

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA - CURSO DE ENGENHARIA MECÂNICA  
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

ANÁLISE NA INSTALAÇÃO DE PARQUES DE PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA  
*ONSHORE VERSUS OFFSHORE* NO LITORAL BRASILEIRO

por

MAXIMIANO MACHADO PATRÍCIO

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Mecânica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Engenheiro Mecânico.

Porto Alegre, agosto de 2023.

## CIP - Catalogação na Publicação

Patricio, Maximiano Machado  
ANÁLISE NA INSTALAÇÃO DE PARQUES DE PRODUÇÃO DE  
ENERGIA EÓLICA ONSHORE VERSUS OFFSHORE NO LITORAL  
BRASILEIRO / Maximiano Machado Patricio. -- 2023.  
28 f.  
Orientadora: Adriane Prisco Petry.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação) --  
Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de  
Engenharia, Curso de Engenharia Mecânica, Porto  
Alegre, BR-RS, 2023.

1. Energia Eólica Onshore. 2. Energia Eólica  
Offshore. I. Prisco Petry, Adriane, orient. II.  
Titulo.

Elaborada pelo Sistema de Geração Automática de Ficha Catalográfica da UFRGS com os  
dados fornecidos pelo(a) autor(a).

MAXIMIANO MACHADO PATRICIO

ANÁLISE NA INSTALAÇÃO DE PARQUES DE PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA  
*ONSHORE VERSUS OFFSHORE* NO LITORAL BRASILEIRO

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS  
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE  
**ENGENHEIRO MECÂNICO**  
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA DO  
CURSO DE ENGENHARIA MECÂNICA

Prof. Dr. IGNACIO ITURRIOZ

Coordenador do Curso de Engenharia Mecânica

Área de Concentração: Energia e Fenômenos de Transporte

Orientadora: Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Adriane Prisco Petry

Comissão de Avaliação:

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Adriane Prisco Petry (Presidente)

Prof. Dr. Volnei Borges

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Simone Ramires

Porto Alegre, agosto de 2023.

a Deus.

Que continue a mostrar-me o que é certo. E força para fazê-lo.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA - CURSO DE ENGENHARIA MECÂNICA  
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO – 2023

**ANÁLISE NA INSTALAÇÃO DE PARQUES DE PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA *ONSHORE* VERSUS *OFFSHORE* NO LITORAL BRASILEIRO**

**Patricio, Maximiano Machado**

00185915@ufrgs.br

**Resumo:** A energia é um problema que afeta o ser humano desde os primórdios da humanidade. Aquela peculiar imagem de um primata descobrindo o fogo pela primeira vez, guarda em si a complexidade do tema. Sem energia, não há vida. Hoje em dia, há uma crescente difusão da necessidade de energias renováveis, e a energia eólica desponta fortemente como uma matriz confiável e limpa. Mesma origem, todavia em lugares distintos, as modalidades *onshore* e *offshore* mostram-se sedutoras quanto a vasta disponibilidade, contudo há grandes desafios de viabilidade técnica e financeira, objeto de análise deste trabalho.

**Palavras-chave:** energia eólica, parque eólico *onshore*, empreendimentos *offshore*.

**Analysis on the installation of onshore versus offshore wind energy production farms on the brazilian coast.**

**Abstract.** Energy is a problem that has affected human beings since the dawn of humanity. That peculiar image of a primate discovering fire for the first time encapsulates the complexity of the theme. Without energy, there is no life. Nowadays, there is a growing need for renewable energies, and wind energy is emerging strongly as a reliable and clean matrix. great challenges of technical and financial viability, object of analysis of this work.

**Keywords:** wind energy, *onshore* wind farm, *offshore* developments

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Comportamento Camada Limite Atmosférica.....	13
Figura 2: Evolução da capacidade instalada no mundo.....	14
Figura 3: Evolução da capacidade instalada no Brasil.....	14
Figura 4: Demanda e oferta de energia eólica <i>offshore</i> 2023.....	15
Figura 5: Tipos de fundações <i>offshore</i> aplicadas em diferentes profundidades.....	16
Figura 6: Velocidade média anual do vento para altura de 150m.....	17
Figura 7: Recurso Eólico na costa de Tramandai-RS.....	17
Figura 8: Projeção na distribuição de custos <i>onshore</i> até 2040, em libras esterlinas.....	19
Figura 9: Capacidade Instalada <i>offshore</i> ao redor do mundo.....	20
Figura 10: Curva de potência V112.....	21
Figura 11: Curva de Potência IEA 15MW <i>Reference Turbine</i> .....	21

**LISTA DE GRÁFICOS**

Gráfico 1: Distribuição de frequências de vento <i>onshore</i> .....	21
Gráfico 2: Distribuição de frequências de vento <i>offshore</i> .....	22

**LISTA DE PLANILHAS**

Planilha 1: Fluxo de Caixa/ Análise Preliminar do Honda <i>onshore</i> .....	24
Planilha 2: Fluxo de Caixa/ Análise Preliminar do Tramandaí Offshore.....	24

## LISTA DE SÍMBOLOS, SIGLAS E ABREVIATURAS

$E$  – Energia [joules]

$m$  - Massa [kg]

$v$  - velocidade [ m/s]

$\rho$  - Densidade [ kg/m<sup>3</sup>]

$A$  -Seção transversal [m<sup>2</sup>]

$h$  - altura [m]

$h_{ref}$  - altura referencial [m]

$v_{ref}$  - velocidade referencial [m/s]

$z_0$  - rugosidade do solo [m]

$k$  - fator de forma adimensional

$C$  – fator de escala

GW- giga watts [W]

MW- mega watts [W]

km – kilometro [m]

$\Sigma$ = somatório

$F_i$ - frequencia adimensional

$P_i$ - potência da turbina fornecida pela curva de potência na velocidade [kW]

$T$ - tempo [seg]

Kwh- kilo watts hora [W]

€- Euros

US\$- Dólar norte americano

R\$- Real brasileiro

£- Libras esterlinas

PN- Potência nominal [MW]

MWN- mega watts nominal [MW]

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

CAPEX: *Capital expenditure*

CEPEL: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CIRM: Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Aves Silvestres

DECEX: *Decommissioning expenditure*

DESNZ: *Department for Energy Security and Net Zero of UK*

DTU: *Technical University of Denmark*

EIA: Estudo de Impacto Ambiental

EERE: *Office of Energy Efficiency and Renewable Energy*

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

FOWT: *Floating offshore wind turbines*

GWEC: *Global Wind Energy Council*

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

IEA: *International Energy Agency*

INPE: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

IRENA - *International Renewable Energy Agency*

LCOE: *Levelized Cost of Electricity*

NREL: *National Renewable Energy Laboratory*

OPEX: *Operational expenditure*

RAMS: *Regional Atmospheric Modeling System*

RAS: Relatório Ambiental Simplificado

RIMA: Relatório de Impacto Ambiental

RS: Rio Grande do Sul

TEO: Turbina Eólica *Offshore*

TIR: Taxa Interna de Retorno

TMA: Taxa Mínima de Atratividade

TR: Termo de Referência

UFRGS: Universidade Federal do Rio Grande do Sul

UFRJ: Universidade Federal do Rio de Janeiro

UFRN: Universidade Federal do Rio Grande do Norte

VPL: Valor Presente Líquido

**LISTA DE TABELAS**

Tabela 1: Dados resultantes do empreendimentos.....	22
---	----

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>12</b>
1.1	Motivação.....	12
1.2	Objetivo.....	12
1.3	Revisão Bibliográfica.....	12
1.3.1	Conceito.....	12
1.3.2	<i>Onshore</i> .....	13
1.3.3	<i>Offshore</i> .....	15
<b>2</b>	<b>METODOLOGIA DE ANÁLISE.....</b>	<b>16</b>
2.1	Variáveis Técnicas.....	16
2.1.1	Seleção do local sob a ótica dos ventos.....	16
2.1.2	Impactos legais e ambientais.....	17
2.2	Variáveis econômicas.....	18
2.2.1	Custos e análise econômica.....	19
2.2.2	Seleção da turbina.....	20
<b>3</b>	<b>RESULTADOS.....</b>	<b>22</b>
3.1	Potencial eólico.....	22
3.2	Projeção econômica-financeira.....	23
<b>4</b>	<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>24</b>
<b>5</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>26</b>

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1 Motivação

Hoje em dia, há uma crescente difusão da necessidade de energias renováveis. Não obstante a queima de combustíveis fósseis ser altamente poluente, é um recurso limitado e muitas vezes ligados a eventos geopolíticos, culminado inclusive em conflitos armados de grande desenvoltura. Posto isso, energias renováveis, tais como a eólica, vieram para ficar. Contudo, encontra alguns obstáculos a serem superados ou – quiçá - contornados, e a energia eólica, objeto deste trabalho, é sem sombra de dúvida, uma *conditio sine qua non* neste tabuleiro.

### 1.1 Objetivos

É neste bojo que insere-se o objeto deste trabalho: avaliar o potencial, custos, os desafios e a aplicabilidade de parques eólicos *onshore versus offshore* no litoral brasileiro, tendo dois empreendimentos no Rio Grande do Sul como efeito comparativo e procurar traçar um diagnóstico que permitirá uma análise presente bem como a tendência futura no curto-médio prazo.

### 1.3 Revisão bibliográfica

#### 1.3.1 Conceito

A energia cinética retirada de uma massa  $m$  de ar em movimento a uma velocidade  $v$  é dada pela equação 1:

$$E = \frac{mv^2}{2} \quad (1)$$

onde:  $E$  - Energia disponível em joules;

$m$  - Massa de ar em kg;

$v$  - velocidade do vento em m/s.

A potência disponível contida no vento que passa por uma seção transversal  $A$  é dada pela relação, descrita na equação 2:

$$P_{dis} = \frac{\rho Av^3}{2} \quad (2)$$

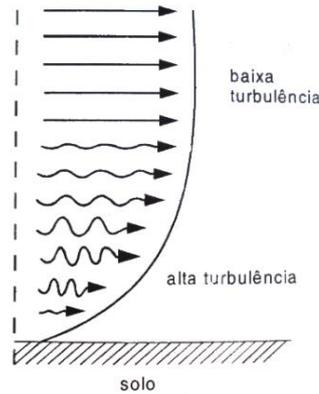
onde:  $\rho$  - Densidade do ar em  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;

$A$  - Seção transversal em  $\text{m}^2$ ;

$v$  - Velocidade do mesmo em m/s.

