

INSTITUTO FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CAMPUS SÃO MATEUS
CURSO DE ENGENHARIA MECÂNICA

NOELMA SIMÕES MACIEL

**ANÁLISE TÉCNICO E ECONÔMICA DO USO DE FONTES ALTERNATIVAS DE
ENERGIA PARA REDUÇÃO DE GASTOS COM A TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA
NO IFES CAMPUS SÃO MATEUS**

SÃO MATEUS-ES

2019

NOELMA SIMÕES MACIEL

**ANÁLISE TÉCNICO E ECONÔMICA DO USO DE FONTES ALTERNATIVAS DE
ENERGIA PARA REDUÇÃO DE GASTOS COM A TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA
NO IFES CAMPUS SÃO MATEUS**

Monografia apresentada à Coordenadoria do Curso de Engenharia Mecânica do Instituto Federal do Espírito Santo, Campus São Mateus, como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Mecânica.

Orientador: Prof. Me. Rodrigo Fiorotti.
Coorientador: Prof. Me. Igor Chaves Belisario.

SÃO MATEUS-ES

2019

Dados internacionais de catalogação na publicação (CIP)

M152a Maciel, Noelma Simões, 1993-

Análise técnico e econômica do uso de fontes alternativas de energia para redução de gastos com a tarifa de energia elétrica no Ifes campus São Mateus / Noelma Simões Maciel.-- 2019.

90 f. : il. ; 30 cm.

Orientador: Me. Rodrigo Fiorotti.

Coorientador: Me. Igor Chaves Belisario

Monografia (graduação) - Instituto Federal do Espírito Santo, Campus São Mateus, Coordenadoria de Curso Superior de Engenharia Mecânica, 2019.

1. Energia elétrica - Consumo. 2. Energia – Fontes alternativas. 3. Energia solar. I. Fiorotti, Rodrigo. II. Belisario, Igor Chaves. III Instituto Federal do Espírito Santo. Campus São Mateus. IV. Título.

CDD 22 – 621.3

Bibliotecária responsável Sheila Guimarães Martins CRB6/ES 671



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
INSTITUTO FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CAMPUS SÃO MATEUS
Rodovia BR 101-Norte – Km 58 – Bairro Litorâneo – 29932-540 – São Mateus – ES
27 3771-1262
COLEGIADO DO CURSO DE ENGENHARIA MECÂNICA

NOELMA SIMÕES MACIEL

**T ANÁLISE TÉCNICO E ECONÔMICA DO USO DE FONTES ALTERNATIVAS DE
ENERGIA PARA REDUÇÃO DE GASTOS COM A TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA
NO IFES CAMPUS SÃO MATEUS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenadoria do Curso de Engenharia Mecânica do Instituto Federal do Espírito Santo, Campus São Mateus, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Mecânica

Aprovado em 10 de outubro de 2019.

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. M.Sc. Rodrigo Fiorotti
Instituto Federal do Espírito Santo
Orientador

Prof. (a) M.Sc. Igor Chaves Belisario
Instituto Federal do Espírito Santo
Co-Orientador

Prof. (a) Dr^a Leandra Altoé
Universidade Federal do Espírito Santo

Prof. (a) M.Sc. Alan Patrick da Silva Siqueira
Instituto Federal do Espírito Santo

Aos meus pais.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por estar comigo em todos os momentos.

Agradeço aos meus pais Geraldo e Verônica, por não terem poupado esforços para que o sonho de concluir a graduação se tornasse realidade. A vocês, sou eternamente grata.

Aos meus irmãos, Mônica e Gleyson, por não me deixar esquecer que existe vida além da faculdade.

Ao meu Noivo, Frederico, pela compreensão e paciência.

Ao meu orientador, Rodrigo Fiorotti e ao meu coorientador Igor Chaves Belisario, por todos os ensinamentos.

Agradeço aos amigos, em especial à Aline Bisi, Aline Krüger, Angélica Bisineli, Francine Figueiredo e Jordana Lyra , por compartilhar memoráveis momentos.

Ao professor Douglas Ruy Soprani da Silveira Araujo por ter colaborado com o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço ao Instituto Federal do Espírito Santo Campus São Mateus por disponibilizar todo material e laboratórios necessários para o desenvolvimento dessa pesquisa.

Por fim, a todos aqueles que contribuíram de forma, direta ou indireta, para conclusão de mais essa etapa.

RESUMO

O montante referente ao pagamento de contas de energia elétrica no Instituto Federal do Espírito Santo Campus São Mateus, corresponde a cerca de 20% do seu custeio anual, o que representa um valor expressivo no orçamento geral. Neste sentido, o presente trabalho objetiva estudar alternativas que podem ser adotadas para reduzir o custo anual com o pagamento de tarifas de energia elétrica, sem comprometer o funcionamento das atividades do instituto e o conforto dos usuários. Para atingir este objetivo, a primeira alternativa proposta foi a otimização da demanda contratada e a adequação da modalidade tarifária. O estudo dessa proposta tornou-se possível por meio do levantamento de dados contidos em contas de energia, correspondentes ao período de um ano e simulações realizadas pelo *software Excel*. A segunda possibilidade foi a implantação de uma unidade de geração fotovoltaica. Para tanto, se fez necessário realizar um levantamento dos locais viáveis a receber a instalação desta unidade, do qual resultou na definição da topologia do sistema fotovoltaico, cuja geração foi determinada através da Simulação de Monte Carlo. Por fim, a terceira alternativa estudada foi a utilização de uma fonte energética proveniente de um grupo motor gerador a Diesel para prover toda a energia do *campus* no horário de ponta. Para tal fim, realizou-se uma busca em acervos técnicos e em catálogos de fabricante por modelos de geradores a Diesel que supririam a demanda do *campus*. A escolha do equipamento foi definida com base na análise da curva de consumo de combustível do gerador em função da potência gerada, e com base nos custos de aquisição do equipamento, aquisição da cabine silenciadora, instalação e manutenção. Para avaliar a viabilidade financeira da implantação do sistema de geração fotovoltaica e do grupo gerador a Diesel, foram utilizados métodos quantitativos, sendo estes, indicador *payback* simples (tempo de retorno), TIR (Taxa Interna de Retorno) e o valor presente líquido dos investimentos. Dessa forma, este estudo contribui para demonstrar a viabilidade técnica e econômica de investimentos nas alternativas para redução de custos com fornecimento de energia elétrica.

Palavras-chave: Modalidade tarifária. Energia fotovoltaica. Grupo motor gerador a Diesel.

ABSTRACT

The amount referring to the payment of electricity bills at the Federal Institute of Espírito Santo Campus São Mateus corresponds to about 20% of its annual cost, which represents a significant amount in the general budget. In this sense, the present work aims to study alternatives that can be adopted to reduce the annual cost with the payment of electricity bills, without implicating the operation of the institute activities and users convenience. To reach this objective, the first alternative proposed was the optimization of contracted demand and the adequacy of the tariff modality. Studying this proposal was possible through the collection of data in energy bills, corresponding to a one-year period and simulations performed by Excel software. The second possibility was the implementation of a photovoltaic generation unit. First of all it was necessary to carry out a survey of the viable sites to receive the installation of this unit, which resulted in the topology definition of the photovoltaic system, whose generation was determined through Monte Carlo Simulation. Finally, the third alternative studied was the use of an energy source from a Diesel generator set to provide all the energy of the campus at peak time. So a search was made on technical collections and manufacturer's catalogs for models of Diesel generators that supplied the campus demand. The choice of equipment was defined based on the analysis of the fuel consumption curve of the generator according to the power generated, and based on equipment acquisition costs, silencer cabin acquisition, installation and maintenance. In order to evaluate the financial implementation viability of the photovoltaic generation system and the Diesel generator set, quantitative methods were used, such as simple payback (return time), TIR (Internal Rate of Return) and the net present value of investments. Thus, this study contributes to demonstrate the technical and economic feasibility of investments in alternatives to reduce expenses with electricity supply.

Keywords: Tariff modality. Photovoltaics. Diesel generator motor group.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Classificação das gerações distribuídas de acordo com sua fonte primária de energia.	18
Figura 2 – Efeito Fotovoltaico em uma célula.....	20
Figura 3 – Diagrama de um sistema fotovoltaico isolado.	21
Figura 4 – Diagrama de um sistema fotovoltaico conectado à rede.....	23
Figura 5 – Diagrama de um sistema fotovoltaico híbrido.	24
Figura 6 – Associação em série de módulos fotovoltaicos.....	25
Figura 7 – Associação em paralelo de módulos fotovoltaicos.	25
Figura 8 – Associação em série e em paralelo de módulos fotovoltaico.	25
Figura 9 – Comportamento da radiância solar na curva característica corrente versus tensão.....	27
Figura 10 – Influência da temperatura na operação do módulo fotovoltaico.	27
Figura 11 – Funcionamento do motor Diesel 4 tempos: a) admissão; b) compressão; c) combustão; d) escape.	35
Figura 12 – Parte da série histórica da irradiação solar em kJ/m^2	47
Figura 13 – Vista superior do Anexo II.	49
Figura 14 – Estimativa da curva anual de potência gerada pelo sistema fotovoltaico.	51
Figura 15 – Curva de carga de um grupo motor gerador Volvo Penta TAD751GE de 175 kW de potência.....	57
Figura 16 – Esquema da disposição dos painéis sobre o telhado do prédio Anexo II.	63
Figura 17 – Curvas dos polinômios gerados para o GMG Perkins 70 TAG2- 135 kW.	72
Figura 18 – Curvas dos polinômios gerados para o GMG Perkins 70TAG2- 155,4kW.	72
Figura 19 – Curvas dos polinômios gerados para o GMG Volvo TAD 732GE-176 kW.	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1– Influência da inclinação dos painéis na irradiação solar diária média mensal para a cidade de São Mateus- ES.	48
Tabela 2 – Levantamento da demanda de consumo do Ifes Campus São Mateus. .	50
Tabela 3 – Consumo de diesel do gerador em função da potência gerada.	56
Tabela 4 – Consumo e demanda do cliente para tarifa horossazonal verde sem otimização.	60
Tabela 5 – Consumo e demanda do cliente para tarifa horossazonal verde com otimização.	61
Tabela 6 – Consumo e demanda do cliente para tarifa horossazonal azul com otimização.	62
Tabela 7 – Informações técnicas do painel fotovoltaico CANADIAN CS6U-330P.....	64
Tabela 8 – Montante total considerando a instalação de painéis na horizontal e demanda contratada de 121 kW na modalidade tarifária verde.	66
Tabela 9 – Montante total considerando a instalação de painéis com inclinação de 15° e demanda contratada de 115 kW na modalidade tarifária verde.....	67
Tabela 10 – Os modelos e a respectiva potência dos GMG's previamente selecionados.	69
Tabela 11 – Consumo de diesel do gerador em função da potência para o GMG com potência de 135 kW.....	70
Tabela 12 – Consumo de diesel do gerador em função da potência para o GMG de 155,4 kW.	70
Tabela 13 – Consumo de diesel do gerador em função da potência para o GMG de 176 kW.	71
Tabela 14 – Polinômios que descrevem o consumo de b em função da potência elétrica gerada para cada GMG.	71
Tabela 15 – Levantamento do consumo de combustível.	74
Tabela 16 – Quantitativo para a aquisição do GMG.....	74
Tabela 17 – Resultados do estudo de viabilidade econômica.....	75
Tabela 18 – Montante total resultante da retirada da energia proveniente da concessionária e inserção do GMG no horário de ponta.....	76

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional de Petróleo
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
ERE	Energia Reativa Excedente
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
GD	Geração Distribuída
GMG	Grupo Motor Gerador
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
THS	Tarifa Horossazonal
MPP	Ponto de Máxima Potência
MUSD	Montante de Uso do Sistema de Distribuição
SFCR	Sistemas Fotovoltaico Conectado à Rede
SFI	Sistemas Fotovoltaico Isolado
SMC	Simulação de Monte Carlo
SPPM	Seguidor de Ponto de Máxima Potência
PDF	<i>Probability Density Function</i>
PMI	Ponto Morto Inferior
PMS	Ponto Morto Superior
TIR	Taxa Interna de Retorno
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	12
1.1	OBJETIVO GERAL.....	14
1.1.1	Objetivos Específicos.....	14
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	15
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	17
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	17
2.2	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	19
2.3	CONFIGURAÇÕES DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	20
2.3.1	Sistemas Isolados.....	20
2.3.2	Sistema Conectado à Rede.....	21
2.3.3	Sistemas Híbridos.....	23
2.4	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	24
2.5	PARÂMETROS QUE AFETAM AS CARACTERÍSTICAS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	26
2.6	POTÊNCIA GERADA PELOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS.....	28
2.7	SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO.....	30
2.8	INVERSORES DE FREQUÊNCIA.....	31
2.9	GRUPO MOTOR GERADOR A DIESEL.....	33
2.9.1	Funcionamento do motor a Diesel.....	34
2.9.2	Funcionamento do gerador CA.....	35
2.9.3	Características gerais de operação do gerador a Diesel.....	36
2.9.4	Chaves de transferência.....	37
2.10	TARIFAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	39
2.11	FATURAMENTO DE ENERGIA E DEMANDA.....	40
2.12	INDICADORES DE VIABILIDADE ECONÔMICA.....	43

3	METODOLOGIA	46
3.1	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE.....	46
3.1.1	Levantamento do recurso solar disponível na região	46
3.1.2	Localização e definição do sistema fotovoltaico	48
3.1.3	Levantamento da demanda de consumo de energia elétrica	49
3.1.4	Dimensionamento do gerador fotovoltaico	51
3.1.5	Dimensionamento do inversor para a interligação com a rede.....	52
3.2	DIMENSIONAMENTO DO MOTOR GERADOR A DIESEL	55
4.	RESULTADOS E DISCUSSÕES	59
4.1	CARACTERIZAÇÃO DA DEMANDA E CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA	59
4.2	CARACTERIZAÇÃO DO GERADOR FOTOVOLTAICO	63
4.3	CARACTERIZAÇÃO DO INVERSOR.....	67
4.4	ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DO GERADOR FOTOVOLTAICO	68
4.5	CARACTERIZAÇÃO DO GMG A DIESEL.....	68
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	77
5.1	RECOMENDAÇÕES DE TRABALHOS FUTUROS	78
	REFERÊNCIAS	79
	ANEXO A- DADOS TÉCNICOS DOS GERADORES A DIESEL	88

1 INTRODUÇÃO

No Brasil, a energia elétrica é produzida predominantemente por hidrelétricas, sendo estas responsáveis por cerca de 60,28% da capacidade de geração do país (BRASIL, 2019). Apesar da alta capacidade hídrica brasileira, é de extrema importância a realização de pesquisas que busquem o desenvolvimento de meios alternativos para produção de energia elétrica a fim de complementar o abastecimento, obter economia e, ao mesmo tempo, aproveitar o potencial energético brasileiro (WANDERLEY; CAMPOS, 2013). Outros motivos para que haja forte incentivo no desenvolvimento das energias alternativas estão relacionados à possibilidade de obtenção da modicidade tarifária e a melhoria da confiabilidade do suprimento de energia elétrica.

A energia alternativa se trata de fontes energéticas que podem ser adotadas como substituta a uma fonte convencional (SILVA, 2012). Esta modalidade de geração de energia elétrica permite que o consumidor escolha, dentre as diversas fontes de energia alternativa, aquela que se apresenta mais adequada ao ambiente no qual será implementada. Devido a isto, em geral as tecnologias alternativas são utilizadas em menor escala, configurando-se a chamada geração distribuída (GD), instaladas próxima ao local de consumo (SANTOS; SANTOS, 2016).

O conceito de geração distribuída tem sido usado desde 1882, quando Thomas A. Edison instalou a primeira central geradora em Nova York, que fornecia energia a lâmpadas incandescentes para cerca de 59 clientes em uma área de aproximadamente 1 km². Tal central caracteriza o conceito mais simples para GD, uma fonte geradora localizada próxima à carga (DIAS; BOROTNI; HADDAD, 2006).

Segundo Ackermann, Andersson e Söder (2001), a geração distribuída é definida como a instalação de unidades geradoras de energia elétrica conectadas diretamente à rede de distribuição ou no lado do consumidor. Contudo, vale destacar que esta definição não leva em consideração o porte e o tipo das fontes geradoras, ou seja, o que a define é a sua proximidade da carga. A energia solar fotovoltaica e os pequenos grupos geradores são meios alternativos de geração de energia

elétrica. Tais tecnologias de geração podem ser usadas como estratégias para redução de gastos relativos ao consumo de energia e estão inclusas no conceito de geração distribuída (SANTOS; SANTOS, 2016).

A energia solar, em especial a fotovoltaica, é uma das diversas possibilidades de geração de eletricidade do qual o Brasil dispõe em abundância (EPE, 2012). De acordo com Fagundes (2012), o local no país onde ocorre a menor radiação solar global se dá no estado de Santa Catarina ($4,25 \text{ kWh/m}^2$), valor que corresponde cerca de quatro vezes mais ao apresentado para o território da Alemanha, que é um dos países com maior potência acumulada de energia solar no mundo (FONTES, 2019). Apesar de a geração fotovoltaica ser uma forma de produção de energia que requer alto custo de investimento inicial, é possível, a médio e longo prazo obter o retorno do capital aplicado. Com a evolução da tecnologia e a massificação do uso, os custos de implantação de um sistema fotovoltaico (por kWp) vêm sendo reduzidos significativamente, tornando a tecnologia cada vez mais economicamente viável.

Do ponto de vista dos clientes, uma possibilidade para redução dos custos com a utilização de energia elétrica são os geradores acionados por combustíveis fósseis. Esta alternativa é bastante promissora principalmente para os consumidores de alta tensão que possuem tarifa binômica horossazonal (MASSERONI; OLIVEIRA, 2012). Tal modalidade é caracterizada por aplicar preços diferenciados para demanda de potência e de consumo de energia elétrica ao longo do dia (horário de ponta e horário fora ponta) (TOMÉ, 2014). Apesar de tais geradores serem uma forma de obtenção de energia proveniente de fonte não-renovável, torna-se uma opção economicamente viável ao ser comparada com o custo financeiro referente ao consumo de energia elétrica fornecida pelas concessionárias, principalmente no horário de ponta, momento em que as tarifas possuem custo elevado (TECNOGERA, 2017).

Os motores geradores são implantados preferencialmente, em casos no qual se faz necessário o abastecimento de energia elétrica de emergência (em virtude de falha no fornecimento deste recurso pela concessionária) e ou em horário de ponta, por

ser uma fonte de energia despachável (SANTOS; SANTOS, 2016). De acordo com EPE (2015), o principal combustível para a geração de energia no horário da ponta é o óleo diesel, porém a viabilização do emprego deste combustível depende da região em que o consumidor está instalado, pois é função tanto da tarifa de energia elétrica, que difere de distribuidora para distribuidora, quanto do preço do diesel (EPE, 2015).

Outra medida em potencial para proporcionar a redução do custo anual com energia elétrica é realizar a otimização da demanda contratada e a adequação da modalidade tarifária em que a unidade consumidora está enquadrada. Cabe ressaltar que essa medida geralmente não necessita de investimentos, ou seja, possui retorno financeiro imediato.

Diante disso, busca-se meios para favorecer a redução de gastos com energia elétrica no Instituto Federal do Espírito Santo Campus São Mateus, visto que sua tarifa de energia correspondente a cerca de 20% do seu custeio anual, sendo um valor impactante no orçamento geral. Assim sendo, a inserção de geradores de energia solar fotovoltaica combinado com um grupo motor gerador a Diesel (GMG) (para suprir a energia no horário de ponta) e a realização da adequação tarifária podem oferecer uma solução eficiente para o problema do alto valor pago pelo uso da energia elétrica no *campus*.

1.1 OBJETIVO GERAL

Realizar uma análise técnico e econômica de alternativas para redução de gastos com tarifas de energia elétrica no Ifes Campus São Mateus.

1.1.1 Objetivos Específicos

- Avaliar o impacto financeiro na conta anual de energia do Ifes Campus São Mateus, decorrentes da otimização da demanda contratada e da escolha da modalidade tarifária mais adequada ao perfil do usuário;

- Dimensionar um sistema de geração fotovoltaica para complementar o abastecimento da unidade consumidora e promover a redução do valor gasto com energia elétrica proveniente da concessionária;
- Dimensionar e selecionar uma unidade de grupo motor gerador a Diesel para suprir toda a demanda do Ifes Campus São Mateus no horário de ponta;
- Determinar o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) e o tempo de retorno (*payback*) do investimento no sistema de geração fotovoltaica e no grupo motor gerador a Diesel.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

A estrutura do trabalho é organizada em 5 capítulos, sendo este o primeiro no qual apresentou-se as considerações iniciais para o estudo de implantação do sistema fotovoltaico e o grupo motor gerador a Diesel, como fontes complementares de energia. Os parágrafos a seguir indicam os principais temas que são abordados nos capítulos subsequentes.

No Capítulo 2 é apresentada a fundamentação teórica sobre as temáticas correlatas ao trabalho. O capítulo descreve, principalmente, os conceitos fundamentais da geração distribuída, geração fotovoltaica, simulação de Monte Carlo e do grupo motor gerador a Diesel. Neste mesmo capítulo, ainda é exposto as definições que foram empregadas na análise da viabilidade econômica utilizadas para calcular o período de amortização do investimento.

Dando sequência, o Capítulo 3 descreve as etapas do procedimento de realização do levantamento da demanda de energia elétrica para o Instituto, e em seguida descreve a metodologia adotada para a realização do dimensionamento tanto do gerador fotovoltaico quanto do GMG a Diesel.

O Capítulo 4 é responsável pela apresentação dos resultados obtidos a partir da metodologia proposta usando dados técnicos, econômicos e meteorológicos da cidade de São Mateus- ES, onde está localizada a instalação em estudo.

