

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

PAULO HENRIQUE VOLPATO GARCIA
GIANCARLO FERREIRA FUZETI
BENEVAL APARECIDO PEREIRA

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA CONVERSÃO DE USINA
EÓLICA ONSHORE EM USINA HÍBRIDA EÓLICO-FOTOVOLTAICA**

CURITIBA

2021

PAULO HENRIQUE VOLPATO GARCIA
GIANCARLO FERREIRA FUZETI
BENEVAL APARECIDO PEREIRA

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA CONVERSÃO DE USINA EÓLICA
ONSHORE EM USINA HÍBRIDA EÓLICO-FOTOVOLTAICA**

Projeto apresentado ao curso de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis e Eficiência Energética.

Orientador: Prof. Dr. Márcio Fontana Catapan.

CURITIBA
2021

RESUMO

É previsto um aumento de demanda de energia elétrica de 216,41% entre 2013 e 2050 no Brasil e frente a isso busca-se formas de suprimir essa necessidade. Há várias frentes que buscam aumentar a oferta de energia elétrica no mercado, seja ela através de fontes renováveis ou não. Dentre elas a utilização de espaços já ocupados por empreendimentos de geração ganha força devido a possibilidade de aproveitamento de infraestrutura e mão de obra. A transformação de usinas eólicas em usinas híbridas eólico-fotovoltaicas se apresenta como uma boa oportunidade, uma vez que as duas fontes são complementares quando comparadas a sua performance em diferentes períodos do dia. Neste artigo é apresentado um estudo de viabilidade econômica onde é possível verificar que um investimento para transformar uma usina eólica na região de Araripina, PE, em uma usina eólico-fotovoltaica, com acréscimo de apenas 20% de potência instalada total provenientes de fonte solar, em um período de 20 anos, possui Taxa Interna de Retorno de 11,002%, mostrando-se viável frente ao IBOVESPA médio de 20 anos.

Palavras-chave: Renováveis. Híbridas. Eólica. Fotovoltaica. Solar.

ABSTRACT

An increase in the demand for electricity of 216.41% is expected between 2013 and 2050 in Brazil, and in view of this, different ways are being sought to suppress this need. There are several fronts that seek to increase the supply of electricity in the market, whether through renewable sources or not. Among them, the use of spaces already occupied by energy generation projects gains strength due to the possibility of using the same infrastructure and manpower. The conversion of wind powers plants into hybrid wind-photovoltaic powers plants presents itself as a good opportunity, since the two sources are complementary between themselves when compared to their performance at different times of the day. This paper presents an economic feasibility study where is possible to verify that an investment to convert a wind power plant in the region of Araripina, PE, into a wind-photovoltaic power plant with an increase of only 20% of total installed power from a solar source in a period of 20 years, has an Internal Rate of Return of 11.002%, proving that is feasible compared to the average IBOVESPA rate of 20 years.

Keywords: Renewable. Hybrid. Wind Power. Photovoltaic. Solar.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 - CÁLCULO NO PLANO INCLINADO EM ARARIPINA, PE.	9
FIGURA 2 - IRRADIAÇÃO SOLAR NO PLANO INCLINADO EM ARARIPINA, PE	10
FIGURA 3 - PREÇO MÉDIO DO KIT DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	10
FIGURA 4 - REGIÕES DE ESTUDO DE USINAS HÍBRIDAS.....	12
FIGURA 5 - PERFIL HORÁRIO MÉDIO DE IRRADIAÇÃO E VELOCIDADE DO VENTO.....	12
FIGURA 6 - FREQUÊNCIA ACUMULADA DA VELOCIDADE DO VENTO NO PERÍODO DIURNO.....	13
FIGURA 7 - MÉDIAS ANUAIS DE POTÊNCIA	14
FIGURA 8 - GERADOR DE INDUÇÃO DUPLO ALIMENTADO UNITÁRIO COM DOIS CONVERSORES CA-CC TOTALMENTE CONTROLADOS.....	14
FIGURA 9 - SISTEMA ISOLADO HÍBRIDO EÓLICO-FOTOVOLTAICO	15

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - FLUXO DE CAIXA SIMPLIFICADO E CÁLCULO DA TIR E VPL (VALORES EM R\$).....	19
--	----

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 - COMPARATIVO DE BENEFÍCIO, LIMITAÇÕES E RECOMENDAÇÕES PARA CADA ESQUEMA.....	8
---	---

CONTEÚDO

1. INTRODUÇÃO.....	6
2. METODOLOGIA.....	8
2.1. PROJETOS FOTOVOLTAICOS.....	9
2.2. USINA HIBRIDA EÓLICO-FOTOVOLTAICA	10
2.3. CÁLCULO DE VIABILIDADE ECONÔMICA	15
3. RESULTADOS	17
4. CONCLUSÕES.....	19
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	20

1. INTRODUÇÃO

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2016) aponta que em 2013 o Brasil consumiu 463 TWh de energia elétrica e que consumirá 1465 TWh em 2050, o que representa um acréscimo estimado de 216,41%.

Agra Neto (2020) discorre que desde 2001 o governo Brasileiro realizou diversas políticas de expansão do setor elétrico e principalmente da fonte eólica, visando principalmente a complementação que essa fonte propunha às fontes térmicas e hidrelétricas nos períodos de seca da região Nordeste.

Em relação a experiência com usinas eólico-fotovoltaicas no ambiente internacional, podem ser citados como principais países a Índia, Austrália, Estados Unidos, Reino Unido e China. Em geral, existe interesse, porém as dificuldades ficam por conta da competitividade comercial e regulatória. (EPE, 2019).

