



ESCOLA DE APERFEIÇOAMENTO DE OFICIAIS

CAP MB DIEGO MOREIRA DA SILVA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA-ECONÔMICA DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS EM QUARTÉIS DO EXÉRCITO BRASILEIRO**

**Rio de Janeiro
2020**



ESCOLA DE APERFEIÇOAMENTO DE OFICIAIS

CAP MB DIEGO MOREIRA DA SILVA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA-ECONÔMICA DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS EM QUARTÉIS DO EXÉRCITO BRASILEIRO**

Projeto de Pesquisa apresentado à Escola de Aperfeiçoamento de Oficiais, como requisito para a especialização em Ciências Militares com ênfase em Administração Militar

**Rio de Janeiro
2020**

Cap MB DIEGO MOREIRA DA SILVA

Trabalho Acadêmico, apresentado à Escola de Aperfeiçoamento de Oficiais, como requisito parcial para a obtenção da especialização em Ciências Militares, com ênfase em Gestão de Defesa, pós-graduação universitária lato sensu.

Aprovado em 30 de setembro de 2020

Comissão de Avaliação

EMERSON RODRIGUES DA SILVA - TenCel

Cmt Curso Logística da EsAO
Presidente da Comissão

JOSÉ WELLINGTON ALVES DA SILVA JÚNIOR–Cap

1º Membro / EsAO

ERLYTON TRINDADE TOMAZ- Cap

2º Membro e Orientador /EsAO

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA-ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTVOLTAICOS EM QUARTÉIS DO EXÉRCITO BRASILEIRO

DIEGO MOREIRA da Silva
ERLYTON Trindade Tomaz

RESUMO

Neste trabalho será verificado a viabilidade técnica-econômica para implementação de sistemas fotovoltaicos (FV) na Escola de Aperfeiçoamento de Oficiais (EsAO), Exército Brasileiro, analisando as regulamentações brasileiras que a incentivam como a NR 482 e NR 414 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e o acordo 16 do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ); as vantagens naturais que o Brasil oferece como incidência e radiação solar; o dimensionamento ótimo do sistema FV na EsAO; o Custo Nivelado de Energia – Levelized Cost of Energy (LCOE) do sistema fotovoltaico; e o Tempo de retorno do investimento (Pay Back Time) do sistema fotovoltaico na EsAO. O objetivo central deste trabalho é apresentar, de forma prática, baseado nos valores das faturas de energia elétrica da EsAO, uma análise matemática para a viabilidade da implementação do sistema fotovoltaico, apresentando dados que possam contribuir para uma melhor tomada de decisões por parte da Administração da EsAO no gerenciamento de seus recursos.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico (FV). Dimensionamento Ótimo. Custo Nivelado de Energia (LCOE). Tempo de retorno do investimento.

Capitão do Quadro de Material Bélico. Bacharel em Ciências Militares pela Academia Militar das Agulhas Negras (AMAN) em 2010. Capitão do Serviço de Intendência. Bacharel em Ciências Militares pela Academia Militar das Agulhas Negras (AMAN) em 2008

ABSTRACT

In this work, will be verified the technical-economic feasibility for the implementation of photovoltaic systems (PV) at School for the Improvement of Officers (EsAO), Brazilian Army, analyzing the Brazilian regulations that encourage it, such as RN 482 and RN 414 of the National Electric Energy Agency (ANEEL), and agreement 16 of the National Council for Farm Policy (CONFAZ); the natural advantages that Brazil offers as incidence and solar radiation; the optimal dimension of the PV system at EsAO; the Levelized Cost of Energy (LCOE) of the photovoltaic system; and the Pay Back Time of the photovoltaic system at EsAO.

The main objective of this work is to present, in a practical way, based on the values of the electricity Bill so EsAO, a mathematical analysis for the feasibility of the implementation of the photovoltaic system, presenting data that can contribute to a better decision making by the Administration EsAO in managing its resources.

Keywords: Photovoltaic systems (PV). Optimal dimensioning. Levelized Cost of Energy (LCOE). Pay Back Time.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
B Log	Batalhão Logístico
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
EB	Exército Brasileiro
EsAO	Escola de Aperfeiçoamento de Oficiais
FV	Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
LCOE	Custo Nivelado de Energia – Levelized Cost of Energy
NR	Norma regulamentadora
OM	Organização Militar
Pay Back Time	Tempo de retorno de Investimento
S-4	Chefe da Seção de Material
PqRMnt/12RM	Parque Regional de Manutenção da 12ª Região Militar

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Radiação média por regiões no Brasil.....	17
Fórmula 1 - Consumo mensal.....	18
Fórmula 2 - Dimensionamento ótimo do sistema fotovoltaico.....	18
Fórmula 3 - Custo nivelado de energia.....	19
Fórmula 4 - Tempo de retorno de investimento.....	19
Tabela 1 - Potencial técnico atual para geração fotovoltaica distribuída pelos Estados brasileiros GWp	15
Tabela 2 - Evolução da instalação FV nos 25 municípios com maior capacidade instalada (MWp) até 2019.....	16
Tabela 3 - Dimensionamento ótimo para a implementação FV na EsAO.....	21
Tabela 4 - LCOE para o sistema elétrico da EsAO.....	22
Tabela 5 - Tempo de Retorno de Investimento na EsAO (Pay Back Time).....	23

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Faturas de energia elétrica da EsAO.....	20
Quadro 2 - Resultados matemáticos obtidos para estudo de viabilidade na EsAO..	21

SUMÁRIO

1	Introdução.....	08
1.1	Problema.....	08
1.2	Objetivos.....	09
1.2.1	Objetivo geral.....	09
1.2.2	Objetivos Específicos.....	09
1.3	Justificativas e contribuições.....	09
2	Revisão da Literatura.....	10
3	Aspectos locais e regulatórios.....	11
3.1	Regulamentação e insumos para implementação FV no Brasil.....	11
3.2	Condições técnicas e geográficas do Brasil.....	14
4	Metodologia.....	17
4.1	Dimensionamento ótimo do sistema fotovoltaico na esao.....	18
4.2	Custo nivelado de energia – Levelized cost of energy (LCOE) do sistema FV na EsAO.....	19
4.3	Tempo de retorno de investimento (pay back time).....	19
5	Resultado e discussão.....	20
5.1	Coleta de dados.....	20
5.2	Simulações.....	21
6	Considerações finais.....	23
	Apêndice A - Entrevista.....	28

1. INTRODUÇÃO

No Brasil, a geração de energia fotovoltaica ou sistema fotovoltaico tem adquirido um papel cada vez mais relevante devido aos avanços de tais tecnologias, ao rápido decréscimo dos custos de produção dos módulos solares e, principalmente, devido aos subsídios concedidos pelas unidades federativas.

A partir desse cenário favorável aos módulos solares, alguns estudos já demonstram a viabilidade econômica em investimentos nos sistemas FV para unidades consumidoras conectadas nos sistemas de baixa e média tensão no Brasil. Com a regulamentação da Geração Distribuída (GD) da FV no Brasil, a partir de normas regulamentadoras promovidas pela própria Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), como a NR 482, NR 414 e o acordo 16 do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), o Brasil vem se tornando um país de interesse para investimentos neste setor.

