

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO ESCOLA POLITÉCNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**

**ESTUDO DE VIABILIDADE DA IMPLANTAÇÃO DE MICRO GERAÇÃO
DE ENERGIA EÓLICA EM AMBIENTES URBANOS VERTICALIZADOS**

Lucas Jordan Aguiar

São Paulo

2017

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO ESCOLA POLITÉCNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**

**ESTUDO DE VIABILIDADE DA IMPLANTAÇÃO DE MICRO GERAÇÃO
DE ENERGIA EÓLICA EM AMBIENTES URBANOS VERTICALIZADOS**

Trabalho de formatura apresentado à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo para
obtenção do título de Graduação em Engenharia

Lucas Jordan Aguiar

Orientador: Demetrio Cornilios Zachariadis

Área de Concentração:
Engenharia Mecânica

São Paulo

2017.

Catálogo-na-publicação

Aguiar, Lucas

Estudo de Viabilidade da Implantação de Micro Geração de Energia Eólica em Ambientes Urbanos Verticalizados/ L. Aguiar -- São Paulo, 2017.

99p. + anexo.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Mecânica.

1.Energia Eólica 2.Análise da Viabilidade 3.Retorno Financeiro de Pequenas Turbinas Eólicas I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica.

Departamento de Engenharia Mecânica II.t.

RESUMO

O presente trabalho visa em primeiro lugar fazer a constatação da situação do mercado de turbinas eólicas, através da diferenciação entre países. Após isso, visa estudar a viabilidade da implantação de pequenas turbinas eólicas em ambientes urbanos de cidades brasileiras, pelo estudo de três diferentes frentes: técnica, econômica e natural. Em cada uma destas frentes são definidos parâmetros a serem incluídos na simulação da geração de energia em cada cenário hipotético. Após o cálculo da quantidade de energia gerada em cada um dos 180 cenários, é analisada a viabilidade financeira do investimento, pela especificação dos retornos sobre o valor investido e comparando-os ao custo de oportunidade de cada um. Por fim, são feitas análises de sensibilidade do investimento a parâmetros críticos, definindo condições ideais para o sucesso de projetos com pequenas turbinas eólicas em ambientes urbanos.

ABSTRACT

This report aims initially to analyze the current situation of small wind turbines markets around the globe. Then, it studies the feasibility of the implementation and operation of small wind turbines in urban environments of Brazilian cities, through the analysis of three different fronts: technical, economic and natural. In each of them, parameters are defined for the calculation of energy yield. Then, the financial analysis of the investment is made, first comparing the total return on investment for each case and finally, comparing the returns with the respective opportunity cost. At the final stage, a sensibility analysis is made to define the best set of parameters to an optimal operation of small wind turbines in urban environments.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente ao meu Pai Celestial, que pela sua eterna bondade e misericórdia me deu muito mais do que o pedido e necessário, e pelo Seu direcionamento e cuidado ao longo destes anos de graduação. Agradeço também à minha família por tudo o que me foi concedido para que eu chegasse aqui: sei que vocês abdicaram de muito por mim. Pai e mãe, esta vitória é de vocês também. Agradeço também à minha namorada, que sempre esteve ao meu lado. Por fim, gostaria de agradecer meus companheiros politécnicos, em especial aos amigos de Darmstadt, pelo apoio e amizade incondicionais.

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1- Velocidades médias a 50 metros de altura nas capitais escolhidas (16).....	13
Fig. 2 - Perfis de velocidade em diferentes topografias, Ansley 1998 (18).	15
Fig. 3 - Relação entre velocidade média de escoamento dos ventos e características topográficas locais (16).	16
Fig. 4 - Oscilações momentâneas na velocidade do vento (21).	17
Fig. 5 - Exemplo de Distribuição de Weibull (21).	18
Fig. 6 - Distribuição das probabilidades	19
Fig. 7 - Distribuição de probabilidades de incidência.....	20
Fig. 8 - Distribuição de Weibull para São Paulo.....	22
Fig. 9 - Distribuição de Weibull para o Rio de Janeiro.	22
Fig. 10 - Distribuição de Weibull para Curitiba.....	22
Fig. 11 - Distribuição de Weibull para Natal	23
Fig. 12 - Distribuição de Weibull para Fortaleza	23
Fig. 13 - Distribuição de Weibull para Florianópolis.	23
Fig. 14 - Escoamento por bocal com objeto na seção BB' (21).	24
Fig. 15 - Esquema representativo do perfil de escoamento do vento sobre um prédio (27).	32
Fig. 16 - Cálculos de CFD para determinação do perfil de velocidades sobre o centro de um prédio, comparado ao fluxo não perturbado (27).	33
Fig. 17 - Cálculos de CFD para determinação da posição do descolamento da camada limite para um prédio com dimensões de 20m de altura, 30 m de largura e 10 metros de profundidade na direção do escoamento, para diferentes rugosidades na região à sotavento (27).	34
Fig. 18 - Esquema do posicionamento das turbinas eólicas sobre a região de turbulência.	35
Fig. 19 - Variação da velocidade de incidência dos ventos pela Lei da Potência.....	36
Fig. 20 - Detalhe da variação da velocidade de incidência dos ventos pela Lei da Potência para as alturas imediatamente acima do prédio em estudo.	37
Fig. 21 - Variação do IPCA, IGP-M e da Correção Média Nacional dos valores de Energia Elétrica no Brasil entre os anos de 1995 e 2005.	46
Fig. 22 - Esquematização dos custos de operação e manutenção para uma turbina eólica (39).	47
Fig. 23- Estratificação dos tempos para falha e determinação do custo de substituição para diversos componentes de uma turbina eólica (38).	49
Fig. 24 - Evolução das classes de custos para uma turbina eólica ao longo dos anos de serviço (41).	50
Fig. 25 - Da esquerda para direita: Rago Solar, Sauer Energy e DS 300.....	54
Fig. 26 - Unidade DS 3000 instalada em prédio em Taiwan.	55
Fig. 27 - Variação dos coeficientes de potência em relação a área de varredura.....	56

Fig. 28 - Exemplo de variação dos coeficientes de rendimento em função da área de varredura escolhida para a turbina DS1500.	57
Fig. 29 - Áreas de varredura finais.	58
Fig. 30- Potência (kWh) e Cp calculados para a DS300.	58
Fig. 31 - Potência (kWh) e Cp calculados para a DS700.	58
Fig. 32 - Potência (kWh) e Cp calculados para a DS1500.	59
Fig. 33 - Potência (kWh) e Cp calculados para a DS3000.	59
Fig. 34 - Potência (kWh) e Cp calculados para a Rago.	59
Fig. 35 - Potência (kWh) e Cp calculados para a Sauer.	60
Fig. 36 - Curva de potencia calculada para as turbinas escolhidas.	60
Fig. 37 - Temperatura média em C° para capitais em estudo ao longo de quatro trimestres (52).	61
Fig. 38 - Variação da densidade do ar para as capitais em estudo.	61
Fig. 39 - Redução percentual na geração de energia anual da turbina DS 300 pela consideração de valores dinâmicos da densidade do ar.	62
Fig. 40 - Imagem da primeira etapa para o cálculo de geração de energia para a turbina DS300.	62
Fig. 41 - Imagem da segunda etapa para o cálculo de geração de energia para a turbina DS 300.	63
Fig. 42 - Produção anua de energia (MW) para torres de sustentação de 6 metros de altura.	64
Fig. 43 - Geração de energia eólica pela turbina híbrida DS 3000 da HI VAWT na cidade de São Paulo para diferentes alturas acima do teto do prédio.	65
Fig. 44- Redução percentual na geração anual de energia eólica, pela diminuição da altura original de 10m da torre de sustentação.	65
Fig. 45 - Valores anuais de geração de energia (kWh) para a turbina DS300.	66
Fig. 46 - Valores anuais de geração de energia (kWh) para a turbina DS700.	66
Fig. 47 - Valores anuais de geração de energia (kWh) para a turbina DS1500.	66
Fig. 48 - Valores anuais de geração de energia (kWh) para a turbina DS3000.	66
Fig. 49 - Valores anuais de geração de energia (kWh) para a turbina Rago.	67
Fig. 50 - Valores anuais de geração de energia (kWh) para a turbina Sauer.	67
Fig. 51 – Metodologia para análise financeira.	72
Fig. 52 – Coeficiente de performance da turbina DS700.	75
Fig. 53 - Representação do fluxo de caixa acumulado para São Paulo.	77
Fig. 54 - Representação do fluxo de caixa acumulado para Natal.	78
Fig. 55 - Variação dos custos futuros acumulados e fluxo de caixa acumulado.	81
Fig. 56 - Evolução do custo de geração (R\$/kWh), com valor de aquisição.	85
Fig. 57 - Evolução do custo de geração (R\$/kWh), sem valor de aquisição.	85
Fig. 58 - Evolução do custo de geração própria e do valor de compra (R\$/kWh).	86

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Consumo médio de energia por categoria de uso de construções nos Estados Unidos (4).	2
Tabela 2 - Ranking global: nova capacidade acumulada em 2015 (7)	6
Tabela 3 - Capacidade acumulada ao final de 2015 (MW) (8)	6
Tabela 4 - Número de PTEs instaladas por país em milhares (10)	10
Tabela 5 - Classificação das pequenas turbinas eólicas conforme áreas para aplicação, tensão e potência de saída (15).	11
Tabela 6 - Cidades brasileiras escolhidas para compor os parâmetros do Aspecto Natural.	13
Tabela 7 - Determinação do gradiente de velocidades para alturas imediatamente acima da altura do prédio.	37
Tabela 8 - Custos considerados na análise.	41
Tabela 9 - Estrutura da Receita Tarifária de 2015 sobre a Energia Elétrica (35).	43
Tabela 10 - Valor R\$/kWh cobrado pelas concessionárias nas capitais em estudo... 45	45
Tabela 11 - Histórico do Sistema de Bandeiras Tarifárias em 2016 (44).	45
Tabela 12 - Cálculo do valor anual de energia elétrica (R\$/kWh).	46
Tabela 13 - Projeção de valores futuros de energia de acordo com correção pelo IPCA estimado pelo Banco Central.	46
Tabela 14 - Evolução dos custos para manutenção e seguro segundo o Instituto Alemão de Energia Eólica.(41).	51
Tabela 15 - Dados das turbinas para simulação.	54
Tabela 16 - Etapas para cálculo da geração de energia.	63
Tabela 17 - Valores anuais de produção de energia eólica por cidade e turbina.	70
Tabela 18 - Cálculo dos valores de compra e instalação das turbinas.	71
Tabela 19 - Passos para análise financeira do investimento.	72
Tabela 20 - Análise do retorno final do investimento.	74
Tabela 21 - Valor final do fluxo de caixa acumulado em 20 anos de operação.	76
Tabela 22 - Fluxo de caixa acumulado ao longo dos 20 anos de operação subtraído do custo de oportunidade de cada operação.	79
Tabela 23 - Tempo em anos para que o investimento se pague, dado um tempo de vida útil de 20 anos para cada turbina.	82
Tabela 24 - Tabela de comparação de preços de geração (R\$/kWh) de todos os cenários analisados.	87
Tabela 25 - Análise de sensibilidade da viabilidade à variação do valor de compra da turbina DS300..	89
Tabela 26 - Análise de sensibilidade da viabilidade à variação do valor de compra da turbina DS700.	90

Tabela 27 - Análise de sensibilidade da viabilidade à variação do número de anos para pagamento do sistema da DS300.	91
Tabela 28 - Análise de sensibilidade da viabilidade à variação da taxa de juros do financiamento da turbina DS300.1.	91
Tabela 29 - Comparação entre sensibilidade por variável.	92

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. OBJETIVOS	4
2.1. Objetivo Geral	4
2.2. Objetivo Específico	4
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
3.1. Diagnósticos da Evolução da Importância da Energia Eólica.....	5
3.1.1. Evolução da Energia Eólica na Matriz Energética Mundial	5
3.1.2. Evolução da Energia Eólica na Matriz Energética Europeia	6
3.1.3. Evolução da Energia Eólica na Matriz Energética Alemã	7
3.1.4. Evolução da Energia Eólica na Matriz Energética Brasileira	8
3.2. Constatação da Situação Atual do Mercado de Pequenas Turbinas Eólicas .	9
3.3. Definição do conceito de Pequenas Turbinas Eólicas	10
4. METODOLOGIA	11
5. ANÁLISE	12
5.1. Aspecto Natural	12
5.1.1. Definição dos distúrbios e variações no perfil de escoamento	14
5.2. Aspecto Técnico	24
5.2.1. Derivação da equação de Albert Betz	24
5.3. Aspecto Financeiro	38
5.3.1. Caracterização do grupo de consumo	38
5.3.2. Determinações da Resolução Normativa nº482 da ANEEL.....	38
5.3.3. Variáveis Financeiras e Custos	40
5.3.4. Custos de O&M (Operação e Manutenção)	47
5.3.5. Custos de Financiamento	51
5.4. Análise da viabilidade financeira do investimento.....	52
6. ESCOLHA DAS TURBINAS	53
6.1. Definição de áreas de varreduras e coeficientes de performance.....	55
7. ESTUDOS SOBRE A VARIAÇÃO DE DENSIDADE DO AR.....	60
8. CÁLCULO DA GERAÇÃO DE ENERGIA.	62

8.1.	Diferenciações na geração de energia	64
9.	ANÁLISE FINANCEIRA E DISCUSSÃO DE RESULTADOS	71
9.1.	Definição dos preços de compra e importação.....	71
9.2.	Análise de viabilidade do investimento.....	71
9.2.1.	Análise pelo Método do Valor Presente	73
9.2.2.	Ponto de Equilíbrio (Break Even Point).....	80
9.3.	Evolução dos custos de geração (R\$/kWh).....	84
9.4.	Análise de Sensibilidade	87
10.	CONCLUSÕES	92
11.	BIBLIOGRAFIA	95

1. Introdução

O rápido e crescente aumento no consumo global de energia é razão para grande preocupação da comunidade científica. A produção de energia em escala massiva gera efeitos nocivos ao ecossistema deste planeta. Tais efeitos são representados não somente pela exaustão de diversos recursos naturais como também pela devastação de áreas naturais pela ação direta (retirada de material) e indireta (aquecimento global).

Segundo a Agência Internacional de Energia (1), entre os anos de 1984 e 2004 o consumo de energia primária cresceu aproximadamente 49% enquanto a emissão de CO_2 cresceu 43%. Por trás deste aumento, está também o crescimento dos países emergentes, que cresceram em média 3,2% nos últimos anos, alavancando de forma global o apetite por recursos naturais.

A caracterização deste consumo pode ser estratificada de forma a se identificar padrões de consumo de grupos individuais. No interesse deste trabalho, será identificado primeiramente o papel desempenhado por construções urbanas neste processo. Muito usualmente, o consumo de energia é estratificado em três grandes setores: indústria, transporte e “outros”, incluindo este último, agricultura, serviços e residências (2). Esta forma genérica pode dificultar a identificação do papel das construções urbanas no aumento total de energia.

Ainda sim, é possível a definição de parâmetros de consumo desta classe, pela utilização de estudos como o de Lombard, Ortiz e Pout (2007). A intensificação destes parâmetros, como a necessidade de melhorias em infraestruturas urbanas, o aumento da pressão demográfica nestas regiões e a intensificação do estilo de vida pautado no consumo exacerbado, alavancou os níveis de consumo de energia em construções urbanas ao mesmo nível das indústrias e transportes durante os últimos anos (2).

A Pesquisa Nacional de Padrões de Atividades Humanas (NHAPS) (3), uma pesquisa com duração de dois anos realizada pela Agência Nacional Norte

Americana de Proteção Ambiental, mostrou que a população norte americana gasta em média 87% do seu tempo em ambientes fechados e 6% em seus carros.

Urgências advindas dos centros de grande densidade populacional e as mudanças comportamentais do homem do século XXI criaram uma realidade em que o consumo energético das construções urbanas ultrapassou o consumo nos outros setores da economia. Em 2004, o consumo de energia em prédios na EU representou 37% do consumo total naquele ano, maior que o consumo na indústria (28%) e no transporte (32%) (2). No Reino Unido, a proporção de energia usada em prédios (39%) é maior que a média europeia (2).

O termo “construções urbanas” compreende infinitas possibilidades de uso do espaço privado. Qual seria, porém, a principal classe atuante no aumento do consumo de energia em prédios?

Tabela 1 - Consumo médio de energia por categoria de uso de construções nos Estados Unidos (4).

Tipo de Construção	kWh / m² / ano
Residencial	147
Varejo	233
Escolas	262
Escritórios	293

A estratificação do consumo de energia em prédios norte americanos em 2003 segue como mostrado na Tabela 1 (14). Dentro do ramo comercial os prédios de escritórios corporativos são, junto com os relacionados às atividades no varejo, aquelas com o maior consumo de energia e liberação de CO_2 . Nos EUA, os escritórios representavam o equivalente a 3,2% de todo o consumo norte americano naquele ano. Na Espanha, país cujas temperaturas médias são superiores àsquelas de países de clima temperado, os prédios corporativos eram responsáveis por 33% do consumo de energia predial e 2,7% do consumo total de energia do país, responsáveis por 17% de toda a área não residencial e representavam 18% do consumo (2).

Apesar da indústria ainda ser responsável por grande parte do aumento do consumo de energia, é de suma importância que os outros setores de uma infraestrutura

nacional, como a construção civil (aproximadamente 3% do consumo total mundial) (1), liderem também iniciativas ligadas a implantação de projetos de energias renováveis.

Do ponto de vista dos grandes investidores, investimento em tecnologias como a energia eólica em terra (*on-shore*) e no mar (*off-shore*), plantas de energia solar, hidrelétricas e biomassa são os investimentos mais interessantes. Comumente, os métodos mais difundidos para geração de energia renovável em construções urbanas são as placas fotovoltaicas e a geração por biomassa. Existem, porém, além destes, as pequenas turbinas eólicas (PTE). Através de incentivos e tarifas de alimentação (*feed-in*), como ocorre na Alemanha, o investimento em energia eólica se tornou algo não apenas viável, mas interessante em longo prazo (4).

Apesar do mercado dessa classe de turbinas eólicas ainda ser pequeno, ele cresce bastante ao redor do planeta. A “Associação para Pequenas Turbinas Eólicas do Governo Federal Alemão” (*Bundesverband Kleinwindanlagen, BVKW*) espera um aumento no número de PTEs operantes na Alemanha até 2020 acima das 700,000 unidades (4). A World Wind Energy Association (WWEA) publicou em 2012 o primeiro estudo global sobre o mercado de PTEs (5), em que a China aparece como o país com o maior número de PTEs (450,000), seguida pelos EUA (140,000).

As pequenas turbinas eólicas podem ser instaladas de duas formas: em ilhas, onde a turbina abastece um conjunto de baterias não conectadas ao sistema público de distribuição de energia, ou conectadas ao mesmo. Dessa forma, além da possibilidade de geração de uma parcela do consumo local, há a possibilidade teórica da independência energética total. O advento do Sistema de Compensação de Energia Elétrica brasileiro, inspirado nos sistemas de alimentação (*feed-in*) norte americano e alemão, possibilitou a existência deste cenário também no Brasil.

Os custos com transporte da energia elétrica gerada por PETs são praticamente nulos, bem como as perdas, devido a pequena distância percorrida pela energia gerada. Além disso, os processos de fabricação de PTEs são conhecidos e estáveis. Desta

maneira, as PTEs são caracterizadas por um alto grau de confiabilidade, o que é vantajoso considerando a confiabilidade do fornecimento e planejamento (6).

2. Objetivos

2.1. Objetivo Geral

O presente estudo busca estabelecer um método de análise confiável a fim de traçar condições restritivas à implantação de projetos de geração de energia por meio de Pequenas Turbinas Eólicas (PETs) em prédios comerciais no Brasil, considerando variáveis técnicas, políticas, econômicas e financeiras de cada local de estudo, resultando, por fim, em conclusões sobre a viabilidade dos cenários criados neste trabalho.

2.2. Objetivo Específico

O estudo se propõe a criar um método de análise conjunta dos diversos parâmetros envolvidos em um projeto de instalação de uma PTE, em diferentes e hipotéticos cenários. O resultado esperado é um conjunto de conclusões sobre os diversos cenários e suas viabilidades técnico-econômicas, bem como a definição de um cenário ideal para cidades com baixo potencial eólico. Tais conclusões envolveram parâmetros como a taxa de amortização do investimento, o valor da economia gerada pela geração própria, características de pequenas turbinas eólicas (tamanho do rotor, altura do mastro), a disposição das PTEs sobre o teto de uma construção hipotética e condições econômicas necessárias para a viabilidade do projeto.

3. Revisão Bibliográfica

Nesta porção é apresentado o estudo bibliográfico feito durante o período inicial de projeto.

3.1. Diagnósticos da Evolução da Importância da Energia Eólica

Esta seção constem estudos sobre a evolução da matriz eólica em diferentes regiões.

3.1.1. Evolução da Importância da Energia Eólica na Matriz Energética Mundial

Em 2015, foram criados globalmente mais de 63 GW em capacidade de produção de energia eólica. Foi alcançado neste ano o recorde em investimentos no setor, que chegou a 329 bilhões de dólares. Neste mesmo contexto, foi ultrapassado um total de 432,9GW em capacidade acumulada total de geração de Energia Eólica. Este resultado foi fortemente influenciado pelo crescimento gigantesco na China, que chegou a 30,753 MW (7).

A China tem sido desde 2009 o maior mercado de energia eólica no mundo. E novamente, em 2015, a Ásia liderou o ranking de criação de capacidade de geração de energia eólica, sendo seguida pela União Europeia em segundo lugar e América do Norte em terceiro lugar.

Ao final do ano de 2015, o número de países com mais de 1,000 MW de capacidade de geração de energia Eólica, era vinte e seis: dezessete na Europa, quatro na Ásia-Pacífico (China, Índia, Japão e Austrália), três na América do Norte (Canadá, México e US) e um na América Latina (o Brasil) (7).

Destes, oito países tinham capacidade superior a 10,000MW: China (145,362 MW), EUA (74,471 MW), Alemanha (44,947 MW), Índia (35,088 MW), Espanha (23,025 MW), UK (13,603 MW), Canadá (11,205 MW) e França (10,358 MW) (7).

Tabela 2 - Ranking global: nova capacidade acumulada em 2015 (7)

Nova capacidade acumulada em 2015		
País	MW	% do Total
China	30,753	48,5
EUA	8,598	13,5
Alemanha	6,013	9,5
Brasil	2,754	4,3
Índia	2,623	4,1
Canadá	1,506	2,4

3.1.2. Evolução da Importância da Energia Eólica na Matriz Energética Europeia

Desde a segunda metade da década de 90, a União Europeia foi o bloco mundial que mais contribuiu para o aumento da capacidade de geração de energia eólica no mundo. O bloco europeu atingiu a maior contribuição logo após a virada do milênio, em 2002 (9).

Em 2015, a capacidade de produção na União Europeia aumentou em 6.3% em relação a 2014, o que representa 12,8GW a mais de energia eólica na rede europeia. Neste mesmo ano, a capacidade instalada na UE, era de aproximadamente 131GW em terra (*on-shore*) e 11GW nos mares (*off-shore*). A energia eólica foi a que mais cresceu em 2015 no bloco e correspondeu a 44,2% de toda a capacidade instalada neste ano (7).

Tabela 3 - Capacidade acumulada ao final de 2015 (MW) (8)

Capacidade acumulada ao final de 2015 (MW)			
Austria	2,411.50	Irlanda	2,486.30
Bélgica	2,228.70	Itália	8,957.80
Dinamarca	5,063.80	Romênia	2,975.90
Finlândia	1,000.50	Espanha	23,025.30
França	10,358.20	Suécia	2,024.80
Alemanha	44,946.10	Reino Unido	13,602.50

Em 2015, a Alemanha liderou o mercado em termos de capacidade instalada, sendo esta igual a 6GW de nova capacidade (2,2 GW nos mares, 8% da capacidade Alemã). A Polônia veio em segundo lugar, com 1,2 GW de capacidade instalada, mais do que

o dobro das instalações feitas em 2014. A França ficou em terceiro e o Reino Unido em quarto (8).

Quase metade da capacidade instalada em 2015 veio de mercados pioneiros na Alemanha e Dinamarca. Isso é devido principalmente à estabilidade das leis que regulam este mercado nestes países, dando visibilidade aos investidores de novos projetos e favorecendo os investimentos em energia eólica (8).

A energia eólica foi a tecnologia com a maior taxa de instalação na União Européia em 2015: 12,8GW, ou 44% de todas as instalações. A energia solar veio em segundo lugar com 8,5GW (34% a menos que a energia Eólica) e em terceiro vieram as carvoarias, com 4,7GW (64% a menos que a Energia Eólica) (9).

Isso significa, que em 2015, instalações de energia renováveis representaram 22,3 GW, o que representa 77% de toda a capacidade de produção de energia elétrica gerada na União Europeia.

3.1.3. Evolução da Importância da Energia Eólica na Matriz Energética Alemã

Embora a taxa de instalações em terra tenha diminuído em 19%, a Alemanha adicionou 3,731 MW de capacidade em terra em 2015. Hoje, o preço da eletricidade advinda de turbinas eólicas é 12% mais barato do que a quatro anos atrás. Tal redução é devida aos investimentos realizados em tecnologias mais eficientes, bem como às baixas taxas de financiamento para o setor. Entretanto, os juros para financiamentos no setor eólico crescem, juntamente ao Ato de Energias Renováveis (*“Renewable Energy Sources ACT 2014”*), que suspende a remuneração para preços negativos da energia, devido aos riscos futuros (9).

O Ato de Fontes Renováveis (*“Renewable Energy Sources Act”*), continua provendo um apoio sustentável para o desenvolvimento da indústria eólica na Alemanha. A revisão desta lei de Julho de 2014 focou em três principais objetivos: diminuir custos, atrair diversidade para o mercado e atender os objetivos de produção de energia sustentável. A lei revisada colocou novas metas para a produção de energia

sustentável, sendo estas, atingir 40 a 45% de participação de mercado em energias renováveis até 2025, 55 a 60% até 2035 e um mínimo de 80% até 2050 (9).

O principal desafio para a expansão da energia eólica na Alemanha é a expansão da rede de transmissão. Nos últimos anos, entretanto, barreiras administrativas e regulamentações também se tornaram problemas. Problemas técnicos e ambientais, como radares, espécies raras em localidades de instalações, restrições de altura das turbinas e distâncias destas em relação às casas têm atrasado ou parado projetos (4).

3.1.4 Evolução da Importância da Energia Eólica na Matriz Energética Brasileira

Em 2015, o Brasil alcançou seu recorde tanto na capacidade acumulada, quanto na criação de nova capacidade produtiva. Ao final deste ano, o Brasil acumulou uma capacidade total de produção de energia eólica de 8,72GW, o que representa 6,2% de toda sua capacidade energética. A energia eólica é também a fonte de energia que mais cresce no país, representando 39,3% da nova capacidade energética, seguida por geração em hidroelétricas (35,1%) e energia térmica (25,6%) (7).

O Brasil tem um dos melhores recursos de vento disponíveis no mundo, excedendo sua necessidade por energia elétrica em três vezes. O país bateu em 2015 (no dia 2 de Novembro) um recorde, em que a energia eólica atendeu a 10% da demanda nacional.

O governo brasileiro tem como meta atingir até 2024, uma capacidade de geração de 24GW, correspondendo a 11% de toda a sua demanda. Além da meta, os contratos já fechados até 2019 (se propriamente executados) levarão a capacidade de geração acumulada aos 18,67 GW (7).

Em termos cumulativos, a capacidade produtiva do Brasil equivale, como dito, a 8,72GW e está dividida em 349 fazendas de vento, o que representa um investimento de R\$50 bilhões. Os maiores produtores são os estados do Rio Grande do Norte, Bahia e Rio Grande do Sul.

No que se refere ao contexto propício ao desenvolvimento desta tecnologia, um conjunto de regras financeiras criadas para fomentar o aumento da capacidade nacional entre 2013 e 2015, publicadas pelo BNDES, consistia em critérios para o financiamento de projetos eólicos através do *FINAME* (Financiamento de Máquinas e Equipamentos) (12).

No ramo político, foram adotadas medidas mais severas relativas à Pesquisa e Desenvolvimento no setor, através da Frente Parlamentar em Defesa dos Renováveis. A pretensão dessa frente congressista é extinguir os impostos sobre a cadeia produtiva do setor, melhorar o sistema de transmissão de energia e aumentar o número de leilões para estabilizar o mercado de energia eólica.

Apesar das incertezas políticas que rodeiam o cenário político brasileiro, é previsto o prosseguimento nos próximos anos de programas federais criados ainda no governo de Dilma Rousseff (presidência 2010/2016), como o Programa Federal para Expansão Energética, que tem como objetivo sinalizar aos investidores o comprometimento do governo federal com a expansão da matriz energética brasileira.

A maior barreira para a continuação da expansão do mercado de energia eólica no Brasil é a falta de linhas de transmissão suficientes nas áreas com o maior potencial de geração, localizadas na região nordeste (7).

3.2. Constatação da Situação Atual do Mercado de Pequenas Turbinas Eólicas

Segundo o Relatório Mundial de Pequenas Turbinas Eólicas de 2015 (“*Small Wind World Report 2015*”) (13), ao final de 2013, ao menos 870 mil PTEs foram instaladas ao redor de todo o planeta. Um aumento de 8% em relação a 2012, quando este número era 806 mil. A China era até 2013 o mercado líder em PTEs, com um total de 625 mil unidades em operação, representando 72% do mercado global. Os EUA possuíam, no mesmo ano, 157 mil PTEs em operação, sendo o segundo maior mercado. Países como Alemanha, Canadá, Japão e Argentina são mercados médios com um número total de PTEs entre 7,000 e 14,500 unidades.

Tabela 4 - Número de PTEs instaladas por país em milhares (10)

Número de PTEs instaladas por país (milhares)			
China	625	Espanha	7
EUA	157,7	Polônia	3,2
Reino Unido	24	Suécia	1,7
Alemanha	14,5	Coréia do Sul	1,7
Canadá	11	Ucrânia	1,6
Japão	9,5	Rússia	1,5
Argentina	8,5	Irlanda	0,53

Apesar do crescente interesse nesse tipo de turbina, as informações sobre possíveis operadores, aspectos técnicos e critérios para escolha do lugar de implantação são escassos (13). No Brasil, não existe literatura estabelecida para a condução de projetos em seu contexto político econômico. Comumente projetos envolvendo a geração de energia eólica através de PTEs, não são conduzidos com o mesmo rigor e esforço técnico do que projetos com turbinas eólicas em escala industrial (13). Certificações, estudos de lugares de implantações, medições de padrões eólicos, bem como o planejamento são feitos pelo futuro operador do sistema, na maior parte dos casos, o dono.

3.3. Definição do conceito de Pequenas Turbinas Eólicas

Existem diversas definições técnicas do que é uma pequena turbina eólica. A mais importante delas vem da mais importante entidade de padronização no setor, a Comissão Internacional de Eletrotécnica (14) (*International Electrotechnical Commission*), que define na IEC 61400-2 uma pequena turbina eólica como sendo uma turbina eólica com uma área de varredura menor que 200m², potência até 50KW e voltagem abaixo de 1000V AC ou 1500V DC. Apesar da norma, muitos países têm sua própria definição dos parâmetros para uma PTE. A maior discrepância está no limite superior da potência gerada, que varia entre 15 kW e 100 kW.

Em muitos países, existem padrões definidos por lei, que definem um claro limite superior para a potência destes dispositivos. Não é o caso da Alemanha, onde apesar da Associação Nacional de Energia Eólica Alemã (*Bundesverband Wind Energie*

e.V) sugerir a classificação das PTEs conforme a Tab.5, a classificação não é formalizada na legislação, podendo os padrões mudarem de estado para estado, já que estes operam com diferentes companhias de geração e transmissão de energia elétrica. Se a potência passar de um determinado limite, os processos para a construção e instalação se tornam muito mais burocráticos e tecnicamente desafiadores.

Tabela 5 - Classificação das pequenas turbinas eólicas conforme áreas para aplicação, tensão e potência de saída (15).

Aplicação	Voltagem [V]	Corrente	Potência [kW]	Categoria
Sistemas em ilha	12, 24 e 48	DC	0 à 1,5	Classe de
Conectadas à rede de transmissão	230	AC	1,5 à 5	Potência I:
Integradas nas instalações da construção	230	AC	5 à 30	Micro
Instalação no exterior	230	AC	5 à 30	Turbinas
Uso industrial e agrícola	400	AC	5 à 30	Potência II: Mini Turbinas

4. Metodologia

O estudo foi composto pela análise de viabilidade técnica e econômica da instalação de pequenas turbinas eólicas no topo de um prédio hipotético descrito nas seções a seguir, estando ele localizado em algum centro urbano brasileiro. A análise de viabilidade assumiu custos unitários e conclui sobre a viabilidade da instalação por modelo de turbina. O estudo das variáveis ocorreu pela formação de cenários hipotéticos e através da combinação de três diferentes principais aspectos: natural, financeiro e técnico.

O aspecto técnico compreende o estudo e definição dos seguintes pontos:

- O modelo de *PTE* e seus parâmetros (tipo, tamanho do rotor, potência nominal, perfil de rendimento em função das velocidades de incidência);
- Definição do gradiente de velocidades sobre o teto do prédio hipotético;
- Definição de restrições de posicionamento das turbinas devido à turbulência sobre o teto.

O aspecto financeiro compreende o estudo e definição dos seguintes pontos:

- O modelo de PTE e seus parâmetros de custos (investimento inicial, custo de manutenção, seguro e etc);
- As condições político-econômicas locais (fomento estatal, sistema de tarifas de alimentação, taxas de financiamento, evolução do valor de compra da turbina e estruturação da dívida).

O aspecto natural compreende o estudo e definição dos seguintes pontos:

- Parâmetros de influência sobre a velocidade do escoamento de vento sobre áreas urbanas (rugosidade topográfica);
- Distribuição estocástica do vento (Distribuição de Weibull);
- Efeitos de compressão do fluxo de ar.

5. Aspectos da Análise

A escolha do local de implantação do projeto é de suma importância para o seu resultado. A escolha deve ser pautada numa avaliação criteriosa dos recursos naturais disponíveis. O principal atributo natural a ser avaliado é o comportamento das velocidades de escoamento do vento.