Frente a essa evolução o crescimento da aplicação de Usinas Eólicas vem representando uma das principais políticas energéticas no País, sendo que passou a representar na Matriz Energética Brasileira de 0,8% em 2010 para 11,3% em 2020 (ONS, 2020).

Entretanto, o perfil da fonte eólica é bastante variável de acordo com o horário do dia em algumas localidades, sendo que os ventos de maior intensidade ocorrem durante o período da noite e madrugada. (EPE, 2017; EPE, 2018). Esse perfil acaba não evitando gargalos existentes pelas linhas de transmissão no Sistema Interligado Nacional (SIN) uma vez que o perfil de consumo de energia elétrica

EPE, (2017) discute-se a complementariedade das fontes eólica e fotovoltaica, tendo baseado a escolha das localidades devido a disponibilidade de medições anemométricas e solarimétricas, realizadas in loco, onde o período das medições não fosse inferior a 12 meses. Com esses critérios, foram definidas 5 localidades na região nordeste do Brasil.

Gonçalves (2020) vai além, e aponta qual seria a combinação que traria maior confiabilidade à geração quando utilização da fonte fotovoltaica como complementação da fonte eólica, concluindo que a adição de 20% de potência solar a fonte eólica reduz pela metade a quantidade de eventos de 7 ou mais horas de geração extremamente baixa na região de Petrolina, Pernambuco.

Entretanto, há ainda bastante discussão quanto às configurações de hibridização. EPE (2018) apresenta possíveis configurações para complementariedade

de fontes e seus pontos positivos e negativos frente a regulação atual brasileira. O primeiro esquema é o de Usinas Adjacentes, que são usinas muito próximas, porém que necessitam de contratação de capacidade do uso de rede separada. Outro esquema é o de Usinas Associadas, onde ambas as fontes compartilham a infraestrutura da rede, tanto fisicamente quanto contratualmente, de forma que a capacidade de uso de rede contratado fosse menor do que a soma das suas potências instaladas. Entretanto, esse esquema demanda ajustes regulatórios e contratuais, uma vez que teria como desvantagem o *curtailment* (necessidade de limitação de rede devido a dificuldade de escoamento da mesma). O terceiro é o esquema de Usinas Híbridas, que são somente aquelas que se combinem ainda durante o processo de geração de energia elétrica. Dessa forma, é entendido, por exemplo, como Usina Híbrida Eólico-fotovoltaica aquele em que a planta eólica utilize o mesmo conversor CC-CA que a turbina eólica. Ainda é descrita a configuração de Portfólios Comerciais.

O Quadro 1 sintetiza os benefícios, limitações e recomendações para cada um dos três esquemas apresentados posteriormente.

O atual cenário de modernização do setor elétrico brasileiro, bem como o aumento da demanda de energia elétrica juntamente a busca da utilização de fontes renováveis, apontam para a necessidade da discussão de alternativas sustentáveis que otimizem a geração de energia elétrica. Frente a essa necessidade, e a possibilidade de otimização da utilização de recursos, como equipamentos e mão de obra operacional, além da complementação de fontes, a transformação de usinas eólicas em usinas híbridas se apresentam como uma alternativa de grande interesse. Este artigo tem como objetivo avaliar a viabilidade econômica através da Taxa Interna de Retorno (TIR) da instalação de uma usina eólica em 1 aerogerador na região de Araripina, PE, correspondendo a 20% de sua potência instalada, utilizando do esquema híbrido apresentado por EPE (2018).

Quadro 1 - Comparativo de benefício, limitações e recomendações para cada esquema.

		Considerações e alterações possíveis para cada caso		
		Usinas Adjacentes	Usinas Associadas	Usinas Híbridas
Benefícios	Aumento do Fator de Capacidade	Não	Sim, ao considerar a geração conjunta	Não
	Redução da ociosidade do Sistema de Transmissão	Não	Sim	Não
	Otimização de uso de terra e operação	Sim	Sim	Não
Limitações	Curtaíment Elétrico	Não	Sim, a capacidade do sistema de transformação/conexão é menor que as somadas potências nominais	Não, a integração de fontes ocorre antes (ou junto com a) da conversão em energia elétrica. Possível desotimização da fonte primária.
	Possíveis combinações tecnológicas	Virtualmente quaisquer	Algumas combinações podem não fazer sentido economicamente	Apenas combinações que compartilhem equipamentos de geração
Recomendações	Permitir a contratação de MUST/MUSD inferior à capacidade total instalada	Não é necessária	Necessária	Não é necessária
	Criação de regras específicas para usinas com cominação de fontes	Não é necessária	Sim - a depender da tecnologia	Sim - a depender da tecnologia

Fonte: adaptado de EPE (2018)

2. METODOLOGIA

Para realização deste estudo, foram definidos métodos acerca da realização de projetos fotovoltaicos, para definição estimada do sistema a ser instalado. Foram definidos também métodos que apontam para a possibilidade de integração simplificada do sistema fotovoltaico atual. Além disso, foi definido o método de cálculo da Taxa Interna de Retorno.

2.1. PROJETOS FOTOVOLTAICOS

A potência de pico de um sistema fotovoltaico é definida através da utilização da eq. (1), que é um conjunto de informações disponíveis em diversos autores como Freitas e Hollanda (2015), Pinho e Galdino (2014), Vale et al. (2017) e Vilaça Gomes et al. (2018).

$$P_p = E / HSP \quad (1)$$

Onde:

- Pp é a potência pico do sistema (kWp);
- E é a energia de estimada diária (kWh dia-1);
- HSP é a irradiação solar ou hora de sol pleno (kWh m⁻² dia-1).

