



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CAMPUS DE SOBRAL
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FRANCISCO MARCOS PEDROSA RODRIGUES DA COSTA

**DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA DE UM
SISTEMA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICO NO ESTADO DO CEARÁ**

SOBRAL

2018

FRANCISCO MARCOS PEDROSA RODRIGUES DA COSTA

DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA DE UM SISTEMA
DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICO NO ESTADO DO CEARÁ

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do *Campus* de Sobral da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Me. Rômulo Nunes de Carvalho Almeida

SOBRAL

2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

C872d Costa, Francisco Marcos Pedrosa Rodrigues da.
DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA DE UM SISTEMA DE
MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICO NO ESTADO DO CEARÁ / Francisco Marcos Pedrosa Rodrigues
da Costa. – 2018.
90 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Campus de Sobral,
Curso de Engenharia Elétrica, Sobral, 2018.
Orientação: Prof. Me. Rômulo Nunes de Carvalho Almeida.

1. Energia Solar Fotovoltaica. 2. Microgeração Distribuída. 3. Viabilidade Econômica. I. Título.
CDD 621.3

FRANCISCO MARCOS PEDROSA RODRIGUES DA COSTA

DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA DE UM SISTEMA
DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICO NO ESTADO DO CEARÁ

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do *Campus* de Sobral da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Me. Rômulo Nunes de Carvalho
Almeida (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Me. Erasmo Saraiva de Castro
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Engenheiro Eletricista Francisco Amaury Rios Filho
Serviço Autônomo de Água e Esgoto (SAAE)

À minha família e aos meus amigos por todo apoio e incentivo. Mãe, seu cuidado e dedicação foi que deram, em todos, a esperança e a inspiração para seguir.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer à Deus, pelo dom da vida, por ter me iluminado e me dado saúde e força para superar as dificuldades.

Ao Prof. Mr. Rômulo Nunes de Carvalho Almeida pelo empenho e dedicação na orientação para elaboração do presente trabalho como também em todo meu processo de formação acadêmica.

A minha mãe Irla Pedrosa, por ser minha base e principal formadora do meu caráter. Aos irmãos, sobrinho e toda minha família por todo amor, apoio e incentivo.

Ao meu amigo e Prof. Me. Ronaldo Portela, por todo o companheirismo, incentivo e conselhos dados nos momentos em que mais precisei, sendo para mim um grande exemplo de profissional e de pessoa.

Aos membros participantes da banca examinadora, pelo tempo e por suas valiosas colaborações.

Aos meus amigos A. Rios, Bruna Valentim, Joana Laila, Livia Sousa, Yury Pontes, Vitor Santiago e Robson Couto, por terem sido uma nova família que Sobral me apresentou.

A todos os meus amigos e companheiros de disciplinas em especial: Allyson Oliveira, Felipi Davi, Geraldo Carlos, Ildenor David, Janayna Kirley, Jean Carlos, Lucas Aguiar, Thaís Albuquerque e Wilker Maia que contribuíram direta e indiretamente na minha formação e na elaboração desse projeto através de estudos, críticas e momentos de descontração.

Agradeço a todos os professores por me proporcionarem o conhecimento e aprendizado necessário para que o presente trabalho pudesse ser desenvolvido, em especial: Prof. Dr. Éber Diniz, Prof. Dr. Isaac Machado e Prof Dr. Marcus Rogério.

E ao Doutorando em Engenharia Elétrica, Ednardo Moreira Rodrigues, e seu assistente, Alan Batista de Oliveira, aluno de graduação em Engenharia Elétrica, pela adequação do *template* utilizado neste trabalho para que o mesmo ficasse de acordo com as normas da biblioteca da Universidade Federal do Ceará (UFC).

“O choro pode durar uma noite, mas a alegria vem pela manhã.”

(Salmos 30:5b.)

RESUMO

A demanda por produção de energia aumenta gradativamente a cada ano no Brasil e, em conjunto faz-se necessário a diversificação da matriz energética nacional. O Brasil possui características geográficas favoráveis ao uso de energias renováveis e em especial a energia solar fotovoltaica. O acesso a microgeração distribuída possibilita ao consumidor gerar sua própria energia e ser compensado pela produção excedente. No Brasil, esse processo é facilitado por uma gama de incentivos governamentais aos consumidores que queiram fazer partes desse tipo de geração. Visto isso, este trabalho propõe o dimensionamento e a análise financeira de um sistema solar fotovoltaico conectado a rede para atendimento de uma empresa do ramo varejista localizada no município de Itapajé-CE. A empresa consome em média mensalmente 5142kWh tendo um alto gasto com energia elétrica. A análise econômico financeira será baseada nos indicadores de investimentos, Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno e Taxa Mínima de Atratividade. O retorno financeiro será fundamentado no *Payback* e comparado com outras aplicações financeira como o Certificado de Depósito Bancário, Fundos de Renda Fixa e Poupança. A partir do estudo de tais indicadores, será mostrado que o projeto é viável e tem um retorno financeiro em 9 anos.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica. Microgeração Distribuída. Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

The demand for electrical energy production gradually increases every year in Brazil, thus making it necessary the diversification of its national energy matrix. Brazil has geographical characteristics which are favorable to the use of renewable energy, especially solar photovoltaic energy. The access to distributed microgeneration allows the consumer to generate their own energy and be compensated by surplus production. In Brazil, this process is facilitated by an assortment of government incentives to consumers who wish to be part in this sort of generation. That said, this work proposes the dimensioning and financial analysis of a grid-connected solar photovoltaic system for a retail business localized in the municipality of Itapajé, state of Ceará. This business monthly consumes 5142kWh, having a high expense with electrical energy. The economical and financial analysis will be based on investment indicators, as the Net Present Value, Internal Rate of Return, and Minimum Acceptable Rate of Return. The financial return will be based on the Payback Period and compared to other financial investments, such as the Certificate of Bank Deposit, Fixed Income Investments, and Savings Accounts. From the assessment of such indicators, it will be shown that this project is feasible, having financial return in 9 years.

Keywords: Solar Photovoltaic Energy. Distributed Microgeneration. Economic Viability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Média mensal de irradiação solar no Brasil.	18
Figura 2 – Projeção de unidades consumidoras que receberiam os créditos.	20
Figura 3 – Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado de um ângulo de $23,45^\circ$ e formação das estações do ano.	24
Figura 4 – (a) Ilustração dos ângulos α , θ_z e γ_s ; (b) Ângulos β , γ_s , γ_s e θ numa representação de uma superfície inclinada em relação ao mesmo plano.	26
Figura 5 – Estrutura de separação das bandas de energia em (a) condutores (b) semicondutores e (c) isolantes.	29
Figura 6 – Estrutura básica de uma célula fotovoltaica enfatizando em: (1) região tipo n ; (2) região tipo p ; (3) zona de carga espacial; (4) geração de par elétron-lacuna; (5) filme antirreflexo; (6) contatos metálicos.	30
Figura 7 – Tipos de Sistemas Fotovoltaicos.	31
Figura 8 – Modelo simplificado de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.	32
Figura 9 – Representação de células fotovoltaicas conectadas em série.	33
Figura 10 – Representação de células fotovoltaicas conectadas em paralelo.	34
Figura 11 – Possível ligação de um diodo de <i>bypass</i>	34
Figura 12 – Curvas $I-V$ e $P-V$ e parâmetros de potência máxima.	35
Figura 13 – Efeito da variação da irradiância solar sobre as Curvas $I-V$ e $P-V$	36
Figura 14 – Efeito da variação da temperatura sobre as Curvas $I-V$ e $P-V$	37
Figura 15 – Caixa de junção comercial.	37
Figura 16 – Configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica: (a) centralizado e (b) distribuído.	39
Figura 17 – Fluxograma de etapas para dimensionamento do gerador.	42
Figura 18 – Localização da empresa.	43
Figura 19 – Dados de irradiação solar na Cidade de Itapajé.	44
Figura 20 – Arranjo ideal para o sistema de microgeração fotovoltaica.	51
Figura 21 – Apresentação dos cabos CC: cabo principal e cabos de fileira.	52
Figura 22 – Apresentação dos cabos CC: cabo principal e cabos de fileira.	59
Figura 23 – Gráfico da relação entre a geração do SFCR e o consumo do cliente.	63
Figura 24 – Fluxo de caixa considerando um período de 25 anos.	68
Figura 25 – Estimativa de fluxo de caixa acumulado.	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Histórico de consumo de energia da empresa.	45
Tabela 2 – Características dos módulos fotovoltaicos disponíveis no mercado nacional.	47
Tabela 3 – Principais especificações técnicas do módulo CS6U-325P.	48
Tabela 4 – Geração esperada no primeiro ano de operação do SFCR.	60
Tabela 5 – Fatores de referência para o orçamento do SFCR.	61
Tabela 6 – Estimativa de orçamento para implementação do SFCR.	62
Tabela 7 – Análise do consumo do cliente em relação a energia gerada pelo SFCR.	62
Tabela 8 – Estimativa de economia do cliente após implantação do SFCR no primeiro ano.	63
Tabela 9 – Estimativa do fluxo de caixa e apresentação do VPL e TIR para o projeto.	69
Tabela 10 – Estimativa do fluxo de caixa utilizando <i>Payback</i>	70

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

a-Si	Silício Amorfo
AIR	Análise do Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNB	Banco do Nordeste
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CDB	Certificado de Depósito Bancário
CdTe	Telureto de Cádmio
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CIS	Disseleneto de Cobre e Índio
COPOM	Comitê de Política Monetária
CPV	<i>Concentrated Photovoltaics</i>
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
DPS	Dispositivos de Proteção Contra Surtos
DSSC	<i>Dye-Sensitized Solar Cell</i>
FCA	Fator de Correção de Agrupamento
FCT	Fator de Correção de Temperatura
GD	Geração Distribuída
GIGS	Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadoria e Serviços
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
m-Si	Silício Monocristalino
MPP	Máximo Ponto de Potência
OPV	<i>Organic Photovoltaics</i>
p-Si	Silício Policristalino
PVC	Cloreto de Polivinila
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TD	Taxa de Desempenho
TIR	Taxa Interna de Retorno

TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UTM	Universal Transversa de Mercator
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Altura
C	Comprimento
CF_0	Investimento Inicial;
CF_j	: Fluxo de caixa no t-ésimo período;
E	Consumo diário médio anual da edificação
E_g	Energia gerada mensalmente
FDI	Fator de Dimensionamento de Inversor
FCA	Fator de Correção de Agrupamento
FCT	Fator de Correção de Temperatura
HSP	Horas de Sol Pleno
I	Corrente elétrica
i	Taxa
K	Condutividade Térmica
L	Largura
P	Potência
t	Período
TD	Taxa de desempenho (<i>Performance Ratio</i>)
V	Tensão
α	Altura ou Elevação Solar
β	Inclinação da superfície de captação
γ	Ângulo Azimutal da Superfície
γ_s	Ângulo Azimutal do Sol
δ	Ângulo de Declinação Solar
θ	Ângulo de incidência
θ_z	Ângulo Zenital
ρ	Resistividade Elétrica
ω	Ângulo horário do Sol ou Horário Angular

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Introdução Geral	17
1.2	Objetivos do Trabalho	20
1.2.1	<i>Objetivo Geral</i>	20
1.2.2	<i>Objetivos Específicos</i>	21
1.3	Justificativa	21
1.4	Motivação	21
1.5	Apresentação do Conteúdo do Trabalho	21
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	23
2.1	Geometria Solar	23
2.2	Energia Solar Térmica	26
2.3	Energia Solar Fotovoltaica	27
2.3.1	<i>Princípios de Funcionamento da Célula Fotovoltaica</i>	28
2.4	Sistemas Fotovoltaicos	30
2.4.1	<i>Sistemas Isolados</i>	31
2.4.2	<i>Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede</i>	32
2.5	Componentes dos Sistemas Fotovoltaicos	32
2.5.1	<i>Módulo Fotovoltaico</i>	33
2.5.2	<i>Caixa de Junção</i>	37
2.5.2.1	<i>Disjuntor</i>	38
2.5.2.2	<i>Dispositivos de Proteção Contra Surtos (Dispositivos de Proteção Contra Surtos (DPS))</i>	38
2.5.3	<i>Inversor</i>	38
2.5.4	<i>Medidor de Energia Bidirecional</i>	39
2.6	Geração Distribuída: Regulamentação e Normas de Acesso	39
3	DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE	42
3.1	Características do Cliente	43
3.1.1	<i>Localização</i>	43
3.1.2	<i>Potencial de Geração Solar do Local</i>	43

3.1.3	<i>Consumo de Energia Elétrica da Empresa</i>	45
3.2	Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico	45
3.2.1	<i>Consumo Diário de Energia Elétrica</i>	46
3.2.2	<i>Dimensionamento e Escolha dos Módulos Fotovoltaicos</i>	46
3.2.3	<i>Dimensionamento do Inversor</i>	48
3.2.4	<i>Configuração de Ligação do Sistema Fotovoltaico ao Inversor</i>	49
3.2.5	<i>Dimensionamento dos Condutores</i>	52
3.2.5.1	<i>Dimensionamento dos Condutores CC</i>	52
3.2.5.2	<i>Dimensionamento dos Condutores CA</i>	54
3.2.6	<i>Dimensionamento dos Dispositivos de Proteção</i>	56
3.2.6.1	<i>Disjuntor CC</i>	56
3.2.6.2	<i>Disjuntor CA</i>	56
3.2.6.3	<i>Dispositivo de Proteção Contra Surtos</i>	57
3.2.6.4	<i>Chave Seccionadora Geral</i>	58
3.2.7	<i>Medidor de Energia Bidirecional</i>	58
3.3	Estimativa de Energia Média Gerada	59
4	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DO SFCR	61
4.1	Levantamento de Custo do Projeto	61
4.2	Estimativa de Economia Considerando apenas a Energia Gerada pelo SFCR	62
4.3	Viabilidade Financeira	64
4.3.1	<i>Indicadores de Retorno</i>	64
4.3.1.1	<i>Taxa Mínima de Atratividade</i>	64
4.3.1.2	<i>Valor Presente Líquido</i>	65
4.3.1.3	<i>Taxa Interna de Retorno</i>	65
4.3.1.4	<i>Payback Simples e Descontado</i>	66
4.4	Análise dos Resultados da Aplicação	66
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	73
5.1	Considerações Finais	73
5.2	Trabalhos Futuros	74
	REFERÊNCIAS	75
	APÊNDICES	78

APÊNDICE A – Planilha de simulação do FNE SOL	78
ANEXOS	81
ANEXO A – <i>Datasheet</i> do Módulo Fotovoltaico MAXPOWER CS6U-325P	81
ANEXO B – <i>Datasheet</i> do Inversor REFsol 40K/46K	84
ANEXO C – CAPACIDADE DE CONDUÇÃO DE CORRENTE, EM AMPÉRES, PARA CONDUTORES DE COBRE E ALUMÍNIO COM ISOLAÇÃO DE PVC	89

1 INTRODUÇÃO

1.1 Introdução Geral

O homem sempre necessitou buscar formas de energia para sua sobrevivência. A sua primeira conquista relevante, neste ponto, se deu no controle do fogo ainda na era primitiva. Tal advento foi essencial ao homem primitivo, pois possibilitou-lhe uma melhor qualidade de vida, por meio do aquecimento e cozimento de alimentos e, a segurança, pois mantinha os animais afastados. O desenvolvimento das grandes sociedades foi gradativo ao longo do tempo e, junto a eles, cresceu cada vez mais a busca por novas fontes de energia que fossem capazes de suprir suas demandas, além disso surgiu a necessidade que estas fontes fossem limpas, diminuindo os impactos ambientais para um crescimento sustentável (REIS, 2012).

O aproveitamento da energia solar tornou-se então um fator atrativo aos olhos do homem moderno, pois além de renovável, é uma fonte inesgotável de energia, sendo essa uma forma de obtenção de calor e de luz.

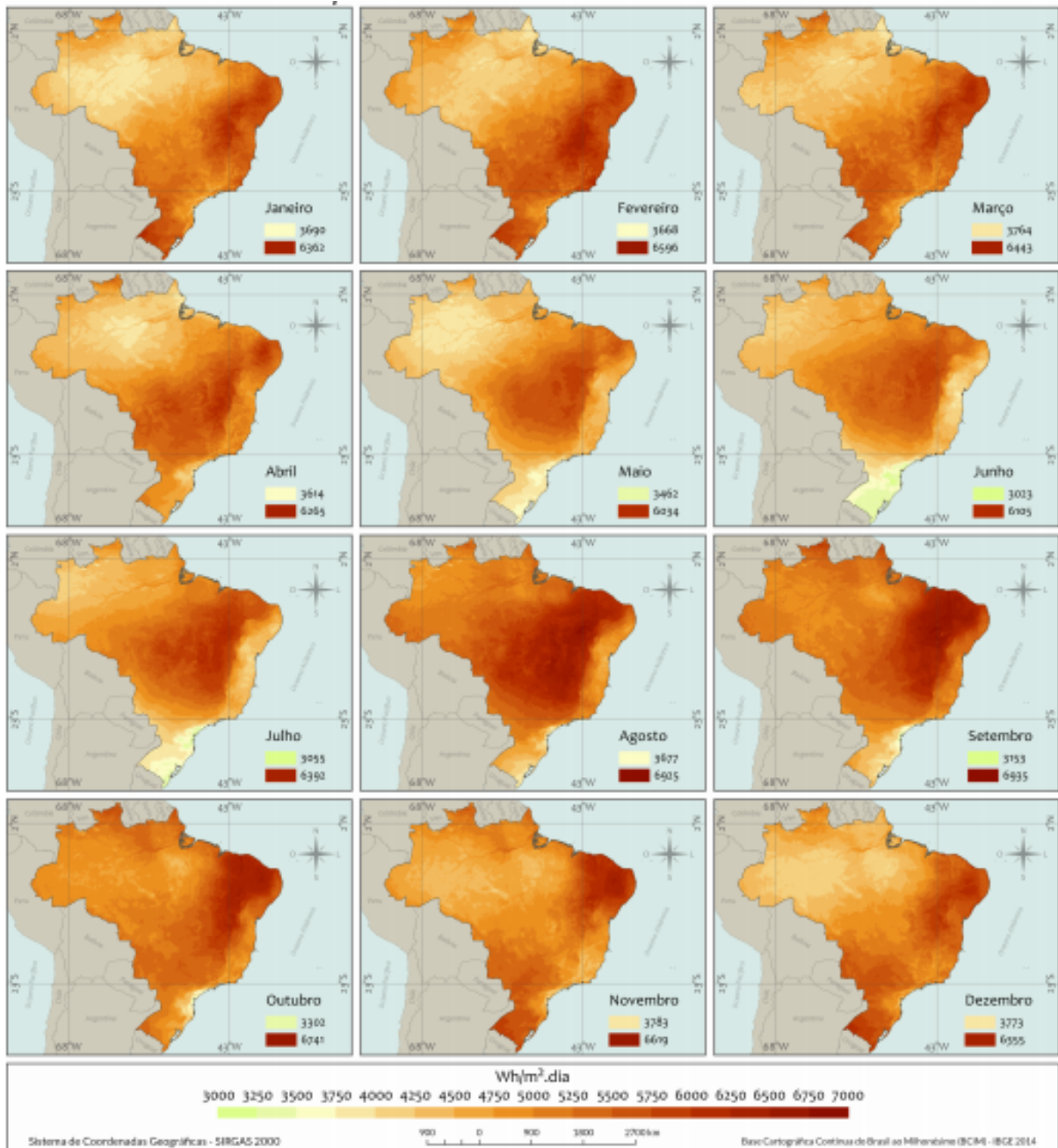
A necessidade de gerar energia elétrica e reduzir os impactos ambientais é o que fomenta pesquisas de fontes alternativas e renováveis de energia elétrica. Segundo dados da ANEEL (2018), a matriz energética brasileira vem diversificando-se cada vez mais. Diminuindo a porcentagem de energia hidráulica no país, que embora continue sendo a principal fonte, começa a ganhar alternativas em caso de baixo nível nos reservatórios de água.

A diversificação da matriz energética nacional desde meados dos anos 2000, vem tendo como base políticas governamentais para incentivo do uso de fontes renováveis. Visto isso, a energia solar foi ganhando espaço no panorama energético do Brasil. Tanto por ser renovável e pelo Brasil, em especial a região Nordeste possuir um índice alto de irradiação solar. A Figura 1 mostra o comportamento da irradiação mensal no período de um ano em todo o território nacional, e a partir disso, verificar que a região nordeste não só possui uma incidência maior de irradiação solar, como também possui uma maior uniformidade a nível de irradiação solar durante o ano todo.

O estado do Ceará ganhou notoriedade por possuir um grande potencial, pelo fato de apresentar uma radiação solar média alta, fator determinante na implantação de sistemas fotovoltaicos.

No ano de 2011, foi instalado na cidade de Tauá, localizada à 344km de distância da grande Fortaleza, o primeiro parque solar comercial do Brasil, implantado pelo grupo MPX com

Figura 1 – Média mensal de irradiação solar no Brasil.



Fonte: INPE (2017).

capacidade de 1MW de potência (FILHO, 2017).

O desenvolvimento e a oportunidade de utilizar fontes de energia renováveis, que com o passar do tempo foram tornando-se cada vez mais atrativos aos olhos de investidores. Viu-se que, o processo de cogeração seria fator de economia e com retorno financeiro a longo prazo interessante.

Os processos de micro e minigeração fotovoltaica distribuída aos sistemas de distribuição elétrica, são regulamentados pela Resolução Normativa n° 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Nesta resolução, estão contidas as condições para a implementa-

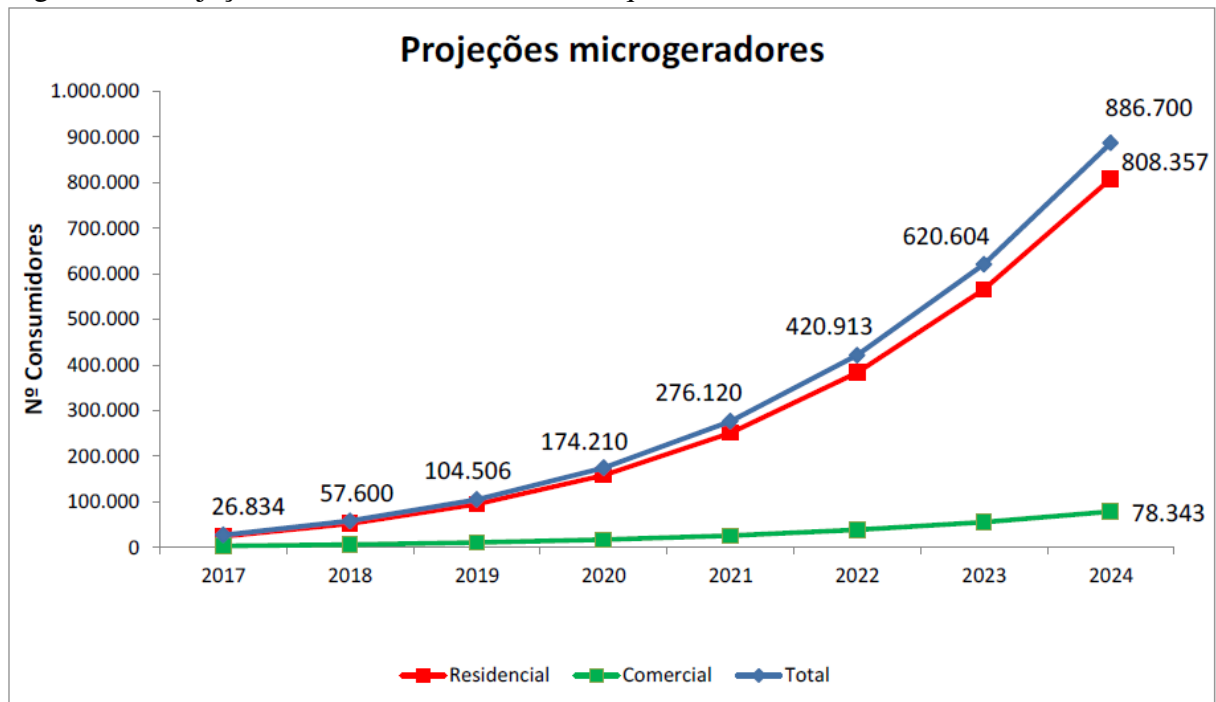
ção destes dois tipos de cogeração, a maneira com a qual estes sistemas estarão conectados a rede elétrica de distribuição normal e a compensação de energia necessária para a mitigação de componentes harmônicas de corrente elétrica da rede elétrica. Desde a criação dessa resolução viu-se um crescimento substancial da micro e minigeração fotovoltaica no país (ANEEL, 2016).

Segundo dados da ANEEL (2017), contidos na Nota Técnica n^o 0056/2017 o Estado do Ceará é o 8^o estado com o maior número de conexões de sistemas fotovoltaicos. Sendo esse fato, definido pelo fato do estado possuir uma das maiores tarifas do Nordeste. Ainda com base nesses dados, até meados de 2017, 99% da mais de dez mil conexões de sistemas de mini e microgeração são advindos fonte solar fotovoltaica o que corresponde a 70% da potência instalada por fonte. Os consumidores que mais participam nesse processo são os consumidores residenciais e comerciais, responsáveis por 79,5% e 15% respectivamente.

Um dos aspectos mais relevantes que torna atrativo a instalação de geração de sistema de mini e microgeração é o fato do Ceará ser um dos 23 estados que concedem benefício de isenção do Imposto Sobre Circulação de Mercadoria e Serviços (ICMS) sobre estes sistemas (ANEEL, 2017). O Banco do Nordeste (BNB) também oferta financiamento para estes sistemas de geração distribuídos para pessoas jurídicas, oferecendo condições econômicas extremamente agradáveis do ponto de vista de menores taxas de juros, parcelas de financiamento proporcionais a redução projetada na conta de energia e prazo total de financiamento de até 12 anos (FILHO, 2017).