Para finalizar, no Capítulo 5 apresenta-se as conclusões obtidas no trabalho e as sugestões de trabalhos futuros que podem dar continuidade à pesquisa.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo são abordados os conceitos e equações fundamentais para melhor compreensão do trabalho.

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O termo geração distribuída é definido pela INEE- Instituto Nacional de Eficiência Energética (20--?) como geração de energia elétrica junto ou próxima dos consumidores independente da potência, tecnologia e fonte de energia. Apesar disso, segundo Ackermann e outros (2001), um grande número de termos e definições são utilizados em relação à geração distribuída. Sendo assim, outra forma de classificar a GD é de acordo com sua fonte primária, podendo ser quanto a tradição e quanto ao esgotamento.

A classificação quanto a tradição, é subdividida em tradicional e alternativa. As fontes tradicionais de energia ainda constituem a base mundial, ou seja, historicamente representam grande proporção nas matrizes energéticas; produzindo energia por meio das hidrelétricas, termelétricas a carvão e petróleo e usinas nucleares. No entanto, as fontes alternativas de energia elétrica, que se caracterizam como fontes complementares nas matrizes energéticas, têm ganhado espaço com a geração de energia por meio de pequenas centrais hidrelétricas, os geradores eólicos, os sistemas solares térmicos, os sistemas fotovoltaicos e as termelétricas e as microturbinas alimentadas a gás natural (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

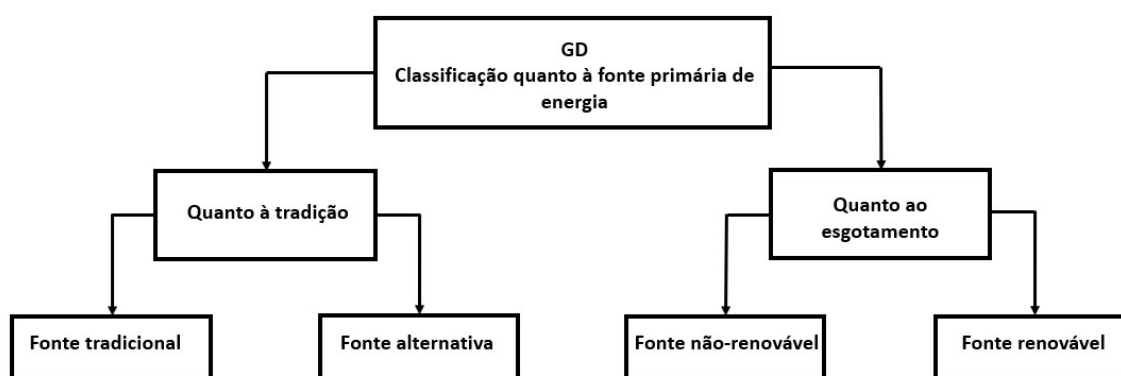
Por outro lado, a classificação quanto ao esgotamento se subdivide em não-renovável e renovável. As tecnologias não-renováveis utilizam recursos limitados como fonte primária, isso significa que, os recursos não são produzidos à mesma taxa em que são consumidos (PINHO et al., 2008). Alguns exemplos de fontes não renováveis são os motores de combustão interna, as microturbinas a gás e as células a combustível. Já as tecnologias renováveis são aquelas que utilizam como

fonte primária de geração de energia, recursos que na teoria são ilimitados no planeta, tais como a irradiação solar, o vento e a água (SEVERINO, 2008).

É comum ocorrer dúvida entre o conceito de fontes renováveis de energia e fontes alternativas de energia. As fontes alternativas representam para o consumidor uma opção de geração de eletricidade de modo a reduzir o consumo de energia proveniente das concessionárias (RODRIGUES, 2006). É possível citar como fontes alternativas de energia: a solar, a eólica, a célula combustível, biomassa e os geradores a Diesel.

A partir dos conceitos supracitados, é permitido agrupar as gerações distribuídas de acordo com a fonte primária de energia, conforme a Figura 1.

Figura 1 – Classificação das gerações distribuídas de acordo com sua fonte primária de energia.



Fonte: adaptado de Severino (2008).

Dentre as fontes alternativas de energia usadas como geração distribuída, a energia solar fotovoltaica se destaca por ser considerada uma tecnologia renovável, competitiva, confiável e que necessita de pouca manutenção (em comparação com outras tecnologias). Desta forma, essa alternativa de geração é uma das mais promissoras para prover a diversificação da matriz energética no Brasil, já que grande parte do território brasileiro está localizado na região intertropical, onde a incidência solar é alta e possui pouca variação durante o ano (WANDERLEY; CAMPOS, 2013).

2.2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

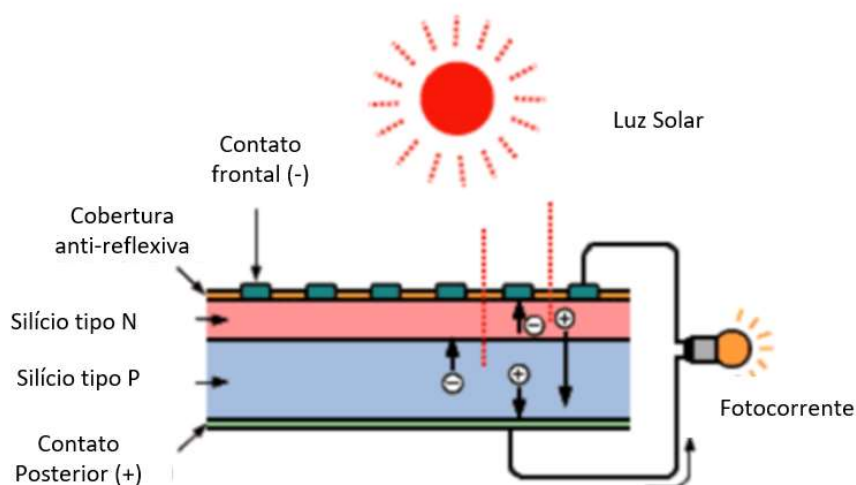
A energia solar fotovoltaica é a fonte de energia obtida por meio da conversão direta da radiação solar em eletricidade. A transformação ocorre por meio de um equipamento, conhecido como célula fotovoltaica, que possui seu funcionamento baseado no princípio do efeito fotovoltaico (IMHOFF, 2007).

A observação do efeito fotovoltaico foi realizada de forma pioneira por Edmond Becquerel em 1839. Ele descobriu que é possível gerar uma diferença de potencial elétrico nas extremidades de um semicondutor a partir da incidência de luz (PINHO; GALDINO, 2014). Após essa descoberta muitos estudos foram realizados, mas o elevado custo tornava o uso comercial inviável. No entanto, em 1956, devido a evoluções nas pesquisas relacionadas à microeletrônica, foram construídas as primeiras células fotovoltaicas industriais (NASCIMENTO, 2004).

Para que ocorra o efeito fotovoltaico, é essencial que a radiação solar seja absorvida por um material semicondutor que tenha regiões com cargas elétricas distintas, uma do tipo N e outra do tipo P (JUSTE, 2008). Cada região passa por um processo de dopagem com elementos diferentes.

A fim de realizar o processo de dopagem, primeiro o semicondutor em seu estado puro é dopado na região P de material do tipo receptor, que possui deficiência de elétrons (lacunas) na banda de valência, caracterizando uma região positivamente carregada. Posteriormente, a região N é dopada com material do tipo doador, com excesso de elétrons livres, caracterizando uma região negativamente carregada. Entre as duas regiões forma-se a junção P-N, onde ocorre o deslocamento de alguns elétrons da região N para a região P e vice-versa. Então, na junção P-N, surge um campo elétrico criado pela recombinação dessas cargas, impedindo a recombinação das demais, levando a célula a um estado de equilíbrio. Ao incidir luz, os elétrons são orientados e fluem da camada P para a camada N, originando um fluxo de elétrons (corrente elétrica) e este será mantido enquanto houver luz incidente (NASCIMENTO, 2004). O processo descrito acima está ilustrado na Figura 2.

Figura 2 – Efeito Fotovoltaico em uma célula.



Fonte: adaptado Zilles e outros (2012).

Para melhor aproveitamento da energia proveniente do efeito fotovoltaico, é possível realizar instalações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) e sistemas fotovoltaicos isolados (SFI). A aplicação de cada uma dessas duas configurações varia de acordo com a disponibilidade dos recursos energéticos (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3 CONFIGURAÇÕES DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Conforme Freitas (2008), os sistemas fotovoltaicos podem ser explorados de três formas distintas: isolados (*Off-Grid*), conectados à rede (*On-Grid*) e híbridos.

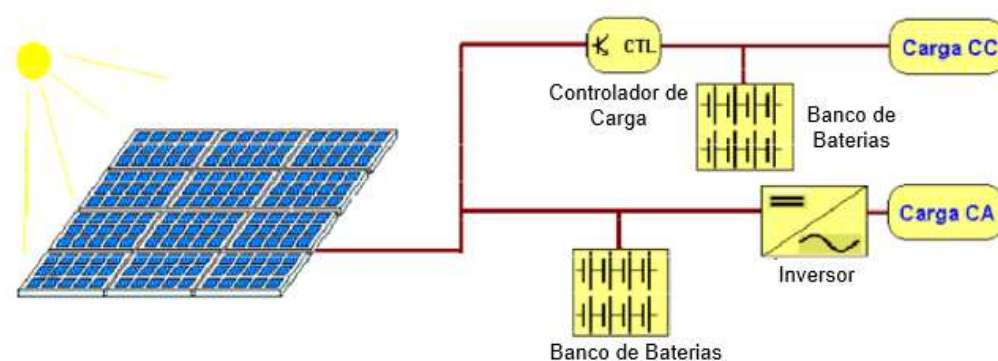
2.3.1 Sistemas Isolados

Esta classe é caracterizada por não ter contato com a rede de distribuição de eletricidade das concessionárias, ou seja, funcionam sem estar conectados fisicamente a uma rede elétrica existente (SOUZA, 20--?). São normalmente utilizados em lugares não atendidos por uma rede de energia elétrica, como por exemplo, zonas rurais, sítios, chácaras e fazendas. Ademais, este sistema pode também ser empregado no fornecimento de energia elétrica para máquinas,

veículos, sistemas de iluminação, radares, dentre outras aplicações (SANTIAGO JÚNIOR et al.,2016).

Devido à necessidade de um sistema que supra toda demanda, o dimensionamento do painel é baseado na quantidade de radiação disponível no mês com menor incidência (mês crítico) (FREITAS, 2008). No projeto, agregado ao painel solar, deve incluir também banco de baterias, inversor autônomo para cargas em corrente alternada (CA) e controlador de carga para realizar o controle da carga e descarga da bateria (SOUZA, 20--?). Um diagrama do sistema fotovoltaico isolado é representado pela Figura 3.

Figura 3 – Diagrama de um sistema fotovoltaico isolado.



Fonte: adaptado Freitas (2008).

2.3.2 Sistema Conectado à Rede

O sistema solar fotovoltaico conectado à rede (SFCR) caracteriza-se por ser uma opção de fonte de energia elétrica complementar ao sistema elétrico de potência (PINHO; GALDINO, 2014). Esta configuração funciona em paralelo à de distribuição de energia elétrica local e gera eletricidade para atender o consumo, parcial ou total, de unidades consumidoras (SANTIAGO JÚNIOR et al., 2016).

A configuração conectada à rede, apresenta a vantagem de possível redução do pico de demanda e ainda contribui para minimizar a dependência das fontes

convencionais de energia, de forma não poluente e não prejudicial ao meio ambiente (COOPER; MARTINS JUNIOR, 2013).

Um SFCR é composto essencialmente pelos módulos fotovoltaicos e inversores. Este arranjo não apresenta a necessidade de baterias, uma vez que a própria rede elétrica da concessionária funciona como uma unidade de armazenamento, pois toda a energia gerada é colocada em paralelo com a energia da rede (URBANETZ JUNIOR, 2010). É importante salientar que este tipo de sistema pode ser instalado de forma centralizada, por meio de uma usina de energia elétrica, ou descentralizado, através de microgeração distribuída (com potência de até 100 kW) e minigeração distribuída (com potência acima de 100 kW até 1 MW) para suprir a demanda parcial ou total de qualquer tipo de consumidor (KAMMLER et al., 2011)

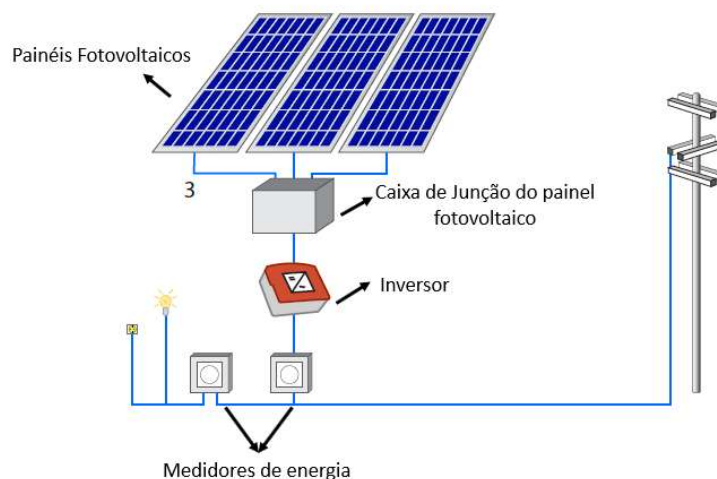
A publicação da Resolução Normativa nº 687/2015 (e atualizações) pela ANEEL-Agência Nacional de Energia Elétrica garante a utilização de toda a energia produzida pelos painéis. O aproveitamento de toda energia é possibilitado pelo modelo de *net-metering* que representa a principal política de incentivo à instalação de geração distribuída no país (NASCIMENTO, 2017). Sendo assim, no período em que o sistema gera mais energia do que o necessário para a unidade consumidora, o excedente é direcionado à rede de distribuição da concessionária proporcionando ao consumidor, um acúmulo de crédito energético.

O modelo *net-metering* funciona por intermédio de um contador elétrico bidirecional que registra os fluxos de energia em ambos os sentidos. Dessa forma, a energia que for injetada à rede elétrica poderá ser compensado quando o sistema gerar menos do que o necessário para o funcionamento da unidade consumidora. Este sistema também possibilita que os créditos gerados sejam utilizados por outras unidades consumidoras de mesma titularidade (ALVES, 2014).

Este método de funcionamento só é aplicável a sistemas conectados à rede. No entanto, caso haja interrupção do fornecimento de energia elétrica proveniente da

concessionária, o sistema fotovoltaico é desligado. A Figura 4 esquematiza o sistema conectado à rede elétrica (ALVES, 2014).

Figura 4 – Diagrama de um sistema fotovoltaico conectado à rede.



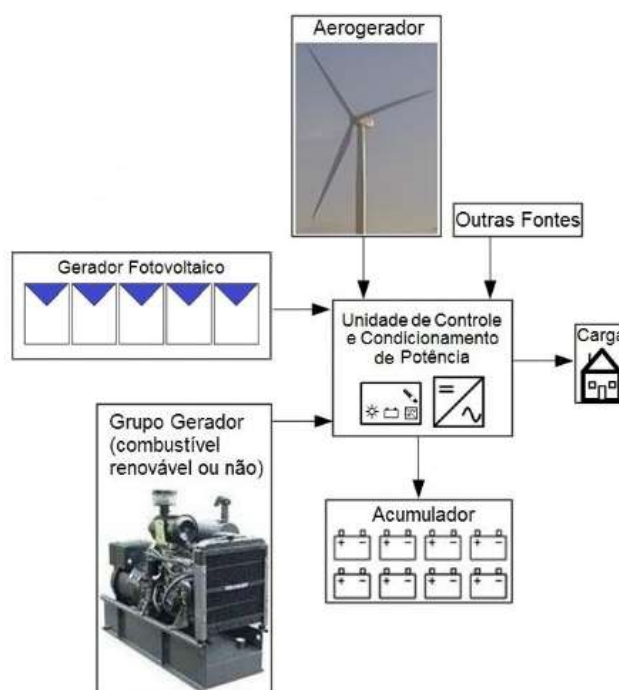
Fonte: adaptado Souza (20--?).

No decorrer do processo de dimensionamento do sistema de energia fotovoltaica, é fundamental considerar algumas particularidades, tais como: o recurso solar da região, inclinação dos painéis fotovoltaicos, sombreamento ou qualquer tipo de interferência que possa influenciar na eficiência do sistema (SANTIAGO JÚNIOR et al., 2016).

2.3.3 Sistemas Híbridos

Os sistemas híbridos são caracterizados por operar combinados com uma ou mais fontes de geração de energia elétrica, que pode ser um aerogerador (no caso de um sistema híbrido solar-eólico), um moto-gerador a combustível líquido (ex.: diesel), ou qualquer outro sistema de geração elétrica (SOUZA, 20--?). Esta forma de geração de energia elétrica apresenta a possibilidade de ligação do gerador fotovoltaico tanto no modo isolado, quanto no modo conectado à rede (PINHO; GALDINO, 2014). A Figura 5 representa um exemplo de um sistema híbrido.

Figura 5 – Diagrama de um sistema híbrido.



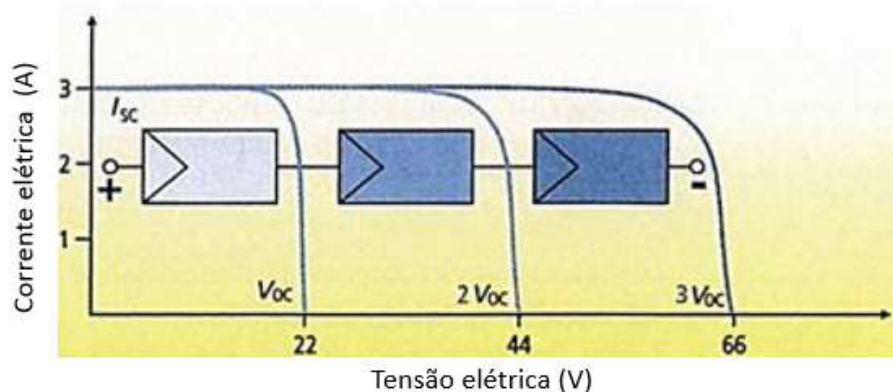
Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.4 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

De acordo com a ABNT (2013), norma NBR 10899/2013, o módulo fotovoltaico é uma unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar uma quantidade maior de energia elétrica que uma célula. Contudo, é necessário realizar associações em série (mais comum) e em paralelo das células fotovoltaicas, para que a tensão de saída do módulo possua níveis satisfatórios (PINHO; GALDINO, 2014). É necessário também que os módulos sejam ligados em série e/ou paralelo para que o sistema fotovoltaico entregue níveis de tensão e corrente desejáveis.

Na associação em série, a extremidade positiva de um módulo é conectada a extremidade negativa de outro módulo. Neste caso, as tensões são somadas e a corrente será a média das correntes de cada módulo, ou seja, se mantém constante (SOUZA, 20--?). A Figura 6 ilustra essa forma de associação de módulos fotovoltaicos.

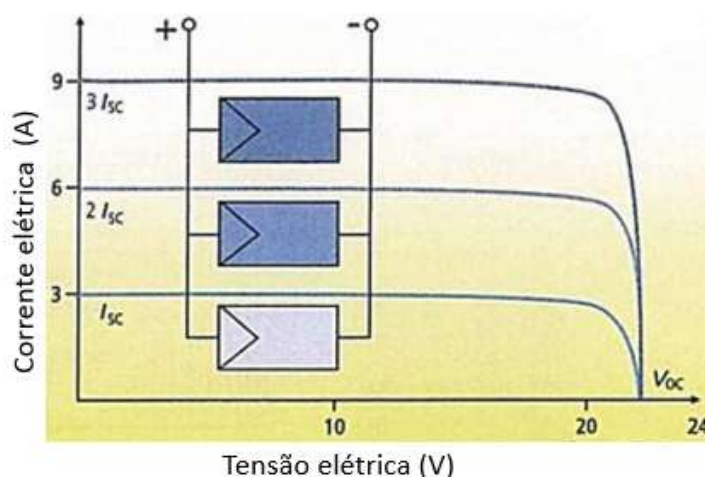
Figura 6 – Associação em série de módulos fotovoltaicos.



Fonte: adaptado Souza (20--?).

Na associação em paralelo, o terminal positivo de um módulo é conectado ao terminal positivo de outro módulo. Do mesmo modo é feito com os terminais negativos. Nesta configuração, as correntes elétricas são somadas e a tensão será a média das tensões geradas (SOUZA, 20--?). A Figura 7 representa as associações em paralelo.

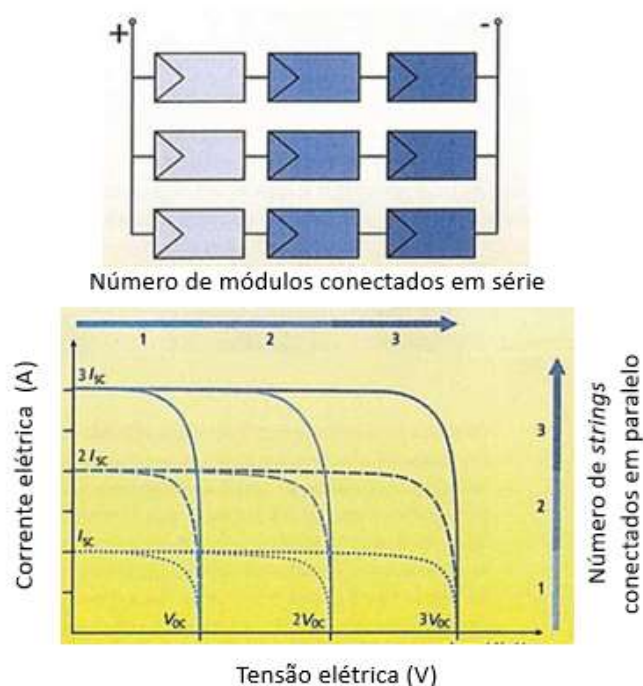
Figura 7 – Associação em paralelo de módulos fotovoltaicos.