Conforme mostrado na figura 1, o perfil de velocidades da Camada Limite Atmosférica varia com a variação da distância do solo. A velocidade do vento em qualquer altura pode ser determinada a partir de medidas de velocidade feitas em uma altura de referência e da rugosidade do solo, mostrada na figura 1.

Figura 1: Perfil de velocidades da Camada Limite Atmosférica



Fonte: CARVALHO (2003).

A equação 3 abaixo permite o cálculo da velocidade do vento a partir de alguns parâmetros:

$$V(h) = v_{ref} \frac{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{z_0}\right)} \quad (3)$$

onde: h - altura em m em que se procura saber a velocidade;

$h_{ref}$  - altura em m em que foram feitas as medições;

$v_{ref}$  - velocidade em m/s na altura  $h_{ref}$ ;

$z_0$  - rugosidade do solo, em m.

A análise do potencial eólico do local é feita com a distribuição de probabilidade de Weibull, dada pela equação 4:

$$P(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{e^{k-1}}{c}\right) e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (4)$$

onde: k - fator de forma adimensional, obtido analisa-se o Atlas Eólico do Rio Grande do Sul;

C - fator de escala;

v - velocidade do vento em m/s.

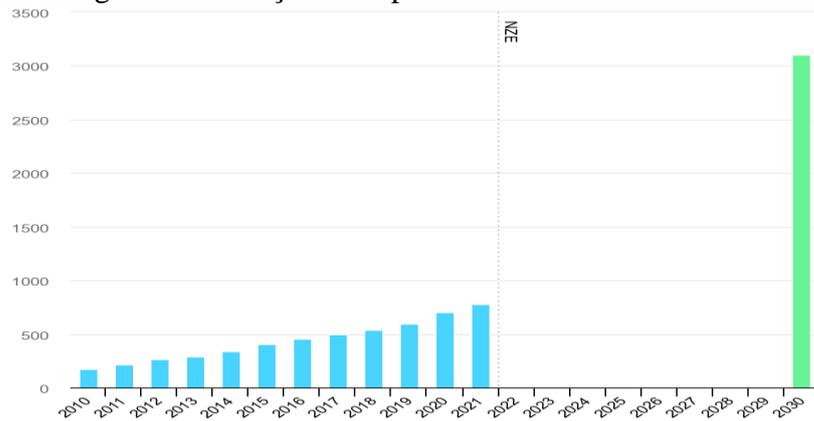
O fator de escala C é dado pela equação 5:

$$\bar{V} \cong (-0,90 \pm 0,01) C \quad (5)$$

### 1.3.2 Onshore

O mundo possuía, em 2021, 773,4 GW (figura 2) de capacidade instalada em parques de energia eólica *onshore*, deste dos quais EUA e China respondem por mais da metade da capacidade instalada mundial e por 75% do incremento anual em novos parques apenas em 2020, com previsão de chegar no ano de 2030 com 3105,9 GW de capacidade instalada (IEA,2021).

Figura 2- Evolução da capacidade instalada no mundo.

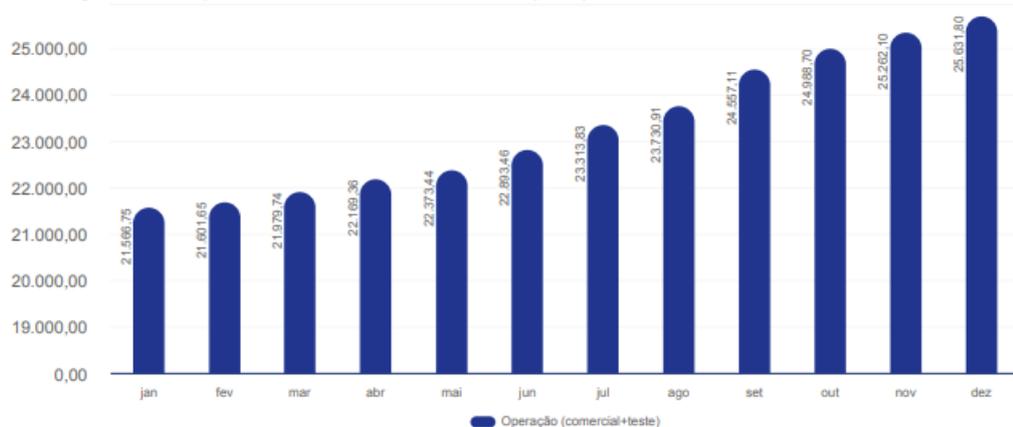


Fonte: IEA(2021).

Segue-se na lista Alemanha, Índia, Espanha, França e Brasil (GWEC, 2021). No Brasil, o Boletim Anual da Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias (ABEOLICA) tem que em 2022 o Brasil encerrou o ano com 109 parques de geração, com 25,63 GW de capacidade instalada, com destaque para os estados do nordeste e sul do país, evolução vista na figura 3:

Figura 3- Evolução da capacidade instalada no Brasil.

Evolução da Capacidade Instalada - 2022 (GW)



Fonte: ABEEOLICA(2022).

O potencial de geração de energia eólica no Brasil é da ordem de 500 GW (FAPESP, 2019 apud ABEEOLICA, 2019), energia suficiente para atender três vezes a demanda atual do país, isto levando-se em consideração apenas instalação *onshore* e com base em aerogeradores com potência média de 2 a 3 MW. Contudo, projetos recentes mostram um esforço no sentido da indústria produzir aerogeradores com potência de 5 MW. Dessa forma, as atuais torres que suportam essas turbinas, que foram projetadas para as de potência de 2,2 MW, necessitariam um reforço na estrutura das mesmas a fim de substituir os aerogeradores atuais por de maior potência, visto que são fundações complexas com o objetivo de suportar um grande número de ventos e ciclos de carregamentos hidrodinâmicos de direção, frequência e amplitude variáveis, tudo isto com a estrutura prevista para tempo de vida de 25 anos (XIAONI WU et al, 2019).

### 1.3.3 Offshore

Em comparação com a energia eólica *onshore*, a *offshore* é mais concentrada (figura 4), com Europa e Ásia-Pacífico concentrando 99% dos parques de geração ao redor do mundo (GWEC, 2023).

Figura 4- Demanda e oferta de energia eólica *offshore* 2023.



Fonte: GWEC (2023).

A China continua líder do setor, embora com crescimento menor em relação a 2021, na já conhecida sede energética do país asiático a fim de sustentar suas altas taxas de crescimento econômico.

No Brasil, há projetos de implementação de parques *offshore*. Recentemente, em março de 2023, a Petrobrás anunciou parceria com a empresa Equinor numa carta de intenções a fim de avaliar a viabilidade técnico-financeira e ambiental de sete projetos de geração offshore na costa brasileira, com potencial de geração de até 14,5 GW.

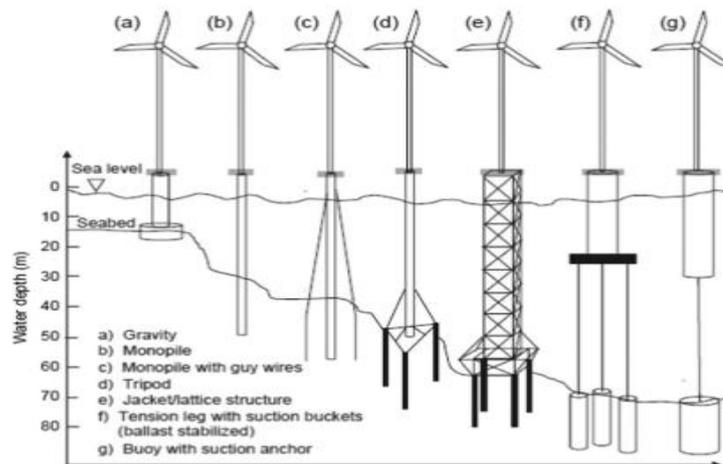
Há, junto ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente (IBAMA), 78 novos pedidos de licenciamento *offshore* na costa brasileira, totalizando mais de 189 GW de capacidade instalada (IBAMA, 2023).

Em dissertação de mestrado, Paiva (2019), valendo-se de dados de vento medidos por anemômetros em boias fundeadas, além de dados estimados por satélite, simulações de previsão numérica, reanálise e de uma base de dados integrada, estimou um potencial anual de geração de energia eólica *offshore* na margem continental brasileira de 969 GW - menor que o potencial mostrado por Ortiz e Kempel (2011), calculados em 1251 GW até a profundidade de 100m - com incríveis 12 vezes a capacidade atual continental brasileira – mas, ainda sim, duas vezes o potencial *onshore* atual do país.

As torres eólicas *offshore* são estruturas relativamente novas, e pouco se conhece sobre seu comportamento de longo prazo (BARRA; GOMES et al, 2019). Como mencionado, são muitos os carregamentos a elas submetidos.

Os tipos de fundação *offshore* são, geralmente, definidas pela profundidade (figura 5) e pelas condições geológicas do local. Mais complexas que a *onshore*, podem ser do tipo fixas, em profundidades de até 90 m, ou flutuantes, entre 90 e 200 m, e representam um desafio em termos de custos, implantação, bem como pesquisa e desenvolvimento de novas turbinas, visando maximizar a produção com mínima manutenção.

Figura 5- Tipos de fundações *offshore* aplicadas em diferentes profundidades.



Fonte: XIAONI WU et al, (2019).

## 2. METODOLOGIA DE ANÁLISE

Um estudo comparativo entre os dois modelos deve-se levar em consideração a viabilidade técnica e econômica, como fatores interdependentes.

Foram escolhidos para este estudo dois empreendimentos no litoral gaúcho. No continente, o *wind farm* Honda, localizado na cidade de Xangri-lá, com 10 aerogeradores com potências entre 3 e 3,5 MW, perfazendo 31,5 MW de capacidade instalada e, *offshore*, o empreendimento Tramandaí Offshore, em Tramandaí, com 52 aerogeradores de 13,5 MW cada, com 702 MW de capacidade instalada e em processo de licenciamento ambiental. As duas cidades litorâneas distam 22 km entre si.

