



**UNIVERSIDADE DA INTEGRAÇÃO INTERNACIONAL DA LUSOFONIA
AFRO-BRASILEIRA**

**INSTITUTO DE ENGENHARIAS E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL
CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIAS**

BERNALIZE DO ROSÁRIO VILA NOVA

**DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA HÍBRIDO ISOLADO DE GERAÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A COMUNIDADE NOVO DESTINO EM SÃO
TOMÉ E PRÍNCIPE**

ACARAPE

2018

BERNALIZE DO ROSÁRIO VILA NOVA

**DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA HÍBRIDO ISOLADO DE GERAÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A COMUNIDADE NOVO DESTINO EM SÃO
TOMÉ E PRÍNCIPE**

Trabalho de conclusão de curso apresentado como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energias da Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira.

Orientadora: Professora Mestra Janaína Barbosa Almada

ACARAPE

2018

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira
Sistema de Bibliotecas da UNILAB
Catalogação de Publicação na Fonte.

Vila Nova, Bernalize do Rosário.

V744d

Dimensionamento de um sistema hídrico isolado de geração de energia elétrica para a comunidade Novo Destino em São Tomé e Príncipe / Bernalize do Rosário Vila Nova. - Acarape, 2018.
80f: il.

Monografia - Curso de Engenharia de Energias, Instituto de Engenharias e Desenvolvimento Sustentável, Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, Redenção, 2018.

Orientador: : Profa. Ms. Janaina Barbosa Almada.

1. Energia - Fontes alternativas. 2. Recursos energéticos. 3. Sistema híbrido. I. Título

CE/UF/BSP

CDD 333.79

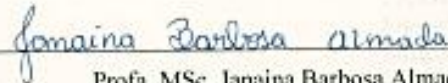
BERNALIZE DO ROSÁRIO VILA NOVA

**DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA HÍBRIDO ISOLADO DE GERAÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A COMUNIDADE NOVO DESTINO EM SÃO
TOMÉ E PRÍNCIPE**

Monografia apresentada ao curso de Engenharia de Energias do Instituto de Engenharia e Desenvolvimento Sustentável da Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, como requisito para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energias.

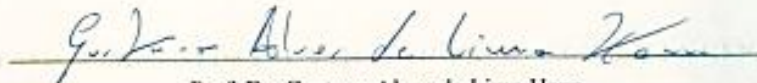
APROVADO EM 30/10/2018

BANCA EXAMINADORA



Prof.a. MSc. Janaina Barbosa Almada (Orientadora)

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (UNILAB)



Prof. Dr. Gustavo Alves de Lima Henn

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (UNILAB)



Prof. Dr. Hermínio Miguel de Oliveira Filho

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (UNILAB)

DEDICATÓRIA

Á Deus, pelas suas graças em minha vida.

Aos meus pais, Arlindo e Paula.

Ao meu filho Thiago.

Aos meus irmãos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pelo seu amor e cuidado para comigo, e pelas suas inúmeras graças concebidas em minha vida, pois sem Ele não chegaria até aqui, que essa vitória seja para glorificar o Seu santo nome.

Agradeço em especial os meus pais Arlindo Vila Nova e Paula Monte Negro, pelo vosso amor, carinho e dedicação, pois hoje mais do que nunca entendo a vossa luta e sacrifício que fizeram para que eu conseguisse ter uma formação superior, sei que hoje a vossa felicidade em ver essa conquista é maior do que a minha, obrigada por tudo.

Agradeço também ao meu filho Thiago, pela sua vida, pois só Deus sabe o quanto eu amadureci e me tornei uma pessoa mais responsável e comprometida depois que entraste na minha vida.

Agradeço a Profa. Ms. Janaina Barbosa Almada pela orientação, apoio e paciência, durante a elaboração do trabalho. Muito obrigada pelas dúvidas sanadas, e o conhecimento compartilhando, que tanto contribuiu para a realização deste trabalho.

Aos meus irmãos Arlindo Vila Nova, Eliane Vila Nova, Celine Diana Vila Nova, e a minha cunhada Ilda Manuela, pelo incentivo e apoio durante esse tempo de formação.

Ao meu noivo Feliciano Marcolino, meu companheiro em todas as horas, muito obrigada pelo seu amor, dedicação e paciências, obrigada pelo apoio, e por sempre estares ao meu lado. Obrigada minha benção.

Á Hiliene Carvalho, Maise Soares e Caio Kerson pelo apoio, paciência, e por disponibilizarem o vosso tempo para esclarecer as dúvidas que surgiram.

Aos meus colegas e amigos, Hiliene Carvalho, Maise Soares, Wyara Souza, Leila Ariana, Claudio Adriano, Mauro Santos, Emerson Silva, Sandro Constantino, Luís Carlos, Livya Duarte, Emylia Macedo, Waldenuza, pelos conhecimentos compartilhado, noites em clara e experiências vividas.

Á todos os professores do IEDS pelo conhecimento compartilhado, que contribuíram para minha formação profissional e pessoal.

Aos meus amigos e amigas, que tive o privilégio de conhecer e conviver durante esses 5 anos de formação, Tamara Prado, Elida Gomes, Zidene Bibiano, Cinthia Bibiano, Gerda Daio, Djosef de Deus, Elisa Mangane, Atalia Canda, Eliane Carvalho, Milva Sengo, Rolanda Domingos, Kenny Mascarenha e Darlene Lopes.

Á UNILAB e a todos os seus funcionários que contribuíam direta ou indiretamente para minha formação profissional e pessoal, meu muito obrigada.

Sejam todos humildes uns para com os outros, porque

“Deus se opõe aos orgulhosos, mas
concede graça aos humildes”.

Portanto, humilhem-se debaixo da poderosa mão de Deus,
para que ele os exalte no tempo devido.

1PEDRO 5.5,6 (NVI)

RESUMO

A prestação de serviço de energia em São Tomé e Príncipe é muito limitada. Existem muitas comunidades isoladas que não têm acesso à energia elétrica da rede convencional, isso devido alguns fatores como a localização geográfica, a inviabilidade econômica de projeto de instalação de rede elétrica nesses locais e a falta de um planejamento energético entre a oferta e a demanda de energia. As necessidades energéticas nessas comunidades são supridas por grupo geradores comunitários movidos a gasolina, que em muitos casos encontram-se parados devido ao alto custo da gasolina, e nem sempre a população tem condições financeira para comprar o combustível. As energias renováveis se apresentam como uma alternativa interessante para realizar o atendimento de carga elétrica nessas comunidades. Nesse sentido, o presente trabalho apresenta um estudo de viabilidade técnico-econômica de implantação de um sistema híbrido fotovoltaico-diesel para atender as cargas residenciais da comunidade Novo Destino, em São Tomé e Príncipe. O sistema proposto trata-se de duas fontes de energia (fotovoltaico e diesel) operando em conjunto, com o apoio de um banco de baterias. O sistema fotovoltaico carrega as baterias durante o dia e a energia armazenada é consumida pela carga no período da noite. Para maior confiabilidade do sistema, o projeto propõe um gerador a diesel de reserva, com possibilidade de atuação apenas na indisponibilidade do sistema fotovoltaico e do banco de baterias ou no caso de elevação de carga demandada e a energia armazenada no banco de baterias não ser suficiente para alimentar totalmente a carga. Para realização da análise técnica do sistema, estimou-se o consumo médio mensal das residências da comunidade. Com os dados de irradiação solar da localidade obtidos através do *software PVSyst*, realizou-se o dimensionamento de todos componentes do sistema e determinou-se a energia elétrica média mensal gerada pelo sistema fotovoltaico. Além disso, fez-se um estudo da viabilidade econômica do sistema utilizando os indicadores econômicos, VPL, *Payback* descontado e a TIR. Os resultados do dimensionamento do sistema e sua análise econômica, demonstram a viabilidade técnica e econômica do sistema com um retorno de investimento em 10 anos.

Palavras chaves: Geração distribuída. Sistemas elétricos isolados. Sistema híbrido.

ABSTRACT

The provision of energy service in São Tomé and Príncipe is very limited. There are many isolated communities that do not have access to power, provided by the conventional network, due to some factors such as the geographic location, the lack of economic viability for electric network installation in those locations, and the lack of planning between energy supply and energy demand. Gasoline-powered community generators, which in many cases are off because of the high cost of gasoline, supply the energy needs in those communities and the population is not always financially able to buy fuel. Renewable energies present themselves as an interesting alternative to carry out the electric service in those communities. In this sense, this paper presents a technical-economic feasibility study of the implementation of a hybrid photovoltaic-diesel system to meet the residential loads of the *Novo Destino* community in São Tomé and Príncipe. The proposed system deals with two energy sources (photovoltaic and diesel) operating together, with the support of a battery bank. The photovoltaic system charges the batteries during the day, and the load consumes the stored energy at night. For greater reliability of the system, the project proposes a backup diesel generator, with the possibility of acting only if the photovoltaic system together with the bank of batteries are unavailable or in case of demand increases and the energy stored in the battery bank is not enough to fully feed the load. In order to carry out the technical analysis of the system, the average monthly consumption of the community residences was estimated. With the solar radiation data from *PVSyst* software the sizing of all components of the system was carried out and the average monthly electric energy generated by the photovoltaic system was determined. In addition, a system economic viability study was made using the economic indicators, NPV, Discounted Payback and IRR. The results of the system design and its economic analysis demonstrate the technical and economic feasibility of the system with a 10-year return on investment.

Key Words: Distributed generation. Isolated electrical systems. Hybrid system.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Diagrama de um sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel	19
Figura 2 – Configuração do sistema híbrido em paralelo	22
Figura 3 – Curva características I versus V e P versus V de uma célula	23
Figura 4 – Módulos fotovoltaicos mais fabricados comercialmente.....	24
Figura 5 – Efeito da variação de irradiância solar sobre a curva característica I-V	25
Figura 6 – Influência da temperatura em célula fotovoltaica na curva I - V.....	26
Figura 7 – Demonstração das curvas I x V de células fotovoltaicas conectadas (a) em série e (b) em paralelo.....	27
Figura 8 – Localização geográfica de São Tomé e Príncipe	34
Figura 9 – Mapa de São Tomé e Príncipe	35
Figura 10 – Produção através de fontes renováveis, micro gerações públicas e iniciativas privados em São Tomé e Príncipe.....	37
Figura 11 – Mapa de Localização da Comunidade Novo Destino.....	38
Figura 12 – Comunidade Novo Destino em São Tomé e Príncipe	39
Figura 13 – Dados de irradiação solar diária média mensal	41
Figura 14 – Inversor Sunny boy 4000TL-21.....	49
Figura 15 – Inversor Sunny Island 3.0M-11	51
Figura 16 – Curva de carga das residências atualmente.....	53
Figura 17 – Estimativa de curva de carga das residências considerando um aumento de carga demandada ao longo do tempo após a instalação do sistema.....	54
Figura 18 – Estimativa de curva de carga da creche da comunidade Novo Destino.....	54
Figura 19 – Estimativa da curva de carga do posto de saúde.....	55
Figura 20 – Configuração do sistema híbrido semelhante ao projetado para ser instalado na comunidade Novo Destino	60
Figura 21 – Consumo de combustível pelo gerador a diesel versus consumo pelo gerador a gasolina	64
Figura 22 – Fluxo de Caixa estimado para determinar o Payback descontado do sistema	65

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Prós e contras dos sistemas híbridos de energia para eletrificação	31
Tabela 2 – Centros de geração de energia em São Tomé	36
Tabela 3 – Microgeração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos em São Tomé e Príncipe	37
Tabela 4 – Especificações técnicas do módulo fotovoltaico	48
Tabela 5 – Profundidade de descarga máxima das baterias	50
Tabela 6 – Cálculo do número de inversor.....	58
Tabela 7 – Energia elétrica média mensal gerada pelos painéis fotovoltaicos e o consumo médio mensal de energia nas residências	61
Tabela 8 – Custo do investimento total do sistema	64
Tabela 9 – Estimativa do Payback descontado para verificar a viabilidade do sistema.....	66
Tabela 10 – Componentes do Sistema FV	68

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEEAC	Comunidade Económica dos Estados de África
CGH	Centrais Geradoras Hidrelétricas
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais.
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DGRNE	Direção Geral dos Recursos Naturais e Energia
EMAE	Empresa de Água e Eletricidade
FMI	Fundo Monetário Internacional
FV	Fotovoltaico
GD	Geração descentralizada de energia
GTES	Grupo de Trabalho de Energia Solar
HSP	Hora de Sol Pleno
INE	Instituto Nacional de Estatística
I _{PPM}	Corrente no ponto de potência máxima do módulo
MIRNA	Ministério das Infraestruturas Recursos Naturais e Ambiente
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PV	Sistema Fotovoltaico
PIB	Produto Interno Bruto
PNUD	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
PPM	Ponto de potência máxima (<i>Maximum Power Point</i>)
PPA	Parceria Portuguesa para a Água
RGPH	Recenseamento Geral da População e Habitação
SHE	Sistema Híbrido de Energia
STP	São Tomé e Príncipe
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa mínima de atratividade
V _{PPM}	Tensão no ponto de potência máxima do módulo
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	13
1.1 OBJETIVOS.....	15
1.1.1 Objetivo Geral.....	15
1.1.2 Objetivos Específicos	15
2 REVISÃO DE LITERATURA	16
2.1 Geração distribuída e comunidade isolada	16
2.2 Sistema híbrido	17
2.2.1 Principais tipos de sistemas híbridos.....	20
2.2.2 Classificação de sistemas híbridos de energia.....	21
2.2.3 Classificação quanto à configuração	21
2.3 Energia solar fotovoltaica	22
2.3.1 Componentes de sistema fotovoltaico	23
2.3.1.1 Células Fotovoltaicas	23
2.3.1.2 Módulo Fotovoltaico	24
2.3.1.2.1 Fatores que afetam as características elétricas dos módulos.....	25
2.3.1.2.1.1 Efeito da variação pela irradiância	25
2.3.1.2.1.2 Efeito da Variação da Temperatura.....	25
2.3.1.2.2 Associação de Módulos Fotovoltaicos	26
2.3.1.2.3 Efeito dos Sombreamentos nos Módulos Fotovoltaicos	27
2.3.1.3 Baterias	28
2.3.1.3.1 Bateria Chumbo-Ácido	29
2.3.1.4 Inversores	30
2.4 Gerador	30
2.5 Indicadores para Análise de Viabilidade Econômico de Projetos	32
2.5.1 Valor presente líquido	32
2.5.2 Taxa Interna de Retorno	33
2.5.3 <i>Payback</i> Descontado	33
2.6 Caracterização da Comunidade em Estudo	33
2.6.1 Caracterização Geográfica.....	33
2.6.2 Característica do setor energético de São Tomé e Príncipe	35
2.7 Área de Estudo	38
3 METODOLOGIA.....	40
3.1 Análise de recurso solar	41
3.2 Recurso não renovável (Óleo Diesel)	42

3.3 Demanda e o Consumo Energético.....	43
3.3.1 Consumo energético da comunidade	44
3.4 Dimensionamento do sistema fotovoltaico.....	45
3.5 Dimensionamento do inversor FV	48
3.6 Dimensionamento do Banco de Baterias	49
3.7 Dimensionamento do inversor de bateria (inversor bidirecional).....	51
3.8 Dimensionamento do gerador a diesel.....	52
4 RESULTADOS	53
4.1 Dimensionamento do sistema fotovoltaico.....	55
4.2 Dimensionamento do inversor FV	57
4.3 Dimensionamento de bancos de baterias	58
4.4 Dimensionamento do inversor de bateria (inversor bidirecional).....	59
4.5 Dimensionamento do gerador a diesel.....	60
4.6 Análise dos Resultados	61
4.6.1 Energia elétrica gerada pelos painéis fotovoltaicos.....	61
4.6.2 Contribuição de energia elétrica pelas baterias.....	62
4.6.3 Análise de consumo de combustível do grupo gerador	63
4.6.4 Análise de viabilidade econômica	64
4.6.5 Análise do sistema considerando um aumento de carga demandada após a instalação do sistema híbrido.	67
5 CONCLUSÃO.....	69
REFERÊNCIAS	71
APÊNDICE	77

1 INTRODUÇÃO

A energia é um insumo indispensável para o desenvolvimento de um país. Após a crise de petróleo na década de 1970, várias potências mundiais reconheceram a necessidade de diversificar a fonte de geração de energia na sua matriz energética, o que as levou a recorrer a alternativas viáveis e eficientes de produção de energia sem causar graves impactos no meio ambiente. Nesse contexto, inicia-se adesão de tecnologias de fontes renováveis de energia para geração de eletricidade como solução para redução da dependência e consumo dos combustíveis fósseis, além da mitigação dos impactos ambientais causados por esses combustíveis.

No caso de São Tomé e Príncipe (STP) o processo foi o oposto, uma vez que o consumo de combustíveis fósseis no país vem aumentando gradativamente ao longo dos anos. Atualmente, a matriz energética santomense conta com cerca de 92% da geração de térmica a base do diesel importado (Empresa de Água e Eletricidade – EMAE, 2015). Segundo Relatório do Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (2013), em STP a biomassa (lenha, carvão vegetal e madeira) constitui o principal recurso energético (mais de 60% do consumo total de energia). Além disso, maior parte da população santomense utiliza a madeira para cozinhar (nos domicílios, panificadoras, restaurantes, bares e outros). O país é dependente do comércio exterior, importa quase todo alimento que consome, combustível e bens capital. A economia é baseada no cacau, porém vem reduzindo a sua exportação ao longo dos anos. Outras atividades econômicas são turismo e pesca, entretanto são pouco exploradas. Segundo os dados do relatório da Direção Geral de Recursos Naturais e Energia (DGRNE) de 2015, a situação financeira da empresa de energia elétrica estatal, é crítica. O setor de energia elétrica é caracterizado pela alta dependência de óleos combustíveis, prestação de serviço de baixa qualidade, perdas técnicas e comerciais nas redes de distribuição de energia, ineficiência das centrais de produção, redes de transporte e distribuição deficientes, sistema mal remunerado e de baixa qualidade, demanda reprimida, e cortes constantes de energia (DGRNE, 2015). O fornecimento de energia pelo sistema convencional com geração centralizada não atende as comunidades rurais mais distantes das cidades urbanas, cerca de 31,5 % da população não tem acesso à energia elétrica, (Instituto Nacional de Estatística, 2016).

A localização geográfica de STP oferece um bom potencial para exploração das energias renováveis, porém, por falta de interesses políticos e motivos técnicos de planejamento energético, o desenvolvimento dessas fontes ainda não se concretizou no

país. O setor de energia elétrica é considerado hoje a principal fonte produtora de Gases de Efeito Estufa (GEE) em São Tomé e Príncipe. Logo, faz-se necessário adotar medidas de mitigação desses impactos ambientais, além de criar medidas para desenvolver ações conducentes à implementação de projetos de geração de energia elétrica com recurso a energias renováveis. Para Jean (2017), a utilização de fontes de energia renováveis, aparece como a solução energética para comunidades isoladas, pois, instiga a utilização de fontes que não agridem o meio ambiente, evitando dessa forma o uso de recursos fósseis que são extremamente poluentes.

Conforme Lora (2006), diversos países no mundo têm adotado os sistemas de geração distribuída como alternativa para realizar o atendimento de energia elétrica e térmica próximo ao ponto de consumo. Esse tipo de sistema de geração em pequena escala possui a vantagem de aproveitar recursos energéticos locais e pode ser dimensionado para atender a uma demanda específica (como é o caso das comunidades isoladas), introduzindo ganhos de eficiência, confiabilidade e flexibilidade do sistema, além de aumentar a eficiência de aproveitamento de recursos renováveis no local e minimizar os impactos ambientais e gastos com a extensão de rede elétrica (JANNUZZI, 2012). Dessa forma, o sistema híbrido de geração distribuída seria uma resposta ao baixo desenvolvimento do setor energético em STP à crescente crise energética em STP.

De acordo com Jannuzzi (2012), no âmbito de inserção das fontes renováveis na matriz energética de STP, a geração distribuída permite viabilizar a utilização das fontes de energia solar, eólica, biomassa, biogás, e hídrica, a fim de atender a demandas em localidades isoladas da rede elétrica convencional, sem necessidade de submeter a implantação de extensas linhas de transmissão. Portanto, o uso de sistema híbrido descentralizado nas comunidades rurais isoladas em STP se mostra como solução para o suprimento das necessidades energéticas nessas comunidades. A instalação desse sistema irá proporcionar melhor qualidade de vida da população local, e incentivar o desenvolvimento socioeconômico, cultural e ambiental da comunidade. Além disso, contribuirá também para a otimização da eficiência na transmissão de energia, visto que as perdas por transmissão nesses tipos sistemas são praticamente zero, resultando numa economia de energia gerada.

