



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
CURSO DE ENGENHARIA MECÂNICA

AUGUSTO ANTÔNIO COUTINHO SILVA

**ANÁLISE COMPARATIVA DA VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICO-
FINANCEIRA DE AEROGERADORES DE PEQUENO PORTE NO ESTADO DE
PERNAMBUCO**

Recife

2018

AUGUSTO ANTÔNIO COUTINHO SILVA

**ANÁLISE COMPARATIVA DA VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICO-
FINANCEIRA DE AEROGERADORES DE PEQUENO PORTE NO ESTADO DE
PERNAMBUCO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado na
Universidade Federal de Pernambuco como requisito
básico para a obtenção do grau de Bacharel em
Engenharia Mecânica.

Orientador: Prof. DSc. Alex Maurício Araújo

Coorientador: DSc. Oyama Douglas Queiroz de
Oliveira Filho

Recife
2018

Catálogo na fonte
Bibliotecária Maria Luiza de Moura Ferreira, CRB-4 / 1469

- S586a Silva, Augusto Antônio Coutinho.
Análise comparativa da viabilidade técnico-econômico-financeira de aerogeradores de pequeno porte no estado de Pernambuco / Augusto Antônio Coutinho Silva - 2018.
99 folhas, il. abr.
- Orientador: Prof. Dr. Alex Maurício Araújo.
Coorientador: Oyama Douglas Queiroz de Oliveira Filho.
- TCC (Graduação) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Departamento de Graduação em Engenharia Mecânica, 2018.
Inclui Referências e Apêndice.
1. Engenharia Mecânica. 2. Energia eólica. 3. Aerogeradores de pequeno porte. 4. Geração distribuída. 5. Autoconsumo remoto. 6. System Advisor Model. I. Araújo, Alex Maurício (Orientador). II. Oliveira Filho, Oyama Douglas Queiroz de (Coorientador). III. Título.

UFPE

621 CDD (22. ed.)

BCTG/2018-474



Universidade Federal de Pernambuco
Departamento de Engenharia Mecânica Centro de
Tecnologia e Geociências- CTG/EEP



ATA DE SESSÃO DE DEFESA DE
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO - TCC2

Aos cinco dias do mês dezembro do ano de dois mil e dezoito, às 09:30, no bloco de salas de aula do Centro de Tecnologia e Geociências da UFPE, reuniu-se a banca examinadora para a sessão pública de defesa do Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Pernambuco, intitulado: **ANÁLISE COMPARATIVA DA VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICO-FINANCEIRA DE AEROGERADORES DE PEQUENO PORTE NO ESTADO DE PERNAMBUCO**, elaborado pelo aluno **Augusto Antônio Coutinho Silva**, matrícula 097.025.97439, composta pelo Prof. **Alex Maurício Araújo** (Orientador), Eng.º **Oyama Douglas Queiroz de Oliveira Filho** (Coorientador), Prof. **Antônio Marques da Costa Soares** (examinador 1) e Eng.º **José Guilhermino dos Santos Junior** (examinador 2). Após a exposição oral, o candidato foi arguido pelos componentes da banca que em seguida reuniram-se reservadamente, e deliberaram pela aprovação / reprovação do candidato no Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia Mecânica da UFPE, atribuindo-lhe à monografia a média _____. Para constar, redigi a presente Ata, aprovada por todos os presentes, que vai assinada por mim e pelos demais membros da banca.

Orientador:

Prof. **Alex Maurício Araújo** - DEMEC/UFPE

Nota: _____

Assinatura: _____

Orientador:

Engo. **Oyama Douglas Queiroz de Oliveira Filho** -
DEMEC/UFPE

Nota: _____

Assinatura: _____

Examinador

1:

Prof. **Antônio Marques da Costa Soares** -
DEMEC/UFPE

Nota: _____

Assinatura: _____

Examinador

2:

Engo. **José Guilhermino dos Santos Junior** -
BRENNAND ENERGIA

Nota: _____

Assinatura: _____

Recife, 05 de Dezembro de 2018

José Maria A. Barbosa

Coordenador de Trabalho de Conclusão de Curso - TCC2

AGRADECIMENTOS

A Deus pelo dom e circunstâncias da vida;

À minha mãe pelo apoio incondicional, principalmente nas horas mais difíceis. Sem ela, tornar-se engenheiro não seria uma realidade.

Ao meu pai pelo apoio;

Aos meus colegas de engenharia Oyama Queiroz, Lucas Iolanda, Ciro Cordeiro, Guilherme Rocha e Eduardo Corte Real pela amizade e auxílio;

Ao Prof Dr. Alex Araújo pelo apoio e auxílio na condução deste trabalho e de diversas outras pesquisas;

Meus sinceros agradecimentos.

RESUMO

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma análise de viabilidade técnico-econômico-financeira para aerogeradores de pequeno porte (APPs) pré-selecionados, capazes de se enquadrar em microgeração distribuída e de abastecer uma residência de referência no Estado de Pernambuco através da modalidade de autoconsumo remoto, conforme a Regulamentação Normativa (REN) nº 687/2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Para tanto, o *software* de energia renovável *System Advisor Model* (SAM) foi empregado. Nele, foram conduzidas simulações de viabilidade econômico-financeira para três APPs com dados meteorológicos coletados e também simulados através de um atlas eólico para duas regiões nos municípios de Ipojuca e Cabo de Santo Agostinho. Além disso, os aspectos regulatórios do *Net Metering* brasileiro, quadro regulatório em vigor no país, e de um modelo de *Feed-In Tariff* (FIT) proposto foram considerados. Os resultados foram apresentados através dos parâmetros financeiros Valor Presente Líquido (VPL), tempo de retorno e Taxa Interna de Retorno (TIR) quando aplicáveis. Eles mostram que, apenas sob as condições regulatórias do FIT proposto e sob o regime de ventos dos dados meteorológicos coletados, um dos projetos se mostrou rentável.

Palavras-chave: Energia eólica. Aerogeradores de pequeno porte. Geração distribuída. Autoconsumo remoto. *System Advisor Model*.

ABSTRACT

The present work aims to develop a techno-financial-economic viability analysis for preselected small wind turbines (SWEs) suitable for distributed microgeneration and able to supply electricity to a standard residence in the State of Pernambuco, Brazil, through the remote self-consumption modality, in accordance with the Normative Regulation n. 687/2015 from the Brazilian National Electric Energy Agency (ANEEL). The renewable energy *software* System Advisor Model (SAM) was employed. Through it, financial feasibility simulations were carried for three SWEs using real and simulated wind data from two regions from Pernambuco's capital city metropolitan region: Ipojuca and Cabo de Santo Agostinho. In addition, the regulatory aspects of the Brazilian *Net Metering*, current regulatory framework in force in the country, and a proposed *Feed-In Tariff* model were considered. The results were applied through the financial indicators Net Present Value (NPV), Inter Return Rate (IRR) and payback time when applicable. The results show that only under the regulatory conditions of the proposed FIT and under the measured wind data regime, one of the projects proved to be profitable.

Keywords: Wind energy. Small wind turbines. Distributed generation. Remote self-consumption. System Advisor Model.

LISTA DE ABREVIATURAS

APPs	Aerogeradores de Pequeno Porte
BRAMS	Brazilian Developments on the Regional Atmospheric Modeling
GD	Geração Distribuída
FIT	<i>Feed-In Tariff</i>
O&M	Operação e Manutenção
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PILACAS	Piloto de um Laboratório em Campo Aberto para Certificação de Aerogeradores de Pequeno Porte
RAMS	Regional Atmospheric Modeling System
REN	Regulamentação Normativa
SAM	System Advisor Model
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TIR	Taxa Interna de Retorno
UTES	Unidades Termoelétricas
VC	Volume de Controle
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.2	DELIMITAÇÃO DO PROBLEMA	14
1.3	OBJETIVO GERAL	15
1.4	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	15
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	16
2.2	AEROGERADORES	16
2.2.1	classificação dos aerogeradores	16
2.2.2	princípio de funcionamento de aerogeradores de eixo horizontal	18
2.2.3	fator de capacidade	19
2.3	CARACTERIZAÇÃO DO VENTO	20
2.3.1	perfil vertical da velocidade do vento	20
2.3.2	turbulência	22
2.3.3	distribuição estatística de <i>weibull</i>	23
2.4	NOVO ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO	24
2.4.1	modelo BRAMS	25
2.5	PROJETO PILACAS	26
2.6	PROJETO SUAPE	30
2.7	POLÍTICAS REGULATÓRIAS	32
2.7.1	<i>net metering</i> brasileiro	32
2.7.2	<i>feed-in tariff</i>	34
2.8	REGULAMENTAÇÃO NORMATIVA N° 687/2015	35
2.8.1	modalidades de geração	35
2.9	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA	37
2.9.1	valor presente líquido (vpl)	38
2.9.2	tempo de retorno	38
2.9.3	taxa interna de retorno (tir)	39
3	METODOLOGIA	39
3.1	DETERMINAÇÃO DAS REGIÕES DE SIMULAÇÃO	40
3.2	CARACTERIZAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO DAS REGIÕES DE SIMULAÇÃO UTILIZANDO O SAM	41
3.2.1	obtenção dos dados meteorológicos das regiões de simulação através do novo atlas do potencial eólico brasileiro	42
3.2.1.1	seleção da altura de referência	43
3.2.1.2	seleção da velocidade anual média do vento	44
3.2.1.3	seleção do fator de forma (k) de weibull	46

3.2.2	obtenção dos dados meteorológicos das regiões de simulação através de medições realizadas nos locais.....	48
3.2.2.1	dados meteorológicos da região do projeto pilacas	49
3.2.2.2	dados meteorológicos da região do projeto suape	50
3.3	SELEÇÃO DOS AEROGERADORES DE PEQUENO PORTE.....	51
3.3.1	notus 138.....	51
3.3.2	gerar 246	52
3.3.3	verne 555.....	53
3.4	BIBLIOTECA DE AEROGERADORES DO SAM	54
3.5	ESTIMATIVA DOS CUSTOS DOS SISTEMAS	55
3.6	LEVANTAMENTO DOS PARÂMETROS FINANCEIROS E DOS DADOS DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA REQUERIDOS PELO SAM	57
3.6.1	parâmetros financeiros	58
3.6.2	preço final da tarifa energética residencial cobrada em pernambuco.....	58
3.6.3	consumo mensal de energia elétrica de uma residência de referência em pernambuco e previsão de aumento do seu consumo.....	60
3.6.4	previsão de reajuste da tarifa energética.....	61
3.6.5	custo de disponibilidade.....	61
3.7	CENÁRIOS REGULATÓRIOS PROPOSTOS	62
3.8	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA UTILIZANDO O SAM... ..	63
4	RESULTADOS.....	64
4.1	NOTUS 138 - PROJETO PILACAS	64
4.2	NOTUS 138 - PROJETO SUAPE	66
4.3	GERAR 246 – PROJETO PILACAS	69
4.4	GERAR 246 – PROJETO SUAPE	71
4.5	VERNE 555 - PROJETO PILACAS	75
4.6	VERNE 555 - PROJETO SUAPE	79
4.7	COMPARAÇÕES TÉCNICAS	82
4.7.1	fator de capacidade	82
4.7.2	distribuição de velocidade do vento e curva de potência	84
5	CONCLUSÕES	87
	REFERÊNCIAS.....	89
	APÊNDICE A – ALGORITMO EM MATLAB® PARA TRATAMENTO DOS DADOS METEOROLÓGICOS COLETADOS	96

1 INTRODUÇÃO

No início da década de 2000, um grave período de secas assolou o Brasil, provocando a diminuição do nível de água das barragens das hidrelétricas em todo o país. O resultado foi uma grave escassez de energia elétrica ao longo do território nacional devido à forte dependência da matriz energética brasileira em hidroeletricidade (ENERGIA EÓLICA NO BRASIL, 2013).

Para tentar contornar o problema, o governo brasileiro criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) em 2002, cujo objetivo era aumentar a participação da energia elétrica produzida por fontes alternativas de energia, como eólica, biomassa e solar, custeadas através de um encargo pago por agentes comercializadores de energia elétrica (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018).

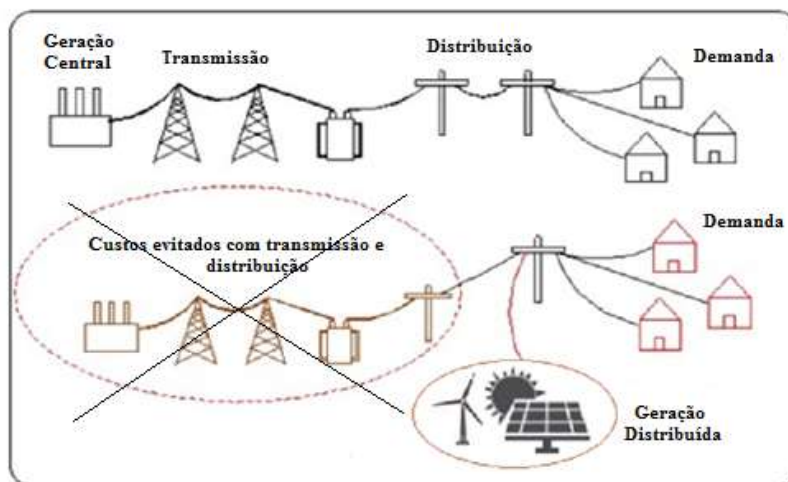
Em 2005, o primeiro Leilão de Energia ocorreu no Rio de Janeiro, onde pouco mais de 3,0 GW de potência em empreendimentos hidrelétricos e termelétricos foram contratados (JANEIRO; RONDEAU, 2010). Desde então, os leilões de energia têm se apresentado como o principal mecanismo de mercado para contratação de energia no Brasil (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018), inclusive para as fontes renováveis, como a energia eólica, que contou com o primeiro leilão do setor em 2009. Nesse ano, foram contratados 1,8 GW em empreendimentos eólicos construídos na Bahia, Ceará, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul e Sergipe (GOVERNO DO BRASIL, 2013). Graças aos leilões de energia, a energia eólica de grande porte (associada aos grandes parques eólicos *onshore*) tem se consolidado como uma das fontes com maior potencial instalado no país (cerca de 13 GW de potência instalada até meados de 2018 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, 2018) e com os menores custos de expansão entre as fontes de energia, superando, inclusive, a fonte hidráulica (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2015).

Simultaneamente a tais programas, cujo incentivo financeiro contempla apenas projetos de energia renovável de grandes escalas, estabeleceu-se, em 2004, pela primeira vez, a concepção de geração distribuída (GD) no país, através da Lei nº 10.848 de março do mesmo ano (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2004). De acordo com a REN 21 Secretariat (2017), a GD pode ser definida como a geração de energia elétrica proveniente de sistemas descentralizados e de pequeno porte próximos ao

ponto de consumo (em geral, residências e comércios), reunindo tecnologias de ambas fontes renovável ou fóssil, como painéis fotovoltaicos, aerogeradores de pequeno porte e pequenas turbinas a gás.

As vantagens de se fomentar a GD no Brasil acompanham os esforços dos órgãos governamentais do setor elétrico de pluralizar a matriz energética nacional através do consumidor comum, que são as residências e os pequenos comércios. Isso ocorre porque a implantação de um sistema de GD eficaz é capaz de diminuir os custos, complexidades, interdependências e perdas associadas à transmissão e distribuição de energia elétrica quando comparado aos grandes sistemas centrais de geração de energia (OWENS, 2014) (Figura 1).

Figura 1 - Divergências entre geração distribuída e centralizada.



Fonte: O autor, 2018.

Em 2004, no entanto, a Lei nº 10.848 considerava apenas as Unidades Termelétricas (UTES), Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e sistemas de biomassa como tecnologias de GD (SILVA *et al.*, 2016). Tal restrição permaneceu até 2012, quando a REN nº 482/2012 entrou em vigor através da ANEEL, ampliando o alcance da GD para as demais fontes alternativas e excluindo as fontes de emissão fóssil da definição original.

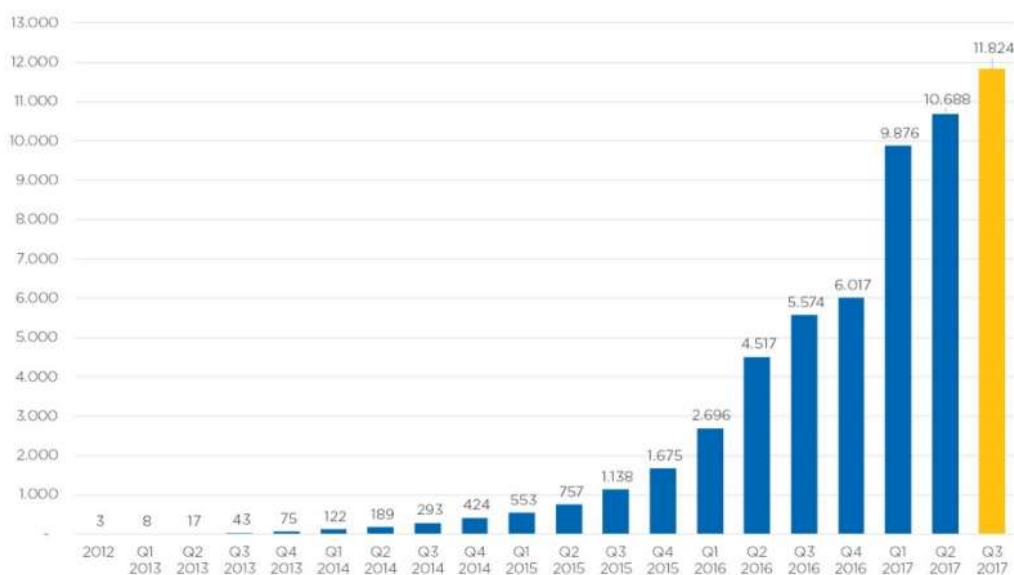
A REN nº 482/2012 é considerada um marco regulatório no Brasil, pois consolidou a GD no país ao estabelecer o sistema de compensação energética conhecido por *Net Metering*. Esse modelo de comercialização permitiu ao consumidor o acúmulo de créditos de energia e a redução de sua tarifa energética no fim de cada

mês, com a condição de que produzisse energia exclusivamente através de fontes renováveis com até certo limite de potência instalada.

Em 2015, A REN n° 482/2012 sofreu alterações, sendo melhorada pela REN n° 687/2015, posta em vigor em 2016 pela ANEEL. Entre outras mudanças, a nova definição para microgeração (até 75 kW de potência instalada) e minigeração distribuídas (entre 75 kW e 5 MW de potência instalada), o aumento do prazo para utilização dos créditos de energia para 60 meses e a possibilidade de autoconsumo remoto (onde a geração energética pode ser realizada em um lugar e consumida em outro do mesmo titular) foram alguns dos aperfeiçoamentos introduzidos pela nova regulamentação (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

A Figura 2 ilustra o crescimento do número de conexões de GD, por quadrimestre, desde a criação da REN n° 482/2012 em 2012; é válido notar, ainda, o crescimento da modalidade a partir de 2016 quando a REN n° 687/2015 passou a vigorar.

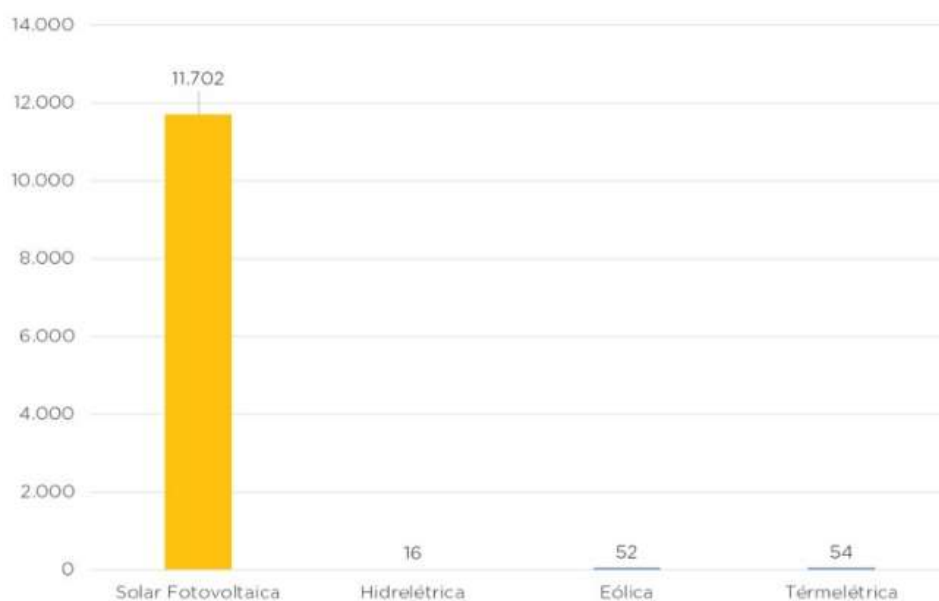
Figura 2 - Evolução do número de conexões em GD no Brasil.



Fonte: (ASTRASOLAR, 2017).

A fonte solar é responsável por quase 99% dos sistemas de GD instalados no Brasil, como ilustra a Figura 3.

Figura 3 - Representatividade das fontes renováveis em GD no Brasil.



Fonte: (ASTRASOLAR, 2017).

Uma das explicações para a grande discrepância entre as fontes solar e eólica pode ser atribuída ao grande potencial solar brasileiro (TIBA, 2000) frente à escassa divulgação da tecnologia eólica de pequeno porte no país (SILVA *et al.*, 2016) e à certificação dos APPs, que é precária. Além disso, a versão da política regulatória empregada no Brasil (*Net Metering*) não condiz com a realidade global, visto que, na Europa, por exemplo, o FIT é o mecanismo regulatório mais bem-sucedido e mais empregado (REN 21 SECRETARIAT, 2017).

Somado a esses fatores, os APPs ainda apresentam incertezas, principalmente no que diz respeito a sua viabilidade econômico-financeira. De fato, verifica-se que eles exigem investimentos iniciais significativos relativamente a sua dimensão e são menos rentáveis do que os grandes aerogeradores, cujos componentes apresentam custos decrescentes em relação ao seu tamanho (VALENTINE, 2011). Em razão disso, vários estudos relacionados à viabilidade econômico-financeira de APPs foram conduzidos a fim de tentar fornecer uma explicação para as disparidades entre as energias eólica e solar de pequeno porte, proporcionando uma referência para a fase de tomada de decisão do consumidor residencial e/ou comercial (Ardente *et al.*, 2008 e Villanueva e Feijo, 2010). Além disso, um amplo conjunto de estudos financeiros mostrou a rentabilidade dos APPs em áreas geográficas específicas: Mostafaeipour *et al.* (2011) avaliaram a rentabilidade econômico-financeira de APPs até 10 kW no Irã, mostrando que as máquinas são, geralmente, viáveis nas áreas pesquisadas,

enquanto Li, Boyle e Reynolds (2012) e Kelleher e Ringwood (2009) consideraram a viabilidade econômica de pequenos aerogeradores para aplicações domésticas na Irlanda, evidenciando que esses sistemas são promissores quando instalados em locais com velocidade de vento relativamente elevada - superior a 6 m/s. Bishop e Amaratunga (2008) apresentaram um estudo adaptado às Ilhas Barbados, no qual propuseram um esquema de energia eólica distribuída de 10 MW usando APPs com configurações de eixos horizontais e verticais. O estudo ilustra o grande potencial dos aerogeradores de pequeno porte para serem competitivos com as usinas de energia eólica convencionais. Finalmente, Walters e Walsh (2011) e Peacock *et al.* (2008) investigaram a difusão de aerogeradores de pequeno porte de 0,4 kW a 2,5 kW no Reino Unido e Mithraratne (2009) mostrou a viabilidade dos APPs para fornecer parte da energia consumida pelo setor doméstico na Nova Zelândia.

Em várias dessas pesquisas, uma forma prática e eficiente de conduzir os estudos de viabilidade econômico-financeira referentes aos APPs se deu através da utilização de ferramentas computacionais que permitem que pesquisadores e tomadores de decisão identifiquem, avaliem e otimizem a viabilidade de potenciais projetos de energia limpa. O *software* de energia renovável *System Advisor Model* (SAM) (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2010a), desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável americano (em inglês, NREL) enquadra-se em tais requisitos, visto que permite simular o desempenho real de instalações eólicas de pequeno porte em locais onde haja a caracterização do potencial eólico, contribuindo para identificar as oportunidades de viabilidade econômico-financeira do setor.

1.2 DELIMITAÇÃO DO PROBLEMA

Será desenvolvida uma análise técnico-econômico-financeira de APPs simulados em operação nas regiões de Ipojuca-PE e Cabo de Santo Agostinho-PE através do SAM e utilizados para abastecer o consumo de uma residência de referência localizada em qualquer parte do Estado de Pernambuco através da modalidade de autoconsumo remoto.

1.3 OBJETIVO GERAL

Conduzir uma análise de viabilidade técnico-econômico-financeira de aerogeradores de pequeno porte instalados na Região Metropolitana do Recife em diferentes cenários político-regulatórios de GD através de simulações computacionais em um *software* de energia renovável.

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Investigar a viabilidade econômico-financeira de projetos de microgeração que fazem uso da modalidade de autoconsumo remoto nas residências pernambucanas por meio de simulações de APPs em funcionamento na Região Metropolitana do Recife;
- Investigar a viabilidade econômico-financeira de projetos eólicos de GD dentro do atual quadro regulatório brasileiro (*Net Metering*) e no contexto regulatório mais utilizado no mundo, o *Feed-In Tariff*;
- Comparar os resultados produzidos pelas análises realizadas com dados meteorológicos coletados nos locais e com dados de simulação disponibilizados no Atlas Eólico Brasileiro;
- Fornecer um método de análise de projetos eólicos de microgeração de energia através de um *software* de energia limpa com calculadora voltada para a área;

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.2 AEROGERADORES

Aerogeradores são equipamentos responsáveis por extrair a energia cinética de translação contida nas massas de ar em movimento (energia eólica) e convertê-la em energia cinética de rotação (energia mecânica de eixo). Os primeiros aerogeradores construídos para fins de geração de eletricidade surgiram no final do século XIX; no entanto, somente um século depois, com a crise internacional do petróleo na década de 1970, o interesse pelos aerogeradores cresceu e com ele os investimentos necessários para seu desenvolvimento e utilização em escala comercial (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010a).

2.2.1 classificação dos aerogeradores

Existem diversas formas de se classificar um aerogerador. Eles podem ser classificados, por exemplo, quanto ao (à):

- Tipo de eixo: vertical ou horizontal (Figura 4), com predominância de aerogeradores de eixo horizontal com três pás, que são, em geral, os mais fabricados, por apresentarem maior eficiência e menor custo por unidade de energia produzida (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).
- Potência nominal: de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (2010a), os aerogeradores são considerados pequenos quando sua potência nominal é inferior a 500 kW; médios quando sua potência nominal fica estabelecida no intervalo entre 500 kW e 1 MW; e grandes quando sua potência nominal é superior a 1 MW;
- Diâmetro das pás: de acordo com a norma IEC 61400-2, aerogeradores com área varrida inferior a 200 m² (diâmetro da pá aproximadamente igual a 16,0 m) e potência inferior a 100 kW podem ser considerados de pequeno porte (INTERNATIONAL ELECTROTHECNICAL COMMISSION, 1998).
- Local de instalação: Os aerogeradores podem ser instalados tanto no continente como no mar. Os primeiros são chamados de aerogeradores *onshore*, enquanto os últimos, aerogeradores *offshore*. Em geral, verifica-se

que o potencial eólico marítimo é superior ao potencial eólico continental, visto que as velocidades do vento no mar são comumente maiores e apresentam menos turbulência que às velocidades do vento em terra. No entanto, os custos de instalação, manutenção e operação são menores para os aerogeradores *onshore*.