Fonte: adaptado Souza (20--?).

Para obter a tensão nominal do sistema e alcançar a potência de pico (W_p) calculada no projeto, é necessário realizar associações em série e paralelo, simultaneamente (SOUZA, 20--?). A Figura 8 representa este último tipo de associação de módulos fotovoltaicos.

Figura 8 – Associação em série e em paralelo de módulos fotovoltaico.



Fonte: adaptado de Souza (20--?).

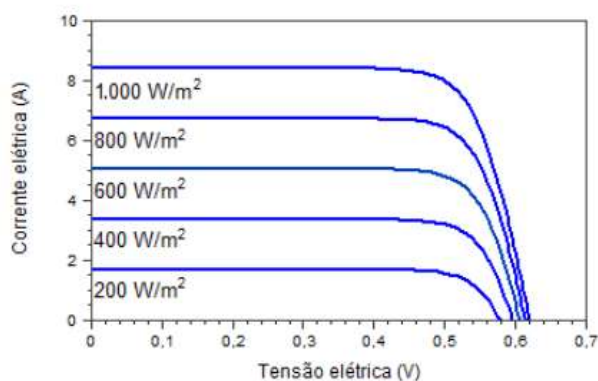
Os fatores que determinam a quantidade de células interligadas em um módulo e a configuração (série ou paralelo) que será adotada são: a tensão de utilização e a corrente elétrica desejada. É necessário estar atento se existe compatibilidade entre as características elétricas das células a serem reunidas na fabricação do módulo. Caso haja incompatibilidade os módulos poderão apresentar baixa qualidade, provocado pelo efeito descasamento. Neste fenômeno, células de menor corrente limitam o desempenho do conjunto (na ligação série) e a eficiência de todo o módulo é comprometida (PINHO; GALDINO, 2014).

2.5 PARÂMETROS QUE AFETAM AS CARACTERÍSTICAS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os principais fatores externos que afetam diretamente na geração de energia a partir das células solares são a radiação solar e a temperatura (PINHO; GALDINO, 2014). O aumento da radiação que incide sobre o painel, proporciona um aumento da corrente de curto-circuito. Em contrapartida, o valor de tensão de circuito aberto varia pouco com a alteração da radiação. No entanto, a potência que o módulo

fotovoltaico fornece é diretamente proporcional à radiação solar incidente (FREITAS, 2008). A Figura 9 exibe como a radiação solar influencia na corrente e tensão de uma célula de silício à temperatura de 25°C.

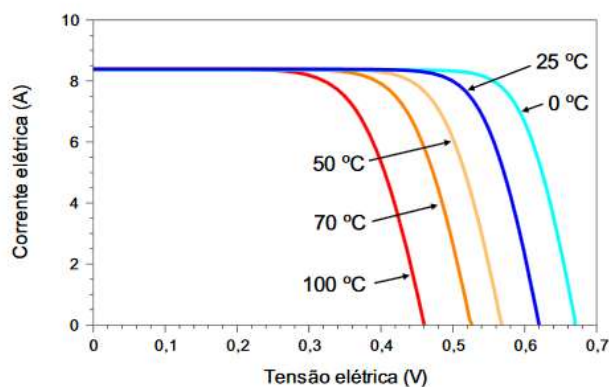
Figura 9 – Comportamento da radiação solar na curva característica corrente versus tensão.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Alterações da irradiação solar incidente e da temperatura ambiente afetam a temperatura de operação das células fotovoltaicas que compõem os módulos fotovoltaicos (PINHO; GALDINO, 2014). Com o aumento da temperatura, a tensão de circuito aberto cai e a corrente de curto circuito aumenta. A Figura 10 demonstra o efeito causado pela variação da temperatura das células sobre a curva característica de tensão versus corrente para um módulo fotovoltaico.

Figura 10 – Influência da temperatura na operação do módulo fotovoltaico.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Ao se observar a Figura 10, verifica-se que o decréscimo da tensão é um parâmetro mais expressivo do que o aumento de corrente, ou seja, quanto maior a temperatura de operação do módulo menor é a potência gerada pelo equipamento.

2.6 POTÊNCIA GERADA PELOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Apesar de a irradiação solar ter perfis distintos, variando de região para região, esta grandeza também varia em uma larga faixa de valores em um mesmo local. Sabendo que a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos depende da forma que a irradiação varia no tempo e esta possui natureza estocástica (possui apenas a possibilidade de prever a probabilidade de ocorrência), tem-se que a potência gerada pelos painéis também possui natureza estocástica (FIOROTTI, 2015). Por consequência, é necessário modelar adequadamente de forma probabilística a irradiação solar para realizar estudos da potência gerada pelos painéis (ABDELAZIZ et al., 2015).

O método mais utilizado para realizar a modelagem probabilística do perfil de irradiação de um determinado local é a distribuição Beta (KARAKI; CHEDID; RAMADAN, 1999), cuja função densidade de probabilidade (do inglês *probability density function* - PDF) é mostrada na Equação 1.

$$f(r) = \frac{\Gamma(\alpha(i) + \beta(i))}{\Gamma(\alpha(i)) * \Gamma(\beta(i))} \left(\frac{r}{r_{max}(i)}\right)^{\alpha-1} \left(1 - \frac{r}{r_{max}(i)}\right)^{\beta-1} \quad \alpha > 0 \quad \beta > 0 \quad (1)$$

- r irradiação solar (kW/m²);
- $r_{max}(i)$ irradiação máxima no período i (kW/m²);
- $\alpha(i)$ fator de forma;
- $\beta(i)$ fator de forma;
- Γ função Gamma.

Para determinar os fatores de forma α e β é necessária uma série histórica de irradiação solar da região de estudo, pois tais fatores são calculados a partir da média μ e do desvio padrão $\sigma(i)$ desta série. Além disso, vale destacar que, quanto maior for a série histórica, mais confiáveis serão os resultados, ou seja, mais fielmente a distribuição Beta representará o perfil de irradiação do local (FIOROTTI, 2015). Os cálculos para obter os fatores α e β são mostrados respectivamente na Equação 2 e na Equação 3.

$$\beta(i) = (1 - \mu(i)) \left[\frac{\mu(i)(1 - \mu(i))}{\sigma(i)^2} - 1 \right] \quad (1 \leq i \leq 288) \quad (2)$$

$$\alpha(i) = \frac{\mu(i)\beta(i)}{1 - \mu(i)} \quad (1 \leq i \leq 288) \quad (3)$$

Além disso, a eficiência do painel fotovoltaico varia para diferentes pontos de funcionamento, principalmente em função da irradiação solar e da sua temperatura de operação. As Equações 4, 5, 6, 7 e 8, representam a modelagem do painel proposto por Abdelaziz e outros (2015).

$$T_c = T_a + r \left(\frac{N_{ot} - 20}{0,8} \right) \quad (4)$$

$$I = r[I_{sc} + K_i(T_c - 25)] \quad (5)$$

$$V = V_{oc} - K_v \times T_c \quad (6)$$

$$FF = \frac{V_{mpp} \times I_{mpp}}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (7)$$

$$P_s = FF \times V \times I \quad (8)$$

Onde:

- T_c temperatura do painel fotovoltaico (°C);
- T_a média da temperatura ambiente no período (°C);
- N_{ot} temperatura nominal de operação da célula (°C);
- I corrente na célula (A);
- I_{sc} corrente de curto circuito da célula (A);

K_i	coeficiente corrente/temperatura ($A/^{\circ}C$);
V	tensão no módulo fotovoltaico (V);
V_{oc}	tensão de circuito aberto do módulo (V);
K_v	coeficiente tensão/temperatura ($V/^{\circ}C$);
FF	fator de forma (adimensional);
V_{mppt}	tensão no ponto de máxima potência (V);
I_{mppt}	corrente no ponto de máxima potência (A);
P_s	potência gerada pelo painel (W).

É importante destacar que neste método todos os parâmetros são obtidos através de medições meteorológicas e do manual do fabricante do painel. Entretanto, tal metodologia não leva em consideração os efeitos da posição e inclinação do painel fotovoltaico (FIOROTTI, 2015).

A fim de avaliar a influência da inclinação dos painéis, foram analisados valores de irradiação solar com o plano horizontal e inclinado com base nos dados de irradiação solar no Ifes Campus São Mateus presentes no Programa SunData v 3.0.

2.7 SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

A simulação de Monte Carlo (SMC) é baseada no uso de variáveis aleatórias e probabilidades, sendo uma metodologia aplicada na análise e resolução de problemas. Essa técnica foi desenvolvida pelos pesquisadores John Von Neumann e Stanislaw Ulam, por meio do Projeto Manhattan do laboratório de armas nucleares Los Alamos, Estados Unidos, no período da Segunda Guerra Mundial (SARAIVA JUNIOR; TABOSA; COSTA, 2011).

O Monte Carlo é uma ferramenta empregada em muitas áreas de conhecimento que vão desde simulação de complexos fenômenos físicos a econômicos (MAXWELL, 20--?). Devido a isto, para determinar a potência produzida por um gerador fotovoltaico utiliza-se a simulação e de Monte Carlo, também conhecida como *Method of Statistical Trials*, que é um método estatístico utilizado para resolver

problemas determinísticos e estocásticos através da geração de números aleatórios (QADER; QAMBER, 2010).

Para utilizar o método é necessário que o sistema físico ou matemático seja modelado em termos de PDF. Após definir essas distribuições, a Simulação de Monte Carlo atua realizando as amostragens aleatórias. Este processo é repetido inúmeras vezes e o resultado desejado é obtido por meio de técnicas estatísticas, como a média e o desvio padrão (MAXWELL, 20--?). No caso da geração fotovoltaica, o perfil de geração solar de um determinado local é modelado pela distribuição Beta. A operação da simulação de Monte Carlo segue um determinado padrão (JUNIOR; TABOSA; COSTA, 2011):

1. Determinar as variáveis envolvidas no sistema em análise com base em dados passados;
2. Gerar PDF de cada uma das variáveis definidas;
3. Definir, para cada variável considerada, os intervalos de classe de incidência dos números aleatórios;
4. Gerar números aleatórios;
5. Incidir números aleatórios gerados nos intervalos de classe de cada variável;
6. Realizar a simulação.

2.8 INVERSORES DE FREQUÊNCIA

Conforme citado em seções anteriores, nos SFGRs a energia gerada é utilizada, de forma preferencial, para suprir a demanda da unidade consumidora. Caso a geração seja maior do que as necessidades energéticas da unidade consumidora, o excedente é direcionado à rede de distribuição das concessionárias. No entanto, a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos possuem corrente contínua (CC) e tanto a linha de distribuição de energia das concessionárias quanto a maioria dos equipamentos eletro-eletrônicos, requerem que o sinal elétrico seja em corrente alternada (CA). Por esse motivo, é essencial o uso de inversores para adequar a energia gerada pelos painéis ao modo como a eletricidade está fluindo nas linhas de transmissão (SOUZA, 20--?).

Além de converter a corrente contínua gerada pelo sistema fotovoltaico, em corrente alternada de acordo com funcionamento da rede de distribuição, os inversores possuem também a função de (SOUZA, 20--?):

- Ajustar-se ao ponto de máxima potência (MPP) do arranjo fotovoltaico, conseguindo o seu maior rendimento;
- Guardar e/ou transmitir os dados durante o seu funcionamento, através de cartões de memória, transmissão direta a computador, etc.
- Possuir dispositivos de proteção em CC e CA, como por exemplo: proteção contra curtos-circuitos (CC/CA), proteção contra inversão de polaridade, proteção contra sobrecargas e sobre tensões, proteção para a conexão com a rede.

Existe disponível no mercado, uma grande variedade de inversores para atender diversas situações. Ainda assim, conforme Tolmasquim (2016), os inversores podem ser classificados basicamente em três tipos: inversores centrais, inversores *multistring*, e inversores *string*.

Os inversores centrais são equipamentos de grande porte, que apresentam potência da ordem de centenas de kW até MW, e por isso são utilizados principalmente em usinas fotovoltaicas (TOLMASQUIM, 2016). Nesta classificação, todo o arranjo fotovoltaico (grupo de módulos em série e paralelo) está conectado em um só inversor. Devido a isto, cada conjunto de módulos fotovoltaicos em série necessita de um diodo de bloqueio, o que acarreta em perdas. Não obstante, no caso de falha do inversor todo o arranjo fotovoltaico é desconectado (PINTO NETO, 2012).

Conforme Pinho e Galdino (2014) os inversores *multistring*, que podem ser trifásicos ou monofásicos, possuem múltiplas entradas com seguimento de ponto de máxima potência (SPPM) para conexão de fileiras de módulos (*strings*). Sua construção proporciona o uso dessa classe de equipamentos em instalações urbanas como telhados e fachadas, nas quais cada *strings* pode estar sujeira a condições distintas de irradiância e/ou sombreamento. Em contrapartida, os inversores *strings* são monofásicos e possuem apenas uma entrada SPPM (PINHO; GALDINO, 2014).

Devido a isto, são mais indicados para uso em instalações de microgeração (até 10 kWp).

2.9 GRUPO MOTOR GERADOR A DIESEL

De acordo com Lora (2004), os motores de combustão interna são máquinas térmicas nas quais a energia química do combustível se transforma em trabalho mecânico. Dentre as máquinas térmicas, os motores de combustão interna representam a tecnologia mais utilizada, devido a sua simplicidade, robustez e alta relação entre a potência e o peso. Tais características proporcionam sua aplicação como elementos de propulsão, para geração de eletricidade contínua, de *back-up* ou de carga de pico, entre outras aplicações (LORA, 2004).

No âmbito da geração de eletricidade, os principais tipos de motores de combustão interna empregados, são os motores Diesel, motores de ignição por centelha tradicionais ou a gás, motores duplo combustível e motores gás-diesel (LORA, 2004). Dentre estes motores, o grupo Diesel possui a vantagem de apresentar baixo custo de aquisição quando comparados com outros tipos de fonte de energia alternativa como a eólica e a fotovoltaica, facilidade de encontrar peças de reposição e apresentam robustez (BARRETO; PINHO, 2008). Outro ponto crucial no uso dos motores a Diesel para a geração de energia elétrica, é a possibilidade de encontrar no mercado grupos geradores a Diesel que atendem a uma ampla faixa de potência e que podem adequar-se às mais diversas aplicações.

Os GMG's são máquinas que tem como função a produção de energia elétrica para funcionamento autônomo ou em paralelo com a rede elétrica convencional da concessionária, a partir do consumo do óleo diesel ou outro combustível (RIBEIRO; CRUZ, 2017). Elas podem fornecer energia elétrica de emergência em um momento de falha no fornecimento da concessionária ou podem até serem utilizados na redução de custos quando as tarifas e serviços da concessionária não são vantajosos para o consumidor (YAMAGUCHI; VANDERLEI, 2012).

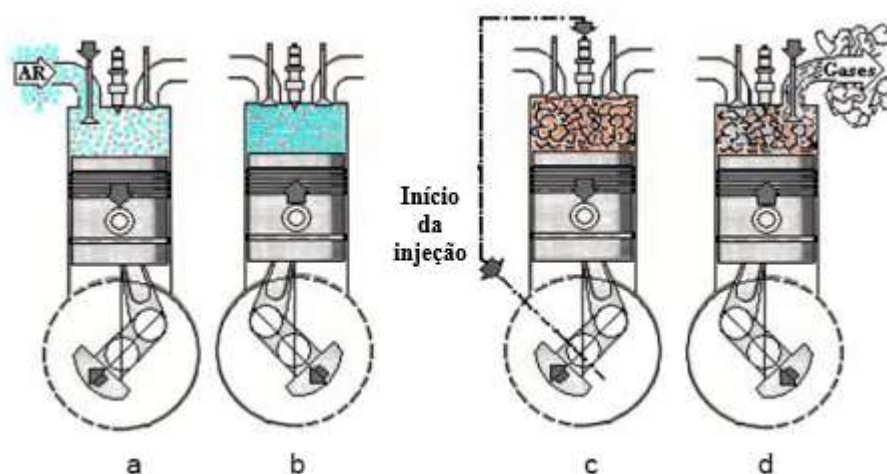
O grupo motor gerador (GMG) é um conjunto de motor Diesel acoplado a um gerador de corrente alternada. No entanto, para que a máquina produza energia com confiabilidade, de qualidade e na capacidade necessária, é essencial dispor também, de todo um sistema de acionamento, com baterias de partida e motor de arranque, além de sistema de armazenamento de combustível, supervisão, controle, dentre outros (CORREIA, 2017).

2.9.1 Funcionamento do motor a Diesel

O motor é o equipamento que alimenta todo o sistema de geração no qual, em grande parte dos sistema GMG utiliza-se o diesel como combustível. A preferência por um motor a Diesel, nos geradores de energia elétrica, deve-se ao fato de que essa classe de motor apresenta maior potência, maior economia e maior durabilidade quando comparado com as outras classes (YAMAGUCHI; VANDERLEI, 2012).

Um motor a Diesel, de 4 tempos, funciona baseado no princípio da autoignição. Nesses motores, o pistão inicialmente aspira o ar até alcançar o ponto onde a cabeça do pistão está na posição mais abaixo possível (Ponto Morto Inferior- PMI). Em seguida, para elevar a pressão e a temperatura do ar, o mesmo é comprimido até que a cabeça do pistão alcance a posição mais acima possível (Ponto Morto Superior- PMS). No momento em que o pistão se aproxima do PMS o combustível é injetado na câmara de combustão para reagir espontaneamente com o oxigênio contido no ar quente, sem a necessidade de uma faísca. A temperatura ideal do ar, para que ocorra a reação espontânea do combustível, é chamada de temperatura de autoignição. Após a combustão, os gases oriundos desse processo, são ejetados para fora da câmara por um processo denominado escape (BRUNETTI, 2012). Todas os tempos de funcionamento do motor são representados na Figura 11.

Figura 11 – Funcionamento do motor Diesel 4 tempos: a) admissão; b) compressão; c) combustão; d) escape.



Fonte: adaptado de Luz (2013).

Sendo assim, dentro do processo de geração de energia elétrica pelo GMG, o motor a Diesel é o equipamento responsável, por transformar os movimentos alternativos dos pistões em movimento rotativo da árvore de manivelas, através da qual se transmite energia mecânica para o gerador. O gerador, por sua vez, quando tem seu eixo acionado por um motor produz energia elétrica em seus terminais.

2.9.2 Funcionamento do gerador CA

Os geradores são equipamentos que possuem como função a conversão da energia mecânica em energia elétrica. Estes equipamentos pertencem à categoria de máquinas síncronas (a rotação é proporcional a frequência da força eletromotriz) (PEREIRA, 2019).

Os geradores são construídos, basicamente, por duas partes: rotor e estator. O estator é a parte da máquina que é estacionária, ao passo que o rotor é a parte móvel, onde é gerado um campo magnético alimentado por corrente contínua (MARQUES; SAMBAQUI; DUARTE, 2013). Durante o projeto do rotor, para obter esse campo magnético, pode-se optar pelo uso de um ímã permanente ou de um eletroímã. Com o movimento do rotor, provocado pelo motor a Diesel ou qualquer

outra máquina motriz primária, se produz um campo magnético girante dentro da máquina. Esse campo magnético girante induz um conjunto de tensões trifásicas nos enrolamentos de estator do gerador (CHAPMAN, 2013). Dessa forma, o motor a Diesel acoplado ao gerador produz energia elétrica.

2.9.3 Características gerais de operação do gerador a Diesel

A fim de facilitar a seleção do GMG de acordo com a situação no qual o equipamento vai operar, os fabricantes disponibilizam uma classificação conforme as condições de carga máxima permitido. Essa classificação pode ser mostrada em três sistemas distintos, o *standby*, o *prime* e contínuo.

Os GMG's, que funcionam de acordo com a classificação *standby*, são utilizados para assegurar uma reserva de energia elétrica em ocasiões de interrupção no fornecimento de energia via concessionária. No entanto, nessa configuração não permite que a fonte usual de energia e o grupo motor gerador funcionem em paralelo (SILAMI, 2019)

O modo de operação *prime*, é utilizado em instalações que já são alimentadas pela concessionária, mas fazem uso dos GMG's para suprir as cargas em serviços programados. Esta classificação permite que o gerador fique disponível por um número ilimitado de horas de operação ao ano, em aplicações com carga variável. Contudo, esta classificação permite também que o grupo gerador fique disponível por um número limitado de horas de operação ao ano, em aplicações com carga constante tais como, energia interrompível, redução de carga, corte de pico, entre outras aplicações (CUMMIS, 2003).

De acordo com a classificação de operação contínuo, o GMG precisa funcionar durante um número ilimitado de horas sob carga constante, alimentando as cargas variáveis em todo tempo necessário de atividade. Os equipamentos geradores que se enquadram nessa classificação são utilizados em regiões remotas ou eventos que possuem como única fonte de energia o grupo motor gerador. Neste regime de

trabalho, é essencial obedecer sempre a frequência de manutenção determinada pelo fabricante (SILAMI, 2019).

O grupo motor gerador a Diesel apresenta melhor desempenho e maior tempo de vida quando são instalados conforme as classificações. É de extrema importância observar a capacidade de geração da máquina e a potência requerida pelo cliente para evitar o superdimensionamento do equipamento, e conseqüentemente gasto desnecessário com geração de energia, ou um subdimensionamento ocasionando a seleção de uma máquina insuficiente para suprir a demanda (GALASSO, 2016). É importante também, operar os grupos geradores com carga mínima suficiente para alcançar temperaturas normais e queima apropriada do combustível (CUMMIS, 2003).