A natureza do vento é variável. Isso significa que mudanças em sua direção, velocidade e temperatura ocorrem em todo momento. Tais mudanças não são previsíveis, ou seja, ocorrem de forma “caótica”. Consequentemente, o uso de modelos analíticos pode ser impreciso. Portanto, foi desenvolvido um modelo estocástico baseado em dados empíricos.

5.1. Aspecto Natural

Existem diversos instrumentos para a medição das velocidades de escoamento do vento como os anemômetros de hélice, de corpo e sônicos. A obtenção do regime de velocidade nas localidades desejadas pela utilização desses instrumentos, apesar de possível, é de sobremaneira custosa em relação às condições de execução deste

projeto. Desta maneira, para se adquirir os dados necessários relativos às velocidades, foi utilizado um mapa eólico.

O mapa utilizado foi o “Atlas do Potencial Eólico Brasileiro” (2001) (16). Este atlas foi desenvolvido através de um software de modelagem numérica dos ventos de superfície, que realizou a simulação da dinâmica atmosférica para um banco de dados criado entre 1983 e 1999 (16). Esse software tem como variáveis o relevo, rugosidade induzida pelo uso do solo e interações térmicas entre a superfície terrestre e atmosfera. O resultado é uma velocidade média, um fator de forma e um de escala de Distribuições de Weibull, para 50 metros de altitude para todo o território nacional, com resolução de 1km x 1km. Para enriquecer o conjunto de parâmetros do Aspecto Natural, foram escolhidas seis capitais brasileiras como localidades de estudo:

Tabela 6 - Cidades brasileiras escolhidas para compor os parâmetros do Aspecto Natural.

Cidades escolhidas para o estudo	
São Paulo	Natal
Rio de Janeiro	Fortaleza
Curitiba	Florianópolis

Foram então recolhidos os dados referentes a cada cidade. Os resultados estão resumidos abaixo.

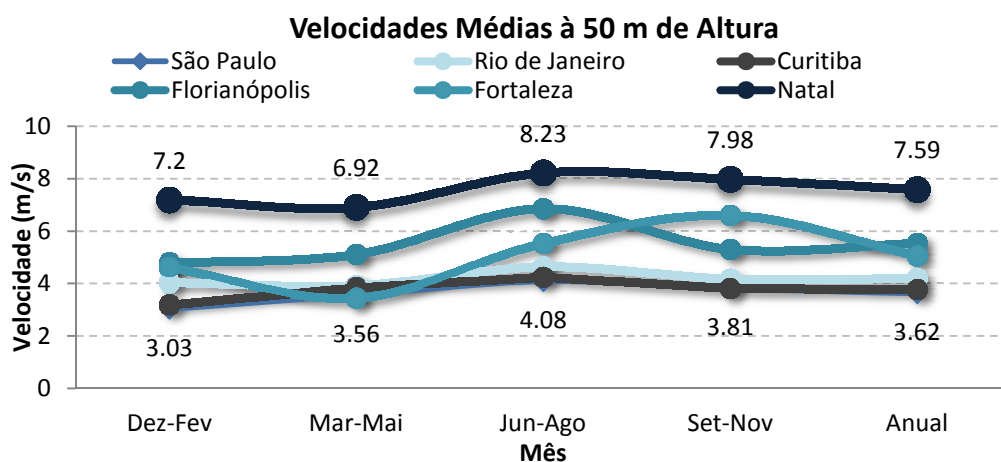


Figura 1- Velocidades médias a 50 metros de altura nas capitais escolhidas (16).

5.1.1. Definição dos distúrbios e variações no perfil de escoamento

Existem quatro principais fatores de influência que quando concatenados explicam o comportamento global das velocidades de escoamento do vento (17):

- Variação da velocidade do vento com o tempo;
- Variação da velocidade do vento com a altura;
- Variação da velocidade do vento com o terreno;
- Variação da velocidade do vento com as zonas geográficas.

5.1.1.1. Variação da velocidade do vento com a altura e terreno

Em regiões como a cidade de São Paulo, com alto grau de verticalização, o perfil do fluxo de vento pode ser fortemente impactado pelos distúrbios gerados pela topografia local. O distúrbio do fluxo de ar próximo à superfície da terra gera turbulência em todas as direções, reduzindo de forma drástica a velocidade de escoamento do vento (17).

A intensidade da turbulência é maior próxima às áreas com maior rugosidade, como as áreas com um grande número de prédios, diminuindo com o distanciamento do solo. Uma redução de aproximadamente 20% na velocidade média do vento é notada em áreas urbanas, devido à alta turbulência (18), em relação ao mesmo fluxo sobre áreas rurais. O retardo na velocidade média do vento próximo ao solo, devido a obstáculos como prédios, pode acontecer numa área chamada gradiente de altura (18), que se estende até aproximadamente 450 metros de altura.

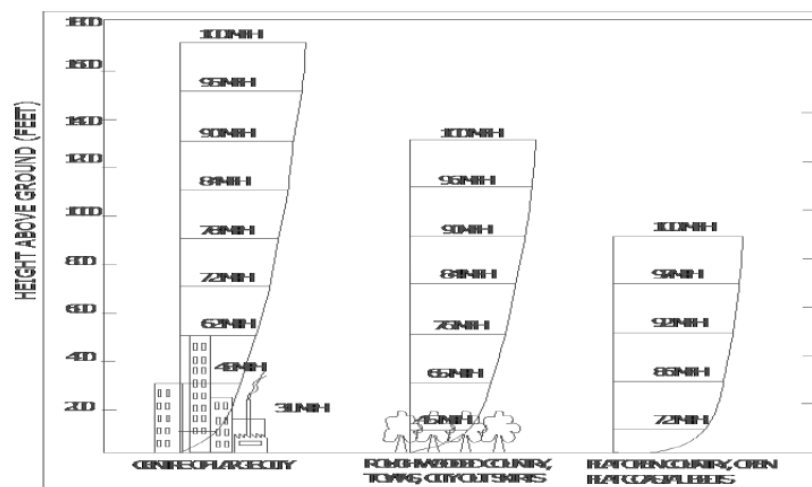


Fig. 2 - Perfis de velocidade em diferentes topografias, Ansley 1998 (18).

Um gradiente de velocidades foi obtido para o presente estudo, na seção “Aspecto Técnico”. Como será demonstrado nas sessões adiante, foi obtido um gradiente de velocidades para diferenciação da operação da turbina em diferentes alturas da torre de sustentação. Esse gradiente tem forma similar ao gradiente da Fig.2, sugerido por Ansley.

A relação entre variação do fluxo de vento com as características da topologia urbana segue segundo Bharat (19), professor do Departamento de Arquitetura e Planejamento do Instituto Nacional de Tecnologia Bhopal (Índia), alguns princípios sendo que em terrenos mais rugosos como áreas suburbanas o retardo se estende até 397 metros de altitude. Esta altura limite é inferior à determinada por Ansley (18), em 63 metros. Ambas englobam, porém, o topo do prédio hipotético aqui estudado (como caracterizado nas seções seguintes) e atestam a necessidade da inclusão da taxa de variação da velocidade com a altura acima do prédio na simulação futura.

Quanto a variação dos valores de velocidade média pela influência de fatores topográficos locais, pode se citar o estudo de Klein, Fedorovich e Rotach (20), que mostraram através de simulações experimentais que os padrões de fluxo de ar e dispersão dentro de cânions urbanos dependem essencialmente da geometria dos mesmos (razão entre profundidade e largura) e pelas formas das construções. De fato, a determinação exata do comportamento dos ventos depende do estudo das

características do local exato de implantação do projeto (características da rua e das construções ao redor do local de implantação do projeto).

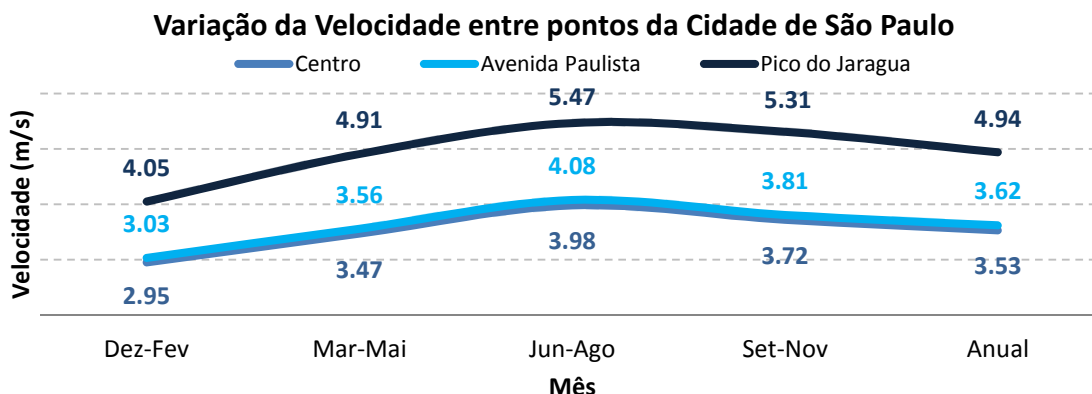


Fig. 3 - Relação entre velocidade média de escoamento dos ventos e características topográficas locais (16).

A Fig.3 mostra a variação das velocidades médias do vento entre três pontos da cidade de São Paulo. Apesar da pequena distância entre estes pontos e da resolução do mapa eólico ser 1km x 1km, é nítida a existência de uma dispersão entre os valores para cada ponto da cidade, resultado da influência da rugosidade topográfica local. O Pico do Jaraguá, o ponto mais alto da cidade de São Paulo, apresenta um perfil de velocidades anual com valores em média 30% maiores que o centro de São Paulo. Essa diferença, maior ainda que a notada por Ansley (18) de 20%, não é causada apenas pela grande diferença de altitude entre os pontos, mas como observado por Alkha (19), pela grande diferença na rugosidade topográfica local. O Pico do Jaraguá está em uma região mais alta e sem construções urbanas. O gradiente de velocidades para este local se aproximaria ao caso central mostrado Fig. 2, dado que sua topografia é caracterizada por vegetação. Os valores de velocidade para a Avenida Paulista são em média 2% maiores dos que os encontrados para o Centro de São Paulo. Apesar de a rugosidade topográfica ser caracterizada pelos mesmos tipos de construções, a Avenida Paulista se encontra em uma ravina, aproximadamente 30 metros acima do Centro de São Paulo.

5.1.1.2. Variação temporal da velocidade do vento

A variação da velocidade do vento com o tempo se divide em três categorias: mudanças momentâneas, mudanças diárias e mudanças sazonais.

Como vento é o deslocamento do ar, gerado por uma diferença de pressão entre dois pontos, essa diferença de pressão é influenciada pelas temperaturas locais, ou seja, por todos os aspectos naturais que influenciam este parâmetro (taxa de incidência solar, taxa de penetração de luz solar, etc).

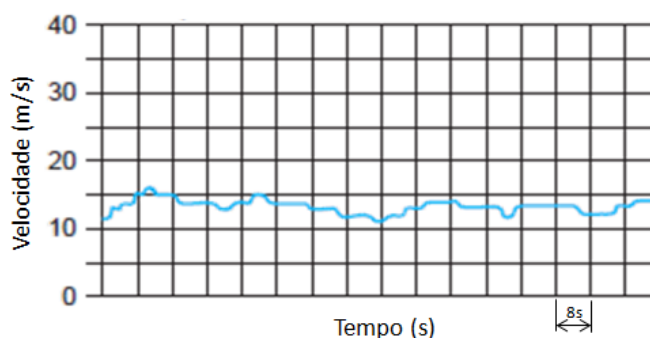


Fig. 4 - Oscilações momentâneas na velocidade do vento (21).

Na Fig.4 está representada a mudança caótica da velocidade instantânea do vento. O eixo horizontal está dividido em unidades de 8 segundos. Nota-se facilmente que a taxa de variação média fica entre $0.6(m/s)/s$. Apesar de sua importância para outros tipos de estudo, como o de vibrações induzidas na estrutura da turbina, este efeito será desprezado no presente estudo, pois, a quantidade de energia elétrica gerada (kWh) é função dos valores médios utilizados.

A distribuição de velocidades do vento é dada geralmente pela Distribuição de Weibull. A função de Weibull é a distribuição de probabilidade contínua, usada em estudos de tempo de vida e estimativa de falhas de maneira contínua, que se aproxima da distribuição representada nos histogramas de velocidade, como por exemplo, a velocidade do vento. Esta distribuição leva em consideração o desvio padrão dos dados coletados, sendo este um parâmetro estatístico que determina as probabilidades de incidência de determinados valores de velocidade para um determinado instante de tempo, a partir dos dados coletados em dado período (22).

A distribuição de Weibull obedece à equação abaixo (21):

$$g(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{V}{c}\right)^k \right] \quad (1)$$

Onde c é o fator que define a escala da distribuição e está diretamente relacionado com a velocidade média. O parâmetro k é denominado parâmetro de forma e define a forma da distribuição da curva, estando relacionado com o desvio padrão na curva de distribuição. Para determinação dos fatores c e k , deve-se utilizar algum método de regressão (geralmente Mínimos Quadrados), para determinação dos coeficientes a e b da reta formada pela linearização da equação acima. Ou seja,

$$\ln(-\ln(1 - O)) = -k \ln C - k \ln V \quad (2)$$

Que pode ser representada pela reta $Y = a + b X$, onde:

$$Y = \ln(-\ln(1 - P)) \text{ e } X' = \ln V \quad a = -k \ln c \text{ e } b = k \quad (3)$$

Porém, como o objetivo deste trabalho não é a determinação dos parâmetros c e k através de medições obtidas, optou-se por usar os dados disponíveis no Atlas do Potencial Brasileiro (16). Neste, constam todos os fatores c e k ao longo do ano para cada cidade, como documentado no Anexo 1.

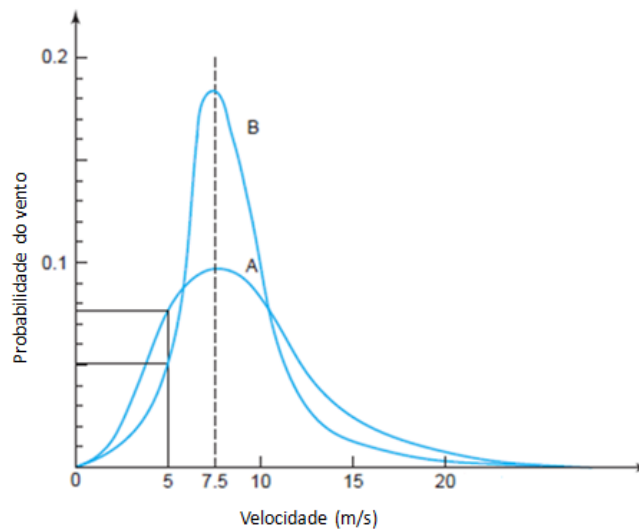


Fig. 5 - Exemplo de Distribuição de Weibull. Mudanças drásticas na inclinação estão ligadas a menores estabilidades térmicas na região (21).

Desta maneira foi possível, através da curva de Distribuição de Weibull, determinar para cada cidade a probabilidade do vento estar a uma determinada velocidade a uma determinada altura. Os gráficos a seguir foram feitos através do programa Matlab®. Um vetor com determinados valores de velocidade foi criado e para cada valor foi impresso o valor da probabilidade associada, através de uma função de distribuição de Weibull calculada com os fatores k e c do Atlas do Potencial Eólico. O código está documentado no Anexo 2.

%FactorC	%Factor K
c_SPC_Dez.Fev = 3.33;	k_SPC_Dez.Fev = 2.06;
c_SPC_Mar.Mai = 3.92;	k_SPC_Mar.Mai = 2.13;
c_SPC_Jun.Ago = 4.49;	k_SPC_Jun.Ago = 2.41;
c_SPC_Set.Nov = 4.2;	k_SPC_Set.Nov = 2.32;
c_SPC_Annual = 3.99;	k_SPC_Annual = 2.19;

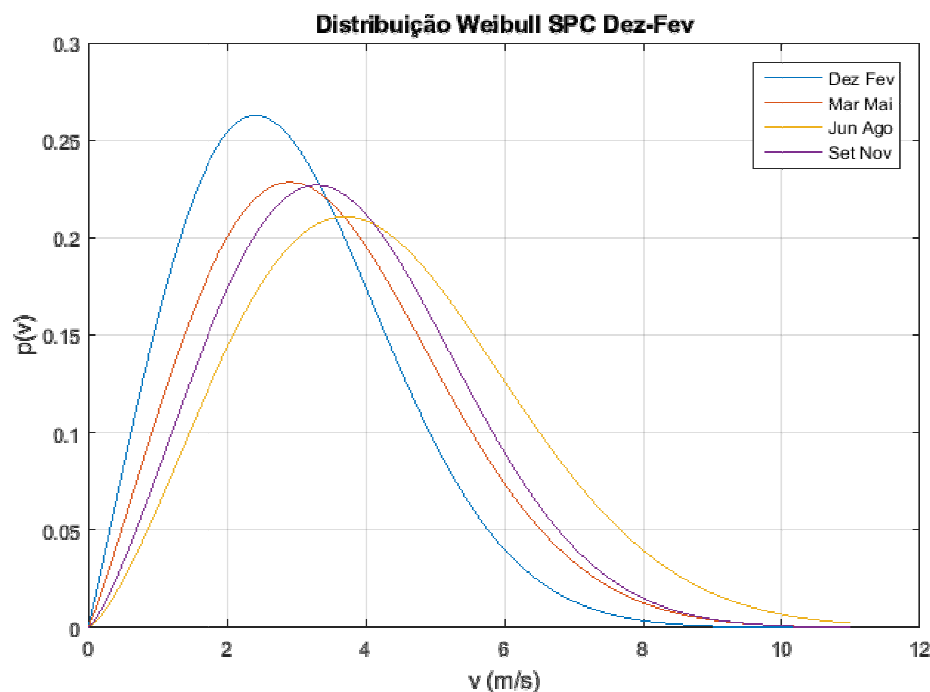


Fig. 6 - Distribuição das probabilidades segundo a Distribuição de Weibull para a cidade de São Paulo.

Como observado acima, as curvas realmente são diferentes para cada época do ano, comportamento determinado matematicamente pela variação dos parâmetros de forma e escala. O espalhamento da curva aumenta entre os meses de dezembro e

setembro, de forma que a probabilidade associada às velocidades de pico de cada mês seja menor. É nítido também que as velocidades médias para cada estação também aumentam durante o ano, como evidenciado pelo crescimento à direita da curva.

Abaixo é possível visualizar as diferentes distribuições para as capitais, ao longo de um ano. Estes valores foram impressos para c e k anuais. É interessante notar a evolução das curvas desde São Paulo à Natal. Quanto mais próxima do mar está a cidade, maiores as velocidades médias observadas. A seguir estão as velocidades médias calculadas para cada capital.

SP: 3.53m/s **RJ:** 4.2m/s **CUR:** 3.78m/s **FLO:** 5.54m/s **FOR:** 5.06 m/s **NT:**7.59 m/s

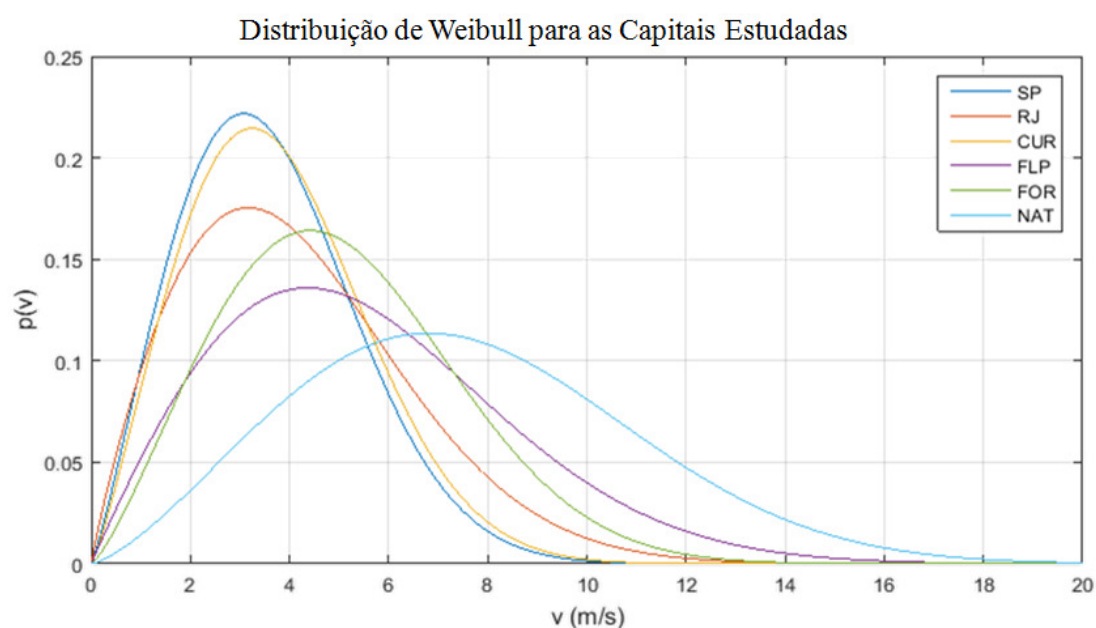


Fig. 7 - Distribuição de probabilidades de incidência para diversos valores de velocidade em diferentes capitais brasileiras.

Assumindo-se que uma probabilidade de 100% corresponda ao valor integral do intervalo de tempo, no caso 24 horas, foi possível a obtenção da probabilidade associada a cada valor de velocidade neste mesmo intervalo. É importante ressaltar que a transformada em tempos de incidência foi conduzida de maneira discretizada.

O primeiro passo foi o cálculo do vetor de probabilidades associado ao vetor de velocidades. O vetor de velocidades $v = [v_1, v_n, \dots, v_n]$ foi definido da forma:

$$V = [v_{inf}, \dots, v_{sup}] \quad (4)$$

Sendo v_{inf} a velocidade com menor valor da série e v_{sup} a velocidade com maior valor da série. O vetor de probabilidades assume a forma:

$$P = [g(v_{inf}), \dots, g(v_{sup})] \quad (5)$$

Sendo $g(v)$ a probabilidade de ocorrência de um determinado valor de velocidade para uma determinada localidade em um determinado instante de tempo, de acordo com a equação de Distribuição de Weibull. Assim, foi possível escrever:

$$g(v_i) = p_i \quad (6)$$

Em que cada valor representa a probabilidade ligada a uma velocidade. De fato, se a função da distribuição de Weibull $g = \left(\frac{k}{c}\right) * \left(\left(\frac{v}{c}\right)^{k-1}\right) * e^{(-v/c)^k}$ for integrada no intervalo do vetor de velocidades, obtemos a probabilidade igual a 1. Após isso, o vetor de probabilidades foi convertido em um vetor com os tempos de incidência de cada valor de velocidade, conforme a simples transformação:

$$\text{Tempo de incidência de velocidade } i \text{ (horas)} = 24 * p_i \quad (7)$$

Assim foi obtido o vetor de tempos:

$$t = [t_i, t_j, \dots, t_k] \quad (8)$$

O vetor de tempos foi utilizado como vetor de integração na simulação computacional. Desta maneira cada localidade teve para cada estação um determinado conjunto de tempos de incidência, relacionados a cada valor individual de velocidade. A seguir são expostos os resultados para cada cidade de acordo com os métodos explicitados nos parágrafos anteriores.

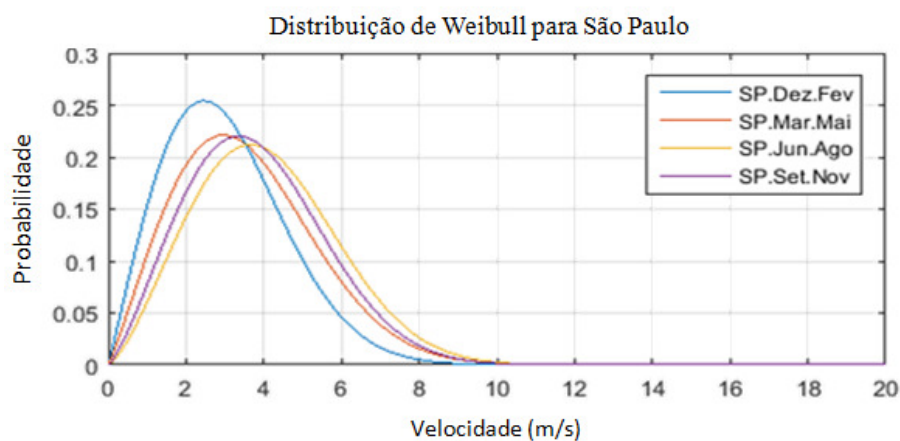


Fig. 8 - Variação da distribuição de velocidades ao longo do ano para a cidade de São Paulo.

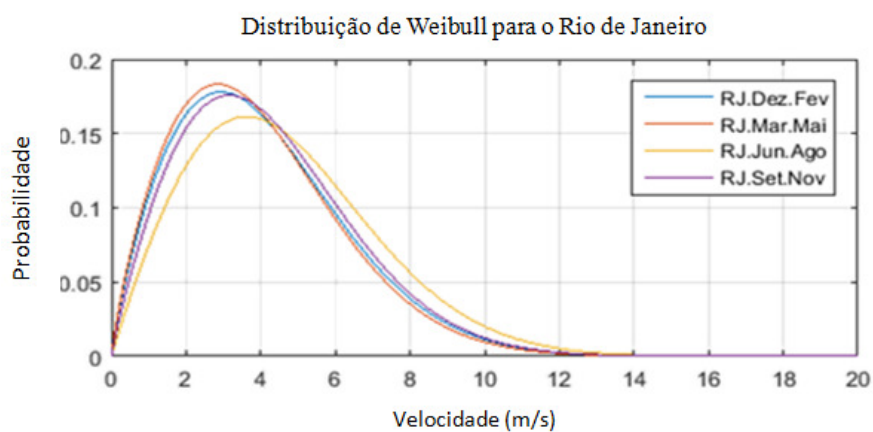


Fig. 9 - Variação da distribuição de velocidades ao longo do ano para cidade do Rio de Janeiro.

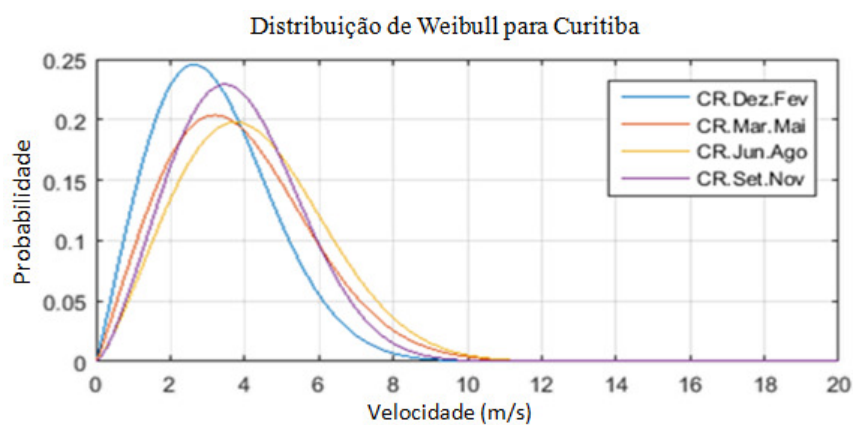


Fig. 10 - Variação da distribuição de velocidades ao longo do ano para a cidade de Curitiba.

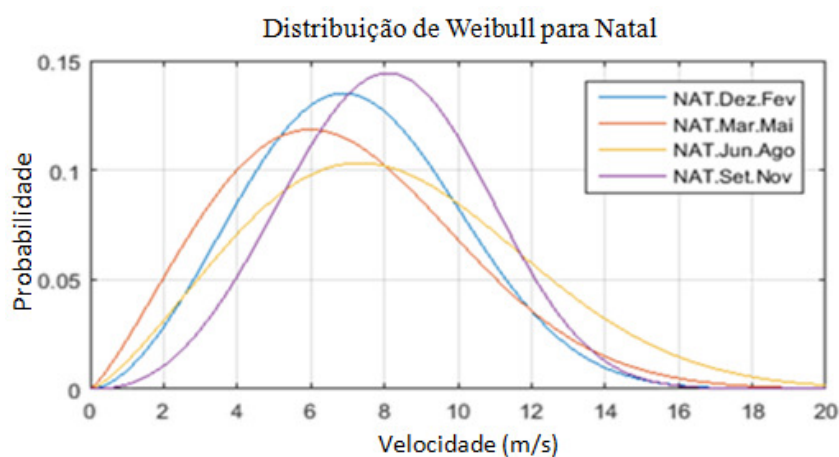


Fig. 11 - Variação da distribuição de velocidades ao longo do ano para a cidade de Natal.

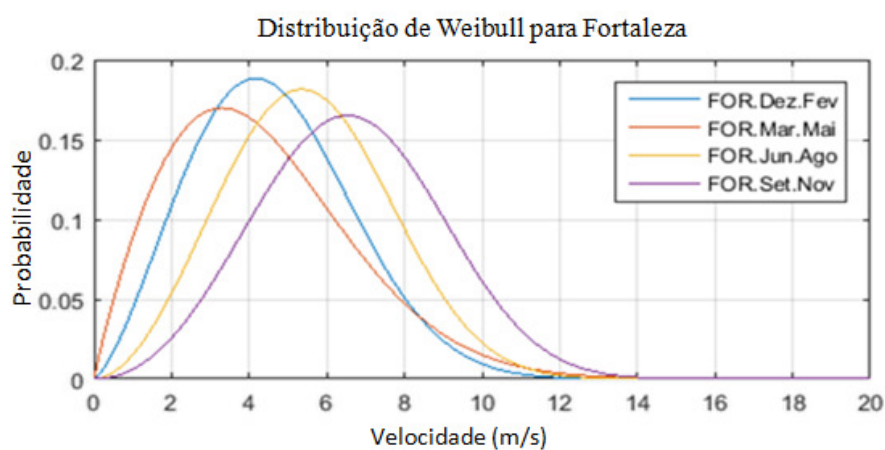


Fig. 12 - Variação da distribuição de velocidades ao longo do ano para a cidade de Fortaleza.

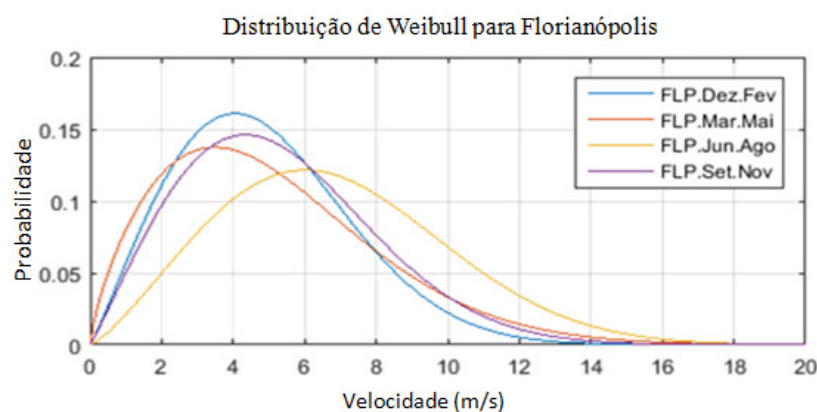


Fig. 13 - Variação da distribuição de velocidades ao longo do ano para a cidade de Florianópolis.

5.2. Aspecto Técnico

Nesta seção é mostrado o fundamento teórico da análise energética do sistema escolhido.

5.2.1. Derivação da equação de Albert Betz e sua validade para turbinas de eixo vertical

Independente da “força” percebida no movimento do vento, este sempre contém energia. O ponto de interesse é quantificar de maneira teórica esta energia e saber de quais fatores a taxa de conversão da mesma depende. A energia contida no vento é a energia cinética. Esta depende de sua massa e velocidade, variando linearmente com a massa e quadraticamente com a velocidade.

Quando um fluido está se movendo sem superfície limitante, como no caso do vento, pode-se imaginar a superfície de escoamento como sendo gerada pelos objetos que estão em sua trajetória (21).

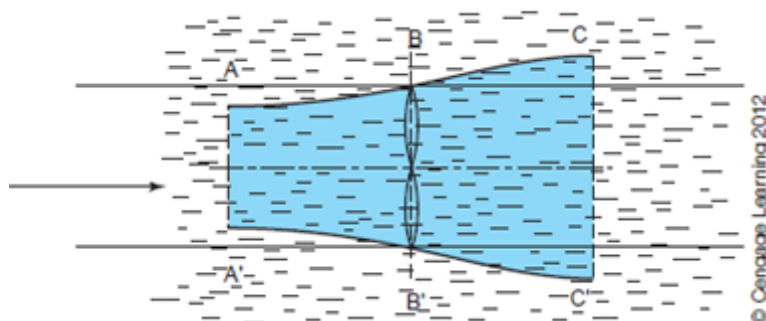


Fig. 14 - Escoamento por bocal com objeto na seção BB' (21).

Pode-se colocar o rotor da turbina em meio a um bocal. Como não há superfície limitante ao escoamento, toma-se o bocal como sendo a camada teórica limitante do mesmo. O motivo para isso é que conforme as partículas do vento se aproximam do objeto, obstruindo a trajetória cilíndrica, elas começam a sofrer um efeito de espalhamento, fruto da mudança de pressão na seção B.

As principais hipóteses para derivação da equação de geração são:

- Fluido incompressível;
- Escoamento unidimensional;
- Fluido não viscoso;
- Energia potencial gravitacional desprezível;
- Escoamento irrotacional.