Nesse estudo não é determinado o número de módulos fotovoltaicos, uma vez que vez que o custo de aquisição do sistema irá se basear no preço do watt-pico (R\$ Wp-1) e da potência de pico do sistema (Wp).

CRESESB (2020) aponta que os valores de irradiação são valores consolidados de um histórico de medições variáveis com o passar dos anos e depende da localização onde o sistema será instalado. Para este estudo, de forma simplificada, foi considerada a irradiação da maior para a localidade de Araripina, PE. Esses valores são expostos nas Figura 1 e Figura 2, tendo como base o banco de dados Sun Data v3.0 disponível em CRESESB (2020):

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Araripina
Município: Araripina, PE - BRASIL
Latitude: 7,601° S
Longitude: 40,449° O
Distância do ponto de ref. (7,57807° S; 40,4968° O): 5,9 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Piano Horizontal	0° N	5,70	5,44	5,55	5,14	4,84	4,66	5,05	5,92	6,44	6,44	6,40	6,06	5,64	1,78
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	8° N	5,43	5,30	5,54	5,29	5,12	5,00	5,39	6,19	6,51	6,31	6,11	5,73	5,66	1,52
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	7° N	5,47	5,32	5,54	5,28	5,09	4,96	5,36	6,16	6,51	6,33	6,15	5,78	5,66	1,55
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	13° N	5,23	5,17	5,50	5,35	5,26	5,17	5,57	6,32	6,52	6,18	5,89	5,49	5,64	1,34

Figura 1 – Cálculo no Plano Inclinado em Araripina, PE.

Fonte: (CRESESB, 2020)

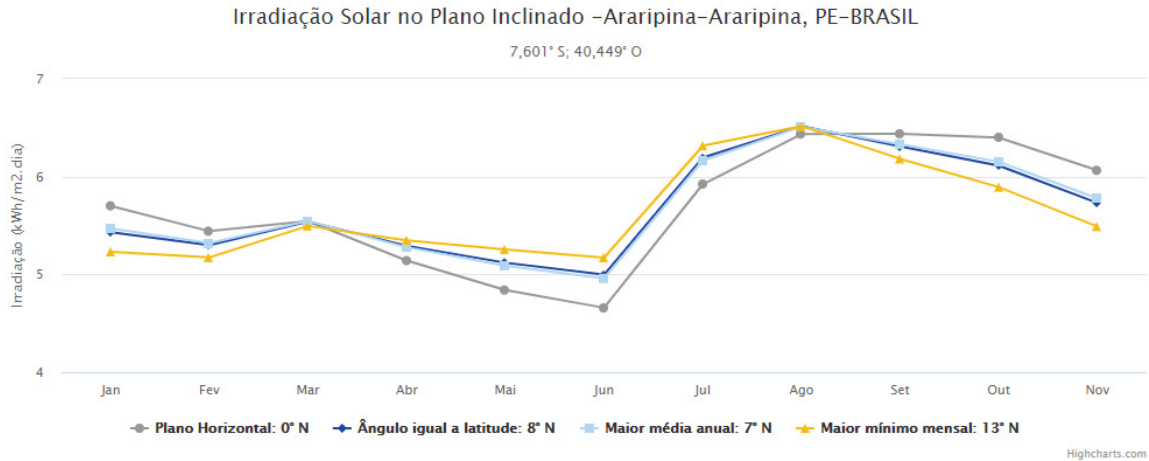


Figura 2 – Irradiação Solar no Plano Inclinado em Araripina, PE.

Fonte: (CRESESB, 2020)

De acordo com o estudo da Greener (GREENER, 2020), o preço médio do kit do sistema fotovoltaico de 50 kWp em junho de 2020 foi cerca de R\$ 3,70/Wp. Esse valor foi utilizado como base para este estudo. A variação do preço para os kits é apresentada na Figura 3.



Figura 3 – Preço Médio do Kit do Sistema Fotovoltaico.

Fonte: (GREENER, 2020)

2.2. USINA HÍBRIDA EÓLICO-FOTOVOLTAICA

Esse artigo estuda a transformação de uma usina eólica em uma usina híbrida conforme a definição de (EPE, 2018) onde as fontes se misturam ainda na etapa de

geração de energia, considerando uma usina eólica já pré-existente, com a instalação de uma usina fotovoltaica em conjunto na região de Araripina, PE.

Para que seja feito o estudo de viabilidade é necessário analisar caso a caso. O hibridismo possui vantagens como o aproveitamento de espaço, otimização do tamanho da subestação e dependendo da região a ser instalada, tendem a ser complementares. Para o sistema, as vantagens ficam para otimizar o uso da rede de transmissão, fazendo com que possam ser postergados os investimentos na expansão do sistema, e dependendo da região, caso essas já não se encontrem limitadas com relação ao escoamento, diminuiria a variabilidade da geração (EPE, 2019).

Da forma como a energia é comercializada hoje, os preços são semanais, baseados por patamar de carga. O hibridismo do sistema ajudaria a tornar a geração menos variável, isso se torna mais relevante com a implantação de preços horários (EPE, 2019). Adicionando uma usina fotovoltaica a uma usina eólica existente, o perfil ficaria com menor variação se comparado com o perfil da fonte eólica. Isso ajudaria a diminuir riscos e flutuações e preços horários.

