



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CAMPUS SOBRAL
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

MARCOS VINÍCIUS SOARES DE FRANÇA

**PROJETO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA EM
ESTABELECIMENTO COMERCIAL NO INTERIOR DO CEARÁ**

SOBRAL-CE

2018

MARCOS VINÍCIUS SOARES DE FRANÇA

**PROJETO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA EM
ESTABELECIMENTO COMERCIAL NO INTERIOR DO CEARÁ**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Ceará - *Campus* Sobral, como parte dos requisitos para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Éber de Castro Diniz

SOBRAL-CE

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)

- F882p França, Marcos Vinícius Soares de.
PROJETO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA EM ESTABELECIMENTO
COMERCIAL NO INTERIOR DO CEARÁ / Marcos Vinícius Soares de França. – 2018.
104 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Campus de Sobral,
Curso de Engenharia Elétrica, Sobral, 2018.
Orientação: Prof. Dr. Eber de Castro Diniz.
1. Sistema Fotovoltaico. 2. Geração Distribuída. 3. Energia Renovável. 4. Matriz Energética. I. Título.
CDD 621.3
-

MARCOS VINÍCIUS SOARES DE FRANÇA

**PROJETO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA EM
ESTABELECIMENTO COMERCIAL NO INTERIOR DO CEARÁ**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Ceará - *Campus* Sobral, como parte dos requisitos para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em: ___/___/___

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Eber de Castro Diniz (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

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

Engenheiro Eletricista Nathanael Soares Costa
C. Menezes Engenharia e Energia

A Deus.
Aos meus pais, Heládio e Claudira.
A minha namorada Jéssica.
Aos meus familiares e amigos.

AGRADECIMENTOS

A Deus que proporcionou a realização dessa conquista.

À minha mãe Claudira que sempre deu força e apoio em toda minha trajetória como estudante, incentivando a cada dificuldade e em cada disciplina cursada.

À minha namorada Jéssica, que viveu comigo toda essa trajetória, dando auxílio e amor, e pela sua contribuição nesse trabalho.

Ao meu pai Heládio e aos meus irmãos Júlio César e Júnior, pelo apoio.

Aos meus demais familiares que auxiliaram para a realização desse momento e torcem por meu sucesso, em especial minha avó Adelaide.

Aos professores do curso de engenharia elétrica, ao meu orientador Prof. Dr. Eber de Castro Diniz, aos membros da banca o Prof. Me. Erasmo Saraiva de Castro e o Eng. Nathanael Soares Costa.

Aos amigos do curso pelo companheirismos e apoio, em destaque Nathanael, Josa, Diego, Daniel, Marcílio, Ildenor e aos que seguiram outras carreiras, Ana Paula e Álef.

“Que todos os nossos esforços estejam sempre focados no desafio à impossibilidade. Todas as grandes conquistas humanas vieram daquilo que parecia impossível.”

(Charles Chaplin)

RESUMO

A melhora na eficiência de sistemas fotovoltaicos, assim como a diminuição de seus custos, viabiliza sua implantação, com um período de retorno de investimento (PRI) ou em inglês *payback*, que vale o investimento. Em períodos de secas no Brasil é necessário utilizar muitas termelétricas que tornam conta de energia mais cara, além disso geram gases de efeito estufa, assim projetos como esse ajudam a desafogar o sistema e tornar a matriz energética brasileira mais limpa. Com uma pesquisa do tipo estudo de caso, é projetado um sistema fotovoltaico para funcionar conectado à rede elétrica (*On-Grid*) em um estabelecimento comercial, sendo realizado análises financeiras e uma simulação de empréstimo bancário especial dedicado a energias renováveis, de maneira que seja viável para o empreendimento. O projeto foi dimensionado de acordo com as normas brasileiras, dentre elas a NBR 5410/2004, NBR 5419/2015, NBR 10899/2013, também seguindo as regulamentações do MME, ANEEL, ENEL, EPE e realizado pesquisa bibliográfica em literaturas atuais, a fim de obter um sistema moderno e eficiente. A abordagem é quantitativa e qualitativa, e os resultados obtidos foram favoráveis a implantação desse sistema de microgeração distribuída, mesmo com todos os problemas encontrados no país para uma maior expansão dessa fonte energética.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico. Geração Distribuída. Energia Renovável. Matriz Energética.

ABSTRACT

The improvement in the efficiency of photovoltaic systems, as well as the reduction of their costs, enables their implementation, with a period of return on investment (PRI) or in english *payback*, which is worth the investment. In periods of drought in Brazil it is necessary to use many thermoelectric plants that make energy bills more expensive, in addition to generating greenhouse gases, so projects like this help to unlock the system and make the Brazilian matrix cleaner. With a research of the type of chance study, a photovoltaic system is designed to work connected to the grid (*On-Grid*) in a commercial establishment, being carried out financial analyzes and a simulation of a special bank loan dedicated to renewable energies, so that it is feasible for the enterprise. The project was scaled according to the brazilian standards, among them NBR 5410/2004, NBR 5419/2015, NBR 10899/2013, also following the regulations of the MME, ANEEL, ENEL, EPE and carried out bibliographical research in current literature, in order to obtain a modern and efficient. The approach is quantitative and qualitative, and the results obtained were favorable to the implementation of this distributed microgeneration system, even with all the problems found in the country for a further expansion of this energy source.

Keywords: Photovoltaic System. Distributed Generation. Renewable Energy. Energy Matrix.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Matriz elétrica brasileira	15
Figura 2 - Mapa da radiação solar em Wh/m ² ·dia	16
Figura 3 - Tipos de sistemas fotovoltaicos	21
Figura 4 - Tipo de absorções solares na placa	22
Figura 5 - Horas de sol pico.....	22
Figura 6 - Diagrama de energia e fundamentos básicos da conversão solar fotovoltaica	24
Figura 7 - Módulos fotovoltaicos	25
Figura 8 - Diferentes tipos de células de silício.....	26
Figura 9 - Estrutura de bandas de energia	27
Figura 10 - Dopagem com fósforo e boro na rede cristalina de silício	28
Figura 11 - Curva I-V	29
Figura 12 - Variações de irradiância e temperatura na relação I-V.....	30
Figura 13 - Processos de fabricação de um módulo fotovoltaico.....	31
Figura 14 - Ligações e detalhes de um módulo fotovoltaico.....	33
Figura 15 - Módulo sombreado com diodos de by-pass.....	34
Figura 16 - Fixação do suporte para painéis em telhas de fibrocimento	35
Figura 17 - Aterramento de estrutura	35
Figura 18 - Gráfico I-V para formas de organização de módulos	36
Figura 19 - Tensão contínua para alternada	37
Figura 20 - Inversor de dois estágios.....	39
Figura 21 - Topologias de projeto para SFCR.....	40
Figura 22 - Sistema Mestre Escravo.....	41
Figura 23 - Sistema elétrico de potência de distribuição com presença de GD	44
Figura 24 - Esquema de um Sistema Fotovoltaico Conectado na Rede.....	46
Figura 25 - Placa de sinalização	50
Figura 26 - Procedimentos e etapas de acesso.....	51
Figura 27 - Sundata - CRESESB.....	52
Figura 28 - Situação geográfica e Aspectos Climáticos	57
Figura 29 - Local do Projeto.....	58
Figura 30 - Irradiação solar em Poranga-CE.....	59
Figura 31 - Fachada do estabelecimento sinalizando o ramal de entrada e a medição	60
Figura 32 - KIT: GEF-17160FP 17,16KWP FRONIUS SYMO TRIF 380V Q CELLS	63

Figura 33 - Gráfico da geração e o consumo.....	71
Figura 34 - Gráfico do fluxo de caixa para o PRI descontado	80
Figura 35 - Fluxo simplificado para obtenção do financiamento.....	81
Figura 36 - Resumo da Simulação no FNE SOL.....	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Níveis de tensão para conexão de centrais geradoras.....	47
Tabela 2 - Requisitos mínimos em função da potência instalada.....	48
Tabela 3 - Atuação para a frequência	49
Tabela 4 - Faixa de fator de potência	49
Tabela 5 - Dados mensais da energia consumida	61
Tabela 6 - Especificações técnicas do painel de 330 Wp.....	63
Tabela 7 - Especificações Inversor Fronius.....	64
Tabela 8 - Seção mínima do condutor de proteção* (aterramento).....	69
Tabela 9 - Irradiação, geração, consumo e crédito gerado	70
Tabela 10 - Primeira análise da geração fotovoltaica.....	72
Tabela 11 - Crédito acumulado no consumo e injetado para grupo B (baixa tensão).....	73
Tabela 12 - Estimativa do SFCR operando considerando os créditos gerados	73
Tabela 13 - Orçamento do Projeto.....	77
Tabela 14 - Relação das faturas e da economia para os 25 anos analisados	78
Tabela 15 - Análise do tempo de retorno do investimento.....	79
Tabela 16 - Análise do TIR	80
Tabela 17 - Comparativo entre as faturas médias anuais e a parcela do empréstimo	82

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
BNB	Banco do Nordeste
CA	Corrente Alternada
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CC	Corrente Contínua
CG	Central Geradora
CREA	Conselho Regional de Engenharia e Arquitetura
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
ENEL-CE	Companhia de distribuição de energia do Ceará
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
HSP	Horas de Sol Pleno (Horas de Sol Pico)
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPECE	Instituto de Pesquisa e Estratégia Econômica do Ceará
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
MME	Ministério de Minas e Energia
SPPM	Maximum Power Point Tracker (Rastreador do Ponto de Máxima Potência)
NBR	Norma Brasileira
NT	Norma Técnica
PMBOK	Project Management Body of Knowledge
PMI	Project Management Institute
PMUC	Prédio de Múltiplas Unidades Consumidoras

PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia
RN	Resolução Normativa
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPPM	Seguimento do Ponto de Potência Máxima
STC	Standard Test Conditions (Condições Padrão de Teste)
TD	Taxa de Desempenho
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UC	Unidade Consumidora
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Justificativa do trabalho	18
1.2	Objetivos	18
1.3	Metodologia	18
1.4	Estrutura	19
2	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	20
2.1	Parâmetros solar	21
2.2	Efeito Fotovoltaico	23
2.3	Painéis Solares	24
2.3.1	<i>Células fotovoltaicas</i>	25
2.3.1.1	<i>Funcionamento da Célula fotovoltaica</i>	27
2.3.2	<i>Fatores que afetam a característica I-V do gerador FV</i>	30
2.3.3	<i>Módulo fotovoltaico</i>	30
2.3.2.1	<i>Parâmetros elétricos</i>	31
2.3.2.2	<i>Características dos Módulo fotovoltaico</i>	32
2.3.2.3	<i>Suportes para telhado</i>	34
2.3.2.4	<i>Aterramento da estrutura de sistema fotovoltaico</i>	35
2.3.4	<i>Associação de Painéis</i>	36
2.4	Inversores	37
2.4.1	<i>Funcionamento de Inversores</i>	38
2.4.2	<i>Associação de Inversores no Sistema Fotovoltaico</i>	39
2.4.3	<i>Microinversor</i>	41
2.5	Incentivos a Energia Fotovoltaica no Brasil	42
2.5.1	<i>Condições Diferenciadas de Financiamento</i>	42
3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	44
3.1	O mercado e regulamentações no Brasil	45
3.2	Conexão de SFCR na rede elétrica	46
3.2.1	<i>Critérios técnicos para conexão de micro ou de minigeração</i>	47
3.2.2	<i>Procedimento para acesso</i>	50
3.3	Cálculo do sistema GD conectado à rede	52
3.3.1	<i>Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico (GF)</i>	53
3.3.2	<i>Dimensionamento do inversor</i>	54

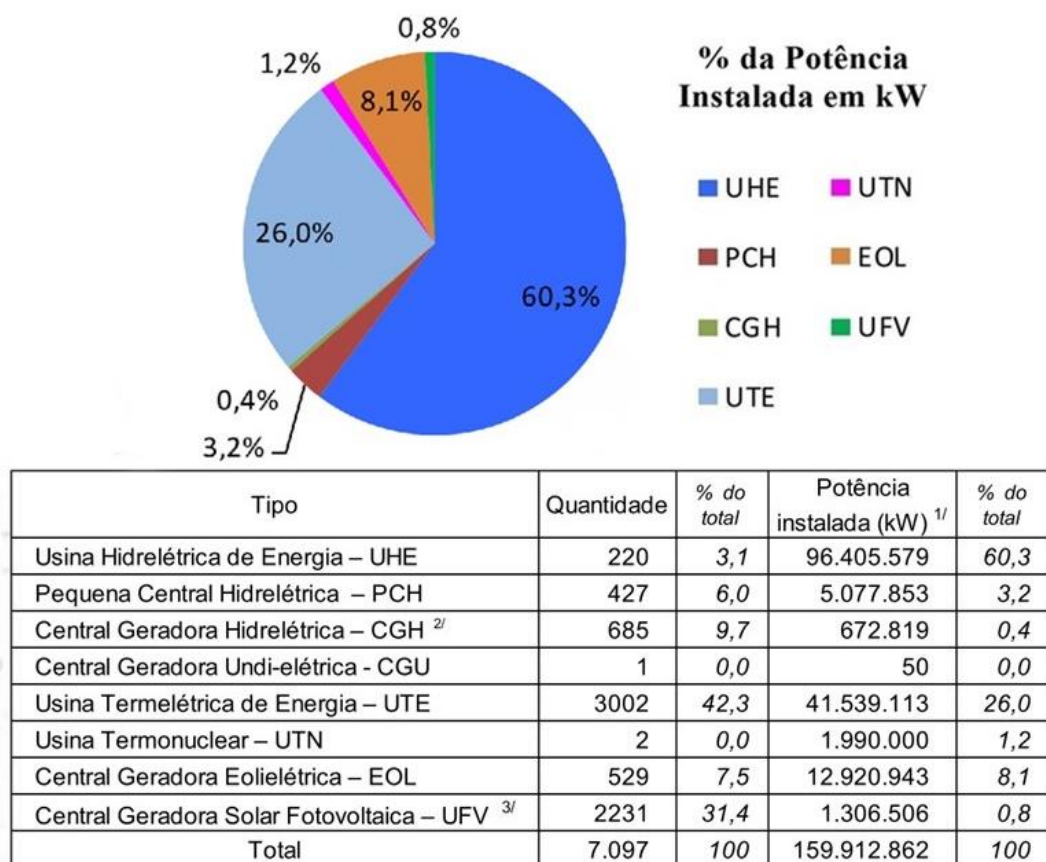
3.3.3	<i>Dimensionamento do Arranjos</i>	55
4	ESTUDO DE CASO	57
4.1	Descrição do Cliente	57
4.1.1	<i>Consumo elétrico do cliente</i>	60
4.2	Dimensionamento do Projeto	62
4.2.1	<i>Dimensionamento dos Condutores</i>	66
4.2.1.2	<i>Cabos de corrente contínua (CC)</i>	66
4.2.1.2	<i>Cabos de corrente alternada (CA)</i>	67
4.2.2	<i>Proteção Elétrica</i>	69
4.2.3	<i>Aterramento</i>	69
4.3	Análise da Geração do SFCR	70
4.3	Análise da Viabilidade Econômica	74
5	RESULTADOS E DISCURSÕES	76
5.1	Orçamento do Projeto	76
5.2	Cálculo da Viabilidade Econômica	77
5.3	Financiamento	81
6	CONCLUSÃO	84
6.1	Trabalhos futuros	85
	REFERÊNCIAS	85
	APÊNDICE A - PROJEÇÃO DA GERAÇÃO ATÉ 25 ANOS	91
	ANEXO A - SOLICITAÇÃO DE ACESSO	94
	ANEXO B - DOCUMENTO PARA GD NA ENEL	96
	ANEXO C - TABELA DE DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CC	97
	ANEXO D - TABELA DE DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CA	98
	ANEXO E - SIMULAÇÃO NO BANCO DO NORDESTE	99

1 INTRODUÇÃO

A matriz energética brasileira possui grande dependência de usinas hidroelétricas de energia (UHE), do total de potência instalada no sistema, que é aproximadamente 160GW, as UHE representam 60,3% desse valor de geração. Com a complementação sendo realizada em maior parte por usinas termoeletricas de energia (UTE), juntas as UHE e as UTE representam uma parcela de quase 90% da potência instalada, restando as outras formas de geração, como a solar fotovoltaica, uma pequena proporção nessa matriz (ANEEL, 2018).

Segundo Pereira (2017a), a energia solar fotovoltaica é uma fonte intermitente devido a variabilidade temporal, porém é uma fonte muito promissora representando na matriz energética nacional em 2018, um valor já considerável em relação a anos anteriores, representando 0,8% da potência instalada. Na Figura 1, é ilustrado os dados citados e apresenta mais informações sobre a matriz elétrica brasileira, com dados do segundo trimestre de 2018 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Figura 1 - Matriz elétrica brasileira



1/ Sujeita à fiscalização da ANEEL

2/ Potência instalada igual ou inferior a 5.000 kW, conforme Lei n° 13.360/2016.

3/ A partir de Junho/2015, foram excluídas as UFV de micro e minigeração distribuída (potência máxima de 1.000 kW, conforme Resolução 482/2012)

As posições acima incluem usinas em operação com outorgas regularizadas.

Fonte: Adaptado de Banco de Informações de Geração - ANEEL (2018).

A maior parte da geração de energia elétrica no Brasil é direcionada para o Sistema Interligado Nacional (SIN), com menos de 2% sendo de consumidores isolados. O SIN é o responsável por garantir o fornecimento de energia aos consumidores, tendo como objetivo dar confiabilidade e robustez ao sistema elétrico. Mesmo com a considerável melhora após grande parte das regiões brasileiras fazerem parte do SIN, esse sistema apresenta 15% de perdas devido as distâncias entre a geração e a carga consumidora (EPE; MME, 2017).

Dessa forma, sistemas de geração distribuída, como a solar fotovoltaica, diminuem os gastos e impactos ao meio ambiente ocasionados pelas linhas de transmissão de alta tensão, pois a geração vai estar próximo da carga (CEMIG, 2012). Além disso, a geração distribuída impulsionou a energia fotovoltaica, trazendo reduções dos seus custos, sendo competitivo com as tarifas das concessionárias de distribuição, conseguindo assim, viabilidade para implementação em estabelecimentos conectados à rede (CALDAS, 2016).

O Brasil tem grande capacidade de expansão em geração de energia fotovoltaica, segundo Nascimento (2017), o potencial total dessa forma de geração é superior ao dobro do que é consumido nas residências do país.

De acordo com Pinho e Galdino (2014), no final da década de 70 duas fábricas de módulos fotovoltaicos de silício cristalino foram abertas no Brasil, porém devido à falta de incentivos do governo elas fecharam, pois não obtinham o lucro pretendido, com isso nos anos 90 o país ficou defasado ao que era produzido em países como Alemanha e Japão. Hoje considera-se que o Brasil possui mais de dez anos de atraso no setor fotovoltaico, quando comparado a outros países, mesmo possuindo recursos naturais favoráveis para o desenvolvimento e a expansão.

De acordo com Gazeta do Povo (2013), o Brasil é um grande exportador de quartzo que é a matéria prima para a produção de silício, dessa forma poderiam ser implementadas indústrias de processamento para fomentar a indústria fotovoltaica no país, ao invés de exportado e comprado de volta o produto acabado.

O alto valor de um sistema fotovoltaico já foi um grande empecilho para implantação em massa dessa geração. Hoje mesmo com a perspectiva de queda no custo da aquisição dos equipamentos para energia solar, o valor ainda é considerado alto, nesse sentido empréstimos bancários especiais são uma alternativa para aquisição de um sistema. O valor tem relação direta com a pesquisa e desenvolvimento (P&D), que é aspecto fundamental para baratear essa fonte de energia alternativa em longo prazo. A energia solar pode também ser impulsionada em forma de geração híbrida, em associação com energia eólica (SILVA, 2015).

A questão ambiental é um fator que beneficia a energia solar, a implantação de uma planta solar apresenta baixos impactos ambientais e sociais. Na captura da radiação não envolve emissão ou geração de matéria poluente ou de gases de efeito estufa, porém é gerado na cadeia produtiva. Outra vantagem é de não haver descarte de combustíveis radioativos, e não há geração de ruído ou de subprodutos. Existe emissão de CO₂ a partir da tecnologia PV, sendo de valor maior que outras fontes renováveis, como a biomassa e a eólica, porém é muito inferior quando comparada a fontes fósseis. O desenvolvimento de novas tecnologias pode amenizar essa emissão, assim como melhorar a eficiência de geração (CEMIG, 2012).

1.1 Justificativa do trabalho

A melhora na eficiência de sistemas fotovoltaicos, assim como a diminuição de seus custos, viabiliza a implantação em sistema conectado à rede elétrica -On-Grid- que não utilizam baterias, possuindo uma taxa de retorno que vale o investimento.

Em períodos de secas no Brasil é necessário acionar muitas termelétricas que tornam mais cara a conta de energia, além disso geram gases de efeito estufa, assim projetos como esse ajudam a desafogar o sistema elétrico e tornar a matriz brasileira mais sustentável.

1.2 Objetivos

Esse trabalho foi elaborado com objetivo geral de tratar a energia solar fotovoltaica de forma didática, com o intuito de ser acessível para a comunidade em geral, buscando a difusão do conhecimento sobre essa energia renovável, afim que ela seja mais aplicada na forma de geração distribuída.

O objetivo específico é verificar a viabilidade de um sistema solar fotovoltaico On-Grid em um estabelecimento de Padaria/Mercearia. Realizando um projeto com um orçamento que seja viável o investimento para o estabelecimento do cliente. O consumo médio do cliente é de 1531,33kWh, a partir desse valor e outros dados do local do projeto, foi realizado pesquisas de investimento através de empréstimo bancário, realizando simulações.

1.3 Metodologia

Pesquisa do tipo estudo de caso, com abordagem quantitativa e qualitativa, buscando analisar placas fotovoltaicas e inversores que se adequem ao projeto do cliente, que

é um estabelecimento comercial no interior do Ceará, verificando nas literaturas e em fornecedores os custos agregados.

Segundo Yin (2015) o estudo de caso é uma pesquisa abrangente, envolvendo planejamento, técnicas de coletas de dados e abordagens específicas. Estando centrado no fenômeno, requerendo vários métodos e fontes para descrevê-lo e explicá-lo.

Como esse trabalho é a construção de um projeto, são utilizadas técnicas presentes no PMBOK (*Project Management Body of Knowledge*), que é um conjunto de práticas na gestão de projetos organizado pelo PMI (*Project Management Institute*). Dessa forma foi delineado os objetivos, recursos e programação de cada etapa, a fim de obter eficiência e satisfação do cliente.

O período da realização da pesquisa foi de maio a novembro de 2018, sendo realizado o estudo teórico até o mês de agosto e em setembro iniciado o projeto fotovoltaico, sendo o empreendimento selecionado em junho, de acordo com o interesse de um cliente na cidade de Poranga-CE.

1.4 Estrutura

Esse trabalho final de curso está dividido em seis capítulos, sendo esse primeiro uma abordagem geral sobre a energia elétrica no Brasil, evidenciando o potencial de produção da fonte fotovoltaica no país.

No Capítulo 2 é realizado um referencial teórico sobre a energia fotovoltaica, explicando sobre o funcionamento e mostrando incentivos para a geração no Brasil. No Capítulo 3 é abordado a geração distribuída fotovoltaica.

No Capítulo 4 é feito o estudo de caso, elaborando um projeto fotovoltaico de geração distribuída em um estabelecimento comercial. No Capítulo 5 é analisado os resultados, realizando o orçamento do projeto e sendo feita simulação de viabilidade financeira com empréstimo bancário. Por fim no Capítulo 6 são dadas as considerações finais.

2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

As primeiras aplicações de energia solar fotovoltaicas foram no setor aeroespacial, devido a questões ambientais e crises de petróleo, alguns países começaram aplicá-las em consumidores isolados e em conectados à rede, estando atualmente competitiva com fontes de geração centralizadas. O Brasil somente em 2012 regulamentou a Energia Solar pela ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº482/2012, que possui definições sobre a geração e distribuição de energia solar no país. Essa norma passou por ajustes com a REN 687/2015, em que o limite de potência foi aumentado para a mini e micro geração, e também foi criado um mecanismo de compartilhamento de geração (TOLMASQUIM, 2016).

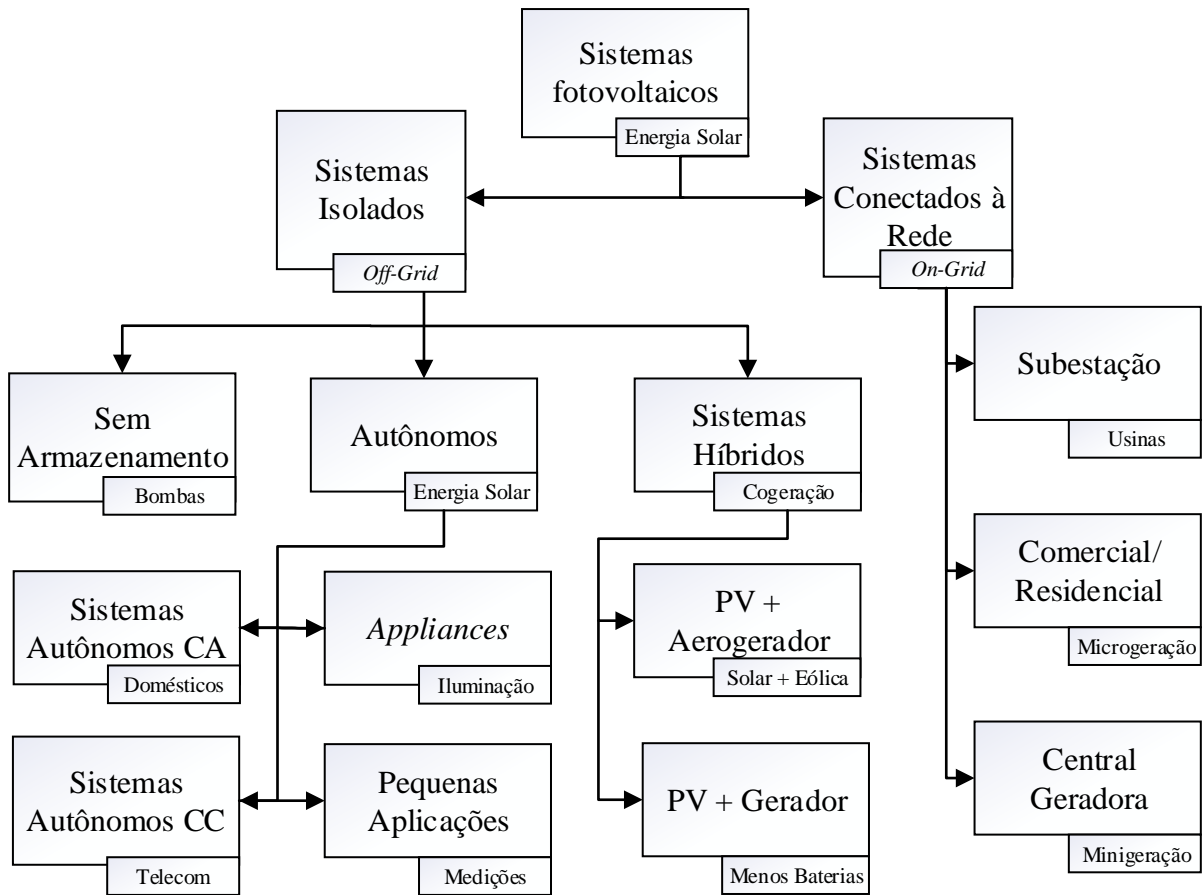
No Brasil, a poluição por energia gerada em relação a composição das fontes de geração da matriz elétrica atual, no geral é baixa, bem inferior quando comparado a países da União Europeia, Estados Unidos da América (EUA) e China, sendo emitido 104,4kg de CO₂ por 1MWh, em média (EPE, 2018). A expansão da geração fotovoltaica e a consequente diminuição de fontes não renováveis, ajudará a diminuir ainda mais o índice de poluição, além disso, no seu funcionamento não é produzido ruído acústico ou eletromagnético (SOUZA, 2017).

Os sistemas fotovoltaicos são classificados em dois grandes grupos, os sistemas isolados que são aqueles em que não dependem da concessionária de energia e os conectados à rede (*On-grid*). Para o primeiro sistema apresenta uma grande variedade de aplicações, podendo funcionar sem inversores com o uso direto da energia CC gerada, é necessário na maioria dos casos um sistema de armazenamento realizado por baterias, é comumente aplicado em regiões remotas que apresentam difícil acesso da rede elétrica. Esses sistemas necessitam então de reguladores de carga, para garantir a proteção e a durabilidade das baterias (CORREIA, 2015).

Os sistemas conectados à rede possuem uma forma de limitação de dimensionamento, pois são projetados de acordo com o consumo, sistemas maiores são denominados usinas fotovoltaicas, em menor proporção existem as centrais geradoras que são normalmente instaladas em pequenas indústrias, finalizando essa classificação existe a geração de pequeno porte no setor comercial e residencial (SILVA, 2016).