A ANEEL (2017), estima que o crescimento do número de consumidores residenciais e comerciais que irão receber os créditos da microgeração fotovoltaica no âmbito do horizonte 2017-2024 irá crescer de forma significativa, adotando-se para tal estimativa a metodologia empregada na Análise do Impacto Regulatório (AIR) contido no Anexo V da Nota Técnica n^o 0017/2015. O dados de amostra deste estudo estão mostrados no gráfico da Figura 2.

Figura 2 – Projeção de unidades consumidoras que receberiam os créditos.



Fonte: ANEEL (2017).

Por possuir uma localização geográfica beneficiada pela grande incidência de radiação solar, linhas de créditos exclusivas para este tipo investimento, incentivos fiscais governamentais e uma das tarifas de energia mais elevadas do Nordeste, o investimento financeiro em sistemas de mini e microgeração fotovoltaica passam a serem vistos como economicamente viáveis aos investidores do Estado. Neste sentido, é factível o estudo de viabilidade de implementação de sistemas de geração fotovoltaico aplicados a consumidores residenciais e comerciais no Ceará.

1.2 Objetivos do Trabalho

Nesta seção serão apresentados os objetivos do trabalho, sendo esses divididos em objetivo geral e objetivos específicos.

1.2.1 Objetivo Geral

O presente trabalho tem por principal objetivo, dimensionar um sistema de microgeração fotovoltaico conectado à rede com potência de 41,6kWp na cidade de Itapajé-CE para o suprimento energético de um super mercado.

1.2.2 *Objetivos Específicos*

Levantar os custos para implementação do sistema e, a partir desse, fazer a análise de viabilidade financeira através dos indicadores econômicos Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno e *Payback* Simples e Descontado, além de comparar o investimento feito no projeto com outras aplicações financeiras como o Certificado de Depósito Bancário, Fundos de Renda Fixa e Poupança.

1.3 Justificativa

Diante do cenário de crescimento e incentivo por parte de políticas públicas e privadas, para implementação de sistemas de mini e microgeração fotovoltaica, através das regulamentações e benefícios de compensação energética no Brasil e no Estado do Ceará, é exequível o estudo de dimensionamento desses sistemas aplicados a consumidores de baixa tensão.

1.4 Motivação

A tarifa de energia elétrica do Estado do Ceará é alta e o cliente possui um gasto com energia elétrica mensal bastante elevado, o estudo sobre a implementação de um sistema de microgeração que viesse suprir a demanda de alimentação é uma alternativa para redução de tais custos, e a análise financeira deste, implicará na sua viabilidade econômica.

1.5 Apresentação do Conteúdo do Trabalho

No Capítulo 1, são apresentados os aspectos gerais do trabalho que serviram como motivação para escolha do tema, objetivo e a estrutura do trabalho.

No Capítulo 2, é apresentada uma revisão de bibliografia sobre os conceitos básicos de geração de energia elétrica a partir de geração fotovoltaica, os conceitos de geração distribuída e as normas de regulamentação para implementação desses sistemas em aplicações junto a rede elétrica de distribuição básica no Brasil e no Ceará.

No Capítulo 3, é apresentada toda a metodologia de dimensionamento de um projeto de microgeração fotovoltaica. Desde a análise de irradiação solar no local, o dimensionamento e escolha dos equipamentos adequados para instalação do projeto.

No Capítulo 4, serão apresentadas as simulações de viabilidade econômica do projeto do dimensionado no Capítulo 3, utilizando os métodos tradicionais de estudo de retorno econômico-financeiro: VPL, TIR e *Payback* Simples e Descontado, além da comparação do valor de investimento do projeto com outras formas de aplicações financeiras disponíveis no Brasil.

No Capítulo 5, será apresentada a conclusão do trabalho, contendo um análise final dos resultados obtidos durante o dimensionamento do sistema e análise de viabilidade do projeto e as perspectivas para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo serão apresentados conceitos e definições teóricos sobre a tecnologia que engloba a conexão de geração de energia fotovoltaica a rede elétrica, serão descritos desde os conceitos básicos sobre energia solar até os equipamentos que compõem a geração a partir desta fonte, o conteúdo deste capítulo servirá como base para o desenvolvimento do trabalho. De acordo com REIS (2012), o sol é a fonte primária de energia e todas as outras fontes são derivadas em alguma instância dessa energia. Tudo isso, baseado no fato de que os ventos são formados a partir da radiação solar que induz a circulação atmosférica das massas de ar e o ciclo da água é dado pela evaporação das águas ocasionada pela energia solar. Os combustíveis fósseis: petróleo, carvão e gás natural, são formados a partir de restos orgânicos de animais e plantas, que utilizaram o sol como fonte de energia para seu desenvolvimento.

2.1 Geometria Solar

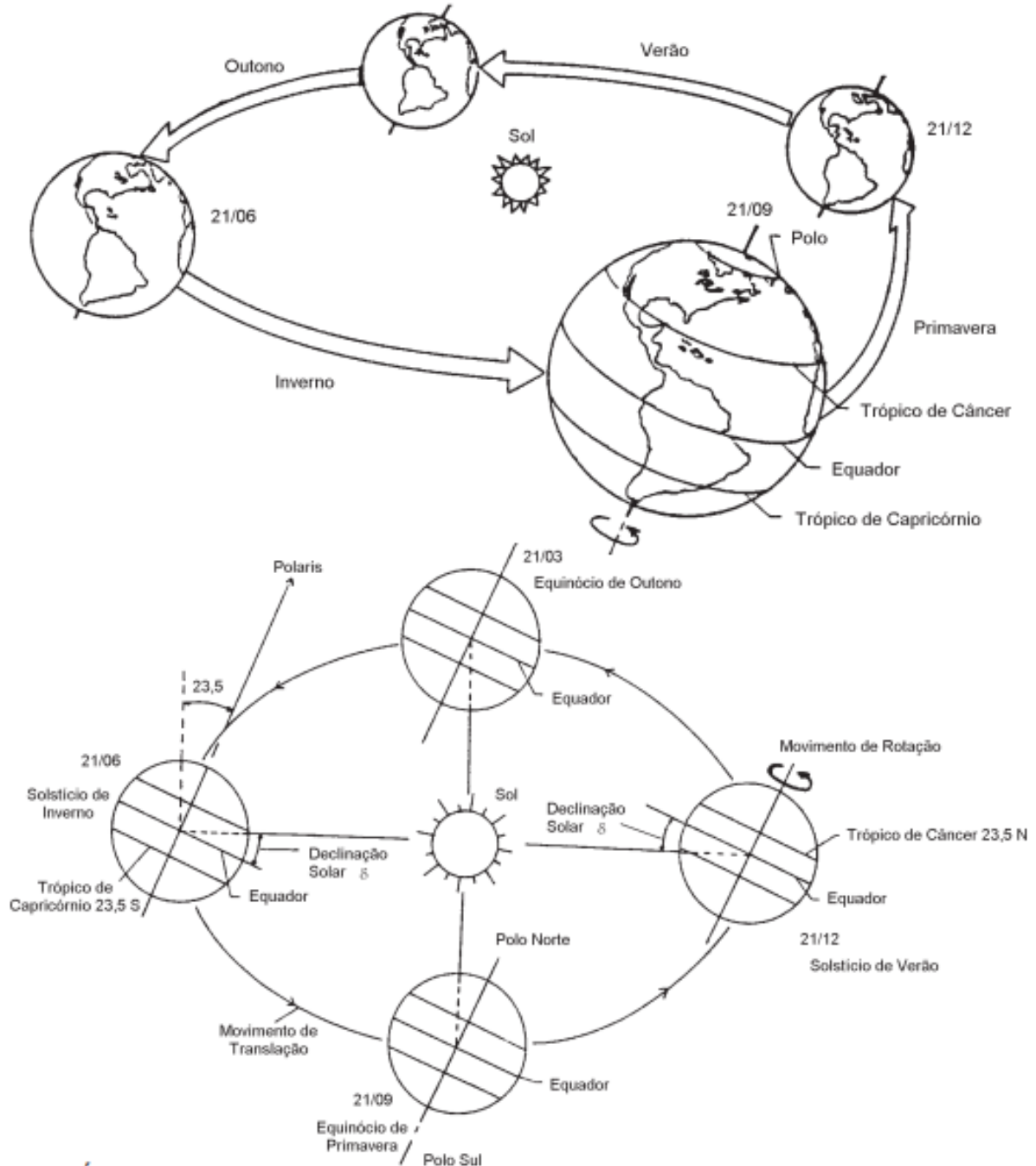
O sol é essencialmente uma imensa esfera composta de gás incandescente e que, no seu núcleo, ocorre a geração de energia através de reações termonucleares. Em torno do sol giram todos os planetas descrevendo uma trajetória elíptica, dentre eles a terra. O movimento de translação da terra possui uma trajetória com inclinação de $23,45^\circ$ em relação ao plano do equador as estações do ano são originadas a partir disso, pois essa inclinação aliada ao movimento de translação são responsáveis pela variação da elevação do sol no horizonte ao longo dos dias (CRESESB, 2014).

O ângulo de Declinação Solar (δ) é o ângulo verificado quando observa-se o sol ao meio dia solar, o ângulo irá variar de $-23,45^\circ$ em 21 de dezembro a $23,45^\circ$, em 21 de junho. Nos dias 21 de março e 21 de setembro onde ocorrem os equinócios de outono e primavera, respectivamente, os raios solares alinham-se ao plano do Equador, ou seja, $\delta = 0^\circ$. Na Figura 3 é mostrada a variação da Declinação Solar em quatro posições da terra ao longo do ano. Pode-se observar que há uma variação na duração dos dias ao longo do ano para regiões diferentes, isso devido a inclinação do eixo da terra. Além disso, pode-se verificar como se dão as estações do ano de acordo com a posição da terra em relação ao sol.

De acordo com a variação da incidência de raios solares na terra, pode-se descrever algumas relações geométricas através de vários ângulos, conforme CRESESB (2004) define:

- Ângulo Zenital (θ_z): é o ângulo descrito como o momento onde o sol incide verticalmente

Figura 3 – Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado de um ângulo de $23,45^\circ$ e formação das estações do ano.



Fonte: CRESESB (2004).

sobre um determinado local.

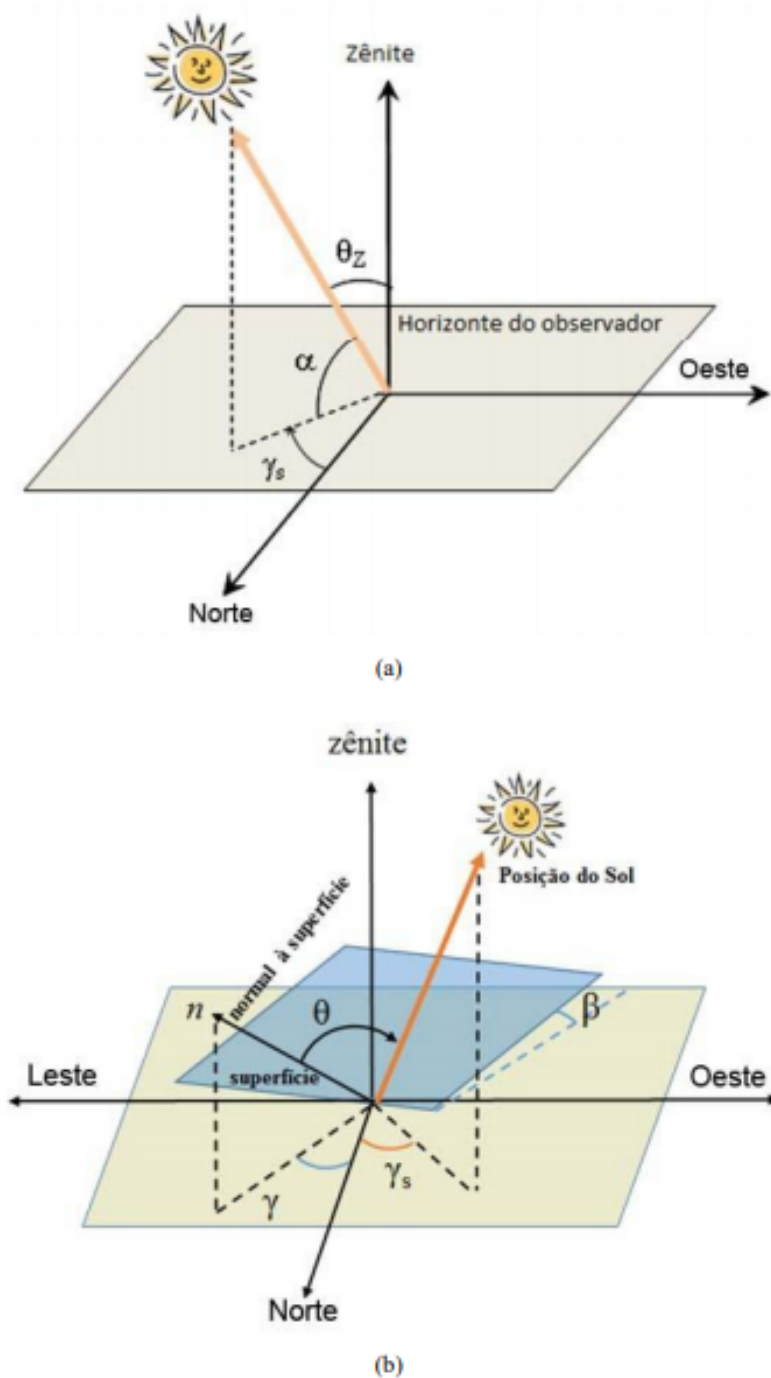
- Altura ou Elevação Solar (α): ângulo formado pelo raios solar incididos sobre o plano horizontal.
- Ângulo Azimutal do Sol (γ_s): o azimute solar, é formado a partir da projeção dos raios solares no plano horizontal na direção Norte-Sul. Varia de $-180^\circ \leq \gamma_s \leq 180^\circ$, sendo o deslocamento tomado convencionalmente a partir do Norte (0°) geográfico.

- Ângulo Azimutal da Superfície (γ): formado através da projeção normal no plano horizontal e a direção Norte-Sul, tendo as mesmas convenções de medidas do azimute solar.
- Inclinação da superfície de captação (β): ângulo da superfície em questão e o plano horizontal.
- Ângulo de incidência (θ): formado a partir da incidência dos raios do Sol e a normal à superfície de captação.
- Ângulo horário do Sol ou Horário Angular (ω): deslocamento angular Leste-Oeste do meridiano do Sol.

Na Figura 4 é apresentado como se dá a formação dos ângulos citados. Na Figura 4(a) são representados os ângulos θ_z e γ_s com representação da posição do Sol em relação ao plano horizontal e na Figura 4(b), é ilustrada a orientação de uma superfície inclinada em relação ao mesmo plano. O Ângulo horário do Sol não é mostrado nessa figura.

Estes ângulos são parâmetros que relacionam os fatores de incidência solar sobre a terra, e ajudam a descrever e elaborar os estudos sobre a maneira na qual os painéis fotovoltaicos serão dispostos nos sistemas de geração.

Figura 4 – (a) Ilustração dos ângulos α , θ_z e γ_s ; (b) Ângulos β , γ_s , γ e θ numa representação de uma superfície inclinada em relação ao mesmo plano.



Fonte: CRESESB (2014).

2.2 Energia Solar Térmica

A energia que um determinado corpo é capaz de absorver a partir da radiação solar incidente é a base para o aproveitamento da energia solar térmica. Vale frisar que o aproveitamento dessa forma de energia engloba não só a forma de captação, através dos coletores,

mas também em como será armazenada.

Os coletores solares são equipamentos que permitem a utilização da energia solar através do aquecimento de fluidos. Estes equipamentos são aquecedores de fluidos, são classificados em função da existência ou não de dispositivos de concentração da radiação solar em coletores concentradores e planos. Os coletores planos são usados em larga escala para aquecimento de água em residências, hospitais e hotéis servindo para economizar o consumo de energia elétrica ou de gás (CRESESB, 2014).

No início da década dw 2000 era uma tendência a utilização de sistemas solares térmicos, pois possuem a possibilidade de serem acoplados em sistema de armazenamento de calor. O que flexibiliza o despacho de energia, pois pode-se fazer o uso do calor para outros outros horários que não coincidem com a incidência solar. Além disso, possuem uma maior eficiência na conversão de energia e uma série de aplicações maior quando comparados aos sistemas fotovoltaicos. Contudo essa tecnologia tem perdido espaço no cenário industrial solar térmico pela queda significativa dos preços dos módulos fotovoltaicos (CRESESB, 2014).

2.3 Energia Solar Fotovoltaica

Nessa categoria de aproveitamento de energia solar é dada pelo efeito fotovoltaico. Nesse efeito é feita a conversão direta de luz em eletricidade para para a obtenção de energia. A unidade fundamental desse processo é a célula fotovoltaica, que é formada a partir de materiais semicondutores. Estas células são interligadas eletricamente e encapsuladas formando um módulo fotovoltaico. As células e módulos fotovoltaicas podem ser classificas em três gerações, a partir das tecnologias de sua produção, que são definidas por Sobrinho (2016) da seguinte maneira:

- 1° geração: as células e módulos fotovoltaicos são divididas em duas cadeias produtivas: Silício Monocristalino (m-Si) e Silício Policristalino (p-Si), é a mais difundida entre as tecnologias representando cerca de 85% do mercado, além de possuir a melhor eficiência dentre as que estão disponíveis comercialmente.
- 2° geração: possui três cadeias produtivas: Silício Amorfo (a-Si), Disseleneto de Cobre e Índio (CIS), Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio (GIGS) e Telureto de Cádmio (CdTe). Devido as dificuldades de disponibilidade dos materiais, a toxicidade do cádmio, vida útil e rendimento das células, essa geração possui uma pequena participação no mercado.
- 3° geração: composta por três cadeias produtivas: células sensibilizadas por corante

(*Dye-Sensitized Solar Cell (DSSC)*), células orgânicas ou poliméricas (*Organic Photovoltaics (OPV)*) e célula fotovoltaica multijunção e célula para concentração (*Concetrated Phovoltaics (CPV)*). Possuem um grande potencial para produção de módulos com altas eficiências mas ainda estão em fase de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

No que tange este conceito da formação de células, as células fotovoltaicas possuem uma vida útil chegando à 25 anos em módulos de silício cristalino, segundo as suas fabricantes. Como existe a necessidade de que os equipamentos e acessórios complementares para os sistemas fotovoltaicos tenham tempo vida vida parecido, tem-se um desafio paralelo para indústria levando a pesquisa para o avanço de sistemas de armazenamento de energia e de condicionamento de potência, muito embora, estes, tenham sofrido grandes avanços de aperfeiçoamento e redução de custos (CRESESB, 2014).

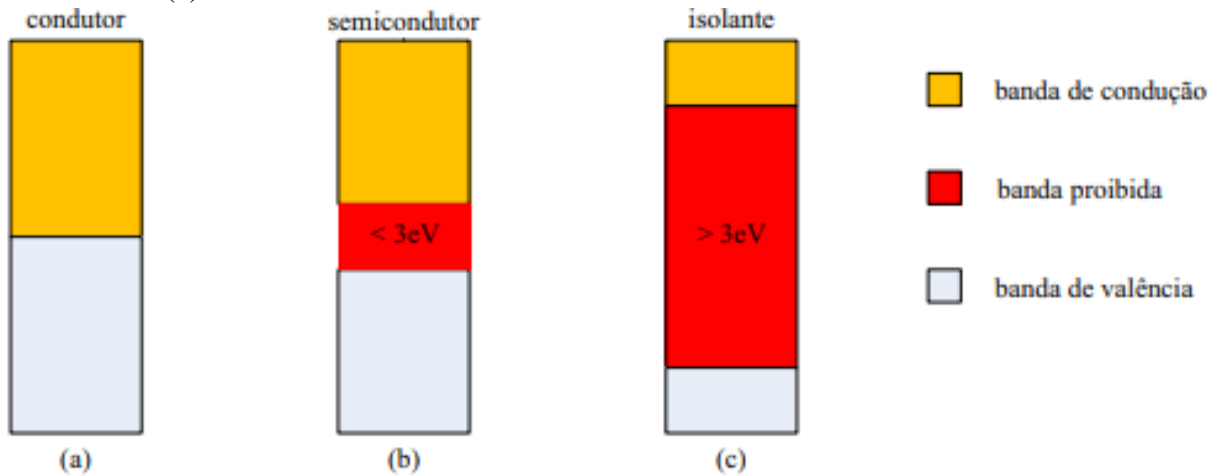
2.3.1 Princípios de Funcionamento da Célula Fotovoltaica

Como dito anteriormente, as células fotovoltaicas são compostas de materiais semicondutores estes materiais são caracterizados por possuírem uma banda de valência totalmente preenchida por elétrons e outra banda de condução que estará "vazia" comportando-se como um isolante quando submetida a temperatura de 0 K (CRESESB, 2014).

Os materiais condutores possuem duas bandas permitidas de energia, uma de condução e outra e valência. Os materiais semicondutores e isolantes possuem uma faixa, denominada de banda proibida (*bandgap*, ou simplesmente *gap*) entre as duas bandas permitidas, indica o quanto o material precisa ser excitado termicamente para que possa entrar em condução. Na Figura 5 é apresentada a estrutura de separação de bandas de energia para condutores, semicondutores e isolantes percebe-se que os materiais semicondutores possuem um gap menor que 3eV, o que os diferenciam dos materiais isolantes que possuem valor maior (CRESESB, 2014).

A existência das bandas de energia nos semicondutores fundamentam a característica intrínseca neles que é o aumento da condutividade com a temperatura através da excitação térmica os elétrons da banda de valência conseguem romper o *gap* de energia passando para a banda de condução, deixando lacunas na banda de valência. Como a maioria dos elétrons voltam a camada de valência, essa característica por si só não garante o funcionamento da célula fotovoltaica. Para que uma célula fotovoltaica funcione é necessário dopar os materiais semicondutores. Essa dopagem consiste na contaminação da rede cristalina do material semicondutor com outros elementos.

Figura 5 – Estrutura de separação das bandas de energia em (a) condutores (b) semicondutores e (c) isolantes.



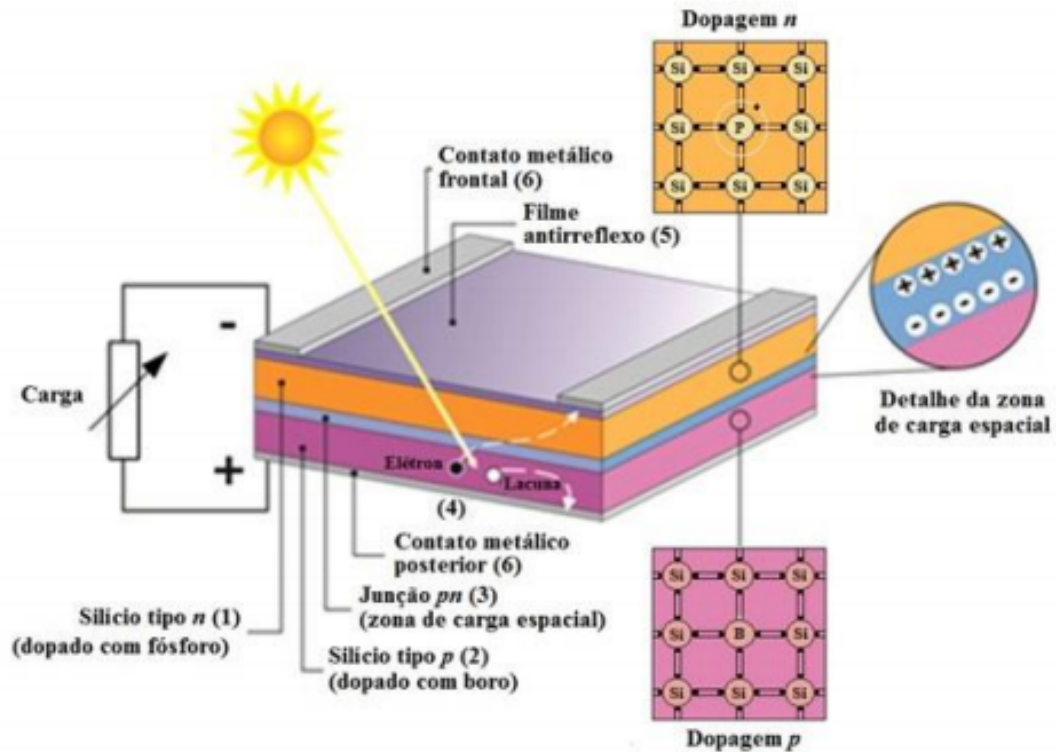
Fonte: CRESESB (2014).

Para a utilização em células fotovoltaicas o silício é normalmente contaminado em sua rede cristalina com Arsênio (As) e Fósforo (P), que possuem um elétron a mais na sua camada de valência ou Alumínio (Al) e Boro (B), esses elementos possuem um elétron a menos nas suas camadas de valência em relação ao silício, a dopagem potencializa o efeito fotovoltaico fazendo com que os elétrons saltem para a banda de condução com pouca energia térmica (*dopante n*) ou deixe uma lacuna (*dopante p*) (BLUESOL, 2018).

A formação da célula fotovoltaica é dada pela ligação entre um *dopante n* e um *dopante p* formando assim uma junção *pn*. Na Figura 6 é mostrado a estrutura física de uma junção *pn* de uma célula fotovoltaica. A camada formada por material do tipo *n* que fica na parte superior da célula é orientada para o Sol, e a camada inferior é formada por material do tipo *p*, o que gera a junção *pn* onde é produzido um campo elétrico que separa os elétrons das lacunas.

