COFINS (% Receita)	9,25%	R\$ 407,043,680,81	R\$ 432,705,149,30	R\$ 459,806,226,18	R\$ 488,427,673,47	R\$ 518,654,763,95	R\$ 550,577,635,33	R\$ 584,291,368,67	R\$ 619,896,421,89	
Juros Financiamento		R\$ 5,043,433,60	R\$ 4,635,278,55	R\$ 4,224,956,66	R\$ 3,812,456,42	R\$ 3,397,766,27	R\$ 2,980,874,57	R\$ 2,561,769,65	R\$ 2,140,439,76	
Lucro Bruto antes do IRCS		R\$ 81,925,043,44	R\$ 81,925,043,44	R\$ 81,925,043,44	R\$ 81,925,043,44	R\$ 81,925,043,44	R\$ 81,925,043,44	R\$ 81,925,043,44	R\$ 81,925,043,44	
IRCS (% Lucro antes do IRCS)	34,00%	R\$ 320,075,203,77	R\$ 346,144,827,31	R\$ 373,656,226,08	R\$ 402,690,173,61	R\$ 433,331,974,24	R\$ 465,671,717,32	R\$ 499,804,545,58	R\$ 535,630,938,69	
Lucro Bruto antes do IRCS		R\$ 211,249,634,49	R\$ 228,455,586,03	R\$ 246,613,109,21	R\$ 265,775,514,58	R\$ 285,999,103,00	R\$ 307,343,333,43	R\$ 329,871,000,08	R\$ 353,648,419,54	
IRCS (% Lucro antes do IRCS)		R\$ 211,249,634,49	R\$ 228,455,586,03	R\$ 246,613,109,21	R\$ 265,775,514,58	R\$ 285,999,103,00	R\$ 307,343,333,43	R\$ 329,871,000,08	R\$ 353,648,419,54	
Saldo descontado		-1.900.000,000	-R\$ 1.888.750,365,61	-R\$ 1.460.294,779,49	-R\$ 1.213,681,670,28	-R\$ 947,906,155,70	-R\$ 661,907,052,70	-R\$ 354,563,719,27	-R\$ 24,692,719,19	R\$ 328,955,700,35

ANEXO 4 – PAYBACK VENTANIA

	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
RS 827.673.824,86	RS 874.106.326,44	RS 923.143.691,35	RS 974.932.052,43	RS 1.029.625.740,58	RS 1.087.387.744,62	RS 1.148.390.197,09	RS 1.212.814.897,15	RS 1.280.853.802,32	RS 1.352.709.700,63	RS 1.428.596.714,84	RS 1.508.740.990,54	RS 1.588.148.411
RS 818.961.468,81	RS 864.905.207,21	RS 913.425.399,33	RS 964.669.609,78	RS 1.018.787.574,89	RS 1.075.941.557,84	RS 1.136.301.879,23	RS 1.200.048.414,66	RS 1.268.470.651,15	RS 1.338.470.651,15	RS 1.413.558.854,68	RS 1.492.859.506,43	RS 1.578.506,43
RS 792.361.468,81	RS 838.305.207,21	RS 886.826.389,33	RS 938.069.609,78	RS 992.187.574,89	RS 1.049.341.557,84	RS 1.109.701.879,23	RS 1.173.448.414,66	RS 1.240.771.130,72	RS 1.311.870.651,15	RS 1.386.958.854,68	RS 1.466.259.506,43	RS 1.548.506,43
RS 773.361.468,81	RS 819.305.207,21	RS 867.826.389,33	RS 919.069.609,78	RS 973.187.574,89	RS 1.030.341.557,84	RS 1.090.701.879,23	RS 1.154.448.414,66	RS 1.221.771.130,72	RS 1.292.870.651,15	RS 1.367.958.854,68	RS 1.447.259.506,43	RS 1.527.506,43
RS 771.361.468,81	RS 817.305.207,21	RS 865.826.389,33	RS 917.069.609,78	RS 971.187.574,89	RS 1.025.341.557,84	RS 1.085.921.879,23	RS 1.149.668.414,66	RS 1.219.771.130,72	RS 1.290.870.651,15	RS 1.365.958.854,68	RS 1.445.259.506,43	RS 1.525.506,43
RS 768.581.468,81	RS 814.525.207,21	RS 863.046.389,33	RS 914.289.609,78	RS 968.407.574,89	RS 1.025.561.557,84	RS 1.085.921.879,23	RS 1.149.668.414,66	RS 1.219.771.130,72	RS 1.290.870.651,15	RS 1.365.958.854,68	RS 1.445.259.506,43	RS 1.525.506,43
RS 759.869.112,76	RS 805.324.087,98	RS 853.329.087,32	RS 904.027.167,12	RS 957.569.409,19	RS 1.014.115.371,05	RS 1.073.833.561,37	RS 1.138.901.942,16	RS 1.203.508.459,11	RS 1.273.851.601,67	RS 1.348.140.994,52	RS 1.426.598.022,32	RS 1.506.598,022,32
RS 742.444.400,66	RS 786.921.849,53	RS 833.694.483,29	RS 883.502.281,81	RS 935.893.077,81	RS 991.222.997,48	RS 1.049.656.925,64	RS 1.111.368.997,17	RS 1.176.543.115,91	RS 1.245.373.502,71	RS 1.318.065.274,21	RS 1.394.835.054,10	RS 1.474.835,054,10
RS 738.088.222,63	RS 782.321.289,92	RS 829.035.832,29	RS 878.371.060,48	RS 930.473.994,97	RS 985.499.904,09	RS 1.043.612.766,71	RS 1.104.985.780,92	RS 1.169.801.780,11	RS 1.238.253.977,97	RS 1.310.546.344,13	RS 1.386.894.312,04	RS 1.466.894,312,04
RS 657.498.929,16	RS 697.210.937,08	RS 739.150.788,65	RS 783.443.465,90	RS 830.220.962,33	RS 879.622.676,32	RS 931.795.826,46	RS 986.895.890,33	RS 1.045.087.067,77	RS 1.106.542.770,28	RS 1.171.446.137,69	RS 1.239.990.594,01	RS 1.309.990,594,01
RS 1.716.873,07	RS 1.291.057,72	RS 862.981,77	RS 432.633,22									
RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44	RS 81.925.043,44
RS 573.857.012,65	RS 613.994.835,92	RS 656.362.763,44	RS 701.085.789,24	RS 830.220.962,33	RS 879.622.676,32	RS 931.795.826,46	RS 986.895.890,33	RS 1.045.087.067,77	RS 1.106.542.770,28	RS 1.171.446.137,69	RS 1.239.990.594,01	RS 1.309.990,594,01
RS 378.745.628,35	RS 405.236.591,71	RS 433.199.423,87	RS 462.716.620,90	RS 547.945.835,14	RS 580.550.966,37	RS 614.985.245,47	RS 651.351.287,62	RS 689.757.464,73	RS 730.318.228,38	RS 773.154.450,87	RS 818.393.785,45	RS 868.393,785,45
RS 707.701.328,69	RS 1.112.937.920,40	RS 1.546.137.344,28	RS 2.008.853.965,17	RS 2.596.799.800,31	RS 3.137.350.766,68	RS 3.792.336.012,15	RS 4.403.687.299,77	RS 5.093.444.164,50	RS 5.823.162.992,88	RS 6.596.917.443,76	RS 7.415.311.229,20	RS 8.299,20