Na Figura 3, está um diagrama das tipologias de geração fotovoltaica de forma detalhada, elaborado de acordo com Correia (2015) e Silva (2016).

Figura 3 - Tipos de sistemas fotovoltaicos



Fonte: Próprio Autor (2018).

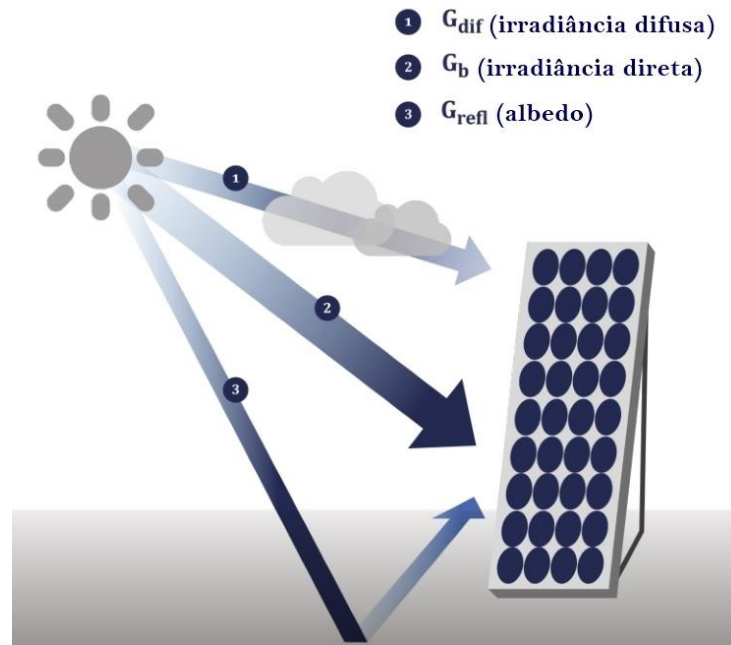
2.1 Parâmetros solar

O sol, fonte inesgotável em relação a vida na terra, distribui energia em uma ampla faixa de espectro eletromagnético, sendo a duração do dia e a energia incidente em um ponto terrestre variável de acordo com a variabilidade temporal do ciclo anual e a do ciclo diário, estando a duração do dia associada às estações do ano (PEREIRA, 2017a). O Nordeste se destaca por apresentar baixa diferenciação de incidência solar no decorrer do ano, com radiação média global de $5,9\text{kWh/m}^2$ (BOREAL, 2016).

Depois de adentrar a atmosfera terrestre a irradiância solar é decomposta em radiação direta G_b , irradiância difusa G_{dif} que é a interferida pelas nuvens e a irradiância albedo

G_{ref} que é a que chega indiretamente pela reflexão (ALONSO *et al.*, 2013). A Figura 4 ilustra a recepção de luz em uma placa solar.

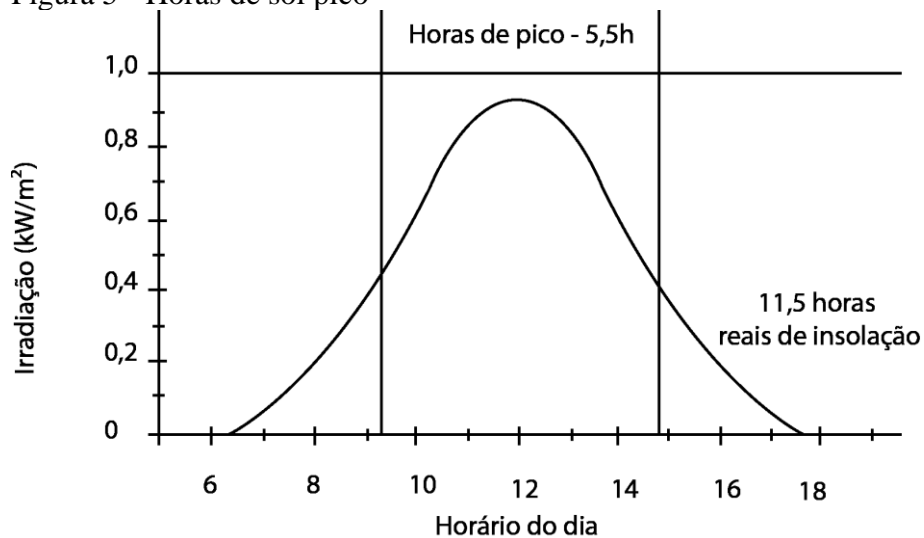
Figura 4 - Tipo de absorções solares na placa



Fonte: ALONSO *et al* (2013).

A radiação solar é mais intensa ao meio dia solar, em que atinge o ápice de geração. São aproximadamente 5,5 horas em que a irradiação fica próxima de 1000W/m^2 de irradiação, sendo classificado esse período como horas de pico. Esse meio dia solar ocorre quando os raios solares estão projetados na direção Norte-Sul, no meridiano local. Na Figura 5 está o gráfico de distribuição de irradiação no decorrer de um dia comum. (SOUZA, 2017).

Figura 5 - Horas de sol pico



Fonte: SOUZA (2017).

A forma de expressar o valor de energia solar acumulada no decorrer de um dia é calculada pelo número de Horas de Sol Pleno (HSP), que se referencia pela quantidade de horas em que a irradiância permanece constante em $1000\text{W}/\text{m}^2$. Na equação 1 está o HSP (PINHO; GALDINO, 2014):

$$\text{HSP} = \frac{G_{in}}{I_p} \quad (1)$$

Onde:

- G_{in} : Insolação incidente ($\text{Wh}/\text{m}^2 \cdot \text{dia}$);
- I_p : Irradiância padrão de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$.

2.2 Efeito Fotovoltaico

A transformação da energia oriunda do sol em energia elétrica, ou seja, o processo da radiação solar se tornar corrente elétrica, é o chamado efeito fotovoltaico. Esse fenômeno foi descoberto por Becquerel em 1839, ano em que constatou a geração de diferença de potencial em uma estrutura semicondutora exposta a luz (ALONSO, 2013). No ano de 1876 foi montado a primeira estrutura fotovoltaica, mas apenas em 1956 iniciou a produção industrial, em consequência do impulso pelo avanço da eletrônica (CRESESB, 2008).

A explicação científica da conversão da energia do sol em energia elétrica, é possível devido aos fótons de luz, que são como pequenas porções de energia, que ao atingirem um material semicondutor excitam os elétrons, que se movimentam migrando da banda de valência para a banda de condução. Esse processo acontece de forma proposital nas células fotovoltaicas, devido a dopagem com fósforo e boro. Um semicondutor, é um material que se caracteriza por possuir uma banda de valência preenchida por elétrons e uma banda de condução que não possui elétrons (LIMA, 2017).

O fenômeno do efeito fotovoltaico só foi explicado fisicamente com a mecânica quântica, sendo os fótons denominados partículas de energia. Essa energia é dada pela equação (2), em que a energia de um fóton (E_f) é dependente das características espectrais da fonte, variando inversamente de acordo com o comprimento de onda da emissão eletromagnética (ZILLES *et al.*, 2012):

$$E_f = h \cdot \frac{c}{\lambda} \quad (2)$$

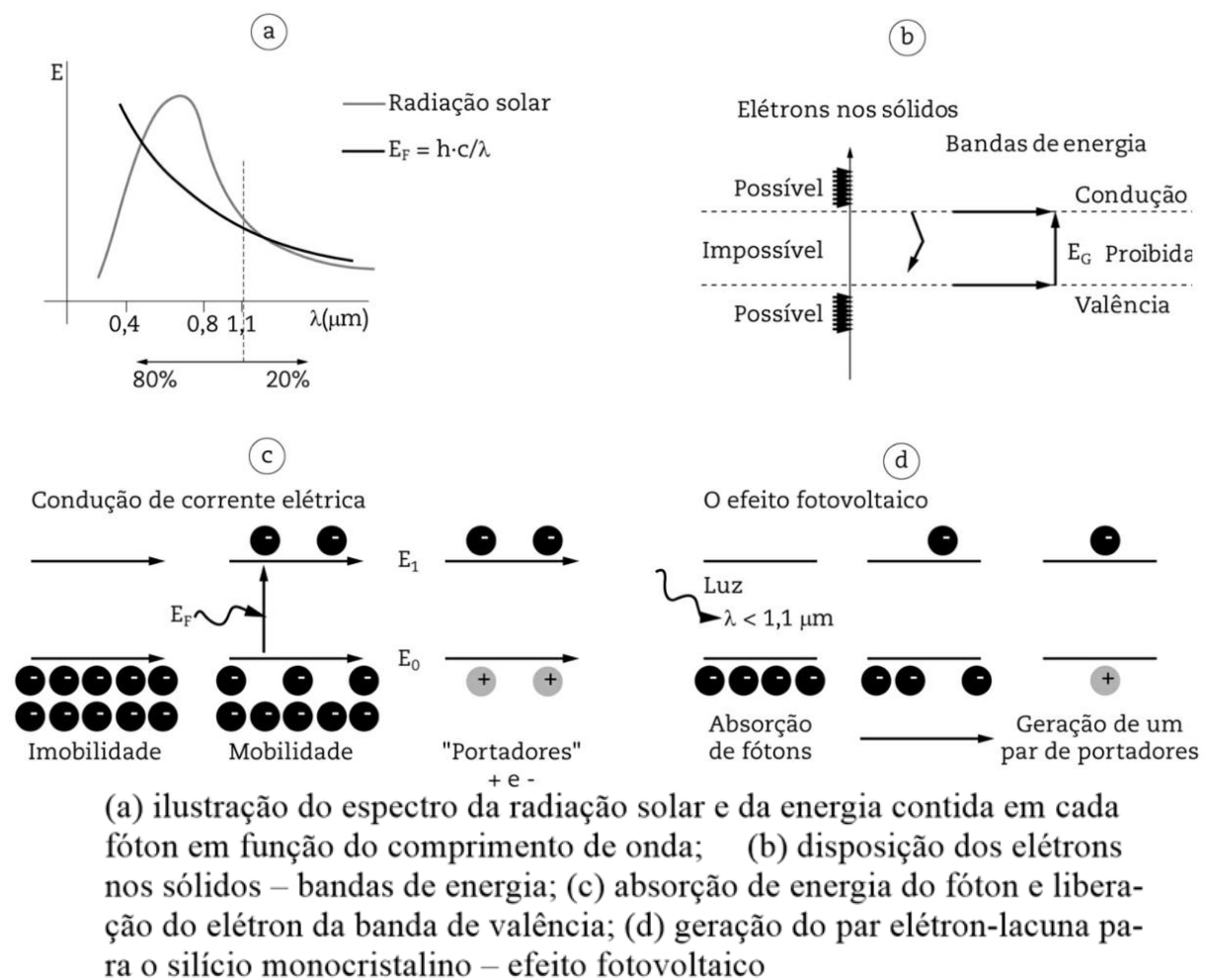
Onde:

- Constante de Planck: $h=6,63 \times 10^{-34} \text{ J}\cdot\text{s}$;

- Velocidade da luz: $c = 2,998 \times 10^8$ m/s;
- Comprimento de onda do fóton em metros: λ

Na Figura 6, é mostrado o gráfico da energia de um semiconductor na parte a), existindo uma faixa de comprimento de onda em que há maior nível de E_F (equação 2), na parte b) é mostrada a banda de condução e a de valência e a região de transição, em c) é ilustrada a transição do elétron e em d) a geração de par de portadores com a formação de uma diferença de potencial.

Figura 6 - Diagrama de energia e fundamentos básicos da conversão solar fotovoltaica



Fonte: ZILLES *et al* (2012).

2.3 Painéis Solares

. Os painéis que utilizam o silício amorfo apresentam de 5 à 8% de eficiência, os módulos CIS apresentam entre 11-13%, os TED de 9-11% já MONO e POLI 13-15%. Esses valores valem para o módulo, as células de forma individuais apresentam eficiência superior

(ALONSO *et al*, 2013). Na Figura 7 estão dispostos vários modelos de painéis fotovoltaicos comerciais, de formações e tecnologias variadas.

Figura 7 - Módulos fotovoltaicos



Fonte: Adaptado de ALONSO *et al* (2013).

2.3.1 Células fotovoltaicas

O silício é o componente mais utilizado para a fabricação das células fotovoltaicas, sendo utilizado nas formas: monocristalina, policristalina e amorfo, a estrutura atômica de cada

um está na Figura 8. Atualmente existem muitos estudos de novos materiais, como células orgânicas, em destaque estão as de tecnologia de filmes finos que já estão em comercialização (ZILLES, 2012).

Figura 8 - Diferentes tipos de células de silício



Fonte: ALONSO *et al* (2013).

Os vários tipos de células fotovoltaicas variam em relação ao material fabricado ou da estrutura da célula. Podendo ser (ALONSO *et al.*, 2013):

- Células de **silício monocristalino** (Si-m): Essas células crescem de uma única crista, de maneira que todo o material engloba a mesma rede cristalina.

- Células de **silício policristalinas** (Si-p): A estrutura é composta por diversos monocristais, possuindo sentidos cristalográficos aleatórios. Algumas vezes se distingue entre células policristalinas e multicristalinas dependendo da dimensão dos cristais, classificando-se policristalinas as de cristais menores, na faixa entre 1µm e 1mm, já os multicristalinos possuem cristais maiores.

- Células de **silício amorfo** (Si-a): As posições possuem distâncias interatômicas e as direções das ligações possuem dispersão em relação às da estrutura cristalina ordenada. Possui método de fabricação simples, porém o rendimento do dispositivo não é alto. A grossura da célula é menor, estando dentro da classificação de células de lâmina fina.

- Células **híbridas**: Consistem da união de diversas capas de materiais monocristalinos nas quais se sobrepõem depósitos um segundo material, podendo ser de estrutura poli cristalina, micro cristalina ou amorfa.

- Células de **homojunção**: Essas células são compostas de formas binárias podendo ser CdTe, InP, GaAs, CIGS, Si-poli, Si-mono e nano célula solar.

- Células de **compostos ternários**: As mais comuns são CuInSe₂, CuInS_s, AlAsGa.

As células fotovoltaicas são ligadas em série e em paralelo para ajustar a produção de corrente e de tensão adequadas para a finalidade de aplicação de um módulo. Ajustando as

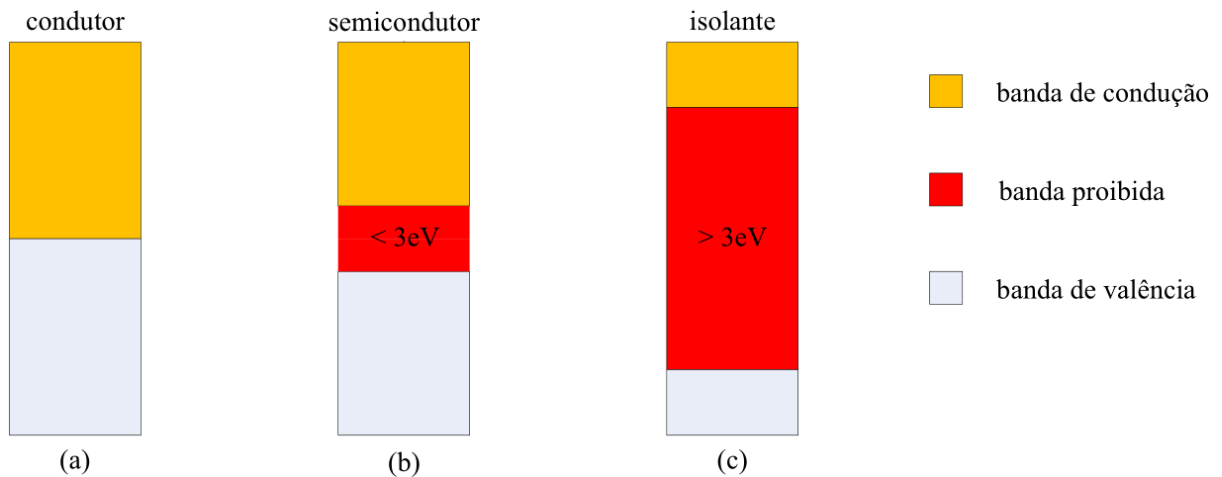
características desejadas, o conjunto é encapsulado para constituírem um módulo. Esse encapsulamento é composto de forma que o torne robusto, para proteger de possíveis danos externos (ZILLES, 2012).

2.3.1.1 Funcionamento da Célula fotovoltaica

Como já mencionado, nos semicondutores existem duas bandas de energia, a banda de valência e a banda de condução que é vazia em baixa temperatura. Entre essas duas bandas existe a banda de *gap* de energia, a energia necessária para fazer os elétrons mudarem de banda (E_g) (SOUZA, 2017).

Como pode ser observado na Figura 9, os semicondutores podem apresentar banda proibida (*gap*) com até 3eV, já os isolantes apresentam essa banda com mais de 3eV. Em função das bandas de energia, os semicondutores aumentam a condutividade com a temperatura, devido a excitação dos elétrons da banda de valência para a banda de condução. Esse movimento dos elétrons deixa a banda de valência com lacunas (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 9 - Estrutura de bandas de energia



Fonte: PINHO; GALDINO (2014).

Para o funcionamento de uma célula fotovoltaica de silício é necessária uma preparação do material com o processo de dopagem. Nesse processo é levado em consideração que cada átomo de silício possui quatro elétrons de valência, assim para atingir a estabilidade, necessita de mais quatro na formação da rede cristalina. Dessa forma para potencializar o efeito fotovoltaico o cristal é dopado com substâncias que alteram a rede cristalina, ilustração na Figura 10 (SOUZA, 2017).

Segundo o Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica ABINEE (2012), os semicondutores se classificam então em dois tipos em relação ao processo de dopagem: tipo-n e o tipo p.

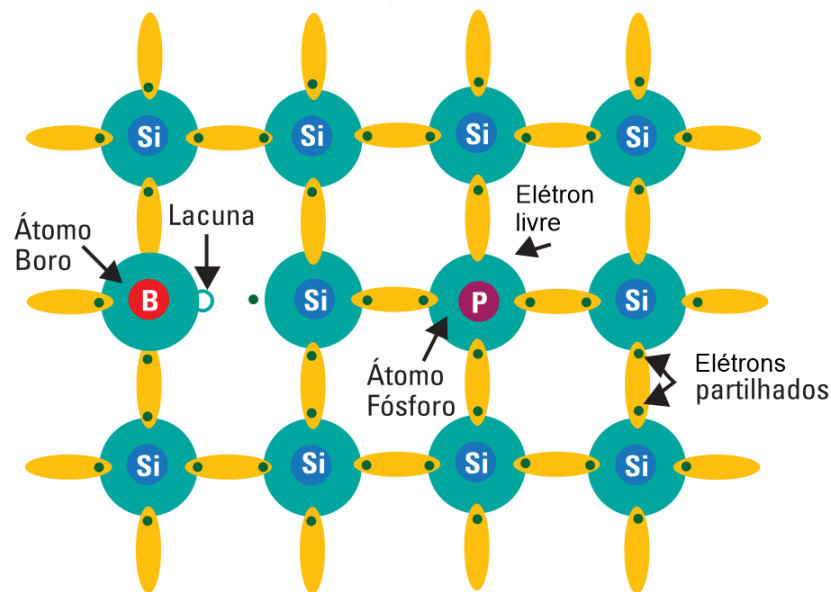
- **Semicondutor tipo-n:**

Misturando o silício com átomos de Arsênio ou de Fósforo que possuem 5 elétrons na camada de valência, faz com que um elétron fique sobrando, pois para formar o octeto com o silício bastam quatro, assim com pouca energia térmica esse elétron livre salta para a banda de condução. Esse tipo de processo é a chamada dopagem, realizando adição de impureza, sendo nesse caso doadora de elétrons, ou dopante n.

- **Semicondutor tipo-p:**

Quando o silício é dopado com materiais como o Alumínio ou Boro, que possuem 3 elétrons de valência, fica faltando um elétron para formar uma ligação covalente. A lacuna faz com que torne uma carga positiva, dessa forma com uma baixa energia térmica um elétron vizinho a ocupa. Essa adição de impureza é então chamada de dopante p.

Figura 10 - Dopagem com fósforo e boro na rede cristalina de silício

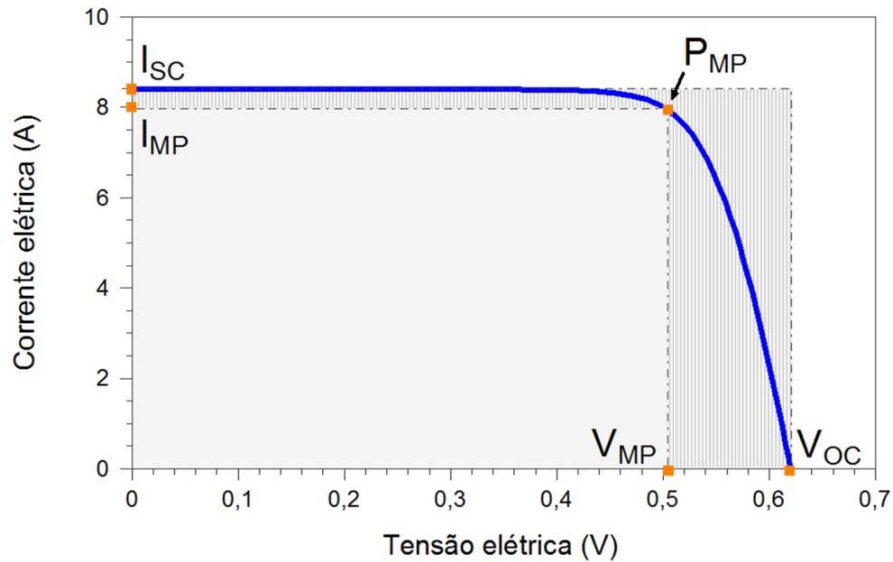


Fonte: PEREIRA; OLIVEIRA (2015).

A característica fundamental de uma célula solar é a relação I-V que é a corrente (A) vs tensão (V), nessa curva é possível observar as combinações possíveis de corrente e tensão em variadas condições (ALONSO *et al*, 2013). A Figura 11 apresenta um exemplo de uma curva I-V típica de uma célula fotovoltaica, em que I_{sc} é a corrente de curto circuito, V_{oc} a

tensão de circuito aberto, P_{max} a potência máxima, I_{mp} e V_{mp} são, respectivamente, a corrente e a tensão no ponto de máxima potência.

Figura 11 - Curva I-V



Fonte: PINHO; GALDINO (2014)

Uma grandeza relacionada ao gráfico da Figura 11, é o **fator de forma (FF)** que é o valor da razão entre a máxima potência da célula pelo produto da corrente de curto-circuito com a tensão de circuito-aberto (ABNT, 2013):

$$FF = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (3)$$

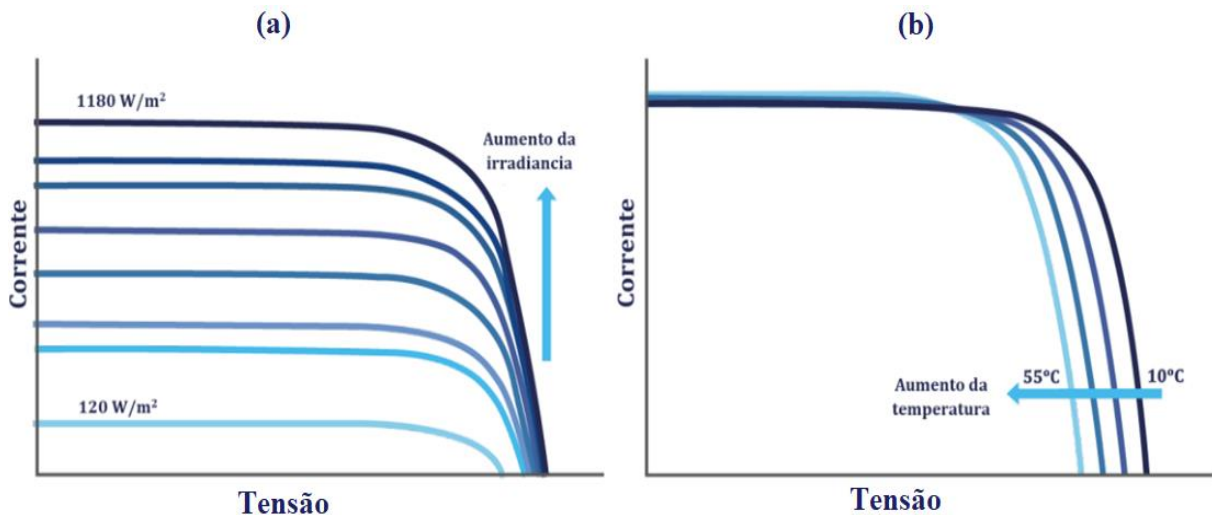
Quanto menores forem as perdas resistivas da combinação série paralelo, mais retangular será a curva e maior o FF. Esse fator pode ser também expresso em porcentagem, com 100% representando um valor ideal, mas não possível, logo essa curva ilustra a qualidade do dispositivo fotovoltaico.

2.3.2 Fatores que afetam a característica I-V do gerador FV

Os fatores que mais afetam a característica I-V do gerador fotovoltaico são a intensidade de iluminação, também chamado de irradiância, e a temperatura. A irradiância tem relação direta com a corrente, em uma primeira aproximação é possível chegar à conclusão que a corrente de curto-circuito é proporcional a ela. Já a temperatura tem relação direta com a tensão e a potência, quanto maior for a temperatura menor elas serão (ALONSO *et al.*, 2013).

Na Figura 12, ilustra duas curvas pela relação entre tensão e corrente de formas idealizadas, uma delas mostra a variação da irradiância à temperatura constante (a), e na outra a variação de temperatura à irradiância constante (b), de um dispositivo fotovoltaico.

Figura 12 - Variações de irradiância e temperatura na relação I-V



Fonte: Adaptado de ALONSO *et al* (2013).

2.3.3 Módulo fotovoltaico

Módulo Fotovoltaico (MF) é nome dado a uma associação série-paralelo de células fotovoltaicas, a NBR10899, diz que um MF é uma unidade básica, composta por esse agrupamento de células, interligadas eletricamente e encapsuladas, com intuito de gerar energia (PINHO; GALDINO, 2014). A curva característica é equivalente à de uma célula (figuras 12 e 13) com os devidos parâmetros definidos para o módulo. Os fatores que mais afetam a curva do gerador fotovoltaico também são os mesmos, a irradiância e a temperatura (ALONSO *et al*, 2013).

Já foram descritos a composição e características da célula solar, na Figura 13 está um resumo dos processos de fabricação de um módulo, iniciando da fase do uso silício purificado a partir a matéria prima que é o quartzo. Com o silício purificado é realizado o processo químico de estiragem em um crisol (recipiente em forma de pote), seguindo de duas formas de cortes, depois sendo feita difusão de fósforo, processo de texturização e a serigrafia, que é último processo no tratamento dado para obter a célula. A partir das células é feita as conexões, laminação e finalizando com a montagem do módulo.

Figura 13 - Processos de fabricação de um módulo fotovoltaico



Fonte: PEREIRA; OLIVEIRA (2015).

2.3.2.1 Parâmetros elétricos

Segundo Pereira e Oliveira (2015), a intensidade de **corrente de curto-circuito** em um módulo é proporcional ao número de células em paralelo:

$$I_{cc \text{ módulo}} = I_{cc \text{ célula}} \cdot N_{\text{células em paralelo}} \quad (4)$$

A corrente de curto-circuito na célula ($I_{cc \text{ célula}}$), é a máxima possível quando a tensão em seus terminais é zero, podendo ser medida utilizando um amperímetro curto-circuitando os terminais do módulo (PINHO; GALDINO, 2014).

A **tensão de circuito aberto** de um módulo é regulada pelo o número de células em série:

$$V_{\text{co módulo}} = V_{\text{co célula}} \cdot N_{\text{células em série}} \quad (5)$$

De acordo com Pinho e Galdino (2014), a tensão de circuito aberto na célula ($V_{\text{co célula}}$) é a máxima tensão que ela pode produzir, não havendo geração de corrente. O valor varia dependendo do material utilizado estando geralmente entre 0,5V e 3V.

No cálculo da potência são levados em conta o número de células em série, em paralelo e a potência de cada célula. Ligando vários módulos em paralelo, a potência total da instalação terá o mesmo valor da potência dos módulos pela quantidade de ramos em paralelo, a **potência máxima** de um módulo é então (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015):

$$P_{\text{max módulo}} = P_{\text{célula}} \cdot N_{\text{células em série}} \cdot N_{\text{células em paralelo}} \quad (6)$$

A **eficiência** (n) é um parâmetro que define a relação entre a radiação solar recebida e a energia útil gerada, sendo o quociente entre a potência que pode entregar a célula e a potência da radiação solar que incide sobre ela (ALONSO *et al.*, 2013).

$$n (\%) = \frac{I_{\text{sc}} \cdot V_{\text{oc}} \cdot \text{FF}}{A \cdot G} = \frac{P_{\text{mp}}}{P_1} \quad (7)$$

onde:

- A (m²): área da célula,
- G (W/m²): irradiância solar incidente.