Nesse sentido, o presente trabalho tem como o objetivo principal dimensionar um sistema híbrido de energia fotovoltaico e diesel numa comunidade isolada (Novo Destino) em São Tomé e Príncipe e verificar sua viabilidade econômica ao substituir o sistema de geração de eletricidade atual que é baseado em geradores movidos a gasolina.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

Realizar um estudo de viabilidade técnica e econômica da implantação de um sistema híbrido fotovoltaico – diesel na comunidade rural isolada Novo Destino em São Tomé e Príncipe.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Estimar a demanda e o consumo energético hoje pela comunidade;
- Realizar o dimensionamento do sistema híbrido fotovoltaico-diesel necessário para atender a comunidade de Novo Destino;
- Determinar a viabilidade econômica da instalação do sistema na comunidade e avaliar a economia gerada com o combustível ao longo da vida útil do projeto;
- Estimar a demanda e o consumo energético na comunidade ao longo do ano após a implementação do sistema híbrido na comunidade Novo Destino.

2 REVISÃO DE LITERATURA

2.1 Geração distribuída e comunidade isolada

Ultimamente, as indústrias de energia têm buscado novas formas de produção de energia com maior confiabilidade e eficiência na transmissão e distribuição. Além disso, em diversos países o governo vem dando incentivos aos programas de geração de energia limpa e produção de energia voltado principalmente para os consumidores. Tal contexto, aponta para a geração distribuída (GD) de energia, que consiste em novas tecnologias de produção de energia, a partir de diversos recursos energéticos, com menor custo, e próximo dos centros de carga, (BARBOSA, 2013). Diferente da geração convencional (centralizada), a geração distribuída pode ser definida como unidade de geração de energia em pequena escala, localizada perto do local de consumo. A GD evita a construção de grandes usinas centralizadas, reduz o custo, e perdas inerentes às complexidades e ineficiências associadas ao transporte de energia elétrica (SOARES, 2009).

Comunidades isoladas correspondem aos locais onde a densidade populacional é baixa, as atividades econômicas são pouco rentáveis, muitas vezes sem estrada para a população se deslocar de uma região para outra, a demanda elétrica baixa, e as famílias na sua maioria vivem de agricultura, pecuária ou pesca. Muitas dessas comunidades não têm acesso a energia elétrica devido à impossibilidade de construções de linhas de transmissão por fatores econômicos e técnicos que levam energia elétrica a esses locais. Segundo Romagnoli (2005), a geração distribuída mostra-se uma alternativa viável para atender a essas comunidades, pois a produção de energia fica próxima aos consumidores reduzindo os custos com as linhas de transmissão.

A qualidade de vida na comunidade isolada afeta o desenvolvimento regional como um todo, visto que:

“...O desenvolvimento regional das comunidades isoladas está ligado diretamente à manutenção dos processos de produção das comunidades, pois se o lugar não lhe fornecer condições mínimas para sua alimentação e habitação, essa comunidade tende a desaparecer, gerando várias consequências, como por exemplo, migração para as periferias dos grandes centros urbanos e acabam vivendo em condições socioeconômicas desfavoráveis. Com isso, aumentam os impactos negativos nas cidades, causando desequilíbrio no desenvolvimento da região.” (DI LASCIO, p. 20, 2009).

A produção de energia nessas comunidades contribui para o desenvolvimento local e reduz a migração da população para grandes centros urbanos, gerando benefícios social, econômico, cultural e ambiental.

Castro (2016) no seu trabalho cita diversos benefícios que têm levado à crescente utilização de GD em diversos países, dentre esses destacam-se:

- Diversificação da matriz energética;
- Redução dos custos de geração e transporte de energia elétrica;
- Diminuição dos riscos no planejamento da expansão dos sistemas elétricos devido ao menor tamanho das unidades de geração, assim como à flexibilidade das soluções;
- Aproveitamento de combustíveis disponíveis próximos aos centros de carga como gás natural, hidrogênio, álcool, etc.;
- Potencial para investimentos em geração combinada de calor e de energia elétrica, através do uso do calor residual em aplicações industriais, domésticas e comerciais, incrementando notavelmente a eficiência energética total.

2.2 Sistema híbrido

O difícil acesso a comunidades isoladas distantes das companhias de eletricidade, muitas vezes acaba inviabilizando economicamente os projetos de eletrificação de rede convencional nessas regiões, uma vez que essas comunidades apresentam carga demandada pontuais e não compensa os custos elevados exigidos para a construção de subestações, e os gastos com o transporte e distribuição de energia, (PINHO et al., 2008).

De acordo com Pinho et al. (2008), geralmente, a alternativa mais usual para realizar o atendimento dessas cargas isoladas (sejam elas pequenas comunidades ou sistemas de telecomunicações, bombeamento e dessalinização de água, entre outros) é através de grupos geradores a diesel (sistemas diesel-elétricos) ou mesmo a gasolina. Entretanto, por ser um combustível proveniente do petróleo, existem alguns aspectos que dificultam o seu uso e o torna não confiável para operar nessas áreas, tais como o custo variável dos combustíveis, a logística de transporte e armazenamento de combustível, e a necessidade de manutenção dos geradores. Além disso, também tem a questão ambiental, visto que a queima dos combustíveis fósseis para a sua produção emite gases causadores de efeito estufa.

Jean (2017) afirma que fontes de energias renováveis como: eólica, biomassa, solar fotovoltaica, e hídrica (PCH e CGH) são alternativas que vêm sendo implementadas em algumas dessas comunidades isoladas com o propósito de suprir a ausência da energia elétrica nesses locais. Os custos iniciais para instalação dessas fontes são, entretanto, muito elevados, sendo necessário uma boa caracterização dos recursos energéticos e da demanda elétrica, de forma a dimensionar o sistema de geração que melhor atenda a necessidade de energia com o menor custo (BARBOSA, 2006).

Muitas dessas áreas isoladas apresentam diversos recursos de energias renováveis que podem ser combinadas para formar um único sistema mais viável economicamente e mais eficiente. Essa combinação de mais de uma fonte para geração de energia elétrica denomina-se Sistema Híbrido de Energia (SHE) ou simplesmente Sistema Híbrido. O autor Barbosa (2006) define o sistema híbrido como sendo:

[...] aquele que utiliza mais de uma fonte primária de energia, dependendo da disponibilidade dos recursos, para gerar e distribuir energia elétrica de forma otimizada e com custos mínimos, dada a capacidade de uma fonte suprir a falta temporária de outra, permitindo assim que o mesmo opere com o mínimo de interrupções. (BARBOSA, p. 30, 2006).

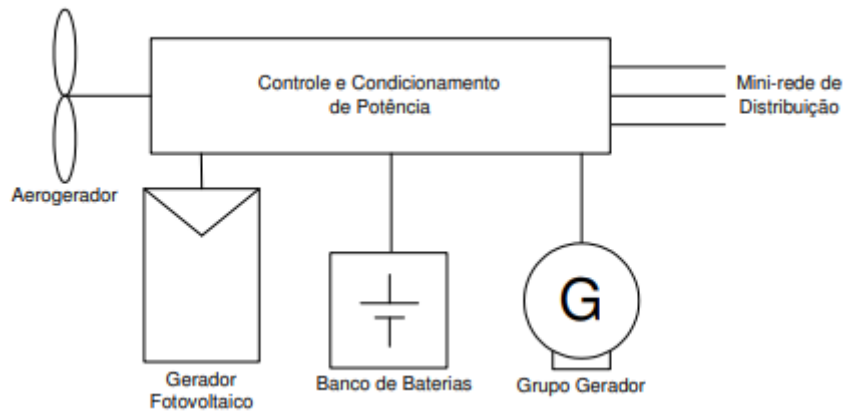
Logo, o sistema híbrido é considerado, na maioria dos casos, o mais adequado a ser implantado em comunidades remotas, pois sincroniza mais de uma fonte de energia renovável, e no caso de alguma falha técnica ou quando não há geração por fontes renováveis, o gerador à diesel é ligado para atender a carga. Nesse tipo de sistema uma fonte acaba complementando a outra, o que torna o sistema mais confiável.

Segundo Pinho et al. (2008), geralmente os sistemas híbridos são isolados e integram os seguintes equipamentos:

- Módulos fotovoltaicos, aerogeradores, turbinas hidráulicas – tecnologias de conversão de energias renováveis;
- Grupos geradores à diesel, a gasolina ou a gás – tecnologia de conversão de energias não renováveis;
- Banco de baterias – subsistema de armazenamento de energia elétrica;
- Inversores de tensão, retificadores e controladores de carga – equipamentos do sistema de condicionamento de energia.

A Figura 1 apresenta os elementos de um sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel.

Figura 1– Diagrama de um sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel



Fonte: (HAUSCHILD, 2006).

De acordo com o Ministério de Minas e Energia (2008), inúmeros sistemas híbridos têm sido instalados em muitos países do mundo nas últimas três décadas, com objetivo de fornecer eletricidade para comunidades isoladas, para pequenos sistemas de bombeamento e dessalinização de água, refrigeração, entre outras aplicações.

Segundo Barbosa (2006), os primeiros sistemas foram empregados no início da década de 1970, provavelmente em virtude da primeira Crise do Petróleo em 1973. Dentre os primeiros sistemas híbridos implantados na época destacam-se os seguintes: o sistema híbrido eólico-diesel instalado no ano de 1977 em Clayton, Novo México, Estados Unidos da América (EUA), e o sistema solar-diesel instalado no ano de 1978 na reserva indígena Papago, Arizona, EUA (PINHO et al., 2008). Nas décadas de 1980, a implantação desses sistemas tinha um objetivo específico que era a redução do consumo de óleo combustível e conseqüentemente dos custos operacionais. Já no final da década de 1990, a inserção desses sistemas além de se preocupar com a redução dos custos operacionais, as questões ambientais também passaram a motivar a instalação destes sistemas (BARBOSA, 2006).

Nessa mesma época foram desenvolvidas novas tecnologia do sistema híbrido com melhor desempenho integrando as fontes fotovoltaica-eólica-diesel. Posteriormente, surgiram diversas configurações do sistema híbrido (fotovoltaico-eólico, fotovoltaico-eólico-diesel) que foram instalados em vários países.

De acordo com o Pinho et al. (2008), em termos mundiais, o número de sistemas híbridos instalados nos países em desenvolvimento vem crescendo a cada ano, porém, a sua utilização é mais disseminada em países desenvolvidos. Em países como Índia, Tailândia, Espanha, África do Sul e Austrália, os sistemas híbridos de energia já estão se

tornando parte integrante do planejamento energético em áreas isoladas (WICHERT (1997)).

No seu trabalho, Matos (2013) cita algumas organizações que vem promovendo estudos e pesquisas em relação aos sistemas híbridos, e a eletrificação rural em países em desenvolvimento a partir de fontes renováveis de energia. O autor faz referência a um dos principais promotores de estudos de sistemas híbridos, que é o Departamento de Energia dos EUA (*U.S Department of Energy - DOE*), por meio do Laboratório Nacional de Energias Renováveis (*National Renewable Energy Laboratory - NREL*), nos Estados Unidos, a Aliança para Eletrificação Rural (*Alliance for Rural Electrification - ARE*) na Europa, é uma organização não governamental formada por empresas e organizações que tem como principal objetivo promover a eletrificação rural em países em desenvolvimento a partir de fontes renováveis de energia (ARE, 2011). Segundo o autor além destas, existe também a Fundação de Energia Rural (*Rural Energy Foundation - REF*), que tem como objetivo principal promover o acesso à energia elétrica para comunidades rurais da África Subsaariana a partir da utilização de fontes renováveis de energia (REF, 2011).

2.2.1 Principais tipos de sistemas híbridos

Existe diversos tipos de sistemas híbridos instalado no mundo inteiro, dentre eles destacam-se:

- Sistema híbrido eólico-diesel;
- Sistema híbrido fotovoltaico-diesel;
- Sistema híbrido fotovoltaico-eólico;
- Sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel.

Este trabalho trata da implementação do sistema híbrido fotovoltaico-diesel, logo o mesmo será abordado como destaque.

Sistema híbrido fotovoltaico-diesel, conforme a denominação, é a combinação de um conjunto de painéis fotovoltaicos com um ou mais conjunto de gerador a diesel para geração de eletricidade. Para Matos (2013), esse tipo de configuração é geralmente mais simples e mais econômico que os sistemas puramente fotovoltaicos no fornecimento de energia elétrica em projetos isolados de maior escala, além disso, os custos totais desse sistema são bem reduzidos já que necessitam de uma menor potência instalada de painéis fotovoltaicos e baterias. O sistema fotovoltaico-diesel é constituído por conjunto de

módulos fotovoltaicos, que convertem a radiação solar em eletricidade, um sistema de geradores a diesel, inversores de tensão, controladores de carga, e bancos de bateria para armazenar o excesso de energia.

Em condições normais de geração, o conjunto de módulos fotovoltaicos funcionam como o componente principal do sistema, atendendo a demanda e carregando o banco de baterias, e os geradores à diesel são utilizados como a unidade de geração de reserva, nos períodos noturnos quando não há geração de energia pelos módulos fotovoltaicos, no caso de indisponibilidade da fonte solar e das baterias, os geradores a diesel atuam como componente principal para assegurar o funcionamento do sistema híbrido.

Segundo Barbosa (2006), com o avanço das tecnologias de conversão solar nas últimas décadas, os preços desses equipamentos vêm reduzindo consideravelmente e o uso desse tipo de sistema vem tornando-se cada vez mais frequente nos últimos anos.

2.2.2 Classificação de sistemas híbridos de energia

Os sistemas híbridos de energia podem ser classificados como isolados ou interligados à rede elétrica convencional. O trabalho em estudo trata-se de um sistema híbrido isolado (*off-grid*). São sistemas auto-suficientes, desconectados da rede elétrica convencional. Esses tipos de sistemas necessitam de um sistema de armazenamento de energia (banco de baterias), de forma que na indisponibilidade dos recursos renováveis, o sistema de armazenamento garanta o fornecimento de energia à carga. (BARBOSA, 2006).

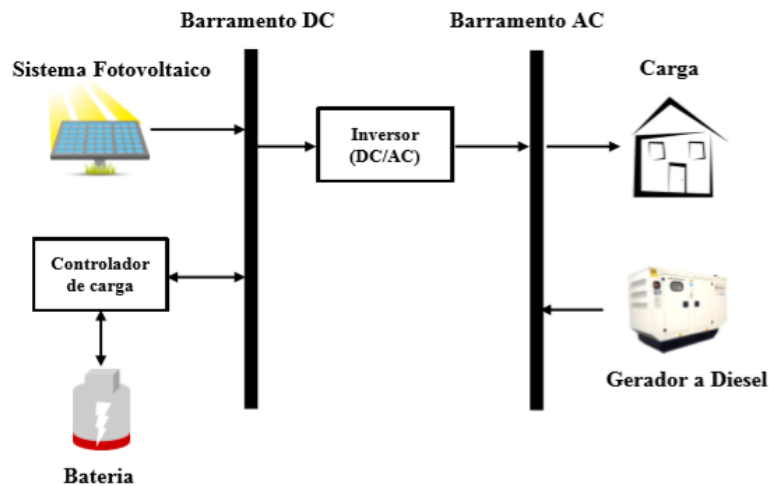
No momento, o uso desse tipo de sistema tem se difundido cada vez mais, tornando-se uma alternativa mais comum e eficaz nos projetos de eletrificação em comunidades isoladas e de difícil acesso, onde o custo de se conectar à rede elétrica convencional é muito alto, além disso, tem sido também uma escolha atrativa para a geração descentralizada. Esse tipo de sistema apresenta uma alta confiabilidade, fácil portabilidade e montagem, e não requer manutenção constante.

2.2.3 Classificação quanto à configuração

Os sistemas híbridos são classificados em: série, chaveado e paralelo. O sistema proposto pelo projeto irá operar em paralelo, onde às cargas CC e CA podem ser supridas por mais de uma fonte separadamente, para demandas baixa e média, e nos períodos de demanda máxima, o fornecimento de energia é feito em paralelo através do sincronismo

entre o inversor, o grupo gerador a diesel e/ou outra fonte renovável. Nessa configuração, é usado o inversor bidirecional para carregar o banco de baterias (função retificador) ou atuar como inversor sob operação normal. Segundo Barbosa (2006). Um exemplo do sistema híbrido paralelo é apresentado na Figura 2.

Figura 2 – Configuração do sistema híbrido em paralelo



Fonte: (FONSECA, 2017).

Segundo Pinho et al. (2008), o grande avanço do sistema híbrido de energia atualmente se deve ao:

- Avanços na conversão de energia elétrica através do desenvolvimento da eletrônica de potência;
- Desenvolvimento de programas computacionais para simulação e análise de sistemas híbridos (Hybrid 2, homer, vipor etc.);
- Contínuo aumento da eficiência e robustez dos equipamentos geradores (principalmente dos módulos fotovoltaicos e aerogeradores);
- Desenvolvimento de sistemas de controle automático mais confiáveis;
- Desenvolvimento da tecnologia de baterias chumbo-ácido livres de manutenção para sistemas de eletrificação com fontes renováveis.

2.3 Energia solar fotovoltaica

A energia solar é a fonte primária de geração de quase todas as formas de energia na terra, seja ela hídrica, biomassa, eólica, até mesmo os combustíveis fósseis, são provenientes indiretamente da energia solar. A radiação solar pode ser aproveitada para o aquecimento de fluidos ou para produzir eletricidade. Nesse sentido, a energia solar fotovoltaica é definida como a energia resultante do efeito fotovoltaico, devido a

incidência da radiação solar sobre os materiais semicondutores da célula fotovoltaica. Em que o efeito fotovoltaico é a conversão direta de radiação luminosa em eletricidade através de células fotovoltaicas, que é um material semicondutor, com características intermediárias entre um condutor e um isolante. O semicondutor mais utilizado é o silício (MATOS, 2016).

2.3.1 Componentes de sistema fotovoltaico

2.3.1.1 Células Fotovoltaicas

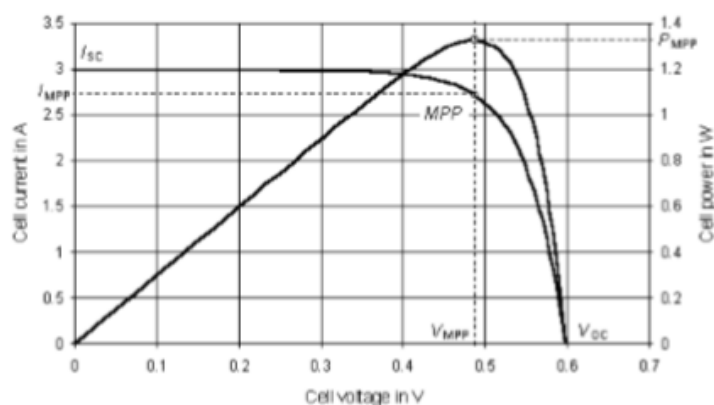
Célula fotovoltaica é o dispositivo responsável pela conversão da radiação solar em eletricidade. As células fotovoltaicas atualmente encontradas no mercado são fabricadas a partir dos materiais semicondutores, na sua maioria, fabricadas a partir de silício cristalino. Isso devido ao seu altíssimo grau de pureza, na ordem de 99,9999%, além de outros aspetos que esse material apresenta que lhe confere maior confiabilidade.

Atualmente existem várias tecnologias de fabricação de células fotovoltaicas, dentre elas destacam-se silício monocristalino, silício policristalino, e tecnologias de filme fino que já se encontram no mercado como o silício amorfo, disseleneto de cobre, índio, gálio, telureto de cádmio. (MATOS, 2016). Além dessas, existem também tecnologias emergentes, algumas em fase de testes nos laboratórios, como é o caso de células orgânicas e de corantes.

Curvas Características das Células Fotovoltaicas

De acordo com Pereira (2015), as curvas características das células fotovoltaicas são fundamentais quando se pretende realizar um dimensionamento correto de um sistema de produção. A curva de corrente/tensão apresenta a característica elétrica de saída do módulo fotovoltaico. A Figura 3 mostra as curvas características de corrente versus tensão e potência versus tensão para condição de referência.

Figura 3 – Curva características I versus V e P versus V de uma célula



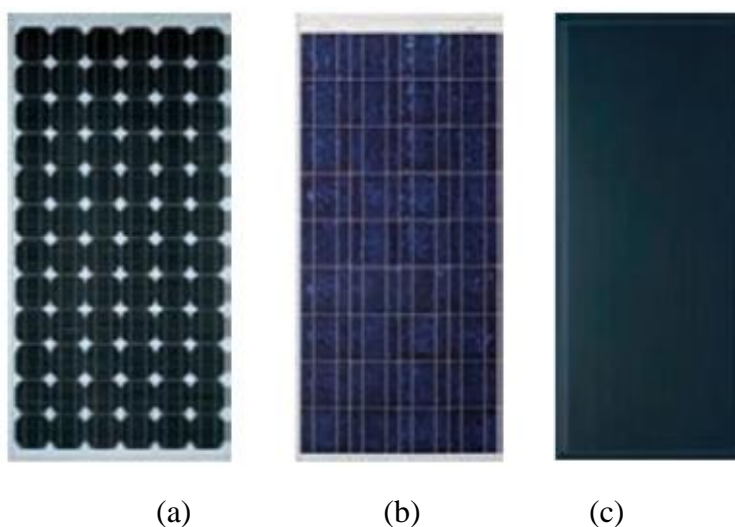
Fonte: (JOÃO, 2014).