Algumas mudanças na regulamentação atualmente existente devem ser consideradas para que as usinas híbridas sejam competitivas no cenário nacional, essas propostas foram discutidas no Workshop “Usinas Híbridas no Sistema Interligado Nacional” organizado pela EPE em 15 de maio de 2019 e apresentadas por EPE (2019). Dentre as mudanças discutidas, as que mais se destacam são:

- Não obrigação de contratação de MUST/MUSD (Montante do Uso do Sistema de Transmissão/Montante do Uso do Sistema de Distribuição) igual a potência total instalada do empreendimento;
- Remoção das barreiras regulatórias para a venda do montante adicional de geração seja ofertado no ACL (Ambiente de Contratação Livre);
- Para competir de maneira igualitária nos leilões de energia do ACR (Ambiente de Contratação Regulado) as usinas híbridas deveriam competir com a fonte de menor preço.

Como base da localidade para este estudo, são utilizados dados levantados por EPE (2017), com o objetivo de estudar o comportamento de potenciais locais para instalação de usinas híbridas em diferentes regiões do Brasil. EPE (2017) elaborou um estudo baseado em dados meteorológicos (anemométricos e solarimétricos) superiores a 12 meses e no mesmo período de 5 regiões diferentes do Brasil conforme figura abaixo:

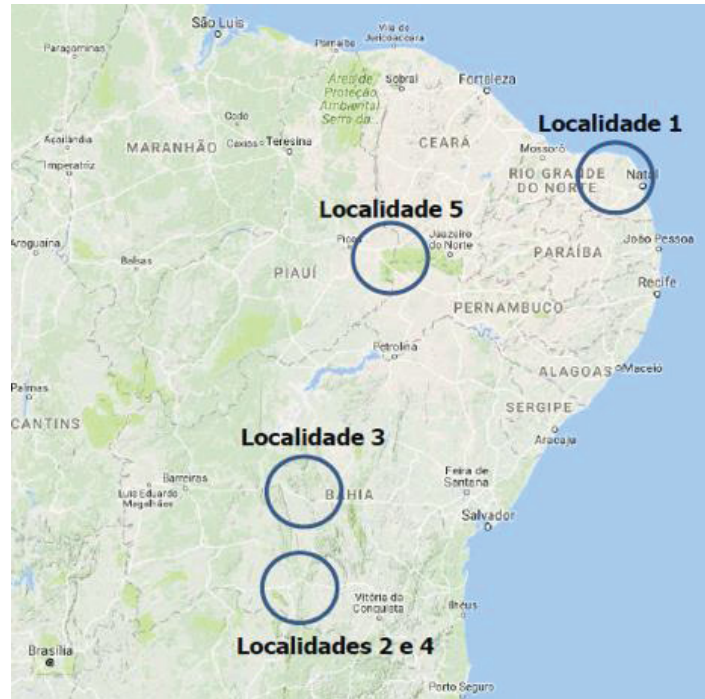


Figura 4 – Regiões de Estudo de Usinas Híbridas.

Fonte: (EPE, 2017)

Para esse artigo, será considerada a “Localidade 5” da Figura 4, próxima ao município de Araripina, PE. Assim sendo, são apresentados os resultados obtidos pelo estudo para essa região.

Na Figura 5, é possível verificar o perfil horário da irradiação solar e velocidade do vento na região. Percebe-se que as maiores velocidades de vento ocorrem no período noturno e as mais baixas no período diurno, justamente quando se tem irradiação solar.

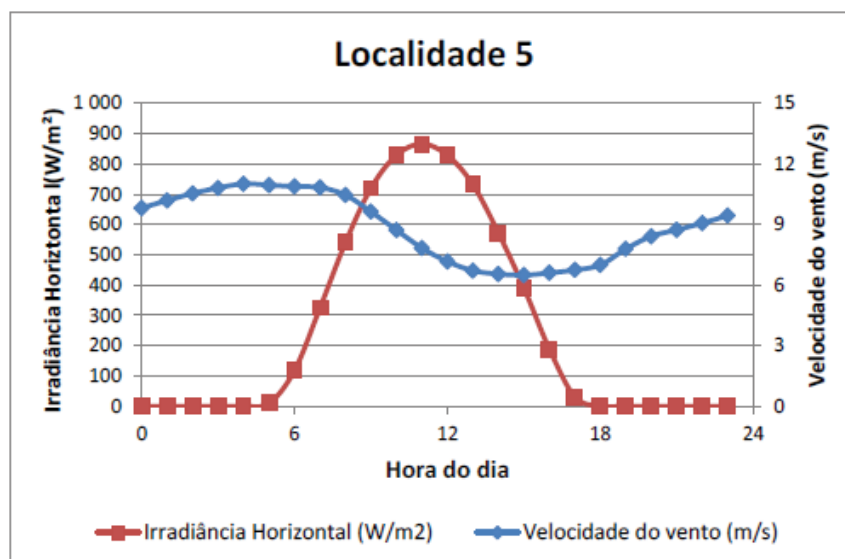


Figura 5 – Perfil Horário Médio de Irradiação e Velocidade do Vento.

Fonte: (EPE, 2017)

Na Figura 6 é possível verificar a permanência da velocidade média no período diurno (05:00 até 18:00), período que existe geração de energia solar. Pode-se perceber que aproximadamente em 30% do tempo a velocidade do vento está acima dos 10 m/s.