A energia cinética é definida como:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \text{ em que } [E] = \frac{Kg*m^2}{s^2} \quad (9)$$

Sabe-se também que a massa é definida pela multiplicação da densidade pelo volume do corpo:

$$m = \rho V \quad (10)$$

Para um fluido incompressível: $\frac{d\rho}{dt} = 0$. Logo,

$$\frac{dm}{dt} = \rho \frac{dV}{dt} = \rho v A \left[\frac{kg}{s} \right] \quad (11)$$

A potência neste escoamento pode ser entendida como a taxa de energia por unidade de tempo:

$$P = \frac{dE_{kin}}{dt} = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2}mv^2 \right) = \frac{1}{2} \left((\dot{m})(v^2) + (m) \left(\frac{d}{dt}(v^2) \right) \right) \quad (12)$$

$$(\dot{m})(v^2) = \rho v A * v^2 = \rho A v^3 \quad (13)$$

Para uma velocidade constante em um determinado instante de tempo:

$$(m) \left(\frac{d}{dt}(v^2) \right) = m * 2v\dot{v} = 0 \quad (14)$$

Logo,

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 [W] \quad (15)$$

Sabe-se que a energia total contida no fluido na seção A é a própria energia cinética do fluido neste ponto $E_{kin}(a)$. Na seção B, trabalho é realizado pelo fluido sobre o

rotor. Isso significa que as partículas do fluido cederão parte de sua energia cinética ao rotor, e seguirão sua trajetória pelo bocal. Ou seja:

$$E_{tot}(1) = E_{kin}(a) \text{ (antes do choque das partículas com o rotor)} \quad (16)$$

$$E_{tot}(2) = E_{Mec}(rotor) + E_{kin}(c) \text{ (após o choque das partículas com o rotor)} \quad (17)$$

Desprezando-se as perdas:

$$E_{tot}(1) = E_{tot}(2) \quad (18)$$

Então:

$$E_{kin}(a) = E_{Mec}(rotor) + E_{kin}(c) \quad (19)$$

E como $E_{Mec}(rotor) > 0$:

$$E_{kin}(a) > E_{kin}(c) \rightarrow V_A > V_B \text{ (obedecendo-se a lei da continuidade)}. \quad (20)$$

Assim, a potência extraída pelo rotor pode ser expressa pelas diferenças nas potências locais do fluxo em cada lado do rotor:

$$P = \frac{1}{2} \rho A_A v_C^3 - \frac{1}{2} \rho A_C v_C^3 = \frac{1}{2} \rho (A_A v_A^3 - A_C v_C^3) \text{ [W]} \quad (21)$$

Para satisfazer a equação da continuidade

$$\dot{m}_a = \dot{m}_c \rightarrow \rho v_A A_A = \rho v_C A_C \quad (22)$$

E então:

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} (v_A^2 - v_C^2) \quad (23)$$

Pela análise da Eq.23, a potência extraída pelo rotor seria máxima se $v_C = 0$. Porém, essa hipótese não é correta, mesmo sendo algebricamente lógica na Eq.23, pois não satisfaz a hipótese inicial, da condição de continuidade no escoamento. Observando-se a Eq.22, é possível notar que se $v_C = 0$, então, $v_A = 0$. Logo, é concluído que as condições necessárias para máxima extração de potência pelo rotor, nascem quando existe uma determinada razão $\frac{v_A}{v_C}$.

Através da aplicação de Bernoulli pela linha de corrente no escoamento pelo bocal é possível extrair valiosas relações entre a diferença de pressão entre os as duas extremidades e suas respectivas velocidades.



$$v'_A = v'_C = v' \quad (24)$$

$$p_A + \rho \frac{v_A^2}{2} = p'_A + \rho \frac{v_a^2}{2} \quad (25)$$

$$p_C + \rho \frac{v_C^2}{2} = p'_C + \rho \frac{v'_C{}^2}{2} \quad (26)$$

Das três equações acima:

$$p'_A - p'_C = \frac{\rho}{2} (v_A^2 - v_C^2) \rightarrow \Delta p = \frac{\rho}{2} (v_A^2 - v_C^2) \left[\frac{N}{m^2} \right] \quad (27)$$

Necessita-se agora de outra equação definindo a potência no conversor. Usando-se a lei de conservação do momento, a força exercida pelo ar no conversor pode ser expressa por:

$$F = Kg * \frac{m}{s^2} = \frac{Kg}{s} * \frac{m}{s} = \dot{m} (v_A - v_C) [N] \quad (28)$$

De acordo com o princípio da ação e reação, deve existir uma reação a essa força, exercida pelo conversor no fluxo de ar. Então, o conversor “empurra” a massa de ar a uma velocidade v' . A potência necessária para isso é:

$$P = Fv' = \rho A(v_A - v_C)v' [W] \quad (29)$$

Além disso:

$$F = \Delta p A [N] \quad (30)$$

Juntando a Eq.29 e Eq.30:

$$\Delta p = \rho(v_A - v_C)v' \left[\frac{N}{m^2} \right] \quad (31)$$

Igualando-se Eq.27 e Eq.31:

$$v'(v_A - v_C) = (v_A^2 - v_C^2) \quad (32)$$

Como,

$$(v_a^2 - v_c^2) = (v_A - v_C)(v_A + v_C) \quad (33)$$

Tem-se:

$$\bar{v} = \frac{v_a + v_c}{2} \quad (34)$$

Da Eq.29:

$$P = \frac{1}{2} \dot{m}(v_A^2 - v_C^2) \quad (35)$$

Substituindo $\frac{dm}{dt} = \rho v' A \left[\frac{kg}{s} \right]$ na Eq.35, é possível obter a expressão da potência gerada no conversor em função das velocidades de escoamento:

$$P = \frac{1}{4} \rho A (v_A^2 - v_C^2) (v_a + v_c) [W] \quad (36)$$

Para se definir um Coeficiente de Performance é necessário estabelecer um referencial para comparação. Esse referencial é o movimento do fluxo de ar passando pelo mesma seção transversal A, sem nenhuma potência sendo extraída dele.

$$P_o = \frac{1}{2} \rho v_1^3 A [W] \quad (37)$$

Define-se,

$$c_p = \frac{P}{P_o} = \frac{\text{Potência útil}}{\text{Potência Disponível}} = \frac{\frac{1}{4} \rho A (v_A^2 - v_C^2) (v_a + v_c)}{\frac{1}{2} \rho v_a^3 A} \quad (38)$$

Assim:

$$c_p = \frac{1}{2} \frac{(v_A^2 - v_C^2)(v_a + v_c)}{v_A^3} = \frac{1}{2} (v_A^3 + v_A^2 v_B + v_B^2 v_A + v_B^3) \quad (39)$$

Dividindo-se por v_A^3 ,

$$c_p = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{v_B}{v_A} - \left(\frac{v_B}{v_A} \right)^2 - \left(\frac{v_B}{v_A} \right)^3 \right) = \frac{1}{2} \left[1 - \left(\frac{v_B}{v_A} \right)^2 \right] + \frac{1}{2} \left[\frac{v_B}{v_A} \left(1 - \left(\frac{v_B}{v_A} \right)^2 \right) \right] \quad (40)$$

Prosseguindo,

$$c_p = \frac{1}{2} \left(1 - \left(\frac{v_B}{v_A} \right)^2 \right) + \frac{v_B}{v_A} \left(1 - \left(\frac{v_B}{v_A} \right)^2 \right) = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{v_B}{v_A} \right) \left(1 - \left(\frac{v_B}{v_A} \right)^2 \right) \quad (41)$$

Uma etapa muito interessante é notar como o valor de c_p varia com a relação entre as velocidades de saída e entrada do rotor. Para esta função pode-se obter o valor máximo C_{pmax} pela simples derivação da equação acima.

Indique-se a relação $\frac{v_B}{v_A}$ por x :

$$\frac{dc_{pmax}}{dx} = \frac{1}{2} [1(1 - x^2) + (1 + x)(-2x)] = -1.5x - x + 0.5 \quad (42)$$

Igualando-se à zero obtêm-se que $x(C_{pmax}) = 1/3$. Ou seja, $C_{pmax} = 16/27$. Isso significa que independentemente da turbina de eixo horizontal utilizada (do tamanho de seu rotor, perfil de suas pás, sistemas de controle de guinada) a taxa máxima de conversão de energia disponível em energia utilizada é 59.30%. Por ter Betz derivado este valor pela primeira vez, este fator é chamado “Fator de Betz”. Pode-se ainda expressar o rendimento η do rotor pela seguinte expressão:

$$\eta = \frac{c_p}{c_{pmax}} \quad (43)$$

Como comumente os dados sobre o rendimento energético das turbinas comercializadas mundialmente são dados em η , é útil fazer uso da expressão acima, de tal modo que:

$$C_p = \eta * C_{pmax} \quad (44)$$

E de maneira consequente podemos expressar a potência gerada pela turbina em função de η , C_{pmax} e $P_{disponível}$:

$$P_{útil} = \eta * C_{pmax} * P_{disponível} \quad [W] \quad (45)$$

Ou ainda:

$$P_{\text{útil}} = \eta * C_{p\max} * \frac{1}{2} \rho * v_a^3 * A \text{ [W]} \quad (46)$$

Em que A representa a área projetada do rotor da turbina, sendo definida pelo seu diâmetro, como na sabida fórmula:

$$A = \frac{\pi D^2}{4} \text{ [m}^2\text{]} \text{ para HAWTs;} \quad (47)$$

$$A = h * D \text{ sendo } h \text{ a altura do rotor para VAWTs.} \quad (48)$$

A velocidade projetada do vento, v_a^3 , é a velocidade determinada na seção “Aspecto Natural” para cada cidade. Além da velocidade, como já mostrado, a simulação levará em conta as oscilações diárias e instantâneas características dos regimes de escoamento dos ventos. Logo, escrever-se-á a partir deste momento:

$$v_a = v_a(\bar{v}, c, k, h) \left[\frac{m}{s} \right] \quad (49)$$

Logo, os dois fatores técnicos a serem avaliados para cada turbina durante a simulação será o rendimento (η) e a área projetada do rotor (A).

$$P_{\text{útil}} = \eta * C_{p\max} * \rho * v_a^3 * A \text{ [W]} \quad (50)$$

A partir desta equação pode-se facilmente relacionar o ganho energético com os parâmetros técnicos da turbina (η, D).

Da definição de potência:

$$P = \frac{E}{\Delta t} = \frac{\text{Energia gerada}}{\text{Intervalo de tempo de medição}} \text{ [W]} \quad (51)$$

Logo,

$$E = P \Delta t \text{ [Wh]} \quad (52)$$

E

$$E = C_p * \rho * v_a^3(\bar{v}, c, k, h) * A * \Delta t \quad (53)$$

Apesar do limite superior para conversão de energia em turbinas de eixos horizontais, o Limite de Betz, ser utilizado majoritariamente para turbinas com eixo horizontal, ele é comumente utilizada para turbinas de eixo vertical. Uma revisão bibliográfica revela que métodos numéricos calculam que turbinas de eixos verticais possuem valores próximos ou levemente acima do que o limite para turbinas de eixo horizontal (23). Por isso, a Eq.53 foi utilizada para calcular a geração de energia em turbinas de eixo vertical. É importante ressaltar que se este trabalho fizesse uso da Eq.50, definindo os valores de geração através de valores de rendimento (η) multiplicados pelo valor de $C_{pmax} (\frac{16}{27})$ (Fator de Betz), o resultado de geração de energia estaria seriamente comprometido, pois aplicaria o valor de C_{pmax} de turbinas de eixo horizontal para turbinas de eixo vertical, sendo que este valor para VAWTs pode ser até 6% maior (23). Porém, este trabalho faz uso direto da Eq.53, utilizando valores de C_p derivados diretamente dos dados fornecidos pelos fabricantes (curva de potência e área de varredura) e gerando um valor de geração de energia muito consistente com os dados fornecidos pelos produtores das turbinas.

Desta maneira, a Energia Gerada [kWh] será função dos seguintes parâmetros:

- $c_p = f(v)$ (rendimento);
- A (área projetada) da turbina;
- h (altura) de instalação do rotor;
- c e k (da Distribuição de Weibull);
- \bar{v} (velocidade média) local;
- Δt (intervalo de tempo em serviço).

5.2.1.1. Posicionamento das turbinas eólicas

De acordo com Panosfky e Dutton (25) a rugosidade do ambiente urbano reduz a velocidade média do vento para zero em 75% dos prédios de altura média. Segundo Galsworthy (26) a turbulência gerada por prédios vizinhos e pelo próprio prédio resulta em valores flutuantes de velocidades do vento e até em variações da velocidade ao longo da largura da própria turbina. Estes dois efeitos reduzem

gradualmente o rendimento de turbinas. Em regiões próximas a grandes construções o escoamento do vento é tão turbulento que muitas turbinas não conseguem sustentar nenhum momento rotacional (25). Dessa maneira, turbinas eólicas em ambientes urbanos devem ser instaladas em construções com alturas acima da média local.

Porém, turbinas eólicas próximas a prédios mais altos podem se aproveitar do desvio do fluxo local já que elas operarão com fluxo acelerado pelo próprio desvio gerado pelo perfil das construções (26). O caso aqui estudado está, porém, em um contexto mais simples. Neste, o posicionamento correto perante a direção principal de incidência e o posicionamento fora da camada turbulenta depende do estudo dos efeitos turbulentos sobre o prédio em estudo e as direções principais de incidência.

É necessária a obtenção do entendimento sobre os efeitos da ação da geometria do prédio e da rugosidade média local sobre o escoamento do vento. Em um escoamento sobre um prédio, a camada limite se separa no lado a barlavento do teto do mesmo e o escoamento do vento forma uma bolha de separação entre o teto e as linhas de corrente ativas do escoamento (27). Como consequência, o vetor de velocidades do fluxo forma um ângulo com o teto do prédio. Este ângulo é chamado de ângulo de distorção (*skewed angle*).

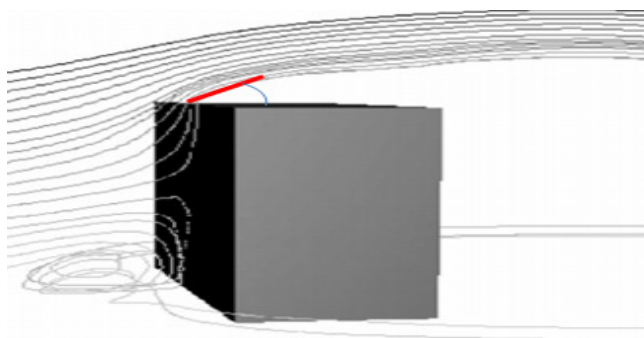


Fig. 15 – Esquema representativo do perfil de escoamento do vento sobre um prédio (27).

Este ângulo é maior no lado a barlavento e diminui ao longo do escoamento, dependendo das características da área a sotavento. Em prédios com alta rugosidade a sotavento, ou seja, com altura próxima à vizinhança, o prédio não tem muito efeito

como elemento de rugosidade e não move muita massa de ar para cima, portanto terá pequeno ângulo de distorção (27).

Mertens (27) estudou a lei logarítmica de distribuição de velocidades para um prédio de 20 x 30 x 10 (altura, largura e profundidade) e a evolução das velocidades do vento e do descolamento da camada limite sobre o teto do mesmo.

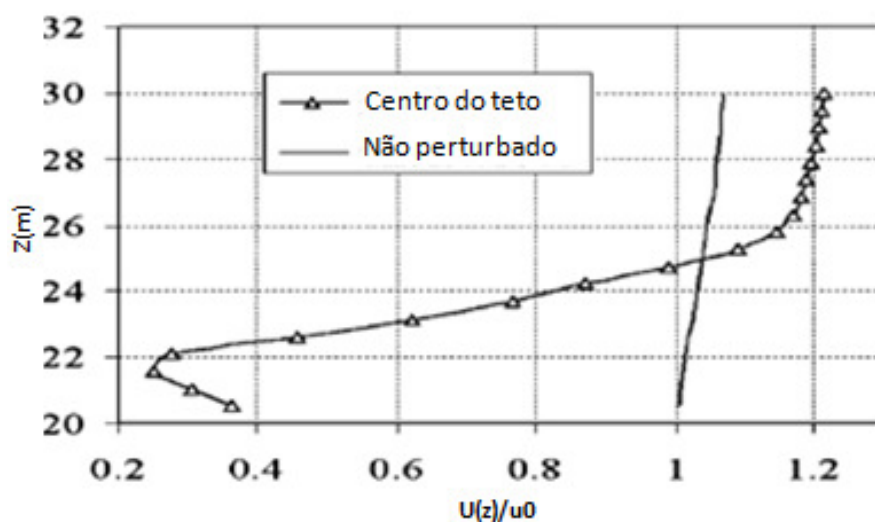


Fig. 16 - Cálculos de CFD para determinação do perfil de velocidades sobre o centro de um prédio, comparado ao fluxo não perturbado (27).

Da imagem acima, feita através de simulações de CFD (27) é possível retirar a razão da velocidade do escoamento perturbado sobre a velocidade do escoamento não perturbado em função da altura sobre o teto do prédio. Percebe-se que para uma altura de aproximadamente 25m, ou seja, 5 metros acima do teto do prédio estudado no artigo, a velocidade de escoamento perturbado iguala-se a velocidade do escoamento livre no centro do prédio, ou seja, é ultrapassada a zona turbulenta. Porém, a altura na qual se ultrapassa a zona turbulenta no centro de um prédio é fortemente influenciada pelas características do prédio em estudo (27).

Para se extrapolar dados sobre o descolamento da camada limite para um prédio com dimensões maiores, o prédio hipotético do estudo, é necessário o uso de dados que independam das características de algum prédio específico. Para que se tenham tais dados, duas hipóteses foram feitas:

- A largura do prédio hipotético deste presente estudo é igual a 30m, igual ao do prédio estudado por Mertens (27).
- O comprimento de rugosidade (z_0) à sotavento do prédio hipotético deste presente estudo é baixa, ou seja, o prédio está acima da média das alturas dos elementos de rugosidade ao seu redor. Dessa maneira o comprimento de rugosidade utilizado foi de 0,03.

Através destas, pôde ser feita a hipótese de que o ângulo de distorção se comporta com igual evolução ao ângulo mostrado no gráfico abaixo.

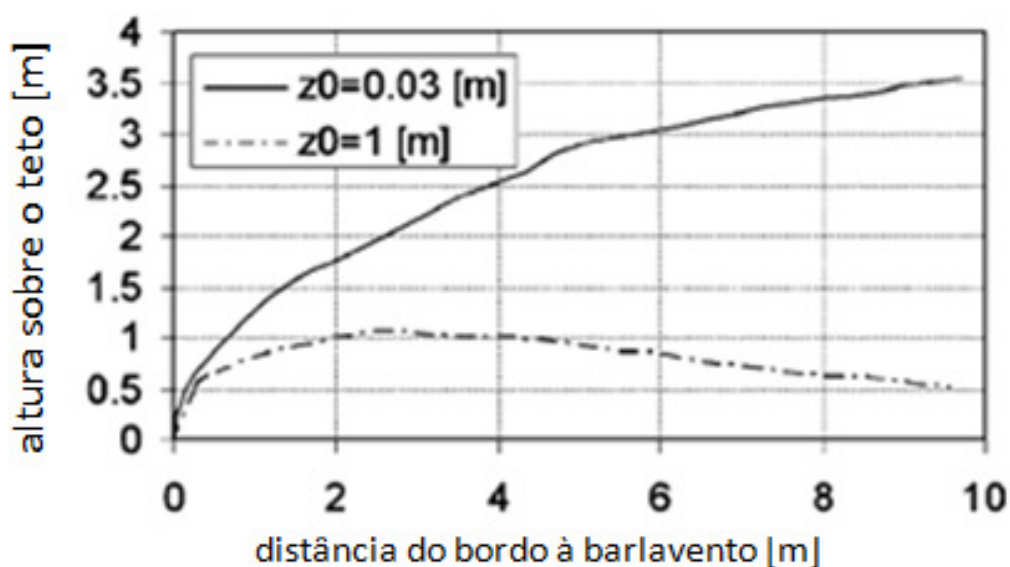


Fig. 17 - Cálculos de CFD para determinação da posição do descolamento da camada limite para um prédio com dimensões de 20m de altura, 30 m de largura e 10 metros de profundidade na direção do escoamento, para diferentes rugosidades na região à sotavento (27).

Para a determinação da altura mínima no bordo a barlavento foi utilizado este outro gráfico retirado do mesmo estudo, de Mertens. Pode-se observar que a evolução da altura de descolamento da camada limite para ambas as rugosidades testadas se comporta de maneira igual para os metros iniciais no eixo x. Para que as turbinas fiquem acima da bolha turbulenta de separação, aos 2 metros de distância do bordo do prédio, é necessário (para o prédio estudado por Mertens) que a torre tenha altura mínima de 2 metros para um prédio de 20 metros de altura. Como o prédio hipotético

do presente estudo é consideravelmente mais alto que este, é necessário fazer a hipótese de que a torre deve ser consideravelmente mais alta que este valor. Logo será tomada uma altura mínima de 6 metros de altura para uma distância de 2 metros do bordo do prédio.

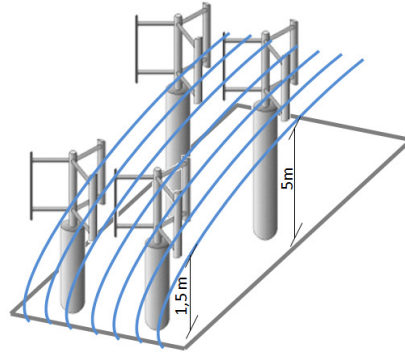


Fig. 18 - Esquema do posicionamento das turbinas eólicas sobre a região de turbulência.

Após a determinação de restrições na altura das torres de sustentação e na distância dos bordos foi feita a determinação do gradiente de velocidades do escoamento do vento acima da bolha de separação do escoamento. Este gradiente é importante para o estabelecimento de uma função entre altura da torre de sustentação da turbina eólica e o aumento da velocidade de incidência a cada altura. Para tanto foi utilizada a Lei de Potência (28):

$$\frac{\bar{V}(z)}{\bar{V}(z_{ref})} = \left(\frac{z-z_d}{z_{ref}}\right)^p \quad (54)$$

Em que:

- $\bar{V}(z)$ é a velocidade do vento à altura desejada $\left[\frac{m}{s}\right]$;
- $\bar{V}(z_{ref})$ é a velocidade do vento a uma altura de referência $\left[\frac{m}{s}\right]$;
- z é a altura desejada $[m]$;
- z_d é a altura da subcamada sobre a superfície $[m]$;
- z_{ref} é a altura de referência $[m]$;
- p é o fator de potência empírico relacionado ao tipo de topografia.

O valor de p usado foi 0,34, conforme indicado por Lored-Souza (29) para cidades com alta densidade de prédios altos. A velocidade de referência $\bar{V}(z_{ref})$ utilizada variou por cidade e foi utilizada como sendo a velocidade média em cada estação do ano. A altura de referência, z_{ref} , foi definida como sendo 50 m, devido o fato de que os parâmetros estatísticos retirados do Atlas Eólico Nacional (16) foram definidos para testes a 50 metros de altitude.

O valor de d , o comprimento de deslocamento, utilizado foi o definido por Panofsky e Dutton (25), em que é definido como sendo $0,75 * l$, sendo l a altura típica do elemento de rugosidade local. Sendo o elemento de rugosidade local um prédio típico de um centro urbano brasileiro. Foi tomada como premissa uma altura média de 40 metros de altura nas zonas urbanas estudadas, sendo então $d=0.75*40=30$ metros.

Assim, foi possível escrever a relação entre a velocidade procurada e a de referência:

$$\bar{V}(z) = \bar{V}(z_{ref}) \left(\frac{z-30}{50} \right)^{0.34} \quad (55)$$

A figura abaixo exhibe o desenvolvimento do gradiente de velocidades para a cidade de São Paulo, conforme a Lei de Potência (28).

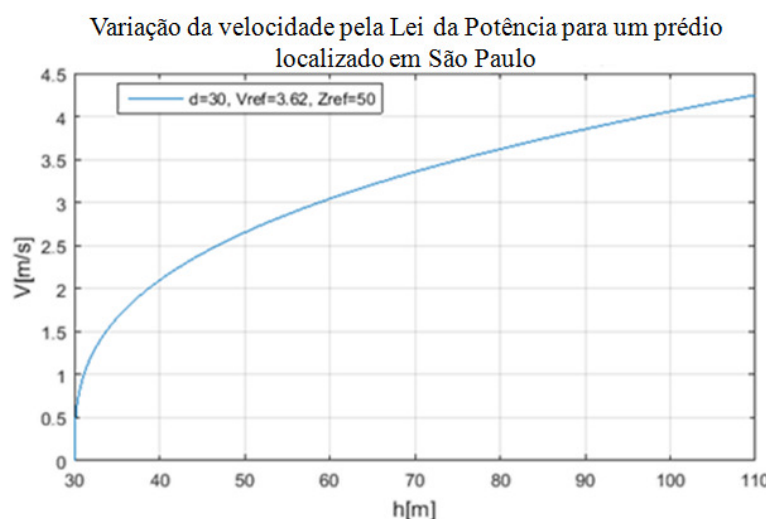


Fig. 19 - Variação da velocidade de incidência dos ventos pela Lei da Potência aplicada para o prédio hipotético na cidade de São Paulo.

No gráfico acima, em que as velocidades são derivadas para cada altura segundo a lei da potência, é possível perceber o perfil parabólico formado pelas velocidades.

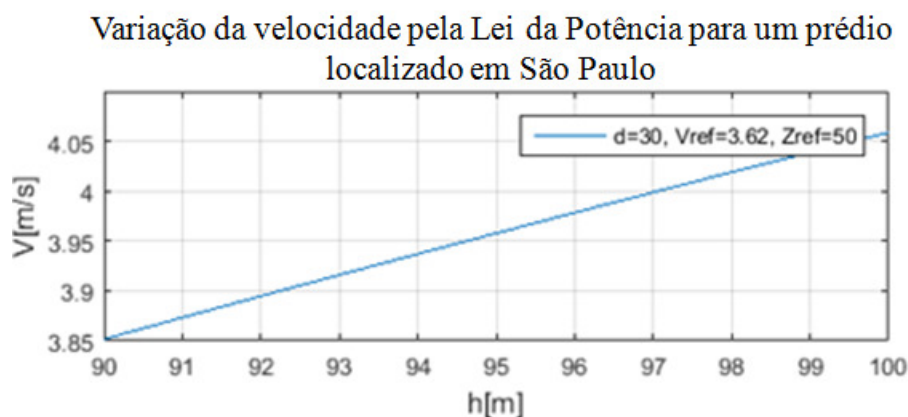


Fig. 20 - Detalhe da variação da velocidade de incidência dos ventos pela Lei da Potência para as alturas imediatamente acima do prédio em estudo.

Como se pode concluir da Fig. 20, a variação absoluta entre as velocidades aos 90 e 100 metros é de 0.2 m/s. Mesmo pequena, esta variação foi incluída nos cálculos de geração de energia, para a análise de sensibilidade da viabilidade do projeto à variação da altura da torre.

Tabela 7 - Determinação do gradiente de velocidades para alturas imediatamente acima da altura do prédio.

Altura [m]	Velocidade [m/s]
90	3,46
91	3,48
92	3,50
93	3,52
94	3,56
95	3,56
96	3,58
97	3,60
98	3,61
99	3,63
100	3,65

Ainda é possível determinar, como demonstrado na seção “Aspecto Natural”, para cada altura determinada, o intervalo de tempo no qual o vento soprará com cada valor de velocidade $v(z)$ para as alturas acima do prédio.

5.3. Aspecto Financeiro

5.3.1. Caracterização do grupo de consumo

Pode-se definir através do Caderno Temático ANEEL sobre Micro e Minigeração Distribuída (30) o grupo de caracterização jurídica de um prédio comercial. Este se encaixa no grupo “Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (condomínio)”. Segundo a ANEEL este grupo se caracteriza pelo consumo de energia elétrica de maneira independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora (salas ou andares de diferentes empresas) e as instalações para atendimento das áreas de uso comum (halls, elevadores, restaurantes, banheiros) constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída; e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes no empreendimento.

Todas as implicações da ANEEL, fiscais e de precificação, foram aplicadas ao estudo conforme esta natureza do empreendimento. É importante então explicitar que a energia produzida através do novo sistema de geração de energia atenderá a área comum, de “responsabilidade do condomínio”, de forma a gerar créditos / economia a todas as unidades pagantes no condomínio.

5.3.2. Determinações da Resolução Normativa nº482 da ANEEL

O objetivo desta seção é o estudo das condições político-econômicas criadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica.

No dia 17 de Abril de 2012 a ANEEL outorgou a Resolução Normativa nº 482 (31), que estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica e da outras providências.

Nesta resolução, são definidos os conceitos de *microgeração distribuída*, *minigeração distribuída* e *sistema de compensação de energia elétrica*, para todo o território brasileiro, como seguem:

- I- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- II- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1MW pra fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- III- Sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compensa o consumo de energia elétrica ativa.

O sistema em estudo neste trabalho se encaixa, portanto, no “perfil” de microgeração distribuída. O funcionamento do “Sistema de Compensação” de energia elétrica para tais sistemas foi explicitado na versão anterior deste relatório. O presente estudo não visa o uso deste sistema, já que a energia gerada pelos sistemas de micro geração aqui estudados não tem como fim o abastecimento integral de uma unidade consumidora.

5.3.3. Variáveis Financeiras e Custos

Nesta seção são mostradas as principais variáveis financeiras estudadas.

5.3.3.1. Introdução aos custos gerais

Os custos associados a projetos de implantação de turbinas eólicas variam com a mudança nos parâmetros do projeto. A região onde será implantada a turbina, a atual situação no mercado e a disponibilidade de vento no local são determinantes para a redução/aumento nos preços relacionados a tal projeto.

Além disso, a determinação completa dos custos de aquisição é de extrema importância para o cálculo do custo de dívida. Quanto mais alavancado for o projeto (quanto menos capital próprio) maior os custos com dívida e maior o tempo de retorno sobre o investimento, o que pode, por sua vez, anular uma porção deste retorno. De outro lado, quanto mais rápido a liquidação do valor de compra da turbina, mais alto o custo de oportunidade do investimento. Junto a isso, projetos de implantação de pequenas turbinas eólicas são caros e se demoram a pagar, o que transforma o tempo útil de vida de cada turbina, crítico.

5.3.3.2. Custos não considerados

Serão consideradas como nulas algumas classes de custos que são de grande importância em projetos de instalação de grandes turbinas eólicas porém, não são para projetos de pequenas turbinas. São estes:

- Custos com análises dos recursos naturais e físicos do local de implementação do projeto: Esta classe está relacionada com a contratação de terceiros para condução da análise de viabilidade da instalação em um determinado local. Compreendem, além da medição dos valores de velocidade do vento no local e efeitos atuantes sobre o escoamento de vento, estudos sobre o impacto da turbina na rede de distribuição local de energia elétrica (32).
- Arrendamento de terra: projetos eólicos devem estar nos lugares com os melhores potenciais eólicos para que a receita advinda da venda da energia

elétrica seja maximizada. Em projetos de construção de parques eólicos isso significa comumente conseguir um arrendamento para que se possa “explorar” a terra em que o projeto estará localizado (33). Para grandes turbinas eólicas a quantia paga por ano pode variar entre \$3.000 e \$12.000 por ano dependendo de seu tamanho (32). Como o atual estudo se destina a instalação de pequenas turbinas eólicas é assumido que não há custo algum relacionado ao aluguel da área de instalação da pequena turbina.

5.3.3.3. Variáveis financeiras consideradas

Abaixo está uma tabela que contém em sua primeira coluna todas as variáveis financeiras consideradas no estudo. A segunda coluna diz se esta classe de custos está relacionada à turbina escolhida, a terceira justifica a escolha explicitada na coluna anterior.

Tabela 8 - Custos considerados na análise.

Variáveis Financeiras consideradas no estudo	Dependente da turbina escolhida?	Descrição
Compra da turbina	Sim	O preço de compra difere de turbina para turbina. É comum representar para localidades com ventos de baixas velocidades a dimensão do investimento pelo tamanho da área de varredura do rotor da turbina escolhida. Baseado na área projetada do rotor em uma localidade específica é possível até se criar uma comparação do preço da turbina com as especificidades do local, do modo que o valor da energia gerada reflita o aproveitamento de uma determinada turbina em um determinado local.
Compra da torre de sustentação	Não	O valor da torre de sustentação será definido como sendo 5% do valor de aquisição da turbina. É importante que se explicita a variação do custo da torre, pois a altura da mesma está intimamente ligada à diminuição/aumento da velocidade de incidência no rotor da turbina, como mostrada na determinação do gradiente de velocidades acima do prédio através da Lei de Potência das Velocidades. Logo, é uma variável importante para a simulação.(32)

Variáveis Financeiras consideradas no estudo	Dependente da turbina escolhida?	Descrição
Construção da base de sustentação	Não	Será considerado que o valor da base de sustentação apropriada a cada tipo de turbina está incluso no valor de implementação, definido como 16% do valor de aquisição da turbina.(32)
Adequação do Sistema	Não	O Art 8º da resolução 482/15 (31) define que os custos referentes à adequação do sistema de medição, necessário para implantar o sistema de compensação de energia elétrica, são de responsabilidade do interessado. Seu custo está incluso no valor de implementação (16% do valor de aquisição).
Instalação	Não	São todos os custos necessários à construção e ereção da turbina. A maioria dos donos contratam construtores preparados para preparar o lugar e instalar as turbinas (32). Considerado nos custos de implementação (16%).
Comissionamento	Não	Geralmente estão inclusos no preço da turbina. Comissionamento é o processo de conectar a turbina a linha de transmissão e certificar o bom funcionamento da mesma (32).
Manutenção e reparo	Sim	Será definida como função do preço nominal de compra da turbina. Definido nas seções seguintes.
Impostos	Não	Definido em seção posterior. Alíquota total foi 27,25%.
Custo do financiamento	Não	Ver seção sobre Custos de Financiamento.

5.3.3.4. Tributos e Custos relativos ao Consumo de Energia

Segundo Wagner Marques Tavares (34), consultor legislativo da área XII da câmara dos deputados brasileira, os tributos incidentes sobre a energia elétrica produzida no Brasil são o ICMS, contribuição para o PIS/PASEP e a Confins. Incidem ainda sobre a produção de energia hidrelétrica outros tributos como a RGR (Quota de Reserva Global de Reversão), CCC (Quotas da Conta de Consumo de Combustíveis), TFSEE (Taxa de Fiscalização de Serviços de energia Elétrica) e outros.

De fato, a composição do preço da Energia Elétrica no Brasil apresenta uma grande parcela relativa aos encargos e tributos (30%) (35), como se pode observar na tabela abaixo da ABRADÉE (35).

Tabela 9 - Estrutura da Receita Tarifária de 2015 sobre a Energia Elétrica (35).

Estrutura da Receita Tarifária - 2015	
Tributos	30%
Distribuidora	14%
Compra de Energia, Transmissão e Encargos Setoriais	56%

Tanto a fabricação nacional quanto a importação dos equipamentos para geração de energias alternativas estão sujeitas à tributação:

- IPI - Imposto sobre produtos Industrializados: Imposto federal não cumulativo para produtos manufaturados em solo nacional;
- Imposto de Importação para produtos importados, aproximadamente 60% sobre o valor de compra no porto de exportação.