Figura 4 - Aerogerador de eixo horizontal (esquerda) e aerogerador de eixo vertical (direita).

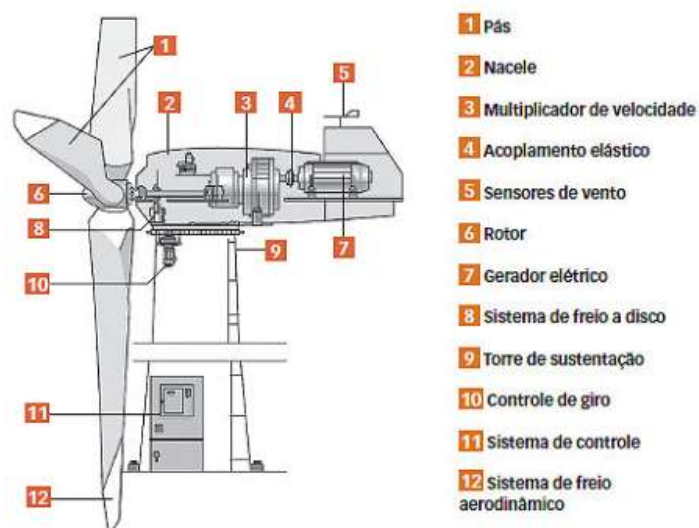


Fonte: O autor, 2018.

Neste trabalho, a definição utilizada pela norma IEC 61400-2 para caracterizar aerogeradores de pequeno porte, aqui designados por APPs, será tomada como a classificação de referência.

Os principais componentes de um aerogerador de eixo horizontal estão ilustrados na Figura 5.

Figura 5 - Componentes típicos de um aerogerador.

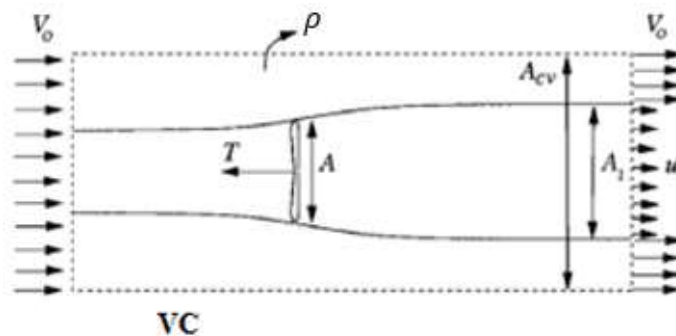


Fonte: Adaptado de Agência Nacional de Energia Elétrica (2010a).

2.2.2 princípio de funcionamento de aerogeradores de eixo horizontal

Uma forma simples de se compreender o funcionamento de um aerogerador de eixo horizontal é através do modelo do disco atuador, no qual o rotor é considerado como um disco homogêneo que remove energia do vento (Figura 6).

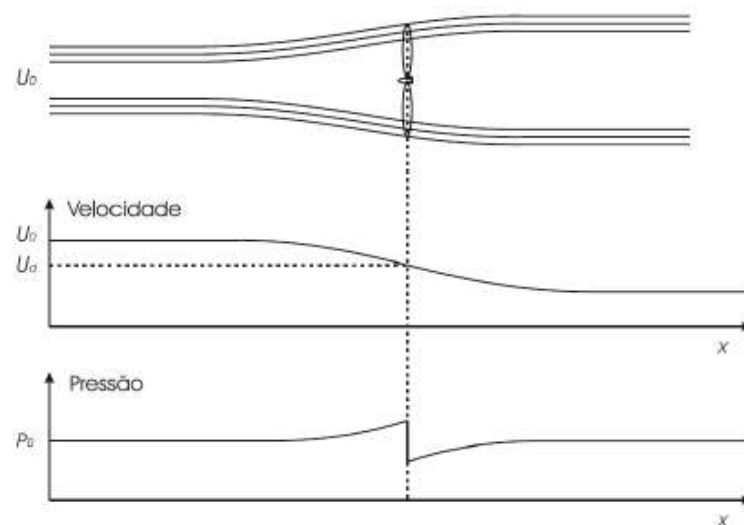
Figura 6 - Modelo do disco atuador.



Fonte: Adaptado de (HANSEN, 2017).

A teoria do disco atuador mostra que a distribuição de velocidade do vento varia antes e depois do rotor, mantendo-se uniforme (HANSEN, 2017). Como essa variação é negativa, ou seja, a velocidade do vento diminui, há extração de energia por parte do disco, causando, simultaneamente, uma redução da pressão do vento após sua passagem pelo rotor (Figura 7).

Figura 7 - Variação de pressão e velocidade do vento pela teoria do disco atuador.



Fonte: (LEMOS, 2005).

Aplicando-se a primeira lei da Termodinâmica ao Volume de Controle (VC) da Figura 6 sob os moldes da Equação de Transporte de Reynolds, é possível determinar a energia mecânica extraída pelo rotor, como mostra a Equação 1.

$$\dot{E} = 2\rho AV_0^3 \alpha(1 - \alpha)^2 \quad (1)$$

Onde:

$\dot{E}$ – Energia extraída pelo rotor (W);

ρ – Massa específica do ar (kg/m³);

A – Área varrida pelo rotor (m²);

α – Fator de indução de velocidade (adimensional).

No mesmo VC, é possível aplicar a segunda lei de Newton, novamente sob a forma da Equação de Transporte de Reynolds, para determinar o empuxo, T , em Newtons, a que fica submetido o rotor, como mostra a Equação 2.

$$T = 2\rho AU_0^2 \alpha(1 - \alpha) \quad (2)$$

Finalmente, a partir das equações (1) e (2), é possível definir os coeficientes adimensionais de potência, C_p , e de empuxo, C_t , completando-se a análise aerodinâmica fornecida pelo modelo do disco atuador, como mostram as equações (3) e (4).

$$C_p = \frac{\dot{E}}{0,5\rho AU_0^3 A} = 4\alpha(1 - \alpha)^2 \quad (3)$$

$$C_t = \frac{T}{0,5\rho AU_0^3 A} = 4\alpha(1 - \alpha) \quad (4)$$

2.2.3 fator de capacidade

O fator de capacidade de um sistema é a razão entre a energia elétrica gerada e a máxima produção de energia em determinado intervalo de tempo. Para sistemas

eólicos em geral, o intervalo de tempo frequentemente equivale a um ano (o primeiro ano de operação), e a equação que descreve o fator de capacidade é:

$$FC = \frac{\text{Energia anual líquida } (\frac{kWh}{ano})}{\text{Potência nominal (kW)}} \times 8760 \frac{hora}{ano} \quad (5)$$

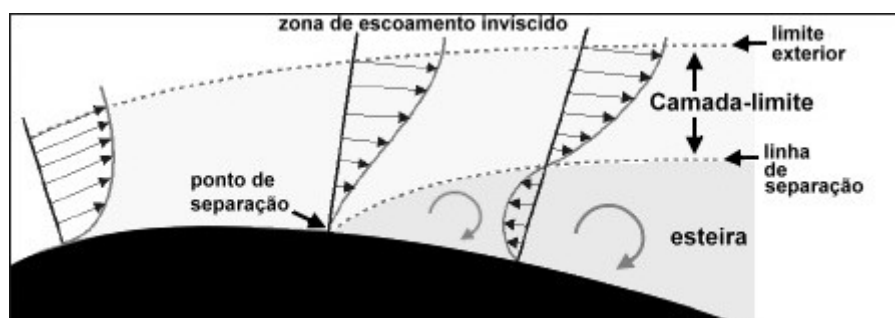
De acordo com Atlantic energias renováveis S.A. (2018), o fator de capacidade é o nível de aproveitamento dos aerogeradores para produzir energia a partir da força dos ventos e aponta a eficiência dos mesmos.

2.3 CARACTERIZAÇÃO DO VENTO

2.3.1 perfil vertical da velocidade do vento

De acordo com Mathew (2011), para se estimar o desempenho dos recursos eólicos de determinada região, o primeiro elemento a ser considerado são as mudanças na velocidade do vento decorrentes do efeito da camada limite. O conceito de camada limite foi introduzido pioneiramente pelo estudioso de aerodinâmica Ludwig Prandtl, em 1904. De modo geral, a camada limite pode ser entendida como a camada de fluido nas imediações de uma superfície delimitadora, onde os efeitos devido à resistência à fricção oferecida pela superfície (causada pela rugosidade do solo, vegetação, estruturas em volta, etc.) são responsáveis por criar difusão e dissipar a energia mecânica do vento (MATHEW, 2011). A Figura 8 ilustra a camada limite e os efeitos aerodinâmicos relacionados à mesma.

Figura 8 - Camada limite e os efeitos aerodinâmicos associados.



Fonte: Adaptado de WIKILIVROS (2018).

Como pode ser observado na figura, o perfil de velocidade do vento é alterado devido à mudança na forma da superfície, que pode ser encarada como uma resistência que o terreno oferece ao fluxo de vento, chamada de rugosidade ou altura de rugosidade (Z_0) (MATHEW, 2011). A Tabela 1 apresenta alguns valores para Z_0 em função de diferentes tipos de terreno.

Tabela 1 - Valores típicos da altura de rugosidade, Z_0 , para diferentes tipos de terreno.

Descrição do Terreno	Z_0 (m)
Neve, terreno plano	0,0001
Mar aberto, calmo	0,0001
Mar agitado	0,001
Neve, terras agrícolas cultivadas	0,002
Gramma	0,02-0,05
Cultivo	0,05
Terras agrícolas e planícies gramináceas	0,002-0,3
Poucas árvores	0,06
Muitas árvores, barreiras, poucas edificações	0,3
Florestas e bosques	0,4-1,2
Cidades e metrópoles	1,2
Centro de cidades com grandes edifícios	3

Fonte: (NELSON, 2009).

Com base na altura de rugosidade do terreno, os dados de vento coletados em alturas diferentes podem ser extrapolados para diversas outras alturas, inclusive para a altura do cubo do aerogerador. Se os dados de vento estão disponíveis a uma altura Z e a altura de rugosidade é Z_0 , então a velocidade a uma altura Z_R , de acordo com a Associação Brasileira de Normas Técnicas (2008), é dada, em metros, pela lei logarítmica a seguir:

$$V(Z_R) = V(Z) \frac{\ln\left(\frac{Z_R}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)} \quad (6)$$

Onde:

$V(Z_R)$ – Velocidade do vento na altura Z_R ;

$V(Z)$ – Velocidade do vento na altura Z .

Uma segunda lei, também muito utilizada para caracterizar o perfil vertical da velocidade do vento, é conhecida como lei de potência. Essa lei, empírica, é o modelo mais utilizado para descrever a forma como o perfil de velocidade do vento varia com a altitude, devido à sua simplicidade e à validação em alturas em que a lei logarítmica apresenta imprecisões (SPERA, 2009):

$$V(Z) = V(Z_R) \left(\frac{Z}{Z_R} \right)^\alpha \quad (7)$$

Onde:

$V(Z_R)$ – Velocidade do vento em uma altura de referência, Z_R ;

$V(Z)$ – Velocidade do vento em uma altura desejada, Z ;

α – Coeficiente de cisalhamento do vento.

A Tabela 2 mostra como varia alguns valores de α com o tipo de terreno.

Tabela 2 - Valores do coeficiente de cisalhamento (α) para diferentes tipos de terreno.

Descrição do terreno	α
Planície, terreno duro, lago ou oceano	0,1
Gramma curta em solo seco	0,14
Planície com alta grama, árvores ocasionais	0,16
Plantações, cercas, algumas árvores	0,2
Muitas árvores e edifícios ocasionais	0,22-0,24
Muitas árvores, pequenas cidades e subúrbios	0,28-0,30
Áreas urbanas com edifícios altos	0,4

Fonte: (GROUNDSPEAK INC., 2008).

2.3.2 turbulência

O termo turbulência refere-se a variações na velocidade do vento referentes a uma escala de tempo restrita, geralmente inferiores a 10 minutos (BURTON *et al.*, 2011). Segundo Burton *et al.* (2011), a turbulência é gerada por dois fatores: fricção com a superfície terrestre, que inclui as perturbações no fluxo de ar causadas pelas características topográficas da região, como o efeito esteira mostrado na Figura 8, e

os efeitos térmicos que resultam na dinâmica vertical de massas de ar devido a gradientes de temperatura e consequentes variações de densidade.

Por se tratar de um fenômeno com elevado grau de complexidade, incapaz de ser modelado por equações determinísticas, a turbulência é caracterizada através de propriedades estocásticas. Assim, uma forma de se medir o nível médio de turbulência em determinada região é dada pela intensidade de turbulência, I , calculada como o quociente entre o desvio padrão das velocidades do vento em relação à velocidade média, σ , e a própria velocidade média, V :

$$I = \frac{\sigma}{V} \quad (8)$$

2.3.3 distribuição estatística de *weibull*

Waloddi *Weibull*, engenheiro sueco estabelecido nos EUA, desenvolveu sua distribuição probabilística em 1937; em seguida, diversos pesquisadores, como Shainin Dorian e Leonard Johnson (SILVA, 2003), aplicaram e aperfeiçoaram o método. Atualmente, o método é muito utilizado em análise de confiabilidade, assim como em energia eólica, ramo em que encontrou diversas aplicações (ANDRADE *et al.*, 2017).

A distribuição de *Weibull* é caracterizada através dos seguintes parâmetros, essenciais para sustentar sua utilização em energia eólica (ANDRADE *et al.*, 2017):

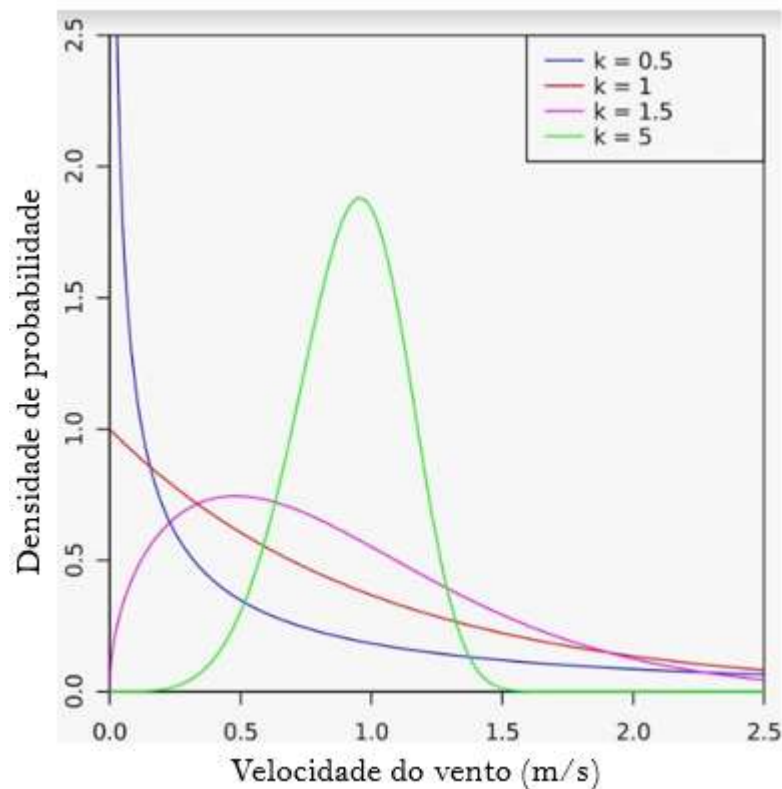
- A distribuição centra-se em valores médios da velocidade do vento e permite a descrição do comportamento assimétrico ao redor desse valor;
- Depende de dois parâmetros: o fator de forma adimensional, k , e o parâmetro de escala, c (m/s);
- Incorpora casos particulares, como a distribuição de Rayleigh; e
- É adequado para analisar ventos extremos (ROHATGI; ARAÚJO; PRIMO, 2013).

A função densidade de probabilidade de *Weibull* é dada pela Equação (9).

$$f(V) = k \frac{V^{k-1}}{c^k} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (9)$$

O fator de forma representa a dispersão em torno da velocidade média anual: quanto maior o valor de k , menor será a variação dos valores de velocidade em relação à média anual. A Figura 9 ilustra essa característica.

Figura 9 - Variação da função densidade de probabilidade de *Weibull* para diferentes valores do fator de forma.



Fonte: O autor, 2018.

2.4 NOVO ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO

O primeiro Atlas do Potencial Eólico Brasileiro foi publicado em 2001 com dados de vento disponíveis para uma altura de 50 m acima do nível do mar, configurando-se como um marco para o desenvolvimento do segmento da energia eólica no Brasil (AMARANTE; BROWER; SÁ, 2001). Nesse mesmo ano, o então Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) deu início a atualização do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro de 2001, levando em conta alturas acima e abaixo de 50 metros.

O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), em parceria com o Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC), foi responsável por cumprir a tarefa de atualização do atlas publicado em 2001. Dentre os vários modelos numéricos disponíveis para caracterização do vento no país, o modelo de mesoescala BRAMS (*Brazilian developments on the Regional Atmospheric Modeling System*) foi selecionado. Ele foi utilizado para estimar a velocidade e a direção do vento ao longo do território nacional para as alturas de 30 m, 50 m, 80 m, 100 m, 120 m, 150 m e 200 m, bem como os parâmetros k e c de *Weibull* para 100 m de altura, baseando-se nos fatos de que o modelo nada mais é que uma adaptação do modelo RAMS (*Regional Atmospheric Modeling System*) para as condições climáticas brasileiras, e que um maior número de meteorologistas utilizam-no para previsão do tempo em todo o Brasil. Além disso, a utilização do modelo BRAMS influenciou na resolução do novo atlas, que ficou em 5 km x 5 km, campo em que o modelo apresenta melhores resultados para simulações (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

Os anos de 2012, 2013, 2014 e 2015 foram simulados com o propósito de se obter um ano típico capaz de representar as informações médias de um período e não apenas de um ano específico (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017). Em seguida, os resultados das simulações foram ajustados com dados meteorológicos coletados, oriundos de estações anemométricas pertencentes a parques eólicos em atividade no país. Também, foram selecionadas 99 estações anemométricas representativas em todo o território nacional para aferição e ajuste dos resultados da simulação do BRAMS para o ano de 2013 (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017). Após a conclusão de ambas etapas, foram gerados mapas temáticos e arquivos *Excel* referentes às médias anuais para a velocidade do vento e parâmetros de *Weibull*, obtidos a partir de simulações para o ano de 2013 para todas as regiões brasileiras.

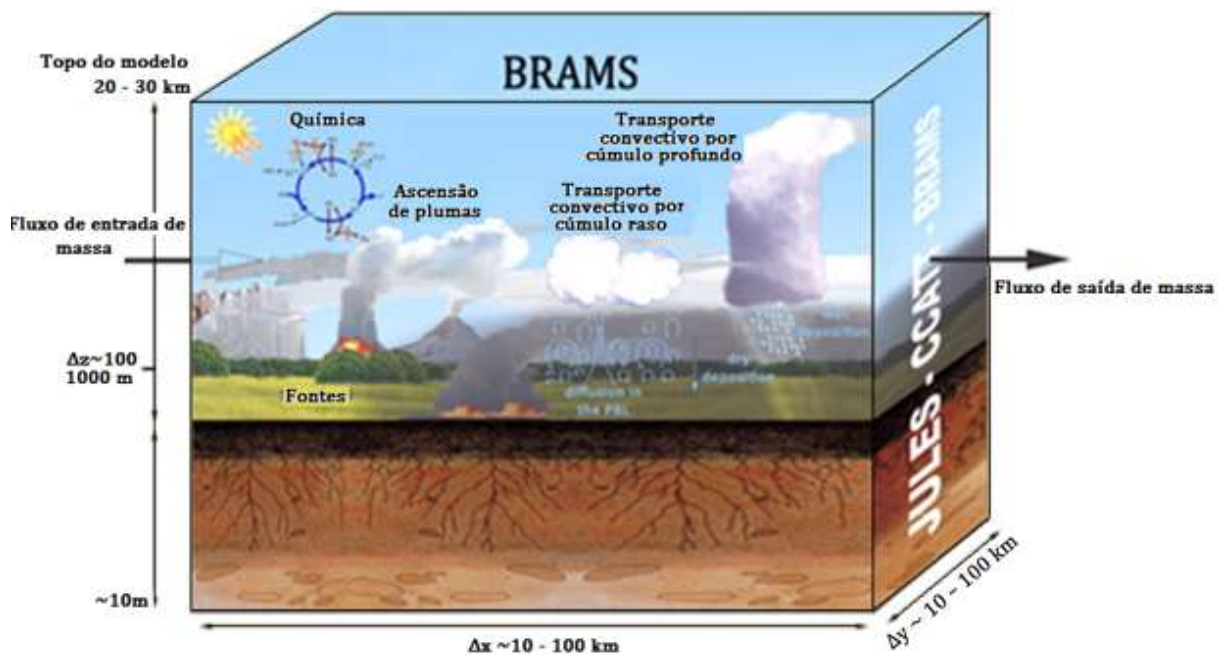
2.4.1 modelo BRAMS

O modelo BRAMS é um modelo numérico para previsão de tempo e clima desenvolvido pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) a partir do RAMS, modelo desenvolvido na Universidade Estadual do Colorado na década de 80, que se configura como uma ferramenta flexível e de código aberto para modelagem e previsão de fenômenos atmosféricos, baseada em um conjunto de equações não

hidrostáticas e compressíveis de dois modelos de mesoescala hidrostáticos (PIELKE *et al.*, 1992).

Tal modelo é otimizado constantemente de modo que diversas funcionalidades são aprimoradas com o objetivo de melhorar a reprodução numérica dos processos físicos fundamentais que atuam sobre regiões tropicais e subtropicais (NEIVA *et al.*, 2016; FREITAS *et al.*, 2017). O modelo, ilustrado na Figura 10, simula processos iterativos entre a atmosfera e a superfície através de um conjunto de parametrizações físicas adequadas que envolvem, por exemplo, turbulência, convecção, radiação, transformação química de gases e microfísica de nuvens (FREITAS *et al.*, 2017; NEIVA *et al.*, 2016).

Figura 10 - Esquematização do modelo BRAMS.



Fonte: Adaptado de FREITAS *et al.* (2017) e NEIVA *et al.* (2016).

2.5 PROJETO PILACAS

O Projeto Piloto de um Laboratório em Campo Aberto para Certificação de Aerogeradores de Pequeno Porte (PILACAS) foi idealizado e conduzido pelo Laboratório de Mecânica dos Fluidos Ambiental (ARAÚJO, 2018), vinculado ao Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), em parceria com o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco (IFPE) *campus* Ipojuca, atendendo ao edital MCT/CNPq FNDCT N°

05/2010 do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico (CNPq) (DE OLIVEIRA FILHO; ARAÚJO, 2014).

O projeto foi originalmente concebido com os objetivos de introduzir um piloto de uma estrutura laboratorial de campo aberto para subsidiar o desenvolvimento de um processo nacional de certificação de sistemas completos de APPs, e capacitar recursos humanos na experiência prática de instalar, operar e manter um laboratório de tecnologia na fronteira do conhecimento mundial para atender à demanda crescente em sistemas eólicos (DE OLIVEIRA FILHO; ARAÚJO, 2014).

O projeto PILACAS foi montado nas dependências do IFPE, *campus* Ipojuca, localizado na cidade de Ipojuca-PE, rodovia PE 60, km 14, com coordenadas geográficas dadas por: latitude $8^{\circ}23'07,1''\text{S}$ e longitude $35^{\circ}02'22,3''\text{O}$. O laboratório, instalado no Instituto, está a uma altitude aproximadamente de 20 m em relação ao nível do mar e a uma distância a cerca de 10 km do mar (DE OLIVEIRA FILHO; ARAÚJO, 2014). A Figura 11 ilustra a localização do Instituto e do laboratório.

Figura 11 - Local do IFPE campus Ipojuca e de instalação do laboratório.



Fonte: Adaptado de (ROCHA, 2017).

A Figura 12 é uma vista aérea do local do laboratório em relação ao IFPE *campus* Ipojuca.

Figura 12 - Vista aérea do IFPE campus Ipojuca e do local do laboratório (retângulo vermelho).



Fonte: (DE OLIVEIRA FILHO; ARAÚJO, 2014).

No projeto PILACAS, uma torre meteorológica ficou responsável pela coleta de 2 anos de dados meteorológicos desde julho de 2011 até julho de 2013. Elas possuíam 39 m de altura e, no topo de cada uma, uma haste com 1 m de altura foi montada, por onde os instrumentos de medição foram acoplados. Foram instalados os seguintes equipamentos de medição e alimentação: 3 Anemômetros THIES CLIMA/First Class Calib; 2 sensores de medição de direção de vento SWI PV-1 da NRG Systems; 1 sensor de pressão atmosférica SETRA 276; 1 sensor de pressão NRG #BP20; 1 Termohigrômetro VAISALA HMP50Y; 2 termômetros NRG #110S; 1 registrador de dados (*Data logger*) CR1000 4Mb-16S.E. Campbell; 1 Cartão de memória, 1 Gb CompactFlash Card, Campbell; 1 Adaptador para o cartão de memória CFM100 Campbell; 1 Coletor fotovoltaico de 10 Wp da Kyocera; 1 Controlador de cargas Lead 10 A, 12 V; 1 Bateria 12 V; 45 metros de Cabos 4x22 AWG com fita de alumínio de dreno e 165 metros de cabo 3x22 AWG com fita de alumínio de dreno (DE OLIVEIRA FILHO; ARAÚJO, 2014). A Figura 13 ilustra parte dos equipamentos utilizados.

Figura 13 - Equipamentos de medições eólicas instalados na torre meteorológica.



Fonte: (DE OLIVEIRA FILHO; ARAÚJO, 2014).

A instalação da torre meteorológica seguiu os procedimentos do Anexo G da norma IEC 61400-12-1 (*Mounting of instruments on the meteorological mast*). Os dispositivos foram instalados no topo da torre junto ao anemômetro, que foi instalado a 1,5 m de altura em relação aos demais, com o objetivo de minimizar qualquer interferência de fluxo sobre o mesmo (DE OLIVEIRA FILHO; ARAÚJO, 2014).

Próximo à base da torre meteorológica, o sistema de aquisição de dados CR1000 foi instalado (Figura 14).

Figura 14 - Coletor de dados CR1000 instalado próximo à base da torre de medição.



Fonte: (DE OLIVEIRA FILHO; ARAÚJO, 2014).

Os dados de vento foram coletados na frequência de 1,0 Hz, seguindo a norma IEC 61400-12-1. Eles foram: pressão, temperatura, direção e velocidade do vento (DE OLIVEIRA FILHO; ARAÚJO, 2014). Como a região onde o projeto foi conduzido se situa a cerca de 20 m de altura acima do nível do mar, os dados foram obtidos para uma altura final de 60 m (20 m de altura da região mais 40 m de altura da torre). Além disso, um segundo anemômetro, instalado em uma torre de mesma altura e separada

a 8 m da primeira (onde, posteriormente, o aerogerador adquirido pelo projeto viria a funcionar) auxiliou a compor os dados de velocidade do vento coletados. A Figura 15 mostra as duas torres já com os equipamentos em operação.

Figura 15 - Torre meteorológica e do aerogerador empregadas nas medições das características do vento na região do projeto PILACAS.



Fonte: (DE OLIVEIRA FILHO; ARAÚJO, 2014).

2.6 PROJETO SUAPE

A Kroma Energia, empresa referência nas áreas de comercialização de energia, foi contratada para instalar e conduzir medições em uma torre anemométrica de 60 m de altura próximo ao Porto de Suape, localizado no município de Cabo de Santo Agostinho-PE (ENERGIA, 2009).