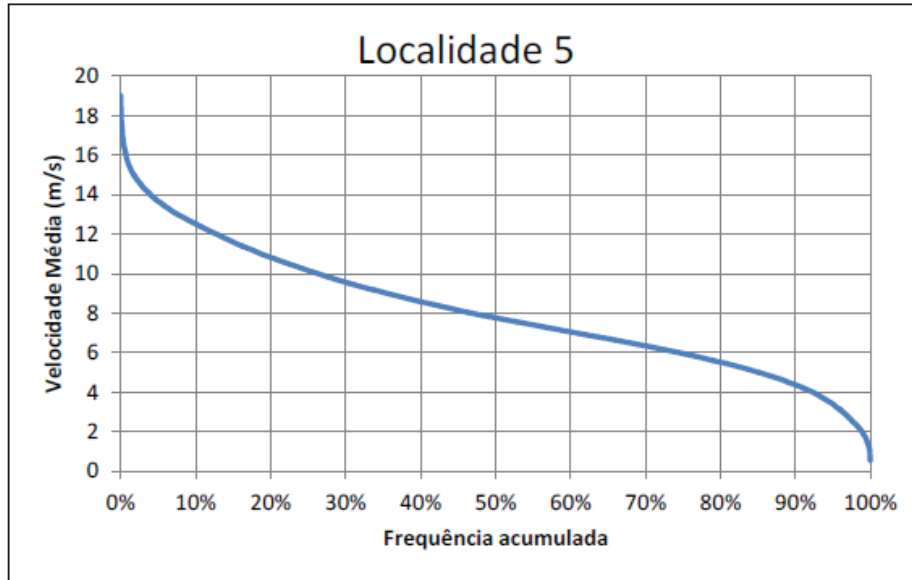


Figura 6 – Frequência Acumulada da Velocidade do Vento no Período Diurno.

Fonte: (EPE, 2017)

O estudo também previu a instalação de usina fotovoltaica comparando dois sistemas: sistema de painéis fixos e sistema de painéis com rastreamento solar. A Figura 7 o aponta as médias anuais de potência para a localidade 5, pode-se perceber que no período diurno a geração solar complementa a geração eólica, fazendo com que o perfil de geração tenha uma variação menor.

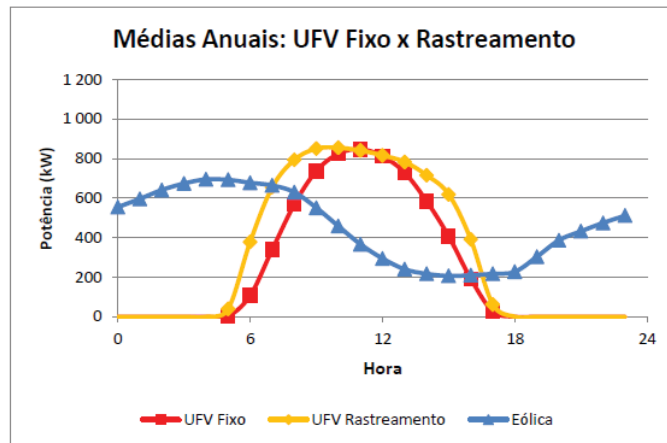


Figura 7 – Médias Anuais de Potência.

Fonte: (EPE, 2017)

Carrasco et al. (2006) apresenta diversas configurações de sistemas eólicos, solares e outros que possibilitam uma otimização da fonte primária através de armazenamento de energia gerada, seja através de baterias, células de hidrogênio, ou pêndulo. A Figura 8 apresenta um sistema elétrico do aero gerador simplificado, formado por um gerador de indução duplo alimentado unitário com dois conversores CA-CC totalmente controlados. Será considerado esse sistema como o atualmente existente nos aero geradores da localidade.

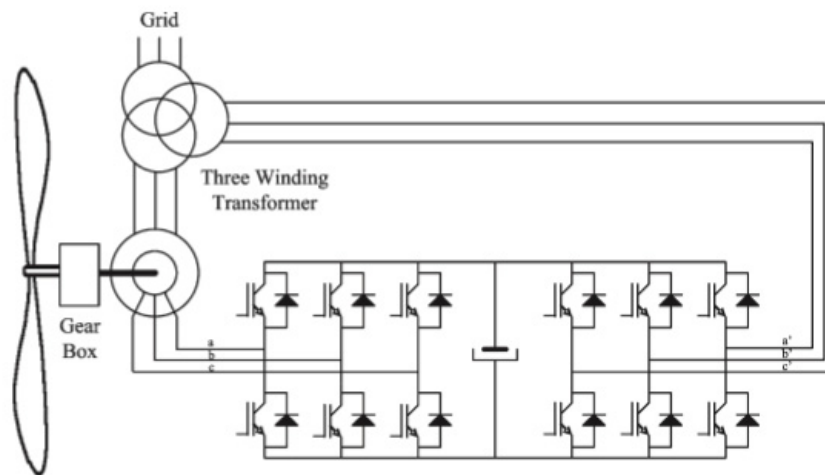


Figura 8 – Gerador de indução duplo alimentado unitário com dois conversores CA-CC totalmente controlados.

Fonte: (CARASCO et al., 2006)

Foi definido para o estudo que o Sistema atual existente é o de aerogeradores da GE Energy, modelo 2.3-116, com potência de 2300 kW e diâmetro de rotor de 116 m (THE WINDPOWER, 2020). Essa definição foi feita baseando-se em um complexo (Ventos do Araripe III) presente na localidade.

Borowy e Saleme (1996) apresentam um sistema isolado híbrido eólico-fotovoltaico (Figura 9) que indica a possibilidade da interligação de placas solares entre o link DC, que é o espaço de interligação entre os dois conversores em sistemas como o da Figura 8. Esta será a configuração utilizada neste estudo, levando em conta que o sistema atual já possui sistemas de conversão e banco de baterias e sistemas de corrente alternada e contínua necessários para serviços auxiliares, por exemplo.