Assim, e de acordo com o exposto, a intenção deste artigo é analisar os benefícios técnicos e econômicos de um sistema FV conectado como GD para o Exército Brasileiro. Por outro lado, o estudo apresentará, de forma inovadora, uma metodologia capaz de obter parâmetros técnicos e econômicos aplicados à realidade Brasileira da utilização de FV em GD.

1.1 PROBLEMA

Na minha experiência como S-4 no 3º B Log e Chefe da Equipe de Racionalização de Energia Elétrica no PqRMnt/12ªRM, nos anos de 2011 e 2019, além de anualmente assessorar a estabelecer as diretrizes a racionalização dos recursos voltados à esta área, observei também algumas dificuldades enfrentadas pelas Organizações Militares (OM), responsáveis por atingir as metas estabelecidas pelo Grande Comando do Exército Brasileiro (EB).

Dentre as dificuldades observadas, a principal era não ter uma alternativa aos cortes de gastos na fatura de eletricidade, proibindo a tropa de utilizar equipamentos elétricos que em muitos casos causavam desconforto dentro do quartelamento. Neste sentido o grande desafio é propor uma nova estratégia para a redução da

fatura de eletricidade de forma que a utilização dos equipamentos elétricos dos quartéis seja alterada o mínimo possível.

É possível um sistema fotovoltaico (FV) operar junto com a rede principal de distribuição para viabilização técnica-econômica e racionalização dos recursos nos quartéis do Exército Brasileiro?

1.2 OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GERAL

- O objetivo geral deste trabalho será o estudo da viabilidade econômica do sistema FV na EsAO.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a. O dimensionamento ótimo do sistema FV na EsAO;
- b. Custo Nivelado de Energia –Levelized Cost of Energy do sistema fotovoltaico; e
- c. Tempo de retorno do investimento (Pay Back Time) do sistema fotovoltaico.

1.3 JUSTIFICATIVAS E CONTRIBUIÇÕES

A capacidade de absorver uma maior demanda de energia elétrica com menor valor, se tornou, nos dias atuais, foco das grandes empresas, e também da Instituição Exército Brasileiro, tendo em vista que a gestão desses recursos pode ser aplicada em outros setores, como capacitação de pessoal e em consequência aumento de produtividade da Força.

Ao analisar o EB como uma grande empresa, e tomando a EsAO como ponto de partida, teremos a visão clara que a otimização de seu setor energético deve ser priorizada para se adequar à modernização desse mercado, diversificando sua transformação de energia com projetos economicamente viáveis e que gerem uma grande racionalização de recursos a médio prazo.

A exploração de energia elétrica FV têm crescido no mundo, com a criação de regulamentações de incentivos para pequena transformação de distribuição de energia, como a Feed-in-Tariffs and Net Metering Schemes (Del Río e Mir-Artigues, 2012, p. 5557-5566) e (Jacobsson e Lanber, 2006, p. 256-276). Estes incentivos são justificados pelos benefícios que podem gerar para o sistema elétrico, ou seja,

evitando investimentos desnecessários na expansão de geração e transmissão e sistema de distribuição (Maciel et al, 2012, p. 100-108).

Sob essa ótica, de acordo com (Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2ª Edição, 2017, p. 68) o Brasil tem um grande potencial energético, com seu incidente de radiação solar global se encontra entre 1500 e 2150 KWh/ m² por ano. Este valor é elevado, comparado com grande parte dos países do mundo, como a Alemanha (900/1250 kWh/m²), onde os projetos de energia solar são amplamente disseminados.

O esquema Net Metering na qual está em vigor no Brasil desde 2012, estava presente na estratégia apresentada pela ANEEL, para reduzir barreiras para a integração em pequena escala do poder de distribuição de energia renováveis, como o Sistema fotovoltaico.

Nesse sentido, o presente estudo se justifica por promover uma pesquisa a respeito de um tema atual e de suma importância para a administração do EB, buscando otimizar custos para que outros setores da Instituição possam ser ainda mais priorizados.

2. REVISÃO DE LITERATURA

Estudos sobre a viabilidade econômica da DG FV, já foram elaborados no Brasil com base na regulação do Net Metering. Tal qual, (Pereira et al., 2012, p. 3786-3802) descreve de maneira atualizada sobre o potencial do sistema FV no Brasil.

Diversas hipóteses para implantação de tecnologia fotovoltaica no Brasil no ano de 2030 são estudados em (Jannuzzi e de Melo, 2013, p. 40-46) considerando políticas que visam promover o desenvolvimento da geração de energia fotovoltaica conectada a redes de distribuição.

A pesquisa apresentada em (Rodrigues et al., 2016, p. 81-95) propõe uma análise econômica para sistemas fotovoltaicos em todo o mundo, comparando as políticas adotadas na diversos países, entre eles o Brasil. Possibilitando avaliar quais desses países têm as políticas mais atrativas para induzir investimentos em sistemas fotovoltaicos.

O trabalho em (Pinto et al., 2016, p. 73-84) utiliza os níveis de irradiação solar brasileiro para calcular quantos painéis fotovoltaicos são necessários para suprir a demanda média de eletricidade das residências. Os resultados confirmam que os painéis fotovoltaicos são uma alternativa importante para o Brasil.

Em Vilaça et al., 2018, p. 199 a 206 destacam-se os desafios dos sistemas fotovoltaicos na DG brasileira, sendo demonstrado a VIABILIDADE da implementação do sistema FV em determinada residência. No caso desse estudo, na EsAO.

Por fim, Luna et al, 2019, p. 484 a 490 aborda de maneira abrangente sobre as NR 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) demonstrando sua relevância para o crescimento da implementação do sistema FV no Brasil.

3. ASPECTOS LOCAIS E REGULATÓRIOS

3.1 REGULAMENTAÇÃO E INSUMOS PARA IMPLEMENTAÇÃO FV NO BRASIL

Para iniciar a análise do tema em questão precisa-se entender a base regulatória em que o Brasil se enquadra, para isto analisaremos a Resolução Normativa 482 e 414 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e o Acordo 16 da Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ):

a. Resolução Normativa 482 (ANEEL):

Art. 4º - Fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para os participantes do sistema de compensação de energia elétrica, nos termos do Capítulo III, sendo suficiente a emissão pela Distribuidora do Relacionamento Operacional para a microgeração e a celebração do Acordo Operativo para a minigeração, nos termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST. (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.) §1º A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada, nos termos do inciso LX, art. 2º da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.) §2º Caso o consumidor deseje instalar central geradora com potência superior ao limite estabelecido no §1º, deve solicitar o aumento da potência disponibilizada, nos termos do art. 27 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, sendo dispensado o aumento da carga instalada. (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.) § 3º É vedada a divisão de central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência para microgeração ou minigeração distribuída, devendo a distribuidora identificar esses casos, solicitar a readequação da instalação e, caso não atendido, negar a adesão ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica. (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.) §4º Para a determinação do limite da potência instalada da central geradora

localizada em empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, deve-se considerar a potência disponibilizada pela distribuidora para o atendimento do empreendimento. (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.) §5º Para a solicitação de fornecimento inicial de unidade consumidora que inclua microgeração ou minigeração distribuída, a distribuidora deve observar os prazos estabelecidos na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST para emitir a informação ou o parecer de acesso, bem como os prazos de execução de obras previstos na Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.) §6º Para os casos de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada, a solicitação de acesso deve ser acompanhada da cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes. (ANEEL, Resolução Normativa 482, 2012, pág. 4).