Tanto um módulo fotovoltaico como uma célula solar, tem definida sua potência em W_p (Watt-pico), que é a potência máxima que pode ser fornecida em condições ideais, com luz solar na potência de 1000 W/m² à temperatura de 25 °C, de acordo com os padrões de ensaio STC (*Standart Test Conditions*) (PINHO; GALDINO, 2014).

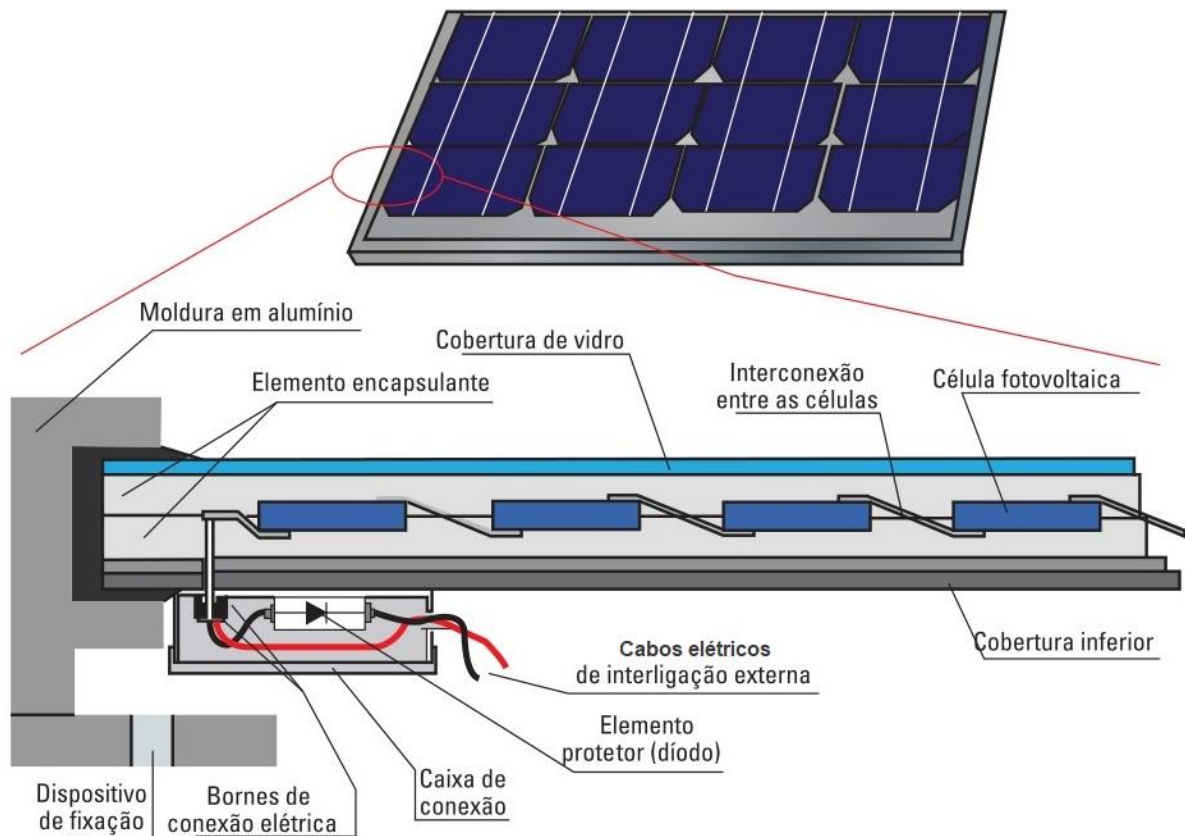
2.3.2.2 Características dos módulos fotovoltaicos

A cobertura superior de um módulo solar deve possuir uma elevada transmissão na gama de comprimentos de onda, para o aproveitamento da célula solar fotovoltaica. Outro fator muito importante é possuir uma baixa reflexão para se obter ao máximo a energia solar incidente. Essa cobertura é de material impermeável, possuindo boa resistência ao impacto, estável à exposição prolongada de raios UV e com baixa resistência térmica. Os materiais mais utilizados na superfície frontal são: acrílicos, polímeros e vidro. Sendo o mais empregado o vidro temperado com baixo conteúdo de ferro (ALONSO *et al.*, 2013).

A conexão entre as células é feita com tiras metálicas responsáveis por interligá-las e fornecer contatos externos de saída. Para realizar a adesão entre as células solares na superfície frontal e na posterior do módulo é realizado o chamado encapsulamento, sendo impermeável, resistente à fadiga térmica e à abrasão, o material mais utilizado é o EVA (etileno-vinil-acetato). Na cobertura inferior (filme) normalmente é utilizada uma camada de Tedlar aderida a toda a superfície do módulo (ZILLES, 2012).

Os detalhes construtivos de um módulo estão descritos na Figura 14, em um corte lateral, descrevendo a parte da caixa de conexão na parte inferior, com os cabos e proteção elétrica.

Figura 14 - Ligações e detalhes de um módulo fotovoltaico



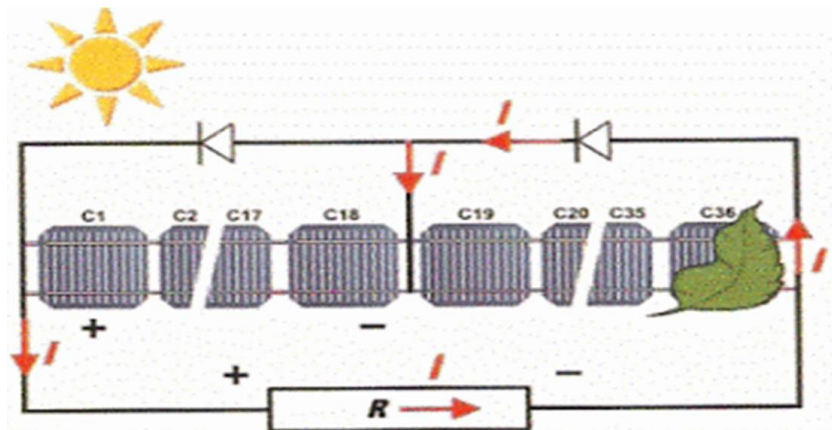
Fonte: PEREIRA; OLIVEIRA (2015).

Uma perda comum associada aos módulos fotovoltaicos é a geração de pontos quentes, esse efeito negativo faz com que o módulo não atinja o rendimento nominal, havendo um desvio do Seguimento do Ponto de Potência Máxima (SPPM). Esse efeito ocorre quando há sombras que se em determinados pontos do painel, com algum objeto sobre uma célula ela passará a estar inversamente polarizada, sendo ainda percorrida por uma corrente inversa. Dessa forma a célula com sombra atua como uma carga elétrica, gerando efeito Joule, que pode

ocasionar danos no seu encapsulamento e arruinando o desempenho do módulo (MONTEIRO, 2014).

Para remediar os danos do sombreamento é feito um caminho alternativo para a corrente por derivação da corrente, que é realizado com um diodo, chamado de by-pass, que previne a ocorrência destes pontos quentes, limitando a dissipação de energia na célula com problema. Em grande parte das placas, esse diodo de passagem é feito em grupamentos de células, nessa organização são reduzidos custos em comparação à conexão de um diodo em cada célula. Na Figura 15 mostra dois conjuntos de células, em que um gera normalmente energia e o outro apresentam uma folha, que faz atuar o diodo by-pass nas células C19 a C36 (ZILLES, 2012).

Figura 15 - Módulo sombreado com diodos de by-pass.



Fonte: MONTEIRO (2014).

2.3.2.3 Suportes para telhado

Na fixação dos módulos em telhados, é preciso instalar um perfil de suporte, que pode ser afixado quando forem telhas metálicas ou em um suporte de telhado quando forem telhas de cerâmica, argila ou de concreto. Um fator importante é a impermeabilização, utilizando equipamentos próprios para cada tipo de telha, com o dimensionamento correto das presilhas e do perfil de suporte. Dessa forma uma etapa importante do projeto é a fase de medição dos espaços disponíveis (SOUZA, 2017).

O dimensionamento da fixação para esse projeto deve ser relativo a uma região de alta incidência de ventos, com suportes para painéis e conexões de perfis de alumínio (trilhos) e conectores reforçados, a fim de evitar danos e acidentes no sistema de geração fotovoltaico.

Na Figura 16 está um exemplo de fixação em telhas de fibrocimento, que é o telhado do prédio do estabelecimento desse estudo de caso. (PORTAL SOLAR, 2018).

Figura 16 - Fixação do suporte para painéis em telhas de fibrocimento



Fonte: PORTAL SOLAR (2018).

2.3.2.4 Aterramento da estrutura de sistema fotovoltaico

Devido à presença de parte metálicas na estrutura do SF, essas devem ser aterradas, pois se tornam uma região captadora de descargas atmosféricas. Na Figura 17, mostra a conexão do cabo de aterramento estrutura fotovoltaica de alumínio com terminal do tipo olhal (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).

Figura 17 - Aterramento de estrutura



Fonte: PEREIRA; OLIVEIRA (2015).

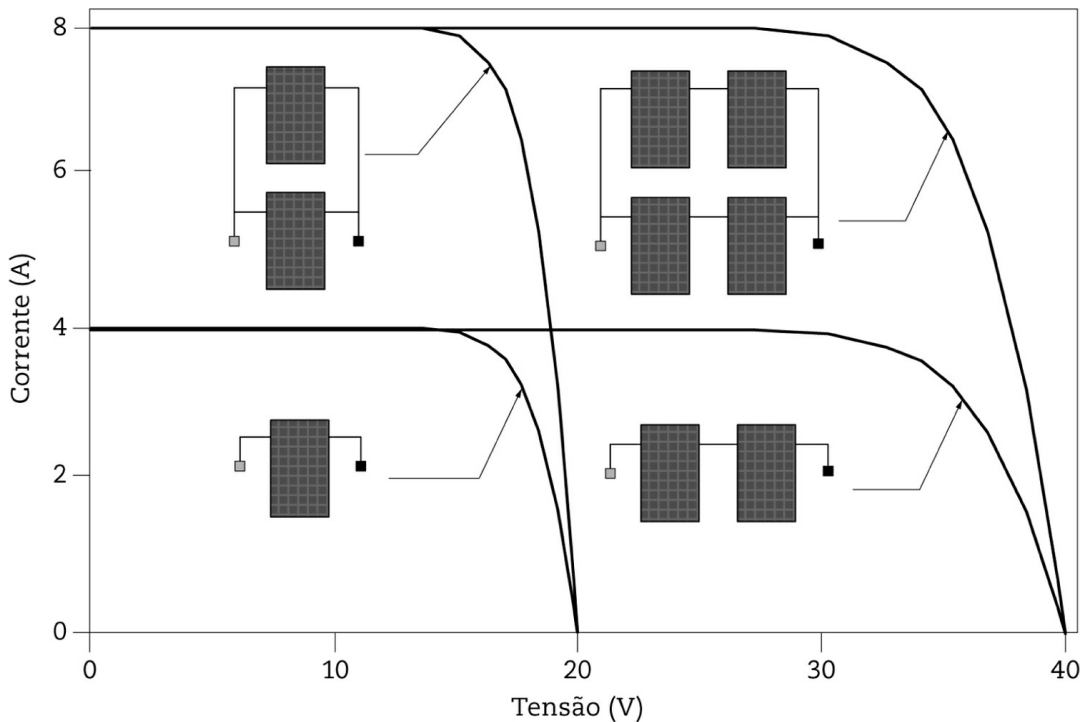
A NBR 5419 (2015) é a norma brasileira que define como deve ser o Sistema de Proteção Contra Descarga Atmosférica (SPDA), na norma é definido como deve ser o

dimensionamento da malha e das hastes do aterramento do prédio em si, sendo o sistema fotovoltaico mais um parâmetro que deve ser incluído no SPDA.

2.3.4 Associação de Painéis

Os módulos são associados de forma em série, paralela ou de maneira mista. Na associação em série de módulos, é obtido maiores valores de tensão, já em paralelo a tensão se mantém e é aumentado o valor de corrente, na forma mista é ajustado a corrente e a tensão, sendo a organização empregada em projetos. Na ligação mista, os ramos em paralelo devem ter o mesmo número de módulos FV, devendo eles possuir obrigatoriamente as mesmas características de tensão, corrente e potência (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).

Figura 18 - Gráfico I-V para formas de organização de módulos



Fonte: ZILLES (2012).

Na Figura 18, é ilustrado o que acontece com a característica I-V, conforme a maneira de associação, série, paralelo ou série/paralelo. A organização mais adequada para o gerador, depende da tensão de operação da carga. No agrupamento de módulos, deve-se proteger cada fileira contra correntes reversas, que são ocasionadas por oscilações na tensão de saída de cada subgrupo. Para esse fim são utilizados fusíveis de corrente dimensionados na saída de cada ramo série do gerador para realizar essa proteção. Nos sistemas de pequeno porte,

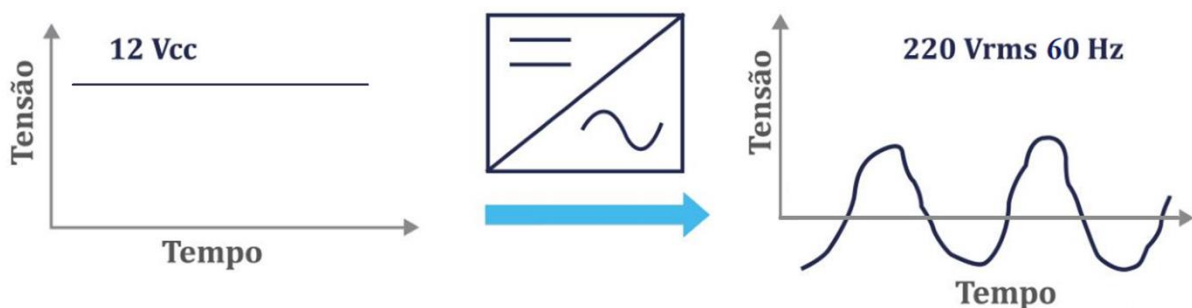
era comum utilização de diodos de bloqueio, porém diodos não garantem a proteção (ZILLES, 2012).

2.4 Inversores

As cargas das residências funcionam em energia alternada, havendo poucos equipamentos projetados para receber energia contínua. Dessa forma os sistemas fotovoltaicos precisam utilizar Conversores CC-CA, popularmente conhecidos como inversores de energia. Estes dispositivos são responsáveis por transformam a corrente contínua fornecida pelos painéis em energia alternada, de forma equivalente a fornecida pela rede elétrica da distribuidora (ALONSO *et al.*, 2013).

Na Figura 19 representa um esquema básico de inversor com um estágio de conversão de energia (diretamente de CC para CA) que apresenta robustez e alta eficiência, por possuir poucos componentes. A tensão de saída apresenta uma senóide distorcida devido aos harmônicos, com ausência de elementos de filtros passivos (PINHO; GALDINO 2014).

Figura 19 - Tensão contínua para alternada



Fonte: Adaptado de ALONSO *et al* (2013).

Existem modelos de inversores de onda quadrada que são normalmente comutados por tiristores, geralmente utilizados em sistemas de grande potência. Esse tipo não pode ser utilizado por eletrodomésticos que possuam motores elétricos, ou seja cargas indutivas. Devido ao menor custo em relação aos inversores senoidais, são aplicados em sistemas fotovoltaicos inversores de onda modificada, que são inversores de onda quadrada com ajuste de onda para ficar mais semelhante uma senoide, sendo alternativa para sistemas isolados com cargas simples, como UC's de difícil acesso (PEREIRA; OLIVEIRA 2015).

O inversor é um equipamento de popularidade mais secundária quando se fala em energia solar, porém é parte fundamental em um SFCR. Os inversores são circuitos estáticos,

que são responsáveis de sincronizar a tensão e a frequência com a da rede elétrica. Ele é quem assegura o bom desempenho em termos de produtividade e segurança, seu dimensionamento deve ser relativo ao respectivo gerador fotovoltaico, com níveis de tensão e corrente bem ajustados, devendo possuir elevada eficiência de conversão, flexibilidade de instalação, durabilidade e segurança (ZILLES, 2012).

2.4.1 Funcionamento de Inversores

Os inversores utilizados na energia solar são encontrados em três tipos comerciais: inversores de conectar à rede, inversores autônomos ou inversores de conectar à rede com apoio de baterias.

Nesse estudo de caso é utilizado no projeto o inversor do tipo de conectar à rede elétrica, ele é projetado para operar quando há sinal na rede elétrica de distribuição da concessionária, podendo ser monofásico ou trifásico. Nesses inversores são utilizados no controle de condução IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) ou MOSFETs (*Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*), com operação em modulação por largura de pulso - PWM-, que tem a função de obter controle sobre a forma de onda e o valor da tensão de saída (FORTES, 2016).

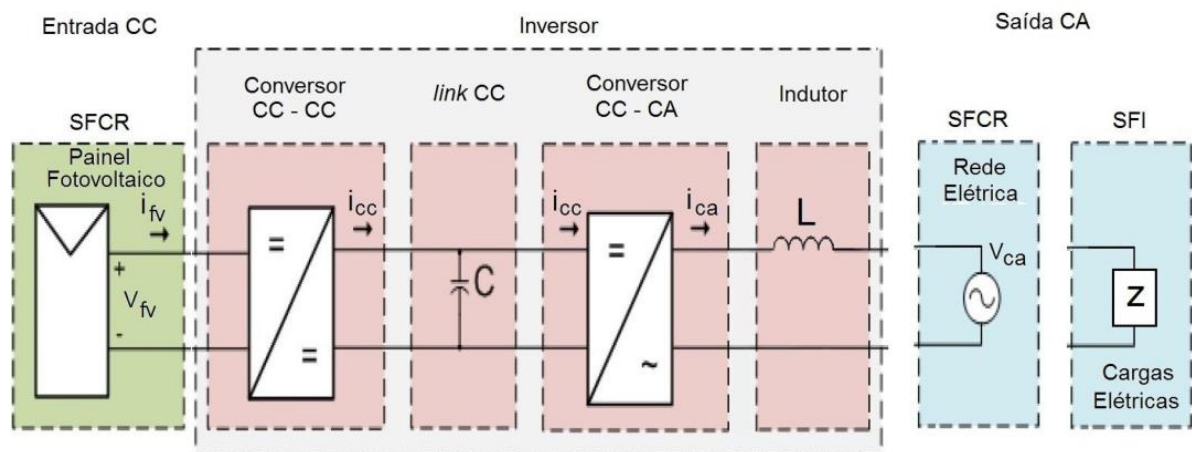
Os inversores no geral têm a função de efetuar o seguimento do ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico, de modo que sempre esteja disponível, na entrada do inversor, a máxima potência que o gerador pode disponibilizar em um dado momento (ZILLES, 2012).

Nos inversores autônomos os dispositivos de controle podem ser postos em condução ou em corte, com qualquer instante do ciclo através de um terminal de controle independente, não precisando de um sinal externo de sincronismo. Neste tipo de inversor é utilizado a energia fotovoltaica como única maneira de geração, havendo necessidade de baterias estacionárias para o fornecimento de energia durante a noite, possuindo controlador de carga para não danificar as baterias por sobrecarga ou descarga profunda (FORTES, 2016).

Os inversores de dois estágios possuem um conversor CC-CC adicional que gera uma tensão adequada no elo CC (link CC) interno do inversor, que é um capacitor eletrolítico que se comporta como um filtro (passivo) de tensão. O indutor na saída CA se comporta como um filtro (passivo) de corrente. No inversor para SFCR, o conversor CC-CC, geralmente é responsável pelo Seguimento do Ponto de Potência Máxima (SPPM) na entrada do painel fotovoltaico (PINHO; GALDINO, 2014).

A Figura 20 ilustra um inversor de dois estágios, com a parte de geração em verde, o inversor em rosa e o tipo de saída em azul. Na saída está representando duas formas de conexão SFCR e Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI).

Figura 20 - Inversor de dois estágios



Fonte: Adaptado de PINHO; GALDINO (2014).

O outro modelo ao quesito forma de conexão é o conectado à rede com apoio de baterias, nesta topologia são englobadas as características de funcionamento dos inversores conectados à rede e dos inversores autônomos. Na presença da rede da concessionária e havendo insolação, o inversor injeta a potência de geração no ponto de acoplamento e efetua o carregamento das baterias estacionárias (FORTES, 2016).

Sem a presença de um transformador elevador na saída, um inversor deve possuir uma alta tensão CC na entrada, equivalente ao pico de tensão CA da rede elétrica ou mesmo o dobro, dependendo da ponte inversora (PINHO; GALDINO, 2014).

2.4.2 Associação de Inversores no Sistema Fotovoltaico

Os inversores podem ser conectados de diferentes topologias, podendo ser um único inversor para os geradores (PV) de forma centralizada, em módulos CA em que cada painel possui um inversor, sistemas com várias combinações gerador-inversor descentralizadas (string configuration), múltiplas fileiras (multi string) ou na forma mestre escravo (SOUZA, 2017).

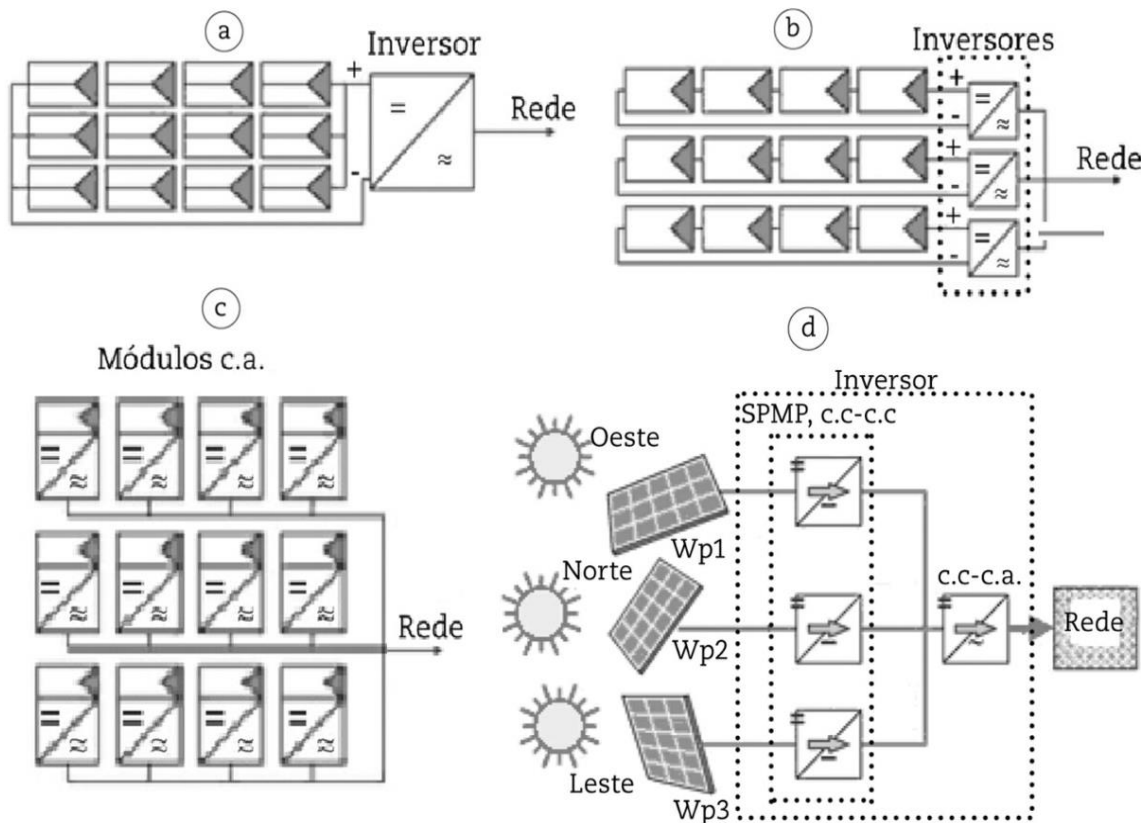
Sistemas na configuração única de gerador-inversor centralizado, geralmente são utilizadas usinas fotovoltaicas de grande porte, na faixa de potência de 20 kW a 800 kW. Em sistemas menores geralmente é utilizado o conceito de combinação descentralizada, no inglês

strings. Na forma descentralizada em baixa potências, os inversores estão na faixa de 1 kW a 3 kW. Uma terceira classificação é o uso de módulos CA, que é combinação de um módulo fotovoltaico com um inversor. Podendo o inversor ser instalado junto ao encapsulamento, na posterior do módulo, ou também sobre a estrutura de fixação.

Seguindo as classificações, a quarta é a de múltiplas fileiras, nela na saída de cada fileira de painéis contém um conversor CC-CC, sendo esses conversores ligados a um único inversor. Este sistema engloba características centralizada e em fileira, sendo mais eficiente que as topologias anteriores. A principal função é de ser utilizado em situações de não uniformidade de painéis fotovoltaicos; nem de inclinação nem de orientação. Podendo ser composto por tipos e quantidade de módulos diversificados para cada fileira, ou também para locais em que haja sombreamento (DO VALE, 2012).

A Figura 21 ilustra as associações já descritas, em a) mostra sistemas com uma única combinação gerador-inversor centralizada; b) sistemas com várias combinações gerador-inversor descentralizadas (string configuration); c) módulos c.a.; d) sistemas com várias combinações de gerador e um único inversor centralizado (multi-string configuration) (ZILLES, 2012)

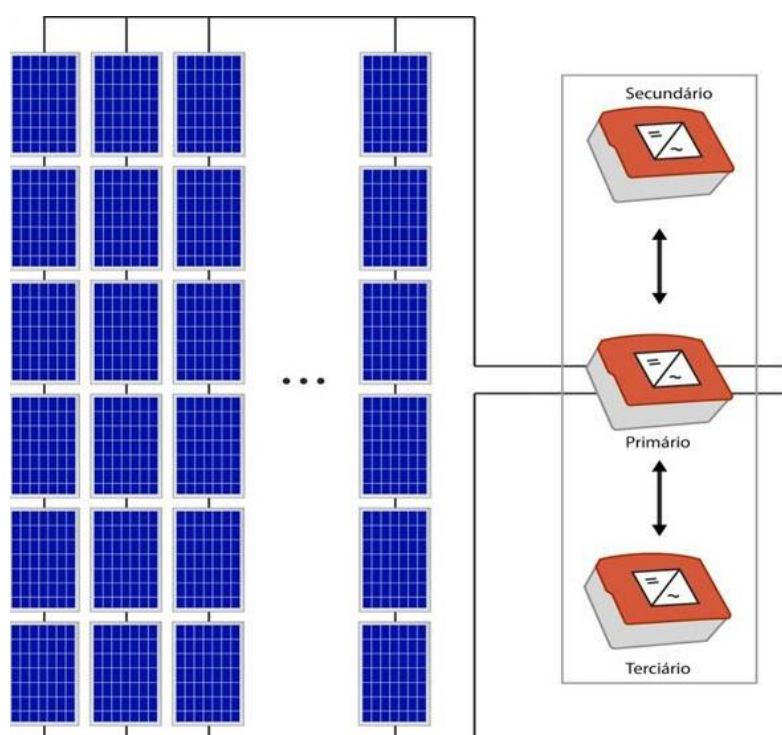
Figura 21 - Topologias de projeto para SFCR



Fonte: Adaptado de ZILLES (2012).

Por fim, nas topologias existe ainda a configuração de Sistema Mestre-Escravo (Master-Slave) ilustrado na Figura 22, que no caso de sistemas de grande porte, é utilizado vários inversores que funcionam de acordo com nível de Irradiância Solar. Com um dos inversores ligado de maneira ininterrupta, o chamado primário, havendo aumento da potência solar os secundários são ativados e com baixa irradiância ocorre o desligamento. É realizado uma alternância do inversor primário para evitar o desgaste de apenas um inversor, e sua consequente inutilização a longo prazo (SOUZA, 2017).

Figura 22 - Sistema Mestre Escravo



Fonte: SOUZA (2017).

2.4.3 Microinversor

O microinversor é um tipo de conversor CC-CA que foi desenvolvido relativamente a pouco tempo. Possui pequenas dimensões, tendo o objetivo de ser robusto, durável e alta eficiência de conversão, para atingir esses requisitos, há redução de potência dos componentes em relação as inversores convencionais e são evitados condensadores eletrolíticos de alumínio por possuírem baixa durabilidade (DO VALE, 2012).

O microinversor está apresentando viabilidade de implantação, embora possua maior custo de aquisição em relação ao inverso tradicional, ele possui um sistema SPPM

individual que faz com que haja maior eficiência produtiva, cerca de 25%. O dimensionamento é para um painel ou para uma fileira de painéis, sendo aplicados normalmente em módulos CA, a potência tipicamente encontrada no mercado é entre 200 a 600 W (ARAÚJO, 2017).