O local de instalação dos equipamentos se situa a 40 km de distância da capital, Recife, e a 2km a nordeste do Porto de Suape (Figura 16). O terreno onde houve a instalação da torre anemométrica é plano de solo arenoso, composto por vegetação rasteira. As edificações significativas mais próximas fazem parte do complexo de Suape (ENERGIA, 2009).

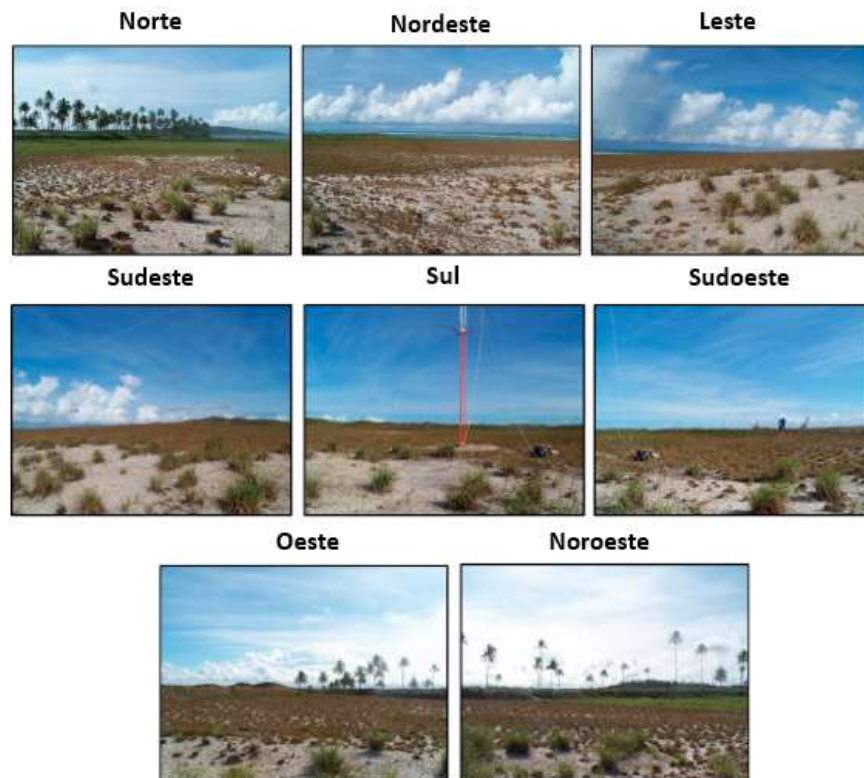
Figura 16 - Localização do projeto.



Fonte: O autor, 2018.

A Figura 17 é uma vista do terreno ao redor de instalação da torre. Ela foi instalada em um local com coordenadas geográficas dadas por: latitude $8^{\circ}22'59''$ S e longitude $34^{\circ}57'29,1''$ O (ENERGIA, 2009).

Figura 17 - Vista do terreno ao redor do ponto de instalação da Torre anemométrica.



Fonte: (ENERGIA, 2009).

Durante a condução das medições, as recomendações dispostas nas normas técnicas IEC 61400-12-1 (*power performance measurements of electricity producing wind turbines*), IEA *Recommended Practices for Wind Turbine Testing and Evaluation – Part 11: Wind Speed Measurements and Use of Cup Anemometry* (IEA 2003), NREL *Wind Resource Assessment Handbook – Fundamentals for conducting a Successful Monitoring Program* (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 1997), entre outras, foram aplicadas (ENERGIA, 2009).

Os itens adquiridos para a condução das medições foram: Torre metálica composta por 10 módulos de 6 m de altura, cada um composto por 3 tubos verticais de 48,4 mm de diâmetro; três anemômetros modelo NRG #40C, instalados nas alturas de aproximadamente 20 m, 40 m e 60 m; dois sensores de direção modelo NRG #200P, instalados nas alturas de 40 m e 60 m na torre; um sensor de temperatura modelo NRG #110S, instalado a 11 m de altura; um sensor de pressão NRG #BP20, também instalado a 11 m; e um registrador de dados modelo NRG *Symphonie*, instalado a uma altura de 11 m na torre (ENERGIA, 2009).

2.7 POLÍTICAS REGULATÓRIAS

As políticas regulatórias desempenham papel fundamental no desenvolvimento do consumo das energias renováveis. Entre elas, as mais utilizadas são o sistema de preço *Feed-In Tariff*, o *Net Metering* e os sistemas de cotas com certificados verdes (LAGE; PROCESSI, 2013). Contudo, para fins de incentivo a micro e minigeração distribuídas, os principais mecanismos adotados no mundo são o FIT e o *Net Metering* (REN 21 SECRETARIAT, 2018).

2.7.1 *net metering* brasileiro

No Brasil, assim como em outros países – como ocorre em alguns estados dos EUA (REN 21 SECRETARIAT, 2018) – o *Net Metering* foi a política regulatória adotada. Esse modelo, como já referido, foi implementado pela ANEEL através da REN nº 482/2012. Ele é caracterizado pela compensação de energia entre consumidor e distribuidora de energia elétrica, de modo que o faturamento da unidade geradora é dado pela diferença entre a quantidade de energia consumida e a quantidade gerada. Dessa forma (SILVA *et al.*, 2016):

- Quando a quantidade de energia gerada é maior que a consumida, o excedente é injetado na rede, gerando créditos para as faturas dos próximos meses;
- Por outro lado, se a quantidade gerada é inferior a quantidade consumida, o valor da tarifa da energia elétrica é dado pela diferença entre a quantidade de energia consumida e a gerada;
- Não há faturamento na unidade geradora, se as quantidades de energia gerada e consumida se equilibrarem – ou pelo menos uma taxa mínima, referente ao custo de disponibilidade de energia, será cobrada.

Além das políticas regulatórias, para se estabelecer condições favoráveis para o crescimento e evolução da GD no país, é necessário, igualmente, criar Programas e Projetos de Lei para incentivar e desenvolver sua utilização e isentar ou diminuir tributos sobre a energia produzida e sobre os equipamentos empregados em energia renovável. No Brasil, uma vez que a energia elétrica é um bem de consumo, incidem sobre ela diversos tributos. São eles:

- Tributos Federais: Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS);
- Tributos Estaduais: Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS);
- Tributos Municipais: Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP ou COSIP).

Até o ano de 2015, os tributos listados acima incidiam sobre a energia elétrica gerada, sem que fosse considerada qualquer compensação financeira para o autoprodutor. O resultado, então, culminava na redução da quantidade de créditos acumulados, desfavorecendo a competitividade das fontes renováveis de pequeno porte. Avanços importantes só foram concretizados quando o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) aprovou o Convênio ICMS 16 em 22 de abril de 2015, autorizando os estados de Goiás, Pernambuco e São Paulo a desonerarem o ICMS sobre a energia injetada na rede pelos consumidores-geradores (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA, 2015) , e a lei nº 13.169/2015 foi posta em vigor, desonerando, a seu turno, o PIS e o COFINS sobre a energia injetada na rede

(PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2015). Em razão disso, em 2018, 24 Estados da Federação e o Distrito Federal conveniaram-se à isenção do ICMS sobre a energia produzida a partir de fontes renováveis capazes de se enquadrar em micro ou minigeração distribuída. Apenas em 2 Estados, Paraná e Santa Catarina, a isenção se tornou provisória, durando um prazo máximo de 48 meses (BLUESOL ENERGIA SOLAR, 2018a).

2.7.2 *feed-in tariff*

O FIT é uma política regulatória cujo objetivo é remunerar o excesso de energia gerado através de fontes renováveis por um valor determinado em contrato durante um intervalo de tempo suficiente para tornar o investimento em GD atrativo (BERTOI, 2012).

Em 1978, o FIT foi implementado pela primeira vez como parte da Lei de Políticas Regulatórias de Utilidade Pública dos EUA. Diversos autores afirmam que o FIT é o esquema regulatório mais bem-sucedido para fomentar projetos de energia renovável. BARBOSA *et al.* (2018) aponta a diversos trabalhos que afirmam que o FIT requer que os formuladores de políticas públicas estabeleçam diversos parâmetros importantes, como os valores de pagamento para diferentes tecnologias (por exemplo, APPs ou painéis fotovoltaicos), estruturas de pagamento (por exemplo, pagamento fixo ou prêmio sobre preços de mercado) e duração do pagamento.

Como no FIT os contratos são, em geral, de longo prazo (20, 25 anos), os formuladores de políticas públicas, como a ANEEL, têm de usar previsões de condições de mercado futuras e taxas de melhorias/degradação tecnológicas para definir esses atributos. Para os APPs, especificamente, não é diferente. No mundo todo, o número de fabricantes da tecnologia tem aumentado consideravelmente; até o final de 2011, existiam mais de 330 pequenos fabricantes de turbinas eólicas identificados, oferecendo sistemas completos de geração comercializada, e uma estimativa de mais de 300 empresas adicionais fornecendo peças, tecnologia, consultoria e serviços de vendas, sendo que cinco países (Canadá, China, Alemanha, Reino Unido e EUA) representavam, em 2017, mais de 50% dos fabricantes de energia eólica de pequeno porte (WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION, 2017). Nesse contexto, muitos países definiram uma taxa de FIT para a tecnologia eólica de diversas potências, como ilustra na Tabela 3.

Tabela 3 - Tarifas FIT (€/kWh) aplicadas para APPs em alguns países no mundo.

País/Região	Potência	€/kWh
Canadá (Nova Escócia)	< 50 kW	0,34
	> 50 kW	0,089
China	-	0,134-0,201
República Checa	-	0,071
Dinamarca	< 10 kW	0,33
	10-25 kW	0,2
Grécia	< 50 kW	0,25
Israel	< 15 kW	0,25
	15-50 kW	0,32
Japão	< 20 kW	0,464
	> 20 kW	0,185
Luxemburgo	-	0,091
Portugal	< 3,68 kW	0,432
Reino Unido	< 50 kW	0,097
	< 100 kW	0,0635
Estados Unidos (Havaí)	< 100 kW	0,11
Estados Unidos (Vermont)	< 15 kW	0,2

Fonte: Adaptado de WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION (2017).

2.8 REGULAMENTAÇÃO NORMATIVA N° 687/2015

Como já exposto anteriormente, a GD é a geração de energia elétrica realizada próxima ao consumidor, evitando-lhe despesas atreladas à transmissão e à distribuição de energia. A REN n° 687/2015, posta em vigor pela ANEEL em 2016, foi responsável por aprimorar as definições originais de GD, estabelecidas pela primeira vez na REN n° 482/2012 sob a forma de micro e minigeração distribuídas. De fato, a partir de 2016 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015):

- Microgeração distribuída: configura-se como a central de GD cuja potência instalada via fontes renováveis não ultrapassa 75 kW;
- Minigeração distribuída: é a central de GD que contempla as tecnologias renováveis com potência nominal entre 75 kW e 5 MW de potência.

2.8.1 modalidades de geração

Além disso, a REN n° 687/2015 criou três novas modalidades de geração, que conferem ao consumidor-gerador mais autonomia sobre os créditos energéticos produzidos. Foram elas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015):

- Geração compartilhada: Qualquer planta de geração de até 5 MW, instalada no local de consumo ou em local diferente, pode ser utilizada para abastecer um grupo de consumidores, desde que dentro da mesma área de concessão da distribuidora de energia elétrica local. A reunião dos consumidores pode ser realizada através de um consórcio, modalidade direcionada para Pessoas Jurídicas, que estarão sujeitas as regras do Código Civil e a Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil nº 1.634/2016 para fins de inscrição no CNPJ; ou por meio de uma cooperativa, modalidade específica para Pessoas Físicas, cujas regras gerais estão previstas no Código Civil (arts. 1.093 a 1.096), assim como o disposto na Lei nº 5.764/61, a Lei de cooperativas no Brasil (FALCÃO, 2018).
- Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: Condomínios ou empreendimentos comerciais estão aptos a instalar um sistema de micro ou minigeração distribuída para alimentar alguns ou todos os apartamentos do estabelecimento. As unidades consumidoras capazes de aderir ao sistema devem estar localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas ao sistema, de modo que a utilização de vias públicas ou propriedades de terceiros para passagem aérea ou subterrânea do sistema fica vedada.
- Autoconsumo remoto: Esta modalidade é caracterizada por unidades consumidoras e geradoras estabelecidas em locais distintos, mas de mesma titularidade e na mesma área de concessão/permissão da distribuidora de energia que abastece ambas unidades. Essa modalidade beneficia consumidores que moram em imóveis alugados que não podem instalar o sistema ali, mas que possuem um terreno com espaço disponível em outro lugar, e consumidores que residem em imóvel próprio, mas preferem instalar o sistema em outro local com maior irradiação solar ou melhor regime de ventos para aumentar sua geração (BLUESOL ENERGIA SOLAR, 2018b). A Figura 18 ilustra o exposto.

Figura 18 - Exemplo de funcionamento da modalidade de autoconsumo remoto.



Fonte: (BLUESOL ENERGIA SOLAR, 2018b).

É importante ressaltar que o faturamento do consumidor que faz uso da modalidade de autoconsumo remoto ficará acrescido do custo de disponibilidade do local em que funciona a unidade geradora. Em outras palavras, se a quantidade de energia gerada for capaz de abastecer totalmente ambas unidades consumidora e geradora, ainda assim o consumidor terá de pagar uma taxa referente ao custo de disponibilidade das duas propriedades (BLUESOL ENERGIA SOLAR, 2018b).

Em termos gerais, o custo de disponibilidade é um valor cobrado ao consumidor pelas concessionárias de energia por disponibilizar a energia elétrica em residências e comércios quando ali não houver consumo de energia elétrica (ASTRASOLAR, 2017). Isso significa que, se determinado investimento realizado em GD por um autoprodutor de energia for suficiente para zerar sua conta de energia, ainda assim terá de pagar uma taxa à distribuidora correspondente ao custo de disponibilidade. Tal custo é regulado pela REN nº 414/2010 da ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010b), cujo valor cobrado equivale a um consumo de 30 kWh para um sistema monofásico, 50 kWh para um sistema bifásico e 100 kWh para um sistema trifásico.

2.9 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA

Uma análise de viabilidade econômico-financeira busca verificar, através dos parâmetros adequados, se determinada aplicação financeira trará lucro ou prejuízo ao investidor. É de grande importância para o tomador de decisão, seja ele Pessoa Física ou Pessoa Jurídica, que deseje substituir sua fonte primária de consumo energético por tecnologias renováveis. Há vários indicadores para se avaliar a viabilidade

econômico-financeira de um investimento, entre eles, o VPL, a TIR e o tempo de retorno.

2.9.1 valor presente líquido (vpl)

O VPL de um projeto é uma medida de sua viabilidade econômica que inclui tanto receitas (ou economia para projetos residenciais e comerciais) quanto custos. Em geral, dada a taxa de desconto assumida, um VPL positivo indica um projeto economicamente viável, enquanto um VPL negativo indica um projeto economicamente inviável. O VPL deve ser avaliado juntamente com outras métricas, incluindo o fator de capacidade do projeto e seu período de retorno (FREEMAN *et al.*, 2014). O VPL é o valor presente do fluxo de caixa após o desconto anual de impostos utilizando-se de uma taxa de desconto nominal e é dado pela Equação 10:

$$VPL = \sum_{n=0}^N \frac{FC_n}{(1 + TMA)^n} \quad (10)$$

Em que:

FC_n – é o fluxo de caixa (R\$) após impostos no ano n para o modelo financeiro residencial distribuído;

N – é o período de análise especificado pelo usuário, geralmente igual ao tempo de vida útil do empreendimento;

TMA – é a taxa mínima de atratividade, que representa o mínimo de retorno que o investidor deseja obter.

2.9.2 tempo de retorno

O tempo de retorno é o intervalo de tempo necessário para se recuperar os custos dispendidos em determinado investimento. É um importante parâmetro para o tomador de decisão, visto que longos períodos de retorno são geralmente indesejáveis.

Há dois tipos de tempo de retorno: o simples e o descontado. O primeiro não leva em consideração o valor do dinheiro com o tempo, enquanto que o último utiliza uma taxa de desconto antes de somar os fluxos de caixa (PRATES, 2016). Para se calcular o tempo de retorno simples, basta somar os valores dos fluxos de caixa auferidos, período a período, até que a soma se iguale ao valor do investimento inicial.

2.9.3 taxa interna de retorno (tir)

A TIR é a taxa de juros para o qual o VPL é nulo. É responsável por determinar a rentabilidade percentual de um investimento e muito empregada para comparar diversos tipos de investimentos.

A TIR deve ser comparada com a TMA e, caso seja maior, o projeto será lucrativo ao investidor. Por outro lado, se for menor que a TMA, o projeto não se paga, gerando prejuízo ao investidor. Se a TIR se iguala à TMA, o projeto não gerará lucro ou prejuízo ao investidor (PARMAIS, 2017).

A TIR é expressa pela Equação 11, em que FC_n representa o fluxo de caixa (R\$) no período n .

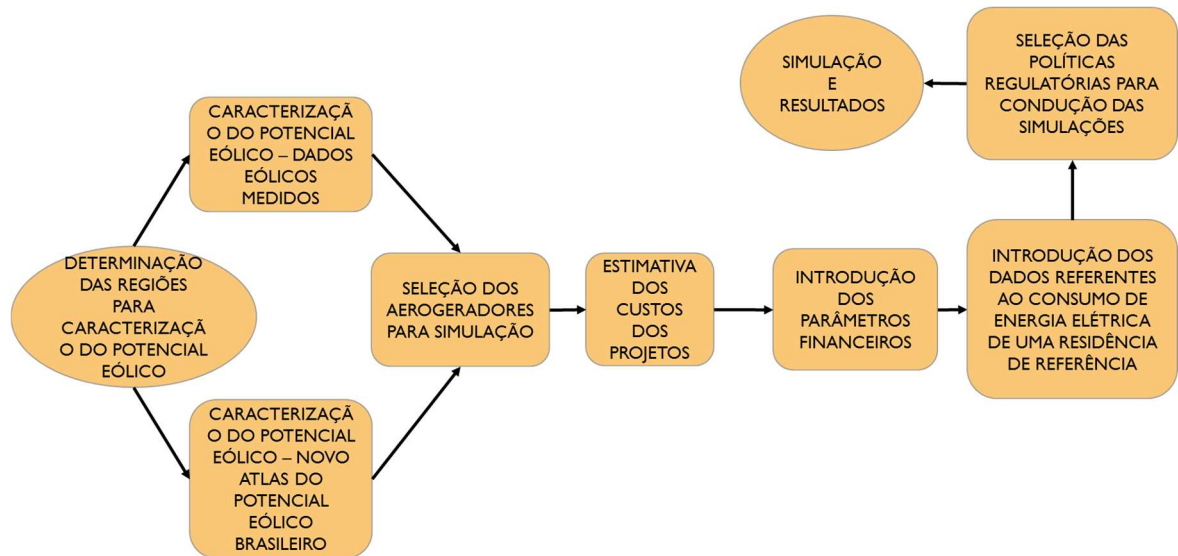
$$0 = \sum_{n=0}^N \frac{FC_n}{(1 + TIR)^n} \quad (11)$$

3 METODOLOGIA

Os tópicos aqui apresentados são fundamentais para compor os cenários de geração distribuída no SAM. Diante do *software*, é necessário inserir os dados meteorológicos referentes aos locais de simulação para que o programa caracterize o potencial eólico desses locais; selecionar aerogeradores para simulação; estimar todos os custos relacionados ao projeto; introduzir os dados referentes ao consumo de energia elétrica de uma residência de referência e às taxas empregadas pela concessionária vinculada; e informar a política regulatória vigente no local das simulações.

O fluxograma representado na Figura 19 resume as etapas adotadas neste capítulo, necessárias para simulação no SAM.

Figura 19 - Representação esquemática das etapas requeridas para simulação no SAM.



Fonte: O autor, 2018.

3.1 DETERMINAÇÃO DAS REGIÕES DE SIMULAÇÃO

Os locais selecionados para realização das simulações no SAM foram aqueles onde os projetos PILACAS e SUAPE foram conduzidos, ou seja, no *campus* do IFPE no município de Ipojuca-PE e em local a 2 km do porto de Suape no Cabo de Santo Agostinho-PE, respectivamente. Isso se deve ao fato do Laboratório de mecânica dos Fluidos Ambiental ter concedido permissão para utilização dos dados meteorológicos colhidos em PILACAS e possuir permissão para uso acadêmico dos dados extraídos de SUAPE, os quais foram concedidos pelo mesmo laboratório.

A Figura 20 ilustra, em um mesmo mapa, os locais escolhidos para condução das simulações.

Figura 20 - Localização dos projetos PILACAS e SUAPE.



Fonte: O autor, 2018.

3.2 CARACTERIZAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO DAS REGIÕES DE SIMULAÇÃO UTILIZANDO O SAM

Para se estimar a viabilidade econômico-financeira de um projeto de GD em energia eólica, é necessário conhecer, previamente, o potencial eólico dos locais em que os APPs serão simulados e, em seguida, utilizar metodologias desenvolvidas para calcular a quantidade de energia eólica que pode ser extraída do local através do aerogerador selecionado (ARAÚJO *et al.*, 2009). Nesse contexto, o SAM caracteriza o recurso eólico de duas formas distintas:

1. Recurso eólico por localização: os dados de recursos eólicos são gerados a partir de um arquivo presente na biblioteca do SAM com mais de 8760 valores horários de velocidade, direção, temperatura e pressão do vento, que atua no cubo de um ou mais aerogeradores a serem selecionados em diversas localidades (FREEMAN *et al.*, 2014). Esse arquivo pode ser modificado para representar as características eólicas de um local de preferência do usuário; para isso, é necessário que o mesmo disponha de dados de medições horárias da velocidade, temperatura, pressão e direção do vento nesse local durante um intervalo de um ano;

2. Distribuição de *Weibull* (características do recurso eólico): os recursos eólicos são representados pela distribuição estatística de *Weibull*, caracterizada, no SAM, por uma velocidade anual média do vento, o fator de forma de *Weibull* e uma altura de referência (FREEMAN *et al.*, 2014). Este tipo de caracterização é ideal para os usuários que dispõem de recursos eólicos provenientes de um atlas eólico.

Assim, neste trabalho, a caracterização do potencial eólico através do SAM foi realizada de duas formas distintas:

1. Através do novo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, que, por meio de valores médios para o ano de 2013, forneceu dados a respeito da velocidade média anual do vento para diferentes alturas ao longo do território nacional, além de dispor sobre o fator de forma e o fator de escala da distribuição de *Weibull* (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017);
2. Através de dados medidos por meio de torres meteorológicas instaladas nas regiões de simulação (PILACS e SUAPE), utilizadas para coletar pressão (atm), direção (graus), temperatura (°C) e velocidade do vento (m/s) em ambas regiões.

3.2.1 obtenção dos dados meteorológicos das regiões de simulação através do novo atlas do potencial eólico brasileiro

A caracterização do recurso eólico empregada no SAM nesta etapa foi a distribuição de *Weibull*. Os dados requeridos pelo *software* para a caracterização eólica estão ilustrados na Figura 21.

Figura 21 - Parâmetros requisitados pelo SAM para caracterização do potencial eólico de determinada região.

Velocidade anual média do vento	7.25	m/s
Altura de referência	30	m
Fator K de Weibull	2	

Fonte: O autor, 2018.

Para se obter os dados mostrados na figura acima, o novo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro foi utilizado. O Atlas faz uso do modelo de mesoescala BRAMS para estimar a velocidade e a direção do vento em todo o território nacional para as alturas de 30 m, 50 m, 80 m, 100 m e 120 m, como já mencionado. Sua escolha baseou-se nos seguintes fatos:

- Ser um produto desenvolvido pelo CEPEL, vinculado a Eletrobras, em parceria com o CPTEC, vinculado ao Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE);
- Ser acessível e apresentar facilidade para coleta de dados, que se encontram disponíveis em planilhas *Excel* e em mapas temáticos regidos por gradientes de cor no site do CEPEL (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017);
- Ser modelado através do modelo BRAMS, que, como já mencionado, é um sistema de modelagem atmosférica desenvolvido por pesquisadores brasileiros especificamente para as condições tropicais brasileiras a partir do RAMS, que visa simular e prever fenômenos meteorológicos (GOUVÊA, 2007) (TEICHRIEB, 2008) (Gouvêa, 2007 e Teichrieb, 2008); e
- Apresentar resolução de 5 km x 5 km: resolução superior ao Atlas do potencial eólico brasileiro publicado no ano de 2001.

3.2.1.1 seleção da altura de referência

Projetos de GD em energia eólica em geral requerem que os APPs sejam instalados no topo de residências (casas ou prédios) e de pequenos comércios, como pode ser o caso do aerogerador Notus 138, ou mesmo tenham seus alicerces fincados no chão, como pode ser o caso do aerogerador Verne 555. Isso significa que, em média, a altura em que o cubo desses APPs alcança, mesmo no topo de prédios, não é tão alta quanto as alturas que os aerogeradores de grande porte utilizados em parques eólicos atingem. Dessa forma, a altura de 30 m acima do nível do mar, que é a menor altura em que o CEPEL disponibiliza grande parte dos dados meteorológicos simulados, foi escolhida como a altura de referência para as simulações conduzidas com os dados projetados pelo Atlas para as regiões de operação dos projetos PILACAS e SUAPE.

3.2.1.2 seleção da velocidade anual média do vento

Definida a altura de referência, o CEPEL disponibiliza a velocidade anual média do vento em planilhas *Excel* para latitudes e longitudes específicas para as cinco regiões do país. Na planilha da região Nordeste, algumas simulações constam com coordenadas geográficas (latitude e longitude) da cidade de Ipojuca, entre as quais quatro se encontram dentro de um raio de 5 km do IFPE *campus* Ipojuca, onde o projeto PILACAS foi conduzido. Em outras palavras, apenas essas quatro coordenadas de simulações são compatíveis com a resolução do Atlas (que vale 5 km x 5 km) para prever a velocidade do vento a 30 m de altura no local onde o projeto foi conduzido e no seu entorno, como ilustram as Figuras 22 e 23.

Figura 22 - Distância entre o local de condução do projeto PILACAS às coordenadas 1 e 2 mais próximas fornecidas pelo Atlas.



Fonte: O autor, 2018.

Figura 23 - Distância entre o local de condução do projeto PILACAS às coordenadas 3 e 4 mais próximas fornecidas pelo Atlas.



Fonte: O autor, 2018.

A Tabela 4 resume essas informações.

Tabela 4 - Dados referentes às quatro coordenadas de simulações realizadas em um raio inferior a 5 km em relação a PILACAS.

Projeto	Latitude	Longitude	Velocidade do vento (30 m)	Fator de forma (k) de Weibull (100 m)	Distância à Pilacas
PILACAS	8°23'07.1"S	35°02'22.3"O	-	-	-
Coordenada 1	8°24'38.4"S	35°01'25.2"O	4,0 m/s	4,4	3,42 km
Coordenada 2	8°24'38.4"S	35°04'14.4"O	4,0 m/s	4	2,00 km
Coordenada 3	8°21'59.8"S	35°04'14.4"O	4,0 m/s	4	3,95 km
Coordenada 4	8°21'59.8"S	35°01'25.2"O	4,0 m/s	4,4	3,21 km

Fonte: Adaptado de Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (2017).

Dessa forma, como pode ser observado na Tabela 4, a velocidade de 4,0 m/s ficou estabelecida como a velocidade anual média do vento a 30 m de altura para a região do projeto PILACAS.

Para a região onde o Projeto SUAPE foi conduzido, há apenas um único ponto de simulação realizado pelo Atlas capaz de prever a velocidade do vento a 30 m de altura ali, como ilustra a Figura 24.

Figura 24 - Distância entre o local de condução do projeto SUAPE à coordenada 1 mais próxima fornecida pelo Atlas.