Art. 6º Podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica os consumidores responsáveis por unidade consumidora: (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.) I – com microgeração ou minigeração distribuída; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.) II – integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.) III – caracterizada como geração compartilhada; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.) IV – caracterizada como autoconsumo remoto. (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.) §1º Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora, será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 36 (trinta e seis) meses. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.) §2º A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.) §1º Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses. (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.) §2º A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais. (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.) Art. 6-A A distribuidora não pode incluir os consumidores no sistema de compensação de energia elétrica nos casos em que for detectado, no documento que comprova a posse ou propriedade do imóvel onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída, que o consumidor tenha alugado

ou arrendado terrenos, lotes e propriedades em condições nas quais o valor do aluguel ou do arrendamento se dê em reais por unidade de energia elétrica. (ANEEL, Resolução Normativa 482, 2012, pág. 5)

Em síntese os dois artigos citados da Resolução Normativa 482 da ANEEL, padronizam que para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses. E que ainda, deve ser cobrado, no máximo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor A, conforme o caso.

b. Resolução Normativa 414 (ANEEL):

Art. 98. O custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicável ao faturamento mensal de consumidor responsável por unidade consumidora do grupo B, é o valor em moeda corrente equivalente a: I – 30 kWh, se monofásico ou bifásico a 2 (dois) condutores; II – 50 kWh, se bifásico a 3 (três) condutores; ou III – 100 kWh, se trifásico. § 1º O custo de disponibilidade deve ser aplicado sempre que o consumo medido ou estimado for inferior aos referidos neste artigo, não sendo a diferença resultante objeto de futura compensação. § 2º Para as unidades consumidoras classificadas nas Subclasses Residencial Baixa Renda devem ser aplicados os descontos no custo de disponibilidade, referentes ao consumo de energia elétrica definidos nesta resolução. § 3º Para as unidades consumidoras classificadas nas Subclasses Residencial Baixa Renda Indígena ou Residencial Baixa Renda Quilombola será concedido desconto integral para os casos previstos nos incisos I e II e no caso do inciso III será cobrado o valor em moeda corrente equivalente a 50 kWh. (ANEEL, Resolução Normativa 414, 2010, pág 98).

Tal artigo da Norma Reguladora 414 estabelece o custo de disponibilidade para cada tipo de consumidor, apresentando um padrão que auxiliará na análise deste trabalho.

c. Acordo 16 do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ):

Cláusula primeira Ficam os Estados do Acre, Alagoas, Amapá, Amazonas,

Bahia, Ceará, Espírito Santo, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Paraná, Pernambuco, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Rondônia, Roraima, Santa Catarina, São Paulo, Sergipe, Tocantins e o Distrito Federal autorizados a conceder isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. (CONVÊNIO ICMS, 2015, pág 1).

O acordo 16 (CONFAZ), a partir de 2018, isentou todos os Estados da Unidade Federativa do Brasil a pagarem ICMS sobre energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, garantindo assim um importante insumo para a implementação dos sistemas FV no país, em consequência no Exército Brasileiro.

3.2 CONDIÇÕES TÉCNICAS E GEOGRÁFICAS DO BRASIL

Em SolarGIS–Brazil Global irradiation, 1999 e 2011, destaca-se que o Brasil é um país com abundantes recursos energéticos, como exemplo, a Alemanha foi o país com a maior usina fotovoltaica instalada com a maior capacidade no mundo em 2013, no entanto, sua região com a melhor incidência anual média de luz solar recebe cerca de 1300 kWh / m² por ano, enquanto a região brasileira com a pior incidência solar recebe 1500 kWh / m² por ano.

A área com de maiores recursos solares se estendem do Nordeste à região Centro-Oeste do Brasil. A região com a maior média de radiação diária total é o Nordeste, com 5,9 kWh / m² por dia ou 2153,5 kWh / m² por ano, enquanto a região Sul apresenta 5,2 kWh / m² por dia ou 1898 kWh / m² por ano (Fig.1). Mesmo assim, em 2013, Alemanha e Espanha possuíam 32.411 MWp e 16.361 MWp em capacidade instalada, respectivamente, (EPIA. Global market outlook for photovoltaics, 2013 e 2017, p. 45), enquanto o Brasil possuía apenas cerca de 7,5 MWp de capacidade instalada para energia solar (BEN. Balanço Energético Nacional, 2012) atingindo 9,9 MWp no primeiro semestre de 2014 (Aneel. Capacidade de Geração do Brasil. Banco de Informação de Geração, 2014, p. 7).

Além disso, diferentemente das análises aqui realizadas, os estudos normalmente focam no potencial econômico sem levar em consideração os aspectos específicos dos agentes envolvidos, níveis de renda e custos de oportunidade da renda, sem tentar compreender a importância da disponibilidade de áreas de cobertura para a aplicação da tecnologia fotovoltaica.

Em Raul F. C. Miranda et al, 2014, p.14, os autores com o uso de uma ferramenta de geoprocessamento, adotaram uma análise ao nível dos municípios individuais, estimando o potencial fotovoltaico solar no Brasil. Neste estudo, todos os municípios do Brasil (5570 municípios) foram considerados, divididos por áreas urbanas e rurais, resultando em 11.140 valores para capacidade instalada fotovoltaica e geração de energia em uma base anual para o país. Esta contribuição é exemplificada nas tabelas 1 e 2, para os 25 principais municípios brasileiros até 2019. Também pode ser analisado na Fig 1, como esse potencial é distribuído no Brasil, tendo o sudeste brasileiro, como região foco deste trabalho.

A intenção neste estudo não é apenas observar as vantagens que o Brasil possui em incidência solar para a melhor aproveitamento da capacidade (MWp) do sistema FV com relação aos outros países do mundo, mas também para esclarecer como instalação ocorreu com o tempo, com base no ponto de vista do tomador de decisão.