2.5 Incentivos a Energia Fotovoltaica no Brasil

Nessa seção, são resumidos alguns incentivos e subsídios para geração de energia solar no Brasil, de acordo com Silva (2015).

- i. Pelo Convênio ICMS 101/97, há isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadorias (ICMS) para as operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica, com válido até 31/12/2021;
- ii. O Decreto nº 7.212, de 15/06/2010, incluiu a energia elétrica imune à incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI).
- iii. Sistema de Compensação de Energia Elétrica para a Microgeração e Minigeração Distribuídas: instituído pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, da Aneel;
- iv. Os convênios ICMS16, 44 e 52, 130 e 157, de 2015, do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) dão isenção ICMS, PIS e Cofins sobre a energia que o consumidor gerar (Lei 13.169, de 06/10/2015).
- v. Em novembro de 2015, os equipamentos para produção de energia solar assim também como a eólica integraram no programa “Mais Alimentos”, o que torna o financiamento a juros diferenciados.

2.5.1 Condições Diferenciadas de Financiamento

- i. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES):
Fontes alternativas de energia como a solar, podem obter financiamento, com taxa de juros abaixo das praticadas pelo mercado e prazo de amortização de até 20 anos.

O BNDES possui o chamado Fundo Clima, que engloba as Energias Renováveis. Esse fundo tem a finalidade de financiar produções e aquisições com altos índices de eficiência energética ou que contribuam para redução de emissão de gases de efeito estufa (BNDES, 2018).

ii. Caixa Econômica Federal (CEF):

No ano de 2014, foram incluídos aerogeradores e equipamentos de energia fotovoltaica como produtos de financiamento através do Construcard;

Uma pessoa física pode comprar equipamentos de microgeração e quitá-los com financiamento de até 240 meses, sendo praticada taxa de juros mensal variando de 1,4% + Taxa Referencial (TR) a 2,33% + TR.;

iii. Linha de crédito do Banco do Nordeste:

O BNB possui um financiamento especial chamado de FNE Sol que é uma linha de crédito direcionada para a sistemas de micro e minigeração distribuída de fontes renováveis, para empresas. Esta linha permite o financiamento de até 100% da instalação e compra de equipamentos. O valor das parcelas é similar a conta paga a concessionária e o cliente pode receber bônus de 15%, sobre os juros nas prestações pagas dentro do vencimento. Os prazos podem se estender por 142 meses, com carência de 3 meses a 1 ano (BNB, 2018a).

iv. Linha de Crédito Santander:

No fim de agosto de 2018 o banco Santander anunciou uma linha de crédito especial para financiar a compra de equipamentos para a geração fotovoltaica. Possuindo juros de 0,99% ao mês para 36 parcelas, com períodos superiores a taxa sobe para 1,08% mensal. Para pessoas físicas o prazo limite é de 48 meses e para empresas é de 60 meses. (ÉPOCA, 2018)

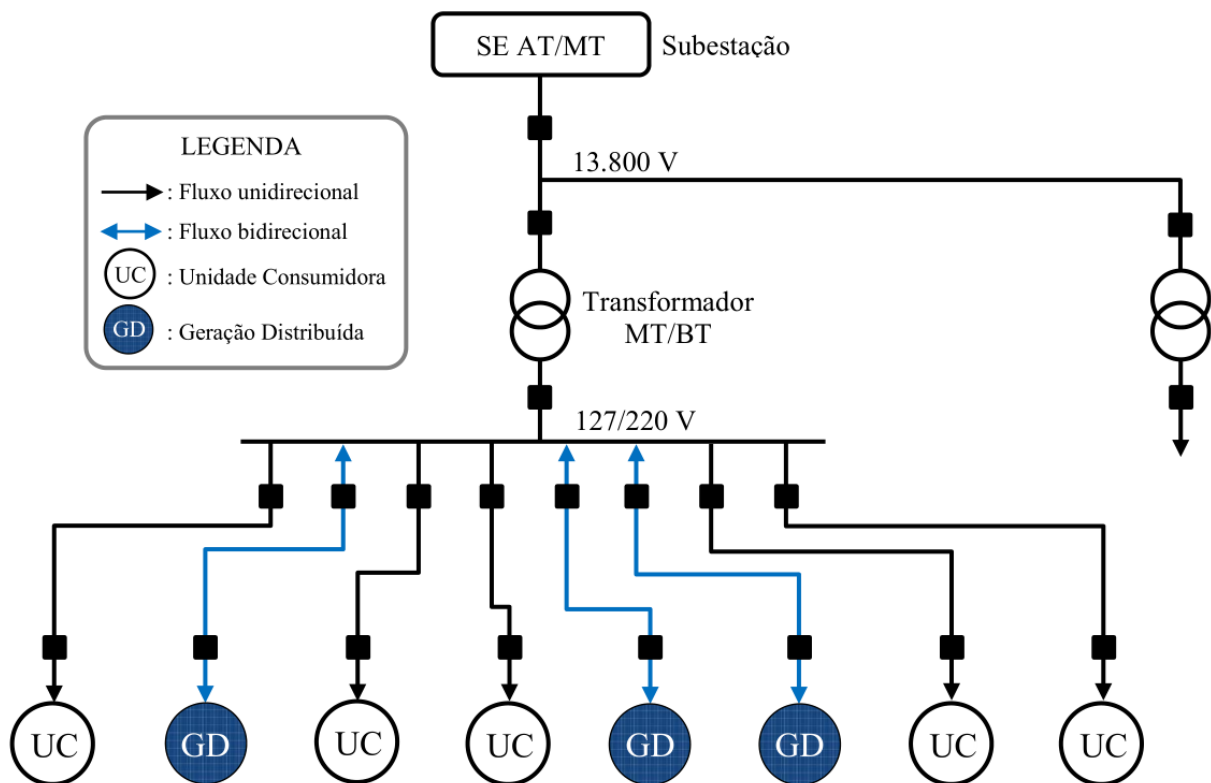
Essa nova linha poderá ser contratada nas próprias agências do banco, com a possibilidade de o contratante oferecer algum investimento como garantia, o que faz os juros cariem para 0,97% ao mês com prazo de 60 meses. (ÉPOCA, 2018)

3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O conceito de geração distribuída (GD) é conhecido pelos órgãos energéticos mundiais por produção de energia próxima ao local de consumo. Essa é uma forma de geração que foi comum no início da industrialização, em que a geração era realizada localmente por fontes térmicas, com grande geração de poluição. Da década de 1940 em diante a geração de grande porte se tornou mais viável economicamente, dessa forma o incentivo ao desenvolvimento tecnológico da GD foi reduzido, com os setores energéticos dos países centralizando, principalmente, em usinas nucleares, térmicas e hidrelétricas (ZILLES, 2012).

Devido a problemas ambientais e sustentáveis, a GD é uma alternativa para a geração limpa. A conexão desses sistemas em rede de baixa tensão, geram benefícios para usuários e para o sistema de abastecimento de energia, tornando a produção de energia descentralizada, diminuindo a necessidade de construção de grandes usinas de geração, aliviando as linhas de transmissão e de distribuição. A Figura 23, ilustra um sistema de potência unifilar com a presença de Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) conectada à rede de distribuição de energia elétrica, com tensão de 13,8kV (FORTES, 2016).

Figura 23 - Sistema elétrico de potência de distribuição com presença de GD



Fonte: FORTES (2016).

3.1 O mercado e regulamentações no Brasil

No Brasil, o PRODIST (Procedimentos de Distribuição) especifica a geração distribuída em centrais com qualquer valor de potência conectadas à rede de distribuição, com operação isolada ou em paralelo e despachadas ou não de maneira centralizada. No decreto 5.163 foi excluindo hidrelétricas com potência superior a 30 MW, na Resolução Normativa da ANEEL 482/2012, foram criadas as categorias de micro e minigeração de energia elétrica, assim como o sistema de compensação de energia elétrica brasileiro (EPE, 2016).

Pela alteração da norma citada anteriormente, segundo a resolução ANEEL nº 687/2015, a microgeração distribuída foi definida com uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada. Já a minigeração distribuída é definida para potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para outras energias renováveis ou cogeração qualificada.

O sistema compensação tarifário da geração é regulamentado no PRODIST da resolução ANEEL nº 687/2015. Essa resolução define que a energia ativa injetada por unidade consumidora com micro ou mini GD é cedida, como um empréstimo gratuito à distribuidora local, sendo posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa.

Para controlar essa compensação a concessionária disponibiliza um medidor bidirecional, que faz a relação entre o consumo e a geração da energia, havendo excedente ela é injetada na rede e são gerados créditos, que são válidos até 60 meses para compensação. Havendo consumo maior do que a energia gerada, o cliente pagará a diferença ou utilizará dos créditos acumulados. A ANEEL instituiu que a compensação por créditos pode ser realizada pela unidade ou por outra cadastrada (ANEEL, 2016).

Ainda segundo a resolução 687/2015, que trouxe algumas alterações na norma 482/2012, as classificações para o aproveitamento de geração são:

- **Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras:** unidades em uma mesma propriedade (PMUC) ou propriedades contíguas (condomínios), sendo as porcentagens de compensação, estabelecidas pelos consumidores. A ENEL-CE possui Norma Técnica NT-C 003/2016 R-04, que estabelece o fornecimento de energia elétrica a prédios de múltiplas unidades consumidoras.

- **Sistema geração compartilhada:** designado pela reunião de unidades consumidoras, desde que seja na mesma área de concessão ou permissão, através de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica.

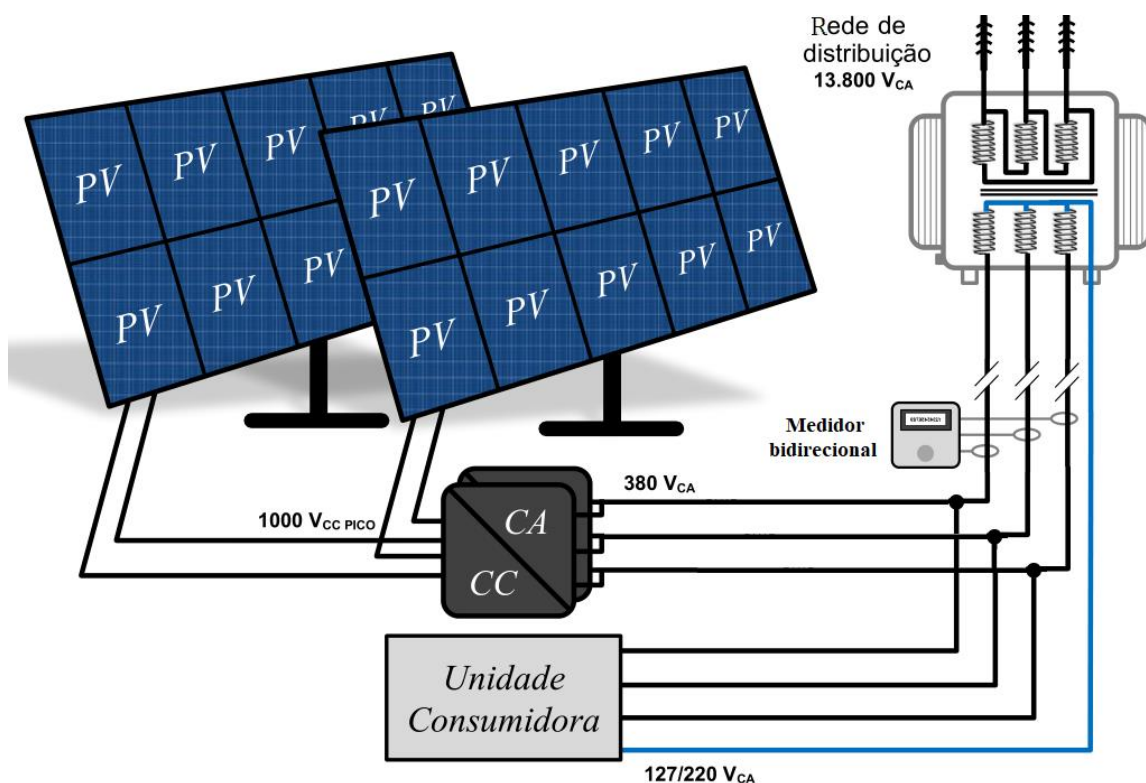
- **Autoconsumo remoto:** unidades de consumo que pertençam ao mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ), com o sistema de geração distribuída localizado em ponto diferente do consumo, sendo a energia excedente compensada.

3.2 Conexão de SFCR na rede elétrica

Os sistemas de microgeração geralmente são instalados nos telhados de residências, que podem tornar a residência autossuficiente, ligá-los na rede não é um processo complicado, o ponto de conexão é o mesmo da unidade consumidora (UC), sendo proibida a modificação do ponto de conexão da UC unicamente em serventia da instalação da geração. Porém, quando necessário acréscimo da potência disponibilizada, pode haver exigências de mudanças pela distribuidora, na ocorrência de inviabilidade técnica para instalação do novo sistema de medição no padrão de entrada existente (FORTES, 2016).

O número de fases e o valor de tensão de conexão da central geradora são definidos pela distribuidora, de acordo com as características técnicas da rede, seguindo a regulamentação vigente (ANEEL, 2015). Na Figura 24, mostra um esquema de SFCR trifásico com um medidor bidirecional, o projeto desse estudo de caso será nessa configuração.

Figura 24 - Esquema de um Sistema Fotovoltaico Conectado na Rede



Fonte: Adaptado de FORTES (2016).

Não é possível obter lucro de forma comercial com a geração de energia distribuída, diferentemente do modelo *feed-in-tariff* utilizado em vários países, sendo o excesso de energia injetada remunerada por uma tarifa definida. No modelo do Brasil o *net-metering*, só é gerado créditos pelo o excedente, dessa forma não compensa realizar um projeto com geração maior do que o consumo (NASCIMENTO, 2017). Quando a geração é excedente a conta não é zerada, a distribuidora cobra o custo de disponibilidade para o grupo B e a demanda contratada para o grupo A (PINHO; GALDINO, 2014).

Em sistemas de maiores, na classe de minigeração fotovoltaica, normalmente englobam consumidores comerciais e industriais, sendo limitada à carga instalada da unidade consumidora quando pertencente ao grupo B, ou limitada à demanda contratada, para o grupo A, passível de aumento de potência (FORTES, 2016).

3.2.1 Critérios técnicos para conexão de micro ou de minigeração

Na seção 3.3 do Módulo 3 da PRODIST (revisão 7) na obtenção de acesso e estabelecimento das proteções mínimas necessárias para o ponto de conexão de centrais geradoras, são consideradas as faixas de potência da Tabela 1.

Tabela 1 - Níveis de tensão para conexão de centrais geradoras

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão
< 10 kW	Baixa Tensão
10 a 75 kW	Baixa Tensão
76 a 150 kW	Baixa Tensão / Média Tensão
151 a 500 kW	Baixa Tensão / Média Tensão
501kW a 10 MW	Média Tensão / Alta Tensão
11 a 30 MW	Média Tensão / Alta Tensão
> 30 MW	Alta Tensão

Fonte: ANEEL (2017).

No estado do estudo de caso o Ceará, a distribuidora ENEL (antiga COELCE) disponibiliza a NT-Br 010/2016 R-01: Conexão de micro e minigeração distribuída ao sistema Elétrico da Ampla/Coelce, que é a norma técnica que regulamenta os parâmetros técnicos e legais para conexão de centrais geradoras.

Segundo ainda o Módulo 3 da PRODIST na seção 3.7 na classificação de micro ou minigeração distribuída, o procedimento de acesso é de forma rápida, sendo as fases e o nível de tensão estabelecidos pela distribuidora local. As proteções mínimas do ponto de conexão necessárias estão estabelecidas na Tabela 2.

Tabela 2 - Requisitos mínimos em função da potência instalada

EQUIPAMENTO	POTÊNCIA INSTALADA		
	Menor ou igual a 75kW	Maior que 75kW e menor ou igual a 500kW	Maior que 500kW e menor ou igual a 5MW
Elemento de desconexão	SIM	SIM	SIM
Elemento de interrupção	SIM	SIM	SIM
Transformador de acoplamento	NÃO	SIM	SIM
Proteção de sub e sobretensão	SIM	SIM	SIM
Proteção de sub e sobrefrequência	SIM	SIM	SIM
Proteção contra desequilíbrio de corrente	NÃO	SIM	SIM
Proteção contra desbalanço de tensão	NÃO	SIM	SIM
Sobrecorrente direcional	NÃO	SIM	SIM
Sobrecorrente com restrição de tensão	NÃO	SIM	SIM
Relé de sincronismo	SIM	SIM	SIM
Anti-ilhamento	SIM	SIM	SIM
Medição	Sistema de medição Bidirecional	Medidor 4 quadrantes	Medidor 4 quadrantes

Fonte: ANEEL (2017).

A geração distribuída deve garantir qualidade na energia elétrica gerada, seguindo o módulo 8 do PRODIST - Qualidade da Energia Elétrica, que regulamenta os parâmetros necessários para a estabilidade do sistema. Na NT-BR 010/2016 indica os ajustes de oito parâmetros de proteções:

- i. Tensão: Na PRODIST estabelece que a margem de tensão deve estar entre 0,95 e 1,05 pu. Na NT estabelece que para 220V a operação normal é entre 189V a 231V. Ocorrendo sobretensão, a proteção deve desconectar o sistema em 0,2s. Já nos casos de subtensão a proteção deve atuar em 0,4s;
- ii. Frequência: Os critérios das proteções seguem a atuação dos critérios da Tabela 3, para os casos de sub e sobrefrequência;

Tabela 3 - Atuação para a frequência

Faixa de frequência do ponto de conexão (Hz)	Tempo de desconexão (s)
$f \leq 56,5$	Instantâneo
$56,5 < f \leq 57$	5
$57,5 < f \leq 58,5$	10
$f < 59,5$	30
$59,9 \leq f \leq 60,1$	Operação Normal
$f > 60,5$	30
$63,5 \leq f < 66$	10
$f \geq 66$	Instantâneo

Fonte: Adaptado de ENEL (2016).

- iii. Injeção de componente CC: Ocorrendo injeção de componente CC à rede maior que 0,5% do valor da corrente nominal, a proteção deve atuar em 1s;
- iv. A taxa de distorção harmônica total de corrente não pode superar 5%;
- v. Fator de potência: O sistema deve garantir o ponto de operação com regulação de fator de potência. As faixas de FP estão na Tabela 4.

Tabela 4 - Faixa de fator de potência

Potência Nominal Pn (kW)	Faixa de fator de potência
$P_n \leq 3$	0,98 indutivo – 0,98 capacitivo
$3 < P_n \leq 6$	0,95 indutivo – 0,95 capacitivo
$P_n > 6$	0,90 indutivo – 0,92 capacitivo

Fonte: Adaptado de ENEL (2016).

- vi. Ilhamento: No sistema de GD em casos interrupção de fornecimento de energia sua proteção deve atuar em até 2s. As unidades consumidoras podem operar em modo de ilha, desde que estejam fisicamente desconectadas da rede;
- vii. Reconexão: A reconexão do sistema de GD poderá ser efetuada apenas após passados 180s de operação normal do sistema com valores de tensão e de frequência normalizados;
- viii. Religamento automático da rede: O sistema de GD deve ser capaz de suportar o religamento automático do sistema de distribuição, na pior condição possível (em oposição de fase).

A geração própria pode trazer riscos de acidentes, assim é necessário haver uma placa com a indicação de geração, a ENEL estabelece que a placa deve possuir 2mm de espessura, de material PVC com aditivos anti-raios UV (ultravioleta), com arte conforme a Figura 25:

Figura 25 - Placa de sinalização



Fonte: ENEL (2016).

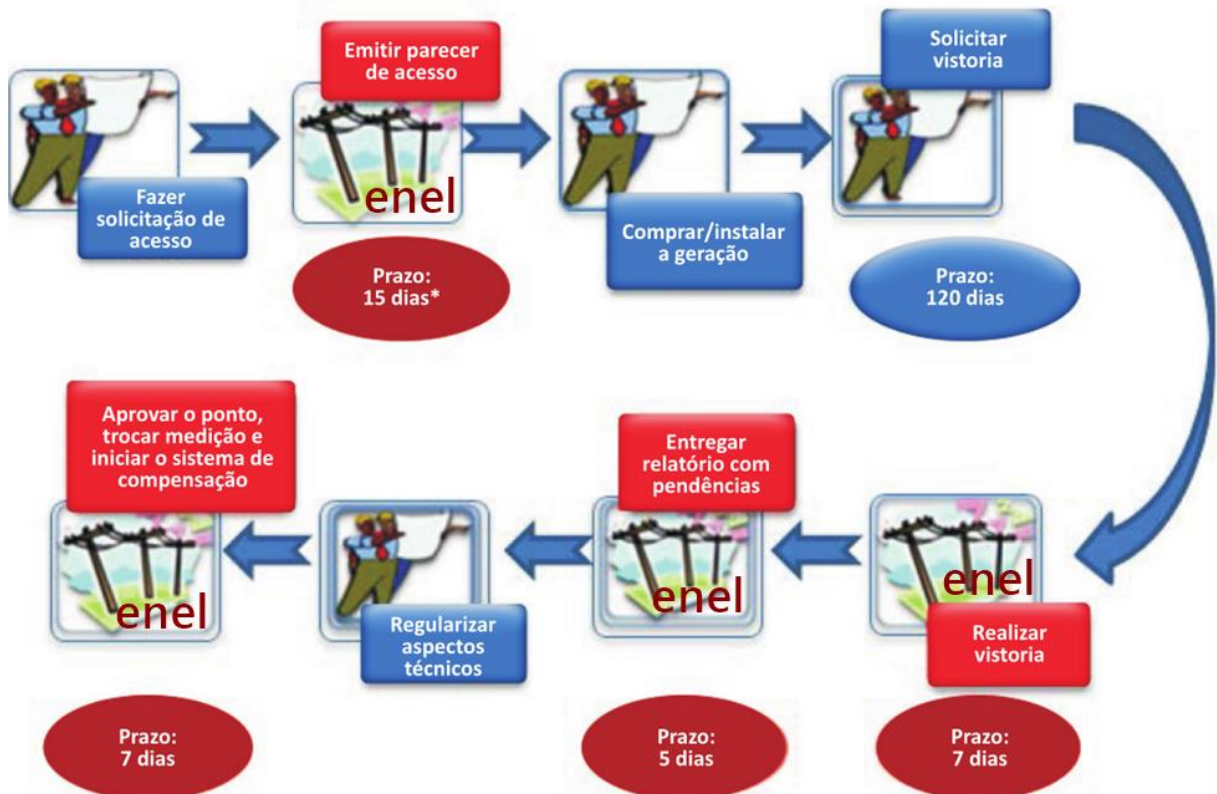
Um sistema de microgeração distribuída está sujeito a uma possível desativação compulsória, quando por parte da concessionária é percebido qualquer carga ou equipamento que ocasione distúrbios que possam comprometer o sistema de distribuição, ou também instalações de outros acessantes. Ocorrendo a interrupção, ela deverá ser justificada e o sistema só irá ser conectado mediante as devidas correções (ANEEL, 2017; ENEL, 2016).

3.2.2 Procedimento para acesso

De acordo com PRODIST Módulo 3: revisão 7, na seção 3.7 abordando o assunto de Acesso de Micro Geração Distribuída, é dada uma tabela com as etapas do processo de

solicitação de acesso. Na Figura 26, é ilustrado um resumo dessas etapas descrevendo as competências em cor azul consumidor e da distribuidora em cor vermelha, com os prazos de cada processo.

Figura 26 - Procedimentos e etapas de acesso



* Para microgeração quando não houver necessidade de melhoria ou reforço do sistema de distribuição

Fonte: Adaptado de CADERNO TEMÁTICO (2016).

A etapa inicial para na viabilização de uma conexão do sistema de GD à rede de energia é formalização da solicitação de acesso, que é requerido pelo cliente, acessante, e entregue à distribuidora, acessada, apresentando a documentação necessária para solicitar a interligação.

Nessa documentação deve possuir (DAMÁZIO, 2017; ANEEL, 2016):

- i. Formulário de solicitação de acesso, em acordo com a potência instalada do cliente (No ANEXO A - SOLICITAÇÃO DE ACESSO está o modelo para esse estudo de caso);
- ii. Projeto elétrico assinado pelo engenheiro responsável, contendo diagrama unifilar (geração, proteção e medição) e memorial descritivo;

- iii. Certificação de conformidade do inversor; documentos e contratos tocantes à distribuição de créditos de energia a outras UC.

O consumidor sendo enquadrado pela ANEEL como cogeração qualificada, é necessário documentação de reconhecimento específico para esse tipo de geração. A geração fotovoltaica não necessita de emissão de licenças ambientais (ANEEL, 2016).

O detalhamento de cada etapa da Figura 26 está presente no Módulo 3 da PRODIST, sendo exposta uma tabela completa com as informações no ANEXO B.

3.3 Cálculo do sistema GD conectado à rede

Para descobrir o potencial solar de um local no Brasil, pode ser utilizado o banco de dados de Radiação Solar da CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito) que disponibiliza uma ferramenta chamada de Sundata, ilustrado na figura 27. Para realizar a verificação da radiação no local é necessário informar a latitude e longitude do empreendimento. Esses valores podem ser verificados no Google® Maps® (Souza, 2017). Descobrimo o valor da insolação incidente, substitui na equação (1) para encontrar o Horas de Sol Pleno (HSP).

Figura 27 - Sundata - CRESESB

The screenshot shows the Sundata web application interface. At the top, there is a header with the logo of the Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB) and a navigation menu with links for 'Principal', 'O Cresesb', 'Links', and 'Fale conosco'. Below the header, there is a sidebar with a list of links: 'Casa Solar Eficiente', 'Centros de Demonstração do SENAI', 'Tutorial', 'Perguntas Frequentes (F.A.Q)', 'Potencial Energético', 'Publicações', 'Legislação', 'Eventos', and 'Guia de Instituições e Empresas'. The main content area is titled 'Potencial Energético Solar - SunData' and contains a description of the tool: 'O programa SunData destina-se ao cálculo da radiação solar diária média nacional e constitui-se em uma tentativa do CRESESB de oferecer uma ferramenta para o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos. Foi usado no dimensionamento dos sistemas nas diversas regiões do Brasil.' Below the description, there is a list of features: 'Base de Dados de radiação solar incidente', 'Busca por Coordenadas', 'Cálculo da Radiação no plano Inclinado', 'Apresentação dos Dados', and 'Sobre o Sundata'. At the bottom, there is a form for entering geographic coordinates, with fields for 'Latitude' and 'Longitude', and a dropdown menu for 'Sul' and 'Oeste'.

Fonte: SOUZA (2017).

Devido ao sistema regulado no Brasil, um SFCR deve gerar o equivalente ao consumido pelo cliente, pois são gerados apenas créditos com o excesso. Sendo consideradas outras unidades consumidoras para o consumo da geração, é importante levar em consideração o custo contabilizando os impostos incidentes pelas unidades não geradoras (PINHO; GALDINO, 2014).

Nos cálculos de dimensionamento do SFCR é muito importante considerar as particularidades do local de instalação, em relação a irradiação solar, intensidade, direção e sazonalidade dos ventos, características e limitações de espaço do local (BNB, 2017).

3.3.1 Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico (GF)

O GF deve ser dimensionado de acordo com o levantamento do consumo médio diário anual (Wh/dia), descontado a taxa mínima de disponibilidade de energia. Este dado é facilmente calculado pelo histórico das contas mensais de energia da distribuidora (PINHO; GALDINO, 2014). Com o número do cliente e do CPF no site da ENEL é possível ver o histórico de um ano de faturas.

O cálculo da potência do microgerador fotovoltaico é dado em Wp (Watts-pico), sendo calculado pela equação 8 (PINHO; GALDINO, 2014).

$$P_{G-fv} = \frac{E}{TD \cdot HSP_{MA}} \quad (8)$$

Onde:

- P_{G-fv} : Potência de pico do gerador fotovoltaico (kWp);
- E: Consumo médio anual da edificação ou fração deste (Wh/dia);
- HSP_{MA} : Média diária anual das HSP incidente no plano do painel FV (h);
- TD: Taxa de desempenho (adimensional).

A taxa de desempenho (TD) é um índice que contabiliza as perdas de eficiência levando em consideração o aumento de temperatura do módulo, variação da irradiação, poeira, perdas nas conexões, descascamento, perdas do inversor entre outras. Esse índice é útil, pois representa capacidade real de entrega de energia elétrica pela conversão da energia solar (ANGELO, 2017, *apud* IEA, 2014).

De maneira geral, o dimensionamento de um SFCR é condicionado de acordo com os recursos financeiros do empreendimento e pela área disponível, sendo na prática mais relevante que questões técnicas ou de desempenho (PINHO; GALDINO, 2014).