A partir das curvas mostradas na Figura 3, pode-se verificar o valor da tensão de circuito aberto (V_{oc}) do módulo, a corrente de curto-circuito (I_{sc}) e o ponto de potência máxima (MPP) que é a abreviatura de *Maximum Power Point*. Além disso, pode-se destacar três pontos importantes: não há potência gerada quando a tensão ou a corrente são nulas, os valores de corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto são os valores máximos atingíveis por essas grandezas e o valor máximo de potência (MPP) é obtido pelo produto entre os valores de corrente e tensão (I_{PPM} e V_{PPM}) na condição corresponde à operação da célula no joelho da curva. Outra maneira de se analisar os parâmetros de máxima potência da célula é através de seu fator de forma (FF), isto é, quanto maior o fator de forma, mais próximo de um retângulo a curva (I versus V) será e, conseqüentemente, maior será a sua área. (PINHO et al., 2008).

2.3.1.2 Módulo Fotovoltaico

As células fotovoltaicas possuem na saída baixa tensão, aproximadamente 0,6 V. E dependendo do tipo de material da sua produção, a sua corrente também é baixa na ordem 10^{-3} . Em prática, para obter níveis de tensões e correntes elevadas para o uso faz-se necessário agrupar essas células em arranjos formando assim módulos fotovoltaicos. Os módulos fotovoltaicos são os responsáveis pelo processo de captação da radiação solar e da sua transformação em energia eléctrica (PEREIRA, 2015). A Figura 4 apresenta módulos fotovoltaicos fabricados comercialmente a partir de células de silício: (a) monocristalino, (b) policristalino e (c) amorfo.

Figura 4 – Módulos fotovoltaicos mais fabricados comercialmente



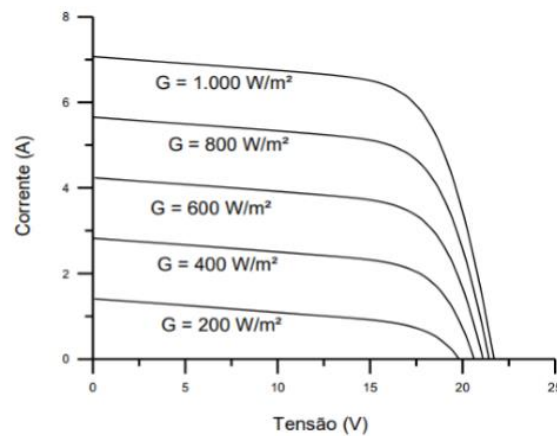
Fonte: (PINHO et al., 2008).

2.3.1.2.1 Fatores que afetam as características elétricas dos módulos

2.3.1.2.1.1 Efeito da variação pela irradiância

Fatores como a irradiância solar e temperatura das células, influenciam significativamente o desempenho dos módulos fotovoltaicos. Isso pode ser observado a partir da curva de corrente versus tensão apresentado na Figura 5. Nota-se que a corrente de curto-circuito aumenta com o aumento da radiação incidente, enquanto que tensão de circuito aberto nem tanto, logo, quanto maior a intensidade da irradiação solar maior a corrente elétrica gerada.

Figura 5 – Efeito da variação de irradiância solar sobre a curva característica I-V

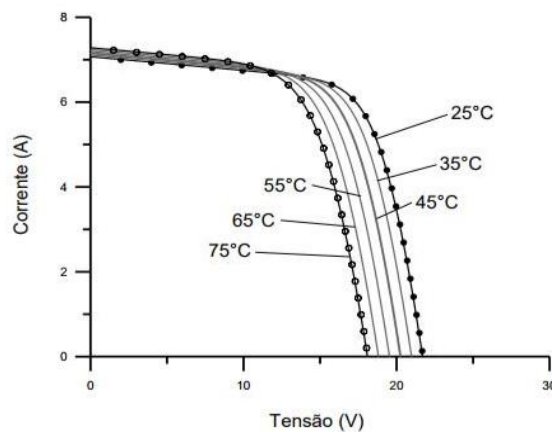


Fonte: (MATOS, 2016).

2.3.1.2.1.2 Efeito da Variação da Temperatura

Como pode ser verificado na Figura 6, a variação de temperatura também influencia na curva corrente-tensão. O aumento da temperatura provoca a redução da tensão do circuito aberto dos módulos. Nota-se também que há pouca variação da corrente elétrica. Portanto, o aumento da temperatura contribui para a redução da potência do módulo fotovoltaico, sendo que para evitar este fenômeno, os módulos devem ser capazes de dissipar o excesso de calor para o exterior, (PEREIRA, 2015).

Figura 6 – Influência da temperatura em célula fotovoltaica na curva I - V



Fonte: (MATOS, 2016).

2.3.1.2.2 Associação de Módulos Fotovoltaicos

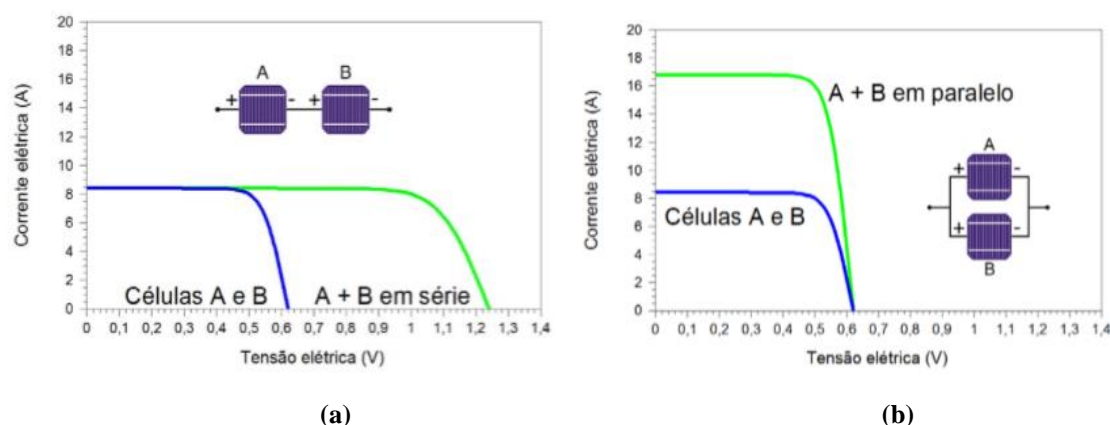
Painel fotovoltaico é a denominação dada ao conjunto de módulos fotovoltaicos ligados entre si. Os módulos podem ser conectados em série e/ou paralelo, dependendo da corrente e tensão desejadas, quando se requer potências mais elevadas.

A conexão em série dos módulos fotovoltaicos é feita de um terminal positivo de um módulo a um terminal negativo de outro módulo, e assim sucessivamente (SOUZA, 2011). Quando ligados em série os módulos terão as suas tensões somadas, cujo valor será a soma das tensões geradas individualmente por cada módulo, o que resultará em aumento da tensão gerada pelo arranjo, enquanto a corrente elétrica se mantém inalterada.

Já na associação em paralelo, os terminais positivos dos módulos são interligados entre si, assim como os terminais negativos. E ao contrário do que acontece na conexão em série, na conexão em paralelo, as correntes elétricas dos módulos são somadas, cujo o valor será a soma das correntes individuais de cada módulo, ao ponto que o valor da tensão se mantém.

Geralmente, para alcançar a potência-pico do sistema é necessário fazer a associação mista de módulos fotovoltaicos. Nesse tipo de associação é feita tanto a ligação em série como a associação em paralelo de forma a obter valores elevados da tensão e da corrente elétrica. A Figura 7 (a) e (b) ilustram o comportamento de células fotovoltaicas associadas em série e em paralelo seguidamente.

Figura 7 – Demonstração das curvas I x V de células fotovoltaicas conectadas (a) em série e (b) em paralelo.



Fonte: (SOUZA, 2011).

2.3.1.2.3 Efeito dos Sombreamentos nos Módulos Fotovoltaicos

Outros fatores que influenciam negativamente na potência gerada pelo painel fotovoltaico é o sombreamento, muitas vezes gerados pelas nuvens, árvores, construções e até mesmo outros módulos do arranjo próximos demais uns dos outros. Quando uma célula fotovoltaica dentro do modelo é encoberta, ela fica inversamente polarizada, conseqüentemente ela passa a absorver energia elétrica, convertendo-a em calor, o que irá provocar o aquecimento do celular até o ponto de danificar. Se a corrente que atravessa a célula for muito alta no nível da corrente de curto circuito, gera o que se chama de ponto quente ou *hot-spot* (FREITAS, 2008). Por estar ligada em série, apenas um ponto quente é suficiente para comprometer o funcionamento das demais células no módulo, provocando assim a redução da potência do painel fotovoltaico. Geralmente para evitar a ocorrência de pontos quentes nos módulos, utiliza-se um diodo de passagem (*bypass*), conectado antiparalelo com um conjunto de células em série. O diodo *bypass* serve como um caminho alternativo para a passagem de corrente, além disso, também limita a dissipação de calor nas células sombreadas. De acordo com Rosa (2014), a potência máxima que seria dissipada sobre uma das células sombreada, é a potência total do conjunto de células protegidas pelo diodo.

O outro problema que pode surgir é quando o módulo, ao invés de gerar corrente elétrica, passa a receber corrente, o que pode ocasionar a redução da eficiência das células e, em alguns casos pode até danificá-las, gerando perda total do fluxo de energia do módulo (PINHO et al., 2008). Nesse caso, geralmente utiliza-se um diodo de bloqueio conectado entre o gerador fotovoltaico e o banco de baterias, a fim de evitar as correntes

reversas. Em sistemas autorregulados o diodo de bloqueio é utilizado para impedir que os módulos fotovoltaicos atuem como carga para as baterias em períodos em que o sistema não está gerando. Outra função do diodo de bloqueio é impedir que módulos operando em condições normais injetem correntes elevadas em módulos com defeito.

2.3.1.3 Baterias

Geralmente, o consumo e a produção da energia fotovoltaica não acontecem ao mesmo tempo. Dessa forma, num sistema isolado é fundamental o uso de banco de baterias para armazenar energia elétrica nas horas em que a geração de energia pelos módulos fotovoltaicos excede a demanda, de modo a utilizar essa energia em períodos nos quais a geração é insuficiente para atender as cargas (durante à noite, dias chuvosos ou nublados, com baixos níveis de irradiância solar), (PINHO et al., 2008).

As baterias são muito utilizadas para o armazenamento de energia em sistemas isolados. GTES (2014) define a bateria como sendo:

(...) um conjunto de células ou vasos eletroquímicos, conectados em série e/ou em paralelo, capazes de armazenar energia elétrica na forma de energia química por meio de um processo eletroquímico de oxidação e redução (redox) que ocorre em seu interior. O sistema de armazenamento mais utilizado em sistemas híbridos são as baterias ou acumuladores eletroquímicos como são chamadas por alguns autores. (PINHO et al., 2008), p.164)

São chamadas acumuladores eletroquímicos, porque são capazes de transformar diretamente energia elétrica em energia potencial química para o armazenamento e posteriormente, converter a energia potencial química em energia elétrica, (SEGUEL, 2009).

As baterias podem ser classificadas em duas categorias: primárias e secundárias. Baterias primárias são aquelas que têm um único ciclo de carga e descargas, quando esgotados os reagentes que produzem a energia elétrica são descartadas, pois não podem ser recarregadas (FREITAS, 2008). Já as baterias secundárias podem ser recarregadas, uma vez que apresentam como característica a recuperação dos reagentes presentes na composição química dos acumuladores, através da aplicação de uma corrente elétrica nos terminais de forma a reverter as reações químicas (SILVA, 2014). Em sistemas fotovoltaicos isolados da rede elétrica é mais comum o uso de baterias secundárias ou recarregáveis. Existem diversos tipos de baterias recarregáveis, porém as baterias chumbo-ácido e às níquel-cádmio são as mais empregadas nos sistemas elétricos. (CABRAL, 2006).

2.3.1.3.1 Bateria Chumbo-Ácido

As baterias de chumbo-ácido são constituídas de duas placas de polaridades diferentes, isoladas entre si, sendo o dióxido de chumbo (PbO_2) (eletrodo positivo) e chumbo metálico (Pb) o eletrodo (negativo), e imersas numa solução de eletrólito de ácido sulfúrico e diluída em água (PINHO et al., 2008).

Esse tipo de bateria é muito aplicado em sistemas fotovoltaicos devido à sua variedade de tamanho, disponibilidade no mercado, baixo custo e alta profundidade de descarga. De acordo com o Silveira (2010), o seu uso necessita de um controlador de carga para evitar sobrecarga, subcarga, e muito tempo descarregado ou em baixo estado de carga. A profundidade de carga é um dos fatores que devem ser considerados ao escolher as baterias, uma vez que indica a percentagem de carga que foi retirada e uma bateria, a partir do estado de plena carga (CARVALHO, 2013).

A capacidade de uma bateria é a quantidade de carga elétrica que uma bateria em plena carga pode fornecer em um intervalo de tempo, ou seja, é o número de horas que uma determinada corrente pode ser fornecida por uma bateria em plena carga. Essa capacidade é expressa em ampère-hora (Ah), isto é, o produto da corrente, em ampères, pelo tempo, em horas (CABRAL, 2006). A capacidade de uma bateria também pode ser expressa em termos de energia watts-hora (Wh).

Segundo GTES (2014) existem alguns fatores que influenciam na capacidade das baterias, como a velocidade de carga ou descarga, isto é, o tempo em que a bateria leva para carregar ou descarregar dependo da disponibilidade de carga. Outro fator que influencia na capacidade de baterias é a temperatura de operação: uma temperatura muito alta leva a perdas de água do eletrólito e, conseqüentemente, reduz o número de ciclos durante a vida útil da bateria. Normalmente, os fabricantes recomendam o funcionamento de baterias na faixa de 20°C a 30°C dependendo do tipo de baterias (CRESESB, 2014).

A célula eletroquímica de chumbo-ácido possui uma tensão nominal de 2V (FREITAS, 2008). Várias destas células são conectadas em série de modo a obter nos terminais da bateria valores de tensões nominais mais elevada. As baterias de chumbo-ácido geralmente encontradas no mercado são de 12, 24 e 48 V (PINHO et al., 2008).

2.3.1.4 Inversores

Outro equipamento utilizado no sistema fotovoltaico é o inversor de frequência. Os módulos fotovoltaicos geram a energia em corrente contínua (CC), e geralmente, os aparelhos convencionais consomem a energia em corrente alternada (CA). Sendo assim, faz-se necessário uso de um equipamento que faça a conversão da tensão em corrente contínua para tensão em corrente alternada, com as características necessárias, (frequência, amplitude, conteúdo harmônico, e o nível de tensão da rede a que está ligado) para sua utilização em equipamentos convencionais. O inversor é um dispositivo eletrônico e tem o objetivo de transformar a tensão e corrente contínuas gerados pelos painéis fotovoltaicos em tensão e corrente alternadas consumida pela carga. Além disso, em casos de sistemas conectados à rede, o inversor também tem a função de conexão dos módulos PV à rede elétrica, (OVELHA, 2017).

Os inversores desconectados à rede elétrica (*off-grid*), utilizados em sistemas isolados, são menos rigorosos quanto aos parâmetros da conversão da energia em corrente alternada. Estes inversores são ligados diretamente na bateria, uma vez que possuem um sistema integrado de controle de profundidade da descarga e não necessita de um controlador de carga (PEREIRA, 2015).

Para o presente trabalho foi utilizado o inversor bidirecional *Sunny Island*. Esse tipo de inversor pode ser conectado a uma fonte CA (rede elétrica ou gerador a diesel) para alimentar as baterias. Além de realizar o controle de baterias, este inversor possui relé multifunção que permite controlar a temperatura das baterias, acionar o gerador a diesel e determinar o tempo de utilização das baterias.

2.4 Gerador

O gerador (ou grupo de gerador) à diesel transforma a energia mecânica, através do seu eixo, em energia elétrica, que pode alimentar cargas como residência, vilarejo, hospitais, hotéis, aeroporto, entre outros lugares que necessitam de energia elétrica ininterrupta. Também são muito utilizados para o fornecimento de energia em comunidades isoladas onde a interligação da rede convencional é considerada economicamente inviável. Ultimamente geradores à diesel vêm sendo muito empregado em conjunto com as fontes renováveis de energia, como a solar, eólica, em aplicações do sistema híbrido de energia. Para a aplicação em estudo, o tipo de sistema híbrido a ser aplicado é o fotovoltaico-diesel. O gerador a diesel é utilizado para operar quando há uma

indisponibilidade da fonte solar, isto é, de noite por exemplo que não há geração a partir dessa fonte, em dias nublados, ou quando as baterias estiverem descarregadas, o gerador também pode entrar em funcionamento em horas de pico de cargas.

Todavia, o gerador deve ser dimensionado para atender toda carga, visto que o seu uso implica a redução da necessidade de bancos de baterias, evitando longas utilizações destas, o que já diminui o custo do projeto, sem falar também na redução de perdas de carga, e o aumento da confiabilidade do sistema. Por outro lado, o consumo excessivo de combustível diesel nos geradores torna o projeto mais caro, devido ao elevado custo desse combustível, e os impactos ambientais causados por estes. Por isso, o complemento de uma fonte a outra acaba sendo uma forma mais eficiente de suprir essas cargas.

A capacidade do gerador diesel a ser utilizado no sistema híbrido vai depender da natureza da carga, da forma como o mesmo será ligado (diretamente à carga, ou através da bateria). Logo, quando ligada diretamente à carga, a sua potência nominal deverá ser prevista, no mínimo para o pico da carga, e se a conexão for através da bateria, a corrente produzida pelo gerador não deverá ultrapassar o valor de corrente da CAh das baterias, onde CAh corresponde à capacidade em ampère-hora da bateria, o gerador a diesel deve trabalhar com uma potência nominal de 70% a 90%, (PINHO et al., 2008).

A Tabela 1 a seguir apresenta alguns prós e contras a implantação do sistema híbrido de energia.

Tabela 1– Prós e contras dos sistemas híbridos de energia para eletrificação

Área	Prós	Contras
Local de implantação	Aproveita os recursos energéticos disponíveis localmente.	A disponibilidade energética dos recursos precisa ser favorável para geração de eletricidade.
Equipamento/investimento	Flexibilidade: sistemas facilmente aplicáveis.	Investimento inicial bastante elevado.
Operação/manutenção	São autônomos, isto é, não precisam estar ligados a rede de energia elétrica convencional. Confiabilidade alta: pouca necessidade de manutenção para as tecnologias de geração renovável e sua redução para sistema diesel elétrico de pequeno porte.	Necessita de um sistema de armazenamento, ou reserva, em função da intermitência das fontes de energia. Sistemas de controle complexo, dependendo do porte do sistema.

	Maior qualidade de energia fornecida comparando com o diesel elétrico.	
Questões ambientais	Ambientalmente benigno, após comissionamento: baixa nível de emissão de CO2 e outros gases, comparando a geração exclusivamente a partir de combustíveis fósseis.	Descarte e reciclagem das baterias são pontos fracos. Para sistemas de grande porte tem-se a ocupação de grandes áreas (arranjo fotovoltaico), além do aspecto visual (aerogeradores)
Organização	Completamente adaptável às necessidades dos usuários.	Necessidade de maior envolvimento do usuário com o sistema durante a implantação bem como após (conservação de energia).

Fonte: Adaptado de (BARBOSA, 2006).

2.5 Indicadores para Análise de Viabilidade Econômico de Projetos

Existem diferentes técnicas de análise empregadas para a avaliação da viabilidade econômica de um projeto. Para verificar a viabilidade, os custos e os ganhos com a implantação do sistema híbrido na comunidade Novo Destino, serão utilizados alguns indicadores mais comuns de análise de viabilidade econômico, destacando-se o Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno e o *Payback* Descontado (BALÃO, 2012).

2.5.1 Valor presente líquido

Valor presente líquido (VPL) consiste em avaliar a viabilidade de um projeto de investimento concentrando todos os custos presentes no fluxo de caixa no período zero, fazendo uso da taxa mínima de atratividade (TMA), definida como a taxa mínima disponível para aplicação do capital, considerando o grau de risco empregado (PINHO et al., 2008). Então, o VPL é a diferença entre os valores atualizados das entradas e saídas de dinheiro durante o período de vida útil do sistema implementado, ou seja, é a diferença entre os custos de um projeto e os benefícios gerados por este (SOARES, 2009).