A incidência da luz sobre a célula fotovoltaica, faz com que os elétrons livres do material tipo *n* fiquem excitados, passando para a banda de condução onde estará conectado há um condutor metálico ligado as partes superior e inferior da célula os elétrons livres dispostos na parte superior tendem a ocupar os buracos dispostos na parte inferior, desta forma, será gerada eletricidade através da circulação de elétrons no condutor metálico (FILHO, 2017).

Figura 6 – Estrutura básica de uma célula fotovoltaica enfatizando em: (1) região tipo n ; (2) região tipo p ; (3) zona de carga espacial; (4) geração de par elétron-lacuna; (5) filme antirreflexo; (6) contatos metálicos.



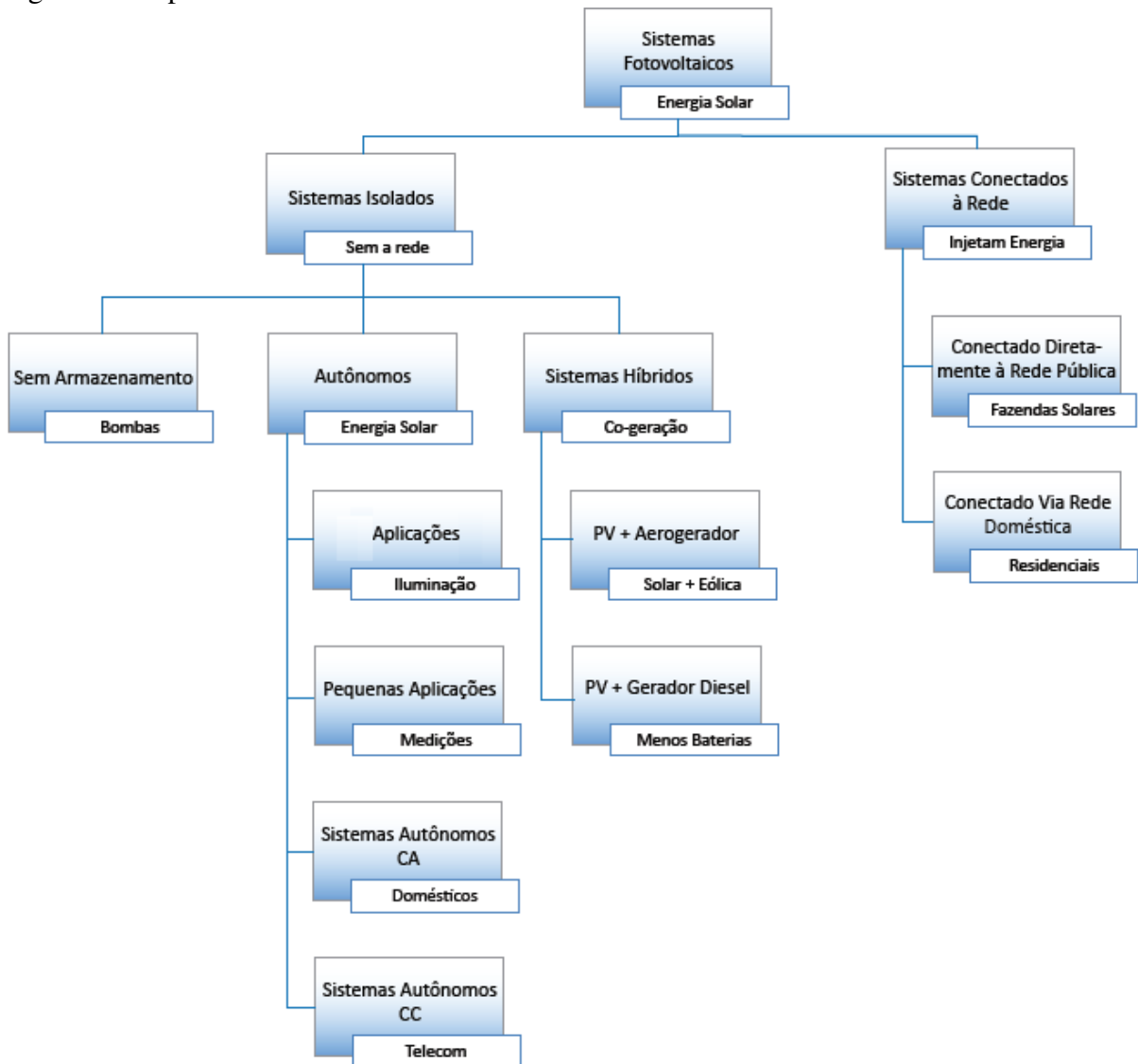
Fonte: Adaptado por CRESESB (2014) *apud* MOEHLECKE A.; ZANESCO (2005).

2.4 Sistemas Fotovoltaicos

Um sistema fotovoltaico são uma fonte de potência elétrica composto de equipamentos que transformam a radiação solar diretamente em energia elétrica. Esse tipo de sistema, pode ser instalado em qualquer localidade que tenha radiação solar suficiente. Possuem uma confiabilidade muito alta, sendo utilizados até mesmo nos locais mais inóspitos como o espaço, desertos e as regiões mais remotas (BLUESOL, 2018).

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em sistema isolados (*Off-Grid*) e sistemas conectados à rede (*On-Grid*), essa classificação é determinada pela forma como é feita a geração ou entrega da energia elétrica. No diagrama da Figura 7 são ilustradas as divisões e características desses sistemas, mostrando a disposição e aplicações de cada tipo de sistema fotovoltaico.

Figura 7 – Tipos de Sistemas Fotovoltaicos.



Fonte: BlueSol (2018).

2.4.1 *Sistemas Isolados*

Os Sistemas Fotovoltaicos Isolados são aqueles em que não há conexão com a rede de distribuição de energia das concessionárias. Eles podem ser classificados em Sistemas Híbridos, Sistemas Autônomos (Puros) e Sistemas Autônomos sem Armazenamento.

O Sistema Híbrido é definido como aquele que atua em conjunto com outro sistema de geração elétrica e pode ou não possuir um sistema de armazenamento de energia.

Sistemas Autônomos (Puros) são aqueles que não possuem outra forma de geração de energia, esses sistemas atuam somente nas horas de sol e possuem armazenadores de energia para os períodos sem sol.

Sistemas Autônomos Sem Armazenamento são aqueles que operam somente nas

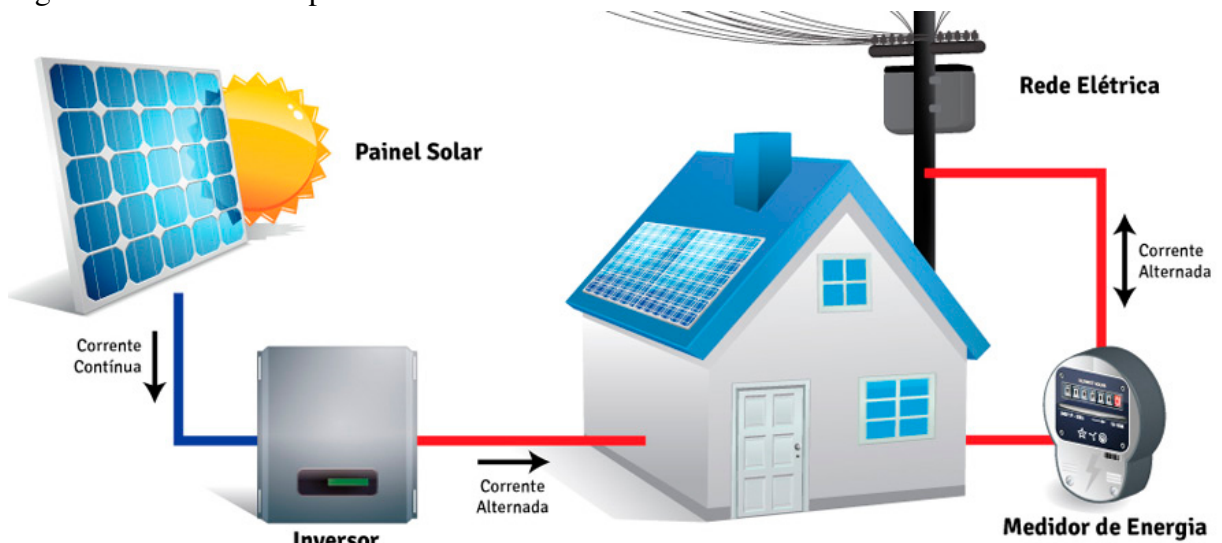
horas de sol, nesses sistemas, não existem acumuladores de energia e são normalmente usados em aplicações de bombeamento de água.

2.4.2 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

Os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCCR) são interligados diretamente na rede de distribuição de energia das concessionárias. Também são conhecidos como sistemas *on-grid* ou *grid-tie* nesses sistemas a energia solar é convertida em energia elétrica e é diretamente injetada na rede ou consumida pela carga, desta forma, não há a necessidade de armazenadores de carga (MARTINS, 2016). Esse tipo de sistema pode ser instalado indústrias, residências e comércios.

Os SFCCR são compostos basicamente de um painel fotovoltaico, cabos, inversor eletrônico CC-CA, Medidor de Energia Bidirecional e equipamentos de proteção. Na Figura 8 é ilustrado esse tipo de sistema e a disposição de seus componentes.

Figura 8 – Modelo simplificado de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.



Fonte: UNIVERSO SOLAR (2015).

2.5 Componentes dos Sistemas Fotovoltaicos

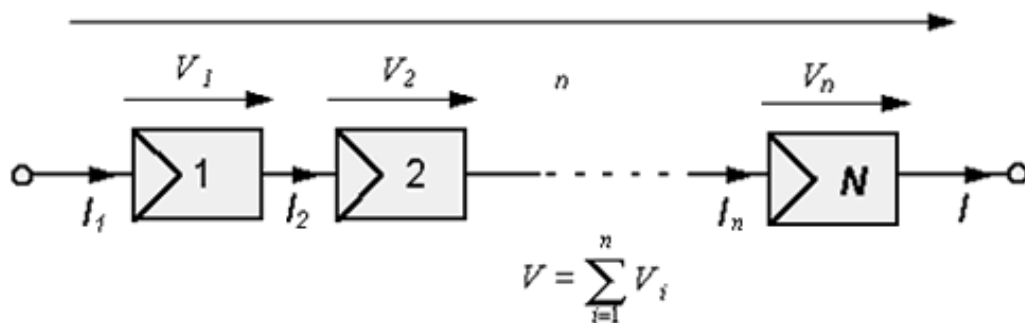
Nesta sessão serão expostos os principais componentes dos sistema fotovoltaicos, que são compostos por um ou mais módulos fotovoltaicos e por um conjunto de equipamentos complementares que serão dimensionados neste projeto:

2.5.1 Módulo Fotovoltaico

As células fotovoltaicas geram em seu ponto de potência máxima uma tensão em torno de 0,4 volts, sendo assim, para obter tensões e correntes em níveis usuais é necessário o agrupamento de várias células, constituindo o módulo fotovoltaico (BRAGA, 2008). As células são eletricamente conectadas umas as outras e o arranjo delas nos módulos pode ser dado em série ou paralelo.

Na ligação série, a conexão é feita de modo que o terminal positivo de uma célula seja conectado ao terminal negativo de outra como ilustrado na Figura 9. Neste tipo de arranjo, a tensão total do sistema é dado pelo somatório das tensões individuais de cada célula e a corrente que circula é a mesma em toda a ligação. Geralmente é utilizado várias células até que a tensão de saída total do sistema seja de 12V (CRESESB, 2017).

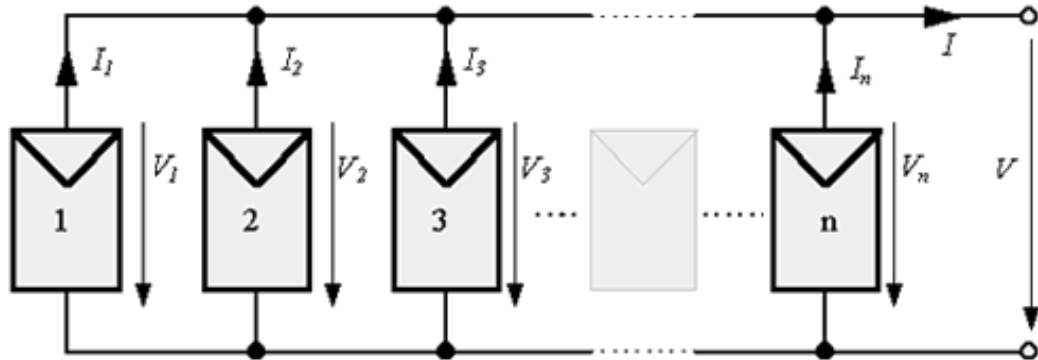
Figura 9 – Representação de células fotovoltaicas conectadas em série.



Fonte: CRESESB (2017).

Uma outra maneira de conectar as células em módulos fotovoltaicos é através da ligação em paralelo. Nessa configuração, as células estarão submetidas há um mesmo nível de tensão e a corrente total do sistema será calculado pelo somatório das correntes individuais que percorrem cada ramo do sistema. Nesta configuração todos os terminais positivos de um conjunto de células serão conectados uns aos outros, da mesma forma serão ligados os terminais negativos. Esse tipo de ligação não é usado habitualmente, pois fornece corrente de até 3A mas uma tensão em torno de 0,7V. Na Figura 10 é ilustrado esse tipo de conexão:

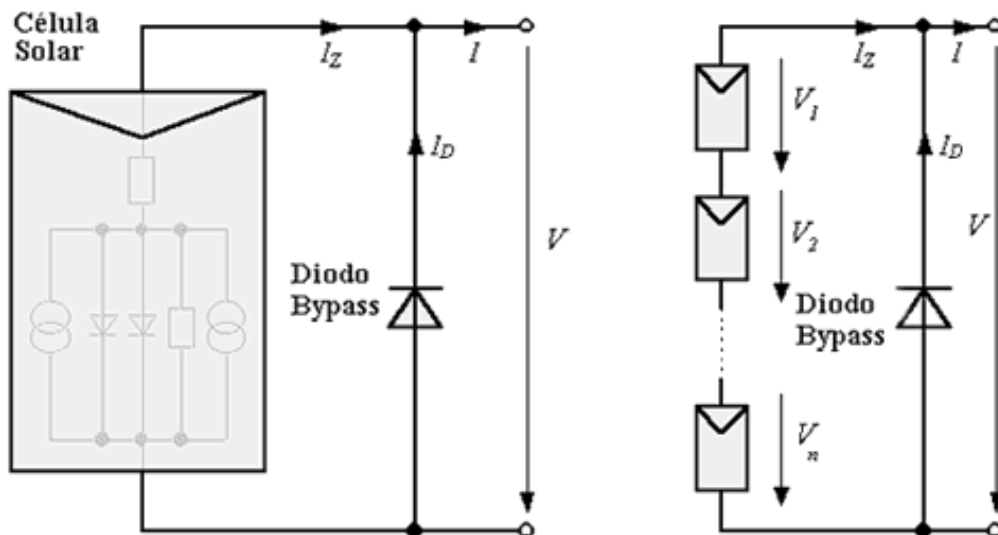
Figura 10 – Representação de células fotovoltaicas conectadas em paralelo.



Fonte: CRESESB (2017).

Por possuírem um contingente de células muito alto conectadas umas as outras, é necessário que existam proteções para eventuais falhas de uma ou mais células do módulo. Algumas vezes, as células são encobertas e passam a prejudicar o rendimento do módulo conectado em série, para contornar o efeito que uma célula defeituosa possa causar sobre todo o sistema, é conectado um diodo de *bypass*, que tem por função fazer a circulação da corrente de uma ou mais células defeituosas limitando a dissipação de potência nesses componentes. A Figura 11 mostra como é conectado o diodo de *bypass*, por fins de economia, normalmente um diodo é conectado a um grupamento de células ao invés de conectar-se um diodo em cada célula.

Figura 11 – Possível ligação de um diodo de *bypass*.



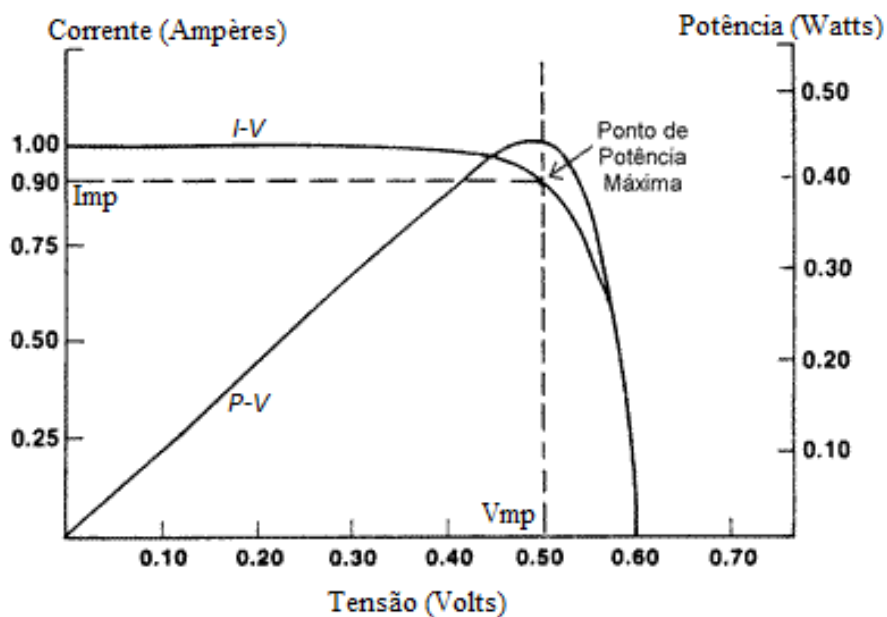
Fonte: CRESESB (2017).

Um outro problema que pode acontecer, é o surgimento de corrente negativa fluindo pelas células neste caso, o módulo começa a consumir mais energia do que gerar. Tal corrente pode ocasionar a perda de eficiência nas células, e em último caso, pode causar a desconexão da

célula do arranjo causando assim a perda total do fluxo de energia do módulo. Para contornar esse problema utiliza-se um diodo de bloqueio ligado aos terminais do módulo fotovoltaico para evitar a circulação dessas correntes reversas (CRESESB, 2017).

O módulo fotovoltaico possui como características fundamentais as curvas $I-V$ e $P-V$ elas podem ser traçadas a partir da condição padrão de $1000\text{W}/\text{m}^2$ e temperatura de 25°C , e indica o funcionamento do módulo em diversos pontos de operação. Na Figura 12, é mostrado o comportamento dessas curvas onde é indicado o ponto de potência máxima de um módulo.

Figura 12 – Curvas $I-V$ e $P-V$ e parâmetros de potência máxima.



Fonte: Adaptada de CRESESB (2017)

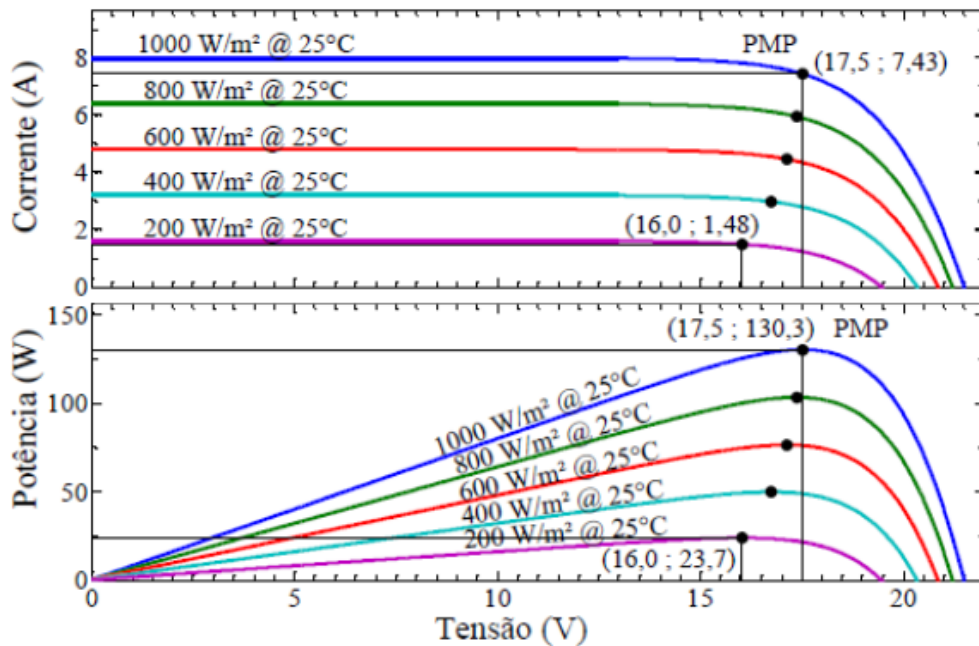
No gráfico $I-V$ cada ponto representa a potência na condição de operação. O ponto de potência máxima é o ponto de funcionamento ideal para o painel fotovoltaico, ele é dado pelo ponto de operação onde a corrente máxima I_{mp} e a tensão máxima V_{mp} interceptam-se. Além das curvas outras características importantes nos módulos fotovoltaicos são:

- Tensão de circuito-aberto (V_{oc}): tensão máxima em um módulo quando não há circulação de corrente;
- Corrente de curto-circuito (I_{sc}): corrente máxima que um dispositivo pode produzir quando a tensão é nula.

A intensidade luminosa e a temperatura das células são os principais fatores que influenciam diretamente nas características elétricas de painéis fotovoltaicos. Na Figura 13 é mostrado o efeito causado pela variação da irradiância solar sobre as curvas $I-V$ e $P-V$, onde pode-se verificar que a corrente elétrica é diretamente proporcional ao aumento da irradiância

solar que está incidindo no módulo.

Figura 13 – Efeito da variação da irradiância solar sobre as Curvas $I-V$ e $P-V$.

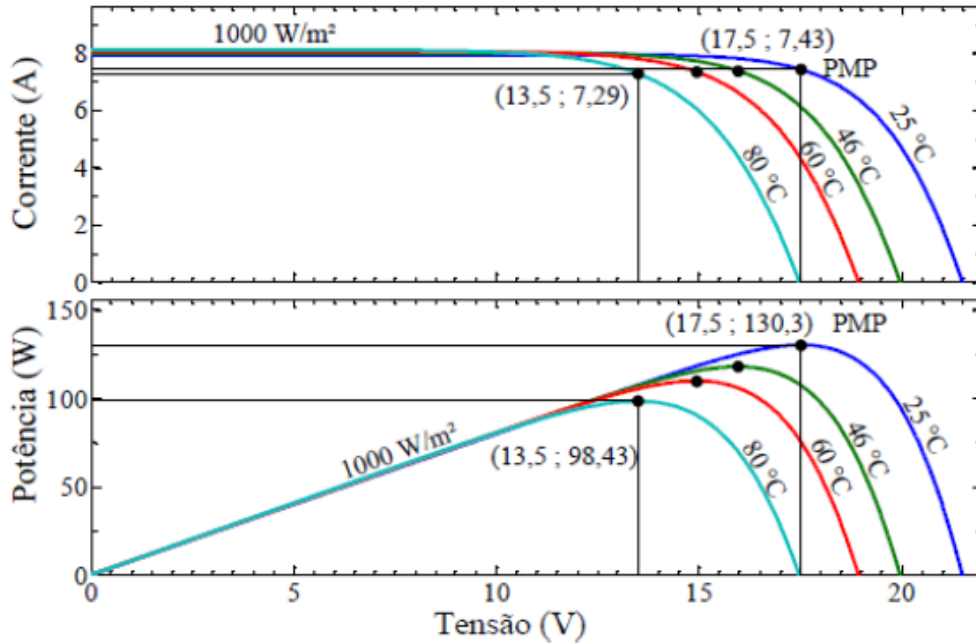


Fonte: MOREIRA (2017).

Um aumento na temperatura do célula irá diminuir a eficiência do módulo, e dessa forma, os pontos de operação para potência máxima gerada também serão diminuídos. Na Figura 14 são mostrados os efeitos causados pelo aumento de temperatura sobre as células do módulo e a variação das curvas $I-V$ e $P-V$, onde pode-se perceber que há uma queda de tensão nas células com esse aumento na temperatura.

Todas as características das curvas $I-V$ e $P-V$ e seu comportamento perante a variação da irradiação solar e da temperatura são disponibilizados nos *datasheets* dos fabricantes.

Figura 14 – Efeito da variação da temperatura sobre as Curvas I - V e P - V .



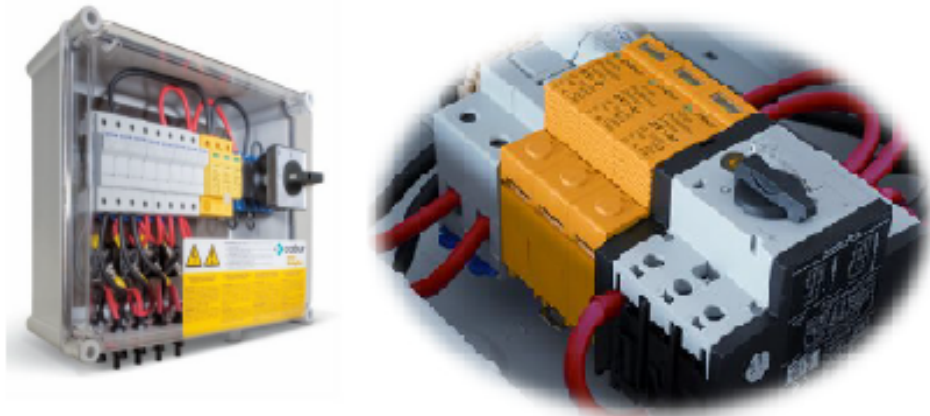
Fonte: MOREIRA (2017).