Os módulos devem possuir obrigatoriamente as mesmas características de tensão, corrente e potência para a ligação mista série/paralelo (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015). Assim no projeto deve ser escolhido apenas um tipo de módulo, sendo a quantidade dada pela equação (9):

$$N_{\text{módulos}} = \frac{P_{G-fv}}{P_M} \quad (9)$$

Onde:

- P_M : Potência de pico do módulo fotovoltaico (kWp);

3.3.2 Dimensionamento do inversor

O dimensionamento do SF deve ser projetado de forma que o inversor não opere por longos períodos em potências muito abaixo da nominal nem seja sobrecarregado. O Fator de dimensionamento do inversor FDI, traz a relação entre a potência nominal CA do inversor com a potência de pico do GF de acordo com a equação 9 (PINHO; GALDINO, 2014).

$$FDI = \frac{P_{Nca}}{P_{G-fv}} \quad (10)$$

Onde:

- FDI: Fator de dimensionamento do inversor;
- P_{Nca} : Potência nominal em CA do inversor;
- P_{G-fv} : Potência pico do gerador fotovoltaico.

De forma idealizada a potência do SF deveria ser totalmente convertida pelo inversor, sendo então o FDI unitário, que indicaria a capacidade do inversor ser 100% da potência de pico do gerador fotovoltaico. Mas o que ocorre é que com as variações de irradiância o sistema não funciona nas condições nominais, devido ao SPPM também variar, sendo a potência abaixo da nominal no gerador (DOS SANTOS, 2016; DA COSTA, 2010).

O dimensionamento do inversor precisa ser calculado de maneira que o sistema não sofra perda de potência. Dessa forma a potência do inversor deve ser escolhida entre 75% a 120% do valor da potência de pico do gerador fotovoltaico (DA COSTA, 2010, *apud* HEMMANN, 2010).

3.3.3 Dimensionamento do Arranjos

Com o cálculo da potência do gerador e a quantidade de módulos, o próximo passo é realizar o arranjo de como ficarão os módulos para fornecer a potência necessária para a carga, de acordo com as especificações do inversor.

Segundo Zilles (2012), o primeiro passo para formar o arranjo fotovoltaico é encontrar o valor da tensão resultante dos módulos em série, que deve ser na faixa útil de tensão de entrada do inversor, ou seja, entre a tensão mínima e a máxima do inversor para a busca do SPPM. Dessa forma o número possível de módulos conectados em série pode ser encontrado pelas equações (11) e (12).

$$V_{MP\ total} = V_{MP(STC)} \cdot N_{série} = [V_{MPmin} \alpha V_{MPmáx}] \quad (11)$$

$$V_{OC\ total} = V_{OC(STC)} \cdot N_{série} = [V_{MPmin} \alpha V_{MPmáx}] \quad (12)$$

Onde:

- $N_{série}$: Número possíveis de módulos em série;
- $V_{MP(STC)}$: Tensão de máxima potência do módulo em STC (25 °C) disponível na folha de dados;
- $V_{MP\ total}$: Tensão de SPPM produzida pelos módulos em série;
- $V_{OC(STC)}$: Tensão de circuito aberto do módulo em STC (25 °C) disponível na folha de dados;
- $V_{OC\ total}$: Tensão de circuito aberto produzido pelos módulos em série;
- V_{MPmin} : Tensão mínima de entrada do inversor para SPPM;
- $V_{MPmáx}$: Tensão máxima de entrada do inversor para SPPM.

Como já mencionado a temperatura é um fator importante no funcionamento do sistema fotovoltaico, sendo um fator relevante no dimensionamento dos arranjos, dessa forma é necessário corrigir os valores de tensões de máxima potência e de circuito aberto, considerando o pior caso. Nessas correções são aplicadas as equações (13) e (14) (PINHO; GALDINO, 2014).

$$V_{MP(T)} = V_{MP(STC)} \cdot \left[1 + \frac{\beta_T}{100} (T-25) \right] \quad (13)$$

$$V_{OC(T)} = V_{OC(STC)} \cdot \left[1 + \frac{\beta_T}{100} (T-25) \right] \quad (14)$$

Onde:

- $V_{MP(T)}$: tensão de máxima potência do módulo em condições de temperatura extrema, em (V);

- $V_{MP(STC)(T)}$: tensão de máxima potência do módulo em STC definida na folha de dados, em (V);
- $V_{OC(T)}$: tensão de circuito aberto do módulo em condições de temperatura extrema, em (V);
- $V_{OC(STC)(T)}$: tensão de circuito aberto do módulo em STC definida na folha de dados em (V);
- β_T : coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto do módulo, em (%/°C);
- T: temperatura de operação em condições extremas, em (°C).

Conhecendo a quantidade de fileiras em série e a quantidade teórica de módulos total é possível encontrar a quantidade de fileiras em paralelo. Essa relação é determinada conforme a equação 15, que possui relação com a potência de pico do gerador fotovoltaico (VILLALVA, 2012):

$$N_{\text{paralelo}} = \frac{N}{N_{\text{série}}} \quad (15)$$

Onde:

- N_{paralelo} : N° de fileiras em paralelo conectadas ao inversor;
- N: N° estimado de módulos.

Villalva (2012), menciona que um fator importante no arranjo, é que nas fileiras conectadas em paralelos, ocorrerá corrente resultante para cada conjunto de módulos. A corrente total que é soma total das correntes de cada fileira em paralelo deve ser inferior a corrente máxima CC de entrada do inversor para o bom funcionamento do inversor, essa corrente é dada pela equação 16 (PINHO; GALDINO, 2014).

$$N_{\text{paralelo}} < \frac{I_{CC\text{máx}}}{I_{MP}} \quad (16)$$

Onde:

- I_{MP} : Corrente de máxima potência do módulo;
- $I_{CC\text{MÁX}}$: Corrente máxima de entrada do inversor.

Segundo Zilles (2012), a última etapa é verificar a potência nominal do gerador em relação aos outros valores já calculados, pela relação da equação 17:

$$P_{FV(NOM)} = N_{\text{paralelo}} \cdot N_{\text{série}} \cdot P_M \quad (17)$$

- $P_{FV(NOM)}$: Potência nominal do gerador fotovoltaico (W);
- P_M : Potência de pico do módulo (W).

4 ESTUDO DE CASO

A pesquisa é realizada em uma cidade no interior do Ceará, elaborando o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede, de um empreendimento de mercearia e padaria. A escolha se deu devido ao interesse pelo projeto pela cliente, sendo apresentada a proposta e o pronto engajamento.

Com o início do projeto em setembro de 2018, utilizando cunho exploratório, foi verificado que a maior parte do valor da energia do estabelecimento comercial é devido a um forno elétrico e aos freezers. O prédio pertence ao cliente, havendo uma grande extensão para a aplicação dos painéis, possuindo telhas de fibrocimento, não apresentando sombreamento, sendo o prédio mais alto dos vizinhos. Os painéis vão ser instalados de acordo com o telhado então não são levados em considerações os ajustes técnicos de inclinação.

Conversando com o cliente foi verificado que é possível realizar um projeto com potência maior que a atual demandada. Devido a problemas com a compra de madeira legalizada para o forno principal que é um a lenha, foi proposto um plano estratégico para um aumento da utilização do forno elétrico do estabelecimento, que irá sanar esse problema ambiental e obter diminuição de custos em relação geração de energia e compra de madeira.

4.1 Descrição do Cliente

A cliente está localizada no interior do estado do Ceará, ao sul da Planalto da Ibiapaba na cidade de Poranga-CE, que segundo dados do Instituto de Pesquisa e Estratégia Econômica do Ceará (2018) é situada em linha reta da capital Fortaleza numa distância de 296km, possuindo altitude de 750m. Na Figura 28 estão dispostas mais informações sobre a cidade.

Figura 28 - Situação geográfica e Aspectos Climáticos

Situação geográfica

Coordenadas geográficas		Localização	Municípios limítrofes			
Latitude(S)	Longitude(WGr)		Norte	Sul	Leste	Oeste
4° 44' 41"	40° 55' 34"	Oeste	Ipueiras	Crateús, Ipaporanga	Ipaporanga, Ararendá, Ipueiras	Ipueiras, Estado do Piauí

Aspectos climáticos

Clima	Pluviosidade (mm)	Temperatura média (°C)	Período chuvoso
Tropical Quente Semi-árido Brando	1.178,4	22° a 24°	janeiro a abril

Fonte: IBGE; IPECE (2018).

Utilizando o software Google Earth® foi localizado o local do projeto, com coordenadas em UTM (Universal Transversa de Mercator) de longitude 286372.00 mE e de latitude 9475330.00 mS.

Figura 29 - Local do Projeto



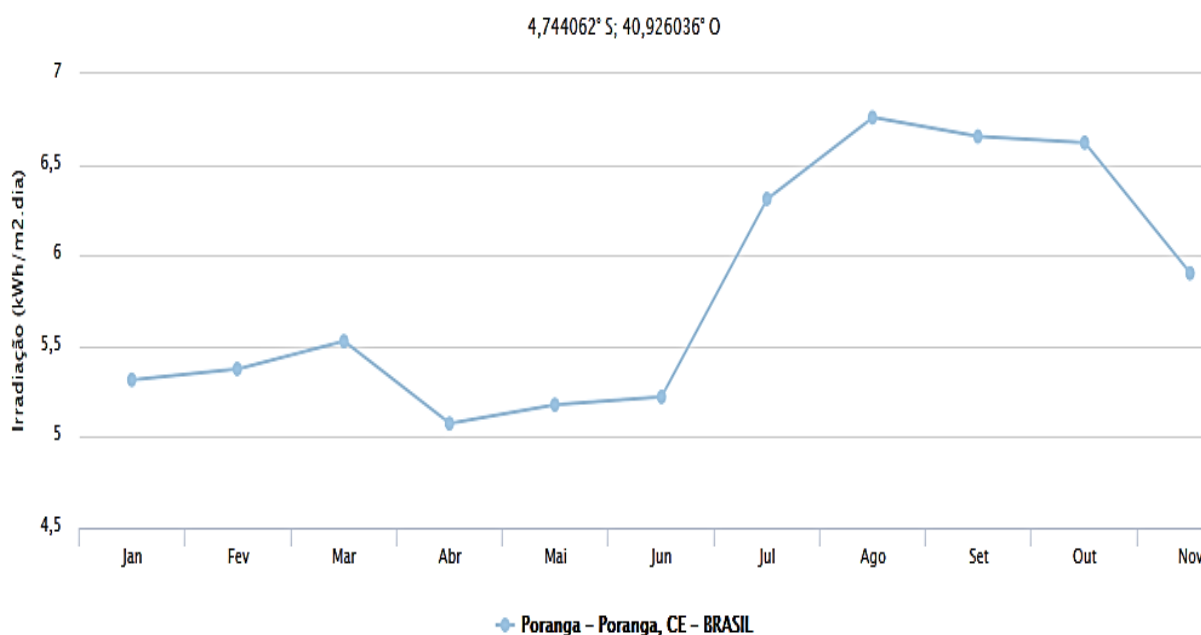
Fonte: Google Earth® (2018).

Utilizando as coordenadas geográficas no site da CRESESB é possível obter a irradiação solar, a região possui uma média 5,8 kWh/m²·dia, como pode ser verificado na Figura 30, essa unidade de medida representa a quantidade em watts que incidem em 1m² durante um dia. Esse índice é em relação ao plano horizontal, com os painéis com 0° de inclinação, mas na região a inclinação que são indicados à disposição das placas é praticamente nula devido ser na zona equatorial (ATORAM, 2018).

Com o valor médio da irradiação solar é possível encontrar o valor de horas sol pleno HSP, da equação 1:

$$HSP = \frac{5,80 \text{ (kWh/m}^2\cdot\text{dia)}}{1000\text{W/m}^2} = 5,8\text{h/dia} \quad (18)$$

Figura 30 - Irradiação solar em Poranga-CE



Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]															
Latitude [°]	Longitude [°]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
4,801° S	40,949° O	5,32	5,38	5,53	5,08	5,18	5,22	5,62	6,31	6,76	6,66	6,62	5,90	5,80	1,69

Fonte: Adaptado de CRESESB (2018).

O local é todo coberto por telhas de fibrocimento, dessa forma a disposição dos painéis e sua inclinação serão de acordo com o telhado existente. No relatório extraído na Figura 30 consta ainda a indicação da melhor inclinação para os painéis, que é praticamente nula devido ser uma região próxima à linha do equador, mas esses dados não se aplicam nesse projeto.

A cliente pertence ao grupo B, da Classe-3, isto é, Comércio, Serviços e Outras Atividades, com ligação do tipo trifásica e utilizando modalidade tarifária de baixa tensão. O estabelecimento funciona como Merceria e Panificadora, com o nome fantasia Jesus Rei dos Reis, o horário de funcionamento é de 5:30h às 22h. Em atividade de segunda a sábado e aos domingos pela manhã de 5:30h às 12h.

O prédio do projeto fotovoltaico é dividido em comercial e residencial, no térreo é o estabelecimento e na parte superior o apartamento do cliente, estando disponível no telhado da residência o local para serem posicionadas as placas. A parte útil do telhado para a instalação das placas é de 6mx19m em um total de 114m². Com a implementação do SFCCR a medição trifásica não será alterada de posição, assim como se manterá a medição monofásica do apartamento.

A Figura 31 traz a fachada do cliente, possuindo a sinalização da local do ramal de entrada trifásica, situado na parte do apartamento e também a medição trifásica do estabelecimento na parte inferior direita da foto.

Figura 31 - Fachada do estabelecimento sinalizando o ramal de entrada e a medição



Fonte: Próprio autor (2018).

4.1.1 Consumo elétrico do cliente

Foi requerida uma conta elétrica do estabelecimento e com ela foi encontrado o histórico de consumo no site da distribuidora do Ceará a ENEL. A amostra de dados é de agosto de 2017 a setembro de 2018. Na Tabela 5 é possível verificar: o valor do consumo, tarifa, preço e a bandeira tarifária de cada mês, que aumentam o valor da conta.


Tabela 5 - Dados mensais da energia consumida


REFERÊNCIA	CONSUMO (kWh)	TARIFA (R\$/kWh)	VALOR
ago/17 	1559	0,72311	R\$ 1.124,75
set/17 	1457	0,74171	R\$ 1.080,67
out/17 	1569	0,74095	R\$ 1.162,55
nov/17 	1589	0,74729	R\$ 1.187,44
dez/17 	1679	0,75033	R\$ 1.259,80
jan/18 	1721	0,71361	R\$ 1.228,12
fev/18 	1085	0,68472	R\$ 742,92
mar/18 	1826	0,69081	R\$ 1.261,41
abr/18 	1475	0,70901	R\$ 1.045,78
mai/18 	1431	0,72617	R\$ 1.039,14
jun/18 	1484	0,76997	R\$ 1.164,45
jul/18 	1501	0,80745	R\$ 1.211,98
ago/18 	1440	0,77283	R\$ 1.112,87
set/18 	1542	0,76758	R\$ 1.179,83
Consumo Médio	1526	Preço Médio	R\$ 1.128,69


Fonte: Dados da pesquisa (2018).


Pela Tabela 5 é constatado que consumo médio do cliente é de 1526 (kWh), e de valor de R\$1.128,69. É importante ressaltar que como o estabelecimento pertence ao Grupo B, ainda que a energia injetada seja superior ao consumo com o SFCR, a conta será faturada com o custo de disponibilidade, que para energia trifásica é de 100kWh ANEEL (2016). Portanto o consumo na base de cálculos deve levar em consideração esse valor.

Por estabelecimento da ANEEL, desde 2015, as contas de energia apresentam o sistema de Bandeiras Tarifárias, o sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha - as mesmas cores dos semáforos - e indicam se a energia custa mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade.

 **Bandeira verde:** condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;

 **Bandeira amarela:** condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,020 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;

 **Bandeira vermelha - Patamar 1:** condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

 **Bandeira vermelha - Patamar 2:** condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,035 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

4.2 Dimensionamento do Projeto

Nessa parte do estudo de caso é calculado os componentes do sistema fotovoltaico de acordo com o equacionamento da seção 3.3.

Com o valor já encontrado do HSP e com os dados de consumo, é possível calcular a potência do gerador como descrito na equação 8 em relação a um mês (30 dias).

$$P_{fv} = \frac{E}{TD \cdot HSP \cdot 30} = \frac{1526k}{0,88 \cdot 5,8 \cdot 30} = 9,97kWp \quad (19)$$

A potência de pico do estabelecimento é então de 9,97kWp que é a necessária para abastecer a demanda atual, porém a cliente possui três fornos de pães: um a gás, outro a lenha e um elétrico, com a geração fotovoltaico irá compensar utilizar em maior escala o forno elétrico, que como já mencionado seria uma solução no uso do de a lenha, que é um problema recorrente a compra de madeira legal.

Assim como o consumo do forno elétrico é de 10kWh, que é uma carga do tipo resistiva, de acordo com as necessidades do cliente, foi mensurado pelo uso dos três fornos um aumento na proporção do elétrico em torno de 3h por dia. Dessa forma irá ocasionar um aumento no consumo de aproximadamente 1000kWh/mês.

A nova demanda então será de 2526kWh, assim realizando novamente na equação (8):

$$P_{fv \text{ (projeção)}} = \frac{2526k}{0,88 \cdot 5,8 \cdot 30} = 16,5kWp \quad (20)$$

Com esse valor de potência não é necessário um aumento de carga na distribuidora, pois no ramal de entrada o disjuntor é de 30A, com tensão trifásica 380V, assim a potência máxima que suporta atualmente é:

$$P_{m\acute{a}x} = \sqrt{3} \cdot 30 \cdot 380 \cdot 0,92 = 18,17kW \quad (21)$$

Obtendo uma projeção de geração abaixo do valor máximo do ramal de entrada. No equacionamento foi considerando um fator de potência de $fp = 0,92$.

Com a potência de projeção do cliente foram analisados modelos disponíveis de acordo com as especificações: sistema On-Grid, trifásico 380V e telha de fibrocimento. Dessa forma foi escolhido o Kit Gerador de Energia Fronius Fibrocimento com 17,16kWp, pelo fornecedor Aldo Solar. Esse kit possui 52 painéis e promete uma geração de 2883kWh/mês para a região Nordeste, algo próximo do que o cliente irá consumir pela simulação com o aumento do uso do forno elétrico.

O conjunto já vem pronto para a montagem sendo do tipo sistema com única combinação gerador-inversor centralizada. A área mínima para a instalação é de 104m², sendo então inferior a área disponível no telhado do prédio para a aplicação do projeto que é de 114m². A Figura 32 ilustra a composição do KIT escolhido que possui 12 meses de garantia, sendo as placas e o inversor com mais garantia diretamente com o fabricante.

Figura 32 - KIT: GEF-17160FP 17,16KWP FRONIUS SYMO TRIF 380V Q CELLS



Fonte: Adaptado de NEOSOLAR (2018).

Tabela 6 - Especificações técnicas do painel de 330 Wp

Máxima Potência (Pm):	330 W
Tolerância:	+5 W
Tensão de Máxima Potência (Vmp) :	37,7 V
Corrente de Máxima Potência (Imp):	8,76 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc):	46,1 V
Corrente de Curto-Circuito (Isc):	9,3 A
Tensão Máxima do Sistema:	1000 V
Eficiência do Painel:	16,9%
Coefficiente de Temperatura da Potência(Pm):	-0,40 %/°C
Coefficiente de Temperatura da Corrente(Isc):	0,05 %/°C
Coefficiente de Temperatura da Tensão(Voc):	-0,31 %/°C
Temperatura Nominal de Operação de Célula (TNOC/NOCT):	45±3°C

* Condição padrão de teste STC/CPT: Irradiação de 1.000 W/m², Espectro de Massa de Ar 1.5 e Temperatura de Célula de 25°C

Fonte: ALDO SOLAR (2018).

O Inversor já vem incluso no KIT, possuindo sete anos de garantia, providos da soma de garantia do fornecedor e do fabricante, sendo único dispositivo para o conjunto de painéis, como ilustrado na parte a) da Figura 21. A caixa com os elementos de proteção e seccionamento, chamado de *string box* já é dimensionada pelo fornecedor.

Tabela 7 - Especificações Inversor Fronius

Tensão máxima de entrada	1000Vcc
Faixa de Tensão do MPP	(320Vcc a 800Vcc)
Tensão mínima de entrada	200Vcc
Tensão para inicialização	200Vcc
Corrente máxima de entrada	33A / 27A
SAÍDA	
Potência nominal de saída	15000W
Tensão de saída (faixa)	154Vca a 264Vca
Frequência de saída	60Hz
Corrente máxima de saída	23,9A
OUTRAS CARACTERÍSTICAS	
Eficiência Máxima:	jan/00
Consumo interno (noite)	<1W
Temperatura de Operação	-25°C a +60°C

Fonte: ALDO SOLAR (2018).

Seguindo a sequência do dimensionamento dos arranjos fotovoltaicos descritos em 3.3.3, a primeira etapa organização dos módulos é encontrar a quantidade a serem dispostos em série, na Tabela 6 é fornecido a tensão de máxima potência $V_{mp} = 30,6V$ e a tensão de circuito aberto $V_{oc} = 37,7V$, pelas informações do inversor na Tabela 7, pode ser observado que a faixa de tensão é de 320V a 850V, com esses valores é possível encontrar a quantidade de módulos.

Para obter dados mais precisos nos cálculos das disposições dos módulos, devido a questão da temperatura da região de instalação, por ser zona equatorial, é necessário realizar correções pela temperatura, pois não condiz com os módulos operando em STC com temperatura de 25°C. Como visto no Capítulo 2 (em 2.3.2), a tensão nos módulos cai com o aumento de temperatura, como ilustrado na Figura 12.

Dessa forma é necessário realizar correções dos valores de máxima potência de acordo com as equações (14) e (15), considerando uma temperatura máxima de 70°C Coeficiente de Temperatura da Tensão (V_{oc}) de -0,31 %/°C (β_T), disposto na Tabela 6.

$$V_{MP(70^\circ C)} = 37,7 \cdot \left[1 + \frac{(-0,31)}{100} (70-25) \right] = 32,44V \quad (22)$$

$$V_{OC(70^{\circ}C)} = 46,1 \cdot \left[1 + \frac{(-0,31)}{100} (70-25) \right] = 39,67V \quad (23)$$

Realizando as correções de V_{MP} e de V_{OC} , é em seguida determinado a quantidade de painéis para a condição ambiente do estudo de caso.

$$N_{série(min)} = \frac{320}{32,44} = 9,86 \approx 10 \quad (24)$$

$$N_{série(máx)} = \frac{800}{39,67} = 20,2 \approx 20 \quad (25)$$

Com a correção realizada, foi encontrado que a quantidade de módulos em série pode estar entre 10 e 20 módulos. Com essa faixa encontrada é possível calcular a quantidade de fileiras em paralelo. Seguindo o critério que a corrente máxima do conjunto deve ser menor que a corrente máxima do inversor.

De acordo com a Tabela 6, a corrente de máxima potência do painel é de 8,76A e pela Tabela 7 a corrente máxima de entrada do inversor é de 33A. Dessa forma o número máximo de fileiras pela equação 16, em paralelo é:

$$N_{paralelo} < \frac{I_{CCmáx}}{I_{MP}} \quad (26)$$

$$N_{paralelo} < \frac{33}{8,76} \quad (27)$$

$$N_{paralelo} < 3,77 \quad (28)$$

Pela folha técnica dos dados de entrada do inversor da marca Fronius ele funciona com dois rastreadores de MPP, com conexão DC: 3+3. Pelo cálculo realizado para assegurar que a corrente máxima na entrada do inversor não seja excedida, obtêm-se que o máximo seria de três fileiras de módulos em paralelo. Porém o fornecedor traz a indicação de 4 fileiras em paralelo com 13 módulos em série em cada, como é fornecido garantia nessa forma de instalação foi adotado essa disposição de arranjo.

Com a definição do número de módulos do arranjo é possível encontrar o FDI, sendo $P_{Nca}=320Wp$ e $P_{FV}=17,16kwp$.

$$FDI = \frac{52 \cdot 320}{17160} = 0,9697 \approx 0,97 \quad (29)$$

O resultado é satisfatório pois o Fator de Dimensionamento do Inversor está dentro de 0,75 e 1,2, que é um valor em relação a potência de pico do gerador fotovoltaico.

4.2.1 Dimensionamento dos Condutores

O dimensionamento dos condutores em um projeto fotovoltaico é dividido nos cabos que funcionarão em energia CC e nos cabos que funcionarão em energia alternada CA. O cabeamento que liga o inversor à rede receptora deve considerar no seu dimensionamento uma queda de tensão máxima admissível na linha de 3% relativamente à tensão da rede. (PEREIRA; OLIVEIRA, 2014).

Nesse estudo serão utilizados os métodos de seção mínima e capacidade de corrente, segundo a NBR 5410/2004.

4.2.1.2 Cabos de corrente contínua (CC)

No método da corrente de curto-circuito (I_{c-c}) a finalidade é encontrar a seção do condutor que suporte um determinado nível dessa corrente em um intervalo de tempo. Essa corrente para um painel fotovoltaico é estabelecida como o somatório das correntes das fileiras associadas em paralelo. Considerando folga de 25%, para determinar a corrente do painel (capacidade de corrente) é utilizada a equação 30 (SOUZA, 2016):

$$I_{\text{painel}} = I_{\text{cc fileira}} \cdot N_{\text{fileiras}} \cdot 1,25 \quad (30)$$

Onde:

- $I_{\text{cc fileira}}$: Corrente de curto-circuito de cada fileira;
- N_{fileiras} : número de fileiras associadas em paralelo.

Para dimensionar a seção mínima do condutor que interliga o painel fotovoltaico ao inversor, seguindo o critério de queda de tensão é utilizada a equação 31 (PEREIRA; OLIVEIRA, 2014).

$$S_{\text{cc(mm}^2\text{)}} = \frac{2 \cdot L_{\text{cc}} \cdot I_n^2}{FP \cdot (P_G - P_C) \cdot \sigma} \quad (31)$$

Em que:

- S_{cc} : Seção do cabo principal do gerador FV, em mm^2 ;
- L_{cc} : Comprimento do cabo principal, em metros;
- I_n : Corrente nominal admissível no cabo principal CC, em ampere;
- σ : Condutividade do condutor (cobre é de $56 \text{ m}/\Omega \text{ mm}^2$, alumínio 32);
- $P_{C(\text{perdas})}$: Valor das perdas no cabo principal;
- $P_{G(\text{gerador})}$: Valor da potência do nosso gerador FV (ou sistema FV);

- FP: Fator de perdas na linha (normalmente na ordem de 1 a 2 %).

Com o valor da corrente de curto-circuito de cada fileira dado na Tabela 6, $I_{cc \text{ fileira}} = 9,3A$, com um total de quatro fileiras, substituindo na equação 32:

$$I_{\text{painel}} = 9,2 \cdot 4 \cdot 1,25 = 46A \quad (32)$$

De acordo com a Tabela 6, o valor de tensão de máxima potência de cada módulo é igual a 37,7V, cada fileira é composta por 13 módulos, então a tensão total das fileiras é igual a 490,1V. Considerando que o cabo é de cobre e a distância máxima entre o sistema e o inversor é de 30m, e com perdas no cabo de 10W, pela equação 30:

$$S_{cc(mm^2)} = \frac{2 \cdot 30 \cdot (37,7^2)}{0,02 \cdot (15000 - 10) \cdot 56} = 5,1 \text{ mm}^2 \quad (33)$$

Os cabos CC já são fornecidos pelo fornecedor Aldo Solar, sendo uma linha específica que possui proteção UV de seção nominal 6mm² (Cabo solar Prysmian Afumex 6mm² Preto 1kV), que suporta uma corrente máxima de até 59A e temperatura máxima de 120°C, quando espaçados um dos outros e ao ar livre expostos ao sol, a tabela de referência está no ANEXO C - TABELA DE DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CC.

A descrição do cabo está de acordo com a corrente calculada na equação 34, sendo maior que a seção mínima encontrada na equação 35. A descrição geral do cabo está dentro do estabelecido na norma NBR 5410/2004.

4.2.1.2 Cabos de corrente alternada (CA)

Segundo Pereira e Oliveira (2014), o dimensionamento para calcular a seção transversal do cabo CA que liga a saída do inversor à rede elétrica é dado por:

$$S_{ca(mm^2)} = \frac{2 \cdot L_{ca} \cdot I_{ni} \cdot \cos\phi}{\sigma \cdot \Delta V \cdot V_n} \quad (34)$$

Afim de uma análise mais precisa foi utilizado a fórmula convencional de dimensionamento de cabos CA para média e baixa tensão, para fins de comparação e utilizar a que a maior seção transversal. Assim segundo Mamede (2017), esses condutores de ligação entre o inversor e o ponto de conexão da rede, precisam ser dimensionados conforme as características da rede de distribuição, que no caso é para sistema trifásico CA. A seção mínima para esse cabeamento pode ser encontrada pela equação 37:

$$S_{mm^2} = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot \sum (L_{ca} \cdot I_t)}{\Delta V \cdot V_{\text{linha}}} \quad (35)$$

Onde:

- $S_{ca(mm)^2}$: seção mínima do condutor;
- L_{ca} : comprimento do cabo do ramal, em metros (m);
- I_{ni} : corrente nominal AC do inversor, em ampere;
- I_t : corrente total do circuito (A);
- σ : condutibilidade do material condutor (cobre = $56 \text{ m}/\Omega \text{ mm}^2$);
- ΔV : queda de tensão permitida, em decimal;
- V_n : tensão nominal da rede (V);
- $\cos\phi$: fator de potência.