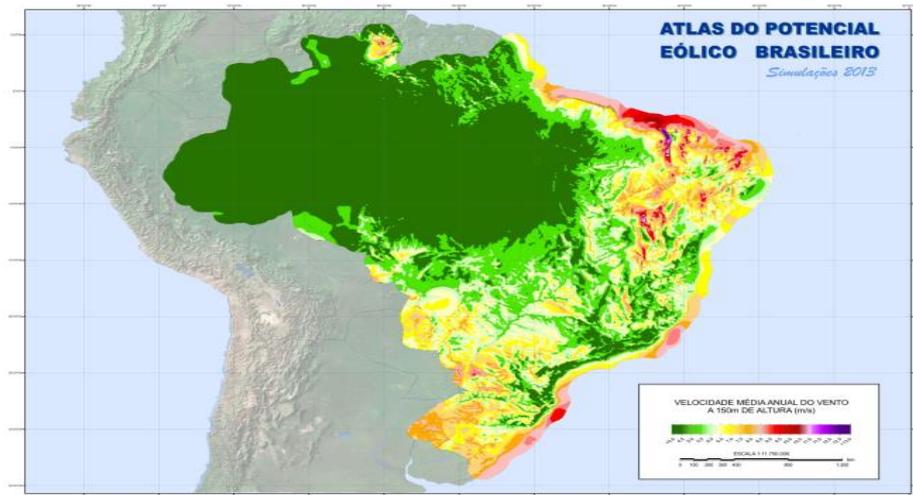
### 2.1 Variáveis técnicas

#### 2.1.1 Seleção do local sob a ótica dos ventos

Uma análise pormenorizada dos ventos e os locais mais propensos à viabilidade do parque em questão.

Em 2013, o Centro de Pesquisas Elétricas da Eletrobrás(CEPEL), órgão governamental ligado ao Ministério de Minas e Energia, publicou o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (figura 6), tendo como ferramenta o modelo matemático *Brans*, desenvolvido pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) com base no modelo norte-americano *Rams* (*Regional Atmospheric Modeling System*), desenvolvido pela Universidade do Colorado na década de 80 para fins meteorológicos (CEPEL, 2017).

Figura 6: Velocidade média anual do vento a 150 m de altura.

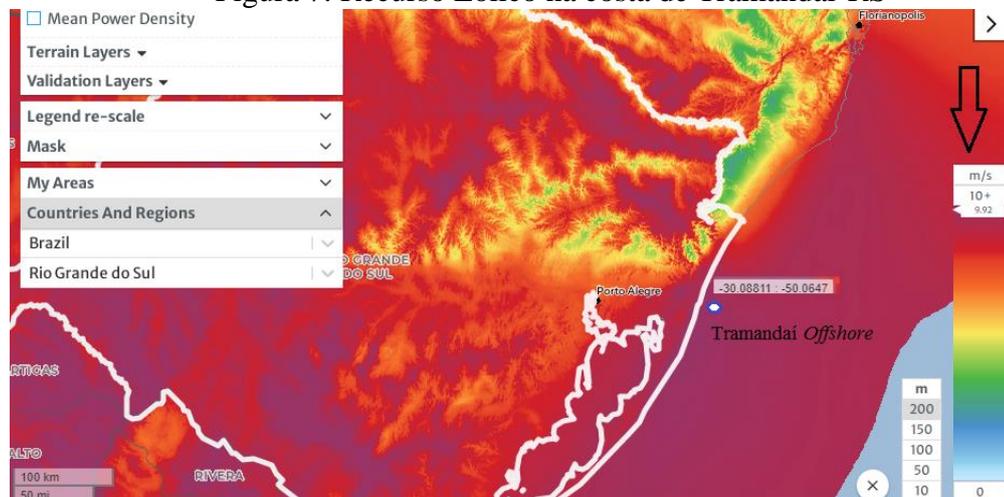


Fonte: Novo Atlas Potencial Eólico do Brasil (2013).

Os dados disponíveis no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro dispõem-se em mapas temáticos com velocidades médias anuais dos 30 aos 200m de altura, rugosidade, densidade de potência para 100m, além de Fator de Forma e de Escala de Weibull para 100m.

Já sobre o mar, o *Global Wind Atlas* (figura 7) traz recursos interativos que permitem dados de vento por georreferenciamento.

Figura 7: Recurso Eólico na costa de Tramandai-RS



Fonte: Adaptado de *Global Wind Atlas* (2022).

### 2.1.2 Impactos legais e ambientais

No Brasil, as normas legais que definem os parques eólicos *onshore* estão na resolução CONAMA 462 de 07/24/2014, que unificou as legislações federal, estadual e municipal, reduzindo a burocracia, que outrora ficava a mercê de uma legislação não unificada, com regramento distintos a níveis federal, estadual e municipal. Como não raro, por exemplo, complexos eólicos ocupam grandes áreas métricas e, dessa forma, mais de um município, ficando o mesmo empreendimento submetido a duas regulações municipais distintas, gerando custos e insegurança jurídica.

Tal resolução também aborda sistemas elétricos, subestações, linhas de conexão de uso exclusivo ou compartilhado, em nível de tensão de distribuição ou de transmissão, acessos de

serviço e outras obras de infraestrutura que compõem o empreendimento eólico, e que são necessárias a sua implantação, operação e monitoramento (CONAMA, 2014). Assim, unificando a legislação desde a produção até a distribuição da energia produzida, fechando o ciclo produção-distribuição necessário.

Por outro lado, em 2019, foi firmada parceria entre o Instituto e a União Europeia, por meio do programa Diálogos Setoriais, visando o aprimoramento de projetos de energia sustentável, o alcance das metas do Acordo de Paris, o aumento do fluxo de conhecimento ambiental, e a expansão do canal de investimentos na área de energia renovável. (IBAMA,2023). Ainda incipiente na área *offshore*, em 2019 o Brasil participou - por meio da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Comissão Interministerial para os Recursos do Mar (CIRM), bem como do Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Aves Silvestres (Cemave), e Universidades Federais do Rio Grande do Norte e do Rio de Janeiro (UFRN e UFRJ) - de um *Workshop* Internacional de Avaliação de Impactos Ambientais em Complexos Eólicos *Offshore* com países que já possuem experiência na área, sobretudo europeus, com o intuito de identificação dos potenciais impactos da tipologia houve o direcionamento do foco do diagnóstico ambiental para os grupos com maior probabilidade de interferência, como tartarugas, aves, mamíferos marinhos e ambientes recifais, assim como, para aspectos relacionados à pesca artesanal, navegação e turismo, considerando o distanciamento da costa e alternativas técnico locais (IBAMA,2023).

Tais experiências culminaram, no ano de 2020, no lançamento do Termo de Referência (TR) Padrão para Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) de Complexos Eólicos Marítimos. A padronização do TR traz celeridade e qualidade às análises ambientais, além de diminuir a discricionariedade e a insegurança jurídica, o que garante uma maior proteção ambiental e atração de investidores (IBAMA,2023).

Com a publicação do TR, intensificou-se a abertura de novos processos de licenciamento ambiental para projetos *offshore*.

## 2.2 Variáveis econômicas

### 2.2.1 Custos e análise econômica

Os custos são - se não a mais - uma das mais importantes variáveis nos estudos de implementação de qualquer sistema de produção de energia, quiçá permitir qualquer viabilidade comercial.

Atualmente, a ferramenta melhor aceita como norteador para investimentos e viabilidade na área de produção de energia é o *Levelized Cost of Electricity* (LCOE), com tradução literal do inglês norte-americano como Custo Nivelado de Eletricidade. O LCOE compara custos entre diferentes tecnologias, embasando *stakeholders*, governos e investidores em busca de melhores escolhas, visando eficiência e menores custos de produção (SILVA, 2017). Além, por consequência, estimular pesquisa e desenvolvimento por turbinas com melhor rendimento.

Por sua vez, a análise econômica de um projeto deve-se levar em consideração os custos na compra do equipamento e eventuais juros do financiamento, transporte e instalação no local, manutenção e operação, depreciação ao longo do tempo, a venda propriamente dita da energia produzida e créditos de carbono.

Em primeiro lugar, faz-se necessário calcular o quanto um parque é capaz de produzir energia. Para tanto, inicia-se tomando a distribuição de Weibull das frequências de velocidade do vento em consonância com as informações fornecidas pela curva de potência pertencente ao modelo de aerogerador a ser analisado valendo-se, por exemplo, do Microsoft Excel.

Combinadas estas informações com um tempo de referência, tem a energia gerada pela turbina no tempo referenciado, chamada Energia de Referência ( $E_r$ ), traduzida na equação 7.

$$E_r = \sum f_i P_i T \quad (7)$$

onde:  $P_i$ : potência da turbina em kW fornecida pela curva de potência na velocidade  $v_i$ ;  
 $f_i$ : frequência adimensional relativa à velocidade  $v_i$ , como determinada pela distribuição de Weibull;  
 $T$ : tempo referenciado. Neste trabalho será de 1 ano.

Já o Fator de Capacidade (FC) é dado pela equação 8:

$$FC = \frac{E_r}{E_n} \quad (8)$$

onde  $E_n$  é energia gerada pela turbina em sua potência nominal total em um tempo  $T$ , em kWh.

A análise de retorno de investimento vale-se do parâmetro Taxa Interna de Retorno (TIR), traduzida na equação 9:

$$\sum_{i=0}^n = \frac{FC_i}{(1+TIR)^i} = 0 \quad (9)$$

onde:  $FC_i$  = Fluxo de caixa no ano  $i$ ;  
 TIR = Taxa Interna de Retorno.

Se a TIR for maior que a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) - taxa esta determinada pela empresa interessada no projeto, de acordo com suas projeções de lucro e resultados - o investimento é viável.

Segundo a *International Renewable Energy Agency (IRENA)*, o custo médio ponderado global de eletricidade para projetos eólicos *onshore* caiu de US\$ 0,089/kWh em 2010 para US\$ 0,039/kWh em 2020, uma redução de 56%. Ainda, os custos totais instalados caíram de USD 1.971/kW para USD 1.355/kW, uma queda de 31,25 %, com tendência de queda (figura 8) nos próximos anos (IRENA,2021).

Figura 8: Projeção na distribuição de custos *onshore* até 2040, em libras esterlinas.