Fonte: O autor, 2018.

A Tabela 5 mostra essa e outras informações.

Tabela 5 - Dados referentes à única coordenada de simulações realizadas em um raio inferior a 5 km em relação ao projeto SUAPE.

Projeto	Latitude	Longitude	Velocidade do vento (30 m)	Fator de forma (k) de Weibull (100 m)	Distância à Suape
SUAPE	8°22'59"S	34°57'29,1"O	-	-	-
Coordenada 1	8°21'59,8"S	34°58'36,1"O	4,5 m/s	4,8	2,75 km

Fonte: Adaptado de Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (2017).

Assim, como pode ser observado na Tabela 5, a velocidade de 4,5 m/s ficou estabelecida como a velocidade anual média do vento a 30 m de altura para a região do projeto SUAPE. A Tabela 6 resume as informações pertinentes.

Tabela 6 - Velocidades de referência para os projetos PILACAS e SUAPE.

Projeto	Latitude	Longitude	Velocidade de referência a 30 m
PILACAS	8°23'07.1"S	35°02'22.3"O	4,0 m/s
SUAPE	8°22'59"S	34°57'29,1"O	4,5 m/s

Fonte: O autor, 2018.

3.2.1.3 seleção do fator de forma (k) de weibull

De acordo com Justus e Mikhail (1976), conhecendo-se o fator de forma de *Weibull* para uma determinada altura, é possível, através da Equação 12, calcular o mesmo fator para qualquer outra altura.

$$k_2 = k_1 \frac{1 - 0,088 \ln \frac{h_1}{10}}{1 - 0,088 \ln \frac{h_2}{10}} \quad (12)$$

Onde:

h_1 – Altura em que se conhece o valor do fator de forma de *Weibull* (m);

h_2 – Altura onde se deseja calcular o fator de forma de *Weibull* (m);

k_1 – Fator de forma na altura h_1 (adimensional);

k_2 – Fator de forma na altura h_2 (adimensional).

O CEPEL disponibiliza o valor do fator de forma de *Weibull* em planilhas *Excel* para latitudes e longitudes específicas para as cinco regiões do Brasil apenas para alturas de 100 m (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

Para os projetos PILACAS e SUAPE, a altura de referência ficou definida em 30 m. Ainda, como pode ser observado na Tabela 4, as quatro coordenadas que são capazes de prever o comportamento do vento no local do projeto PILACAS, segundo as simulações realizadas pelo CEPEL, acusam dois valores para o fator de forma naquela região.

Tais valores foram utilizados na Equação 12 e a média aritmética dos resultados foi utilizada como o fator de forma de *Weibull* para a região do projeto PILACAS. Esse valor corresponde a $k = 3,552$.

Já para o projeto SUAPE, há apenas um valor correspondente ao fator k de *Weibull*, conforme mostra a Tabela 5. Esse valor também foi levado à Equação 12 e o resultado obtido foi adotado como o fator de forma de *Weibull* para o projeto SUAPE. A Tabela 7 resume as informações pertinentes.

Tabela 7 - Fator de forma (k) de *Weibull* para as regiões de simulação a 30 m de altura.

Projeto	Latitude	Longitude	Fator k a 30 m
PILACAS	8°23'07.1"S	35°02'22.3"O	3,552
SUAPE	8°22'59"S	34°57'29,1"O	4,237

Fonte: O autor, 2018.

Finalmente, a Tabela 8 resume as informações exibidas nas Tabelas 6 e 7:

Tabela 8 - Velocidade do vento e fator de forma (k) de *Weibull* para as regiões de simulação a 30 m de altura. Dados coletados e ajustados do Novo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.

Projeto	Latitude	Longitude	Altura de referência	Velocidade do vento	Fator k
PILACAS	8°23'07.1"S	35°02'22.3"O	30 m	4,0 m/s	3,5522
SUAPE	8°22'59"S	34°57'29,1"O	30 m	4,5 m/s	4,237

Fonte: O autor, 2018.

3.2.2 obtenção dos dados meteorológicos das regiões de simulação através de medições realizadas nos locais

Os dados meteorológicos foram coletados através de torres meteorológicas instaladas nos locais de condução dos projetos PILACAS e SUAPE, como já mencionado. Eles foram: velocidade, direção, pressão e temperatura do vento. Os dados foram dispostos em uma planilha, como pode ser observado na Figura 25. Nela, é válido notar que as medições foram realizadas diariamente a cada segundo.

Figura 25 - Ilustração de parte dos dados meteorológicos coletados em PILACAS.

"TIMESTAMP"	"RECORD"	"BattV"	"Setra275"	"FirstClas1"	"FirstClas2"	"WindDir"	"AirTC"	"RH"
"TS"	"RN"	"Volts"	"kPa"	"meters/second"	"meters/second"	"degrees"	"Deg C"	"%"
"2012-05-01 00:00:00"	99999	12.74	100.4	3.121	2.843	86.7	26.12	75.4
"2012-05-01 00:00:01"	99999	12.74	100.4	3.028	2.982	86.7	26.07	75.39
"2012-05-01 00:00:02"	99999	12.75	100.4	2.936	3.213	87.8	26.09	75.37
"2012-05-01 00:00:03"	99999	12.75	100.4	3.074	3.213	87.8	26.07	75.4
"2012-05-01 00:00:04"	99999	12.74	100.4	3.028	3.305	87.7	26.07	75.36
"2012-05-01 00:00:05"	99999	12.74	100.4	3.028	3.167	87.4	26.08	75.37

Fonte: (ROCHA, 2017).

O *software Matlab®* foi utilizado para a elaborar um programa capaz de ler as planilhas de dados coletados e extrair uma média horária para cada dia de coleta, conforme requerido pelo SAM (APÊNDICE A). Como o programa não permite a inclusão de dados meteorológicos próprios em sua biblioteca, uma planilha de recursos eólicos já pronta foi modificada com os dados coletados, a fim de se contornar o problema.

Finalmente, com os dados meteorológicos coletados já inclusos no SAM para ambos os projetos, foi necessário inserir a altura na qual as simulações seriam conduzidas, isto é, a altura do cubo dos aerogeradores que seriam simulados. Mesmo que os dados tenham sido coletados para alturas distintas, o SAM permite simular a performance dos aerogeradores para outras alturas a partir desses mesmos dados. Por exemplo, o programa utiliza a lei de potência (Equação 7) para prever a velocidade do vento em determinada altura desejada pelo usuário. Assim, para se manter a uniformidade com a altura determinada durante a etapa de obtenção dos dados meteorológicos através do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, a altura de referência de 30 m para as simulações com os dados meteorológicos coletados para PILACAS e SUAPE foi adotada.

Finalmente, em todas as simulações (com dados medidos ou com o atlas eólico) o coeficiente de cisalhamento do vento para PILACAS ficou estabelecido em 0,16, enquanto que o de SUAPE, em 0,10, conforme valores na Tabela 2. Esses valores foram escolhidos por conta da natureza do terreno no qual os projetos foram conduzidos (Figura 14 e 17).

3.2.2.1 dados meteorológicos da região do projeto pilacas

A Tabela 9 resume o comportamento da velocidade, direção, temperatura e pressão anual média do vento a 60 m de altura para o ano de coleta dos dados do projeto PILACAS. É válido lembrar que dois anemômetros foram instalados: o primeiro na torre meteorológica, onde as demais medições foram realizadas, e o segundo, na torre do aerogerador antes de sua instalação. Por isso, a tabela mostra dois valores distintos para a velocidade a 60 m de altura. A tabela foi construída com o auxílio do software *Windographer*®.

Tabela 9 - Média e desvio padrão dos dados de vento coletados na região de condução do projeto PILACAS.

	Velocidade 1 (m/s)	Velocidade 2 (m/s)	Direção (°)	Temperatura (°C)	Pressão (atm)
Média	4,75	4,76	116,8	25,11	0,9917
Valor máximo	10,26	10,30	360,0	30,45	0,9988
Valor mínimo	0,46	0,46	0,1	19,87	0,5826
Desvio padrão	1,86	1,86	61,9	1,78	0,0066

Fonte: O autor, 2018.

Já a Tabela 10 mostra os valores do fator de forma (k) e de escala (c) de *Weibull* para os mesmos dados de vento coletados na região de condução do projeto PILACAS a 60 m de altura. Mais uma vez, os valores utilizados na tabela foram calculados através do software *Windographer*®.

Tabela 10 - Valores do fator de forma (k) e escala (c) dos parâmetros de *Weibull* para os dados de vento coletados no projeto PILACAS.

Método da máxima verossimilhança	Fator de forma (k)	Fator de escala (c) (m/s)
Velocidade 1	2,778	5,34
Velocidade 2	2,789	5,355

Fonte: O autor, 2018.

3.2.2.2 dados meteorológicos da região do projeto suape

A Tabela 11 resume o comportamento da velocidade, direção, temperatura e pressão anual média do vento para o ano de coleta dos dados do projeto SUAPE. Neste ponto, é importante lembrar que as medições da velocidade e direção do vento foram realizadas a 40 m e 60 m, enquanto que as medições da temperatura e pressão do vento, a 11 m. A tabela foi construída com o auxílio do software *Windographer*®.

Tabela 11 - Média e desvio padrão dos dados de vento coletados na região de condução do projeto SUAPE.

	Média	Valor mínimo	Valor máximo	Desvio padrão	Altura (m)
Velocidade (m/s)	5,98	0,4	15,08	1,97	60
Velocidade (m/s)	5,76	-	14,92	1,9	40
Direção (°)	107,3	-	348,3	57	60
Direção (°)	101,3	-	356,5	56,9	40
Temperatura (°C)	27,14	-	30,8	1,7	11
Pressão (atm)	0,996	-	1,004	0,017	11

Fonte: O autor, 2018.

A Tabela 12 mostra os valores do fator de forma (k) e de escala (c) de *Weibull* para os mesmos dados de vento coletados na região de condução do projeto SUAPE a 40 m e 60 m de altura. Novamente, os valores utilizados na tabela foram calculados através do software *Windographer*®.

Tabela 12 - Valores do fator de forma (k) e escala (c) dos parâmetros de *Weibull* para os dados de vento coletados no projeto SUAPE.

Método da máxima verossimilhança	Fator de forma (k)	Fator de escala (c) (m/s)
40 m	3,278	3,415
60 m	3,25	6,652

Fonte: O autor, 2018.

3.3 SELEÇÃO DOS AEROGERADORES DE PEQUENO PORTE

Foram selecionados três modelos representativos de APPs de fabricação nacional e comercialmente disponíveis para a avaliação da viabilidade econômico-financeira proposta. Essa seleção baseou-se nos seguintes critérios:

- Um dos APPs mais vendidos no Brasil em 2016 (FOLKECENTER, 2016) – Notus 138;
- Aerogeradores de baixa potência e de eixo horizontal capazes de se enquadrar em microgeração distribuída, conforme a REN n° 687/2015 da ANEEL – Gerar 246 e Verne 555;

O critério de escolha do APP Gerar 246 se deu, principalmente, porque foi utilizado pelo Grupo de Mecânica dos Fluidos Ambiental no projeto PILACAS, o que facilitou a obtenção de seus dados comerciais. A escolha exclusiva de aerogeradores de fabricação nacional se deu por conta dos altos custos de importação de aerogeradores para o Brasil, fator que pode tornar os projetos aqui simulados quase sempre inviáveis, mesmo sob condições regulatórias e regimes de vento favoráveis.

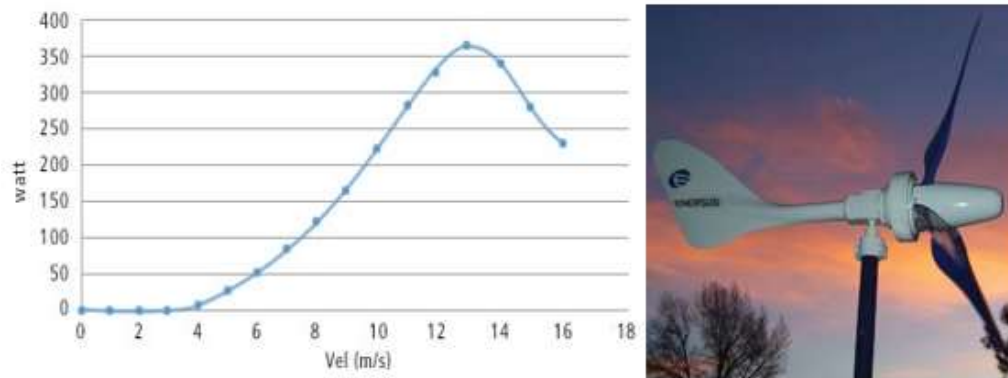
3.3.1 notus 138

O modelo de APP Notus 138 é um aerogerador de eixo horizontal fabricado e comercializado nacionalmente pela empresa brasileira Enersud Indústria e Soluções Energéticas Ltda. De acordo com Folkecenter (2016), a máquina se encontra no mercado desde 2004 e, em 2016, vendeu 450 unidades.

Sua potência nominal é de 420 W, com velocidade de partida de 2,2 m/s e velocidade nominal de 13 m/s, o que o torna mais comumente empregado em

residências de baixo consumo; o rotor apresenta diâmetro de 1,38 m com 3 pás. O equipamento tem vida útil de 20 anos e peso total de 12,5 kg (ENERSUD, 2017a). A Figura 26 ilustra o aerogerador e sua curva de potência.

Figura 26 - Aerogerador Notus 138 e sua curva de potência.



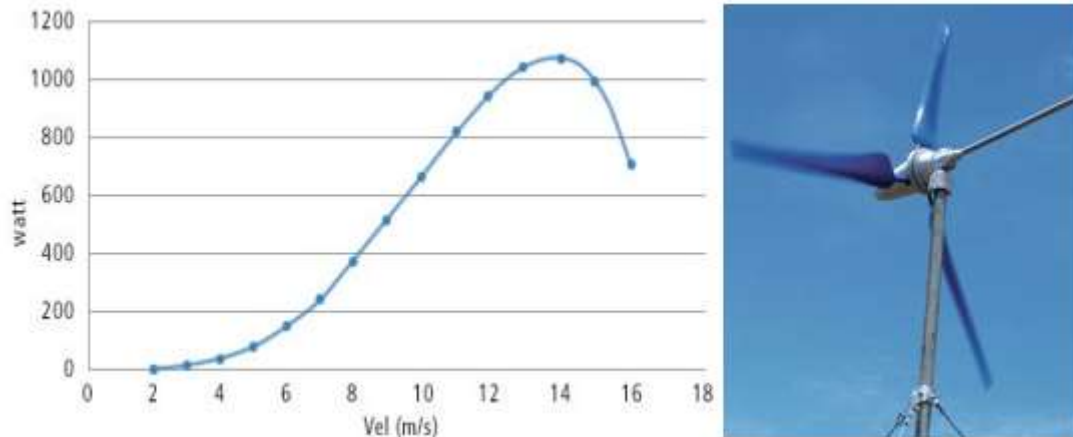
Fonte: (BIOSERVE, 2018a).

3.3.2 gerar 246

O modelo de APP Gerar 246 é um aerogerador de eixo horizontal também fabricado e comercializado nacionalmente pela empresa brasileira Enersud Indústria e Soluções Energéticas Ltda. De acordo com Folkecenter (2016), a máquina se encontra no mercado desde 2004 e, em 2016, vendeu 230 unidades.

Sua potência nominal é de 1 kW, com velocidade de partida de 2,0 m/s e velocidade nominal de 12,5 m/s, o que o torna mais comumente empregado em residências de médio consumo; o rotor apresenta diâmetro de 2,46 m com 3 pás. O equipamento tem vida útil de 20 anos e peso total de 35 kg (ENERSUD, 2017b). A Figura 27 ilustra o aerogerador e sua curva de potência.

Figura 27 - Aerogerador Gerar 246 e sua curva de potência.



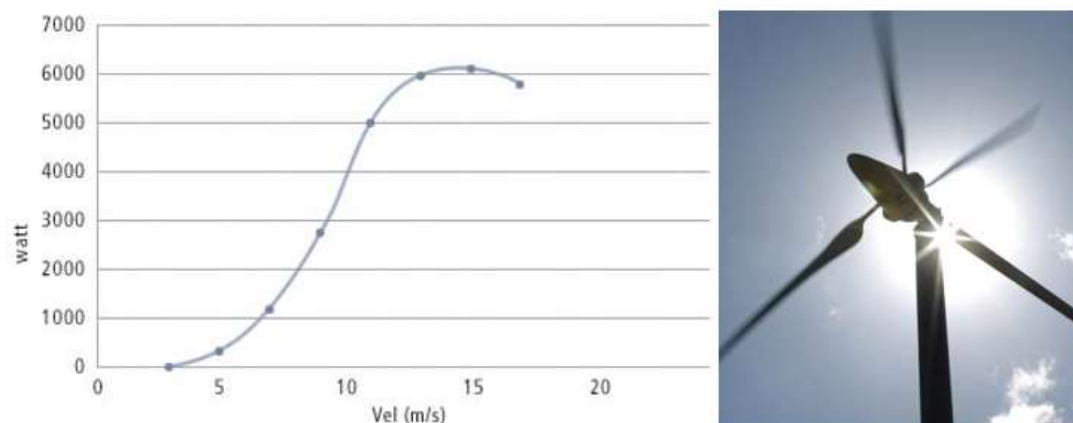
Fonte: (BIOSERVE, 2018b).

3.3.3 verne 555

O modelo de APP Verne 555 é um aerogerador de eixo horizontal também fabricado e comercializado nacionalmente pela empresa brasileira Enersud Indústria e Soluções Energéticas Ltda. De acordo com Folkecenter (2016), a máquina se encontra no mercado desde 2008 e, em 2016, vendeu 24 unidades.

Sua potência nominal é de 6 kW, com velocidade de partida de 2,2 m/s e velocidade nominal de 12,5 m/s, o que o torna mais comumente empregado em residências de médio a alto consumo e pequenos comércios; o rotor apresenta diâmetro de 5,55 m com 3 pás. O equipamento tem vida útil de 20 anos e um peso total de 200 kg (ENERSUD, 2017c). A Figura 28 ilustra o aerogerador e sua curva de potência.

Figura 28 - Aerogerador Verne 555 e sua curva de potência.

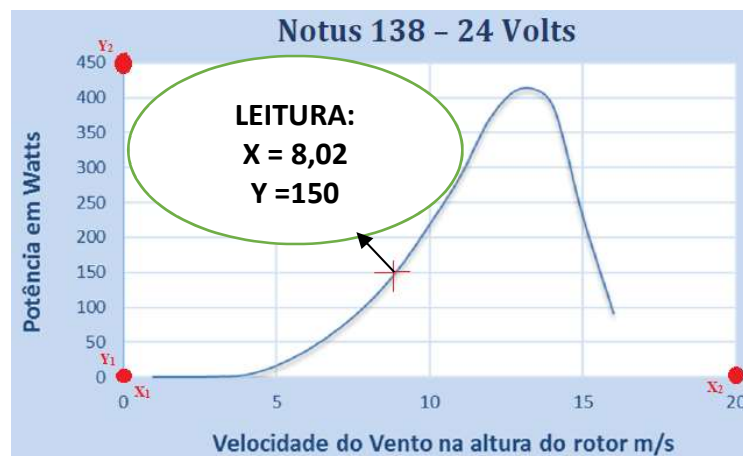


Fonte: (BIOSERVE, 2018c).

3.4 BIBLIOTECA DE AEROGERADORES DO SAM

Após a seleção dos aerogeradores, as curvas de potência das máquinas tiveram que ser inseridas na biblioteca do SAM, uma vez que os APPs selecionados não constavam no programa. Para tanto, o *software WebPlotDigitizer* foi empregado (ROHATGI, 2018). O programa mapeia gráficos em geral, permitindo ao usuário reverter as imagens de visualização de dados para extrair dados numéricos subjacentes. A Figura 29 esquematiza o procedimento realizado para o aerogerador Notus 138.

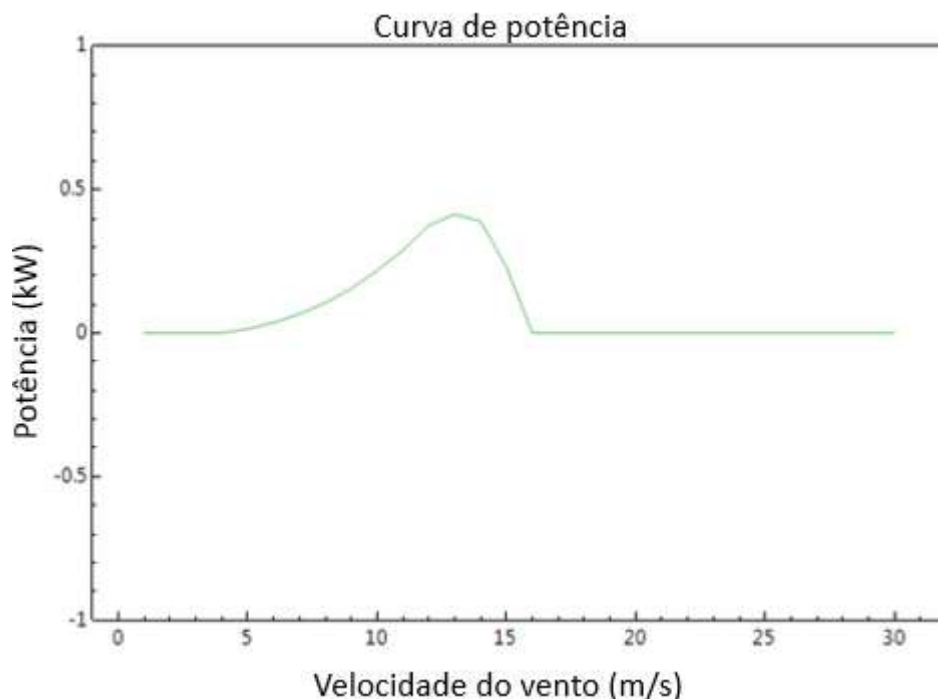
Figura 29 - Representação da extração dos pontos a partir do *WebPlotDigitizer*.



Fonte: O autor, 2018.

20 pontos de cada uma das curvas de potência foram extraídos a fim de transferi-los para o SAM, para que o mesmo os mapeasse. O resultado para o aerogerador Notus 138 está representado na Figura 30.

Figura 30 - Representação da curva de potência do aerogerador Notus 138 na biblioteca do SAM.



Fonte: O autor, 2018.

3.5 ESTIMATIVA DOS CUSTOS DOS SISTEMAS

Quatro sistemas, um para cada APP selecionado, foram compostos. Em cada um deles, os custos dos próprios aerogeradores, dos equipamentos associados, de operação e manutenção (O&M) e de instalação foram levantados.

Os equipamentos associados considerados estão exibidos nas Tabelas 13 e 14 junto a seus respectivos custos. Os itens apresentados na Tabela 13 serão utilizados em todos os sistemas. É importante observar que nenhum medidor bidirecional (ou dois medidores unidirecionais, como permitido pela ANEEL) foi selecionado. Isso se deve ao fato de que todos os APPs selecionados se enquadram em microgeração distribuída ($P_{\text{nominal}} < 75 \text{ kW}$), conforme a REN n° 687/2015 da ANEEL. Nesse caso, é de responsabilidade da distribuidora de energia elétrica local adquirir e instalar o sistema de medição adequado, sem custos para o consumidor (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016a).

Tabela 13 - Orçamento dos equipamentos necessários para instalação e funcionamento dos APPs considerados.

ITENS	PREÇO UNITÁRIO (R\$)
Torre/base/fundação (12 m)	900
Tubo Din 2440-3"	400
Outros - cabos elétricos, etc.	500
Frete (média)	300
Total	2.100,00

Fonte: (VIEIRA, 2011).

De acordo com o fabricante, os aerogeradores selecionados não são fornecidos com inversores acoplados. Os inversores são dispositivos eletrônicos responsáveis por interligar o sistema eólico com a rede da concessionária de energia e injetar na mesma o excedente de energia produzido (NEOSOLAR, 2018a).

Portanto, alguns modelos de inversores foram escolhidos, como mostra a Tabela 14. É importante notar que eles apresentam potência superior à do respectivo aerogerador para que possam suprir eventuais picos de potência.

Tabela 14 - Custos dos inversores empregados em cada aerogerador.

Aerogerador	Inversor	Preço (R\$)
Notus 138	Inversor Grid Tie 600 W Solar Eólico 220vac 22-66vdc Mppt	898,00
Gerar 246	Inversor Unitron ivolt - 1500 W	1.699,00
Verne 555	Inversor Fornius IG 60V-1 – 6000 w	5.500,00

Fonte: (TRENTINI, 2016).

A Figura 31 ilustra os inversores selecionados.

Figura 31 - Da esquerda para a direita: Inversor Grid Tie 600 w Solar Eólico 220vac 22-66vdc Mppt, inversor Fornius IG 60V-1 – 6000 w, inversor Unitron ivolt - 1500 W e inversor Grid-Tie 2,0Kw ECOS2000 PLUS.



Fonte: (NEOSOLAR, 2018b, 2018c; TRENTINI, 2016).

Finalmente, a Tabela 15 resume todos os custos dos sistemas. A coluna “Equipamentos” foi composta pela soma dos resultados das Tabelas 13 e 14. Os custos dos aerogeradores foram fornecidos pelo fabricante. O custo de instalação ficou estabelecido em 40% da soma do valor do aerogerador e dos equipamentos, enquanto que o custo de O&M (anual), em 2% da soma desses mesmos valores (TRENTINI, 2016).

Tabela 15 - Custos totais para os sistemas.

Sistema	Aerogerador	Equipamentos	Instalação	O&M
Notus 138	R\$ 3.100,00	R\$ 2.998,00	R\$ 2.439,20	R\$ 121,96
Gerar 246	R\$ 7.900,00	R\$ 3.799,00	R\$ 4.679,60	R\$ 233,98
Verne 555	R\$ 37.200,00	R\$ 7.600,00	R\$ 17.920,00	R\$ 896,00

Fonte: O autor, 2018.

3.6 LEVANTAMENTO DOS PARÂMETROS FINANCEIROS E DOS DADOS DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA REQUERIDOS PELO SAM

Os parâmetros financeiros requisitados pelo SAM incluem os parâmetros de financiamento, caso o consumidor deseje financiar seu projeto em GD, a escolha da TMA e a taxa de depreciação da geração de energia, além dos parâmetros de análise, como o intervalo de tempo em que a análise de viabilidade econômico-financeira irá vigorar, e a taxa de inflação anual.

Já os parâmetros de consumo de energia elétrica requeridos pelo SAM são: a tarifa energética cobrada ao consumidor (R\$/kWh), o consumo mensal de energia elétrica de uma residência de referência (kWh) e seu respectivo aumento anual

previsto (%/ano), o aumento anual do custo da energia elétrica (%) e o custo de disponibilidade do sistema (R\$).

3.6.1 parâmetros financeiros

Para simplificar a análise realizada neste trabalho, nenhum tipo de financiamento bancário foi considerado. Dessa forma, restaram três parâmetros a serem determinados: a TMA, considerada igual ao rendimento anual da poupança entre setembro de 2017 e setembro de 2018, que foi de 4,84% (TORO, 2018); a duração do tempo de análise da viabilidade proposta, que deve ser equivalente ao tempo de vida útil dos aerogeradores selecionados, ou seja, igual a 20 anos; a taxa de depreciação da geração de energia, considerada em 0,5% ao ano; e a taxa de inflação anual, cujo valor utilizado foi a média de um período de 10 anos, como ilustra a Tabela 16.

Tabela 16 - Cálculo da taxa de inflação média anual ao longo de 10 anos.