Sobre o trânsito de energia elétrica incorrem o ICMS, PIS/PASEP e Confins. O ICMS é o imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transportes interestadual, intermunicipal e de comunicação, é cobrado também sobre o consumo de energia elétrica. As alíquotas são definidas por legislações estaduais, variando de acordo com a categorização do consumidor e seu consumo, podendo subir à casa dos 30% para consumidores residenciais (35). No estado de São Paulo as alíquotas variam apenas com seu destino, não há nenhuma diferenciação para consumidores que dispõe de algum tipo de geração de energia alternativa em sua propriedade. No caso geral a alíquota é 18% e assim foi utilizada nas análises deste estudo.

É importante explicitar, que unidades consumidoras que geram energia elétrica de alguma maneira em suas propriedades, e a consomem na mesma propriedade, não estão sujeitos à cobrança de ICMS, por “não se configurar hipótese de fato geradora do imposto” (34), com é o caso aqui estudado. De fato aprovou a ANEEL junto ao ministério da Fazenda, Ministérios do Planejamento, Orçamento e Gestão, Ministério de Minas e Energia e com o Congresso Nacional, o Conselho Nacional de Política Fazendária o ICMS 16 (30), e autorizou as unidades federadas a conceder isenção

nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o sistema de compensação de energia.

Com relação ao Programa de Integração Social (PIS) e da Contribuição para o Financiamento de Seguridade Social (Confins), não existe uma legislação ou orientação da Receita Federal esclarecendo como deveria ser realizada a cobrança para os casos de micro e minigeração distribuída (30).

O fato gerador das contribuições PIS/PASEP e Confins é a obtenção de receita por pessoa jurídica. Portanto, os autoprodutores de energia elétrica somente estão sujeitos à cobrança dessas contribuições quando comercializarem a energia elétrica que produzirem além do consumo próprio (30). Os valores utilizados para PIS e PASEP foram de 1.65% e 7.6%, respectivamente.

Apesar da geração de energia do presente estudo não estar sujeita à cobrança destes tributos, eles foram utilizados na modelagem das economias advindas da geração própria. Ou seja, novamente, se a unidade não estivesse produzindo um determinado valor de energia elétrica, ela o estaria comprando e desta maneira pagando o ICMS, PIS e PASEP.

5.3.3.5. Receitas provenientes de economia com energia comprada

A receita hipotética advinda das economias geradas pela geração própria de energia foi mensurada como a multiplicação da quantidade de energia gerada pela turbina [kWh], pelo valor cobrado pela concessionária por kWh (R\$/kWh) e pela carga tributária (27,25%).

O modelo de faturamento das concessionárias distribuidoras de energia elétrica é composto por duas parcelas: o custo de energia elétrica repassado na revenda (TE- Tarifa de Energia) e o custo de uso da rede de distribuição (TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição). A primeira tarifa é o repasse ao consumidor de todo o custo no qual a concessionária incorre durante o processo de transmissão. A TUSD reflete os custos da rede de distribuição e a remuneração da distribuidora pela prestação do serviço ao consumidor final.

A modalidade tarifária convencional para o subgrupo B3, no qual é caracterizado o prédio hipotético inserido neste estudo, é composta pela Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e pela Tarifa de Energia (TE). Na data da consulta, os valores referentes ao grupo B1 e B3 eram iguais, e correspondiam a 0,399 R\$/kWh. Fazendo-se a hipótese de que a igualdade se faz verdade para todas as cidades, e possível realizar a consulta de todas as cidades no sistema integrado de consulta da ANEEL (36). Onde:

Tabela 10 - Valor R\$/kWh cobrado pelas concessionárias operantes nas capitais em estudo.

Cidade	Distribuidora	Valor da Energia [kWh]
São Paulo	AES Eletropaulo	0,40
Rio de Janeiro	Light	0,53
Natal	Cosern	0,42
Fortaleza	Enel	0,47
Curitiba	Copel	0,42
Florianópolis	Celesc	0,43

Fez-se a hipótese de que o comportamento das bandeiras tarifárias de 2016 se estenderá pela perpetuidade. O valor anual por kWh foi calculado como sendo a média dos valores mensais para cada estado, considerando-se os acréscimos no valor de energia para bandeiras amarelas e vermelhas.

Tabela 11 - Histórico do Sistema de Bandeiras Tarifárias em 2016 (44).

Bandeira Tarifária por Mês - 2016			
Jan	Vermelha	Jul	Verde
Fev	Vermelha	Ago	Verde
Mar	Amarela	Set	Verde
Abr	Verde	Out	Verde
Mai	Verde	Nov	Amarela
Jun	Verde	Dez	Verde

Além disso, os preços foram corrigidos pela variação do IPCA, sendo este o índice com maior correlação com a variação real paga pelo consumidor.

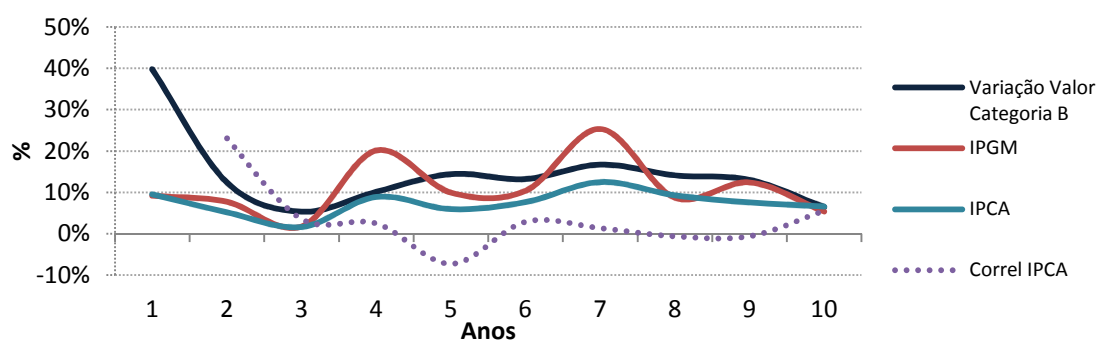


Fig. 21 - Variação do IPCA, IGP-M e da Correção Média Nacional dos valores de Energia Elétrica no Brasil entre os anos de 1995 e 2005.

Dessa maneira, é possível corrigir os valores futuros para cada estado:

Tabela 12 - Cálculo do valor anual de energia elétrica (R\$/kWh).

		Valores R\$/kWh												Valor no ano [R\$ / kWh]
		Bandeira Tarifária												
		Dez	Nov	Out	Set	Ago	Jul	Jun	Mai	Abr	Mar	Fev	Jan	
Estados	SP	0,40	0,42	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,42	0,43	0,43	0,41
	RJ	0,53	0,55	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,55	0,56	0,56	0,54
	NAT	0,42	0,44	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,44	0,45	0,45	0,43
	FOR	0,47	0,49	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,49	0,50	0,50	0,48
	CUR	0,42	0,44	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,44	0,45	0,45	0,43
	FLO	0,43	0,45	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,45	0,46	0,46

Tabela 13 - Projeção de valores futuros de energia de acordo com correção pelo IPCA estimado pelo Banco Central.

		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cidades	SP	0,42	0,44	0,46	0,48	0,50	0,52	0,54
	RJ	0,55	0,57	0,60	0,63	0,65	0,68	0,71
	NAT	0,44	0,46	0,48	0,50	0,52	0,54	0,57
	FOR	0,49	0,52	0,54	0,56	0,59	0,62	0,64
	CUR	0,44	0,45	0,48	0,50	0,52	0,54	0,57
	FLO	0,45	0,47	0,49	0,51	0,53	0,56	0,58

5.3.4. Custos de O&M (Operação e Manutenção)

Segundo a Associação Alemã de Energia Eólica (38), a manutenção preventiva deve ser feita em intervalos regulares (normalmente duas vezes por ano), para testar todos os componentes mecânicos e elétricos importantes. Como qualquer outra máquina, PTEs estão sujeitas a acidentes e perturbações vindas do ambiente que as cercam. Todas essas variáveis aumentam a probabilidade do surgimento de falhas na instalação. Esta probabilidade pode e deve ser diminuída pela ação da manutenção programada, especialmente em partes construtivas como a elétrica, eletrônica, sensorial ou hidráulica que são mais suscetíveis a falhas e requerem uma maior periodicidade nas suas revisões (32).

É preciso notar que o estudo aprofundado sobre a confiabilidade do sistema é de extrema importância. Fatores estatísticos como o tempo entre falhas e tempo para o reparo devem ser analisados individualmente para cada componente para se determinar a taxa de falhas do sistema total, para que dessa maneira possa se chegar a uma solução quantitativa exata para os custos de operação e manutenção de uma pequena turbina eólica. Este tipo de estudo foge, porém, do escopo do presente trabalho. Os custos de operação e manutenção foram definidos através de análises bibliográficas. No geral, os custos da instalação permanecerão constantes durante a vida útil do projeto, enquanto os custos de manutenção e reparo da turbina aumentam conforme ilustrado na imagem abaixo (39).

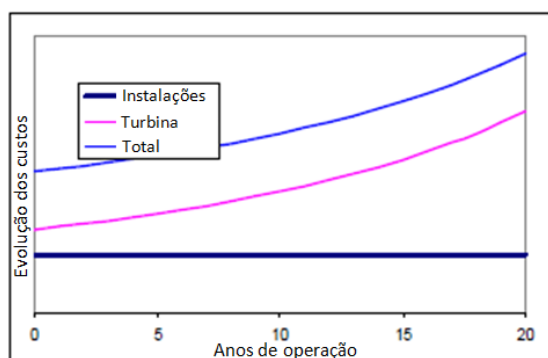


Fig. 22 - Esquematização dos custos de operação e manutenção para uma turbina eólica (39).

Os custos de manutenção da instalação foram desprezados no presente estudo. Esta classe de custo tem grande impacto em projetos de grandes turbinas eólicas, que requerem o uso de equipamentos pesados e especializados para manutenção da instalação (39). Abaixo seguem algumas classes de custos com instalação, para explicitar a falta de necessidade de consideração destes fatores no presente estudo.

- Administração: Esta classe está associada com atividades como o planejamento da agenda de equipes atuantes na manutenção de uma turbina eólica, o processo de compra e recebimento de partes de substituição, o monitoramento de estoque e status do desempenho das turbinas eólicas, o agendamento de serviços externos e a coordenação de trabalhos junto à empresa de distribuição de energia elétrica.
- Manutenção do local: Esta classe não está associada diretamente a turbina em si, são custos de manutenção de estradas de acesso às turbinas, poda de árvores e arbustos nas redondezas, manutenção de equipamento meteorológico e de tomada de dados.
- Equipamentos e Suprimentos: veículos, ferramentas e equipamento de segurança para as equipes de manutenção (39).

O custo de reparo total se divide em diferentes categorias (38):

- Probabilidade de falha;
- Tempo entre falhas para cada componente;
- Valor de cada componente;
- Custo de montagem.

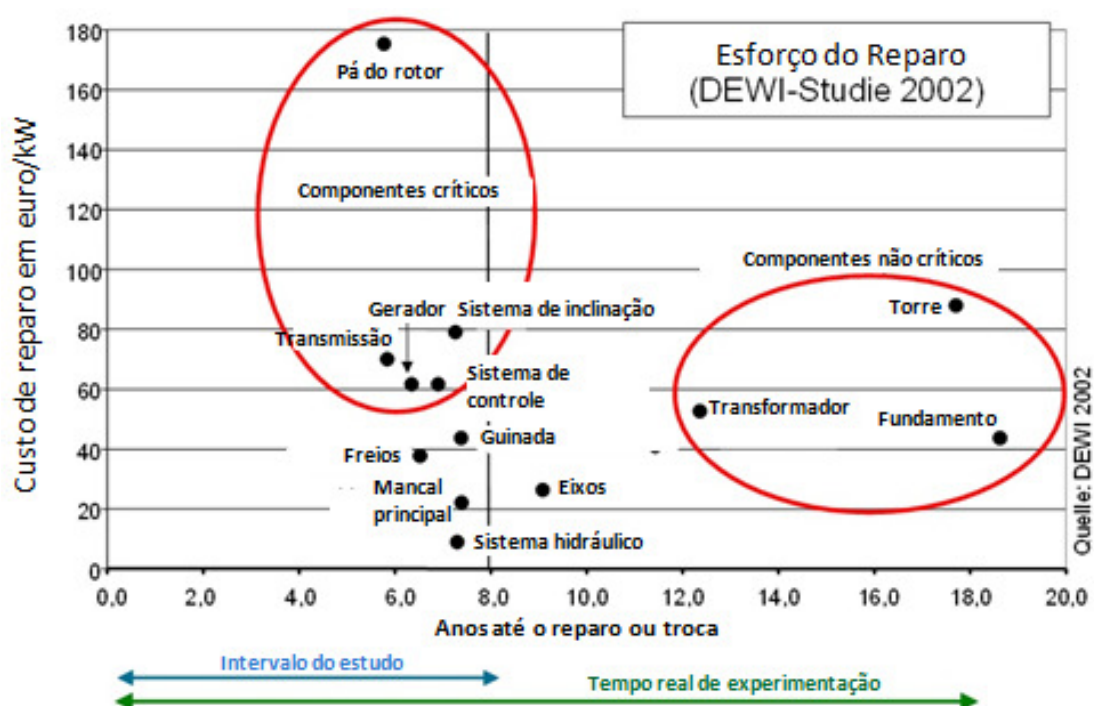


Fig. 23- Estratificação dos tempos para falha e determinação do custo de substituição para diversos componentes de uma turbina eólica (adaptada para o português) (38).

Estas variáveis estão sumarizadas no gráfico acima. Observa-se que o rotor, o gerador, a transmissão, o sistema de controle de guinada (não existente em PTEs) e o sistema de controle e eletrônica em geral são considerados como sendo componentes críticos. Estes apresentam um tempo médio entre falhas baixo, ou seja, falham antes que outros componentes (na média em 6,5 anos) e têm um custo de substituição alto. Componentes como a torre de sustentação, o fundamento e a estação do transformador tem um tempo entre falhas muito alto, acima dos 16,6 anos (39).

Pela necessidade de manutenção constante, é necessário se definir uma taxa de disponibilidade para a operação da turbina, ou seja, qual a porção de tempo no qual a turbina está operando normalmente, sobre um intervalo de tempo de referência. Especificações para turbinas eólicas atestam uma disponibilidade de 98%, i.e, a turbina opera normalmente em 358 dias do ano e está em manutenção nos sete dias restantes (40). Este foi o valor utilizado nos cálculos deste trabalho.

Muitos estudos vêm sendo conduzidos sobre o comportamento de cada componente durante a vida útil de uma turbina eólica, como o “Estudo sobre a atual situação dos custos do uso eólico na Alemanha” do Instituto Alemão de Energia Eólica (41). Nesse, podemos achar dados consolidados sobre a evolução dos custos com operação e manutenção de uma turbina eólica.

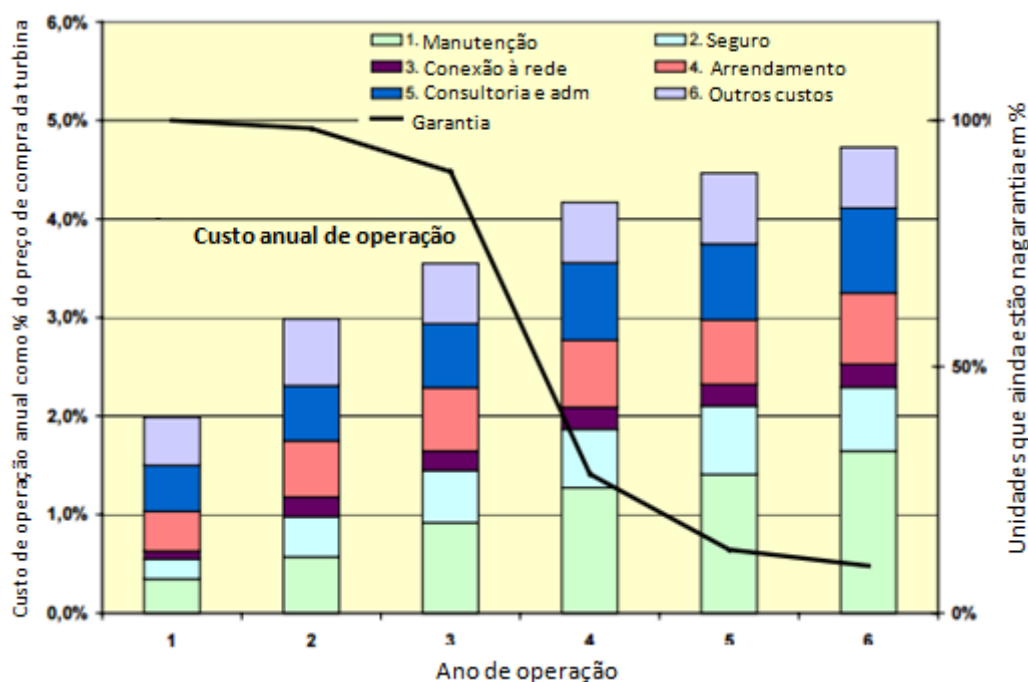


Fig. 24 - Evolução das classes de custos para uma turbina eólica ao longo dos anos de serviço (adaptada para o português) (41).

Na figura acima é fácil se notar o aumento no custo total de operação e manutenção de uma turbina eólica. Em seu primeiro ano de operação os custos totais ficam em torno de 2% onde, destes, aproximadamente 0,4% são com arrendamentos, 0,5% com outros custos, 0,5% com a administração e condução do negócio e contratação de consultorias tributárias, 0,3% com manutenção e conservação, 0,2% com seguros e 0,1% com conectividade com a rede elétrica.

No 6º ano os custos de operação e manutenção beiram os 4,8%. Este aumento é causado principalmente pelo aumento dos custos de manutenção e conservação e com seguro. O aumento dos preços de contratação de seguro está ligado, segundo os vendedores, ao aumento das taxas de falha acima dos 100% (41).

Pode-se retirar da Tabela 14 a evolução percentual sobre o preço de compra da turbina para as classes de manutenção e seguro, as duas que de fato são relevantes durante a vida útil de uma pequena turbina.

Tabela 14 - Evolução dos custos para manutenção e seguro segundo o Instituto Alemão de Energia Eólica. Os custos são representados como porcentagem do valor original de compra da turbina (41).

Custo	Ano de Operação					
	1	2	3	4	5	6
Manutenção	0,3%	0,6%	0,9%	1,25%	1,4%	1,6%
Seguro	0,2%	0,3%	0,5%	0,58%	0,66%	0,64%

Estes dados foram coletados através de um estudo voltado para o mercado de grandes turbinas eólicas. Pode-se, porém extrapolar os dados para pequenas turbinas eólicas, como corroborado por outro estudo alemão, da Associação Alemã de Energia Eólica (38) que em um estudo durante os anos de 1997 e 2001, determinou que os custos com manutenção no primeiro ano de serviço é para uma pequena turbina eólica em torno de 0,3% do preço total da instalação e cresce depois em um passo de 0,3% por ano, ou seja, na mesma proporção que a observada pelo Instituto de Energia Eólica Alemão (41).

Segundo a Rede Central Agrária de Matéria Prima, Marketing e Rede de Energia (C.A.R.M.E.N – *Centrales Agrar –Rohstoff- Marketing- und Energie-Netzwerk*) em sua publicação Pequenas Turbinas Eólicas – Informações Básicas e Sugestões de Operação na Agricultura (42), existem diversos tipos de seguros para pequenas turbinas eólicas na Alemanha. Comumente, são feitos seguros para a operação, eletrônica, contra vandalismo, roubo e condições ambientais. O custo anual fica entre 80 e 140 € para o seguro para a parte eletrônica e cerca de 50 a 150 € para operação e manutenção. Não foram achados valores de referência para o mercado brasileiro, então serão utilizados os valores alemães como referência.

5.3.5. Custos de Financiamento

O investimento inicial para a compra e instalação de turbinas para geração de energia eólica não é baixo. Por isso, fez-se a hipótese de que o investimento inicial é

financiado, de forma que os custos com aquisição das turbinas e todo o sistema seja pago em 10 anos. No final do estudo está uma análise de sensibilidade da viabilidade da instalação à variação do custo de dívida.

Existem algumas formas de apoio a micro, pequenas e médias empresas brasileiras. Algumas delas são os métodos de financiamento propostos pelo BNDES (Banco Nacional do Desenvolvimento Social). Para a finalidade “Meio Ambiente”, segundo a categorização do próprio banco, existe um financiamento chamado BNDES Finem – Eficiência Energética (43), para projetos voltados à redução do consumo de energia e aumento da eficiência do sistema energético nacional. Desta maneira, a taxa de juros total utilizada foi composta pela TJLP (7,5%) adicionada à taxa do BNDES (1.9%) e à 0.6% de sobre taxa, compondo 10% ao ano.

5.4. Análise da viabilidade financeira do investimento

A análise de viabilidade financeira do investimento foi feita através da consideração de todos os custos e economias geradas pelo projeto. Para isso foi utilizado o método do valor presente. Este método determina o valor presente do balanço entre gastos e ganhos em um período no futuro, levando em conta as taxas de custo de capital. A aplicação do método é importante, pois definiu em quanto tempo no referencial monetário atual o investimento inicial será pago e se o retorno financeiro obtido é maior que o custo de oportunidade do investimento.

Como investimento foram definidos:

- O valor de aquisição das turbinas, torres, componentes elétricos e todo equipamento necessário para o funcionamento inicial da instalação;
- Construção da base de sustentação e adequação do sistema elétrico.

Como custo foram definidos:

- Custos de Operação e Manutenção;
- Custo de capital (custo de financiamento);
- Custos com seguro.

Logo:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} = \sum_{t=1}^n \frac{R_j - C_j}{(1+i)^t} - I \quad (56)$$

- Sendo t usado para designar o índice de cada ano, à partir do ano inicial de operação da instalação ($t = 0$);
- R_j foi definida como $R_j = \eta * C_{pmax} * \rho * v_a^3(\bar{v}, c, k, h) * A * \Delta t * T_e$, como já explicitado anteriormente.
- T_e é a tarifa de energia, como mostrado anteriormente.

Quanto aos custos:

- $O\&M$ (Custos de Operação e Manutenção) e S_{seg} (custos com seguro) foram definidos anteriormente.
- Custo de capital foi definido como sendo 10% ao ano;

Os valores do investimento inicial foram definidos de acordo com o valor de aquisição do sistema, como mostrado nas sessões seguintes.

6. Escolha das turbinas

O presente estudo se dedicou ao estudo da instalação de turbinas de eixo vertical. Estas podem ser classificadas em duas classes: as que atuam por ação de forças de sustentação e aquelas que atuam pelo arrasto gerado em suas pás. As turbinas eólicas movidas pela ação de forças de sustentação em suas pás apresentam maiores coeficientes de potência em velocidades consideradas médias e altas. Sua desvantagem reside no maior torque de partida necessário, ou seja, demandam velocidades de vento mais altas para o início do movimento (48).

Em turbinas que agem por arrasto, como as turbinas do tipo Savonius, o momento criado pela força do vento pelas pás da turbina, gera a rotação no eixo principal. Turbinas deste tipo têm como principal vantagem o fato de necessitarem de menores torques iniciais, sendo sua desvantagem o fato de que a velocidade de ponta na pá não pode exceder a velocidade do vento, limitando seu rendimento em altas velocidades (44).

Após a consideração de alguns modelos de turbina de eixo vertical, optou-se por estudar uma turbina do tipo *Savonius*, uma *Darrieus* e híbridas, já que estes modelos são os mais difundidos em operações urbanas. Os critérios de decisão foram dois:

- Qualidade dos dados disponibilizados por fabricantes;
- Valores de referência achados.

Ao todo, foram escolhidas seis turbinas para as simulações. Sendo:

- Quatro turbinas híbridas: da empresa HI VAWT (Taiwan) (45).
- Uma turbina do tipo *Darrieus* da empresa Rago Solar (Italia) (46).
- Uma turbina do tipo *Savonius* da empresa Sauer Energy (EUA) (47).

Abaixo, segue uma tabela descritiva das principais características das turbinas.

Tabela 15 - Dados das turbinas para simulação.

Turbina	DS300	DS700	DS1500	DS3000	Rago	Sauer
Tipo	Híbrida	Híbrida	Híbrida	Híbrida	Darrieus	Savonius
Fabricante	HI VAWT	HI VAWT	HI VAWT	HI VAWT	Rago	Sauer
Potência [W]	300	700	1500	3000	3000	1500
Velocidade de parada [m/s]	15.5	15	15	15	15	-
Velocidade de partida [m]	3	3	3	3	3	4
Velocidade de sobrevivência [m/s]	60	60	60	60	52	45
Diâmetro do rotor [m]	1.24	1.93	2.8	4	3	2.31
Altura do rotr [m]	1.06	1.6	2.9	4.2	3.5	3.96
Altura da turbina [m]	4	4	4	4	4	-
Altura total [m]	5.06	5.6	6.9	8.2	6	6
Peso [kg]	25.5	60	380	680	160	382



Fig. 25 - Da esquerda para direita: Rago Solar, Sauer Energy e DS 300.



Fig. 26 - Unidade DS 3000 instalada em prédio em Taiwan.

A maior dificuldade na caracterização das turbinas é a falta de dados confiáveis disponibilizados pelos fabricantes. A maior parte dos fabricantes não divulga informações importantes como tabelas de variação dos rendimentos das turbinas, perfis de lâminas das pás, áreas de varredura e etc. Portanto, é preciso fazer hipóteses. A ausência de dois dados específicos foi bastante custosa: (1) Ausência da curva de rendimento e (2) ausência da área de varredura das turbinas.

6.1. Definição de áreas de varreduras e coeficientes de rendimento

As curvas de potência são disponibilizadas pelos fabricantes. Porém, o presente estudo tinha como objetivo o cálculo da geração de energia pela Eq.53, ou seja, pela utilização do coeficiente de performance de cada turbina. Desta maneira, foi necessária a derivação da curva do coeficiente de performance pela curva de potência, através de um processo iterativo.

Para a determinação da curva de performance através da curva de potência (oferecida em todos os casos), é necessário se ter a área de varredura da turbina, que não é informada no caso das turbinas híbridas da HI VAWT. É comum se achar simplificações para o cálculo de área de varredura de turbinas do tipo *Darrieus*. No caso, a área de varredura é determinada com sendo $Av = \text{Altura do Rotor} * \text{Diâmetro do Rotor} * 0.66$. Tal simplificação, porém, é comprometedora no caso de turbinas híbridas, por não haver razão direta entre os perfis e comprimentos de pás da turbina externa do tipo *Darrieus* e a área de varredura total.

Portanto, as áreas de varredura das turbinas híbridas da HI-VAWT foram estimadas. Para isso, foram feitos alguns ensaios, como forma de estudar a variação do C_p de todas as turbinas híbridas em função da área de varredura.

Primeiramente foi definido o conceito de “Fator multiplicativo de área” (FMA), como sendo:

$$FMA = \frac{\text{Área de Varredura Calculada}}{\text{Área do retângulo circunscrito}} \quad (57)$$

Foram escolhidos quatro fatores multiplicativos para os testes: (1) 0.67, (2) 0.73, (3) 0.91 e (4) 0.97. As curvas de C_p s resultantes são exibidas na imagem abaixo para comparação.

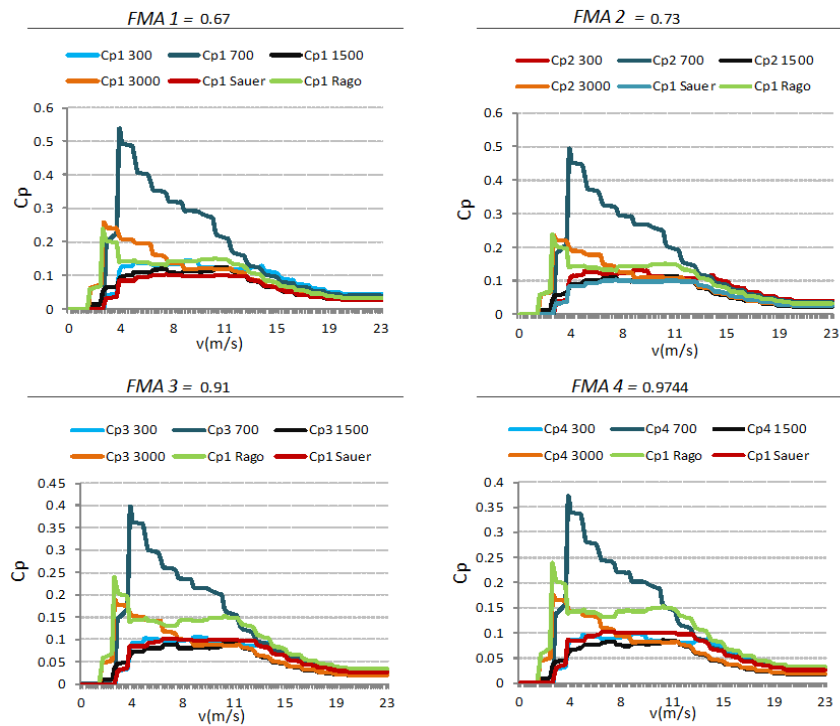


Fig. 27 - Variação dos coeficientes de potência em relação a área de varredura.

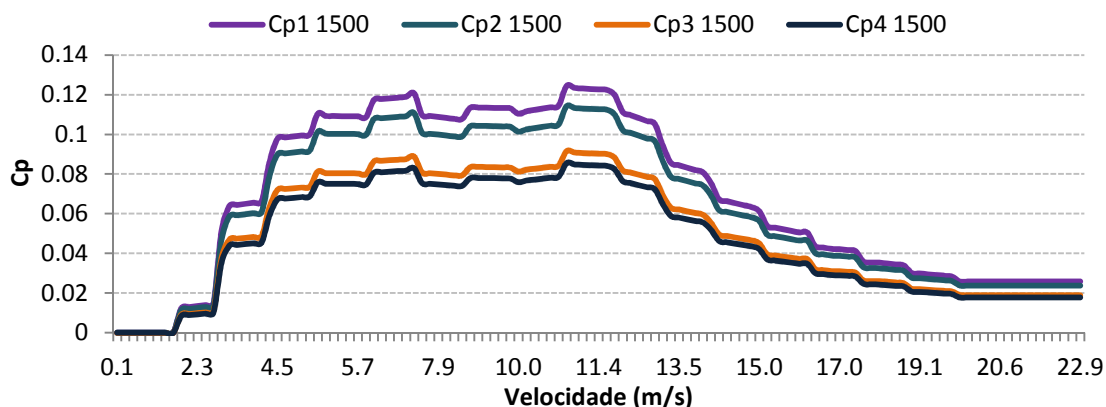


Fig. 28 - Exemplo de variação dos coeficientes de rendimento em função da área de varredura escolhida para a turbina DS1500.

A Fig. 27 exibe a variação dos C_p para cada turbina híbrida em função do FMA escolhido. Do mesmo modo, a Fig. 28 exibe de forma mais clara a variação para uma mesma turbina (DS 1500). Pode-se notar que conforme o FMA aumenta (da mesma forma a área de varredura), o rendimento da turbina diminui. A inferência é lógica, já que uma turbina é considerada mais “eficiente” quanto maior a relação Potência (kW) / Área de varredura (m²).

O critério utilizado para determinação do fator de área das turbinas híbridas foi o desvio percentual dos valores máximos atingidos em uma série, em relação à média das turbinas RAGO e SAUER. Dessa maneira, foi decidida a utilização do fator 0.91, ou seja, a área de varredura como sendo 91% da área do retângulo circunscrito. Dessa maneira, as áreas de varredura ficaram definidas como na figura abaixo.

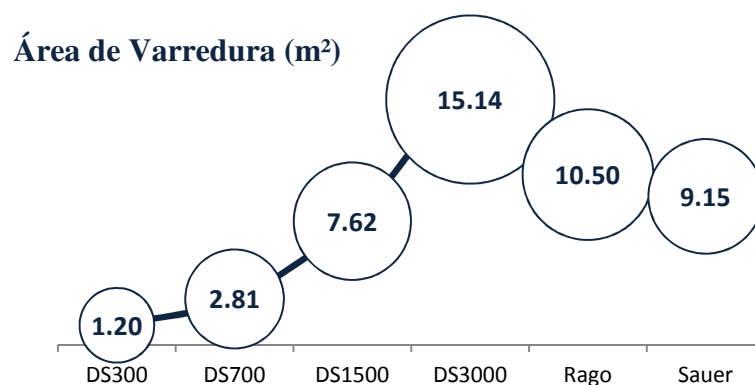


Fig. 29 - Áreas de varredura finais.

Assim, foi possível calcular os coeficientes de potência e a curva de potência para todas as turbinas híbridas. Como segue abaixo.

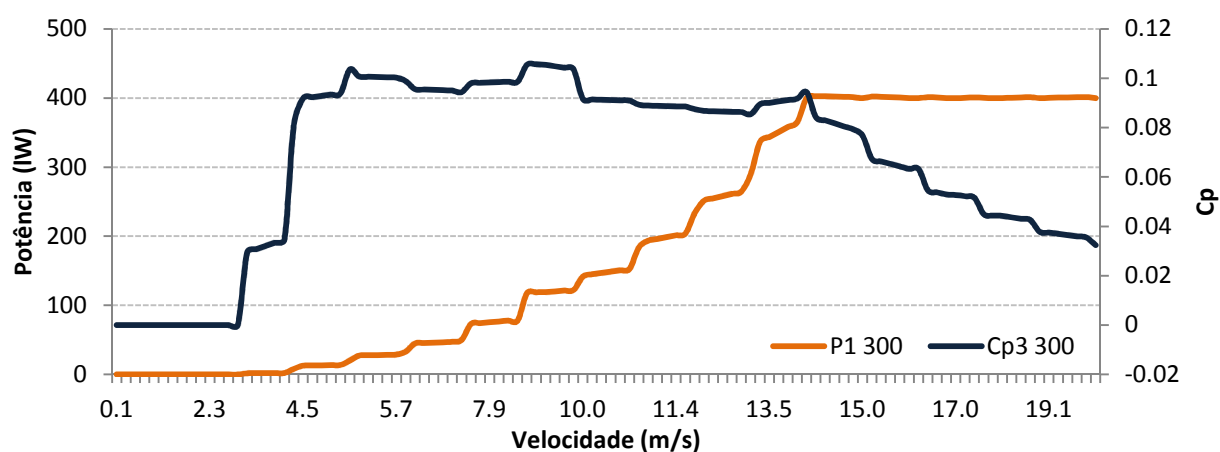


Fig. 30- Potência (kW) e Cp calculados para a DS300.