2.5.2 Caixa de Junção

Consiste basicamente de uma caixa que irá conectar os terminais dos módulos fotovoltaicos aos dispositivos de proteção e posteriormente fará a conexão destes terminais ao inversor.

Nas caixas de junção estão contidos os dispositivos de proteção como por exemplo: fusíveis, diodos de bloqueio, DPS e disjuntores. A Figura 15 ilustra uma caixa de junção comercial e alguns dispositivos de proteção nela contidos.

Figura 15 – Caixa de junção comercial.



Fonte: BlueSol (2018).

2.5.2.1 *Disjuntor*

O disjuntor é um dispositivo largamente utilizado na proteção contra curto-circuitos e sobrecargas. Esse equipamento tem como principais funções a condução e o suporte de corrente elétrica sob tensão máxima nas condições normais de operação e nas condições anormais deverá interromper o circuito, eliminando dessa forma, a falta.

Em sistemas fotovoltaicos são utilizados disjuntores em corrente alternada Corrente Alternada (CA) e corrente contínua Corrente Contínua (CC). Os disjuntores CA são utilizados para isolar o sistema fotovoltaico da rede elétrica, protegendo contra curto-circuitos e sobrecargas. Os disjuntores CC servem para isolar o gerador fotovoltaico do inversor, funcionam de modo a proteger contra falhas e o acionamento em caso de manutenção do sistema (FILHO, 2017).

2.5.2.2 *Dispositivos de Proteção Contra Surtos (DPS)*

Os sistemas fotovoltaicos ficam localizados na parte externa da edificação, sujeitos a receberem descargas atmosféricas ou alterações e distúrbios na rede que causem sobretensão nos condutores. Vistos estes problemas, torna-se necessário a utilização de dispositivos de proteção para impedir que hajam danos aos equipamentos e ao sistema em si. Os DPS são equipamentos utilizados para detectar sobretensões transitórias na rede e desviar as correntes de surto que são empregados nos lados CC e CA do sistema fotovoltaico.

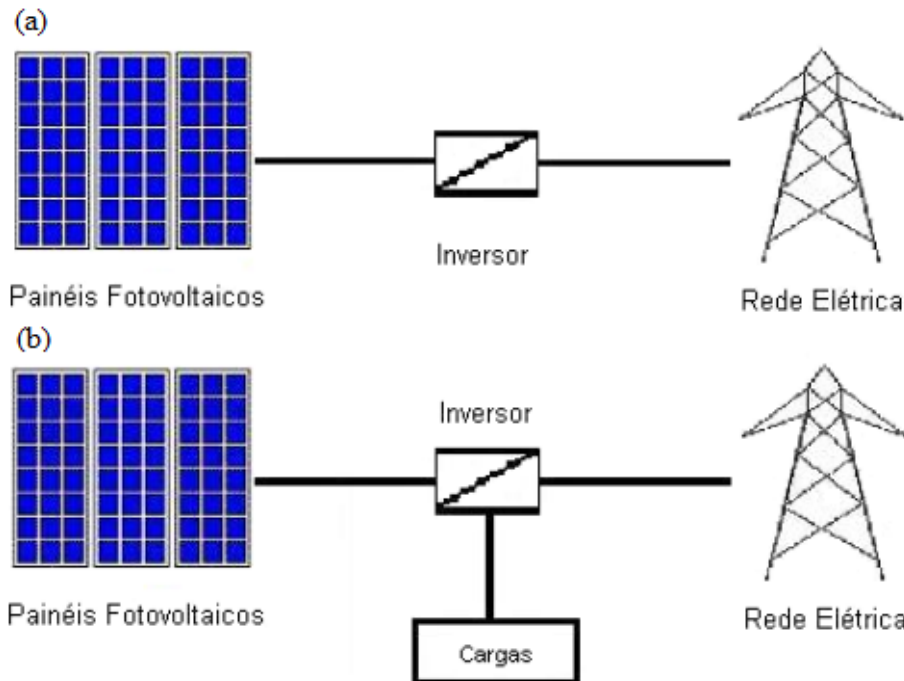
2.5.3 *Inversor*

Os módulos fotovoltaicos geram energia em CC e para que possam ser conectados juntamente a rede elétrica é necessário a utilização de um inversor para converter essa corrente contínua em CA. Esse processo de conversão CC-CA é necessário pois o consumo e a transmissão de energia são normalmente feitas em CA. A Figura 16(a) mostra a configuração de um sistema fotovoltaico interligado diretamente a rede elétrica de modo centralizado, e na Figura 16(b) é mostrado a interligação de modo distribuído conectando o sistema a cargas.

A escolha do inversor correto é fundamental para um bom funcionamento do sistema, pois nos sistemas fotovoltaicos os inversores podem possuir outras funções que podem ser de proteção, registro e otimização. Segundo BlueSol (2018), essas funções são caracterizadas da seguinte forma:

- proteção: proteções contra curto circuito CC e CA, proteções contra inversão polarizada,

Figura 16 – Configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica: (a) centralizado e (b) distribuído.



Fonte: Adaptado de VALENTE (2011).

proteção contra sobrecargas e sobretensões e proteção anti-ilhamento que é a proteção para desconexão da rede;

- registro: possui recursos de armazenamento e envio de dados de geração durante o funcionamento do sistema.
- otimização: possui um seguimento do ponto de máxima potência, fazendo o ajuste automático da tensão de entrada do inversor, de acordo com a tensão do ponto de máxima potência.

2.5.4 Medidor de Energia Bidirecional

Para que ocorra o controle de energia que entra e sai da unidade consumidora é utilizado um medidor de energia bidirecional este equipamento será responsável por atender as recomendações de contabilização do fluxo de energia gerado e consumido no sistema compensação de energia (MARTINS, 2016).

2.6 Geração Distribuída: Regulamentação e Normas de Acesso

O termo Geração Distribuída Geração Distribuída (GD) constitui todo processo de geração de energia elétrica próximo ou no local de consumo e que serão ligados a rede elétrica

pública. No Brasil, a cada ano apresenta-se um maior o contingente de consumidores que passam a integrar esse modelo de geração devido as suas vantagens (FONTES, 2018).

Para que seja possível a implementação desse tipo de geração, é necessário seguir normas e regulamentações apropriadas a esse modelo. Em Abril de 2012, entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL *n*° 482/2012 que foi a primeira à estabelecer regras inferindo ao consumidor o acesso para gerar a sua própria energia elétrica através de fontes renováveis ou cogeração qualificada e a possibilidade de fornecer o excedente para a rede de distribuição local (ANEEL, 2015). A Resolução Normativa vigente atualmente é a REN 687/2015, sendo essa, uma revisão da resolução anterior e contém ainda uma adequação a seção 3.7 do PRODIST.

A atualização propiciou uma redução nos custos e no tempo para a conexão dos sistemas à rede e compatibilizou o Sistema de Compensação de Energia com as Condições Gearias de Fornecimento da REN 414/2010 (SANTOS, 2017).

Através dessa, a ANEEL estabeleceu os conceitos de Microgeração e Minigeração da seguinte forma:

- Microgeração: todo sistema de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis com potência instalada inferior ou igual a 75 quilowatts (kW);
- Minigeração: Sistemas baseados em geração de energia através de fontes renováveis com potência instalada superior a 75 quilowatts (kW) e menor ou igual a 3 megawatts (MW) (para fonte hídrica) e menor ou igual a 5 megawatts (MW) para as demais fontes.

A GD propicia o aumento no suprimento energético do país, reduz as perdas de transmissão e distribuição de energia devido os geradores estarem próximos as cargas, além de postergar os recursos para expansão dos sistemas de transmissão de energia elétrica (FILHO, 2017). No entanto, o aumento de implementações de desse tipo de geração acaba tornando mais complexo o planejamento, a operação e a manutenção do sistema de distribuição por parte das concessionárias de energia.

A Resolução Normativa *n*° 482/2012, estabeleceu o conceito de compensação de energia elétrica. Consumidores que tenham excedente em sua produção de energia gerada por micro ou minigeração poderão injetar o excedente na rede, em que esse excedente se transformará em créditos de energia (kWh), para serem utilizados no abatimento da fatura de consumo por um período de até 60 meses na própria unidade consumidora ou em outra pré-cadastradas (ANEEL, 2016).

Para consumidores do grupo conectados em baixa tensão (grupo B), mesmo que a

energia injetada na rede seja maior que o consumo, o consumidor ainda terá que pagar o custo de disponibilidade de energia, tendo esse um valor equivalente em reais a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). Consumidores do grupo A terão sua fatura zerada em caso da energia consumida ser menor ou igual a quantidade injetada na rede e a parcela da fatura correspondente a demanda contratada será fatura de maneira normal (FONTES, 2018).

No Ceará, a ENEL Distribuição, estabelece através da Norma Técnica NT - 010/2016, os critérios e requisitos mínimos para que um consumidor possa conectar os sistemas de mini e microgeração distribuída ao seu sistema de distribuição. Nela estão contidos as formas de conexão dos clientes a sua rede de distribuição em atendimento monofásico e trifásico, o nível da tensão de entrada do sistema e os principais componentes que devem conter nos sistemas de mini e microgeração como requisito para sua instalação (FILHO, 2017).

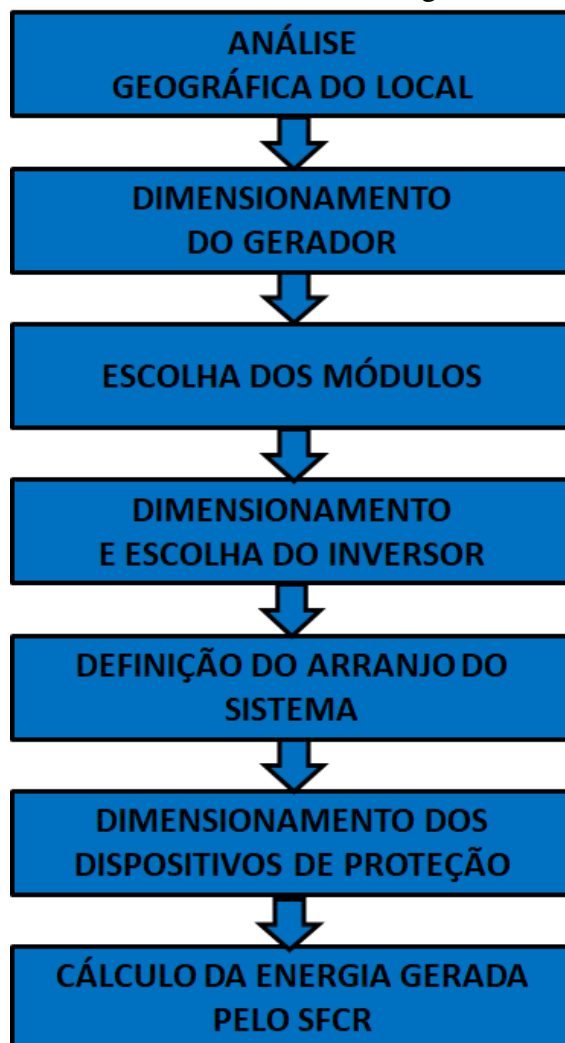
A NT - 010/2016 também determina os elementos de proteção que devem estar obrigatoriamente instalados junto ao sistema de microgeração, esses elementos podem já estarem associados ao inversor escolhido. Esses elementos são: disjuntor termomagnético entre o inversor e a rede de distribuição, elemento de desconexão acionado por proteção, proteções contra sub e sobrefrequência, proteção de sub e sobretensão, sistema de anti-ilhamento e sistema de sincronismo.

3 DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

Neste Capítulo será apresentada a metodologia adotada para dimensionar um sistema de microgeração fotovoltaica de 41,6kWp. Este sistema será utilizado para atender a demanda de uma empresa que atua no setor varejista na venda de produtos em geral na Cidade de Itapajé-CE. Segundo as normas de distribuição de energia da ENEL-CE, essa empresa é vista como consumidor de baixa tensão do Grupo B, Classe 3 (Comercial/Serviços/Outras Atividades), com a alimentação trifásica e com tarifação de consumidor comercial.

Para dimensionar corretamente um SFCR é necessário seguir uma sequência de etapas e estudos, essa sequência é mostrada conforme o diagrama da Figura 17. Todas essas etapas serão mostradas nas próximas Seções.

Figura 17 – Fluxograma de etapas para dimensionamento do gerador.



Fonte: elaborado pelo autor.

3.1 Características do Cliente

3.1.1 Localização

A empresa fica localizada na Rua Manoel Luís da Rocha, no centro da Cidade de Itapajé/CE. Para o bom dimensionamento do projeto faz-se necessário o estudo da localização e as características de irradiação solar do local. A Figura 18 mostra a localização do estabelecimento comercial, que está posicionado em coordenadas Universal Transversa de Mercator Universal Transversa de Mercator (UTM) em: $3^{\circ}41'02.3''S$ e $39^{\circ}35'06.1''W$.

Figura 18 – Localização da empresa.



Fonte: Google Maps (2018).

A empresa possui uma área total de sobre o telhado em torno de $350m^2$. O imóvel se encontra em um local que não possui grandes construções elevadas ou vegetação que possa comprometer o sistema através do sombreamento das células. Sendo assim, os percentuais devido ao sombreamento não serão considerados para o dimensionamento do sistema de microgeração fotovoltaica.

3.1.2 Potencial de Geração Solar do Local

Através da localização geográfica do imóvel, é possível obter o potencial energético desse local através de dados da irradiação solar incidente mensal, feito pelo Instituto Nacional

de Pesquisas Espaciais (INPE) e disponibilizados no *website* da Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB)/Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Nesse *website*, são inseridos os valores de latitude e longitude e através do estudo realizado pelo INPE, são dispostos gráficos e tabelas da região. A Figura 19 mostra os resultados de irradiação média solar mensal para o ano de 2017 e a média anual.

Figura 19 – Dados de irradiação solar na Cidade de Itapajé.

Estação: Itapage
Município: Itapage , CE - BRASIL
Latitude: 3,701° S
Longitude: 39,549° O
Distância do ponto de ref. (3,683953° S; 39,586882° O) :4,6 km

Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]						
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	
Plano Horizontal	0° N	5,07	5,19	5,12	4,67	4,93	4,87	
Ângulo igual a latitude	4° N	4,95	5,12	5,11	4,72	5,06	5,03	
Maior média anual	4° N	4,95	5,12	5,11	4,72	5,06	5,03	
Maior mínimo mensal	9° N	4,78	5,00	5,07	4,77	5,20	5,21	
Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]						
		Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Plano Horizontal	0° N	5,18	5,99	6,36	6,19	5,98	5,44	5,42
Ângulo igual a latitude	4° N	5,34	6,12	6,39	6,12	5,84	5,28	5,42
Maior média anual	4° N	5,34	6,12	6,39	6,12	5,84	5,28	5,42
Maior mínimo mensal	9° N	5,52	6,24	6,39	6,00	5,63	5,07	5,41

Fonte: Adaptado de CRESESB (2017).

Os dados de estudo mostrados na Figura 19 são obtidos pela medição da irradiação em quatro diferentes ângulos de inclinação. A análise destes mostra que quando as médias de irradiação são praticamente iguais mesmo com a variação dos ângulos, para instalação de projeto é recomendado que em locais onde a latitude esteja entre 0° e 4°N os módulos fotovoltaicos sejam posicionados com uma inclinação de 10°.

Para o dimensionamento gerador fotovoltaico serão utilizados os dados de irradiação média da inclinação de maior mínimo mensal, ou seja, 9° que é igual a 5,41kWh/m².dia. A partir disso, é calculado as Horas de Sol Pleno (HSP), fator que indica o número de horas que a irradiação solar deve ser igual a 1kW/m², conforme mostrado na Equação 3.1. Esse fator será utilizado na Seção 3.2 para o dimensionamento do sistema de microgeração.

$$HSP = \frac{5,41 \left[\frac{kWh}{m^2 \cdot dia} \right]}{1 \left[\frac{kW}{m^2} \right]} = 5,41 \cdot \left[\frac{h}{dia} \right] \quad (3.1)$$

3.1.3 Consumo de Energia Elétrica da Empresa

O regime de funcionamento da empresa é dado da seguinte forma: de segunda-feira à sábado no horário de 07h00min horas às 21h00min horas. A carga instalada é composta por refrigeradores e câmara frigorífica ligados de forma ininterrupta durante o dia e a noite em todos os dias, além de computadores, serra elétrica frigorífica, aparelho de som, ventiladores e iluminação, que ficam ligados durante o regime de funcionamento há ainda, outros equipamentos que são utilizados com menor frequência.

Fora verificado o consumo de energia da empresa durante o todo ano de 2017 antes da realização do dimensionamento do sistema de microgeração. A Tabela 1 expõe os dados obtidos através do levantamento feito a partir das contas de energia da empresa e as tarifas utilizadas pela Enel Distribuição Ceará para faturamento do consumo.

Tabela 1 – Histórico de consumo de energia da empresa.

Mês/Ano	Consumo (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	Valor (R\$)
Janeiro/2017	5236	0,71383	3.737,61
Fevereiro/2017	4896	0,71340	3.492,81
Março 2017	5154	0,74871	3.858,85
Abril/2017	4797	0,75709	3.631,76
Mai/2017	4792	0,61472	2.945,74
Junho/2017	4870	0,71340	3.474,26
Julho/2017	4925	0,71956	3.543,83
Agosto/2017	5267	0,72809	3.834,85
Setembro/2017	5597	0,73674	4.123,53
Outubro/2017	5203	0,75166	3.910,89
Novembro/2017	5536	0,71340	3949,38
Dezembro/2017	5438	0,71340	3.879,47
Média	5141		

Fonte: elaborado pelo autor.

No período analisado, a tarifa de energia elétrica teve uma variação de aproximadamente 18,8% e o faturamento oscilou em R\$ 1.177,79, tudo isso, devido a mudança nas bandeiras de tarifação vigente em cada mês durante o período. O consumo médio de energia da empresa no decorrer do ano foi de 5141 kWh.

3.2 Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico

O cálculo para dimensionar a potência total do gerador fotovoltaico é feito primeiramente através do levantamento da demanda de energia que atenda a unidade consumidora de energia, e para isso, é utilizado o HSP e o histórico de energia apresentados anteriormente.

3.2.1 Consumo Diário de Energia Elétrica

Segundo a REN n° 482/2012 da Aneel é necessário o pagamento de um valor pelo custo de disponibilidade da rede de baixa tensão. Para a empresa em questão que é trifásica de baixa tensão, deve-se subtrair o valor de 100kWh da média que mensal. De acordo com a Tabela 1 observa-se um consumo médio de 5141 kWh/mês, pode-se calcular o valor diário de energia consumido pela empresa, sendo assim, o sistema será dimensionado para suprir um consumo mensal de 5041 kWh/mês. Tomando como base um mês de 30 dias o valor de consumo diário é de 168,03 kWh/dia.

De acordo com CRESESB (2014), a potência do sistema fotovoltaico pode ser calculado através da Equação 3.2:

$$P_{FV} = \frac{E/TD}{HSP} \quad (3.2)$$

onde:

- P_{FV} - Potência de pico do gerador fotovoltaico (Wp);
- E - Consumo diário médio anual da edificação ou fração deste (Wh/dia);
- HSP - Horas de Sol Pleno (h);
- TD - Taxa de desempenho (*Performance Ratio*).

A Taxa de Desempenho é uma relação entre o desempenho real do sistema sobre o máximo desempenho possível (CRESESB, 2014). Sendo assim, é um padrão de avaliação da geração do sistema fotovoltaico, onde leva-se em consideração as perdas do sistema. De acordo com (NAKABAYASHI, 2015) para sistemas de microgeração é indicado o uso da Taxa de Desempenho Taxa de Desempenho (TD) igual a 75%, valor adotado neste trabalho.

$$P_{FV} = \frac{168,03k/0,75}{5,41} = 41,41kWp$$

De acordo com a Equação 3.2 é verificado que a potência do sistema de microgeração deverá ser de 41,41kWp para que a demanda de energia dessa empresa seja atendida.

3.2.2 Dimensionamento e Escolha dos Módulos Fotovoltaicos

A escolha do módulo fotovoltaico que será utilizado no projeto é de fundamental importância. Nesse processo, é necessário levar em consideração a garantia, a eficiência e o melhor custo-benefício (R\$/kWp) disponível no mercado. Na Tabela 2 é mostrado o levantamento

de módulos fotovoltaicos disponíveis comercialmente no Brasil, através de lojas *online* para a escolha do módulo que melhor se enquadra-se no sistema de geração proposto:

Tabela 2 – Características dos módulos fotovoltaicos disponíveis no mercado nacional.

Fabricante	Modelo	Potência (Wp)	Eficiência (%)	Custo-benefício (R\$/Wp)
Canadian Solar	CS6U-325P	325	16,72	2,57
Canadian Solar	CSI CS6P-260P	260	15,85	2,74
Lenharo	LMS-PSMONO-310W	310	16	2,85
Renesola	C270M-24/BB5	270	16,7	2,89
Trinasolar	TSM-325pd14	325	16,8	2,72
Yingli	YL275D-30b	270	16,7	2,72

Fonte: elaborado pelo autor.

A análise do custo por kWp no levantamento mostrado na Tabela 2 permite concluir que o módulo Canadian Solar modelo CS6U-325P é o que mais se adequa ao projeto, pois apresenta uma eficiência das mais altas em relação aos módulos analisados, além de possuir um custo bem abaixo dos demais.

O número de módulos ($N_{mdulosFV}$) necessários para geração de 41,41kWp podem ser calculados através da Equação 3.3, que relaciona a potência de pico do gerador fotovoltaico com a potência máxima ou de pico do módulo fotovoltaico (P_{mp}).

$$N_{mdulosFV} = \frac{P_{FV}}{P_{mp}} \quad (3.3)$$

$$N_{mdulosFV} = \frac{41410Wp}{325Wp} = 127,42 \approx 128$$

Sendo assim, serão utilizados 128 módulos fotovoltaicos de 325Wp, que irão gerar 41,6kWp de potência.

Na Tabela 3 são mostradas as principais características e especificações técnicas do módulo CS6U-325P, no Anexo A está contido o *datasheet* deste equipamento que contém as outras especificações.

Os 128 módulos fotovoltaicos irão ser posicionados no telhado e cobrirão uma área de 249,9m² segundo os cálculos feitos no *software* PV*SOL 2018 R4, ver (VALENTIN, 2018). Essa área de ocupação dos painéis está de acordo com o tamanho disponível no telhado que é 350m², como já mencionado anteriormente.

Tabela 3 – Principais especificações técnicas do módulo CS6U-325P.

Potência	325Wp
Dimensões	1960x992x40mm
Potência Máxima (P_{mp})	325Wp
Corrente Máxima (I_{mp})	8,78A
Tensão Máxima (V_{mp})	45,5V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	9,34A
Tipo	Policristalino

Fonte: elaborado pelo autor.

3.2.3 Dimensionamento do Inversor

Nas Seções anteriores foi dimensionado o gerador fotovoltaico e visto que o mesmo será composto por 128 módulos fotovoltaicos com potência total de 41,6kWp. Esse gerador será conectado a rede através de um inversor e esse, terá que estar na faixa recomendada para tal aplicação. O inversor, nesse sistema, terá como principal função converter a energia elétrica gerada em CC pelo módulos fotovoltaicos para CA. A função secundária será a de garantir a segurança do sistema e gerar dados para o monitoramento de desempenho do sistema.

O inversor escolhido para o sistema foi o Inversor Grid-Tie 40kW RefuSol REFU40.0. Essa escolha se deu levando-se em consideração o custo-benefício e as aplicações suportadas pelo inversor. Quanto maior a potência do dispositivo escolhido, menor será o custo relativo (R\$/ 1kWp). Na busca por outros inversores, não foram encontrados disponíveis no mercado outros inversores com mesma faixa de potência que adequassem a faixa de aplicação do projeto, além disso, esse inversor possui características compactas, conexão *Ethernet* que permite a comunicação entre o inversor e um computador para a obtenção de dados em tempo real sobre a geração de energia do sistema.

Esse equipamento ainda atende a regulamentação dos dispositivos de proteção exigidos pela NT - 010/2016 da Eneel Distribuição que para sistemas de microgeração fotovoltaica que são: sistema de anti-ilhamento, disjuntor CC, proteção contra sub e sobrefrequência, proteção de sub e sobretensão e sistema de sincronismo com a rede.

Segundo (GREENPRO, 2004), o inversor deve ter fator de dimensionamento de inversor (FDI) na faixa de 0,75 a 1,2. Esse fator deve ser calculado conforme a Equação 3.4, e é dado pela relação entre a potência nominal do inversor (P_{inv}) e a potência nominal do gerador

fotovoltaico (P_{FV}).

$$FDI = \frac{P_{inv}}{P_{FV}} \quad (3.4)$$

$$FDI = \frac{40kW}{41,6kW} = 0,9615$$

O *datasheet* do inversor consta no Anexo B. O REFU40.0 possui todos os certificados exigidos pelas normas de segurança e suas principais características são:

- potência fotovoltaica recomendada (kWp): 40kWp;
- corrente máxima da entrada: 84,0A;
- faixa de variação da tensão: 490V a 850V;
- número de Rastreadores MPP: 1;
- número de terminais de entrada em CC: 08 positivos e 08 negativos em cada entrada MPPT (Conectores Phoenix Sunclix);
- conexão à rede: 320V a 480V;
- variação da frequência: 50,0Hz a 65,0Hz;
- dimensões (AxLxC): 76,0cmx82,0cmx30,0cm;
- peso: 74,0Kg;
- grau de proteção: IP 65;
- temperatura de operação: -25°C a +55°C;
- eficiência: 98,2%.