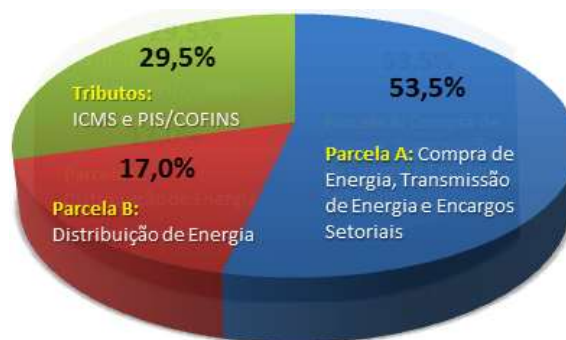
Ano	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	Média
Inflação média (%/ano)	3,06	3,46	8,77	9,01	6,33	6,21	5,4	6,63	5,04	4,9	5,67	5,86

Fonte: Adaptado de Inflation.eu (2018).

3.6.2 preço final da tarifa energética residencial cobrada em pernambuco

O nível de tensão B1 da classe de consumo residencial foi tomado como base para o cálculo da tarifa energética de uma residência padrão no Estado de Pernambuco. De acordo com a ANEEL, o valor final da tarifa de energia residencial é composto por três parcelas, como ilustra a Figura 32.

Figura 32 - Parcelas que constituem o valor final da tarifa energética no Brasil.



Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

Somado a esse valor, deve-se considerar, também, os valores cobrados pelo Sistema de Bandeiras Tarifárias, que valem (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017):

- Bandeira verde: nenhum acréscimo sobre a tarifa;
- Bandeira amarela: acréscimo de R\$ 0,01 para cada kWh consumido;
- Bandeira vermelha – Patamar 1: Acréscimo de R\$ 0,03 para cada kWh consumido;
- Bandeira vermelha – Patamar 2: Acréscimo de R\$ 0,05 para cada kWh consumido.

O preço final da tarifa energética em Pernambuco (R\$/kWh), acrescido dos valores dos impostos estadual e federal (ICMS, PIS e COFINS, respectivamente) e da cota de bandeira vermelha – Patamar 2 (simulando a conjuntura do setor elétrico do Estado até 31 de outubro de 2018), é disponibilizado pela CELPE para o consumidor em seu endereço virtual (COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO, 2018). A Tabela 17 ilustra a tarifa média cobrada pela concessionária para consumo acima de 30 kWh.

Tabela 17 - Preço final da Tarifa energética cobrada pela CELPE no Estado de Pernambuco para consumo superior a 30 kWh.

CONSUMO	TARIFA	ICMS	PIS	COFINS	BANDEIRA VIGENTE	PREÇO FINAL DO kWh
Acima de 30 kWh	R\$ 0,52	25%	0,64%	2,98%	Vermelha - Patamar 2	R\$ 0,73

Fonte: (COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO, 2018).

3.6.3 consumo mensal de energia elétrica de uma residência de referência em pernambuco e previsão de aumento do seu consumo

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), subordinada ao Ministério de Minas e Energia (MME), disponibiliza anualmente um documento conhecido como Anuário Estatístico de Energia Elétrica, no qual consta o consumo anual de energia elétrica (GWh) e o número de consumidores por classe (residencial, industrial, rural, etc.) para cada um dos Estados da Federação (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017). Os dados mais recentes datam do ano de 2016.

Neste trabalho, o consumo mensal de energia elétrica de uma residência de referência foi determinado como a média mensal do consumo residencial de energia elétrica no Estado de Pernambuco, conforme ilustra a Tabela 18.

Tabela 18 - Consumo mensal de energia elétrica de uma residência de referência (média mensal em kWh) em Pernambuco.

Ano	2016
Consumo Residencial (GWh/ano)	4.841
Consumidores Residenciais (unidades)	3.172.284
Média anual (kWh)	1.526,03
Média mensal (kWh)	127,169

Fonte: (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017).

Além disso, o documento da EPE informa o aumento do consumo anual de energia elétrica no Estado por classe de consumo. Os anos mais recentes disponíveis no documento datam de 2012 a 2016 e foram tomados como base para o cálculo da média anual de aumento do consumo de energia elétrica para uma residência de referência durante os 20 anos em que vigoram os projetos considerados neste trabalho, como ilustra a Tabela 19.

Tabela 19 - Média anual do aumento do consumo residencial de energia elétrica em Pernambuco.

Ano	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016
Aumento do consumo	13,28%	4,30%	1,72%	0,23%
Média Anual de Aumento	4,88%			

Fonte: (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017).

3.6.4 previsão de reajuste da tarifa energética

A tarifa energética sofre reajustes anuais, muitas vezes acima do valor da inflação. Uma média anual dos reajustes dos últimos 5 anos foi utilizada como previsão para o aumento do preço da tarifa energética da residência de referência para os 20 anos em que vigoram os projetos considerados neste trabalho, como ilustra a Tabela 20.

Tabela 20 - Média anual de reajuste do preço da tarifa energética em Pernambuco.

Ano	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Reajuste	-17,37%	17,75%	13,46%	9,99%	7,62%	8,89%
Média Anual de Reajuste	6,72%					

Fonte: (COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO, 2018).

3.6.5 custo de disponibilidade

Como já exposto, se determinado investimento realizado em GD por um autoprodutor de energia for suficiente para zerar sua conta de energia elétrica, o mesmo terá de pagar uma taxa à distribuidora correspondente ao custo de disponibilidade, cujo valor cobrado equivale a um consumo de 30 kWh para um sistema monofásico, 50 kWh para um sistema bifásico e 100 kWh para um sistema trifásico.

O custo de disponibilidade calculado para o Estado de Pernambuco e aquele utilizado nas simulações se encontram ilustrados na Tabela 21.

Tabela 21 - Custo de disponibilidade em Pernambuco.

Sistema	Monofásico	Bifásico	Trifásico
Custo de disponibilidade (Pernambuco)	R\$ 21,92	R\$ 36,54	R\$ 73,07
Custo de disponibilidade utilizado nas simulações	R\$ 43,84		

Fonte: O autor, 2018.

Admitindo-se que uma residência de referência, cujo consumo médio energético vale 127,17 kWh (Tabela 18), não necessita de um padrão de conexão com a rede superior ao monofásico, o custo de disponibilidade ficou estabelecido em R\$ 21,92. Ainda, como neste trabalho a energia produzida simulada por meio dos

aerogeradores nos locais de condução do projeto PILACAS e do projeto SUAPE será utilizada para abastecer remotamente uma residência de referência em Pernambuco, o valor do custo de disponibilidade calculado ficou multiplicado por dois, conforme critério discutido para geração de energia elétrica através da modalidade de autoconsumo remoto.

3.7 CENÁRIOS REGULATÓRIOS PROPOSTOS

Foram construídos dois cenários regulatórios no SAM:

- *Net Metering* brasileiro com subsídios governamentais direcionados ao setor de GD (conjuntura atual do país);
- *Feed-In Tariff* com taxa mensal de venda de R\$ 0,03 a mais em relação à taxa de compra do kWh, mostrada na Tabela 17.

Os subsídios governamentais direcionados à GD considerados são os incentivos fiscais que isentaram o autoprodutor enquadrado em micro ou minigeração dos impostos federais (PIS e COFINS) e estadual (ICMS) (SILVA *et al.*, 2016).

No Brasil ainda não há um modelo de FIT regulamentado. De acordo com World Wind Energy Association (2017), a tarifa média paga pelo kWh gerado por APPs sob o modelo de *Feed-In Tariff* chinês, que detém 44% do total mundial da potência instalada da tecnologia, é de € 0,168/kWh (aproximadamente R\$ 0,736/kWh, conforme cotação do dia 14/10/2018, em que 1€ equivalia a R\$ 4,38) e de € 0,200/kWh (aproximadamente R\$ 0,876/kWh, conforme mesma cotação do dia 14/10/2018) no modelo de FIT do Estado de Vermont nos Estados Unidos, como ilustra a Tabela 3. Em vista desses valores e da representatividade dos APPs em ambos os países (90% das unidades de APPs instaladas em 2017 se encontravam nos dois países (WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION, 2017), um valor de R\$ 0,03 a mais sobre o preço de venda do kWh cobrado pela CELPE (Tabela 17) foi utilizado como preço de venda do kWh gerado nas simulações sob às condições do FIT neste trabalho. Portanto, esse procedimento resultou em uma taxa de FIT de R\$ 0,76, que fica estabelecida dentro do intervalo R\$ 0,736/kWh – R\$ 0,876/kWh dos países cuja tecnologia eólica de pequeno porte detém maior representatividade.

3.8 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA UTILIZANDO O SAM

O SAM utiliza modelos de fluxo de caixa para calcular diversas métricas financeiras como o VPL e o período de retorno. Ao criar um arquivo no *software*, o usuário deve escolher um modelo financeiro entre oito opções. Entre eles, tem-se o modelo de geração residencial e comercial distribuídos e uma calculadora que calcula apenas o custo nivelado de energia (em inglês, LCOE) (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2010b).

As equações que o SAM utiliza para calcular as métricas financeiras baseiam-se nas definições e métodos descritos em Short; Packey; Holt (1995). Os modelos financeiros residenciais e comerciais distribuídos do SAM oferecem opções sobre como a geração de energia renovável em excesso pode ser compensada para modelar o *Net Metering*, planos de FITs e outras políticas regulatórias (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2010b). Ainda, no modelo residencial distribuído, o SAM não calcula a TIR.

Desse modo, devido às características deste trabalho, o modelo de geração residencial distribuída foi selecionado. O VPL de todos os projetos foi calculado através do SAM, bem como o tempo de retorno. No entanto, a TIR foi calculada separadamente utilizando-se uma função própria do *Microsoft Excel*. O tempo de retorno e a TIR só foram empregados nos casos em que o VPL resultou positivo. Ainda, como o objetivo desta pesquisa não foi o de levantar investimentos equivalentes e compará-los aos investimentos em energia eólica aqui simulados, a TIR foi comparada apenas com a TMA, quando positiva.

4 RESULTADOS

Todos os gráficos apresentados nesta seção foram obtidos através das simulações conduzidas no SAM.

4.1 NOTUS 138 - PROJETO PILACAS

A Figura 33 ilustra o VPL do investimento realizado no APP Notus 138, simulado em atuação no local onde o projeto PILACAS foi conduzido, sob os dois cenários regulatórios propostos. Como pode ser observado, em nenhum dos cenários o VPL foi positivo, indicando prejuízo ao investidor.

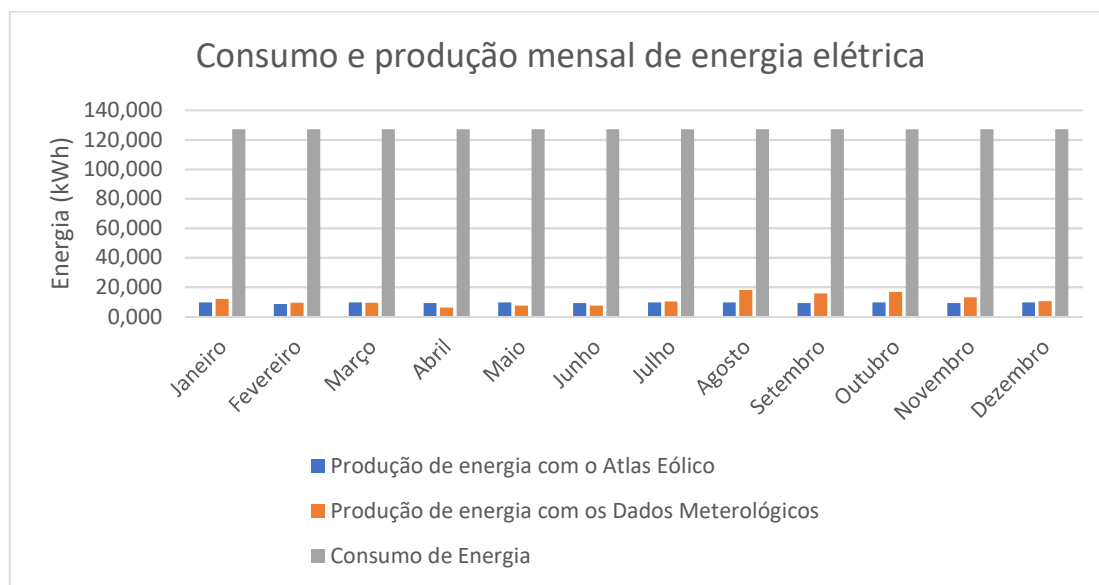
Figura 33 - VPL referente ao investimento realizado no aerogerador Notus 138 simulado em operação no local de condução do projeto PILACAS.



Fonte: O autor, 2018.

Os valores negativos do VPL contidos na Figura 33 podem ser explicados com o auxílio da Figura 34, que mostra a geração de energia elétrica do APP Notus 138, simulado na região de PILACAS, frente ao consumo de energia elétrica de uma residência de referência em Pernambuco para o Ano 1 de execução das simulações.

Figura 34 - Produção mensal de energia elétrica do APP Notus 138 e consumo energético mensal de uma residência de referência em Pernambuco para o Ano 1 do projeto.



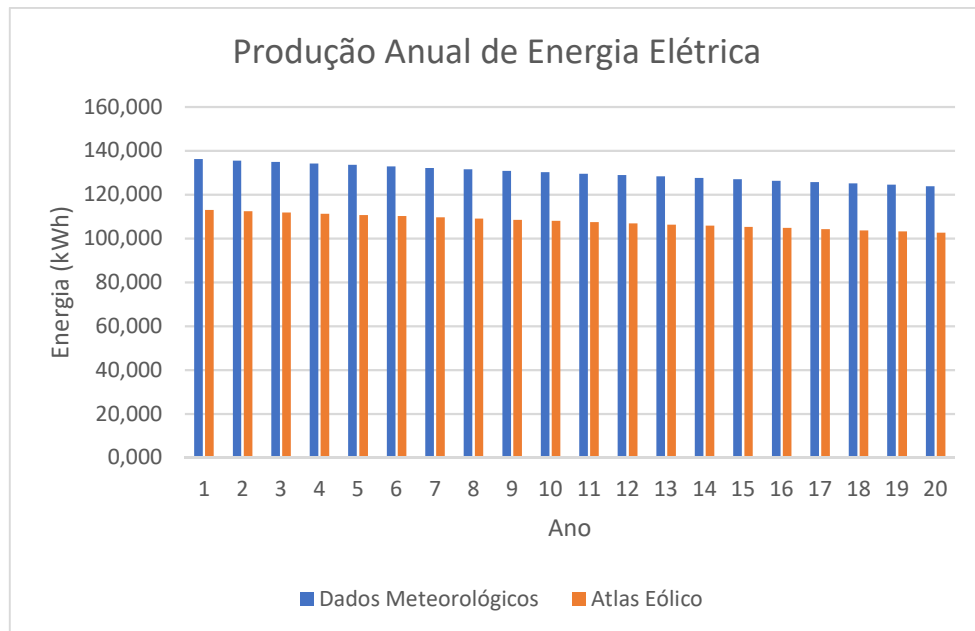
Fonte: O autor, 2018.

Na figura, pode-se notar que o aerogerador Notus 138, independentemente do regime eólico simulado (atlas eólico ou dados meteorológicos coletados), não é capaz, em nenhuma época do ano, de produzir energia suficiente para equilibrar o consumo energético de uma residência de referência em Pernambuco quando opera na região onde o projeto PILACAS foi conduzido. O resultado é uma redução irrisória da tarifa energética dessa residência. Como neste tipo de projeto o consumidor obtém retorno financeiro através da redução ou extinção de sua tarifa energética, ficando sujeito apenas ao custo de disponibilidade, ele não será capaz de reaver o investimento inicial realizado. Ainda, de acordo com a Figura 34, é possível notar que, através dos dados meteorológicos coletados, que se aproximam mais da realidade do regime de vento do local, a produção mensal de energia elétrica foi, em média, maior do que aquela simulada através do Atlas eólico, o que explica o retorno financeiro superior (maior valor do VPL) mostrado na Figura 33. Além disso, como não houve créditos de energia para serem vendidos sob o esquema do FIT, ou acumulados para os meses seguintes sob o esquema do *Net Metering*, o valor negativo do VPL resultou o mesmo para as duas modalidades regulatórias, nos mesmos regimes eólicos.

O fraco desempenho energético do APP Notus 138 pode ser atribuído às más condições de vento no local de condução do projeto PILACAS aliadas à baixa potência do aerogerador, visto que a produção anual da máquina, operando na região de

PILACAS, ficou muito distante dos 1526,03 kWh de consumo energético para o primeiro ano da residência de referência, como ilustra a Figura 35.

Figura 35 - Simulação da produção anual de energia do APP Notus 138 na região de condução do projeto PILACAS.

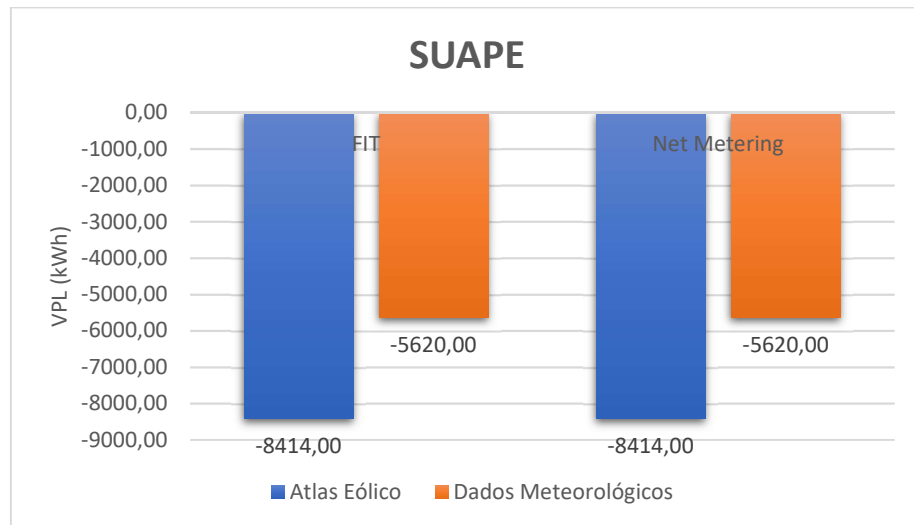


Fonte: O autor, 2018.

4.2 NOTUS 138 - PROJETO SUAPE

A Figura 36 ilustra o VPL do investimento realizado no APP Notus 138, simulado em operação no local onde o projeto SUAPE foi conduzido, sob os dois cenários regulatórios propostos. Como pode ser observado, em nenhum dos cenários o VPL foi positivo, indicando prejuízo ao investidor.

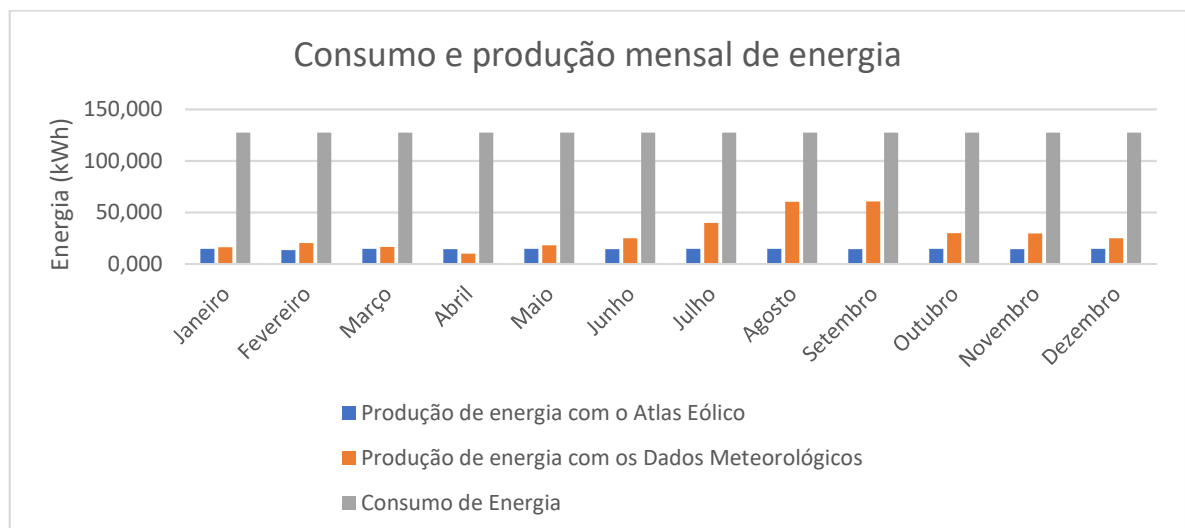
Figura 36 - VPL referente ao investimento realizado no aerogerador Notus 138 simulado em operação no local de condução do projeto SUAPE.



Fonte: O autor, 2018.

Os valores negativos do VPL contidos na Figura 36 podem ser explicados com o auxílio da Figura 37, que mostra a geração de energia elétrica do APP Notus 138, simulado na região de SUAPE, frente ao consumo de energia elétrica de uma residência de referência em Pernambuco para o Ano 1 de execução das simulações.

Figura 37 - Produção mensal de energia elétrica do APP Notus 138 e consumo energético mensal de uma residência de referência em Pernambuco para o Ano 1 do projeto.



Fonte: O autor, 2018.

Na figura, mais uma vez, pode-se notar que o aerogerador Notus 138, independentemente do regime eólico simulado (atlas eólico ou dados meteorológicos coletados), não é capaz, em nenhuma época do ano, de produzir energia suficiente

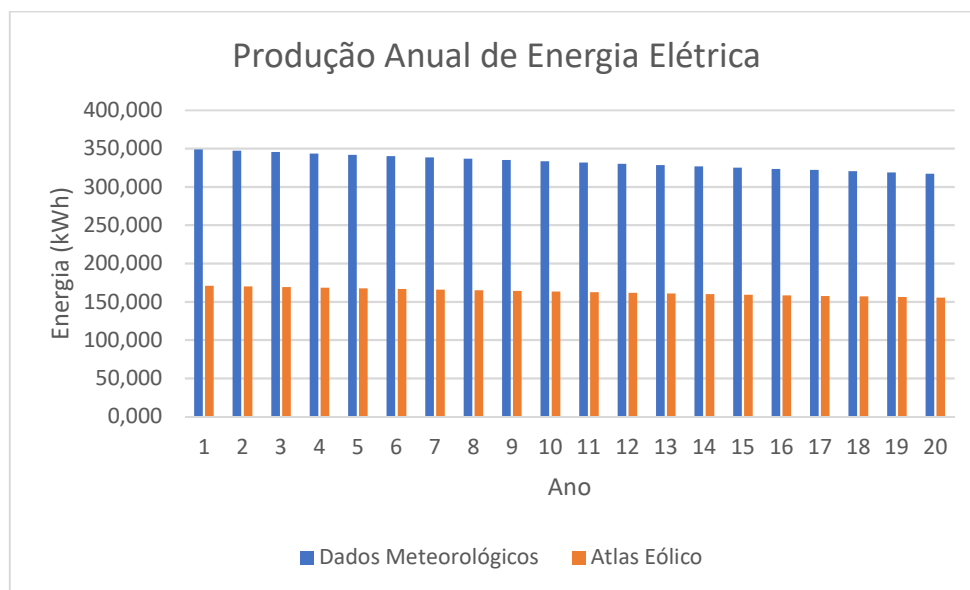
para equilibrar o consumo energético de uma residência de referência em Pernambuco quando opera na região em que o projeto SUAPE foi conduzido. O resultado é análogo àquele mostrado para a simulação do aerogerador no local de condução do projeto PILACAS: uma redução irrisória da tarifa energética da residência de referência impede o consumidor de reaver o investimento inicial realizado.

Ainda de acordo com a Figura 37, é importante notar a diferença considerável que existe entre a geração mensal de energia elétrica produzida pelo APP Notus 138 quando simulado sob o regime de ventos do Atlas eólico e quando simulado sob o regime de ventos medido pelos dados meteorológicos para a região do projeto SUAPE. Essa discrepância entre os dois regimes eólicos explica a superioridade do retorno financeiro (maior VPL) do projeto simulado através dos dados meteorológicos coletados mostrada na Figura 36.

Novamente, como não houve créditos de energia para serem vendidos sob o regime do FIT, ou acumulados para os meses seguintes sob o regime do *Net Metering*, o valor negativo do VPL resultou o mesmo para as duas modalidades regulatórias, nos mesmos regimes eólicos.

Dessa vez, o fraco desempenho energético do APP Notus 138 pode ser atribuído principalmente à sua baixa potência, pois a produção anual da máquina, mesmo operando na região de SUAPE onde o recurso eólico é superior, ainda continua muito distante dos 1526,03 kWh de consumo energético para o primeiro ano da residência de referência, como ilustra a Figura 38.

Figura 38 - Simulação da produção anual de energia do APP Notus 138 na região de condução do projeto SUAPE.

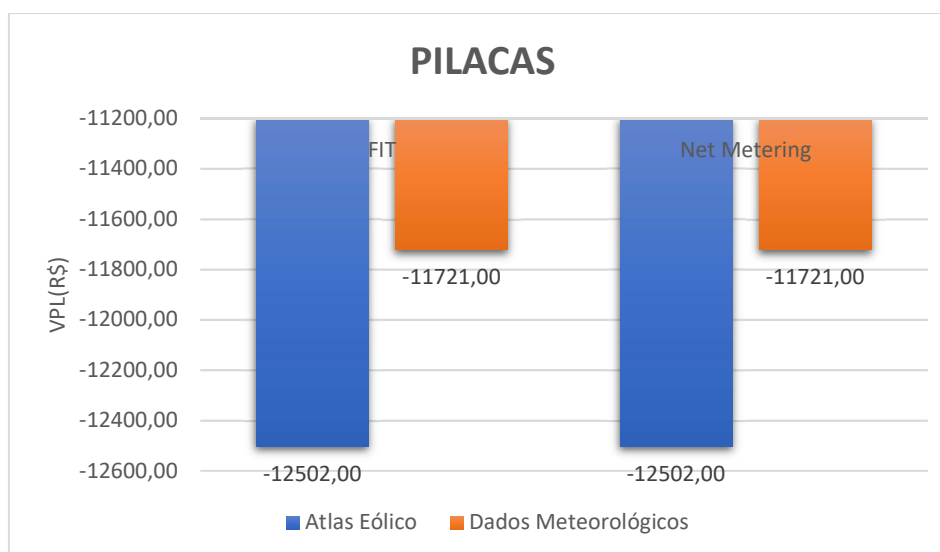


Fonte: O autor, 2018.

4.3 GERAR 246 – PROJETO PILACAS

A Figura 39 ilustra o VPL do investimento realizado no APP Gerar 246, simulado em atuação no local onde o projeto PILACAS foi conduzido, sob os dois cenários regulatórios propostos. Como pode ser observado, em nenhum dos cenários o VPL foi positivo, indicando prejuízo ao investidor.