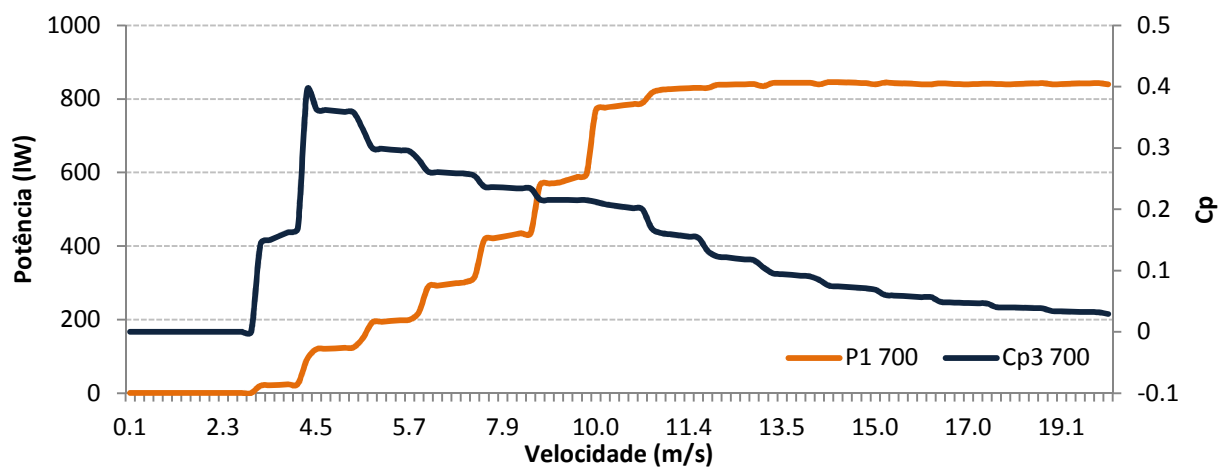
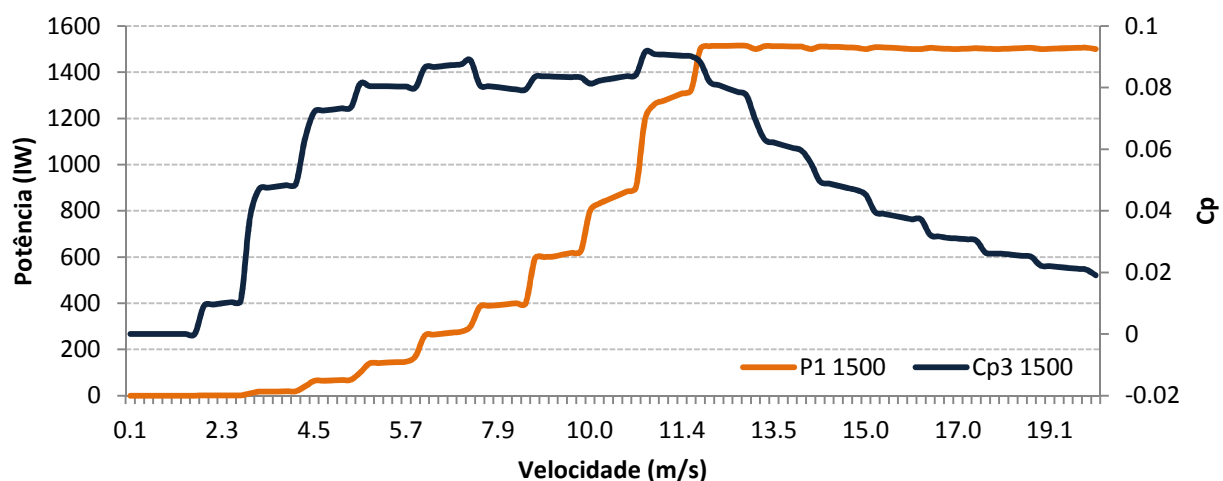
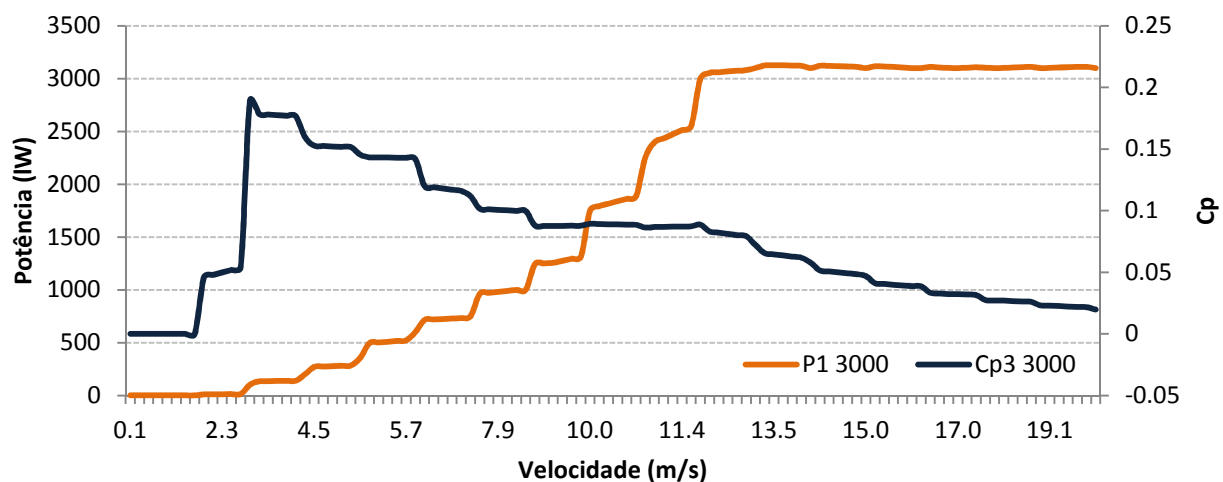
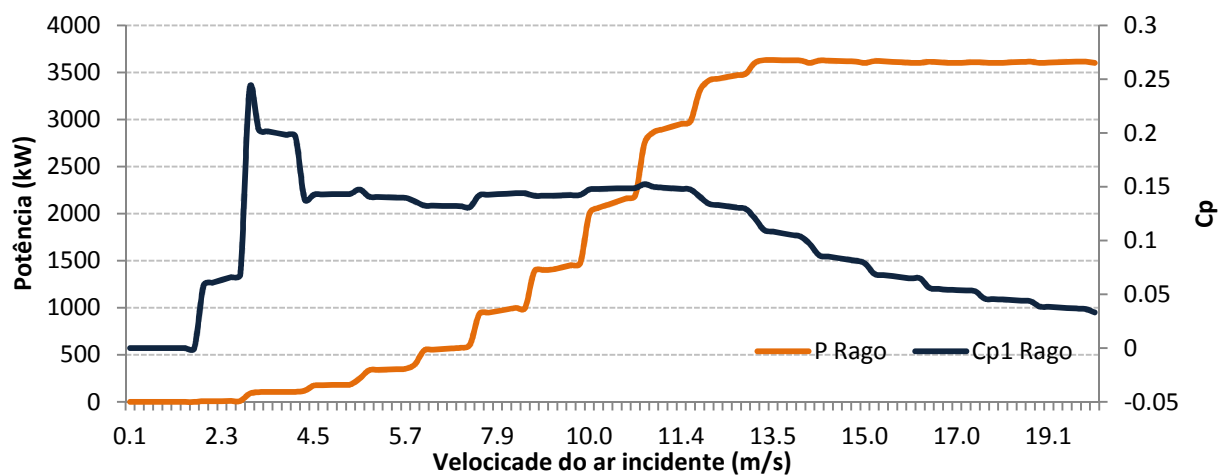


Fig. 31 - Potência (kW) e Cp calculados para a DS700.

Fig. 32 - Potência (kW) e C_p calculados para a DS1500.Fig. 33 - Potência (kW) e C_p calculados para a DS3000Fig. 34 - Potência (kW) e C_p calculados para a Rago.

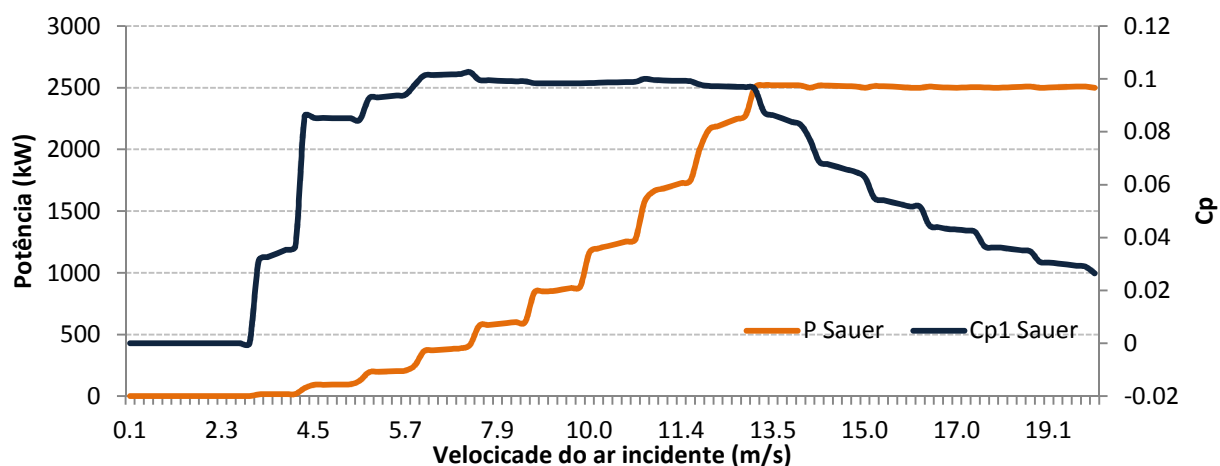


Fig. 35 - Potência (kWh) e C_p calculados para a Sauer.

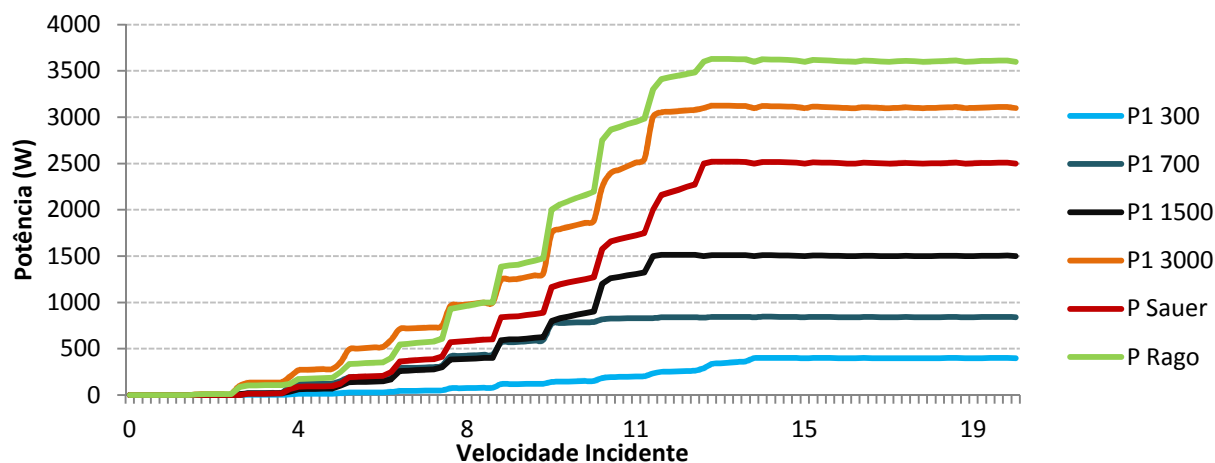


Fig. 36 - Curva de potencia calculada para as turbinas escolhidas.

7. Impacto da variação geográfica e sazonal de valores de densidade do ar

Antes da simulação de produção de energia anual, testou-se a sensibilidade da produção das turbinas à variação de valores de densidade do ar (kg/m^3). É coerente que tais valores sejam variados devido ao grande espalhamento relativo nas temperaturas médias nas seis capitais em estudo. (48)

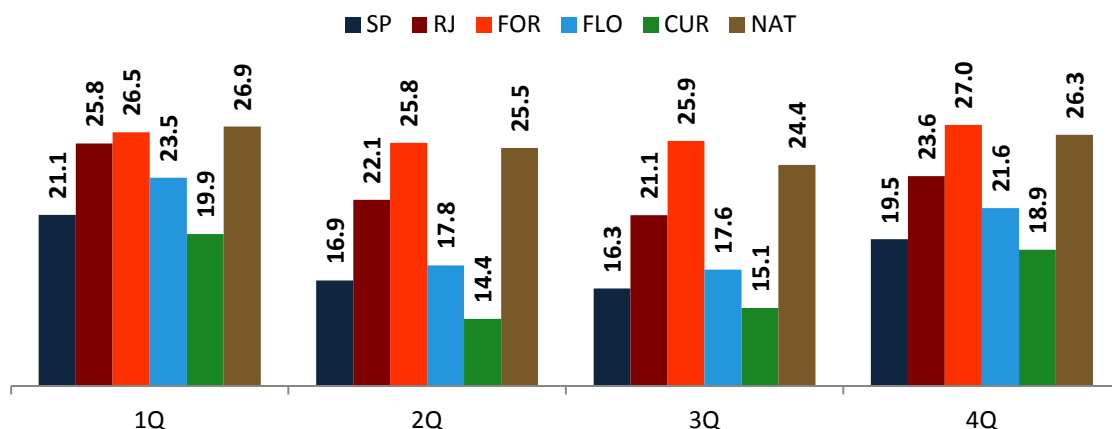


Fig. 37 - Temperatura média em C° para capitais em estudo ao longo de quatro trimestres (52).

Através da definição do gradiente de densidade por temperatura ($\frac{\Delta\rho}{C^\circ}$), e utilizando-se valores medidos sob pressão à nível do mar ao longo do ano para cada cidade, pode-se criar um vetor para armazenamento desses dados e consequente utilização na simulação.

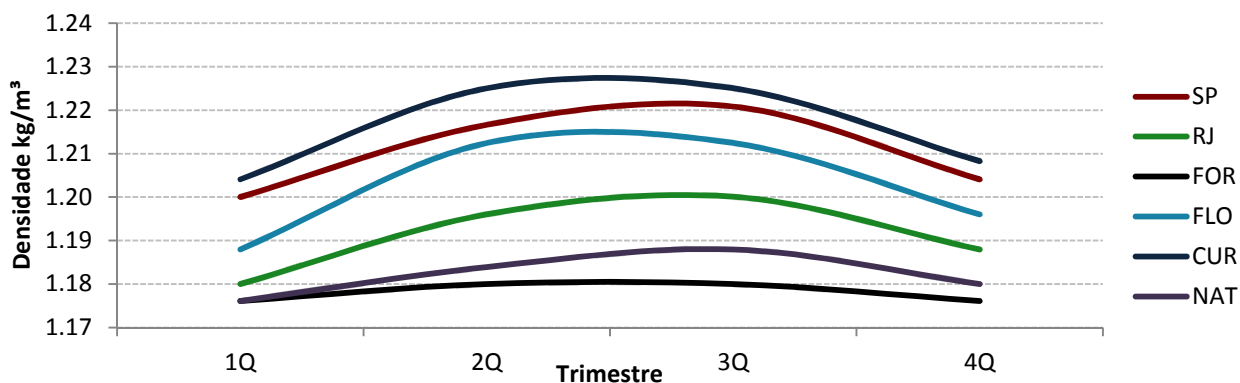


Fig. 38 - Variação da densidade do ar ao longo de um ano para as capitais em estudo.

Uma comparação subsequente à definição do vetor de variação de densidade foi feita, em relação ao valor prévio fixado em CNTP (1,29 kg/m³). Abaixo, mostra-se a variação percentual na produção anual de energia em cada cidade para a turbina híbrida DS300 em função da variação sazonal da densidade, evidenciando a necessidade de tal consideração. Observa-se que em cidades mais quentes (como Fortaleza, Natal e Rio de Janeiro) as variações foram maiores.

Quantidade de energia a menos produzida pela consideração da variação da densidade

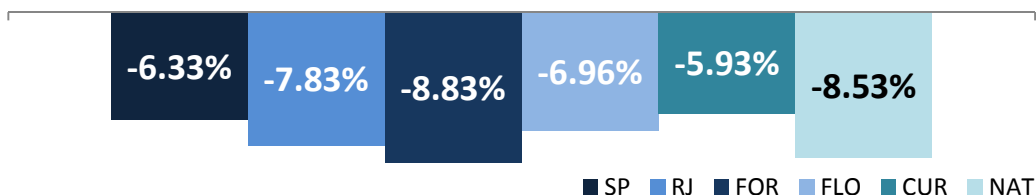


Fig. 39 - Redução percentual na geração de energia anual da turbina DS 300 pela consideração de valores dinâmicos da densidade do ar.

8. Cálculo da geração anual de energia elétrica.

A simulação foi feita através do programa *Microsoft Excel*® levando-se em conta todos os parâmetros explicitados durante este relatório. Abaixo, segue uma imagem exemplificando de modo simplificado a maneira como o cálculo de geração de energia eólica foi conduzido.

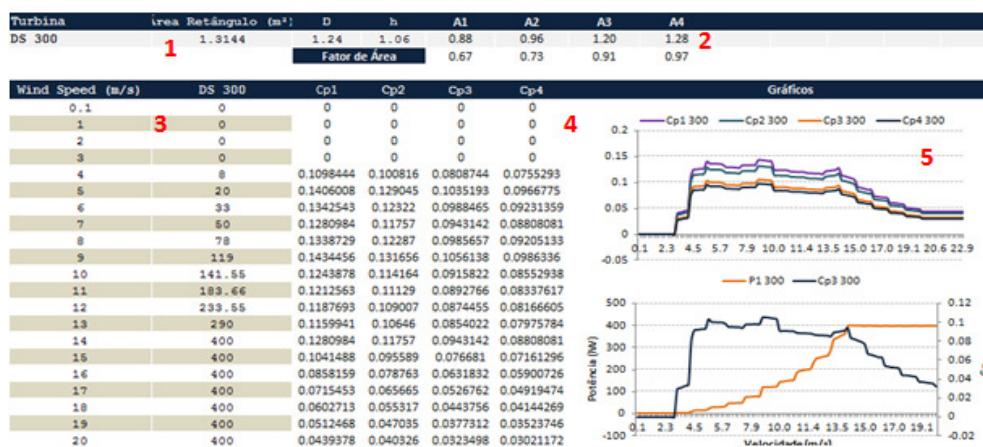


Fig. 40 - Imagem da primeira etapa para o cálculo de geração de energia para a turbina DS300.

City	6	SP	7	8												
Height over Ceiling	6	120														
Area Coeff 1	A3															
			Given pho (kg/m²)				Area									
			1.1761	1.1833	1.18794	1.19	1.20	2.81	7.62	15.14	10.50	9.15				
Wind Speed Calculation			Associated Probability				Power Cp									
Wind Speed (50m) (m/s)	Ind Speed	Correction (m/s)	Dec-Feb	March-May	Jun-Aug	Sep-Dec	DS300	DS700	DS1500	DS3000	Rago	Sauer	1Q	2Q	3Q	4Q
0.1	0.1		33390	22533.12753	6576.5113	9072	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	1.12	9	396737.6376	272306.88	156330	201011.8343	10	0	0	0	0	0	11	0	0	0
2	2.24		633219.026	498418.2328	369101.7015	431568.0375	0	0	0.0091	0.0459	0.0582	0	0	0	0	0
3	3.36		627522.6228	573326.0538	518662.4675	560907.548	0.0234	0.1434	0.047	0.1785	0.2031	0.0312	368211	9088515	6250003	6862362
4	4.49		459377.98	502966.4476	541921.6671	54152.326	0.0919	0.3633	0.0721	0.1528	0.1427	0.0853	5355043	5902046	6380885	6323226
5	5.61		262002.6349	355377.4441	446212.9905	409888.0471	0.1007	0.3001	0.0805	0.1434	0.1408	0.0926	6538138	8927072	1.1E+07	10262458
6	6.73		119132.7379	206877.2333	295204.9022	248619.3178	0.0956	0.2614	0.0864	0.12	0.1326	0.1013	4874637	8521076	1.2E+07	10206855
7	7.85		43693.12647	100321.4913	157801.9845	121538.0343	0.0979	0.237	0.0808	0.1016	0.142	0.0996	2303644	6724064	1.1E+07	8123273
8	8.97		13017.887	40761.05524	68135.30424	48019.94079	0.1054	0.2159	0.0835	0.088	0.1416	0.0984	1393061	4390821	7366449	5157786
9	10.09		3162.271989	13919.47011	23688.62446	15291.21044	0.0994	0.2081	0.0822	0.0892	0.1478	0.0986	417669	1950659	3602829	2026341
10	11.21		628.0062828	4001.677108	6601.648557	3915.775337	0.0889	0.1612	0.0909	0.0869	0.1436	0.0996	110661	703938	1175196	6324093
11	12.33		102.1324976	569.2682942	1466.937732	603.6571351	0.0868	0.121	0.0819	0.0832	0.1341	0.0973	23384.4	223396.6	339253	18464.6
12	13.45		13.6968924	197.8512031	258.4524107	131.633245	0.0895	0.0954	0.0631	0.0656	0.1098	0.0875	4172.61	67033.3	79999.7	40491.01
13	14.58		1489363585	34.03223061	35.69661139	17.9625986	0.0842	0.0752	0.0496	0.0575	0.0863	0.0688	546.081	12560.8	13294.1	6313.596
14	15.70		0.133706543	4.931388716	3.307602006	1.771697209	0.0673	0.0601	0.0396	0.0412	0.069	0.055	48.941	1817.021	1444.71	650.6497
15	16.82		0.009854863	0.601705028	0.331471865	0.144292616	0.0546	0.0488	0.0321	0.0334	0.056	0.0446	3.53987	221.232	32.302	52.88319
16	17.94		0.000596434	0.06178766	0.021786587	0.009234769	0.0449	0.0401	0.0264	0.0275	0.046	0.0367	0.21738	22.66909	8.02049	3.736955
17	19.06		2.96426E-05	0.00533661	0.001103337	0.000462639	0.0374	0.0334	0.022	0.0229	0.0383	0.0306	0.0108	1.957312	0.40605	0.169123
18	20.18		1.20979E-06	0.000397436	4.28174E-05	1.80731E-05	0.0323	0.0289	0.019	0.0198	0.0332	0.0264	0.00045	0.01098	0.00673	
19	21.30		4.05436E-08	2.36277E-05	1.26646E-06	5.48498E-07	0.0323	0.0289	0.019	0.0198	0.0332	0.0264	1.8E-05	0.014654	0.000024	
20	22.42		1.11561E-09	1.20953E-06	2.84015E-08	1.28849E-08	0.0323	0.0289	0.019	0.0198	0.0332	0.0264	5.7E-07	0.000625	1.5E-05	6.63E-06
													1Q	2Q	3Q	4Q
													18.85	31.66	44.50	36.53
													Annual DS 300			
													13180			

Fig. 41 - Imagem da segunda etapa para o cálculo de geração de energia para a turbina DS 300.

As imagens 40 e 41 mostram as etapas para o cálculo da geração de energia de cada turbina. Pode-se dividir esta etapa em doze partes:

Tabela 16 - Etapas para cálculo da geração de energia.

Passos para o cálculo de produção de energia por cada turbina	
1	Identificação da turbina e apresentação da área do retângulo circunscrito
2	Cálculo da área de varredura para cada "Fator de Área" determinado
3	Apresentação dos dados de variação de potência (kW) em função da velocidade incidente do vento, conforme disponibilizado pelo fabricante
4	Definição dos C _{ps} para cada valor de Fator de Área. Pelo uso da Lei de Potência, surgem diversos valores de velocidade do vento (não mostrados na imagem acima). Para o cálculo dos vetores integrais, os valores de C _p foram interpolados para cada valor de velocidade.
5	Apresentação dos dados obtidos. O gráfico na porção superior mostra a variação dos fatores de potência em função da velocidade para cada Fator de Área.
6	Definição da cidade, da altura de posicionamento da turbina e do fator de área a ser utilizado (entrada);
7	Densidade média por trimestre na cidade escolhida
8	Área de varredura por turbina
9	Vetores de tempo (s) de incidência do vento por valor de velocidade (m/s) em 1 mês
10	Valor de C _p para cada valor de velocidade (m/s)
11	Valores de energia (J) produzida por turbina por velocidade em 1 mês
12	Valor de energia produzida por trimestre e por ano por turbina (kWh)

Apesar da aparente simplicidade nas imagens, elas concatenam todas as informações colhidas e apresentadas durante este relatório, referentes à etapa dos

cálculos de geração. A seguir seguem os principais resultados e comentários relativos aos cálculos.

8.1. Diferenciações na geração de energia

Como explicitado nos capítulos anteriores, diferenças nas probabilidades de ocorrência de cada valor de velocidades mudam as características de geração em cada cidade. No gráfico a seguir, é possível notar as diferenças na geração de energia: (1) entre turbinas e (2) entre cidades.

A cidade com a menor produção anual de energia eólica é São Paulo. Curitiba e Rio de Janeiro vêm em seguida, precedendo Fortaleza, Florianópolis e Natal, sendo esta a grande produtora. É interessante notar que em São Paulo, Curitiba, Fortaleza e Florianópolis a turbina com a maior geração anual é a DS3000 da HI-VAWT. Porém, em Natal, é a turbina do tipo Darrieus da Rago. Isso evidencia as diferenças nas curvas de coeficiente de performance das turbinas, mais deslocadas para esquerda ou direita.

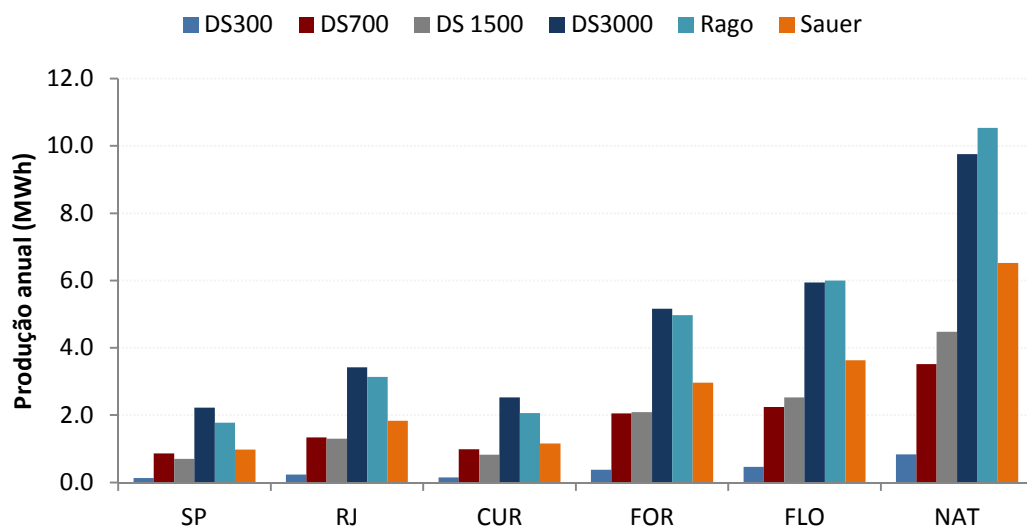


Fig. 42 - Produção anual de energia (MWh) para torres de sustentação de 6 metros de altura.

Também é possível calcular as diferenças na geração de energia para uma mesma turbina posicionada em diferentes alturas, como explicitado pela Lei de Potência.

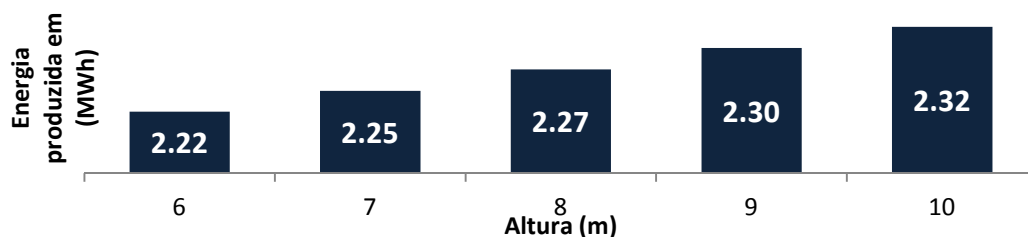


Fig. 43 - Geração de energia eólica pela turbina híbrida DS 3000 da HI VAWT na cidade de São Paulo para diferentes alturas acima do teto do prédio.

A Fig. 44 (abaixo) evidencia as diferenças nas variações dos valores de energia produzidos anualmente devido à redução na altura da torre de sustentação à partir da altura máxima de 10 m. Nota-se que as turbinas híbridas têm redução percentual nos valores anuais de energia produzida abaixo da média, enquanto a turbina Rago e Sauer apresentam valores acima da média.

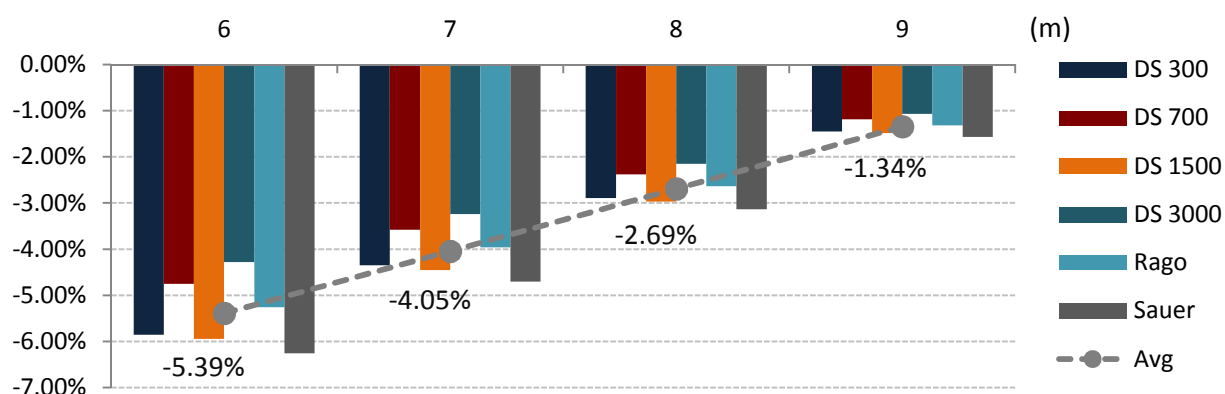


Fig. 44- Redução percentual na geração anual de energia eólica, pela diminuição da altura original de 10m da torre de sustentação.

A seguir estão os gráficos com os resultados obtidos para cada turbina instalada a 8 metros de altura. Eles exibem a quantidade anual de energia produzida em kWh e a porcentagem de energia produzida sobre a energia total produzida em Natal, a capital com a maior capacidade eólica.

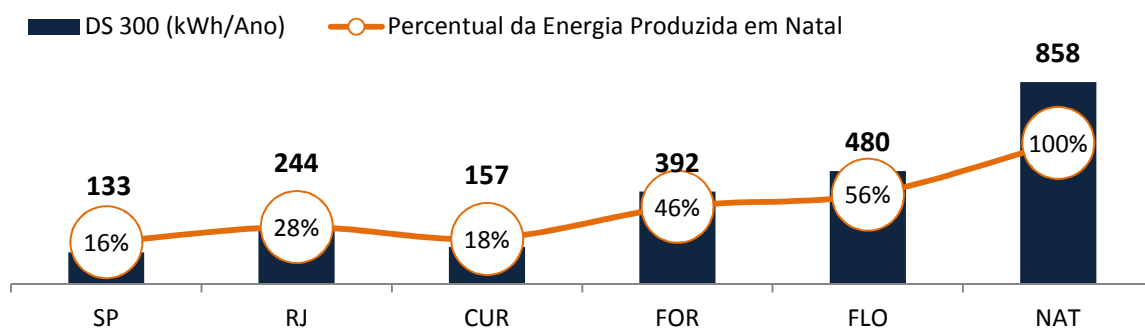


Fig. 45 - Valores anuais de geração de energia (kWh) para a turbina DS300.

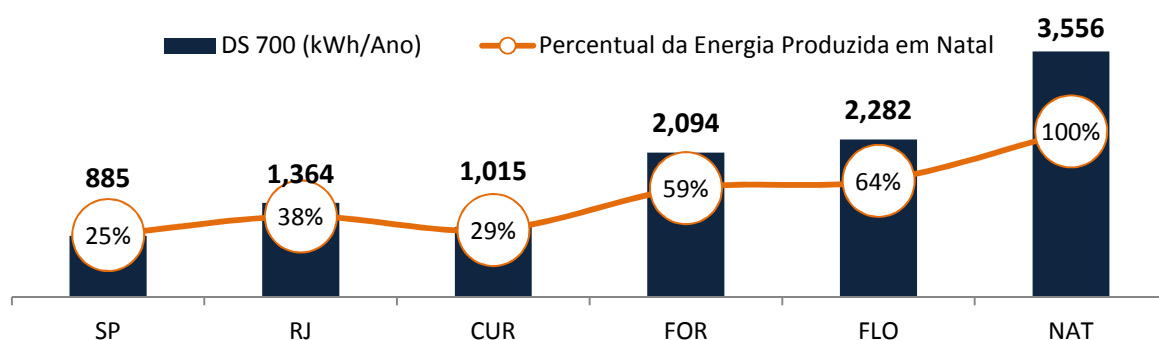


Fig. 46 - Valores anuais de geração de energia (kWh) para a turbina DS700.

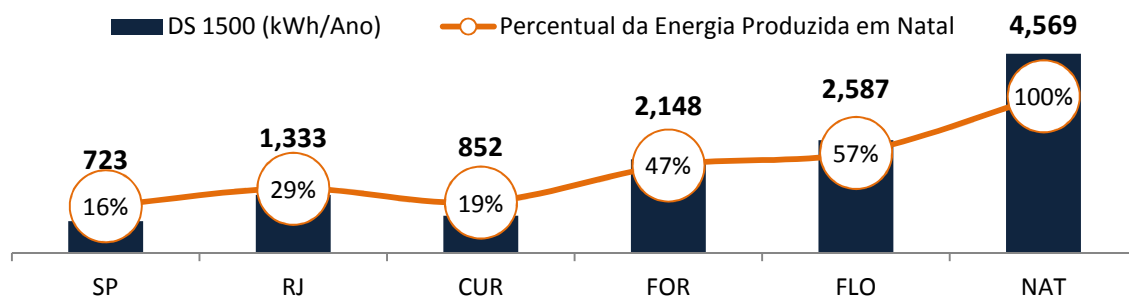


Fig. 47 - Valores anuais de geração de energia (kWh) para a turbina DS1500.