Nessas duas fórmulas obterá resultados de praticamente mesmo valor, com a observação que na equação 34 do Mamede (2017), a queda de tensão é de 0,07. Dessa forma substituindo os parâmetros na equação 36, sabendo que $L_{ca}=30\text{m}$, com a corrente nominal do inversor da Tabela 7 e com os outros dados já mencionados:

$$S_{cc(mm^2)} = \frac{2 \cdot 30 \cdot 23,9 \cdot 0,92}{56 \cdot 0,03 \cdot 380} = 2,07 \text{ mm}^2 \quad (36)$$

Sendo para a equação 35:

$$S_{cc(mm^2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{1}{56}\right) \cdot 30 \cdot 60}{0,07 \cdot 380} = 2,09 \text{ mm}^2 \quad (37)$$

Devido à distância L_{ca} ser pequena, pelo método do cálculo da seção, conhecido como dimensionamento por queda de tensão, foi obtido um valor pequeno, que pelos cabos comerciais deve ser escolhido o de $2,5\text{mm}^2$.

Sabendo que a corrente máxima de saída do inversor é de $23,9\text{A}$, com o cabeamento com fator de simultaneidade unitário ($FS=1$) e fator de correção de temperatura (FCT) de $0,94$. Considerando ainda para fins de segurança uma folga de 25% , pela capacidade de corrente (I_{cp}) teremos:

$$I_{cp} = \frac{1,25 \cdot 23,9}{0,94} = 31,78\text{A} \quad (38)$$

Seguindo o dimensionamento em conformidade com a Norma 5410/2004, foi escolhido o cabo pela capacidade de corrente que demonstrou a necessidade de um cabo superior ao calculado pela queda de tensão. Dessa forma, utilizando o método de instalação B1, para cabos que suporta até 90°C e tensão de até 1kV , foi escolhido um cabo com seção transversal de 4mm^2 , que suporta até 37A nesse método para três condutores carregados. Sendo escolhido da linha Afumes Flex da Prysmian, a referência está no ANEXO D - TABELA DE DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CA.

4.2.2 Proteção Elétrica

A proteção do sistema fotovoltaico é feita por uma caixa de proteção única dividida em parte CC e parte CA, um String Box de 4 entradas e 2 saídas de 32A em 1000V. Composta por uma caixa de polímero especial com grau de proteção IP66, possuindo: DPS, chave seccionadora, fusíveis, dispositivo de proteção e medição de isolamento CC com controle de sobrecarga, mudança do ponto de operação (SPPM) e limitação da produção do disjuntor CC. A proteção contra sobrecorrente alternada e com função também de seccionamento que isola o inversor é realizada por um disjuntor tripolar em um quadro CA já presente no estabelecimento, com dimensionamento de 30A (mesmo valor do presente no ramal de entrada).

4.2.3 Aterramento

Conforme a Norma NBR 5419/2015 que trata de proteção contra descargas atmosféricas e a NBR 5410/2004, foram escolhidos o condutor de proteção e a haste de aterramento. A Tabela 8 mostra os critérios de escolhas das seções.

Tabela 8 - Seção mínima do condutor de proteção* (aterramento).

Seção dos condutores de fase (S)	Seção mínima do condutor de proteção correspondente
$S \leq 16\text{mm}^2$	S
$16\text{mm}^2 \leq S \leq 35\text{mm}^2$	16mm ²
$S > 35\text{mm}^2$	S/2

*conforme o item 6.4.3.1.3

Fonte: NBR 5410 (2004).

Como os condutores de fase dimensionados possuem seção menor ou igual a 16mm², logo os condutores de proteção serão de mesma seção transversal das fases com 4mm². É escolhida a mesma linha de cabos das fases para ser utilizado pelo aterramento, porém com a cor padrão verde e amarelo.

Segundo COELCE/ENEL (2012) o condutor de aterramento deve ser conectado na haste de terra e ao parafuso da caixa de medição, sem possuir nenhum tipo de seccionamento no percurso, sendo protegidos por eletroduto rígido. A haste escolhida para o aterramento foi de tipo aço cobreado, com dimensões: 2,40m x 5/8'.

4.3 Análise da Geração do SFCR

Realizado o dimensionamento do SFCR é possível simular o valor de energia gerada em relação as contas de energias coletadas, considerando a demanda simulada, analisando então a economia financeira pela relação geração e consumo. Para isso é necessário encontrar o valor da energia do gerador fotovoltaico para cada mês, podendo ser calculado pela equação 39 (COSTA, 2018).















$$E_{\text{módulos}} = 30 \cdot A_p \cdot N_{\text{módulos}} \cdot \eta_{\text{módulo}} \cdot TD \cdot HSP \quad (39)$$

Onde:

- A_p : Área do módulo em m^2 ;
- $N_{\text{módulos}}$: N° de módulos do gerador fotovoltaico;
- $\eta_{\text{módulo}}$: Eficiência do módulo em %;
- TD: Taxa de desempenho;
- HSP: Média mensal de horas sol pleno, em horas.

Com o valor da irradiação em cada mês, com os dados na Figura 30, para a cidade de Poranga-CE, já considerando as considerações de inclinação, foi calculado a relação da energia gerada e a obtenção de créditos em cada mês, disposto na Tabela 9.

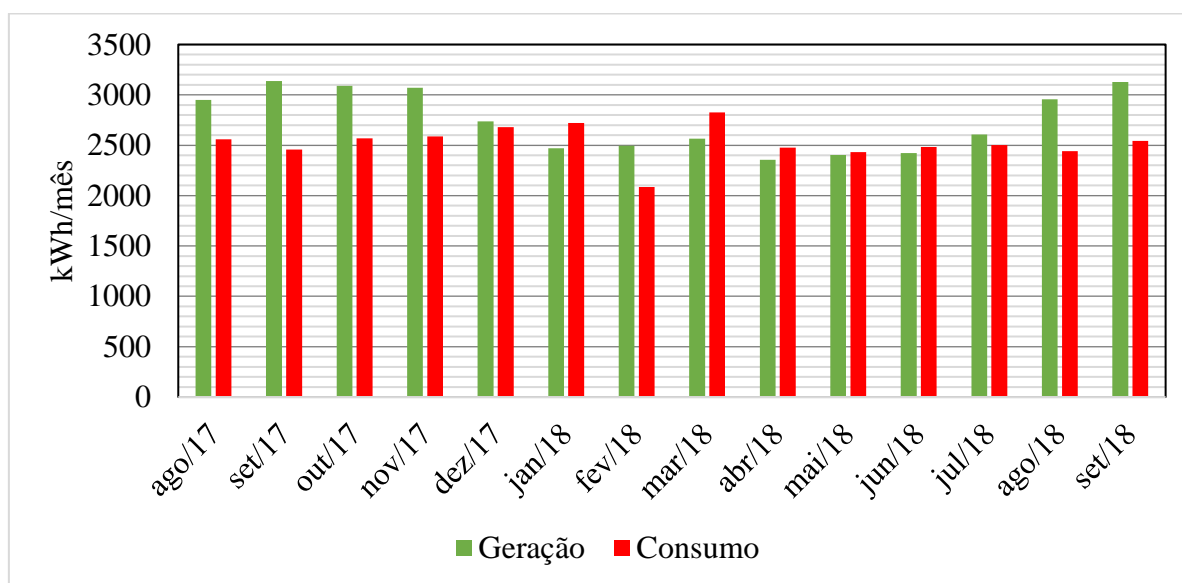
Tabela 9 - Irradiação, geração, consumo e crédito gerado

Referência		Irradiação solar (kWh/m ² .dia)	Energia Gerada (kWh)	Consumo Mês (kWh)	Crédito
ago/17		6,36	2951	R\$ 2.559,00	392
set/17		6,76	3137	R\$ 2.457,00	680
out/17		6,66	3090	R\$ 2.569,00	521
nov/17		6,62	3072	R\$ 2.589,00	483
dez/17		5,9	2738	R\$ 2.679,00	59
jan/18		5,32	2469	R\$ 2.721,00	0
fev/18		5,38	2496	R\$ 2.085,00	411
mar/18		5,53	2566	R\$ 2.826,00	0
abr/18		5,08	2357	R\$ 2.475,00	0
mai/18		5,18	2404	R\$ 2.431,00	0
jun/18		5,22	2422	R\$ 2.484,00	0
jul/18		5,62	2608	R\$ 2.501,00	107
ago/18		6,37	2956	R\$ 2.440,00	516
set/18		6,74	3127	R\$ 2.542,00	585

Fonte: Próprio autor (2018).

A Figura 33, ilustra graficamente a relação entre injetado na rede pela geração e o consumo elétrico com base nos dados da Tabela 9. Percebe-se pelas barras verdes a interferência da sazonalidade da irradiação solar na geração de energia, com os meses de maior geração de agosto a dezembro. Sendo estes meses quase todos de bandeira vermelha, com exceção de setembro que é amarela, que coincide com o período de estiagem e menor geração de fonte hídrica.

Figura 33 - Gráfico da geração e o consumo



Fonte: Próprio autor (2018).

Dessa forma com a aplicação do projeto o cliente será pouco afetado pelas bandeiras tarifárias. As bandeiras estão diretamente relacionadas com o acionamento de termoeletricas que são fontes de alto custo de geração além de serem uma forma não renovável e poluente, produtora de gases de efeito estufa (DA ROSA; GASPARIN, 2016).

Pela relação da energia injetada na rede o consumo simulado para a nova demanda e com os outros dados já expostos, foi feita uma primeira análise da economia obtida com o sistema fotovoltaico para os meses em amostra, sendo calculado a fatura sem a geração distribuída e com a GD.

A Tabela 10 mostra essa relação, que não é a real pois desconsidera alguns parâmetros, uma simulação mais precisa será descrita em seguida.

Tabela 10 - Primeira análise da geração fotovoltaica

Mês	Injetado (kWh)	Consumo (kWh)	Consumo faturado (kWh)	Tarifa (R\$)	Fatura sem GD	Fatura com GD	Economia
ago/17	2951,08	2559	R\$ 100,00	0,72311	R\$ 1.850,44	R\$ 72,31	R\$ 1.778,13
set/17	3136,68	2457	R\$ 100,00	0,74171	R\$ 1.822,38	R\$ 74,17	R\$ 1.748,21
out/17	3090,28	2569	R\$ 100,00	0,74095	R\$ 1.903,50	R\$ 74,10	R\$ 1.829,41
nov/17	3071,72	2589	R\$ 100,00	0,74729	R\$ 1.934,73	R\$ 74,73	R\$ 1.860,00
dez/17	2737,64	2679	R\$ 100,00	0,75033	R\$ 2.010,13	R\$ 75,03	R\$ 1.935,10
jan/18	2468,51	2721	R\$ 252,49	0,71361	R\$ 1.941,73	R\$ 180,18	R\$ 1.761,56
fev/18	2496,35	2085	R\$ 100,00	0,68472	R\$ 1.427,64	R\$ 68,47	R\$ 1.359,17
mar/18	2565,96	2826	R\$ 260,04	0,69081	R\$ 1.952,23	R\$ 179,64	R\$ 1.772,59
abr/18	2357,15	2475	R\$ 117,85	0,70901	R\$ 1.754,80	R\$ 83,56	R\$ 1.671,24
mai/18	2403,55	2431	R\$ 127,00	0,72617	R\$ 1.765,32	R\$ 92,22	R\$ 1.673,10
jun/18	2422,11	2484	R\$ 162,00	0,76997	R\$ 1.912,61	R\$ 124,74	R\$ 1.787,87
jul/18	2607,72	2501	R\$ 100,00	0,80745	R\$ 2.019,43	R\$ 80,75	R\$ 1.938,69
ago/18	2955,72	2440	R\$ 100,00	0,77283	R\$ 1.885,71	R\$ 77,28	R\$ 1.808,42
set/18	3127,4	2542	R\$ 100,00	0,76758	R\$ 1.951,19	R\$ 76,76	R\$ 1.874,43
Total :					R\$ 26.131,84	R\$ 1.333,93	R\$ 24.797,91

Fonte: Próprio autor (2018).

A economia observada na Tabela 10, da relação entre o estabelecimento com geração própria e não havendo à GD é bastante significativa, o valor com o STFC é de apenas 5% do valor que seria pago para os meses da amostra. Mesmo assim esse valor será ainda menor pois não foram considerados os créditos nos meses em que a geração foi maior que o consumo, que fazem um abatimento no valor das contas em que ocorre o contrário.

De acordo com o Caderno de Micro e Mini Geração da ANEEL (2016) o regulamento de créditos funciona em um sistema de compensação, pela relação entre o injetado e o consumido. Assim quanto maior o injetado e menor o consumo maior serão os créditos acumulados, e vice e versa.

Foi extraído desse guia de informações da ANEEL um exemplo ilustrativo exposto na Tabela 11, que traz a relação do crédito acumulado e o seu posterior abatimento em um mês em que o injetado na rede foi menor que o consumido. Dessa forma é feita a conta real de um cliente pertencente ao grupo B para o primeiro trimestre de um ano.

Tabela 11 - Crédito acumulado no consumo e injetado para grupo B (baixa tensão)

Mês	Consumo (kWh)	Injetado (kWh)	Crédito acumulado (kWh)	Fatura sem GD*	Fatura com GD*	Diferença
Jan	330	353	23	R\$ 168,30	R\$ 51,00	R\$ 117,30
Fev	360	360	23	R\$ 183,60	R\$ 51,00	R\$ 132,60
Mar	460	335	0	R\$ 234,60	R\$ 52,02	R\$ 182,58

$\text{Fatura março} = (\text{Consumo} - \text{Injetado} - \text{Crédito utilizado}) \times \text{Tarifa energia}$
 $\text{Fatura março} = (460 - 335 - 23) \times 0,51 = \text{R\$ } 52,02$

Fonte: ANEEL (2016).

Seguindo essa cartilha foram realizados novos cálculos para as contas, agora com o abatimento dos créditos nos meses em que a geração foi menor que o consumo. A Tabela 12 traz o balanço completo, em que pode ser observado que é gerado um considerável crédito acumulado, porém essa acumulação poderá ser utilizada no apartamento do cliente que é presente no próprio prédio.

Tabela 12 - Estimativa do SFCR operando considerando os créditos gerados

Mês	Injetado (kWh)	Consumo (kWh)	Crédito no mês (kWh)	Crédito Acumulado (kWh)	Faturado c/ créd. (kWh)	Tarifa (R\$)	Fatura sem GD	Fatura com GD	Economia
ago/17	2951	2559	392	392	R\$ 100,00	0,7231	R\$ 1.850,44	R\$ 72,31	R\$ 1.778,13
set/17	3137	2457	680	1072	R\$ 100,00	0,7417	R\$ 1.822,38	R\$ 74,17	R\$ 1.748,21
out/17	3090	2569	521	1593	R\$ 100,00	0,741	R\$ 1.903,50	R\$ 74,10	R\$ 1.829,41
nov/17	3072	2589	483	1684	R\$ 100,00	0,7473	R\$ 1.934,73	R\$ 74,73	R\$ 1.860,00
dez/17	2738	2679	59	2134	R\$ 100,00	0,7503	R\$ 2.010,13	R\$ 75,03	R\$ 1.935,10
jan/18	2469	2721	0	1882	R\$ 100,00	0,7136	R\$ 1.941,73	R\$ 71,36	R\$ 1.870,37
fev/18	2496	2085	411	2293	R\$ 100,00	0,6847	R\$ 1.427,64	R\$ 68,47	R\$ 1.359,17
mar/18	2566	2826	0	2033	R\$ 100,00	0,6908	R\$ 1.952,23	R\$ 69,08	R\$ 1.883,15
abr/18	2357	2475	0	1915	R\$ 100,00	0,709	R\$ 1.754,80	R\$ 70,90	R\$ 1.683,90
mai/18	2404	2431	0	1888	R\$ 100,00	0,7262	R\$ 1.765,32	R\$ 72,62	R\$ 1.692,70
jun/18	2422	2484	0	1826	R\$ 100,00	0,77	R\$ 1.912,61	R\$ 77,00	R\$ 1.835,61
jul/18	2608	2501	107	1933	R\$ 100,00	0,8075	R\$ 2.019,43	R\$ 80,75	R\$ 1.938,69
ago/18	2956	2440	516	2448	R\$ 100,00	0,7728	R\$ 1.885,71	R\$ 77,28	R\$ 1.808,42
set/18	3127	2542	585	3034	R\$ 100,00	0,7676	R\$ 1.951,19	R\$ 76,76	R\$ 1.874,43
Total :							R\$ 26.131,84	R\$ 1.034,55	R\$ 25.097,29

Fonte: Próprio autor (2018).

A economia de agosto de 2017 a setembro de 2018 foi de R\$ 25.097,29, sendo a relação da fatura com SFCR (R\$ 26.131,84) representando apenas 4% do valor sem o sistema de GD (R\$ 1.034,55). Considerando um ano para fins de simulação, a economia é de R\$ 21.570,95 (out/17 a set/2018), a relação dos demais anos está nas tabelas do Apêndice A.

4.3 Análise da Viabilidade Econômica

Um projeto para obter sucesso e conseguir ser implementado deve ter um minucioso gerenciamento de custos, que é uma das dez áreas do conhecimento em gerenciamento de projetos do PMBOK. Essa área do gerenciamento engloba quatro processos: Planejar o Gerenciamento dos Custos, Estimar os Custos, Determinar o Orçamento e Controlar os Custos (OLIVEIRA; CHIARI, 2014).

Na realização dos cálculos de investimento em um empreendimento são considerados métodos de engenharia econômica. Dentre eles existe o tempo de retorno (do inglês *payback*), que é uma ferramenta que mostra a partir de que momento o projeto passara a obter lucros. Há verificação da viabilidade econômica de um projeto de SFCR pode ser calculada de várias maneiras, havendo alguns critérios como o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) (SIQUEIRA, 2015).

O VPL configura o valor presente de pagamentos futuros descontados de uma taxa de juros, que é a taxa mínima de atratividade, subtraído do investimento inicial. Essa taxa indica quanto o somatório dos pagamentos futuros valeriam no tempo atual, dessa forma é um indicador da riqueza gerada pelo projeto. O cálculo do VPL e da TIR mostra condições de se tomar a decisão em aprovar ou rejeitar o projeto (MACEDO, 2014). O VPL é dado por:

$$\text{VPL} = -\text{CF}_0 + \sum_{t=1}^n \frac{\text{CF}_t}{(1+i)^t} = 0 \quad (40)$$

Onde:

- CF_0 : investimento inicial (por isso é negativo);
- CF_j : fluxo de caixa no t -ésimo período;
- i : taxa mínima de atratividade;
- t : período considerado.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é uma consideração de taxa de juros que torna o valor de VPL do fluxo de caixa igual a zero, ou seja, demonstra a rentabilidade projetada do investimento considerado que se deseja obter do projeto. Os investimentos em que o TIR é maior que a taxa mínima de atratividade (i), são considerados rentáveis (BUDEL, 2017). Essa taxa pode ser considerada para investigar a dimensão do retorno e a dimensão do risco (MÁXIMO, 2016). A equação 41, representa o TIR (em%):

$$0 = -CF_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_j}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (41)$$

Onde:

- TIR: Taxa interna de retorno (em %).

De posse do valor do Payback, termo traduzido no Brasil como Período de Recuperação de Investimento (PRI), o investidor pode então verificar o tempo da obtenção do capital investido e avaliar a vantagem financeira e a rentabilidade futura. Existem dois tipos de cálculos de PRI, o simples e descontado, no simples é calculado com base no fluxo de caixa, já no descontado é com base no fluxo de caixa trazido para o valor presente líquido (COLPO *et al*, 2016). O equacionamento das duas formas está nas equações 42 e 43:

$$PRI_{\text{simples}} = \frac{CF_0}{\text{Ganho no período}} \quad (42)$$

$$PRI_{\text{descontado}} = \sum_{t=1}^n \frac{CF_j}{(1+i)^t} \quad (43)$$

Nesse estudo de caso são verificadas as projeções com as equações 42 e 43, ilustrando o PRI descontado graficamente, que utiliza a taxa mínima de atratividade (i) para se resultar a soma dos fluxos de caixa. O prazo é estipulado pelo investidor, com isso o projeto poderá ser viável desde que o valor aplicado seja retornado antes do prazo estabelecido.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, será analisado a possibilidade de o projeto ser implementado, de acordo com a elaboração de um orçamento baseado no dimensionamento realizado no Capítulo 4. Os equipamentos utilizados serão conforme os padrões de segurança vigentes no Brasil, com o inversor credenciado pelo INMETRO e demais equipamentos classificados como primeira linha, levando em consideração o custo de instalação, com utilização de mão de obra qualificada.

Em um projeto elétrico necessita de uma descrição formal da instalação, devendo possuir obrigatoriamente (COSTA, 2018):

- i. ART do responsável técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração ou minigeração distribuída, emitida pelo CREA (Conselho Regional de Engenharia e Arquitetura);
- ii. Diagrama unifilar com a geração, proteção, medição e memorial descritivo da instalação;
- iii. Certificação de conformidade do(s) inversor(es), ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) de acordo com a tensão nominal de conexão com a rede;
- iv. Dados obrigatórios para registro da central geradora em conformidade ao disponibilizado no site da ANEEL;
- v. Lista de UC agregadas no sistema de compensação (caso houver) com indicação da porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI e VII do art. 2º da REN nº 482/2012;
- vi. Planta de localização na escala 1:1000.

5.1 Orçamento do Projeto

Sabendo dos processos e que cada um gera custos, foi analisado o valor de mercado do projeto segundo sua dimensão. De acordo com uma pesquisa de mercado realizada em janeiro de 2018 pela PORTAL SOLAR (2018.b), o preço para sistemas fotovoltaicos, na classe de comércios e indústrias, escolhendo uma faixa de geração que engloba o projeto desse estudo de caso, foi visto que um sistema de 15.84KWp o preço médio fica em R\$ 75.308,73, já para sistema de 18.81KWp o preço médio é de R\$ 85.570,00.

Estando o projeto dentre valores de geração, supõe-se previamente que o valor do projeto também estará entre os dois mencionados. Porém, existem outros custos que podem elevar esse valor médio, como custos com deslocamentos, fretes, tributos e outras despesas envolvidas para o funcionamento do SFCR. (JFCE, 2018). O valor da energia fotovoltaica, mesmo com os incentivos descritos neste trabalho ainda é alto, sendo reflexo do baixo investimento em desenvolvimento de tecnologias do país (SILVA, 2015).

Com base em todos os dados levantados sobre um projeto fotovoltaico, foi elaborado o orçamento final na Tabela 13 para o estabelecimento comercial em estudo.

Tabela 13 - Orçamento do Projeto

Elementos	Valor
Kit Fotovoltaico Fronius p/ fibrocimento 17,16 kWp + cabos CA e haste de aterramento	R\$ 60.700,00
Frete	R\$ 3.100,00
Serviços	R\$ 17.200,00
Projeto	R\$ 5.200,00
Deslocamento para o local da obra	R\$ 2.500,00
Total:	R\$ 88.700,00

Fonte: Dados da pesquisa (2018).

O valor final que o cliente pagará é bem próximo ao previsto pelo levantamento da Portal Solar mencionado anteriormente, pois na base de referência do estudo não foi levado em consideração o frete, deslocamento e os tributos. Esse valor total da Tabela 13, à primeira vista pode ser alto e não convidativo para o cliente, porém como descrito no Capítulo 2 (2.5.1 Condições Diferenciadas de Financiamento), existem financiamentos especiais para esse tipo de projeto, sendo então rentáveis a longo prazo.

5.2 Cálculo da Viabilidade Econômica

Para a análise da geração do sistema fotovoltaico foi considerado um período de vida útil do sistema de 25 anos, tendo como base no garantido pela fabricante dos módulos policristalino, a Q Cells, que oferece garantia de 10 anos contra defeitos de fabricação e 25 anos com até 80% da eficiência. Dessa forma, foi considerado um declínio de eficiência de 0,8% em cada ano até atingir o período total. Os inversores foram considerados com pleno funcionamento com até 10 anos, sendo estipulado sua troca no 11º ano e no 21º ocasionando impacto no fluxo de caixa.

Na análise do período de retorno do investimento (payback) do projeto, é elaborada uma tabela demonstrando a depreciação do valor investido de forma concomitante ao valor da economia na conta de luz. Na simulação financeira é levado em consideração o aumento anual que ocorre na tarifa de energia, em concordância com o que é praticado pela ENEL-CE. Para fins didáticos será exposto o fluxo de caixa do período da simulação de funcionamento.

Como o inversor vai ser substituído no 11º e no 21º ano, foi descontado o seu valor (R\$18.990,00) na economia para os referidos anos, considerando as devidas correções, segundo as variações do IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado) e IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo). Foram considerados os mesmos valores de níveis de irradiação mensal para o tempo mensurado.

Tabela 14 - Relação das faturas e da economia para os 25 anos analisados

Ano	Referência	Fatura sem GD	Fatura com GD	Economia
1	out/17 a set/18	R\$ 22.459,02	R\$ 888,07	R\$ 21.570,95
2	out/18 a set/19	R\$ 25.170,30	R\$ 995,28	R\$ 24.175,02
3	out/19 a set/20	R\$ 28.208,88	R\$ 1.115,43	R\$ 27.093,45
4	out/20 a set/21	R\$ 31.614,29	R\$ 1.250,09	R\$ 30.364,20
5	out/21 a set/22	R\$ 35.436,32	R\$ 1.368,46	R\$ 34.067,85
6	out/22 a set/23	R\$ 39.014,80	R\$ 1.634,98	R\$ 37.379,82
7	out/23 a set/24	R\$ 42.593,27	R\$ 1.901,49	R\$ 40.691,78
8	out/24 a set/25	R\$ 46.171,75	R\$ 2.168,01	R\$ 44.003,74
9	out/25 a set/26	R\$ 49.750,23	R\$ 2.434,53	R\$ 47.315,71
10	out/26 a set/27	R\$ 53.328,71	R\$ 2.701,04	R\$ 50.627,67
11*	out/27 a set/28	R\$ 59.098,21	R\$ 3.744,19	R\$ 28.768,02
12	out/28 a set/29	R\$ 64.867,72	R\$ 4.787,34	R\$ 60.080,38
13	out/29 a set/30	R\$ 70.637,22	R\$ 5.830,49	R\$ 64.806,73
14	out/30 a set/31	R\$ 76.406,73	R\$ 6.873,64	R\$ 69.533,08
15	out/31 a set/32	R\$ 82.176,23	R\$ 7.916,79	R\$ 74.259,43
16	out/32 a set/33	R\$ 91.066,68	R\$ 9.412,29	R\$ 81.654,39
17	out/33 a set/34	R\$ 99.957,12	R\$ 10.907,78	R\$ 89.049,35
18	out/34 a set/35	R\$ 108.847,57	R\$ 12.403,27	R\$ 96.444,30
19	out/35 a set/36	R\$ 117.738,02	R\$ 13.898,76	R\$ 103.839,26
20	out/36 a set/37	R\$ 126.628,46	R\$ 15.394,25	R\$ 111.234,22
21*	out/37 a set/38	R\$ 140.328,09	R\$ 18.172,66	R\$ 87.973,42
22	out/38 a set/39	R\$ 154.027,71	R\$ 20.951,08	R\$ 133.076,63
23	out/39 a set/40	R\$ 167.727,34	R\$ 23.729,50	R\$ 143.997,84
24	out/40 a set/41	R\$ 181.426,97	R\$ 26.507,92	R\$ 154.919,05
25	out/41 a set/42	R\$ 195.126,59	R\$ 29.286,34	R\$ 165.840,26

* Considerado a aquisição de um novo inversor

Fonte: Próprio autor (2018).

A Tabela 14 mostra o balanço do valor simulado para os 25 anos, com o cliente possuindo e não possuindo o SFCR, mostrando a economia correspondente. Já na Tabela 15 traz os a relação do PRI (payback) simples e o descontado, o simples é um cálculo como o próprio nome sugere obtendo um resultado superficial, já o descontado traz uma melhor interpretação da viabilidade do projeto, pois mostra a equivalência para em dias atuais da economia e do fluxo de caixa futuros. Os indicadores de viabilidade econômica: VPL, TIR e PRI descontado, foram calculados com uma taxa mínima de atratividade (i) estipulada em 12,25%.