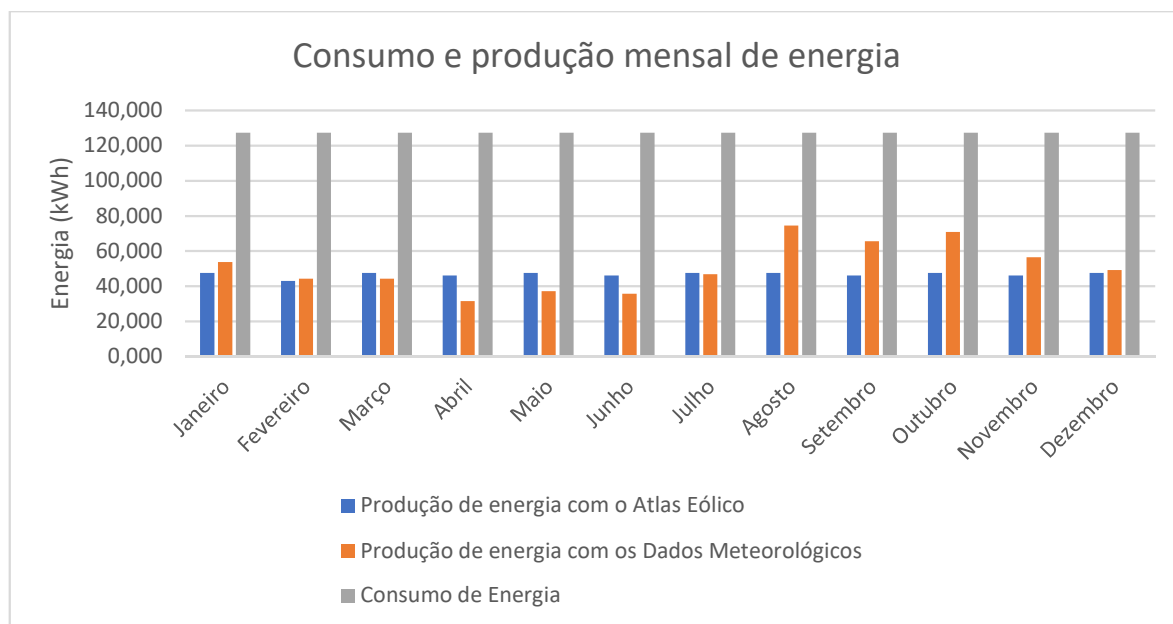
Figura 39 - VPL referente ao investimento realizado no aerogerador Gerar 246 simulado em operação no local de condução do projeto PILACAS.



Fonte: O autor, 2018.

Os valores negativos do VPL contidos na Figura 39 podem ser explicados com o auxílio da Figura 40, que mostra a geração de energia elétrica do APP Gerar 246, simulado na região de PILACAS, frente ao consumo de energia elétrica de uma residência de referência em Pernambuco para o Ano 1 de execução das simulações.

Figura 40 - Produção mensal de energia elétrica do APP Gerar 246 e consumo energético mensal de uma residência de referência em Pernambuco para o Ano 1 do projeto.



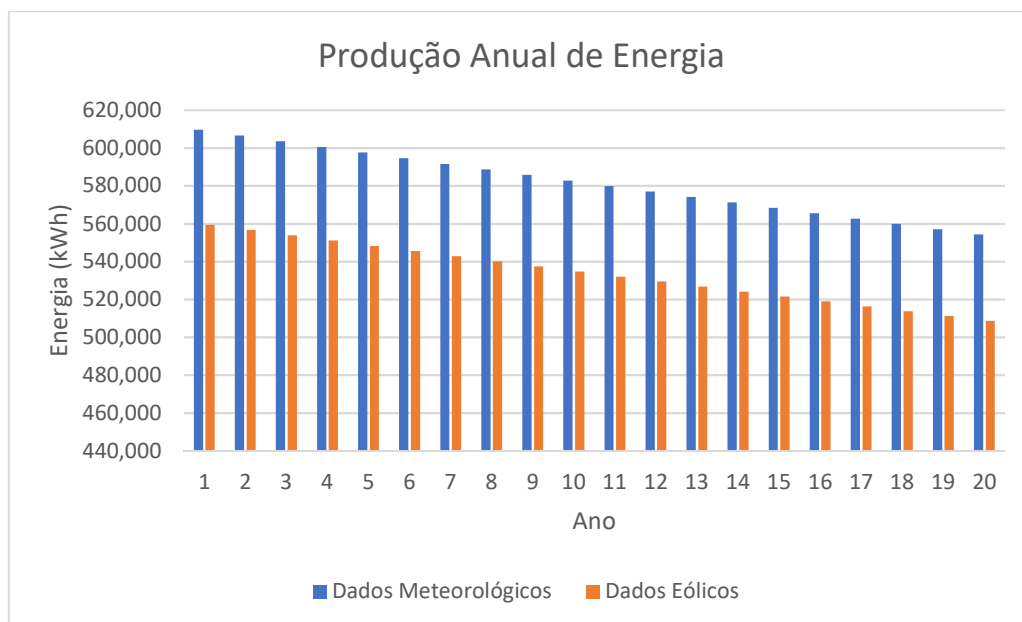
Fonte: O autor, 2018.

Mais uma vez, assim como para o APP Notus 138, pode-se notar que o aerogerador Gerar 246, independentemente do regime eólico simulado (atlas eólico ou dados meteorológicos coletados), não é capaz, em nenhuma época do ano, de produzir energia suficiente para equilibrar o consumo energético de uma residência de referência em Pernambuco quando opera na região em que o projeto PILACAS foi conduzido. O resultado é análogo àquele mostrado para as simulações anteriores: uma redução irrisória da tarifa energética da residência de referência impede o consumidor de reaver o investimento inicial realizado. Ainda, de acordo com a Figura 40, é possível notar que, através dos dados meteorológicos coletados, mais próximos da realidade do regime de vento do local, a produção mensal de energia elétrica foi, em média, maior do que aquela simulada através do Atlas eólico, o que explica o retorno financeiro superior (maior valor do VPL) para o regime de dados meteorológicos coletados mostrado na Figura 39. Além disso, como não houve, novamente, créditos de energia para serem vendidos sob o regime do FIT, ou

acumulados para os meses seguintes sob o regime do *Net Metering*, o valor negativo do VPL resultou o mesmo para as duas modalidades regulatórias, nos mesmos regimes eólicos.

O fraco desempenho energético do APP Gerar 246 pode ser atribuído às más condições de vento no local de condução do projeto PILACAS, uma vez que a produção anual da máquina, operando na região, fica muito distante dos 1526,03 kWh de consumo energético para o primeiro ano da residência de referência, como ilustra a Figura 41.

Figura 41 - Simulação da produção anual de energia do APP Gerar 246 na região de condução do projeto PILACAS.



Fonte: O autor, 2018.

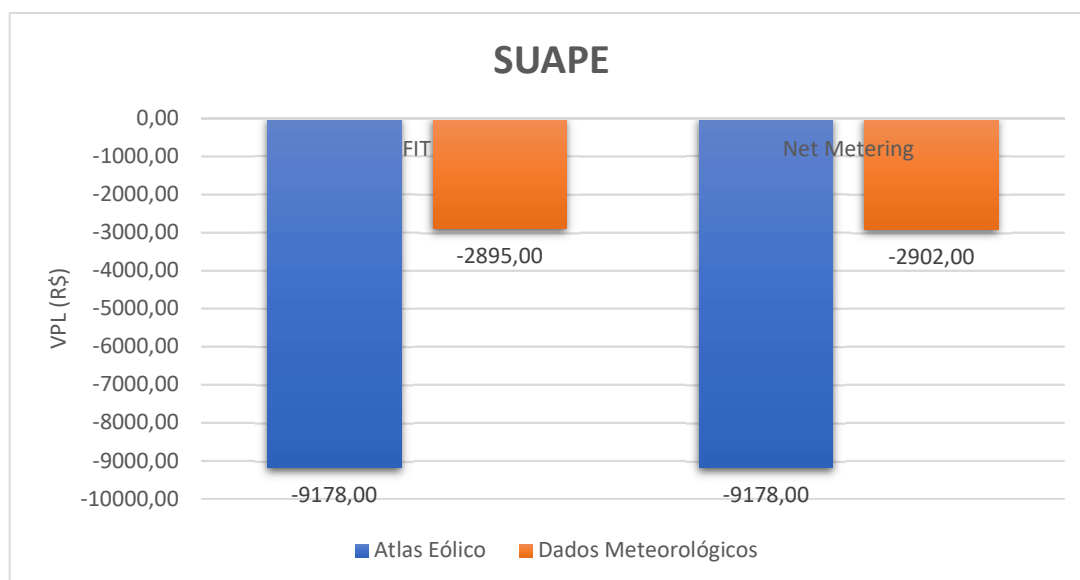
Finalmente, é importante observar que a geração de energia elétrica por parte do APP Gerar 246 (Figura 41) é superior à produção do APP Notus 138 (Figura 35) na mesma região de operação. Isso ocorre porque a potência nominal do primeiro (1 kW) supera a do último (420 W) em mais de duas vezes.

4.4 GERAR 246 – PROJETO SUAPE

A Figura 42 ilustra o VPL do investimento realizado no APP Gerar 246, simulado em atuação no local onde o projeto SUAPE foi conduzido, sob os dois cenários

regulatórios propostos. Como pode ser observado, em nenhum dos cenários o VPL foi positivo, indicando prejuízo ao investidor.

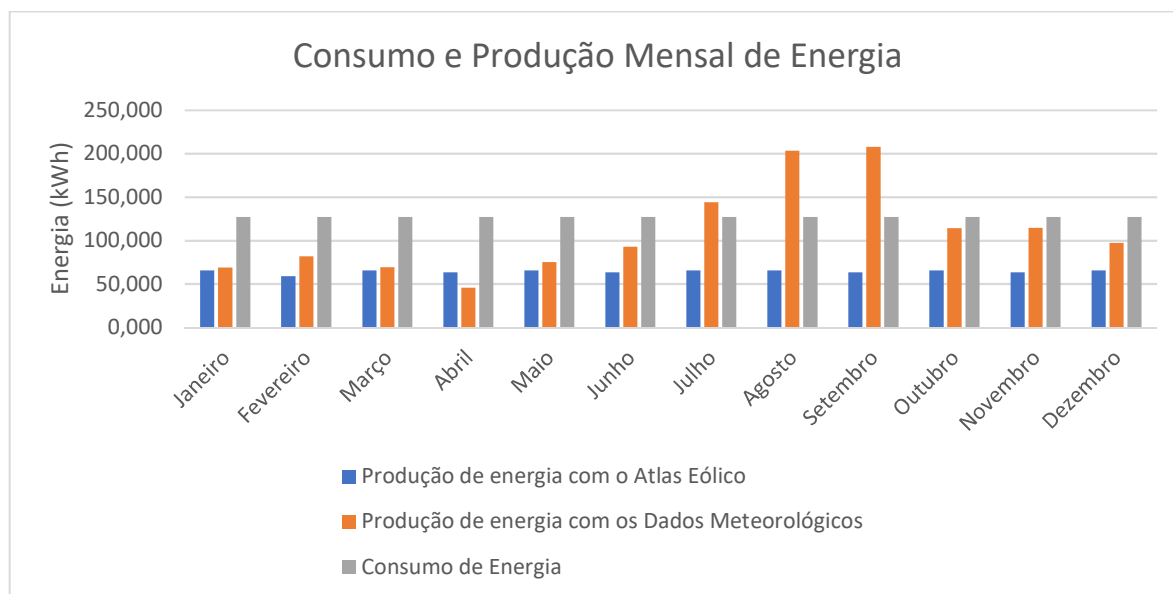
Figura 42 - VPL referente ao investimento realizado no aerogerador Gerar 246 simulado em operação no local de condução do projeto SUAPE.



Fonte: O autor, 2018.

Os valores negativos do VPL contidos na Figura 42 podem ser explicados com o auxílio da Figura 43, que mostra a geração de energia elétrica do APP Gerar 246, simulado na região de SUAPE, frente ao consumo de energia elétrica de uma residência de referência em Pernambuco para o Ano 1 de execução das simulações.

Figura 43 - Produção mensal de energia elétrica do APP Gerar 246 e consumo energético mensal de uma residência de referência em Pernambuco para o Ano 1 do projeto.



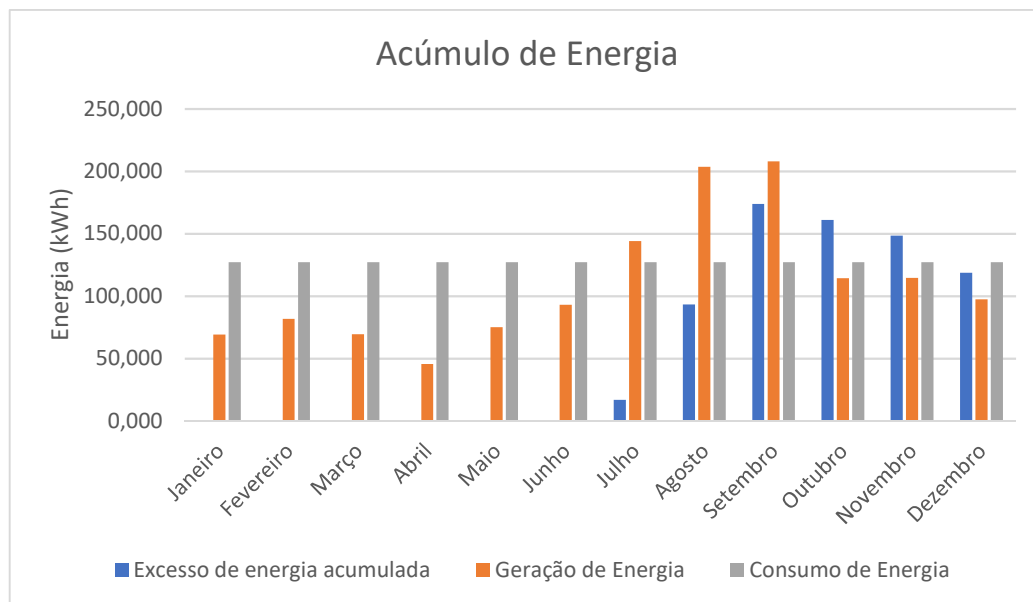
Fonte: O autor, 2018.

A partir da figura acima, pode-se observar que, em nenhuma época do ano, o APP Gerar 246, sob o regime de ventos do Atlas eólico para o projeto SUAPE, é capaz de produzir energia suficiente para equilibrar o consumo energético de uma residência de referência em Pernambuco. O resultado é o mesmo mostrado para as simulações anteriores: uma redução irrisória da tarifa energética da residência de referência impede o consumidor de reaver o investimento inicial realizado, o que explica os valores negativos do VPL na Figura 42. Além disso, é importante notar que, sob esse regime de ventos, como não houve créditos de energia para serem vendidos sob a regulamentação do FIT, ou acumulados para os meses seguintes sob a do *Net Metering*, o valor negativo do VPL resultou o mesmo (-R\$ 9178,00) para as duas modalidades regulatórias.

Por outro lado, na mesma figura, é possível observar que, em alguns meses do ano, mais precisamente em julho, agosto e setembro, a geração de energia elétrica do APP Gerar 246, sob o regime de ventos dos dados meteorológicos coletados no local de condução do projeto SUAPE, foi superior ao consumo energético de uma residência de referência em Pernambuco. Além disso, em junho, outubro, novembro e dezembro, a geração de energia por parte do mesmo aerogerador ficou próxima do consumo da residência de referência. Isso significa que, ao final de cada ano de simulação, o consumidor terá obtido créditos para vender sob a regulamentação do

FIT ou para compensar nos meses subsequentes sob a regulamentação do *Net Metering*. Esse fato é ilustrado pela Figura 44.

Figura 44 - Excesso de energia acumulada ao final de cada mês para o primeiro ano de simulação sob o regime de dados meteorológicos.



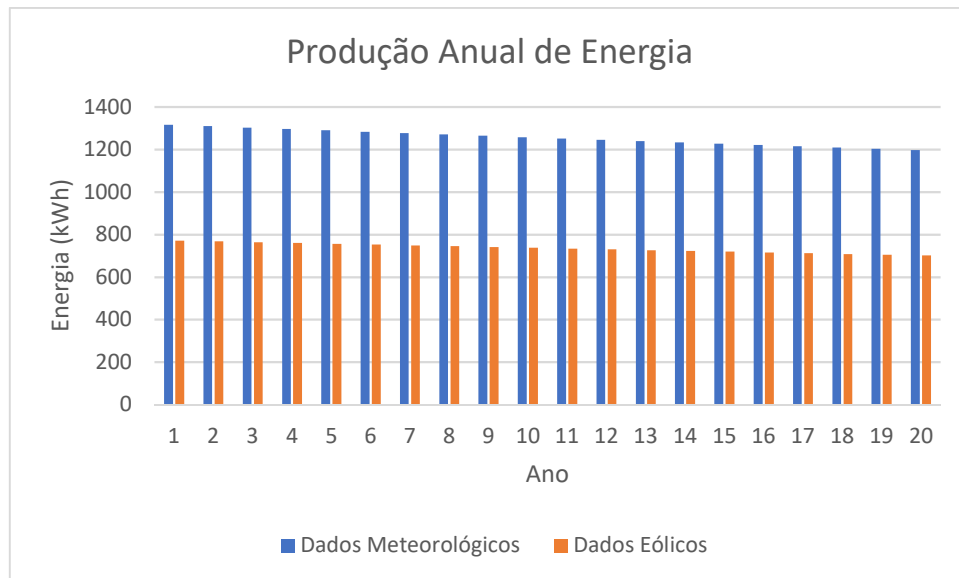
Fonte: O autor, 2018.

Na Figura, a última coluna em azul mostra o excesso de energia acumulada ao fim do primeiro ano da simulação, que vale 118,556 kWh. Esse valor será vendido ao preço de R\$ 0,76/kWh no sistema do FIT proposto ou utilizado nos meses seguintes para abater a tarifa energética do consumidor no sistema de *Net Metering* brasileiro. Isso ocorre sucessivamente até o 20º ano, último ano de simulação. É esse fato que explica o porquê do VPL mostrado na Figura 42 ser superior nas simulações sob o regime de ventos dos dados meteorológicos coletados. Ainda na Figura 42, a pequena diferença entre o VPL no FIT e no *Net Metering* pode ser atribuída à diferença do preço de venda do kWh acumulado. De fato, a compensação dos créditos de energia imposta pelo esquema do *Net Metering* nada mais é do que o estabelecimento de um preço de venda do kWh gerado igual ao preço de compra do kWh da distribuidora, calculado anteriormente em R\$ 0,73.

O desempenho energético do APP Gerar 246, simulado sob ambos regimes de vento dados meteorológicos coletados em SUAPE, mostra potencial para gerar energia para uma residência de referência em Pernambuco. Para tanto, seu local de operação deverá apresentar recurso eólico superior ao medido no projeto SUAPE,

onde, no primeiro ano de simulação, a geração de energia elétrica ficou próxima dos 1526,03 kWh de consumo energético, como ilustra a Figura 45.

Figura 45 - Simulação da produção anual de energia do APP Gerar 246 na região de condução do projeto SUAPE.

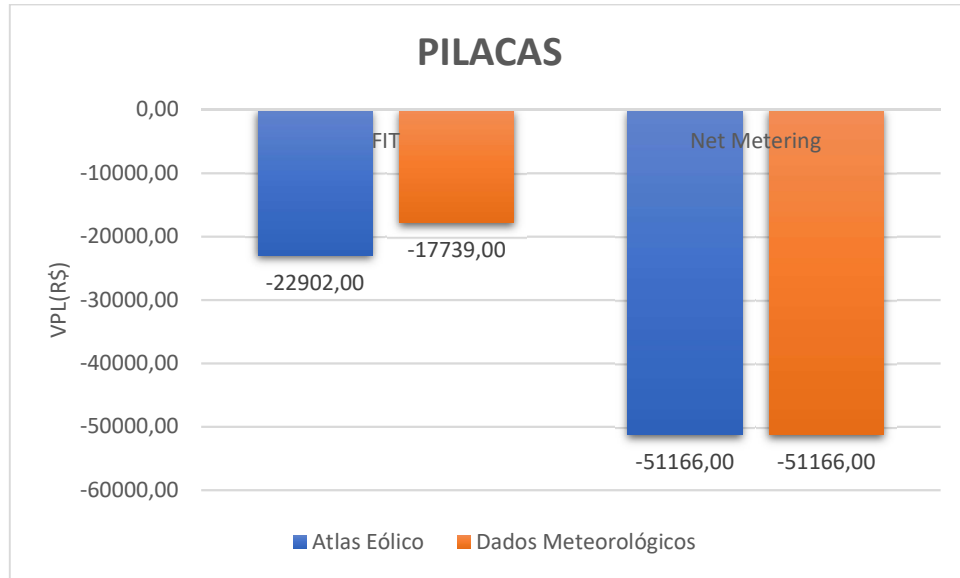


Fonte: O autor, 2018.

4.5 VERNE 555 - PROJETO PILACAS

A Figura 46 ilustra o VPL do investimento realizado no APP Verne 555, simulado em atuação no local onde o projeto PILACAS foi conduzido, sob os dois cenários regulatórios propostos. Como pode ser observado, em nenhum dos cenários o VPL foi positivo, indicando prejuízo ao investidor.

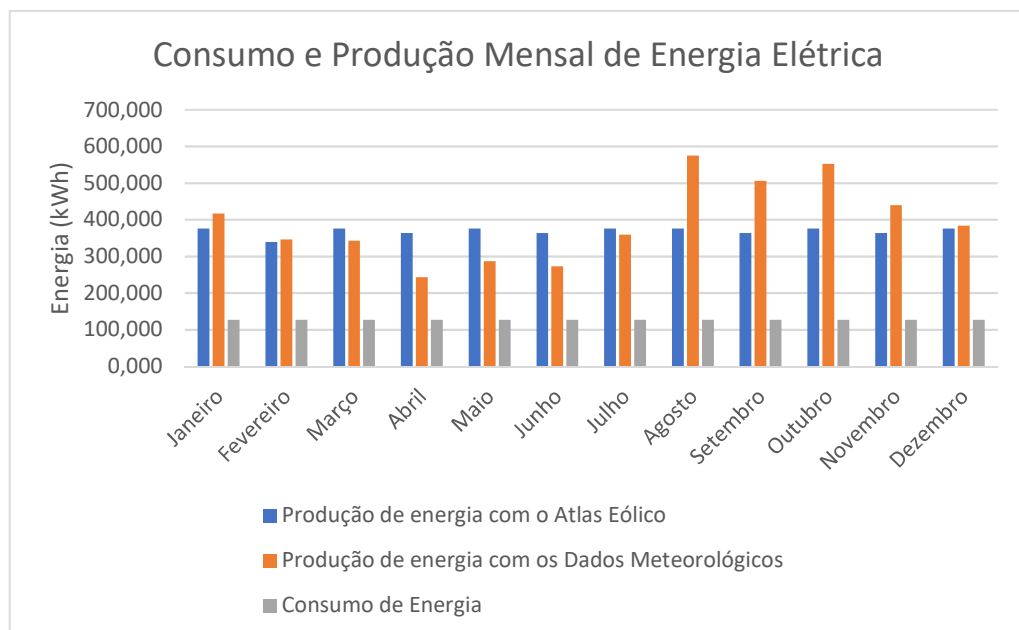
Figura 46 - VPL referente ao investimento realizado no aerogerador Verne 555 simulado em operação no local de condução do projeto PILACAS.



Fonte: O autor, 2018.

Diferentemente do que ocorreu com os APPs Notus 138 e Gerar 246, o aerogerador Verne 555, simulado no local de condução do projeto PILACAS, é capaz de gerar energia mais que suficiente para equilibrar o consumo energético de uma residência de referência em Pernambuco, independentemente do regime eólico, como ilustra a Figura 47.

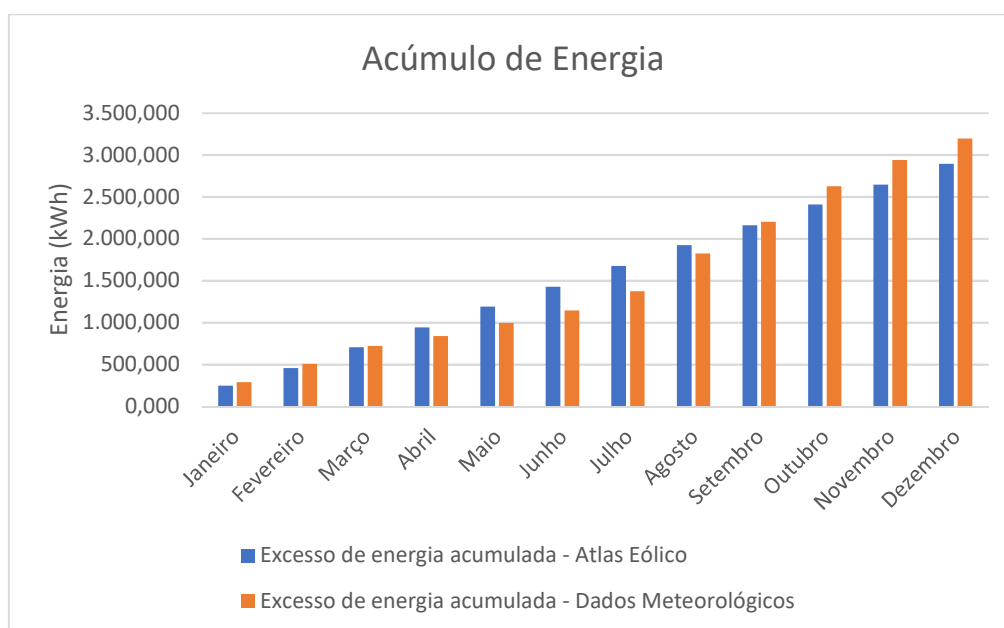
Figura 47 - Produção mensal de energia elétrica do APP Verne 555 e consumo energético mensal de uma residência de referência em Pernambuco para o Ano 1 do projeto.



Fonte: O autor, 2018.

Isso significa que o consumidor acumula créditos de energia durante todos os meses do ano, como ilustra a Figura 48. Esse procedimento se repete durante os 20 anos de simulação.

Figura 48 - Excesso de energia acumulada ao final de cada mês para o primeiro ano de simulação.

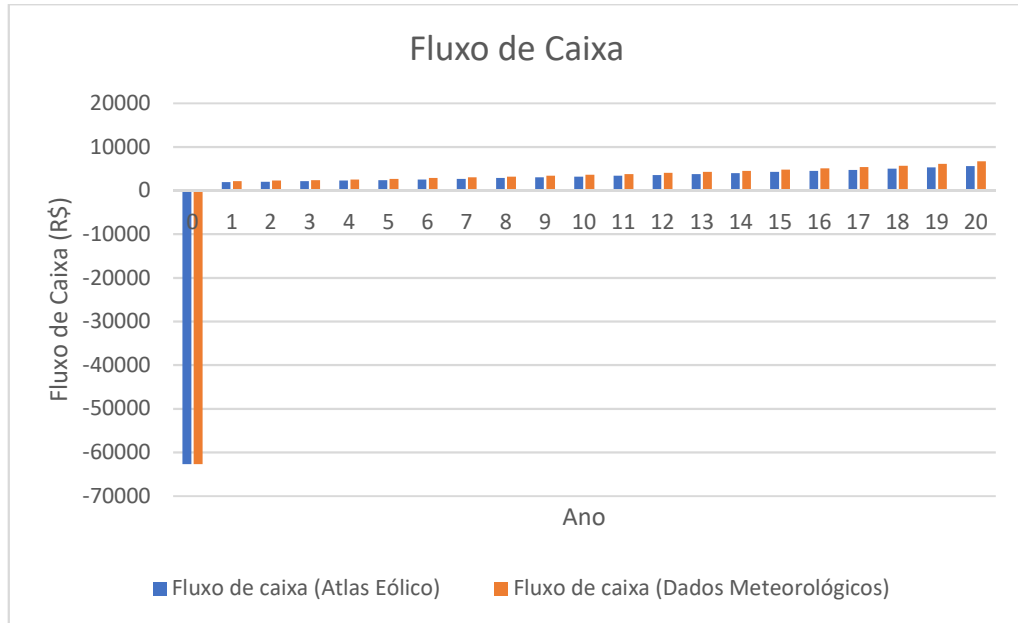


Fonte: O autor, 2018.