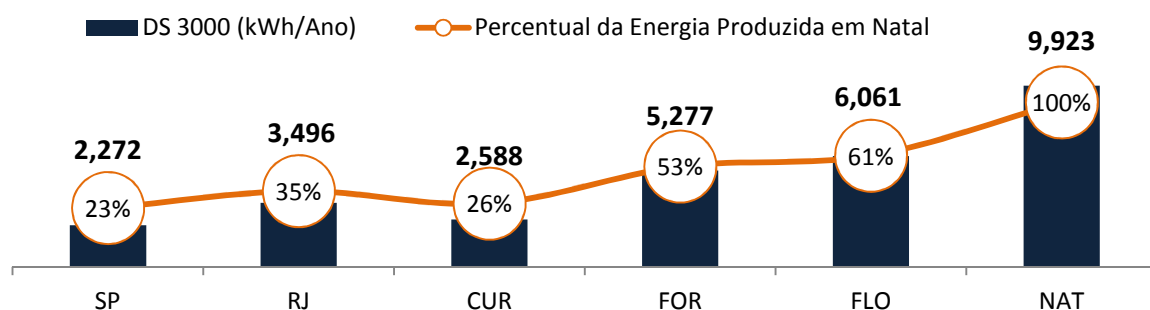


Fig. 48 - Valores anuais de geração de energia (kWh) para a turbina DS3000.

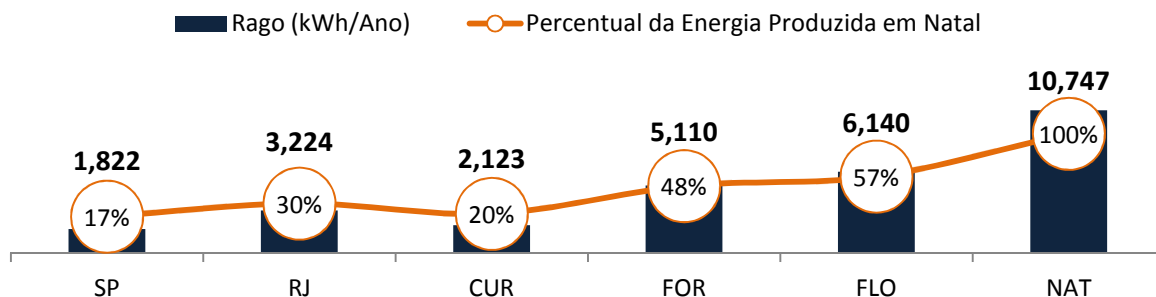


Fig. 49 - Valores anuais de geração de energia (kWh) para a turbina Rago.

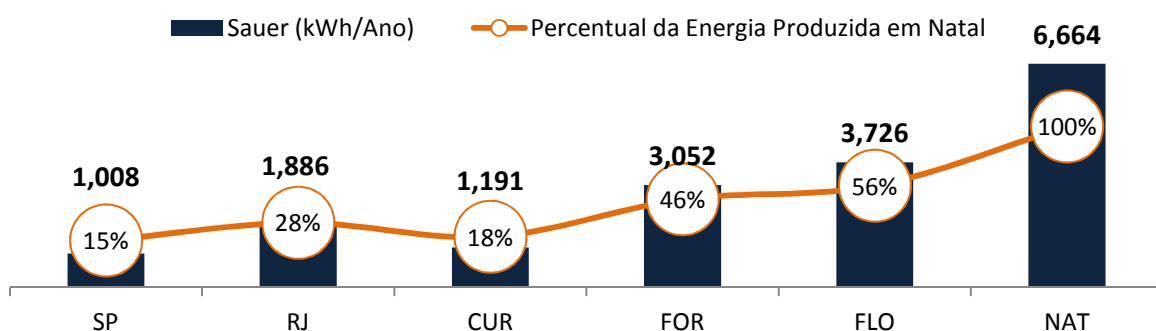


Fig. 50 - Valores anuais de geração de energia (kWh) para a turbina Sauer.

Alguns comentários são importantes, antes do início da apresentação da análise financeira.

- As turbinas com maiores valores de produção anual (kWh) são a Rago e a DS3000. Ambas as turbinas têm potência nominal de 3000W. Como dito previamente, turbinas híbridas possuem vantagens em baixas velocidades por possuírem uma turbina do tipo *Savonius* acoplada internamente, o que diminui o torque de partida e aumenta o rendimento nestes regimes. De fato, a turbina DS3000 produz em média 24.7% energia a mais (kWh/ano) do que a Rago em São Paulo e 21.9% a mais em Curitiba, ambas as cidades com baixas velocidades dos ventos. Em cidades com ventos mais moderados como Rio de Janeiro e Fortaleza, a DS3000 produziu apenas 8.4% e 3.3% energia a mais (kWh/ano) do que a Rago. Já em Natal e Florianópolis o quadro é invertido, e a Rago produz 7.7% e 1.3% energia a mais que a

DS3000. A diferenciação é importante, pois atesta que cada cidade (com uma Distribuição de Weibull específica) produz mais energia para um determinado tipo de turbina: cidades com maior potencial eólico com turbinas *Darrieus*, e cidades com menor potencial, com turbinas *Savonius* e híbridas.

- A turbina Sauer (do tipo *Savonius*) gera mais energia anualmente do que a DS1500 (híbrida), que tem a mesma potência nominal de 1500 W. A diferença entre a quantidade de energia produzida diminui para cidades com incidência mais baixa de ventos fortes (São Paulo e Curitiba) e aumenta para as cidades com ocorrência mais frequente de velocidades altas (Natal, Rio de Janeiro, Fortaleza e Florianópolis). A turbina Sauer produziu aproximadamente 39% de energia a mais (kWh/ano) do que a DS1500 em São Paulo e Curitiba, enquanto produziu aproximadamente 45% a mais em Natal e Florianópolis. A relação é contra intuitiva, já que turbinas do tipo *Savonius* (como a Sauer) apresentam rendimento mais baixo do que turbinas do tipo *Darrieus*, em velocidades maiores.
- A variação da capacidade máxima de produção de acordo com a localidade de instalação independe da potência nominal, está ligada apenas ao formato da curva de potência de cada turbina. Por exemplo, a turbina DS300 apresenta valores de “Percentual de Energia Produzida em Natal”, muito parecidos com os valores da Rago, apesar da potência nominal da DS300 ser apenas 10% da outra. A turbina DS300 por sua vez, apesar da grande potência nominal, tem bons valores de produção nas cidades de São Paulo e Curitiba, quando comparadas com o cenário ideal (Natal).
- A turbina DS700 se destaca pela alta por seu rendimento. Desde o começo da análise foi verificado que sua curva de seu coeficiente de performance é bastante alta na porção esquerda, ou seja, esta turbina apresenta altos rendimentos para velocidades a partir dos 4.5 m/s. De fato, tal característica é desejável para ambientes urbanos, em que as

probabilidades de incidência associadas a velocidade pequenas são maiores.

- As cidades de São Paulo e Curitiba apresentam os menores potenciais para instalação de micro geração de energia eólica, como demonstrado no mapa de calor abaixo. A produção em São Paulo é em média 81% menor do que a produção em Natal (o cenário ideal), enquanto que para Curitiba este número é 79%.

Abaixo é apresentado um mapa de calor com os valores anuais de produção por turbina e cidade.

Tabela 17 - Mapa de Calor: Valores anuais de produção de energia eólica por cidade e turbina.

		Valores de Produção Anual de Energia (kWh)					
Turbinas	Altura(m)	Cidades					
		SP	RJ	CUR	FOR	FLO	NAT
DS 300	6	132	242	155	389	477	853
	7	134	246	158	394	484	865
	8	136	249	160	400	490	875
	9	138	252	162	405	496	886
	10	140	256	165	410	502	897
	6	881	1364	1011	2097	2292	3586
	7	892	1378	1023	2117	2310	3607
	8	903	1392	1035	2136	2329	3628
	9	914	1406	1048	2156	2347	3649
	10	925	1419	1060	2176	2365	3670
	6	715	1323	843	2133	2579	4574
	7	727	1342	856	2163	2610	4619
	8	738	1360	869	2192	2640	4662
	9	749	1378	882	2221	2669	4705
	10	760	1396	895	2249	2698	4748
	6	2267	3492	2583	5271	6067	9953
	7	2292	3529	2611	5325	6124	10037
	8	2318	3567	2641	5384	6185	10126
	9	2344	3606	2670	5443	6245	10213
	10	2369	3644	2699	5501	6305	10299
Rago	6	1809	3205	2108	5077	6124	10754
	7	1834	3247	2137	5145	6194	10859
	8	1859	3290	2167	5215	6265	10967
	9	1884	3333	2196	5284	6336	11072
	10	1910	3375	2226	5353	6407	11177
Sauer	6	995	1869	1177	3027	3708	6652
	7	1012	1897	1196	3070	3755	6726
	8	1029	1924	1216	3114	3802	6800
	9	1045	1952	1235	3157	3848	6873
	10	1062	1979	1254	3201	3895	6946

9. Análise Financeira

Nesta seção é feita a análise financeira do investimento.

9.1. Definição dos preços de compra e importação

Primeiramente foram definidos os valores de compra teóricos das turbinas. Partiu-se da definição de valores por metro quadrado de área de varredura de cada turbina (USD/m²). Os valores tidos como base foram retirados de sites de compra online (49). Foi feita a premissa de que o valor por m² de turbinas chinesas é menor que o de turbinas produzidas na Europa ou EUA, como afirmado em “A Economia das Pequenas Turbinas Eólicas” (24).

Tabela 18 - Cálculo dos valores de compra e instalação das turbinas.

Modelo	Área (m ²)	US\$/m ²	Valor (US\$) FOB	Valor (R\$)	Torre(m)	Torre (R\$/m)	Fl&C	Valor Total Inicial
Rago	10.50	\$400.00	\$4,200.00	R\$ 24,585.37	3.5	R\$ 351.22	R\$ 3,933.66	R\$ 28,519.02
Sauer	9.15	\$300.00	\$2,745.00	R\$ 16,068.29	3	R\$ 267.80	R\$ 2,570.93	R\$ 18,639.22
DS 300	0.87	\$250.00	\$216.88	R\$ 1,269.52	4	R\$ 15.87	R\$ 203.12	R\$ 1,472.64
DS 700	2.04	\$250.00	\$509.52	R\$ 2,982.56	4	R\$ 37.28	R\$ 477.21	R\$ 3,459.77
DS 1500	5.53	\$250.00	\$1,381.38	R\$ 8,086.13	4	R\$ 101.08	R\$ 1,293.78	R\$ 9,379.91
DS 3000	10.98	\$250.00	\$2,745.60	R\$ 16,071.80	4	R\$ 200.90	R\$ 2,571.49	R\$ 18,643.29

O valor do produto no porto de exportação (FOB) foi então calculado, pela multiplicação das colunas 2 e 3. O valor de compra final em Reais (R\$) foi calculado pela aplicação de 60% de imposto de importação e mais 18% de ICMS sobre o valor já tributado (1.6 * FOB). O valor por metro da torre de sustentação foi calculado pela hipótese de que a torre corresponda a 5% do valor total FOB.

9.2. Análise de viabilidade do investimento

Após a definição destes valores, foram feitas as planilhas para o cálculo das receitas, custos e fluxo de caixa por período. Segue uma breve explicação da parte exemplificada na imagem abaixo:

Tabela 19 - Passos para análise financeira do investimento nas turbinas de acordo com a imagem acima.

Passos para a análise financeira	
1	Valor de compra apenas da turbina
2	Número de anos para pagamento da turbina
3	Taxa de juros sob o financiamento da turbina. Foi considerada uma taxa de 10%, com 2,5% de <i>spread</i> sob a TJLP;
4	O custo de implementação considerado foi de 16% (40), como explicitado na seção 8.2.3.4
5	O IPCA considerado para perpetuidade foi 4.5% (meta do Banco Central para 2018)
6	Os valores considerados de O&M como desenvolvido na seção 8.3.5;
7	Custos de compra, implementação, seguro e manutenção corrigidos pela inflação e pela taxa de j juros anual (IPCA), como explicitado na seção 8.3.4.2;
8	Adição do custo de compra da torre com diferenciação por altura
9	Construção dos fluxos de caixa futuros para todas as cidades, em cada altura e para cada turbina

DS 300																										
Value (BRL)	1	Parcela	10	Juros	10%	Implementation Rate												16%	IPCA	4.50%	Tower	5				
Maintenance Insurance	0.8%	0.9%	1.3%	1.4%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%
	2.0%	2.0%	2.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	0.8%	0.8%	0.7%	1.6%	0.7%	0.6%	0.6%	1.6%	0.6%	0.6%	1.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23			
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039			
Purchase Value(BRL)	124	137	150	165	182	200	220	242	266	293	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Implementation Costs	20	22	24	26	29	32	35	39	43	47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
O&M Costs (BRL)	7	12	17	20	24	25	26	27	28	30	31	32	34	35	37	38	40	42	44	46	48	50	52			
Insurance Costs (BRL)	25	26	27	21	15	15	16	17	14	15	15	14	15	15	14	15	16	17	18	18	19	20	21			
Sum Costs	176	196	218	233	249	272	297	325	351	384	46	46	48	51	51	54	56	59	61	64	67	70	73			
Torre (m)	Valor Tot	Parcelas Torre																								
6	83	83	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	97	97	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	124	124	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	138	138	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
São Paulo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23			
Revenues (BRL) 6	55	58	60	63	66	69	72	75	78	82	86	89	93	98	102	107	111	116	122	127	133	139	145			
Cost 6	259	196	218	233	249	272	297	325	351	384	46	46	48	51	51	54	56	59	61	64	67	70	73			
Cash Flow 6	-204	-139	-158	-170	-184	-204	-226	-250	-273	-302	39	43	45	47	51	53	55	58	60	63	66	69	72			
Revenues (BRL) 7	56	59	61	64	67	70	73	76	80	83	87	91	95	99	104	108	113	118	124	129	135	141	147			
Cost 7	217	196	218	233	249	272	297	325	351	384	46	46	48	51	51	54	56	59	61	64	67	70	73			
Cash Flow 7	-217	-138	-157	-169	-183	-200	-224	-249	-272	-301	41	44	46	49	53	54	57	59	62	65	68	71	74			
Revenues (BRL) 8	57	59	62	65	68	71	74	77	81	84	88	92	96	101	105	110	115	120	125	131	137	143	150			
Cost 8	287	196	218	233	249	272	297	325	351	384	46	46	48	51	51	54	56	59	61	64	67	70	73			
Cash Flow 8	-210	-137	-156	-168	-182	-202	-223	-247	-271	-300	42	46	48	50	55	56	59	61	64	67	70	73	76			
Revenues (BRL) 9	58	60	63	66	69	72	75	78	82	86	90	94	98	102	107	112	117	122	127	133	139	145	152			
Cost 9	301	196	218	233	249	272	297	325	351	384	46	46	48	51	51	54	56	59	61	64	67	70	73			
Cash Flow 9	-243	-138	-155	-167	-181	-200	-222	-246	-269	-298	43	47	49	52	56	58	60	63	66	69	72	75	79			
Revenues (BRL) 10	58	61	64	67	70	73	76	80	83	87	91	95	99	104	108	113	118	124	129	135	141	147	154			
Cost 10	314	196	218	233	249	272	297	325	351	384	46	46	48	51	51	54	56	59	61	64	67	70	73			
Cash Flow 10	-256	-135	-155	-168	-180	-193	-221	-245	-268	-297	45	49	51	53	58	59	62	65	68	71	74	77	81			

Fig. 51 - Imagem de parte da planilha feita para o cálculo de receitas, custos e fluxo de caixa por período de operação.

9.2.1. Análise pelo Método do Valor Presente

Para consideração da viabilidade da instalação e operação das turbinas foi utilizado, como dito previamente, o método do valor presente líquido (VPL), de forma que o investimento apenas se justifica se a somatória de seus fluxos de caixa futuros trazidos ao valor presente for maior que zero, já que o pagamento da turbina ocorre de maneira parcelada.

$$VPL = \frac{\sum (Fluxo\ de\ Caixa)_i}{(1+IPCA)^{i-1}} \begin{cases} > 0 \rightarrow \text{Existe retorno financeiro} \\ < 0 \rightarrow \text{Não há retorno financeiro} \end{cases} \quad (58)$$

A fórmula acima mostra o cálculo para se definir se existe ou não retorno financeiro sobre o investimento ao longo dos 20 anos. Ou seja, se a somatória dos fluxos de caixa futuros descontados for maior que zero, o ROI (Retorno sobre Investimento) não será nulo e também não se perderá dinheiro. Está é uma métrica que ignora o custo de oportunidade do dinheiro no Brasil, dando conclusões apenas sobre a viabilidade financeira pura.

Para que se reflita uma situação real de investimento, é necessário utilizar o conceito de Custo de Oportunidade, que é aquilo que se deixa de ganhar em uma coisa quando se decide investir em outra oportunidade. Para o brasileiro em geral este custo está associado a Taxa Básica de Juros, pois qualquer cidadão brasileiro pode investir seu dinheiro em títulos do governo de taxa pré fixada, e receber a Selic (Sistema Especial de Liquidação e Custódia) como remuneração do capital.

Portanto, a taxa básica de juros (Selic) foi utilizada para refletir o custo de oportunidade de um investidor brasileiro comum. Dessa maneira, o cálculo real da viabilidade do investimento, levando-se em conta o custo de oportunidade é representada por:

$$\sum \frac{(Fluxo\ de\ Caixa)_i}{(1+IPCA)^{i-1}} > \sum (Custo)_i * (1 + Selic)^{20-i} \{O\ investimento\ se\ justifica\} \quad (59)$$

O valor desta taxa em Maio de 2017 era de 11,15% (50), de acordo com os dados disponibilizados pelo Banco Central. Porém, a estimativa Segundo o boletim Focus (53), é de que a Selic feche em torno de 8,75% em 2017, com trajetória descendente

ao longo dos próximos anos. Portanto, o valor considerado para perpetuidade foi de 8,5%.

Abaixo, é apresentada uma tabela que faz a diferenciação entre cenários cujo retorno é positivo (quadros verdes) e negativo (quadros vermelhos).

Tabela 20 - Análise do retorno final do investimento.

Análise do fluxo de caixa acumulado ao longo de 20 anos de operação (cidade x extensão da torre [m])																	
DS 300	6	7	8	9	10	DS1500	6	7	8	9	10	Rago	6	7	8	9	10
SP						SP						SP					
RJ						RJ						RJ					
CUR						CUR						CUR					
FOR						FOR						FOR					
FLO						FLO						FLO					
NAT						NAT						NAT					

DS700	6	7	8	9	10	DS3000	6	7	8	9	10	Sauer	6	7	8	9	10
SP						SP						SP					
RJ						RJ						RJ					
CUR						CUR						CUR					
FOR						FOR						FOR					
FLO						FLO						FLO					
NAT						NAT						NAT					

O investimento gera um acumulo final de fluxo de caixa negativo

O investimento gera um acumulo final de fluxo de caixa positivo

Da imagem acima se pode concluir que o investimento gera retorno positivo para todas as turbinas na cidade de Natal e Florianópolis e Fortaleza, após 20 anos de operação. É interessante notar que, como esperado, em com exceção da turbina DS700, a operação de nenhuma outra turbina gera retornos financeiros positivos nas cidades de São Paulo e Curitiba. De fato, as baixas velocidades do vento associadas a estas cidades impossibilitam que as economias geradas excedam os custos.

A turbina DS700 obteve os melhores resultados devido à combinação de seu preço mediano (devido sua área mediana) e seu bom rendimento em velocidades consideradas baixas, configurando-se como uma turbina ideal para instalação em ambientes urbanos. O gráfico abaixo mostra uma comparação entre os rendimentos das turbinas estudadas. É notável a performance da turbina DS700 em baixas velocidades, sendo neste patamar que se mostram seus maiores valores de rendimento.

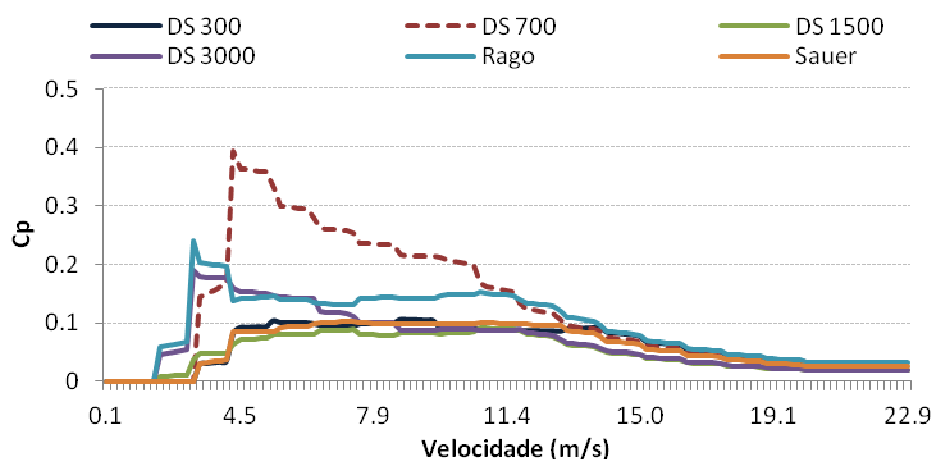


Fig. 52 - Nesta imagem é possível notar o ótimo rendimento da turbina DS700 em regimes de baixas velocidades.

Sobre a análise de retornos financeiros sobre o investimento total, é válido concluir:

- As cidades de São Paulo e Curitiba, por possuírem o menor potencial eólico entre as cidades estudadas geram retornos financeiros apenas para a turbina híbrida DS700, que apresenta padrões de operação diferenciados. Se tomarmos como base as outras turbinas, estas cidades se mostram inaptas ao recebimento e implantação de pequenas turbinas eólicas em seus ambientes urbanos.
- As cidades de Natal, Florianópolis e Fortaleza se mostram aptas ao recebimento de todos os modelos de turbinas eólicas aqui estudadas. A cidade do Rio de Janeiro também gera retornos financeiros positivos na maior parte dos casos (DS 300, DS1500, DS700 e DS3000), sendo estes valores, porém, menores do que para as cidades do Nordeste brasileiro.

A quantificação do retorno financeiro obtido em cada cenário é importante, pois é uma medida da atratividade do investimento. O mapa de calor abaixo mostra esta comparação.

Tabela 21 - Valor final do fluxo de caixa acumulado em 20 anos de operação.

		Fluxo de Caixa acumulado (R\$)					
		Turbinas					
		DS300	DS700	DS1500	DS3000	RAGO	SAUER
SP	SP6	-1101	3367	-8305	-7692	-29325	-21783
	SP7	-1095	3443	-8288	-7635	-29418	-21952
	SP8	-1089	3521	-8271	-7567	-29505	-22120
	SP9	-1084	3599	-8255	-7501	-29594	-22287
	SP10	-1079	3676	-8238	-7438	-29683	-22455
RJ	RJ6	836	12855	2346	16468	-4317	-6134
	RJ7	870	13005	2501	16768	-4094	-6027
	RJ8	900	13160	2650	17098	-3858	-5918
	RJ9	931	13313	2798	17422	-3624	-5809
	RJ10	961	13464	2945	17743	-3392	-5701
CUR	CUR6	-789	5162	-6608	-3280	-25296	-18938
	CUR7	-778	5256	-6565	-3176	-25332	-18998
	CUR8	-769	5353	-6524	-3059	-25361	-19056
	CUR9	-759	5449	-6484	-2944	-25391	-19114
	CUR10	-750	5543	-6443	-2832	-25422	-19172
FOR	FOR6	2321	20056	10550	33687	14447	5618
	FOR7	2376	20256	10817	34163	14932	5885
	FOR8	2424	20465	11072	34688	15439	6155
	FOR9	2473	20671	11327	35207	15944	6425
	FOR10	2521	20873	11581	35720	16446	6693
FLO	FLO6	2823	19653	12900	36088	19862	9478
	FLO7	2882	19815	13138	36522	20288	9731
	FLO8	2936	19984	13365	36996	20730	9985
	FLO9	2989	20149	13590	37462	21167	10238
	FLO10	3042	20310	13813	37921	21600	10488
NAT	NAT6	6829	33297	34123	77230	69111	40836
	NAT7	6939	33488	34515	77943	69909	41374
	NAT8	7041	33687	34889	78710	70727	41912
	NAT9	7142	33878	35257	79461	71530	42443
	NAT10	7243	34063	35620	80201	72323	42969
		DS300	DS700	DS1500	DS3000	RAGO	SAUER

O mapa acima mostra que os retornos em Natal são consideravelmente maiores do que em outras cidades. É claro também que os retornos gerados em São Paulo e Curitiba são muito baixos, quando não nulos. Assim também o são para a cidade do Rio de Janeiro, que apresenta altos retornos apenas para a DS700, DS1500 e DS3000.

As turbinas de maior porte (DS3000, Rago e Sauer) não geram retornos financeiros positivos nas cidades do Sudeste. Porém, o investimento nestas operações gera um alto valor absoluto em R\$ ao fim dos 20 anos de operação.

Apesar dos retornos financeiros serem aparentemente altos ao final dos 20 anos de operação, é necessário, como já dito, compará-los ao retorno hipotético obtido pela Taxa básica de Juros. Podemos fazer isso subtraindo do fluxo de caixa acumulado ao final dos 20 anos, o custo de oportunidade. Os próximos dois gráficos representam essa relação.

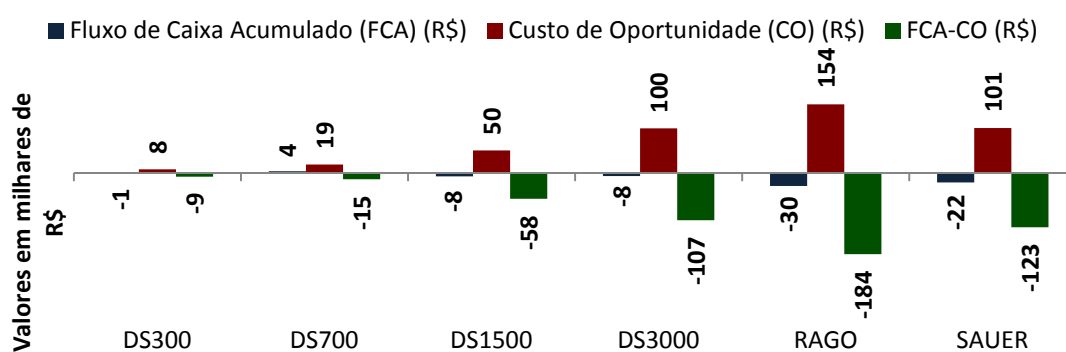


Fig. 53 - Representação do fluxo de caixa acumulado, do custo de oportunidade e da diferença entre estes valores para as turbinas estudadas na cidade de São Paulo e posicionadas a 8 metros de altura.

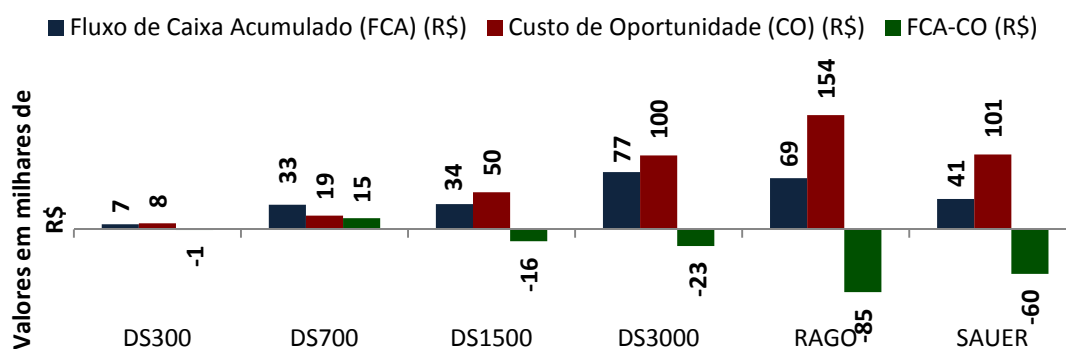


Fig. 54 - Representação do fluxo de caixa acumulado, do custo de oportunidade e da diferença entre estes valores para as turbinas estudadas na cidade de Natal e posicionadas a 8 metros de altura.

Como se pode observar pela comparação dos gráficos acima, o custo de oportunidade da instalação de uma mesma turbina em São Paulo e em Natal é o mesmo. Porém, o fluxo de caixa acumulado é diferente, e por isso, a diferença entre estes dois valores difere em muito. De fato, a diferença entre esses dois valores (FCA-CO) é uma boa medida para a viabilidade financeira do projeto. Estes valores podem ser analisados no mapa de calor abaixo.

Tabela 22 - Fluxo de caixa acumulado ao longo dos 20 anos de operação subtraído do custo de oportunidade de cada operação.

			Fluxo de Caixa acumulado - Custo de Oportunidade (R\$)					
			Turbinas					
			DS300	DS700	DS1500	DS3000	Rago	Sauer
Cidade	SP	SP6	-8831	-14796	-57546	-105563	-180281	-120586
		SP7	-8900	-14896	-58005	-106452	-182029	-121860
		SP8	-8970	-14993	-58465	-107331	-183771	-123133
		SP9	-9039	-15091	-58924	-108212	-185514	-124405
		SP10	-9109	-15189	-59384	-109095	-187258	-125678
	RJ	RJ6	-6895	-5307	-46895	-81402	-155272	-104937
		RJ7	-6936	-5333	-47217	-82049	-156705	-105935
		RJ8	-6980	-5354	-47544	-82666	-158123	-106931
		RJ9	-7025	-5376	-47872	-83288	-159544	-107927
		RJ10	-7069	-5401	-48201	-83914	-160967	-108924
	CUR	CUR6	-8520	-13000	-55849	-101151	-176252	-117740
		CUR7	-8584	-13082	-56283	-101993	-177943	-118905
		CUR8	-8649	-13161	-56718	-102822	-179627	-120069
		CUR9	-8714	-13241	-57153	-103654	-181312	-121232
		CUR10	-8779	-13322	-57589	-104489	-182997	-122395
	FOR	FOR6	-5409	1894	-38691	-64184	-136509	-93185
		FOR7	-5430	1918	-38901	-64654	-137679	-94023
		FOR8	-5456	1951	-39121	-65076	-138827	-94858
		FOR9	-5482	1981	-39343	-65504	-139976	-95693
		FOR10	-5509	2008	-39565	-65937	-141129	-96530
	FLO	FLO6	-4907	1491	-36341	-61783	-131094	-89325
		FLO7	-4924	1477	-36580	-62295	-132323	-90177
		FLO8	-4945	1470	-36828	-62768	-133535	-91027
		FLO9	-4966	1459	-37080	-63248	-134753	-91880
		FLO10	-4988	1445	-37333	-63736	-135976	-92735
	NAT	NAT6	-901	15134	-15118	-20640	-81845	-57967
		NAT7	-867	15150	-15203	-20874	-82702	-58534
		NAT8	-840	15173	-15305	-21054	-83539	-59101
		NAT9	-813	15189	-15413	-21249	-84391	-59675
		NAT10	-787	15198	-15526	-21456	-85252	-60255
			DS300	DS700	DS1500	DS3000	Rago	Sauer

O que se observa é que apesar do retorno financeiro absoluto ser maior para turbinas de maior potência, como mostrado na Tabela 21, se comparados com os custos de oportunidades respectivos (Tabela 22), a instalação de turbinas de maior porte (Potência > 1kW) se mostra menos rentável financeiramente.

Da tabela acima se conclui que apenas dezoito cenários, dentre 180 cenários testados, têm retornos financeiros acima de seus custos de oportunidade (números positivos na Tabela 22) e fazem, portanto, sentido monetariamente. Todos estes casos são da turbina DS700, instalada em Natal, Florianópolis e Fortaleza, para todas as alturas da torre de sustentação. O investimento nesta turbina traz ao final dos 20 anos, em média R\$15.173,00 (Natal), R\$1.470,00 (Florianópolis) e R\$1.951,00 (Fortaleza) a mais que a remuneração pela taxa básica de juros. É interessante notar que para as cidades de Natal e Fortaleza, os maiores valores na Tabela 22 estão ligados às torres de 10m, enquanto que para a cidade de Florianópolis estão ligados a torre de 6 metros. Tal troca é causada pela relação inversa entre o valor da torre de sustentação por metro o aumento da velocidade do vento por metro de torre de sustentação.

A turbina com menor retorno financeiro, quando comparada com seu custo de oportunidade é a Rago. Isso se deve pelo alto valor de aquisição e maior valor absoluto gasto com seguros. Depois dela, seguem a *Savonius* Sauer, a DS3000 e a DS1500. O retorno destas três operações fica bem abaixo da remuneração pela Selic.

A conclusão é sumária: a aplicação de turbinas de maior porte (>1kW) em ambientes urbanos é praticamente inviável, devido aos maiores custos de aquisição, capital e seguro e aos baixos valores de energia produzida quando comparados com suas capacidades máximas. A instalação de turbinas baratas, porém, pode se justificar, dependendo de suas características de operação.

Dessa maneira, a turbina ideal para instalação em ambientes urbanos se configura como uma turbina pequena de potência menor que 1kW e híbrida.

9.2.2. Ponto de Equilíbrio

Após verificar se cada cenário é viável (fluxo de caixa acumulado ao final dos 20 anos de operação é positivo), foi calculado o tempo para que o investimento alcance

o Ponto de Equilíbrio (*Break Even Point*), ou seja, quanto tempo cada turbina leva para gerar economias suficientes para pagar o custo total (presente e futuro) do projeto (compra do sistema e custos de operação). Para este cálculo foi feita a hipótese de que todas as turbinas estudadas têm vida útil de 20 anos.

O método utilizado traz todos os custos e fluxos de caixa ao valor presente, e compara para cada ano de operação o valor de fluxo de caixa acumulado até este ano, com a somatória dos custos futuros da operação. Por exemplo, para um ano i , soma-se o fluxo de caixa no valor presente até o ano i e compara-se este valor com os custos somados dos 20- i anos restantes. O gráfico abaixo mostra o método explicado acima. Todos estes dados são referentes a operação da DS300 na cidade de Fortaleza.