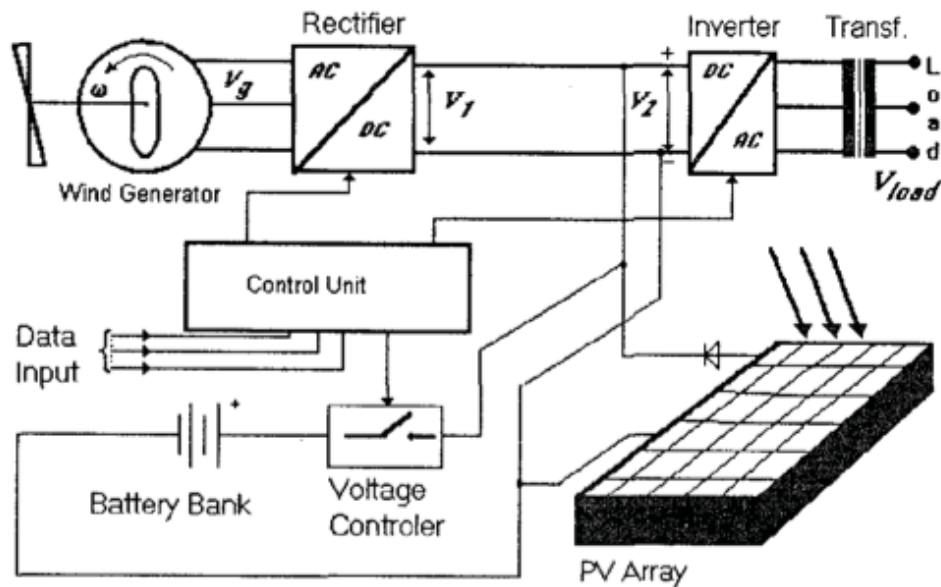


Fig. 1. Wind/PV Hybrid Stand-Alone System

Figura 9 – Sistema isolado Híbrido Eólico-fotovoltaico.

Fonte: (BOROWY e SALMEH., 1996)

Com isso, indica-se que os custos de aquisição do sistema foram baseados somente em módulos fotovoltaicos, estrutura e cabeamento, podendo se basear no preço do Watt-pico (Wp) praticado no mercado. Será adicionado ainda um custo de 10% de manutenção ao sistema anualmente.

2.3. CÁLCULO DE VIABILIDADE ECONÔMICA

A necessidade da utilização de métodos e critérios para apoiar a tomada de decisões sobre investimentos é abordada em Cury et al. (2012). Segundo Bordeaux-Rêgo et al. (2013) e Cury et al. (2012) as ferramentas de análise financeira são as mais utilizadas no mercado:

- Payback simples;
- Payback descontado;
- Valor presente líquido (VPL);
- Taxa interna de retorno (TIR);
- Taxa interna de retorno modificado (MTIR);
- Índice de lucratividade líquido (ILL).

Pode -se usar mais de uma delas para se fazer uma análise, de forma que são consideradas complementares, não excludentes.

O cálculo do VPL baseia-se na soma dos fluxos de caixa de um período trazidos para o valor presente (tempo $t=0$). Logo, cada fluxo de caixa futuro ($t>0$) é corrigido a uma taxa de desconto de forma que se obtenha o seu valor equivalente no momento da aquisição do projeto. O passo seguinte consiste em somar todos os fluxos do período estudado sendo descontado o valor do investimento. Com isso, aponta-se o valor líquido de ganho no investimento realizado. A Eq. (2) é utilizada para o cálculo do VPL:

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad (2)$$

Onde:

- I é o investimento inicial do projeto;
- FC é o fluxo de caixa no período t, (com t de 1 até o período de análise n);
- r é a taxa de desconto do projeto.

Cury et al. (2012) e Bordeaux-Rêgo (2013) indicam que o projeto é atrativo se $VPL > 0$, caso $VPL < 0$; o projeto não é atrativo. Já se $VPL = 0$; não transcorrerá em ganho extra sobre o investimento ou perda do seu valor, sendo ele considerado “pago”.

Já a Taxa Interna de Retorno (TIR) é um indicador que busca apontar a partir que qual taxa r a equação do VPL se torna nula. O TIR é então comparado a uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Ou seja, a TIR aponta a partir de qual taxa de desconto considerada passa-se a ter ganho, ou o VPL passa a ser positivo. Dessa forma, se a $TIR < TMA$ indica que o mesmo não é atrativo financeiramente. Por outro lado, se $TIR > TMA$ indica que o mesmo é atrativo financeiramente. Bordeaux-Rêgo, 2013; Cury et al., 2012; Souza e Da Penha, 2020).

Uma vez que empresas possuem diferentes valores de TMA, o TIR se torna mais relevante que o VPL se tratando de informação ao mercado, uma vez que possibilita que cada empresa realize a comparação com sua TMA.

Souza e Da Penha (2020) utilizam em seu estudo de viabilidade de uma usina fotovoltaica. uma TMA de 5% referenciada à taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC) do período de 2019. De Almeida et al. (2017) também utiliza uma TMA referenciado a taxa SELIC do período de 2016, equivalente a 14,15%. De Almeida (2017) por sua vez, aponta que a TIR deve ser comparada a Weighted Average Cost

of Capital (WACC) que é a média ponderada dos diversos componentes de financiamento utilizados por uma empresa, entretanto, quando não há financiamento e o projeto é custeada 100% por capital próprio o WACC é equivalente a TMA. Pellegrini (2019) por sua vez, discorre que a TMA é estimada com base nas principais taxas de juros praticadas, entre elas a Taxa Básica Financeira (TBF), a Taxa Referencial (TR) e a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) e a SELIC), sendo considerada uma taxa de 12% ao ano.