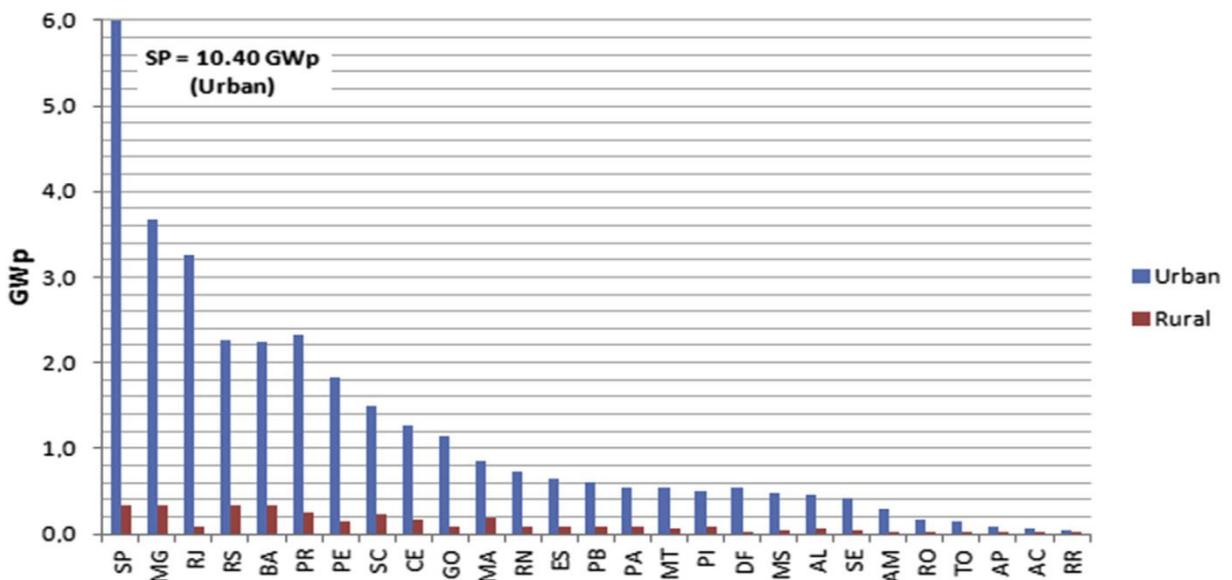


Tabela 1 (Raul F. C. Miranda, et al, 2014, p.19)

Município	Estado	Distribuidora de Energia	Dados Solar	Área do Município	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
São Paulo	SP	Eletropaulo	São Paulo	Urbana	-	-	-	-	-	-	1845.69
Rio de Janeiro	RJ	Light	Rio de Janeiro	Urbana	-	-	-	-	142.47	969.75	1355.67
Salvador	BA	Coelba	Salvador	Urbana	-	-	-	-	31.52	555.78	705.76
Fortaleza	CE	Coelce	Fortaleza	Urbana	-	-	-	-	-	501.80	654.37
Recife	PE	Celpe	Recife	Urbana	-	-	-	-	-	62.45	523.82
Belo Horizonte	MG	Cemig	Belo Horizonte	Urbana	-	-	-	-	379.31	554.82	565,39
Brasília	DF	Ceb-Dis	Brasília	Urbana	-	-	-	-	-	-	155.68
Goiânia	GO	Celg-Dis	Brasília	Urbana	-	-	-	-	32.44	211.28	336.77
Natal	RN	Cosern	Recife	Urbana	-	-	-	-	-	206.75	332.79
Guarulhos	SP	Eletropaulo	São Paulo	Urbana	-	-	-	-	-	-	196.45
São Luis	MA	Celpe	Belém	Urbana	-	-	15.00	15.30	15.61	284.15	289.49
Teresina	PI	Ampla	Fortaleza	Urbana	-	-	-	17.13	176.47	277.88	283.00
São Gonçalo	RJ	Bandeirante	Rio de Janeiro	Urbana	-	-	-	-	176.39	244.61	249.27
Aracaju	SE	Ese	Salvador	Urbana	-	-	-	-	-	19.65	140.53
Maceió	AL	Elet-Alagoas	Recife	Urbana	-	-	-	-	-	176.52	242.69
Porto Alegre	RS	Ceee-D	Santa Maria	Urbana	-	-	-	-	-	-	46.22
Campo Grande	MS	Enersul	Campo Grande	Urbana	-	-	-	14.92	154.45	214.52	219.34
Santo André	SP	Eletropaulo	São Paulo	Urbana	-	-	-	-	-	-	116.74
Belém	PA	Celpe	Belém	Urbana	-	-	-	-	-	125.56	207.38
João Pessoa	PB	Epb	Recife	Urbana	-	-	-	-	13,25	150.76	208.09
São Bern Camp	SP	Eletropaulo	São Paulo	Urbana	-	-	-	-	-	-	118.17
Jaboatão dos Guarps	PE	Celpe	Recife	Urbana	-	-	-	-	-	7.36	183.53
Duque de Caxias	RJ	Ampla	Rio de Janeiro	Urbana	-	-	-	-	139.13	189.34	192.95
São José Campos	SP	Bandeirante	São Paulo	Urbana	-	-	-	-	-	-	108.92
Campinas	SP	CPFL Paulista	São Paulo	Urbana	-	-	-	-	-	-	28,30

Tabela 2 (R.F.C. Miranda et al. / Renewable Energy 75, 2015, p.54)

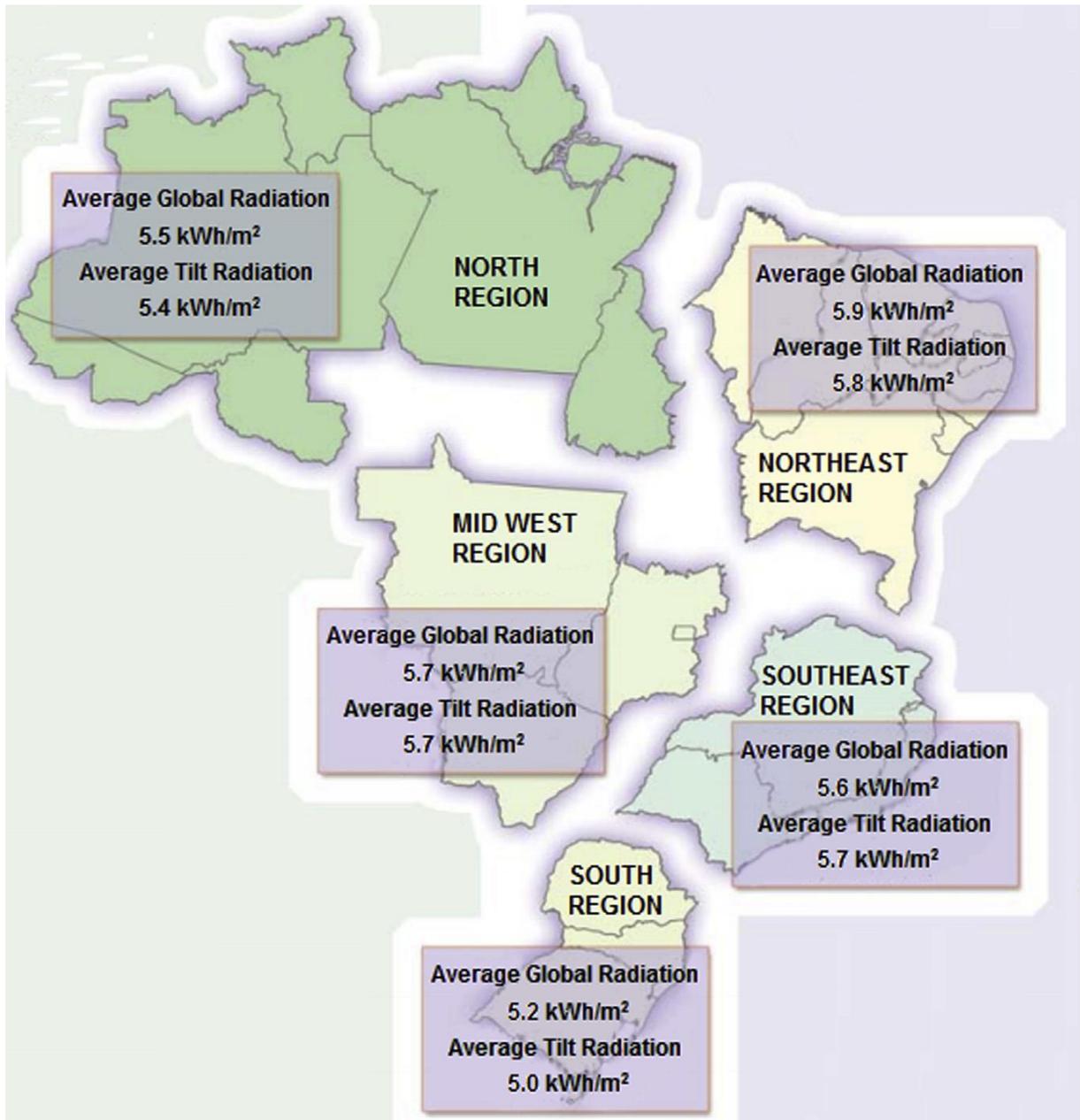


Figura 1 (Pereira, et al, 2006, p.32)