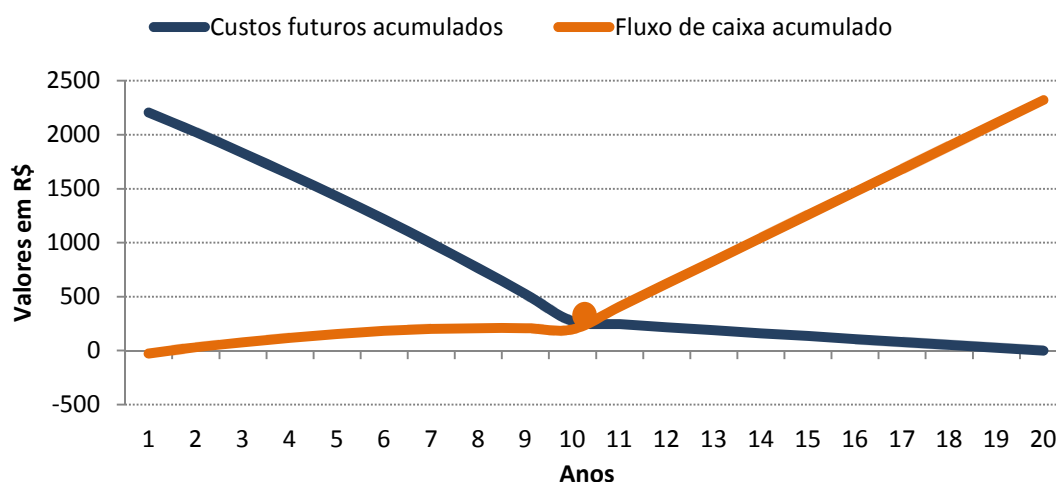


Fig. 55 - Variação dos custos futuros acumulados e fluxo de caixa acumulado. O ponto laranja representa o momento de equilíbrio do investimento. Os dados deste gráfico são da Turbina DS300 em operação na cidade de Fortaleza.

Na imagem acima é possível perceber que a curva de custos tem uma mudança brusca na inclinação, neste caso no 10º ano. Tal mudança se deve ao fim do pagamento das parcelas de compra da turbina, sendo as parcelas de custos restantes referentes aos custos de manutenção, operação e seguro. Desta maneira, o acúmulo de fluxo de caixa aumenta de intensidade. O círculo laranja no gráfico acima indica o ponto em que o investimento na operação se paga, ou seja, a soma dos fluxos de caixa descontados se iguala ao valor do investimento total (presente e futuro).

Tabela 23 - Tempo em anos para que o investimento se pague, dado um tempo de vida útil de 20 anos para cada turbina. As células em branco representam cenários em que as turbinas não se pagam.

Tempo em anos para o pagamento do investimento ao longo de 20 anos (cidade x extensão da torre [m])																	
DS 300						DS1500						Rago					
	6	7	8	9	10		6	7	8	9	10		6	7	8	9	10
SP						SP						SP					
RJ	15	15	15	15	15	RJ	18	18	18	18	17	RJ					
CUR						CUR						CUR					
FOR	11	11	11	11	11	FOR	12	12	12	12	12	FOR	16	16	16	16	16
FLO	10	10	10	10	10	FLO	11	11	11	11	11	FLO	15	15	15	14	14
NAT	6	6	6	6	6	NAT	7	7	7	7	7	NAT	9	9	9	9	9

DS700						DS3000						Sauer					
	6	7	8	9	10		6	7	8	9	10		6	7	8	9	10
SP	13	13	13	13	13	SP						SP					
RJ	7	7	7	7	7	RJ	14	14	13	13	13	RJ					
CUR	11	11	11	11	11	CUR						CUR					
FOR	5	5	5	5	5	FOR	10	10	10	10	10	FOR	17	17	17	17	17
FLO	5	5	5	5	5	FLO	10	10	10	10	10	FLO	16	16	16	16	16
NAT	3	3	3	3	3	NAT	6	6	6	6	6	NAT	9	9	9	9	9

Na tabela acima se pode verificar o tempo em anos para que o investimento em cada cenário se pague. É pertinente que se teça alguns comentários sobre as informações contidas na tabela acima:

- O resultado obtido para a turbina Savonius Sauer, atesta a menor viabilidade destas turbinas frente a operação de turbinas dos tipos Darrieus e híbrida. De fato, se comparados com os intervalos de tempo para o ponto de equilíbrio do investimento na turbina DS1500 (1500W híbrida), os anos para o ponto de equilíbrio para o investimento na turbina Sauer (1500W savonius) são em média 40% mais altos.
- Em apenas três casos a diferenciação da altura da torre de sustentação impactou o tempo de retorno do investimento (DS3000 no Rio de Janeiro, DS 1500 no Rio de Janeiro e Rago em Florianópolis). Neste caso, torres de sustentação mais altas levaram a tempos de retorno aproximadamente um ano mais curtos. Em ensaios de sensibilidade feitos com os dados obtidos, o tempo para atingir o ponto de equilíbrio se mostrou mais sensível à variação da altura da torre de sustentação em cidades com menor potencial eólico. Isso leva a conclusão de que, em cidades com menores velocidades médias anuais do vento, torres maiores levam a menores tempos de retorno.

- Os tempos de retorno são altos, se considerados os riscos envolvidos na operação destas turbinas. Para a DS300 (300W) o tempo médio de retorno é 10.5 anos, para DS700 este tempo é 7.4 anos, para da DS1500 é 12 anos, para DS3000 é 10 anos, para a Rago é 10 anos e para a Sauer é 10.5 anos. É interessante notar que a DS3000 obteve tempos de retorno menores que a DS1500.

Um bom resultado na análise financeira não está relacionado apenas ao quanto de energia uma determinada turbina pode produzir ao longo de sua vida útil, está também relacionada ao custo de aquisição do sistema todo, instalação e principalmente manutenção. Neste estudo foram feitas simplificações na forma de padronização dos custos de manutenção e seguro, tempo de vida útil, disponibilidade da operação do sistema.

A padronização, apesar de necessária, pode causar grandes desvios no resultado final. Turbinas chinesas, mais baratas, têm provavelmente uma menor disponibilidade de operação ao longo ano, ou seja, maiores e mais frequentes tempos de intermitência no funcionamento da turbina e assim, menores valores de energia produzida ao longo do ano. A operação de tais turbinas deve incorrer também em frequentes problemas com reposição de peças, devido ao modelo de negócio dos fornecedores Chineses.

De acordo com Stephen P. Carroll (51) em um estudo investigativo em instalações de pequenas turbinas eólicas no Reino Unido, 53% dos entrevistados tiveram problemas com suas instalações. Os problemas eram variados, desde problemas com o inversor até problemas com raios. Sérios eventos em que as lâminas foram ejetadas das turbinas também foram reportados. Portanto, a diferenciação do nível de serviço de diferentes fornecedores é algo que deve ser estudado de forma mais aprofundada.

Além disso, a padronização do tempo de vida útil assume como premissa que a qualidade das turbinas é a mesma, o que na realidade não é. A utilização de materiais de qualidade inferior e mão de obra menos especializada (em comparação com

fabricantes europeus) leva a menores tempos de vida útil da operação. Porém, a quantificação deste período é trabalho demasiado para o escopo deste projeto.

As últimas conclusões desta parte da análise financeira são:

- O preço não é o único fator importante na instalação de turbinas eólicas em ambientes urbanos. A turbina DS700 se mostrou a mais adequada, apesar de ser razoavelmente mais cara que a DS300, retornando o investimento em todas as cidades em tempos menores que a média.
- A importação de pequenas turbinas eólicas é demasiadamente cara, com uma alíquota de 95% sobre o preço FOB, ou seja, se paga aproximadamente 200% do valor original. Este é o principal fator limitante para a atratividade do investimento.
- O alto custo de oportunidade no Brasil, relacionado a altas taxas de juros, diminui a atratividade de investimentos com maiores tempos de retorno e menores taxas de retorno. Apesar de investimentos em fontes renováveis de energia, em projetos de pequena escala, gerarem retorno, estes são comumente baixos se comparados aos retornos provenientes do mercado financeiro. Além disso, investimentos em Renda Fixa têm risco praticamente nulo, enquanto que o investimento em operações de turbinas eólicas tem altos riscos associados.

9.3. Evolução dos custos de geração (R\$/kWh)

O gráfico abaixo exhibe a evolução do valor de produção (R\$/kWh) nos dois casos. Como o presente estudo fez uso de um financiamento em 10 anos do valor da compra da turbina, os custos de geração neste período são muito mais elevados do que no regime em que o sistema incorre apenas em custos de operação e manutenção.

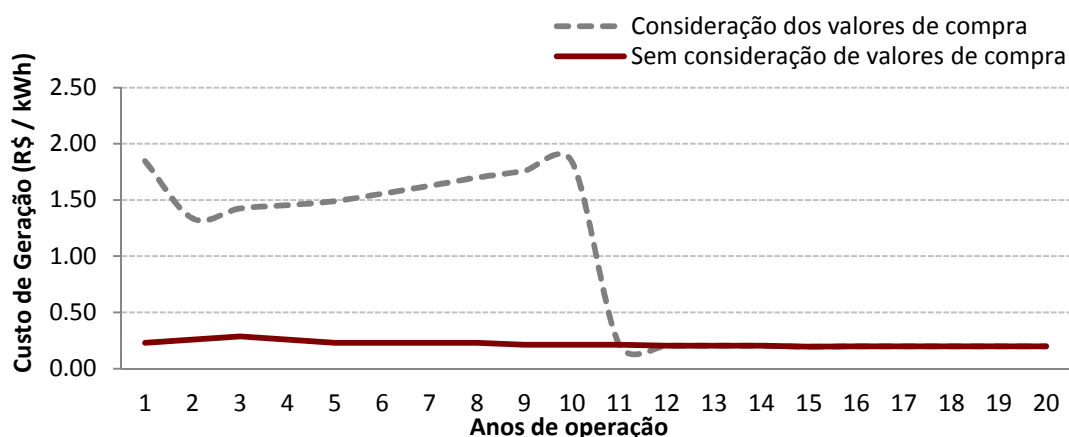


Fig. 56 - Evolução do custo de geração (R\$/kWh) considerando o valor de aquisição da turbina.

A análise da evolução do custo de geração sem a consideração do custo de aquisição do sistema permite a comparação entre os preços hipotéticos em regime permanente, ou seja, no intervalo de tempo em que realmente as características do vento em cada cidade fazer diferença no valor de geração.

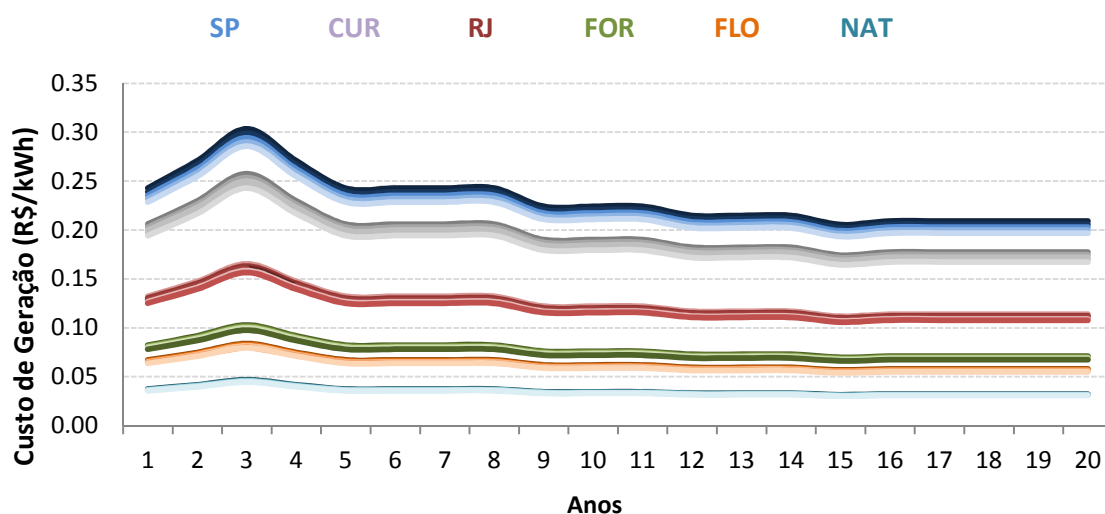


Fig. 57 - Evolução do custo de geração (R\$/kWh) sem consideração do custo de aquisição do sistema.

O gráfico acima apresenta os valores de geração em reais por kWh, para a turbina DS300. Dele podem ser retiradas as seguintes conclusões:

- Cidades com maior potencial eólico apresentam menor espalhamento entre custo de geração (R\$/kWh) para diferentes alturas de instalação das turbinas.

Ou seja, em cidades com menores valores médios de velocidade do vento, a utilização de torres mais altas se mostra efetiva, enquanto para cidades como Natal, não.

- Os custos de geração através de sistema próprio são consideravelmente menores do que a compra de energia elétrica de concessionárias, como se pode observar no gráfico abaixo. Faz-se a ressalva de que esse cenário é verdade apenas para operações em que a energia produzida é consumida dentro da própria unidade geradora. O valor médio de geração (entre todas as turbinas e cidades) no sistema próprio, é de R\$0,36 no ano zero, enquanto o valor médio de compra das concessionárias é R\$0,59. No vigésimo ano, o valor de geração é R\$0,31 enquanto o valor de compra seria R\$ 1,36, uma diferença de 77%. É importante ressaltar que este valor é suportado por premissas de custo feitas nos capítulos anteriores, e reflete uma estimativa feita sobre estes valores.

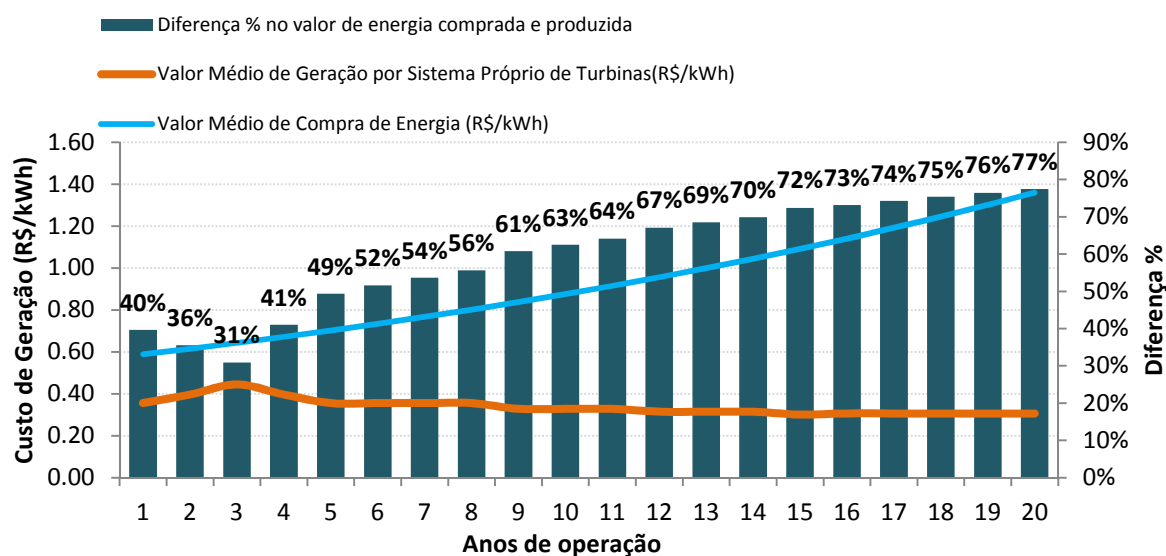


Fig. 58 - Evolução do custo de geração própria e do valor de compra (R\$/kWh). O gráfico apresenta valores médios para todos os cenários estudados.

O mapa de calor abaixo mostra a variação dos preços para todos os cenários estudados, levando-se em conta o valor de aquisição das turbinas. Turbinas com maior produção de energia elétrica apresentam valores de geração, após a liquidação

da dívida de aquisição, consideravelmente abaixo daqueles de turbinas com menor potência nominal.

Tabela 24 - Tabela de comparação de preços de geração (R\$/kWh) de todos os cenários analisados.

		Evolução do custo de geração por kWh em R\$ para turbinas posicionadas à 8 metros de altura considerando os custos de aquisição do sistema																			
Anos		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
DS300	SP DS 300	2.24	1.37	1.46	1.49	1.52	1.59	1.66	1.74	1.80	1.88	0.22	0.21	0.21	0.21	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
	RJ DS 300	1.22	0.75	0.80	0.81	0.83	0.87	0.91	0.95	0.98	1.03	0.12	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
	CUR DS 300	1.90	1.16	1.24	1.26	1.29	1.35	1.41	1.48	1.53	1.60	0.18	0.18	0.18	0.18	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
	FOR DS 300	0.76	0.47	0.50	0.51	0.52	0.54	0.57	0.59	0.61	0.64	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
	FLO DS 300	0.62	0.38	0.40	0.41	0.42	0.44	0.46	0.48	0.50	0.52	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
DS 700	NAT DS 300	0.35	0.21	0.23	0.23	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28	0.29	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
	SP DS 700	0.79	0.48	0.52	0.53	0.54	0.56	0.59	0.62	0.64	0.67	0.08	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
	RJ DS 700	0.51	0.31	0.33	0.34	0.35	0.37	0.38	0.40	0.41	0.43	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
	CUR DS 700	0.69	0.42	0.45	0.46	0.47	0.49	0.51	0.54	0.56	0.58	0.07	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
	FOR DS 700	0.33	0.20	0.22	0.22	0.23	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
DS 3000	FLO DS 700	0.31	0.19	0.20	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24	0.25	0.26	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
	NAT DS 700	0.20	0.12	0.13	0.13	0.13	0.14	0.15	0.15	0.16	0.17	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
	SP DS 3000	2.63	1.61	1.71	1.75	1.79	1.87	1.95	2.04	2.11	2.21	0.25	0.24	0.24	0.24	0.23	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
	RJ DS 3000	1.43	0.87	0.93	0.95	0.97	1.01	1.06	1.11	1.15	1.20	0.14	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
	CUR DS 3000	2.23	1.36	1.45	1.48	1.52	1.59	1.66	1.73	1.79	1.88	0.22	0.21	0.21	0.21	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
DS 3000	FOR DS 3000	0.88	0.54	0.58	0.59	0.60	0.63	0.66	0.69	0.71	0.74	0.09	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
	FLO DS 3000	0.73	0.45	0.48	0.49	0.50	0.52	0.55	0.57	0.59	0.62	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
	NAT DS 3000	0.42	0.25	0.27	0.28	0.28	0.30	0.31	0.32	0.33	0.35	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
	SP DS 3000	1.66	1.02	1.08	1.10	1.13	1.18	1.24	1.29	1.34	1.40	0.16	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
	RJ DS 3000	1.08	0.66	0.70	0.72	0.74	0.77	0.80	0.84	0.87	0.91	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
Rago	CUR DS 3000	1.46	0.89	0.95	0.97	0.99	1.04	1.08	1.13	1.17	1.23	0.14	0.14	0.14	0.14	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
	FOR DS 3000	0.72	0.44	0.47	0.48	0.49	0.51	0.53	0.56	0.58	0.60	0.07	0.07	0.07	0.07	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
	FLO DS 3000	0.62	0.38	0.41	0.41	0.42	0.44	0.46	0.48	0.50	0.52	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
	NAT DS 3000	0.38	0.23	0.25	0.25	0.26	0.27	0.28	0.30	0.31	0.32	0.04	0.04	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
	SP DS Rago	3.36	1.94	2.06	2.11	2.16	2.26	2.36	2.46	2.55	2.67	0.31	0.29	0.29	0.29	0.28	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29
Sauer	RJ DS Rago	1.90	1.09	1.17	1.19	1.22	1.27	1.33	1.39	1.44	1.51	0.17	0.17	0.17	0.17	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
	CUR DS Rago	2.89	1.66	1.77	1.81	1.85	1.94	2.02	2.11	2.19	2.29	0.26	0.25	0.25	0.25	0.24	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
	FOR DS Rago	1.20	0.69	0.74	0.75	0.77	0.80	0.84	0.88	0.91	0.95	0.11	0.11	0.11	0.11	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
	FLO DS Rago	1.00	0.57	0.61	0.62	0.64	0.67	0.70	0.73	0.76	0.79	0.09	0.09	0.09	0.09	0.08	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
	NAT DS Rago	0.57	0.33	0.35	0.36	0.37	0.38	0.40	0.42	0.43	0.45	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Sauer	SP DS Sauer	17.88	19.01	20.23	20.70	21.27	22.24	23.25	24.32	25.21	26.39	2.75	2.64	2.64	2.64	2.52	2.57	2.57	2.57	2.57	2.57
	RJ DS Sauer	9.77	10.38	11.05	11.31	11.62	12.14	12.70	13.28	13.77	14.41	1.50	1.44	1.44	1.44	1.38	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40
	CUR DS Sauer	15.19	16.14	17.19	17.58	18.07	18.89	19.75	20.65	21.41	22.42	2.34	2.24	2.24	2.24	2.14	2.18	2.18	2.18	2.18	2.18
	FOR DS Sauer	6.08	6.46	6.88	7.04	7.23	7.56	7.91	8.27	8.57	8.98	0.94	0.90	0.90	0.90	0.86	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
	FLO DS Sauer	4.96	5.28	5.62	5.75	5.90	6.17	6.45	6.75	7.00	7.33	0.76	0.73	0.73	0.73	0.70	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71
NAT DS Sauer	NAT DS Sauer	2.78	2.95	3.14	3.21	3.30	3.45	3.61	3.78	3.92	4.10	0.43	0.41	0.41	0.41	0.39	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40

9.4. Análise de Sensibilidade

Como última parte desta seção, foi feita uma análise de sensibilidade da viabilidade da instalação da DS300 e DS700 em cada cenário à variação do valor de aquisição do sistema, número de parcelas de compra e taxa de juros aplicada ao financiamento da turbina.

A tabela abaixo mostra a sensibilidade da viabilidade do investimento na DS300 (fluxo de caixa acumulado – custo de oportunidade) à variação do preço de aquisição do sistema. Nota-se que para a cidade de Natal, uma redução de apenas 30% no valor já faz com que o investimento na DS300 gere rendimentos maiores que a Selic. Para

a cidade de Florianópolis, esta redução é de 60%, enquanto que para Fortaleza é de 70% e Rio de Janeiro 80%. Nem mesmo uma redução de 90% no valor de aquisição da DS300 geram cenários em que há retorno financeiro acima do custo de oportunidade.

Conforme mostrado na Tabela 22, uma redução de 30% no valor original de compra da turbina DS700 permite a geração de retornos acima do custo de oportunidade no Rio de Janeiro, 50% em Curitiba e 60% para a cidade de São Paulo. Como o valor original de compra é submetido a um custo de importação de 60%, é plausível que uma turbina nacional de baixo custo consiga gerar retornos acima do custo de oportunidade, para condições de operação conforme a DS700.

Tabela 25 - Análise de sensibilidade da viabilidade à variação do valor de compra da turbina DS300. Os números representam a diferença entre o retorno financeiro do investimento na turbina e seu custo de oportunidade. Um quadro verde significa que o investimento tem retornos maiores que seu custo de oportunidade. CO significa custo original.

		Retorno Investimento Turbina-Custo de Oportunidade (R\$)										
		Variação do preço de aquisição										
		CO	95%CO	90%CO	80%CO	70%CO	60%CO	50%CO	40%CO	30%CO	20%CO	10%CO
SP	SP6	-8508	-8051	-7593	-7135	-5763	-4847	-3932	-3017	-2101	-1186	-271
	SP7	-8564	-8106	-7648	-7191	-5818	-4902	-3987	-3072	-2157	-1241	-326
	SP8	-8619	-8162	-7704	-7247	-5874	-4958	-4043	-3128	-2213	-1297	-382
	SP9	-8675	-8218	-7760	-7302	-5930	-5014	-4099	-3184	-2268	-1353	-438
	SP10	-8731	-8274	-7816	-7358	-5985	-5070	-4155	-3240	-2324	-1409	-494
RJ	RJ6	-6986	-6529	-6071	-5613	-4240	-3325	-2410	-1495	-579	336	1251
	RJ7	-7020	-6562	-6105	-5647	-4274	-3359	-2444	-1528	-613	302	1218
	RJ8	-7056	-6598	-6141	-5683	-4310	-3395	-2480	-1564	-649	266	1181
	RJ9	-7092	-6635	-6177	-5719	-4346	-3431	-2516	-1601	-685	230	1145
	RJ10	-7129	-6671	-6213	-5756	-4383	-3467	-2552	-1637	-722	194	1109
CUR	CUR6	-8263	-7806	-7348	-6890	-5517	-4602	-3687	-2772	-1856	-941	-26
	CUR7	-8315	-7857	-7400	-6942	-5569	-4654	-3739	-2823	-1908	-993	-77
	CUR8	-8367	-7910	-7452	-6995	-5622	-4706	-3791	-2876	-1961	-1045	-130
	CUR9	-8420	-7962	-7505	-7047	-5674	-4759	-3844	-2928	-2013	-1098	-183
	CUR10	-8473	-8015	-7557	-7100	-5727	-4812	-3896	-2981	-2066	-1150	-235
FOR	FOR6	-5819	-5362	-4904	-4446	-3073	-2158	-1243	-328	588	1503	2418
	FOR7	-5837	-5379	-4921	-4464	-3091	-2175	-1260	-345	570	1486	2401
	FOR8	-5858	-5401	-4943	-4485	-3113	-2197	-1282	-367	549	1464	2379
	FOR9	-5880	-5423	-4965	-4507	-3134	-2219	-1304	-389	527	1442	2357
	FOR10	-5902	-5445	-4987	-4529	-3157	-2241	-1326	-411	505	1420	2335
FLO	FLO6	-5425	-4967	-4509	-4052	-2679	-1764	-848	67	982	1898	2813
	FLO7	-5439	-4981	-4523	-4066	-2693	-1778	-862	53	968	1884	2799
	FLO8	-5456	-4999	-4541	-4084	-2711	-1795	-880	35	950	1866	2781
	FLO9	-5475	-5017	-4559	-4102	-2729	-1813	-898	17	932	1848	2763
	FLO10	-5493	-5035	-4577	-4120	-2747	-1832	-916	-1	914	1829	2745
NAT	NAT6	-2277	-1819	-1361	-904	469	1385	2300	3215	4130	5046	5961
	NAT7	-2251	-1793	-1335	-878	495	1410	2326	3241	4156	5072	5987
	NAT8	-2230	-1773	-1315	-858	515	1431	2346	3261	4176	5092	6007
	NAT9	-2211	-1753	-1296	-838	535	1450	2366	3281	4196	5111	6027
	NAT10	-2191	-1734	-1276	-818	554	1470	2385	3300	4216	5131	6046

Tabela 26 - Análise de sensibilidade da viabilidade à variação do valor de compra da turbina DS700. Os números representam a diferença entre o retorno financeiro do investimento na turbina e seu custo de oportunidade. Um quadro verde significa que o investimento tem retornos financeiros maiores que seu custo de oportunidade. CO significa custo original.

		Retorno Investimento Turbina-Custo de Oportunidade (R\$)										
		Variação do preço de aquisição										
		CO	95%CO	90%CO	80%CO	70%CO	60%CO	50%CO	40%CO	30%CO	20%CO	10%CO
SP	SP6	-14796	-13661	-12526	-10256	-7986	-5716	-3447	-1177	1093	3363	5632
	SP7	-14896	-13761	-12626	-10356	-8086	-5816	-3547	-1277	993	3263	5532
	SP8	-14993	-13858	-12723	-10453	-8183	-5913	-3644	-1374	896	3166	5435
	SP9	-15091	-13956	-12821	-10551	-8281	-6011	-3742	-1472	798	3068	5337
	SP10	-15189	-14054	-12920	-10650	-8380	-6110	-3840	-1571	699	2969	5239
RJ	RJ6	-5307	-4172	-3037	-768	1502	3772	6042	8312	10581	12851	15121
	RJ7	-5333	-4199	-3064	-794	1476	3746	6015	8285	10555	12825	15095
	RJ8	-5354	-4219	-3084	-814	1456	3725	5995	8265	10535	12805	15074
	RJ9	-5376	-4241	-3106	-837	1433	3703	5973	8243	10512	12782	15052
	RJ10	-5401	-4266	-3131	-861	1409	3678	5948	8218	10488	12758	15027
CUR	CUR6	-13000	-11865	-10730	-8461	-6191	-3921	-1651	618	2888	5158	7428
	CUR7	-13082	-11948	-10813	-8543	-6273	-4003	-1734	536	2806	5076	7346
	CUR8	-13161	-12026	-10891	-8622	-6352	-4082	-1812	458	2727	4997	7267
	CUR9	-13241	-12106	-10971	-8701	-6432	-4162	-1892	378	2647	4917	7187
	CUR10	-13322	-12187	-11052	-8782	-6512	-4243	-1973	297	2567	4837	7106
FOR	FOR6	1894	3029	4164	6433	8703	10973	13243	15512	17782	20052	22322
	FOR7	1918	3053	4188	6458	8727	10997	13267	15537	17806	20076	22346
	FOR8	1951	3086	4221	6491	8761	11030	13300	15570	17840	20109	22379
	FOR9	1981	3116	4251	6521	8791	11061	13330	15600	17870	20140	22409
	FOR10	2008	3143	4278	6548	8818	11087	13357	15627	17897	20167	22436
FLO	FLO6	1491	2626	3761	6030	8300	10570	12840	15110	17379	19649	21919
	FLO7	1477	2612	3747	6017	8286	10556	12826	15096	17366	19635	21905
	FLO8	1470	2605	3740	6010	8279	10549	12819	15089	17358	19628	21898
	FLO9	1459	2594	3729	5999	8269	10538	12808	15078	17348	19617	21887
	FLO10	1445	2580	3714	5984	8254	10524	12794	15063	17333	19603	21873
NAT	NAT6	15134	16269	17404	19674	21944	24213	26483	28753	31023	33293	35562
	NAT7	15150	16285	17420	19689	21959	24229	26499	28768	31038	33308	35578
	NAT8	15173	16308	17443	19712	21982	24252	26522	28791	31061	33331	35601
	NAT9	15189	16323	17458	19728	21998	24268	26537	28807	31077	33347	35617
	NAT10	15198	16333	17467	19737	22007	24277	26547	28816	31086	33356	35626

A variação do número de anos para o pagamento do valor de compra da turbina influencia menos na viabilidade do projeto do que a variação do valor de aquisição. A mudança no tempo de liquidação da dívida também afeta mais diretamente cidades com maior potencial eólico. Cidades com menor produção energética anual são menos sensíveis a variações neste parâmetro.

Além disso, a variação é gradual: conforme se aumenta o número de parcelas, menor a variação da diferença entre o fluxo de caixa acumulado e a remuneração do capital pela Selic. Portanto, mesmo que o número de anos para a liquidação seja igual a vida

útil da turbina (20 anos), a mudança na estruturação da dívida não afeta a viabilidade *-caeteris paribus-* em nenhum cenário analisado para DS300.

Tabela 27 - Análise de sensibilidade da viabilidade à variação do número de anos para pagamento do sistema da DS300.

Retorno Investimento Turbina-Custo de Oportunidade (R\$)											
Variação do número de anos para pagamento do valor de aquisição											
	20x	18x	16x	15x	14x	13x	12x	11x	10x	9x	8x
SP RJ CUR FOR FLO NAT	-1.7%	-1.7%	-1.5%	-1.4%	-1.2%	-0.9%	-0.7%	-0.3%	1.0%	0.4%	0.8%
	-2.1%	-2.1%	-1.9%	-1.7%	-1.4%	-1.1%	-0.8%	-0.4%	1.0%	0.5%	1.0%
	-1.8%	-1.8%	-1.6%	-1.4%	-1.2%	-1.0%	-0.7%	-0.4%	1.0%	0.4%	0.8%
	-2.5%	-2.5%	-2.2%	-2.0%	-1.7%	-1.4%	-1.0%	-0.5%	1.0%	0.6%	1.2%
	-2.7%	-2.7%	-2.4%	-2.2%	-1.8%	-1.5%	-1.0%	-0.6%	1.0%	0.6%	1.3%
	-6.7%	-6.6%	-5.9%	-5.3%	-4.5%	-3.6%	-2.5%	-1.3%	1.0%	1.5%	3.1%

A variação da taxa de juros do financiamento da turbina tem influências diferentes sobre a variação entre o fluxo de caixa acumulado em 20 anos e a remuneração advinda do mercado financeiro para diferentes cidades. Para cidades com menor potencial eólico, uma variação de 10% da taxa aplicada leva a uma redução de aproximadamente 2% da razão estudada, enquanto que em cidades como Natal e Florianópolis, a variação da taxa leva a uma redução de aproximadamente 9%. Ou seja, em cidades com alto potencial eólico, a taxa de juros é um fator relevante na viabilidade do projeto.

Tabela 28 - Análise de sensibilidade da viabilidade à variação da taxa de juros do financiamento da turbina DS300. TJO significa taxa de juros original.

Retorno Investimento Turbina-Custo de Oportunidade(R\$)						
Variação da taxa de juros de financiamento						
	TJO	90%TJO	80%TJO	70%TJO	60%TJO	50%TJO
SP	1.0%	-2.8%	-5.5%	-8.0%	-10.4%	-12.8%
RJ	1.0%	-3.4%	-6.7%	-9.8%	-12.8%	-15.6%
CUR	1.0%	-2.9%	-5.6%	-8.3%	-10.8%	-13.1%
FOR	1.0%	-4.1%	-8.0%	-11.8%	-15.4%	-18.8%
FLO	1.0%	-4.4%	-8.6%	-12.7%	-16.5%	-20.1%
NAT	1.0%	-10.8%	-21.1%	-31.0%	-40.3%	-49.3%

Na tabela abaixo, se pode notar a grande diferença na sensibilidade da viabilidade a diferentes variáveis. De fato, a viabilidade é mais dependente da variação dos valores de aquisição. Esta sensibilidade é maior para cidades com maior produção anual de energia, como Natal. Apesar disso, em cidades como São Paulo e Curitiba, uma redução de 10% no valor de compra leva a uma redução de 11% na diferença entre retorno do investimento nas turbinas e do mercado financeiro, impactando diretamente a viabilidade do projeto.

Tabela 29 - Comparação entre sensibilidade por variável.

	Delta	Redução na diferença entre fluxo de caixa acumulado das operações e remuneração pelo mercado financeiro					
		SP	RJ	CUR	FOR	FLO	NAT
Variação no valor de aquisição	-10%	-10.6%	-13.0%	-10.9%	-15.6%	-16.8%	-41.0%
Variação no tempo de liquidação da dívida	-10%	-0.4%	-0.5%	-0.4%	-0.5%	-0.6%	-1.1%
Variação da taxa de juros	1 x a mais	-2.8%	-3.3%	-2.8%	-4.0%	-4.2%	-10.1%

10. Conclusões

Ao longo deste trabalho foi demonstrado que turbinas com maior potência nominal produzem maiores valores anuais de energia (kWh/ano) mesmo em ambientes com menor potencial eólico, apesar de suas curvas de c_p serem mais deslocadas para direita. Além disso, verificou-se que turbinas híbridas e *Savonius* geram melhores resultados em cidades com menor potencial eólico (24,7% superior à média, no presente estudo) enquanto turbinas do tipo *Darrieus* geram melhores resultados em cidades com maior potencial eólico (4,5% superior à média, no presente estudo).