Segundo, Soares (2009), no cálculo do VPL os fluxos de caixa anuais do projeto são trazidos a uma data presente, descontados a uma determinada taxa de juros, podendo assim determinar quanto equivaleriam esses mesmos fluxos no instante $n=0$, o VPL é determinado conforme a equação (1) a seguir:

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (1)$$

em que I_0 representa o investimento inicial, FC_t é o fluxo de caixa de cada período t ; i representa a taxa do desconto (TMA) esperada pelo investidor (% ao período); n é o período estimado para o projeto.

Os projetos são considerados economicamente viáveis quando o VPL for maior do que zero, isto é, quando as receitas do projeto superam o valor investido somado às despesas do projeto. Quanto mais positivo o VPL mais atrativo é o projeto. Um VPL nulo significa que o investimento inicial é completamente recuperado, porém, não garante a viabilidade do projeto. No entanto, um VPL negativo indica que o projeto não é economicamente.

2.5.2 Taxa Interna de Retorno

A taxa interna de retorno (TIR) é aquela que quando utilizada como a taxa de desconto o VPL se torna zero, ou seja, é a taxa de juro que torna o valor presente nulo, pois, estabelece um equilíbrio no projeto de tal forma que não haverá ganhos e nem perdas em cima do valor investido (BUDEL, 2017). Se a TIR for maior a taxa mínima de atratividade o projeto é considerado viável. A TIR pode então ser determinada a partir da equação (2) abaixo.

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \quad (2)$$

2.5.3 Payback Descontado

Payback descontado é tempo necessário para a recuperação do investimento inicial de um projeto. De acordo com o Dassi, et al. (2015), este método, leva em conta o valor do dinheiro no tempo, considerando-se utiliza uma taxa de desconto (taxa mínima de atratividade) para verificar o número exato de períodos, em que o projeto recupera o valor inicial investido. Um valor muito elevado do *payback* descontado indica que o projeto levará maior tempo a se pagar, e consequentemente maior será o risco de investimento.

2.6 Caracterização da Comunidade em Estudo

2.6.1 Caracterização Geográfica

A República Democrática de São Tomé e Príncipe é um país insular, situa-se na costa ocidental do continente africano, no golfo da Guiné próximo a linha do equador. O arquipélago de São Tomé e Príncipe tem uma área total de 1001 km² de superfície. É

considerado o segundo menor país do continente africano, é composto por duas ilhas principais, de São Tomé com área de 859 km² e do Príncipe com área de 142 km², e por diversos ilhéus, dos quais se destacam o ilhéu das Rolas, o ilhéu das Cabras, o das Sete Pedras e, nas proximidades do Príncipe, o ilhéu Bom Bom, o Boné de Jockey, a Pedra da Galé, as Tinhosas e os Mosteiros. O país tem cerca de 250 km de costa, repartidos por 180 km em São Tomé e 70 km no Príncipe. A distância entre as duas ilhas é de aproximadamente 200 km. As ilhas e ilhéus são de origem vulcânica, e o relevo é muito acidentado, com cumes montanhosos, cones e picos. A Figura 8 mostra o mapa de localização de São Tomé e Príncipe.

Figura 8 – Localização geográfica de São Tomé e Príncipe



Fonte: (MICLELIN, 2017).

De acordo com o Instituto Nacional de Estatística (INE) (2016), a população estimada em 2016 era de 193.712 (96.053 do sexo masculino e 97.659 do sexo feminino), assente numa taxa de crescimento anual de 2%. A densidade populacional ronda em cerca de 193 habitantes/km². S. Tomé e Príncipe está administrativamente dividida em seis distritos localizados na ilha de S. Tomé: Água Grande, Mé Zóchi, Cantagalo, Caué, Lobata e Lembá, que albergam cerca de 95,7% da população total, e uma região autónoma na ilha do Príncipe (Região Autónoma do Príncipe) que alberga o restante da população.

Os dados do Recenseamento Geral da População e Habitação (RGPH) de 2017 indicam, ainda, que a esperança de vida é de 67,3 anos, a taxa de alfabetização é de 90,1%, a taxa de desemprego de 13,6%, (INE, 2017). A Figura 9 mostra o mapa de São Tomé e Príncipe.

Figura 9 – Mapa de São Tomé e Príncipe



Fonte: (Pontes e Parcerias nos Países de Língua Portuguesa – P3LP, 2017).

2.6.2 Característica do setor energético de São Tomé e Príncipe

O fornecimento de eletricidade sempre foi um desafio para o sector energético santomense, visto que o mesmo apresenta dificuldades estruturais, financeiras e técnicas, agravada pela má gestão do setor, que ameaça a sustentabilidade do poder futuro de fornecimento (EMAE, 2016). Os dados da *National Poverty Strategy* de 2014 afirmam que durante o período 2003 – 2010, o setor energético não recebeu mais do que 3,8% do investimento total no âmbito do programa de investimento público (PIP). Essa falta de investimento no sector energético explica o serviço precário prestado por este, onde as redes de transmissão e distribuição funcionando acima do tempo da sua vida útil. Segundo CEEAC (2014), os acidentes de cargas são muito comuns e as perdas de eletricidade correspondem a mais de 45% da produção energética.

Atualmente, a produção de energia elétrica baseia-se em centrais termelétricas a diesel importado. De acordo com o relatório da EMAE, em 2015, a potência total

instalada na rede interligada em S. Tomé era de 30.147 kW, sendo 1.920 kW (6,4%) do aproveitamento da Central Hidroelétrica do Rio Cantador e os restantes 28.227 kW (83,6%) são produzidos pelas diferentes centrais termelétricas, à base de diesel (PPA, 2017), como pode ser observado na Tabela 2.

Tabela 2 – Centros de geração de energia em São Tomé

Central	Potência Instalada (MW)	Potência Garantida (MW)
Térmica São Tomé	7,124	5,164
Térmica Santo Amaro	10,631	8,130
Térmica Bobo Forro	7,500	2,200
Hídrica Contador	4,000	1,920
Total	~ 30	~17

Fonte: Adaptado de (EMAE, 2016)

Segundo informações fornecidas pela EMAE (2016), a empresa possui uma rede de 35 mil clientes que corresponde somente 68 % das residências que têm acesso a 17 MW de eletricidade produzida para uma potência instalada de quase 30 MW. Os setores domésticos e administrativos constituem os maiores consumidores de energia no país. As poucas indústrias que existem no país na maior parte das vezes recorrem à autoprodução de eletricidade a partir geradores a diesel (PPA, 2017).

Conforme a EMAE (2017), o pico da demanda de energia elétrica atualmente está próximo dos 35.000 kW e a previsão para o ano de 2019 é de 40.478 kW, logo, existirá a necessidade de aumentar a capacidade instalada de energia.

Como pode ser observado na Tabela 2, o país tornou-se fortemente dependente de óleo combustível, embora possua um grande potencial para aproveitamento de seus recursos renováveis hídricos, eólico, solar entre outros. No que diz respeito às energias renováveis em São Tomé e Príncipe, tem-se a hidrelétrica do rio Contador funcionando apenas a 50% da sua total capacidade, que corresponde 8% da produção de eletricidade através da fonte renovável *on-grid*.

Atualmente, o país tem desenvolvido programas de incentivos a geração a partir das fontes renováveis, como é o caso do Programa Bioenergia. Consta no projeto a construção de biodigestores em cinco comunidades rurais, com finalidade de reduzir o uso excessivo da madeira (lenha) na cozinha, e promover a coleta e gestão de resíduos orgânicos gerados nas atividades domésticas, de agricultura, e de pecuária nessas comunidades, (DGRNE, 2015), além da produção através geradores eólicos, e micro sistemas fotovoltaicos (Figura 10) instalados em postes de energia, centros comunitários,

e em algumas comunidades isoladas do país. Na Tabela 3 apresenta de forma resumida alguns sistemas de microgeração fotovoltaica que vem sendo instalados nas regiões do país. Dessas microgerações algumas são públicas e outras são iniciativas privadas. De acordo com a DGRNE (2015), a produção solar fotovoltaica em STP corresponde a 0,24% da matriz elétrica.

Segundo Souto (2016), a aposta em fontes de energia renováveis está em conformidade com a orientação do país em matéria de gestão ambiental desde a aprovação da Lei-Quadro do Ambiente (Lei n.º 10/99) que S. Tomé e Príncipe tem exibido um compromisso sério com a promoção do desenvolvimento sustentável. Ainda de acordo com o autor, isso está também em conformidade com os compromissos assumidos pelo país na recente Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (COP 21, Paris, novembro-dezembro de 2015) acerca do empenho para a adoção de esquemas de produção limitadoras da poluição e sobretudo de tecnologias não emissoras de gases com efeito de estufa.

Tabela 3 – Microgeração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos em São Tomé e Príncipe

Ano	Nº	Instalação	Potência Total (kW)
2012	350	Cooperativas e Centros comunitários nas localidades isoladas da rede elétrica	5
2013	32	Escolas nas comunidades rurais isoladas de rede elétrica	10,6
2014	24	Luminárias pública	48
-	-	Outros	10
Total estimado em kW			73,6

Fonte: Adaptado de Ministério de Infraestruturas- Recursos Naturais e Energia, 2017.

Figura 10 – Produção através de fontes renováveis, micro gerações públicas e iniciativas privados em São Tomé e Príncipe

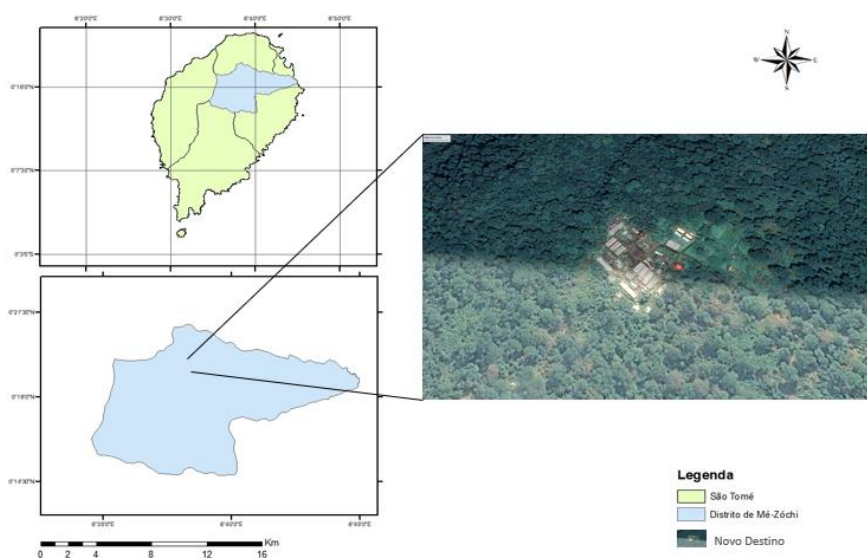


Fonte: Adaptado de Ministerio de Infraestruturas- Recursos Naturais e Energia, 2017.

2.7 Área de Estudo

A comunidade em estudo trata-se de uma comunidade rural isolada “Novo Destino”, localizada no distrito de Mé-Zochi à Norte da ilha São Tomé. Essa comunidade fica a 10,7 km da cidade principal do distrito de Mé-Zochi (Trindade), e a 18 km da cidade capital do país (São Tomé). Possui as seguintes coordenadas geográficas: latitude 0,38° 0' 23" Norte, longitude 6,38° 6' 43" Leste, altura 8 metros, e plano de inclinação 0° Norte. As Figuras 11 mostra a localização da comunidade.

Figura 11 – Mapa de Localização da Comunidade Novo Destino



Fonte: Autora (2018).

Novo Destino trata-se de uma comunidade isolada com cerca de 160 habitantes agrupadas em 34 famílias, sendo 49,37% mulher e 50,62% homens. As residências são do tipo alvenaria unifamiliar organizadas em bloco, a distância uma da outra é em torno de 4 m, como pode ser observada na Figura 12, o que pode facilitar a implantação de um sistema centralizado.

A população vive a base da agricultura tradicional e pecuária. A agricultura se baseia em atividades agrícolas como o plantio e secagem de cacau e café; como também plantações de banana, fruta pão, milho, batata doce, mandioca, cana de açúcar, e outros. Como atividade pecuária, tem-se criação de cabras, galinhas, patos, porcos e bois. Para cozinhar, a população utiliza biomassa tradicional (lenha), petróleo ou carvão. A prática de desmatamento para a produção de carvão ainda é muito frequente nessa comunidade. Eles vivem apenas dos seus ativos mais importantes que é a terra e alimentam-se daquilo que produzem nos lotes.

A renda da população nessa localidade é muito baixa, a situação da infra-estrutura social é precária, carecem de serviços públicos básicos como educação, assistência médica, eletricidade, comunicação, lazer e água potável. A população consome a água da fonte ou nascente. Os únicos eletrodomésticos que possuem em casa são a televisão e rádio de pilha. Na comunidade, existe uma creche com pouca estrutura e um posto de saúde que atualmente se encontra fechado por falta de médicos e medicamentos, também, por falta de eletricidade.

Figura 12 – Comunidade Novo Destino em São Tomé e Príncipe



Fonte: (WILSON CORREIA TAVARES, 2018).

Segundo Engenheiros Sem Fronteira (2014) muitas comunidades sem acesso à rede eléctrica convencional no país possuem geradores eléctricos (geradores comunitários) para produção de eletricidade. Esses geradores são cedidos pela EMAE ou por partidos políticos, cujo a gestão, a operação e a manutenção é por conta dos moradores.

Novo Destino faz parte dessas comunidades. O fornecimento de eletricidade na comunidade Novo Destino é a partir de geradores coletivos, que são partilhados entre os vizinhos. Existe cerca de 14 geradores a gasolina sendo utilizados, dado que estes geradores para operar dependem de contribuições dos moradores que se beneficiam com os acessos a eletricidade, o que significa que o seu funcionamento e fornecimento de eletricidade está dependente dos habitantes terem ou não disponibilidade monetária para comprar o combustível necessário para o funcionamento do gerador.

3 METODOLOGIA

Como metodologia para elaboração do presente trabalho, primeiramente, fez-se uma pesquisa bibliográfica sobre o tema em questão. Em seguida, uma revisão das literaturas, tese, dissertações, monografias, artigos e livros que abordam acerca do sistema fotovoltaico, comunidade isolada, sistema híbrido de energia descentralizada, e o sector energético santomense, a fim de obter mais conhecimento acerca do assunto e ter o embasamento para descrever o referencial teórico. Após isso, seguiu-se com o dimensionamento do sistema híbrido de energia. De acordo com as literaturas, a primeira etapa para um bom dimensionamento de um sistema híbrido fotovoltaico-diesel é a análise dos recursos disponíveis para o aproveitamento da energia solar e a logística do abastecimento do óleo diesel no local onde pretende-se implantar o sistema. Além disso, é fundamental identificar e avaliar as áreas para a instalação dos sistemas de geração e distribuição de energia elétrica.

Para realizar o dimensionamento do sistema fotovoltaico, adotou-se dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolado pelo Método do Mês Crítico, apresentado pelo Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos da CRESESB e do Grupo de Trabalho de Energia Solar-GTES. Durante o dimensionamento, foi necessário realizar as escolhas dos componentes que integram o sistema fotovoltaico-diesel, para isso, buscou-se a partir da pesquisa na internet catálogos de fabricantes para conhecer as características dos módulos fotovoltaicos, baterias, inversores e controladores de carga (inversor bidirecional).

Atualmente, a demanda da energia elétrica da comunidade Novo destino é suprida pelos geradores a gasolina, sendo assim, foi necessário dimensionar também o gerador a diesel, uma vez que este será o que fará parte do sistema. Estes geradores são mais recomendados para operarem em sistemas de fornecimento de energia em comunidades isoladas, além disso, o combustível diesel na localidade é mais barato que a gasolina. Em seguida, analisou-se o custo e a economia do combustível com a substituição do gerador a gasolina pelo gerador a diesel. Por fim, utilizando os indicadores financeiros, verificou-se a viabilidade econômica da substituição do sistema convencional pela instalação do sistema híbrido na comunidade, e analisou-se a economia gerada com a gasolina, e o tempo de retorno do investimento.

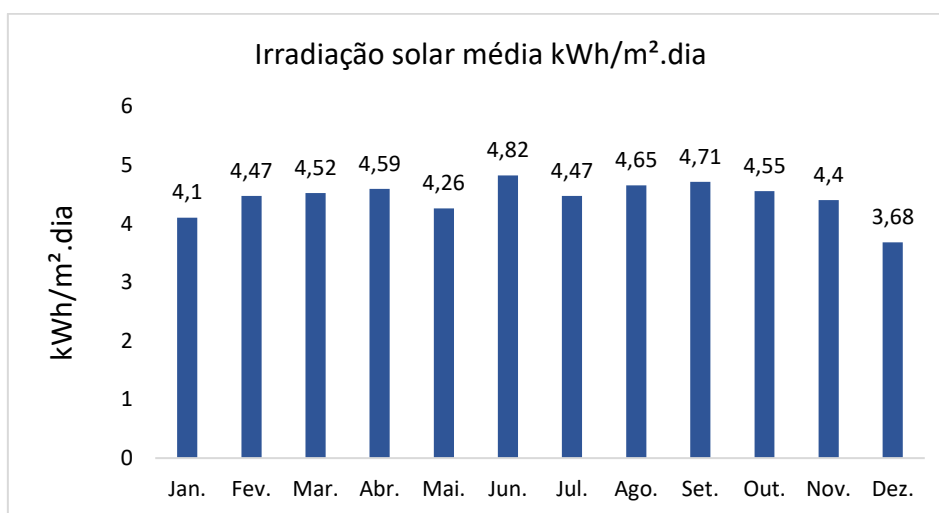
3.1 Análise de recurso solar

A análise de viabilidade técnica de um sistema híbrido depende da análise dos índices da irradiação solar na região de implantação do sistema. Os dados da irradiação solar são apresentados em termo de energia ou por unidade de área. A irradiação é medida numa superfície horizontal ao longo de um determinado período de tempo, sendo este valor dado em kWh/m² (PINHO et al., 2008). Normalmente, esses valores são apresentados na forma horária, diária, mensal ou anual.

Os dados da irradiação solar diária média da comunidade em estudo foram obtidos a partir do *software PVSyst*, que é um programa de simulação e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. O *PVSyst*, foi desenvolvido em 1991 pela Universidade de Génova, permite trabalhar com diferentes níveis de complexidade, desde análise preliminar do projeto até um sistema detalhado de simulação. Segundo, Freitas (2008), este *software* permite importar dados dos programas *Meteonorm* e *TMY2*, o que facilita a comparação dos valores simulados com valores medidos. Possui base de dados de radiação de 22 localidades na Suíça e de 200 localidades do resto do mundo. O gráfico da Figura 13 apresenta os dados da irradiação solar da comunidade Novo Destino.

O gráfico da Figura 13, mostram a variação da incidência de irradiação diária média a longo dos meses do ano na comunidade Novo Destino. Como podemos observar, a comunidade apresenta um bom potencial energético para o aproveitamento solar fotovoltaico, com o maior índice de irradiação registrado nos meses junho e setembro (4,82 e 4,71 kWh/m².dia respectivamente), ao passo que o menor índice registrado ocorre no mês de dezembro (3,68 kWh/m².dia).

Figura 13 – Dados de irradiação solar diária média mensal



Fonte: Adaptado do PVSYST, 2018.

No caso em que se pretende realizar o dimensionamento do sistema fotovoltaico, os dados de irradiação são representados em termos do número de horas de sol pleno (HSP), que é definido como o número de horas diárias em que a irradiância equivale a 1 kW/m², dada a irradiação total incidente no dia (kWh/m²), (PINHO et al., 2008), isto é:

$$HSP = \frac{kWh/m^2 \cdot dia}{1kW/m^2} = h/dia \quad (3)$$

Segundo Souza (2011) a inclinação do módulo fotovoltaico depende da latitude do local onde será instalado e do tipo de sistema. De acordo com o autor uma inclinação menor que 10° prejudicaria o processo natural da limpeza dos módulos, principalmente em comunidades isoladas onde a manutenção do sistema não é frequente.

Ainda de acordo com o autor, o ângulo de inclinação ideal para um sistema isolado é calculado conforme a equação (4):

$$\beta = \Phi + \frac{\Phi}{4} \quad (4)$$

Onde,

β : ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico em relação ao plano horizontal;

Φ : latitude da localidade.

3.2 Recurso não renovável (Óleo Diesel)

Como já foi citado anteriormente, o fornecimento de energia elétrica nas comunidades isoladas em sua maioria é a partir dos combustíveis fósseis como diesel ou gasolina. Segundo Barbosa (2006), o grande uso desse combustível como fonte primária na Região dá-se pela consolidação da tecnologia, a vasta gama de potencial energético disponível, bem como todas as facilidades de reposição de peças e de mão-de-obra para manutenção. No caso de São Tomé e Príncipe, esses combustíveis são importados de Angola, o que acaba tornando o seu custo muito elevado. E quando chega nas comunidades longínquas a tendência é que os preços aumentem ainda mais. Além disso, existem outros fatores que contribuem para o aumento do custo dos combustíveis, como acidente geográfico, grandes áreas florestais, estrada de acesso a essas localidades, entres outros. No caso, a comunidade Novo Destino localiza-se à 15 km do ponto de venda dos combustíveis, o acesso da comunidade até o ponto de venda é fácil, apesar desta situar-se numa área florestal, o deslocamento desses combustíveis é realizado por meio de transportes comuns, como carro, moto, entre outros.