4. METODOLOGIA

Para colher subsídios que permitissem formular uma possível solução para o problema, o delineamento desta pesquisa contemplou leitura analítica e fichamento das fontes, coleta de dados para conclusão estatística, argumentação e discussão de resultados.

Quanto à forma de abordagem do problema, utilizaram-se, principalmente, os conceitos de pesquisa quantitativa, pois as referências numéricas obtidas por meio das faturas de energia elétrica da EsAO foram fundamentais para a análise da

viabilidade do sistema FV para a administração da Escola.

Quanto ao objetivo geral, foi empregada a modalidade exploratória, visando descrever, analisar e verificar a relação entre dados que dizem respeito ao tema da pesquisa. Ou seja, ela se propõe a investigar para entender em maiores detalhes as causas e conseqüências daquilo que é pesquisado.

4.1 DIMENSIONAMENTO ÓTIMO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NA ESAO

Este estudo considerará a EsAO como um sistema elétrico residencial de baixa tensão, para fins de cálculos. A demanda limite é calculada estimando os fluxos de caixa durante a vida útil do sistema, considerando o custo de investimento, os custos de manutenção e os pagamentos feitos para o sistema elétrico do edifício, devido às tarifas de acesso e à demanda equivalente associada ao custo da disponibilidade de eletricidade durante o período de análise.

O objetivo do problema de otimização associado é encontrar o mínimo de demanda residencial mensal que torna o sistema fotovoltaico economicamente factível. Assim, o sistema fotovoltaico é dimensionado e o balanço energético, para todo o horizonte de planejamento do sistema, é calculado com base nas demandas em cada sistema elétrico de edifício e sua localização geográfica. Dessa forma o sistema fotovoltaico é dimensionado, o balanço energético é estimado e o dimensionamento ótimo encontrado, a partir das fórmulas matemáticas:

Fórmula número 1

$$n_{pn} = \text{round} \frac{Cons_{mensal}}{E_{m1}}$$

$$E_{m1} = \sum_{d=1}^{nd} \sum_{h=1}^{24} G_h \cdot A \cdot PR_y \cdot \eta$$

Fórmula número 2

Com a fórmula número 1 encontra-se a quantidade de módulos necessárias para o sistema, sendo a razão da demanda mensal ($Cons_{mensal}$) e a eletricidade produzida por 1 módulo FV (E_{m1}). A fórmula número 2 define o valor da eletricidade produzida por 1 módulo FV (E_{m1}), sendo o resultado da multiplicação entre o somatório do número de dias do mês aplicado, somatório de horas utilizadas no dia, a irradiância na hora h, a área do painel, a taxa de performance do sistema no ano y e o

coeficiente de eficiência do painel ($\sum_{d=1}^{nd} \sum_{h=1}^{24} G_h \cdot A \cdot PR_y \cdot \eta$). utilizar a segunda fórmula para ser definido

4.2 CUSTO NIVELADO DE ENERGIA – LEVELIZED COST OF ENERGY (LCOE) DO SISTEMA FV NA ESAO

A análise LCOE considera os custos ao longo do ciclo de vida do projeto, detalhando uma projeção financeira altamente precisa que os operadores do sistema preferem ao longo do cálculo de custo kWh, freqüentemente usado na indústria ou residência. O LCOE calcula o custo real, medido em R\$ / kWh de energia produzida

Determina-se seu valor de acordo com a equação número 3:

$$LCOE = \frac{V_{pl}}{E_{pv}} = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{I_n + M_n + f_n}{(1+i)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{E_n}{(1+i)^n}}$$

Fórmula número 3

O LCOE é a razão entre o valor presente líquido (V_{pl}) e a eletricidade produzida pelo sistema FV, sendo que o valor presente líquido é determinado pelo somatório do índice para um determinado período até o número de períodos, de uma razão da soma de investimento no período n, da manutenção no período n e do fluxo de caixa no período n, entre 1 mais a taxa de atratividade elevada ao período n selecionado.

4.3 TEMPO DE RETORNO DE INVESTIMENTO (PAY BACK TIME)

O Tempo de retorno de Investimento (Pay Back Time) é o tempo necessário que o investimento levará para retornar para a Administração, podendo, dessa forma, gerenciar de forma clara os passos futuros.

A equação número 4, a seguir, demonstra como é obtido o valor, em meses, para o retorno do investimento inicial, elucidando dessa forma, para o tomador de decisão, a alocação de seus recursos em curto, médio e longo prazo.

$$\sum_{i=1}^{PBT} \frac{B_i}{(1 + ta_m)^i} = \sum_{i=1}^{VU} \frac{(Inv_i + Man_i)}{(1 + ta_m)^i}$$

Fórmula número 4

O Pay Back Time (PBT) é o somatório de $i=1$ até o PBT pela razão do Benefício do ano (B_i) e $1+taxa$ de atratividade mensal (ta_m), elevada a i , sendo igual ao

somatório de $i=1$ até à Vida Útil (VU) pela razão entre a soma do investimento no período i e a manutenção no período i , pela soma de $1+$ a taxa de atratividade mensal (t_m), elevada ao período i .

5.RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 COLETA DE DADOS

Com as formulações matemáticas apresentadas se torna possível obter o dimensionamento ótimo, Custo Nivelado de Energia (LCOE) de um sistema FV e o Pay Back Time, a partir dos dados expostos neste trabalho, colhidos em estudos anteriores e também nas faturas de energia elétrica da EsAO, que é foco prático a ser atingido, como pode ser observado na tabela a seguir:

Mês da fatura e ano	Valor da fatura	Tipo de Rede
Fevereiro de 2020	R\$ 117.254,44	Trifásico
Janeiro de 2020	R\$ 85.111,58	
Dezembro de 2019	R\$ 92.169,85	
Novembro de 2019	R\$ 59.618,46	
Outubro de 2019	R\$ 98.652,68	
Setembro de 2019	R\$ 97.034,81	
Agosto de 2019	R\$ 101.065,98	
Julho de 2019	R\$ 58.831,96	
Junho de 2019	R\$ 134.146,68	

Quadro 1

Por meio do quadro 1 obtemos, para fins de cálculos, o consumo médio de 300 MWh da EsAO e a tarifa única de R\$ 0,40 por KWh.