3.2.4 Configuração de Ligação do Sistema Fotovoltaico ao Inversor

O sistema de microgeração será composto por 128 módulos fotovoltaicos e um inversor de 40kW, e para que funcione adequadamente é necessário que seja determinado o melhor arranjo dos módulos e sua conexão ótima com o inversor.

De acordo com GREENPRO (2004) a amplitude da tensão de entrada no inversor será resultado do somatório das tensões individuais dos módulos em série em uma fileira. Para determinar a tensão do módulo e a tensão total do gerador é necessário dimensionar o sistema em níveis extremos de operação, pois esses parâmetros dependem da temperatura. Sendo assim, para efeito de cálculos de dimensionamento serão utilizados os valores de -10°C e +70°C.

O número máximo de módulos ligados em série (n_{max}) será calculado para garantir que a soma das tensões dos módulos não ultrapasse a tensão máxima de entrada CC do inversor isso é definido pela Equação 3.5 que relaciona a máxima tensão de entrada CC do inversor ($V_{max,cc}$) e a tensão de circuito aberto do módulo à temperatura de -10°C $V_{oc(-10^{\circ}\text{C})}$. A tensão de circuito aberto à essa temperatura será dada pela especificação do *datasheet* mostrado no Anexo A que e é dado pela variação da tensão em função da temperatura e a tensão máxima CC do inversor foi obtida a partir do *datasheet* do Anexo B, sendo assim:

$$V_{oc(-10^{\circ}\text{C})} = 45,5 + 35(0,0031 * 45,5) = 50,43\text{V}$$

$$n_{max} = \frac{V_{max,cc}}{V_{oc(-10^{\circ}\text{C})}} \quad (3.5)$$

$$n_{max} = \frac{1000\text{V}}{50,43\text{V}} = 19,83$$

Quando no verão, o sistema é submetido a elevados níveis de radiação, a tensão nos terminais pode cair e ser inferior as condições de referência de Máximo Ponto de Potência Máximo Ponto de Potência (MPP) mínima do inversor, isso pode no pior dos casos ocasionar o corte do inversor. Para contornar esse problema, o sistema deve ser dimensionado de modo que, o número mínimo de módulos distintos ligados em série numa fileira (n_{min}), seja resultado da relação entre a mínima tensão MPP do inversor ($V_{mpp,min}$) e a tensão de máxima potência do módulo à temperatura 70°C ($V_{mp(70^{\circ}\text{C})}$), conforme a Equação 3.6. Esse valor $V_{mp(70^{\circ}\text{C})}$, é fornecido no Anexo A para as condições padrões de teste (STC), sendo igual a 37V. Porém, segundo (GREENPRO, 2004), essa tensão cairá 18% quando submetido a temperatura de 70°C , sendo igual a 30,34V. A $V_{mpp,min}$ é dada pelo Anexo B e é igual a 490V, portanto:

$$n_{min} = \frac{V_{mpp,min}}{V_{mp(70^{\circ}\text{C})}} \quad (3.6)$$

$$n_{min} = \frac{490\text{V}}{30,34\text{V}} = 16,15.$$

Através das Equações 3.5 e 3.6, sabe-se que o número máximo e mínimo de módulos por fileira nesse projeto será de aproximadamente 19 e 17 respectivamente. Então, para esse

sistema será utilizado uma configuração que terá 5 fileiras com 18 módulos conectados em série e 2 fileiras com 19 módulos conectados em série, totalizando dessa forma, 7 fileiras.

Para que a corrente máxima CC do inversor não tenha seu limite ultrapassado, é necessário limitar o número de fileiras em paralelo. O maior número de fileiras conectadas em paralelo ($N_{fileiras}$) é dado pela razão entre a corrente máxima CC do inversor ($I_{max,cc}$) pela corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico em STC (I_{SC}) (CRESESB, 2014).

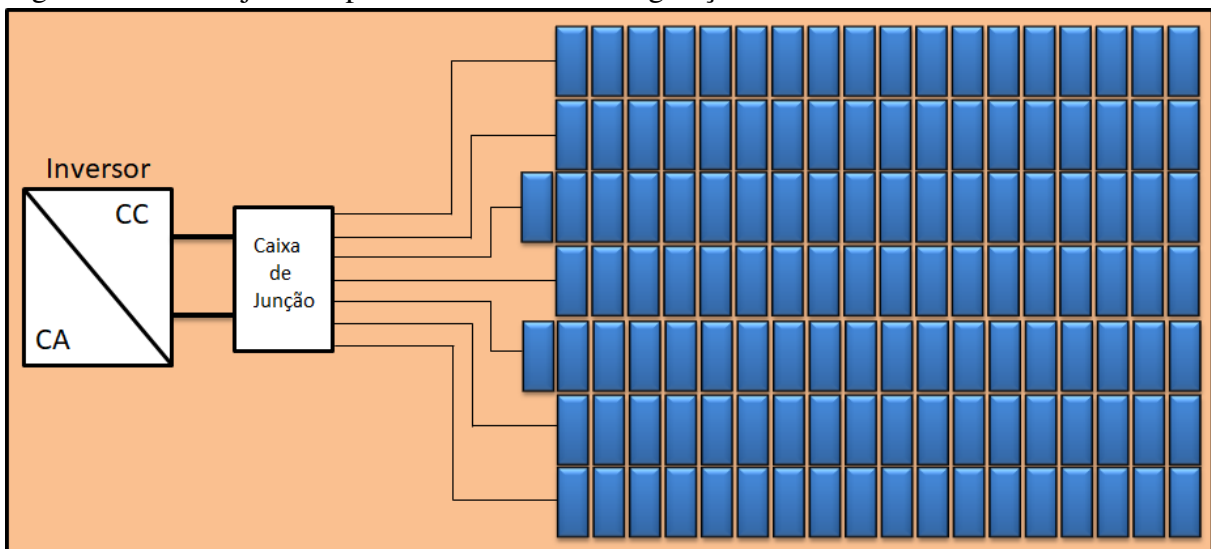
Através Anexo A, sabe-se que I_{SC} é igual a 9,34A e do Anexo B observa-se que $I_{max,cc}$ é 84A, sendo assim, o número de fileiras conectadas em paralelo é obtido através da Equação 3.7:

$$N_{fileiras} = \frac{I_{max,cc}}{I_{SC}} \quad (3.7)$$

$$N_{fileiras} = \frac{84A}{9,34A} = 8,99.$$

Diante dos cálculos expostos anteriormente retira-se que a configuração ideal do sistema é a ligação de 18 módulos em série 5 fileiras e 19 módulos ligados em série em 2 fileiras, sendo feita a ligação em paralelo destas 7 fileiras com o inversor. Tal configuração, é ilustrada na Figura 20.

Figura 20 – Arranjo ideal para o sistema de microgeração fotovoltaica.



Fonte: elaborado pelo autor.

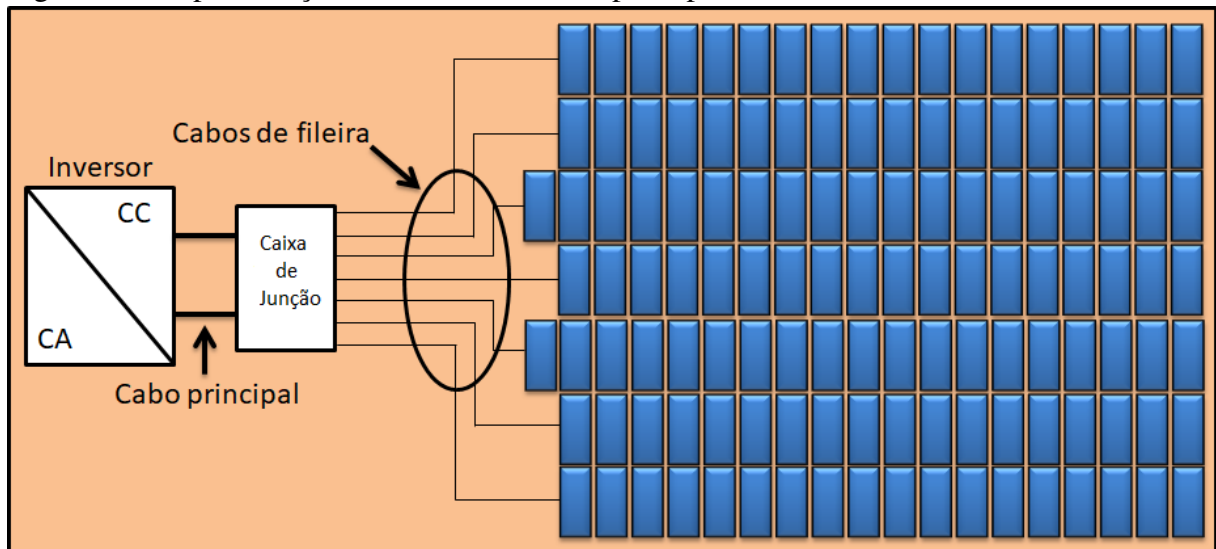
3.2.5 Dimensionamento dos Condutores

Nesta Seção serão exposto os cálculos para o dimensionamento dos condutores CC que interligam os painéis a caixa de junção e dela ao inversor e os condutores CA que conectam o inversor a rede. Para este dimensionamento são levados em consideração três critérios fundamentais: o cumprimento dos limites fixados pela tensão nominal e pela intensidade de corrente máxima admissível do cabo, e a minimização das perdas na linha.

3.2.5.1 Dimensionamento dos Condutores CC

Os condutores CC são os cabos de fileira, que interligam os módulos a caixa de junção e os cabos principais, que ligam a caixa de junção do gerador ao inversor. O dimensionamento destes, será dado conforme a Norma Alemã IEC 60364-7-712 como sugere (GREENPRO, 2004). Na Figura 21 são mostrados os cabos CC que deverão ser dimensionados:

Figura 21 – Apresentação dos cabos CC: cabo principal e cabos de fileira.



Fonte: elaborado pelo autor.

O condutor CC segundo a norma IEC 60364-7-712 deve ser dimensionado para suportar até 1,25 vezes a corrente de curto-circuito do gerador operando em STC, como mostrado na Equação 3.8.

$$I_{max} = 1,25 \cdot I_{sc(70^{\circ}C)} \quad (3.8)$$

Segundo as especificações do *datasheet* contido no Anexo A, o valor de $sc(70^{\circ}C)$ é

9,56A, sendo assim:

$$I_{max} = 1,25 \cdot 9,56 = 11,95A.$$

Através desse valor de corrente máxima, é possível dimensionar a seção transversal do cabo de fileira ($S_{cabofileira}$) através da Equação 3.9, que relaciona o comprimento total da fileira (L), a tensão de máxima potência da fileira de ($V_{mp(fileira)(70^{\circ}C)}$), a condutividade térmica do condutor para $70^{\circ}C$. Foi utilizado um fator de queda de tensão de 1% para o sistema.

$$S_{cabofileira} = \frac{2 \cdot L \cdot I_{max}}{0,01 \cdot V_{mp(fileira)(70^{\circ}C)} \cdot K}. \quad (3.9)$$

Nas seções anteriores foi calculado 30,34V para o valor da tensão máxima para um único módulo fotovoltaico em *Standard Test Conditions Standard Test Conditions* (STC), como as fileiras possuem 18 e 19 módulos em série, a tensão total será dado pelo somatório das tensões individuais de cada módulo e será igual a 546,12V e 576,46V para as fileiras com 18 e 19 módulos conectados em série, respectivamente. O comprimento total da fileira será 45 metros para a fileira com maior número de módulos e 40 para o arranjo com 18 módulos e como é utilizado o cobre nos condutores, a condutividade térmica é igual a 48 [$m/\omega \cdot mm^2$], diante disso, a seção transversal para as fileiras será:

$$S_{cabofileira(18)} = \frac{2 \cdot 40 \cdot 11,95}{0,01 \cdot 546,12 \cdot 48} = 3,65mm^2.$$

$$S_{cabofileira(19)} = \frac{2 \cdot 45 \cdot 11,95}{0,01 \cdot 576,46 \cdot 48} = 3,89mm^2.$$

Os valores padrões (*standart*) para adoção de seção transversal são $2,5mm^2$, $4mm^2$, $6mm^2$, $10mm^2$, $16mm^2$, entre outros. Os valores das seções encontradas deverão ser dimensionados para o valor ligeiramente maior as seções transversais *standart*, sendo assim, será utilizado condutores com seção de $4mm^2$ para todos os cabos de fileira.

A corrente que passará pelo cabo principal será igual ao somatório de todas as correntes que circulam nas 7 fileiras conforme mostrado na Equação 3.10, visto isso, o dimen-

sionamento do cabo principal será feito conforme a Equação 3.11, onde será considerado uma distância de 12 metros entre a caixa de junção e o inversor.

$$I_{principal} = 7.1,25 \cdot I_{sc(70^{\circ}C)} = 104,56A. \quad (3.10)$$

$$S_{caboprincipal} = \frac{2.12.104,56}{0,01.576,48.48} = 9,07mm^2. \quad (3.11)$$

De posse desses valores, para o condutor principal CC será usado um cabo com seção transversal de $10mm^2$.

Os cabos CC utilizados na implementação do projeto serão os cabos ExZHel-lent*Solar, fabricados pela a empresa *General Cable*. Podem resistir a exigentes condições ambientais, composto por cobre estanhado flexível, encordoamento classe 5, isolamento por elastômero termofixo e capaz de suportar até 1.8kV CC. O condutor positivo será representado pela cor vermelha e o condutor negativo será representado pela cor preta. Pela NBR-5410:2004, os condutores de proteção terão as mesmas seções dos condutores de fase, o qual será representado pela cor verde. Serão utilizados para proteção dos condutores eletrodutos de 2 polegadas de PVC do tipo rosqueado.

3.2.5.2 Dimensionamento dos Condutores CA

Os condutores que interligam a rede elétrica de distribuição normal ao inversor deve ser dimensionado conforme a NBR-5410/2004, e segundo isso, leva-se em consideração dois critérios: o de capacidade de condução de corrente e o critério de queda de tensão.

O condutor utilizado será de cobre com isolamento em Cloreto de Polivinila (PVC) $70^{\circ}C$, com método de instalação de condutores isolados em eletroduto aparente com seção circular sobre a parede (método B1).

Conforme o Anexo B, a corrente de saída máxima do inversor ($I_{max,ca}$) será de 59A, esse será o valor adotado para o dimensionamento das seções dos cabos. Essa corrente deverá ser corrigida através dos fatores de correção.

O primeiro é o Fator de Correção de Temperatura (FCT), que considera a temperatura do meio onde os condutores estarão instalados. O outro fator é o Fator de Correção de Agrupamento (FCA), que discrimina o número de condutores carregados em um eletroduto.

Neste projeto, será utilizado como padrão a temperatura de 30°C , o que corresponde a um FCT igual a 1. O FCA será 0,7 para três condutores carregados com método de instalação B1, segundo consta na NBR 5410/2004. Sendo assim, a corrente corrigida ($I_{\text{corrigida}}$) é calculada conforme a Equação 12.

$$I_{\text{corrigida}} = \frac{I_{\text{max,ca}}}{FCT.FCA} \quad (3.12)$$

$$I_{\text{corrigida}} = \frac{59}{1,0,7} = 84,3\text{A}$$

No Anexo C, consta a tabela que relaciona a corrente corrigida com a seção mínima apropriada a ela, de acordo com a NBR 5410/2004. Verifica-se então que a seção do condutor CA conforme o critério de capacidade de condução de corrente será igual a 25mm^2 .

O dimensionamento pelo critério de queda de tensão é feito, de maneira a calcular se seção sofrerá uma queda de tensão entre seus terminais de acordo com os valores estabelecidos pela NBR 5410/2004 para isso, é utilizada a Equação 3.13, que define a taxa de queda de tensão $\Delta V(\%)$, como sendo uma relação entre a resistividade do material condutor (ρ), que nesse caso, é o cobre, o comprimento do circuito CA (l), a corrente de projeto (I_P), a seção adotada para o condutor do circuito (S_{AC}) e a tensão (V). Para este cálculo, foi considerado um comprimento de circuito de 25 metros.

$$\Delta V(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot l \cdot I_P}{S_{AC} V} \cdot 100 \quad (3.13)$$

$$\Delta V(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot \frac{1}{56} \cdot 25 \cdot 59}{25 \cdot 380} \cdot 100 = 0,48\%$$

A queda de tensão deve ser menor que 4% segundo a NBR 5410/2004, como visto na Equação 3.13 ela é igual 0,48% , sendo assim, a seção adotada para os condutores CA será de 25mm^2 . Os condutores de fase serão representados pela cor vermelha. O condutor de proteção e o neutro terão a mesma seção que os condutores de fase e serão representados pelas cores verde e azul, respectivamente. Os eletrodutos escolhidos para proteção dos cabos serão de rígido de PVC do tipo rosqueado de 3 polegadas.

3.2.6 Dimensionamento dos Dispositivos de Proteção

Nesta Seção, serão dimensionados os dispositivos de proteção que serão utilizados no sistema de microgeração fotovoltaica, para garantir a confiabilidade e a segurança de equipamentos e de pessoas. Este dimensionamento será feito a partir da NT-010/2016 da Enel Distribuição Ceará.

3.2.6.1 Disjuntor CC

A NT-010/2016 da Enel Distribuição estabelece a necessidade de proteção do lado CC do sistema de microgeração fotovoltaico através da utilização de um disjuntor CC. Esse irá atuar na proteção do sistema contra eventuais falhas que venham a ocorrer no sistema que podem ser originadas através de curto-circuitos ou sobrecargas, para fazer o isolamento do gerador do inversor. O Inversor Grid-Tie 40kW RefuSol REFU40.0, que será utilizado no projeto, já possui um disjuntor CC integrado em sua configuração perfazendo desnecessário o uso de outro disjuntor CC para esse sistema.

3.2.6.2 Disjuntor CA

Para a aplicação do sistema é necessário o uso de um disjuntor termomagnético entre o inversor e a rede de distribuição segundo a NT-010/2016. Este dispositivo será responsável pela proteção do sistema contra sobrecorrente e sobrecarga.

O dimensionamento de um disjuntor CA é estabelecido conforme a NBR - 5410/2004, que indica que a corrente nominal do disjuntor ($I_{disjuntor}$) deverá ser maior ou igual a corrente de projeto (I_P) e menor ou igual a corrente de capacidade de condução do condutor ($I_{condutor}$), como mostrado na Equação 3.14.

$$I_P \leq I_{disjuntor} \leq I_{condutor} \quad (3.14)$$

A I_P igual a máxima corrente de saída do inversor, que como visto anteriormente, é 59A. Um condutor de $25mm^2$ com método de instalação B1 possuindo 3 condutores carregados e isolamento em PVC possui a capacidade de conduzir até 89A. Sendo assim, a $I_{disjuntor}$ deve estar no intervalo de 59A e 89A. Será utilizado um disjuntor de 80A 3P EZC100N da *Schneider Electric* para o sistema.

3.2.6.3 Dispositivo de Proteção Contra Surtos

Os DPS são equipamentos largamente utilizados em instalações elétricas, sejam elas residenciais, comerciais, industriais ou hospitalares. Estes dispositivos são os elementos responsáveis pela proteção de instalações elétricas e dos equipamentos eletroeletrônicos contra surtos, sobretensões ou transientes diretos ou indiretos.

De acordo com a NT - 010/2016 da Enel, não é de caráter obrigatório o uso do DPS como elemento de proteção em sistemas de microgeração fotovoltaico, porém pelas suas características e para uma maior segurança eles serão utilizados para o lado CC e para o lado CA deste sistema.

A NBR - 5419/2015, estabelece que o valor da tensão de operação contínua do DPS não pode ser menor que a tensão de operação do sistema. O dimensionamento do DPS para o lado CC é definido por (GREENPRO, 2004), que de acordo com a Equação 3.15 indica que a tensão de operação contínua do DPS (V_{DPS}) deve ser maior ou igual ao produto do número de módulos conectados em série na fileira ($N_{mod\ fileira}$) pela tensão de circuito aberto em um módulo fotovoltaico (V_{oc}) e por um fator de 1,2. Dessa forma:

$$V_{DPS} \geq 1,2 \cdot N_{mod\ fileira} \cdot V_{oc} \quad (3.15)$$

Como o sistema possui fileiras com 19 e 18 módulos em série, será necessário dimensionar dois valores de tensão de operação. A tensão de circuito aberto é 45,5V para um único módulo, sendo assim:

$$V_{DPS18} \geq 1,2 \cdot 18 \cdot 45,5 = 982,8V$$

$$V_{DPS19} \geq 1,2 \cdot 19 \cdot 45,5 = 1037,4V$$

Visto isso, verifica-se que o valor da tensão de operação contínua do DPS deverá ser maior ou igual que 982,8V para as fileiras com 18 módulos conectados em série e 1037,4V para as fileiras com 19 módulos.

Para o lado CA a NBR 5419/2015 especifica que o valor da tensão contínua de operação do DPS seja 1,1 vezes maior que a tensão fase-neutro de operação da rede. Como a tensão de fase neutro é 220V, logo o valor de V_{DPS} deve ser igual ou superior a 242V.

A (GREENPRO, 2004), indica que devem ser instalados DPSs classe II, para ambos os lados do inversor, e que a corrente de descarga para ambos os lados deve ser de pelo menos 1kA por cada unidade de potência instalada (kWp).

Para o lado CA será utilizado um DPS com corrente de descarga de 40kA e com tensão de 275 V classe 2 tetrapolar e para o lado CC serão utilizados DPSs com a mesma corrente de descarga mas com tensão de operação de 1kV.

3.2.6.4 Chave Seccionadora Geral

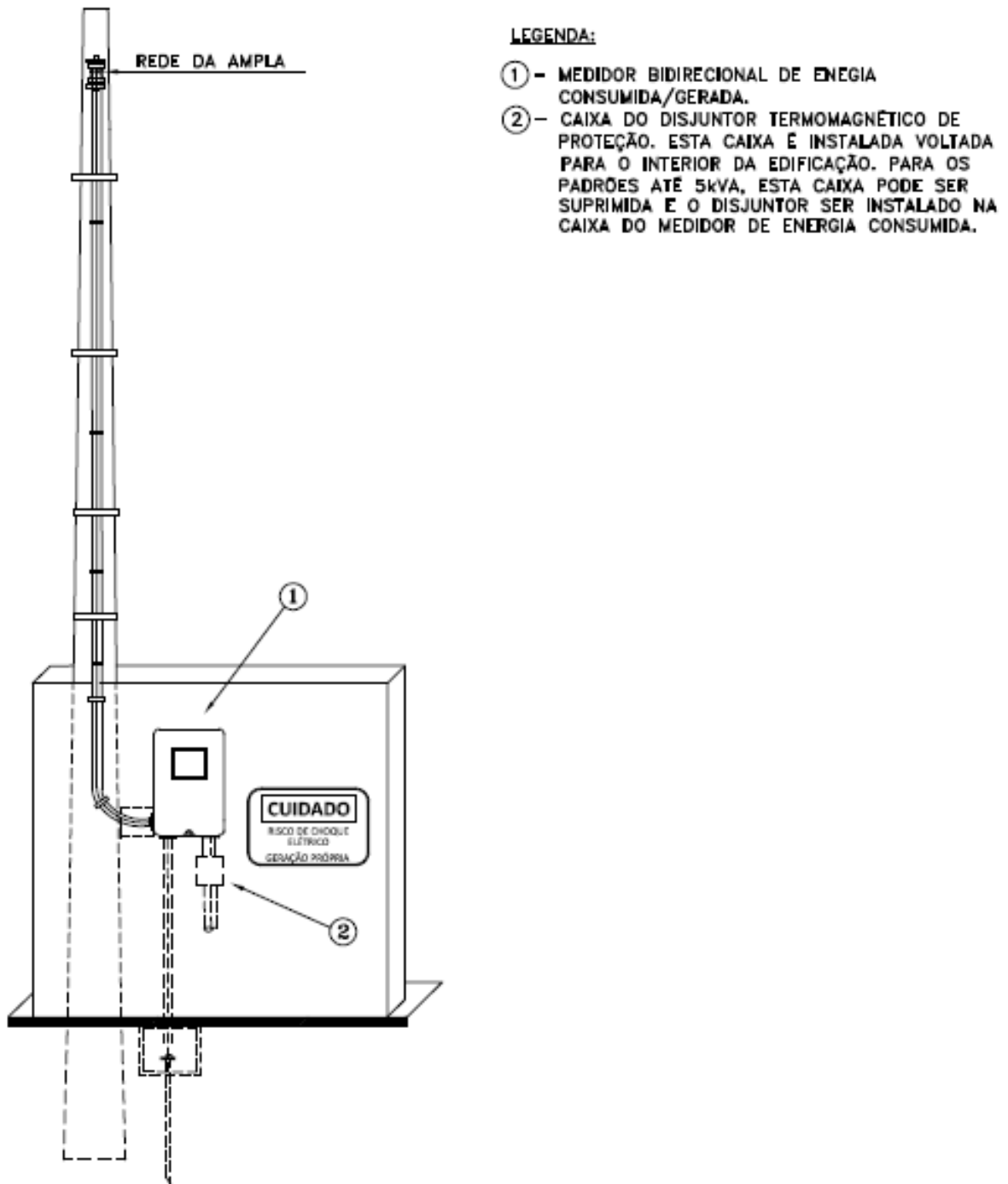
O sistema também deverá possuir uma chave seccionadora geral, que ficará localizada entre a entrada do inversor e a saída do sistema de microgeração. Essa chave será responsável por isolar o inversor em caso de manutenções e deverá ter capacidade nominal da corrente capaz de controlar a corrente de curto-circuito do painel com uma folga em torno de 40% (NBR 5410,2004).