2.9.4 Chaves de transferência

O objetivo do uso das chaves de transferência está em realizar a comutação entre as fontes de alimentação, a fim de que não haja fornecimento de energia para a unidade consumidora, por parte do GMG e da rede, simultaneamente. Este sistema é obrigatório em todas as instalações que possuem o grupo gerador como fonte alternativa de fornecimento de energia elétrica, salvo quando o equipamento gerador é a única fonte energética (PEREIRA, 2019).

Além de não permitir o fornecimento de energia simultâneo, da rede e do gerador, a utilização das chaves de transferência evitam sérios danos, tais como: queima de equipamentos, incêndios provocados por descargas elétricas sobre o combustível, energização indevida da rede elétrica da concessionária podendo provocar acidentes em eletricitas que estejam trabalhando na rede, entre outros (PEREIRA, 2019).

As chaves de transferência podem ser tanto manuais quanto automáticas. As chaves manuais são comumente utilizadas em operação sem carga. Já as automáticas são empregadas quando se deseja um acionamento elétrico. Neste

último caso, o acionamento ou a parada do gerador são executadas por contatos de relés comandados pelos sistemas de controle (PEREIRA, 2019).

Dentre os modos de operação das chaves de transferência para realizar o acionamento e a parada dos GMG's é possível citar a transferência por transição aberta, transição fechada e transição em rampa.

O modo de operação da chave de transferência por transição aberta é projetada para atuar principalmente em sistemas de emergência, visto que essa chave só é acionada após a extinção do fornecimento de energia elétrica pela concessionária (TECNOGERA, 2016). Para que a chave funcione adequadamente, o módulo de controle monitora a rede de forma que, em situações de falha da concessionária, o grupo gerador é rapidamente acionado (CUMMIS, 20--?).

Na transferência por transição fechada ocorre o acionamento da chave sem que haja pausa no fornecimento de energia. Isto é possível devido a um comutador de transferência que tem a capacidade de transferir a carga de uma fonte para outra através de paralelismo momentâneo das duas fontes durante o período de transferência (CUMMIS, 20--?). Sendo assim, este é o modo de operação mais indicado para locais que não podem ter o fornecimento de energia interrompido, como por exemplo os hospitais e os *datacenters* (TECNOGERA, 2016).

Por fim, o modo de operação da chave de transferência por transição em rampa é um sistema ligado em paralelo com a rede. Neste modo de funcionamento ocorre a sincronização entre a rede e o gerador para que a carga seja transferida de forma gradativa, evitando problema do corte momentâneo de energia. No entanto, esse sistema de transferência exige um maior monitoramento e proteção pelo fato de existir um paralelismo entre as fontes (YAMAGUCHI; VANDERLEI, 2012).

2.10 TARIFAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O sistema tarifário é uma metodologia contábil cujo objetivo é remunerar as empresas de fornecimento de energia elétrica, de forma adequada. A tarifa energética é definida como a quantidade em dinheiro que compra uma certa quantidade de energia (GUEDES, 2011). Com esse retorno financeiro, as concessionárias podem manter o serviço com qualidade e ainda podem desenvolver incentivos para eficiência energética.

A tarifa de energia é composta pelo custo de geração de energia, custo do transporte de energia até as casas por fios, pelo custo de encargos e tributos definido por cada estado (MAXWELL, 20--?).

No Brasil, as unidades consumidoras são classificadas em dois grupos tarifários; o grupo A e o grupo B. Os clientes com tensão de fornecimento igual ou superior de 2,3 kV, como indústrias, shopping centers e alguns edifícios comerciais, são enquadrados no grupo A. Esse grupo possui subdivisões de acordo com a tensão de fornecimento de energia elétrica, em (GUEDES, 2011):

- Subgrupo A1- Clientes ligados com tensão de fornecimento igual ou superior 230 kV;
- Subgrupo A2 - Clientes ligados com tensão de fornecimento de 88 a 138 kV;
- Subgrupo A3 - Clientes ligados com tensão de fornecimento de 69 kV;
- Subgrupo A3a- Clientes ligados com tensão de fornecimento de 30 a 44 kV;
- Subgrupo A4 - Clientes ligados com tensão de fornecimento de 2,3 a 25 kV;
- Subgrupo AS - Tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir do sistema subterrâneo de distribuição.

O grupo B é composto por unidades consumidoras em tensão inferior a 2,3 kV e possuem tarifa monômnia, ou seja, são tributados apenas pela energia consumida. O Brasil (2008) define que seus subgrupos são:

- Subgrupo B1 – Clientes residenciais;
- Subgrupo B2 – Clientes rurais;

- Demais Classes (comerciais, industriais e etc.);
- Subgrupo B4 – Iluminação pública.

A estrutura tarifária é definida como sendo o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativa, de acordo com a modalidade de fornecimento (GUEDES, 2011). Quanto a estrutura tarifária, divide-se em tarifa monômnia e binômnia. A tarifa monômnia é constituída por preços aplicáveis apenas ao consumo de energia elétrica ativa, independentemente das horas de utilização do dia (GUEDES, 2011). Ao passo que, na tarifa binômnia aplica-se preços diferenciados ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda de potência, levando em consideração também as horas de utilização do dia (ponta e fora ponta) (COPEL, 2018).

Para proporcionar um consumo mais eficiente do recurso da energia elétrica, a tarifa binômnia ainda é subdividida em azul, verde e branca, onde (ANEEL, 2016):

- Branca: Modalidade oferecida aos consumidores do grupo B (exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses baixa renda do subgrupo B1) e às que pertencem ao grupo A, optantes da tarifa de baixa tensão. A modalidade é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia.
- Verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, e apresentam tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência;
- Azul: destinada a clientes inseridos no grupo A, sendo caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia.

2.11 FATURAMENTO DE ENERGIA E DEMANDA

Energia elétrica é composta pela energia reativa e energia ativa. A energia ativa é a parcela que realiza trabalho. Em contrapartida, a energia reativa é a responsável pela formação de campos magnéticos, que são essenciais para o

funcionamento de alguns aparelhos que possuem motor como a (geladeira, freezer, ventilador, máquinas de lavar, entre outros) ou indutor (reator eletromagnético utilizado nas luminárias com lâmpadas fluorescentes) (GUEDES, 2011).

As tarifas possuem estruturas com dois componentes que define o seu preço: consumo de energia ativa e demanda de potência ativa. Para o consumo de energia, as concessionárias adotam o período mensal para fins de faturamento. Por outro lado, medição da demanda é realizada em intervalos de 15 minutos (KAMMLER et al., 2011). A contratação e o faturamento da energia e da demanda de potência diferenciada ao longo do dia são permitidos por meio dos postos tarifários, conforme as diversas modalidades tarifárias.

A Resolução Normativa nº 414 da ANEEL (2010) define como posto tarifário ponta, o período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas. Tais horas são definidas pela distribuidora considerando a curva de carga do consumidor, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão ou permissão, com exceção feita aos sábados, domingos, e feriados nacionais.

O posto tarifário intermediário refere-se ao período de uma hora anterior e posterior ao horário de ponta, aplicado exclusivamente às unidades tarifárias pertencentes à tarifa branca. O conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta e intermediário (no caso da Tarifa Branca) refere-se ao período do posto tarifário fora de ponta.

O valor pago pela energia é o valor da tarifa vigente multiplicado pelo total de energia consumida, mas a cobrança referente ao uso da demanda de potência possui particularidades. No caso em que a demanda medida for menor do que a demanda contratada, paga-se pela demanda contratada. Se a demanda medida for até 5% maior que a demanda contratada, paga-se pela demanda medida. E em situações na qual a demanda medida exceda em mais de 5% o valor da demanda contratada, paga-se pela demanda medida juntamente com a demanda de ultrapassagem (CARVALHO NETO et al., 2011). Cobra-se pela ultrapassagem, duas

vezes o valor da tarifa aplicável de demanda de potência multiplicada pela demanda de potência ativa ou MUSD (Montante de Uso do Sistema de Distribuição) excedente.

A Resolução Normativa nº 414 da ANEEL (2010) estabelece também que o fator de potência, indutivo ou capacitivo, tem como limite mínimo permitido para as unidades consumidoras dos grupos A, o valor de 0,92. Aos montantes de energia elétrica e demanda de potência reativos que excederem o limite permitido, aplicam-se as cobranças estabelecidas conforme Equações 9 e 10, respectivamente.

$$E_{RE} = \sum_{T=1}^{n1} \left[EEAM_T * \left(\frac{f_R}{f_T} - 1 \right) \right] * VR_{ERE} \quad (9)$$

Onde:

E_{RE} valor correspondente à energia elétrica reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência " f_R " no período de faturamento (R\$);

$EEAM_T$ montante de energia elétrica ativa medida em cada intervalo "T" de uma hora, durante o período de faturamento (MWh);

f_R fator de potência de referência igual a 0,92;

f_T fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo "T" de uma hora, durante o período de faturamento;

VR_{ERE} valor de referência equivalente à tarifa de energia "TE" da bandeira verde aplicável ao subgrupo B1 (R\$/MWh);

$$D_{RE}(p) = \left[\text{Max}_{T=1}^{N2} * \left(PAM_T * \frac{f_R}{f_T} \right) - PAF(p) \right] * VR_{DRE} \quad (10)$$

Onde:

$D_{RE}(p)$ valor, por posto tarifário "p", correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência " f_R " no período de faturamento (R\$);

- PAM_T demanda de potência ativa medida no intervalo de integralização de uma hora “T”, durante o período de faturamento (kW);
- $PAF(p)$ demanda de potência ativa faturável, em cada posto tarifário “p” no período de faturamento (kW);
- VR_{DRE} valor de referência equivalente às tarifas de demanda de potência (para o posto tarifário fora de ponta) das tarifas de fornecimento aplicáveis aos subgrupos do grupo A para a modalidade tarifária horária azul e das TUSD-Consumidores Livres (R\$/kW).

Ainda conforme a Resolução Normativa nº414 da ANEEL (2010), para determinar o E_{RE} e o D_{RE} é necessário levar em consideração:

- O período de seis horas consecutivas, que a critério da distribuidora, pode variar entre 23h 30min e 6h 30min, apenas os fatores de potência “ f_T ” inferiores a 0,92 capacitivo, verificados em cada intervalo de uma hora “T”;
- O período diário complementar ao definido no tópico acima, apenas os fatores de potência “ f_T ” inferiores a 0,92 indutivo, verificados em cada intervalo de uma hora “T”.

2.12 INDICADORES DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Para a realização de um projeto deve-se em primeiro lugar analisar sua viabilidade técnica, ou seja, se pode ser executado com os procedimentos de engenharia e equipamentos disponíveis. No entanto, essa análise não é suficiente para a execução de um projeto. É necessário que haja também uma análise de viabilidade econômica, a fim de investigar se os benefícios financeiros serão maiores do que o capital investido (TORRES, 2006).

Visto a necessidade da apuração da viabilidade econômica das propostas de inserção da energia solar fotovoltaica e do motor gerador a Diesel no Ifes Campus São Mateus, foi tomado como base três parâmetros financeiros: tempo de retorno do investimento (*payback simples*), valor presente líquido (VPL) e a taxa interna de retorno (TIR).

O tempo de retorno é um dos critérios de avaliação de projetos de mais fácil interpretação no meio empresarial. Ele relaciona o valor do investimento com fluxo de caixa do projeto com a finalidade de indicar o tempo necessário para que se tenha a recuperação do valor investido. O tempo de retorno é dado pela Equação 11 (OCHOA et al., 2015).

$$\text{Tempo}_{\text{Ret.}} = \text{Custo inicial (incentivos)}/\text{Resultado médio do fluxo de caixa} \quad (11)$$

O critério do valor presente líquido (VPL) é uma ferramenta que se baseia na atualização de fluxo de caixa representativos de receitas, custos e lucros operacionais para certo horizonte de planejamento, empregando como taxa mínima de desconto a taxa mínima de atratividade. A Equação 12 apresenta o modelo matemático para determinar o VPL de um projeto (FERREIRA, 2009).

$$VPL_{(i_M)} = -I + \sum_{t=0}^n \frac{R_t - C_t}{(1 + i_M)^t} \quad (12)$$

Sendo:

- I investimento ou capital aplicado (R\$);
- i_M taxa mínima de atratividade;
- R_t receita acumulada no período (R\$);
- C_t custo acumulado no período (R\$);
- t tempo de análise (ano).

Quando o resultado obtido com a aplicação deste critério for maior do que zero, conclui-se que o projeto resultará em lucro econômico, caso o VPL seja igual a zero o projeto terá um lucro normal e se o resultado for negativo o projeto resultará em prejuízo, caso seja realizado (FERREIRA, 2009).

A última ferramenta de análise de viabilidade econômica utilizada neste estudo é o TIR, que é, provavelmente, a mais usada das técnicas sofisticadas de orçamento de capital. De acordo com Gitman (2010), a taxa interna de retorno é a taxa de

desconto que iguala o VPL de uma oportunidade de investimento a zero, pois o valor presente das entradas de caixa iguala-se ao investimento inicial. Sendo assim, o TIR representa a taxa de retorno anual composta que a empresa obterá, se aplicar recursos em um projeto e receber as entradas de caixa previstas. Matematicamente, o TIR é representado pela Equação 13 (FERREIRA, 2009):

$$VPLX_{(i_x)} = \sum_{t=1}^n \frac{R_t - C_t}{(1 + i_x)^t} - C_0 = R\$ 0 \quad (13)$$

Sendo:

$VPLX_{(i_x)}$ valor presente líquido da proposta X a uma taxa interna “ i_x ”;

C_0 investimento ou capital aplicado (R\$);

i_x taxa interna de retorno ou taxa de lucro da proposta X;

R_t receita acumulada no período (R\$);

C_t custo acumulado no período (R\$);

t tempo de análise (ano);

n vida útil, vida econômica ou horizonte de planejamento da proposta X.

Quando o projeto possui TIR superior à Taxa Mínima de Atratividade de retorno estabelecida pelo investidor, considera-se que o projeto é viável economicamente.

3 METODOLOGIA

Nesta seção, será detalhada a metodologia adotada para a realização deste trabalho, como o dimensionamento do sistema fotovoltaico conectado à rede e o dimensionamento do motor gerador a Diesel.

3.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

Conforme Pinho e Galdino (2014) às principais etapas para a realização do dimensionamento de um SFCR são:

- Realizar o levantamento do recurso solar disponível na região;
- Definir a localização e configuração do sistema;
- Levantar a demanda e consumo de energia elétrica;
- Dimensionar o gerador fotovoltaico;
- Dimensionar o inversor para interligação com a rede.

É importante ressaltar que as etapas supracitadas atendem apenas os projetos de sistemas fotovoltaicos sem cogeração, sem seguimento solar e sem concentração da radiação solar. Assim sendo, as seções subsequentes descrevem os procedimentos realizados.

3.1.1 Levantamento do recurso solar disponível na região

Diante à característica estocástica da irradiação solar, foi necessário realizar a modelagem de forma probabilística para verificar o potencial de geração de energia por meio dos painéis.

O perfil de irradiação na cidade de São Mateus- ES foi modelado utilizando a distribuição Beta. No entanto, a distribuição Beta é descrita pela função densidade de probabilidade, sendo esta composta de fatores determinados a partir da média e do desvio padrão da série histórica de irradiação solar da região de estudo, como descrito na Seção 2.6.

Com o intuito de determinar a média e o desvio padrão da série histórica, utilizou-se os dados de irradiação solar da região de São Mateus coletados pelo IMET- Instituto Nacional de Meteorologia, correspondente a um período de cinco anos que compreende a 01 de janeiro de 2012 até 31 de dezembro de 2016. Contudo, a irradiação solar e a temperatura possuem sazonalidade e seus perfis variam em função das horas do dia. Sendo assim, com o propósito de preservar as características horossazonais destes indicadores, cada mês do ano foi representado por um dia útil, o qual é subdividido em 24 intervalos de uma 1 hora, ou seja, um ano completo é representado por 288 intervalos horários (12 meses no ano * 24 horas do dia = 288). A Figura 12 mostra como a série histórica de janeiro de 2012 da irradiação solar foi organizada.

Figura 12 – Imagem de parte da planilha de série histórica da irradiação solar global em kJ/m².

Janeiro 2012														
Dia/ Hora	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00
01-01-2012	66,8	403,2	857,3	1736,5	2025,5	1507,7	1215,8	2317,6	1270,8	1797,7	705,0	225,7	49,4	0,0
02-01-2012	59,0	348,6	1218,8	1172,9	1489,8	2214,5	1813,6	1718,8	2011,3	1476,0	941,1	615,3	110,3	0,0
03-01-2012	33,5	398,0	497,8	474,3	667,8	855,8	2143,6	1266,5	920,9	948,2	1069,7	396,5	81,8	0,2
04-01-2012	92,7	651,2	1431,5	1116,3	2188,5	2850,7	2434,4	2082,5	2623,6	1163,2	861,0	25,5	50,0	0,4
05-01-2012	62,4	449,9	1313,3	1333,4	1264,6	1723,1	2411,9	1882,7	2804,5	2090,4	1222,4	373,1	82,5	1,4
06-01-2012	129,7	824,8	1184,8	1883,9	2468,8	2274,7	2463,1	3297,5	3291,0	3081,4	2377,5	1233,1	481,7	7,9
07-01-2012	28,9	157,1	429,9	1545,4	1429,2	1927,7	2771,9	3861,0	2161,8	1478,2	1608,7	669,0	148,4	6,0
08-01-2012	45,6	735,6	1133,5	1138,0	1949,3	1284,8	1014,7	1016,9	1515,2	1763,1	574,4	377,8	116,3	0,4
09-01-2012	62,7	347,8	678,2	1368,0	1856,6	2187,6	2803,5	3130,0	3058,5	2040,1	1207,8	697,1	248,9	6,3
10-01-2012	119,0	429,5	1232,1	1832,4	2282,6	2773,5	2215,9	3394,2	1472,1	658,7	524,4	394,4	176,9	8,0
11-01-2012	88,1	479,8	746,4	1571,3	1647,7	2001,1	1983,6	2593,8	2606,5	1715,1	1461,9	658,9	209,1	6,3
12-01-2012	98,5	969,6	850,7	2038,3	2400,8	3284,6	3290,2	3372,8	2760,8	1700,2	1731,5	1249,3	384,1	5,5
13-01-2012	110,9	467,8	1621,9	1611,8	3044,9	2000,1	2441,4	2221,9	3149,4	2552,9	2159,4	1143,4	272,8	11,2
14-01-2012	108,8	813,9	1414,3	1556,1	2546,6	2487,6	3615,7	3850,6	3317,6	3013,4	2299,6	1432,7	541,9	20,2

Fonte: adaptado.

A importância de se determinar a irradiação solar e a temperatura de operação está no fato de que a eficiência do painel fotovoltaico varia para diferentes pontos de funcionamento em função destes parâmetros. Vale ressaltar que neste método todos os parâmetros são obtidos através de medições meteorológicas e do manual do fabricante do painel.

Após determinar a irradiação solar e a temperatura de operação, determina-se (por meio das Equações 4, 5, 6, 7 e 8) a potência fornecida pelo gerador fotovoltaico, preservando sua natureza estocástica, por meio da simulação de Monte Carlo. Esta simulação é um método estatístico utilizado para resolver problemas determinísticos e estocásticos através da geração de números aleatórios (QADER; QAMBER, 2010).

3.1.2 Localização e definição do sistema fotovoltaico

Com o auxílio da planta baixa do *campus* realizou-se o levantamento das possíveis áreas disponíveis para a instalação das placas. Segundo Villalva e Gazoli (2012), umas das regras básicas para realizar a correta instalação de um módulo solar é, sempre que possível, orientar o módulo com sua face voltada para o norte geográfico. Esta orientação de painel colabora para maximizar a produção média diária de energia.

Outra regra básica para a instalação de geradores fotovoltaicos está relacionada ao ajuste correto do painel com relação ao solo para otimizar a produção de energia ao longo do ano (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Para a cidade de São Mateus- ES, a maior média anual de irradiação solar é alcançado quando o painel é instalado com inclinação de aproximadamente 15°, como pode ser observado por meio do quantitativo de irradiação solar média mensal em kWh/m².dia apresentado no Tabela 1.

Tabela 1– Influência da inclinação dos painéis na irradiação solar diária média mensal para a cidade de São Mateus- ES.

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		
Plano horizontal	0°	6,31	6,41	5,48	4,53	3,91	3,58	3,70	4,40	4,96	5,20	5,23	6,10	4,98	2,83
Plano igual a latitude	19°	5,73	6,11	5,58	4,96	4,58	4,34	4,42	4,97	5,19	5,07	4,85	5,48	5,11	1,77
Maior média anual	15°	5,89	6,22	5,59	4,9	4,47	4,21	4,29	4,88	5,18	5,13	4,96	5,64	5,11	2,01
Maior mínimo mensal	27°	5,37	5,84	5,48	5,02	4,76	4,56	4,61	5,09	5,16	4,90	4,59	5,11	5,04	1,20

Fonte: adaptada do Crescesb (2018).

Diante da análise, observou-se que o lugar mais adequado para a instalação dos painéis seria a cobertura do prédio Anexo II da Instituição, visto que não possui sombreamento, é próximo da carga e de um quadro de distribuição, é um prédio com estrutura nova, e possui telhado com inclinação de aproximadamente 14°. No entanto, para este estudo, foi considerado apenas a área do telhado apontado para o norte geográfico (visando a maior geração anual de energia), contudo foi desconsiderado desse espaço os pontos onde ocorre sombreamento devido ao parapeito. A Figura 13 é a foto da vista superior do Anexo II do Ifes Campus São Mateus com indicação do lugar sugerido para instalação dos painéis.