3.3 Demanda e o Consumo Energético

Após a análise de recurso solar na região, o próximo passo para o dimensionamento do sistema híbrido é a análise do perfil de cargas que serão atendidas pelo sistema, bem como a sua utilização ao longo do dia, expectativas do aumento da demanda e os hábitos dos consumidores. Para isso, foi realizada uma entrevista com um dos moradores da comunidade, WILSON CORREIA TAVARES, a fim de conhecer as características elétricas da carga no local, e os hábitos dos consumidores. A partir das informações e dados fornecidos pelo morador, foi possível estimar a potência demandada pela comunidade atualmente (Caso 1), e após a instalação do sistema (Caso 2) prevendo um aumento do consumo para um determinado período de tempo. No cálculo de demanda para o segundo caso foi considerado a demanda reprimida do local.

Para o Caso 1, primeiramente, calculou-se a potência instalada dos moradores beneficiados pelo sistema. A potência instalada foi estimada considerando que cada uma das 34 residências existente na comunidade têm um televisor de 85W e 5 lâmpadas de 13W.

A potência instalada é definida como a soma das potências nominais dos equipamentos elétricos de utilização instalados na unidade consumidora (inclusive tomadas de corrente) pertencentes a mesma, expressa em kW, (NISKIER, 2013). Conhecida a potência instalada, a potência realmente demandada pode ser obtida multiplicando-se fator de demanda pela carga instalada, (NISKIER, 2013), conforme apresentado na equação (5) a seguir.

$$Pd = f(P1 + P2) \quad (5)$$

Sendo, Pd a potência demandada pelos consumidores em (kW), o fator de demanda (f), a razão entre a demanda máxima num intervalo de tempo especificado e a carga instalada. O fator de demanda é diferente para cada classe de equipamentos, (AES Sul, 2008), P₁ corresponde à soma das potências de iluminação, de tomadas de uso geral e tomadas de uso específico que não se destinem à ligação de aparelhos fixos, e P₂ a soma das potências dos aparelhos fixos da unidade residencial. Para determinar a potência atual demandada pelas famílias, considerou-se os eletrodomésticos que eles possuem hoje em dia, que são: um televisor de 85 W para cada família, e estimou-se que cada casa tem 5 lâmpadas fluorescentes de 13W. Caso 2, para a determinação da potência demandada após a implantação do sistema considerou-se os seguintes eletrodomésticos para cada família: uma geladeira de 200W, ferro de engomar de 400W, ventilador de 60W,

aquecedor elétrico de 1000W, liquidificador de 100W, batedeira de 79W, e forno elétrico de 550 W. No APÊNDICE A são apresentados os cálculos efetuados para determinar a potência demandada pelas famílias do vilarejo. Adotou-se a norma estabelecida pela Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG 2013.

O comportamento da carga também pode ser analisado ao longo de um período, a fim de estimar a curva de carga da localidade. De acordo com Pinho et al. (2008), geralmente, a curva é traçada em base horária e em termos da potência ativa. De acordo com o autor, dados sobre consumo energético podem ser medidos no local ou estimados, levando-se em conta, se necessário, as variações sazonais, entre outros.

No entanto, as curvas de carga traçadas para comunidade em estudo foram apenas estimativas, baseadas nas informações fornecidas pelos moradores. As curvas de cargas foram traçadas para os dois casos, primeiro considerando a demanda atual (Curva de carga das residências atualmente), e no segundo caso prevendo um aumento de carga instalada após a implantação do sistema híbrido, considerando-se também as demandas reprimidas. Foram estimadas 4 curvas de carga, destas: a Curva de carga da residência atualmente, a Curva de carga das residências daqui a alguns anos após a instalação do sistema, a Curva de carga do posto de saúde, e Curva de carga da creche, supondo um desenvolvimento socioeconômico da comunidade após a instalação do sistema híbrido, e com isso, maior acesso a aquisição de eletrodoméstico que hoje não possuem por falta de eletricidade na comunidade.

3.3.1 Consumo energético da comunidade

Como já foi falado anteriormente, atualmente apenas as cargas residenciais são supridas pelo gerador elétrico. Dessa forma, o consumo energético diário também foi estimado para duas situações: primeiro estimou-se o consumo energético diário atual considerando a demanda hoje, e o consumo energético diário considerando a demanda após a implantação do sistema híbrido, prevendo um aumento de demanda ao longo do tempo.

A energia consumida diariamente é calculada multiplicando a potência de cada aparelho pelo horário de funcionamento e somando as necessidades de energia de todos os aparelhos ligados ao sistema fotovoltaico (KALOGIROU, p.511, 2016), isto é:

$$Ec = \sum_{i=1}^n Pi \times \Delta t \quad (6)$$

onde,

E_c é a energia consumida diariamente (kWh);

P_i é a potência ativa de cada aparelho medida (kW), determinada na equação (2).

Δt é a quantidade de hora que o equipamento permanece ligado diariamente (h).

Os cálculos para a determinação da energia consumida são apresentados no APÊNDICE.

3.4 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

Para realizar o dimensionamento do sistema fotovoltaico adotou-se o método do mês crítico também chamado de método intuitivo, consiste na realização do dimensionamento do sistema fotovoltaico isolado considerando um balanço de energia durante o período do ano no qual ocorrem as condições médias mais desfavoráveis para o sistema (GTES, 2014), ou seja, o dimensionamento é feito baseado no mês de pior irradiação solar no ano.

Com a energia consumida calculada na equação (6), podemos calcular a potência necessária para o painel fotovoltaico, que pode ser obtida conforme mostra a equação a seguir:

$$P_{PFV} = \frac{E_c}{HSP \times Red_1 \times Red_2} \quad (7)$$

em que:

P_{PFV} - potência do painel fotovoltaicos (Wp);

E_c - quantidade de energia consumida diariamente (Wh/dia), (obtida pela equação 3);

HSP - horas de sol pleno no plano do painel fotovoltaico, considerando o mês de pior irradiação solar no ano (h/dia), (obtida pela equação 1);

Red1- fator de redução da potência dos módulos fotovoltaicos, em relação ao seu valor nominal, devido acúmulo de sujeira na superfície ao longo do tempo de uso, degradação física permanente ao longo do tempo, perdas devido à temperatura, etc., (%).

Red2 -fator de eficiência da fiação, consiste nas perdas de energia no sistema causada pela fiação, controlador, diodos etc., (%).

De acordo com GTES (2014), quando os valores de Red₁ e Red₂ não são fornecidos pelos fabricantes, recomenda-se utilizar os valores padrão. Sendo assim, Red₁= 0,75 e Red₂= 0,9.

A partir dos dados da irradiação obtidos através do *software PVSyst* apresentados no gráfico da Figura 13, e os dados da potência individual dos módulos (dados fornecidos pelos fabricantes), estimou-se a energia mínima gerada pelo painel fotovoltaico no começo da operação do sistema, desconsiderado a eficiência de conversão dos módulos.

A energia gerada é calculada conforme a equação (8), onde P_{mod} é a potência de um módulo, e HSP é horas de sol pleno no plano do painel fotovoltaico, em kWh/m².

$$E_{PFV} = P_{mod} \times HSP \times n^{\circ} \text{ de módulos} \times 30 \quad (8)$$

Cálculo de número de módulos fotovoltaicos

O número de módulos que constituirão o sistema é calculado dividindo a potência do painel (P_{PFV}), pela potência nominal do módulo escolhido (P_{mod}), logo,

$$N^{\circ} \text{ de módulos} = \frac{P_{PFV}}{P_{mod}} \quad (9)$$

Verificação de tensão de módulos para diferentes condições de operação

A tensão dos módulos deve ser determinada levando em consideração a diferentes épocas do ano (verão ou inverno) uma vez que a temperatura constitui um dos fatores que influenciam na tensão do módulo como já foi abordado no referencial teórico. Na época de verão, por exemplo, as temperaturas são mais elevadas e verifica-se uma menor tensão dos módulos. Já no inverno as temperaturas são mais baixas, portanto, verifica-se uma maior tensão dos módulos. De acordo com João (2014), o intervalo de MPP do inversor deve incorporar os pontos MPP da curva característica do gerador FV para diferentes temperaturas.

Nesse contexto, para a determinação das tensões para as temperaturas mínima e máxima são necessários os seguintes dados: a tensão e corrente correspondentes ao ponto de potência máxima do módulo (V_{PPM} e I_{PPM}), a tensão de circuito aberto (V_{oc}) do módulo, e o coeficiente de temperatura (α). Esses dados são fornecidos pelos fabricantes em condições de referência do módulo. Para o cálculo da tensão para a temperatura mínima e máxima verificadas no local considerou-se uma variação média anual da temperatura nos módulos entre -10 °C e 85 °C, e o coeficiente de temperatura igual a -0,1478 V/°C. Assim, as tensões para as temperaturas máxima e mínimas são determinadas a partir das equações (10), (11), e (12).

$$V_{mín \text{ corrigida } MPP_Tmáx(T)} = V_{Mpp} + (T_{máx(T)} - 25 \text{ °C}) \times \alpha \quad (10)$$

$$V_{máx \text{ corrigida } MPP_Tmín(T)} = V_{MPP} + (T_{mín(T)} - 25 \text{ °C}) \times \alpha \quad (11)$$

$$V_{máx \text{ corrigida } OC_Tmín(T)} = V_{oc} + (T_{mín(T)} - 25 \text{ °C}) \times \alpha \quad (12)$$

Cálculo de número máximo de módulo fotovoltaico

A tensão na entrada do inversor deve estar ajustada ao somatório da máxima tensão individuais dos módulos ligados em série. Isso porque para que o algoritmo de controle do inversor busque operar no ponto de máxima potência, é necessário que a tensão de entrada esteja dentro de uma faixa de operação. Portanto, os módulos devem ser arrançados de tal forma que essa faixa de operação seja garantida.

Assim, o número máximo e mínimo de módulos em série pode ser calculado a partir da variação da tensão mínima e máxima na entrada do inversor, conforme as equações (13) e (14).

$$N^{\circ} \text{ mín de módulos} = \frac{V_{MPP \text{ mín}}}{V_{\text{mín corrigida MPP_Tmáx}(T)}} \quad (13)$$

$$N^{\circ} \text{ máx de módulos} = \frac{V_{MPP \text{ máx}}}{V_{\text{máx corrigida MPP_Tmín}(T)}} \quad (14)$$

Desse modo, verifica-se se a tensão total dos módulos ligados em série está dentro da faixa de variação da tensão de entrada do inversor, para a qual este tem capacidade de extrair a potência máxima. O número mínimo de módulos em série não deve ser inferior ao número mínimo de módulos calculados na equação (13) nem superior ao número máximo de módulos calculado na equação (14).

Também deve-se assegurar que o máximo valor de tensão dos módulos em circuito aberto não deve ser maior que a valor máximo da tensão de entrada do inversor, visto que à baixas temperaturas a tensão do módulo aumenta até o limite máximo da tensão de circuito aberto, logo, a tensão máxima do inversor deve ser maior que a tensão do circuito aberto do conjunto de módulos em série. Considerando que o valor da tensão máxima do módulo em circuito aberto ocorrerá a uma temperatura de -10°C , para que esse valor não exceda o valor máximo de tensão na entrada do inversor, o número máximo de módulos é calculado a partir da equação (15) a seguir:

$$N^{\circ} \text{ máx de módulos} = \frac{V_{DC \text{ máx}}}{V_{\text{máx corrigida OC_Tmín}(T)}} \quad (15)$$

De acordo com GTES (2014), o número de módulos em paralelo é calculado dividindo a potência do painel (PPFV) pelo número de módulos em série vezes a potência nominal do módulo (Pmod), conforme a equação (16).

$$N^{\circ} \text{ módulos em paralelo} = \frac{PPFV}{N^{\circ} \text{ módulo_série} \times P_{\text{mod}}} \quad (16)$$

Ainda de acordo com o autor, a corrente que deve ser gerada pelo painel fotovoltaico pode ser obtida multiplicando o número de módulos em paralelo pela corrente de máxima potência do módulo, através da equação (17) a seguir.

$$I_{PFV} = N^{\circ} \text{módulos em paralelo} \times I_{MPP} \quad (17)$$

A Tabela 4 apresenta as especificações do módulo escolhido que será utilizado no projeto.

Tabela 4 – Especificações técnicas do módulo fotovoltaico

Modelo	GCL P672
Máxima Potência (Pm)	330
Tensão de Máxima Potência (V_{MPP})	37,8
Corrente de Máxima Potência (I_{MPP})	8,73
Tensão de Circuito Aberto (V_{oc})	46,2
Corrente de Curto-Circuito (I_{sc})	9,33
Eficiência	17,0
Dimensões do módulo	(1956x992x40) mm

Fonte: Adaptado de (Neosolar, 2018).

3.5 Dimensionamento do inversor FV

O inversor é o componente do sistema fotovoltaico responsável pela conversão de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA). Para o dimensionamento do inversor, deve-se considerar a sua tensão de entrada, sua potência, também a sua eficiência. A tensão de saída do inversor deve ser compatível com a tensão das cargas que serão atendidas. Já a potência do inversor deve ser igual ou superior a potência máxima da curva de carga, isso devido a variação de demanda de energia para maior em determinados instantes de operação do inversor. É recomendável que o inversor a ser escolhido para o sistema apresente alta eficiência em toda a sua faixa de operação (GTES, 2014).

Para determinar o número de inversores necessários para compor o sistema, deve-se verificar a compatibilidade da tensão de saída dos painéis com a tensão de entrada do inversor, como também deve-se levar em conta a corrente máxima do inversor (a máxima corrente do módulo deve ser menor que a máxima corrente de entrada do inversor). Deve ser analisado também a compatibilidade de potência do painel fotovoltaico (PPFV) com

a potência nominal do inversor, isto é, a potência do inversor deve corresponder a seguinte relação:

$$0,7 \times P_{PFV} < P_{inv} < 1,2 \times P_{PFV}$$

O inversor escolhido para compor o sistema foi o modelo *Sunnyboy 4000TL-21* do fabricante SMA, apresentado na Figura 14.

Figura 14 – Inversor Sunny boy 4000TL-21



$P_{AC \text{ nom}}$	4000 W
$V_{DC \text{ in nom}}$	750 V
$I_{DC \text{ in nom}}$	15 A
$V_{AC \text{ nom}}$	180 V a 280 V
$f_{AC \text{ nom}}$	60 Hz
$I_{AC \text{ in nom}}$	22 A
Eficiência	97%

Fonte: (SMA).

Esse inversor possui o seguidor MPPT que garante uma tensão de operação na faixa de entrada que vai de 175 Vcc a 500 Vcc. A potência do inversor está dentro da faixa estabelecida.

3.6 Dimensionamento do Banco de Baterias

Em sistema fotovoltaico isolados, é fundamental o uso de baterias para o armazenamento de energia elétrica, afim de assegurar o fornecimento de energia às cargas quando o sistema fotovoltaico não estiver disponível (horários noturnos por exemplo) ou nos períodos de baixa radiação (dias nublados ou chuvosos).

Conforme Seguel (2009), para efetuar o dimensionamento de banco de baterias deve-se levar em conta dois parâmetros: a autonomia do sistema e a profundidade de descarga aceita pelas baterias. A autonomia do sistema corresponde ao tempo medido em minutos ou horas nos quais o banco de baterias é capaz de suprir a demanda de energia do sistema na indisponibilidade da geração fotovoltaicos, e varia dependendo da radiação solar do local onde o sistema será instalado. A profundidade de descarga está relacionada com a vida útil da bateria. O GTES (2004), destaca alguns valores padrões típicos de descarga utilizados em baterias de ciclo profundo, conforme mostra a Tabela 5.

Tabela 5 – Profundidade de descarga máxima das baterias

Profundidade de descarga máxima	
Tipos de baterias	Valor Padrão
Chumbo-ácido	0,6
Níquel-cádmio	0,9

Fonte: Adaptado de GTES, 2004.

Dessa forma, tendo a energia consumida diária obtida na equação 3, a capacidade do banco de baterias pode ser determinada conforme a equação (18) e (19) a seguir:

$$CB_{C20} = \frac{Ec \times N}{Pd} \quad (18)$$

$$CBI_{C20} = \frac{CB_{C20}}{Vsist} \quad (19)$$

onde:

CB_{C20} é a capacidade do banco de baterias em Wh para o regime de descarga em 20 horas (C20);

CBI_{C20} é a capacidade da bateria em Ah;

N é o número de dias de autonomia;

Pd é a máxima profundidade de descarga da bateria, considerando o período de autonomia. De acordo com o autor, os valores típicos de profundidade de descarga utilizados para baterias de ciclo raso são entre 20 e 40 % e, para as de ciclo profundo, de 50 a 80 %;

$Vsist$ é a tensão nominal do sistema (é igual à tensão nominal do banco de baterias), que é igual ao número de baterias conectadas em série vezes a tensão nominal da bateria.

Obtido a capacidade da bateria, o número de baterias em paralelo é determinado conforme a equação (20).

$$N^{\circ} \text{ de Baterias em paralelo} = \frac{CBI}{CBI_{bat}} \quad (20)$$

onde CBI_{bat} representa a capacidade da bateria escolhida em Ah, no mesmo regime de descarga do valor calculado para CBI.

A combinação de baterias em série é determinada a partir da tensão nominal do sistema, conforme a equação (21).

$$N^{\circ} \text{ de Baterias em série} = \frac{Vsist}{Vbat} \quad (21)$$

onde V_{bat} é a tensão nominal da bateria escolhida, em volts. Logo, o número total de baterias para o sistema pode ser obtido multiplicando o número de baterias em série por número de bateria em paralelo, conforme a equação (22) abaixo.

$$N^{\circ} \text{ de Baterias} = N^{\circ} \text{ de baterias em série} \times N^{\circ} \text{ de baterias em Paralelo} \quad (22)$$

3.7 Dimensionamento do inversor de bateria (inversor bidirecional)

Para realizar o controle e o carregamento do sistema de armazenamento de energia foi escolhido o inversor bidirecional Sunny Island 3.0M-11, apresentado na Figura 15. É um inversor bidirecional de 3kW monofásico, que além de funcionar como controlador das baterias, alimenta cargas CA a partir de um banco de baterias, carrega as baterias a partir da energia disponibilizada pelo barramento CA proveniente de rede elétrica, aerogerador eólico, gerador a diesel, etc., também tem a função de acionamento de gerador a diesel para entrar em operação quando necessário (CARNEIRO, 2017).

Figura 15 – Inversor Sunny Island 3.0M-11



$P_{AC \text{ nom}}$	2300 W
$V_{DC \text{ nom}}$	48V/41V a 63 V
$I_{DC \text{ in nom}}$	51 A
$I_{DC \text{ out nom}}$	45 A
$V_{AC \text{ nom}}$	230 V
$f_{AC \text{ nom}}$	45 Hz a 65 Hz
$I_{AC \text{ in nom}}$	50 A
$I_{AC \text{ out nom}}$	10 A
Eficiência	95, 8%

Fonte: Adaptado de (SMA).

Para determinar o número de inversores ($N^{\circ} \text{ inv}$) necessário para o sistema divide-se o valor da potência demandada pela carga CA (P_d) pelo valor da potência do inversor (P_{inv}) escolhido para o dimensionamento, conforme a equação (23) apresentada a seguir.

$$N^{\circ} \text{ de inv} = \frac{P_d}{P_{inv}} \quad (23)$$

3.8 Dimensionamento do gerador a diesel

O gerador a diesel foi dimensionado para atender toda demanda energética da comunidade, prevendo-se a indisponibilidade do sistema fotovoltaico e do banco de baterias.

O consumo de combustível utilizado para atender uma determinada demanda de carga é definido pela equação a seguir:

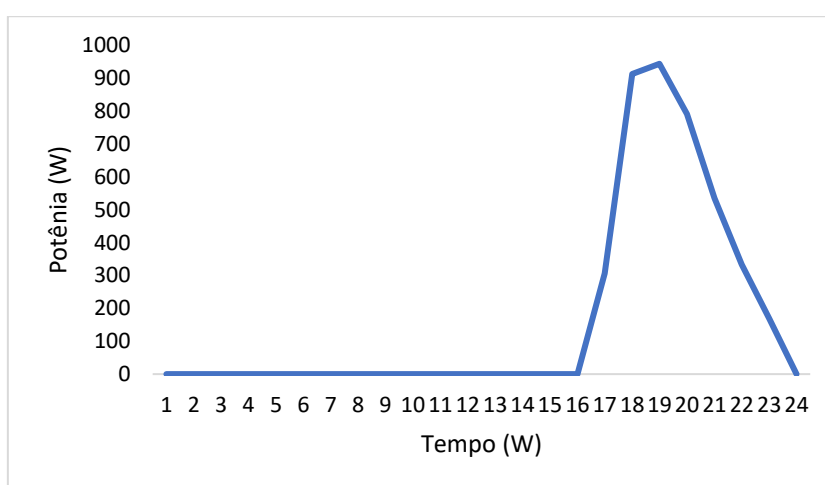
$$F_c = 0,246 \times P_{Ci} + 0,08415 \times P_{GMG} \quad (24)$$

em que F_c é o consumo de combustível (L/h), P_{GMG} é a potência nominal do grupo gerador em kW (considerando-se um fator de potência estimado) multiplicado pela hora de utilização do gerador, e P_{Ci} representa a potência efetivamente demandada pela carga em qualquer instante também em kW (PINHO et al., 2008).