Devido a diminuição da taxa SELIC nos anos de 2019 e 2020, estando a mesma cotada em 2,00% em novembro de 2020 (BACEN, 2020), para este estudo é proposta a utilização da Taxa Média de Crescimento do Índice Bovespa nos últimos 20 anos, que é equivalente a 10,6% ao ano anos (B3, 2020).

Shimura et al (2016) aponta que para o custo de operação (OPEX) é considerado um valor entre 0,8 a 1,2% do capital investido. Para este estudo será considerado como custo de O&M o valor de 1,2% do capital investido por ano.

CCEE (2020) publica mensalmente o valor médio do PLD (Preço Líquido das Diferenças) (R\$/MWh), dividido em submercados Sudeste/Centro-oeste, Sul, Nordeste e Norte. A localidade estudada encontra-se no submercado NE. Dessa forma, foi considerado o custo da energia como sendo o PLD médio dos último 10 anos para o submercado, ficando valorado em 249,07 R\$/MWh.

3. RESULTADOS

Considerando os dados definidos para o dimensionamento do sistema, onde 1 aero gerador possui potência de 2300 kW e a potência instalada do sistema fotovoltaico deve ser 20% do sistema eólico, temos que:

$$P_p = P_{eólica} * 20\% = 2300 * 20\% = 460 \text{ kW}_p$$

E utilizando a média de horas de sol pleno exposta no item 2.1

$$P_p = E / HSP \rightarrow E = P_p * HSP = 460 * 5,66 = 2603,06 \frac{kWh}{dia} = 950314 \text{ kWh}$$

O investimento, por sua vez, utiliza-se da potência pico multiplicada por um valor baste exposto no item 2.1. Logo:

$$I = P_p * R\$/kW_p = 460 * 3,7 * 1000 = R\$1 702 000,00$$

Tabela 1. Fluxo de Caixa Simplificado e Cálculo da TIR e VPL (Valores em R\$)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Investimento	1702000,00	-					
Receitas		236694,71	236694,71	236694,71	236694,71	236694,71	236694,71
O&M		-20424,00	-20424,00	-20424,00	-20424,00	-20424,00	-20424,00
FC	1702000,00	216270,71	216270,71	216270,71	216270,71	216270,71	216270,71
FCD	1702000,00	1485729,29	-1269458,58	-1053187,88	-836917,17	-620646,46	-404375,75

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Investimento							
Receitas	236694,71	236694,71	236694,71	236694,71	236694,71	236694,71	236694,71
O&M	-20424,00	-20424,00	-20424,00	-20424,00	-20424,00	-20424,00	-20424,00
FC	216270,71	216270,71	216270,71	216270,71	216270,71	216270,71	216270,71
FCD	-188105,04	28165,66	244436,37	460707,08	676977,79	893248,50	1109519,20

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Investimento							
Receitas	236694,71	236694,71	236694,71	236694,71	236694,71	236694,71	236694,71
O&M	-20424,00	-20424,00	-20424,00	-20424,00	-20424,00	-20424,00	-20424,00
FC	216270,71	216270,71	216270,71	216270,71	216270,71	216270,71	216270,71
FCD	1325789,91	1542060,62	1758331,33	1974602,04	2190872,74	2407143,45	2623414,16

TIR	11,00%
VPL	59924,89

Fonte: (Autor)

O cálculo de receitas baseia-se na venda de energia pelo valor do PLD médio dos últimos 10 anos como exposto no item 2.3. Não foram consideradas correções do preço da energia no tempo, sendo que os valores do PLD possuem ampla variabilidade no tempo, tendo apresentados valores muito menores ou maiores no período, indiferente da linha temporal. Dessa forma:

$$Receitas = E * PLD_{Médio 10} * 1000 = 950314 \text{ kWh} * 249,07 * 1000 = R\$236 694,71$$

Os custos com Operação e Manutenção, por sua vez, são calculados da indicação do item 2.3. Logo:

$$Custo_{O\&M} = I * 1,2\% = R\$1 702 000,00 * 1,2\% = R\$20 424,00$$

Para o cálculo da TIR foi realizada uma planilha eletrônica, simplificando as linhas de custo em um fluxo de caixa ao qual foi aplicado a eq. 2 e o disposto no item

2.3. A Tabela 1 apresenta o Fluxo de Caixa (FC), o Fluxo de Caixa Descontado (FCD), a TIR e o VPL, esse último apenas com caráter informativo.

4. CONCLUSÕES

Foi apresentada uma avaliação de viabilidade financeira da transformação de um aereo gerador e conseqüentemente de um parque eólico em um sistema híbrido.

A taxa TIR obtida foi de 11,00%, ao avaliar esse valor frente a TMA proposta, 10,6 %, observa-se que o projeto é lucrativo, uma vez que $11,00\% > 10,6\%$, mesmo que a diferença seja pequena. Caso a avaliação fosse feita referente a SELIC, 2,00%, percebe-se que a atratividade do projeto seria consideravelmente maior.

Destaca-se que a TIR é um indicador que possui a característica de ter diversas interpretações frente a diferentes valores de TMA. Dessa forma, fica estabelecido que o projeto é atraente para empresas que possuam TMA menor que 11,00%, logo o projeto é atrativo se $TMA < 11,00\%$.