Figura 13 – Vista superior do Anexo II.



Fonte: adaptada Ifes (2018).

3.1.3 Levantamento da demanda de consumo de energia elétrica

Para conhecer o impacto da geração fotovoltaica na conta de energia do Ifes Campus São Mateus, que possui tarifação binômica, se fez necessário inicialmente contabilizar o consumo de energia elétrica. Isto foi possível por meio da análise das faturas de energia correspondente ao período entre julho de 2016 a junho de 2017. Das faturas foram retiradas as informações referentes a energia ativa de ponta, energia ativa fora ponta, demanda máxima de ponta, demanda máxima fora ponta e a energia reativa excedente (ERE), como mostra Tabela 2.

Tabela 2 – Levantamento da demanda de consumo do Ifes Campus São Mateus.

DATA	Energia Ativa de Ponta (kWh)	Energia Ativa de Fora Ponta (kWh)	Demanda Máxima Ponta kW (Valor Medido)	Demanda Máxima Fora Ponta kW (Valor Medido)	ERE Ponta (kWh)	ERE Fora Ponta (kWh)
jul/16	4.298,07	24.690,75	88,20	108,36	44,94	315,84
ago/16	3.481,38	22.991,01	86,52	103,32	88,20	426,72
set/16	4.533,06	24.168,27	94,08	113,40	24,36	272,58
out/16	3.516,45	23.260,65	90,72	108,36	56,49	376,74
nov/16	3.870,09	24.872,82	115,92	130,2	68,88	405,30
dez/16	4.944,03	28.015,05	126,84	160,44	18,27	334,32
jan/17	1.860,18	21.721,35	79,80	126,84	113,4	357,21
fev/17	3.340,68	22.774,92	120,12	137,76	60,90	360,99
mar/17	5.439,63	33.430,95	124,32	140,28	15,75	266,07
abr/17	4.846,80	31.801,56	109,2	140,28	8,19	366,87
mai/17	4.813,41	28.210,77	106,68	143,64	27,51	368,76
jun/17	5.239,08	30.564,66	103,32	130,20	21,00	502,74
Total	50.182,86	316.502,76				

Fonte: autora.

A partir da tabela acima foi possível conhecer o consumo anual de energia ativa ponta que fica em torno de 50.182,86 kWh, e o consumo anual de energia ativa fora de ponta que é cerca de 316.502,76 kWh.

Este estudo inicial, sobre consumo de energia no *campus*, serviu como base para as análises posteriores a fim de otimizar o uso de energia através da implantação do gerador fotovoltaico, uma possível adequação do contrato de energia com a concessionária e também como base para o estudo da inserção do gerador a Diesel.

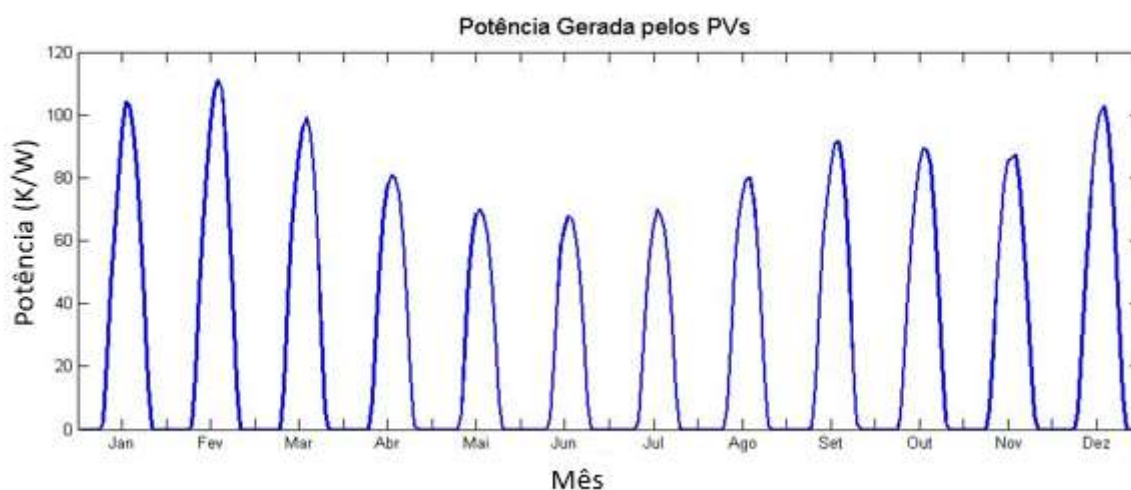
A redução da demanda contratada, é realizada mediante solicitação por escrito da parte do consumidor, com antecedência mínima de noventa dias da data prevista para sua aplicação, para os consumidores pertencentes ao subgrupo A4 e cento e oitenta dias da data prevista para sua aplicação, para os consumidores pertencentes aos demais subgrupos. Já o aumento dos valores de demanda contratada deverá ser

submetido por escrito pelo consumidor à distribuidora com antecedência mínima de 30 dias da data prevista para sua aplicação (COPEL, 2019).

3.1.4 Dimensionamento do gerador fotovoltaico

Uma vez definido a topologia do sistema fotovoltaico, o estudo seguiu com a análise da inclinação das placas fotovoltaicas. Buscou-se determinar, por meio da Simulação de Monte Carlo, a geração anual obtida quando as placas estão posicionadas na horizontal e quando estão instaladas com uma inclinação de 15°. Um exemplo de curva anual de potência firme de geração distribuída, usando a metodologia proposta, é mostrado na Figura 14.

Figura 14 – Estimativa da curva anual de potência gerada pelo sistema fotovoltaico.



Fonte: elaborado pela autora.

Para estabelecer o quanto os geradores fotovoltaicos podem contribuir na redução de consumo de energia elétrica, utilizou-se os dados da memória de massa registradas a cada 15 minutos, totalizando o período de um ano.

Conforme Villalva e Gazoli (2012), o dimensionamento do gerador fotovoltaico conectado à rede pode ser efetuado com base na energia que se deseja produzir, com base no consumo médio mensal podendo suprir parcialmente ou integralmente

a demanda de energia elétrica de um determinado consumidor, ou ainda levando em consideração o espaço disponível para a instalação.

3.1.5 Dimensionamento do inversor para a interligação com a rede

Os inversores são de extrema importância para os sistemas *on-grid*, visto que são os responsáveis por converter energia de corrente contínua produzida pelos geradores para corrente alternada, e injeta-lá na rede elétrica. Sendo assim, deve-se dimensionar o sistema de modo que o inversor não trabalhe por muito tempo em potências excessivamente abaixo da nominal nem seja sobrecarregado. Devido a isto, é recomendável o uso de vários inversores de potência menor que potência total do sistema, a fim de aumentar a confiabilidade, evitando que a falha de um equipamento coloque todo o sistema em risco e ainda colaborar para que a energia gerada seja mais barata (PINHO; GALDINO, 2014).

O dimensionamento de um inversor é diretamente influenciado pela potência elétrica do gerador fotovoltaico, a tecnologia e as características elétricas do módulo selecionado para integrar o gerador, características ambientais do local, além da topologia de instalação escolhida (PINHO; GALDINO, 2014). Para o adequado dimensionamento do inversor, os critérios abaixo, devem ser levados em consideração:

- A tensão de circuito aberto das *strings* não pode ultrapassar a tensão máxima permitida da entrada do inversor, pois uma sobretensão pode danificar o equipamento definitivamente (VILLALVA; GAZOLI,2012);
- É usual realizar o subdimensionamento do inversor, uma vez que a potência de pico do conjunto somente é atingida nas condições padrões de teste, e na maior parte do tempo o sistema fornece potência abaixo de sua capacidade nominal (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

De acordo com Pinho e Galdino (2014), a relação entre potência nominal em corrente alternada do inversor e a potência de pico do gerador fotovoltaico é

chamado de FDI (Fator de Dimensionamento do Inversor). Essa relação é descrita pela Equação 14.

$$FDI = \frac{P_{Nca}(W)}{P_{FV}(W_P)} \quad (14)$$

Onde

FDI (adimensional)- Fator de dimensionamento do inversor;

$P_{Nca}(W)$ - Potência nominal em corrente alternada do inversor;

$P_{FV}(W_P)$ - Potência de pico do painel fotovoltaico.

Este indicador mostra o ponto de melhor custo/benefício e, portanto a potência do gerador fotovoltaico e do inversor devem ser ajustadas a fim de obter a melhor relação. No entanto, o FDI varia com alguns parâmetros, a saber: inversor selecionado, tecnologia do módulo fotovoltaico, a orientação e inclinação dos painéis e condições ambientais do local. Devido a influência dos parâmetros supracitados, a otimização do FDI requer simulação numérica (PINHO; GALDINO, 2014). De acordo com Pinho e Galdino (2014), na literatura se recomendam um valor mínimo de FDI entre 0,75 e 0,85 e valor máximo de 1,05.

Além do FDI, para realizar o dimensionamento de um inversor é necessário determinar alguns parâmetros como: a tensão de entrada, a faixa de tensão de operação SPPM do inversor e a corrente contínua máxima do inversor.

A soma das tensões dos módulos associados em série, corresponde a tensão de entrada do inversor. Sabendo que a tensão depende diretamente da temperatura, as condições extremas de inverno e verão deverão ser utilizadas no dimensionamento. Para determinar um inversor a fim de atender um projeto fotovoltaico na cidade de São Mateus, utilizou-se uma temperatura mínima na célula de 10°C (inverno) e temperatura máxima de 70°C (verão).

O valor calculado de máxima tensão de entrada nunca deve ser ultrapassado, visto que corresponde a um dos maiores riscos de danificar o inversor. Sendo assim, o

máximo número de módulos em série que pode ser conectado a um inversor é calculado pela Equação 15 (PINHO; GALDINO, 2014).

$$N^{\circ} \text{ módulo série} \cdot V_{ocTmin} < Vi_{max} \quad (15)$$

Onde:

Vi_{max} (V)- Máxima tensão c.c. admitida pela entrada do inversor;

V_{ocTmin} - Tensão em circuito aberto (V_{oc}) de um módulo fotovoltaico na menor temperatura de operação prevista.

O número de módulos conectados em série deve resultar em tensões que atendam o range de tensão SPPM do inversor, de acordo com a Equação 16 (PINHO; GALDINO, 2014).

$$\frac{Vi_{SPPMmin}}{V_{mpTmax}} < N^{\circ} \text{ módulo série} < \frac{Vi_{SPPMmax}}{V_{mpTmin}} \quad (16)$$

Onde:

$Vi_{SPPMmin}$ (V)- Mínima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor;

$Vi_{SPPMmax}$ (V)- Máxima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor;

V_{mpTmin} (V)- Tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo fotovoltaico na menor temperatura de operação prevista.

V_{mpTma} (V)- Tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo fotovoltaico na maior temperatura de operação prevista.

O inversor de um sistema fotovoltaico possui um valor máximo de corrente contínua de entrada. Para garantir que esse valor não seja excedido, pode-se calcular o número máximo de fileiras de painéis conectadas em paralelo, por meio da Equação 17 (PINHO; GALDINO, 2014).

$$N^{\circ} \text{ seriesFV}_{\text{paralelo}} = \frac{I_{i\text{máx}}}{I_{sc}} \quad (17)$$

Onde

$I_{i_{m\acute{a}x}}$ (A)- Corrente máxima c.c. admitida na entrada do inversor;

I_{sc} (A)- Corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico nas STC.

3.2 DIMENSIONAMENTO DO MOTOR GERADOR A DIESEL

Conforme descrito na Seção 2.9.3, o grupo motor gerador deve ser dimensionado de tal modo que sua capacidade de geração seja compatível com a potência requerida pelo cliente, para evitar o superdimensionamento ou subdimensionamento do equipamento.

A fim de assegurar o correto dimensionamento do grupo motor gerador de modo a atender as necessidades energéticas do *campus*, realizou-se inicialmente um estudo com o objetivo de conhecer a demanda máxima consumida no horário de ponta. Este levantamento foi apresentado na Tabela 2 onde é possível observar que o valor de demanda máxima no horário de ponta fica em torno de 124 kW. É importante salientar que para o dimensionamento do gerador so é considerado os valores de demanda referentes ao horário de ponta, pois corresponde ao momento em que o equipamento estará funcionando. Com isso, busca-se um GMG projetado para operar no modo *prime*.

A busca por equipamentos geradores foi feita em catálogos de fabricantes. Selecionou-se inicialmente nove máquinas que apresentavam capacidade suficiente para atender à solicitação de carga, de aproximadamente 124 kW. As máquinas, pré-selecionadas, possuíam capacidade de geração entre 135 kW a 180 kW.

Os catálogos também foram utilizados para realizar o levantamento de informações sobre o consumo de combustível do equipamento de acordo com a curva de carga de cada gerador. É importante salientar que os catálogos não informam valores para funcionamento a vazio, pois todo motor Diesel, por suas características construtivas foi concebido para trabalhar sob carga, de modo ideal, 70% de sua potência máxima em regime de carga variável. Caso o motor funcione com carga abaixo de 30%,

ocorrerá sobreaquecimento do diesel no tanque (devido ao excesso de retorno) após algumas horas nessa condição. O diesel acima de 60°C faz a temperatura da câmara de combustão subir muito, provocando danos severos nas válvulas e bico injetor em longo prazo (CUMMIS, 2018). No entanto, para questões de análises, foi considerado que o consumo de combustível do funcionamento a vazio é igual ao consumo de combustível com o gerador trabalhando com 25% de carga.

A partir das informações sobre o percentual de carga e consumo de combustível, tornou-se possível determinar a potência efetivamente demandada e a eficiência para cada equipamento. Um exemplo deste procedimento é exposto na Tabela 3.

Tabela 3 – Consumo de diesel do gerador em função da potência gerada.

Kohler- Modelo 200REOZJF- Potência 180 kW			
Potência efetivamente Demandada (kW)	Percentual de Carga (%)	Consumo de combustível (l/h)	Eficiência (kWh/l)
0	0	16,60	0,00
45	25	16,60	2,71
90	50	25,70	3,50
135	75	36,10	3,74
180	100	50,10	3,59

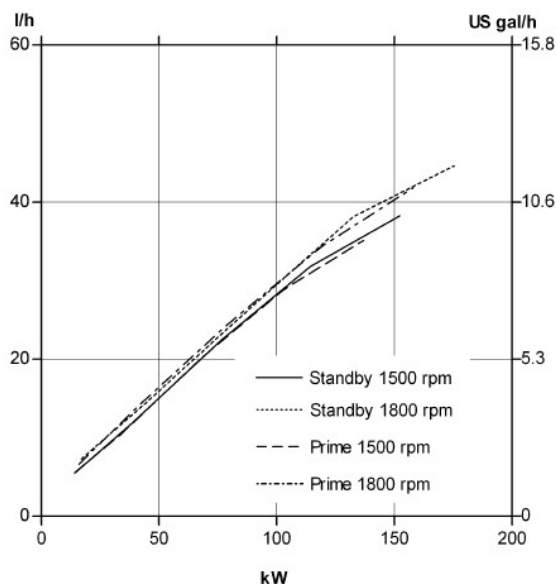
Fonte: adaptado de Kohler Power Systems (2016).

As informações dispostas nas tabelas geradas, para todos os nove geradores, foram utilizadas como parâmetro de seleção. Dentre os nove geradores inicialmente selecionados, foram escolhidos empiricamente três equipamentos mais eficientes para uma posterior análise detalhada.

O estudo seguiu com a realização da modelagem do consumo de diesel do gerador em função da potência gerada, para os três GMG's. Isso tornou-se possível por meio de um polinômio de grau 2 com o auxílio da ferramenta *polifit* do *Matlab*, que define o polinômio supracitado a partir método de mínimos quadrados. A curva gerada pelo polinômio foi comparada com a curva de carga fornecida nos catálogos, obtida com os valores de consumo de combustível em função da carga, para a validação dos

resultados. A Figura 15 exemplifica uma curva de carga de um grupo motor gerador em dois modos de funcionamento e duas rotações distintas.

Figura 15 – Curva de carga de um grupo motor gerador Volvo Penta TAD751GE de 175 kW de potência.



Fonte: Volvo Penta (2011).

Os polinômios obtidos pelo *polifit* foram aplicados para determinar o consumo de combustível em cada um dos dados da memória de massa de consumo de energia do Ifes São Mateus. Desta forma, define-se o consumo de combustível anual de cada equipamento.

Uma vez determinado o consumo anual, tornou-se possível conhecer o valor anual gasto com combustível a partir de informações sobre o preço do óleo diesel disponibilizada pela ANP- Agência Nacional de Petróleo, que no período de 21 de novembro de 2018 a 01 de dezembro de 2018, era em média R\$ 3,633/ litro (ANP, 2018),.

Outro parâmetro importante a ser levado em consideração na escolha de um equipamento gerador, é a manutenção. Para determinar o valor anual de manutenção realizou-se uma busca em trabalhos acadêmicos, onde foram obtidos dois valores. De acordo com o primeiro estudo, feito por Yamaguchi e Vanderley (2012), estima que a manutenção preventiva anual do equipamento seja de

R\$ 3.447,99. Já o trabalho desenvolvido por Nocera e outros (2015), o valor da manutenção anual é R\$ 4.251,67. Os equipamentos estudados nas duas referências possuem potência compatível com a faixa de potência adequada para suprir a demanda do Ifes Campus São Mateus. Sendo assim, para este trabalho utilizou-se como valor de manutenção anual de um GMG o resultado da média dos valores utilizados nos dois trabalhos citados acima.

O último critério a ser estudado afim de definir o GMG mais indicado para atender a solicitação de carga do Ifes Campus São Mateus, é o preço da aquisição do equipamento. Com o propósito de determinar este valor, foi realizada a cotação de máquinas com a potência aproximada a dos três geradores, em três distribuidores diferentes. O valor de aquisição para cada um dos GMG's corresponde a uma média dos valores informados por cada distribuidor. Levou-se em consideração também, para determinar o preço de aquisição o valor da cabine silenciadora e da instalação do equipamento.

Sendo assim, seguindo toda essa metodologia, foi possível determinar um gerador compatível com a demanda de carga do cliente, e que ao mesmo tempo apresentou boa eficiência, menor custo anual (manutenção, consumo de combustível anual e valor de aquisição) dentre os nove equipamentos inicialmente selecionados para serem estudados.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados obtidos com o estudo da inserção do gerador fotovoltaico e do gerador a Diesel, no Ifes Campus São Mateus, como forma complementar ao suprimento de energia elétrica proveniente da concessionária, são discutidos neste capítulo.

4.1 CARACTERIZAÇÃO DA DEMANDA E CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

O Instituto Federal do Espírito Santo Campus São Mateus é uma instituição de ensino que oferece os cursos técnico em mecânica, técnico em eletrotécnica, técnico integrado ao ensino médio em mecânica e eletrotécnica e engenharia mecânica. Devido a isto, a instituição funciona de segunda-feira a sexta-feira das 07:00 às 22:30 horas. Por consequência das atividades desenvolvidas no *campus*, os maiores gastos relacionados ao consumo de energia elétrica acontecem no horário de funcionamento e as principais cargas são o sistema de refrigeração e de iluminação.

A instituição de ensino em estudo é um consumidor que possui demanda contratada correspondente a 150 kW, classificado na modalidade THS verde. Em razão de sua finalidade e o seu nível de tensão de fornecimento de 13,8 kV, se enquadra no grupo A4, que é destinado a clientes ligados com tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV.

A fim de realizar o levantamento do consumo energético do instituto, utilizou-se as faturas de energia elétrica fornecidas pela concessionária no período de 1 ano. Para facilitar a análise desses dados, a Tabela 4 mostra esses valores sintetizados.

Tabela 4 – Consumo e demanda do cliente para tarifa horossazonal verde sem otimização.

Quantidade Faturada- Modalidade Tarifária Verde sem Otimização										
DATA	Consumo Ativa de Ponta (R\$)	Consumo Ativo de Fora Ponta (R\$)	Demanda (R\$)	ERE (R\$)	Bandeira (R\$)	Fornecimento de Energia (R\$)	Iluminação Pública (R\$)	Impostos (R\$)	Total (R\$)	TOTAL COM IMPOSTOS (R\$)
jul/16	6.131,07	7.847,95	2.034,00	88,32		22.601,55	482,21	1.385,03	23.083,76	21.698,74
ago/16	5.099,60	7.038,50	2.166,28	122,99		21.367,55	499,43	1.312,02	21.866,98	20.554,96
set/16	6.793,52	7.149,22	2.283,00	69,37		23.868,61	499,43	1.462,08	24.368,04	22.905,96
out/16	5.269,96	6.880,73	2.283,00	101,21		20.397,00	499,43	1.253,79	20.896,43	19.642,64
nov/16	5.799,95	7.357,63	2.283,00	110,77	445,05	22.482,65	499,43	1.378,92	22.982,08	21.603,15
dez/16	7.409,42	8.287,13	2.759,69	82,37	141,25	27.060,50	499,43	1.653,60	27.559,93	25.906,34
jan/17	2.787,78	6.425,39	2.283,00	109,94		16.820,45	499,43	1.039,19	17.319,88	16.280,69
fev/17	5.006,54	6.737,05	2.283,00	98,56		20.926,15	499,43	1.285,53	21.425,58	20.140,04
mar/17	8.152,16	9.889,21	2.283,00	65,84	576,79	31.007,08	499,43	1.890,39	31.506,51	29.616,12
abr/17	7.071,52	8.146,21	2.283,00	72,75	1.007,83	27.491,20	441,38	1.675,95	27.932,58	26.256,62
mai/17	7.139,29	7.909,13	2.283,00	86,45	990,73	27.239,71	493,19	1.663,97	27.732,90	26.068,93
jun/17	7.821,79	8.867,42	2.283,00	119,37	286,43	28.699,66	493,19	1.751,57	29.192,85	27.441,28
TOTAL ANUAL (R\$)	74.482,59	92.535,57	27.506,97	1.127,93	3.448,08	289.962,11	5.905,41	17.752,051	295.867,52	R\$ 278.115,47

Fonte: elaborado pela autora.