4 RESULTADOS

As curvas de cargas estimadas para a comunidade Novo Destino estão apresentadas nos gráficos 1, 2, 3, e 4. O gráfico da Figura 16 demonstra a curva de carga das residências antes da implantação do sistema híbrido. Observa-se que a população passa o dia inteiro sem energia elétrica, os geradores comunitários são ligados apenas no final do dia para atender as cargas (iluminação e televisores) por volta das 17:00 horas. Nota-se também que a demanda é maior por volta das 18:00 às 19:00 horas com um pico de 944W.

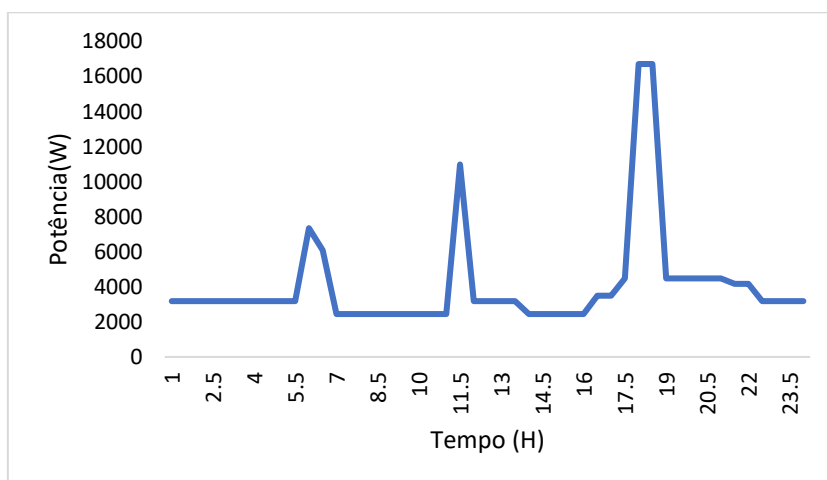
Figura 16 – Curva de carga das residências atualmente



Fonte: Autora (2018).

O gráfico da Figura 17 mostra a estimativa da curva de carga das residências com o crescimento da comunidade após a implantação do sistema. Pode-se observar a partir dos gráficos que a demanda é maior no período noturno, quando não há geração de energia por parte do sistema fotovoltaico, o que deve ser compensado pelo banco de baterias ou pelo grupo de gerador a diesel, observa-se também que a demanda depois da instalação do sistema é bem maior comparada com a do gráfico 1, chegando a um pico de 16kW. Essa estimativa foi realizada, mas sabe-se que o sistema deve aumentar a carga gradualmente. Da mesma forma, espera-se que o sistema fotovoltaico também cresça gradualmente para atendimento da demanda reprimida da comunidade, já que esse sistema é modular.

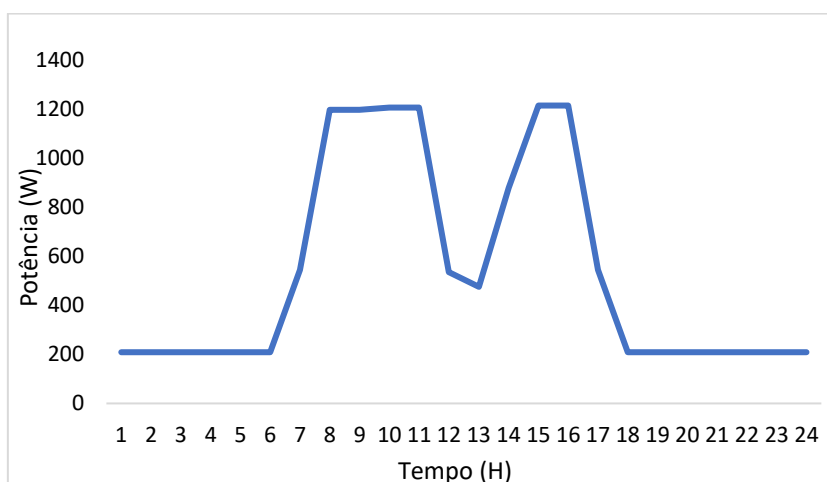
Figura 17 – Estimativa de curva de carga das residências considerando um aumento de carga demandada ao longo do tempo após a instalação do sistema



Fonte: Autora (2018).

O gráfico da Figura 18 demonstra a curva de carga da Creche, a curva foi estimada considerando que a creche funciona nos horários das 7:00 às 12:00 horas e das 14:00 às 16:00 horas, o intervalo das 12:00 às 14:00, é o horário que os alunos saem para almoçar. Observa-se a partir do gráfico que a demanda é praticamente constante, fora o intervalo do almoço. A Creche funciona no mesmo período da geração do sistema fotovoltaico, de modo que essa carga poderá ser suprida diretamente pelo sistema fotovoltaico.

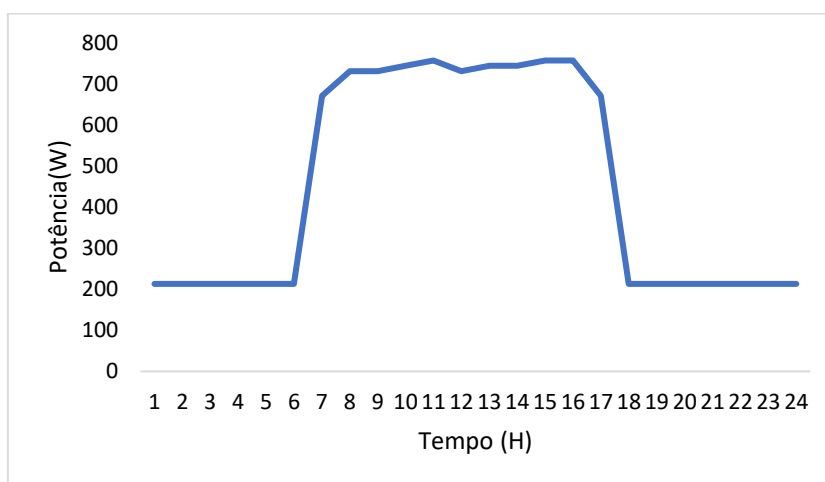
Figura 18 – Estimativa de curva de carga da creche da comunidade Novo Destino



Fonte: Autora (2018).

A curva de carga do Posto de Saúde foi estimada considerando que o posto funciona das 7:00 horas até 17:00 horas. A demanda do posto é aproximadamente constante, conjecturando algumas pequenas variações ao longo do dia. O gráfico da Figura 19 demonstra a curva de carga esperada para o posto de saúde da comunidade.

Figura 19 – Estimativa da curva de carga do posto de saúde



Fonte: Autora (2018).

4.1 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

O dimensionamento do sistema fotovoltaico para atender a comunidade Novo Destino foi feito considerando a potência demandada atualmente pela comunidade, contando que hoje em dia todas as famílias na comunidade possuem 5 lâmpadas fluorescentes de 13 W e uma TV de 85W, dados obtidos através de entrevistas, não levando em conta as demandas reprimidas.

Para o dimensionamento do sistema, primeiramente, determinou-se a potência necessária que o painel fotovoltaico terá que produzir para atender a atual carga da comunidade Novo Destino, estimando-se uma carga de 10,17 kWh. A potência total do conjunto de módulos foi obtida a partir da equação (7), e o número de horas de sol pleno (HSP) da equação foi calculada conforme equação (3), considerando o pior índice de irradiação registrada durante o ano, isto é:

$$HSP = \frac{3,68kWh/m^2 \cdot dia}{1kW/m^2} = \mathbf{3,68 h/dia}$$

Aplicando a equação (7), a potência do arranjo será:

$$P_{PFV} = \frac{10,17}{3,68 \times 0,75 \times 0,7} = \mathbf{4,09 kWp}$$

A potência necessária para suprir a necessidade energética da comunidade atualmente, desconsiderando a demanda reprimida é de 4,09 kWp, essa potência atenderia as 34 residências da comunidade Novo Destino.

Para estimar a energia elétrica gerada pelos painéis fotovoltaicos do sistema híbrido proposto no presente trabalho, considerou-se a irradiação diária mínima na comunidade, e a potência do módulo escolhido, assim, a produção de energia mínima por parte fotovoltaica do sistema híbrido é determinada a partir da equação (8), conforme o cálculo a seguir:

$$E_{PFV} = 330 \times 13 \times 3,68 \times 30 = \mathbf{473,62 \text{ kWh/mês}}$$

O módulo escolhido foi do modelo GCL P672 de potência nominal de 330 Wp. As especificações técnicas do módulo fotovoltaico estão apresentadas na Tabela 4. Feito a escolha do módulo, foi possível determinar o número necessário de módulos para atender a potência de 4,09 kWp do sistema, a partir da equação (9), a quantidade de módulos necessários para o sistema será:

$$N^{\circ} \text{ de módulos} = \frac{4,09 \text{ kWp} \times 1000}{330 \text{ W}} \cong \mathbf{13 \text{ módulos}}$$

Para determinar o número máximo e mínimo de módulos associados em série, é necessário verificar os limites máximo e mínimo da variação de tensão do inversor que estará conectado ao painel, uma vez que a tensão do conjunto de módulos ligados em série deve estar dentro da faixa de variação da tensão do inversor. Dessa forma, para determinar a tensão mínima de operação dos módulos considerou-se o funcionamento destes à 85 °C, assim a tensão mínima de operação de conjunto de módulos à 85 °C é obtida a partir da equação (10), conforme o cálculo a seguir:

$$V_{\text{mín corrigida MPP_Tmáx}} (T=85^{\circ}\text{C}) = 38,7 + (87^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) \times (-0,1478)$$

$$V_{\text{mín corrigida MPP_Tmáx}} (T=85^{\circ}\text{C}) = \mathbf{28,62 \text{ V}}$$

E a tensão máxima do módulo foi determinada conforme a equação (11), considerando o funcionamento dos módulos à -10 °C. Assim, a tensão máxima de módulos a -10° C será:

$$V_{\text{máx corrigida MPP_Tmín}} (T=-10^{\circ}\text{C}) = 37,8 + (-10^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) \times (-0,1478)$$

$$V_{\text{máx corrigida MPP_Tmín}} (T=-10^{\circ}\text{C}) = \mathbf{42,97 \text{ V}}$$

Determinado as tensões máximas e mínimas, obtém-se o número mínimo e máximo dos módulos conectados em série através das equações (13) e (14), levando em conta as tensões mínima e máxima do inversor escolhido, variando na faixa de 175 Vcc a 500 Vcc. Portanto, o número mínimo de módulos é:

$$N^{\circ} \text{ mínimo de módulos} = \frac{175}{28,62 (T=85^{\circ}\text{C})} = \mathbf{6 \text{ módulos}}$$

e o número máxima de módulos é:

$$N^{\circ} \text{ máximo de módulos} = \frac{500}{42,97_{(T=-10^{\circ}\text{C})}} \cong \mathbf{12 \text{ módulos.}}$$

À temperatura mais baixa, a tensão de funcionamento dos módulos tende a aumentar até ao limite da tensão de circuito aberto dos módulos. Para garantir que a tensão de curto circuito dos módulos não exceda a tensão máxima do inversor para não o danificar, é necessário determinar a tensão de curto circuito dos módulos a menor temperatura considerada (-10 °C). Assim, a tensão de circuito aberto de módulos à -10 °C é obtida a partir da equação (12), conforme o cálculo a seguir:

$$V_{\text{máx corrigida}} OC_{T_{\text{mín}}(T)} = 46,2 + (-10^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) \times (-0,1478) = \mathbf{51,77 \text{ V.}}$$

No entanto, para que a tensão máxima na entrada do inversor não seja excedida, o número máximo de módulos é obtido através da equação (15), conforme o cálculo a baixo:

$$N^{\circ} \text{ máximo de módulos} = \frac{750}{51,77} \cong \mathbf{15 \text{ módulos.}}$$

Portanto, para assegurar o bom funcionamento do sistema, o número mínimo de módulos em série não deve ser menor que 6 módulos nem maior que 12 módulos.

A área mínima necessária para disposição dos módulos fotovoltaicos deve ser aproximadamente 29,0 m².

Considerando-se a latitude da comunidade igual a 0,38°, o ângulo de inclinação dos módulos foi calculado conforme a equação (4), isto é:

$$\beta = 0,38 + \frac{0,38}{4} = \mathbf{0,47^{\circ}}$$

Observa que o ângulo de inclinação na comunidade em estudo é inferior ao ângulo de inclinação recomendado para sistemas isolados. Então, será considerado uma inclinação de 10 ° que é o ângulo de inclinação mínimo recomendável.

4.2 Dimensionamento do inversor FV

O inversor é o equipamento que faz a conversão de corrente contínua gerada pelos módulos para corrente alternada que é entregue a carga. O inversor estará conectado ao conjunto de módulos fotovoltaicos, logo, as suas tensões e correntes devem estar compatíveis para um bom funcionamento do sistema. A corrente máxima do inversor deve ser maior que a máxima corrente fornecida pelo módulo.

O inversor escolhido trata-se do inversor monofásico *Sunny Boy* 4000 TL, que possui um MPPT, que garante uma tensão operacional de entrada na faixa de 175 Vcc a

500 Vcc, e uma corrente de entrada igual a 15 A e de saída igual a 22 A. Considerando as condições operacionais dos módulos acima abordados, verifica-se que as características técnicas do módulo e do inversor escolhido são compatíveis. As temperaturas de -10 °C e 85 °C consideradas nos cálculos são temperaturas de operação dos módulos. Como a temperatura mínima na comunidade varia na ordem de 18 °C, adotou-se como ideal a utilização de 13 módulos de modo a obter uma potência maior pelo sistema, considerando-se que os módulos não correm o risco de estarem sujeitos a uma temperatura próxima ou menor que -10 °C.

Sendo a potência do conjunto de módulos fotovoltaicos ligados ao inversor igual a 4,2 kW_p, a potência do inversor (P_{inv}), será calculada de acordo com a relação abaixo:

$$0,7 \times PPV < P_{inv} < 1,2 \times PPV$$

Tabela 6 – Cálculo do número de inversor

Número de inversor	0,7 x 4290	P_{inv}	1,2 x 4290
1	3003 W	4000 W	5148 W

Fonte: Autora (2018).

Portanto, o sistema contará com um inversor monofásico *Sunny Boy* 4000 TL de 4000W, conectado em paralelo à um conjunto de painel composto por 13 módulos em série. A tensão e corrente fornecidas pelo painel será 453,6 V e 8,73A respectivamente, garantindo uma produção mínima de 473,62 kWh de energia por mês.

4.3 Dimensionamento de bancos de baterias

O dimensionamento do banco de bateria foi baseado no método apresentado pelo Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos da CRESESB. Foi escolhido baterias do tipo chumbo-ácido da linha “*Clean Nano Technology*” do fabricante Moura, do modelo 12MF220, uma bateria de 220Ah (C20), para suprir uma carga de 2,043kW, com a autônoma de 1 dia, e a profundidade de descarga de 60% de modo a aumentar a vida útil da bateria. A bateria Moura apresenta tensão terminal de 12Vcc. Como a tensão nominal do banco de baterias para o inversor de bateria escolhido é de 48 Vcc, serão necessárias 4 baterias de 12Vcc conectadas em série. Assim, a capacidade do banco de bateria em Wh para o regime de descarga em 20 horas (C20), é obtida a partir da equação (18), conforme o cálculo a baixo.

$$CBI_{C20}(Wh) = \frac{10,17 kWh \times 1000 \times 1}{0,6} = \mathbf{25436,23 Wh}$$

e a capacidade do banco de baterias em Ah, é determinada através da equação (19), conforme o cálculo a seguir:

$$CBI_{C20}(Ah) = \frac{25436,25 Wh}{48} = \mathbf{529,92 Ah}$$

Portanto, a capacidade do banco de baterias para atender a carga é 529,92 Ah. Tendo determinado a capacidade do banco de baterias, calcula-se o número de baterias associados em paralelo (N_{BP}) para o sistema, a partir da equação (20), o número de baterias ligadas em paralelo será:

$$N_{BP} = \frac{529,92 Ah}{220} \approx \mathbf{2 baterias}$$

Logo, o número total de baterias para atender ao sistema é obtido através da equação (22), conforme o cálculo a seguir:

$$N^{\circ}_{Total\ de\ baterias} = 2 \times 4 = \mathbf{8 baterias}$$

No entanto, o sistema contará com um total de 8 baterias estacionárias de 220 Ah/12V, com profundidade de descarga de 60%, conectadas em 2 blocos em paralelo de 4 baterias ligadas em série, operando com uma tensão de 48 Vcc.

4.4 Dimensionamento do inversor de bateria (inversor bidirecional)

Este tipo de inversor reage muito rapidamente, na disponibilidade da rede seja ela isolada ou não, na tensão da bateria, etc., além disso, ele pode ser programado com temporizador de acordo com o funcionamento do sistema, ou seja, poderá ser ligado em horários definidos, por exemplo, apenas durante a noite, ou só no fim de semana. O inversor de baterias é ligado ao banco de bateria pelo barramento CC, e à fonte externa (que poderá ser a rede elétrica, o gerador a diesel, ou aerogerador, dependendo do tipo do sistema híbrido) pelo barramento CA.

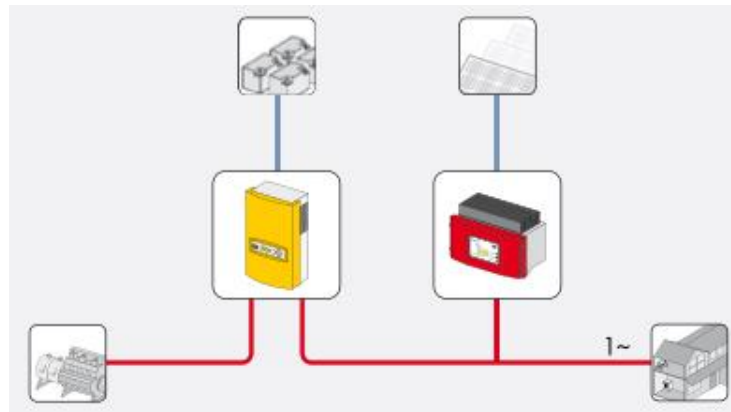
O número de inversor necessário para o sistema foi calculado baseado no método utilizado pelo João (2014), através da equação (23), como mostra a seguir:

$$N^{\circ}\ de\ inversor = \frac{2034,9 W}{2300 W} \cong \mathbf{1 inversor}$$

O sistema será composto pelo inversor de baterias Sunny Island 3.0M de 2300 W. O inversor bidirecional estará ligado ao banco de baterias, a fim de realizar o controle, e

o carregamento desta quando estiver descarregada. Quando o inversor recebe a energia de uma fonte externa em CA (nesse caso o gerador a diesel) ele verifica se a bateria está carregada, se esta estiver descarregada, o inversor fornece a energia do gerador para baterias e funciona como fonte de tensão para o inversor Sunny Boy. Além disso, realiza o atendimento às cargas se necessário, como é apresentado na Figura 20.

Figura 20 – Configuração do sistema híbrido semelhante ao projetado para ser instalado na comunidade Novo Destino



Fonte: (SMA).

4.5 Dimensionamento do gerador a diesel

Neste sistema o gerador a diesel foi dimensionado para operar em hora de pico da carga, quando a energia fornecida pela fonte renovável ou pelas baterias não for suficiente para abastecer a carga, ou em caso de falha de sistema fotovoltaico e o descarregamento do banco das baterias. Para a análise dos resultados estimou-se o consumo de combustível para os dois geradores, consumo de combustível pelo gerador comunitário à gasolina, utilizado atualmente na comunidade, e o consumo de combustível pelo gerador a diesel, que é a proposição do sistema híbrido deste trabalho. A energia da comunidade é atendida por um conjunto de 14 geradores comunitários de marca *TIGHER* de 650 W de potência. Estimou-se a potência do gerador a diesel necessária para os sistemas considerando um fator de segurança de 10% da potência do gerador, então, o gerador a diesel escolhido, compreende ao gerador da marca *MATSUYAMA* de 2500W.