Segundo o Anexo B, a corrente de curto-circuito do painel é igual a 160A, dessa forma, tem-se que a chave seccionadora deverá ter capacidade nominal de corrente de 224A. Para o sistema será utilizado a chave seccionadora da WEG FSW250-3, com capacidade nominal de corrente de 250A.

3.2.7 Medidor de Energia Bidirecional

O medidor de energia bidirecional é segundo a NT-010/2016 para sistema de microgeração de responsabilidade da Enel Distribuição, sendo assim, essa empresa será responsável pela aquisição e instalação sem custos ao acessante da rede elétrica. A Figura 22, ilustra a ligação entre a rede de distribuição normal e o medidor de energia bidirecional do cliente.

Figura 22 – Apresentação dos cabos CC: cabo principal e cabos de fileira.



Fonte: ENEL (2016).

3.3 Estimativa de Energia Média Gerada

A partir do dimensionamento do SFCR é possível estimar a produção de energia anual gerada e a economia que o cliente poderia obter no primeiro ano com o sistema de microgeração instalado. Para essa estimativa é utilizada a irradiação ao longo do ano de 2017, mostrado na Figura 19. A Equação 3.16 mostra como é calculada a energia gerada mensalmente

(E_g).

$$E_g = P_{FV} \cdot N_{ms} \cdot TD \cdot HSP \quad (3.16)$$

onde:

- P_{FV} - Potência de pico do gerador fotovoltaico (kWp);
- TD - Taxa de desempenho (*Performance ratio*);
- N_{ms} - Número de dias no mês;
- HSP - Média diária mensal das HSP incidente no plano do painel fotovoltaico.

Através da Equação 3.16 e dos dados contidos na Figura 19, foi possível levantar a Tabela 4 que mostra a energia gerada em cada mês durante o ano de 2017.

Tabela 4 – Geração esperada no primeiro ano de operação do SFCR.

MÊS	POTÊNCIA (kWh)	TD	N° DIAS	HSP	E_g (kWh)
Janeiro	41,6	0,75	31	4,78	46233,216
Fevereiro	41,6	0,75	28	5,00	4368
Março	41,6	0,75	31	5,07	4903,704
Abril	41,6	0,75	30	4,77	4464,72
Mai	41,6	0,75	31	5,20	5029,44
Junho	41,6	0,75	30	5,21	4876,56
Julho	41,6	0,75	31	5,52	5338,944
Agosto	41,6	0,75	31	6,24	6035,328
Setembro	41,6	0,75	30	6,39	5981,04
Outubro	41,6	0,75	31	6,00	5803,2
Novembro	41,6	0,75	30	5,63	5269,68
Dezembro	41,6	0,75	31	5,07	4903,704
				Total	61597,54

Fonte: elaborado pelo autor.

Com base nos dados de estimativa de geração apresentados na Tabela 4 será apresentado no próximo capítulo a análise de viabilidade econômica de implantação do sistema de microgeração fotovoltaico conectado a rede.

4 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DO SFCR

Neste capítulo será apresentado toda a análise econômica do sistema, contemplando as estimativas de geração de energia e de economia e a viabilidade econômica onde serão utilizados os métodos tradicionais de análise financeira: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *payback* descontado utilizando uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

4.1 Levantamento de Custo do Projeto

Uma análise de viabilidade financeira do sistema de microgeração fotovoltaico conectado a rede, dimensionado na Seção 3.2, inicia com o levantamento dos seus custos de implantação.

Os custos relativos a instalação do SFCR de 41,6kWp são compostos basicamente dos preços de seus equipamentos: condutores elétricos, das proteções do sistema, inversor, módulos fotovoltaicos, equipamentos para instalação do projeto em si, e a mão de obra como um todo.

Os módulos fotovoltaicos tiveram seu preço estimado através de pesquisas em *sites* de lojas com grande renome e confiabilidade na venda de produtos para geração solar.

Um modelo para o cálculo do orçamento dos cabos, equipamentos de proteção e custos adicionais de projeto é proposto por NAKABAYASHI (2015). Esse modelo leva em consideração o preço (R\$) por Watt-Pico instalado do sistema. A Tabela 5 mostra esses fatores, utilizados para o cálculo do orçamento do SFCR.

Tabela 5 – Fatores de referência para o orçamento do SFCR.

ITEM	Preço (R\$) por Watt-Pico instalado	
	ATÉ 5kW	A PARTIR DE 10kW
Cabos e proteções	0,75	0,60
Sistema de fixação	1,25	0,80
Demais custos	1,25	1,00

Fonte: NAKABAYASHI (2015).

Com base nos fatores apresentados na Tabela 5 é possível fazer uma estimativa de custo do projeto, a Tabela 6 traz de forma detalhada os preços dos componentes do SFCR.

Tabela 6 – Estimativa de orçamento para implementação do SFCR.

Item	Quantidade	Preço Unitário (R\$)	Total (R\$)
Canadian Solar – CS6U-325P	128	646,35	82732,80
Inversor RefuSol REFU40.0	1	29.350	29.350,00
Cabos e Proteções	41600	0,6	24.960,00
Sistema de Fixação	41600	0,8	33.280,00
Projeto e Conexão	41600	1,00	41.600,00
		Total	211.922,00

Fonte: elaborado pelo autor.

O SFCR terá um custo total estimado no valor de R\$211.922,00, esse valor será o fator de referência para o estudo da análise de viabilidade econômica do projeto que será exposto nas Seções seguintes.

4.2 Estimativa de Economia Considerando apenas a Energia Gerada pelo SFCR

A partir dos dados de energia gerada durante os meses que foram apresentados na Seção 3.3, pode-se fazer um comparativo juntamente com o consumo de energia do cliente durante o mês para obter os créditos disponíveis pelo cliente através dos excedentes do sistema de microgeração. A Tabela 7 mostra tal comparativo:

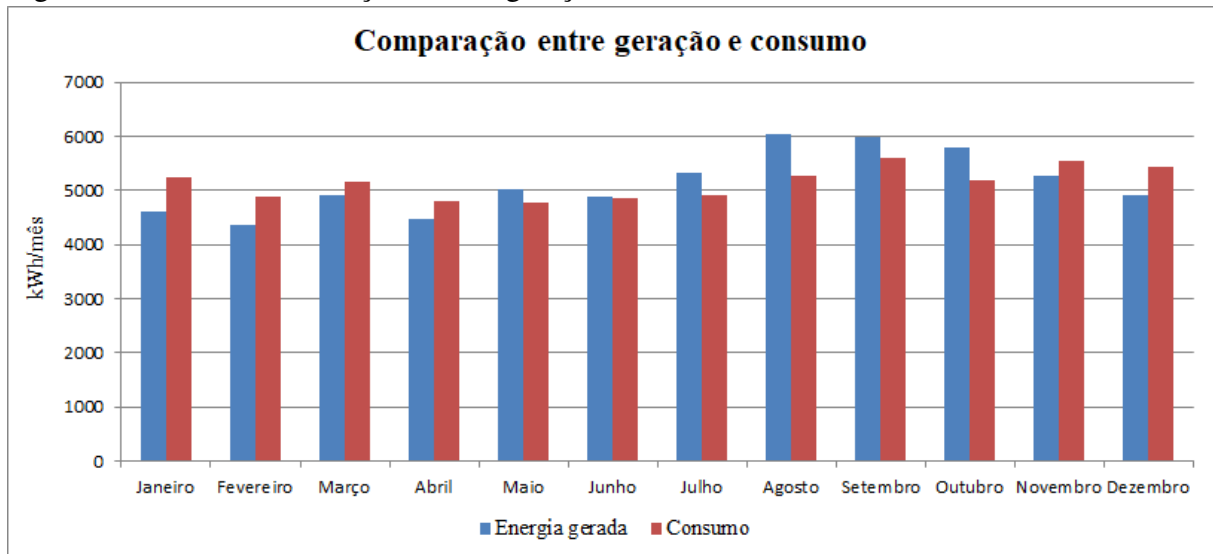
Tabela 7 – Análise do consumo do cliente em relação a energia gerada pelo SFCR.

MÊS	CONSUMO (kWh)	E_g (kWh)	CRÉDITOS (kWh)
Janeiro	5236	4623,16	0
Fevereiro	4896	4368	0
Março	5154	4903,704	0
Abril	4797	4464,72	0
Mai	4792	5029,44	237,44
Junho	4870	4876,56	6,56
Julho	4925	5338,944	413,944
Agosto	5267	6035,328	768,328
Setembro	5597	5981,04	384,04
Outubro	5203	5803,2	600,2
Novembro	5536	5269,68	0
Dezembro	5438	4903,704	0

Fonte: elaborado pelo autor.

Percebe-se que a energia gerada pelo sistema se aproxima do consumo do cliente no período analisado, no entanto em alguns meses a geração não é suficiente para suprir a demanda energética, assim como em alguns meses existem créditos por geração excedente que podem compensar a energia desses meses com geração menor que a demanda. A Figura 23 mostra a relação entre o consumo e a geração do sistema.

Figura 23 – Gráfico da relação entre a geração do SFCR e o consumo do cliente.



Fonte: elaborado pelo autor.

Utilizando os valores das tarifas de energia apresentados na Tabela 1, pode-se estimar a economia de energia provida pelo sistema ao longo do ano. A Tabela 8 mostra uma estimativa economia gerada pelo SFCR ao longo do ano.

Tabela 8 – Estimativa de economia do cliente após implantação do SFCR no primeiro ano.

MÊS	ENERGIA FATURADA COM SFCR (kWh)	TARIFA	VALOR PAGO SEM SFCR (R\$)	VALOR PAGO COM SFCR (R\$)	ECONOMIA
Janeiro	612,78	0,71383	3737,61	437,42	3300,19
Fevereiro	528	0,7134	3492,81	376,68	3116,13
Março	250,30	0,74871	3858,85	187,40	3671,45
Abril	332,28	0,75709	3631,76	251,57	3380,20
Mai	100	0,61472	2945,74	61,47	2884,27
Junho	100	0,7134	3474,26	71,34	3402,92
Julho	100	0,71956	3543,83	71,96	3471,88
Agosto	100	0,72809	3834,85	72,81	3762,04
Setembro	100	0,73674	4123,53	73,67	4049,86
Outubro	100	0,75166	3910,89	75,17	3835,72
Novembro	266,32	0,7134	3949,38	189,99	3759,39
Dezembro	534,30	0,7134	3879,47	381,17	3498,30
Total			44382,98	2250,64	42132,34

Fonte: elaborado pelo autor.

Através da estimativa de economia mostrada na Tabela 8, verifica-se que a implantação do SFCR pode ocasionar uma economia que correspondente a aproximadamente 95% dos gastos de energia elétrica do cliente, totalizando R\$42.132,34.

A análise de economia deve ser feita também com base nos créditos que o cliente tem por geração de energia excedente ao consumo. Esses créditos, podem ser utilizados para o faturamento em até 60 meses, visto isso, pode-se fazer uma análise mais clara de uma estimativa de economia global para o primeiro ano de instalação do SFCR. Com base na aplicação dos créditos, o cliente irá pagar um total de R\$1.822,16 por consumo de energia para concessionária e ainda tendo 65,704kWh de créditos para serem abatidos no mês de janeiro do ano posterior, implicando que no total, a geração de energia do SFCR irá cobrir aproximadamente 96% dos gastos de energia do cliente, comprovando assim, o quão vantajoso pode ser a instalação desse sistema.

4.3 Viabilidade Financeira

Segundo (RODRIGUES; ROZENFELD, 2014), analisar a viabilidade econômico-financeira de um projeto significa estimar e analisar as perspectivas de desempenho financeiro do produto e dos serviços que estão associados ao resultado do projeto. E para que esse projeto possa ser considerado atrativo, é necessário que o retorno financeiro proporcionado por esse projeto seja melhor que em outros tipos de investimentos.

4.3.1 Indicadores de Retorno

Em qualquer projeto é de suma importância a verificação de sua viabilidade econômica antes de sua implantação. No presente estudo, a viabilidade econômica será realizada através de três indicadores básicos de retorno: o VPL, TIR e o Retorno de Investimento que terão como parâmetro de aceitação ou rejeição uma TMA. Todo o processo de avaliação desses indicadores baseou-se na estimativa de economia de energia elétrica exposto na Seção 4.2.

4.3.1.1 Taxa Mínima de Atratividade

A TMA é definida pelo custo de oportunidade que corresponde ao retorno financeiro que poderia ser obtido caso o dinheiro não fosse aplicado em nenhum tipo de investimento. Pela liquidez do negócio que é a velocidade em que há a possibilidade do projeto sair de uma posição do mercado e assumir outra e o risco de negócio que identifica quanto o projeto está sujeito a não obter o retorno esperado (MÁXIMO, 2017). Essa taxa irá depender da taxa de juros, da inflação e a outra opção de negócio determinada pelo investidor.

Neste trabalho, será utilizado uma TMA igual a taxa de juros do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (SELIC), que é regularizada pelo Comitê de Política Monetária (COPOM). O percentual da taxa SELIC atualizada em 20 de junho de 2018, é igual à 6,50%, sendo essa, a mesma utilizada nas simulações e previsões de retorno financeiro da implantação do SFCR.

4.3.1.2 Valor Presente Líquido

O VPL é uma forma de análise de retorno financeiro que representa o valor presente de pagamentos futuros descontados de uma taxa de juros, a TMA, subtraído do valor investido inicialmente. Através dessa taxa é indicada a riqueza do projeto, ou seja, mostra o quanto os pagamentos futuros somados equivalem atualmente (MÁXIMO, 2017). O VPL pode ser calculado conforme a Equação 4.1.

$$VPL = -CF_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_j}{(1 + TMA)^t} \quad (4.1)$$

onde:

- CF_0 : investimento inicial;
- CF_j : fluxo de caixa no t-ésimo período;
- TMA: taxa mínima de atratividade;
- t: período.

Por fins de análise, para que o investimento possa ser aceito o VPL deverá ser maior que o investimento inicial, tornando assim o projeto viável.

4.3.1.3 Taxa Interna de Retorno

A TIR é definida por COSTA e CASSEMIRO (2015) como a taxa que iguala o VPL de um investimento a R\$0,00, ela é expressa conforme a Equação 4.2, e é composta do retorno anual que seria obtido caso o investimento fosse realizado e fosse recebendo as entradas de caixa previstas, essa taxa pode ser utilizada para analisar tanto a dimensão do investimento como a dimensão do risco.

$$VPL = 0 = -CF_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_j}{(1 + i)^t} \quad (4.2)$$

O investimento será considerado atrativo quando a TIR for maior que a TMA, caso contrário não é indicado fazer essa aplicação financeira.

4.3.1.4 *Payback Simples e Descontado*

O *Payback* é definido como o tempo necessário para que o capital seja equivalente ao valor investido inicialmente, sendo assim, pode ser definido como o número de períodos necessário para a recuperação do investimento inicial (DAMÁZIO, 2017). O *Payback* pode ser calculado com base no fluxo de caixa trazido com valores nominais, simples, ou descontado, calculado com base no fluxo de caixa trazido para o VPL. Nas Equações 4.3 e 4.4 são mostradas a maneira de calcular essas duas formas de análise de investimento financeiro.

$$Payback_{simples} = \frac{CF_0}{Ganhonoperiodo} \quad (4.3)$$

$$Payback_{descontado} = \sum_{t=1}^n \frac{CF_j}{(1 + TMA)^t} \quad (4.4)$$

Para que o projeto seja economicamente viável o prazo de retorno deve ser menor que o prazo previamente estabelecido pelo investidor (SANTOS, 2017).

4.4 **Análise dos Resultados da Aplicação**

Na Seção 4.1, foi elaborado um orçamento para o projeto equivalente a R\$ 211.922,00, que cobre todos custos de instalação e equipamentos. O capital inicial a ser investido pelo cliente é relativamente alto, considerando que a empresa possui uma renda líquida mensal que gira em torno de R\$ 40.000,00, como o país possui diversos incentivos para as aplicações de microgeração, optou-se por escolher um financiamento pelo Banco do Nordeste. Esse financiamento apresentou as maiores vantagens e adequação ao projeto, comparado aos outros financiamentos disponíveis.

Através do simulador FNE-MPE, fornecido pelo Banco do Nordeste (BNB, 2016) é possível emular uma linha de crédito para o financiamento do projeto. Para efeito de simulação foi estabelecido que todo valor inicial do projeto seria financiado, ou seja, seria proposto o empréstimo de R\$ 211.922,00. Foi considerada uma taxa de reajuste anual de energia igual a 5%, esse valor corresponde a variação de 5,1% nas tarifas de energia da Enel no período analisado. Como o sistema de financiamento prevê um período de 03 meses até a implantação do sistema,

foi considerado um prazo de carência de mesma dimensão. Além disso, foi considerado um valor de conta de energia elétrica de R\$3.670,00, valor próximo da média de consumo anual do cliente.

O período de financiamento considerado foi de 72 meses, 6 anos, com taxa de juros de 0,75% a.m.. O Apêndice A, contém a planilha que detalha toda a simulação do investimento, onde pode-se verificar que as parcelas iniciam com um valor de R\$ 4.295,89 e no último mês encerra equivalendo a R\$ 2.966,38 inicialmente o valor das prestações são maiores que o valor pago pelo consumo de energia, mostrado na Tabela 8. Com o término do período de 6 anos, o valor total pago pelo cliente ao banco seria de R\$275.377,85, esse valor excede R\$ 63.455,85 do valor de projeto, esse excesso corresponde ao pagamento de total de juros.

Para o cálculo utilizando os indicadores de retorno, será utilizado o valor inicial de R\$ 275.377,85, também será utilizado o período de 25 anos, tempo esse previsto de vida útil dos módulos fotovoltaicos e inversores, estabelecidos pelos fabricantes. Com o passar dos anos os painéis vão sofrendo degradação gradual e com isso vão perdendo desempenho, segundo (CRESESB, 2014) o percentual de degradação anual do painéis fica no intervalo compreendido entre 0,5 e 1%. Como o período considerado será de 25 anos e os módulos normalmente ao fim de sua garantia tem aproximadamente 20% de queda total no seu desempenho inicial, neste trabalho é adotado um valor de 0,8% de depreciação no desempenho dos painéis por ano. Também para efeito de cálculo, foram utilizados os dados de consumo e de irradiação solar estabelecidos no primeiro ano de geração para os anos seguintes, além de desconsiderar os créditos gerados pelo SFCR.

A estimativa de retorno financeiro sofre influência da energia gerada pelo sistema fotovoltaico e no comportamento da tarifa de energia durante o seu tempo de vida útil. O valor das tarifas de energia são dinâmicos, pois sofrem alterações no seu valor através das políticas adotadas, intervenções governamentais e do comportamento do setor elétrico em si. Todos os anos as tarifas sofrem reajuste para reestabelecer o poder de compra da distribuidora, levando em consideração os gastos com compra, transmissão e distribuição de energia, custos operacionais e de investimentos. Esses reajustes tomam como base o Índice Geral de Preços do Mercado e o Índice Nacional de Preço ao Consumidor Amplo (ANEEL, 2017).

Segundo NAKABAYASHI (2015), a tarifa de energia no Brasil teve um reajuste de 9,6% entre os anos de 1995 e 2014. Entre janeiro e dezembro de 2017 a tarifa de energia da Enel teve um reajuste de 5,1%. Neste projeto será considerado um reajuste tarifário igual ao do ano

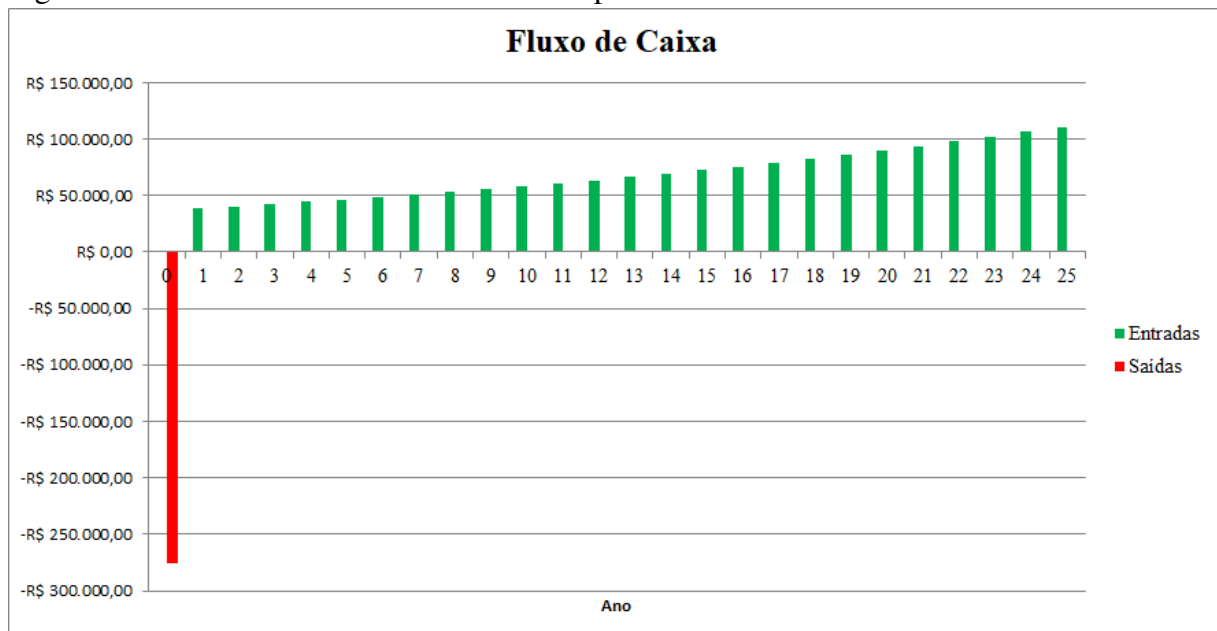
que foi analisado o projeto.

Em todo projeto, deve-se prever custos com manutenção e operação do sistema, normalmente considera-se esse valor igual a 1% do valor inicial do projeto, sendo corrigido em também em 1% em relação ao gasto no ano anterior FILHO (2017) .

O fluxo de caixa do projeto pode ser visto na Tabela 9, nela é feito um levantamento da saída de custo inicial do valor financiado através do BNB e das entradas com economia de energia ao longo dos anos, o ganho é dado pelo produto entre a energia gerada pelo SFCR multiplicado pela tarifa de energia vigente naquele ano. Através do *Software Excel* foi analisada a viabilidade do projeto utilizando o VPL e o TIR com uma TMA de 6,50% que corresponde a taxa Selic vigente, os resultados da simulação também são apresentados na Tabela 9

A partir do Tabela 9, é possível ilustrar graficamente o fluxo de caixa de implantação do SFCR. No ano zero (0), ocorre a única saída de caixa e durante os 25 anos ocorrem as entradas de retorno conforme as energia gerada pelo sistema de microgeração. O gráfico da Figura 24, ilustra o fluxo de caixa da aplicação, sendo denotadas a saída em vermelho e as entradas em verde.

Figura 24 – Fluxo de caixa considerando um período de 25 anos.



Fonte: elaborado pelo autor.

A análise dos resultados expostos através dos dados apresentados na Tabela 9, pode-se observar um valor de VPL igual a R\$ 433.055,13, esse valor corresponde ao lucro estimado que a empresa terá aplicando o SFCR. Como o VPL é um valor positivo, neste conceito de retorno financeiro projeto é economicamente viável e extremamente atrativo.

Tabela 9 – Estimativa do fluxo de caixa e apresentação do VPL e TIR para o projeto.

Ano	Eficiência anual dos módulos (%)	Geração Anual de Energia (kWh)	Reajuste Tarifário (%)	Tarifa	Ganho (R\$)	Manutenção (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)
0							-275.377,85
1	100	61597,54	0	0,71867	44268,30	-2753,77	41514,53
2	99,2	61104,75	5,1	0,75532	46153,77	-2781,31	43372,46
3	98,4	60611,97	5,1	0,79384	48116,43	-2809,12	45307,30
4	97,6	60119,19	5,1	0,83432	50159,22	-2837,22	47322,01
5	96,8	59626,41	5,1	0,87688	52285,23	-2865,59	49419,65
6	96	59133,63	5,1	0,92160	54497,64	-2894,24	51603,39
7	95,2	58640,85	5,1	0,96860	56799,71	-2923,19	53876,52
8	94,4	58148,07	5,1	1,01800	59194,84	-2952,42	56242,42
9	93,6	57655,29	5,1	1,06991	61686,54	-2981,94	58704,60
10	92,8	57162,51	5,1	1,12448	64278,43	-3011,76	61266,67
11	92	56669,73	5,1	1,18183	66974,25	-3041,88	63932,37
12	91,2	56176,95	5,1	1,24210	69777,85	-3072,30	66705,55
13	90,4	55684,17	5,1	1,30545	72693,22	-3103,02	69590,20
14	89,6	55191,39	5,1	1,37203	75724,46	-3134,05	72590,41
15	88,8	54698,61	5,1	1,44200	78875,81	-3165,39	75710,42
16	88	54205,83	5,1	1,51554	82151,65	-3197,05	78954,60
17	87,2	53713,05	5,1	1,59284	85556,46	-3229,02	82327,44
18	86,4	53220,27	5,1	1,67407	89094,89	-3261,31	85833,58
19	85,6	52727,49	5,1	1,75945	92771,70	-3293,92	89477,78
20	84,8	52234,71	5,1	1,84918	96591,81	-3326,86	93264,95
21	84	51741,93	5,1	1,94349	100560,28	-3360,13	97200,15
22	83,2	51249,15	5,1	2,04261	104682,29	-3393,73	101288,56
23	82,4	50756,37	5,1	2,14678	108963,19	-3427,67	105535,53
24	81,6	50263,59	5,1	2,25627	113408,47	-3461,94	109946,53
25	80,8	49770,81	5,1	2,37134	118023,75	-3496,56	114527,19
						VPL	433.005,13
						TIR	17,98%

Fonte: elaborado pelo autor.