Tabela 15 - Análise do tempo de retorno do investimento

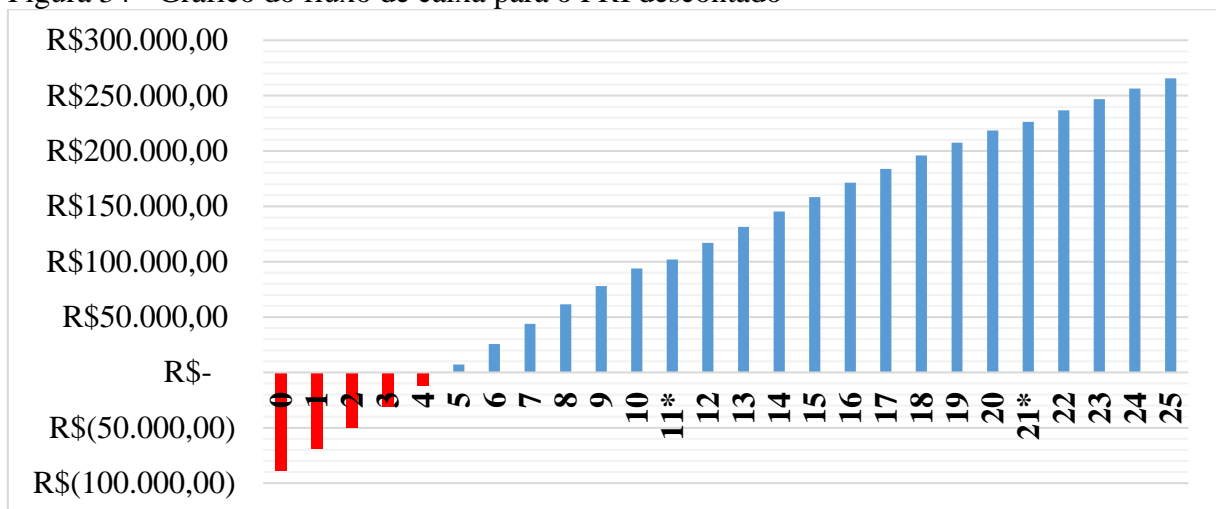
Ano	PRI Simples				PRI Descontado			
	Economia		Fluxo de caixa		Economia		Fluxo de caixa	
0	-R\$	88.700,00	-R\$	88.700,00	-R\$	88.700,00	-R\$	88.700,00
1	R\$	21.570,95	-R\$	67.129,05	R\$	19.216,88	-R\$	69.483,12
2	R\$	24.175,02	-R\$	42.954,03	R\$	19.186,43	-R\$	50.296,69
3	R\$	27.093,45	-R\$	15.860,58	R\$	19.156,02	-R\$	31.140,67
4	R\$	30.364,20	R\$	14.503,62	R\$	19.125,66	-R\$	12.015,01
5	R\$	34.067,85	R\$	48.571,47	R\$	19.116,70	R\$	7.101,69
6	R\$	37.379,82	R\$	85.951,29	R\$	18.686,12	R\$	25.787,81
7	R\$	40.691,78	R\$	126.643,07	R\$	18.121,84	R\$	43.909,65
8	R\$	44.003,74	R\$	170.646,81	R\$	17.458,17	R\$	61.367,82
9	R\$	47.315,71	R\$	217.962,52	R\$	16.723,54	R\$	78.091,36
10	R\$	50.627,67	R\$	268.590,19	R\$	15.941,33	R\$	94.032,69
11*	R\$	28.768,02	R\$	297.358,21	R\$	8.069,75	R\$	102.102,44
12	R\$	60.080,38	R\$	357.438,58	R\$	15.014,00	R\$	117.116,44
13	R\$	64.806,73	R\$	422.245,31	R\$	14.427,71	R\$	131.544,15
14	R\$	69.533,08	R\$	491.778,39	R\$	13.790,58	R\$	145.334,74
15	R\$	74.259,43	R\$	566.037,83	R\$	13.120,68	R\$	158.455,42
16	R\$	81.654,39	R\$	647.692,22	R\$	12.852,81	R\$	171.308,22
17	R\$	89.049,35	R\$	736.741,57	R\$	12.487,13	R\$	183.795,36
18	R\$	96.444,30	R\$	833.185,87	R\$	12.048,20	R\$	195.843,56
19	R\$	103.839,26	R\$	937.025,13	R\$	11.556,36	R\$	207.399,92
20	R\$	111.234,22	R\$	1.048.259,35	R\$	11.028,37	R\$	218.428,29
21*	R\$	87.973,42	R\$	1.136.232,77	R\$	7.770,31	R\$	226.198,60
22	R\$	133.076,63	R\$	1.269.309,40	R\$	10.471,34	R\$	236.669,93
23	R\$	143.997,84	R\$	1.413.307,24	R\$	10.094,15	R\$	246.764,09
24	R\$	154.919,05	R\$	1.568.226,29	R\$	9.674,59	R\$	256.438,67
25	R\$	165.840,26	R\$	1.734.066,54	R\$	9.226,38	R\$	265.665,05

* Considerado a aquisição de um novo investidor

Fonte: Próprio autor (2018).

A conclusão dos cálculos resumidos na Tabela 15, mostra que o retorno do investimento considerando o PRI simples é obtido no 4º ano. Já para o PRI descontado, o investimento traz rentabilidade com 5 anos. A Figura 34 ilustra o gráfico do fluxo de caixa da Tabela 15, durante os 25 anos de operação, com o 5º ano obtendo um rendimento de R\$ 7.101,69, dessa forma serão no mínimo 20 anos de lucros, já que o sistema pode durar mais que os 25 considerados.

Figura 34 - Gráfico do fluxo de caixa para o PRI descontado



Fonte: Próprio autor (2018).

Com base na equação 43, e com os valores de fluxo de caixa da Tabela 15, utilizando o MS Excel, foi calculado o valor da taxa interna de retorno (TIR) na Tabela 16. Foi considerando o fluxo do PRI simples e do descontado, em que foi observado que a taxa de atratividade considerada de 12,25%, foi ultrapassada em 5 anos para o simples, e em 8 anos para o descontado.

Tabela 16 - Análise do TIR

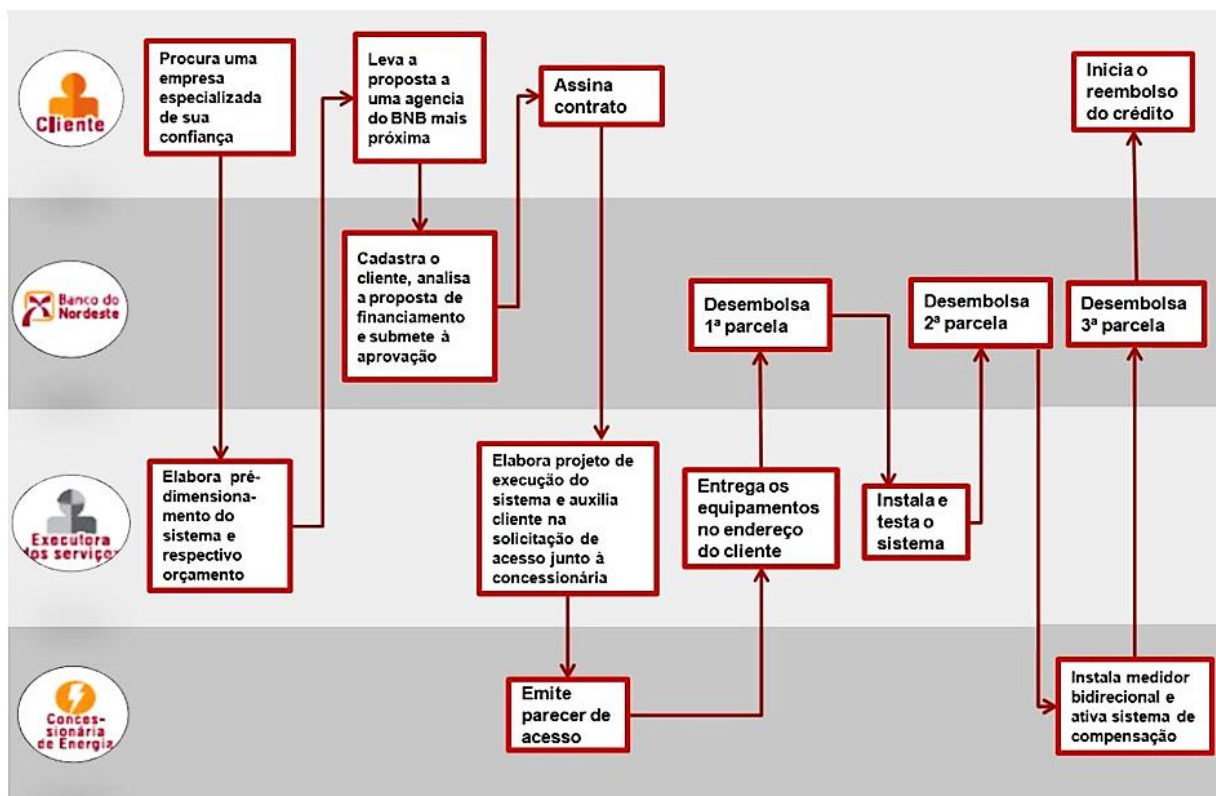
Ano	Fluxo do PRI Simples	Fluxo do PRI Descontado
0	-R\$ 88.700,00	-R\$ 88.700,00
1	R\$ 21.570,95	R\$ 19.216,88
2	R\$ 24.175,02	R\$ 19.186,43
3	R\$ 27.093,45	R\$ 19.156,02
4	R\$ 30.364,20	R\$ 19.125,66
5	R\$ 34.067,85	R\$ 19.116,70
6	-	R\$ 18.686,12
7	-	R\$ 18.121,84
8	-	R\$ 18.121,84
TIR	15,20%	13,73%

Fonte: Próprio autor (2018).

5.3 Financiamento

O financiamento com taxa de juros mais viável encontrado, foi o disponibilizado pelo Banco do Nordeste no programa FNE Sol, que como já descrito é uma linha especial de empréstimo para mini e micro geração de fontes renováveis. O BNB disponibiliza uma cartilha de orientação para os clientes, nela constando um fluxo simplificado das etapas para conseguir esse crédito, como ilustra a Figura 35. Nesse fluxo possui a divisão do que compete para o cliente, banco, empresa do serviço e a concessionária de energia.

Figura 35 - Fluxo simplificado para obtenção do financiamento



*Essa sequência de processos é válida somente para sistemas de autoconsumo.

Fonte: BNB (2018).

As quantias disponibilizadas nos desembolsos pelo banco, presentes na Figura 35, seguem da seguinte maneira: 70% (1ª Parcela) do valor na entrega dos equipamentos no endereço do mutuário, com mais 15% (2ª Parcela) quando instalado e testado o sistema e os outros 15% (3ª Parcela) quando ativado o sistema de compensação pela concessionária (BNB, 2018).

Foi realizada a simulação, considerando o pedido de empréstimo com o valor final do projeto de R\$88.700,00 no simulador programa FNE Sol Urbano, ilustrado na Figura 36. Possuindo uma carência de 3 meses a partir da assinatura do contrato, essa carência servirá como uma garantia caso haja demora da concessionária de energia na liberação de operação do sistema. Evitando assim prejuízo ao cliente, que poderia ter que pagar a conta completa de energia juntamente com a parcela de empréstimo sem haver geração.

Figura 36 - Resumo da Simulação no FNE SOL



Fonte: Simulador FNE SOL - BNB (2018).

Observasse que as parcelas do empréstimo são menores que a conta de energia projetada, sendo então muito vantajoso para o estabelecimento, que não terá mais problemas devido ao quantitativo de compra de madeiras legalizadas. Assim o estabelecimento terá sua própria geração e ainda economizará, pois, o valor da compra de madeira é equivalente ao aumento no valor de energia projetado devido a maior utilização do forno elétrico, que é em torno de R\$730,00, porém é inferior à relação ao preço a mais na comparação a parcela no empréstimo (em torno de R\$470 na 1º). Esse comparativo está na Tabela 17.

Tabela 17 - Comparativo entre as faturas médias anuais e a parcela do empréstimo

Descrição	Valor	Gasto mensal com madeira	Custo mensal de manutenção	Total
Fatura atual	R\$ 1.128,69	R\$ 730,00	R\$ -	R\$ 1.858,69
Fatura Projetada	R\$ 1.866,56	R\$ -	R\$ 37,00	R\$ 1.903,56
1º Parc. FNE Sol	R\$ 1.604,84	R\$ -	R\$ 37,00	R\$ 1.641,84

Fonte: Dados da pesquisa (2018).

Um fator ainda a ser consideração com sistema fotovoltaico é o custo de manutenção dos painéis fotovoltaicos, que segundo ELYSIA (2018) é próximo de, 0,5% ao ano, do valor inicial do sistema. Dessa forma esse custo é de apenas R\$ 443,50 para um ano inteiro. A Tabela 17 é um resumo do comparativo do total sentido mensalmente ao cliente com as despesas consideradas, com o valor de energia atual e o projetado, gasto com madeira com o pouco uso atual do forno elétrico e o custo de manutenção das placas.

Os valores das parcelas tendem a diminuir no decorrer do tempo com a amortização do empréstimo, já as contas de energia tendem a aumentar no decorrer de cada ano, pelo o aumento da tarifa, a simulação completa do FNE Sol Urbano está no Anexo E.

6 CONCLUSÃO

Esse estudo teve como objetivo verificar a viabilidade de um sistema de microgeração fotovoltaica para um estabelecimento comercial, com fornecimento trifásico e pertencente ao grupo de baixa tensão. Com base nisso foi realizado um levantamento bibliográfico, seguindo as normas vigentes no país para a elaboração desse projeto elétrico.

Foi observado que uma das barreiras para uma maior geração fotovoltaica no Brasil é ainda o alto custo de um sistema, que é devido ao país não possuir tecnologias para a fabricação dos equipamentos e ter que importá-los. Uma industrialização nesse ramo aliado a incentivos governamentais poderia além de baratear o valor, gerar grande quantidade de empregos, visto a crescente utilização dessa fonte de energia no mundo.

A geração distribuída é uma ótima solução para complementação do sistema elétrico interligado nacional (SIN), com a energia solar fotovoltaica sendo uma das melhores opções de geração própria, pois requer baixíssima manutenção, resumindo basicamente em substituições programadas de inversores e limpeza das placas, possuindo robustez e durabilidade.

O Brasil possui excelentes índices de radiação solar e dispõe da matéria prima para a fabricação das células. Havendo expansão em massa da geração fotovoltaica, o acionamento de termoelétricas será mínimo, obtendo economia e contribuindo com meio ambiente, já que essa forma de geração não emite gases poluentes e ainda por cima é um negócio rentável aos consumidores.

O orçamento do projeto, foi equivalente ao que é praticado no mercado, com os cálculos financeiros mostrando que o projeto é economicamente viável, possuindo um período de retorno de investimento (PRI descontado) de cinco anos. O financiamento bancário, mostrou que o pagamento mensal das 60 parcelas somado ao custo de disponibilidade, é menor que o gasto atual que o cliente têm com a energia juntamente com a compra de madeira, ou seja, além de sanar a questão da madeira legal o cliente na simulação com a existência do projeto, considerando a nova demanda devido ao maior uso do forno elétrico, terá menos problemas na produção e ainda uma economia mensal considerável.

Após cinco anos com o SFCR no estabelecimento, o financiamento já terá sido pago, dessa forma haverá uma grande economia para os vinte anos restantes estipulados de geração. Por fim, o projeto foi considerado lucrativo, dependendo da decisão do cliente a sua implementação. Assim com o seu aval será desenvolvido as demais requisições técnicas, não

descritos nesse estudo exigidas pela concessionária de energia, para obter a aprovação do projeto.

6.1 Trabalhos futuros

Uma análise de melhora na eficiência de conversão e também econômica para verificar nesse estudo, é a utilização de microinversores no lugar de um único inversor centralizado no projeto.

Devido aos bons índices de incidência de ventos no local do projeto, é válida uma análise de um sistema híbrido de microgeração de energia eólica e de solar, que vai requerer um sistema de proteção diferenciado. Outra questão é a verificação da qualidade da energia fornecida na geração distribuída, com uma análise de forma separada de sistemas fotovoltaicos e de mini eólicas, assim como da dupla geração, verificando distorções harmônicas, afundamentos de tensão e entre outros parâmetros do Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica da PRODIST (RN nº 794/2017).

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Informações Gerenciais**: junho 2018. Brasília: ANEEL, 2018.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST**: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. Brasília: ANEEL, 2017.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST**: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Brasília: ANEEL, 2017.

_____. **Micro e Minigeração Distribuída**: Sistema de Compensação de Energia Elétrica. 2.ed. Brasília: ANEEL, 2016.

_____. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3.ed. Brasília: ANEEL, 2008.

_____. **Resolução Normativa N° 482, de 17 de abril de 2012**. Brasília: ANEEL, 2012.

_____. **Resolução Normativa N° 687, de 24 de novembro de 2015**. Brasília: ANEEL, 2015.

_____. **Nota Técnica n° 0056/2017-SRD/ANEEL**: Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024. Brasília: ANEEL, 2017.

ALONSO, M.C.*et al.* **Energia Solar Fotovoltaica**. UNIDO: Organização das Nações Unidas para o Desenvolvimento Industrial, 2013.

ANGELO, M.B. **Análise da taxa de desempenho em sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR) nas diferentes regiões do estado do Paraná**. 2017. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2017.

ARAÚJO, F.O. **Análise de viabilidade técnica e econômica para instalações fotovoltaicas para consumidores do Grupo B**. 2017. Dissertação (Mestrado em Eficiência Energética e Sustentabilidade) - Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, Campo Grande, 2017.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **1° PROJETO DE REVISÃO ABNT NBR 10899/2013**: Energia solar fotovoltaica - Terminologia. ABNT, 2013.

_____. **Instalações Elétricas de Baixa Tensão NBR 5410/2004**: versão corrigida. ABNT, 2008.

_____. **Proteção contra descargas atmosféricas NBR 5419/2015**. ABNT, 2015.

ATOMRA. **Descubra o Índice Solarimétrico do local do seu projeto**. Disponível em: <<https://www.atomra.com.br/indice-solarimetrico-do-local/>>. Acesso em: 18 ago. 2018.

BOREAL. **Potencial de energia solar:** Quais as melhores regiões brasileiras para captação da luz solar Potencial de energia solar <<http://borealsolar.com.br/blog/2016/10/26/potencial-de-energia-solar-quais-as-melhores-regioes-brasileiras-para-captacao-da-luz-solar/>>. Acesso em: 22 set. 2018.

CALDAS, H. H. S; MOISÉS, A.L.S. **Geração Fotovoltaica Distribuída:** Estudo de Caso para Consumidores Residenciais de Salvador-BA. Revista Brasileira de Energias Renováveis, v.5, p. 164-180, 2016.

COMPANHIA DE ENERGIA DE MINAS GERAIS. **Alternativas Energéticas:** uma visão Cemig. Belo Horizonte: CEMIG, 2012.

COSTA, N.S. **Projeto de sistema fotovoltaico conectado à rede e análise de viabilidade econômica para um supermercado na cidade de Parnaíba-PI.** 2018. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Sobral, 2018.

CRESEB. **Potencial Solar - SunData v 3.0.** Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>> cesso em: 12 ago. 2018.

BANCO DO NORDESTE. **Programas FNE - FNE SOL.** Disponível em: https://www.bnb.gov.br/programas_fne/fne-sol>. Acesso em: 27 nov. 2018.

_____. **Cartilha de Financiamento à Micro e à Minigeração Distribuída de Energia Elétrica.** Fortaleza: Banco do Nordeste, 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; MME. **Balanco Energético Nacional 2018:** ano base 2017. Rio de Janeiro: EPE, 2018.

_____. **NOTA TÉCNICA DEA 19/14:** Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos. Rio de Janeiro: EPE, 2014.

ENEL. **Norma Técnica NT-C 003/2016 R-04:** Fornecimento de energia elétrica a prédios de múltiplas unidades consumidoras. Fortaleza: ENEL-CE, 2016.

_____. **Norma Técnica 010/2016 R01:** Conexão de micro e minigeração distribuída ao sistema elétrico da Ampla/COELCE. Ceará: ENEL-CE, 2016.

DA COSTA, H. J. S. **Avaliação do fator de dimensionamento do inversor em sistemas fotovoltaicos conectados à rede.** Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2010.

DA ROSA, A.R.O; GASPARIN, F.P. Panorama da energia solar fotovoltaica no brasil. **Rio Revista Brasileira de Energia Solar**, Rio Grande do Sul, ano 7, v.7, n.2, p. 140 - 147, dez. 2016.

DAMÁZIO, S, B, D. **Avaliação financeira e projeto de sistema fotovoltaico conectado à rede para uma fábrica de gelo.** 2017. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Sobral, 2017.

DO VALE, M. F. S. **Microinversor para painel fotovoltaico**. 2012. 116f. Dissertação (Mestrado integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores). Porto: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2012.

DOS SANTOS, J. O. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: um estudo de caso**. 2016. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Sobral, 2016.

ELYSIA, Energia Solar WEG. **Custo de manutenção de sistema fotovoltaico: alto ou baixo?**. Disponível em: <<https://www.elysia.com.br/blog/manutencao-de-painel-fotovoltaico/>>. Acesso em: 28 nov. 2018.

ÉPOCA. **Santander abre linha de crédito para equipamentos de energia solar**. Disponível em: <<https://epocanegocios.globo.com/Mercado/noticia/2018/08/santander-abre-linha-de-credito-para-equipamentos-de-energia-solar.html>>. Acesso em: 02 set. 2018.

FORTES, R.R.A. **Distorções harmônicas produzidas por inversores de geração distribuída fotovoltaica em condição de ressonância paralela**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia da UNESP, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2016.

GAZETA DO POVO. **País exporta quartzo, mas não domina a tecnologia da luz solar**. Disponível em: <https://www.gazetadopovo.com.br/vida-e-cidadania/pais-exporta-quartzo-mas-nao-domina-a-tecnologia-da-luz-solar-1wegqteputzkfg9h4jqc5ymha/>> Acesso em: 26 out. 2018.

GRUPO SETORIAL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DA ABINEE. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica, 2012.

HEMMANN, B. **Problematic of rules pv**, artigo publicado na revista pv magazine. Disponível em <<http://www.pvmagazine.com>>. Acesso em: 29 ago. 2018.

INSTITUTO DE PESQUISA E ESTRATÉGIA ECONÔMICA DO CEARÁ. **Perfil municipal 2017 Poranga**. Fortaleza: IPECE, 2018.

JFCE. **Sistemas de Micro e Minigeração de Energia Solar Fotovoltaica ON-GRID**. Fortaleza: Termo de Referência, 2018.

LIMA, G. M. **Fontes Alternativas de Energia**. Londrina: Editora e Distribuidora Educacional S.A, 2017.

MACEDO, J.J. **Análise de projeto e orçamento empresarial**. Curitiba: InterSaberes, 2014.

MAMEDE FILHO, João. **Instalações Elétricas Industriais**. 9º ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília, MME-EPE, 2007.

MONTEIRO, J. A. M. **Produção Fotovoltaica: Legislação, tarifas, tecnologia necessária e viabilidade econômica para a produção numa perspectiva de chave na mão.** 2014. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores Major Energia) Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto 2014.

NASCIMENTO, R. L. **Energia solar no brasil:** situação e perspectivas. Brasília: Câmara dos Deputados, 2017.

OLIVEIRA, A.B; CHIARI, Renê. **Fundamentos em Gerenciamento de Projetos baseado no PMBoK 5a Edição.** Brasil: COMMUNIT, 2014.

PEREIRA, E. B. **Atlas Brasileira de Energia Solar.** 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017a.

PEREIRA, B. E. L. **Análise de viabilidade econômica de implantação de um sistemas de geração de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos em sítio aeroportuário.** Novo hamburgo: UFSM, 2017b.

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

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

PORTAL SOLAR. **Guia Rápido: Estrutura de Suporte para Fixação de Pannel Solar Fotovoltaico.** Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/guia-rapido-estrutura-de-suporte-para-fixacao-de-pannel-solar-fotovoltaico.html>> Acesso em: 03 out. 2018a.

PORTAL SOLAR. **Quanto Custa a Energia Solar Fotovoltaica.** Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/quanto-custa-a-energia-solar-fotovoltaica.html>> Acesso em: 27 nov. 2018a.

SILVA, R.M. **Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios.** Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, 2015.

ONS. **Sobre o SIN mapas.** <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>> Acesso em: 28 ago. 2018.

SANTOS, F.A. *et al.* **ENERGIA SOLAR:** um estudo sobre a viabilidade econômica de instalação do sistema fotovoltaico em uma residência em Ipatinga-MG. SEGET, out/nov 2016.

SOUZA, R. **Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica.** Ribeirão Preto: Blue Sol, 2017.

UFC. **Guia de normalização de trabalhos acadêmicos da Universidade Federal do Ceará.** Biblioteca Universitária. Fortaleza, 2017.

YIN, R. K. **Estudo de Caso:** Planejamento e Métodos. 5.ed. Bookman, 2015.