Com esses dados, estimou-se através do consumo médio de energia calculado anteriormente, o consumo de combustível para os dois geradores a partir da equação (24).

$$F_{C_{Gerador \text{ à Gasolina}}} = 0,246 \times 10,17 + 0,08415 \times 9,10 = 3,27 \text{ L/h}$$

$$F_{C_{Gerador \text{ à Diesel}}} = 0,246 \times 10,17 + 0,08415 \times 2,50 = 2,71 \text{ L/h}$$

4.6 Análise dos Resultados

4.6.1 Energia elétrica gerada pelos painéis fotovoltaicos

A partir dos dados da irradiação diária obtida através do *software PVSYS*, a potência dos módulos, e o número total dos módulos calculado anteriormente, foi possível estimar a energia elétrica média mensal gerada pelo conjunto de painéis do sistema. Os resultados obtidos para a parte fotovoltaica do sistema híbrido estão apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Energia elétrica média mensal gerada pelos painéis fotovoltaicos e o consumo médio mensal de energia nas residências

Mês	Irradiação (kWh/m ² .dia)	HSP (h/dia)	Energia Solar gerada (kWh/mês)	Energia consumida (kWh/mês)	Energia economizada (kWh/mês)
Jan	4,10	4,10	527,67	305,10	222,57
Fev	4,47	4,47	575,29	305,10	270,19
Mar	4,52	4,52	581,72	305,10	276,62
Abr	4,59	4,59	590,73	305,10	285,63
Mai	4,26	4,26	548,26	305,10	243,16
Jun	4,82	4,82	620,33	305,10	315,23
Jul	4,47	4,47	575,29	305,10	270,19
Ago	4,65	4,65	598,46	305,10	293,36
Set	4,71	4,71	606,18	305,10	301,08
Out	4,55	4,55	585,59	305,10	280,49
Nov	4,40	4,40	566,28	305,10	261,18
Dez	3,68	3,68	473,62	305,10	168,52
Média Mensal	4,44	4,44	570,78	305,10	265,68

Fonte: Autora (2018).

Pode-se observar na Tabela 7 que a maior produção de energia ocorre nos meses de junho e setembro, o mês de junho se destaca com uma geração de 620,33 kWh de energia. Nesses meses, a quantidade de energia gerada é o dobro do consumo médio mensal da comunidade, o necessário para realizar o carregamento do banco de baterias durante o dia, que irá suprir a carga durante a noite, e o excedente de energia poderá ser usado para compensar as demandas reprimida na comunidade. A menor produção de energia é registrada no mês de dezembro, percebe-se que embora seja o pior mês de geração fotovoltaica, a quantidade da energia gerada pelos painéis é suficiente para carregar as baterias e posteriormente ser consumida pelas cargas, evitando dessa forma o funcionamento do gerador a diesel e consequentemente o consumo de combustível.

A quantidade de energia gerada pelo sistema depende da hora do dia e do mês. De acordo com as literaturas, o sistema fotovoltaico produz energia durante 12:00 horas por dia. O sistema funciona das 6:00 horas às 18:00 horas, que corresponde ao período do dia

em que há recurso solar, 12:00 horas é o horário com maior irradiação solar, portanto, horário em que se registra maior geração de energia pelo sistema. A partir das 18:00 horas o sistema para de gerar energia, sendo necessário o uso do banco de baterias para atender as cargas.

4.6.2 Contribuição de energia elétrica pelas baterias

Geralmente o horário em que ocorre a maior geração de energia pelo sistema fotovoltaico não corresponde ao horário de maior consumo residenciais. Segundo NEDAP (2017), esse consumo corresponde em apenas 20% da energia solar fotovoltaica produzida. O sistema fotovoltaico produz energia das 6:00 horas até às 18:00 horas, dependendo da época do ano, a máxima potência gerada pelo sistema é registrada no intervalo das 11:00 horas às 14:00 horas. No entanto, são períodos do dia em que há pouco consumo residencial, e bastante recurso solar. O sistema fotovoltaico deixa de gerar energia a partir das 18:00 horas, que corresponde ao horário em que se verifica o aumento do consumo residencial. Nesse intervalo as cargas poderão ser atendidas pelo banco de baterias. Nesse sentido, o banco de baterias é utilizado para realizar o armazenamento de energia excedente durante o dia, e durante a noite que não há geração fotovoltaica, o sistema híbrido é complementado pelo sistema de armazenamento, que fornece energia às cargas. O uso de bateria em sistemas isolados é fundamental, pois torna o sistema mais confiável.

A partir dos cálculos feitos, estimou-se uma capacidade energética do banco de baterias de 25kWh, o suficiente para suprir ao consumo médio diário residenciais da comunidade, que corresponde à 10,17kWh, e restando-se disponível 15,17kWh de energia na bateria. É recomendável que a bateria funcione com uma reserva de energia, isso porque as cargas elétricas podem sofrer variações e atingir uma capacidade superior a capacidade operacional do sistema, e isso poderia resultar numa interrupção inesperada. Observa-se que as baterias funcionarão com a sua capacidade total durante o ano inteiro. Em todos os meses ela estará operando 60 % acima da capacidade da carga, o que significa que a demanda total da comunidade será sempre atendida, e não será necessário ligar o gerador a diesel a não ser em dias chuvosos ou nublados, implicando assim numa redução de consumo de combustível.

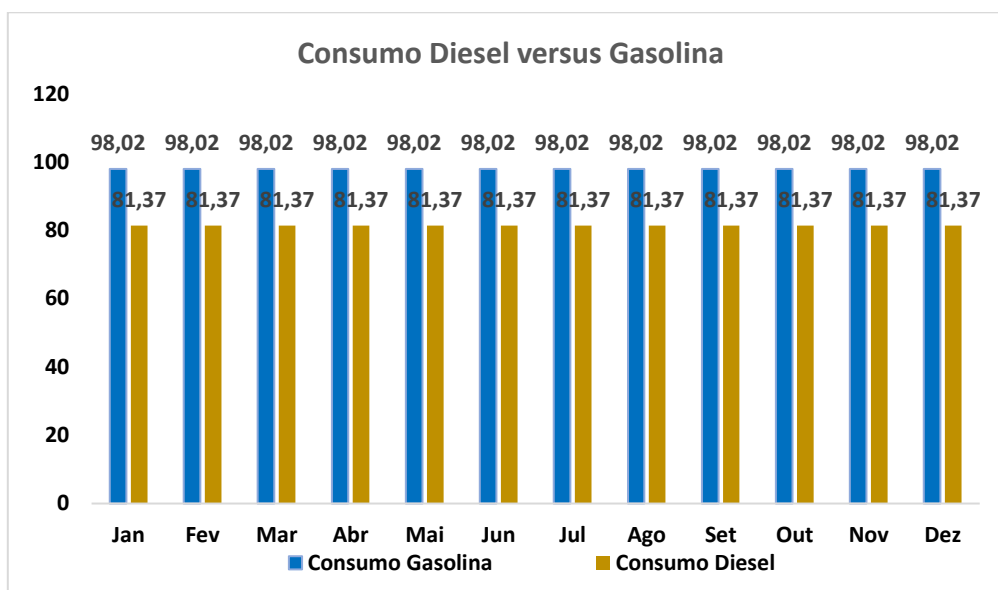
4.6.3 Análise de consumo de combustível do grupo gerador

A instalação do sistema híbrido fotovoltaico-diesel na comunidade Novo Destino, além de proporcionar a comunidade o acesso à energia elétrica mais estável, e com menor risco de interrupção, irá reduzir a dependência da comunidade a gerador a gasolina, e conseqüentemente diminuir o consumo do combustível. Segundo o morador entrevistado, nem todas as famílias têm acesso aos geradores comunitário, isso porque nem todos têm condições para comprar a gasolina por ser muito cara. Nesse sentido, o presente projeto propõe a troca do gerador atual (a gasolina) pelo gerador a diesel, visto que o gerador a diesel além de consumir menos combustível, o preço de diesel é mais barato comparando com o da gasolina, além disso, não necessita de manutenção frequente, apresenta maior durabilidade, e são mais potentes. Segundo a literatura, para o caso de fornecimento de energia nas comunidades rurais é recomendável o uso de gerador a diesel.

O gerador a diesel foi dimensionado para suprir a carga total da comunidade. Este entrará em operação apenas na situação de indisponibilidade de geração fotovoltaica e do banco de baterias, ou em casos de um aumento do pico da carga. O gerador fornece energia à carga e realiza o carregamento das baterias.

A partir dos dados do consumo energético das residências, foi possível estimar o consumo de combustível dos geradores a gasolina utilizado atualmente, e um possível consumo do gerador a diesel proposto pelo projeto na substituição do gerador a gasolina atual. Assim, o grupo de gerador a gasolina operando durante 5 horas consome 3,27 litros de combustível e cerca de 98 litros de combustível por mês, enquanto que o gerador a diesel em 5 horas de operação consumirá 2,71 litros de combustível e um total de 81,37 litros de combustível por mês. Na Figura 21, demonstra o comparativo do consumo mensal de combustível pelos dois geradores.

Figura 21 – Consumo de combustível pelo gerador a diesel versus consumo pelo gerador a gasolina



Fonte: Autora (2018).

Como pode ser observar na Figura 21, a substituição de gerador a gasolina pelo gerador a diesel trará uma economia de 16,65 litros de combustível por mês.

4.6.4 Análise de viabilidade econômica

A análise econômica do projeto tem como objetivo avaliar se vale a pena ou não investir no projeto, ou seja, verifica se o projeto é viável economicamente ou não. Para avaliar a viabilidade da substituição do sistema convencional pelo sistema híbrido de energia, foi estimada a vida útil de 25 anos para o sistema levando em conta a vida útil dos módulos fotovoltaicos. A determinação do investimento inicial foi feita considerando os custos com os componentes do sistema, módulos fotovoltaicos, inversores, e baterias, além disso, também foi considerado o custo com os componentes adicionais para a instalação do sistema (custo com os condutores, sistemas de proteção, diodos de bloqueio, etc.), e os custos de instalação. Segundo ABINEE (2012), estima-se em 2% do valor dos equipamentos os custos relacionados aos componentes adicionais do sistema e em 1% do custo dos equipamentos o custo de instalação do sistema. A Tabela 8 mostra o custo estimado dos equipamentos e os demais componentes do sistema. O custo com a manutenção do sistema fotovoltaico, foi desconsiderado.

Tabela 8 – Custo do investimento total do sistema

Componentes	Quantidade	Preço (R\$)
Módulos fotovoltaicos	13	R\$10.346,00

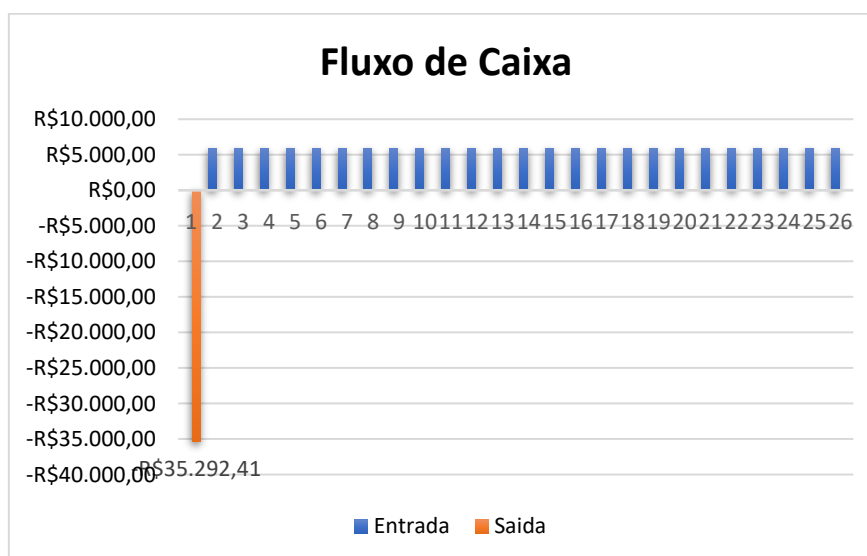
Inversor <i>Sunny Boy</i> 4000 TL	1	R\$4.973,00
Baterias	8	R\$9.592,00
Inversor <i>Sunny Island</i> 3.0M-11	1	R\$9.353,48
Custos com os componentes adicionais		R\$685,29
Custos com a instalação do sistema		R\$342,64
Custo Total		R\$35.292,41

Fonte: Autora (2018).

A partir do investimento inicial do sistema, foi possível realizar a análise do *payback* descontado como forma de avaliar se o investimento em novo sistema é viável ou não. O sistema é considerado viável se o tempo mínimo de retorno de investimento for menor que o tempo estimado para vida útil do sistema (25 anos).

O investimento inicial para a instalação do sistema fotovoltaico foi R\$ 35.292,42 e a partir de cálculo de consumo de combustível (gasolina), foi possível estimar uma economia de 98 litros de combustível por ano com o sistema. Segundo o morador, o custo de gasolina utilizada para o consumo do gerador é R\$ 5,00/L. Desse modo, com a instalação do sistema fotovoltaico na comunidade chega-se a uma economia de R\$ 5.881,65 por ano com gasto de combustível para o gerador. Para a realização dos cálculos de viabilidade econômica do sistema foi definido uma taxa mínima de atratividade de 10%. Utilizando-se as funções de análise econômica apresentadas no Microsoft Excel, foi possível determinar o VPL, TIR e o *Payback* descontado para a instalação do sistema. A Tabela 9 apresenta análise de fluxo de caixa e o *Payback* descontado estimado para o sistema.

Figura 22 – Fluxo de Caixa estimado para determinar o *Payback* descontado do sistema



Fonte: Autora (2018).

Tabela 9 – Estimativa do *Payback* descontado para verificar a viabilidade do sistema

Anos	Fluxo de caixa	Valor presente (VP)	Saldo de Investimento
0	-R\$35.292,41		-R\$35.292,41
1	R\$5.881,65	5346,95	-29945,46
2	R\$5.881,65	4860,87	-25084,59
3	R\$5.881,65	4418,97	-20665,62
4	R\$5.881,65	4017,25	-16648,38
5	R\$5.881,65	3652,04	-12996,33
6	R\$5.881,65	3320,04	-9676,30
7	R\$5.881,65	3018,22	-6658,08
8	R\$5.881,65	2743,83	-3914,25
9	R\$5.881,65	2494,39	-1419,85
10	R\$5.881,65	2267,63	847,78
11	R\$5.881,65	2061,48	2909,26
12	R\$5.881,65	1874,07	4783,34
13	R\$5.881,65	1703,70	6487,04
14	R\$5.881,65	1548,82	8035,86
15	R\$5.881,65	1408,02	9443,88
16	R\$5.881,65	1280,02	10723,90
17	R\$5.881,65	1163,65	11887,55
18	R\$5.881,65	1057,87	12945,42
19	R\$5.881,65	961,70	13907,12
20	R\$5.881,65	874,27	14781,39
21	R\$5.881,65	794,79	15576,18
22	R\$5.881,65	722,54	16298,72
23	R\$5.881,65	656,85	16955,57
24	R\$5.881,65	597,14	17552,71
25	R\$5.881,65	542,85	18095,56

Resultados	
TMA	10%
VPL	R\$18.098,56
TIR	16,28%
Payback descontado	10 anos

Fonte: Autora (2018).

A partir dos resultados apresentados na Tabela 9, observa-se que o tempo de retorno do investimento é 10 anos, a partir do qual o VPL apresenta valor de retorno positivo de R\$ 847,78, isto é, após 10 anos com utilização do sistema fotovoltaico na comunidade o gasto com a gasolina tornará em lucro. A taxa interna de retorno (TIR) para o investimento foi 16%, sendo assim maior que a taxa mínima de atratividade considerada inicialmente de 10%, logo, o projeto consegue gerar um retorno maior que o investimento aplicado inicialmente. Com isso, verifica-se que o projeto de instalação de um sistema fotovoltaico na comunidade é viável, com um ganho total de R\$ 18.095,56.

O custo com o gerador a diesel não foi incluso no investimento inicial do sistema, por se tratar de uma recomendação proposta pelo presente projeto. Portanto, para operar em conjunto com o sistema fotovoltaico formando assim um sistema híbrido, recomenda-se a aquisição do gerador a diesel quando os geradores a gasolina em uso atualmente estiverem no final da vida útil.

4.6.5 Análise do sistema considerando um aumento de carga demandada após a instalação do sistema híbrido.

O sistema foi dimensionado somente para suprir as necessidades energéticas residenciais atuais na comunidade, desconsiderando-se as demandas reprimidas atualmente. Todavia, a instalação do sistema híbrido na comunidade pode vir a impulsionar o desenvolvimento socioeconômico local, visto que a geração de energia elétrica nessas comunidades pode estimular o setor de serviços com pequenos comércios locais, gerando um aumento de renda familiar, favorecendo a aquisição de novos eletrodomésticos por parte da população. Nesse sentido, foi estimado um aumento de consumo ao longo dos anos pela comunidade, considerando-se um aumento de carga ao longo do tempo e levando em conta as demandas reprimidas. Assim, foi previsto que daqui a alguns anos o consumo de energia na comunidade poderá aumentar para 101 kWh por mês. Portanto, verifica-se que será necessário expandir o sistema ao longo do tempo para atender as demandas energéticas da comunidade a medida que esta for aumentando.

4.6.5.1 Cenário Futuro (Dimensionamento FV)

Considerando o aumento de carga energética ao longo do tempo pela comunidade, foi feito um dimensionamento para o sistema que atendesse todas as cargas na comunidade inclusive as demandas reprimidas. Para um consumo de 101kWh, a potência total de conjunto de módulos necessária para atender as cargas será 40kWp. Para a nova configuração, o número de módulos calculados foi 124 módulos. Para evitar o uso de apenas 1 inversor, dividiu-se o conjunto de módulos em 3 painéis, sendo 41 módulos por painéis, cada painel conectado a 1 inversor de 12kW de potência. A partir dos cálculos estimou um total de 50 baterias de 220Ah (C20) de capacidade, conectadas a 5 inversores bidirecional de 6kW de potência. Para atender a carga nos casos de falha do sistema fotovoltaico será necessário um gerador a diesel 40kW de potência para operar em conjunto com o sistema fotovoltaico. O novo sistema terá capacidade para produzir 4517kWh por mês, desconsiderando as perdas.

Tabela 10 – Componentes do Sistema FV

Quantidade	Componentes
3	Painéis (conjunto de 35 módulos por painel)
3	Inversores <i>Sunny Tripower</i> 12000TL
5	Inversores Bidirecional <i>Sunny Island</i> 8.0H
50	Baterias do modelo 12MF220, de 220Ah (C20)

Fonte: Autora (2018).

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho trata de um estudo de viabilidade técnica-econômica de instalação de um sistema híbrido fotovoltaico-diesel na comunidade Novo Destino em São Tomé e Príncipe. Atualmente o consumo residencial mensal na comunidade é de 305,10kWh/mês. Com os dados da irradiação solar da comunidade foi possível realizar o dimensionamento dos equipamentos que compõem o sistema híbrido fotovoltaico-diesel (módulos fotovoltaicos, inversores, baterias e o gerador a diesel), e determinar a energia gerada pelo sistema para atender as cargas residenciais da comunidade.

Para atender as cargas residenciais da comunidade, será necessário um painel composto por 13 módulos fotovoltaico, totalizando uma potência instalada de 4,09 kWp. A geração de energia elétrica média mensal pelo sistema fotovoltaico é de 570,78 kWh/mês. Com isso, constatou-se que durante o ano inteiro a energia gerada pelo sistema é maior que o consumo residencial, o suficiente para manter as baterias sempre carregadas, o que significa que é possível atender as cargas apenas com o banco de baterias, evitando dessa forma o consumo de combustível por parte do gerador.

Para complementar o sistema fotovoltaico, foi dimensionado um banco com 8 baterias, com uma capacidade energética de 25 kWh para suprir as cargas durante a noite na ausência do sistema fotovoltaico.

O projeto propõe a substituição do gerador a gasolina utilizado atualmente na comunidade pelo gerador a diesel, tendo em conta que o gerador a diesel além de consumir menos combustível, o preço de diesel na região é mais barato que a gasolina. Para tal, foi feita uma análise e cálculo de consumo de combustível para os dois geradores e com os resultados obtidos foi possível demonstrar que a troca do gerador a gasolina pelo gerador a diesel geraria uma economia de 16,65 litros de combustível por mês. Entretanto, foi dimensionando um gerador a diesel com 2,5 kW de potência para operar de forma híbrida com o gerador fotovoltaico, com possibilidade de atuação apenas na indisponibilidade de outras fontes de energia ou no caso de elevação da demanda da carga das residências.

Com o orçamento estimado de R\$ 35.292,42 foi realizado uma análise econômica do investimento utilizando os indicadores de análise de viabilidade econômico, VPL, TIR, e *Payback* descontado, e concluiu-se que o projeto é viável, com um tempo de retorno de investimento em 10 anos, e uma economia com o combustível de R\$ 18.095,56.