Quando comparada, a turbina *Savonius* estudada gerou melhores resultados que a híbrida de mesma potência, em todos os cenários. Tal diferença é diminuída, porém, em cidades com menor potencial eólico (39% em média para o presente estudo) e aumentada em cidade com maior potencial (45% em média para o presente estudo). Atestando a melhor adaptabilidade de turbinas híbridas a cidades com ventos fracos. Verificou-se que a variação da altura da torre de sustentação tem maior impacto em operações localizadas em cidades com menor potencial eólico. Ou seja, em cidades como Natal, não existe a necessidade de se utilizar torres acima dos 6 metros,

enquanto que para São Paulo a utilização de torres mais altas pode ser o fator decisivo quanto à viabilidade do projeto.

As cidades de São Paulo e Curitiba se revelaram cidades inaptas à implantação de pequenas turbinas eólicas em ambientes urbanos, nas condições aqui estudadas. A média de geração em São Paulo é 81% menor do que no melhor cenário (Natal), enquanto que em Curitiba é 79% menor. Todas as turbinas apresentam seus piores resultados de geração anual (kWh/ano) nestas duas cidades. Elencando as outras cidades estudadas, o Rio de Janeiro tem o 4º melhor potencial eólico, precedendo Fortaleza, Florianópolis e Natal.

Apesar da análise de capacidade de geração ser interessante, a análise financeira foi responsável pela conclusão sobre a viabilidade dos projetos. Neste sentido foram definidos preços de compra livres de impostos, preço total de importação, preço relativo à torre de sustentação e variação deste para cada altura, índice de correção do preço por kWh em cada estado, projeção da evolução dos preços de energia e definição da taxa de juros do financiamento.

Após longos cálculos, foi possível analisar os retornos financeiros provenientes dos 180 cenários estudados após vinte anos de operação, como pode ser visto na Tabela 21. A turbina DS700 (700 W) gerou retornos financeiros positivos em todas as cidades, tendo o melhor desempenho de todas as turbinas testadas. As turbinas DS300 (300 W), DS3000(3000 W) e DS1500(1500 W) geraram retornos positivos para as cidades do Rio de Janeiro, Fortaleza, Florianópolis e Natal, não se pagando porém, nas cidades de São Paulo e Curitiba.

As turbinas “puras” do tipo *Darrieus* e *Savonius* (respectivamente), tiveram o pior resultado na análise de retorno financeiro após 20 anos de operação, não se pagando em São Paulo, Rio de Janeiro e Curitiba.

Tal resultado indicou a necessidade de implantação de turbinas híbridas e baratas. Além disso, a viabilidade de projetos deste tipo se mostra muito sensível ao valor de compra e concomitantemente à quantidade de energia gerada (kWh).

Através da comparação feita na Tabela 22, foi possível observar que apenas três cenários se mostraram viáveis frente ao custo de oportunidade. Estes cenários são as operações da turbina híbrida DS700 (700 W) nas cidades de Natal, Fortaleza e

Florianópolis. Todos os outros investimentos ficam abaixo do custo de oportunidade. Além disso, turbinas com maiores valores de aquisição (com maiores potências nominais) geraram retornos ainda mais baixos que seus custos de oportunidade.

Por isso, apesar dos altos valores de geração de energia eólica (kWh/ano) pela Sauer (1500 W), Rago (3000 W), DS3000 (3000 W) e DS1500 (1500 W), a operação destas turbinas em ambientes urbanos não é viável.

Portanto, a operação ideal de pequenas turbinas eólicas em ambientes urbanos brasileiros de baixo potencial eólico (como São Paulo) deve possuir, segundo as restrições para as características específicas deste trabalho, turbinas com:

- Potência nominal próxima aos 700 W;
- Curva de C_p deslocada para esquerda, como a turbina DS700 (alto rendimento em baixas velocidades e decrescente para altas velocidades);
- Valor de aquisição total de \$100/m² para São Paulo, \$125/m² para Curitiba e \$175/m² para o Rio de Janeiro. Ou seja, o valor máximo de compra no porto de exportação deve ser \$54/m² para operações em São Paulo.
- Com torres de sustentação com altura mínima de 6 metros acima do teto, instaladas em prédios com comprimento de rugosidade (z_0) baixo a sotavento e no máximo a 2 metros do bordo a barlavento.
- Características híbridas (*Darrieus* externa com *Savonius* interna), com baixo torque de partida e bom rendimento em regimes de baixas velocidades.

Apesar do extremo rigor na condução das análises presentes neste trabalho, é ressaltada a importância de análises empíricas na análise de viabilidade destas turbinas. Tal análise se faz de extrema importância para o cálculo exato das Distribuições de Weibull no local de instalação, definição da curva de potência da turbina a ser utilizada e, principalmente, quantificação dos efeitos de turbulência em bordos de construções urbanas.

11. Bibliografia

1. **International Energy Agency.** International Energy Agency Statistics. [Online] 2016. <http://www.iea.org/statistics>. 1.
2. **Lombard, Luis P, Ortiz, José and Pout, Christine.** A review on buildings energy consumption information. *Science Direct*. 2007.
3. **U.S Environmental Protection Agency.** *The National Human Activity Pattern Survey NHAPS*. 1994.
4. **Bundesverband Kleinwindanlagen, BVKW.** [Online] Agosto 2016. <http://bundesverband-kleinwindanlagen.de/>.
5. **WWEA WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION.** *Small Wind World Report*. 2012.
6. **Kühn, Paul.** Kleine Windenergieanlagen Betriebserfahrungen & Ertragsabschätzung. Kassel : Fraunhofer- Institut für Windenergie und Energiesysteme, 2010. 2. BWE-Kleinwindanlagen-Symposium.
7. **GWEC GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL.** *Global Wind Report Annual Market Update*. 2015.
8. **THE EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION.** *Wind in Power, 2015 European Statistics*. 2016.
9. **EWEA THE EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION.** *Wind in Power - European Statistics*. 2015.
10. **Deutsche WindGuard GmbH.** *Status des Windenergieausbau in Deutschland*. 2016.
11. **ABEEÓLICA - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA.** *Boletim de Dados de Janeiro de 2016*. 2016.
12. **Gannoun, Elbia S.** O desenvolvimento da indústria de energia eólica no Brasil: aspectos de inserção, consolidação e sustentabilidade.
13. **WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION.** *Small Wind World Report*. 2015.
14. International Eletrotechnical Comission. [Online] 2016. [Cited:] www.iec.ch.
15. *Qualitätssicherung im Sektor der kleinwindenergieanlagen, Bildung von Kategorien und Anforderungen an technische Angaben.* **BWE Studie**. 2011.

16. **Amarante, et al.** *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. Brasília : s.n., 2011.
17. *A simple temporal and spatial analysis of flow in complex terrain in the context of wind energy modelling.* **Ayotte, K.W, Davy, R.J and Coppin, P.A.** s.l. : Meteorol, 2001.
18. **Ansley, R.** *Wind Effects*. 1998.
19. **Bharat, Alka and Ahmend, Seemi.** Effects of High rise Building Complex on the Wind Flow Pattern on surrounding Urban Pockets. *International Journal of Engineering Research and Development*. 2012, Vol. 4.
20. **Kastner-Klein, P, Fedorovich, E and Rotach, M.W.** A wind tunnel study of organised and turbulent air motions in urban street canyons. *ELSEVIER*. 2001.
21. **Hemami, Ahmad.** *Wind Turbine Technology*. New York, USA : CENGAGE Learning, 2012. 2010934431.
22. **Sucharov, Elza Correia.** O Modelo de Weibull, Para Distribuições de Velocidade do Vento no Estado do Rio de Janeiro. *Departamento de Meteorologia UFRJ; Universidade Estadual Paulista*. 1989.
23. **F Thönnissen, m Marnett, B Roidl and V Schröder.** A numerical analysis to evaluate Betz's Law for vertical axis wind turbines. *Journal of Physics*. Conference Series 753, 2016, Vol. 022056.
24. **Eckel, Henning and Hartmann, Stefan.** *Wirtschaftlichkeit von Kleinen Windenergieanlagen*. Darmstadt : Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V (KTBL), 2012.
25. **Panofsky, H.A and J.A, Dutton.** *"Atmospheric Turbulence"*. New York : Willey, 1984.
26. **Galsworthy, Jon.** Wind Turbines on Tall Buildings. *CTBUH Journal*. 2015 I, 2015.
27. **Mertens, Sander, Kuik, Gijs van and Bussel, Gerard van.** Performance of an H-Darrieus in the Skewed Flow on a Roof. *Journal of Solar Energy Engineering*. 2003.
28. **Vieira, Caetano Manuel Martins.** *Acção do Vento em Edifícios Altos*. Lisboa : Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2013.
29. **Loredou-Souza, Acir Mércio, Schettini, Edith Beatriz Camaño and Paluch, Mario José.** SIMULAÇÃO DA CAMADA LIMITE ATMOSFÉRICA EM TÚNEL

DE VENTO. *ABCM Associação Brasileira de Engenharia e Ciências Mecânicas*. 5, 2004.

30. **ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica**. *Micro e Minigeração Distribuída Sistema de Compensação de Energia Elétrica*. Brasília DF : s.n., 2016. CDU: 621.311.

31. **Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL**. *RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482, de 17 de Abril de 2012*. Brasília, DF : s.n., 17 de Abril de 2012.

32. **Windustry**. Community Wind Toolbox. *Windustry.org*. [Online] Windustry, Dec 07, 2007. [Cited: Out 20, 2016.] http://www.windustry.org/community_wind_toolbox_8_costs.

33. **PD, Fleming. and SD., Probert**. *The Evolution of Wind Turbines: an historical review*. 1984.

34. *ENCARGOS E INCENTIVOS FISCAIS REFERENTES ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA*. **Tavares, Wagner Marques**. Brasília, DF : Consultoria Legislativa, 2007.

35. **ELÉTRICA, ABRADÉE ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA**. Tarifas de Energia. *Abradee.com.br*. [Online] Abradee. [Cited: Outubro 19, 2016.] <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>.

36. **ANEEL**. ANEEL. *Agência Nacional de Energia Elétrica*. [Online] Maio 10, 2017. [Cited: Maio 10, 2017.] <http://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>.

37. Bandeiras Tarifárias. *ANEEL*. [Online] Agência Nacional de Energia Elétrica, Maio 10, 2017. [Cited: Maio 10, 2017.] om.br/distribuicao/edp-bandeirante/informacoes/Paginas/Bandeiras-Tarifarias.aspx#0.

38. **BWE German Wind Energy Association**. Wartung und Instandhaltung. *wind-energie.de*. [Online] German Wind Association. <https://www.wind-energie.de/en/node/275>.

39. *Development of an Operations and Maintenance Cost Model to identify Cost of Energy Savings for Low Wind Speed Turbines*. **Poore, R. and C.Walford**. Seattle, Washigton : NREL National Renewable Energy Laboratory, 2008, Vols. NREL/SR - 500-40581.

40. *Guaranteeing High Availability of Wind Turbines*. **G. Haddad, P.A Sandborn, T.Jazouli, & M.G Pecht**. Maryland : University of Maryland, 2016.

41. **Neumann, Dipl - Phys.Dr.Thomas, Ender, Dipl. Wirt-Ing.Carsten and Molly, Dipl.-Ing Jens-Peter.** *Studie zur aktuellen Kostensituation 2002 der Windenergienutzung in Deutschland.* Wilhelmshaven : Deutsches Windenergie - Institut GmbH, 2002. SO-199.
42. *Kleinwindkraftanlagen -Hintergrundinformationen und Handlungsempfehlungen für die Landwirtschaft.* **C.A.R.M.E.N Centrales Agrar Rohstoff Marketing und Energie Netzwerk.** 1, Straubing : C.A.R.M.E.N.- PUBLIKATION, 2013.
43. Banco Nacional do Desenvolvimento Economico e Social. *BNDES.gov.* [Online] BNDES. [Cited: Fevereiro 1, 2017.]
[http://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-eficiencia-energetica.](http://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-eficiencia-energetica)
44. **Dwiyantoo, Bambang and Suphandani, Vivien.** The System Design and Performance Test of Hybrid Vertical Axis Wind Trubine. *American Institute of Physics.* AIP Conference Proceedings 1831, 020030 (2017), 2017.
45. **VAWT, HI.** [Online] <http://www.hi-vawt.com.tw/en/welcome.html>.
46. **RAGO SOLAR.** [Online] <http://www.ragosolar.it/en/aeolian/rago-wind>.
47. **Energy, Sauer.** [Online] <http://www.sauerenergy.com/>.
48. Climate Org. [Online] <https://pt.climate-data.org/location/2030/>.
49. Alibaba.com. *Alibaba.* [Online] [Cited: Maio 1, 2017.]
https://www.alibaba.com/product-detail/vertical-10kw-wind-turbine-for-sale_60567599929.html?spm=a2700.7735675.5.1.CE0Yct&s=p.
50. Indicadores Econômicos. *Banco Central do Brasil .* [Online] [Cited: May 2, 2017.] <http://www.bcb.gov.br/pec/Indeco/Port/indeco.asp>.
51. **Caroll, Stephen P.** *Investigation into the Installation of Small wind Turbines in an Urban Environment.* Loughborough : Loughborough University, 2016. LE11 3 TU.
52. **Kaldellis, John K and Zafikaris, D.** The wind energy (r)evolution: a short review of a long history. *ELSEVIER.* 2011.
53. **U.S Federal Wind Energy Program.** The illustrated history of Wind Power development. [Online] www.telosnet.com/wind/2006.
54. **Gary, L. Johnson.** *Wind Energy Sysyems.* Eletronic Edition. Manhattan, KS : s.n., 2001.

55. **Carmony, D.** *The USA Faces the energy Challenge*. USA : s.n., 1978.
56. **Richter, RW.** *Pioneering in Wind Energy: the California experience*. 1996.
57. *Diagnóstico do consumo de energia de edificações em comparação com a simulação em dispositivos gratuitos*. **MohdYacoub, Mohd Ali and Ferreira, Cristiano Corrêa**. Desarrollo Local Sostenible n 20, 2014, Vol. Revista DELOS.
58. **ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico**. Boletim de Carga Mensal ONS. *ons.org.br*. [Online] Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2016. [Cited: Outubro 28, 2016.] http://www.ons.org.br/analise_carga_demanda/201211_novembro.aspx#.
59. **AES Eletropaulo**. Tarifa de Energia Elétrica. *aeseletropaulo.com.br*. [Online] AES Eletropaulo. [Cited: Outubro 25, 2016.] <https://www.aeseletropaulo.com.br/poder-publico/prazos-e-tarifas/conteudo/tarifa-de-energia-eletrica>.
60. **AES Eletropaulo**—. Sistema de Tarifação de Energia. *AES Eletropaulo*. [Online] 2016. [Cited: Outubro 05, 2016.] <https://www.aeseletropaulo.com.br/poder-publico/prazos-e-tarifas/conteudo/sistema-de-tarifacao-de-energia>.
62. **AES Eletropaulo** —. [Online] AES Eletropaulo. [Cited: Agosto 05, 2016.] <https://www.aeseletropaulo.com.br/poder-publico/prazos-e-tarifas/conteudo/sistema-de-tarifacao-de-energia>.
63. **U.S DEPARTMENT OF ENERGY**. *Energy Information Administration - International Energy Outlook*. 2006.

Anexo A - Dados da Distribuição de Weibull

Centro de São Paulo	
Latitude	23,5505° S
Longitude	46,64° O

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro	Dados do vento a 50m de altura					
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
Velocidade média do vento	m/s	2,95	3,47	3,98	3,72	3,53
Fator c		3,33	3,92	4,49	4,2	3,99
Fator k		2,06	2,13	2,41	2,32	2,19
Densidade de potência	W/m2	29	46	63	53	48

Avenida Paulista	
Latitude	23,5681°S
Longitude	46,6492° O

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro	Dados do vento a 50m de altura					
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
Velocidade média do vento	m/s	3,03	3,56	4,08	3,81	3,62
Fator c		3,42	4,02	4,6	4,3	4,09
Fator k		2,04	2,11	2,39	2,3	2,17
Densidade de potência	W/m2	32	50	68	57	52

Pico do Jaraguá	
Latitude	23.4583°S
Longitude	46.7652° O

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro	Dados do vento a 50m de altura					
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
Velocidade média do vento	m/s	4,05	4,91	5,47	5,31	4,94
Fator c		4,57	5,54	6,16	5,99	5,57
Fator k		2,3	2,34	2,59	2,42	2,36
Densidade de potência	W/m2	68	120	154	148	123

Rio de Janeiro	
----------------	--

Latitude	22.9068°S
Longitude	43.1729°O

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro	Dados do vento a 50m de altura					
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
Velocidade média do vento	m/s	4,04	3,93	4,64	4,18	4,2
Fator c		4,55	4,42	5,23	4,71	4,72
Fator k		1,82	1,82	1,95	1,89	1,89
Densidade de potência	W/m2	85	79	120	91	94

Curitiba	
Latitude	25.4244°S
Longitude	49.2654°O

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro	Dados do vento a 50m de altura					
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
Velocidade média do vento	m/s	3,19	3,85	4,25	3,82	3,78
Fator c		3,6	4,35	4,8	4,31	4,27
Fator k		2,09	2,1	2,31	2,43	2,2
Densidade de potência	W/m2	36	64	79	55	59

Florianópolis	
Latitude	27.5954°S
Longitude	48.548°O

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro	Dados do vento a 50m de altura					
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
Velocidade média do vento	m/s	4,88	5,12	6,86	5,31	5,54
Fator c		5,51	5,74	7,74	5,99	6,25
Fator k		2,1	1,73	2,28	2,06	1,97
Densidade de potência	W/m2	130	184	335	170	205

Fortaleza	
Latitude	3.7319°S
Longitude	38.5267°O

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro	Dados do vento a 50m de altura					
Grandeza	Unidade	Dez-	Mar-	Jun-	Set-Nov	Anual

		Fev	Mai	Ago		
Velocidade média do vento	m/s	4,62	3,45	5,54	6,61	5,06
Fator c		5,21	4,89	6,22	7,39	5,71
Fator k		2,41	1,9	2,86	3,13	2,27
Densidade de potência	W/m2	98	51	150	243	136

Natal	
Latitude	5.7793°S
Longitude	35.2009°O

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro	Dados do vento a 50m de altura					
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
Velocidade média do vento	m/s	7,22	6,92	8,23	7,98	7,59
Fator c		8,11	7,81	9,29	9	8,56
Fator k		2,76	2,23	2,34	2,36	2,38
Densidade de potência	W/m2	340	350	566	513	442

Anexo B - Códigos do MATLAB

Lei da Potência – Distribuição de Velocidades sobre o Prédio

```
%Velocities Vector
h = 90:0.1:100;
%Functions for each capital SP PAULISTA
v = 3.62 * (((h-30)/50).^0.34);

figure(1)

plot(h,v)
legend('d=30, Vref=3.62, Zref=50');
title('Power Law for different heights over SP','FontSize',12);
ylabel('V[m/s]','FontSize',12)
xlabel('h[m]','FontSize',12)
grid on
```

Distribuição Weibull Anual Cidades

```
%FactorC (Parâmetro de escala [m/s])
c_SPC_Dez.Fev = 3.42;
c_SPC_Mar.Mai = 4.02;
c_SPC_Jun.Ago = 4.6;
c_SPC_Set.Nov = 4.3;

%Factor K (Parâmetro de forma [Adim])
k_SPC_Dez.Fev = 2.04;
k_SPC_Mar.Mai = 2.11;
k_SPC_Jun.Ago = 2.39;
k_SPC_Set.Nov = 2.3;

%Rio de Janeiro
%FactorC (Parâmetro de escala [m/s])
c_RJ_Dez.Fev = 4.55;
c_RJ_Mar.Mai = 4.42;
c_RJ_Jun.Ago = 5.23;
c_RJ_Set.Nov = 4.71;
c_RJ_Annual = 4.72;

%Factor K (Parâmetro de forma [Adim])
k_RJ_Dez.Fev = 1.82;
k_RJ_Mar.Mai = 1.82;
k_RJ_Jun.Ago = 1.95;
k_RJ_Set.Nov = 1.89;
```

k_RJ_Annual = 1.89;

%Curitiba

%FactorC (Parâmetro de escala [m/s])

c_CR_Dez.Fev = 3.6;
c_CR_Mar.Mai = 4.35;
c_CR_Jun.Ago = 4.8;
c_CR_Set.Nov = 4.31;
c_CR_Annual = 4.27;

%Factor K (Parâmetro de forma [Adim])

k_CR_Dez.Fev = 2.09;
k_CR_Mar.Mai = 2.1;
k_CR_Jun.Ago = 2.31;
k_CR_Set.Nov = 2.43;
k_CR_Annual = 2.2;

%Florianópolis

%FactorC (Parâmetro de escala [m/s])

c_FLP_Dez.Fev = 5.51;
c_FLP_Mar.Mai = 5.74;
c_FLP_Jun.Ago = 7.74;
c_FLP_Set.Nov = 5.99;
c_FLP_Annual = 6.25;

%Factor K (Parâmetro de forma [Adim])

k_FLP_Dez.Fev = 2.1;
k_FLP_Mar.Mai = 1.73;
k_FLP_Jun.Ago = 2.28;
k_FLP_Set.Nov = 2.06;
k_FLP_Annual = 1.97;

%Fortaleza

%FactorC (Parâmetro de escala [m/s])

c_FOR_Dez.Fev = 5.21;
c_FOR_Mar.Mai = 4.89;
c_FOR_Jun.Ago = 6.22;
c_FOR_Set.Nov = 7.39;
c_FOR_Annual = 5.71;

%Factor K (Parâmetro de forma [Adim])

k_FOR_Dez.Fev = 2.41;
k_FOR_Mar.Mai = 1.9;
k_FOR_Jun.Ago = 2.86;

```
k_FOR_Set.Nov = 3.13;
k_FOR_Annual = 2.27;
```

```
%NataL
```

```
%FactorC (Parâmetro de escala [m/s])
```

```
c_NAT_Dez.Fev = 8.11;
c_NAT_Mar.Mai = 7.81;
c_NAT_Jun.Ago = 9.29;
c_NAT_Set.Nov = 9;
c_NAT_Annual = 8.56;
```

```
%Factor K (Parâmetro de forma [Adim])
```

```
k_NAT_Dez.Fev = 2.76;
k_NAT_Mar.Mai = 2.23;
k_NAT_Jun.Ago = 2.34;
k_NAT_Set.Nov = 3.36;
k_NAT_Annual = 2.38;
```

```
%Velocities Vector
```

```
v = 0:0.1:20;
```

```
%Functions for each capital SP PAULISTA
```

```
g=(k_SPC_Dez.Fev/c_SPC_Dez.Fev)*((v./c_SPC_Dez.Fev ).^(k_SPC_Dez.Fev-1)).*exp(-(v./c_SPC_Dez.Fev ).^ k_SPC_Dez.Fev);
g2=(k_SPC_Mar.Mai /c_SPC_Mar.Mai) *((v./c_SPC_Mar.Mai).^(k_SPC_Mar.Mai-1)).*exp(-(v./c_SPC_Mar.Mai).^k_SPC_Mar.Mai);
g3=(k_SPC_Jun.Ago /c_SPC_Jun.Ago) *((v./c_SPC_Jun.Ago).^( k_SPC_Jun.Ago-1)).*exp(-(v./c_SPC_Jun.Ago).^ k_SPC_Jun.Ago);
g4=(k_SPC_Set.Nov/ c_SPC_Set.Nov)*((v./ c_SPC_Set.Nov).^(k_SPC_Set.Nov-1)).*exp(-(v./ c_SPC_Set.Nov).^k_SPC_Set.Nov);
```

```
figure(1)
```

```
plot(v,g)
```

```
hold on
```

```
plot(v,g2)
```

```
hold on
```

```
plot(v,g3)
```

```
hold on
```

```
plot(v,g4)
```

```
legend('SP.Dez.Fev','SP.Mar.Mai','SP.Jun.Ago','SP.Set.Nov');
```

```
title('Weibull Distribution - Annual Variation SP','FontSize',12);
```

```
ylabel('P(v)','FontSize',12)
```

```
xlabel('V(m/s)','FontSize',12)
```

```
grid on
```

```
%Functions for each capital RIO
```

```

g5=(k_RJ_Dez.Fev/c_RJ_Dez.Fev)*((v./c_RJ_Dez.Fev).^(k_RJ_Dez.Fev-1)).*exp(-(v./c_RJ_Dez.Fev).^k_RJ_Dez.Fev);
g6=(k_RJ_Mar.Mai/c_RJ_Mar.Mai)*((v./c_RJ_Mar.Mai).^(k_RJ_Mar.Mai-1)).*exp(-(v./c_RJ_Mar.Mai).^k_RJ_Mar.Mai);
g7=(k_RJ_Jun.Ago/c_RJ_Jun.Ago)*((v./c_RJ_Jun.Ago).^(k_RJ_Jun.Ago-1)).*exp(-(v./c_RJ_Jun.Ago).^k_RJ_Jun.Ago);
g8=(k_RJ_Set.Nov/c_RJ_Set.Nov)*((v./c_RJ_Set.Nov).^(k_RJ_Set.Nov-1)).*exp(-(v./c_RJ_Set.Nov).^k_RJ_Set.Nov);

```

```

figure(2)
plot(v,g5)
hold on
plot(v,g6)
hold on
plot(v,g7)
hold on
plot(v,g8)
legend('RJ.Dez.Fev','RJ.Mar.Mai','RJ.Jun.Ago','RJ.Set.Nov');
title('Weibull Distribution - Annual Variation RJ','FontSize',12);
ylabel('P(v)','FontSize',12)
xlabel('V(m/s)','FontSize',12)
grid on

```

%Functions for each capital CURITIBA

```

g9=(k_CR_Dez.Fev/c_CR_Dez.Fev)*((v./c_CR_Dez.Fev).^(k_CR_Dez.Fev-1)).*exp(-(v./c_CR_Dez.Fev).^k_CR_Dez.Fev);
g10=(k_CR_Mar.Mai/c_CR_Mar.Mai)*((v./c_CR_Mar.Mai).^(k_CR_Mar.Mai-1)).*exp(-(v./c_CR_Mar.Mai).^k_CR_Mar.Mai);
g11=(k_CR_Jun.Ago/c_CR_Jun.Ago)*((v./c_CR_Jun.Ago).^(k_CR_Jun.Ago-1)).*exp(-(v./c_CR_Jun.Ago).^k_CR_Jun.Ago);
g12=(k_CR_Set.Nov/c_CR_Set.Nov)*((v./c_CR_Set.Nov).^(k_CR_Set.Nov-1)).*exp(-(v./c_CR_Set.Nov).^k_CR_Set.Nov);

```

```

figure(3)
plot(v,g9)
hold on
plot(v,g10)
hold on
plot(v,g11)
hold on
plot(v,g12)
legend('CR.Dez.Fev','CR.Mar.Mai','CR.Jun.Ago','CR.Set.Nov');
title('Weibull Distribution - Annual Variation CR','FontSize',12);
ylabel('P(v)','FontSize',12)
xlabel('V(m/s)','FontSize',12)
grid on

```

%Functions for each capital FLORIPA

```
g13=(k_FLP_Dez.Fev/c_FLP_Dez.Fev)*((v./c_FLP_Dez.Fev ).^(k_FLP_Dez.Fev-1)).*exp(-(v./c_FLP_Dez.Fev ).^ k_FLP_Dez.Fev);
g14=(k_FLP_Mar.Mai /c_FLP_Mar.Mai)
*((v./c_FLP_Mar.Mai).^(k_FLP_Mar.Mai-1)).*exp(-(v./c_FLP_Mar.Mai).^k_FLP_Mar.Mai);
g15=(k_FLP_Jun.Ago /c_FLP_Jun.Ago) *((v./c_FLP_Jun.Ago).^( k_FLP_Jun.Ago-1)).*exp(-(v./c_FLP_Jun.Ago).^ k_FLP_Jun.Ago);
g16=(k_FLP_Set.Nov/ c_FLP_Set.Nov)*((v./ c_FLP_Set.Nov).^(k_FLP_Set.Nov-1)).*exp(-(v./ c_FLP_Set.Nov).^k_FLP_Set.Nov);
```

```
figure(4)
plot(v,g13)
hold on
plot(v,g14)
hold on
plot(v,g15)
hold on
plot(v,g16)
legend('FLP.Dez.Fev','FLP.Mar.Mai','FLP.Jun.Ago','FLP.Set.Nov');
title('Weibull Distribution - Annual Variation FLP','FontSize',12);
ylabel('P(v)','FontSize',12)
xlabel('V(m/s)','FontSize',12)
grid on
```

%Functions for each capital Fortaleza

```
g17=(k_FOR_Dez.Fev/c_FOR_Dez.Fev)*((v./c_FOR_Dez.Fev ).^(k_FOR_Dez.Fev-1)).*exp(-(v./c_FOR_Dez.Fev ).^ k_FOR_Dez.Fev);
g18=(k_FOR_Mar.Mai /c_FOR_Mar.Mai)
*((v./c_FOR_Mar.Mai).^(k_FOR_Mar.Mai-1)).*exp(-(v./c_FOR_Mar.Mai).^k_FOR_Mar.Mai);
g19=(k_FOR_Jun.Ago /c_FOR_Jun.Ago) *((v./c_FOR_Jun.Ago).^( k_FOR_Jun.Ago-1)).*exp(-(v./c_FOR_Jun.Ago).^ k_FOR_Jun.Ago);
g20=(k_FOR_Set.Nov/ c_FOR_Set.Nov)*((v./ c_FOR_Set.Nov).^(k_FOR_Set.Nov-1)).*exp(-(v./ c_FOR_Set.Nov).^k_FOR_Set.Nov);
```

```
figure(5)
plot(v,g17)
hold on
plot(v,g18)
hold on
plot(v,g19)
hold on
plot(v,g20)
legend('FOR.Dez.Fev','FOR.Mar.Mai','FOR.Jun.Ago','FOR.Set.Nov');
```

```

title('Weibull Distribution - Annual Variation Fortaleza','FontSize',12);
ylabel('P(v)','FontSize',12)
xlabel('V(m/s)','FontSize',12)
grid on

%Functions for each capital NATAL
g21=(k_NAT_Dez.Fev/c_NAT_Dez.Fev )*((v./c_NAT_Dez.Fev
).^ (k_NAT_Dez.Fev-1)).*exp(-(v./c_NAT_Dez.Fev ).^ k_NAT_Dez.Fev);
g22=(k_NAT_Mar.Mai /c_NAT_Mar.Mai)
*((v./c_NAT_Mar.Mai).^ (k_NAT_Mar.Mai-1)).*exp(-
(v./c_NAT_Mar.Mai).^ k_NAT_Mar.Mai);
g23=(k_NAT_Jun.Ago /c_NAT_Jun.Ago )*((v./c_NAT_Jun.Ago ).^(
k_NAT_Jun.Ago-1)).*exp(-(v./c_NAT_Jun.Ago ).^ k_NAT_Jun.Ago);
g24=(k_NAT_Set.Nov/ c_NAT_Set.Nov)*((v./
c_NAT_Set.Nov).^ (k_NAT_Set.Nov-1)).*exp(-(v./
c_NAT_Set.Nov).^ k_NAT_Set.Nov);

figure(6)
plot(v,g21)
hold on
plot(v,g22)
hold on
plot(v,g23)
hold on
plot(v,g24)
legend('NAT.Dez.Fev','NAT.Mar.Mai','NAT.Jun.Ago','NAT.Set.Nov');
title('Weibull Distribution - Annual Variation Natal','FontSize',12);
ylabel('P(v)','FontSize',12)
xlabel('V(m/s)','FontSize',12)
grid on

```

Gráfico agregados

```

c_SPP_Annual = 4.09;
k_SPP_Annual = 2.17;

c_RJ_Annual = 4.72;
k_RJ_Annual = 1.89;

c_CR_Annual = 4.27;
k_CR_Annual = 2.2;

c_FLP_Annual = 6.25;
k_FLP_Annual = 1.97;

c_FOR_Annual = 5.71;

```



```
k_FOR_Annual = 2.27;
```

```
c_NAT_Annual = 8.56;
```

```
k_NAT_Annual = 2.38;
```

```
%Velocities Vector
```

```
v = 0:0.1:20
```

```
%Functions for each capital
```

```
g=(k_SPP_Annual/c_SPP_Annual)*((v./c_SPP_Annual).^(k_SPP_Annual-1)).*exp(-(v./c_SPP_Annual).^k_SPP_Annual);
```

```
g2=(k_RJ_Annual /c_RJ_Annual) *((v./c_RJ_Annual).^(k_RJ_Annual-1)).*exp(-(v./c_RJ_Annual).^k_RJ_Annual);
```

```
g3=(k_CR_Annual /c_CR_Annual) *((v./c_CR_Annual).^(k_CR_Annual-1)).*exp(-(v./c_CR_Annual).^k_CR_Annual);
```

```
g4=(k_FLP_Annual/c_FLP_Annual)*((v./c_FLP_Annual).^(k_FLP_Annual-1)).*exp(-(v./c_FLP_Annual).^k_FLP_Annual);
```

```
g5=(k_FOR_Annual/c_FOR_Annual)*((v./c_FOR_Annual).^(k_FOR_Annual-1)).*exp(-(v./c_FOR_Annual).^k_FOR_Annual);
```

```
g6=(k_NAT_Annual/c_NAT_Annual)*((v./c_NAT_Annual).^(k_NAT_Annual-1)).*exp(-(v./c_NAT_Annual).^k_NAT_Annual);
```

```
figure
```

```
plot(v,g)
```

```
hold on
```

```
plot(v,g2)
```

```
hold on
```

```
plot(v,g3)
```

```
hold on
```

```
plot(v,g4)
```

```
hold on
```

```
plot(v,g5)
```

```
hold on
```

```
plot(v,g6)
```

```
legend('SP','RJ','CUR','FLP','FOR','NAT');
```

```
title('Weibull Distribution - Annual','FontSize',12);
```

```
ylabel('p(v)','FontSize',12)
```

```
xlabel('v (m/s)','FontSize',12)
```

```
grid on
```