Dados observados	Medida dos dados
Demanda média=300000	kWh
PR (Performance inicial) = 0.9	%
Sigma = 0.008 (Coeficiente anual de perdas)	%
Apn (Área do painel) =1.6	m ²
PN = 0.370 (Potência nominal)	kWp
Npn = 0.23125	Rendimento do módulo em %
$x = [6:1:18]$	horas em que há radiação solar
$y = \text{normpdf}(x, 12, 6)$	PDF normal com pico às 12h
$y = y * 5.6 / \text{sum}(y)$	Irradiação média de 5.6 kWh/m ²
(Ghd) = [zeros(1,5) y zeros(1,6)]	Irradiância na Hora H e no Dia d

VU (Vida útil) = 25	%
ta (taxa de atratividade) = 0.05	%
inv_man (investimento e manutenção) = $8.36 \cdot 10^3$	R\$/kWp
Tarifa=0.4	R\$/kWp

Quadro 2

Com os resultados obtidos como demonstrado no quadro 2, pôde-se realizar as simulações necessárias para auxiliar a tomada de decisão mais acertada por parte da Administração da EsAO, apresentando diversos cenários, afim de buscar a resposta sobre a viabilidade técnica-econômica do sistema FV na Escola.

5.2 SIMULAÇÕES

Esta seção detalha os resultados obtidos aplicando a metodologia descrita na seção anterior. Os cálculos iterativos foram realizados utilizando software Matlab, em um computador com processador i7, 16 GB de ram e 3 GHz, para estimar a demanda limiar para a EsAO. Em geral, o LCOE associado ao PV sistemas deverá diminuir com o aumento da demanda residencial, uma vez que foram dimensionados com o objetivo de suprir a demanda aplicável.

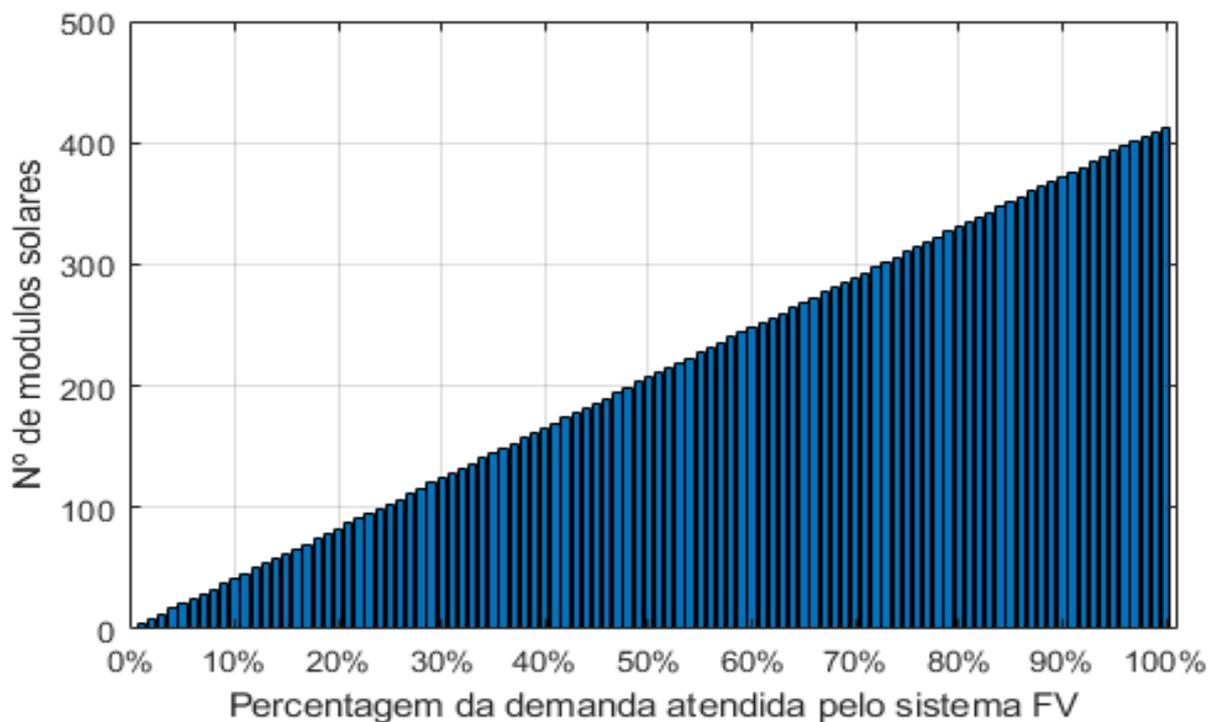


Tabela 3

A partir da tabela 3 pode-se obter o atendimento à demanda em percentagem (%), pela quantidade de painéis fotovoltaicos a serem instalados na EsAO. Logo, a Administração da EsAO poderá estabelecer sua necessidade de redução no consumo de energia elétrica para com a distribuidora, pela quantidade de placas solares a serem instaladas.