Também é possível verificar uma TIR de 17,98%, esse valor supera e muito o valor da TMA que foi de 6,5%, sendo assim, pode-se inferir que o projeto também é viável através forma de retorno financeiro.

Conforme visto, o projeto é viável em meio ao retorno financeiro embasado no VPL e na TIR, sendo considerado para longo prazo, um investimento atrativo economicamente. Com a viabilidade do projeto, deve-se determinar em quanto tempo o cliente irá recuperar o dinheiro investido no sistema de microgeração. Para essa estimativa são utilizados o *Payback* simples e o *Payback* descontado.

A Tabela 10, mostra os resultados obtidos, utiliza uma saída de caixa igual correspondente ao valor financiado pelo BNB, é esboçado o fluxo de entradas através do fluxo normal para avaliação do *Payback* simples o fluxo de caixa, trazendo o valor das entradas de um valor futuro para um valor atual para o levantamento do *Payback* descontado.

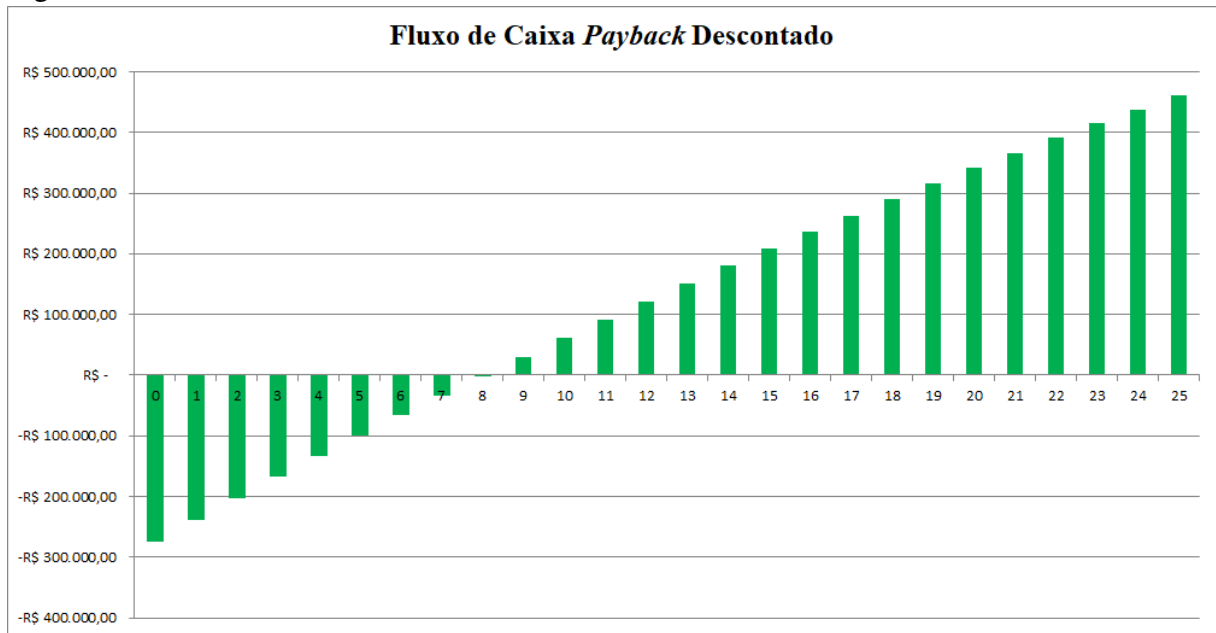
Tabela 10 – Estimativa do fluxo de caixa utilizando *Payback*.

Ano	Fluxo de Caixa	<i>Payback</i> Simples	Fluxo de Caixa	<i>Payback</i> Descontado
0	-R\$ 275.377,85	-R\$ 275.377,85	-R\$ 275.377,85	-R\$ 275.377,85
1	R\$ 38.760,75	-R\$ 236.617,10	R\$ 36.395,07	-R\$ 238.982,78
2	R\$ 40.591,15	-R\$ 196.025,96	R\$ 35.787,56	-R\$ 203.195,22
3	R\$ 42.498,17	-R\$ 153.527,78	R\$ 35.182,07	-R\$ 168.013,15
4	R\$ 44.484,79	-R\$ 109.043,00	R\$ 34.579,05	-R\$ 133.434,09
5	R\$ 46.554,05	-R\$ 62.488,94	R\$ 33.978,91	-R\$ 99.455,18
6	R\$ 48.709,14	-R\$ 13.779,80	R\$ 33.382,04	-R\$ 66.073,15
7	R\$ 50.953,33	R\$ 37.173,53	R\$ 32.788,78	-R\$ 33.284,36
8	R\$ 53.290,00	R\$ 90.463,53	R\$ 32.199,48	-R\$ 1.084,88
9	R\$ 55.722,65	R\$ 146.186,18	R\$ 31.614,43	R\$ 30.529,54
10	R\$ 58.254,90	R\$ 204.441,08	R\$ 31.033,90	R\$ 61.563,45
11	R\$ 60.890,48	R\$ 265.331,57	R\$ 30.458,16	R\$ 92.021,61
12	R\$ 63.633,25	R\$ 328.964,81	R\$ 29.887,44	R\$ 121.909,06
13	R\$ 66.487,17	R\$ 395.451,98	R\$ 29.321,96	R\$ 151.231,01
14	R\$ 69.456,35	R\$ 464.908,33	R\$ 28.761,89	R\$ 179.992,90
15	R\$ 72.545,02	R\$ 537.453,35	R\$ 28.207,43	R\$ 208.200,33
16	R\$ 75.757,55	R\$ 613.210,90	R\$ 27.658,73	R\$ 235.859,06
17	R\$ 79.098,42	R\$ 692.309,32	R\$ 27.115,93	R\$ 262.974,99
18	R\$ 82.572,27	R\$ 774.881,59	R\$ 26.579,16	R\$ 289.554,15
19	R\$ 86.183,85	R\$ 861.065,44	R\$ 26.048,54	R\$ 315.602,69
20	R\$ 89.938,09	R\$ 951.003,53	R\$ 25.524,16	R\$ 341.126,85
21	R\$ 93.840,02	R\$ 1.044.843,55	R\$ 25.006,12	R\$ 366.132,97
22	R\$ 97.894,83	R\$ 1.142.738,38	R\$ 24.494,49	R\$ 390.627,46
23	R\$ 102.107,86	R\$ 1.244.846,23	R\$ 23.989,33	R\$ 414.616,79
24	R\$ 106.484,58	R\$ 1.351.330,81	R\$ 23.490,71	R\$ 438.107,50
25	R\$ 111.030,62	R\$ 1.462.361,43	R\$ 22.998,66	R\$ 461.106,16

Fonte: elaborado pelo autor.

Percebe-se que a partir do 7º e 9º ano através do *Payback* simples e descontado o investimento passa a ser positivo, respectivamente. Normalmente, para aplicações financeiras utiliza-se o *Payback* descontado para fins de retorno, e a partir disso, pode-se levantar o gráfico do Fluxo de caixa mostrado na Figura 25.

Figura 25 – Estimativa de fluxo de caixa acumulado.



Fonte: elaborado pelo autor.

Observa-se que a partir do 9º ano o retorno financeiro começa a ficar positivo, nesse período é calculado um valor de VPL igual a R\$ 52.321,74 e uma TIR de 8,9% que é maior que a TMA utilizada que é de 6,50%. Sendo assim, o sistema irá gerar lucros durante 16 anos dos 25 anos após a instalação.

Considerando o valor do VPL total do sistema que equivale a R\$ 433.005,13, pode-se comparar o valor de retorno com o valor que a empresa obteria caso dispusesse da quantia de R\$ 211.922,00, e aplicasse esse valor em outras formas de aplicações financeiras, o retorno financeiro não equivaleria ao retorno estimado pelo investimento no projeto.

Como a TIR apresenta um valor total de 17,98% em 25 anos e além disso, apresenta-se com 8,9%, o investimento é mais rentável do que a aplicação em fundo de poupança, que de acordo com PORTAL BRASIL (2017) foi de 6,99% em 2016 e 8,34% em 2017.

Considerando as entradas de caixa e estabelecendo uma estimativa econômica retirando o valor de saída, o valor de economia de projeto seria de R\$ 1.462.361,43. Em comparação com outras formas de investimentos disponíveis do mercado, pode-se simular o retorno financeiro para a aplicação e comparar com a economia do projeto.

No *site* Meu Bolso Feliz é possível fazer tal a simulação caso o cliente dispusesse do capital de R\$ 275.377,85 para aplicação, e o mesmo fosse investido em Fundos de Renda Fixa, Certificado de Deposito Bancário (CDB) e Poupança. Feita a simulação, foram retornados valores em cada uma destas formas de aplicação financeira. Para os Fundos de Renda Fixa foi

encontrado um retorno igual a R\$ 1.030.902,66, para o CDB R\$ 1.295.535,23 e para a aplicação na poupança R\$ 837.632,18, todos esses valores bem inferiores ao somatório direto de economia com a implementação do projeto.

A análise destes retornos financeiros mostra uma possibilidade de economia com gastos em energia elétrica e uma forma atrativa de aplicação dos fundos da empresa, onde será necessário um prazo longo para o retorno e obtenção de lucros com a aplicação.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

5.1 Considerações Finais

O presente trabalho apresentou as características e vantagens da microgeração através proposta de dimensionamento de um sistema de geração de energia elétrica baseado na aplicação fotovoltaica conectado a rede, como alternativa para redução dos gastos de energia de uma empresa situada no estado do Ceará.

Nos últimos anos os processos de mini e microgeração distribuída apresentaram um crescimento acentuado devido aos incentivos fiscais no âmbito governamental através de políticas de incentivo e linhas de crédito exclusivas para o financiamento e aplicação de processos de geração de energia elétrica advinda de fontes renováveis. Sendo estes últimos, abrangentes aos consumidores de pequeno e médio porte residências, comerciais e rurais. Esse crescimento é também fomentado pela redução nos custos de aquisição das tecnologias envolvidas nessas aplicações.

A microgeração distribuída reduz as perdas com transmissão e distribuição de energia elétrica, isso devido ao processo de geração estar situado próximo ao centro de consumo. Outra vantagem é que os sistemas de microgeração baseiam-se em fontes de energia limpas e renováveis, diminuindo a poluição e a degradação ambiental.

O Sol é uma fonte inesgotável de energia e sua aplicação fotovoltaica é a principal opção utilizada quando fala-se de sistemas de microgeração. Os sistemas de microgeração fotovoltaicos são os mais simples de serem instalados quando comparados aos outros baseados em outras fontes além de terem o fator geográfico como determinante para sua aplicação, dadas as características favoráveis de irradiação solar no Brasil, tornando o investimento viável apesar da baixa eficiência dos painéis. O país possui ainda uma série de programas de incentivo ao créditos para consumidores que desejem instalar estes sistema.

O acesso a microgeração distribuída é regida pela REN - n^o 482/2012 que a apresenta todas a diretrizes de adequação a implantação de projetos nessa área. No Ceará, a NT-010 mostra os procedimentos necessários para que se possa conectar o sistema a rede de distribuição básica.

Os componentes de um gerador fotovoltaico são basicamente os módulos fotovoltaicos, o inversor, os equipamentos de proteção e medidor de energia. Todo o dimensionamento deve ser criterioso e levar em consideração as influência de irradiação e da temperatura que influenciam diretamente no funcionamento dos módulos e no inversor. Os equipamentos possuem

um custo inicial alto, e para que seja implantado, deve-se fazer uma análise financeira criteriosa visando a maior economia possível para o cliente.

A análise de viabilidade econômica foi baseada no tempo de vida útil do projeto de 25 anos. Dentro dela, foram estabelecidos parâmetros de cálculo utilizando os principais métodos de retorno financeiro disponíveis no mercado. Ademais, foi comparado o valor do investimento com outras formas de aplicações financeiras para servir como critério de escolha.

A empresa possui uma localização que favorece a implantação de sistema de geração fotovoltaico, seus os gastos com energia elétrica são altos, o que culmina para o uso de geração distribuída para redução destes custos. O sistema foi dimensionado visando suprir a demanda de consumo de energia da empresa, onde dimensionou-se o gerador adequado par tal fim. Após o dimensionamento do gerador, verificou-se o índice de compensação financeira através da análise de sua viabilidade econômica, onde verificou-se que o projeto possuía VPL positivo, uma TIR maior que a TMA, *Payback* de 9 anos frente aos 25 anos de vida útil do sistema, além de uma maior rentabilidade ao fim do período quando comparado há outras aplicações como Poupança, Fundo DI e CDB.

Conclui-se que a aplicação do sistema de microgeração de energia conectada a rede possui uma viabilidade econômica financeira viável para a empresa analisada, proporcionando benefícios ambientais, sociais e econômicos, vendo-se que a microgeração apresenta uma tendência de crescimento para os próximos anos.

5.2 Trabalhos Futuros

As perspectivas para trabalhos futuros como complemento do presente trabalho giram em torno na concepção da planta de situação do projeto, a execução da obra e implantação do SFCR, e após isso, ser feita a análise da qualidade da energia gerada pelo sistema e da qualidade da energia entregue a rede de distribuição e estudos de confiabilidade dos sistemas de proteção utilizados.

Pode-se ainda elaborar trabalhos em conjunto com os estudantes dos cursos de Finanças e Economia para uma análise financeira mais criteriosa e melhor embasada em termos de mercado financeiro.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. **Geração Distribuída**. 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 28 mai. 2018.
- ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída - Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigeraç~ao+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acesso em: 29 mai. 2018.
- ANEEL. **Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024**. 2017. NORMA TÉCNICA. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+Técnica_0056_PROJEÇ~OES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9>. Acesso em: 17 mai. 2018.
- ANEEL. **Matriz Energética Elétrica**. 2018. Dados do Banco de Informação de Geração (BIG). Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>. Acesso em: 17 mai. 2018.
- BLUESOL. **Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica**. 2018. LIVRO DIGITAL. Disponível em: <<http://programaintegradoronline.com.br/wp-content/uploads/2016/03/Livro-Digital-de-Introduç~ao-aos-Sistemas-Solares-novo.pdf>>. Acesso em: 22 mai. 2018.
- BNB. **Simulador FNE SOL**. 2016. Banco do Nordeste. Disponível em: <https://www.bnb.gov.br/programas_fne/programa-de-financiamento-a-micro-e-aminigeracao-distribuida-de-energia-eletrica-fne-sol>. Acesso em: 09 jun. 2018.
- BRAGA, R. P. **Energia Fotovoltaica: fundamentos e aplicações**. 2008. Dissertação (Graduação), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-RJ.
- CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). **Manual Para Sistemas Fotovoltaicos**: Edição esécial. Rio de Janeiro - Brasil, 2004.
- CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). **Atlas Brasileiro de Energia Solar**: 1 edição. Rio de Janeiro - Brasil, 2014.
- COSTA, A. C. V.; CASSEMIRO, S. L. S. Avaliação financeira, social e ambiental do projeto da nova ferrovia ef 118. **XXIX CONGRESSO NACIONAL DE PESQUISA EM TRANSPORTE DA ANPET OURO PRETO**, 2015.
- CRESESB. **Tutorial de Energia Solar Fotovoltaica**. 2017. CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&catid=4>. Acesso em: 25 mai. 2018.
- DAMÁZIO, S. B. D. **AVALIAÇÃO FINANCEIRA E PROJETO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE PARA UMA FÁBRICA DE GELO**. 2017. Dissertação (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Sobral-CE.

ENEL. **CONEXÃO DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA AO SISTEMA ELÉTRICO DA AMPLA/COELCE**. 2016. NORMA TÉCNICA NT-Br 010/2016. Disponível em: <<https://www.coelce.com.br/sobrecoelce/normastecnicas.aspx>>. Acesso em: 07 jun. 2018.

FILHO, J. G. S. **Sistema de microgeração fotovoltaica no estado do Ceará um estudo de caso: dimensionamento e análise de viabilidade econômica**. 2017. Dissertação (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Sobral-CE.

FONTES, R. **Geração Distribuída da ANEEL Avança com Energia Solar Fotovoltaica**. 2018. BlueSol Energia Solar. Disponível em: <<http://blog.bluesol.com.br/geracao-distribuida-da-aneel/>>. Acesso em: 28 mai. 2018.

GOOGLE MAPS. **Google Maps**. 2018. Disponível em: <<https://www.google.com.br/maps/>>. Acesso em: 31 mai. 2018.

GREENPRO. **Energia Fotovoltaica: manual sobre tecnologias, projeto e instalação**. 2004. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>>. Acesso em: 03 jun. 2018.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PESQUISAS ESPACIAIS - INPE. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**: 2 edição. São José dos Campos - Brasil, 2017.

MARTINS, F. C. **Análise da viabilidade econômica e dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede: estudo de caso**. 2016. Dissertação (Graduação), Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais, Minas Gerais.

MOEHLECKE A.; ZANESCO, I. **Mercado, física e processamento de células solares**. 2005. Metalurgia e Materiais, São Carlos-SP, 2005.

MOREIRA, A. B. **Geração Fotovoltaica II**. 2017. Notas de Aula, Universidade Federal do Ceará, Sobral-CE.

MÁXIMO, F. **Matemática Financeira**. 2017. Notas de Aula, Gerenciamento de Projetos, Instituto Executivo, Sobral-CE.

NAKABAYASHI, R. **Microgeração Fotovoltaica no Brasil: viabilidade econômica**. Tese (Doutorado) — Instituto de Energia e Ambiente da USP, São Paulo, 2015.

PORTAL BRASIL. **Caderneta de poupança índice mensais**. 2017. Disponível em: <http://www.portalbrasil.net/poupanca_mensal.htm>. Acesso em: 10 jun. 2018.

REIS, F. E. U. **Conversor CC/CC com dois estágios para aplicação em sistemas autônomos de energia**. Dissertação (Mestrado) — Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica: Sistemas Fotovoltaicos Autônomos de Energia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2012.

RODRIGUES, K. F. C.; ROZENFELD, H. Análise de viabilidade econômica. **Integrated and Integration Engineering Group**, 2014.

SANTOS, J. O. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: um estudo de caso**. 2017. Dissertação (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Sobral-CE.

SOBRINHO, L. C. O. **DESENVOLVIMENTOS E PESQUISAS NA TERCEIRA GERAÇÃO DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS**. 2016. Projeto de Graduação, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-RJ.

UNIVERSO SOLAR. 2015. Disponível em: <<http://universosolar.com/sistemas-fotovoltaicos-conectados-a-rede/>>. Acesso em: 17 mai. 2018.

VALENTE, M. A. S. **Caracterização Automática de um Painel Fotovoltaico**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Nova Lisboa, Lisboa, Portugal, 2011.

VALENTIN. **PV*SOL 2018 R4**. 2018. *Software*. Disponível em: <<https://www.valentin-software.com/downloads/produkte/pvsol-2018-r4>>. Acesso em: 01 jun. 2018.

APÊNDICE A – PLANILHA DE SIMULAÇÃO DO FNE SOL

Simulação de financiamento de crédito para instalação de sistema de microgeração fotovoltaico através do Simulador FNE-SOL de Banco do Nordeste



FNE SOL
SIMULADOR DE INVESTIMENTO - V1.3 (WEB)



- 1) Trata-se de SIMULAÇÃO, portanto, os valores das parcelas são apenas parâmetros e poderão divergir das quantias que serão efetivamente cobradas.
2) Está sendo considerado no cálculo um período de 03 meses para implantação do sistema.

1 - Dados do Projeto		2 - Selecionar a Área		4 - Esquema de desembolso		
Valor da conta mensal	R\$ 3.670,00	FNE COMERCIAL/INDUSTRIAL/SERVIÇOS		FNE Verde (MB-OC-5-7 Item 9.14.5) 3 parcelas		
Valor do Projeto	<input type="checkbox"/> Estimativa	R\$ 211.922,00	3 - Dados do Financiamento			
	<input checked="" type="checkbox"/> Da Proposta	R\$ 211.922,00				
Recursos próprios	0%	Encargos anuais	11,18%	Sequencial	Data	Valor
	R\$ -	Bonus de adimplência sobre juros	15%	1º (70%)	09/06/2018	R\$ 148.345,40
Valor Financiado	R\$ 211.922,00	Prazo de Carência (meses)	3	2º (20%)	09/07/2018	R\$ 42.384,40
		Prazo de amortização (meses)	72	3º (10%)	08/08/2018	R\$ 21.192,20
Reajuste anual da energia	5%	Data da contratação	09/06/2018	TOTAL DE ECONOMIA NO PERÍODO R\$ 30.038,43		
		Periodicidade das Prestações	Mensal			