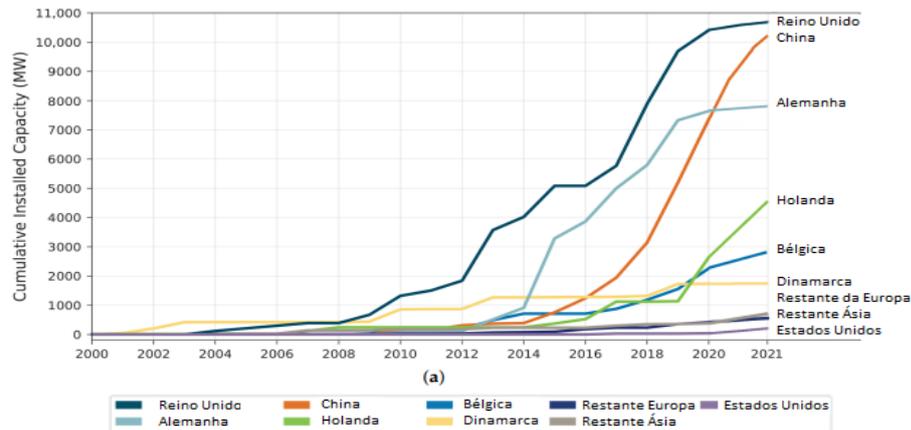
	2025	2030	2035	2040
Pre-development (£/kW)	120	120	120	120
Construction (£/kW)	1,000	1,000	900	900
Fixed O&M (£/MW/year)	23,500	23,500	23,500	23,500
Variable O&M (£/MWh)	6	6	6	6
Load factor (net of availability)	34%			
Operating period	25 years			

Fonte: DESNZ (2023).

Já os fatores de capacidade médios (FC) - a proporção entre a geração efetiva da usina em um intervalo de tempo e a capacidade total no mesmo íterim (ABEEOLICA,2021) -, aumentaram de 27% para 36%. Por sua vez, a capacidade instalada - a potência máxima que o parque pode despender - cresceu de 178 GW para 699 GW no acumulado nesse mesmo período, um crescimento de 392,67% (IRENA, 2021).

Não obstante os desafios técnicos, os custos em projetos eólicos *offshore* traduzem-se um empecilho a mais para novos projetos (figura 9). Contudo, o LCOE médio ponderado global de novos projetos caiu de US\$ 0,162/kWh em 2010 para US\$ 0,084/kWh em 2020, perfazendo uma redução de 48% em 10, e 2020 encerrando-se com capacidade instalada acumulada de 34 GW. Ainda assim, 20 vezes menor que a capacidade instalada *onshore* (IRENA,2021).

Figura 9- Capacidade Instalada *offshore* ao redor do mundo.



Fonte: Adaptado de BAROONI, ASHURI et al (2022).

Atualmente, o LCOE para parques *offshore* está em torno de 50 €/MWh (NREL,2022), contudo o investimento nesta área é o que apresenta maior curva de ascensão de aplicações em energias renováveis, muito embora esta curva tenha sofrido um recente queda em função dos aumentos de custos e materiais como efeitos da pandemia mundial recente.

Apesar de um LCOE significativamente maior frente ao *onshore* - US\$ 0,039 /kWh ante 0,084/kWh- ventos mais intensos e constantes, além da rugosidade superficial próxima a zero (CEPEL, 2017), traduzem-se em um FC superior ao *onshore*, 48% ante 33% da média mundial, traduzindo-se num melhor aproveitamento da potência instalada, com projeção de o FC chegar a 63% em 2040, frente a projeção de 34% da *onshore* (DESNZ, 2023).

Ainda, estimativas apontam que o custo final deve manter queda até 2040 (DESNZ, 2023).

Este trabalho tem objetivo comparar empreendimentos *onshore versus offshore*. Para tanto, foi escolhido como modelo comparativo os empreendimentos *onshore* Honda, localizado em Xangri-lá e o Tramandaí Offshore, em Tramandaí, ambas no litoral do Rio Grande do Sul e distantes 20 km entre si, permitindo-se assim analisar dois empreendimentos situados relativamente na mesma área geográfica.

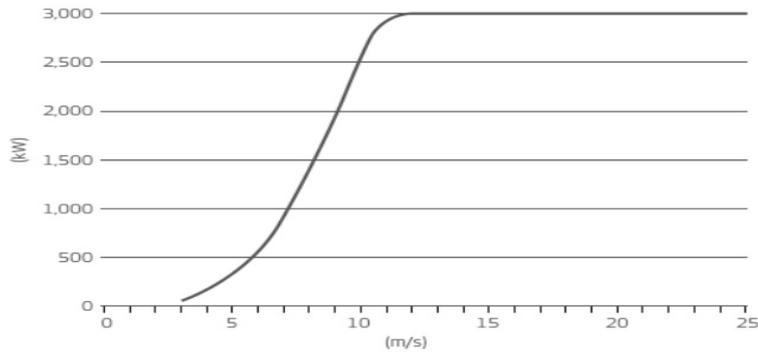
### 2.2.2 Seleção da turbina

Intrinsecamente ligada aos aspectos técnicos, a seleção da turbina é de suma importância, além de estratégica. Além dos custos envolvidos, deve-se levar em consideração principalmente a manutenção, quiçá quando tratar-se *offshore*, dado a dificuldade de acesso as mesmas, potencializando custos.

As alturas das naceles bem como o diâmetro das pás das turbinas tem aumentado consideravelmente nos últimos anos. Isso objetiva o melhor uso do vento, em função do seu cisalhamento, onde a velocidade aumenta com altitude, permitindo turbinas com maiores potências, gerando mais energia com menores custos (EERE, 2022).

O empreendimento em Xangri-lá-RS é composto por 9 aerogeradores Vestas modelo V112, de potência de 3 MW (figura 10) e um aerogerador Vestas V136, perfazendo 31,5 MW de potência instalada. Será utilizado nos cálculos o modelo predominante V112. A torre possui 94 m de altura, com diâmetro das pás de 112 m. (HONDA, 2020).

Figura 10: Curva de potência Vesta V112.



Fonte: Vesta

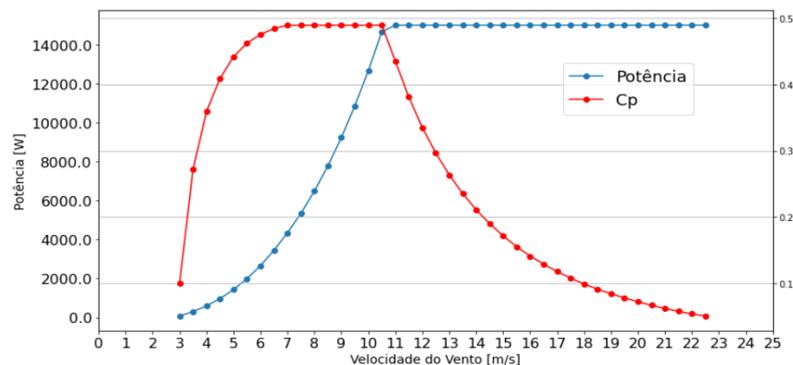
Já os projetos *offshore* – tanto de base fixa e *floating*- apresentam vantagens quanto à geração de energia, pois os ventos sobre o oceano são mais intensos e contantes, além de rugosidade próxima a zero sobre o mar (CEPEL, 2017).

Por outro lado, há um aumento considerável de custos, principalmente com a fundação, fazendo com que haja uma demanda por turbinas de potências cada vez maiores, a fim de justificar o investimento e diminuir o tempo de retorno do investimento.

Entretanto, grandes turbinas *offshore* ainda são incipientes e em desenvolvimento, o que dificulta, ou até mesmo impede, acesso a dados técnicos fidedignos tais como curva de potência - essenciais para cálculos de Energia de Referência ( $E_r$ ) -, e, conseqüentemente, o Fator de Capacidade (FC) e Energia Gerada ( $E_g$ ) pela *offshore wind farm*.

Nesse ínterim, utilizou-se um modelo de turbina de referência desenvolvido pela *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) e a *Technical University of Denmark* (DTU) por meio da *International Energy Agency* (IEA) de 15 MW, conforme figura 11. Tais turbinas de referência disponibilizam parâmetros de projeto para serem usados como linhas de base para estudos que exploram novas tecnologias ou metodologias e permitem a colaboração entre a indústria e pesquisadores externos (NREL,2020 apud DAHLEM,2023), e é a que melhor se aproxima da potência das turbinas que serão alocadas no litoral gaúcho.

Figura 11: Curva de Potência IEA 15MW Reference Turbine.



Fonte: DAHLEM (2023).

### 3.RESULTADOS

Em posse dos dados, foi possível determinar o FC e a  $E_r$  a ser produzida. Valendo-se de informações da altura do rotor, curva de potência e potência nominal, bem como a distribuição de frequências das velocidades dos ventos, pode-se determinar através da equação 3 a velocidade média à altura do eixo da nacela.

Então, esta velocidade é utilizada nas equações 4 e 5 a fim de determinar a Distribuição de Weibull, e associar esta distribuição à curva de potencia de cada turbina, obtendo-se a Energia de Referência e, por conseguinte, o Fator de Capacidade.