ZILLES, Roberto. *et al.* **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.** São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

APÊNDICE A - PROJEÇÃO DA GERAÇÃO ATÉ 25 ANOS

Tabela AP.1 - Comparativo no 5º ano de funcionamento

Mês	Injetado (kWh)	Consumo (kWh)	Crédito no mês (kWh)	Faturado c/ créd. (kWh)	Tarifa (R\$)	Fatura sem GD	Fatura com GD	Economia
out/21	2967	2569	398	100	1,1418	R\$ 3.387,22	R\$ 114,18	R\$ 3.273,04
nov/21	2949	2589	360	100	1,1515	R\$ 3.395,69	R\$ 115,15	R\$ 3.280,53
dez/21	2628	2679	0	100	1,1562	R\$ 3.038,68	R\$ 115,62	R\$ 2.923,06
jan/22	2370	2721	0	100	1,0996	R\$ 2.605,87	R\$ 109,96	R\$ 2.495,91
fev/22	2397	2085	312	100	1,0551	R\$ 2.528,57	R\$ 105,51	R\$ 2.423,06
mar/22	2463	2826	0	100	1,0645	R\$ 2.622,19	R\$ 106,45	R\$ 2.515,74
abr/22	2263	2475	0	100	1,0925	R\$ 2.472,27	R\$ 109,25	R\$ 2.363,02
mai/22	2307	2431	0	100	1,1190	R\$ 2.581,95	R\$ 111,90	R\$ 2.470,06
jun/22	2325	2484	0	100	1,1865	R\$ 2.758,83	R\$ 118,65	R\$ 2.640,18
jul/22	2503	2501	2	100	1,2442	R\$ 3.114,82	R\$ 124,42	R\$ 2.990,39
ago/22	2837	2440	397	100	1,1909	R\$ 3.379,12	R\$ 119,09	R\$ 3.260,03
set/22	3002	2542	460	100	1,1828	R\$ 3.551,11	R\$ 118,28	R\$ 3.432,83
Total:						R\$ 35.436,32	R\$ 1.368,46	R\$ 34.067,85

Tabela AP.2 - Comparativo no 10º ano de funcionamento

Mês	Injetado (kWh)	Consumo (kWh)	Crédito no mês (kWh)	Faturado c/ créd. (kWh)	Tarifa (R\$)	Fatura sem GD	Fatura com GD	Economia
out/26	2843	2569	274	100	1,7594	R\$ 4.519,84	R\$ 175,94	R\$ 4.343,90
nov/26	2826	2589	237	100	1,7744	R\$ 4.594,01	R\$ 177,44	R\$ 4.416,56
dez/26	2519	2679	0	100	1,7817	R\$ 4.773,04	R\$ 178,17	R\$ 4.594,88
jan/27	2271	2721	0	100	1,6945	R\$ 4.610,62	R\$ 169,45	R\$ 4.441,18
fev/27	2297	2085	212	100	1,6259	R\$ 3.389,92	R\$ 162,59	R\$ 3.227,33
mar/27	2361	2826	0	100	1,6403	R\$ 4.635,55	R\$ 164,03	R\$ 4.471,52
abr/27	2169	2475	0	158	1,6835	R\$ 4.166,75	R\$ 266,00	R\$ 3.900,75
mai/27	2211	2431	0	220	1,7243	R\$ 4.191,73	R\$ 378,88	R\$ 3.812,85
jun/27	2228	2484	0	256	1,8283	R\$ 4.541,46	R\$ 467,41	R\$ 4.074,05
jul/27	2399	2501	0	102	1,9173	R\$ 4.795,12	R\$ 195,37	R\$ 4.599,75
ago/27	2719	2440	279	100	1,8351	R\$ 4.477,59	R\$ 183,51	R\$ 4.294,08
set/27	2877	2542	335	100	1,8226	R\$ 4.633,08	R\$ 182,26	R\$ 4.450,82
Total:						R\$ 53.328,71	R\$ 2.701,04	R\$ 50.627,67

Tabela AP.3 - Comparativo no 15º ano de funcionamento

Mês	Injetado (kWh)	Consumo (kWh)	Crédito no mês (kWh)	Faturado c/ créd. (kWh)	Tarifa (R\$)	Fatura com GD	Fatura sem GD	Economia
out/31	2658	2569	89	100	2,7111	R\$ 6.964,80	R\$ 271,11	R\$ 6.693,69
nov/31	2642	2589	53	100	2,7343	R\$ 7.079,08	R\$ 273,43	R\$ 6.805,65
dez/31	2354	2679	0	100	2,7454	R\$ 7.354,96	R\$ 274,54	R\$ 7.080,42
jan/32	2123	2721	0	531	2,6111	R\$ 7.104,69	R\$ 1.386,47	R\$ 5.718,21
fev/32	2147	2085	273	100	2,5053	R\$ 5.223,65	R\$ 250,53	R\$ 4.973,12
mar/32	2207	2826	0	346	2,5276	R\$ 7.143,09	R\$ 875,26	R\$ 6.267,83
abr/32	2027	2475	0	448	2,5942	R\$ 6.420,71	R\$ 1.161,82	R\$ 5.258,89
mai/32	2067	2431	0	364	2,6570	R\$ 6.459,20	R\$ 967,00	R\$ 5.492,19
jun/32	2083	2484	0	401	2,8173	R\$ 6.998,11	R\$ 1.129,68	R\$ 5.868,43
jul/32	2243	2501	0	258	2,9544	R\$ 7.388,98	R\$ 763,31	R\$ 6.625,67
ago/32	2542	2440	102	100	2,8277	R\$ 6.899,68	R\$ 282,77	R\$ 6.616,91
set/32	2690	2542	148	100	2,8085	R\$ 7.139,28	R\$ 280,85	R\$ 6.858,43
Total:						R\$ 82.176,23	R\$ 7.916,79	R\$ 74.259,43

Tabela AP.4 - Comparativo no 20º ano de funcionamento

Mês	Injetado (kWh)	Consumo (kWh)	Crédito no mês (kWh)	Faturado c/ créd. (kWh)	Tarifa (R\$)	Fatura sem GD	Fatura com GD	Economia
out/36	2596	2569	27	100	4,1776	R\$ 10.732,32	R\$ 417,76	R\$ 10.314,55
nov/36	2580	2589	0	100	4,2134	R\$ 10.908,42	R\$ 421,34	R\$ 10.487,08
dez/36	2300	2679	0	260	4,2305	R\$ 11.333,54	R\$ 1.099,93	R\$ 10.233,61
jan/37	2074	2721	0	647	4,0235	R\$ 10.947,88	R\$ 2.603,19	R\$ 8.344,69
fev/37	2097	2085	12	100	3,8606	R\$ 8.049,33	R\$ 386,06	R\$ 7.663,27
mar/37	2155	2826	0	659	3,8949	R\$ 11.007,06	R\$ 2.566,76	R\$ 8.440,30
abr/37	1980	2475	0	495	3,9975	R\$ 9.893,91	R\$ 1.978,78	R\$ 7.915,13
mai/37	2019	2431	0	412	4,0943	R\$ 9.953,22	R\$ 1.686,85	R\$ 8.266,38
jun/37	2035	2484	0	449	4,3412	R\$ 10.783,65	R\$ 1.949,22	R\$ 8.834,43
jul/37	2190	2501	0	311	4,5526	R\$ 11.385,96	R\$ 1.415,85	R\$ 9.970,12
ago/37	2483	2440	43	100	4,3574	R\$ 10.631,98	R\$ 435,74	R\$ 10.196,25
set/37	2627	2542	85	100	4,3278	R\$ 11.001,19	R\$ 432,78	R\$ 10.568,41
Total:						R\$ 126.628,46	R\$ 15.394,25	R\$ 111.234,22

Tabela AP.5 - Comparativo no 25º ano de funcionamento

Mês	Injetado (kWh)	Consumo (kWh)	Crédito no mês (kWh)	Faturado c/ créd. (kWh)	Tarifa (R\$)	Fatura sem GD	Fatura com GD	Economia
out/41	2472	2569	0	100	6,4375	R\$ 16.537,83	R\$ 643,75	R\$ 15.894,09
nov/41	2457	2589	0	132	6,4925	R\$ 16.809,19	R\$ 854,56	R\$ 15.954,63
dez/41	2190	2679	0	489	6,5190	R\$ 17.464,28	R\$ 3.187,05	R\$ 14.277,23
jan/42	1975	2721	0	746	6,1999	R\$ 16.870,00	R\$ 4.626,32	R\$ 12.243,68
fev/42	1997	2085	0	100	5,9489	R\$ 12.403,51	R\$ 594,89	R\$ 11.808,62
mar/42	2053	2826	0	773	6,0018	R\$ 16.961,19	R\$ 4.640,83	R\$ 12.320,36
abr/42	1886	2475	0	589	6,1600	R\$ 15.245,90	R\$ 3.629,93	R\$ 11.615,97
mai/42	1923	2431	0	508	6,3090	R\$ 15.337,30	R\$ 3.205,99	R\$ 12.131,31
jun/42	1938	2484	0	546	6,6896	R\$ 16.616,94	R\$ 3.654,58	R\$ 12.962,35
jul/42	2086	2501	0	415	7,0152	R\$ 17.545,06	R\$ 2.910,10	R\$ 14.634,96
ago/42	2365	2440	0	100	6,7144	R\$ 16.383,23	R\$ 671,44	R\$ 15.711,78
set/42	2502	2542	0	100	6,6688	R\$ 16.952,15	R\$ 666,88	R\$ 16.285,27
Total:						R\$ 195.126,59	R\$ 29.286,34	R\$ 165.840,26

ANEXO A - SOLICITAÇÃO DE ACESSO

Tabela A.1 - Etapas do processo de solicitação de acesso

ETAPA	AÇÃO	RESPONSÁVEL	PRAZO
1 Solicitação de acesso	(a) Formalização da solicitação de acesso, com o encaminhamento de documentação, dados e informações pertinentes, bem como dos estudos realizados.	Acessante	-
	(b) Recebimento da solicitação de acesso.	Distribuidora	-
	(c) Solução de pendências relativas às informações solicitadas na Seção 3.7.	Acessante	-
2 Parecer de acesso	(a) Emissão de parecer com a definição das condições de acesso.	Distribuidora	<p>i. Para central geradora classificada como microgeração distribuída quando não houver necessidade de melhoria ou reforço do sistema de distribuição, até 15 (quinze) dias após a ação 1(b) ou 1(c).</p> <p>ii. Para central geradora classificada como minigeração distribuída, quando não houver necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição, até 30 (trinta) dias após a ação 1(b) ou 1(c).</p> <p>iii. Para central geradora classificada como microgeração distribuída, quando houver necessidade de execução de obras de melhoria ou reforço no sistema de distribuição, até 30 (trinta) dias após a ação 1(b) ou 1(c).</p> <p>iv. Para central geradora classificada como minigeração</p>

Fonte: ANEEL (2016).

Tabela A.1 - Continuação

ETAPA	AÇÃO	RESPONSÁVEL	PRAZO
			distribuída, quando houver necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição, até 60 (sessenta) dias após a ação 1(b) ou 1(c).
3 Implantação da conexão	(a) Solicitação de vistoria	Acessante	Até 120 (cento e vinte) dias após a ação 2(a)
	(b) Realização de vistoria.	Distribuidora	Até 7 (sete) dias após a ação 3(a)
	(c) Entrega para acessante do Relatório de Vistoria se houver pendências.	Distribuidora	Até 5 (cinco) dias após a ação 3(b)
4 Aprovação do ponto de conexão	(a) Adequação das condicionantes do Relatório de Vistoria.	Acessante	Definido pelo acessante
	(b) Aprovação do ponto de conexão, adequação do sistema de medição e início do sistema de compensação de energia, liberando a microgeração ou minigeração distribuída para sua efetiva conexão.	Distribuidora	Até 7 (sete) dias após a ação 3(b), quando não forem encontradas pendências.
5 Contratos	(a) Acordo Operativo ou Relacionamento Operacional	Acessante e Distribuidora	Acordo operativo até a ação 4 (b), Relacionamento operacional até a ação 2(a)

Fonte: ANEEL (2016).

ANEXO B - DOCUMENTO PARA GD NA ENEL

Tabela B.1 - Formulário de Solicitação de acesso para microgeração distribuída com potência superior a 10kW.

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC		
Código da UC:	Classe:	
Titular da UC:		
Rua/Av.:	Nº:	CEP:
Bairro:	Cidade:	
E-mail:		
Telefone: ()	Celular: ()	
CNPJ/CPF:		
2 - Dados da Unidade Consumidora		
Potência instalada (kW):	Tensão de atendimento (V):	
Tipo de conexão:	monofásica <input type="checkbox"/>	bifásica <input type="checkbox"/> trifásica <input type="checkbox"/>
Tipo de ramal:	aéreo <input type="checkbox"/>	subterrâneo <input type="checkbox"/>
3 - Dados da Geração		
Potência instalada de geração (kW):		
Tipo da Fonte de Geração:		
Hidráulica <input type="checkbox"/>	Solar <input type="checkbox"/>	Eólica <input type="checkbox"/> Biomassa <input type="checkbox"/> Cogeração Qualificada <input type="checkbox"/>
Outra (especificar):		
4 - Documentação a Ser Anexada		
1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração	<input type="checkbox"/>	
2. Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo	<input type="checkbox"/>	
3. Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção	<input type="checkbox"/>	
4. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.	<input type="checkbox"/>	
5. Dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg	<input type="checkbox"/>	
6. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012	<input type="checkbox"/>	
7. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)	<input type="checkbox"/>	
8. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)	<input type="checkbox"/>	
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)		
Responsável/Área:		
Endereço:		
Telefone:		
E-mail:		
Solicitante		
Nome/Procurador Legal:		
Telefone:		
E-mail:		
_____	/ / _____	_____
Local	Data	Assinatura do Responsável

Fonte: Especificação Técnica no. 122 - ENEL (2018).

ANEXO C - TABELA DE DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CC

Tabela C.1 - Capacidade de condução de corrente em amperes

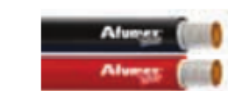
Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação ^[3]							
	1	3	1	3	1	3	1	3
	Temperatura de operação no condutor							
	90°C ^[4]		120°C ^[5]		90°C ^[4]		120°C ^[5]	
2,5	35	40	34	38	31	36	29	35
4	47	53	45	51	41	48	39	46
6	60	68	57	65	51	61	49	59
10	83	95	79	90	71	85	68	81
16	110	125	105	120	93	112	89	107
25	146	166	140	159	123	147	117	141
35	181	207	174	198	151	182	145	174
50	229	260	219	249	189	228	181	218
70	285	325	273	311	234	283	224	271
95	343	390	328	374	279	339	267	324
120	402	458	385	438	325	396	311	379
150	463	527	443	504	371	453	355	434
185	528	600	506	574	420	513	402	491
240	633	719	606	688	499	612	477	586

[1] Resistência ôhmica em corrente contínua à temperatura de 90°C;

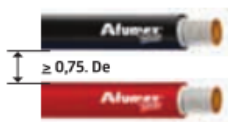
[2] Cálculo da queda de tensão considerando um sistema de corrente contínua;

Nota: para a correção do Rcc e da queda de tensão a 120°C, multiplicar o Rcc e queda de tensão a 90°C pelo fator de 1,0925.

[3] Modo de instalação:



Modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro na horizontal.



Modo de instalação 3: dois cabos unipolares espaçados em pelo menos 0,75 x diâmetro externo na horizontal.
De = Diâmetro nominal externo do cabo completo.

[4] Tabela C.2 da NBR 16612 - Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 30°C e temperatura no condutor em regime permanente de 90°C;

[5] Tabela C.5 da NBR 16612 - Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 60°C e temperatura no condutor de 120°C, por um período máximo de 20.000 h.

Fonte: Cabos Afumex Solar da Prysmian (2018).

ANEXO D - TABELA DE DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CA

Tabela D.1 - (*) Capacidade de condução de corrente em amperes

REFERÊNCIA A1, A2, B1, B2, C e D DA TABELA 1 CABOS ISOLADOS EM TERMOFIXO, CONDUTOR DE COBRE.

- Cabos Voltalene, Eprotenax, Eprotenax Gsette e Afumex 0,6/1kV;
- 2 e 3 condutores carregados;
- Temperatura no condutor: 90 °C;
- Temperaturas: 30 °C (ambiente), 20 °C (solo).

seções nominais (mm ²)	métodos de instalação definidos na tabela 1											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados
[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[7]	[8]	[9]	[10]	[11]	[12]	[13]
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	90	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211
120	278	249	253	227	354	312	305	268	382	322	287	240
150	318	285	290	259	407	358	349	307	441	371	324	271
185	362	324	329	295	464	408	395	348	506	424	363	304
240	424	380	386	346	546	481	462	407	599	500	419	351
300	486	435	442	396	628	553	529	465	693	576	474	396
400	579	519	527	472	751	661	628	552	835	692	555	464
500	664	595	604	541	864	760	718	631	966	797	627	525
630	765	685	696	623	998	879	825	725	1122	923	711	596
800	885	792	805	721	1158	1020	952	837	1311	1074	811	679
1000	1014	908	923	826	1332	1173	1088	957	1515	1237	916	767

(*) De acordo com a tabela 37 da NBR 5410/2004.

Fonte: Dimensionamento de cabos de BT Prysmian (2018).

ANEXO E - SIMULAÇÃO NO BANCO DO NORDESTE

Figura E.1 - Dados da simulação do empréstimo no Banco do Nordeste



Simulador de Financiamento

Data da Simulação: 28/11/2018

Programa:	FNE Sol Urbano
Valor a Contratar:	R\$ 88.700,00
Valor Líquido da Operação a Contratar: (Valor do crédito a conceder, deduzido dos custos)	R\$ 88.700,00
Número de Prestações de Principal a Pagar:	60
Carência (meses):	3
Data Estimada para Contratação:	27/11/2018
Data de Previsão de Pagamento da 1ª Parcela de Principal:	27/03/2019
Taxa de Juros ao ano (%):	2,18%
Taxa de Juros Equivalente ao Mês (%):	0,18%
Bônus de Adimplência:	15,00%
Taxa de Juros ao Ano, com bônus de adimplência:	1,85%
Taxa de Juros ao Mês, com bônus de adimplência:	0,15%
Custo Efetivo Total (CET) ao ano (%):	2,21%
Custo Efetivo Total (CET) ao mês (%):	0,18%
CET ao ano, com bônus de adimplência (%):	1,88%
CET ao mês, com bônus de adimplência (%):	0,15%

* No cálculo do CET não estão considerados os JUROS BÁSICOS VARIÁVEIS (JBV) apurados com base no Fator de Atualização Monetária (FAM) a partir da variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

Fonte: FNE Sol - BNB (2018).

Tabela E.1 - Detalhes dos vinte e cinco anos da simulação de financiamento



Simulador de Financiamento

Data da Simulação: 28/11/2018

Detalhamento da Simulação

PARCELA	DATA	PRINCIPAL	JUROS	TOTAL FINANCIAMENTO	BÔNUS DE ADIMPLENCIA	PRESTAÇÃO COM BÔNUS	PAGAMENTO TOTAL CONCESSIONÁRIA NO PERÍODO	ECONOMIA NO PERÍODO
TOTAIS		R\$ 88.699,93	R\$ 5.354,62	R\$ 94.054,55	R\$ 803,19	R\$ 93.251,35	R\$ 146.904,32	R\$ 53.652,97
	27/02/2019		R\$ 425,97	R\$ 425,97	R\$ 63,90	R\$ 362,08	R\$ 5.599,68	R\$ 5.237,60
1	27/03/2019	R\$ 1.478,33	R\$ 148,84	R\$ 1.627,17	R\$ 22,33	R\$ 1.604,84	R\$ 1.866,56	R\$ 261,72
2	27/04/2019	R\$ 1.478,33	R\$ 162,05	R\$ 1.640,38	R\$ 24,31	R\$ 1.616,07	R\$ 1.866,56	R\$ 250,49
3	27/05/2019	R\$ 1.478,33	R\$ 154,16	R\$ 1.632,49	R\$ 23,12	R\$ 1.609,37	R\$ 1.866,56	R\$ 257,19
4	27/06/2019	R\$ 1.478,33	R\$ 156,56	R\$ 1.634,89	R\$ 23,48	R\$ 1.611,41	R\$ 1.866,56	R\$ 255,15
5	27/07/2019	R\$ 1.478,33	R\$ 148,85	R\$ 1.627,18	R\$ 22,33	R\$ 1.604,85	R\$ 1.866,56	R\$ 261,71
6	27/08/2019	R\$ 1.478,33	R\$ 151,07	R\$ 1.629,40	R\$ 22,66	R\$ 1.606,74	R\$ 1.866,56	R\$ 259,82
7	27/09/2019	R\$ 1.478,33	R\$ 148,32	R\$ 1.626,65	R\$ 22,25	R\$ 1.604,40	R\$ 1.866,56	R\$ 262,16
8	27/10/2019	R\$ 1.478,33	R\$ 140,87	R\$ 1.619,20	R\$ 21,13	R\$ 1.598,07	R\$ 1.866,56	R\$ 268,49
9	27/11/2019	R\$ 1.478,33	R\$ 142,83	R\$ 1.621,16	R\$ 21,42	R\$ 1.599,73	R\$ 2.053,22	R\$ 453,48
10	27/12/2019	R\$ 1.478,33	R\$ 135,56	R\$ 1.613,89	R\$ 20,33	R\$ 1.593,55	R\$ 2.053,22	R\$ 459,66
11	27/01/2020	R\$ 1.478,33	R\$ 137,33	R\$ 1.615,66	R\$ 20,60	R\$ 1.595,06	R\$ 2.053,22	R\$ 458,15
12	27/02/2020	R\$ 1.478,33	R\$ 134,59	R\$ 1.612,92	R\$ 20,19	R\$ 1.592,73	R\$ 2.053,22	R\$ 460,49
13	27/03/2020	R\$ 1.478,33	R\$ 123,33	R\$ 1.601,66	R\$ 18,50	R\$ 1.583,16	R\$ 2.053,22	R\$ 470,06
14	27/04/2020	R\$ 1.478,33	R\$ 129,09	R\$ 1.607,42	R\$ 19,36	R\$ 1.588,06	R\$ 2.053,22	R\$ 465,16
15	27/05/2020	R\$ 1.478,33	R\$ 122,27	R\$ 1.600,60	R\$ 18,34	R\$ 1.582,26	R\$ 2.053,22	R\$ 470,96
16	27/06/2020	R\$ 1.478,33	R\$ 123,60	R\$ 1.601,93	R\$ 18,54	R\$ 1.583,39	R\$ 2.053,22	R\$ 469,83
17	27/07/2020	R\$ 1.478,33	R\$ 116,95	R\$ 1.595,28	R\$ 17,54	R\$ 1.577,74	R\$ 2.053,22	R\$ 475,48
18	27/08/2020	R\$ 1.478,33	R\$ 118,11	R\$ 1.596,44	R\$ 17,72	R\$ 1.578,72	R\$ 2.053,22	R\$ 474,50
19	27/09/2020	R\$ 1.478,33	R\$ 115,36	R\$ 1.593,69	R\$ 17,30	R\$ 1.576,39	R\$ 2.053,22	R\$ 476,83
20	27/10/2020	R\$ 1.478,33	R\$ 108,98	R\$ 1.587,31	R\$ 16,35	R\$ 1.570,96	R\$ 2.053,22	R\$ 482,26
21	27/11/2020	R\$ 1.478,33	R\$ 109,87	R\$ 1.588,20	R\$ 16,48	R\$ 1.571,72	R\$ 2.258,54	R\$ 686,82
22	27/12/2020	R\$ 1.478,33	R\$ 103,66	R\$ 1.581,99	R\$ 15,55	R\$ 1.566,44	R\$ 2.258,54	R\$ 692,10
23	27/01/2021	R\$ 1.478,33	R\$ 104,37	R\$ 1.582,70	R\$ 15,66	R\$ 1.567,05	R\$ 2.258,54	R\$ 691,49
24	27/02/2021	R\$ 1.478,34	R\$ 101,63	R\$ 1.579,97	R\$ 15,24	R\$ 1.564,72	R\$ 2.258,54	R\$ 693,82
25	27/03/2021	R\$ 1.478,33	R\$ 89,30	R\$ 1.567,63	R\$ 13,40	R\$ 1.554,24	R\$ 2.258,54	R\$ 704,30

Fonte: FNE Sol - BNB (2018).

Tabela E.1 - Continuação



Simulador de Financiamento

Data da Simulação: 28/11/2018

PARCELA	DATA	PRINCIPAL	JUROS	TOTAL FINANCIAMENTO	BÔNUS DE ADIMPLENCIA	PRESTAÇÃO COM BÔNUS	PAGAMENTO TOTAL CONCESSIONÁRIA NO PERÍODO	ECONOMIA NO PERÍODO
26	27/04/2021	R\$ 1.478,33	R\$ 96,13	R\$ 1.574,46	R\$ 14,42	R\$ 1.560,04	R\$ 2.258,54	R\$ 698,49
27	27/05/2021	R\$ 1.478,33	R\$ 90,37	R\$ 1.568,70	R\$ 13,56	R\$ 1.555,15	R\$ 2.258,54	R\$ 703,39
28	27/06/2021	R\$ 1.478,34	R\$ 90,64	R\$ 1.568,98	R\$ 13,60	R\$ 1.555,38	R\$ 2.258,54	R\$ 703,15
29	27/07/2021	R\$ 1.478,33	R\$ 85,05	R\$ 1.563,38	R\$ 12,76	R\$ 1.550,63	R\$ 2.258,54	R\$ 707,91
30	27/08/2021	R\$ 1.478,33	R\$ 85,15	R\$ 1.563,48	R\$ 12,77	R\$ 1.550,70	R\$ 2.258,54	R\$ 707,83
31	27/09/2021	R\$ 1.478,33	R\$ 82,40	R\$ 1.560,73	R\$ 12,36	R\$ 1.548,37	R\$ 2.258,54	R\$ 710,17
32	27/10/2021	R\$ 1.478,34	R\$ 77,08	R\$ 1.555,42	R\$ 11,56	R\$ 1.543,86	R\$ 2.258,54	R\$ 714,68
33	27/11/2021	R\$ 1.478,33	R\$ 76,91	R\$ 1.555,24	R\$ 11,54	R\$ 1.543,70	R\$ 2.484,39	R\$ 940,69
34	27/12/2021	R\$ 1.478,33	R\$ 71,77	R\$ 1.550,10	R\$ 10,76	R\$ 1.539,33	R\$ 2.484,39	R\$ 945,06
35	27/01/2022	R\$ 1.478,33	R\$ 71,41	R\$ 1.549,74	R\$ 10,71	R\$ 1.539,03	R\$ 2.484,39	R\$ 945,36
36	27/02/2022	R\$ 1.478,34	R\$ 68,67	R\$ 1.547,01	R\$ 10,30	R\$ 1.536,71	R\$ 2.484,39	R\$ 947,69
37	27/03/2022	R\$ 1.478,33	R\$ 59,53	R\$ 1.537,86	R\$ 8,93	R\$ 1.528,93	R\$ 2.484,39	R\$ 955,46
38	27/04/2022	R\$ 1.478,33	R\$ 63,17	R\$ 1.541,50	R\$ 9,48	R\$ 1.532,03	R\$ 2.484,39	R\$ 952,36
39	27/05/2022	R\$ 1.478,33	R\$ 58,48	R\$ 1.536,81	R\$ 8,77	R\$ 1.528,03	R\$ 2.484,39	R\$ 956,36
40	27/06/2022	R\$ 1.478,34	R\$ 57,68	R\$ 1.536,02	R\$ 8,65	R\$ 1.527,37	R\$ 2.484,39	R\$ 957,02
41	27/07/2022	R\$ 1.478,33	R\$ 53,16	R\$ 1.531,49	R\$ 7,97	R\$ 1.523,52	R\$ 2.484,39	R\$ 960,88
42	27/08/2022	R\$ 1.478,33	R\$ 52,19	R\$ 1.530,52	R\$ 7,83	R\$ 1.522,69	R\$ 2.484,39	R\$ 961,70
43	27/09/2022	R\$ 1.478,33	R\$ 49,44	R\$ 1.527,77	R\$ 7,42	R\$ 1.520,35	R\$ 2.484,39	R\$ 964,04
44	27/10/2022	R\$ 1.478,34	R\$ 45,19	R\$ 1.523,53	R\$ 6,78	R\$ 1.516,75	R\$ 2.484,39	R\$ 967,64
45	27/11/2022	R\$ 1.478,33	R\$ 43,95	R\$ 1.522,28	R\$ 6,59	R\$ 1.515,68	R\$ 2.732,83	R\$ 1.217,15
46	27/12/2022	R\$ 1.478,33	R\$ 39,87	R\$ 1.518,20	R\$ 5,98	R\$ 1.512,22	R\$ 2.732,83	R\$ 1.220,61
47	27/01/2023	R\$ 1.478,33	R\$ 38,45	R\$ 1.516,78	R\$ 5,77	R\$ 1.511,02	R\$ 2.732,83	R\$ 1.221,82
48	27/02/2023	R\$ 1.478,34	R\$ 35,71	R\$ 1.514,05	R\$ 5,36	R\$ 1.508,69	R\$ 2.732,83	R\$ 1.224,14
49	27/03/2023	R\$ 1.478,33	R\$ 29,77	R\$ 1.508,10	R\$ 4,47	R\$ 1.503,63	R\$ 2.732,83	R\$ 1.229,20
50	27/04/2023	R\$ 1.478,34	R\$ 30,21	R\$ 1.508,55	R\$ 4,53	R\$ 1.504,02	R\$ 2.732,83	R\$ 1.228,81
51	27/05/2023	R\$ 1.478,33	R\$ 26,58	R\$ 1.504,91	R\$ 3,99	R\$ 1.500,92	R\$ 2.732,83	R\$ 1.231,91
52	27/06/2023	R\$ 1.478,34	R\$ 24,72	R\$ 1.503,06	R\$ 3,71	R\$ 1.499,35	R\$ 2.732,83	R\$ 1.233,48
53	27/07/2023	R\$ 1.478,33	R\$ 21,26	R\$ 1.499,59	R\$ 3,19	R\$ 1.496,40	R\$ 2.732,83	R\$ 1.236,43
54	27/08/2023	R\$ 1.478,34	R\$ 19,23	R\$ 1.497,57	R\$ 2,88	R\$ 1.494,68	R\$ 2.732,83	R\$ 1.238,15
55	27/09/2023	R\$ 1.478,33	R\$ 16,48	R\$ 1.494,81	R\$ 2,47	R\$ 1.492,34	R\$ 2.732,83	R\$ 1.240,49

Fonte: FNE Sol - BNB (2018).

Tabela E.1 - Continuação



Simulador de Financiamento

Data da Simulação: 28/11/2018

PARCELA	DATA	PRINCIPAL	JUROS	TOTAL FINANCIAMENTO	BÔNUS DE ADIMPLENCIA	PRESTAÇÃO COM BÔNUS	PAGAMENTO TOTAL CONCESSIONÁRIA NO PERÍODO	ECONOMIA NO PERÍODO
56	27/10/2023	R\$ 1.478,34	R\$ 13,29	R\$ 1.491,63	R\$ 1,99	R\$ 1.489,64	R\$ 2.732,83	R\$ 1.243,19
57	27/11/2023	R\$ 1.478,33	R\$ 10,99	R\$ 1.489,32	R\$ 1,65	R\$ 1.487,67	R\$ 3.006,11	R\$ 1.518,44
58	27/12/2023	R\$ 1.478,34	R\$ 7,97	R\$ 1.486,31	R\$ 1,20	R\$ 1.485,12	R\$ 3.006,11	R\$ 1.521,00
59	27/01/2024	R\$ 1.478,33	R\$ 5,49	R\$ 1.483,82	R\$ 0,82	R\$ 1.483,00	R\$ 3.006,11	R\$ 1.523,11
60	27/02/2024	R\$ 1.478,34	R\$ 2,75	R\$ 1.481,09	R\$ 0,41	R\$ 1.480,67	R\$ 3.006,11	R\$ 1.525,44

1. As informações geradas são fruto de simulação. Os valores poderão sofrer alterações, em função de eventuais mudanças das taxas e outras condições.
2. Cálculo referente aos encargos que incidem diretamente sobre a operação. Não foi incluída tarifa de cadastro, eventualmente cobrada ao cliente.
3. Impostos sobre Operações Financeiras (IOF) incidem sobre parcela de recursos internos do Banco.
4. Para mais informações, entre em contato por meio de nossos canais de atendimento.

Fonte: FNE Sol - BNB (2018).