Por meio dos resultados apresentados na Tabela 4, observa-se que dentro do período de 1 ano a instituição gasta com consumo de energia elétrica um valor referente a R\$ 278.115,47. Nesta mesma tabela, é importante destacar o valor do consumo anual de energia ativa no horário de ponta que equivale a R\$ 74.482,59 e o valor do consumo anual da energia ativa no horário fora ponta que é correspondente a R\$ 92.535, 57.

Buscando reduzir os gastos com energia elétrica realizou-se a otimização da demanda contratada, sendo esta modificada de 150 kW para 137 kW. Os valores decorrentes dessa alteração estão apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Consumo e demanda do cliente para tarifa horossazonal verde com otimização.

Quantidade Faturada- Modalidade Tarifária Verde com Otimização										
DATA	Consumo Ativa de Ponta (R\$)	Consumo Ativo de Fora Ponta (R\$)	Demanda (R\$)	ERE (R\$)	Bandeira (R\$)	Fornecimento de Energia (R\$)	Iluminação Pública (R\$)	Impostos (R\$)	Total (R\$)	TOTAL COM IMPOSTOS (R\$)
jul/16	6.131,07	7.847,95	1.857,72	88,32		22.354,11	482,21	1.370,18	22.836,32	21.466,14
ago/16	5.099,60	7.038,50	1.978,54	122,99		21.089,49	499,43	1.295,34	21.588,92	20.293,59
set/16	6.793,52	7.149,22	2.085,14	69,37		23.578,79	499,43	1.444,69	24.078,22	22.633,53
out/16	5.269,96	6.880,73	2.085,14	101,21		20.119,34	499,43	1.237,13	20.618,77	19.381,65
nov/16	5.799,95	7.357,63	2.085,14	110,77	445,05	22.204,56	499,43	1.362,24	22.703,99	21.341,75
dez/16	7.409,42	8.287,13	3.155,41	82,37	141,25	27.633,76	499,43	1.687,99	28.133,19	26.445,20
jan/17	2.787,78	6.425,39	2.085,14	109,94		16.533,69	499,43	1.021,99	17.033,12	16.011,14
fev/17	5.006,54	6.737,05	2.096,71	98,56		20.650,16	499,43	1.268,98	21.149,59	19.880,61
mar/17	8.152,16	9.889,21	2.135,06	65,84	576,79	30.788,31	499,43	1.877,26	31.287,74	29.410,47
abr/17	7.071,52	8.146,21	2.135,06	72,75	1.007,83	27.272,32	441,38	1.662,82	27.713,70	26.050,88
mai/17	7.139,29	7.909,13	2.186,20	86,45	990,73	27.096,48	493,19	1.655,38	27.589,67	25.934,29
jun/17	7.821,79	8.867,42	2.085,14	119,37	286,43	28.406,62	493,19	1.733,99	28.899,81	27.165,82
TOTAL ANUAL (R\$)	74.482,59	92.535,57	25.970,40	1.127,93	3.448,08	287.727,63	5.905,41	17.617,98	293.633,04	R\$ 276.015,05

Fonte: elaborado pela autora.

Através de uma comparação dos valores apresentados na Tabela 4 e na Tabela 5, nota-se uma redução significativa dos valores analisados. É possível observar que o montante do total anual com impostos reduz para R\$ 276.015,05, pois o custo anual com a demanda diminui de R\$ 27.506,96 para R\$ 25.970,40 sem considerar a incidência de impostos. Após considerar os impostos, verificou-se uma economia anual de R\$ 2.100,42 devido a redução da demanda contratada.

Ainda em busca da diminuição de gastos relacionados ao uso de energia elétrica, outro estudo foi realizado. Desta vez considerou-se a transferência da modalidade tarifária THS verde para a modalidade tarifária THS azul. Sabe-se que na THS azul é efetuada a contratação de uma demanda para o horário de ponta e outra demanda para o horário fora ponta. Deste modo constatou-se, por meio de simulações realizadas no *software Excel*, que o melhor ajuste seria uma demanda de 115 kW para o horário fora ponta e uma demanda de 137 kW para o horário de ponta. Os valores referentes ao consumo de energia elétrica do *campus*, adotando a nova modalidade tarifária, é apresentado na Tabela 6.

Tabela 6 – Consumo e demanda do cliente para tarifa horossazonal azul com otimização.

Quantidade Faturada- Modalidade Tarifária Azul com Otimização											
DATA	Consumo Ativa de Ponta (R\$)	Consumo Ativo de Ponta Fora (R\$)	Demanda Ponta (R\$)	Demanda Fora Ponta (R\$)	ERE (R\$)	Bandeira (R\$)	Fornecimento de Energia (R\$)	Iluminação Pública (R\$)	TOTAL (R\$)	Impostos (R\$)	TOTAL COM IMPOSTOS (R\$)
jul/16	1.767,75	7.303,77	5.155,45	2.085,1	88,323		23.021,38	482,21	23.503,60	1.410,21	22.093,38
ago/16	1.431,86	6.800,97	5.155,45	2.085,1	122,99		23.098,95	499,43	23.598,40	1.415,90	22.182,48
set/16	1.864,40	7.149,22	5.155,45	2.085,1	69,368		23.910,321	499,43	24.409,80	1.464,58	22.945,17
out/16	1.446,28	6.880,73	5.155,45	2.085,1	101,21		21.988,227	499,43	22.487,70	1.349,25	21.138,40
nov/16	1.591,73	7.357,63	5.196,69	2.085,1	110,77	324,35	23.424,195	499,43	23.923,60	1.435,41	22.488,21
dez/16	2.033,43	8.287,13	6.747,81	3.155,4	82,369	125,55	29.598,294	499,43	30.097,70	1.805,863	28.291,86
jan/17	7.65,073	6.425,39	5.155,45	2.085,1	109,94		21.073,906	499,43	21.573,30	1.294,40	20.278,94
fev/17	1.373,99	6.737,05	5.384,98	2.096,7	98,558		23.246,344	499,43	23.745,80	1.424,74	22.321,03
mar/17	2.237,27	9.889,21	6.408,89	2.135,1	65,836	578,87	31.521,945	499,43	32.021,40	1.921,28	30.100,09
abr/17	1.993,44	9.407,22	5.155,45	2.135,1	72,746	983,9	29.217,069	441,38	29.658,40	1.779,50	27.878,94
mai/17	1.979,71	8.345,03	5.155,45	2.186,2	86,45	990,72	27.735,359	493,19	28.228,50	1.693,71	26.534,84
jun/17	2.154,78	9.041,33	5.155,45	2.085,1	119,37	308,94	27.939,891	493,19	28.433,10	1.705,98	26.727,10
TOTAL ANUAL	20.639,71	93.624,68	64.981,98	26.304,42	1.127,93	3.312,33	305.775,89	5.905,41	311.681,30	16.994,89	R\$ 292.980,42

Fonte: elaborado pela autora.

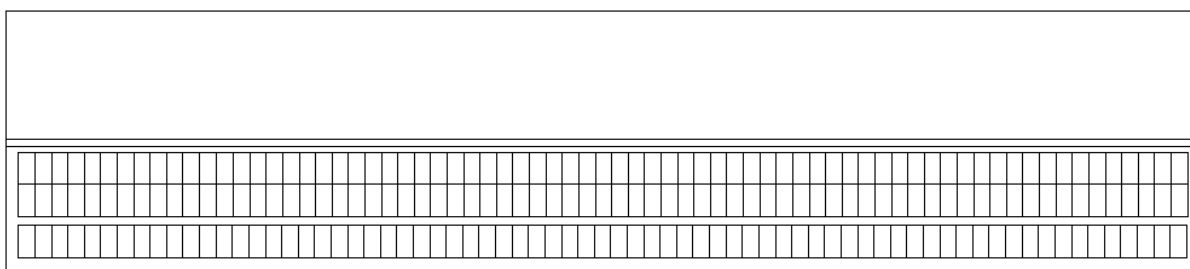
Analisa-se por meio da Tabela 6 que com a adoção de uma nova modalidade tarifária, o montante do total anual com impostos se torna equivalente a R\$ 292.980,42, o valor do consumo de energia ativa no horário de ponta corresponde a R\$ 20.639,71 e valor do consumo de energia ativa no horário de fora ponta é R\$ 93.624,68. A partir de uma comparação entre a Tabela 4 e a Tabela 6, observa-se que não existe vantagem em adotar a modalidade tarifária azul, uma vez que existe um aumento de aproximadamente R\$ 14.864,95 do valor total anual com impostos.

Apesar de não ser vantajoso aderir a modalidade THS azul, o estudo mostrou que é possível obter economia ao manter a modalidade THS verde e realizar uma adequação da contratação da demanda de 150 kW para 137 kW. Dessa forma, as análises de inserção tanto do gerador fotovoltaico quanto do gerador a Diesel foram realizadas considerando somente o enquadramento, da unidade consumidora, na modalidade tarifária verde.

4.2 CARACTERIZAÇÃO DO GERADOR FOTOVOLTAICO

Dentre as possibilidades metodológicas para dimensionar um sistema fotovoltaico, descrito na seção 3.1.4, a que mais se ajusta a esse estudo é a que leva em consideração o espaço disponível para a instalação dos módulos, visto que a geração possível nesta área não atende as necessidades energéticas do *campus*. Dessa forma, a área selecionada para instalação dos painéis é no telhado do prédio Anexo II, sendo que será aproveitado apenas a área direcionada ao norte com aproximadamente 450 m². Este local possui capacidade para a instalação de 213 placas fotovoltaicas dispostas em três fileiras com um espaço de 50 cm entre os *sheds* para facilitar os procedimentos de manutenção, conforme esquema apresentado na Figura 16.

Figura 16 – Esquema da disposição dos painéis sobre o telhado do prédio Anexo II.



Fonte: elaborado pela autora.

Os painéis do sistema fotovoltaico são do modelo CANADIAN CS6U-330P. Os 213 painéis que poderão ser instalados totaliza uma potência instalada de 70,29 kWp. As informações técnicas, do modelo selecionado, são descritas na Tabela 7.

Tabela 7 – Informações técnicas do painel fotovoltaico CANADIAN CS6U-330P.

Dados do Gerador Fotovoltaico	
P _{nom} (W)	330
V _{oc} (V)	45,6 V (para 25°C)
I _{sc} (A)	9,45
V _{mp} (V)	37,2 V (para 25°C)
I _{mp} (A)	8,88
Coefficiente tensão/temperatura	-0,0031
Coefficiente corrente/temperatura	0,0053 A

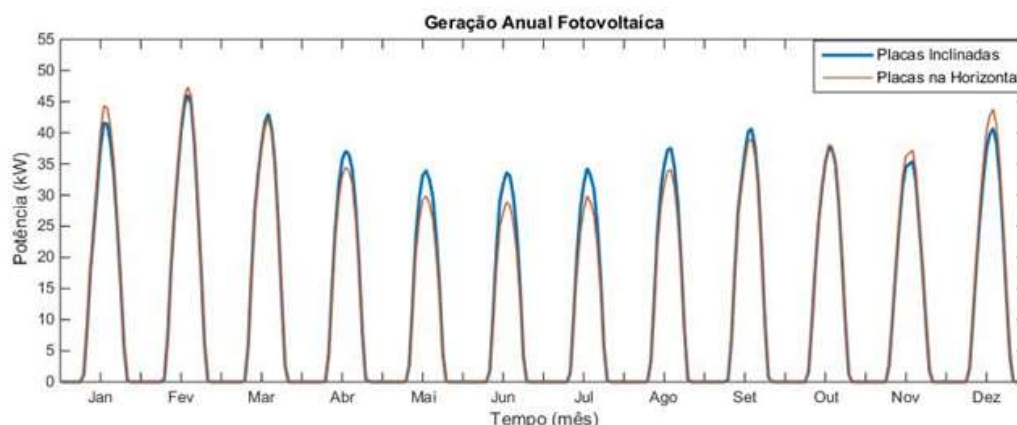
Fonte: adaptado Canadiansolar (2017).

Com a intenção de determinar a disponibilidade mínima de energia, ou seja, a capacidade de geração do sistema fotovoltaico proposto, utilizou-se os dados de memória de massa. Como foi escolhida a distribuição Beta para modelar o perfil da irradiação solar, os valores da média e do desvio padrão da irradiação solar, de cada intervalo Δt , são utilizados para calcular os fatores de forma $\beta(\Delta t)$ e $\sigma(\Delta t)$, já discutidos na Seção 2.6.

A partir da média e desvio padrão da série histórica determinou-se a potência fornecida pelo gerador em cada mês, e dessa forma foi possível conhecer a redução total dos gastos com energia elétrica abastecida pela concessionária, considerando a unidade consumidora como cliente com tarifa horossazonal verde.

Sendo assim, buscou-se analisar por meio da Simulação de Monte Carlo a potência anual gerada pelas placas quando estão posicionadas na horizontal e quando estão instaladas com uma inclinação de 15°. No entanto, a fim de determinar a potência anual quando as placas estão inclinadas, utilizou-se um fator de correção para determinar a radiação no plano inclinado a partir da radiação no plano horizontal. O Gráfico 2 apresenta o resultado da estimativa da curva anual de potência gerada pelo sistema fotovoltaico tanto para placas instaladas na horizontal quanto para placas instaladas com inclinação de 15°.

Gráfico 1 – Estimativa da curva anual de potência gerada pelo sistema fotovoltaico.



Fonte: elaborado pela autora.

Por meio do Gráfico 2, observa-se que a potência gerada ao longo do ano é ligeiramente maior quando as placas são instaladas com inclinação. Dessa forma, pode-se obter melhor rendimento na geração de energia produzida pelos painéis.

Após determinar a capacidade de geração de energia elétrica da região para cada momento do ano, foi construída uma nova memória de massa do *campus*. Tal memória de massa representa o consumo líquido de energia elétrica da unidade consumidora depois da inserção dos painéis fotovoltaicos, a qual é determinada com base na subtração da potência demandada da memória de massa antiga pela potência gerada pelos painéis fotovoltaicos em um mesmo momento.

Com base nesta nova memória de massa, pode-se determinar a energia de fora ponta, a energia de ponta e a nova demanda máxima de cada mês. Sendo assim, contabilizou-se o novo custo monetário de cada uma das rubricas supracitadas da conta de energia.

É importante destacar que ao determinar o consumo líquido de energia elétrica da unidade consumidora, depois da inserção dos painéis fotovoltaicos, foi realizado uma otimização por meio de simulações com o auxílio do *software Excel*, da demanda contratada para as duas inclinações de instalação em análise. Logo, para o caso da instalação dos painéis na horizontal, a simulação indicou que é mais

vantajoso financeiramente contratar uma demanda de 121 kW. Os resultados desta análise são apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 – Montante total considerando a instalação de painéis na horizontal e demanda contratada de 121 kW na modalidade tarifária verde.

DATA	Consumo Ativa de Ponta (R\$)	Consumo Ativo de Fora Ponta (R\$)	Demanda (R\$)	ERE (R\$)	Bandeira (R\$)	Fornecimento de energia (R\$)	Iluminação Pública (R\$)	Impostos (R\$)	TOTAL (R\$)	TOTAL COM IMPOSTOS (R\$)
jul/16	5.998,89	6.254,70	1.640,76	88,32		19.627,56	482,21	1.206,59	20.109,77	18.903,18
ago/16	5.345,20	4.238,03	1.747,47	122,99		16.963,40	499,43	1.047,77	17.462,83	16.415,06
set/16	6.753,81	4.535,37	1.841,62	69,37		19.335,24	499,43	1.190,08	19.834,67	18.644,59
out/16	5.083,45	3.875,63	1.841,62	101,21		15.298,77	499,43	947,89	15.798,20	14.850,31
nov/16	6.269,58	5.030,62	1.841,62	110,77	328,10	19.087,41	499,43	1.175,21	19.586,84	18.411,63
dez/16	6.413,99	4.743,25	1.929,20	82,37	87,06	19.203,06	499,43	1.182,15	19.702,49	18.520,34
jan/17	4.462,25	4.780,01	1.841,62	109,94		16.222,93	499,43	1.003,34	16.722,36	15.719,02
fev/17	4.087,17	3.092,06	1.890,31	98,56		13.582,37	499,43	844,91	14.081,80	13.236,89
mar/17	8.614,92	7.364,04	1.841,62	65,84	454,70	27.123,80	499,43	1.657,39	27.623,23	25.965,84
abr/17	6.210,10	5.423,42	1.841,62	72,75	699,29	21.078,82	441,38	1.291,21	21.520,20	20.228,99
mai/17	7.979,65	6.551,32	1.870,01	86,45	862,43	25.673,07	493,19	1.569,98	26.166,26	24.596,28
jun/17	7.507,53	6.669,79	1.841,62	119,37	224,15	24.233,49	493,19	1.483,60	24.726,68	23.243,08
TOTAL ANUAL (R\$)	74.726,54	62.558,24	21.969,09	1.127,93	2.655,72	237.429,93	5.905,41	14.600,12	243.335,34	R\$ 228.735,22

Fonte: elaborado pela autora.

Se tratando da instalação dos painéis fotovoltaicos com inclinação de 15°, buscou-se também, realizar a otimização da demanda contratada e determinar o impacto nas faturas. Conforme a simulação realizada a demanda a ser contratada é de 115 kW e o impacto nas faturas é apresentado na Tabela 9.

Tabela 9 – Montante total considerando a instalação de painéis com inclinação de 15° e demanda contratada de 115 kW na modalidade tarifária verde.

DATA	Consumo Ativa de Ponta (R\$)	Consumo Ativo de Fora Ponta (R\$)	Demanda (R\$)	ERE (R\$)	Bandeira (R\$)	Fornecimento de energia (R\$)	Iluminação Pública (R\$)	Impostos (R\$)	Total (R\$)	TOTAL COM IMPOSTOS (R\$)
jul/16	5.998,31	4.149,39	1.559,40	88,32		16.557,30	482,21	1.022,37	17.039,51	16.017,14
ago/16	5.344,07	4.582,84	1.660,82	122,99		17.344,07	499,43	1.070,61	17.843,50	16.772,89
set/16	6.752,96	3.909,61	1.750,30	69,37		18.283,64	499,43	1.126,98	18.783,07	17.656,09
out/16	5.083,82	3.909,61	1.750,30	101,21		15.218,82	499,43	943,10	15.718,25	14.775,16
nov/16	6.272,07	5.156,99	1.761,62	110,77	334,74	19.165,40	499,43	1.179,89	19.664,83	18.484,94
dez/16	6.422,59	4.965,42	2.287,30	82,37	90,31	20.060,81	499,43	1.233,61	20.560,24	19.326,63
jan/17	4.472,65	4.975,42	1.828,23	109,94		16.501,80	499,43	1.020,07	17.001,23	15.981,15
fev/17	4.091,11	3.174,38	2.170,50	98,56		14.125,25	499,43	877,48	14.624,68	13.747,20
mar/17	8.613,60	7.309,52	1.764,30	65,84	451,95	26.922,82	499,43	1.645,33	27.422,25	25.776,91
abr/17	6.209,24	5.272,18	1.750,30	72,75	683,03	20.694,62	441,38	1.268,16	21.136,00	19.867,84
mai/17	7.979,43	6.300,99	1.826,74	86,45	835,64	25.198,65	493,19	1.541,51	25.691,84	24.150,33
jun/17	7.507,40	6.376,47	1.750,30	119,37	216,06	23.651,65	493,19	1.448,69	24.144,84	22.696,15
TOTAL ANUAL (R\$)	74.747,23	60.082,81	21.860,10	1.127,93	2.611,73	23.3724,83	5.905,41	14.377,81	239.630,24	R\$ 225.252,42

Fonte: elaborado pela autora.

Mediante uma comparação entre a Tabela 4, Tabela 8 e a Tabela 9, é possível perceber que a instalação dos geradores fotovoltaicos proporcionam redução no valor total anual. Essa redução é cerca de R\$ 49.380,25 para o caso dos geradores serem instalados na horizontal, e de cerca de R\$ 52.863,05 considerando os geradores sendo instalados com inclinação de 15°.

4.3 CARACTERIZAÇÃO DO INVERSOR

Como mencionado na seção 3.1.5, para realizar o dimensionamento do inversor, é imprescindível determinar o FDI, uma vez que este indicador determina o ponto de melhor custo/benefício e, conseqüentemente a potência que deve ser ajustada no gerador fotovoltaico e no inversor a fim de obter a melhor relação. Sendo assim, levando também em consideração os critérios descritos nesta mesma seção supracitada, determinou-se que o FDI corresponde à 0,7824, conforme Equação 18.

$$FDI = \frac{P_{Nca}(W)}{P_{FV}(W_P)} = \frac{(12,5 * 2) + (10 * 3)}{70,29} = 0,7824 \quad (18)$$

Por conseguinte, para atender o sistema fotovoltaico em estudo, com 213 painéis e uma potência instalada de 70,29 kWp foram adotados 5 inversores da marca Fronius Symo, sendo: 2 dos inversores de potência igual a 12,5 kW e 3 inversores com

potência igual a 10 kW. De acordo com lojas especializadas, a aquisição destes equipamentos custa cerca de R\$ 80.000,00 e devem ser substituídos a cada 10 anos para garantir a eficiência da instalação fotovoltaica.