Tendo por base um Fator de Disponibilidade de 97% (WALLACE, JACKSON e ROGERS,2009) e eficiência de 92% chegou-se aos seguintes resultados:

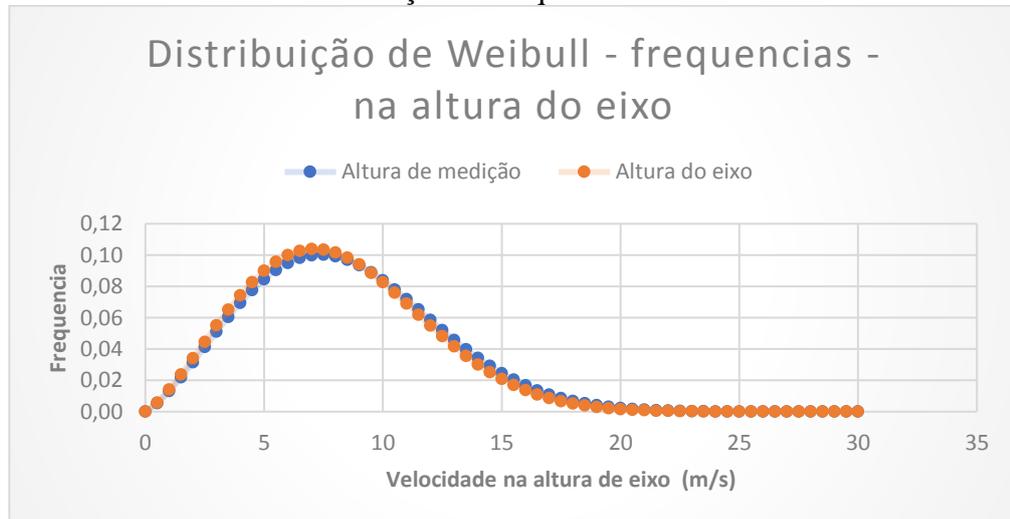
#### 3.1 Potencial de produção eólica

No Atlas Eólico do RS e no Novo Atlas Eólico Brasileiro tem-se dados necessários sobre o município de Xangri-lá, com velocidade média do vento de 8,5 m/s à altitude de 150m, Fator de Forma  $K$  2,3, Fator de Escala  $C$  9,44 m/s e rugosidade 0,1.

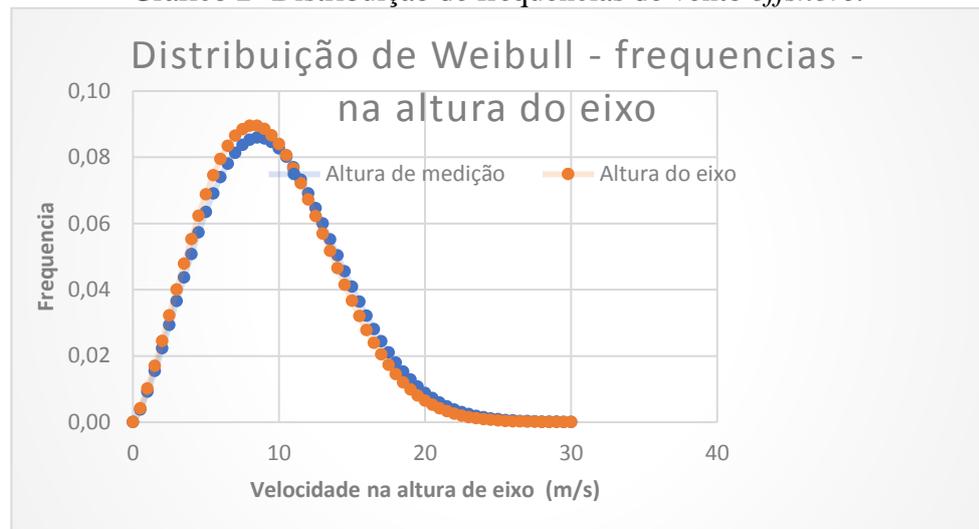
Já junto aos *Global Wind Atlas* (2022) e Novo Atlas de Potencial Eólico Brasileiro (2013), obteu-se os dados sobre o litoral de Tramandaí, com média do vento de 9,92 m/s à altitude de 200m, Fator de Forma  $K$  2,3 a 100m - altura máxima encontrada na literatura pelo autor -, Fator de Escala  $C$  9,44 m/s e rugosidade 0,0001.

A partir dos dados disponíveis, partiu-se para a Distribuição de Frequências de vento através da Função de Weibull no microsoft excel, mostrado nos gráficos 1 e 2.

Gráfico 1- Distribuição de frequências de vento *onshore*.



Fonte: Autor

Gráfico 2- Distribuição de frequências de vento *offshore*.

Fonte: Autor

Assim, obtiveram-se os seguintes valores, mostrados na tabela 1:

Tabela 1: Dados resultantes do empreendimentos

Turbina	PN (MW)	Quant.	FC (%)	Er (MWh)	Total (GW)/ano
V136 <i>onshore</i>	3	10	43,62	11 463,30	102,3
NGT236 <i>offshore</i>	13,5	52	56,38	66 674,99	3 094

Fonte: Autor.

Corrigindo-se pelo Fator de Disponibilidade e pela eficiência, tem-se a energia anual gerada pelos 10 aerogeradores no empreendimento Honda e pelos 52 do Tramandaí Offshore. Saliente-se que em Xangri-lá, 1 dos 10 geradores é um modelo Veste V136 mais recente, de 3,6 MW de potência (HONDA, 2020). Logo, foi usado a média, em MW de potência por turbina, dividindo a capacidade instalada pela quantidade de aerogeradores, gerando uma potência média por aerogerador de 3,15 MW, para fins de análise de fluxo de caixa e custo unitário em R\$/MWhN, gerando, assim, dados mais fidedignos.

### 3.2 Projeção econômica-financeira

O custo estimado total de produção por MW nominal (MWN) de operações *onshore* é estimado em US\$ 1.300.000,00, ao passo que a *offshore* é de US\$ 3.000.000,00 (NREL,2022).

Nesse íterim, e observando a taxa de câmbio e juros atuais, a projeção é que o empreendimento Honda chegue uma TIR real de 17,27%, atrelada a uma tarifa de energia R\$ 290,65/MWh (planilha 1). Este valor é o que será, por exemplo, a referência para a empresa concorrer em leilões de venda de energia. A TIR real deve ser confrontada com a Taxa Mínima Atratividade (TMA), eis que esta é estabelecida pela empresa e será analisada face aos seus interesses, podendo aumentar ou diminuir o valor da tarifa de energia e, porconsequente, a TIR.

Uma TIR real superior a taxa selic nacional, atualmente em 13,25% torna atrativa um investimento sob a ótica do mercado.

### Planilha 1: Fluxo de Caixa/ Análise Preliminar do Honda *Onshore*.

Fluxo de Caixa /Análise Preliminar Honda <i>onshore</i>			
Dados			
Potência Nominal da Turbina	3,15 MW	Custo unitário	R\$ 6.344.000,00 R\$/MWN
Número de turbinas (n)	10	Investimento total	R\$ 199.836.000,00
Potência total	31,5 MW	Financiamento	R\$ 159.868.800,00
FC	43,62%	Capital próprio	R\$ 39.967.200,00
Eficiência	92%	Investimentos Turbinas	R\$ 139.885.200,00
Disponibilidade	97%	Demais Investimentos	R\$ 59.950.800,00
eficiência de transmissão até subestação	97%	Taxa de juros	5,50% "+IPCA"
Energia anual	104191,34 MWh	Período de pagamentos	14 anos
		Período de Carência	2 anos
Tarifa de Energia (TE)	R\$ 290,65 R\$/MWh		
TIR Nominal	23,72%	TIR Real	17,27%

Fonte: Autor

Contudo, quando se observa a planilha 2, o empreendimento Tramandaí Offshore - mantendo-se a mesma TIR - infere-se que o mesmo necessita vender sua energia produzida a R\$ 464,73, um valor 59,89% maior - implicações dos custos de implementação de *wind farm offshore* ainda muito altos, ainda que com um FC superior a 10 pontos percentuais.

### Planilha 2: Fluxo de Caixa/ Análise Preliminar do Tramandaí Offshore.

Fluxo de Caixa /Análise Preliminar Tramandai <i>Offshore</i>			
Dados			
Potência Nominal da Turbina	13,5 MW	Custo unitário	R\$ 14.640.000,00 R\$/MWN
Número de turbinas (n)	52	Investimento total	R\$ 10.277.280.000,00
Potência total	702 MW	Financiamento	R\$ 8.221.824.000,00
FC	56,38%	Capital próprio	R\$ 2.055.456.000,00
Eficiência	92%	Investimentos Turbinas	R\$ 7.194.096.000,00
Disponibilidade	97%	Demais Investimentos	R\$ 3.083.184.000,00
eficiência de transmissão até subestação	97%	Taxa de juros	5,50% "+IPCA"
Energia anual	3001218,30 MWh	Período de pagamentos	14 anos
		Período de Carência	2 anos
Tarifa de Energia (TE)	R\$ 464,73 R\$/MWh		
TIR Nominal	23,72%	TIR Real	17,27%

Fonte: Autor.

## 4. CONCLUSÕES

É notório e irrefutável que o potencial eólico brasileiro e os novos projetos *onshore* e, principalmente os *offshore* ora em análise, redesenharão a matriz energética brasileira quando em franca atividade. Contudo, em que pese ainda serem pedidos de licença, faz-se necessário a materialização dos mesmos a fim de que tenha-se uma exata noção de custos e dos desafios, ora tentado demonstrar neste artigo através de simulações bem como experiências de outras nações.

No tocante às projeções apresentadas neste trabalho, resta patente que a modalidade *offshore* apresenta muitos desafios e altos investimentos, mas parece claro ser bem mais atrativa sob a lógica do investidor, visto que sob oceano os ventos são mais constantes, há menor rugosidade e maior produção de energia, além de um FC substancialmente maior, acima de 10 pontos percentuais. Nota-se, ainda, que há uma previsão mundial de diminuição de custos à medida que a produção em escala, bem como projeções de crescente rendimento nas novas turbinas, tendem a baratear seus altos valores.

Por outro lado, as *wind farm* continentais apresentam uma tarifa substancialmente menor, por envolver – obviamente – custos menores, o que reflète em tarifas menos onerosas impactando de forma direta não apenas o consumidor, mas toda a cadeia produtiva dependente de energia. Porém, mostra a mesma tendência no aumento de potência das turbinas, ainda de nominalmente bem menor as *offshore*, mas o dobro das atuais, inclinando-se a baratear custos.

Saliente-se que, consumados os projetos *offshore* nacionais sob atual escrutínio do IBAMA, a energia eólica assumirá o primeiro lugar na matriz elétrica nacional, mas que, conforme diferentes estudos citados neste trabalho, representará apenas uma fração do potencial

nacional, principalmente *offshore*, sendo uma opção altamente promissora para o futuro energético do país.

## 5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6122: Projeto e execução de fundações**. Rio de Janeiro, 2022.

ASTARIZ, S.; VAZQUEZ, A. ; IGLESIAS, G. .Evaluation and comparison of the levelized cost of tidal, wave, and offshore wind energy. 2015/09/01. Journal of Renewable and Sustainable Energy, VL - 7.

ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO: SIMULAÇÕES 2013. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica-CEPEL – Rio de Janeiro: CEPEL, 2017.