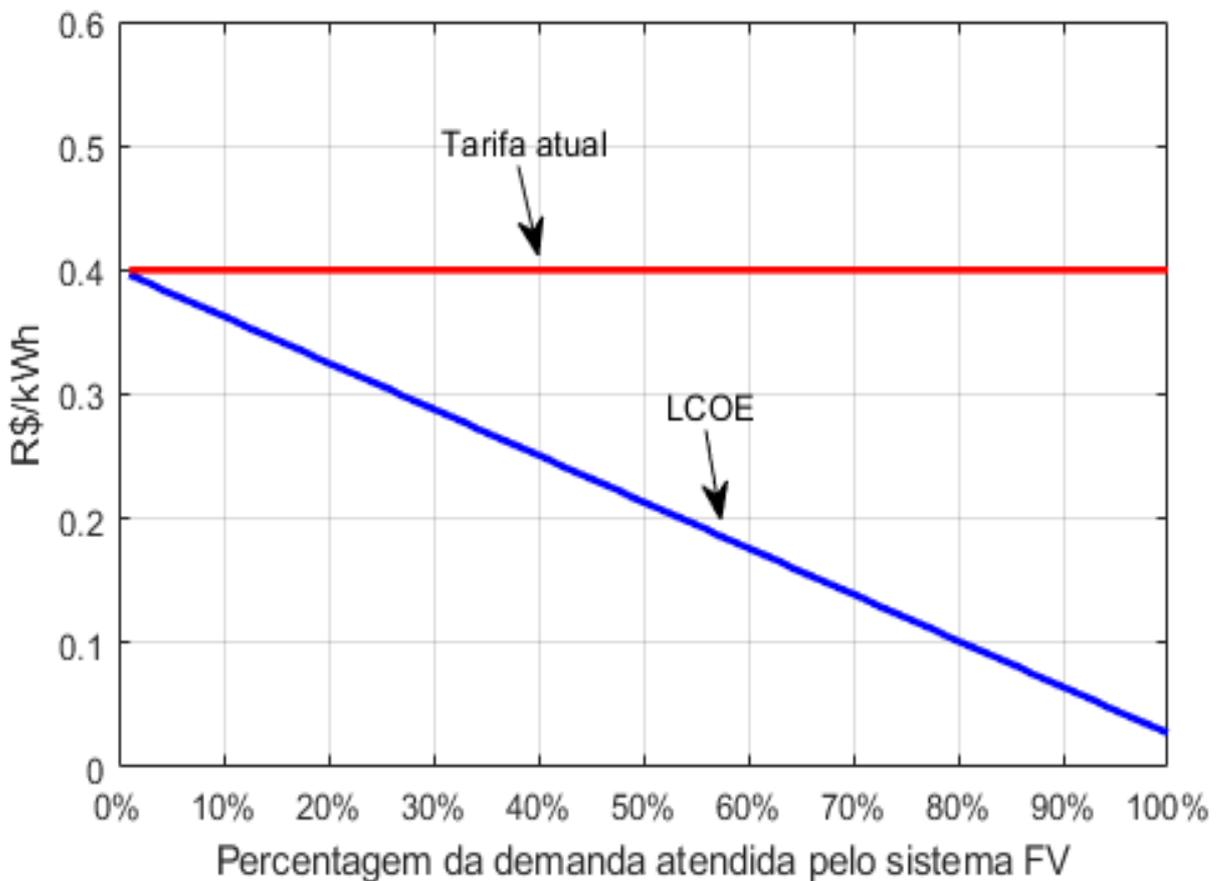


Tabela 4

A partir da tabela 4 pode-se determinar o Custo Nivelado de Energia – Levelized Cost of Energy (LCOE), determinando assim a redução do custo do kWh de acordo com a percentagem de sua demanda atendida pelo sistema FV, logo, quanto maior for o investimento da Administração da EsAO na instalação de placas solares, menor será seu custo por kWh, podendo ser reduzido à tarifa mínima cobrada, custo de sistema elétrico instalado, pela Distribuidora (Light).

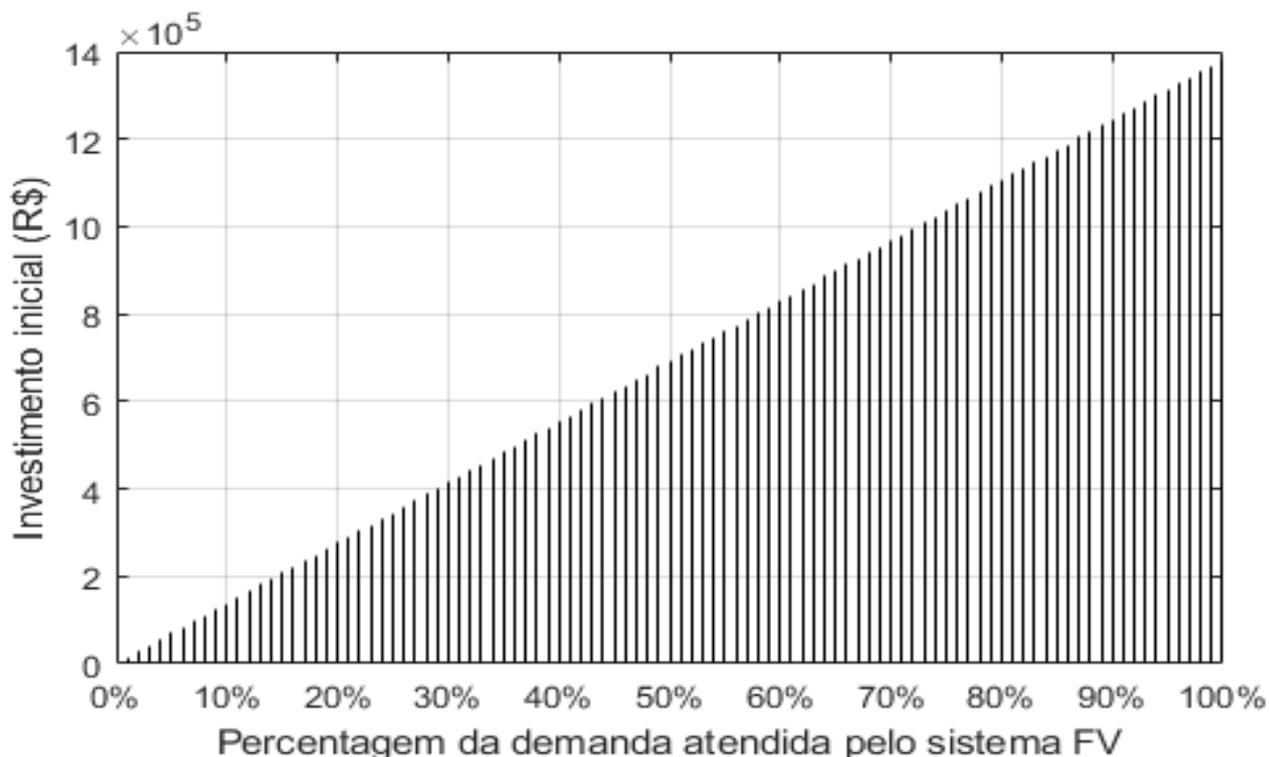


Tabela 5

A partir da tabela 5 é possível observar o tempo de retorno do capital investido, com relação direta à percentagem de demanda atendida pelo sistema FV, tendo como resultado constante o tempo de 12 meses para o retorno do investimento inicial, baseado nos dados colhidos e a utilização da fórmula 4 apresentadas neste trabalho. Sendo assim observa-se que para qualquer investimento realizado pela EsAO na instalação de placas solares, em 1 ano a Administração da Escola teria seu capital alocado novamente em seus recursos.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Quanto aos objetivos propostos no início deste trabalho, conclui-se que a presente investigação atendeu ao pretendido, ampliando a compreensão sobre as regulamentações brasileiras do sistema fotovoltaico, das condições naturais do Brasil acerca de sua capacidade solar e do impacto da instalação de placas solares sobre a fatura de energia elétrica.

A revisão de literatura orientou e possibilitou a compreensão sobre o tema, sustentando o trabalho com projeções, tabelas, gráficos e figuras, servindo de base para a realização da metodologia deste trabalho, bem como elucidando o caminho a

ser percorrido para as considerações finais.

Dessa forma, entende-se que com os subsídios fornecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da NR 482 e 414, e pelo Acordo 16, do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), foram o marco para a fomentação do sistema FV no Brasil, incentivando e acelerando a instalação de placas solares por todo país. Na esteira desses subsídios temos as grandes vantagens do Brasil por ser um país tropical, e com uma incidência solar muito elevada, se comparada com outros países da Europa, se tornando outro fator motivador para investimentos no setor. Tais vantagens atreladas à redução do valor da fatura de energia elétrica mensal, a partir da instalação de placas solares, torna este trabalho interessante para o Exército Brasileiro, neste caso específico a Escola de Aperfeiçoamento de Oficiais (EsAO), afim de proporcionar um melhor planejamento para direcionamento de recursos da Instituição em curto, médio e longo prazo.

A compilação de dados permitiu identificar que, foi apresentado inúmeras possibilidades para que o tomador de decisão, no caso a Administração da EsAO, planeje a alocação do investimento inicial projetando assim a economia de recursos futuros, advindos da redução do custo mensal da fatura de energia elétrica, fornecendo assim para o Exército Brasileiro a possibilidade de investimento em outros setores que para a Força tenha maior prioridade.

No que se refere ao Dimensionamento Ótimo, é possível observar a relação da quantidade de placas solares instaladas e a redução da demanda de energia elétrica fornecida pela distribuidora (Light), apresentando diversos cenários, afim de orientar da melhor maneira possível o tomador de decisão.