4.4 ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DO GERADOR FOTOVOLTAICO

Conforme discutido no tópico 4.1, a adesão a modalidade tarifária azul não apresenta vantagem econômica. Devido a isto, a análise da inserção do gerador fotovoltaico foi executada considerando a unidade consumidora inclusa apenas na modalidade tarifária verde.

A avaliação da viabilidade financeira do projeto baseou-se em um investimento inicial de R\$ 300.000,00 (de acordo com o simulador solar do site Portal Solar), taxa de atratividade de 10% e um horizonte de análise de 20 anos, por ser o tempo previsto de funcionamento com alta eficiência de um sistema de geração solar fotovoltaica. Os indicadores analisados foram: o VPL, *payback* e a TIR.

O projeto da inserção das placas fotovoltaicas (instaladas com inclinação de 15°), considerando a troca dos inversores no décimo ano de funcionamento da instalação, resultou uma receita anual de R\$ 52.863,05, da qual foi obtido um *payback* de aproximadamente 6 anos, o VPL de R\$ 119.209,45 e a TIR correspondente a 15,69% ao ano.

4.5 CARACTERIZAÇÃO DO GMG A DIESEL

O estudo para determinar um GMG, com capacidade suficiente para suprir as necessidades energéticas do Instituto Federal do Espírito Santo Campus São Mateus no horário de ponta, iniciou-se com uma busca em catálogos técnicos. Dentre a grande quantidade de máquinas disponíveis separou-se nove modelos distintos. A escolha dos modelos foi determinada pela capacidade de geração uma vez que o equipamento selecionado deverá suprir toda energia do *campus* no horário de ponta. Sendo assim, a Tabela 10 apresenta os modelos e a respectiva potência das máquinas possíveis de serem instaladas.

Tabela 10 – Os modelos e a respectiva potência dos GMG's previamente selecionados.

Marca	Modelo	Potência
PERKINS	70TAG2	135 kW
VOLVO PENTA	TAD731GE	138 kW
CUMMINS	DGFA	135 kW
PERKINS	70TAG3	157,5 kW
PERKINS	70TAG2	155,4 kW
GENERAC	MDG175DF4	140 kW
VOLVO PENTA	TAD732GE	176 kW
CUMMINS	C200 D2R	180 kW
GENERAC	SD200	180 kW

Fonte: elaborado pela autora.

Para todos os geradores descritos na Tabela 10, realizou-se o levantamento das informações referente ao consumo de combustível do equipamento de acordo com o percentual de carga utilizado. Essas informações também estão disponíveis nos catálogos técnicos de cada equipamento e foram essenciais para determinar a potência efetivamente demandada e a eficiência de cada equipamento

Por meio de análise das informações de potência efetivamente demandada, percentual de carga, consumo de combustível e eficiência de cada GMG, selecionou-se três máquinas mais eficientes para aprofundar o estudo. A Tabela 11, Tabela 12, e a Tabela 13 apresentam informações sobre o consumo de diesel do gerador em função da potência para os três equipamentos mais eficientes. As tabelas dos outros GMG's que não foram selecionados, mas foram essenciais para o desenvolvimento deste estudo, estão dispostas no Anexo A.

Tabela 11 – Consumo de diesel do gerador em função da potência para o GMG com potência de 135 kW.

PERKINS- Modelo 70TAG2- Potência 135 kW			
Potência efetivamente Demandada (kW)	Percentual de Carga (%)	Consumo de combustível (l/h)	Eficiência (kWh/l)
0	0	11,00	0,00
33,75	25	11,00	3,07
67,5	50	19,10	3,53
101,25	75	29,10	3,48
135	100	38,20	3,53
148,5	110	41,70	3,56

Fonte: adaptado de Perkins Engines Company Limited (2014).

Tabela 12 – Consumo de diesel do gerador em função da potência para o GMG de 155,4 kW.

PERKINS- Modelo 70TAG2- Potência 155,4 kW			
Potência efetivamente Demandada (kW)	Percentual de Carga (%)	Consumo de combustível (l/h)	Eficiência (kWh/l)
0,00	0	11,00	0,00
38,85	25	11,00	3,53
77,70	50	19,10	4,07
116,55	75	29,10	4,01
155,40	100	38,20	4,07
170,94	110	41,70	4,10

Fonte: adaptado de Perkins Engines Company Limited (2015).

Tabela 13 – Consumo de diesel do gerador em função da potência para o GMG de 176 kW.

VOLVO PENTA- Modelo TAD732GE- Potência 176 kW			
Potência efetivamente Demandada (kW)	Percentual de Carga (%)	Consumo de combustível (l/h)	Eficiência (kWh/l)
0,00	0	13,68	0,00
44,00	25	13,68	3,22
87,50	50	23,54	3,72
132,00	75	34,26	3,85
176,00	100	45,89	3,84

Fonte: adaptado de Volvo Penta (2011).

Os dados contidos na Tabela 11, Tabela 12 e Tabela 13, foram utilizados para determinar os polinômios que descrevem o consumo de diesel do gerador em função da potência elétrica gerada com base no método dos mínimos quadrados, conforme mencionado na Seção 3.2, a Tabela 14 expõe os polinômios característico de cada GMG.

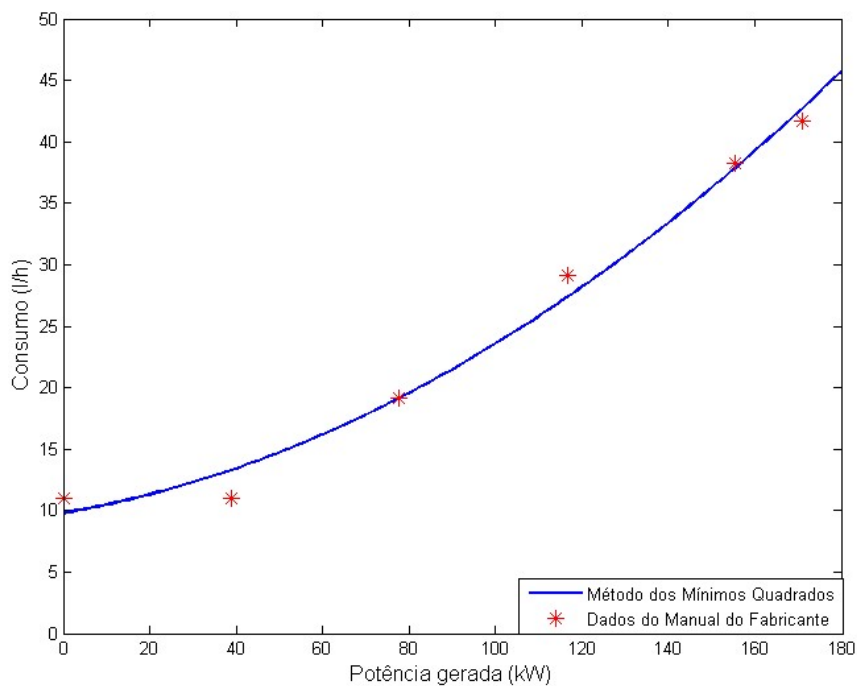
Tabela 14 – Polinômios que descrevem o consumo de b em função da potência elétrica gerada para cada GMG.

Grupo Motor Gerador	Modelo	Potência	Polinômio
PERKINS	70TAG2	135 kW	$0,001 x^2 + 0,0693 x + 9,795$
PERKINS	70TAG2	155,4 kW	$0,0008 x^2 + 0,0602 x + 9,795$
VOLVO PENTA	TAD732GE	176 kW	$0,0009 x^2 + 0,0378 x + 12,6493$

Fonte: elaborado pela autora.

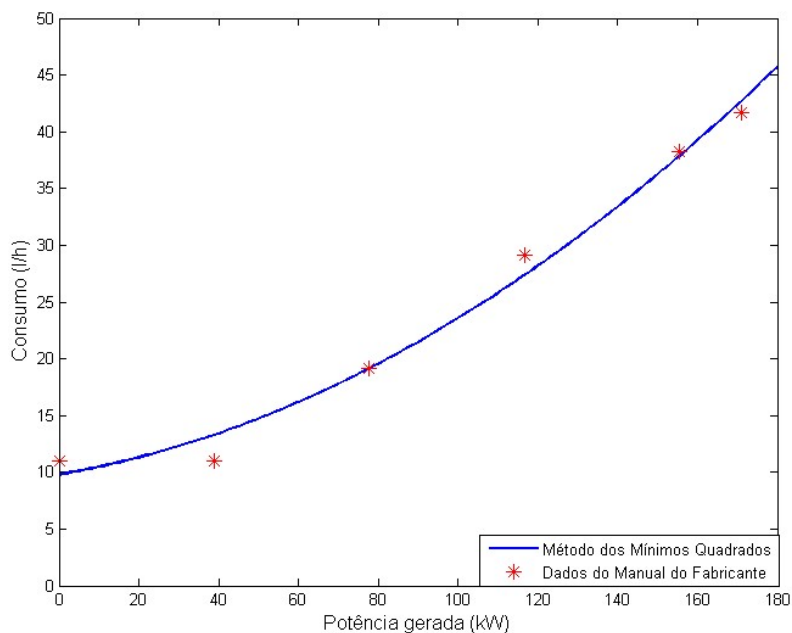
Para cada polinômio obtido, foi possível plotar uma curva correspondente ao polinômio e comparar com os dados do manual do fabricante. A Figura 17, a Figura 18 e a Figura 19 ilustram as curvas correspondente dos polinômio que descrevem o consumo de diesel dos geradores em função da potência gerada.

Figura 17 – Curva do polinômio gerado para o GMG Perkins 70 TAG2- 135 kW.



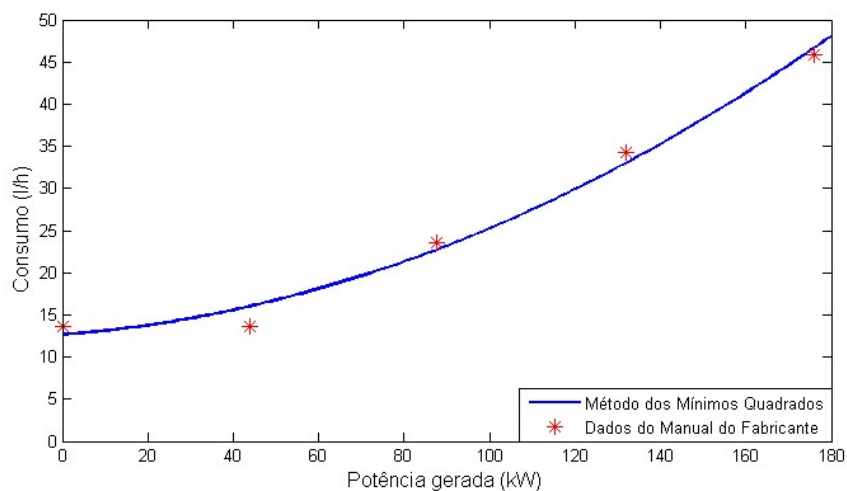
Fonte: elaborado pela autora.

Figura 18 – Curva do polinômio gerado para o GMG Perkins 70TAG2- 155,4 kW.



Fonte: elaborado pela autora.

Figura 19 – Curva do polinômio gerado para o GMG Volvo TAD 732GE-176 kW.



Fonte: elaborado pela autora.

Ao observar a Figura 17, a Figura 18 e a Figura 19, pode-se verificar que a modelagem proposta neste trabalho gera uma curva de consumo de diesel dos geradores em função da potência gerada muito semelhante aos obtidos nos manuais do fabricante, o que comprova a eficácia da metodologia proposta. A partir dos dados da memória de massa do Ifes Campus São Mateus, é possível conhecer a potência demandada em cada momento do ano. A partir desses dados e com o auxílio dos polinômios de um gerador, tornou-se viável determinar o consumo de diesel que o equipamento irá consumir em cada momento do ano.

Para facilitar a análise, a Tabela 15 mostra o consumo mensal e anual de combustível que cada gerador a diesel deverá consumir para suprir a demanda de energia no *campus* no horário de ponta. Além disso, a Tabela 15 também apresenta o custo monetário anual total de diesel que cada gerador consumirá. Para o cálculo dos valores apresentados, foi utilizado um valor médio disponibilizado no site da ANP que é de R\$ 3,633/ litro (ANP, 2018).

Tabela 15 – Levantamento do consumo de combustível.

Mês/Gerador	Consumo de combustível por mês		
	PERKINS 135 kW (litros)	PERKINS 155,4 kW (litros)	VOLVO PENTA 176 kW (litros)
Ago/16	1.141,77	1.056,42	1.194,04
Set/16	1.295,03	1.171,73	1.294,49
Out/16	1.070,33	986,15	1.112,62
Nov/16	1.255,30	1.139,33	1.266,92
Dez/16	1.300,91	1.174,88	1.303,12
Jan/17	1.071,38	991,56	1.133,34
Fev/17	940,03	868,69	988,11
Mar/17	1.588,73	1.410,69	1.532,20
Abr/17	1.190,67	1.062,12	1.159,64
Mai/17	1.494,42	1.336,24	1.459,98
Jun/17	1.409,54	1.262,19	1.381,95
Jul/17	941,46	883,36	1.016,90
Total (litros/ano)	1.4699,62	13.343,40	14843,36
Total (R\$/ano)	R\$ 53.403,75	R\$ 48.476,59	R\$ 53.925,93

Fonte: elaborado pela autora.

Além do desembolso anual com combustível, para determinar o GMG mais indicado a ser instalado no Ifes Campus São Mateus, foi avaliado também os custos de aquisição do GMG, instalação e aquisição da cabine silenciadora. Tais desembolsos e o valor do investimento total estão descritos no Tabela 16.

Tabela 16 – Quantitativo para a aquisição do GMG.

GMG	Aquisição da Máquina	Cabine Silenciadora	Instalação	Investimento Total
Gerador 138 kW	R\$ 116.504,50	R\$ 25.700,00	R\$ 10.000,00	R\$ 152.204,50
Gerador 155,4 kW	R\$ 120.368,00	R\$ 25.700,00	R\$ 10.000,00	R\$ 156.068,00
Gerador 176 kW	R\$ 133.173,00	R\$ 25.700,00	R\$ 10.000,00	R\$ 168.873,00

Fonte: elaborado pela autora.

Após finalizar a análise de viabilidade técnica, realizou-se o estudo de viabilidade econômica observando os parâmetros do TIR, VPL e Payback. Para este estudo levou-se em consideração os custos de manutenção preventiva, sendo este determinado pela média de valores presentes em outros dois trabalhos acadêmicos que analisavam geradores com potência próximas dos geradores observados neste trabalho. Isso foi possível devido ao fato da potência do equipamento não interferir no valor gasto com manutenção e portanto, adotou-se para manutenção preventiva um valor anual de R\$ 3.849,83 para os três geradores. O resumo dos resultados desses parâmetros estão descritos na Tabela 17.

Tabela 17 – Resultados do estudo de viabilidade econômica.

GMG	TIR	VPL	Payback
PERKINS Gerador 138 kW	30,91%	R\$ 217.051,92	3 anos e 4 meses
PERKINS Gerador 155,4 kW	31,87%	R\$ 233.945,70	3 anos e 3 meses
VOLVO PENTA Gerador 176 kW	25,91%	R\$ 178.506,65	3 anos e 11 meses

Fonte: elaborado pela autora.

Sendo assim, observa-se que o GMG mais indicado para ser instalado no Ifes Campus São Mateus é o da marca Perkins com potência de 155,4 kW por ter maior TIR (Taxa Interna de Retorno) e maior VPL (Valor Presente Líquido) e menor *payback*. O equipamento selecionado possui a vantagem de demandar maior potência do que a Instituição requer atualmente, o que possibilita uma posterior expansão da unidade consumidora sem comprometer o GMG.

Ao inserir um GMG para suprir toda a necessidade energética do Ifes Campus São Mateus no horário de ponta, ocorre uma redução significativa no consumo de energia elétrica fornecida pela concessionária. A Tabela 18 demonstra o valor total mensal e anual com a substituição da energia proveniente da rede pela energia produzida pelo GMG.

Tabela 18 – Montante total resultante da retirada da energia proveniente da concessionária e inserção do GMG no horário de ponta.

Quantidade Faturada- Modalidade Tarifária Verde com Otimização										
DATA	Consumo Ativa de Ponta (R\$)	Consumo Ativo de Fora Ponta (R\$)	Demanda (R\$)	ERE (R\$)	Bandeira	Fornecimento de Energia	Iluminação Pública (R\$)	Impostos (R\$)	Total (R\$)	TOTAL COM IMPOSTOS (R\$)
jul/16	0,00	7.847,95	1.857,72	88,32		13.747,89	482,21	853,81	14.230,10	13.376,29
ago/16	0,00	7.038,50	1.978,54	122,99		13.536,77	499,43	842,17	14.036,20	13.194,03
set/16	0,00	7.149,22	2.085,14	69,37		13.627,84	499,43	847,64	14.127,27	13.279,63
out/16	0,00	6.880,73	2.085,14	101,21		12.723,94	499,43	793,40	13.223,37	12.429,97
nov/16	0,00	7.357,63	2.085,14	110,77	385,13	13.968,62	499,43	868,08	14.468,05	13.599,96
dez/16	0,00	8.287,13	3.155,41	82,37	120,06	16.869,44	499,43	1.042,13	17.368,87	16.326,74
jan/17	0,00	6.425,39	2.085,14	109,94		12.493,44	499,43	779,57	12.992,87	12.213,30
fev/17	0,00	6.737,05	2.096,71	98,56		13.233,06	499,43	823,95	13.732,49	12.908,54
mar/17	0,00	9.889,21	2.135,06	65,84	496,07	18.613,10	499,43	1.146,75	19.112,53	17.965,78
abr/17	0,00	8.146,21	2.135,06	72,75	874,54	16.612,75	441,38	1.023,25	17.054,13	16.030,88
mai/17	0,00	7.909,13	2.186,20	86,45	846,32	16.318,59	493,19	1.008,71	16.811,78	15.803,08
jun/17	0,00	8.867,42	2.085,14	119,37	244,52	16.760,14	493,19	1.035,20	17.253,33	16.218,13
TOTAL ANUAL	0,00	92.535,57	25.970,40	1.127,93	2.966,65	178.505,58	5.905,41	11.064,66	184.410,99	173.346,33

Fonte: elaborado pela autora.

Ao analisar a Tabela 5, antes da instalação do GMG, verifica-se que o Ifes Campus São Mateus tem um gasto anual de R\$ 276.015,05 com a conta de energia elétrica. Após a instalação do GMG, estima-se que essa conta seja reduzida para R\$ 173.346,33, conforme a Tabela 18. Deste modo é possível observar que o gasto anual com energia reduz em um valor de R\$ 102.668,72.

Para o GMG selecionado (PERKINS Gerador 155,4 kW), existe um gasto anual com combustível e manutenção, respectivamente, de R\$ 48.476,59 e R\$ 3.849,83. Desta forma, conclui-se que a medida sugerida gera uma economia anual de R\$ 50.342,31, ou seja, um valor monetário significativo para o *campus*.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve como objetivo principal o estudo de três propostas para reduzir o valor gasto com tarifas de energia elétrica no Instituto Federal do Espírito Santo Campus São Mateus, de modo a não prejudicar as atividades e manter o conforto dos usuários. Tais propostas dizem respeito a realização da otimização da demanda contratada, a inserção de geradores fotovoltaicos e a inserção de um grupo motor gerador a Diesel para suprir a demanda de energia no horário de ponta.

No que se refere a realização da otimização da demanda contratada, ficou constatado que é possível obter uma economia de aproximadamente R\$ 2.100,42 ao reduzir a demanda contratada de 150 kW para 137 kW. No entanto não existe benefício algum em transferir da atual tarifa horossazonal verde para a tarifa horossazonal azul.

Com a caracterização do gerador fotovoltaico, utilizado para complementar a energia que é fornecido pela concessionária, foi obtido uma economia anual de R\$ 49.380,25 quando os painéis são instalados na horizontal, e de cerca de R\$ 52.863,05 quando os painéis são instalados com inclinação de 15°, que representa uma redução de 19% do custo anual de energia do *campus*. O estudo de viabilidade econômica do investimento de painéis instalados com 15° de inclinação apresentou um *payback* de aproximadamente 6 anos.

Tratando-se da inserção de um grupo motor gerador a Diesel para suprir toda a demanda da instalação no horário de ponta, foi constatado que é possível economizar anualmente um valor de R\$ 50.342,31. Este investimento apresentou um *payback* de aproximadamente 3 anos e 3 meses e representa uma redução de 18,1% do custo anual de energia do *campus*.

Dessa forma, este estudo contribui para demonstrar que é viável, do ponto de vista técnico e econômico, a realização de investimentos nas alternativas estudadas como métodos para provocar a redução de gastos com fornecimento de energia elétrica no Instituto Federal do Espírito Santo Campus São Mateus.

5.1 RECOMENDAÇÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Como proposta para trabalhos futuros ficam indicados a inserção dos seguintes tópicos:

- A melhoria na eficiência dos equipamentos elétricos (de ar condicionado e lâmpadas, por exemplo);
- Caracterização da energia gerada por sistema fotovoltaico acoplados a um sistema de seguimento solar;
- Inserção de banco de capacitores, ao sistema fotovoltaico, para eliminar gastos com energia reativa excedente (ERE);
- Realização de levantamento de todos os gastos para a instalação de uma unidade de grupo motor gerador;
- Estudo da utilização de GMG a biocombustível e/ou gás natural para suprir toda a demanda no horário de ponta.