BAROONI, M.; ASHURI, T.; VELIOGLU S.; WOOD, S.; GHADERPOUR T., Floating Offshore Wind Turbines: Current Status and Future Prospects. Energies 2023, 16, 2. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/en16010002>>. Acesso em: 14 jul. 2023.

BOLETIM DE GERAÇÃO EÓLICA DE 2022. Associação brasileira de energia eólica e novas tecnologias. onshore offshore. ABEEOLICA. São Paulo, 2023.

BRASIL. **Lei nº 10.496**, de 25 de janeiro de 2022. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/decreto-n-10.946-de-25-de-janeiro-de-2022-76016988>>. Acesso em: 22 jul. 2023.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. **Resolução CONAMA nº 462**, de 24 de julho de 2014.

CARVALHO, P. Imprensa Universitária. **Geração Eólica**, Fortaleza, 2003.

CONAMA. Conselho Nacional de Meio Ambiente. Ministério do Meio Ambiente. **Resolução N°462**, de 24 de julho de 2014. Disponível em: < [www. ibama. gov. Br /component/legislacao/?view=legislacao&legislacao=133565#:~:text=Estabelece%20procedimentos%20para%20o%20licenciamento,fonte%20eólica%20em%20superfície%20terrestre.](http://www.ibama.gov.br/component/legislacao/?view=legislacao&legislacao=133565#:~:text=Estabelece%20procedimentos%20para%20o%20licenciamento,fonte%20eólica%20em%20superfície%20terrestre.)> Acesso em : 22 de julho de 2023.

DAHLEM, Luisa A. **Análise técnica e econômica da produção de hidrogênio verde através de um parque eólico offshore no bloco de Libra**. 2023. 28f. Monografia .Graduação em Engenharia de Energia. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2023.

DALENOGARE, T., ROSA, F. G., Tres M., Zaltron R. **Parâmetros de projeto para fundações de turbinas eólicas onshore**. **Salão do Conhecimento**, 02/10/2019, 1-16.

ELECTRICITY GENERATION COSTS 2023. Department for Energy Security and Net Zero. United Kingdon, 2023. Disponível em: <<https://www.gov.uk/government/publications/electricity-generation-costs-2023>>; Acesso em: 18 jul. 2023.

GLOBAL WIND REPORT 2023. Global Wind Energy Council. Disponível em: <<https://GWec.net/globalwindreport2023/>>. Acesso em: 13 jul. 2023.

HARTAMN, L. Wind Turbines: The Bigger, the Better. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. USA; 16 ago de 2022. Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/articles/wind-turbines-bigger-better>>. Acesso em: 08 jul. 2023.

HONDA, Energy. Expansão do parque eólico da Honda Energy. Disponível em: <<https://www.honda.com.br/institucional/honda-energy>>. Acesso em: 15 jul. 2023.

M. Sant'Anna de S. G. , JM Faulstich de P. , V. Aparecida da S. M. , OA Nunes. Proposta de metodologia para aproveitamento da energia eólica offshore na costa sudeste do Brasil *Energia* , 185 ( 2019 ) ( 2019 ) , pp. 327 – 336.

MUSIAL, W.; SPITSEN, P.; BEITER, P.; DUFFY, P.; MARQUIS, M.; COOPERMAN, A.; HAMMOND, R.; SHIELDS, M. Offshore Wind Market Report: 2021 Edition; Department of Energy: Washington, DC, USA, 2021.

NREL WIND ENERGY ACCOMPLISHMENT REPORT & MID YEAR PERFORMANCE REPORT: FISCAL YEAR 2019. National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency and Renewable Energy Wind Energy Technologies Office. U.S. Department of Energy (DOE). Estados Unidos da América, 2019.

NREL WIND ENERGY ACCOMPLISHMENT REPORT & MID YEAR PERFORMANCE REPORT: FISCAL YEAR 2022. National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency and Renewable Energy Wind Energy Technologies Office. U.S. Department of Energy (DOE). Estados Unidos da América, 2023.

O'KELLY B, ARSHAD M. Offshore wind turbine foundations: analysis and design; 2016.

ORTIZ, G. P.; KAMPEL, M. Potencial de Energia Eólica *offshore* na margem do Brasil. In: V SIMPÓSIO BRASILEIRO DE OCEANOGRAFIA, Não use números Romanos ou letras, use somente números Arábicos., 2011, Santos. **Anais [...]** São Paulo: SBO, 2011. p. 1-4. Disponível em: <http://mtc-m16d.sid.inpe.br>. Acesso em: 26 jul. 2023.

PAIVA, G. Vitor. **Estimativa de potencial de geração eólica offshore na margem continental brasileira**. 2019. 153f. Dissertação de mestrado. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. Cachoeira Paulista, 2019.

PEREIRA, N.A, Nahú. **Análise estrutural da fundação do tipo jaqueta de uma turbina eólica offshore de 10MW**. Projeto final do curso de Engenharia Civil. Rio de Janeiro, 194 pág, 2019.

PREMISSAS E CUSTOS DA ENERGIA ELÉTRICA EM 2050. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-56/NT%20PR%20007018%20Premissas%20e%20Custos%20Oferta%20de%20Energia%20Elétrica.pdf>>. Acesso em: 23 jul. 2023.

RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2021, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2022b.

RAMADHAN, M. & NASEEB, A., 2011. A análise custo-benefício da implementação do sistema solar fotovoltaico no estado do Kuwait , *Renewable Energy* , Elsevier, vol. 36(4), páginas 1272-1276.

XIAONI W., YU H., YE L. et al. Foundations of offshore wind turbines: A review. *Renewable and Sustainable Reviews*. Elsevier, 2019.

WALLACE, J. Jackson, W. Rogers, S. The problem with O&M renewable energy focus, vol. 9, no. 7, p. 22-27. Janeiro-fevereiro, 2009.

WIND ENERGY ACCOMPLISHMENTS & MIDYEAR PERFORMANCE REPORT: FISCAL YEAR 2022. National Renewable Energy Laboratory Office. U.S. Department of

Energy. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/83261.pdf>. Acesso em: 14 jul. 2023.

WIND. International Renewable Energy Agency. Disponível em: <<https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Wind-energy>> . Acesso em: 4 jul. 2023.

WIND EUROPE ANNUAL STATISTICS 2019. Wind Europe, 2019. Disponível em: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2019.pdf>; Acesso em : 15 jul. 2023.

WIND POWER CAPACITY IN THE NET ZERO SCENARIO, 2010-2030, IEA, Paris. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/wind-power-capacity-in-the-net-zero-scenario-2010-2030>>, IEA. Licence: CC BY 4.0; Acesso em: 12 jul. 2023.

# Apêndice A- Fluxo de caixa Honda onshore

## Fluxo de Caixa /Análise Preliminar Honda onshore

Dados		
Potência Nominal da Turbina		3,15
Número de turbinas (n)		10
Potência total		31,5
FC		43,62%
Eficiencia		92%
Disponibilidade		97%
eficiencia de transmissão até subestação		97%
Energia anual		104191,34
<b>Tarifa de Energia (TE)</b>	<b>R\$</b>	<b>290,65</b>
<b>TIR Nominal</b>		<b>23,72%</b>

IPCA	5,50%
------	-------

Demonstrativo de resultados	ano 0
-----------------------------	-------

Receita Bruta	
Creditos de Carbono	
Pis cofins	1,00%
Receita operacional	

### Despesas

O&M R\$/kW_ano	R\$	85,00
Taxa Aneel		0,50%
Depreciação turbinas		10%
Depreciação outros		5%
Arrendamento		1,50%
Recultivação R\$/kW_ano	R\$	4,00
Seguros		1%
TUST R\$/kW_mes	R\$	9,00

### Subtotal despesas

### Lucro operacional

Juros	
Lucro antes do IR	
Imposto de renda	18%
CSLL	9%

### Lucro liquido

### Fluxo de caixa

Lucro liquido	
Depreciação turbinas	
Depreciação outros	
Amortização	
Financiamento	R\$ 159.868.800,00
Investimento	-R\$ 199.836.000,00
<b>Fluxo de caixa liquido</b>	<b>-R\$ 39.967.200,00</b>
Fluxo de caixa liquido -IPCA	-R\$ 39.967.200,00

MW	Custo unitário	R\$	6.344.000,00
	Investimento total	R\$	199.836.000,00
MW	Financiamento	R\$	159.868.800,00
	Capital próprio	R\$	39.967.200,00
	Investimentos Turbinas	R\$	139.885.200,00
	Demais Investimentos	R\$	59.950.800,00
MWh	Taxa de juros		5,50%
	Período de pagamentos		14
	Período de Carência		2
<b>R\$/MWh</b>			

<b>TIR Real</b>		<b>17,27%</b>	
<b>1</b>	<b>1,06</b>	<b>1,11</b>	<b>1,17</b>
ano1	ano2	ano3	ano4
R\$ 30.283.212,52	R\$ 31.948.789,21	R\$ 33.705.972,62	R\$ 35.559.801,11
	R\$ -	R\$ -	R\$ -
R\$ 302.832,13	R\$ 302.832,13	R\$ 302.832,13	R\$ 302.832,13
R\$ 29.980.380,40	R\$ 31.645.957,09	R\$ 33.403.140,49	R\$ 35.256.968,99

R\$ -	R\$ -	R\$ 2.980.124,44	R\$ 3.144.031,28
R\$ 151.416,06	R\$ 168.529,86	R\$ 187.577,95	R\$ 208.778,95
R\$ 13.988.520,00	R\$ 14.757.888,60	R\$ 15.569.572,47	R\$ 16.425.898,96
R\$ 2.997.540,00	R\$ 3.162.404,70	R\$ 3.336.336,96	R\$ 3.519.835,49
R\$ 449.705,71	R\$ 500.797,27	R\$ 557.677,96	R\$ 621.002,88
R\$ 126.000,00	R\$ 132.930,00	R\$ 140.241,15	R\$ 147.954,41
R\$ 1.398.852,00	R\$ 1.475.788,86	R\$ 1.556.957,25	R\$ 1.642.589,90
R\$ 3.402.000,00	R\$ 3.589.110,00	R\$ 3.786.511,05	R\$ 3.994.769,16
R\$ 22.514.033,77	R\$ 23.787.449,29	R\$ 28.114.999,22	R\$ 29.704.861,02