Parcela	DATAS DOS PAGAMENTOS	RECEBIMENTO DE PRESTAÇÃO					Pagamento Total Concessionária no período	Economia no período
		PRINCIPAL	JUROS	Total Financiamento	Bônus de adimplência	Prestação com Bônus		
		R\$ 211.922,00	R\$ 74.653,94	R\$ 286.575,94	R\$ 11.198,09	R\$ 275.377,85	R\$ 317.073,89	R\$ 30.038,43
1	09/09/2018		R\$ 5.053,99	R\$ 5.053,99	R\$ 758,10	R\$ 4.295,89	R\$ 11.010,00	-R\$ 4.295,89
2	09/10/2018	R\$ 2.943,36	R\$ 1.879,92	R\$ 4.823,28	R\$ 281,99	R\$ 4.541,29	R\$ 3.670,00	-R\$ 871,29
3	09/11/2018	R\$ 2.943,36	R\$ 1.915,89	R\$ 4.859,25	R\$ 287,38	R\$ 4.571,86	R\$ 3.670,00	-R\$ 901,86
4	09/12/2018	R\$ 2.943,36	R\$ 1.827,70	R\$ 4.771,06	R\$ 274,15	R\$ 4.496,90	R\$ 3.670,00	-R\$ 826,90
5	09/01/2019	R\$ 2.943,36	R\$ 1.861,92	R\$ 4.805,28	R\$ 279,29	R\$ 4.525,99	R\$ 3.670,00	-R\$ 855,99
6	09/02/2019	R\$ 2.943,36	R\$ 1.834,93	R\$ 4.778,29	R\$ 275,24	R\$ 4.503,05	R\$ 3.670,00	-R\$ 833,05
7	09/03/2019	R\$ 2.943,36	R\$ 1.632,26	R\$ 4.575,62	R\$ 244,84	R\$ 4.330,78	R\$ 3.670,00	-R\$ 660,78
8	09/04/2019	R\$ 2.943,36	R\$ 1.780,96	R\$ 4.724,32	R\$ 267,14	R\$ 4.457,18	R\$ 3.670,00	-R\$ 787,18
9	09/05/2019	R\$ 2.943,36	R\$ 1.697,15	R\$ 4.640,51	R\$ 254,57	R\$ 4.385,94	R\$ 3.670,00	-R\$ 715,94
10	09/06/2019	R\$ 2.943,36	R\$ 1.727,00	R\$ 4.670,36	R\$ 259,05	R\$ 4.411,31	R\$ 3.857,17	-R\$ 554,14
11	09/07/2019	R\$ 2.943,36	R\$ 1.644,93	R\$ 4.588,29	R\$ 246,74	R\$ 4.341,55	R\$ 3.857,17	-R\$ 484,38
12	09/08/2019	R\$ 2.943,36	R\$ 1.673,03	R\$ 4.616,39	R\$ 250,95	R\$ 4.365,43	R\$ 3.857,17	-R\$ 508,26
13	09/09/2019	R\$ 2.943,36	R\$ 1.646,04	R\$ 4.589,40	R\$ 246,91	R\$ 4.342,50	R\$ 3.857,17	-R\$ 485,33
14	09/10/2019	R\$ 2.943,36	R\$ 1.566,60	R\$ 4.509,96	R\$ 234,99	R\$ 4.274,97	R\$ 3.857,17	-R\$ 417,80
15	09/11/2019	R\$ 2.943,36	R\$ 1.592,07	R\$ 4.535,43	R\$ 238,81	R\$ 4.296,62	R\$ 3.857,17	-R\$ 439,45
16	09/12/2019	R\$ 2.943,36	R\$ 1.514,38	R\$ 4.457,74	R\$ 227,16	R\$ 4.230,58	R\$ 3.857,17	-R\$ 373,41
17	09/01/2020	R\$ 2.943,36	R\$ 1.538,11	R\$ 4.481,47	R\$ 230,72	R\$ 4.250,75	R\$ 3.857,17	-R\$ 393,58
18	09/02/2020	R\$ 2.943,36	R\$ 1.511,12	R\$ 4.454,48	R\$ 226,67	R\$ 4.227,81	R\$ 3.857,17	-R\$ 370,64
19	09/03/2020	R\$ 2.943,36	R\$ 1.387,98	R\$ 4.331,34	R\$ 208,20	R\$ 4.123,14	R\$ 3.857,17	-R\$ 265,97
20	09/04/2020	R\$ 2.943,36	R\$ 1.457,15	R\$ 4.400,51	R\$ 218,57	R\$ 4.181,94	R\$ 3.857,17	-R\$ 324,77
21	09/05/2020	R\$ 2.943,36	R\$ 1.383,83	R\$ 4.327,19	R\$ 207,57	R\$ 4.119,62	R\$ 3.857,17	-R\$ 262,45
22	09/06/2020	R\$ 2.943,36	R\$ 1.403,18	R\$ 4.346,54	R\$ 210,48	R\$ 4.136,07	R\$ 4.053,89	-R\$ 82,18
23	09/07/2020	R\$ 2.943,36	R\$ 1.331,61	R\$ 4.274,97	R\$ 199,74	R\$ 4.075,23	R\$ 4.053,89	-R\$ 21,34
24	09/08/2020	R\$ 2.943,36	R\$ 1.349,22	R\$ 4.292,58	R\$ 202,38	R\$ 4.090,19	R\$ 4.053,89	-R\$ 36,31
25	09/09/2020	R\$ 2.943,36	R\$ 1.322,23	R\$ 4.265,59	R\$ 198,33	R\$ 4.067,26	R\$ 4.053,89	-R\$ 13,37
26	09/10/2020	R\$ 2.943,36	R\$ 1.253,28	R\$ 4.196,64	R\$ 187,99	R\$ 4.008,65	R\$ 4.053,89	R\$ 45,24
27	09/11/2020	R\$ 2.943,36	R\$ 1.268,26	R\$ 4.211,62	R\$ 190,24	R\$ 4.021,38	R\$ 4.053,89	R\$ 32,50
28	09/12/2020	R\$ 2.943,36	R\$ 1.201,06	R\$ 4.144,42	R\$ 180,16	R\$ 3.964,26	R\$ 4.053,89	R\$ 89,62
29	09/01/2021	R\$ 2.943,36	R\$ 1.214,29	R\$ 4.157,65	R\$ 182,14	R\$ 3.975,51	R\$ 4.053,89	R\$ 78,38
30	09/02/2021	R\$ 2.943,36	R\$ 1.187,31	R\$ 4.130,67	R\$ 178,10	R\$ 3.952,57	R\$ 4.053,89	R\$ 101,31
31	09/03/2021	R\$ 2.943,36	R\$ 1.047,57	R\$ 3.990,93	R\$ 157,14	R\$ 3.833,80	R\$ 4.053,89	R\$ 220,09
32	09/04/2021	R\$ 2.943,36	R\$ 1.133,34	R\$ 4.076,70	R\$ 170,00	R\$ 3.906,70	R\$ 4.053,89	R\$ 147,19
33	09/05/2021	R\$ 2.943,36	R\$ 1.070,51	R\$ 4.013,87	R\$ 160,58	R\$ 3.853,29	R\$ 4.053,89	R\$ 200,59
34	09/06/2021	R\$ 2.943,36	R\$ 1.079,37	R\$ 4.022,73	R\$ 161,91	R\$ 3.860,83	R\$ 4.260,63	R\$ 399,81
35	09/07/2021	R\$ 2.943,36	R\$ 1.018,29	R\$ 3.961,65	R\$ 152,74	R\$ 3.808,91	R\$ 4.260,63	R\$ 451,73
36	09/08/2021	R\$ 2.943,36	R\$ 1.025,40	R\$ 3.968,76	R\$ 153,81	R\$ 3.814,95	R\$ 4.260,63	R\$ 445,68
37	09/09/2021	R\$ 2.943,36	R\$ 998,42	R\$ 3.941,78	R\$ 149,76	R\$ 3.792,02	R\$ 4.260,63	R\$ 468,62
38	09/10/2021	R\$ 2.943,36	R\$ 939,96	R\$ 3.883,32	R\$ 140,99	R\$ 3.742,33	R\$ 4.260,63	R\$ 518,31
39	09/11/2021	R\$ 2.943,36	R\$ 944,45	R\$ 3.887,81	R\$ 141,67	R\$ 3.746,14	R\$ 4.260,63	R\$ 514,49
40	09/12/2021	R\$ 2.943,36	R\$ 887,74	R\$ 3.831,10	R\$ 133,16	R\$ 3.697,94	R\$ 4.260,63	R\$ 562,69
41	09/01/2022	R\$ 2.943,36	R\$ 890,48	R\$ 3.833,84	R\$ 133,57	R\$ 3.700,27	R\$ 4.260,63	R\$ 560,36
42	09/02/2022	R\$ 2.943,36	R\$ 863,50	R\$ 3.806,86	R\$ 129,52	R\$ 3.677,33	R\$ 4.260,63	R\$ 583,30
43	09/03/2022	R\$ 2.943,36	R\$ 755,23	R\$ 3.698,59	R\$ 113,28	R\$ 3.585,30	R\$ 4.260,63	R\$ 675,33
44	09/04/2022	R\$ 2.943,36	R\$ 809,53	R\$ 3.752,89	R\$ 121,43	R\$ 3.631,46	R\$ 4.260,63	R\$ 629,17
45	09/05/2022	R\$ 2.943,36	R\$ 757,19	R\$ 3.700,55	R\$ 113,58	R\$ 3.586,97	R\$ 4.260,63	R\$ 673,66
46	09/06/2022	R\$ 2.943,36	R\$ 755,56	R\$ 3.698,92	R\$ 113,33	R\$ 3.585,59	R\$ 4.477,93	R\$ 892,34
47	09/07/2022	R\$ 2.943,36	R\$ 704,97	R\$ 3.648,33	R\$ 105,75	R\$ 3.542,58	R\$ 4.477,93	R\$ 935,34
48	09/08/2022	R\$ 2.943,36	R\$ 701,59	R\$ 3.644,95	R\$ 105,24	R\$ 3.539,71	R\$ 4.477,93	R\$ 938,21
49	09/09/2022	R\$ 2.943,36	R\$ 674,61	R\$ 3.617,97	R\$ 101,19	R\$ 3.516,78	R\$ 4.477,93	R\$ 961,15
50	09/10/2022	R\$ 2.943,36	R\$ 626,64	R\$ 3.570,00	R\$ 94,00	R\$ 3.476,00	R\$ 4.477,93	R\$ 1.001,92
51	09/11/2022	R\$ 2.943,36	R\$ 620,64	R\$ 3.564,00	R\$ 93,10	R\$ 3.470,90	R\$ 4.477,93	R\$ 1.007,02
52	09/12/2022	R\$ 2.943,36	R\$ 574,42	R\$ 3.517,78	R\$ 86,16	R\$ 3.431,62	R\$ 4.477,93	R\$ 1.046,31
53	09/01/2023	R\$ 2.943,36	R\$ 566,67	R\$ 3.510,03	R\$ 85,00	R\$ 3.425,03	R\$ 4.477,93	R\$ 1.052,90
54	09/02/2023	R\$ 2.943,36	R\$ 539,69	R\$ 3.483,05	R\$ 80,95	R\$ 3.402,09	R\$ 4.477,93	R\$ 1.075,83
55	09/03/2023	R\$ 2.943,36	R\$ 462,88	R\$ 3.406,24	R\$ 69,43	R\$ 3.336,81	R\$ 4.477,93	R\$ 1.141,12
56	09/04/2023	R\$ 2.943,36	R\$ 485,72	R\$ 3.429,08	R\$ 72,86	R\$ 3.352,22	R\$ 4.477,93	R\$ 1.121,71
57	09/05/2023	R\$ 2.943,36	R\$ 443,87	R\$ 3.387,23	R\$ 66,58	R\$ 3.320,65	R\$ 4.477,93	R\$ 1.157,28

1) Esta Planilha trata-se de mera simulação, não constituindo-se sob nenhuma hipótese proposta de crédito.

Parcela	DATAS DOS PAGAMENTOS	RECEBIMENTO DE PRESTAÇÃO					Pagamento Total Concessionária no período	Economia no período							
		PRINCIPAL		JUROS	Total Financiamento	Bônus de adimplência			Prestação com Bônus						
		R\$	211.922,00	R\$	74.653,94	R\$			286.575,94	R\$	11.198,09	R\$	275.377,85	R\$	317.073,89
57	09/06/2023	R\$	2.943,36	R\$	431,75	R\$	3.375,11	R\$	64,76	R\$	3.310,35	R\$	4.706,30	R\$	1.395,95
58	09/07/2023	R\$	2.943,36	R\$	391,65	R\$	3.335,01	R\$	58,75	R\$	3.276,26	R\$	4.706,30	R\$	1.430,04
59	09/08/2023	R\$	2.943,36	R\$	377,78	R\$	3.321,14	R\$	56,67	R\$	3.264,47	R\$	4.706,30	R\$	1.441,83
60	09/09/2023	R\$	2.943,36	R\$	350,80	R\$	3.294,16	R\$	52,62	R\$	3.241,54	R\$	4.706,30	R\$	1.464,76
61	09/10/2023	R\$	2.943,36	R\$	313,32	R\$	3.256,68	R\$	47,00	R\$	3.209,68	R\$	4.706,30	R\$	1.496,62
62	09/11/2023	R\$	2.943,36	R\$	296,83	R\$	3.240,19	R\$	44,52	R\$	3.195,66	R\$	4.706,30	R\$	1.510,64
63	09/12/2023	R\$	2.943,36	R\$	261,10	R\$	3.204,46	R\$	39,17	R\$	3.165,30	R\$	4.706,30	R\$	1.541,00
64	09/01/2024	R\$	2.943,36	R\$	242,86	R\$	3.186,22	R\$	36,43	R\$	3.149,79	R\$	4.706,30	R\$	1.556,51
65	09/02/2024	R\$	2.943,36	R\$	215,88	R\$	3.159,24	R\$	32,38	R\$	3.126,85	R\$	4.706,30	R\$	1.579,45
66	09/03/2024	R\$	2.943,36	R\$	176,65	R\$	3.120,01	R\$	26,50	R\$	3.093,51	R\$	4.706,30	R\$	1.612,79
67	09/04/2024	R\$	2.943,36	R\$	161,91	R\$	3.105,27	R\$	24,29	R\$	3.080,98	R\$	4.706,30	R\$	1.625,32
68	09/05/2024	R\$	2.943,36	R\$	130,55	R\$	3.073,91	R\$	19,58	R\$	3.054,33	R\$	4.706,30	R\$	1.651,97
69	09/06/2024	R\$	2.943,36	R\$	107,94	R\$	3.051,30	R\$	16,19	R\$	3.035,11	R\$	4.946,32	R\$	1.911,21
70	09/07/2024	R\$	2.943,36	R\$	78,33	R\$	3.021,69	R\$	11,75	R\$	3.009,94	R\$	4.946,32	R\$	1.936,38
71	09/08/2024	R\$	2.943,36	R\$	53,97	R\$	2.997,33	R\$	8,10	R\$	2.989,23	R\$	4.946,32	R\$	1.957,09
72	09/09/2024	R\$	2.943,44	R\$	26,99	R\$	2.970,43	R\$	4,05	R\$	2.966,38	R\$	4.946,32	R\$	1.979,94

1) Esta Planilha trata-se de mera simulação, não constituindo-se sob nenhuma hipótese proposta de crédito.

ANEXO A – DATASHEET DO MÓDULO FOTOVOLTAICO MAXPOWER CS6U-325P

Abaixo segue o *Datasheet* do módulo MAXPOWER CS6U-325P utilizado no Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede com potência de 41,6kWp.



MAXPOWER CS6U-315 | 320 | 325 | 330P

Canadian Solar's modules use the latest innovative cell technology, increasing module power output and system reliability, ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

KEY FEATURES



Excellent module efficiency of up to 16.97 %



Outstanding low irradiance performance of up to 96.0 %



High PTC rating of up to 91.55 %



IP67 junction box for long-term weather endurance



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa



linear power output warranty



product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system

ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system

OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CQC / MCS / INMETRO

UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)

UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE

UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1

IEC60068-2-68: SGS

Take-e-way



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

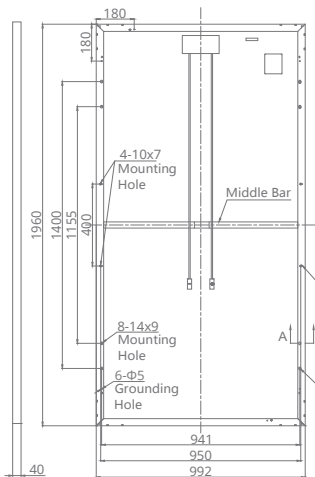
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 16 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

CANADIAN SOLAR INC.

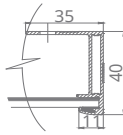
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

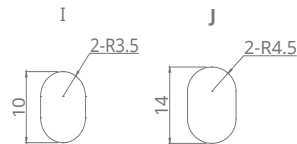
Rear View



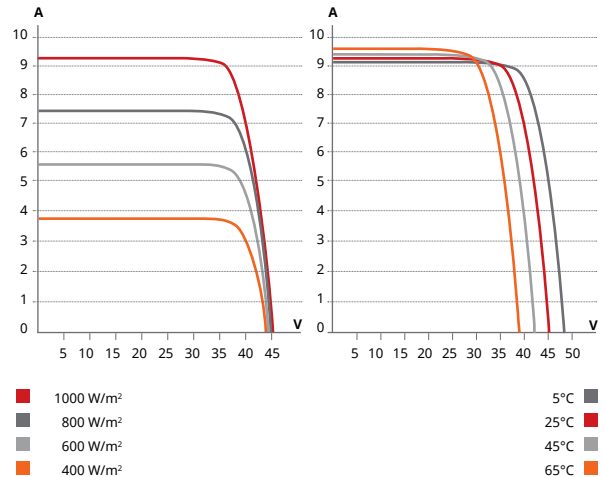
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS6U-320P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A
Module Efficiency	16.20%	16.46%	16.72%	16.97%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	228 W	232 W	236 W	239 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.4 V	33.6 V	33.7 V	33.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.84 A	6.91 A	6.98 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.5 V	41.6 V	41.8 V	41.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.44 A	7.50 A	7.57 A	7.66 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % from irradiances, between 1000 W/m² and 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1960×992×40 mm (77.2×39.1×1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Per container (40' HQ)	624 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

PARTNER SECTION



ANEXO B – DATASHEET DO INVERSOR REFSOL 40K/46K

Abaixo segue o *Datasheet* do inversor utilizado no Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede com potência de 41,6kWp.

REFU*sol* 40K/46K

String Inverter for large PV systems

- UltraEta® Topology
- Natural convection cooling
- Cloud-based monitoring

Performance and reliability are what counts in large PV systems. The second generation of the string inverter REFU*sol* 40K/46K offers both. With up to 46 kVA output power for medium voltage feed-in and its patented 5 level UltraEta® topology, it generates the best possible energy yield at every irradiation level. The inverter design with passive cooling without external fan eliminates costly maintenance works.

The new DC and AC terminals using latest Phoenix Contact T-LOX technology allow fast connection of aluminum and copper wires up to cross sections of 50 mm². Thanks to the reduction to one single DC input, the inverter offers multiple options on the DC external combiner box.

Each solar inverter can be connected to our cloud-based monitoring portal REFUlog using Ethernet or RS485 connections, offering professional monitoring functionality.



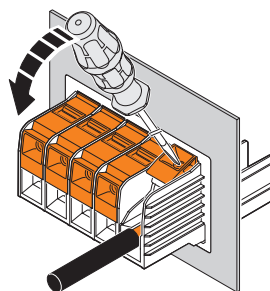
Available as 40 kVA (400 V)
or 46 kVA (460 V)

TECHNICAL DATA

Art. No.	REFU ^{sol} 40K 842P040.010	REFU ^{sol} 46K-MV 842P046.010
DC DATA		
Max. recommended PV power (kWp)	60	70
MPPT range (V)	250 ... 900	
MPPT range at nominal power (V)	490 ... 850	575 ... 850
Max. voltage DC (V)	1,000	
DC wake-up voltage (V)	200	
DC start voltage feed-in (V)	350	
Max. operational current DC (A)	84	82
Max. short circuit current ISC of PV system (A)	160	
MPP trackers	1	
Number of DC inputs	1 × Plus, 1 × Minus	
DC input terminal	Phoenix Contact T-LOX knee lever connection TW50	
DC input cables	10 ... 50 mm ² (aluminum / copper)	

AC DATA		
AC nominal power (kW)	40 *)	46
Max. apparent power (kVA)	40	46
AC grid connection / Feed-in phases	L1, L2, L3, N, PE	
Nominal power factor / Range	1 / 0,8i ... 0,8c	
Nominal voltage AC (V)	400	460
Voltage range AC (V)	320 ... 480	368 ... 529
Nominal frequency / Frequency range (Hz)	50, 60 / 45 ... 65	
Max. AC current (A)	3 × 59	
Max. THD (%)	< 3	
Max. AC protection (A)	80	
AC circuit breaker	external	
Max. efficiency (%)	98.2	98.3
European efficiency (%)	97.8	98.1
Feed-in from (W)	40	
Self consumption night (W)	< 0.5	
AC terminal	Phoenix Contact T-LOX knee lever connection TW50	
AC cables	10 ... 50 mm ² (aluminum / copper)	

*) 38.8 kW / kVA at 380 V grid voltage



Fast and safe connection of AC and DC cables thanks to the new Phoenix Contact connection technology.

AMBIENT CONDITIONS

Cooling	natural convection
Ambient temperature at nominal power [°C]	- 25 ... + 45
Ambient temperature [°C]	- 25 ... + 60
Storage temperature [°C]	- 25 ... + 60
Rel. air humidity [%]	4 ... 100
Elevation (m above sea level)	4,000 *)
Noise (dBA)	< 45
Environment classification (IEC 721-3-4)	4K4H
Pollution degree (IEC 62109-6-3)	3
Type of protection (IEC 60529)	IP65

SAFETY AND PROTECTION FUNCTIONS

DC circuit breaker	integrated
Isolation monitoring	yes
Overload behaviour	DC working point adjustment
String fuses	external
Grid monitoring	Voltage, Frequency, Anti Islanding, DC injection
Residual Current Monitoring (RCD)	yes
Protection class (IEC 62103)	I
Overvoltage category (EN 60664-1)	DC: II, AC: III

GENERAL DATA FUNCTIONS

Interfaces	Ethernet, RS485, temperature and irradiation sensor / external stop signal
Dimensions W × H × D (mm)	755 × 820 × 300
Weight (kg)	75.6
Certification	You can find the latest certificates at www.refu-sol.com

ACCESSORIES

922001	REFU ^{sol} 08 K ... 46 K RS485 Connector Set	For RS485 wiring of REFU ^{sol} inverter, contains 2 connectors (IN / OUT)
922002	REFU ^{sol} 08 K ... 46 K Ethernet Connector	For Ethernet wiring of REFU ^{sol} inverter
924002 - 924007	REFU ^{control}	Ethernet or RS485 data-gateway, power control and individual park control features
925001 - 925005	Combiner Box	DC Combiner Box with 10 string inputs and different options like fuses and surge protection
922013	PV-Fuse 10×38 1,000 V 15 A	PV fuses for the Combiner Boxes
922009	Temperature and irradiation sensor	Measurement of irradiation and module temperature. Can be directly connected to any REFU ^{sol} inverter
922010	REFU ^{sol} 08 K ... 46 K connector for sensor input	Connector to connect the irradiation sensor to REFU ^{sol} inverter 08 K ... 46 K

*) The derating of the maximum open circuit voltage depends on the installation altitude:

Altitude above Sea Level	Max. DC voltage
up to 2,600 m	1,000 V
up to 3,000 m	950 V
up to 3,500 m	900 V
up to 4,000 m	850 V

SYSTEM PLANNING WITH THE REFU_{sol} 40K/46K

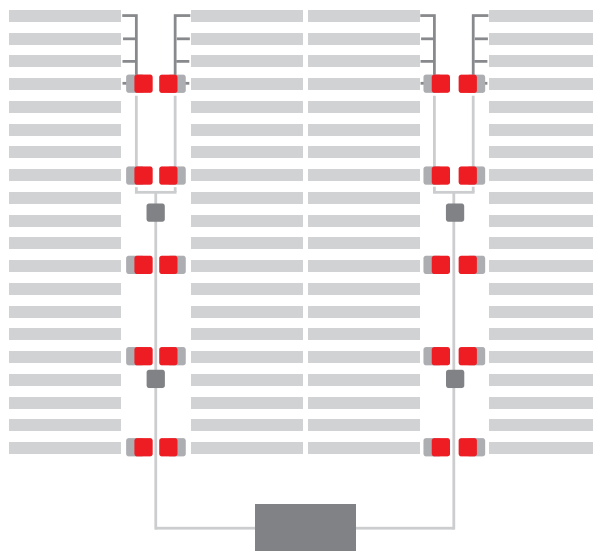
MODULAR LARGE SYSTEM ARCHITECTURE

The REFU_{sol} 40K/46K with its highly precise MPP-tracker and central string input gives maximum flexibility for the system planning. The devices can be placed close to the module strings or grouped centrally close to the transformer – an outdoor positioning is no problem thanks to IP 65 protection class.

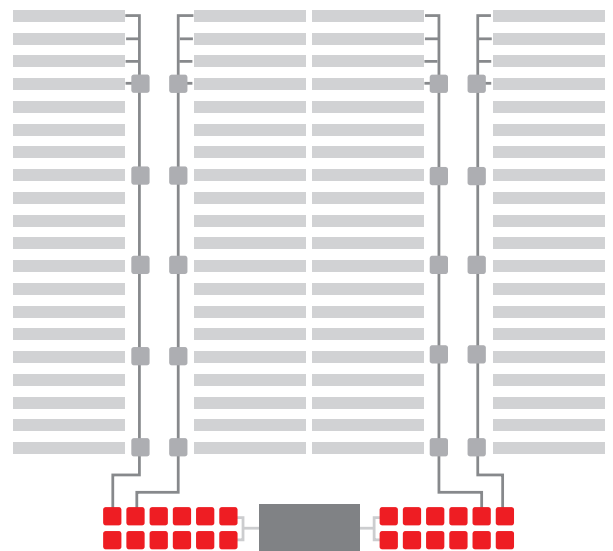
CENTRALIZED STRING CONCEPT

The centralized positioning of the inverters close to the transformer provides several benefits. Besides lower losses on the DC-side and less costs due to reduced AC cabling, it also simplifies the ethernet connection needed for monitoring.

GROUND MOUNTED SYSTEMS

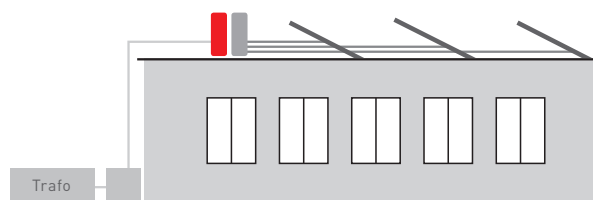


Decentralized system

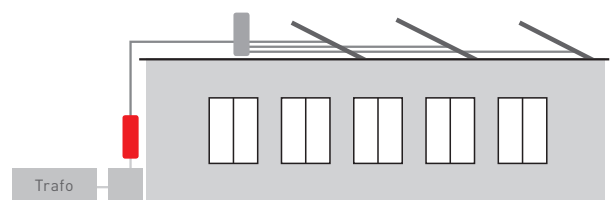


Centralized system

ROOFTOP SYSTEMS



Decentralized system



Centralized system

- REFU_{sol} inverter
- DC combiner box
- AC combiner
- DC cable
- AC cable

No responsibility is taken for the correctness of this information. Subject to modification.

**ANEXO C – CAPACIDADE DE CONDUÇÃO DE CORRENTE, EM AMPÉRES, PARA
CONDUTORES DE COBRE E ALUMÍNIO COM ISOLAÇÃO DE PVC**

Abaixo segue a tabela que determina a Capacidade de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência: A1, A2, B1, B2, C e D.

Tabela 36 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: PVC

Temperatura no condutor: 70°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	7	7	7	7	9	8	9	8	10	9	12	10
0,75	9	9	9	9	11	10	11	10	13	11	15	12
1	11	10	11	10	14	12	13	12	15	14	18	15
1,5	14,5	13,5	14	13	17,5	15,5	16,5	15	19,5	17,5	22	18
2,5	19,5	18	18,5	17,5	24	21	23	20	27	24	29	24
4	26	24	25	23	32	28	30	27	36	32	38	31
6	34	31	32	29	41	36	38	34	46	41	47	39
10	46	42	43	39	57	50	52	46	63	57	63	52
16	61	56	57	52	76	68	69	62	85	76	81	67
25	80	73	75	68	101	89	90	80	112	96	104	86
35	99	89	92	83	125	110	111	99	138	119	125	103
50	119	108	110	99	151	134	133	118	168	144	148	122
70	151	136	139	125	192	171	168	149	213	184	183	151
95	182	164	167	150	232	207	201	179	258	223	216	179
120	210	188	192	172	269	239	232	206	299	259	246	203
150	240	216	219	196	309	275	265	236	344	299	278	230
185	273	245	248	223	353	314	300	268	392	341	312	258
240	321	286	291	261	415	370	351	313	461	403	361	297
300	367	328	334	298	477	426	401	358	530	464	408	336
400	438	390	398	355	571	510	477	425	634	557	478	394
500	502	447	456	406	656	587	545	486	729	642	540	445
630	578	514	526	467	758	678	626	559	843	743	614	506
800	669	593	609	540	881	788	723	645	978	865	700	577
1 000	767	679	698	618	1 012	906	827	738	1 125	996	792	652
Alumínio												
16	48	43	44	41	60	53	54	48	66	59	62	52
25	63	57	58	53	79	70	71	62	83	73	80	66
35	77	70	71	65	97	86	86	77	103	90	96	80
50	93	84	86	78	118	104	104	92	125	110	113	94
70	118	107	108	98	150	133	131	116	160	140	140	117
95	142	129	130	118	181	161	157	139	195	170	166	138
120	164	149	150	135	210	186	181	160	226	197	189	157
150	189	170	172	155	241	214	206	183	261	227	213	178
185	215	194	195	176	275	245	234	208	298	259	240	200
240	252	227	229	207	324	288	274	243	352	305	277	230
300	289	261	263	237	372	331	313	278	406	351	313	260
400	345	311	314	283	446	397	372	331	488	422	366	305
500	396	356	360	324	512	456	425	378	563	486	414	345
630	456	410	416	373	592	527	488	435	653	562	471	391
800	529	475	482	432	687	612	563	502	761	654	537	446
1 000	607	544	552	495	790	704	643	574	878	753	607	505