O acúmulo de créditos durante todos os meses do ano encontra vantagem apenas sob a regulamentação do FIT, uma vez que os mesmos poderão ser vendidos à distribuidora, permitindo ao consumidor reaver parte do investimento aplicado no projeto. Contudo, isso não é possível sob a regulamentação do *Net Metering* brasileiro, porque os créditos apenas se acumulam e, ao fim de um prazo de 60 meses, expiram, de acordo com a REN nº 687/2015 da ANEEL. Esse fato explica a diferença entre os valores do VPL obtidos sob ambos os esquemas regulatórios mostrados na Figura 46 e o valor extremamente baixo do VPL calculado sob o *Net Metering* brasileiro.

A explicação do prejuízo financeiro verificado na Figura 46 para os projetos sob a regulamentação do FIT, assim como a diferença de valores para os dois regimes de ventos, pode ser atribuída ao custo inicial do projeto, que se mostrou elevado em relação ao fluxo de caixa anual do investimento sob qualquer um dos regimes eólicos, como ilustra a Figura 49.

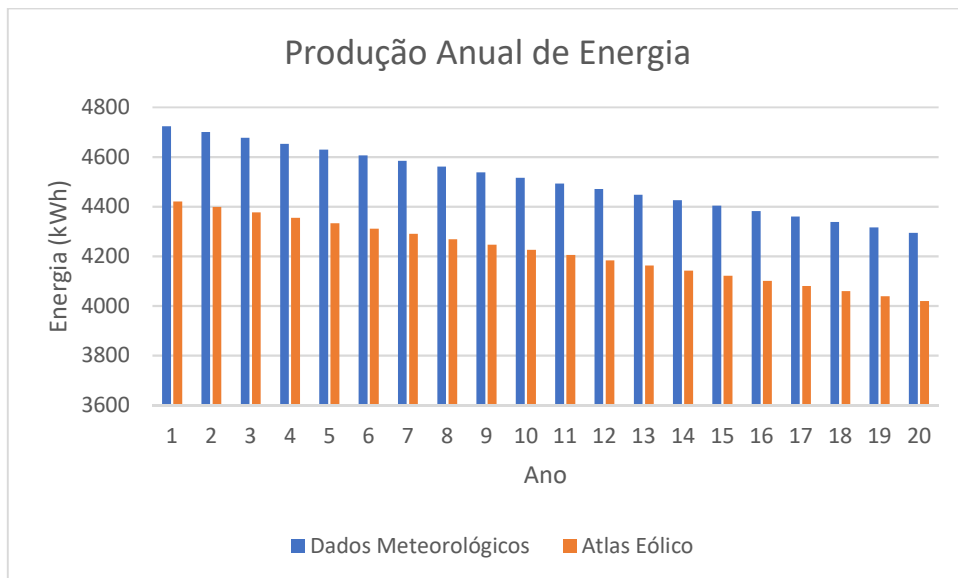
Figura 49 - Fluxo de caixa do investimento realizado no APP Verne 555 sob as condições do FIT simulado na região de condução do projeto PILACAS.



Fonte: O autor, 2018.

A produção energética do APP Verne 555, simulado sob o regime dos dados meteorológicos coletados e do Atlas eólico em PILACAS para os 20 anos de simulações, está ilustrado na Figura 50.

Figura 50 - Simulação da produção anual de energia do APP Verne 555 na região de condução do projeto PILACAS.

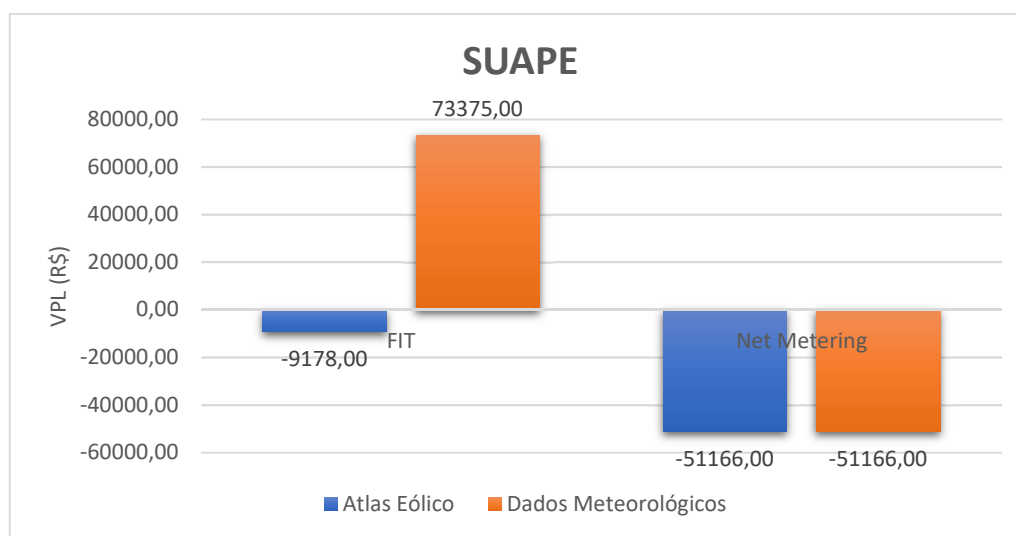


Fonte: O autor, 2018.

4.6 VERNE 555 - PROJETO SUAPE

A Figura 51 ilustra o VPL do investimento realizado no APP Verne 555, simulado em atuação no local onde o projeto SUAPE foi conduzido, sob os dois cenários regulatórios propostos. Como pode ser observado, o VPL resultou em um valor positivo pela primeira vez em um dos cenários, indicando lucro ao investidor.

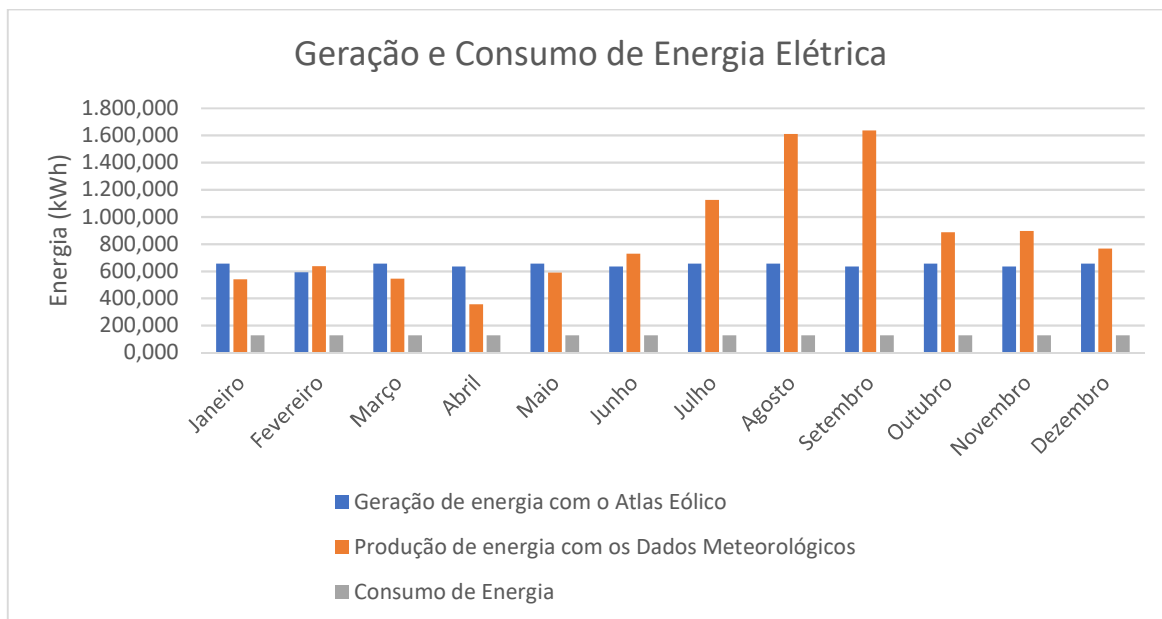
Figura 51 - VPL referente ao investimento realizado no aerogerador Verne 555 simulado em operação no local de condução do projeto SUAPE.



Fonte: O autor, 2018.

A geração de energia elétrica por parte do APP Verne 555, quando simulado na região de condução do projeto SUAPE, foi bastante superior ao consumo energético de uma residência de referência e à geração do mesmo aerogerador quando simulado na região de condução do projeto PILACAS (Figura 47), como ilustra a Figura 52.

Figura 52 - Geração mensal de energia elétrica do APP Verne 555 e consumo energético mensal de uma residência de referência em Pernambuco para o Ano 1 do projeto.

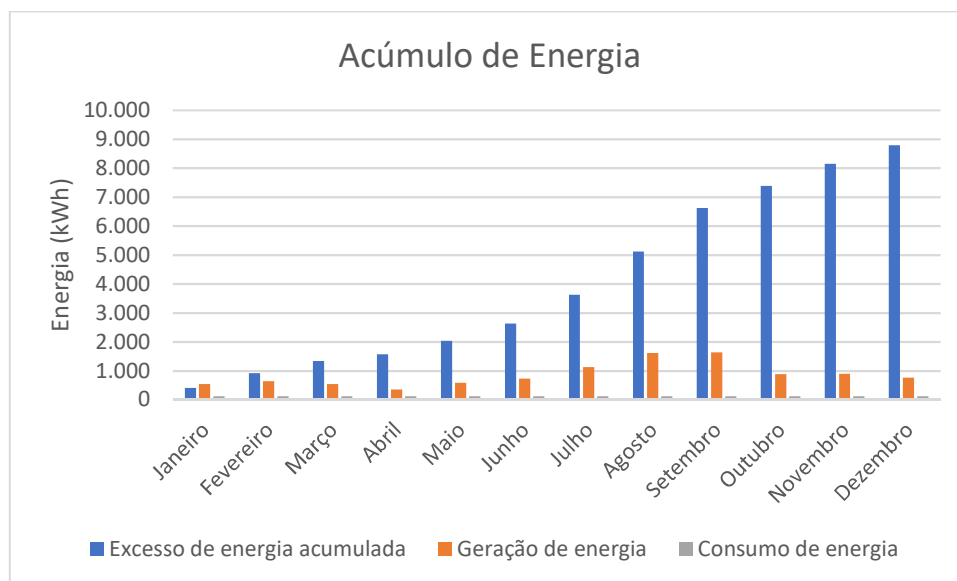


Fonte: O autor, 2018.

Como pode ser observado na figura cima, mais uma vez, créditos de energia foram gerados durante todos os meses ao longo dos 20 anos de simulação, o que tornou o VPL do projeto sob a regulamentação do *Net Metering* mostrado na Figura 51 negativo e de igual valor ao VPL mostrado na Figura 46 sob a mesma regulamentação, por conta das mesmas razões já explicadas.

Sob a regulamentação do FIT, todavia, o excesso de energia gerada sob o regime de dados meteorológicos coletados no local, que se mostrou bastante elevado (Figura 53), explica por que o investidor obteve o lucro (valor positivo do VPL) verificado na Figura 51.

Figura 53 - Excesso de energia acumulada ao final de cada mês para o primeiro ano de simulação sob o regime de dados meteorológicos.



Fonte: O autor, 2018.

Para este investimento, a Tabela 22 mostra a TIR e o tempo de retorno calculados.

Tabela 22 - TIR e tempo de retorno do projeto financeiro simulado sob o regime de medição eólica em SUAPE sob o quadro regulatório do FIT.

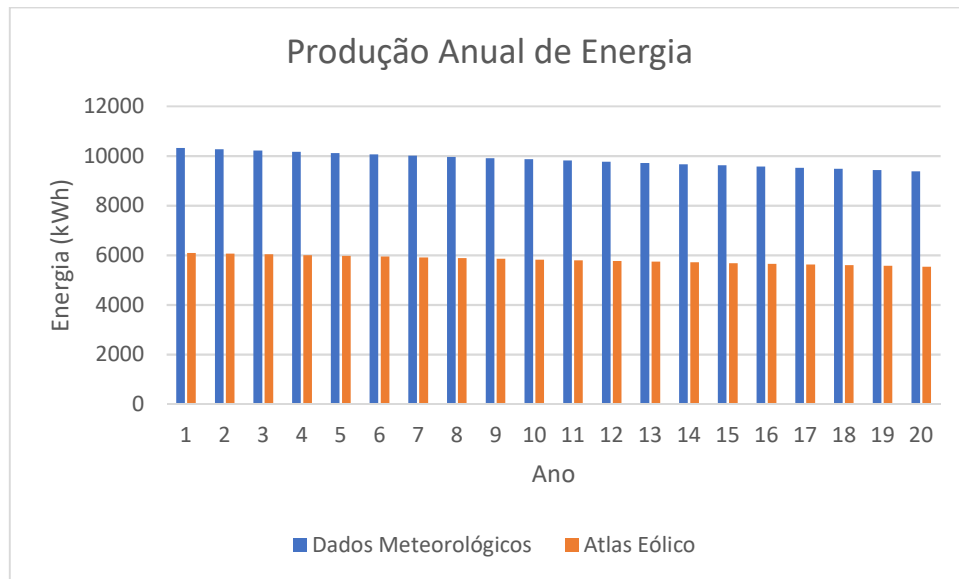
TIR	13,70%
Tempo de retorno	7,9 anos

Fonte: O autor, 2018.

Como o valor calculado da TIR foi superior a TMA adotada (4,88%, equivalente ao rendimento anual de aplicações na poupança entre setembro de 2017 e setembro de 2018), o investidor lucraria mais ao investir seu dinheiro neste projeto do que na caderneta de poupança.

Finalmente, o desempenho energético do APP Verne 555, simulado sob o regime dos dados meteorológicos coletados e do Atlas eólico em SUAPE para os 20 anos de simulações, está ilustrado na Figura 54.

Figura 54 - Simulação da produção anual de energia do APP Verne 555 na região de condução do projeto PILACAS.



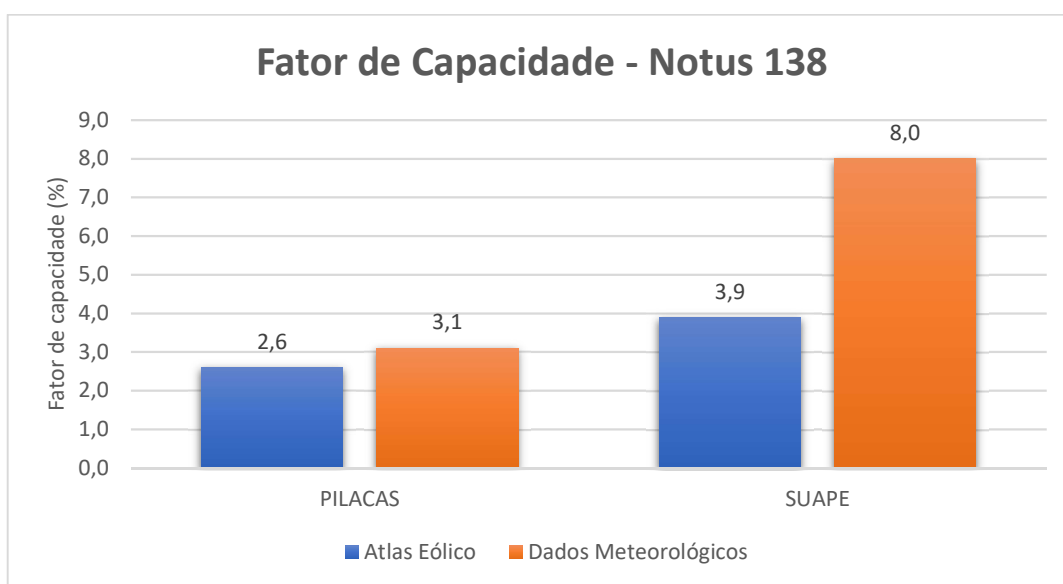
Fonte: O autor, 2018.

4.7 COMPARAÇÕES TÉCNICAS

4.7.1 fator de capacidade

Como pôde ser observado nas Figuras 35, 38, 41, 45, 50 e 54, a geração de energia elétrica dos aerogeradores se mostrou maior nas simulações sob o regime de ventos dos dados meteorológicos coletados do que sob o regime do Atlas eólico. Essa característica é corroborada quando os valores do fator de capacidade dos APPs sob os diferentes regimes e locais simulados são confrontados. Para o aerogerador Notus 138, esses valores são comparados na Figura 55.

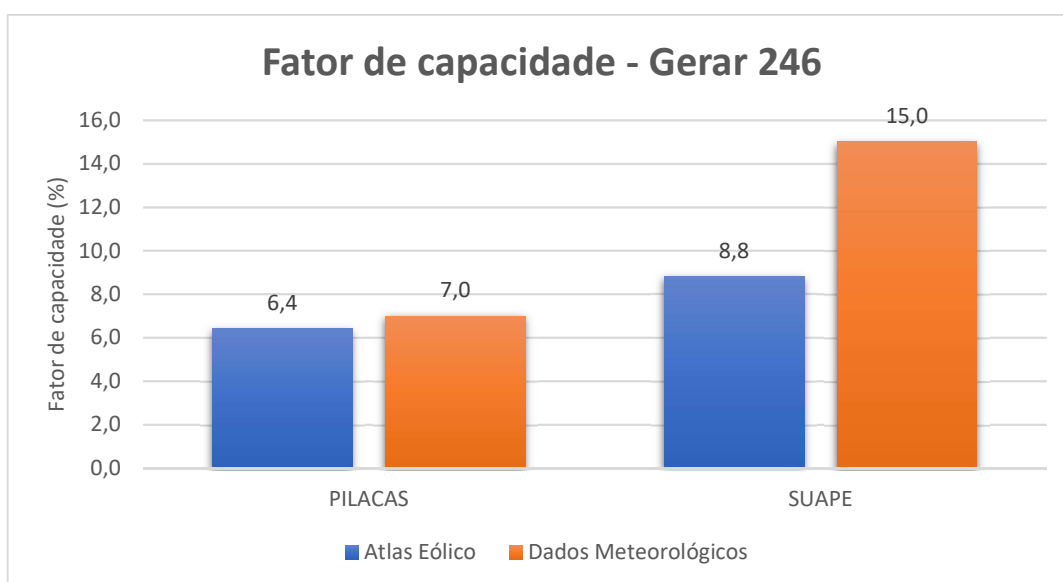
Figura 55 - Fator de capacidade do APP Notus 138 para o primeiro ano de simulações.



Fonte: O autor, 2018.

Para o APP Gerar 246, os valores do fator de capacidade são confrontados na Figura 56.

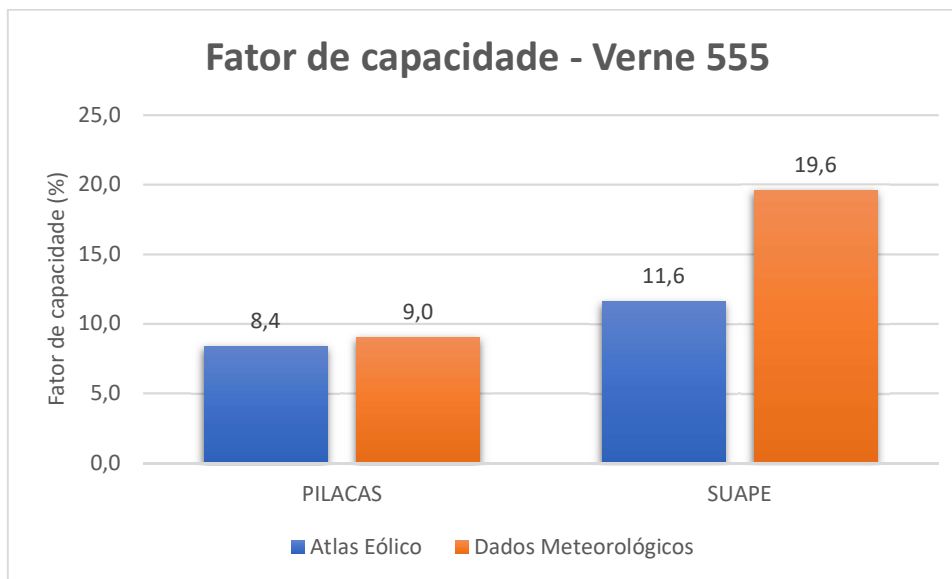
Figura 56 - Fator de capacidade do APP Gerar 246 para o primeiro ano de simulações.



Fonte: O autor, 2018.

Para o APP Verne 555, os valores do fator de capacidade são comparados na Figura 57.

Figura 57 - Fator de capacidade do APP Verne 555 para o primeiro ano de simulações.



Fonte: O autor, 2018.

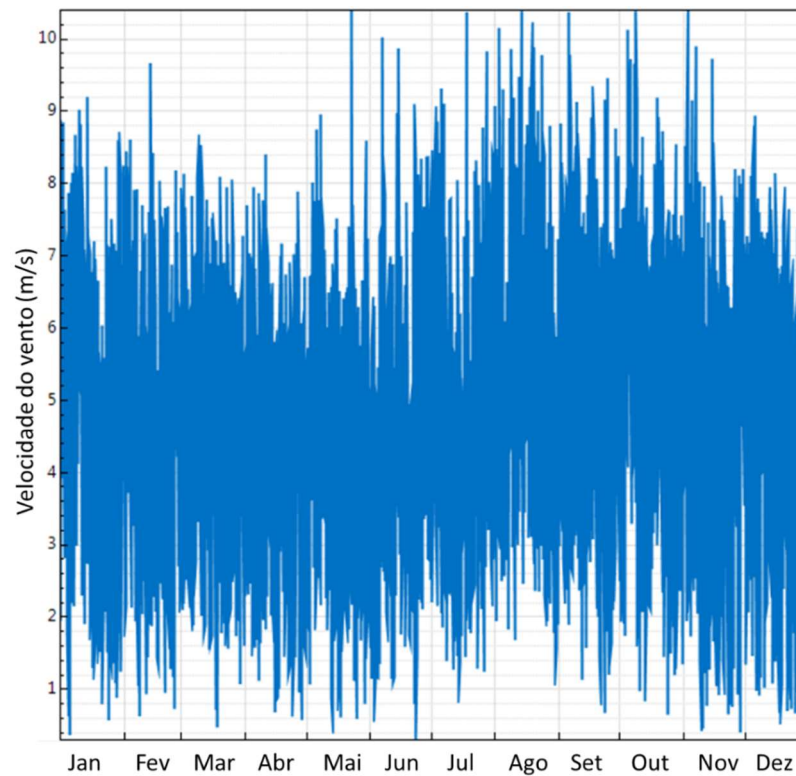
Como já se sabe, maiores valores do fator de capacidade indicam maior rendimento do aerogerador. Portanto, de acordo com as figuras acima, o APP Verne 555 é a máquina mais indicada, em termos energéticos, para operar nas regiões de condução do projeto PILACAS e SUAPE.

Ainda com respeito às figuras acima, a grande diferença entre os valores do fator de capacidade na região de condução do projeto SUAPE para ambos regimes de vento, mostra como pode ser subestimada uma análise de viabilidade econômico-financeira que utiliza o Atlas eólico como forma de se caracterizar o potencial eólico de determinada região, ao invés da caracterização através dos dados meteorológicos coletados no local, que estão mais próximos do regime real de ventos daquela região.

4.7.2 distribuição de velocidade do vento e curva de potência

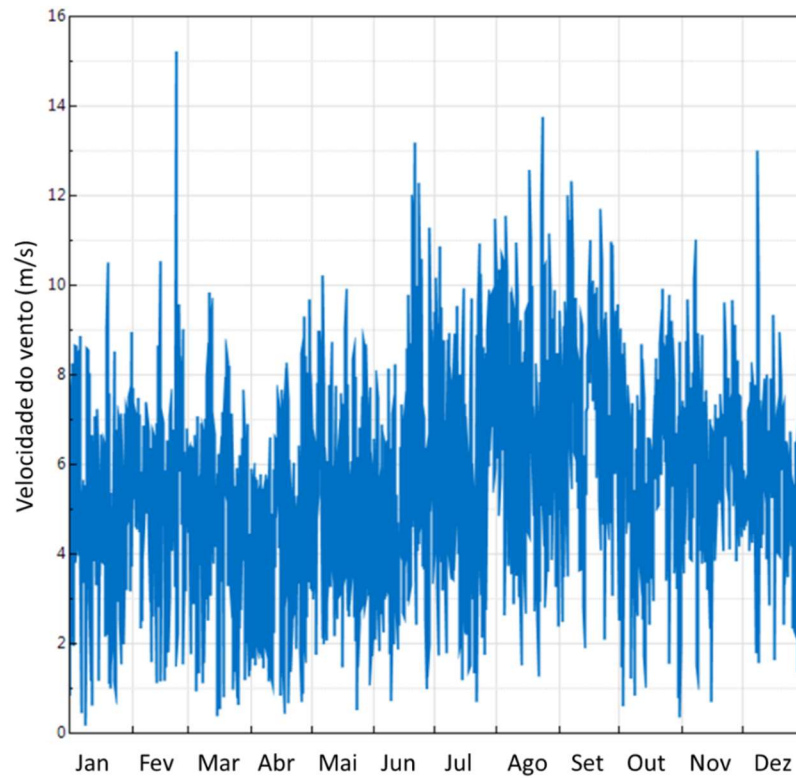
As Figuras 58 e 59 ilustram a distribuição da velocidade do vento nas duas regiões de simulação dos projetos sob o regime de dados meteorológicos coletados (o SAM não disponibiliza tais distribuições quando se utiliza um Atlas eólico).

Figura 58 - Distribuição da velocidade do vento para a região de condução do projeto PILACAS.



Fonte: O autor, 2018.

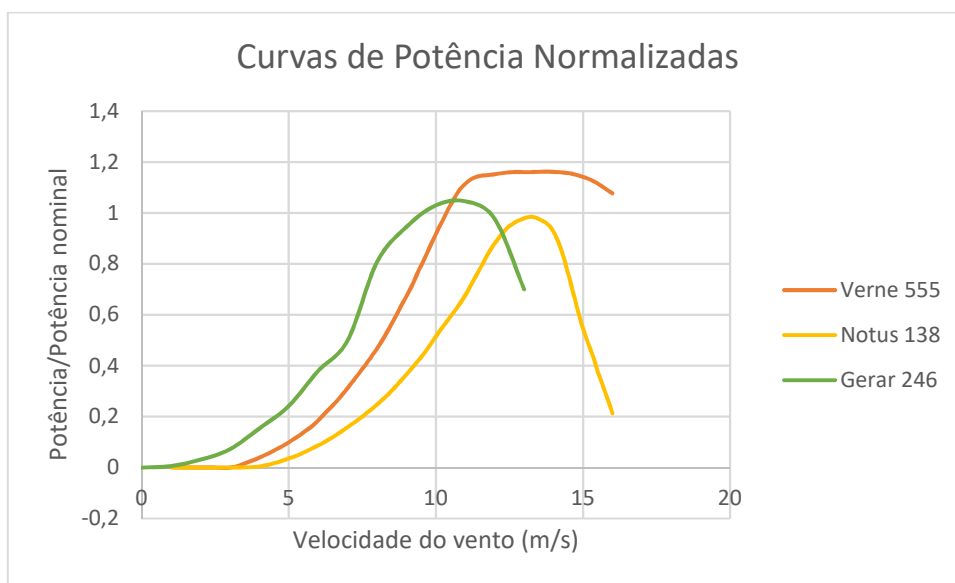
Figura 59 - Distribuição da velocidade do vento para a região de condução do projeto SUAPE.



Fonte: O autor, 2018.

Comparando-se as curvas de potência dos APPs utilizados neste trabalho (Figura 60), é possível perceber que o aerogerador Gerar 246 gera maior quantidade de potência por unidade de potência nominal que os outros APPs, sobretudo nas faixas de velocidade de vento apresentadas pelas figuras acima (a maior parte dos valores se situa entre 4 m/s e 6 m/s). A Figura 60 foi construída a partir da normalização da curva de potência dos três APPs empregados.