R\$ 7.466.346,63	R\$ 7.858.507,79	R\$ 5.288.141,27	R\$ 5.552.107,96
R\$ 8.792.784,00	R\$ 9.276.387,12	R\$ 9.087.546,38	R\$ 8.849.872,09
-R\$ 1.326.437,37	-R\$ 1.417.879,33	-R\$ 3.799.405,11	-R\$ 3.297.764,13
R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
-R\$ 1.326.437,37	-R\$ 1.417.879,33	-R\$ 3.799.405,11	-R\$ 3.297.764,13

-R\$ 1.326.437,37	-R\$ 1.417.879,33	-R\$ 3.799.405,11	-R\$ 3.297.764,13
R\$ 13.988.520,00	R\$ 14.757.888,60	R\$ 15.569.572,47	R\$ 16.425.898,96
R\$ 2.997.540,00	R\$ 3.162.404,70	R\$ 3.336.336,96	R\$ 3.519.835,49
		-R\$ 12.709.855,08	-R\$ 13.408.897,11

R\$ 15.659.622,63	R\$ 16.502.413,97	R\$ 2.396.649,24	R\$ 3.239.073,21
R\$ 15.659.622,63	R\$ 15.642.098,55	R\$ 2.153.275,30	R\$ 2.758.439,01

# Apêndice B- Fluxo de caixa Tramandaí Offshore

## Fluxo de Caixa /Análise Preliminar Tramandai *Offshore*

Dados		
Potência Nominal da Turbina		13,5
Número de turbinas (n)		52
Potência total		702
FC		56,38%
Eficiencia		92%
Disponibilidade		97%
eficiencia de transmissão até subestação		97%
Energia anual		3001218,30
Tarifa de Energia (TE)	R\$	464,73
TIR Nominal		23,72%

IPCA		5,50%
Demonstrativo de resultados		ano 0
Receita Bruta		
Creditos de Carbono		
Pis cofins		1,00%
Receita operacional		

<b>Despesas</b>		
O&M R\$/kW_ano	R\$	85,00
Taxa Aneel		0,50%
Depreciação turbinas		10%
Depreciação outros		5%
Arrendamento		1,50%
Recultivação R\$/kW_ano	R\$	4,00
Seguros		1%
TUST R\$/kW_mes	R\$	9,00
<b>Subtotal despesas</b>		

<b>Lucro operacional</b>		
Juros		
Lucro antes do IR		
Imposto de renda		18%
CSLL		9%
<b>Lucro liquido</b>		

<b>Fluxo de caixa</b>		
Lucro liquido		
Depreciação turbinas		
Depreciação outros		
Amortização		
Financiamento		#####
Investimento		#####
Fluxo de caixa liquido		#####
Fluxo de caixa liquido -IPCA		#####

MW	Custo unitário	R\$	14.640.000,00
	Investimento total	R\$	10.277.280.000,00
MW	Financiamento	R\$	8.221.824.000,00
	Capital próprio	R\$	2.055.456.000,00
	Investimentos Turbinas	R\$	7.194.096.000,00
	Demais Investimentos	R\$	3.083.184.000,00
MWh	Taxa de juros		5,50%
	Período de pagamentos		14
	Período de Carência		2
<b>R\$/MWh</b>			

<b>TIR Real</b>		<b>17,27%</b>	
<b>1</b>	<b>1,06</b>	<b>1,11</b>	<b>1,17</b>
ano1	ano2	ano3	ano4
#####	#####	R\$ 1.552.398.497,17	R\$ 1.637.780.414,51
	R\$ -	R\$ -	R\$ -
R\$ 13.947.561,80	R\$ 13.947.561,80	R\$ 13.947.561,80	R\$ 13.947.561,80
#####	#####	R\$ 1.538.450.935,37	R\$ 1.623.832.852,71

R\$ -	R\$ -	R\$ 66.414.201,75	R\$ 70.066.982,85
R\$ 6.973.780,90	R\$ 7.761.992,49	R\$ 8.639.291,69	R\$ 9.615.747,63
R\$ 719.409.600,00	R\$ 758.977.128,00	R\$ 800.720.870,04	R\$ 844.760.517,89
R\$ 154.159.200,00	R\$ 162.637.956,00	R\$ 171.583.043,58	R\$ 181.020.110,98
R\$ 20.712.129,27	R\$ 23.065.257,29	R\$ 25.685.015,29	R\$ 28.601.575,83
R\$ 2.808.000,00	R\$ 2.962.440,00	R\$ 3.125.374,20	R\$ 3.297.269,78
R\$ 71.940.960,00	R\$ 75.897.712,80	R\$ 80.072.087,00	R\$ 84.476.051,79
R\$ 75.816.000,00	R\$ 79.985.880,00	R\$ 84.385.103,40	R\$ 89.026.284,09
#####	#####	R\$ 1.240.624.986,95	R\$ 1.310.864.540,83

R\$ 328.988.947,96	R\$ 346.231.841,45	R\$ 297.825.948,42	R\$ 312.968.311,88
R\$ 452.200.320,00	R\$ 477.071.337,60	R\$ 467.359.528,23	R\$ 455.136.279,03
-R\$ 123.211.372,04	-R\$ 130.839.496,15	-R\$ 169.533.579,80	-R\$ 142.167.967,14
R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
-R\$ 123.211.372,04	-R\$ 130.839.496,15	-R\$ 169.533.579,80	-R\$ 142.167.967,14

-R\$ 123.211.372,04	-R\$ 130.839.496,15	-R\$ 169.533.579,80	-R\$ 142.167.967,14
R\$ 719.409.600,00	R\$ 758.977.128,00	R\$ 800.720.870,04	R\$ 844.760.517,89
R\$ 154.159.200,00	R\$ 162.637.956,00	R\$ 171.583.043,58	R\$ 181.020.110,98
		-R\$ 653.649.689,83	-R\$ 689.600.422,77

R\$ 750.357.427,96	R\$ 790.775.587,85	R\$ 149.120.643,99	R\$ 194.012.238,96
R\$ 750.357.427,96	R\$ 749.550.320,24	R\$ 133.977.802,82	R\$ 165.223.473,71

R\$/MWN	Cotação do dólar	R\$	4,88	R\$/US\$
	Custo Unitário em dólar		1016,50	U\$/kW Nominal
	80%			
	70%			
"+IPCA (considerado na planilha)"				
anos				
anos				

	1,24		1,31		1,38		1,45
ano5	ano6		ano7		ano8		
R\$	1.727.858.337,31	R\$	1.822.890.545,86	R\$	1.923.149.525,88	R\$	2.028.922.749,81
R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-
R\$	13.947.561,80	R\$	13.947.561,80	R\$	13.947.561,80	R\$	13.947.561,80
R\$	1.713.910.775,51	R\$	1.808.942.984,06	R\$	1.909.201.964,08	R\$	2.014.975.188,01

R\$	73.920.666,90	R\$	77.986.303,58	R\$	82.275.550,28	R\$	86.800.705,54
R\$	10.702.567,51	R\$	11.912.225,20	R\$	13.258.604,45	R\$	14.757.158,22
R\$	891.222.346,38	R\$	940.239.575,43	R\$	991.952.752,08	R\$	1.046.510.153,44
R\$	190.976.217,08	R\$	201.479.909,02	R\$	212.561.304,02	R\$	224.252.175,74
R\$	31.848.523,77	R\$	35.463.242,01	R\$	39.487.340,92	R\$	43.967.136,24
R\$	3.478.619,62	R\$	3.669.943,70	R\$	3.871.790,60	R\$	4.084.739,08
R\$	89.122.234,64	R\$	94.023.957,54	R\$	99.195.275,21	R\$	104.651.015,34
R\$	93.922.729,71	R\$	99.088.479,85	R\$	104.538.346,24	R\$	110.287.955,28
R\$	1.385.193.905,60	R\$	1.463.863.636,32	R\$	1.547.140.963,79	R\$	1.635.311.038,89

R\$	328.716.869,91	R\$	345.079.347,74	R\$	362.061.000,29	R\$	379.664.149,12
R\$	440.154.709,84	R\$	422.148.380,80	R\$	400.829.887,57	R\$	375.889.361,24
-R\$	111.437.839,93	-R\$	77.069.033,07	-R\$	38.768.887,28	R\$	3.774.787,88
R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	679.461,82
R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	339.730,91
-R\$	111.437.839,93	-R\$	77.069.033,07	-R\$	38.768.887,28	R\$	2.755.595,15

-R\$	111.437.839,93	-R\$	77.069.033,07	-R\$	38.768.887,28	R\$	2.755.595,15
R\$	891.222.346,38	R\$	940.239.575,43	R\$	991.952.752,08	R\$	1.046.510.153,44
R\$	190.976.217,08	R\$	201.479.909,02	R\$	212.561.304,02	R\$	224.252.175,74
-R\$	727.528.446,02	-R\$	767.542.510,55	-R\$	809.757.348,63	-R\$	854.294.002,81

R\$	243.232.277,50	R\$	297.107.940,83	R\$	355.987.820,18	R\$	419.223.921,52
R\$	196.341.166,91	R\$	227.327.492,33	R\$	258.178.683,19	R\$	288.189.954,68

1,53		1,62		1,71		1,80	
ano9	ano10	ano10	ano11	ano11	ano12	ano12	ano12
R\$ 2.140.513.501,05	R\$ 2.258.241.743,60	R\$ 2.258.241.743,60	R\$ 2.382.445.039,50	R\$ 2.382.445.039,50	R\$ 2.513.479.516,68	R\$ 2.513.479.516,68	R\$ 2.513.479.516,68
R\$ -							
R\$ 13.947.561,80							
R\$ 2.126.565.939,25	R\$ 2.244.294.181,81	R\$ 2.244.294.181,81	R\$ 2.368.497.477,70	R\$ 2.368.497.477,70	R\$ 2.499.531.954,88	R\$ 2.499.531.954,88	R\$ 2.499.531.954,88