REFERÊNCIAS

ABDELAZIZ, A. Y. et al. Optimal allocation of stochastically dependent renewable energy based distributed generators in unbalanced distribution networks. **Electric Power Systems Research**, [s.l.], v. 119, p.34-44, fev. 2015. Elsevier BV. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2014.09.005>>. Acesso em: 4 jul 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10899**: Energia solar fotovoltaica- Terminologia. 2 ed. Rio de Janeiro, RJ, 2013. 11 p.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, [s.l.], v. 57, n. 3, p.195-204, abr. 2001. Elsevier BV. Disponível em: <[http://dx.doi.org/10.1016/s0378-7796\(01\)00101-8](http://dx.doi.org/10.1016/s0378-7796(01)00101-8)>. Acesso em: 21 jul. 2018.

ALVES, Cláudio Bruno Alexandre. **Net metering: definição de metodologia e estudo de caso**. 2014. 126 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687/2015**: Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília, DF, 2015. 25 p.

ANEEL. SGT. **Modalidades tarifárias**. 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/modalidade/654800?inheritRedirect=false> . Acesso em: 8 maio 2019.

ANP. **Sistema de levantamento de preços**. 2018. Disponível em: <http://preco.anp.gov.br/include/Resumo_Ultimas_Coletas_Index.asp>. Acesso em: 20 dez. 2018.

BARRETO, Eduardo José Fagundes; PINHO, João Tavares. **Sistemas Híbridos: Soluções energéticas para Amazônia**. Brasília: Ministério de Minas Energia, 2008. 398 p.

BRASIL. ANEEL. (Org.). **BIG - Banco de Informações de Geração**. 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 5 maio 2019.

BRASIL. Jerson Kelman. Aneel (Org.). **Por dentro da conta de luz: Informação de utilidade pública**. 4. ed. Brasília, DF: Cedoc, 2008. 34 p.

BRUNETTI, Franco. **Motores de combustão interna**: volume 1. São Paulo: Blücher, 2012. 553 p.

CANADIANSOLAR. Neosolar. **MAXPOWER CS6U- 325| 330| 335| 340P**. 2017. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar-fotovoltaico-330wp-canadian-csi-cs6u-330wp.html>>. Acesso em: 8 maio 2019.

CARVALHO NETO, José da Costa et al. **Manual de tarifação da energia elétrica**. Rio de Janeiro, RJ: Procel, 2011. 56 p.

CHAPMAN, Stephen J. **Fundamentos de máquinas elétricas**. 5. ed. Porto Alegre: AMGH, c2013. xiii, 550 p.

COPEL (Brasil). **Informações Úteis**: Tarifas de energia da Copel. 2018. Disponível em: <<https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2Fb2f4a2f0687eb6cf03257488005939b9>>. Acesso em: 8 maio 2019.

COOPER, Ellison; MARTINS JUNIOR, Wellyngton Moralles. **Aplicação de painéis solares fotovoltaicos como fonte geradora complementar de energia elétrica em residências**. 2013. 86 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

COPEL. **Demanda**. 2019. Disponível em: <<https://www.copel.com/hpcopel/root/index.jsp>>. Acesso em: 14 out. 2019.

CORREIA, Rodrigo Vieira Pimentel. **Operação de grupos motor-gerador instalados no centro de referência tecnológica da Embratel**. 2017. 95 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10022684.pdf>>. Acesso em: 15 jan. 2019.

CRESESB. Centro de Referência Para As Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito. **Potencial Solar - SunData v 3.0**. 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: 8 maio 2019.

CUMMIS. **Chaves de transferência automáticas**. [20--?]. Disponível em: <<http://power.cummins.com.br/produtos/chaves-de-transfer%C3%A0ncia-autom%C3%A1ticas>>. Acesso em: 8 maio 2019.

CUMMIS. **Manual de aplicação**: Grupos geradores arrefecidos a água. (S.I.), 2003. 183 p.

CUMMIS. **Resposta Cummins Brasil - PROTOCOLO: 1-70608811454**. [mensagem pessoal] Mensagem recebida por: <noelma.simoes@gmail.com>. em: 21 set. 2018.

CUMMINS (Minneapolis). **Generator set data sheet Modelo DGFA 138 kW**. 2008. Disponível em: <<http://power.cummins.com.br/produtos/grupos-geradores-%C3%A0-diesel>>. Acesso em: 2 maio 2019.

CUMMINS (Minneapolis). **Generator set data sheet Modelo C200 D2R 180 kW**. 2017. Disponível em: <<http://power.cummins.com.br/produtos/grupos-geradores-%C3%A0-diesel>>. Acesso em: 4 maio 2019.

DIAS, Marcos Vinícius Xavier; BOROTNI, Edson da Costa; HADDAD, Jamil. Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. **Revista Brasileira de Energia**, Itajubá, Brasil, v. 11, n. 2, p.1-11, jan. 2006.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética (Rio de Janeiro). **Nota técnica DEA 01/15**: Estimativa da capacidade instalada de geração distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta. 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2001%20-%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADa%20no%20Hor%C3%A1rio%20de%20Ponta.pdf>>. Acesso em: 9 out. 2018.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética (Rio de Janeiro). **Nota técnica DEA 05/12**: Análise da Inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira. 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf>. Acesso em: 9 out. 2018.

FERNANDES, F. R. B. **Energia solar no aquecimento da água**. 2012. Disponível em: http://www.ppgea.ufc.br/arquivos_download/Energia%20Solar.pdf. Acesso em: 14 nov. 2019.

FERREIRA, R. G. **Engenharia econômica e avaliação de projetos de investimento**: Critérios de Avaliação e Benefícios Fiscais Análise de Sensibilidade e Risco. São Paulo: Editora Atlas S.A., 2009. 273 p.

FIOROTTI, Rodrigo. **Metodologia para determinar a potência firme das unidades de geração distribuída e sua aplicação no processo de previsão de demanda das redes de distribuição de energia elétrica**. 2015. 82 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

FONTES, Ruy. **Onde a Energia Solar Cresce Mais Forte: Os 5 Países Com Maior Capacidade Instalada**. 2019. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/os-5-paises-com-mais-energia-solar/>>. Acesso em: 01 nov. 2019.

FREITAS, Susana Sofia Alves. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos**. 2008. 104 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Industrial, Engenharia Elétrica, Instituto Politécnico de Bragança, Bragança, 2008.

GALASSO, Rafael. **POLITEC: Entenda os regimes de trabalho/serviço dos grupos geradores**. 2016. Disponível em: <<http://politecgeradores.com.br/blog/entenda-os-regimes-de-trabalhoservico-dos-grupos-geradores/>>. Acesso em: 29 jan. 2019.

GENERAC (Berlim). **GENERAC Magnum MDG175DF4**. 2018. Disponível em: <<http://www.generacmobileproducts.com/products/generators/products/mdg175df4-diesel-generator>>. Acesso em: 4 maio 2019.

GENERAC (Waukesha). **GENERAC Industrial Power SD200 180kW**. 2011. Disponível em: <<http://www.generac.com/Industrial/products/diesel-generators/configured/200kW-diesel-generator>>. Acesso em: 4 maio 2019.

GITMAN, Lawrence J. **Princípios da administração financeira**. São Paulo: Pearson, 2010.

GUEDES, José Carlos de Souza. **Manual de tarifação da energia elétrica**. Rio de Janeiro, RJ: Eletrobrás Procel, 2003. 56 p.

IFES. **O Campus São Mateus**. 2018. Disponível em: <<http://www.saomateus.ifes.edu.br/o-campus-sao-mateus>>. Acesso em: 8 maio 2019.

IMHOFF, Johninson. **Desenvolvimento de conversores estáticos para sistemas fotovoltaica autônomos**. 2007. 146 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2007.

INEE- INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (Rio de Janeiro). **O que é Geração Distribuída?** [20--?]. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp>. Acesso em: 6 maio 2019.

JUSTE, Flávio Marcos Alves. **Estudo sobre células fotovoltaicas, funcionamento, aplicação e pesquisas de desenvolvimento**. 2008. 30 f. TCC (Graduação) - Curso de Licenciatura em Física, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2008.

KAMMLER, Adamastor Rangel et al. **Curso básico de gestão de energia**. Florianópolis, SC: Senai, 2011. 34 p.

KARAKI, S.H.; CHEDID, R.B.; RAMADAN, R. Probabilistic performance assessment of autonomous solar-wind energy conversion systems. **Ieee Transactions On Energy Conversion**, [s.l.], v. 14, n. 3, p.766-772, 1999. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1109/60.790949>>. Acesso em: 2 jul. 2018.

KOHLER POWER SYSTEMS. **Diesel generator 200REOZJF**. 2016. Disponível em: <<https://ps.buckeyepowersales.com/product/200reozjf/>>. Acesso em: 3 abr. 2019.

LORA, Electo Eduardo Silva; NASCIMENTO, Marco Antônio Rosa do. **Geração termelétrica**: planejamento, projeto e operação. Rio de Janeiro: Interciência, 2004. 2v.

LUZ, Maria Laura Gomes Silva da. **Apostila de motores a combustão interna**. Pelotas, Rs: Universidade Federal de Pelotas, 2013. 19 p. Disponível em: <<https://wp.ufpel.edu.br/mlaura/2013/01/14/apostila-de-motores-a-combustao-interna/>>. Acesso em: 8 maio 2019.

MASSERONI, James; OLIVEIRA, Cristina Maria de. Utilização de grupos geradores diesel em horário de ponta. **Revista Modelos**, [s.l.], v. 2, n. 2, p.52-56, ago. 2012. Anual.

MARQUES, Luiz Sérgio B; SAMBAQUI, Ana Barbara K.; DUARTE, Janderson. **Apostila de máquinas elétricas**. 2013. Disponível em: <www.joinville.ifsc.edu.br/~janderson.duarte/Apostila.pdf>. Acesso em: 23 jan. 2019.

MAXWELL. **Método de Monte Carlo**. [20--?]. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/19632/19632_4.PDF>. Acesso em: 8 maio 2019.

MAXWELL. **Tarifação de energia elétrica**. [20--?]. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/21780/21780_7.PDF>. Acesso em: 8 maio 2019.

NASCIMENTO, Rodrigo Limp. **Energia solar no Brasil: Situações e perspectivas**. Brasília: Consultoria Legislativa, 2017. 46 p. Disponível em:

<http://bd.camara.gov.br/bd/bitstream/handle/bdcamara/32259/energia_solar_limp.pdf?sequence=1>. Acesso em: 7 maio 2019.

NASCIMENTO, Cássio Araújo do. **Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica**. 2004. 21 f. Monografia (Especialização) - Curso de Fontes Alternativas de Energia, Engenharia, Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2004.

NOCERA, Allison Diniz; GOMES, Giancarlo; PEREIRA, Vinicio Carrara. **Análise da viabilidade técnica e financeira da implantação do gerador a Diesel no horário de ponta em um hospital de Curitiba**. 2015. 104 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Industrial Elétrica / Automação, Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

OCHOA, A. A. et al. Aplicação de uma fonte alternativa de energia termelétrica a gás natural visando reduzir o custo com energia elétrica em um edifício comercial. **Holos**, [s.l.], v. 1, p.72-86, 17 fev. 2015. Instituto Federal de Educacao, Ciencia e Tecnologia do Rio Grande do Norte (IFRN). Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.15628/holos.2015.2362>>. Acesso em: 10 out. 2018.

PEREIRA, José Caudio. **Motores e geradores: Princípios de funcionamento, instalação, operação e manutenção de grupos Diesel geradores- Parte II**. Disponível em: <http://www.joseclaudio.eng.br/grupos_geradores_7>. Acesso em: 25 jan. 2019.

PERKINS ENGINES COMPANY LIMITED. **1106A-70TAG2 ElectropaK 1800 rpm Specification Sheet**: 164 kWm net power 1800 rpm. 2014. Disponível em: <https://www.perkins.com/en_GB/products/new/perkins/electric-power-generation/diesel/1000002183.html>. Acesso em: 18 mar. 2019.

PERKINS ENGINES COMPANY LIMITED. **1106A-70TAG2**: 171.8 kWm (Gross) 1800rpm. 2015. Disponível em: <https://www.perkins.com/en_GB/products/new/perkins/electric-power-generation/diesel/1000002183.html>. Acesso em: 18 jan. 2019.

PERKINS (England). **1100 Series 1106A-70TAG3**. 2014. Disponível em: <https://www.perkins.com/en_GB/products/new/perkins/electric-power-generation/diesel/1000002183.html>. Acesso em: 2 maio 2019.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel-cresesb, 2014. 530 p.

PINTO NETO, Aimé Fleury de Carvalho. **Qualificação e etiquetagem de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2012. 141 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências, Pós-graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

PINHO, João Tavares et al. **Sistemas híbridos: Soluções energéticas para Amazônia**. 22. ed. Brasília: Ministério das Minas e Energia, 2008. 396 p.

QADER, M.R.; QAMBER, I. S. Long-term load forecasting for the kingdom of bahrain using Monte Carlo method. *Journal Of The Association Of Arab Universities For Basic And Applied Sciences*, [s.l.], v. 9, n. 1, p.12-17, out. 2010. Elsevier BV. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jaubas.2010.12.004>>. Acesso em: 3 jul. 2018.

RIBEIRO, Vagner Romero da Rocha; CRUZ, Antônia Ferreira dos Santos. Estudo de viabilidade técnica e econômica para implantação de grupo gerador. **Xvi Sepa - Seminário Estudantil de Produção Acadêmica**, Salvador, v. 16, n. 1, p.1-21, 2017. Disponível em: <<https://revistas.unifacs.br/index.php/sepa/article/view/4934>>. Acesso em: 17 jan. 2019.

RODRIGUES, Flavia Francesca Capano. **Programação da contratação de energia considerando geração distribuída no novo modelo do setor elétrico brasileiro**. 2006. 171 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

SANTIAGO JÚNIOR, José Valdir et al. **Guia de energia solar fotovoltaica: Aplicação nas micro e pequenas empresas**. Cuiabá: Sebrae, 2016. 33 p.

SANTOS, F. A. C. M.; SANTOS, F. M. S. M. Geração distribuída versus centralizada. **Millenium**, v. 35, 2016. Disponível em: <<http://revistas.rcaap.pt/millenium/article/view/8312/5922>>. Acesso em: 20 ago. 2018.

SARAIVA JÚNIOR, Abraão Freires; TABOSA, Cristiane de Mesquita; COSTA, Reinaldo Pacheco da. Monte Carlo simulation applied to order economic analysis. **Production**, [s.l.], v. 21, n. 1, p.149-164, 11 mar. 2011. FapUNIFESP (SciELO). <http://dx.doi.org/10.1590/s0103-65132011005000016>. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0103-65132011000100013&script=sci_abstract&lng=pt>. Acesso em: 18 fev. 2019.

SEVERINO, Mauro Moura. **Avaliação técnico-econômica de um sistema híbrido de geração distribuída para atendimento a comunidades isoladas da Amazônia**. 2008. 335 f. Tese (Doutorado) - Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2008.

SILAMI, Carlos Alberto Salomão. **Geração distribuída: Geração stand-by ou de emergência, alimentação de cargas críticas e de alta disponibilidade – confiabilidade requerida, sistemas de armazenamento de energia**. Disponível em: <www.osetoreletrico.com.br/wp.../ed-124_Fasciculo_Cap-V-Geracao-distribuida.pdf>. Acesso em: 28 jan. 2019.

SILVA, Cláudio Homero Ferreira da. **Alternativas energéticas: uma visão CEMIG**. Belo Horizonte: Gerência de Alternativas Energéticas, 2012. 357 p.

SOUZA, Ronilson di. **Os sistemas de energia solar fotovoltaica**. Ribeirão Preto, SP: Blue Sol Energia Solar, [20--?]. 114 p.

TECNOGERA. **Geradores e bancos de carga otimizam energia da indústria**. 2017. Disponível em: <<https://www.tecnogera.com.br/blog/geradores-e-bancos-de-carga-otimizam-energia-da-industria>>. Acesso em: 10 jun. 2019.

TECNOGERA. **Qual a função da chave de transferência em um gerador?** 2016. Disponível em: <<https://www.tecnogera.com.br/blog/qual-a-funcao-da-chave-de-transferencia-em-um-gerador>>. Acesso em: 2 fev. 2019.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. **Energia termelétrica: Gás Natural, Carvão, Nuclear**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética- EPE, 2016. 417 p.

TOMÉ, Mauricio de Castro. **Análise do impacto do chuva elétrica em redes de distribuição no contexto da tarifa horossazonal**. 2014. 81 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Sistemas e Energia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2014. Disponível em: <http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/259504/1/Tome_MauriciodeCastro_M.pdf>. Acesso em: 5 set. 2018.

TORRES, O. F. F. **Fundamentos da engenharia econômica e da análise econômica de projetos**. São Paulo: Thomson, 2006. 145 p.

URBANETZ JUNIOR, Jair. **Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas: Sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade**. 2010. 189 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 1. ed. São Paulo: Érica, 2012. 224 p.

VOLVO PENTA. **Power Generation: Product bulletin TAD732GE**. 2011. Disponível em: <<https://www.volvopenta.com/industrialpowergeneration/en-en/products/engines/ranges/stand-by/tad732ge-50-hz/document.html>>. Acesso em: 18 mar. 2019.

VOLVO PENTA. **Technical data: Product bulletin TAD751GE**. 2011. Disponível em: <<https://www.volvopenta.com/industrialpowergeneration/en->

en/products/engines/ranges/stand-by/tad751ge-50-hz/specification.html>. Acesso em: 31 mar. 2019.

VOLVO PENTA. **Volvo Penta Industrial Diesel TAD731GE**. 2008. Disponível em: <<https://www.volvopenta.com.br/industrialpowergeneration/pt-br/products/engines/ranges/prime-power-pg/tad731ge-50-hz/document.html>>. Acesso em: 2 maio 2019.

WANDERLEY, A. C. F.; CAMPOS, A. L. P. S. Perspectivas de inserção da energia solar fotovoltaica na geração de energia elétrica no Rio Grande do Norte. **Holos**, [s.l.], v. 3, p.3-14, 2 ago. 2013. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte (IFRN). Disponível em: <<http://www2.ifrn.edu.br/ojs/index.php/HOLOS/article/view/1493>>. Acesso em: 18 out. 2018.

YAMAGUCHI, Hugo Fukumitsu Oshiro; VANDERLEI, Tiago Neves. **Análise da viabilidade econômica da implantação de sistemas de geração de energia considerando incertezas**. 2012. 118 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2012. Disponível em: <bdm.unb.br/.../1/2012_HugoFukumitsuOshiroYamaguchi_TiagoNevesVanderlei.pdf>. Acesso em: 14 jan. 2019.

ZILLES, R.; MACEDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

ANEXO A – DADOS TÉCNICOS DOS GERADORES A DIESEL

Consumo de diesel do gerador em função da potência para o GMG Volvo Penta de 138 kW de potência.

Volvo Penta- Modelo TAD731GE- Potência 138 kW			
Potência efetivamente Demandada (kW)	Percentual de Carga (%)	Consumo de combustível (l/h)	Eficiência (kWh/l)
0,00	0	11,51	0,00
34,5	25	11,51	3,00
69,00	50	19,07	3,62
103,50	75	27,24	3,80
138,00	100	35,82	3,85

Fonte: adaptado de Volvo Penta (2008).

Consumo de diesel do gerador em função da potência para o GMG CUMMIS de 135 kW de potência.

CUMMIS- Modelo DGFA- Potência 135 kW			
Potência efetivamente Demandada (kW)	Percentual de Carga (%)	Consumo de combustível (l/h)	Eficiência (kWh/l)
0,00	0	11,00	0,00
33,75	25	11,00	3,06
67,50	50	20,00	3,37
101,25	75	29,00	3,49
135,00	100	38,00	3,55

Fonte: adaptado de Cummins (2008).

Consumo de diesel do gerador em função da potência para o GMG PERKINS de 157,5 kW de potência.

PERKINS- Modelo 1106A-70TAG3- Potência 157,5 kW			
Potência efetivamente Demandada (kW)	Percentual de Carga (%)	Consumo de combustível (l/h)	Eficiência (kWh/l)
0,00	0	12,40	0,00
39,38	25	12,40	3,18
78,75	50	22,70	3,47
118,13	75	35,30	3,35
157,50	100	46,40	3,39
173,25	110	51,00	3,40

Fonte: adaptado de Perkins (2014).

Consumo de diesel do gerador em função da potência para o GMG GENERAC de 140 kW de potência.

GENERAC- Modelo MDG 175DF4- Potência 140 kW			
Potência efetivamente Demandada (kW)	Percentual de Carga (%)	Consumo de combustível (l/h)	Eficiência (KWh/l)
0,00	0	14,40	0,00
35,00	25	14,40	2,43
70,00	50	23,80	2,94
105,00	75	31,80	3,30
140,00	100	38,60	3,62

Fonte: adaptado de Generac (2018).

Consumo de diesel do gerador em função da potência para o GMG CUMMIS de 180 kW de potência.

CUMMINS- Modelo C200 D2R- Potência 180 kW			
Potência efetivamente Demandada (kW)	Percentual de Carga (%)	Consumo de combustível (l/h)	Eficiência (kWh/l)
0,00	0	17,00	0,00
45,00	25	17,00	2,65
90,00	50	31,00	2,90
135,00	75	40,00	3,38
180,00	100	50,00	3,60

Fonte: adaptado de Cummins (2017).

Consumo de diesel do gerador em função da potência para o GMG GENERAC de 180 kW de potência.

GENERAC- Modelo SD200- Potência 180 kW			
Potência efetivamente Demandada (kW)	Percentual de Carga (%)	Consumo de combustível (l/h)	Eficiência (kWh/l)
0,00	0	15,10	0,00
45,00	25	15,10	2,98
90,00	50	28,80	3,13
135,00	75	40,90	3,30
180,00	100	51,10	3,52

Fonte: adaptado de Generac (2011).