Com relação ao Custo Médio de Manutenção obtido – Levelized Cost of Energy (LCOE), percebe-se quanto mais placas solares instaladas, maior o poder do sistema fotovoltaico e menor o custo do KWh, reduzindo assim, de maneira proporcional ao investimento, o custo mensal na fatura de energia elétrica.

Por meio do Tempo de Retorno de Investimento (Pay Back Time), demonstra-se à Administração, a relação com valor do investimento inicial, redução da demanda mensal e o tempo necessário para o retorno deste investimento, dessa forma a Administração da EsAO tem a possibilidade de planejar de maneira minuciosa o emprego de seus recursos, apresentando projeções aos Escalão Superior do

Exército Brasileiro, investimentos futuros de recursos que seriam para atender consumo de energia elétrica, em setores de maior prioridade para a Instituição.

Recomenda-se, assim, que seja realizada a instalação de placas solares na EsAO, de acordo com a possibilidade de investimento que haja por parte de sua Fiscalização Administrativa, em gestões com o Escalão Superior, e que sendo efetivada com sucesso esperado, que seja replicado aos outros quartéis do Exército Brasileiro, para que assim haja uma de sobrecarga no sistema elétrico dos mesmos, redução na demanda de energia elétrica, uma redução no custo do KWh pago mensalmente e um melhor direcionamento dos recursos da Força, afim de atender suas principais prioridades.

Conclui-se, portanto, que é inegável as vantagens da implementação do sistema fotovoltaico nos quartéis do Exército Brasileiro, e ainda respaldada, por meio de entrevista, pela análise do especialista na área, Doutor Engenheiro Elétrico, Phillipe Vilaça Gomes, que neste caso da EsAO, existe a viabilidade técnica-econômica.

Como trabalho futuro sugere-se que seja determinada a área total disponível para instalação de placas solares na EsAO e o recurso inicial para o investimento, para que seja realizado um projeto atendendo a demanda de consumo energético atendida pelo sistema fotovoltaico, dentro do planejamento da Administração da Escola.

REFERÊNCIAS

ANEEL, 2015. **Resolução Normativa 482**. Atualizada em maio de 2017, recuperado de (<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>).

Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2ª edição, 2017. (<http://www.absolar.org.br/atlas-brasileiro-de-energia-solar-2a-edicao.html>).

CONFAZ, 2015. **Acordo 16**, recuperado de (https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislação/convenios/2015/cv016_15)

Del Río, P., Mir-Artigues, P., 2012. **Support for solar PV deployment in Spain: some policy lessons**. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16 (8), 5557–5566. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.05.011>.

Jacobsson, S., Lauber, V., 2006. **The politics and policy of energy system transformation—explaining the German diffusion of renewable energy technology**. *Energy Policy* 34 (3), 256–276. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2004.08.029>.

Jannuzzi, G. de M., de Melo, C.A., 2013. **Grid-connected photovoltaic in Brazil: policies and potential impacts for 2030**. *Energy Sustain. Dev.* 17 (1), 40–46. <http://dx.doi.org/10.1016/j.esd.2012.10.010>

Luna, M.A.R., 2019. **Solar Photovoltaic Distributed Generation in Brazil: The Case of Resolution 482/2012**. *Energy Procedia* 159 (2019) 484–490. www.sciencedirect.com

Maciel, R.S., Rosa, M., Miranda, V., Padilha-Feltrin, A., 2012. **Multi-objective evolutionary particles warm optimization in the assessment of the impact of distributed generation**. *Electr. Power Syst. Res.* 89, 100–108. <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2012.02.018>.

Pereira EB, Martins FR, Abreu SL, Ruther R. **Atlas brasileiro de energia solar**. Sao José Dos Campos: Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE); 2006

Pereira, M.G., Camacho, C.F., Freitas, M.A.V., Silva, N.F. da, 2012. **The renewable energy market in Brazil: current status and potential**. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16 (6), 3786–3802. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.03.024>.

Pinto, J.T.M., Amaral, K.J., Janissek, P.R., 2016. **Deployment of photovoltaics in Brazil: scenarios, perspectives and policies for low-income housing**. *Sol. Energy* 133, 73–84. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2016.03.048>.

Raul F.C. Miranda*, Alexandre Szklo, Roberto Schaeffer, 2014. **Technical-economic potential of PV systems on Brazilian rooftops**.

Rodrigues, S., Torabikalaki, R., Faria, F., Cafôfo, N., Chen, X., Ivaki, A.R., Morgado-Dias, F. 2016. **Economic feasibility analysis of smallscale PV systems in different countries**. *Sol. Energy* 131, 81–95. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2016.02.019>.

SolarGIS. **Brazil global horizontal irradiation**. Yearly sun of global horizontal irradiation, average 1999 e 2011. http://solargis.info/doc/_pics/freemaps/1000px/ghi/SolarGIS-Solar-map-Brazil-en.png.

Vilaça. P. G., 2018. **Política Energética**. *Energy Policy*. *Energy Policy* 115 (2018) 199-206. www.elsevier.com/locate/enpol.

APÊNDICE A

ENTREVISTA

Para responder a entrevista sobre os benefícios e vantagens do sistema FV no Brasil, foi selecionado o Doutor Phillipe Vilaça Gomes, bacharel em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora e Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade de Porto (Portugal).

O instrumento a seguir faz parte do Artigo Científico para término do Curso de Aperfeiçoamento de Oficiais, do Cap MB Diego Moreira da Silva, com o título de: ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA-ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM QUARTÉIS DO EXÉRCITO BRASILEIRO.

Os dados informados serão usados somente para fins desta pesquisa e aceito participar desta entrevista com a intenção de colaborar com o assunto que é objetivo deste trabalho.

Nome e Posto do Entrevistado: Phillipe Vilaça Gomes – Doutor em Engenharia Elétrica

Função: Professor de energias renováveis na PUC Rio

Ano: 2020

O senhor estuda e trabalha com o sistema FV a quanto tempo?

Resposta: *10 anos*

De acordo com a experiência do senhor, as grandes empresas (ou Instituições) devem realizar a implementação do sistema FV?

Resposta: *Se for comprovada a viabilidade econômica do projeto, sim.*

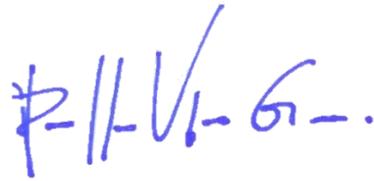
O Brasil, em comparação com outros países do mundo, como se encontra nessa corrida de fontes renováveis de energia?

Resposta: *Os custos referentes à produção dos equipamentos dos sistemas fotovoltaicos vem caindo muito nos últimos anos no mundo todo, ademais, especificamente no Brasil, existem incentivos regulatórios que viabilizam ainda mais a construção do projeto.*

Na sua opinião, o Exército Brasileiro teria grandes vantagens em implementar o sistema FV em seus quartéis? Seria lucrativo para a Instituição?

Resposta: *De acordo com o presente estudo, sim.*

Rio de Janeiro, 02 de setembro de 2020



PHILLIPE VILAÇA GOMES – Doutor em Engenharia Elétrica

Entrevistado