R\$ 91.574.744,35	R\$ 96.611.355,29	R\$ 96.611.355,29	R\$ 101.924.979,83	R\$ 101.924.979,83	R\$ 107.530.853,72	R\$ 107.530.853,72	R\$ 107.530.853,72
R\$ 16.425.086,03	R\$ 18.281.531,37	R\$ 18.281.531,37	R\$ 20.347.801,46	R\$ 20.347.801,46	R\$ 22.647.611,72	R\$ 22.647.611,72	R\$ 22.647.611,72
R\$ 1.104.068.211,88	R\$ 1.164.791.963,53	R\$ 1.164.791.963,53					
R\$ 236.586.045,40	R\$ 249.598.277,90	R\$ 249.598.277,90	R\$ 263.326.183,18	R\$ 263.326.183,18	R\$ 277.809.123,26	R\$ 277.809.123,26	R\$ 277.809.123,26
R\$ 48.954.181,05	R\$ 54.505.857,86	R\$ 54.505.857,86	R\$ 60.686.037,62	R\$ 60.686.037,62	R\$ 67.565.813,23	R\$ 67.565.813,23	R\$ 67.565.813,23
R\$ 4.309.399,73	R\$ 4.546.416,72	R\$ 4.546.416,72	R\$ 4.796.469,64	R\$ 4.796.469,64	R\$ 5.060.275,47	R\$ 5.060.275,47	R\$ 5.060.275,47
R\$ 110.406.821,19	R\$ 116.479.196,35	R\$ 116.479.196,35	R\$ 122.885.552,15	R\$ 122.885.552,15	R\$ 129.644.257,52	R\$ 129.644.257,52	R\$ 129.644.257,52
R\$ 116.353.792,82	R\$ 122.753.251,43	R\$ 122.753.251,43	R\$ 129.504.680,25	R\$ 129.504.680,25	R\$ 136.627.437,67	R\$ 136.627.437,67	R\$ 136.627.437,67
R\$ 1.728.678.282,45	R\$ 1.827.567.850,46	R\$ 1.827.567.850,46	R\$ 703.471.704,14	R\$ 703.471.704,14	R\$ 746.885.372,58	R\$ 746.885.372,58	R\$ 746.885.372,58

R\$ 397.887.656,79	R\$ 416.726.331,35	R\$ 416.726.331,35	R\$ 1.665.025.773,57	R\$ 1.665.025.773,57	R\$ 1.752.646.582,30	R\$ 1.752.646.582,30	R\$ 1.752.646.582,30
R\$ 346.992.866,59	R\$ 313.780.692,22	R\$ 313.780.692,22	R\$ 275.865.525,24	R\$ 275.865.525,24	R\$ 232.830.503,30	R\$ 232.830.503,30	R\$ 232.830.503,30
R\$ 50.894.790,20	R\$ 102.945.639,13	R\$ 102.945.639,13	R\$ 1.389.160.248,33	R\$ 1.389.160.248,33	R\$ 1.519.816.078,99	R\$ 1.519.816.078,99	R\$ 1.519.816.078,99
R\$ 9.161.062,24	R\$ 18.530.215,04	R\$ 18.530.215,04	R\$ 250.048.844,70	R\$ 250.048.844,70	R\$ 273.566.894,22	R\$ 273.566.894,22	R\$ 273.566.894,22
R\$ 4.580.531,12	R\$ 9.265.107,52	R\$ 9.265.107,52	R\$ 125.024.422,35	R\$ 125.024.422,35	R\$ 136.783.447,11	R\$ 136.783.447,11	R\$ 136.783.447,11
R\$ 37.153.196,85	R\$ 75.150.316,57	R\$ 75.150.316,57	R\$ 1.014.086.981,28	R\$ 1.014.086.981,28	R\$ 1.109.465.737,66	R\$ 1.109.465.737,66	R\$ 1.109.465.737,66

R\$ 37.153.196,85	R\$ 75.150.316,57	R\$ 75.150.316,57	R\$ 1.014.086.981,28	R\$ 1.014.086.981,28	R\$ 1.109.465.737,66	R\$ 1.109.465.737,66	R\$ 1.109.465.737,66
R\$ 1.104.068.211,88	R\$ 1.164.791.963,53	R\$ 1.164.791.963,53	R\$ -				
R\$ 236.586.045,40	R\$ 249.598.277,90	R\$ 249.598.277,90	R\$ 263.326.183,18	R\$ 263.326.183,18	R\$ 277.809.123,26	R\$ 277.809.123,26	R\$ 277.809.123,26
-R\$ 901.280.172,96	-R\$ 950.850.582,48	-R\$ 950.850.582,48	-R\$ 1.003.147.364,51	-R\$ 1.003.147.364,51	-R\$ 1.058.320.469,56	-R\$ 1.058.320.469,56	-R\$ 1.058.320.469,56

R\$ 476.527.281,17	R\$ 538.689.975,52	R\$ 538.689.975,52	R\$ 274.265.799,95	R\$ 274.265.799,95	R\$ 328.954.391,36	R\$ 328.954.391,36	R\$ 328.954.391,36
R\$ 310.504.638,25	R\$ 332.710.691,65	R\$ 332.710.691,65	R\$ 160.563.586,18	R\$ 160.563.586,18	R\$ 182.540.246,39	R\$ 182.540.246,39	R\$ 182.540.246,39

	1,90		2,01		2,12		2,23
ano13		ano14		ano15		ano16	
R\$	2.651.720.890,09	R\$	2.797.565.539,05	R\$	2.951.431.643,70	R\$	3.113.760.384,10
R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-
R\$	13.947.561,80	R\$	13.947.561,80	R\$	13.947.561,80	R\$	13.947.561,80
R\$	2.637.773.328,29	R\$	2.783.617.977,25	R\$	2.937.484.081,90	R\$	3.099.812.822,30

R\$	113.445.050,68	R\$	119.684.528,46	R\$	126.267.177,53	R\$	133.211.872,29
R\$	25.207.358,03	R\$	28.056.419,67	R\$	31.227.496,51	R\$	34.756.984,30
R\$	293.088.625,04	R\$	309.208.499,42	R\$	326.214.966,88	R\$	344.156.790,06
R\$	75.224.315,96	R\$	83.749.624,19	R\$	93.239.774,77	R\$	103.803.888,84
R\$	5.338.590,62	R\$	5.632.213,10	R\$	5.941.984,82	R\$	6.268.793,99
R\$	136.774.691,68	R\$	144.297.299,73	R\$	152.233.651,21	R\$	160.606.502,03
R\$	144.141.946,74	R\$	152.069.753,81	R\$	160.433.590,27	R\$	169.257.437,74
R\$	793.220.578,75	R\$	842.698.338,38	R\$	895.558.642,00	R\$	952.062.269,25

R\$	1.844.552.749,54	R\$	1.940.919.638,87	R\$	2.041.925.439,90	R\$	2.147.750.553,05
R\$	184.227.135,74	R\$	129.573.085,47	R\$	68.349.802,59	R\$	0,00
R\$	1.660.325.613,80	R\$	1.811.346.553,40	R\$	1.973.575.637,31	R\$	2.147.750.553,05
R\$	298.858.610,48	R\$	326.042.379,61	R\$	355.243.614,72	R\$	386.595.099,55
R\$	149.429.305,24	R\$	163.021.189,81	R\$	177.621.807,36	R\$	193.297.549,77
R\$	1.212.037.698,08	R\$	1.322.282.983,98	R\$	1.440.710.215,24	R\$	1.567.857.903,73

R\$	1.212.037.698,08	R\$	1.322.282.983,98	R\$	1.440.710.215,24	R\$	1.567.857.903,73
R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-
R\$	293.088.625,04	R\$	309.208.499,42	R\$	326.214.966,88	R\$	344.156.790,06
-R\$	1.116.528.095,39	-R\$	1.177.937.140,63	-R\$	1.242.723.683,37	-R\$	1.311.073.485,95

R\$	388.598.227,73	R\$	453.554.342,76	R\$	524.201.498,75	R\$	600.941.207,84
R\$	204.395.485,84	R\$	226.124.361,94	R\$	247.721.569,79	R\$	269.181.426,96

2,36		2,48		2,62		2,77	
ano17	ano18	ano19	ano20				
R\$ 3.285.017.205,22	R\$ 3.465.693.151,51	R\$ 3.656.306.274,84	#####				
R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -				
R\$ 13.947.561,80	R\$ 13.947.561,80	R\$ 13.947.561,80	R\$ 13.947.561,80				
R\$ 3.271.069.643,43	R\$ 3.451.745.589,71	R\$ 3.642.358.713,05	#####				

R\$ 140.538.525,27	R\$ 148.268.144,16	R\$ 156.422.892,09	#####				
R\$ 38.685.392,45	R\$ 43.057.808,93	R\$ 47.924.417,79	R\$ 53.341.075,11				
R\$ 363.085.413,52	R\$ 383.055.111,26	R\$ 404.123.142,38	#####				
R\$ 115.563.424,77	R\$ 128.653.572,82	R\$ 143.224.807,42	#####				
R\$ 6.613.577,66	R\$ 6.977.324,43	R\$ 7.361.077,27	R\$ 7.765.936,52				
R\$ 169.439.859,64	R\$ 178.759.051,92	R\$ 188.590.799,78	#####				
R\$ 178.566.596,81	R\$ 188.387.759,64	R\$ 198.749.086,42	#####				
R\$ 1.012.492.790,12	R\$ 1.077.158.773,16	R\$ 1.146.396.223,14	#####				

R\$ 2.258.576.853,31	R\$ 2.374.586.816,55	R\$ 2.495.962.489,91	#####				
R\$ 2.258.576.853,31	R\$ 2.374.586.816,55	R\$ 2.495.962.489,91	#####				
R\$ 406.543.833,60	R\$ 427.425.626,98	R\$ 449.273.248,18	#####				
R\$ 203.271.916,80	R\$ 213.712.813,49	R\$ 224.636.624,09	#####				
R\$ 1.648.761.102,92	R\$ 1.733.448.376,08	R\$ 1.822.052.617,63	#####				

R\$ 1.648.761.102,92	R\$ 1.733.448.376,08	R\$ 1.822.052.617,63	#####				
R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -				
R\$ 363.085.413,52	R\$ 383.055.111,26	R\$ 404.123.142,38	#####				

R\$ 2.011.846.516,43	R\$ 2.116.503.487,34	R\$ 2.226.175.760,01	#####				
R\$ 854.191.983,35	R\$ 851.779.482,42	R\$ 849.210.149,67	#####				