O VPL obtido na análise tomo como referência de taxa de desconto a própria TMA proposta, 10,6%. Para esse valor, obteve-se um VPL em 20 anos de R\$ 59 924,89, o qual se mostra atrativo, pois é maior do que zero ($VPL > 0$). Esse indicador aponta que ao fazer o investimento no projeto, será ganho R\$ 59 924,89 a mais em 20 anos do que se ganharia aplicando o mesmo valor em um investimento que retorna 10,6% ao ano durante 20 anos.

Destaca-se que o VPL calculado é referente a somente um aereo gerador, de forma que um parque ou subparque terá o seu valor de ganho multiplicado pelo número de aereo geradores presentes no empreendimento.

Através dos aspectos expostos acima, levando em conta a configuração determinada, entende-se que o sistema é atrativo financeiramente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGRA NETO, J.; QUEIROZ, F. C. B. P.; QUEIROZ, J. V.; LIMA, N. C.; DA SILVA, C. L. Evolução e Perspectivas do Setor Eólico no Brasil: Análise dos Principais Estados Produtores. **Revista em Agronegócio e Meio Ambiente**, v. 13, n.4, p.1409-1432, out./dez. 2020.
- BORDEAUX-RÊGO, R.; PAULO, G. P.; SPRITZER, I. M. P. A.; ZOTES, L. P. 2013. **Viabilidade econômico-financeira de projetos**. Editora FGV, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- BOROWY, B. S.; SALAMEH, Z. M. 1996. **Methodology for Optimally Sizing the Combination of a Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System**. IEEE Transaction on Energy Conversion, v.11, n.2, p.367-375, jun 1996.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL [BACEN]. 2020. **Taxas de juros básicas – Histórico**. Disponível em: < <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros> > Acesso em: 01 nov. 2020.
- BRASIL BOLSA BALCÃO [B3]. 2020. **Índice Bovespa – Estatísticas históricas – Taxa média de crescimento**. Disponível em: < http://www.b3.com.br/pt_br/market-data-e-indices/indices/indices-amplos/indice-ibovespa-ibovespa-estatisticas-historicas.htm > Acesso em: 01 nov. 2020.
- CÂMERA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA [CCEE]. 2020. **Preço médio da CCEE (R\$/MWh)**. Disponível em: < https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_adf.ctrl-state=bgjibmmvve_1&_afLoop=432448333888207#!%40%40%3F_afLoop%3D432448333888207%26_adf.ctrl-state%3Dbgibmmvve_5 > Acesso em: 01 nov. 2020.
- CARRASCO, J. M.; FRANQUELO, L. G.; BIALASIEWICZ, J. T.; GALVÁN, E.; GUIASADO, R. C. P.; PRATS, M. A. M.; LEÓN J. I.; MORENO-ALFONSO; N. 2006. **Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Surveye**. IEEE Transaction on Industrial Electronics, v.53, n.4, p.1002-1016, aug 2006.
- CRESESB. 2020. <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>> Acesso em: 02 nov. 2020.
- CURY, M. V. Q.; SOUZA, C. P.; GONÇALVES, D. A.; ABREU FILHO, J. C. F. 2012. **Finanças corporativas**. Editora FGV, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- DE ALMEIDA, R. R. G.; BRITO, N. S. D.; MEDEIROS, M. V. B.; SIMÕES, M. C. S.; DE OLIVEIRA, S. A. Proposição de uma metodologia para análise de viabilidade econômica de uma usina fotovoltaica. **Revista Principia: Divulgação científica e tecnológica do IFPB – Melhores Artigos do COBENGE 2016**. n.34, p.84-92, 2017.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. 2016. **Demanda de Energia 2050**. EPE, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. 2017. **Avaliação da Geração de Usinas Híbridas Eólico-fotovoltaicas**. EPE, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. 2018. **USINAS HÍBRIDAS: Uma Análise Qualitativa de Temas Regulatórios e Comerciais Relevantes ao Planejamento**. EPE, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. 2019. **Usinas Híbridas no Contexto do Planejamento Energético**. EPE, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B. 2020. **Estudo do perfil de complementariedade entre a geração eólica e solar no semiárido brasileiro**. XII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético [CBPE] 2020.

GREENER. 2020. **Estudo Estratégico de Geração Distribuída**. Disponível em: https://d335luupugsy2.cloudfront.net/cms/files/12882/1601560415Estudo_Estratgico_de_Ger_ao_Distribuda_-_1_Semestre_2020_2_4.pdf Acesso em: 09 nov. 2020.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA [ONS]. 2020. **ONS lança infográfico mostrando evolução da geração eólica**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20201006_ONS-lanca-infografico-mostrando-evolucao-da-geracao-eolica.aspx> Acesso em: 01 nov. 2020.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. 2014. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CEPTEL-CRESES, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

THE WINDPOWER. 2020. **2.3-116 (GE ENERGY)**. Disponível em: <https://www.thewindpower.net/turbine_en_1335_ge-energy_2.3-116.php> Acesso em: 01 nov. 2020.

SHIMURA, S.; SIMPLÍCIO, R.; HERRERO, R.; DE MOURA, C. B.; ZUFFO, M. K.; GRIMONI, J. A. B. 2016. **Estimativa do custo de geração de usinas fotovoltaicas usando confiabilidade**. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar – Belo Horizonte, 04 a 07 de abril de 2016.

SOUZA, G. R.; DA PENHA, R. S. Viabilidade Econômica de um Projeto de Investimento de Energia Fotovoltaica. **Revista de Auditoria Governança e Contabilidade**. v. 8, n.35, p.113-1128/2020.