Figura 60 - Curvas de potência normalizadas dos três APPs utilizados nas simulações.



Fonte: O autor, 2018.

Assim, poder-se-ia esperar, como uma primeira aproximação, que o APP Gerar 246 apresentasse o maior rendimento entre as máquinas simuladas, isto é, o maior valor do fator de capacidade. Evidentemente, isso não ocorre, como mostram as Figuras 56 e 57, e o motivo consiste no fato do APP Verne 555 ser uma máquina mais robusta, com capacidade de extrair mais de 6 vezes a quantidade de energia do vento que o APP Gerar 246 (basta comparar as Figuras 41 e 50, e 45 e 54). Todavia, essa característica gráfica ajuda a compreender o porquê dos valores do fator de capacidade dos dois APPs serem bastante próximos, apesar das diferenças mecânicas entre as máquinas.

5 CONCLUSÕES

As simulações obtidas para o APP Notus 138 (420 W) mostraram que o aerogerador não é capaz de gerar energia suficiente para abastecer uma residência de referência em Pernambuco. É válido lembrar que tal residência apresenta consumo muito baixo no primeiro ano de simulação (127,169 kWh) e, mesmo assim, a máquina não foi capaz de equilibrar seu consumo. Para conseguir fazê-lo, todavia, o aerogerador deve operar em uma região onde o regime de ventos seja bem mais intenso do que os simulados nos locais propostos neste trabalho. Mesmo assim, uma análise de viabilidade econômico-financeira deve sempre ser conduzida a fim de se comprovar a rentabilidade do projeto, visto que o mesmo nada mais é que um investimento a longo prazo (intervalo de tempo de 20 anos) e com baixa liquidez.

Os resultados obtidos para o APP Gerar 246 (1 kW) mostraram que o aerogerador tem potencial para abastecer uma residência de referência em Pernambuco. Para tanto, deverá operar em uma região onde o regime de ventos seja ligeiramente melhor do que na região onde foi conduzido o projeto SUAPE. Esse fato pode ser confirmado ao se levar em consideração que, nessa região, a distribuição de velocidade do vento revelou predominância de valores entre 4 m/s e 6 m/s e foi mostrado que, para regimes onde a velocidade do vento alcança até 10 m/s, o aerogerador Gerar 246 atinge valores de fator de capacidade próximos aos da máquina de 6 kW simulada neste trabalho.

As simulações conduzidas com o APP Verne 555 (6 kW) mostraram-se importantes ao evidenciar problemas inerentes ao *Net Metering* brasileiro. De fato, foi mostrado que o aerogerador é capaz de gerar mais energia que um consumidor de referência em Pernambuco é capaz de consumir, de modo que o mesmo estará sempre gerando créditos de energia sem jamais utilizá-los. Isso significa que um projeto em microgeração distribuída no Brasil só será lucrativo, a depender do capital investido inicialmente, nos casos em que o sistema for capaz de gerar uma quantidade de energia inferior à quantidade consumida, de forma que a diferença entre ambas quantidades se situe no consumo equivalente ou inferior ao custo de disponibilidade.

É válido notar ainda que, em um consórcio ou cooperativa (modalidade de geração compartilhada), o investimento realizado no APP Verne 555 poderia ter sido lucrativo no *Net Metering*, visto que o acúmulo de energia observado poderia ser menor, uma vez que o consumo de energia aumentaria com o número de integrantes

do consórcio ou cooperativa, e as despesas, devido à natureza do programa, despencariam. Além disso, se ao microgerador de energia fosse dada a opção de vender o excesso de energia gerada no mercado livre de energia, mantendo-se o *Net Metering*, os projetos conduzidos com o APP Verne 555 também poderiam ter sido lucrativos.

Finalmente, este trabalho foi capaz de identificar inconsistências que ocorrem ao se tentar caracterizar o potencial eólico de determinada região utilizando o Novo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro disponibilizado pelo CEPEL. De fato, os resultados obtidos sob o regime do Atlas para a região de SUAPE mostraram-se muito aquém dos resultados obtidos através dos dados meteorológicos coletados, que estão mais próximos de retratar a realidade do regime eólico da região. Uma explicação para isso consiste no fato de que, como o projeto SUAPE foi conduzido praticamente no mar, e o Novo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro faz uso de extrapolações matemáticas para caracterizar o potencial eólico da costa brasileira (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017), a precisão do atlas para retratar a realidade do regime eólico nessas regiões acaba diminuindo consideravelmente, produzindo dados muitas vezes pessimistas.

Por isso, como a fonte solar tem apresentado aceitação superior à fonte eólica entre micro e minigeradores de energia, é importante investir em um Atlas eólico mais preciso para promover a tecnologia eólica de pequeno porte no país.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Energia Eólica**. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica\(3\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica(3).pdf)>. Acesso em: 24 out. 2018a.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 414, DE 9 DE SETEMBRO DE 2010. p. 205, 2010b.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa N° 687, de 24 de novembro de 2015. p. 24, 2015.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Micro e minigeração distribuídas. **Cadernos Temáticos ANEEL**, p. 34, 2016a.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Como é composta a tarifa**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 2 ago. 2018b.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Bandeiras Tarifárias**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 2 ago. 2018.
- AMARANTE, O. A. C.; BROWER, M.; SÁ, J. Z. Atlas do potencial eólico brasileiro. **Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2001**, 2001.
- ANDRADE, L. I. DE et al. Analysis of Weibull parameters for wind power generation. **Engenharia Térmica (Thermal Engineering)**, v. 17, n. 1, p. 7, 2017.
- ARAÚJO, A. M. et al. Simulación de la producción de energía eléctrica con aerogeneradores de pequeño tamaño. **Informacion Tecnológica**, v. 20, n. 3, p. 37–44, 2009.
- ARAÚJO, A. M. **Laboratório de Fluidos e GMFA - Grupo de Mecânica dos Fluidos Ambiental da UFPE**. Disponível em: <<https://www.ufpe.br/mecfluamb>>. Acesso em: 10 nov. 2018.
- ARDENTE, F. et al. Energy performances and life cycle assessment of an Italian wind farm. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 12, p. 200–217, 2008.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **HOME**. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/>>. Acesso em: 30 jul. 2018.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR IEC 61400-1. Aerogeradores Parte 1: Requisitos de Projeto. 2008.
- ASTRASOLAR. **Geração Distribuída no Brasil**. Disponível em: <<http://astrasolar.com.br/energia-distribuida/geracao-distribuida-no-brasil/>>. Acesso em: 30 jul. 2018.

ATLANTIC ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A. **Parques eólicos da Atlantic são destaques em fator de capacidade.** Disponível em: <<http://atlanticenergias.com.br/parques-eolicos-da-atlantic-sao-destaques-em-fator-de-capacidade/>>. Acesso em: 11 dez. 2018.

BARBOSA, L. et al. Feed-in tariffs with minimum price guarantees and regulatory uncertainty. **Energy Economics**, v. 72, p. 517–541, 2018.

BERTOI, E. **Análise dos incentivos à microgeração distribuída sob a perspectiva da viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede.** [s.l.] Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2012.

BIOSERVE. **Turbina Eólica - NOTUS 138 - 420 W.** Disponível em: <www.bioserve.com.br/>. Acesso em: 11 out. 2018a.

BIOSERVE. **Turbina Eólica - GERAR 246 - 1KW.** Disponível em: <www.bioserve.com.br/>. Acesso em: 11 out. 2018b.

BIOSERVE. **Turbina Eólica - VERNE 555 - 6 kW.** Disponível em: <www.bioserve.com.br/>. Acesso em: 11 out. 2018c.

BISHOP, J. D. K.; AMARATUNGA, G. A. J. Evaluation of small wind turbines in distributed arrangement as sustainable wind energy option for Barbados. **Energy Conversion & Management**, v. 49, p. 1652–1661, 2008.

BLUESOL ENERGIA SOLAR. **Isenção de ICMS para Energia Solar.** Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/infografico-isencao-de-icms-para-energia-solar/>>. Acesso em: 25 out. 2018a.

BLUESOL ENERGIA SOLAR. **Geração de Autoconsumo Remoto: As Informações Absurdamente Essenciais que Você Não Pode Perder.** Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/autoconsumo-remoto/>>. Acesso em: 25 out. 2018b.

BURTON, T. et al. **Wind Energy Handbook.** 2. ed. Chichester: John Wiley & Sons Ltd., 2011.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tipos de leilões.** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado?_adf.ctrl-state=t86jooq6b_18&_afLoop=106010904497949#!%40%40%3F_afLoop%3D106010904497949%26_adf.ctrl-state%3Dt86jooq6b_22>. Acesso em: 29 jul. 2018.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. **LEI Nº 10.848, DE 15 DE MARÇO DE 2004.** Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2004/lei-10848-15-marco-2004-531234-publicacaooriginal-13047-pl.html>>. Acesso em: 30 jul. 2018.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas Eólico Brasileiro - Simulações 2013.** Disponível em: <<http://novoatlas.cepel.br/index.php/mapas-tematicos/>>. Acesso em: 2 ago. 2018.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO. **Tarifas Grupo B**. Disponível em: <[http://servicos.celpe.com.br/residencial-rural/Pages/Baixa Tensão/tarifas-grupo-b.aspx](http://servicos.celpe.com.br/residencial-rural/Pages/Baixa_Tensao/tarifas-grupo-b.aspx)>. Acesso em: 16 out. 2018.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA. **CONVÊNIO ICMS 16, DE 22 DE ABRIL DE 2015**. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15>. Acesso em: 13 abr. 2018.

DE OLIVEIRA FILHO, O. D. Q.; ARAÚJO, A. M. **PILACAS - Piloto de um Laboratório em Campo Aberto para Certificação de Aerogeradores de Pequeno Porte**. [s.l.] Universidade Federal de Pernambuco, 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Custo marginal de expansão - Metodologia de Cálculo 2015. p. 8, 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017 - Ano base 2016. v. 58, n. 12, p. 232, nov. 2017.

ENERGIA EÓLICA NO BRASIL. Disponível em: <<https://evolucaoenergiaeolica.wordpress.com/energia-eolica-no-brasil/>>. Acesso em: 29 jul. 2018.

ENERGIA, K. Relatório Técnico. n. 81, p. 1–30, 2009.

ENERSUD. Catálogo Técnico - NOTUS 138. p. 3710, 2017a.

ENERSUD. Catálogo Técnico - GERAR 246. p. 3710, 2017b.

ENERSUD. Catálogo técnico - VERNE 555. p. 3710, 2017c.

FALCÃO, M. M. **Aspectos regulatórios - Contratos em Geração Distribuída**. Disponível em: <<http://www.exposolarbrasil.com.br/ppt/MARINA MEYER FALCÃO - KRAG BRASIL.pdf>>. Acesso em: 25 out. 2018.

FOLKECENTER. **CATALOGUE OF SMALL WIND TURBINES UNDER 50 kW**. [s.l.: s.n.].

FREEMAN, J. et al. Reference Manual for the System Advisor Model's Wind Power Performance Model. n. August, 2014.

FREITAS, S. R. et al. The Brazilian developments on the Regional Atmospheric Modeling System (BRAMS 5.2): An integrated environmental model tuned for tropical areas. **Geoscientific Model Development**, v. 10, n. 1, p. 189–222, 2017.

GOUVÊA, M. L. **Cenários de Impacto das Propriedades da Superfície sobre o Conforto Térmico Humano na Cidade de São Paulo**. [s.l.] Universidade de São Paulo, 2007.

GOVERNO DO BRASIL. **Brasil tem primeiro leilão de energia renovável**.

Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/governo/2013/11/brasil-tem-primeiro-leilao-de-energia-renovavel>>. Acesso em: 29 jul. 2018.

GROUND SPEAK INC. **Twin Groves: A Lesson in Wind**. Disponível em: <https://www.geocaching.com/geocache/GC1BF99_twin-groves-a-lesson-in-wind?guid=04d4478a-f225-4de9-9c33-680dbcdd70aa>. Acesso em: 25 out. 2018.

HANSEN, M. O. L. **Aerodynamics and Design of Horizontal-Axis Wind Turbines**. [s.l.] Elsevier Inc., 2017.

INFLATION.EU. **Inflação histórica Brasil – IPC**. Disponível em: <<https://pt.inflation.eu/taxas-de-inflacao/brasil/inflacao-historica/ipc-inflacao-brasil.aspx>>. Acesso em: 2 ago. 2018.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **International Standard IEC 61000-2**. Disponível em: <https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61400-2%7Bed2.0%7Den_d.pdf>. Acesso em: 12 abr. 2018.

JANEIRO, R. DE; RONDEAU, S. Leilão de Energia Nova A-5 – 2005 INFORME À IMPRENSA Leilão de Energia Nova A-5 – 2005. p. 2007–2008, 2010.

JUSTUS, C. G.; MIKHAIL, A. Height Variation of Wind Speed and Wind Distributions Statistics. **Geophysical Research Letters**, v. 3, n. 5, 1976.

KELLEHER, J.; RINGWOOD, J. V. ã. A computational tool for evaluating the economics of solar and wind microgeneration of electricity. **Energy**, v. 34, p. 401–409, 2009.

LAGE, E. S.; PROCESSI, L. D. Panorama do setor de energia eólica. **Revista do BNDES**, v. 36, p. 183–206, 2013.

LEMO, D. F. DO A. **Análise de Projeto de Turbina Eólica de Grande Porte para as Condições Climáticas da Região Nordeste do Brasil**. [s.l.] Universidade Federal de Pernambuco, 2005.

LI, Z.; BOYLE, F.; REYNOLDS, A. Domestic application of micro wind turbines in Ireland : Investigation of their economic viability. **Renewable Energy**, v. 41, p. 64–74, 2012.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind Energy Explained - Theory, Design and Applications**. 2. ed. Chichester: John Wiley & Sons Ltd., 2009. v. 1

MATHEW, S. **Advances in Wind Energy Conversion Technology**. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2011.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Proinfa**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/acoes-e-programas/programas/proinfa#wrapper>>. Acesso em: 30 jul. 2018.

MITHRARATNE, N. Roof-top wind turbines for microgeneration in urban houses in New Zealand. **Energy and Buildings**, v. 41, p. 1013–1018, 2009.

MOSTAFAEIPOUR, A. et al. Wind energy feasibility study for city of Shahrabak in Iran. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 6, p. 2545–2556, 2011.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. Wind Resource Assessment Handbook - Fundamentals for Conducting a Successful Monitoring Program. n. April, 1997.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **Welcome to SAM**. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/>>. Acesso em: 2 ago. 2018a.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **Financial Model Documentation**. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/financial>>. Acesso em: 13 out. 2018b.

NEIVA, A. et al. Estudo Comparativo Teórico e Experimental da Variabilidade de Dados de Velocidade de Vento em Estações Anemométricas. **Brazil Windpower 2016 Conference and Exhibition**, n. August, 2016.

NELSON, V. **Wind Energy - Renewable Energy and the Environment**. 1. ed. Boca Raton: CRC PRESS Taylor & Francis Group, 2009.

NEOSOLAR. **INVERSOR GRID TIE**. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/inversor-grid-tie>>. Acesso em: 12 out. 2018a.

NEOSOLAR. **Inversor Unitron iVolt - 1500W / 12Vcc / 115Vac / 60Hz**. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/inversor-unitron-ivolt-1000w-12vcc-115vac-60hz.html>>. Acesso em: 10 out. 2018b.

NEOSOLAR. **Inversor Fronius IG Plus 60V-1 (6.000W)**. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/inversor-fronius-ig-plus-60v-1-6-000w.html>>. Acesso em: 10 out. 2018c.

OWENS, B. The Rise of Distributed Power. **Ecomagination**, p. 1–47, 2014.

PARMAIS. **Como fazer análise de viabilidade econômica e financeira?** Disponível em: <<https://www.parmais.com.br/blog/como-fazer-analise-de-viabilidade-economica-e-financeira/>>. Acesso em: 12 out. 2018.

PEACOCK, A. D. et al. Micro wind turbines in the UK domestic sector. **Energy and Buildings**, v. 40, p. 1324–1333, 2008.

PIELKE, R. A. et al. A comprehensive meteorological modeling system - RAMS. **Meteorol. Atmos. Phys.**, v. 49, p. 69–91, 1992.

PRATES, W. R. **Qual a diferença entre payback simples e descontado?** Disponível em: <<https://www.wrprates.com/qual-e-a-diferenca-entre-payback-simples-e->>

descontado/>. Acesso em: 12 out. 2018.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Lei N° 13.169, de 6 DE Outubro de 2015.** Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13169.htm>. Acesso em: 13 abr. 2018.

REN 21 SECRETARIAT. **Renewables 2017 global status report 2017.** Atlanta: [s.n.].

REN 21 SECRETARIAT. **Renewables 2017 global status report 2018,** 2018. Disponível em: <<http://www.ren21.net>>

ROCHA, G. J. A. M. **Simulação de um Projeto Eólico de Microgeração de Energia Ligado à Rede.** [s.l.] Universidade de Pernambuco, 2017.

ROHATGI, A. **WebPlotDigitizer - Web based tool to extract data from plots, images, and maps.** Disponível em: <<https://automeris.io/WebPlotDigitizer/>>. Acesso em: 11 out. 2018.

ROHATGI, J.; ARAÚJO, A.; PRIMO, A. R. Extreme Wind Speeds and Their Prediction for Wind Turbines,. **Wind Engineering**, v. Vol. 37, p. 595–603, 2013.

SHORT, W.; PACKY, D. J.; HOLT, T. A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies. n. March, 1995.

SILVA, A. A. C. et al. Análise das atuais políticas de incentivo à mini e microgeração distribuída e da certificação de aerogeradores de pequeno porte no Brasil. **IX Congresso Nacional de Engenharia Mecânica**, p. 10, 2016.

SILVA, G. R. **CARACTERÍSTICAS DE VENTO DA REGIÃO NORDESTE - Análise, Modelagem e Aplicações para Projetos de Centrais Eólicas.** [s.l.] Universidade Federal de Pernambuco, 2003.

SPERA, D. A. **Wind Turbine Technology: Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering.** 2. ed. New York: ASME Press, 2009.

TEICHRIEB, C. A. **Sensibilidade do Brams para Descrição de Chuva e Temperatura, no Nordeste do Rio Grande do Sul, para diferentes resoluções espaciais.** [s.l.] Universidade Federal de Santa Maria, 2008.

TIBA, C. Atlas Solarimétrico do Brasil: Banco de Dados Terrestres. **Atlas Solarimétrico do Brasil**, v. 1, p. 111, 2000.

TORO. **RENDIMENTO DA POUPANÇA.** Disponível em: <<https://artigos.toroinvestimentos.com.br/poupanca-rendimento-hoje>>. Acesso em: 23 out. 2018.

TRENTINI, C. VIABILIDADE TÉCNICO ECONÔMICA DE IMPLANTAÇÃO DE AEROGERADORES EM REGIÕES BRASILEIRAS. 2016.

VALENTINE, S. V. Understanding the variability of wind power costs. **Renewable and**

Sustainable Energy Reviews, v. 15, n. 8, p. 3632–3639, 2011.

VIEIRA, D. **Preço e Informação técnica dos Aerogeradores na Promoção**. Disponível em: <<https://www.donome.com.br/precos-e-informacao-tecnica-dos-aerogeradores-na-promocao/>>. Acesso em: 2 ago. 2018.

VILLANUEVA, D.; FEIJO, A. Wind power distributions : A review of their applications. v. 14, p. 1490–1495, 2010.

WALTERS, R.; WALSH, P. R. Examining the financial performance of micro-generation wind projects and the subsidy effect of feed-in tariffs for urban locations in the United Kingdom. **Energy Policy**, v. 39, n. 9, p. 5167–5181, 2011.

WIKILIVROS. **Mecânica dos fluidos/Camada limite**. Disponível em: <https://pt.wikibooks.org/wiki/Mecânica_dos_fluidos/Camada_limite>. Acesso em: 26 out. 2018.

WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION. 2017 SMALL WIND summary. 2017.

APÊNDICE A – ALGORITMO EM MATLAB® PARA TRATAMENTO DOS DADOS METEOROLÓGICOS COLETADOS

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Programa para extrair a média horária de dados através de planilhas do %
% para este programa, as médias de vento são por frequência, Excel      %
% enquanto que as demais são médias simples.                             %
%                                                                           %
% Disponibilizado por: Guilherme Rocha
%
% Data de construção do software: 18/05/2017
%
% Contato: guilhermejamr@gmail.com                                       %
%                                                                           %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
clear,
clc
file = input('Adicionar o endereço do arquivo excel: ', 's') %entrada da
planilha

%leitura da planilha
e = actxserver
('Excel.Application'); efile =
e.Workbooks.Open(file);
efile.Worksheets.Count; efile.Close;

ndias=ans; %A quantidade de subplanilhas vai ser lida como a quantidade
de dias
for i=1:ndias
[dados, datas]=xlsread(file,i);
eval(['arch',num2str(i),'=dados;'])
;
eval(['arc',num2str(i),'=datas;']);
end;
for i=1:ndias

eval(['arc',num2str(i),'=arc',num2str(i),'(3:size(arc',num2str(i),'),1);'])
)
; end;
cont=1; for
i=1:ndias
    eval(['datas=arc',num2str(i),';'])
eval(['dados=arch',num2str(i),';'])

for t = 1:24 %como as médias são horárias, t vai de 1 hr até 24
hrs      for h=1:size(datas) %h vai de 1 até o tamanho do vetor
datas      switch t          case 1
data(h,1)=strfind(datas(h,1),'00:00:00");           case 2
data(h,1)=strfind(datas(h,1),'00:59:59");           case 3
data(h,1)=strfind(datas(h,1),'01:59:59");           case 4
data(h,1)=strfind(datas(h,1),'02:59:59");           case 5
data(h,1)=strfind(datas(h,1),'03:59:59");           case 6
data(h,1)=strfind(datas(h,1),'04:59:59");           case 7
            data(h,1)=strfind(datas(h,1),'05:59:59");
            case 8
data(h,1)=strfind(datas(h,1),'06:59:59");
case 9

```

```

data(h,1)=strfind(datas(h,1),'07:59:59');
case 10
data(h,1)=strfind(datas(h,1),'08:59:59');
case 11
data(h,1)=strfind(datas(h,1),'09:59:59');
case 12
data(h,1)=strfind(datas(h,1),'10:59:59');
case 13
data(h,1)=strfind(datas(h,1),'11:59:59');
case 14
data(h,1)=strfind(datas(h,1),'12:59:59');
case 15
data(h,1)=strfind(datas(h,1),'13:59:59');
case 16
data(h,1)=strfind(datas(h,1),'14:59:59');
case 17
data(h,1)=strfind(datas(h,1),'15:59:59');
case 18
data(h,1)=strfind(datas(h,1),'16:59:59');
case 19
data(h,1)=strfind(datas(h,1),'17:59:59');
case 20
data(h,1)=strfind(datas(h,1),'18:59:59');
case 21
data(h,1)=strfind(datas(h,1),'19:59:59');
case 22
data(h,1)=strfind(datas(h,1),'20:59:59');
case 23
data(h,1)=strfind(datas(h,1),'21:59:59');
case 24
data(h,1)=strfind(datas(h,1),'22:59:59');

end
    if data{h,1}==13 %Condição do código para a string timestamp
datas_1h{cont,1}=datas{h,1};

        %% Velocidade 1

        Contador_velocidades=0;
k=1;
        for j=h:h+3599 %valor de elementos que serão
    analisados (para
    1hr o valor de h é 3599)
            if dados(j,4)~=0 %diferente de 0
                Contador_velocidades=Contador_velocidades+1;
vet_velocidades(k)=dados(j,4);
                Matriz_velocidades(k,cont) =
vet_velocidades(k);
                k=k+1;
            end,
end;

        velocidade_media(cont,1) =
sum(vet_velocidades)/Contador_velocidades;
        % A média simple é utilizada para checar se os dados estão
        % sendo extraídos corretamente
% Extração das médias por frequência
        s = 0;
        for j2=0:0.3:12
            %intervalo de 0.3 escolhido pelo usuário
            v = 0; f = 0; vm = 0;
            s = s + 1;

        for i2 = 1:k-1

```

```

        if j2 <= vet_velocidades(i2) & vet_velocidades(i2) <
j2+0.3
            v = vet_velocidades(i2)+v;
            f = f
+ 1;
            vm = v/f;
            end;
end;
        vel(s) = v; %soma das velocidades para o intervalo
definido
        freq(s) = f;%soma das frequências
vm(s) = vm; %vetor velocidade media
        numerador(s) =
f*(vm^3);

        end;

soma_f = sum(freq);
soma_num = sum(numerador);

%Resultado da média por frequência
matriz_resultado(cont,1) = ((soma_num)/(soma_f))^(1/3);

%% Velocidade 2

Contador_velocidades_2=0;

k=1;

        for j=h:h+3599 %valor de elementos que serão
        analisados (para
        1hr o valor de h é 3599)
            if dados(j,5)~=0 %diferente de 0
                Contador_velocidades_2=Contador_velocidades_2+1;
                vet_velocidades_2(k)=dados(j,5);
                Matriz_velocidades_2(k,cont) =
                vet_velocidades_2(k);
                k=k+1;
            end,
            velocidade_media_2(cont,1) =
            sum(vet_velocidades_2)/Contador_velocidades_2;

s = 0;

        for j2=0:0.3:12
s = s + 1;
            v = 0; f
= 0; vm = 0;

        for i2 = 1:k-1

            if j2 <= vet_velocidades_2(i2) & vet_velocidades_2(i2) <
j2+0.3
                v = vet_velocidades_2(i2)+v;
                f = f + 1;
                vm = v/f;
            end;
            vel_2(s) = v; %soma das velocidades para o intervalo
definido
            freq_2(s) = f;%soma das frequências
vm(s) = vm;
            numerador_2(s) = f*(vm^3);
            end;
soma_f_2 = sum(freq_2);
            soma_num_2 = sum(numerador_2);

            %Resultado da media por frequência
            matriz_resultado(cont,2) = ((soma_num_2)/(soma_f_2))^(1/3);

            %% Direção vento

            cont_direcao=0;
            soma_direcao=0;
            for j=h:h+3599
                if dados(j,6)~=0
                    soma_direcao = soma_direcao + dados(j,6);
                    cont_direcao = cont_direcao + 1;
                end
            end

```

```

end;                direcao_media(cont,1)=
soma_direcao/cont_direcao;
matriz_resultado(cont,3) = direcao_media(cont,1);

%% Pressao atmosférica

                cont_pressao=0;                soma_pressao=0;
for j=h:h+3599                if dados(j,3)~=0
soma_pressao = soma_pressao +dados(h,3);
cont_pressao=cont_pressao+1;                end,
end;
pressao_media(cont,1)=soma_pressao/cont_pressao;
matriz_resultado(cont,4) = pressao_media(cont,1);

%% Temperatura

                soma_temperatura=0;                cont_temp = 0;
for j = h:h+3599                if dados(j,7)>=18 & dados(j,7)<=40
%dados abaixo de 18 graus e acima de 40 graus são descartados

soma_temperatura=soma_temperatura+(dados(h,7));
cont_temp=cont_temp+1;                end,
end;
                media_temperatura(cont,1)=soma_temperatura/cont_temp;
matriz_resultado(cont,5) = media_temperatura(cont,1);

%% Termina da computação para o intervalo de 1
hora                cont = cont + 1;                end
end end end

%Salvando o resultado em uma planilha
%nesta planilha, pela ordem dos dados extaidos, a primeira e segunda coluna
%são para as velocidades, a terceira direção, a quarta pressão e a quinta
%coluna é a temperatura

filename = 'Resultado.xlsx';
xlswrite(filename,matriz_resultado)
%O arquivo é salvo na pasta em que se encontra o programa

'Terminado!'

```