Por fim, foi estimado um aumento de consumo na comunidade de 101 kWh/mês após a implementação do sistema híbrido, levando em conta o atendimento do sistema à todas as demandas reprimidas na comunidade. Deste modo, constatou-se que será necessário aumentar a capacidade instalada do sistema fotovoltaico e do gerador ao longo do tempo para atender as demandas energéticas da comunidade a medida que esta for aumentando.

Portanto, a complementação do sistema fotovoltaico aos geradores a diesel para atender as cargas nas comunidades isoladas se apresentam como uma alternativa atrativa e viável economicamente. Além de contribuir para redução do consumo de combustíveis e conseqüentemente da emissão de gás poluentes, esse tipo de configuração de sistema de geração de energia possibilita a disseminação do uso de fontes de energia limpa e renovável de forma descentralizada, e impulsiona o desenvolvimento socio-econômico, e cultural dessas comunidades.

SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como sugestão para trabalhos futuros, poderia ser realizado os seguintes estudos:

- Estudo detalhado de como o sistema irá se comportar com o aumento de consumo de carga na comunidade;
- Estudo de instalação de iluminação pública na comunidade Novo Destino;
- Estudo de análise dos impactos ambientais provocado pelo sistema híbrido fotovoltaico-diesel;
- Estudo da viabilidade econômica completa, utilizando-se algum software comercial para sistemas híbridos.

REFERÊNCIAS

ABINNE. **Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica**. Disponível em: < <http://www.abinee.org.br/> >. Acesso em 27 de set. 2018.

AES Sul, Distribuidora Gaúcha de Energia S/A. Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica Rio Grande Energia S/A. **Regulamento de Instalações Consumidoras. Fornecimento em Média Tensão. Rede de Distribuição Aérea**. 3. ed, v 1.0, 2008 – Disponível em: < <http://www.cee.com.br> >. Acesso em: 25 de ago. 2018.

ARE. **The Alliance for Rural Electrification**. Disponível em <<http://www.ruralelec.org/>>. Acesso em: 25 de jul, 2018.

BALÃO, Benvindo Cândido da Costa. **Dimensionamento de sistemas autônomos modulares eólicos/PV com armazenamento**. 2012. 92f. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores Major Energia) - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2012.

BARBOSA, C. F. O. **Avaliação tecnológica, operacional e de gestão de sistemas híbridos para geração de eletricidade na Região Amazônica**. 2006. 210 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Pará Centro Tecnológico – UFPA, Belém, 2006.

BARBOSA, WILSON; AZEVEDO, ABÍLIO. Geração Distribuída: Vantagens e Desvantagens. In: **Simpósio de Estudos e Pesquisas em Ciências Ambientais na Amazônia**, 2, Belém , v.2, p. 126, 2013.

BRAGA, R. P. **Energia solar fotovoltaica: fundamentos e aplicações**. 2008. 80 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia Eletricista) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica- UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2008.

BUDEL, D. A. **Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos em residências**. 2017. 46 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia de Produção) – Universidade Federal Santa Maria, Santa Maria, RS. 2017.

CABRAL, C. V. T. **Análise de dimensionamento estocástico e determinístico de sistemas fotovoltaicos isolados**. 2010. 225 f. Tese (Pós-Graduação em Engenharia Agrícola) - Universidade Federal de Viçosa- UFV, Minas Gerais, 2010.

CAIXA GERAL DE DEPOSITOS. **São Tomé e Príncipe - oportunidades e potencial de desenvolvimento: internacionalização das economias**. Lisboa, 2014.

CARNEIRO, A.V. **Projeto, desenvolvimento e implementação de microrrede em campus universitário com tecnologia solar fotovoltaica e de armazenamento**. 2017. 177 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará- UFC, Fortaleza, 2017.

CARVALHO, P. M. S. **Modelação e simulação de sistemas fotovoltaicos**. 2013. 130 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Instituto Superior de Engenharia de Lisboa- ISEL, Lisboa, 2013.

CASTRO, E. A. S. **Dimensionamento de sistema híbrido de geração distribuída para locais isolados de Rondônia**. 2016. 94 f. Dissertação (Desenvolvimento Regional e Meio Ambiente) - Fundação Universidade Federal de Rondônia Núcleo de Ciências Exatas e da Terra – FUFRR, Rondônia, 2016.

CECHINEL, Aurélio; YOSHIDA, Douglas Iha; SÁ, João Daniel. **Estudo da viabilidade econômica da implantação de células fotovoltaicas para iluminação a led da estufa do jardim botânico de Curitiba**. 2014. 127f. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Industrial Elétrica: Ênfase – eletrotécnica do departamento acadêmico de eletrotécnica) _ Universidade Tecnológica Federal do Paraná _ UTFPR, Curitiba, 2014.

CEMIG, Companhia Energética de Minas Gerais. Diretoria de Distribuição e Comercialização. **Norma de distribuição: fornecimento de energia elétrica em tensão secundária – rede de distribuição aérea –edificações individuais**. Belo Horizonte, 2017. Disponível em: Disponível em: < <http://www.cemig.com.br> >. Acesso em: 24 de ago. de 2018.

COMUNIDADE ECONÔMICA DOS ESTADOS DE ÁFRICA CENTRAL (CEEAC)- **Integração regional na CEEAC e relacionamentos com os países da CPLP**. São Tomé e Príncipe, 2014.

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito. **Energia solar: princípios e aplicações**. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial_solar.pdf. Acesso em 19 de jul. de 2018.

DGRNE- Relatório da Direção Geral de Recursos Naturais e Energia. **Energias Renováveis em São Tomé e Príncipe**. Ministério de Infraestruturas Recursos Naturais e Energia, São Tomé e Príncipe, 2015.

DI LASCIO, M. A.; BARRETO. **Energia e desenvolvimento sustentável para a Amazônia rural brasileira: eletrificação de comunidades isoladas**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2009.

DASSI, J. A. et al. Análise da viabilidade econômico-financeira da energia solar fotovoltaica em uma Instituição de Ensino Superior do Sul do Brasil. In: Congresso Brasileiro de Custos, 22., 2015, Foz do Iguaçu, Paraná. **Anais...** Paraná, p. 16, 2015.

ENGENHEIROS SEM FRONTEIRAS DA TESE- ASSOCIAÇÃO PARA O DESENVOLVIMENTO. **Levantamento do Potencial de Eletricidade a partir de Fontes Alternativas Renováveis para Sistemas Isolados no Distrito de Lobata - São Tomé e Príncipe**. São Tomé, 2011.

EMAE, Empresa de Água e Energia (São Tomé e Príncipe). **Relatório Parcial Anual**. São Tomé, 2014.

EMAE, Empresa de Água e Energia (São Tomé e Príncipe). **Relatório Parcial Anual**. São Tomé, 2015.

EMAE, Empresa de Água e Energia (São Tomé e Príncipe). **Relatório Parcial Anual**. São Tomé, 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Nota técnica EPE: Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**, 2012.

FONSECA, M. N. **Proposta para Configuração Ótima de Projetos Híbridos Isolados de Geração de Energia**. 2017. 141 f. Tese (Doutor em Ciências em Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Itajubá- UFI, Itajubá, 2017.

FREITAS, S. S. A. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos**. 2008. 104 f. Dissertação (Mestre em Engenharia Industrial Ramo Engenharia Eletrotécnica) - Instituto Politécnico de Bragança) - IPB, Bragança, 2008.

FUNDO MONETÁRIO INTERNAACIONAL (FMI). **Relatório anual 2015**. São Tomé e Príncipe, 2015.

FUNDO MONETÁRIO INTERNAACIONAL (FMI). **Relatório anual 2016**. São Tomé e Príncipe, 2016.

GRUPO DE TRABALHO DE EENERGIA SOLAR- GTES. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 1 ed. Rio de Janeiro: CRESESB. p.1-207, 2004.

GRUPO DE TRABALHO DE EENERGIA SOLAR- GTES. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 2 ed. Rio de Janeiro: CRESESB. p.1-530, 2014.

Instituto Nacional de Estatística, 2016. Inquérito aos Indicadores Múltiplos 2014 de São Tomé e Príncipe, **Relatório Final**. São Tomé, São Tomé e Príncipe.

INTERNATIONAL Energy Agency. World Energy Statistics, 2007 – Disponível em: <https://www.iea.org/newsroom/news/2007/>. Acesso em: 04 de agosto de 2018.

JANNUZZI, GILBERTO DE MARTINO; NETO, HUMBERTO JANTIM; SILVA, RAFAEL RODRIGUES. Planejamento Integrado de Recursos para São Tomé E Príncipe: Investigação de Oportunidades para Maior Inserção de Fontes Renováveis e Eficiência Energética. **Revista Brasileira de Energia**, Vol. 18, No. 2, 2o Sem. 2012, pp. 99-115.

JEAN, Wesly. **Estudo de um Sistema Fotovoltaico-Fólico para uma Comunidade Isolada no Haiti**. DISSERTAÇÃO DE MESTRADO. Brasília-DF, pg. 114, 2017.

JOÃO, M. A. R. **Dimensionamento do Sistema Híbrido para Alimentação de Energia Elétrica da Escola Rural de Nangade (Cabo Delgado)**. 2014. 151 f. Dissertação (Mestre em Energias Sustentáveis) - Instituto Superior de Engenharia do Porto Departamento de Engenharia Mecânica- ISEP, Porto, 2014.

KALOGIROU, S. A. **Engenharia de Energia Solar: processos e Sistemas**. 2. ed. Rio de Janeiro: ed. 2, 2016.

LORA, E. E. S., HADDAD, J., “Geração Distribuída: aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais”. Ed. Interciência, Rio de Janeiro-RJ, 2006.

HAUSCHILD, L. **Avaliação de Estratégias de Operação de Sistemas Híbridos Fotovoltaico-Eólico-Diesel**. 2006. 117 f. Dissertação (Mestre em Energia) - Universidade de São Paulo Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia – USP, São Paulo, 2006.

MATOS, A. P. **Energia Solar Fotovoltaica como Fonte Alternativa na Geração de Energia Elétrica em uma Embarcação**. 2016. 98 f. Trabalho de Conclusão de Curso apresentado (Bacharel em Engenharia Naval no curso de Engenharia) - Universidade Federal de Santa Catarina- UFSC, Joinville, 2016.

MATOS, M. B. **Análise Energética de um Sistema Híbrido Eólico-Fotovoltaico com Armazenamento de Energia Elétrica através do Hidrogênio e Banco de Baterias**. 2013. 127 f. Tese (Doutora em Planejamento de Sistemas Energéticos) - Universidade Estadual de Campinas Faculdade de Engenharia Mecânica - UNICAMP, Campinas, 2013.

MICLELIN. Mapas: **Mapa São Tomé e Príncipe**. 2017. Disponível em: <https://www.viamichelin.pt/web/Mapas-plantas/Mapa_planta-Sao_Tome_e_Principe >. Acesso em: 17 de ago. 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. **Sistemas Híbridos: soluções energéticas para a Amazônia**. Brasília, 2008.

MIRNA, Ministério das Infraestruturas, Recursos Naturais e Meio Ambiente. São Tomé e Príncipe, 2014.

MIRNA, Ministério das Infraestruturas, Recursos Naturais e Meio Ambiente. São Tomé e Príncipe, 2017.

NASCIMENTO, A. **Atlas da Lusofonia de São Tomé e Príncipe**. Lisboa, 2008.

NEOSOLAR. **Baterias estacionárias**. Disponível em: <<http://www.neosolar.com.br/loja/bateria-estacionaria-freedom-df4001-240ah-220ah.html>>. Acesso em: 15 set. 2018.

NEOSOLAR. **Inversores**. Disponível em: <<http://www.neosolar.com.br/loja/inversorsenoidal-epsolar-shi1000-22-2000va-24vcc-220vca.html>>. Acesso em: 15 set. 2018.

NISKIER, J.; MACINTYRE, A. J. **Instalações Elétricas**. 6.ed. Rio de Janeiro: 6.ed., 2013.

OVELHA, R. M. R. V. **Projeto de um Sistema Fotovoltaico Autônomo de Suprimento de Energia Usando Técnica MPPT de Controle Digital**. 2017. 102. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente) - Universidade De Lisboa - Faculdade De Ciências- UL, Lisboa, 2017.

PPA – Parceria Portuguesa para Água, as capacidades do setor ao serviço dos desafios mundiais – disponível em:

<http://www.ppa.pt/?s=s%C3%A3o+tom%C3%A9+principe> – acesso em 20 de ago. 2018.

PEREIRA, F. A. S; OLIVEIRA, M. Â. S. **Curso técnico instalador de energia solar fotovoltaica**. 2 ed. Porto: Publindústria. p.400, 2015.

PINHO, J. T. et al. **Sistemas Híbridos: Soluções Energéticas para a Amazônia**. 1. ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia. p. 1-398, 2008.

PONTES E PARCERIAS NOS PAÍSES DE LÍNGUA PORTUGUESA – P3LP. **São Tomé e Príncipe: Cluster Da Água**. São Tomé, 2017.

PORTAL SOLAR: **Tipos de painel fotovoltaico**. Disponível em: <<http://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>>. Acesso em: 10 ago. de 2018.

PROGRAMA DAS NAÇÕES UNIDAS PARA O DESENVOLVIMENTO (PNUD). **Relatório Nacional provisório-Formulação e redacção do Livro Branco sobre a Política Regional para «Acesso aos Serviços Energéticos nos países da CEEAC-CEMAC integrando as energias renováveis e eficácia energética e contribuindo para a luta contra a pobreza**. São Tomé e Príncipe, 2013.

PROGRAMA DAS NAÇÕES UNIDAS PARA O DESENVOLVIMENTO (PNUD)-**Relatórios sobre o Desenvolvimento Humano de 2015**. São Tomé e Príncipe, 2015.

REF. **Rural Energy Foundation**. Disponível em: <<http://www.ruralenergy.nl/>>. Acesso em: julho de 2018.

PROGRAMA DAS NAÇÕES UNIDAS PARA O DESENVOLVIMENTO (PNUD)-**Relatórios sobre o Desenvolvimento Humano de 2016**. São Tomé e Príncipe, 2015.

INQUÉRITO AOS INDICADORES MÚLTIPLOS. **Relatório Final**. São Tomé e Príncipe, 2016.

ROMAGNOLI, H. C. **Identificação de barreiras à geração distribuída no marco regulatório atual do setor elétrico brasileiro**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) –Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2005.

ROSA, V. H. S. **Energia Elétrica Renovável em Pequenas Comunidades no Brasil: Em Busca de um Modelo Sustentável**. 2007. 440 f. Tese (Doutor em Desenvolvimento Sustentável, área de concentração em Políticas e Gestão Ambiental) - Universidade de Brasília, Centro de Desenvolvimento Sustentável- UB, Brasília, 2007.

SILVA, R. G. **Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico para Atender uma Demanda de Iluminação**. 2014. 104 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Londrina, Londrina - PR, 2014.

SILVEIRA, F. C. **Estudo Comparativo Entre A Viabilidade De Implantação De Sistema Híbrido Eólico-Diesel E De Extensão De Rede Elétrica Em Regiões Remotas Produtoras De Arroz Por Sistema De Inundação**. 2010. 31 f. Monografia (Bacharel em Engenheiro Mecânico) - Departamento de Engenharia Mecânica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul- UFRGS, Porto Alegre, 2010.

SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE. Ministério das Finanças, Comércio e Economia Azul. São Tomé, 2017. Disponível em: < <https://www.financas.gov.st/index.php> >. Acesso em 18 de ago. 2018.

SMA. SUNNY ISLAND 3.0M / 4.4M For ON-GRID AND OFF-GRID APPLICATIONS.

SMA. Sunny Boy 3000TL / 3600TL / 4000TL / 5000TL With Reactive Power Control The same. Only better. The universal Sunny Boy.

SMA. Sunny Island System Guide. Supplying Off-Grid Areas with Electricity Simple System Planning with System Solutions from SMA. Disponível em: <<https://www.solarelectricsupply.com> >. Acesso em 15 de set. 2018.

SOARES, T. L. A. **Sistemas de produção de eletricidade descentralizada baseados em energia renovável**. 2009. 114 f. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) - Faculdade de Engenharia da Universidade de Porto- FEUP, Porto, 2009.

SOUTO, M. **Quadro de Gestão Ambiental e Social (QGAS)**. Ministério das Finanças e da Administração Pública - MFAP, São Tomé e Príncipe, 2016.

SOUZA, A. R. **Conexão de geração distribuída em redes de distribuição**. 2009. 108 f. Dissertação (Mestre em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Paraná- UFP, Paraná. 2009.

SOUZA, RONILSON. **Os sistemas de energia solar fotovoltaica**. São Paulo, 2011. Disponível em: < www.blue-sol.com >. Acesso em: 19 de jun. de 2018.

WICHERT, B. PV-Diesel Hybrid Energy Systems for Remote Area Power Generation – A Review of Current Practice and Future Developments. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Vol. I, No.3, pp. 209-228,1997. Disponível em: <<https://ideas.repec.org/a/eee/rensus/v1y1997i3p209-228.html>>. Acesso em: 24 de jul. de 2018.

APÊNDICE

APÊNDICE A – CÁLCULOS DA DEMANDA ENERGÉTICA E A ESTIMATIVA DO CONSUMO ENERGÉTICO NA COMUNIDADE NOVO DESTINO

Tabela 1 – Cálculo da demanda e o consumo energético das famílias atualmente na comunidade Novo Destino.

Grupo	Sub-Grupo	Eletrodomésticos	Número de eletrodoméstico	Potência unitária (W)	Número de residências	Potência Total (W)	Fator de demandada	Potência Total x Fd	Hora de utilização por dia	Energia Consumida kWh/dia
A		Lamp.Fluorescente	5	13	34	2210	0,45	994,5	5	4,9725
B	B5	Televisor	1	85	34	2890	0,36	1040,4	5	5,202
Total								2034,9		10,1745
Potência demandada total (kW)								2,0349		
Energia total consumida (kWh/dia)								10,1745		

Previsão de Aumento do Consumo Energético na Comunidade ao Longo do Tempo Considerando-se as Demandas Reprimidas.

Tabela 2 – Estimativa da Demanda e o Consumo Energético Previsto para a Creche após a instalação do Sistema na comunidade Novo Destino.

Grupo	Sub-Grupo	Eletrodomésticos	Número de Eletrodomestico	Potência unitária (W)	Fator de Demanda	Potência demandada	Hora de utilização	Energia Consumida
A		Lamp. Fluorescente	6	13	0,68	53,04	5	265,2
B	B5	Ventilador	3	60	0,84	151,2	5	756
	B5	Geladeira	1	200	1	200	24	4800
	B5	Computador	2	300	0,92	552	4	2208
Potência Demandada Total (kW)							0,95624	
Energia Total Consumida (kWh/dia)							8,0292	

Tabela 3 – Estimativa da Demanda e o Consumo Energético Previsto para o Posto de Saúde após a instalação do Sistema na comunidade Novo Destino.

Grupo	Sub-Tipo	Eletrodomésticos	Número de eletrodoméstico	Potência unitária (W)	Fator de demanda	Potencia demandada	Hora de utilização	Energia Consumida
A		Televisor	1	85	1	85	5	425
B	B5	Geladeira	1	200	1	200	24	4800
	B5	Ventilador	2	60	0,92	110,4	5	552
	B5	Lamp. Fluorescente	5	13	0,86	55,9	6	288,444
	B5	Computador	1	300	1	300	6	1800
Potência Demandada Total (kW)							0,7513	
Energia Consumo Total (kWh/dia)							7,865444	

Tabela 4 – Estimativa da Demanda e o Consumo Energético Residenciais na comunidade Novo Destino considerando o aumento de carga ao longo do tempo.

Grupo	Sub-Grupo	Eletrodomésticos	Número de eletrodoméstico	Potência unitária (W)	Número de residências	Potência Total (W)	Fator de demanda	Potência Total x Fd	Hora de utilização por dia	Energia Consumida (Wh/dia)
A		Lâmp.Fluorescente	5	13	34	2210	0,45	994,5	5	4972,5
B	B2	Aquecedor elétrico	1	1000	34	34000	0,36	12240	0,25	3060
	B3	Forno elétrico	1	550	34	18700	0,34	6358	0,5	3179
	B4	Ferro de engomar	1	400	34	13600	0,36	4896	0,5	2448
	B5	Geladeira	1	200	34	6800	0,36	2448	24	58752
	B5	Televisor	1	85	34	2890	0,36	1040,4	7	7282,8
	B5	Ventilador	1	60	34	2040	0,36	734,4	7	5140,8
	B5	Batedeira	1	79	34	2686	0,36	966,96	0,25	241,74
	B5	Liquidificador	1	100	34	3400	0,36	1224	0,17	208,08
Total								30902,26		85284,92
Potência Total Demandada (kW) - Residências								30,90226		
Energia Total Consumida (kWh/dia)- Residências								85,28492		
Potência Demandada Total (kW) : Residências + Creche+ Posto de Saúde								32,6098		
Energia Consumida Total (kWh/dia): Residências + Creche + Posto de Saúde								101,179564		